EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS DE LA EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

MARTHA ROCIO DIAZ TAPIAS
YANETH RANGEL SANCHEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION DE ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA
2009

EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS DE LA EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

MARTHA ROCIO DIAZ TAPIAS
YANETH RANGEL SANCHEZ

Monografía para obtener el título de Especialistas en Alta Gerencia

JUAN B. DUARTE
Director

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION DE ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA
2009

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. PRESENTACIÓN	3
1.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA	3
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	5
1.3 DESCRIPCIÓN DE NEGOCIOS	6
1.3.1 Generación	6
1.3.2 Transmisión Y Distribución	7
1.3.2 Comercialización	7
1.4 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	9
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	10
1.6 OBJETIVOS	12
1.6.1 Objetivo General	12
1.6.2 Objetivos Específicos	12
1.7 ALCANCE	13
2. ESTADO DEL ARTE	14
2.1 MARCO TEÓRICO	14
2.1.1 Tipos de Valoración	14
2.2 ANTECEDENTES	20
2.2.1 EXPERIENCIAS DE OTRAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS (ESP)	23
3. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO	27

3.1 REGULACIÓN TARIFARIA 27

3.1.1 Clasificación de Usuarios de Acuerdo al Consumo 27

3.1.2 Fórmula Tarifaria 29

3.2 DATOS HISTÓRICOS DE LA ESSA 43

3.2.1 Índices de pérdidas del Distribuidor 44

3.2.2 Ventas (kWh) y Usuarios regulados y no regulados (2004 – 2008) 46

3.2.3 Costo Unitario 2005 - 2009 (CU) 47

3.2.4 Tarifas Residenciales 2005 – 2009 48

3.3 DATOS HISTÓRICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA 49

3.3.1 Demanda de Energía en Colombia (2005 – 2008) 49

3.3.2 Demanda de Energía en Colombia por Operador de Red (2007) 50

3.3.3 Evolución del PIB y la Demanda de Energía en Colombia (1995 – 2008) 51

4. VALORACIÓN DE LA ESSA 53

4.1 INFORMACION RELEVANTE PARA LA VALORACION DE LOS DOS ESCENARIOS PROPUESTOS 54

4.1.1 Plan Comercial 55

4.1.2 Plan de Transporte y Recuperación de Pérdidas de Electricidad 57

4.1.3 Plan de Negocio de Generación 60

4.1.4 Plan Áreas de Soporte Crítico del Negocio 62

4.1.5 Resumen de Proyección de Inversiones 64

4.2 PROYECCIÓN DE INGRESOS PARA EL PERIODO 2009 – 2013 PARA EL ESCENARIO 1 64

4.2.1 Crecimiento de ventas de energía 66

4.2.2 Aumento de las tarifas (CU) 68

4.3 PROYECCIÓN DE COSTOS, GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS E IMPUESTOS PARA EL PERIODO 2009 – 2013 PARA EL ESCENARIO 1 70

4.4 PROYECCION DE CAPITAL DE TRABAJO NETO OPERATIVO PARA EL ESCENARIO 1 73

4.5 COMPONENTES DEL FLUJO DE CAJA LIBRE 74

4.6 FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL ESCENARIO 1 78

4.7 FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL ESCENARIO 2 79

4.8 PASOS PARA CALCULAR EL PRECIO DE LA ACCIÓN DE LA ESSA 81

4.9 CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ACCIÓN DE LA ESSA A DICIEMBRE DE 2008 83

4.9.1 A partir de los FCL proyectados en el Escenario 1 83

4.9.2 A partir de los FCL proyectados en el Escenario 2 85

4.10 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO PARA LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS 87

4.10.1 TIR a partir de la valoración del Escenario 1 88

4.10.2 TIR a partir del Escenario 2 89

4.11 ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS 90

CONCLUSIONES 92

WEBGRAFIA 95

BIBLIOGRAFIA 96

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1: Porcentaje de incremento en ventas (Kwh) 55

Cuadro 2: Recuperación acumulada (Gwh/año) por programa de pérdidas 56

Cuadro 3: Proyección de Ventas (Gwh/año) 57

Cuadro 4: Costos de Comercialización 57

Cuadro 5: Inversiones del negocio de transporte de electricidad de la ESSA 58

Cuadro 6: Proyección de los índices de pérdidas (%) 58

Cuadro 7: Inversiones para proyecto de reducción de pérdidas 60

Cuadro 8: Costos para proyecto de reducción de pérdidas 60

Cuadro 9: Inversiones del negocio de Generación 61

Cuadro 10: Costos ambientales del negocio de Generación 61

Cuadro 11: Inversiones en Tecnología e Informática 62

Cuadro 12: Costos en Tecnología e Informática 63

Cuadro 13: Inversión en Transporte y Equipo 63

Cuadro 14: Costos de asesorías 63

Cuadro 15: Inversiones ESSA 64

Cuadro 16: Proyección de ingresos 2009 – 2013 (Millones de pesos) 65

Cuadro 17: Proyección de Ventas (GWh) a usuarios Regulados 66

Cuadro 18: Porcentajes de Costos, Gastos e Impuestos del Escenario 1 71

Cuadro 19: Proyección de Costos, Gastos e Impuestos (Millones de pesos) del Escenario 1 73

Cuadro 20: Capital de trabajo de la ESSA proyectado (millones de pesos) del Escenario 1 74

Cuadro 21: Proyección Flujo de Caja Libre 2009 – 2013 Escenario 1 (Millones de pesos) 78

Cuadro 22: Proyección FCL 2009 – 2013 Escenario 2 (Millones de Pesos) 80

Cuadro 23: Valoración y precio de la acción de la ESSA a Diciembre de 2008 Escenario 1 (Cifras en millones) 84

Cuadro 24: Valoración y precio de la acción de la ESSA a Diciembre de 2008 Escenario 2 (Cifras en millones) 85

Cuadro 25: TIR Escenario 1 89

Cuadro 26: TIR Escenario 2 90

LISTA DE GRAFICAS

Grafico 1: Demanda de energía en Colombia Enero 2003 – Junio 2008 28

Grafico 2: Demanda de energía en Colombia Enero 2004 – Junio 2009 28

Grafico 3: Evolución del Componente G en Colombia (Pesos constantes abril de 2008) 31

Grafico 4: Costo Promedio del STN afectado por pérdidas 32

Grafico 5: Evolución del promedio nacional del componte D 33

Grafico 6: Costo Base de Comercialización (Fuentes SSPD) 35

Grafico 7: Evolución del CU por nivel de tensión (Fuente SSPD) 35

Grafico 8: Evolución del Costo de Restricciones 43

Grafico 9: Histórico del índice de pérdidas acumulado del distribuidor del período 2004 – 2008 44

Grafico 10: Clientes regulados y no regulados de la ESSA (2004 – 2008) 46

Grafico 11: Ventas (Kwh) del mercado regulado y no regulado de la ESSA (2004 – 2008) 47

Gráfico 12: Costo unitario de prestación del servicio (CU) de la ESSA ($/Kwh) 48

Gráfico 13: Tarifas de usuarios residenciales de la ESSA ($/Kwh) 48

Gráfico 14: Demanda (Gwh) de energía en Colombia 49

Gráfico 15: Total de Demanda de Energía en Colombia por Operador de Red para el año 2007 50

Gráfico 16: Evolución del PIB y la Demanda de Energía en Colombia (Mar 1995 – Marzo 2009) 51

Gráfico 17: Proyección Flujo de Caja Libre Escenario 1 (Millones de Pesos) 79

Gráfico 18: Proyección Flujo de Caja Libre Escenario 2 (Millones de Pesos) 80

Gráfico 19: Representación TIR Escenario 1 89

Gráfico 20: Representación TIR Escenario 2 90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio 37

Figura 2: Fórmula Tarifaria Actual 37

Figura 3: Mapa de Colombia con Áreas de Distribución 39

RESUMEN

TITULO:
EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS DE LA EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.[*]

AUTORES
MARTHA ROCÍO DÍAZ TAPÍAS.- Administradora Financiera y de Sistemas

YANETH RANGEL SÁNCHEZ.- Ingeniera de Sistemas[**]

PALABRAS CLAVES
Evaluación; Inversión: Acciones; Privatización Essa.

DESCRIPCIÓN

La ESSA es una empresa de economía mixta que genera, transmite, distribuye y comercializa el servicio de energía eléctrica al departamento de Santander. A finales del año 2007, la ESSA emitió acciones al Sector solidario dando de esta manera cumplimiento a la primera etapa prevista para el proceso de privatización A partir de marzo de 2009, la ESSA es integrante del grupo empresarial EPM. Para evaluar la inversión de los accionistas minoritarios, se hizo una recopilación y análisis de la información contable y comercial de los últimos años de la ESSA. Adicionalmente, basados en Plan de Negocios del periodo 2009 a 2013 se hizo la valoración bajo dos escenarios, el primero bajo la óptica de continuar administrada por el Estado y el segundo bajo la óptica del Grupo Empresarial EPM como accionista mayoritario, con criterios eminentemente de eficiencia.

Con base en valores presentes a diciembre de 2008 de los flujos de caja libre del periodo 2009 – 2013 y el valor residual, que es el valor atribuido al negocio a partir del último período proyectado mediante el modelo de Gordon – Shapiro, se calcula el valor total presente de los flujos de caja. A éste valor se descuenta el valor de la deuda de 2008 para calcular el valor del patrimonio. El precio de la acción se obtiene dividiendo el valor del patrimonio en el total de acciones.

El valor de la acción para el escenario uno fue $24,07 y para el escenario dos $52,56. La TIR para el escenario uno fue de 49,68% y para el escenario dos de 201.19%.

Se concluye que fue acertada la decisión de los accionistas minoritarios de la ESSA al invertir en acciones.

---

[*] Monografía

[**] Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas.- Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.- Especialización en Alta Gerencia.- Director: Juan Benjamin Duarte.- Ingeniero Industrial

SUMMARY

TITTLE: ASSESSMENT OF THE INVESTMENT OF MINORITY SHAREHOLDERS OF THE COMPANY ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S. A. ESP[*]

AUTHORS: MARTHA ROCÍO DÍAZ TAPÍAS.- Finance and Systems Administrator
YANETH RANGEL SÁNCHEZ.- Systems Engineering [**]

KEY WORDS: Evaluation; Investment: Stocks; Privatization; Essa.
DESCRIPTION

The ESSA is a mixed economy that generates, transmits, distributes and markets the electricity service to the department of Santander. In late 2007, the ESSA issued shares to Sector solidarity thus giving effect to the first stage in the process of privatization Since March 2009, the ESSA is a member of the EPM business group. To assess the investment of minority shareholders, it was a compilation and analysis of accounting information and trade in recent years of the ESSA. Additionally, based on the Business Plan period 2009 to 2013 assessment made under two scenarios, the first from the perspective of continuing administered by the state and the second from the viewpoint of EPM Enterprise Group as majority shareholder, with criteria of efficiency eminently.

Based on these values to December 2008 of free cash flows for the period 2009 to 2013 and the residual value, which is the value placed on business from the last period projected by the Gordon model - Shapiro, calculate the value This total cash flows. This value is reduced by the value of the debt of 2008 to calculate the value of heritage. The share price is obtained by dividing the value of total assets in shares.

The stock value for the stage one was $ 24.07 and $ 52.56 scenario two. The IRR for the scenario one was of 49.68% and for stage two of 201.19%.

The conclusion was that the decision to the minority shareholders of the ESSA by investing in stocks.

---

[*] Monografia

[**] Faculty of Engineerings Physical Mechanical.-School of Industrial and Managemental Studies.- Specialization in High Managemental.- Director Juan Benjamín Duarte.- Industrial Engineering

INTRODUCCIÓN

La Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA, ha sido año tras año insignia y orgullo para los Santandereanos, la cual a través de su historia que inicia en el año de 1892 con aciertos y desaciertos técnicos, administrativos y financieros, ha avanzado hacia su consolidación como una compañía competitiva en el mercado regional y nacional, mejorando la prestación del servicio que favorece a todos sus clientes.

Para mejorar en lo que se está fallando, es necesario medir o determinar las causas que conllevan a los fracasos en las organizaciones o en el mejor de los casos, saber cuáles han sido las acciones desarrolladas que conllevaron a un resultado favorable en la empresa para consolidarlos y continuar ejecutando las acciones que han conducido a ello; se deben tener herramientas específicas que permitan convertir los resultados en objetivos concretos que se puedan medir y evaluar periódicamente con una metodología. Afortunadamente la ESSA tiene implementados sistemas de información que le permiten controlar en sus diferentes niveles de responsabilidad, la productividad empresarial y desviarse del camino cuando ha sido necesario para así corregir. Es precisamente por medir y evaluar su actividad que empresas exitosas en el mundo globalizado han alcanzado sus logros porque han corregido desviaciones a tiempo y no han perdido el rumbo trazado en su planeación.

A continuación y como desarrollo del tema seleccionado para la monografía "EVALUACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS DE LA EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.", se tendrá en cuenta la información financiera histórica, principalmente los resultados obtenidos en los años 2007 y 2008 para llegar finalmente a la conclusión acertada o no sobre la inversión hecha por los accionistas minoritarios de la ESSA.

El primer capítulo está enfocado al conocimiento de la empresa, se denomina "PRESENTACION", en él se encuentra entre otras cosas la descripción de la empresa, la

reseña histórica, la descripción de los negocios de la ESSA, el planteamiento del problema propuesto por las autoras y los objetivos a cumplir. El segundo capítulo se denomina “ESTADO DEL ARTE”, y es la base teórica sobre la que se soporta el escrito, aquí se hace un repaso de las técnicas relacionadas con el trabajo de monografía. El tercer capítulo se designa “ANALISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO”, en el cuál se desarrolla el tema de la regulación tarifaria en Colombia, los datos históricos de la Electrificadora de Santander así como los datos históricos del sector eléctrico en el país. El cuarto capítulo, llamado “VALORACION DE LA ESSA” se convierte en la explicación concreta de los resultados obtenidos en la sección anterior; y por último, en el capítulo quinto se presentan las “CONCLUSIONES” de la monografía.

Se espera que éste trabajo sea de total entendimiento y agrado para los lectores y se aclara que se trata de un ejercicio académico para evaluar si fue acertada o no la decisión de los inversionistas minoritarios al adquirir acciones de la ESSA, por lo tanto, en ningún momento se comprometen las autoras, el director, ni la Universidad Industrial de Santander para sugerir que los resultados sean usados con fines de referencia ni de negociaciones futuras.

1. PRESENTACIÓN

A continuación se pretende mostrar los aspectos más importantes y relevantes de la Empresa Electrificadora de Santander ESSA S.A. ESP, los cuales servirán de base para el desarrollo de la monografía.

1.1 DESCRIPCION DE LA EMPRESA

Nombre: Electrificadora de Santander S.A. Empresa de Servicios Públicos
Sigla: ESSA E.S.P.
Dirección comercial: Calle 24 18 - 26
Domicilio: Bucaramanga
Teléfono: 6339767
Página WEB: www.essa.com.co
Naturaleza Jurídica. Es una empresa de capital mixto, filial del Grupo Empresarial EPM, dedicada a la prestación de los servicios públicos de generación, distribución, transmisión, comercialización de energía y actividades conexas, en 87 municipios del Departamento de Santander y 5 municipios de los Departamentos de Bolívar y el sur del Cesar. Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales; a los sectores comercial, industrial, oficial, alumbrado público, en las franjas regulada y no regulada. Para desarrollar su objeto social y satisfacer a sus grupos de interés, ESSA E.S.P. debe desarrollar una infraestructura que le permita cumplir con los estándares de calidad y con las demás normas técnicas y regulatorias establecidas por las autoridades competentes.

Misión: Participar en negocios del sector energético con tecnología, efectividad, calidad y rentabilidad para el engrandecimiento y bienestar de nuestros clientes, empleados y accionistas.

Somos un factor de progreso de la región y del país, haciendo el mejor aprovechamiento de los recursos, preservando el medio ambiente y su desarrollo sostenible.

Visión: La Electrificadora de Santander E.S.P. será una empresa competidora en los mercados en que participe, modelo en el sector energético por su orientación al cliente, a la creación de valor para sus accionistas y en el uso de las mejores prácticas de gestión.

Como consecuencia en el 2010 su rentabilidad deberá superar el costo de capital.

Principios

- Las necesidades del cliente son básicas.
- Todo puede mejorarse.
- La participación desarrolla compromiso.
- La calidad es tarea de todos.
- La gente que hace el trabajo es la que mejor lo conoce.
- La gente merece respeto.
- El trabajo en equipo da resultado.
- Las diferencias tienen un valor.
- Dar apoyo lleva al éxito.
- Usted hace la diferencia.

Objetivos Corporativos

- **Perspectiva Financiera:** Crecer con rentabilidad y flujo de caja para incrementar el valor de la empresa en mayor proporción que lo que debamos invertir para lograrlo.
- **Perspectiva Cliente y Mercadeo:** Disponibilidad, calidad, atención y tarifa competitiva.
- **Perspectiva Interna:** Procesos claros, ágiles, confiables, estandarizados y económicos.
- **Perspectiva aprendizaje y crecimiento:** Desarrollar competencias empresariales.

Valores Corporativos

- **Compromiso:** Se entiende por compromiso la adhesión y lealtad personal con los objetivos y metas de la organización
- **Servicio:** El servicio se identifica como la disposición de la organización y de las personas para orientar sus conocimientos, habilidades, voluntad y recursos, todos en función de las necesidades y expectativas del cliente.
- **Equidad:** Cada uno da a los demás lo que le corresponde por derecho, igualdad y humanidad.
- **Respeto:** El respeto a la dignidad de la persona se establece como el origen y fundamento mismo de los demás valores. Es tratar con consideración a todas las personas entendiendo y aceptando las diferencias.
- **Honestidad:** Actuar con rectitud, integridad y transparencia en la realización de actos personales y de trabajo acorde con los principios morales y preceptos legales.
- **Competitividad:** Ser cada día mejores es el reto de nuestra Empresa. Solo en la medida en que la empresa sea productiva, será capaz de satisfacer las necesidades de la sociedad, empleados, proveedores, clientes y accionistas.
- **Responsabilidad Ambiental:** Somos solidarios con la vida en todas sus manifestaciones y por ello, desarrollamos nuestra gestión orientada por un criterio de sostenibilidad.
- **Aporte Social:** Nos comprometemos a contribuir cada día al mejoramiento de la calidad de vida y al desarrollo regional.
- **Disposición al Control Ciudadano**: Incorporamos el control ciudadano en nuestro proceso de mejoramiento

1.2 RESEÑA HISTÓRICA

La ESSA es una empresa de economía mixta que genera, transmite, distribuye y comercializa el servicio de energía eléctrica al departamento de Santander y algunas áreas del sur de César y Bolívar.

Nació hace 118 años gracias a los valiosos aportes de dos ciudadanos alemanes: Julio Jones y Reinaldo Goelkel. Con el propósito de darle identidad a su empresa, la denominaron Compañía Anónima Eléctrica de Bucaramanga, nombre con el cual nace la primera empresa generadora de energía eléctrica por medios hidráulicos del país.

En vista de la instalación de una buena cantidad de plantas generadoras y las limitaciones para la expansión del servicio debido a los altos costos para la construcción de redes, se hizo necesario integrarlas en un solo bloque constituyéndose la Central Hidroeléctrica de Río Lebrija con capital del estado en un porcentaje mayor, así como la participación del departamento, municipios y algunas personas jurídicas. Más adelante cambió su razón social por Electrificadora de Santander y desde 1994 pasó a denominarse Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

La Electrificadora De Santander S.A. E.S.P es una empresa de servicios públicos domiciliarios. Fue la tercera ciudad colombiana después de Bogotá y Panamá en disfrutar del servicio de suministro de energía eléctrica.

A partir de marzo de 2009, la ESSA es integrante del grupo empresarial EPM, luego de que esta última fuera escogida por la Gobernación de Santander, como el Operador Idóneo de la compañía en el proceso de privatización.

1.3 DESCRIPCIÓN DE NEGOCIOS

1.3.1 Generación

Está compuesta por las fuentes primarias de energía. Aproximadamente el 80% de la capacidad de generación del sistema colombiano es hidráulica y el 20% restante es térmica, basándose en carbón, gas y *fuel oil.* La Generación consiste en la transformación de alguna clase de energía, química, mecánica, térmica o luminosa en energía eléctrica.

La ESSA posee 5 plantas de generación hidráulica en diferentes puntos del Departamento de Santander, para un total de 24 MW instalados, con los cuales genera cerca del 6.7% de la energía que vende. Igualmente, La ESSA posee 103 MW instalados en generación térmica, 90 de ellos en la planta de Termobarranca, dedicados a la prestación directa del servicio de energía para la refinería de Ecopetrol.

1.3.2 Transmisión Y Distribución

Su objetivo es interconectar las centrales de generación con los centros de consumo. Está compuesto básicamente por las líneas de alto voltaje que permiten transportar grandes bloques de energía y por redes de bajo voltaje que permiten integrar a todos los usuarios (residencias, industrias y comercio) al sistema de potencia, cumpliendo así con el objetivo final de la prestación del servicio.

La Transmisión y Distribución: Con 66 subestaciones, la ESSA desarrolla el negocio de la transmisión y distribución que consiste en llevar la Energía Eléctrica producida desde las plantas generadoras hasta sus puntos de consumo.

La ESSA posee 212 kilómetros de líneas de transmisión y algo más de 60.000 kilómetros de redes de distribución entre los niveles 1 a 4, usando para la prestación del servicio cerca de 22 mil transformadores de distribución.

La carga máxima anual del sistema de potencia viene creciendo con un promedio de 3.2% en los últimos cinco años, valor que, incluso, en algunos años ha estado por encima del crecimiento promedio del PIB Nacional, lo cual muestra la pujanza de la región y el empresarismo de su gente.

1.3.2 Comercialización

Este sistema está organizado por todas las estructuras que atienden directamente al cliente y se encargan de los procesos de facturación y ventas. En el propósito de hacer la

institución más competitiva, la ESSA en los últimos años ha implementado nuevas estrategias tendientes a fijar más la atención de los clientes en general, mostrando una mayor disposición a la solución de sus inquietudes, permitiendo con ello, mantener una relación directa ESSA-CLIENTES.

La Comercialización constituye el negocio masivo de la Electrificadora de Santander. La ESSA atiende 87 municipios del Departamento de Santander y 5 municipios en los departamentos de Cesar y Bolívar. Igualmente atiende directamente a Ecopetrol con la planta de Generación de Termobarranca. En su área de influencia ESSA tiene 537.308 clientes a marzo de 2009, de los cuales el 89.62% son residenciales, el 8.29% son comerciales, el 1.26% industriales, el 0.76% son oficiales y el 0.05% corresponde al alumbrado público. La clientela de la ESSA viene creciendo en los últimos años en un porcentaje superior al 4%.

La cobertura actual en el servicio de energía es del 99% en lo urbano y del 83% en lo rural. Se calcula que cerca de 25.000 usuarios rurales se encuentran sin servicio de energía. El 75% está concentrado en los estratos 1, 2 y 3. El consumo promedio es de 182 KWh/mes (Excluyendo a Barrancabermeja, donde los consumos son mayores debido al clima y al desarrollo de la región). Bucaramanga y Barrancabermeja constituyen el 75.89% del total de clientes. En cuanto a consumo (kWh/mes), estos dos municipios constituyen el 87.23% del total y en facturación constituyen el 88.5%. La cartera morosa de la compañía es de 22.600 millones de pesos, distribuidos en 62.555 clientes, algo más de un 11.6% de la clientela. La ESSA tiene la octava tarifa más barata del sector eléctrico colombiano, pero es una de las electrificadoras con la tarifa más barata para empresas con mercado rural componente, por encima de Enertolima y Chec.

La ESSA tiene un alto nivel de reclamos de sus clientes: en el 2008 el 35% de sus clientes elevaron reclamos, quejas o derechos de petición. Este valor ha venido siendo creciente con los años. Las ventas de La ESSA en el año 2008 alcanzaron los 1215.8 GWh, 56.8% de ellos en el sector residencial, 23.3% en el sector comercial, 11.1% en el sector industrial y 8.8% en oficiales y alumbrado público.

1.4 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico colombiano está compuesto por la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, además de las Instituciones y los usuarios que intervienen directa o indirectamente en dicho mercado. Los agentes generadores conectados a este sistema son clasificados por la Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas –CREG– como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. La transmisión, se hace a través del Sistema de Transmisión Nacional –STN–. La distribución se cumple por medio de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL), igual que la anterior, son regulados por la CREG y los costos se pueden trasladar directamente en la tarifa al usuario final. Por último, los comercializadores venden la energía a los usuarios finales.
Con la reestructuración del sector a principio de la década del 90 se pretendía introducir y fomentar la competencia en el sector; además, de la vinculación de la empresa privada con capitales nacionales y extranjeros. Para ello se establecieron los criterios de eficiencia económica, de suficiencia financiera, de calidad, de neutralidad, de simplicidad, de continuidad y de equidad, entre otros.

Para describir y analizar la importancia de los conceptos de eficiencia productiva y asignativa y el de calidad en la determinación de las tarifas de los servicios de energía eléctrica que afecta a los consumidores y a la sostenibilidad de las empresas prestadoras de estos servicios, se describen los mecanismos y procedimientos regulatorios implementados para intervenir esta actividad económica por parte del Estado.

El 11 de julio de 1994, el Gobierno expidió las leyes 142 y 143 por medio de las cuales se abrió la posibilidad que el sector privado participara como competidor en la prestación de servicios públicos. La ley 142 establece la regulación, control y vigilancia del estado en la prestación de los servicios públicos a través de la creación de los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios y de las comisiones de regulación y la Superintendencia de Servicios. La ley 143 establece las principales funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), las actividades de la CREG (Comisión

de regulación de Energía y Gas), las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros Regionales de Despacho (CRD), la creación del Consejo Nacional de Operaciones (CNO), las división de ahorros, conservación y uso eficiente de energía, el Instituto Colombiano de Energía de Eléctrica (ICEL) y la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A finales del año 2007, la ESSA emitió acciones al Sector solidario dando de esta manera cumplimiento a la primera etapa prevista para el proceso de privatización[1]. La respuesta por parte de los inversionistas potenciales en ésta primera etapa fue muy baja[2] debido al dilema para comercializar las acciones una vez se cumpliera el periodo de dos años, obligatorio para mantenerlas, y posteriormente, existiera un accionista mayoritario que tuviese el poder de decisión y opacara de ésta manera a los accionistas minoritarios. Posteriormente, el proceso de privatización se apaciguó por las acciones populares interpuestas por JOSE ANGEL AMADOR SIERRA (Ver anexo 1: Coadyuvancia Acción Popular venta de la ESSA) por la inconformidad en la valoración de la ESSA. Dicho proceso de privatización se reinició con la posibilidad de venderla a un invitado precalificado con un operador idóneo por él seleccionado a través de dos opciones: (i) Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, y (ii) Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto[3]. Para el caso de la ESSA el Ministro de Hacienda y Crédito Público OSCAR IVAN ZULUAGA ESCOBAR hizo invitación formal al señor Gobernador del Departamento de Santander para que presentara oferta para la compra de acciones de la ESSA (Ver Anexo 2). La Gobernación de Santander consideró que el operador idóneo con el cual realizaría su oferta de compra sería "Empresas Públicas de

[1] Reglamento de enajenación y adjudicación primera etapa

[2] Se vendió el 0.6257% del total de las acciones ofrecidas

[3] Reglamento Venta ESSA

Medellín" (EPM), con quienes finalmente hizo la compra de la ESSA[4] el pasado mes de marzo. (Ver anexo 3)

El anterior síntoma permite describir el problema de la siguiente manera: "La incertidumbre para los inversionistas minoritarios sobre la valoración de las acciones adquiridas en diciembre de 2007"

Teniendo en cuenta que una de las autoras de la presente monografía es accionista minoritaria de la ESSA, se quiere evaluar si la inversión hecha en la compra de acciones fue una buena decisión, haciendo una evaluación de la ESSA en las condiciones que se encuentra actualmente, administrada por EPM como accionista mayoritario[5].

El planteamiento del problema se sustenta en:

- Los accionistas minoritarios, que temen por no tener el suficiente poder de decisión dentro de la empresa teniendo en cuenta experiencias anteriores vividas por CODENSA[6] en su proceso de privatización: "No obstante que sólo compraron 48.5% de las acciones, el socio extranjero se queda con tres de los cinco directivos en cada una de las dos empresas (EMGESA y CODENSA)"[7].
- Entregar a un inversionista la posibilidad de subcontratar a su mismo grupo, de tal manera que las utilidades queden concentradas en ellos y no en la ESSA. La experiencia vivida por CODENSA, que fue adquirida inicialmente por el Grupo Empresarial EMGESA, disminuyó la nómina de la empresa porque sus procesos fueron tercerizados y entregados a empresas pertenecientes al mismo grupo con unos costos de operación muy altos.
- Manipulación del precio de la acción por parte del mayoritario de acuerdo a su conveniencia.

---

[4] El valor de la totalidad de acciones ordinarias fue de 373 mil millones de pesos

[5] 72% del total de las acciones

[6] EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELECTRICA S.A. ESP

[7] Tribuna Roja Nº 74; octubre 4 de 1997

- La ausencia del mercado bursátil. El hecho de no haber colocado las acciones en el mercado bursátil aumenta el pánico a los inversionistas porque no se deja el precio de la acción como respuesta del mercado (oferta y demanda).
- Falta de conocimiento en el tema por parte de posibles accionistas minoritarios. El desconocimiento del tema accionario por parte de los inversionistas potenciales y la falta de capacitación para incentivarlos, no permitieron que gran parte de las personas asumieran el riesgo.
- Generalmente los asalariados (en éste caso los de la ESSA) son adversos al riesgo y a pesar de haber sido una oportunidad de inversión por el bajo precio ofrecido que fue de $18.81, no se quiso asumir el riesgo por el temor de hacer inversiones a largo plazo sin recibir beneficios mediante dividendos y/o valorización de las acciones.

1.6 OBJETIVOS

1.6.1 Objetivo General

Evaluar la inversión de los accionistas minoritarios en las condiciones actuales de la ESSA.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Conocer experiencias de emisión de acciones en empresas de servicios públicos para identificar factores claves que conlleven a un proceso exitoso.
- Recopilar y depurar la información contable de los últimos años de la ESSA.
- Recopilar y analizar la información macro económica que puede afectar la ESSA a futuro.
- Valorar la ESSA teniendo en cuenta la información legal y pública.
- Evaluar la inversión de los accionistas minoritarios fundamentada en la valoración de la empresa y en las experiencias de inversión similares en empresa de servicios públicos.

1.7 ALCANCE

La presente monografía será desarrollada hasta determinar si la decisión tomada por los inversionistas minoritarios fue la más adecuada al comprar acciones de la ESSA, teniendo en cuenta la situación actual de la empresa.

2. ESTADO DEL ARTE

Este capítulo se refiere a la organización a través de un proceso de redacción de la información encontrada en las citas bibliográficas y en la netgrafía. En él se encuentra básicamente los tipos de valoración y las experiencias de otras empresas de servicios públicos domiciliarios en procesos de privatización.

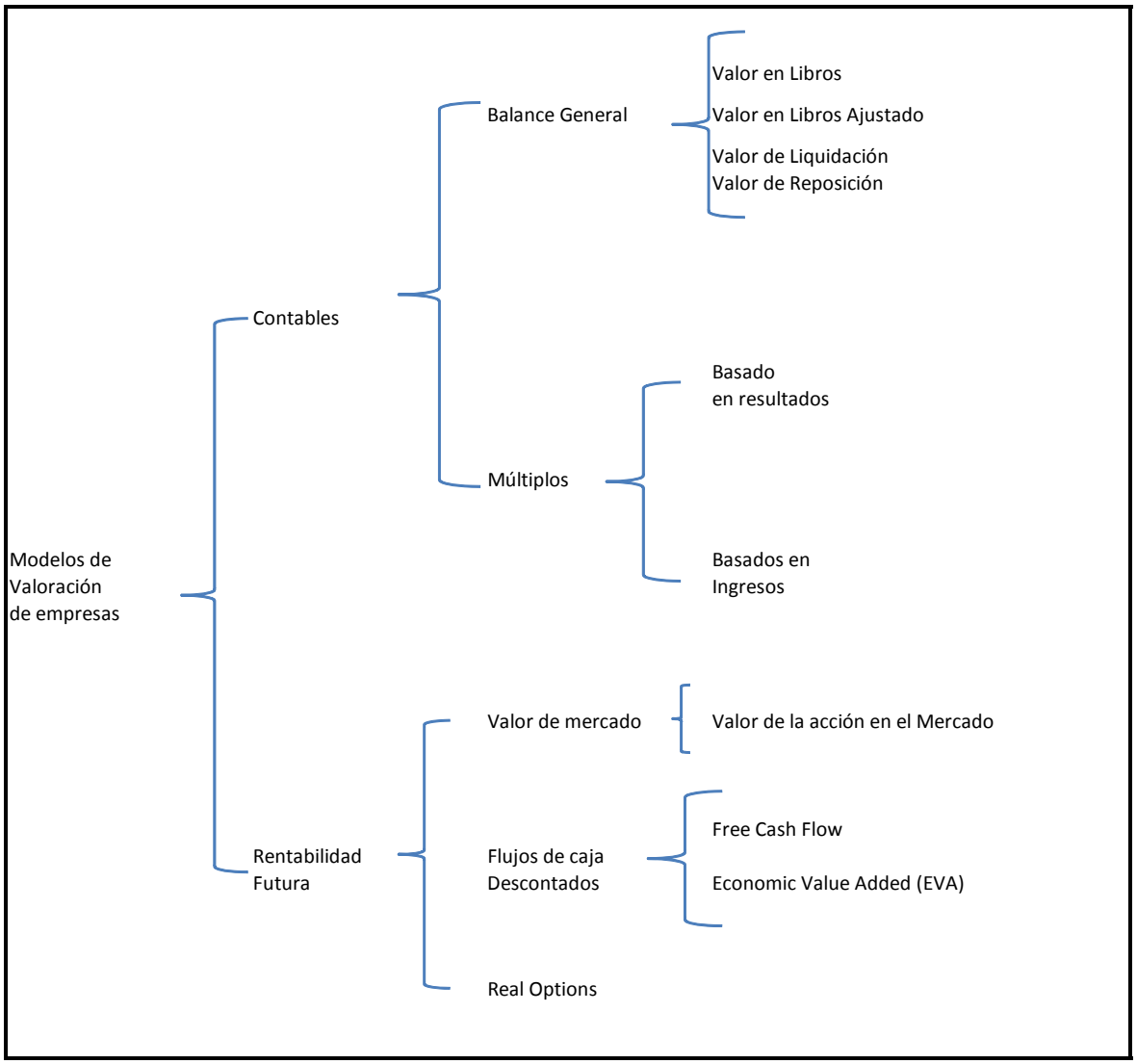
2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 Tipos de Valoración

Cuando se tiene una empresa en cualquier sector de la economía, sus dueños y directivos se preguntan constantemente ¿Cuánto vale ésta empresa?, pregunta que genera toda clase de opiniones porque involucra una serie de factores internos y externos, tangibles e intangibles, económicos, sociales, tecnológicos, productivos, laborales, legales y de mercado.

Para hacer una buena evaluación es necesario utilizar el sentido común para de ésta manera hacer estimaciones adecuadas o para poder detectar de qué depende el valor de la empresa en particular, es decir, para establecer prioridades, para incluir en el análisis circunstancias específicas, para encontrar el equilibrio adecuado entre un análisis cualitativo y uno cuantitativo. El valor depende principalmente de los flujos de liquidez que prometa generar en el futuro, adicionalmente de lo que posee en un momento determinado.

Existen diversos modelos para la valoración de una empresa, los cuales se ilustran a continuación:



Método contable

Balance General

- Valor en libros: esta metodología se apoya en el modelo de partida doble, que significa que el valor de la compañía es el valor del patrimonio.
- Valor en libros ajustado: Este método calcula una especie de patrimonio ajustado basado en un cálculo de lo que podría ser el valor comercial de activos y pasivos. Este cálculo reduce

parte de las distorsiones que presenta el método del valor en libros. No contempla la generación de valor futuro, ni el *know-how* de la empresa.

- Valor de reposición: éste método supone que el valor de la empresa es igual a la suma del valor de compra de activos que son necesarios para la operación del negocio.
- Valor de liquidación: es lo que vale la compañía al ser liquidada, con lo cual quedaría el valor del patrimonio ajustado menos los gastos generados por el cierre.

Múltiplos

Consiste en suponer que la empresa que se valora va a tener unos ratios similares a los de las empresas parecidas a ella en cuanto a su tamaño, productos o servicios, mercados, flujos de caja, potencial de crecimiento, apalancamientos operativos y financieros y riesgo. Se puede hacer basados en resultados y basados en ingresos.

Como supuestos teóricos implícitos en los métodos de valoración contable se tiene que los activos tienen una capacidad lineal de generación de recursos, puesto que se supone que el capital que está invertido es usados para adquirir o financiar una serie de activos que soportan una operación que a su vez entrega unos resultados que si son positivos van a aumentar los activos o si son negativos van a disminuirlos, adicionalmente la operación de la empresa apalanca el proceso de expansión de los activos. A partir del estado de resultados los supuestos son que el sector está bien valorado en promedio, las utilidades de las firmas que componen el grupo se comportan de manera consistente, todas las compañías están en la misma etapa de su ciclo económico y todas las compañías tienen unas proyecciones similares de su flujo de caja.

Método de Rentabilidad Futura

Valor de mercado

Considera la capacidad de la firma de generar riqueza futura. Se calcula como el número de acciones multiplicado por el precio.

Flujos de Caja Descontados

Este método se basa en la capacidad de generar riqueza en el futuro que tiene la empresa. Este tipo de valoración incluye los métodos descritos a continuación.

- **Flujo de Caja Libre o Free Cash Flow**

El Flujo de Caja Libre (FCL) se define como el flujo de caja generado por una empresa, obtenido después de impuestos, que se encuentra disponible para todos los suministradores de capital de la misma, ya sean acreedores o accionistas. Es el flujo de caja que le correspondería a los accionistas totalmente, si la empresa careciese de deudas. Con éste método se calculan los flujos de caja que se espera produzcan los activos de la compañía sin importar de dónde ha salido el dinero para adquirirlos. El FCL se calcula a través de la diferencia entre el flujo de caja bruto y las nuevas inversiones en capital realizas por la empresa.

- **Economic Value Added (EVA)**

Este método de valoración de empresas se fundamenta en que los recursos empleados por una empresa o unidad estratégica de negocio deben producir una rentabilidad superior a su costo, pues de no ser así, desde el punto de vista estratégico, es mejor trasladar los bienes utilizados a otra actividad. Esto obliga a un análisis más profundo, que el desarrollado por los indicadores tradicionales de crecimiento en ingresos, utilidades y activos como factores de evaluación del desempeño. Además, obliga a elaborar una presentación más clara de los balances para establecer los diferentes recursos, bienes y derechos empleados por cada unidad estratégica de negocio en su proceso de generación de utilidades y flujo de cajas.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se puede decir que no hay ningún método perfecto para valorar una empresa. Los anteriores métodos mencionados más que sustitutos son complementarios entre sí, de tal manera que según el tipo de empresa que se trate, unos son mejores que otros y unos suplen las deficiencias valorativas de los otros. Para realizar valoraciones objetivas, es necesario determinar los aspectos clave del negocio a analizar.

La Valoración de una empresa es una forma de medir la eficacia de la gestión realizada en la empresa. La necesidad de valorar una empresa puede resumirse fundamentalmente en tres casos:

- Enajenación de la propiedad de la empresa en su conjunto: venta, fusión, modificación de la forma jurídica, expropiación, lanzamiento a Bolsa, etc.
- Enajenación o liquidación de un derecho de participación en la empresa: indemnización a un socio que la abandona, cesión de un paquete de acciones, divisiones sucesorias, etc.
- Evaluación por algunos fines concretos ajenos a toda venta: determinar la situación fiscal, operaciones financieras (concesión de créditos, etc.), información a los interesados.

La valoración es un proceso que consta de las siguientes etapas:

- Conocer la empresa y su cultura organizativa: Implica conocer a su personal, su forma de actuar y de resolver problemas
- Conocimiento de los responsables y puestos directivos.
- Conocer el negocio y su entorno: Evolución histórica y situación actual de la empresa con el fin de valorar su situación financiera.
- Prever el futuro: Consiste en calcular el valor real de la empresa con base en los flujos de caja que se estima producirá en el futuro. A dicha valoración se llega a través de la ponderación de los resultados obtenidos por una serie de métodos de valoración.
- Conclusión: Consiste en analizar los resultados obtenidos.

En este trabajo de monografía se utilizará el método de Flujos de Caja Libre proyectándolos para las vigencias 2009 – 2013. Se utiliza éste modelo teniendo en cuenta que los modelos contables son poco aceptados porque están basados en datos históricos, en tanto, el uso de modelos de valor de mercado a través del valor de la acción, no aplica ya que la ESSA no cotiza en el mercado de valores; así mismo, el uso de opciones reales en la valoración no aplica teniendo en cuenta que esta técnica se justifica cuando una de las variables de valor de la empresa cuenta con una fuerte volatilidad, situación que no se presenta en la electrificadora. Por lo anterior, de los modelos de Flujo de Caja Descontado se usa el free cash flow o flujo de caja libre por ser el mas aceptado por analistas y valoradores de empresa ya que es el único método de valoración conceptualmente correcto[8].

Con el fin de hacer su valoración en el contexto actual, teniendo como accionista mayoritario a EPM, empresa que resalta la importancia de la Responsabilidad Social Empresarial, condición que favorece a sus accionistas minoritarios a quienes se espera al finalizar la presente evaluación, demostrar si la decisión de inversión en las acciones de la ESSA fue acertada o no, fundamentados en los beneficios mediante dividendos y valoración de acciones.

Para dicha proyección se recurrirá básicamente a los estados financieros tales como el balance general, estado de resultados y proyección de ventas y costos, a sea, para realizar éste tipo de análisis hay que estudiar los documentos contables históricos de la ESSA, con el fin de establecer los flujos de caja libres históricos. No hay que perder de vista que el pasado ya que servirá de indicación para extrapolar el comportamiento futuro de la empresa si ésta se encuentra en una situación de estabilidad, en un sector poco volátil y suficientemente maduro.

[8] Página 42 del Libro “Valoración de Empresas”

Para determinar el costo de oportunidad del capital invertido por los accionistas minoritarios, se calcula el retorno que debe tener la inversión partiendo de las oportunidades alternativas con riesgo estimado similar.

2.2 ANTECEDENTES

En la década de los 90`s en Colombia se inició el proceso de venta de las empresas del Sector Eléctrico con el fin de evitar el manejo político que no las hacían rentables originando de ésta manera una deficiente prestación del servicio a los usuarios finales.

El Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, en su documento No. 3281 de abril 19 de 2004 "ESTRATEGIA PARA ADELANTAR UN PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE ACTIVOS Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIONES DE LA NACIÓN Y SUS ENTIDADES EN EMPRESAS PÚBLICAS Y PRIVADAS" determina que el saneamiento de las finanzas públicas, la democratización de las empresas de la Nación, el fortalecimiento del mercado de capitales conducen a enfocar los recursos del Estado en inversión social, que junto con la búsqueda de nuevos recursos se logra el desarrollo en las regiones.

Según lo establecido en el Artículo 384 del Código de Comercio, la colocación de acciones está sujeta al reglamento que expida y apruebe el órgano competente, que para el caso de la ESSA es la Junta Directiva. Para la colocación de acciones de la ESSA, en agosto de 2007 se expidió el Reglamento de Enajenación y Adjudicación Primera Etapa, dirigido a destinatarios de las condiciones especiales. De acuerdo con la políticas fijadas en artículo 19 del Decreto 2569 del 6 de julio de 2007, modificado por el Decreto 3105 del 16 de agosto de 2007 para aprobar el programa de enajenación de acciones de la nación que es del 82.49% del total del capital de la ESSA. El artículo 19 del Decreto Departamental No. 228 de agosto 2 de 2007 aprobó el programa de enajenación de acciones del Departamento equivalente al 14.37%. El programa de enajenación de acciones del municipio de Bucaramanga que corresponde al 2.76% del total del capital,

fue aprobado por los Decretos Municipales No. 105, 110 y 112 de 2007. El reglamento define las reglas, procedimientos, condiciones, modalidades de la oferta pública de las acciones, condiciones especiales, forma de acreditación de los requisitos establecidos, garantías, incentivos para la participación de los destinatarios y en general aspectos para el desarrollo de la Primera Etapa.

El 3 de diciembre de 2007, mediante Audiencia Pública, se notificó a cada uno de los aceptantes las acciones adjudicadas e informando que no se adjudicó más del 50% de las acciones en circulación para los destinatarios de las Condiciones Especiales, razón por la cual no se hizo necesario el nombramiento de un operador idóneo para garantizar la eficiente y continua prestación del servicio público domiciliarios por parte de la ESSA. En este momento se da inicio a la segunda etapa de los programas de enajenación para ofrecer el saldo de las acciones a quienes cumplan los requisitos exigidos en el reglamento de enajenación y adjudicación que se expida para la Segunda Etapa.

La subasta que estaba prevista para el 18 de diciembre de 2007 se suspendió. El 13 de diciembre de 2007 en el diario EL TIEMPO se publicó un artículo en el cual el contralor general de la nación, Julio César Turbay Quintero, acusa al Ministerio de Minas y Energía por ocultar la información sobre la venta de las electrificadoras porque según el Viceministro Manuel Maiguashca Olano argumenta que el estudio de valoración realizado por la banca de inversión UT - Inverlink BBVA es de propiedad intelectual del contratista. Esta situación creo desconfianza y duda en la transparencia del proceso de venta.

El 17 de diciembre se pronunció el Ministro de Minas y Energía sobre el aplazamiento de la subasta de las cinco (5) electrificadoras por las Acciones Populares interpuestas y que para el caso de la ESSA, se cita la Acción Popular interpuesta mediante radicado 2007-00228 presentado al JUEZ 6º ADMINISTRATIVO DEL CIRCUITO DE BUCARAMANGA por el Abogado pensionado de la ESSA, JOSÉ ANGEL AMADOR SIERRA, quién se fundamenta en la subvaloración de la empresa, la inclusión de las utilidades de 2007 en el precio de venta, cuando éstas se proyectaban del orden de 45 mil millones de pesos, los efectos en la economía regional, la incidencia en los trabajadores, entre otras. Adicional a

las Acciones Populares se tiene un alto grado de incertidumbre en el comportamiento de las tarifas por el cambio tarifario que se proyectaba para el 2008.

Según Decreto 243 de enero 31 de 2008, se decreta que para la Segunda Etapa del proceso de enajenación y adjudicación las acciones de la ESSA, tendrán un precio mínimo de $22.99, es decir, tendría un incremento de $4.18 respecto al precio inicial definido de 18.81 en la Primera Etapa.

El 8 de febrero de 2008 mediante Decreto Departamental No. 005 la Gobernación de Santander da por terminado el proceso de venta de las acciones de la ESSA que el Departamento posee. Según publicación hecha el 7 de febrero de 2008 en Vanguardia Liberal, se informaba que el 11 de febrero de 2008 sería la fecha de presentación de las Ofertas para dar continuidad a la Segunda Etapa de Enajenación y Adjudicación, sin embargo, de acuerdo con el Decreto 593 se da por terminado el programa de enajenación de las acciones que la nación posee de la ESSA. El 24 de abril de 2008, JUAN MANUEL CÁRDENAS en su artículo titulado "Santander, con aval para comprar el 51% de la ESSA" informa que el Gobierno modificó la política para que el Departamento tenga la primera opción para comprar las acciones de la ESSA, el cual busca tener un esquema similar al de CODENSA en Bogotá. Finalizando el año 2008, el 5 de diciembre, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, OSCAR IVAN ZULUAGA ESCOBAR, envío invitación al Gobernador de Santander HORACIO SERPA URIBE para presentar oferta para la compra de acciones.

En el Reglamento de Invitación para el Departamento de Santander le otorga la posibilidad de adquirir la acciones de propiedad de la Nación, teniendo para ello dos opciones: La opción 1: Totalidad de las acciones ordinarias y la opción 2: Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto. Para la opción 1, el Departamento de Santander debe contar con un operador idóneo público, quien debe adquirir como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pueden comprar acciones los municipios que el Departamento invite. El capital del Operador Idóneo debe ser de naturaleza pública, el control debe ser ejercido por entidades públicas. El

Operador idóneo debe ser una empresa distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica o de gas domiciliario con por lo menos 65.000 suscriptores. Para la opción 2: son acciones ordinarias que serán trasferidas por la nación como acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto. El número de acciones que puede adquirir el Departamento debe ser la mitad más una, incluyendo las acciones con las que cuente al momento de la invitación. En el proceso, de acuerdo con la reglamentación requerirse de la vinculación de un operador idóneo. Al igual que en la opción 1, pueden comprar acciones los municipios que el Departamento invite.

La Gobernación de Santander determinó como operador idóneo para su oferta de compra a "Empresas Públicas de Medellín" (EPM), cuyo acto de cierre se suscribió el 10 de marzo de 2009.

2.2.1 EXPERIENCIAS DE OTRAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS (ESP)

De acuerdo con la experiencia en la privatización de la Empresa de Energía de Bogotá– EEB, fue evidente el bajo precio de venta, según lo publicado en la edición No. 74 de Tribuna Roja el 4 de octubre de 1997. Diez años después, esta misma situación se presentó en el proceso de venta de las cinco electrificadoras ofrecidas por el gobierno: Electrificadora del Meta - EMSA, Centrales Eléctricas del Norte De Santander - CENS, Electrificadora de Santander - ESSA, Empresa de Energía de Boyacá – EBSA y Empresa de Energía de Cundinamarca – EEC.

EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. EDEQ S.A.- E.S.P.

En el año 2003, EDEQ fue capitalizada en $ 24.000 millones por Empresas Públicas de Medellín (EPM), quién adquirió el 56% de su participación accionaria, resultado de esta capitalización la compañía llevó a cabo el saneamiento del endeudamiento con sus proveedores, al tiempo que entró a formar parte del portafolio de inversiones de EPM Inversiones. En septiembre del 2004, se aprobó el aumento de capital autorizado a

$56.123 millones a través de la capitalización de $ 13.000 millones representado en 130 mil acciones ordinarias por parte de EPM-Inversiones sin sujeción a derecho preferencial. Producto de estas operaciones, la participación de EPM en la compañía se sitúa en el 66%. Los recursos provenientes de esta colocación entraron efectivamente a la compañía a finales del 2004 y a comienzos del 2005. Se constituye como una fortaleza el hecho que el ingreso de EPM como socio estratégico trae como consecuencia una mejora en el ámbito organizacional que se traduce en la promoción de una "cultura de gerencia basada en el valor" la cual, de acuerdo con el plan de negocios de EDEQ, "consiste en tener un enfoque administrativo que busque que las acciones que se acometan estén fundamentadas en la maximización del valor de la compañía", así pues, se dispondrá como condición para emprender cualquier proyecto que este genere una rentabilidad patrimonial igual o superior al costo de capital de la empresa con un mínimo de 14%.[9]

CODENSA

La experiencia de la venta de CODENSA a el grupo empresarial EMGESA, desde el punto de vista del inversionista (incluyendo el grupo minoritario de trabajadores y pensionados), resultó altamente favorable porque de acuerdo con lo registrado en el informe "AUDITORIA GUBERNAMENTAL CON ENFOQUE INTEGRAL MODALIDAD REGULAR A CODENSA S.A. ESP"[10] correspondiente a la vigencia 2002, presentado por la Dirección Técnica Sector Servicios Públicos de la Contraloría de Bogotá DC se hizo una reducción de capital por 551 millones de pesos: "En cuanto a los estados contables la actividad más relevante desarrollada en el 2002 correspondió a la Reducción de Capital por $551.000 millones, de los cuales giraron $550.908,2 millones a los accionistas principales (luz Bogotá S. A. y Empresa de Energía de Bogotá), la diferencia de $91.7 millones a los accionistas minoritarios entre los cuales se encuentran trabajadores y pensionados".

---

[9] BRC INVESTOR SERVICES S.A.(http://brc.com.co/archivos/OPEF07%20III%2006%20EDEQ%20RA.pdf)

[10] http://pqr.contraloriabogota.gov.co/intranet/contenido/informes/AuditoriaGubernamental/PAD_2004_Fase_II/SERVICIOS%20PUBLICOS/INFORME%20CODENSA%20FASE%20I/INFORME%20FINAL%20CODENSA%20AUD.%20REGULAR%202002.doc

"La Empresa puso a disposición para su revisión el documento "Relación de Pagos Disminución de Capital año 2002", en el cual se observa los giros efectuados en el mes de septiembre. A la Empresa de Energía de Bogotá le giraron $283.801 millones y a la Compañía Luz de Bogotá S.A. $267.107 millones, pagos efectuados el 26 de septiembre de 2002. Estas dos erogaciones corresponden al 99.98% del total de la disminución de capital efectuada por $551.000 millones, la diferencia del 0.2% corresponde a los accionistas minoritarios". A los accionistas minoritarios se giraron 91.7 millones de pesos.
En cuanto a la valorización de CODENSA, el mismo informe reporta una valorización de 484.854 millones realizada en el año 2001 por el Método Flujo de Caja Descontado efectuado por la firma Santander Investment Valores Colombia S.A.: "Las valorizaciones para el 2002 ascendieron a $484.854 millones, mientras que en el 2001 fueron de $487.974 millones, registrándose una diferencia de $3.120 millones, sobre los cuales la Empresa mediante oficio del 28 de abril de 2004 explicó: "En el año 2001 se realizó una valoración de la compañía por el Método de Flujo de Caja Descontado, el cual arrojó una valorización de 487 mil millones de pesos para la empresa, este valor, por haberse determinado en forma global fue distribuido entre la Propiedad, Planta y Equipo de forma proporcional al valor de cada uno de los rubros que lo componen".

En el próximo capítulo se hace un análisis de la regulación del sector eléctrico en los dos períodos tarifarios[11] que permite proyectar los costos de la prestación del servicio a clientes regulados. Además, se hace una presentación de datos históricos de la demanda[12], tarifas e índices de pérdidas[13] de la ESSA, información fundamental al momento de proyectar los ingresos de los próximos cinco (5) años. Así mismo, se muestra el comportamiento de la demanda del sector eléctrico en Colombia para analizar la participación que tiene la ESSA y el grupo empresarial EPM. Posteriormente se presenta la información relevante para la proyección de inversiones, costos e ingresos

[11] Período de vigencia de la Fórmula Tarifaria General conforme a lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994

[12] Ventas de energía en kWh

[13] Se define como la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada

que permiten realizar los Flujos de Caja Libre Descontados para obtener la valoración de la ESSA.

3. ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO

El presente capítulo busca básicamente mostrar a los lectores los aspectos más relevantes de la regulación tarifaria en Colombia, establecer las diferencias entre la fórmula tarifaria actual y la fórmula tarifaria anterior, así como algunos datos históricos de la empresa tales como índices de pérdidas, ventas, usuarios y costos unitarios.

3.1 REGULACIÓN TARIFARIA

En las últimas décadas los mercados energéticos de Latinoamérica han sufrido procesos de reestructuración legales que buscan una mejor regulación y garantizar óptimas condiciones de calidad y competitividad.

En Colombia con la Constitución Política de 1991 y las leyes 142 y 143 de 1994 se determinó para el mercado energético la existencia de diferentes agentes con actividades claramente definidas: generación, transmisión, distribución y comercialización. Con estas reformas se creó además el Mercado Mayorista de Electricidad y se reorganizó el esquema institucional del sector, consolidando la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como la entidad encargada de la regulación, control, vigilancia y aplicación de algunas políticas generales de administración por parte del Estado.

De acuerdo con lo establecido en el Art. 87 de la Ley 142 de 1994, los principios tarifarios son: eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad, redistribución simplicidad y transparencia.

3.1.1 Clasificación de Usuarios de Acuerdo al Consumo

Los usuarios se clasifican por su consumo en Regulados y No regulados. Los usuarios Regulados son aquellos cuyos consumos son inferiores a 100 kW (potencia) o 55.000

kWh/mes, su tarifa es regulada a través del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), los estratos 5 y 6 pagan contribución sobre el consumo registrado en el periodo de facturación con base en las lecturas tomadas en sitio y regido por el contrato de condiciones uniformes. Los usuarios No Regulados son aquellos cuyos consumos son superiores a 100 kW (potencia) o 55.000 kWh/mes, su tarifa es negociada, pagan contribución sobre el consumo registrado hora a hora y día a día con base en los consumos telemedidos y se firma un contrato entre las partes.

Grafico 1: Demanda de energía en Colombia Enero 2003 – Junio 2008

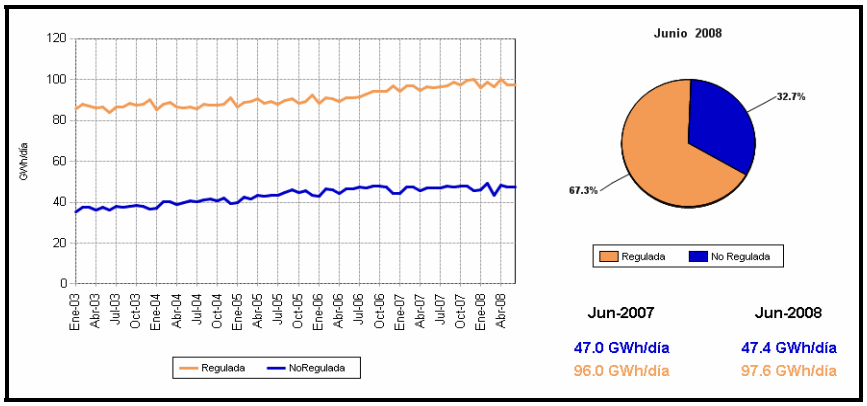
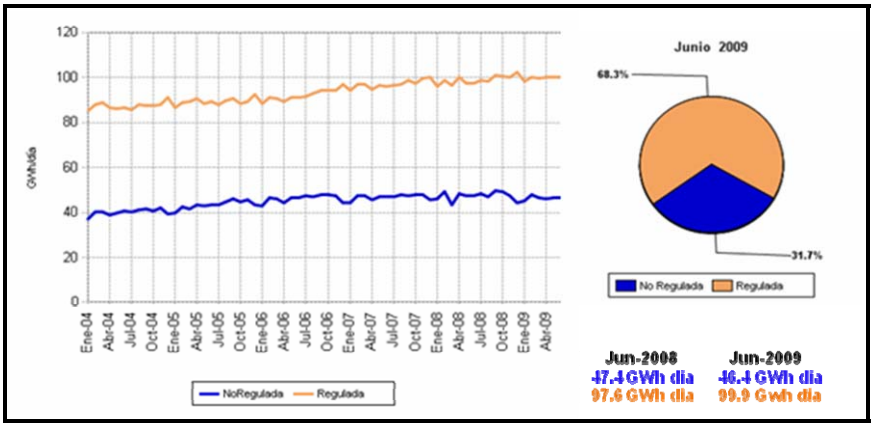


Grafico 2: Demanda de energía en Colombia Enero 2004 – Junio 2009



En los gráficos 1 y 2, se observa la composición de la demanda en Colombia del Mercado Regulado y No Regulado de enero de 2003 a junio de 2009. La demanda no regulada en junio de 2007 era de 47 GWh/dia, aumentó a junio de 2008 a 47.4 GWh/dia, pero disminuyó a junio de 2009 a 46.4 GWh/dia. Entre tanto, la demanda regulada en junio de 2007 pasó de 96 GWh/dia a 97.6 GWh/dia y nuevamente aumentó en junio de 2009 a 99.9 GWh/dia. Este comportamiento demuestra como la crisis mundial ha afectado a los grandes consumidores de energía (no regulados), mientras que los clientes residenciales siguen creciendo a pesar de la situación. Porcentualmente la participación de la demanda no regulada ha disminuido en los tres últimos años, pasando del 32.9% en el 2007, al 32.7% en el 2008 y 31.7% en el 2009. Por otra parte la demanda regulada ha aumentado la participación porcentual, pasando de 67.1% en 2007 a 67.3% en 2008 y 68,3% en 2009.

3.1.2 Fórmula Tarifaria

Acorde con lo establecido en el Art 126 de la Ley 142 de 1994, para el periodo tarifario desde 1998 hasta enero de 2008 las empresas del sector eléctrico en Colombia se fundamentaron en la Resolución CREG031-97, mediante la cual se aprobaron las fórmulas generales que permitieron a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional[14]. Para efectos de identificarla en el presente documento se llamará fórmula tarifaria anterior. A partir de febrero 2008 se empieza la aplicación de la fórmula tarifaria actual regida por la Resolución CREG 119-07.

[14] SIN (Sistema Interconectado Nacional): "Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios". Definición tomada de la Resolución CREG031 de 1997

Costo Unitario de Prestación del Servicio

"Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general (establecida en la presente resolución), y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica."[15]

El CU está definido en forma unitaria ($/kWh), y está asociado con los costos que enfrentan las empresas en desarrollo de su actividad de comercialización.

Componentes del CU de acuerdo con la fórmula tarifaria anterior[16]

Fórmula 1: Fórmula Tarifaria Anterior del CU (Resolución CREG 031/97)

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

Fórmula 2: Fórmula Tarifaria Anterior del CU (Resolución CREG 031/97)

- Costo de compra de energía *(G)*
- Costo promedio por uso del Sistema de Transmisión Nacional STN *(T)*
- Costo de Distribución por nivel de tensión *(D)*
- Costos adicionales del mercado mayorista (O)
- Porcentaje de pérdidas de energía acumulada por nivel de tensión *(PR)*
- Costos de comercialización *(C)*

3.1.2.1.1.1. Costo de compra de energía (G)

[15] Resolución CREG 119/07

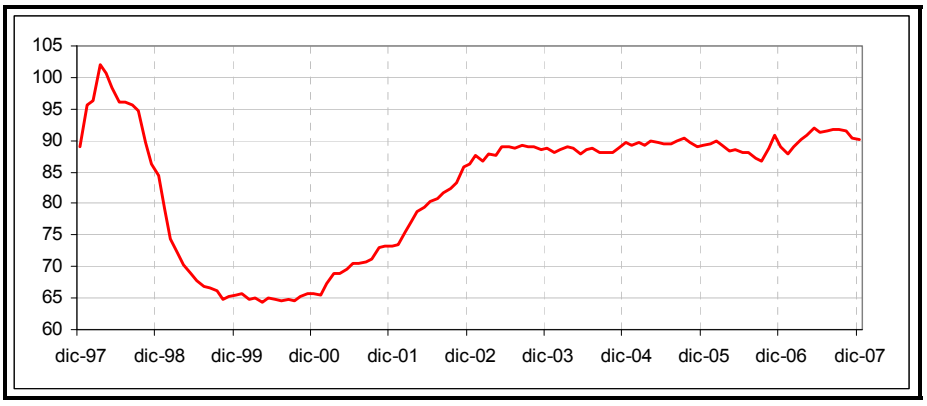
[16] Resolución CREG 031/97

Para su cálculo se tiene en cuenta

- Promedio de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado considerando contratos y compras en bolsa
- Promedio de todas las transacciones en el mercado mayorista considerando contratos y compras en bolsa
- Aplica un factor a los precios de bolsa

En el Gráfico 3 se observa el comportamiento del componente G en Colombia durante el periodo que se aplicó la fórmula tarifaria anterior: diciembre de 1997 a diciembre de 2007 a pesos constantes abril de 2008. Se presentaron grandes variaciones desde 1997 hasta 2002 (fluctuaba entre $64/Kwh y $102/Kwh), encontrando el mayor valor en el primer trimestre de 1997. De 2002 al 2007, las variaciones fluctuaron entre $86/Kwh y $92/Kwh.

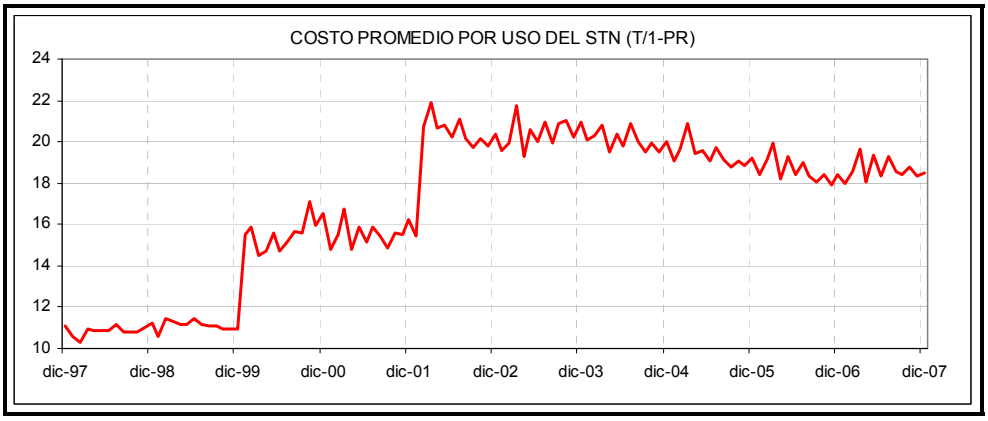
Grafico 3: Evolución del Componente G en Colombia (Pesos constantes abril de 2008)



Costo promedio por uso del STN (T) y costo de distribución (D)

Es el promedio mensual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

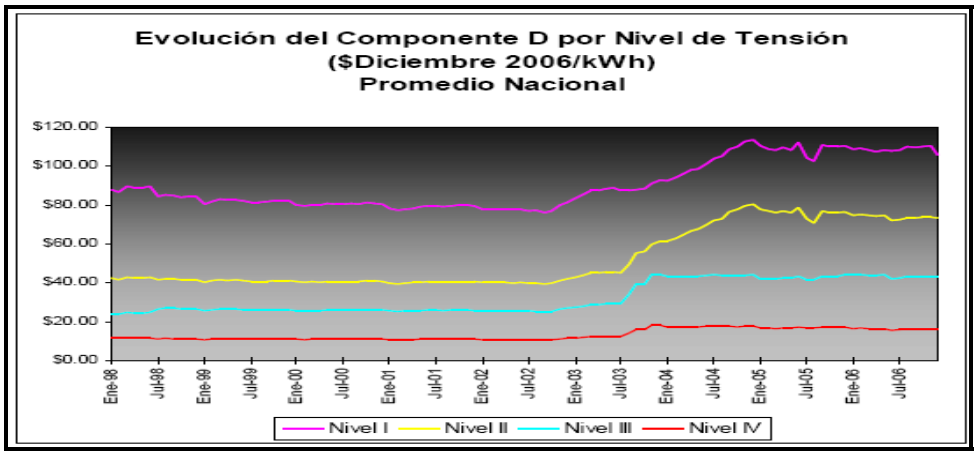
Grafico 4: Costo Promedio del STN afectado por pérdidas



En el Gráfico 4 se presenta el costo promedio por uso de STN afectado por las pérdidas a pesos constantes de diciembre de 2007 para el periodo diciembre de 1997 a diciembre de 2007. En el período diciembre de 1997 a diciembre de 1999 se movió entre $10/Kwh y $11.50/Kwh, época en la cual se disparó a $16/Kwh. De diciembre de 1999 a diciembre de 2001 se mantuvo en el rango $14.50/Kwh a $16.50/Kwh. En este punto se elevó $22/Kwh y de diciembre de 2001 a diciembre de 2007 se ha movido entre $18/Kwh y $22/Kwh.

Los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL) son aprobados para cada nivel de tensión del sistema de distribución respectivo.

Grafico 5: Evolución del promedio nacional del componte D



En el Gráfico 5 se puede observar la evolución del promedio nacional del componente D por niveles de tensión a pesos constantes diciembre de 2006 para el periodo enero de 1998 a diciembre de 2006. Para los niveles de tensión 1 y 2, presentó una leve disminución de enero de 1998 a julio de 2002. De julio de 2002 a enero de 2004 creció aproximadamente el 100%. De enero de 2004 a diciembre de 2006, su variación fue mínima. Para los niveles de tensión 3 y 4, estuvo prácticamente sin variación de enero de 1998 a julio de 2002. De julio de 2002 a enero de 2005 incrementó aproximadamente el 100% el nivel 3 y el 40% el nivel 4. Desde esa fecha hasta y diciembre de 2007, no presentó variación.

La metodología para establecer los cargos de distribución eléctrica[17] fue fijada en la Resolución CREG 082 de 2002. La aplicación de esta metodología implicaba aumento en los componentes porque se reconocía el costo de capital para la actividad de distribución[18], razón por la cual el Gobierno Nacional estableció una transición tarifaria[19] que fue implementada por las empresas del sector que les permitiera recuperar el

[17] Sistema de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL)

[18] CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social) 3241 de 2003

[19] Decreto 1407 de 2002

diferencial tarifario generado por menores tarifas y atenúo el impacto sobre los usuarios. La aplicación de éste esquema tarifario de distribución consolidó la operación de las empresas distribuidoras, mejorando su gestión, disminuyendo las pérdidas y permitiendo avanzar en el desarrollo del sector eléctrico nacional.

Costos adicionales del mercado mayorista (O)

Los Costos Adicionales del Mercado Mayorista corresponden a las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho (CND), los Centros Regionales de Despacho (CRD) y del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Porcentaje de pérdidas de energía acumulada (PR)

Es un porcentaje aplicado sólo a las compras (G) y al transporte por el STN (T), asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión. Es un parámetro único definido por la CREG.

Costos de Comercialización (C)

El costo de comercialización tiene en cuenta los costos que tienen comercializadores para atender un cliente (costo base de comercialización). Para su cálculo se tienen en cuenta las ventas de los usuarios regulados y no regulados conectados al sistema de distribución. El Gráfico 6 muestra los costos base de comercialización de todas las empresas del sector eléctrico en el país a pesos de diciembre de 2002, cuyo valor oscila entre $2.500/factura (Cartago y Pereira) y $12.500/factura (Cundinamarca). Este cargo

busca incentivar la eficiencia en las empresas, reconociéndoles los costos de la atención de los usuarios regulados.

Grafico 6: Costo Base de Comercialización (Fuentes SSPD)

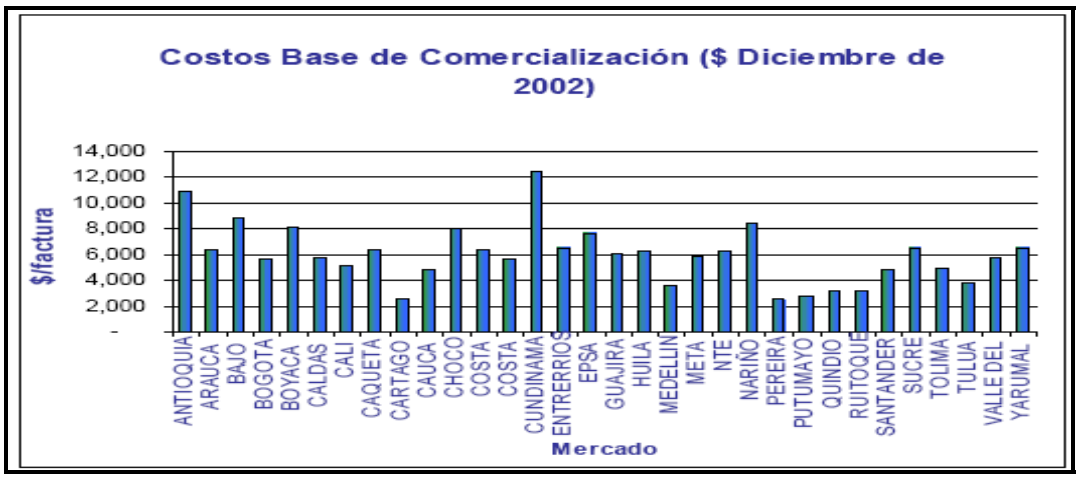
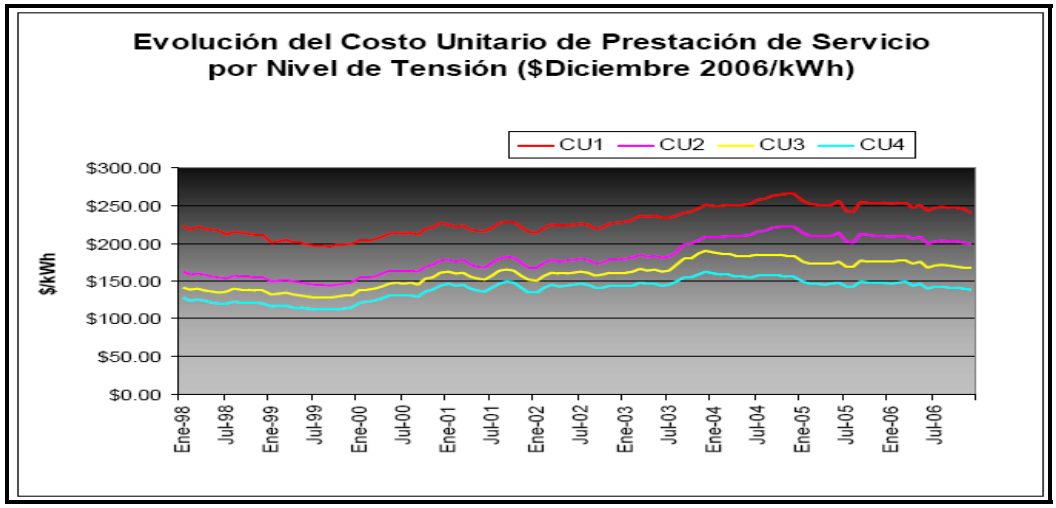


Grafico 7: Evolución del CU por nivel de tensión (Fuente SSPD)



El Gráfico 7 presenta la evolución del CU en el periodo 1998 – 2006 por niveles de tensión a pesos de diciembre de 2006. En el periodo 1998 a enero de 2000 hubo una

tendencia a la baja, mientras que en el periodo de enero de 2000 a enero de 2005 para los niveles 1 y 2 la tendencia fue de incremento y para los niveles 3 y 4, la tendencia de incremento fue durante el periodo de enero de 2000 a enero de 2004. Para los niveles 1 y 2, de enero de 2005 a diciembre de 2006, nuevamente tiende a bajar el CU con la fórmula tarifaria anterior. Esta misma situación se presentó para los niveles 3 y 4 en el periodo de enero de 2004 a diciembre de 2006.

Componentes del CU de acuerdo con la fórmula tarifaria actual

La resolución CREG 119 de 2007 aprueba la fórmula tarifaria actual (Ver Fórmula 2) que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Para los usuarios regulados, el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) presenta diferencias entre empresas en el costo de compra, el margen de comercialización y los ingresos/cargos de distribución reconocidos. Por nivel de tensión existe diferencia en los cargos de distribución y en las pérdidas reconocidas.

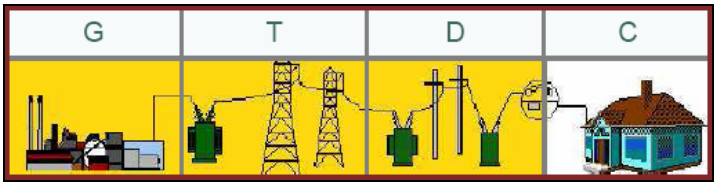
Fórmula 2: Fórmula Tarifaria Actual del CU (Resolución CREG 119/07)

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

De acuerdo como lo presenta la Figura 1, los componentes del CU son:

- Costo máximo de compra de energía *(G)*
- Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional *(T)*
- Costo por uso de Sistemas de Distribución *(D)*
- Costos de comercialización *(C)*
- Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas *(PR)*
- Costo de restricciones *(R)*

Figura 1: Componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio



Porcentualmente los componentes del costo unitario de prestación del servicio (CU) están distribuidos de acuerdo como lo muestra la Figura 2, teniendo el mayor porcentaje el costo por el uso del Sistema de Distribución (D) que representa el 36% del CU, le sigue con el 35% el costo máximo de compra de energía (G), el costo de comercialización (C) constituye el 11%, el costo por uso del Sistema es el 8% del CU, los costos de compra, transporte y reducción de pérdidas (PR) corresponden al 7% del CU y 2% el costo de restricciones (R).

Figura 2: Fórmula Tarifaria Actual

$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$						
100%	35%	8%	36%	11%	7%	2%

Fuente. Andesco

Costo máximo de compra de energía (G)

Compras en Bolsa con destino al mercado regulado

- Precio de bolsa se traslada directamente al costo
- Precio de escasez: tope máximo

Compras en contratos con destino al mercado regulado

- Bilaterales con destino al mercado regulado
- Promedio compras propias
- Promedio compras Mercado de Energía Mayorista
- No se traslada directamente el costo. Se tienen factores traslado a la tarifa.

A futuro se implementará el Mercado Organizado Regulado (MOR): *"Conjunto de transacciones de energía eléctrica que se efectúan para suplir la demanda de los usuarios finales regulados y que son realizadas de forma centralizada y estandarizada"* [20]
Los objetivos del MOR son: eficiencia en formación de precios, transparencia, neutralidad, manejo de riesgo, liquidez, simplicidad y consistencia.

Costo por uso del sistema de transmisión nacional (T) y de sistemas de distribución (D)

Transmisión

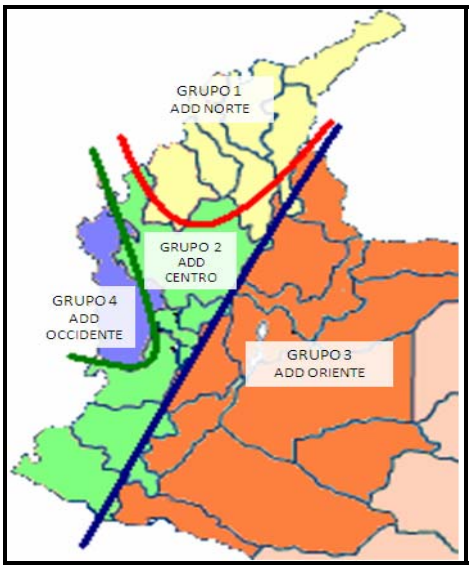
- Voltaje superior a 220 kV
- Metodología de Ingreso Regulado
- Cargos por uso ($/kWh) estampilla nacional
- Incluye contribución para la financiación del programa de normalización de redes.

Distribución

- Voltaje inferior a 220 kV
- Cargos por uso por Área de Distribución (Decreto 388/07)
- Unificar tarifas por nivel de tensión para regiones con características similares (desde julio de 2008). Res. 058/08

[20] Res. CREG 119 de 2007

Figura 3: Mapa de Colombia con Áreas de Distribución



Áreas de Distribución (ADD): en la Tabla 1 se detallan los operadores de red que conforman cada una de las Áreas de Distribución creadas teniendo en cuenta la cercanía geográfica de mercados (Ver figura 3), con el fin de balancear las tarifas a los usuario finales entre áreas, cumpliendo con el principio tarifario de neutralidad, buscando la conectividad entre las áreas y mayores transacciones de energía entre OR (Operadores de Red). Se creó un grupo independiente con el Operador de Red (OR) con tarifa baja y demanda baja (DISPAC). Para la ESSA, la liquidación y facturación del componente D, continúa bajo la aplicación de la Res. CREG 082 de 2002.

El documento CONPES 3569 de febrero 16 de 2009 define “Lineamientos de política para las empresas de mayoría accionaria pública de Distribución de energía eléctrica”, que permita amortiguar el impacto de los cargos de distribución en el CU. En la Resolución CREG 097 DE 2008, modificó la metodología tarifaria del cargo de distribución eléctrica adoptada por la Resolución CREG 082 DE 2002 y se revisó la composición y valoración de los activos de red de las empresas, la tasa de rentabilidad y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). A pesar de que ésta metodología no

generaría el mismo nivel de incrementos que se evidenciaron en metodología anterior, su aplicación inmediata podrían conllevar al incremento en el CU de algunas empresas, especialmente en aquellas que tenía atrasos en la información de sus activos de la red y presentaron niveles altos de inversión en el periodo tarifario anterior o de gastos de AOM.

Con el fin de debilitar la tendencia creciente en el 2009 de las tarifas de energía eléctrica, la Resolución CREG 168 de 2009, estableció una "opción tarifaria" que pueden implementar los comercializadores minoristas que permite ajustar el CU aplicando incrementos que varían desde el 0.5% hasta un máximo del 2% mensual y acumular los saldos hasta que la empresas comercializadoras ajusten sus tarifas de acuerdo con los costos eficientes.

Las variables para calcular los cargos de distribución de la nueva metodología son:

- Aumento en inventario de activos de las empresas por la instalación y operación de redes en zonas que por motivos de orden público no podían hacer presencia directa.
- Programas de expansión agresiva en inversiones del periodo tarifario anterior.
- Capitalización de activos de propiedad de la nación
- Incremento en montos destinados para atender la AOM de los activos operacionales.

Finalmente, el documento CONPES 3569, tuvo en cuenta que como no se había culminado el proceso regulatorio que define los costos de distribución de las empresas distribuidoras de energía en proceso de enajenación accionaria, era necesario garantizar que éstas empresas pudieran adoptar una senda de transición tarifaria en el evento de que se presenten incrementos elevados: "Cuando los cargos de distribución aprobados por la CREG para el periodo 2008-2013 sean superiores en un 10% a los cargos del periodo tarifario anterior, los representantes del Gobierno Nacional en las Asambleas de Accionistas de las empresas distribuidoras, instruirán a sus miembros de Junta Directiva para aplicar como política la utilización de una transición tarifaria, con un periodo mínimo de 60 meses o hasta que finalice el periodo regulado. Durante este periodo, las empresas distribuidoras podrán realizar los incrementos tarifarios respectivos que les permita cubrir

el diferencial de precios generado por la aplicación de la senda de transición entre el cargo inicial y el cargo ajustado con el incremento máximo del 10%"[21]

Costos de comercialización (C)

Incluye los siguientes costos:

- Costos variables de la actividad de comercialización. Es el único costo que se incluye en el costo de comercialización
- Costo mensual de las contribuciones: Para la CREG y la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) menos del 1% de los gastos de funcionamiento de la entidad regulada
- Costos servicios CND (Centro Nacional de Despacho) aproximadamente $1/kWh y ASIC (Administrador del Sistema de Intercambio Comercial) aproximadamente 0,4% CU
- Costos de Garantías en el MEM (Mercado de Energía Mayorista): 0.12/kWh a pesos de junio de 2006

Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas (PR)

- Costos pérdidas eficientes
- Costos transporte pérdidas eficientes
- Costos programa de reducción de pérdidas

Costo de restricciones (R)

- Originados en el transporte de la energía
- Asignados al Comercializador

[21] Estrategia 1 COMPES 3569 de febrero 16 de 2009

- Rentas de congestión esquema TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad), disminuye costo de restricciones

Las tarifas se cambian cuando sus componentes cambien más del 3%.

Diferencias entre la fórmula tarifaria anterior y la fórmula tarifaria actual

Una vez presentadas las fórmulas tarifarias de los dos últimos períodos, se identifican los principales cambios de la fórmula actual:

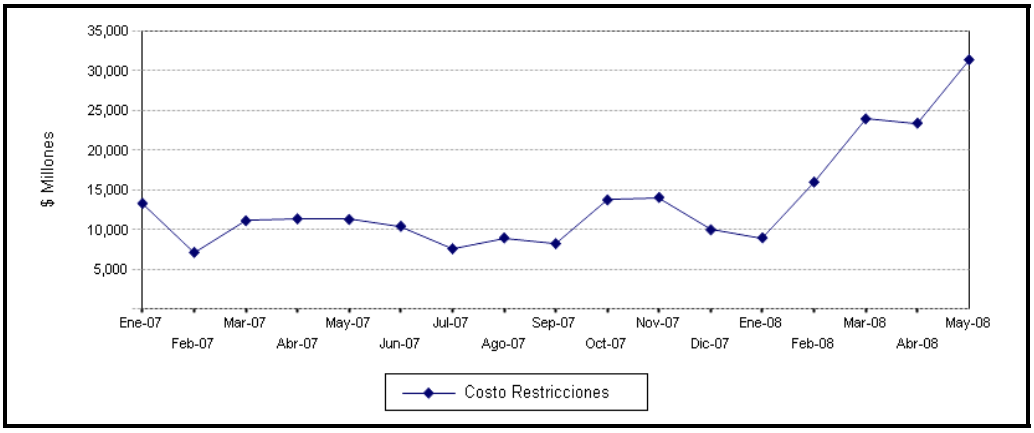
- Se eliminan los promedios móviles de compra
- Se elimina el factor aplicado a las compras en bolsa.
- Se reconocen los costos de las compras de energía realizadas por el comercializador en el mes anterior.
- Desaparece el componente Otros, dejando un componente de restricciones (R) e incluyendo los demás costos adicionales del mercado en los costos de comercialización (C).
- Se elimina el promedio móvil de tres (3) meses para el cálculo de las restricciones.
- Se traslada a los usuarios los Costos de los Programas de Reducción de Pérdidas No Técnicas
- Los índices de pérdidas son aprobados por la CREG para cada Operador de Red.
- No se tienen en cuenta las ventas de los usuarios no regulados para el cálculo del costo de comercialización, situación que genera incremento en la tarifa para los comercializadores que atienden mercado no regulado.

Las diferencias mencionadas inciden considerablemente en el cálculo del CU de las empresas.

Un ejemplo sobre estas diferencias se evidenció claramente en el primer semestre de 2008 que se presentaron 107 atentados al Sistema de Interconexión Nacional (SIN):

ATENTADOS SIN - MENSUAL			
MES	OTRAS EMPRESAS	ISA	TOTAL
Enero	6	13	19
Febrero	7	9	16
Marzo	1	17	18
Abril	1	12	13
Mayo	1	15	16
Junio	7	18	25
TOTAL	**23**	**84**	**107**

Grafico 8: Evolución del Costo de Restricciones



Si se observa en el Gráfico 8, el costo de las restricciones promedio de enero de 2007 hasta enero 2008 fue de $10,456 millones, mientras que en mayo de 2008 llegó a $31,339 millones. Esta situación obedece a los atentados a la red del Sistema de Interconexión Nacional (SIN), Condiciones Anormales del Orden Público (CAOP), mantenimiento de equipos (subestaciones) del SIN y a la eliminación del promedio móvil de tres (3) meses para el cálculo de las restricciones.

3.2 DATOS HISTÓRICOS DE LA ESSA

La información histórica presentada se tomó del Sistema de Información Comercial (SIC) de la ESSA.

3.2.1 Índices de pérdidas del Distribuidor

Es el porcentaje de electricidad que se pierde por causas técnicas o no técnicas y se calcula utilizando la Fórmula 3

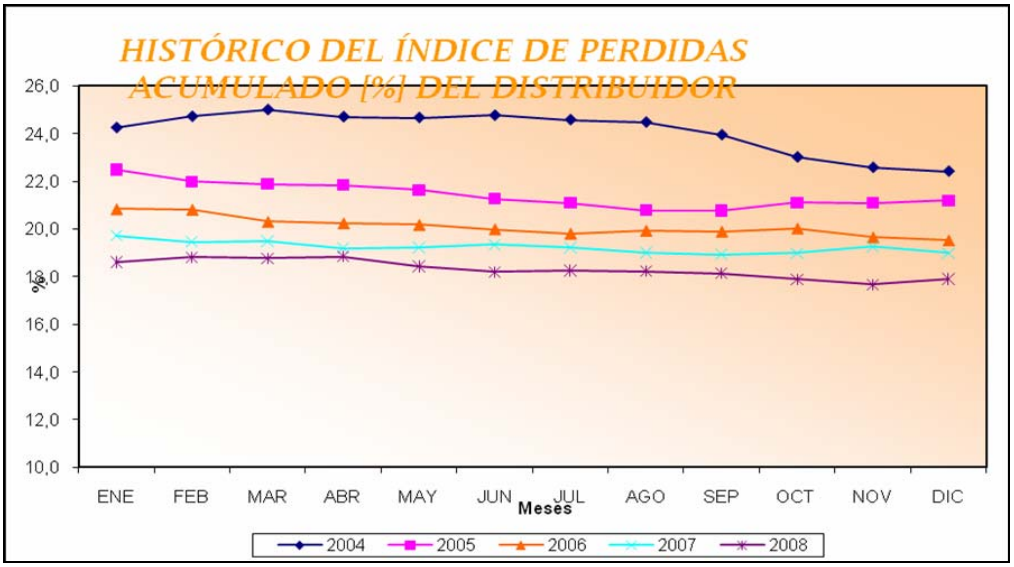
Fórmula 3: Fórmula Índice de Pérdidas (Resolución CREG 005/96)

$$Indice_{perdidas} = \left(\frac{Energia_{Entrada} - Energia_{Salida}}{Energia_{Entrada}} \right) * 100$$

Fórmula 3: Fórmula Índice de Pérdidas (Resolución CREG 005/96)

En el Gráfico 9 se observa el comportamiento del índice de pérdidas acumuladas del distribuidor el periodo 2004 -2009.

Grafico 9: Histórico del índice de pérdidas acumulado del distribuidor del período 2004 – 2008



En el año 2004 se presentó una disminución del 24.21% al 22.42% (Ver Tabla 2). La disminución de 1.79% fue resultado del primer año del Programa de Control de Pérdidas que se inició a comienzos de éste año.

En el año 2005, sigue disminuyendo, hasta llegar al 21.19% (Ver Tabla 3). Durante este año, a pesar que continúan los programas de control de pérdidas, bajó 1.23 puntos con respecto al año anterior.

El índice de pérdidas acumuladas del distribuidor para el año 2006 cae al 19.53% (Ver Tabla 4). En este año se logró bajar el índice en 1.66 puntos. No obstante se empezaban a tener herramientas para la orientación de las visitas, su efectividad no era la esperada, ya que el proceso dependía de la calidad de las lecturas de los macro medidores y de su correcto estado de funcionamiento.

El índice de pérdidas acumuladas del distribuidor para el año 2007 que continúa disminuyendo hasta llegar al 18.99% (Ver Tabla 5). Para este año la disminución fue solo de 0.54 puntos. Esta situación es consecuencia de la cantidad de contratos de valores bajos y corta duración. Para éste tipo de programas se requiere de un proceso de contratación que le de continuidad a los programas, cuyos tiempos sean como mínimo de un año y el monto debe estar acorde con el tiempo de ejecución.

El índice de pérdidas acumuladas del distribuidor para el año 2008 que llegó al 17.91% (Ver Tabla 6). Para este año la disminución fue de 1.08 puntos. Además de los aspectos mencionados para el 2007, es importante resaltar que en la medida que las pérdidas disminuyen, resulta más costos la disminución de cada punto del índice. Finalmente, la ESSA no cuenta con un herramienta informática que apoye el proceso de orientación de revisiones para aumentar el porcentaje de efectividad de las mismas.

El comportamiento del índice del Distribuidor durante el periodo de cuatro (4) años que se ha venido desarrollando el Plan de Control de Pérdidas. Durante éste período se logró una disminución del índice de 6.3 puntos (24.21% - 17.91%). Para el año 2013, es decir,

en un periodo de 5 años, se espera disminuir el índice acumulado del Distribuidor en 10.57 puntos. Esta meta es más ambiciosa, pero con el uso de tecnologías apropiadas y una contratación integral no fragmentada, se puede alcanzar.

El índice de pérdidas acumulado del distribuidor por años para el período 2004 – 2008 (Ver Tabla 7) estuvo por debajo del índice del mismo mes para los años anteriores.

3.2.2 Ventas (kWh) y Usuarios regulados y no regulados (2004 – 2008)

En el Gráfico 10 se observa el comportamiento del crecimiento de los clientes de la ESSA. Se presenta una situación atípica en abril de 2007 porque en el mes anterior hubo algunos usuarios que se les facturó dos veces y por esta razón en abril no se facturaron. En mayo se normalizó nuevamente la situación y se observa el crecimiento normal del mercado.

Grafico 10: Clientes regulados y no regulados de la ESSA (2004 – 2008)

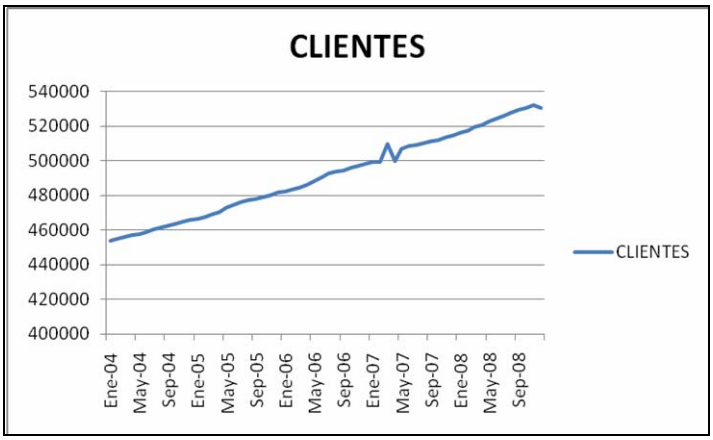
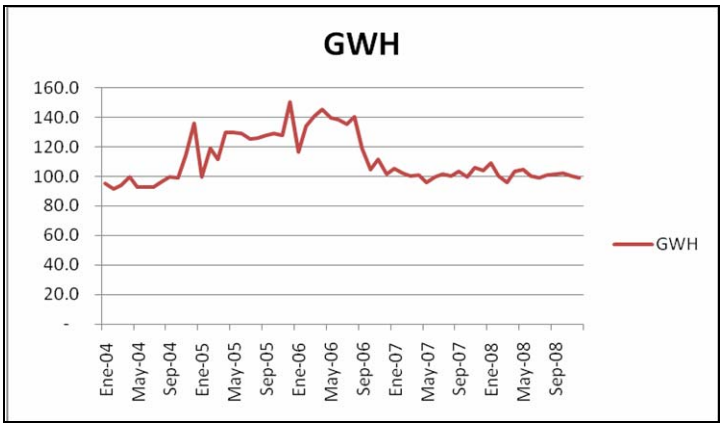


Grafico 11: Ventas (Kwh) del mercado regulado y no regulado de la ESSA (2004 – 2008)

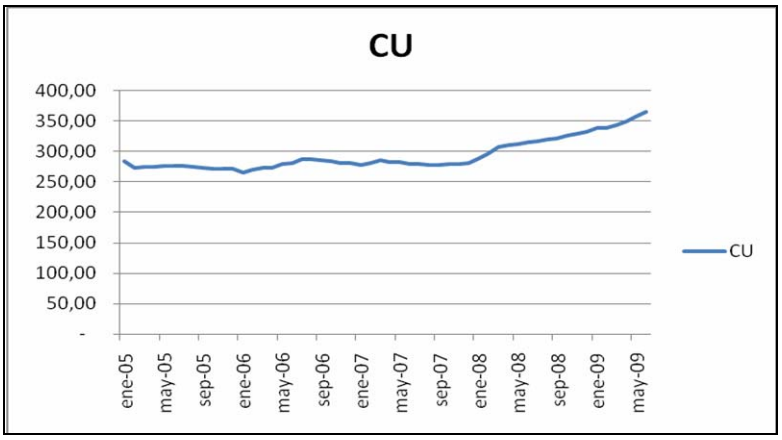


En el Gráfico 11 muestra el crecimiento de las ventas (Kwh) de la ESSA, que ha presentado crecimiento y disminución en las ventas porque el usuario Ecopetrol presentó en los años 2005 y 2006 incrementos significativos en sus consumos. (Ver tabla 8)

3.2.3 Costo Unitario 2005 - 2009 (CU)

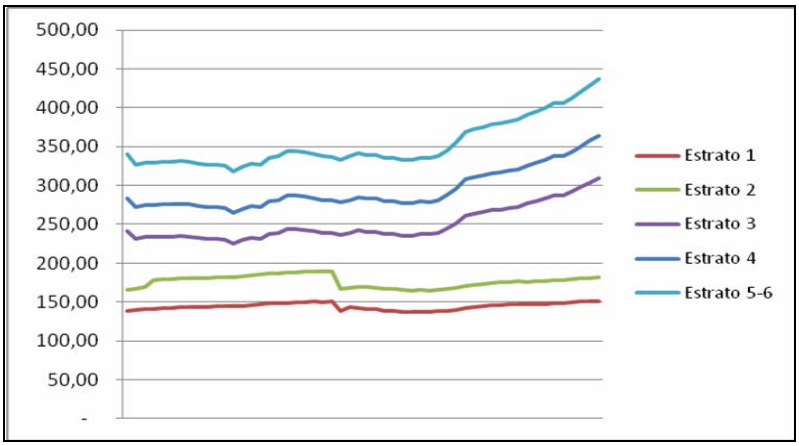
En el Gráfico 12 se muestran los costos unitarios de prestación del servicio (CU) de los usuarios de la ESSA desde enero de 2005 hasta junio de 2009. Para los usuarios del estrato 4, la tarifa es igual al CU porque no se subsidian ni pagan contribución. (Ver Tabla 9).

Gráfico 12: Costo unitario de prestación del servicio (CU) de la ESSA ($/Kwh)



3.2.4 Tarifas Residenciales 2005 – 2009

Gráfico 13: Tarifas de usuarios residenciales de la ESSA ($/Kwh)



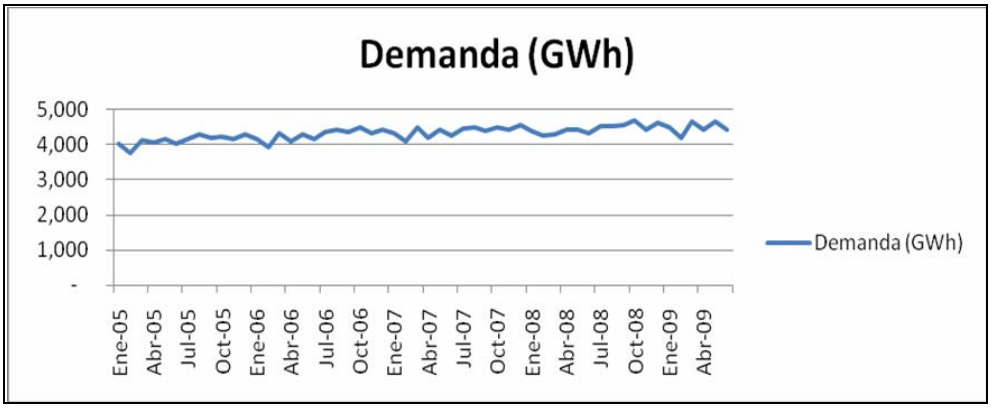
En el Gráfico 13 se muestra el comportamiento de las tarifas de los clientes residenciales por estratos. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 99.6 de la Ley 142 de 1994[22], las tarifas de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 se les aplica subsidio sobre los consumos de subsistencia[23]. El estrato 4 no tiene subsidio y los estratos 5 y 6 pagan contribución del 20%[24]. Estos porcentajes se aplican sobre el CU (Ver Tablas 10, 11, 12 y 13).

3.3 DATOS HISTÓRICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

3.3.1 Demanda de Energía en Colombia (2005 – 2008)

En el Gráfico 14 se presenta el comportamiento trimestral de la Demanda de energía en Colombia (GWH[25]) de enero de 2005 a junio de 2009 (Ver Tabla 14).

Gráfico 14: Demanda (Gwh) de energía en Colombia



[22] "En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1"

[23] Cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final

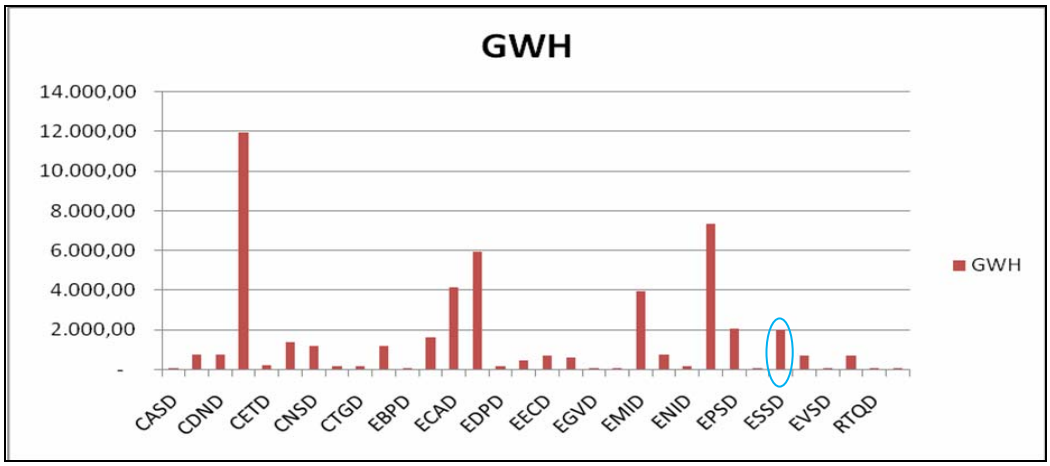
[24] Artículo 89.1 de la Ley 142 de 1994

[25] 1 Gwh equivale a un millón de Kwh

3.3.2 Demanda de Energía en Colombia por Operador de Red (2007)

El Gráfico 15 muestra la demanda de energía (GWh) en Colombia por Operador de Red para el año 2007 (Ver Tabla 15). Es importante destacar que EPM al tener en su grupo empresarial cinco (5) OR[26]: EPM[27], CHEC[28], EDEQ[29], CENS[30] y ESSA debe controlar que su demanda no supere el 25% de la Demanda del país[31]. En el año 2007 (Ver Tabla 15) la demanda de éstos cinco (5) OR era del 25.2%. En mayo de 2009 la demanda del Grupo Empresarial fue del 25.53, razón por la cual se debe controlar la demanda de cada OR para no superar el tope máximo establecido.

Gráfico 15: Total de Demanda de Energía en Colombia por Operador de Red para el año 2007



[26] Operador de Red

[27] Empresas Públicas de Medellín

[28] Central Hidro Eléctrica de Caldas

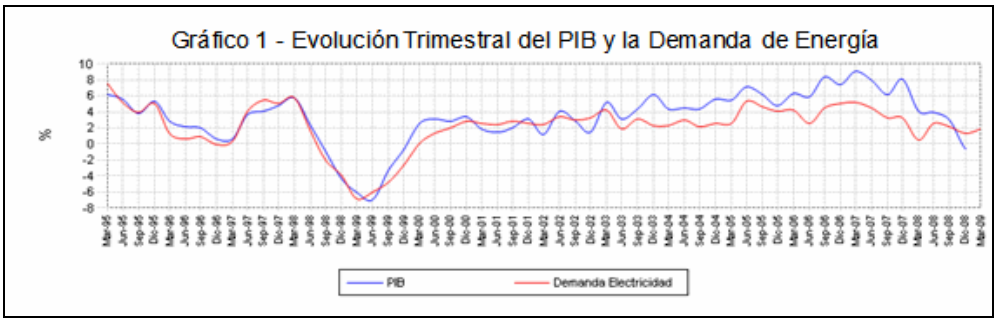
[29] Electrificadora del Quindío

[30] Centrales Eléctricas del Norte de Santander

[31] Resolución CREG 024 de 2009

3.3.3 Evolución del PIB y la Demanda de Energía en Colombia (1995 – 2008)[32]

Gráfico 16: Evolución del PIB y la Demanda de Energía en Colombia (Mar 1995 – Marzo 2009)



En el Gráfico 16 se observa que la demanda de energía es una de las variables que más relación tiene con el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) del país, sin embargo, a partir del año 2003 se ha venido desacoplando debido probablemente a:

- La alta contribución en el PIB de ciertas actividades que tienen un menor consumo de electricidad en sus procesos productivos como por ejemplo la construcción.
- La mayor eficiencia en los procesos.
- Sustitución de la energía eléctrica por otros energéticos.
- El aumento de la autoproducción de energía.

En momentos de crisis o recuperación de la misma, el crecimiento del PIB es inferior al crecimiento de la demanda de energía, tal como ocurrió a mediados del año 1999 (crisis nacional) y la que en la actualidad se está presentando reflejado a partir del cuarto trimestre del año 2008 (crisis mundial). Generalmente el crecimiento del PIB es mayor que el crecimiento de la demanda, efecto que puede ser explicado en forma general por la inelasticidad parcial de la demanda de energía en el mercado colombiano, debido a la conformación de éste en mercado regulado y no regulado.

[32] www.xm.com.co

El mercado regulado atiende principalmente el consumo de electricidad del sector residencial que a pesar del impacto que pueda ocasionar la crisis en los hogares, éstos mantienen un consumo mínimo de energía. En tanto en el mercado no regulado el efecto de inelasticidad de la demanda no se presenta, pues la relación con el comportamiento del PIB es directa, ya que el mercado no regulado agrupa el consumo de energía en los diferentes procesos productivos del país (industria manufacturera, minería, comercio, entre otras).

Estudiados los componentes de los ingresos de la ESSA en cuanto a ventas en Kwh y el precio por Kwh según lo establecido por la regulación, se procede a realizar la valoración de la empresa.

4. VALORACIÓN DE LA ESSA

Una vez revisados los aspectos más relevantes de la regulación tarifaria y establecidas las diferencias entre la fórmula tarifaria actual y la fórmula tarifaria anterior, se tienen las bases necesarias para proyectar las tarifas reguladas que determinan los ingresos de la ESSA en el período 2009 – 2013. Adicionalmente el análisis de la información histórica de la ESSA de los índices de pérdidas, las ventas de energía (Kwh), los clientes atendidos y las tarifas aplicadas en los cinco (5) años anteriores, así como la información histórica del comportamiento de la demanda en el sector eléctrico, permiten soportar los supuestos del presente capítulo.

Teniendo como punto de referencia el Plan de Negocios de la ESSA para el período 2009-2013[33], se detallan las inversiones y las ventas (kwh) a usuarios finales para realizar la proyección de los ingresos. Adicionalmente, se proyectan los costos y gastos de administración y ventas con base en los promedios históricos de los años 2007 y 2008. Los impuestos se proyectan aplicando la tasa establecida en la Ley 1111 de 2006.

Para hacer la valoración de la ESSA se analizan dos escenarios: El primero, se basa en las proyecciones de ingresos, costos, gastos, impuestos y capital de trabajo que resultan de los análisis realizados a la información histórica de la empresa, desde la óptica de continuar con el statu quo, es decir, administrada por el Estado. Por otro lado, el segundo ejercicio de valoración se basa en los Estados Financieros proyectados en el Plan de Negocios de la ESSA y que se considera están hechos bajo la óptica del accionista mayoritario EPM, con criterios eminentemente de eficiencia.

Por lo anterior, se puede esperar que las dos valoraciones generaran precios por acción con marcada diferencia. Para analizar los dos escenarios se realiza para cada uno el

[33] http://www.essa.com.co/Plan_de_negocios.pdf

Flujo de Caja Libre (FCL), se calcula el precio de la acción y se determina la Tasa Interna de Retorno (TIR).

4.1 INFORMACION RELEVANTE PARA LA VALORACION DE LOS DOS ESCENARIOS PROPUESTOS

La elaboración del Plan de Negocios de la ESSA para el período 2009-2013, fue coordinada por la Dirección de Crecimiento Internacional de EPM y desarrollada con el equipo de empalme conformado por funcionarios de EPM y de la ESSA.

Los objetivos de la ESSA para los próximos cinco (5) años planteados en el Plan de Negocios son:

- Garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía debido al alto crecimiento de la demanda (ha crecido en un porcentaje superior al 4%) y al represamiento de las inversiones básicas luego de estar en el proceso de venta al sector eléctrico durante varios años.
- Disminuir las pérdidas de energía a niveles que garanticen la viabilidad en el largo plazo.
- Buscar mejoras sustanciales en las relaciones con los clientes.

A continuación, se describen las proyecciones de costos, inversiones e ingresos de cada negocio, basados en políticas y mejores prácticas a implementar del Grupo Empresarial EPM.

Por ahora, no se tienen proyectos fuera del país, ya que la estrategia empresarial es el crecimiento y actualmente está plasmada en “la MEGA propuesta (Meta Grande y

Ambiciosa) del Grupo Empresarial EPM"[34]. EPM espera invertir agresivamente en energía, más allá del crecimiento vegetativo[35], propiciando cambios regulatorios que le permitan aumentar su presencia en Colombia.

4.1.1 Plan Comercial

Proyección de la demanda (Ventas del Distribución y comercialización)

Esta proyección, además del crecimiento vegetativo, incluye el incremento en ventas esperado en el proyecto de Control de Pérdidas.

El crecimiento vegetativo del mercado regulado y del mercado atendido por otras comercializadoras se proyectó a partir de las ventas de 2008 aplicando los siguientes porcentajes proyectado por el Grupo Empresarial EPM (Ver cuadro 1)

Cuadro 1: Porcentaje de incremento en ventas (Kwh)

Incremento Vegetativo de Ventas (Kwh)					
Año	2009	2010	2011	2012	2013
Incremento (%)	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5

Para el mercado no regulado se determinó que las ventas se van a mantener en 9 GWh/mes debido a que por regulación, ninguna empresa puede tener más del 25% de participación respecto al total de la demanda nacional. La Resolución CREG 024 del 2009 determina que para calcular la participación se debe tomar la demanda atendida en los 12 meses anteriores al mes del cálculo teniendo en cuenta solo los usuarios atendidos en el momento de hacer el ejercicio. La participación de las filiales se haría a partir del

[34] "En el año 2015 el Grupo Empresarial EPM será una corporación con ingresos por ventas, equivalente a US$5.000 millones, de los cuales el 60% se originará en Colombia y el 40% fuera de Colombia"

[35] Se refiere al crecimiento natural

momento en que se consolide la relación de control. Sin embargo, si la empresa supera el límite, cuenta con un plazo de 12 meses para ajustarse.

La participación del grupo EPM a mayo 2009, para el acumulado de los 12 meses anteriores, es de 25.53%, con tendencia a la baja, dado principalmente por la descarga de usuarios realizada directamente por EPM a partir de diciembre de 2008. La participación en el mes de abril 2009 se encuentra por debajo del tope regulatorio (24.8%).

El incremento en ventas esperado por el proyecto de control y reducción de pérdidas e incluido en la proyección de ventas se muestra como Aumento en facturación acumulada por año en el Cuadro 2:

Cuadro 2: Recuperación acumulada (Gwh/año) por programa de pérdidas

Recuperación acumulada (Gwh/año) por programa de pérdidas					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Aumento en facturación acumulada por año		4,95	22,98	41,68	51,45
Ahorro en compra acumulada por año		11,54	53,62	97,25	120,05
Total		16,49	76,6	138,93	171,5

La recuperación acumulada se determina por los mayores consumos facturados a los clientes intervenidos por los programas de control de pérdidas: cuando un usuario se interviene se determina el consumo promedio mensual y las mayores ventas corresponden a las variaciones que cada mes tenga con respecto a dicho promedio. El ahorro en compras acumuladas por año que se refleja en la disminución de las compras (entradas) de energía en la gestión comercial de la ESSA.

Las ventas en Gwh/año de energía proyectadas para los años 2009 – 2013 se resumen en el Cuadro 3:

Cuadro 3: Proyección de Ventas (Gwh/año)

VENTAS DE DISTRUBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN (GWH/año)					
CONCEPTO	2009	2010	2011	2012	2013
Regulados	1.258,69	1.282,52	1.332,50	1.397,02	1.467,79
No Regulados	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
Total Ventas Energía	1.366,69	1.390,52	1.440,50	1.505,02	1.575,79
Otras Comercializadoras	483,73	490,98	503,26	520,87	544,31
Total Transporte	1.850,42	1.881,50	1.943,76	2.025,89	2.120,10

Proyección de costos en negocio de comercialización

En el Cuadro 4 se muestra un total 4.864 millones de pesos para el negocio de comercialización en el periodo 2009 – 2013, cuyo destino esta enfocado en el servicio al cliente, por lo tanto, se proyectan costos para la adecuación de nuevas oficinas y arreglos locativos a las oficinas existentes, se implementará el Contact Center para atender telefónicamente a los usuarios, adquisición de sistemas de gestión de turnos y campañas de recordación de pago para la Gestión de Cartera

Cuadro 4: Costos de Comercialización

CRONOGRAMA DE COSTOS EN NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN (MILLONES DE PESOS)					
2009	2010	2011	2012	2013	Total
362	1.291	1.195	1.013	1.003	4.864

4.1.2 Plan de Transporte y Recuperación de Pérdidas de Electricidad

Proyección de Inversiones Negocio de Transporte de Energía (Distribución)

El Cuadro 5 resume las inversiones que el negocio de Transmisión y Distribución tiene proyectadas para el período 2009 – 2013, cuyo monto supera los 134 mil millones de pesos en búsqueda del aseguramiento de la confiabilidad del servicio.

Cuadro 5: Inversiones del negocio de transporte de electricidad de la ESSA

CRONOGRAMA DE INVERSIONES NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD (MILLONES DE PESOS)						
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Plan de expansión de la infraestructura eléctrica del sistema de potencia	10.048	15.889	11.341	10.000	6.316	53.594
Plan de reposición de equipos en las subestaciones de potencia atendidas		4.115	12.537	9.870	7.047	33.569
Reposición transformadores de distribución	2.437	2.192	1.968	1.760	1.600	9.957
Plan de ampliación de la cobertura del sistema de comunicaciones	1.210	389				1.599
Plan de ampliación de la cobertura de la Electrificación Rural	2.515	2.850	2.232	2.390	2.577	12.564
Proyecto modernización de subestaciones, SCADA y calidad de la potencia	2.300	8.840	4.800			15.940
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zonas de Barranca, San Gil, Barbosa, Málaga y Socorro	1.873	428	1.408	3.265		6.974
Total año	20.383	34.703	34.286	27.285	17.540	134.197

Proyección de Inversiones y costos en recuperación de pérdidas

El indicador de pérdidas en el Sistema de Distribución Local (SDL) de la ESSA, de diciembre de 2008, fue del 17.91% y desde el punto de vista del comercializador fue del 22.82%.

Cuadro 6: Proyección de los índices de pérdidas (%)

Proyección de los índices de pérdidas (%)					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Distribuidor	17,6	16,96	14,55	11,96	10,57
Comercializador	22,34	21,54	18,49	15,18	13,37

En el Cuadro 6 se observa que el indicador general del SDL[36] se proyecta reducir al 10.57%. El indicador del comercializador se proyecta reducir al 13.37% para obtener la recuperación de energía esperada de 171, 5 GWh /año[37]

Para lograr los índices de pérdidas proyectados, se determinó que la inversión y los costos del proyecto de control y reducción de pérdidas se destinan para los siguientes programas:

- Instalación y reparación de macromedidores, utilizados para el direccionamiento del proceso de control
- Revisiones para detección y normalización de irregularidades
- Normalización de instalaciones sin medidor y que son facturadas por promedio
- Legalización de instalaciones conectadas sin facturar
- Revisión de instalaciones de clientes con medida indirecta o semidirecta (con transformadores de corriente y/o transformadores de potencia)
- Instalación de medida en subestaciones para balances por nivel de tensión
- Actualización de aforos de alumbrado público
- Cambio de medidores obsoletos (con más de 25 años de funcionamiento)
- Traslado de medidores en instalaciones en donde se dificulta el acceso para la toma de lectura
- Cambio de transformadores y remodelación de redes para evitar fraudes y disminuir pérdidas técnicas
- Instalación y legalización de pilas comunitarias.
- Instalación de medida y control de instalaciones de fuentes y equipos de cable operadores y vallas publicitarias.
- Implementar proceso de venta de energía prepago en sectores con problemática social y económica.

[36] Sistema de Distribución Local

[37] Ver Cuadro 2

En el Cuadro 7 se muestra el cronograma de inversión de 38.894 millones de pesos para el proyecto de reducción de pérdidas durante el periodo 2010 – 2012.

Cuadro 7: Inversiones para proyecto de reducción de pérdidas

CRONOGRAMA DE INVERSIONES PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (MILLONES DE PESOS)					
2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
-	14.010	12.228	12.656	-	38.894

Los costos proyectados (Ver Cuadro 8) para el período 2010 – 2013 supera los 60 mil millones de pesos. Una vez se logren los indicadores proyectados, se continuará con el sostenimiento del indicador.

Cuadro 8: Costos para proyecto de reducción de pérdidas

CRONOGRAMA DE COSTOS PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (MILLONES DE PESOS)					
2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
-	13.443	22.410	22.561	2.294	60.708

4.1.3 Plan de Negocio de Generación

Proyección de inversiones en Generación

Las inversiones y costos en las plantas de Generación de la ESSA se resumen así:

- Plantas de Generación de Termobarranca
- Planta hidráulica de la represa Bocas
- Planta hidráulica de Palmas

- Costos ambientales para recuperación de ladera del río

En el Cuadro 9 se detallan las inversiones en las plantas térmicas que alcanzan los 7.345 millones de pesos y en las plantas hidráulicas es de 606 millones de pesos, para un total de 7.951 millones de pesos en el período 2009 – 2013.

Cuadro 9: Inversiones del negocio de Generación

CRONOGRAMA DE INVERSIONES NEGOCIO DE GENERACIÓN (MILLONES DE PESOS)						
DESCRIPCIÓN	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Termobarranca gobernadores, inversores, sistema de control, posicionadores, instrumentación, reguladores de voltaje	550	160	340			1.050
circulación, tubos evaporadores, interruptores, protecciones, bombas inyección, servicios	715	2.360	1.500	1.100	620	6.295
Total Termobarranca	**1.265**	**2.520**	**1.840**	**1.100**	**620**	7.345
Puente grua y compuerta represa Bocas	136					136
Tubería de presión Planta Palmas	170	300	-			470
Total Plantas Hidráulicas	**306**	**300**	**-**	**-**	**-**	606
Total año	**1.571**	**2.820**	**1.840**	**1.100**	**620**	**7.951**

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestra para el negocio de generación la proyección de costos por 3.250 millones de pesos orientados a la situación ambiental de Termobarranca, la afectación del río Magdalena y la represa de Bocas.

Cuadro 10: Costos ambientales del negocio de Generación

CRONOGRAMA DE COSTOS AMBIENTALES DE GENERACIÓN (MILLONES DE PESOS)					
2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
250	300	300	1.200	1.200	3.250

4.1.4 Plan Áreas de Soporte Crítico del Negocio

Proyección de inversiones en Tecnología Informática

La modernización tecnológica busca mejorar la prestación del servicio aumentado la satisfacción de los clientes y disminuyendo la presión sobre la carga de trabajo del recurso humano. Se tienen proyectadas inversiones de 17.784 millones de pesos (Ver Cuadro 11) para el periodo 2009 – 2013 y 2.948 millones de pesos dedicados a los costos de mantenimiento de los sistemas de información (Ver Cuadro 12).

Cuadro 11: Inversiones en Tecnología e Informática

CRONOGRAMA DE INVERSIONES EN TECNOLOGÍA INFORMÁTICA (MILLONES DE PESOS)						
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Mesa de ayuda	-	429	348	365	427	1.568
Conectividad	573	632	677	711	-	2.592
Centro de procesamiento	25	1.604	1.646	1.728	1.814	6.816
Seguridad	3	-	-	-	-	3
Bases de datos	3	-	-	-	-	3
Servidores	177	177	-	-	-	355
Servicio de correo	125	132	138	145	152	692
Terminales portátiles	510	473	490	-	1.475	2.946
Equipos de escritorio y portátiles	368	582	532	79	28	1.589
Impresoras	-	41	55	55	55	207
Red corporativa de datos	193	181	113	-	182	669
Aplicaciones	64	252	-	-	28	343
Total año	**2.041**	**4.502**	**3.998**	**3.083**	**4.160**	**17.784**

Cuadro 12: Costos en Tecnología e Informática

CRONOGRAMA DE COSTOS EN TECNOLOGÍA INFORMÁTICA (MILLONES DE PESOS)						
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Contratos de mantenimiento	335	654	643	643	673	2.948

Proyección de inversiones en Transporte y equipos

En el Cuadro 13 se presenta el cronograma de inversión para transporte y equipo que supera los siete mil millones de pesos.

Cuadro 13: Inversión en Transporte y Equipo

CRONOGRAMA DE INVERSIÓN EN TRANSPORTES Y EQUIPOS (MILLONES DE PESOS)					
2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
2.102	1.962	1.972	552	552	7.139

Proyección de costos de asesoría

El Proyecto de asesoría para implantar la nueva estructura administrativa y organizacional de la ESSA busca una transformación empresarial, para lo cual se proyectan costos de 3.856 millones de pesos (Ver Cuadro 14).

Cuadro 14: Costos de asesorías

CRONOGRAMA DE COSTOS EN ASESORÍAS (MILLONES DE PESOS)					
2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
-	2.337	1.519	-	-	3.856

4.1.5 Resumen de Proyección de Inversiones

El cuadro 15 resume las inversiones de la ESSA para el periodo 2009 – 2013, que supera las 216 mil millones de pesos. Es importante aclarar que el total de inversiones de cada año no coincide con el incremento de la propiedad planta y equipo proyectado en el Plan de Negocios[38] porque existen algunas inversiones que no están destinadas a la infraestructura de la ESSA.

Cuadro 15: Inversiones ESSA

CRONOGRAMA DE INVERSIONES ESSA (MILLONES DE PESOS)						
Negocio	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Transporte de electricidad	20.383	34.703	34.286	27.285	17.540	134.197
Proyecto de Reducción de Pérdidas	-	14.010	12.228	12.656	-	38.894
Generación	1.571	2.820	1.840	1.100	620	7.951
Tecnología Informática	2.041	4.502	3.998	3.083	4.160	17.784
Transportes y equipos	2102	1962	1972	552	552	7.139
TOTAL	**28.106**	**60.007**	**56.335**	**46.688**	**24.885**	**216.020**

4.2 PROYECCIÓN DE INGRESOS PARA EL PERIODO 2009 – 2013 PARA EL ESCENARIO 1

Para proyectar los ingresos de la ESSA de los próximos cinco (5) años: 2009 a 2013, se tiene en cuenta crecimiento de ventas de energía, el aumento de las tarifas (CU) y la operación comercial resultante de las compras de energía por contratos y en bolsa.

[38] Ver Pág. 128

Cuadro 16: Proyección de ingresos 2009 – 2013 (Millones de pesos)

PROYECCIÓN DE INGRESOS DE LA ESSA (MILLONES DE PESOS)							
AÑO	VENTAS COMERCIALIZACIÓN	SDL	OPERACIÓN COMERCIAL	STN	STR	TOTAL	% VARIACIÓN
2009	470.195	34.474	93.199	31.525	21.147	650.540	22,29%
2010	515.669	38.182	154.077	33.769	23.006	764.703	17,55%
2011	569.477	41.935	55.592	35.865	25.001	727.870	-4,82%
2012	629.933	46.270	61.867	37.431	27.260	802.761	10,29%
2013	688.479	51.502	55.042	39.363	29.786	864.172	7,65%
TOTAL	2.873.753	212.364	419.777	177.953	126.200	3.810.046	
%	**75,43%**	**5,57%**	**11,02%**	**4,67%**	**3,31%**	**100,00%**	

En el Cuadro 16, se observa que el 75.43% de los ingresos proyectados para los próximos cinco (5) años corresponden al negocio de comercialización (VENTAS COMERCIALIZACIÓN: venta de energía a usuarios finales), el 13.56% son ingresos del STN[39], SDL[40] y STR[41] y el 11.02% corresponden a las operaciones comerciales de compra y venta de energía y negocio de generación (OPERACIÓN COMERCIAL). Esta proyección de ingresos será utilizada más adelante en la Proyección del Flujo de Caja Libre (Ver Cuadro 21).

La variación de los ingresos para el año 2009 es del 22.29%, teniendo en cuenta que los ingresos registrados en el año 2008 fueron de 531.975 millones de pesos y se proyectan ingresos de 650.540 millones de pesos. Para el año 2010, la variación de ingresos es del 17.55%. En el año 2011 se presentó una disminución en los ingresos del -4.82% porque los ingresos del negocio de generación disminuyeron el 36% (Generación representa el 11.02% del total de los ingresos) debido a que para este año finalizan contratos de venta de energía y por política del Grupo Empresarial EPM únicamente se incluye en las proyecciones de las operaciones comerciales los contratos que estén vigentes. Todos los

[39] Sistema de Transmisión Nacional

[40] Sistema de Distribución Local

[41] Sistema de Transmisión Regional

años, ESSA Generador debe analizar directamente con EPM Generador el manejo de las compras por contrato (90%) y en bolsa que tienden a desaparecer (10%). Para el año 2012, a pesar que continúa bajando la proyección de los ingresos de las operaciones comerciales, se presenta un incremento alto en las ventas a usuarios finales por el incremento en ventas que resulta del programa de control de pérdidas. De ésta forma se alcanza en la proyección un aumento en los ingresos del 10.29%. En el 2013, se proyecta un incremento en los ingresos del 7.65%.

4.2.1 Crecimiento de ventas de energía

Inicialmente se proyectan las ventas en Gwh (Ver Cuadro 17):

Cuadro 17: Proyección de Ventas (GWh) a usuarios Regulados

PROYECCIÓN DE VENTAS REGULADAS DE DISTRUBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN (GWH)					
Año	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Incremento vegetativo	1.258,690	1.277,570	1.309,510	1.355,342	1.416,333
Incremento reducción de pérdidas	-	4,950	22,980	41,680	51,450
Anual	1.258,690	1.282,520	1.332,490	1.397,022	1.467,783
Mensual promedio	104,891	106,877	111,041	116,419	122,315

Partiendo de las ventas (Gwh) a usuarios regulados de enero a abril del año 2009, se multiplicó por 3 para obtener la proyección del año 2009 (1.258,690 Gwh/año)

Para proyectar el 2010, se aplicó un incremento vegetativo del 1.5% (Ver Cuadro 1) al dato de 2009, llegando a 1.277.570 Gwh/año y se sumó 4,950 Gwh/año correspondiente

al incremento en ventas a usuarios finales del proyecto de control de pérdidas[42] (Ver Cuadro 2), para obtener la proyección del año de 1.282,520 Gwh/año.

Para proyectar el 2011, se aplicó un incremento vegetativo del 2.5% al dato de 2010 llegando a 1.309,510 Gwh/año y se sumó 22,980 Gwh/año de incremento en ventas por el programa de control de pérdidas, obteniendo la proyección del año de 1.332,490 Gwh/año.

Para proyectar el 2012, se aplicó un incremento vegetativo del 3.5% al dato de 2011 para obtener una proyección de 1.355,342 Gwh/año, que sumándole los 41,680 Gwh/año de incremento en ventas por el programa de control de pérdidas, se llega a 1.397,022 Gwh/año.

Para proyectar el 2013, se aplicó un incremento vegetativo del 4.5% al dato de 2012 para obtener una proyección de 1.416,333 Gwh/año y que adicionando los 51,450 Gwh del incremento en ventas por el programa de control de pérdidas, alcanzando una proyección de ventas de 1.467,783 Gwh/año.

Cada año proyectado se dividió en 12 para obtener los Gwh proyectados mensualmente[43].
A cada mes se sumaron 9 Gwh (108 Gwh/año) de energía proyectada a usuarios no regulados (Ver Cuadro 3).

[42] Cuando un usuario se interviene se determina el consumo promedio mensual y el incremento en ventas corresponden a las variaciones que cada mes tenga con respecto a dicho promedio

[43] Se determina calcular el promedio mensual dividiendo la proyección anual en 12 meses porque ya se han aplicado incremento vegetativo anual e incremento anual por los programas de control y recuperación de pérdidas

4.2.2 Aumento de las tarifas (CU)

La ESSA realizó un estudio de proyección de tarifas, fundamentado en el numeral 7 del Adendo No. 5 del "Reglamento de la invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A ESP" (Ver pág. 6 del Anexo 4): "Los cargos máximos aprobados por la CREG para los niveles de tensión 1, 2 y 3 correspondientes al período tarifario de la actividad de distribución para ESSA de que trata la Resolución CREG-097 de 2008, resulten superiores en un 10% en términos reales a los vigentes aprobados para los mismos niveles de tensión en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, se aplicarán como cargos máximos para los niveles de tensión 1, 2 y 3, durante los primeros 60 meses de dicho período tarifario, cargos máximos equivalentes a los cargos máximos vigentes fijados en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, incrementados mensualmente en términos reales, como máximo, en un 0.304331%, sin llegar a exceder los nuevos cargos máximos aprobados por la CREG en desarrollo de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen, o sustituyan, y siguiendo los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3569 del 16 de Febrero de 2009".

En resumen, las ventas (millones de pesos) proyectadas año por año resultaron de multiplicar las proyecciones mensuales de Kwh (Cuadro 17), por el CU proyectado[44] para obtener la columna VENTAS DE COMERCIALIZACIÓN del Cuadro 16.

Operación comercial del negocio de generación

Para realizar las proyecciones del negocio de generación se tomó como base los contratos de la operación comercial del generador que se encuentran actualmente firmados para compra y venta de energía. Los ingresos de éste negocio disminuyen considerablemente porque la política de EPM estableció en el Plan de Negocios, que

[44] Información suministrada por la ESSA que no presenta por confidencialidad

ESSA Generador debe coordinar su estrategia comercial al menos una vez al año con EPM Generador, ya que se quiere evitar al máximo la exposición a bolsa en la intermediación de generación. Lo anterior teniendo en cuenta que en el periodo 2004 – 2008 la Estrategia de Intermediación no fue considerada exitosa según los análisis hechos por el Grupo Empresarial EPM[45].

Proyección de los cargos por uso del Sistema de Distribución Local

Los cargos por uso del Sistema de Distribución Local (SDL) es el peaje que cobran las empresas distribuidoras por transportar hasta el domicilio del usuario final la energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Inicialmente se proyectan las ventas en Kwh (Ver Cuadro 3: Otras Comercializadoras) así: Partiendo de las ventas (Kwh) a otras comercializadoras de enero a abril del año 2009, se multiplicó por 3 para obtener la proyección del año 2009 (483,73 Gwh/año) Para proyectar el 2010, se aplicó un incremento vegetativo del 1.5% (490,98 Gwh/año). Para proyectar el 2011, se aplicó un incremento vegetativo del 2.5% al dato de 2010 para obtener una proyección de 503,26 Gwh/año. Para proyectar el 2012, se aplicó un incremento vegetativo del 3.5% al dato de 2011 para llegar a una proyección de 520,87 Gwh/año. Para proyectar el 2013, se aplicó un incremento del 4.5% al dato de 2012 para obtener una proyección de 544,31 Gwh/año. Cada año proyectado se dividió en 12 para obtener los Gwh proyectados mensualmente[46].

[45] Plan de Negocios ESSA 2009 – 2013 Pág. 89

[46] Se determina calcular el promedio mensual dividiendo la proyección anual en 12 meses porque ya se han aplicado incremento vegetativo anual

Finalmente, las ventas (millones de pesos) proyectadas año por año resultaron de multiplicar las proyecciones mensuales de Kwh por el componente D (SDL) proyectado[47] para obtener la columna SDL del Cuadro 16.

Proyección de ingresos por Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional

La actividad de transmisión regional y nacional consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores. Por esta actividad las empresas de transmisión cobran el peaje por el uso de su Sistema de Transmisión Regional (STR) y de su Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Las proyecciones de STR y STN se realizaron aplicando a las tarifas del STR y STN el IPP. Para proyectar los Kwh se multiplica por las pérdidas proyectadas del Distribuidor (Ver Cuadro 6).

Finalmente se multiplican los Kwh por las tarifas mensuales para obtener la proyección STR y STN (Ver Cuadro 16).

4.3 PROYECCIÓN DE COSTOS, GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS E IMPUESTOS PARA EL PERIODO 2009 – 2013 PARA EL ESCENARIO 1

Para proyectar los costos variables y gastos de administración y ventas de la ESSA de los próximos cinco años 2009 – 2013, se calculó el promedio de los porcentajes que estos representaron para los años 2007 y 2008 sobre el total de ingresos. La determinación de utilizar los dos últimos años como períodos referentes se tomó teniendo en cuenta que los

[47] Información suministrada por la ESSA que no se presenta por confidencialidad

diferentes negocios de la empresa empezaron a reflejar logros importantes a partir de 2007, entre los que se destacan:

- En el negocio de generación se optimizaron las transacciones de intermediación de energía reduciendo los riesgos de exposición a bolsa, asegurando la suscripción de contratos de respaldo y procurando una mayor explotación de la capacidad de generación propia.
- Disminución de pérdidas por expansión del sistema y modernización de equipos y como resultado de la gestión de los programas de control y reducción de pérdidas.
- Se implementaron programas agresivos de recuperación de cartera.

Para la proyección de los costos fijos, se aplicó un incremento del 5% (IPC proyectado del Grupo Empresarial EPM) anual. Esta determinación se confirmó analizando los costos fijos que se han tenido hasta junio de 2009 y efectivamente, si se proyectan a 31 de diciembre (multiplicándolos por 2), se llegaría a un incremento aproximado del 5% (efecto de la inflación en éstos costos) respecto al 2008.

Por otra parte para la proyección de los impuestos se tomó la tasa definida en la Reforma Tributaria[48] que era del 34% hasta el 2007 y del 33% a partir de 2008.

Cuadro 18: Porcentajes de Costos, Gastos e Impuestos del Escenario 1

Variables del Estado de Resultados	Análisis vertical 2007	Análisis vertical 2008	2009	2010	2011	2012	2013
(-) COSTOS VARIABLES EFECTIVOS DIRECTOS	64,21%	60,01%	62,11%	61,06%	61,58%	61,32%	61,45%
(-) COSTOS FIJOS EFECTIVOS DIRECTOS	14,99%	16,60%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
(-) GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	8,98%	8,89%	8,94%	8,92%	8,93%	8,92%	8,92%
(-) IMPUESTOS	34,12%	33,68%	33,00%	33,00%	33,00%	33,00%	33,00%

[48] Ley 1111 de 2006

En el cuadro 18 se observa para los años 2007 y 2008 los porcentajes que representaron los costos variables y gastos respecto a los ingresos operacionales y los porcentajes de los impuestos respecto a la UAII[49] calculados mediante el análisis vertical así:

- Para el año 2007, los costos variables efectivos directos de 325.966 millones representan el 64.21% de los ingresos por 507.696 millones (Ver Tabla 17)
- Para el año 2008, los costos variables efectivos directos de 319.248 millones representan el 60.01% de los ingresos por 531.975 millones (Ver Tabla 17)
- Para el año 2007, los gastos de administración y ventas de 45.602 millones representan el 8.98% de los ingresos.
- Para el año 2008, los gastos de administración y ventas de 47.316 millones representan el 8.89% de los ingresos

Para determinar los porcentajes que representan los costos variables y gastos de administración y ventas respecto a los ingresos para los años 2009 a 2013, se calcula el promedio móvil con base en los dos años anteriores por cada vigencia. En el cuadro 18 se observa que para el año 2009 el promedio de los costos variables efectivos directos es de 62,11% (promedio de análisis vertical 2007 – 2008); para el 2010 61,06% (2008 – 2009); para el 2011 61,58% (2009 – 2010); para el 2012 61,32% (2010 – 2011) y para el año 2013 es de 61,45%. Durante los cinco años proyectados se refleja el sostenimiento de éstos costos.

Los costos fijos efectivos directos se proyectan incrementando todos los años el 5% del IPC[50].

Para el año 2009 el promedio de los gastos de administración y ventas es de 8,94% (2007 – 2008); para el 2010 8,92% (2008 – 2009); para el 2011 8,93% (2009 – 2010); para el 2012 8,92% (2010 – 2011) y para el año 2013 es de 8,92%, observando que se mantiene entre el 8,92 y 8,94%.

---

[49] Utilidad antes de impuestos e intereses

[50] IPC proyectado por el Grupo Empresarial EPM

El porcentaje de los impuestos respecto a la Utilidad Antes de Impuestos e Intereses (UAII) para los años 2009 a 2013 aplicado es del 33%, según lo establecido en la Ley 1111 de 2006.

Cuadro 19: Proyección de Costos, Gastos e Impuestos (Millones de pesos) del Escenario 1

Variables del Estado de Resultados	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
INGRESOS OPERACIONALES	507.696	531.975	650.540	764.703	727.870	802.761	864.172
(-) COSTOS VARIABLES EFECTIVOS DIRECTOS	325.966	319.248	404.041	466.929	448.253	492.271	531.062
(-) COSTOS FIJOS EFECTIVOS DIRECTOS	76.127	88.287	92.701	97.336	102.203	107.313	112.679
(-) GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	45.602	47.316	58.147	68.183	64.979	71.620	77.123
(=) UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES	30.255	48.987	48.103	81.329	58.173	72.219	80.199
(-) IMPUESTOS	10.322	16.500	15.874	26.839	19.197	23.832	26.466

En el Cuadro 19, se observa la proyección para el período 2009 – 2013 de costos, gastos de administración y ventas e impuestos, aplicando los porcentajes calculados sobre los ingresos proyectados (Ver Cuadro 16).
Los costos y gastos de administración y ventas proyectados se calcularon multiplicando el porcentaje por los ingresos proyectados.

Los impuestos se calcularon multiplicando el respectivo porcentaje por la UAII.

4.4 PROYECCION DE CAPITAL DE TRABAJO NETO OPERATIVO PARA EL ESCENARIO 1

A la inversión en capital de trabajo neto operativo también se le conoce como Inversión en Necesidades Operativas de Fondos (NOF). Este valor resulta de la operación variación

absoluta de inventarios[51] más la variación de cartera[52] menos la variación de los proveedores[53] (Ver Cuadro 20).

Cuadro 20: Capital de trabajo de la ESSA proyectado (millones de pesos) del Escenario 1

PROYECCIÓN DE CAPITAL DE TRABAJO (Millones de Pesos)						
ACTIVO CORRIENTE	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Cuentas por Cobrar	120.925	134.913	138.046	117.255	130.881	137.189
ProvIsión de Cartera	(2.558)	(9.714)	(11.468)	(10.553)	(11.779)	(12.347)
Inventarios	31.171	26.983	31.857	29.314	32.720	34.297
Anticipo de Impuestos operativos	-	12.375	1.234	2.194	9.376	17.551
Cuentas por Cobrar DIAN	-	16.190	23.214	17.588	19.632	20.578
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	**149.538**	**180.747**	**182.883**	**155.798**	**180.830**	**197.268**
PASIVO CORRIENTE	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Cuentas por Pagar a proveedores	44.874	44.242	51.065	43.866	47.339	48.580
Cuentas por Pagar a contratistas	330	2.218	4.930	4.617	3.798	1.944
Impuestos por Pgar Operativos	2.480	23.231	28.410	35.952	49.577	57.810
TOTAL PASIVO CORRIENTE	**47.684**	**69.691**	**84.405**	**84.435**	**100.714**	**108.334**
TOTAL CAPITAL DE TRABAJO	**101.854**	**111.056**	**98.478**	**71.363**	**80.116**	**88.934**
VARIACION CAPITAL DE TRABAJO		**9.202**	**(12.578)**	**(27.115)**	**8.753**	**8.818**

4.5 COMPONENTES DEL FLUJO DE CAJA LIBRE

A continuación se realiza una breve descripción de los componentes del FCL.

Ingresos Operacionales: Para la proyección de los ingresos del FCL de la ESSA del periodo 2009 a 2013, se tuvo en cuenta el crecimiento de ventas de energía, el aumento

[51] Este dato se tomó de la página 127 del plan de negocios de la ESSA

[52] Este valor se tomó de la página 127 del Plan de Negocios de la ESSA

[53] Este dato se tomó de la página 128 del Plan de Negocios de la ESSA

de las tarifas (CU), la operación comercial resultante de las compras de energía por contratos y en bolsa y las proyecciones de STR, STN y SDL.

Costos Variables Efectivos Directos: Comprende el costo de la compra de energía en bolsa, contratos y otros asociados a las transacciones en bolsa, tanto del generador como del comercializador; combustible para plantas; uso de líneas, redes (peajes STN – STR); compensaciones DES y FES; valor de FAZNI[54] y FAER[55]; mantenimiento de subestaciones, plantas, vehículos, transformadores, costo de combustible, gasas y lubricantes, llantas, neumáticos y repuestos vehículos.

Costos Fijos Efectivos Directos: Este rubro comprende costos por salarios y otras remuneraciones, prestaciones sociales y otros costos relativos al personal como seguridad social, auxilios de alimentación, bonificaciones, aportes parafiscales, capacitación, salubridad, viáticos. Costo del seguro pro concepto de rotura de maquinaria, corriente débil, terrorismo, incendio y rayo, cumplimiento, responsabilidad civil y otros, mantenimiento de redes, que comprende toda la infraestructura de distribución de la empresa contratada con terceros. Se incluye en este grupo los costos por lectura y reparto de facturación, servicios públicos, servicio de vigilancia, impresión de facturación, etc.

Utilidad Bruta: Resulta de la diferencia entre los ingresos y los costos variables y fijos efectivos directos.

Gastos de Administración y ventas: Este grupo comprende gastos por los siguientes conceptos:

- Gastos de personal: comprende los gastos por salarios y otras remuneraciones, prestaciones sociales y otros costos relativos al personal como seguridad social,

[54] Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas reglamentado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante el Decreto 2884 de 2001

[55] Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002

auxilios de alimentación, bonificaciones, aportes parafiscales, capacitación, salubridad, viáticos y auxilios convencionales.

- Mesada pensional
- Mantenimientos, materiales y accesorios: incluye mantenimientos de equipos de sistemas, materiales varios, reparaciones locativas, útiles de escritorio y papelería, etc.
- Seguros
- Otros gastos: gastos administrativos por concepto de gravamen a los movimientos financieros, comisiones y gastos bancarios, honorarios Junta Directiva y otros, Revisoría Fiscal, servicios públicos, cuotas de fiscalización y auditoría, contribución CREG y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, arrendamientos, etc.

Depreciación y Provisión de Cartera: Los valores de la depreciación y de la provisión de cartera presentados en la proyección de los FCL (ver cuadros 21 y 22) fueron tomados de la proyección del Estado de Resultados[56] presentado en el Plan de Negocios de la ESSA. La política del grupo empresarial EPM en provisión de cartera es castigar cartera de difícil cobro, razón por la cual, esta provisión se incrementó considerablemente respecto a los años anteriores.

Se restan inicialmente debido a la depreciación que sufre con el tiempo la inversión en inmovilizado (equipos, maquinaria, etc.) por lo tanto debe recogerse anualmente como un costo a descontar de los beneficios antes de calcular los impuestos que se deben pagar. Pero para calcular el flujo de caja se vuelven a sumar, ya que por éstos conceptos no se hace una erogación efectiva de dinero de caja.

Utilidad Antes de Impuestos e Intereses: Muestra el beneficio operativo antes de deducir los impuestos pero después de deducir la depreciación y la provisión de cartera, que la empresa generaría si financiada íntegramente por recursos financieros propios.

---

[56] Ver Página 128 y 129

Impuestos: A partir del 2003 la empresa está gravada en un 100% de sus rentas por Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía. Eliminándose la exención otorgada por la ley 223 de 1995. De acuerdo con lo establecido por la Ley, la Empresa no está sometida al régimen de renta presuntiva**.** La Asamblea General Ordinaria de Accionistas en sesión celebrada el 29 de marzo de 2007 aprobó la aplicación contable del impuesto al patrimonio 2007 – 2010 imputado directamente a la cuenta revalorización del patrimonio, conforme lo dispuesto en la Ley 1111 de diciembre de 2006, Artículo 25.

Utilidad Neta: Son los recursos generados por las operaciones de la empresa y resulta de la diferencia entre la utilidad bruta menos los impuestos.

Flujo de Caja Bruto: Indica el flujo de caja total generado por la empresa, que es posible reinvertirlo en el negocio tanto para mantenimiento como para financiar su crecimiento y/o repartirlo en dividendos. Este valor resulta de adicionar a la utilidad neta la depreciación y la provisión de cartera descontada anteriormente.

Inversión en Activos Fijos: Indica las inversiones realizadas en equipos nuevos, planta industrial y propiedades (o en su reemplazo). Se calculó como el incremento neto en la propiedad, planta y equipo proyectada en el plan de negocios[57].

Inversión en Capital de Trabajo Neto Operativo: A la inversión en capital de trabajo neto operativo también se le conoce como Inversión en Necesidades Operativas de Fondos (NOF). Este valor resulta de la variación absoluta de inventarios[58] más la variación de cartera[59] menos la variación de los proveedores[60]

---

[57] Página 128 del Plan de Negocios de la ESSA

[58] Este dato se tomó de la página 127 del plan de negocios de la ESSA

[59] Este valor se tomó de la página 127 del Plan de Negocios de la ESSA

[60] Este dato se tomó de la página 128 del Plan de Negocios de la ESSA

4.6 FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL ESCENARIO 1

Para calcular el Flujo de Caja Libre del primer escenario, se trabaja con los ingresos, costos, gastos e impuestos estimados en el cuadro 19; por otra parte el capital de trabajo se tiene en cuenta lo calculado en el cuadro 20 y por último el incremento de activos fijos se deriva de las variaciones del balance general proyectado en el Plan de Negocios.

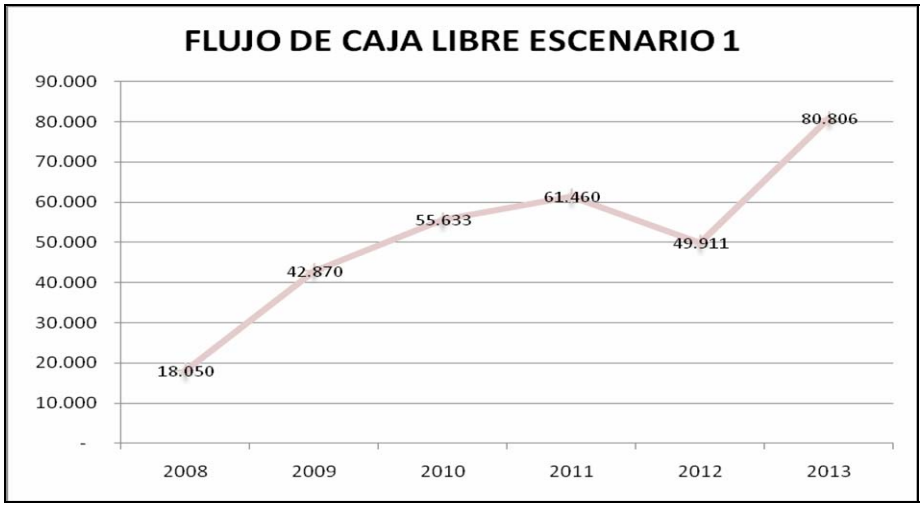
En el Cuadro 21 se presenta el Flujo de Caja Libre (FCL) de la ESSA para el período 2009 – 2013 del escenario 1.

Cuadro 21: Proyección Flujo de Caja Libre 2009 – 2013 Escenario 1 (Millones de pesos)

FLUJO DE CAJA LIBRE	2008	2009	2010	2011	2012	2013
INGRESOS OPERACIONALES	531.975	650.540	764.703	727.870	802.761	864.172
(-) COSTOS VARIABLES EFECTIVOS DIRECTOS	319.248	404.041	466.929	448.253	492.271	531.062
(-) COSTOS FIJOS EFECTIVOS DIRECTOS	88.287	92.701	97.336	102.203	107.313	112.679
(=) UTILIDAD BRUTA	124.440	153.799	200.438	177.413	203.177	220.431
(-) GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	47.316	58.147	68.183	64.979	71.620	77.123
(-) DEPRECIACIÓN	24.844	37.835	39.458	43.709	47.559	50.762
(-) PROVISIÓN CARTERA	-	6.420	1.754	-	1.226	568
(=) UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES	52.281	51.397	91.043	68.726	82.772	91.978
(-) IMPUESTOS	16.500	16.961	30.044	22.679	27.315	30.353
(=) UTILIDAD NETA	35.781	34.436	60.999	46.046	55.457	61.626
(+) DEPRECIACIÓN	24.844	37.835	39.458	43.709	47.559	50.762
(+) PROVISIÓN CARTERA	-	6.420	1.754	-	1.226	568
(=) FLUJO DE CAJA BRUTO	60.625	78.691	102.211	89.755	104.242	112.956
(-) INVERSION EN ACTIVOS FIJOS	12.245	26.619	59.156	55.410	45.578	23.332
(-) CAPITAL DE TRABAJO NETO OPERATIVO	30.329	**9.202**	**(12.578)**	**(27.115)**	**8.753**	**8.818**
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	18.050	42.870	55.633	61.460	49.911	80.806

En el gráfico 17 se observa la tendencia del Flujo de Caja Libre para el escenario 1

Gráfico 17: Proyección Flujo de Caja Libre Escenario 1 (Millones de Pesos)



4.7 FLUJO DE CAJA LIBRE PARA EL ESCENARIO 2

Para calcular el Flujo de Caja Libre del segundo escenario, se trabaja con las proyecciones del Balance General[61], los Estados de Resultados[62] y el Capital de Trabajo[63] del Plan de Negocios de la ESSA. Se considera que está hecho bajo la óptica del accionista mayoritario porque se tiene la implementación del mayor número de sinergias del Grupo Empresarial EPM (Ver Cuadro 22).

Las sinergías que proyecta implementar EPM para los programas de control y recuperación de pérdidas, los programas de recuperación de cartera y el control en costos y gastos de operación y ventas, reflejan las mayores diferencias en los resultados obtenidos en el segundo escenario analizado.

---

[61] Ver Págs. 127

[62] Ver Págs. 128

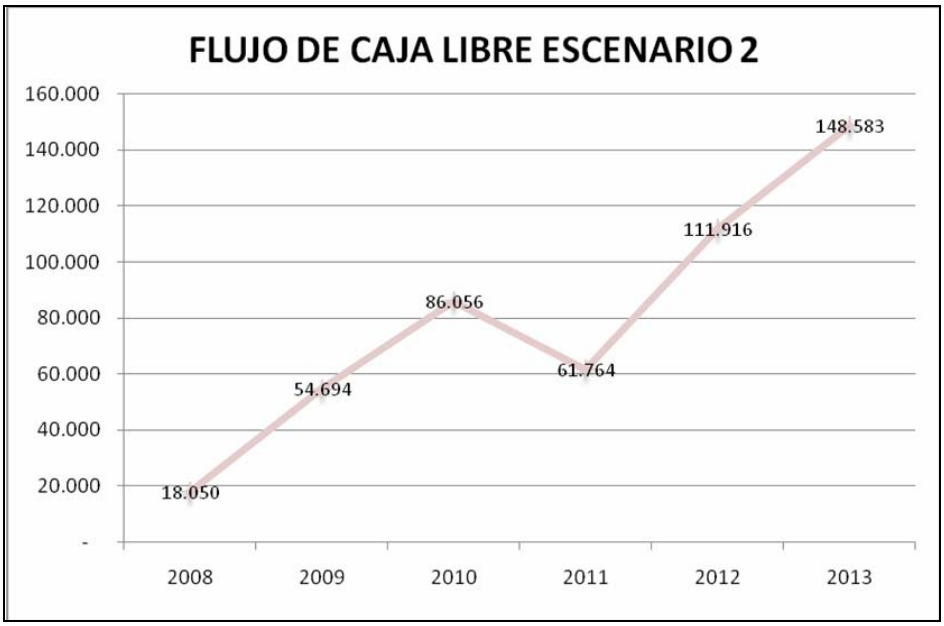
[63] Ver Págs. 129

Cuadro 212: Proyección FCL 2009 – 2013 Escenario 2 (Millones de Pesos)

FLUJO DE CAJA LIBRE	2008	2009	2010	2011	2012	2013
INGRESOS OPERACIONALES	531.975	647.581	764.564	703.529	785.283	823.132
(-) COSTOS VARIABLES EFECTIVOS DIRECTOS	319.248	494.754	573.751	485.546	526.484	540.084
(-) COSTOS FIJOS EFECTIVOS DIRECTOS	88.287	-	-	-	-	-
(=) UTILIDAD BRUTA	124.440	152.827	190.813	217.983	258.799	283.048
(-) GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	47.316	36.151	39.025	40.847	41.589	42.875
(-) DEPRECIACIÓN	24.844	37.835	39.458	43.709	47.559	50.762
(-) PROVISIÓN CARTERA	-	6.420	1.754	-	1.226	568
(=) UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES	52.281	72.421	110.576	133.427	168.425	188.843
(-) IMPUESTOS	16.500	25.337	30.656	38.381	52.187	60.531
(=) UTILIDAD NETA	35.781	47.084	79.920	95.046	116.238	128.312
(+) DEPRECIACIÓN	24.844	37.835	39.458	43.709	47.559	50.762
(+) PROVISIÓN CARTERA	-	6.420	1.754	-	1.226	568
(=) FLUJO DE CAJA BRUTO	60.625	91.339	121.132	138.755	165.023	179.642
(-) INVERSION EN ACTIVOS FIJOS	12.245	26.619	59.156	55.410	45.578	23.332
(-) CAPITAL DE TRABAJO NETO OPERATIVO	30.329	**10.026**	**(24.080)**	**21.581**	**7.529**	**7.727**
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	18.050	54.694	86.056	61.764	111.916	148.583

En el gráfico 18 se observa la tendencia del Flujo de Caja Libre para el escenario 2

Gráfico 18: Proyección Flujo de Caja Libre Escenario 2 (Millones de Pesos)



4.8 PASOS PARA CALCULAR EL PRECIO DE LA ACCIÓN DE LA ESSA

Para calcular el precio de la acción de la ESSA se realizaron los siguientes pasos:

Primero: Se proyectaron los FCL[64] del periodo 2009 – 2013 utilizando el método de flujo de caja libre descontado aplicado en los numerales 4.6 y 4.7 para los dos escenarios analizados en el presente documento.

Segundo: Se llevaron los cinco FCL a valor presente (año 2008) aplicando la Fórmula 4

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^n}$$

Fórmula 4: Valor Presente

Donde:
VP: Valor Presente
VF: Valor Futuro
i: Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) de la ESSA para el periodo 2009-2013[65]
n: 1, 2, 3, 4 y 5 para los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 respectivamente

Tercero: Se halla el valor residual[66], mediante el modelo de Gordon – Shapiro (fórmula 5), calculando el FCL del 2014 aplicando un incremento del 2% sobre el FCL de 2013 y se divide entre la diferencia del costo promedio ponderado del costo de capital (WACC: Weighted Average Cost Of Capital) y la tasa media de crecimiento de la ESSA (2%).

$$VR = \frac{FCL}{t-g}$$

[64] Flujo de Caja Libre

[65] Dato suministrado por la Empresa

[66] Es el valor atribuido al negocio a partir del último período específicamente proyectado. Se podría definir como una renta perpetua.

Donde:
VR: Valor Residual
FCL: Flujo de Caja Libre
i: Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) de la ESSA para el periodo 2009-2013
g: Tasa media de crecimiento de la ESSA (2%)

Para determinar el crecimiento del 2% para el FCL del último período proyectado y la tasa media de crecimiento de la ESSA a partir de 2013, se tuvo en cuenta el 1.5% (PIB) más medio punto que se adiciona teniendo en cuenta la MEGA del grupo empresarial EPM ("En el año 2015 el Grupo Empresarial EPM será una corporación con ingresos por ventas equivalentes a US$5.000 millones de los cuales el 60% se originará en Colombia y el 40% fuera de Colombia"[67]).

Cuarto: Se halla el valor presente a 2008 del valor residual del FCL en el 2013 aplicando la Fórmula 4.

Quinto: Se calcula el valor total presente de los FCL proyectados 2009 – 2013 y del valor residual aplicando la Fórmula 6.

$$VTP = \sum_{j=1}^{5} \frac{FCL_j}{(1+WACC_j)^j} + \frac{VR}{(1+WACC)^5}$$

Fórmula 6: Total Valor Presente

Donde:
VTP: Valor Total Presente de los FCL
FCL_j: Valor presente de los FCL
$WACC_j$: Costo de Capital de la ESSA para cada año proyectado
j: varía de 1 a 5 para los años 2009 a 2013 respectivamente
VR: Flujo de Caja Libre Residual (Fórmula 5)

[67] Plan de Negocios ESSA 2009-2013 página 11.

WACC: Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) de la ESSA para el periodo 2009-2013

Sexto: Se calcula el valor del patrimonio descontado al FCL total el valor de la deuda de 2008[68].

Séptimo: Se obtiene el precio del a acción dividiendo el valor del patrimonio en el total de acciones[69].

4.9 CÁLCULO DEL PRECIO DE LA ACCIÓN DE LA ESSA A DICIEMBRE DE 2008

Una vez proyectados los flujos de caja libre para el periodo 2009 -2013 se procede a aplicar los pasos expuestos en el numeral 4.8 para calcular el precio de la acción de la ESSA a diciembre de 2008 para los dos escenarios propuestos.

4.9.1 A partir de los FCL proyectados en el Escenario 1

Con base en los FCL proyectados en Cuadro 21 se calculó el precio de la acción de la ESSA a diciembre de 2008

[68] Debido a que no se cuenta con información suficiente (tasa de financiación, tasas pensionales, etc.) se tomó el pasivo del año 2008

[69] Información suministrada por la ESSA (15.299.310.543 acciones)

Cuadro 223: Valoración y precio de la acción de la ESSA a Diciembre de 2008 Escenario 1 (Cifras en millones)

AÑOS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	VALOR RESIDUAL
FLUJO DE CAJA LIBRE ($)	42.870	55.633	61.460	49.911	80.806	82.422	729.395
WACC	13,31%	13,32%	13,31%	13,25%	13,31%	13,30%	13,30%
VALOR PRESENTE A 2008 FCL ($)	37.834	43.323	42.246	30.342	43.261		390.673
TOTAL VALOR PRESENTE FCL ($)							587.680
VALOR TOTAL PASIVO 2008 ($)							219.499
VALOR DE PATRIMONIO ($)							368.181
TOTAL ACCIONES							15.299
PRECIO DE LA ACCIÓN							$ 24,07

Como se observa en el Cuadro 23, se calcula el precio de la acción así:

A partir de los FCL de los años 2009 – 2013 (42.870; 55.633; 61.460; 49.911; 80.806), se aplica la Fórmula 4 para obtener el valor presente a 2008 de los FCL (37.834; 43.323; 42.246; 30.342; 43.261)

Para determinar el FCL a 2014 (82.422), se aplica un incremento del 2% al FLC de 2013 (80.806).

A partir del FCL de 2014, se calcula el valor residual dividiéndolo en la diferencia entre el WACC promedio (13,30%) y el 2% (tasa media de crecimiento de la ESSA), es decir, 82.422 se divide en 11.3%, obteniendo un valor residual de $729.395 millones.

Este valor residual se trae a valor presente (2008) dividiéndolo en el WACC promedio (13.30%) para obtener $390.673 millones.

Se suman los valores presentes de los flujos de caja (37.834; 43.323; 42.246; 30.342; 43.261) y el valor residual presente (390.673) para obtener el valor total presente de los flujos de caja (587.680)

Se determina el valor del patrimonio (368.181) descontando al valor total presente de los flujos de caja (587.680), el valor total de la deuda de 2008 (se tomó 219.499 que es el pasivo del año 2008 debido a que no se cuenta con información suficiente).

Para obtener el precio de la acción (24,07) se divide el valor del patrimonio (368.181) en el número total de acciones (15.299).

El valor de la ESSA es de 368.181 millones de pesos, valor inferior al pagado por EPM el 10 de marzo de 2009. El precio de venta de 12.483 millones de acciones[70] (81.97% del total de las acciones de la ESSA) fue de 373.000 millones de pesos, es decir, las 15.299 millones de acciones se valoraron al momento de la venta en 455.055 millones de pesos (86.874 millones de pesos por encima de la valoración del Cuadro 23). Igualmente, el precio por acción pagado por EPM fue de $29,88, que comparado con los $24.07 calculados presenta una diferencia del 24.16% por encima del precio del Cuadro 23.

4.9.2 A partir de los FCL proyectados en el Escenario 2

Con base en los FCL proyectados en el Cuadro 22 se calculó el precio de la acción de la ESSA a diciembre de 2008.

Cuadro 24: Valoración y precio de la acción de la ESSA a Diciembre de 2008 Escenario 2 (Cifras en millones)

AÑOS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	VALOR RESIDUAL
FLUJO DE CAJA LIBRE ($)	54.694	86.056	61.764	111.916	148.583	151.555	1.341.192
WACC	13,31%	13,32%	13,31%	13,25%	13,31%	13,30%	13,30%
VALOR PRESENTE A 2008 FCL ($)	48.269	67.014	42.455	68.036	79.548		718.359
TOTAL VALOR PRESENTE FCL ($)							1.023.681
VALOR TOTAL PASIVO 2008 ($)							219.499
VALOR DE PATRIMONIO ($)							804.182
TOTAL ACCIONES							15.299
PRECIO DE LA ACCIÓN							$ 52,56

[70] Información suministrada por la ESSA (12.483.169.116 acciones)

Como se observa en el Cuadro 24, se calcula el precio de la acción así:
A partir de los FCL de los años 2009 – 2013 (54.694; 86.056; 61.764; 111.916; 148.583), se aplica la Fórmula 4 para obtener el valor presente a 2008 de los FCL (48.269; 67.014; 42.455; 68.036; 79.548)
Para determinar el FCL a 2014 (151.555), se aplica un incremento del 2% al FLC de 2013 (148.583).
A partir del FCL de 2014, se calcula el valor residual dividiéndolo en la diferencia entre el WACC promedio (13,30%) y el 2% (tasa media de crecimiento de la ESSA), es decir, 151.555 se divide en 11.3%, obteniendo un valor residual de $1.341.192 millones.
Este valor residual se trae a valor presente (2008) dividiéndolo en el WACC promedio (13.30%) para obtener $718.319 millones.
Se suman los valores presentes de los flujos de caja (48.269; 67.014; 42.455; 68.036; 79.548) y el valor residual presente (718.319) para obtener el valor total presente de los flujos de caja (1.023.681)
Se determina el valor del patrimonio (804.182) descontando al valor total presente de los flujos de caja (1.023.681), el valor total de la deuda de 2008 (se tomó 219.499 que es el pasivo del año 2008 debido a que no se cuenta con información suficiente).
Para obtener el precio de la acción (52,56) se divide el valor del patrimonio (804.182) en el número total de acciones (15.299).

El valor de la ESSA utilizando las proyecciones del Plan de Acción 2009 - 2013 es de 804.182 millones de pesos, valor superior en 349.127 millones de pesos al pagado por EPM el 10 de marzo de 2009. Igualmente, el precio por acción pagado por EPM de $29,88, comparado con los $52.56 es inferior en un 43.15%.

A pesar de que las dos valoraciones hechas se basaron en el Plan de Negocios 2009 – 2013, se presentan diferencias del 118.42% (436.001millones de pesos) en la valoración y del $28.50 en el precio de la acción porque en los cálculos de los costos variables utilizados en el primer escenario no se tienen en cuenta cuatro aspectos que los disminuyen considerablemente: el primero, el ahorro en compras como resultado del programa de control y reducción de pérdidas; el segundo, el comportamiento del precio de

compra de energía que tiende a disminuir por la entrada de nuevas plantas de generación hidráulicas en el país; tercero, al establecer EPM una política de compra por contratos del 90% de la energía y el 10% restante en bolsa, disminuye el riesgo en las compras de energía y cuarto, la inclusión en la proyección de los costos únicamente de los contratos vigentes en la operación comercial del generador debido a que en el periodo 2004 – 2008 la Estrategia de Intermediación no fue considerada exitosa según los análisis hechos por el Grupo Empresarial EPM.

Hecha la valoración de la ESSA bajo dos escenarios y calculado el precio de la acción, queda por calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR)[71] para determinar si la inversión realizada por los accionistas minoritarios fue una buena decisión o no.

4.10 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO PARA LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS

Una vez determinado el precio por acción para los dos escenarios analizados, se tiene lista la información para calcular la TIR teniendo en cuenta la valoración de la acción y los dividendos recibidos sobre las utilidades de 2007 y 2008.

En diciembre de 2007 de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Enajenación y Adjudicación Primera Etapa[72] de la ESSA los destinatarios de las condiciones especiales pagaron un precio por acción de $18,81.
Debido a la suspensión de la segunda etapa del proceso de venta de la ESSA, en diciembre de 2008 se pagó a los accionistas minoritarios dividendos correspondientes a las utilidades del año 2007 de $1,36 por acción.

---

[71] Proporciona una medida de rentabilidad de un negocio o proyecto, equivale a la tasa de interés que éste negocio le va dar a la persona que invierta ahí su dinero para determinar si es más rentable el negocio o el dinero en el banco

[72] Ver Pág. 15

En mayo de 2009, por aprobación de la Asamblea General de Accionistas se realizó el pago de los dividendos correspondientes a las utilidades del año 2008 por valor de $2,73 por acción. Para efectos del ejercicio, se va a suponer que dicho pago de dividendos se recibió en diciembre de 2008.

Fórmula 7: TIR

$$TIR = \left(\frac{DIV_{07} + DIV_{08} + PRECIO_{08}}{PRECIO_{07}}\right) - 1$$

Donde:

Div_{07}: Dividendos recibidos sobre las utilidades de 2007

Div_{08}: Dividendos recibidos sobre las utilidades de 2007

$Precio_{08}$: Precio de la acción calculado para 2008

$Precio_{07}$: Precio de la acción pagado en 2007

Teniendo en cuenta el pago de los dividendos, el valor de compra de las acciones y el precio de la acción, se determina la tasa interna de retorno (TIR) para el accionista minoritario para los dos escenarios analizados:

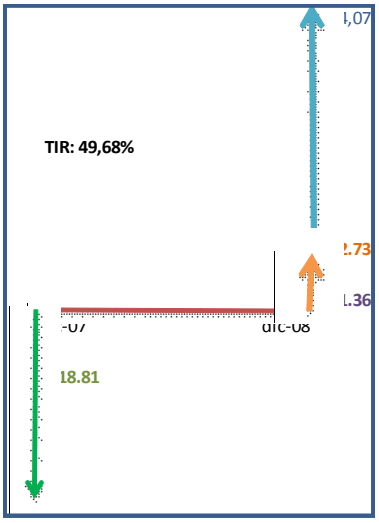
4.10.1 TIR a partir de la valoración del Escenario 1

Para determinar la TIR anual en el primer escenario, se tiene en cuenta un precio de la acción de $24,07 y aplicando la Fórmula 7, se obtiene una TIR anual del 49.68% (Ver Cuadro 25). Este resultado se calculó con un precio de acción inferior al precio que pagó EPM por la ESSA y es una Tasa Interna de Retorno muy buena para los accionistas minoritarios.

Cuadro 25: TIR Escenario 1

VALOR ACCION 2007	18,81
DIVIDENDOS POR ACCION 2007	1,36
DIVIDENDOS POR ACCION 2008	2,73
VALOR ACCION 2008	$ 24,07
TIR	49,68%

Gráfico 19: Representación TIR Escenario 1



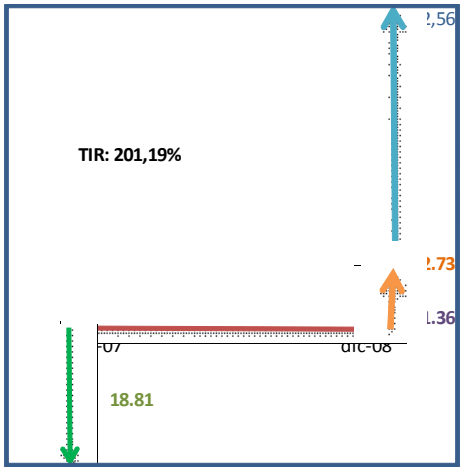
4.10.2 TIR a partir del Escenario 2

Para determinar la TIR anual en el segundo escenario, se tiene en cuenta un precio de la acción de $52,56 y aplicando la Fórmula 7, se obtiene una TIR anual del 201,19% (Ver Cuadro 26). Este resultado se calculó con un precio de acción superior al precio que pagó EPM por la ESSA y es una Tasa Interna de Retorno extraordinaria para los accionistas minoritarios.

Cuadro 26: TIR Escenario 2

VALOR ACCION 2007	18,81
DIVIDENDOS POR ACCION 2007	1,36
DIVIDENDOS POR ACCION 2008	2,73
VALOR ACCION 2008	$ 52,56
TIR	201,19%

Gráfico 20: Representación TIR Escenario 2



4.11 ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

A continuación se presenta un análisis que permite establecer si se logró el cumplimiento de los objetivos planteados al inicio del presente documento.

En el documento se presentan las experiencias de emisión de acciones en dos empresas de servicios públicos: CODENSA y EDEQ. En éstos procesos de privatización han

participado empresas líderes en el sector eléctrico que les ha permitido implementar sinergias entre sus filiales para el logro de sus objetivos.

Para el desarrollo de la monografía se recopila información contable, indicadores e informes de gestión comercial de los últimos cinco (5) años de la ESSA que permitió conocer el comportamiento de la ESSA para realizar las proyecciones en el período 2009 – 2013.

También se recopiló y se analizó la información macro económica y del sector que afecta a la ESSA a futuro, entre lo que se destaca el comportamiento de la demanda, el comportamiento de los diferentes componentes del CU y la participación de la demanda del mercado regulado y no regulado.

Una vez analizada la regulación, revisada la teoría y la información relevante, se procedió a aplicar el método de flujos de caja libre descontados para determinar la valoración de la ESSA en dos escenarios: uno bajo el criterio de gestión del Estado Colombiano mediante la proyección de costos teniendo en cuenta promedios históricos de los dos últimos años y otro bajo la dirección de una empresa con criterios basados en la eficiencia teniendo en cuenta el Plan de Negocios 2009 – 2013 que contempla políticas del Grupo Empresarial EMP. De ésta manera se llegó a obtener una banda de precios por acción que estaría entre los 24,07 y los 52,56.

La evaluación de la inversión de los accionistas minoritarios en las condiciones actuales de la ESSA se realizó llegando a unos resultados satisfactorios desde el punto de vista académico y del inversionista minoritario. Se determina que la decisión de invertir en la ESSA fue acertada.

CONCLUSIONES

- La interrupción del proceso de privatización de la ESSA favoreció a los inversionistas minoritarios porque al no realizarse la segunda etapa, se determinó en la Asamblea General que los dividendos de 2007 se entregarían a los propietarios que figuraban en el Libro de Accionistas a 31 de diciembre de 2007 y esto se refleja al estimar la TIR en los dos escenarios.
- La decisión de la Gobernación de Santander de escoger a EPM como operador idóneo para presentar su oferta de compra de la ESSA se podría decir que fue acertada dado el perfil del Grupo Empresarial sólido, con amplia experiencia y líder en el sector eléctrico comparado con la posibilidad de haber sido ofrecido a una entidad que hubiese tercerizado los servicios de mayor valor en la empresa.
- Para la valoración de la ESSA hecha con el segundo escenario, pesa en los resultados el hecho de formar parte de un Grupo Empresarial que le permite aplicar mejores prácticas para alcanzar las metas propuestas en el Plan de Negocios mediante la implementación con el grupo del mayor número de sinergías.
- Las inversiones en tecnología proyectadas en el Plan de Negocios de la ESSA garantizan el cumplimiento de las metas, ya que la ESSA (antes de la compra de EPM) no consideraba importante el avance tecnológico en la organización para la optimización de sus procesos[73].
- La nueva valoración de la ESSA hecha por la Nación favoreció a los accionistas minoritarios porque el precio por acción inicial sobre el cual debía ofertar el invitado de acuerdo con lo establecido en el "Reglamento de Invitación para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en la ESSA"[74] debía ser igual o superior al noventa por ciento (90%) del Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado[75] y EPM compró a $29,88 la acción.

---

[73] Ver incremento de Activos Fijos en Balances históricos en la Tabla 16 y Balances Proyectados del Plan de Negocios

[74] Ver Pág. 54

[75] $29,40 por acción

- Los inversionistas minoritarios que decidieron invertir en acciones de la ESSA en la primera etapa del proceso de enajenación [76] tomaron una decisión muy acertada al adquirir acciones a $18.81 porque 15 meses después EPM las compró a $29.88.
- De acuerdo con la valoración del primer escenario de la presente monografía, el precio de la acción a 31 de diciembre de 2008 es de $24,07, es decir, se han valorado el 27.94% en un año. Por otra parte, de acuerdo con la valoración del segundo escenario, el precio de la acción a 31 de diciembre de 2008 es de $52.56, es decir, se han valorado el 179.44% en un año, queriendo decir que la rentabilidad vía valoración de la acción para el inversionista minoritario oscila entre el 27,94% y el 179,44% dependiendo del precio al cual pueda vender la acción[77]
- La valoración contable de la ESSA (Total Patrimonio 773.467 millones de pesos) del año 2008 resulta superior a la valoración hecha por Unión Temporal Inverlink BBVA para la venta de la ESSA[78], teniendo en cuenta que EPM adquirió el 81.97% de la ESSA por 373.000 millones de pesos, ofertando 6.000 millones de pesos por encima de la valoración.
- La TIR anual calculada en el primer y segundo escenario de la presente monografía del 49.68% y 201.19% respectivamente, son muy buenas para los inversionistas minoritarios, ya que pocos negocios legales podrán generar dicha rentabilidad.
- La comparación de la TIR se hace con la tasa de retorno del inversionista mayoritario porque es muy difícil determinar una tasa de retorno de los inversionistas minoritarios, teniendo en cuenta que son aproximadamente 300, con diferentes montos invertidos, cuya principal ocupación es empleado dela ESSA.
- A partir de diciembre de 2009, los accionistas minoritarios pueden ofrecer sus acciones, ya que se cumplen los dos (2) años de la adjudicación de la compra, tiempo mínimo para negociar las acciones según lo establecido en el Reglamento de Enajenación y Adjudicación Primera Etapa.[79] Esto quiere decir que se puede a partir

---

[76] Reglamento de Enajenación de la Primera Etapa

[77] A partir del próximo mes de diciembre, según lo establece el Reglamento Venta ESSA Sector Solidario Etapa I

[78] $447.735.420.176

[79] Ver Pág. 26

de ésta fecha obtener los beneficios del negocio, además de cobrar los dividendos de 2009.

- De acuerdo con lo establecido en el Plan de Negocios, en la valoración del segundo escenario se tiene en cuenta la optimización de la rotación de cartera mediante la implementación de programas agresivos de recuperación de cartera[80]. Este hecho es una de las causas de la gran diferencia en los precios de la acción calculados.
- Otra causa que determina la diferencia en los precios de la acción es la implementación de sinergias positivas en los programas de control y reducción de pérdidas que además de incrementar las ventas, disminuyen las compras de energía.
- Por último, el control en los costos fijos y variables y en los gastos de ventas y operación contribuyen considerablemente a obtener una mayor valoración de la ESSA en el segundo escenario.
- Los programas de recuperación de pérdidas, los programas de recuperación de cartera y el control en los costos y los gastos de ventas y operación representan para la ESSA en valor presente de 2008 436.002 millones de pesos, es decir, la diferencia entre las valoraciones de los escenarios 1 y 2.
- Se deja claro que la monografía es el resultado de un ejercicio académico para evaluar si fue acertada o no la decisión de los inversionistas minoritarios al adquirir acciones de la ESSA, por lo tanto, en ningún momento se comprometen las autoras, el director, ni la Universidad Industrial de Santander para sugerir que los resultados sean usados con fines de referencia o de negociaciones futuras.

[80] Ver Pág. 129: Rotación de días de Cuentas por Cobrar pasa de 75 días en 2009 a 60 días a partir de 2011

WEBGRAFIA

www.superservicios.gov.co
www.minminas.gov.co
www.essa.com.co
www.epm.com.co
www.eec.com.co
www.cens.com.co
www.dnp.gov.co
www.eletrificadoras.com
www.codensa.com.co
www.upme.gov.co
www.brc.com.co
www.xm.com.co
www.creg.gov.co
www.santander.gov.co
http://www.javeriana.edu.co/decisiones/Julio/presentaciones/valoracion.pdf
www.juriscol.gov.co

BIBLIOGRAFIA

FUSIONES Y ADQUISICIONES DE EMPRESAS, Mascareñas Juan, Editorial Mc Graw Hill, Cuarta Edición, Capítulos 9, 10, 11, 12.

Informe de Gestión 2007, Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Informe de Gestión 2008, Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

BIBLIOTECA PRACTICA DE NEGOCIOS, ADMINISTRACION FINANCIERA TOMO IV, Compilado por el equipo de consultores editoriales de McGRAW-HILL, Parte V, Valuación, decisiones y técnicas financieras.

VALORACION DE EMPRESAS, Cómo Medir y Gestionar la Creación de Valor, Fernández Pablo, Editorial Ediciones Gestión 2000.

AUDIENCIA DE PRESENTACIÓN DE LA OFERTA – OPCIÓN 1

ACTA DE ADJUDICACIÓN

INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO –MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, Oscar Iván Zuluaga, en su condición de Presidente de la Audiencia de Presentación de la Oferta, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Invitación, una vez concluida la Audiencia de Presentación de la Oferta hace constar:

(i) Que **EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER Y SU OPERADOR IDÓNEO – EPM INVERSIONES S.A.** Invitado Precalificado resultó Invitado Adjudicatario;

(ii) **Desarrollo de la Audiencia**

Una vez depositados los sobres por el Invitado Precalificado, el Presidente de la Audiencia procedió a: (i) dar apertura a la urna única que contenía el Sobre de Documentos de la Oferta Opción 1, permaneciendo cerrada y custodiada en la mesa principal de la Sala de Audiencia el Sobre de la Oferta Económica; y (ii) verificar que quienes figuraban en el exterior del Sobre de Documentos de la Oferta -Opción 1 eran efectivamente el Invitado Precalificado.

A continuación se procedió a analizar la documentación contenida en el Sobre de Documentos de la Oferta –Opción 1, y como resultado de dicho estudio se suscribió el Acta de Verificación de Conformidad de la Información Incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, la cual se adjunta.

Posteriormente, se procedió a fijar el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado de conformidad con lo establecido en el Reglamento, el cual fue incluido en un sobre y depositado en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Oferta Económica.

A continuación el Presidente de la Audiencia dio apertura a la urna que contenía el Sobre de Oferta Económica y leyó en voz alta el Formato de la Oferta Económica – Opción 1 del Invitado Precalificado e informó si la Oferta Económica –Opción 1 era igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado.

La oferta presentada por el Invitado Precalificado fue superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, adquiriendo así la calidad de Invitado Adjudicatario.

El Presidente de la Audiencia informó el valor del Precio Minimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas dado que el Invitado Precalificado presentó una Oferta Económica –Opción 1 igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado.

(iii) **Términos de la Adjudicación**.

Se ha adjudicado al Invitado Adjudicatario por la suma de $373.000.000.000

VALOR TOTAL A PAGAR POR LA TOTALIDAD DE LAS ACCIONES OFRECIDAS AL INVITADO

Se conservarán los documentos contenidos en el Sobre para Precalificación, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 y la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentados por el Invitado Adjudicatario, en espera de que se presente el Sobre de Autorizaciones y se produzca el Acto de Cierre – Opción 1.

La declaración del Invitado Precalificado como Invitado Adjudicatario obligará al Invitado Adjudicatario a comprar las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado por el Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias.

Sin embargo dicha obligación se encontrará sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Departamento obtenga las respectivas autorizaciones de la asamblea departamental para efectos de adquirir las acciones en las condiciones previstas en el Reglamento y por ende se presente el Sobre de Autorizaciones, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

Se suscribe la presente acta, siendo las 10:01 de la mañana del 26 de febrero de 2009.

Ministro de Hacienda y Crédito Público

Ministro de Minas y Energía

ACTO DE CIERRE OPCIÓN 1

ACTA

INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

En la Sala de Juntas del Despacho del Gobernador del Departamento de Santander, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Invitación, se llevó a cabo el Acto de Cierre Opción 1 en el cual tuvieron lugar los siguientes hechos:

(i) La Nación – Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Hacienda y Crédito Público firmó y entregó al Invitado Adjudicatario uno de los Contratos Interadministrativo - Contratos de Compraventa de Acciones presentado por el Invitado Adjudicatario en su Sobre de Autorizaciones, conservando los originales de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

(ii) Se acreditó el pago de la suma de $373.000.000.000 en la Cuenta Bancaria del Vendedor, suma que corresponde al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias.

(iii) Se acreditó el pago de la suma de $1.461.351.292 en las Cuentas Bancarias del Asesor Externo de la Nación, suma que corresponde a la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

(iv) El Invitado Adjudicatario entregó el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA incluido en el Anexo 10, el cual hace parte de la presente acta.

(v) Se expidieron los nuevos títulos de las acciones en las condiciones indicadas en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA y se procedió a efectuar las anotaciones respectivas en el libro de registro de accionistas de ESSA por parte de la secretaria general de ESSA.

(vi) El representante legal del Operador Idóneo presentó una certificación bajo la gravedad de juramento en la que indicó que en dicha fecha cumple en los términos y condiciones previstos en la regulación vigente, con los límites establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la cual hace parte integral de la presente acta.

(vii) se devolvió al Operador Idóneo la Garantía de Seriedad de la Oferta presentada.

Con lo anterior se dan por cumplidas la totalidad de las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre Opción 1 de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

Se suscribe la presente acta, el día 10 de marzo de 2009 en la ciudad de Bucaramanga.

Ministro de Minas y Energía
Hernán Martínez Torres

Delegada del Ministro de Hacienda y Crédito Público
Luz Elena Paternina Mora

Gobernador de Santander
Horacio Serpa Uribe

Representante legal operador idóneo
Luis Gonzalo Gómez
EPM Inversiones S.A.

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 1

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenaron la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 1, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 1, las expresiones que se encuentran tachadas () en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (subrayadas) se entienden incorporadas al mismo.

Eliminado: tachadas

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificación al numeral 5.4.3. "Naturaleza del capital y requisitos técnicos que deberá acreditar el Operador Idóneo para ser precalificado" del Reglamento

"5.4.3. Naturaleza del capital y requisitos técnicos que deberá acreditar el Operador Idóneo para ser precalificado

En relación con la naturaleza del capital del Operador Idóneo, éste deberá cumplir con los siguientes requisitos: (i) al menos el 51% del capital suscrito y pagado del Operador Idóneo deberá ser de naturaleza pública; (ii) el control en el Operador Idóneo deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización; (iii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo deberán cumplir los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser de naturaleza pública; y (b) el control en dichas sociedades deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas, para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización y (iv) la matriz del Operador Idóneo deberá ser una empresa de servicios públicos constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación.

Eliminado: y

Eliminado: .

El Operador Idóneo deberá demostrar que reúne alguno de los siguientes requisitos técnicos:

(i) Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica que atienda en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes, o

(ii) Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de gas natural domiciliario que atienda en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes."

2. Modificación al numeral 5.4.4. "Forma de acreditar los requisitos" del Reglamento

"5.4.4. Forma de acreditar los requisitos

Para acreditar los requisitos indicados en el presente Numeral se deberá adjuntar la siguiente información, la cual deberá incluirse en el Sobre para Precalificación:

(a) En el caso que el Operador Idóneo o quien acredite los requisitos sea una empresa de servicios públicos domiciliarios, certificación expedida por el revisor fiscal, el auditor externo (o la figura similar) o por el representante legal del Operador Idóneo o de la persona que acredite los requisitos en la que conste que se trata, de acuerdo con la normatividad vigente, de una empresa de servicios públicos domiciliario distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica o gas natural que atiende en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000).

(b) Una certificación suscrita por el representante legal y el revisor fiscal del Operador Idóneo en la cual conste que (i) al menos el 51% del capital suscrito y pagado del Operador Idóneo es de naturaleza pública, (ii) el control en el Operador Idóneo es efectivamente ejercido por entidades públicas, para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización, (iii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo: (a) tienen al menos el 51% del capital suscrito y pagado de naturaleza pública; y (b) el control en dichas sociedades es efectivamente ejercido por entidades públicas.

(c) Certificación del revisor fiscal o el auditor externo o la figura similar o el representante legal en la que se certifique la relación de control existente entre el Operador Idóneo y sus controlantes o controladas en los términos indicados en los Numerales 5.4.1. y 5.4.2. del Reglamento para efectos de certificar los méritos invocados por el Operador Idóneo.

(d) Certificación del representante legal del Operador Idóneo en la que conste que su matriz es una empresa de servicios público constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación"

Con formato: Español (Colombia)

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 2

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenaron la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 2, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 2, las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (subrayadas) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificación al numeral 1.2 "CRONOGRAMA"

"**1.2 CRONOGRAMA**

A continuación, se establece el cronograma con fundamento en el cual se ejecutará la Invitación.

Actividad	Fecha
Envío de la Invitación	Diciembre 5 de 2008
Proceso de Precalificación	Desde el Día Hábil siguiente a la fecha de envío de la Invitación hasta la fecha de notificación de la Precalificación.
Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación (Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 o Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2)	Febrero 13~~Enero 15~~ de 2009
Período para ingresar a la Sala de Información	Desde el Día Hábil siguiente al envío de la Invitación y hasta el Día Hábil anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1 u Opción 2 según haya sido elegida.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1	Febrero 26~~Enero 30~~ de 2009.
Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1	Treinta (30) días calendario siguientes a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.
Revelación del Precio (Opción 2 - Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto)	Marzo 6~~Febrero 5~~ de 2009.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 2.	Marzo 20~~Febrero 25~~ de 2009.
Fecha de Cierre Opción 1	Quince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1.
Fecha de Cierre Opción 2	Quince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la fecha de notificación de los resultados finales de

Actividad	Fecha
	verificación de la información incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y en el Sobre de Oferta Económica – Opción 2.

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 3

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenarán la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 3, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 3, las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (<u>subrayadas</u>) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificaciones a los numerales 2.20, 2.21 y 2.22 del Reglamento

"2.20 "Cuenta Bancaria de Fonade" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de Fonade que se le informe al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 2 para que pague las acciones y la Retribución del Asesor Externo de la Nación, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto.

En esta cuenta se mantendrán los recursos anteriormente indicados hasta tanto acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2 del Reglamento. Los recursos depositados en esta cuenta serán invertidos por Fonade en cuentas de ahorro y los rendimientos que generen: (i) serán propiedad del Invitado Adjudicatario, en el evento en que se deban devolver los recursos depositados al Invitado Adjudicatario, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento, o (ii) serán propiedad de la Nación y el Asesor Externo de la Nación, en forma proporcional a la suma que corresponda a cada uno de ellos, en el evento en que se deban entregar los recursos depositados a la Nación y al Asesor Externo de la Nación, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

En la Opción 2 - Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, solamente se permitirá el pago tanto de las acciones como de la Retribución del Asesor Externo de la Nación en Pesos."

"2.21 "Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes del Asesor Externo de la Nación que se informará al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 1, para que pague en Pesos la Retribución del Asesor Externo de la Nación en las condiciones previstas en el presente Reglamento, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones."

"2.22 "Cuenta Bancaria del Vendedor" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público que se le informe al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 1 para que pague las acciones, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones. El pago de la acciones en la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, podrá realizarse en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de América. En el evento en que

el pago sea efectuado en Dólares de los Estados Unidos de América, el mismo será liquidado a la Tasa Representativa del Mercado vigente en la Fecha de Cierre – Opción 1 y dando estricto cumplimiento a la normatividad cambiaria vigente."

2. Se incluyen los siguientes Numerales 2.69 y 2.70 al Reglamento

"2.69. "Tasa Representativa del Mercado" o "TRM" es la tasa definida en el artículo 80 de la Resolución Externa 8 de 2000 expedida por la Junta Directiva del Banco de la República y certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia."

"2.70. Dólares" significará la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América."

3. Modificación al numeral 3.5. "Dividendos Pendientes" del Reglamento

"3.5 DIVIDENDOS PENDIENTES

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o a la Nación –Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 y del año 2009, éstos ~~no~~ pertenecerán a la Nación Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Hacienda y Crédito Público Invitado, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado."

4. Se modifica el numeral 7.2.2.2. del Reglamento

"7.2.2.2 El Invitado Adjudicatario acreditará (i) el pago de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias, y (ii) el pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

El pago del Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias podrá hacerse en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de AméricaLos anteriores pagos se harán ~~mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles~~ en la Fecha de Cierre Opción 1. En caso de que el pago sea efectuado en Dólares de los Estados Unidos de América, el mismo será liquidado a la TRM de la Fecha de Cierre Opción 1. Dicho pago deberá ser consignado en la Cuenta Bancaria del Vendedor, dando estricto cumplimiento a la normatividad cambiaria aplicable~~, de la siguiente forma: (i) en la Cuenta Bancaria del Vendedor de la suma a que se refiere el subnumeral (i) anterior, y (ii) en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación de la suma a que se refiere el subnumeral (ii) anterior~~.

El Invitado Adjudicatario deberá informar mediante comunicación escrita al Vendedor a más tardar a los Cinco (5) Días Hábiles anteriores a la Fecha de Cierre – Opción 1, si el pago de las Acciones se realizará en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de América.

El pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación se hará mediante depósito de fondos en Pesos en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación en la Fecha de Cierre – Opción 1."

5. Se modifica el numeral 7.2.2.5. del Reglamento por el siguiente:

"7.2.2.5. El representante legal del Operador Idóneo presentará una certificación bajo la gravedad de juramento en la que indique que en dicha fecha cumple, en los términos y condiciones previstos en la regulación vigente, con los límites establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas."

Con formato: Sin Resaltar

Con formato: Español (Colombia)

6. Se modifica el numeral 4.5. del Anexo 3A "Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1" del Reglamento

"4.5. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que de resultar Invitado Adjudicatario, el Operador Idóneo, para la fecha en que se presente Oferta Económica y para la fecha en que se adquieran las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, cumplirá en los términos y condiciones previstos en la regulación vigente con los límites establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas~~cumplirá con los límites previstos en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas~~."

7. Se modifica el numeral 4.9 del Anexo 4A "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1" del Reglamento

4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 y del año 2009, éstos ~~no~~ pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía~~quien resulte Invitado Adjudicatario~~.

8. Se modifica el numeral 4.17 del Anexo 4A "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1" del Reglamento

"4.17. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que en la fecha de presentación de esta Oferta Económica, el Operador Idóneo cumple en los términos y condiciones previstos en la regulación vigente con los límites establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas~~con los límites previstos en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas~~."

9. Se modifica el numeral 4.9 del Anexo 4B "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2" del Reglamento

4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 y del año 2009, éstos ~~no~~ pertenecerán a la Nación – Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Hacienda y Crédito Público~~quien resulte Invitado Adjudicatario~~.

10. Se modifica la Sección 2.2. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 2.2. Precio de la Operación

El Precio de la Operación es el valor resultante de la suma de: (A) el Precio de las Acciones en Venta y, (B) la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el pago del Precio de la Operación por el Comprador se hará mediante depósito de fondos ~~en Pesos~~ inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 1, de la siguiente forma: (i) en la Cuenta Bancaria del Vendedor de la suma a que se refiere el literal (A) del párrafo anterior, y (ii) en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación de la suma a que se refiere el literal (B) del párrafo anterior.

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el pago del Precio de la Operación por el Comprador se hará mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 2 en la Cuenta Bancaria de Fonade."

11. Se modifica la Sección 5.3. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 5.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 y del año 2009, éstos ~~no~~ pertenecerán al Vendedor~~Comprador~~, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador."

12. Se modifica la Sección 6.3. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 6.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 y del año 2009, éstos ~~no~~ pertenecerán al Vendedor~~Comprador~~, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador."

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 4

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenarán la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 4, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 4, las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (subrayadas) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificación al numeral 2.63 del Reglamento

"2.63 "Sitio de Presentación del Sobre para Precalificación, del Sobre de Autorizaciones y del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y de la Oferta Económica – Opción 2" serán las oficinas de Fonade ubicadas en la ciudad de Bogotá en la Calle 26 No. 13-19 Piso 1, lugar en el cual se recibirá desde las 8:00 a.m. hasta las 11~~5~~:3~~0~~0 p.m. el Sobre para Precalificación en la Fecha de Presentación del Sobre para Precalificación, el Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y la Oferta Económica – Opción 2 en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2."

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 5

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenarán la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 5, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 5, las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (<u>subrayadas</u>) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificaciones al Numeral 2.17 del Reglamento:

"2.17. "Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia" Es el contrato mediante el cual el Invitado Precalificado o Adjudicatario, según corresponda, constituye a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía la prenda sobre las acciones que acepta adquirir, en primer o segundo grado, según sea el caso, en los términos establecidos en los Anexos 11A y 11B del Reglamento, con el fin de garantizar que: (i) las acciones que le sean efectivamente adjudicadas no serán enajenadas dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha de su enajenación, y (ii) pagará una sanción pecuniaria en las condiciones establecidas en el presente Reglamento, en el evento en que en ESSA no se adopte la Estrategia 1 definida en el Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009 del Consejo Nacional de Política Económica y Social en los términos y condiciones previstos en el presente Reglamento.

En el evento en que se elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia deberá ser incluido en el Sobre de Autorizaciones (en las condiciones previstas para la presentación del Sobre de Autorizaciones) y deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento, un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Operador Idóneo y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones y que fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

En el evento en que se elija la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia deberá ser incluido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan presentado de forma conjunta Oferta y que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2."

2. Modificación al numeral 3.5. "Dividendos Pendientes" del Reglamento

"3.5 DIVIDENDOS PENDIENTES

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o a la Nación-Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 ~~y del año 2009~~, éstos pertenecerán a la Nación – Ministerio de Minas y Energía - Ministerio de Hacienda y Crédito Público, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado. En el evento en que antes de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 se decreten dividendos por la asamblea de accionistas de ESSA por el período fiscal del año 2008, los dividendos pendientes que sean decretados pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado."

3. Modificación al numeral 3.6. "Limitación a la enajenación de las acciones adquiridas" del Reglamento

"3.6 LIMITACIÓN A LA ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES ADQUIRIDAS

El Invitado que resulte Invitado Adjudicatario y haya elegido la Opción 1 no podrá enajenar las acciones que haya adquirido, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación – Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones adquiridas a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público. No obstante lo anterior, se autoriza al Operador Idóneo a enajenar una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar todos los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación – Ministerio de Minas y Energía.

Con formato: Sin Resaltar

Con formato: Sin Resaltar

El Invitado que resulte Invitado Adjudicatario y haya elegido la Opción 2, no podrá enajenar las acciones que haya adquirido, dentro de los tres (3) años siguientes a la

fecha en la cual efectivamente éstas se enajenen y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o de la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones adquiridas a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

No obstante lo anterior, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Es importante anotar que después de los tres (3) años de la fecha en la cual las acciones sean efectivamente enajenadas y dicha enajenación registrada en el libro de registro de accionistas, el Invitado Adjudicatario que vaya a enajenar sus acciones deberá dar aplicación al procedimiento previsto en la Ley 226 de 1995 en la medida en que sea pertinente."

4. Modificación al literal a) del numeral 6.5.1.1. del Reglamento

"(a) Deberá ser presentada únicamente por el Operador Idóneo. El texto original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 ~~que~~ puede consistir en (i) una póliza de seguros expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o (ii) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, otorgada por el Operador Idóneo que haya sido incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, con una vigencia no inferior a un (1) año ~~seis (6) meses~~ contado~~s~~ a partir del día anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1. Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, el Operador Idóneo se obliga a extender la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada o a presentar una nueva, la cual deberá ser expedida: (i) con una vigencia no inferior a un (1) año contado a partir del vencimiento de la vigencia de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada, y (ii) en los mismos términos y condiciones de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada.

Veinte (20) días calendario antes del vencimiento de la vigencia de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada, se deberá allegar por el Operador Idóneo al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Minas y Energía la extensión de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada o la nueva garantía. En el evento en que en dicha fecha no sea presentada correctamente la extensión de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 o la nueva Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, se hará exigible la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada por el Operador Idóneo. ~~la Garantía de Seriedad de la~~

~~Oferta – Opción 1 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria~~."

5. Se modifica el numeral 4.9 del Anexo 4A "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1" del Reglamento

"4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 ~~y del año 2009~~, éstos pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía. Asimismo, manifiesto que conozco y acepto que en el evento en que antes de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 se decreten dividendos por la asamblea de accionistas de ESSA por el período fiscal del año 2008, los dividendos pendientes que sean decretados pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado."

6. Se modifica el numeral 4.15 del Anexo 4A "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1" del Reglamento

"4.15. Manifiesto que de resultar adjudicatario y presentar Sobre de Autorizaciones, me comprometo a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones. Igualmente manifiesto que reconozco que el Operador Idóneo podrá enajenar una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando, al menos, la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la

Con formato: Sin Resaltar

Con formato: Sin Resaltar

autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

No obstante lo anterior, declaro que reconozco que durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo, siempre y cuando el Operador Idóneo mantenga al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA."

7. Se incluye el siguiente numeral 4.18 al Anexo 4A "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1"

"4.18 Manifiesto como Operador Idóneo que:

(i) conozco la existencia del Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009 del Consejo Nacional de Política Económica y Social, el cual he estudiado y analizado;

(ii) declaro libremente que, luego de haber estudiado y analizado el Documento CONPES anteriormente indicado, teniendo en cuenta mi experiencia en el sector y dadas las consideraciones de orden comercial y empresarial para la administración de ESSA, me obligo a que en ESSA se adoptará la Estrategia 1 definida en dicho Documento CONPES para los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo cual implica que si como consecuencia de la aplicación de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan, los cargos máximos aprobados por la CREG para los niveles de tensión 1, 2 y 3 correspondientes al período tarifario de la actividad de distribución para ESSA de que trata la Resolución CREG-097 de 2008, resulten superiores en un 10% en términos reales a los vigentes aprobados para los mismos niveles de tensión en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, se aplicarán como cargos máximos para los niveles de tensión 1, 2 y 3, durante los primeros 60 meses de dicho período tarifario, cargos máximos equivalentes a los cargos máximos vigentes fijados en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, incrementados mensualmente en términos reales, como máximo, en un 0.304331%, sin llegar a exceder los nuevos cargos máximos aprobados por la CREG en desarrollo de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen, o sustituyan, y siguiendo los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3569 del 16 de Febrero de 2009.

En el caso específico de los cargos máximos aprobados para el nivel de tensión 1, como Operador Idóneo me obligó a que en ESSA se asumirá que dichos cargos, expresados en pesos constantes del mes de diciembre de 2007, son el resultado de comparar: i) la suma de las variables CDI y CDM aprobadas (Resoluciones CREG 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan) y, ii) el resultado de ponderar por las ventas de energía facturadas en el nivel de tensión 1 en circuitos aéreos y en circuitos subterráneos durante el año 2007 (Resolución CREG-082 de 2002), la suma de las variables CDAI y CDAM aprobadas, y la suma de las variables CDSI y CDSM aprobadas, respectivamente.

Para vigilar el cumplimiento de la anterior obligación, el Auditor Externo de ESSA, en el contexto de lo dispuesto en el Artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el Artículo 6 de la Ley 689 de 2001, rendirá informes semestrales (el "Período de Auditoría") ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en los que certifique el estado de cumplimiento de la obligación en cuestión.

(iii) conozco que como Operador Idóneo por el incumplimiento del anterior compromiso deberé pagar, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce coma cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría,

(iv) conozco que para garantizar el pago de esta multa constituiré prenda abierta sin tenencia sobre las acciones que sean adquiridas, mediante la suscripción del correspondiente Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia;

(v) conozco que me obligo a que una vez vencidos los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, para enajenar total o parcialmente las acciones, será necesario que quien adquiera dichas acciones: (a) se obligue a cumplir con la obligación a que hace referencia el subnumeral (ii) anterior en las condiciones anteriormente indicadas; (b) en el evento en que incumpla esta obligación se obligue a pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce coma cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría, y (c) constituya sobre las acciones adquiridas una prenda sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en los mismos términos del Contrato de Prenda sin Tenencia con el fin de garantizar el pago de dicha multa,

(vi) conozco que en el evento en que enajene las acciones incumpliendo la obligación indicada en el subnumeral (v) anterior, pagaré una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público igual al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, la cual será garantizada con el Contrato de Prenda sin Tenencia, y

(vii) no obstante todo lo anterior, después de enajenadas total o parcialmente las acciones, como Operador Idóneo me obligo solidariamente con quien adquiera las acciones al pago de la multa indicada el subliteral b) del subnumeral (v) anterior. **(declaración aplicable solamente al Operador Idóneo)**"

Con formato: No ajustar espacio entre texto latino y asiático, No ajustar espacio entre texto asiático y números

Con formato: Color de fuente: Negro, Español (España, internacional)

Con formato: Fuente: Negrita, Subrayado

8. Se modifica el numeral 4.9 del Anexo 4B "Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2" del Reglamento

"4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 ~~y del año 2009~~, éstos pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía. Asimismo, manifiesto que conozco y acepto que en el evento en

que antes de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 se decreten dividendos por la asamblea de accionistas de ESSA por el período fiscal del año 2008, los dividendos pendientes que sean decretados pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado."

9. Se modifica la NOTA del Anexo 5A "Formato de materias a cubrir por la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1"

"NOTA: Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, ~~la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se deberá~~ el Operador Idóneo se obliga a extender la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada o a presentar una nueva la cual deberá ser expedida: (i) con una vigencia no inferior a un (1) año contado a partir del vencimiento de la vigencia de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada, y (ii) en los mismos términos y condiciones de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada.

Veinte (20) días calendario antes del vencimiento de la vigencia de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada, se deberá allegar por el Operador Idóneo al Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía la extensión de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada o la nueva garantía. En el evento en que en dicha fecha no sea presentada correctamente la extensión de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 o la nueva Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, se hará exigible la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 inicialmente presentada por el Operador Idóneo, ~~extender automáticamente,~~ lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este formato, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento."

10. Se modifica la Sección 5.3. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 5.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 ~~y del año 2009~~, éstos pertenecerán al Vendedor, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador. Asimismo, en el evento en que antes de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 se hubieran decretado dividendos por la asamblea de accionistas de ESSA por el período fiscal del año 2008, los dividendos pendientes que hubieran sido decretados pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público- Ministerio de Minas y Energía, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador."

11. Se modifica la Sección 5.4. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 5.4. Limitaciones a la enajenación de las Acciones

El Comprador no podrá enajenar sus Acciones, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1.

Si el Comprador enajena su participación accionaria en ESSA, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, el Comprador, deberá pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las Acciones.

No obstante lo anterior, el Departamento y los municipios, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Es importante anotar que después de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, el Comprador que vaya a enajenar sus acciones deberá dar aplicación al procedimiento previsto en la Ley 226 de 1995 en la medida en que sea pertinente.

PARÁGRAFO: No obstante lo anterior, el Operador Idóneo podrá enajenar una (1) acción de las que adquiere en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos, la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.-"

Con formato: Español (España, internacional)

12. Se induye la Sección 5.5. al Anexo 7 Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones

"Sección 5.5. Cumplimiento Estrategia 1 del Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009 del Consejo Nacional de Política Económica y Social – obligación aplicable únicamente al Operador Idóneo

El Operador Idóneo luego de haber estudiado y analizado el Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009, teniendo en cuenta su experiencia en el sector y dadas las consideraciones de orden comercial y empresarial para la administración de ESSA, se obliga a que en ESSA se adoptará la Estrategia 1 definida en dicho Documento CONPES para los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo cual implica que si como consecuencia de la aplicación de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan, los cargos máximos aprobados por la CREG para los niveles de tensión 1, 2 y 3 correspondientes al período tarifario de la actividad de distribución para ESSA de que trata la Resolución CREG-097 de 2008, resulten superiores en un 10% en términos reales a los vigentes aprobados para los mismos niveles de tensión en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, se aplicarán como cargos máximos para los niveles de tensión 1, 2 y 3, durante los primeros 60 meses de dicho período tarifario, cargos máximos equivalentes a los cargos máximos vigentes fijados en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, incrementados mensualmente en términos reales, como máximo, en un 0.304331%, sin llegar a exceder los nuevos cargos máximos aprobados por la CREG en desarrollo de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen, o sustituyan, y siguiendo los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3569 del 16 de Febrero de 2009.

En el caso específico de los cargos máximos aprobados para el nivel de tensión 1, el Operador Idóneo se obliga a que en ESSA se asumirá que dichos cargos, expresados en pesos constantes del mes de diciembre de 2007, son el resultado de comparar: i) la suma de las variables CDI y CDM aprobadas (Resoluciones CREG 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan) y, ii) el resultado de ponderar por las ventas de energía facturadas en el nivel de tensión 1 en circuitos aéreos y en circuitos subterráneos durante el año 2007 (Resolución CREG-082 de 2002), la suma de las variables CDAI y CDAM aprobadas, y la suma de las variables CDSI y CDSM aprobadas, respectivamente.

Para vigilar el cumplimiento de la anterior obligación, el Auditor Externo de ESSA, en el contexto de lo dispuesto en el Artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el Artículo 6 de la Ley 689 de 2001, rendirá informes semestrales (el "Período de Auditoría") ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en los que certifique el estado de cumplimiento de la obligación en cuestión.

Si el Operador Idóneo incumple el compromiso adquirido deberá pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al

Con formato: No ajustar espacio entre texto latino y asiático, No ajustar espacio entre texto asiático y números

Con formato: Color de fuente: Negro, Español (España, internacional)

Con formato: Español (España, internacional)

doce coma cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría.

En el evento en que después de vencidos los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 el Operador Idóneo enajene total o parcialmente sus acciones, se obliga a que quien adquiera dichas acciones se obligue a: (a) cumplir con esta obligación en las condiciones anteriormente indicadas; (b) en el evento en que incumpla esta obligación se obligue a pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce como cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría, y (c) constituya sobre las acciones adquiridas una prenda sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en los mismos términos del contrato de prenda sin tenencia suscrito por el Operador Idóneo con el fin de garantizar el pago de dicha multa.

Si el Operador Idóneo enajena las acciones incumpliendo la obligación anteriormente indicada, pagará una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público igual al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias Ofecidas al Invitado.

No obstante todo lo anterior, después de enajenadas total o parcialmente las acciones, el Operador Idóneo se obliga solidariamente con quien adquiera las acciones al pago de la multa que se causa por el incumplimiento de los límites a que hace referencia la Estrategia 1 indicada en el Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009 del Consejo Nacional de Política Económica y Social en las condiciones anteriormente indicadas."

Con formato: Sin Resaltar

13. Se induye la Sección 5.6. al Anexo 7 Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones

"**Sección 5.6. Cumplimiento obligación con la Superintendencia de Industria y Comercio – obligación aplicable únicamente al Operador Idóneo**

Con formato: Fuente: Times New Roman, 12 pto

Con formato: Fuente: Times New Roman, 12 pto

Con formato: Fuente: Times New Roman, 12 pto

Para la celebración del presente Contrato el Operador Idóneo, acudió, en los términos del Reglamento, ante la Superintendencia de Industria y Comercio con el fin de obtener la carta de no objeción a la adquisición de acciones en Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS S.A. E.S.P., en Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P., en la Empresa de Energía de Cundinamarca EEC S.A. E.S.P., en la Empresa de Energía de Boyacá EBSA S.A. E.S.P. y en la Electrificadora del Meta EMSA S.A. E.S.P.

Dicha entidad señaló que la compra de las acciones "...no amerita objeción de esta Entidad siempre que se cumpla con lo previsto en el parágrafo 2º de la Resolución CREG 163 de 2008, esto es que "si la empresa supera el límite de participación definido, contará con un plazo máximo de seis meses para adoptar las medidas necesarias para ajustar su participación en el mercado".

Consecuentemente con lo anterior, el Operador Idóneo, expresamente se obliga a cumplir, en los términos previstos en la regulación, el condicionamiento a que hizo referencia la Superintendencia de Industria y Comercio, so pena de indemnizar la totalidad de los daños y perjuicios que el incumplimiento de dicha obligación pueda causar a la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía."

14. Se modifica la Sección 6.3. del Anexo 7 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" del Reglamento

"Sección 6.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008 ~~y del año 2009~~, éstos pertenecerán al Vendedor, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador. Asimismo, en el evento en que antes de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 se hubieran decretado dividendos por la asamblea de accionistas de ESSA por el período fiscal del año 2008, los dividendos pendientes que hubieran sido decretados pertenecerán a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador"

15. Se modifica el Anexo 11(A) CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA PRIMER GRADO

ANEXO 11 (A)

CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA PRIMER GRADO

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

1. Otorgante:

[_____], representado por [_____], actuando en su condición de [_____] identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] de [_____].

(diligenciar **todos** estos espacios para presentar este documento.)

Entre los suscritos a saber, el Otorgante identificado como aparece en el encabezado del presente Contrato, por una parte y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Hacienda y Crédito Público, y, _____, mayor de edad, identificado con la

cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Minas y Energía, (en adelante conjuntamente denominados la "Nación"), por la otra, se ha celebrado el presente Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de primer grado, previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

1. Que tal como se refleja en el título de acciones No. [_____]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación –]

el Otorgante es titular de [_____ _____(_____)]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

acciones de ESSA (las "Acciones").

2. Que el Otorgante, adquirió las Acciones dentro de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en ESSA

3. Que el día _____de _____ de 2008, mediante la Carta de Presentación de la Oferta, el [para uso exclusivo de la Nación]

Otorgante se comprometió:

(a.) a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 o a la fecha en la cual efectivamente se enajenen las acciones en la Opción 2 y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones. No obstante lo anterior, el Operador Idóneo podrá enajenar una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio

de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

Con formato: Español (Colombia)

Asimismo, ~~No obstante lo anterior,~~ el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,25 cm

(b.)En el evento en que el Otorgante sea el Operador Idóneo, se obligó a que en ESSA, luego de haber estudiado y analizado el Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009, teniendo en cuenta su experiencia en el sector y dadas las consideraciones de orden comercial y empresarial para la administración de ESSA, se adoptará la Estrategia 1 definida en dicho Documento CONPES: (A) para los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo cual implica que si como consecuencia de la aplicación de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan, los cargos máximos aprobados por la CREG para los niveles de tensión 1, 2 y 3 correspondientes al período tarifario de la actividad de distribución para ESSA de que trata la Resolución CREG-097 de 2008, resulten superiores en un 10% en términos reales a los vigentes aprobados para los mismos niveles de tensión en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, se aplicarán como cargos máximos para los niveles de tensión 1, 2 y 3, durante los primeros 60 meses de dicho período tarifario, cargos máximos equivalentes a los cargos máximos vigentes fijados en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, incrementados mensualmente en términos reales, como máximo, en un 0.304331%, sin llegar a exceder los nuevos cargos máximos aprobados por la CREG en desarrollo de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen, o sustituyan, y siguiendo los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3569 del 16 de Febrero de 2009, y (B) en el caso específico de los cargos máximos aprobados para el nivel de tensión 1, el Operador Idóneo se obligó a que en ESSA se asumirá que dichos cargos, expresados en pesos constantes del mes de diciembre de 2007, son el resultado de comparar: i) la suma de las variables CDI y CDM aprobadas (Resoluciones CREG 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan) y, ii) el resultado de ponderar por las ventas de energía facturadas en el nivel de tensión 1 en circuitos aéreos y en circuitos subterráneos durante el año 2007 (Resolución CREG-082

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0,63 cm + Sangría: 1,27 cm

de 2002), la suma de las variables CDAI y CDAM aprobadas, y la suma de las variables CDSI y CDSM aprobadas, respectivamente, so pena de pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce como cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría.

(c.) En el evento en que el Otorgante sea el Operador Idóneo y después de vencidos los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 se enajenen total o parcialmente las acciones adquiridas, el Operador Idóneo se obligó a que quien adquiera dichas acciones deberá obligarse, so pena de pagar una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público igual al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, a: (i) cumplir con la obligación indicada en el literal (b.) anterior; (ii) en el evento en que incumpla esta obligación se obligue a pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce como cinco por ciento (12.5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría, y (ii) constituya sobre las acciones adquiridas una prenda sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en los mismos términos del presente Contrato de Prenda Sin Tenencia con el fin de garantizar el pago de dicha multa.

4. Que con el fin de garantizar el pago de las sanciones~~ón~~ pecuniarias señaladas anteriormente (en adelante las "Sanci~~ó~~nes"), el Otorgante acepta constituir mediante este instrumento una prenda abierta de primer grado sin tenencia sobre las Acciones, a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda.

Que en consideración de lo anterior, las partes

ACUERDAN:

PRIMERO: El Otorgante constituye prenda abierta sin tenencia de primer grado sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Minas y Energía. [para uso exclusivo de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o Ministerio de Minas y Energía según corresponda]

SEGUNDO: Que la garantía prendaria constituida por el presente documento respalda la obligación de pago de las Sanciones~~ón~~ a favor de la Nación.

TERCERO: La prenda abierta de las Acciones aquí documentada, se notificará a ESSA para su inscripción en el correspondiente libro de accionistas. Por medio del presente Contrato, el Otorgante autoriza a la Nación para solicitar el registro del gravamen prendario.

Con formato: Español (España, internacional)

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,25 cm, Sin viñetas ni numeración

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0,63 cm + Sangría: 1,27 cm

PARÁGRAFO PRIMERO: La prenda aquí constituida no confiere a la Nación los derechos inherentes a la calidad de accionista, sino desde la fecha en que ésta notifique a ESSA el incumplimiento por parte del Otorgante del pago de las Sanciones~~són~~. En consecuencia, el Otorgante podrá seguir ejerciendo los derechos derivados de su condición de accionista, hasta la fecha en que se produzca la referida notificación.

PARÁGRAFO SEGUNDO: De conformidad con lo dispuesto por el numeral 4 del artículo 403 del Código de Comercio, el Otorgante deberá obtener autorización por parte de la Nación para prometer en venta o de cualquier forma vender o enajenar las Acciones o limitar de cualquier manera el derecho de dominio sobre las Acciones, objeto de este Contrato, durante la vigencia del mismo.

Las autorizaciones requeridas de acuerdo con lo anteriormente expuesto, deberán dirigirse a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o a la Nación – Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, con una antelación mínima de quince (15) Días a la fecha propuesta para realizar la transacción que sea objeto de autorización. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación – Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, dirigirá al interesado, con al menos dos (2) Días de antelación a la fecha en la que se proponga realizar la transacción, respuesta autorizando la solicitud formulada o, en su caso, denegándola razonadamente.

No obstante lo anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía autorizará al Operador Idóneo la enajenación de una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía

CUARTO: El presente Contrato estará vigente s a partir de la firma del mismo y hasta que finalicen los primeros sesenta (60) meses del período tarifario de que trata la

Resolución CREG-097 de 2008~~El presente Contrato tendrá una vigencia de tres (3) años contados a partir de la firma del mismo~~. Al cabo de dicho término, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, expedirá a favor del Otorgante el certificado de liberación de la prenda que cubre las Acciones.

QUINTO: El Otorgante desde el momento de la firma del presente Contrato, acepta y consiente cualquier cesión o traspaso que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, hiciere sobre esta garantía, sin limitación ni reserva alguna.

SEXTO: El presente Contrato se encuentra sujeto a la ley colombiana y a la jurisdicción de los tribunales y jueces colombianos competentes.

SÉPTIMO: La celebración del presente Contrato no está sujeta al impuesto de timbre, de acuerdo con lo establecido en el numeral *26* del artículo 530 del Estatuía Tributario, Se acuerda que cualquier otro impuesto generado por la celebración de este Contrato, si lo hubiere, será asumido y pagado en su totalidad por el Otorgante.

OCTAVO: Con excepción a lo dispuesto en contrario en este Contrato, cualquier notificación, demanda, comunicación o solicitud requerida o autorizada por el presente Contrato deberé sur enviada por escrito para ser considerada válidamente efectuada mediante: (i) entrega personal; (ii) envío por correo certificado con porte prepagado y acuse de recibo solicitado por la parte que la dirige, o (iii) facsímil, a las siguientes direcciones.

Si es a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Subdirección Banca de Inversión

Tel: 57 (1) 3811700 ext 3816

Fax: 57 (1) 3509514

Si es a la Nación – Ministerio de Minas y Energía:

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Av. El Dorado CAN - Bogotá D.C.

Att. Viceministro de Minas y Energía

Tel: 57 (1) 3245212

57 (1) 3245206

Fax: 57 (1) 3245215

Si es el Otorgante:

Dirección: [_____]

Teléfono: [_____]

Fax: [_____]

(Diligenciar estos espacios para presentar este documento)

Las anteriores comunicaciones se entenderán recibidas: (i) al Día siguiente si la entrega se hizo personalmente; (ii) al quinto (5°) Día Hábil siguiente a su presentación por correo, y (iii) al Día siguiente si se hizo por facsímil siempre y cuando: (a) se haya obtenido en la máquina que lo envía confirmación de recibo de la maquina receptora, y (b) que una copia haya sido puesta por correo certificado dentro de los dos (2) Días siguientes al envío por facsímil.

Las anteriores direcciones pueden ser modificadas en cualquier momento mediante notificación escrita a la otra parte, por lo menos con quince (15) días calendario de anterioridad a la vigencia de la nueva dirección.

NOVENO: Si cualquier disposición de este Contrato fuese prohibida, resultare nula, ineficaz o no pudiese hacerse exigible de conformidad con las leyes de la República de Colombia, las demás estipulaciones de este Contrato le sobrevivirán con sus plenos efectos vinculantes y obligatorios para las partes de este Contrato, salvo que la disposición declarada nula fuera esencial o dejara sin objeto el Contrato, en cuyo caso se obligan las partes a celebrar uno nuevo.

DÉCIMO: Ninguna omisión, demora o acción de cualquiera de las partes en el ejercicio de cualquier derecho, facultad o recurso bajo este Contrato podrá ser considerada como una renuncia al mismo, ni el ejercicio particular de cualesquiera de dichos derechos, facultades o recursos impedirá el ulterior ejercicio del mismo o de cualquier otro derecho, facultad o recurso. La renuncia por escrito de cualquiera de las partes con respecto a cualquier derecho, facultad o recurso no será considerada una renuncia de ningún derecho, facultad o recurso que la parte pueda tener en el futuro, sino expresamente sobre el tema objeto de la renuncia.

DÉCIMO PRIMERO: Toda modificación o enmienda, total o parcial, del presente Contrato solo tendrá validez si es suscrita por un representante autorizado de cada una de las partes y por escrito.

DÉCIMO SEGUNDO: Para todos los efectos a que haya lugar, las partes han escogido a la ciudad de Bogotá D.C, como domicilio contractual.

DÉCIMO TERCERO: La presente prenda abierta de primer grado, sin tenencia del acreedor, impone al Otorgante además de los compromisos contenidos en este Contrato, todas las obligaciones previstas en las leyes vigentes.

DÉCIMO CUARTO: El Otorgante declara que no existen acuerdos anteriores que le impidan la celebración de este Contrato y que tiene las autorizaciones requeridas para su celebración, suscripción *y* cumplimiento,

DÉCIMO QUINTO: Los gastos y costas en que deba incurrir la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para hacer efectiva la garantía que por este Contrato se constituye, lo mismo que los correspondientes honorarios de abogado, serán de cargo del Otorgante.

DÉCIMO SEXTO: Los términos en mayúsculas contenidos en el presente Contrato, tendrán el significado que se asigna en el Reglamento, salvo que se manifieste expresamente lo contrario.

En constancia de lo anterior, las partes firman el presente Contrato en tres (3) originales del mismo tenor en la ciudad de Bogotá D.C., a los ____días del mes de ____ del año 200[__].

POR EL OTORGANTE:

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa:

POR LA NACION – MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

Ministro de Hacienda y Crédito Público

POR LA NACION – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro de Minas y Energía

16. Se modifica el Anexo 11(B) CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA SEGUNDO GRADO

ANEXO 11 (B)

CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA SEGUNDO GRADO

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

1. Otorgante:

[_____], representado por [_____], actuando en su condición de [_____] identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] de [_____].

(diligenciar **todos** estos espacios para presentar este documento.)

Entre los suscritos a saber, el Otorgante identificado como aparece en el encabezado del presente Contrato, por una parte y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Hacienda y Crédito Público, y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Minas y Energía, (en adelante conjuntamente denominados la "Nación"), por la otra, se ha celebrado el presente Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de segundo grado, previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

1. Que tal como se refleja en el título de acciones No. [_____]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

el Otorgante es titular de [_____(_____)]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

acciones de ESSA (las "Acciones").

2. Que el Otorgante, adquirió las Acciones dentro de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

3. Que el día _____de_____ de 2008, mediante la Carta de Presentación de la Oferta, el [para uso exclusivo de la Nación]

Otorgante se comprometió:

(a) a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 o a la fecha en la cual efectivamente se enajenen las acciones en la Opción 2 y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones. No obstante lo anterior, el Operador Idóneo podrá enajenar una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que le pueda causar a la Nación con dicha enajenación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0,63 cm + Sangría: 1,27 cm

Asimismo, ~~No obstante lo anterior,~~ el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,25 cm

(b) En el evento en que el Otorgante sea el Operador Idóneo, se obligó a que en ESSA, luego de haber estudiado y analizado el Documento CONPES 3569 del 16 de febrero de 2009, teniendo en cuenta su experiencia en el sector y dadas las consideraciones de orden comercial y empresarial para la administración de ESSA, se adoptará la Estrategia 1 definida en dicho Documento CONPES: (A) para los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo cual implica que si como consecuencia de la aplicación de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan, los cargos máximos aprobados por la CREG para los niveles de tensión 1, 2 y 3 correspondientes al período tarifario de la actividad de distribución para ESSA de que trata la Resolución CREG-097 de 2008, resulten superiores en un 10% en términos reales a los vigentes aprobados para los mismos niveles de tensión en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, se aplicarán como cargos máximos para los niveles de tensión 1, 2 y 3, durante los primeros 60 meses de dicho período tarifario, cargos máximos equivalentes a los cargos máximos vigentes fijados en desarrollo de la Resolución CREG-082 de 2002, incrementados mensualmente en términos reales, como máximo, en un 0.304331%, sin llegar a exceder los nuevos cargos máximos aprobados por la CREG en desarrollo de las Resoluciones Nos. 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen, o sustituyan, y siguiendo los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3569 del 16 de Febrero de 2009, y (B) en el caso específico de los cargos máximos aprobados para el nivel de tensión 1, el Operador Idóneo se obligó a que en ESSA se asumirá que dichos cargos, expresados en pesos constantes del mes de diciembre de 2007, son el resultado de comparar: i) la suma de las variables CDI y CDM aprobadas (Resoluciones CREG 097, 133 y 166 de 2008 y todas las demás normas que posteriormente las complementen, modifiquen o sustituyan) y, ii) el resultado de ponderar por las ventas de energía facturadas en el nivel de tensión 1 en circuitos aéreos y en circuitos subterráneos durante el año 2007 (Resolución CREG-082 de 2002), la suma de las variables CDAI y CDAM aprobadas, y la suma de las variables CDSI y CDSM aprobadas, respectivamente, so pena de pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce como cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía causados por ESSA, durante el Período de Auditoría

(c) En el evento en que el Otorgante sea el Operador Idóneo y después de vencidos los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 se enajenen total o parcialmente las acciones adquiridas, el Operador Idóneo se obligó a que quien adquiera dichas acciones deberá obligarse, so pena de pagar una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público igual al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, a: (i) cumplir con la obligación indicada en el literal (b) anterior; (ii) en el evento en que incumpla esta obligación se obligue a pagar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del Período de Auditoría, una sanción pecuniaria a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público equivalente al doce como cinco por ciento (12,5%) de los ingresos por ventas de energía

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0,63 cm + Sangría: 1,27 cm

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,27 cm

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0,63 cm + Sangría: 1,27 cm, No ajustar espacio entre texto latino y asiático, No ajustar espacio entre texto asiático y números

causados por ESSA, durante el Período de Auditoría, y (ii) constituya sobre las acciones adquiridas una prenda sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en los mismos términos del presente Contrato de Prenda Sin Tenencia con el fin de garantizar el pago de dicha multa.

4. Que con el fin de garantizar el pago de las sanciones pecuniarias señaladas anteriormente (en adelante las "Sanciones"), el Otorgante acepta constituir mediante este instrumento una prenda abierta de segundo grado sin tenencia sobre las Acciones, a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía.

5. Que el Otorgante ha constituido prenda en primer grado sobre _____ (_____) Acciones a favor de _____ a fin de garantizar el pago de la financiación obtenida para el pago de las acciones.
(se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de acuerdo con las instrucciones que expresamente le indique el Otorgante)

Que en consideración de lo anterior, las partes

ACUERDAN:

PRIMERO: El Otorgante constituye prenda abierta sin tenencia de segundo grado sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Minas y Energía. [para uso exclusivo de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o Ministerio de Minas y Energía según corresponda]

PARAGRAFO PRIMERO: El presente gravamen está subordinado a la prenda abierta de primer grado constituida por el Otorgante sobre _____ (_____) acciones a favor de _____ a fin de garantizar el pago de la financiación obtenido para el pago de las Acciones. En el evento en que se ejecute la prenda de primer grado constituida para garantizar el pago de las Acciones, no se entenderá que se ha violado la prohibición de la enajenación de las Acciones prevista en el Reglamento.

PARAGRAFO SEGUNDO: El Otorgante informará a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público o a la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, cualquier cesión de la prenda de primer grado que haya efectuado para efectos de mantener actualizada la información de la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda.

SEGUNDO: Que la garantía prendaria constituida por el presente documento respalda la obligación de pago de las Sanciones a favor de la Nación ~~– Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda~~.

TERCERO: La prenda abierta de las Acciones aquí documentada, se notificará a ESSA para su inscripción en el correspondiente libro de accionistas. Por medio del presente

Con formato: Color de fuente: Negro, Español (España, internacional)

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,27 cm, No ajustar espacio entre texto latino y asiático, No ajustar espacio entre texto asiático y números

Contrato, el Otorgante autoriza a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para solicitar el registro del gravamen prendario.

PARÁGRAFO PRIMERO: La prenda aquí constituida no confiere a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda los derechos inherentes a la calidad de accionista, sino desde la fecha en que ésta notifique a ESSA el incumplimiento por parte del Otorgante del pago de las Sanciones. En consecuencia, el Otorgante podrá seguir ejerciendo los derechos derivados de su condición de accionista, hasta la fecha en que se produzca la referida notificación.

PARÁGRAFO SEGUNDO: De conformidad con lo dispuesto por el numeral 4 del artículo 403 del Código de Comercio, el Otorgante deberá obtener autorización por parte de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para prometer en venta o de cualquier forma vender o enajenar las Acciones o limitar de cualquier manera el derecho de dominio sobre las Acciones, objeto de este Contrato, durante la vigencia del mismo.

Las autorizaciones requeridas de acuerdo con lo anteriormente expuesto, deberán dirigirse a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, con una antelación mínima de quince (15) Días a la fecha propuesta para realizar la transacción que sea objeto de autorización. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, dirigirá al interesado, con al menos dos (2) Días de antelación a la fecha en la que se proponga realizar la transacción, respuesta autorizando la solicitud formulada o, en su caso, denegándola razonadamente.

No obstante lo anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía autorizará al Operador Idóneo la enajenación de una (1) acción de las que adquiera en ESSA, siempre y cuando: (i) después de dicha enajenación, el Operador Idóneo continúe detentando al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (ii) dicha enajenación se realice a una persona jurídica que cumpla con los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser público; (b) deberá existir control público en dicha persona jurídica; (c) deberá ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y (d) deberá haber sido constituida al menos un (1) año antes de la fecha de presentación del Sobre para Precalificación, (iii) dicha persona jurídica deberá obligarse a no enajenar dicha acción dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor pagado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el Operador Idóneo por la acción adquirida e indemnizar la totalidad de los perjuicios que con dicha enajenación le pueda causar a la Nación, y (iv) dicha persona jurídica constituya prenda abierta sin tenencia a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía sobre dicha acción con el fin de garantizar el pago de la multa en el evento en que se enajene dicha acción dentro de los

tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

CUARTO: El presente Contrato estará vigente a partir de la firma del mismo y hasta que finalicen los primeros sesenta (60) meses del período tarifario de que trata la Resolución CREG-097 de 2008EEl presente Contrato tendrá una vigencia de tres (3) ~~años contados a partir de la firma del mismo~~. Al cabo de dicho término, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, expedirá a favor del Otorgante el certificado de liberación de la prenda que cubre las Acciones.

QUINTO: El Otorgante desde el momento de la firma del presente Contrato, acepta y consiente cualquier cesión o traspaso que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, hiciere sobre esta garantía, sin limitación ni reserva alguna.

SEXTO: El presente Contrato se encuentra sujeto a la ley colombiana y a la jurisdicción de los tribunales y jueces colombianos competentes.

SÉPTIMO: La celebración del presente Contrato no está sujeta al impuesto de timbre, de acuerdo con lo establecido en el numeral 26 del artículo 530 del Estatuto Tributario. Se acuerda que cualquier otro impuesto generado por la celebración de este Contrato, si lo hubiere, será asumido y pagado en su totalidad por el Otorgante.

OCTAVO: Con excepción de lo dispuesto en contrario en este Contrato, cualquier notificación, demanda, comunicación o solicitud requerida o autorizada por el presente Contrato deberá ser enviada por escrito para ser considerada válidamente efectuada mediante: (i) entrega personal; (ii) envío por correo certificado con porte prepagado y acuse de recibo solicitado por la parte que la dirige, o (iii) facsímil, a las siguientes direcciones:

Si es a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Subdirección Banca de Inversión

Tel: 57 (1) 3811700 ext 3816

Fax: 57 (1) 3509514

O a la Nación – Ministerio de Minas y Energía:

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Av. El Dorado CAN - Bogotá D.C.

Att. Viceministro de Minas y Energía

Tel: 57 (1) 3245212

57 (1) 3245206

Fax: 57 (1) 3245215

Si es el Otorgante:

Dirección: [_____]

Teléfono: [_____]

Fax: [_____]

(Diligenciar estos espacios para presentar este documento)

Las anteriores comunicaciones se entenderán recibidas: (i) al Día siguiente si la entrega se hizo personalmente; (ii) al quinto (5°) Día Hábil siguiente a su presentación por correo, y (iii) al Día siguiente si se hizo por facsímil siempre y cuando: (a) se haya obtenido en la máquina que lo envía confirmación de recibo de la máquina receptora, y (b) que una copia haya sido puesta por correo certificado dentro de los dos (2) Días siguientes al envío por facsímil.

Las anteriores direcciones pueden ser modificadas en cualquier momento mediante notificación escrita a la otra parte, por lo menos con quince (15) días calendario de anterioridad a la vigencia de la nueva dirección.

NOVENO: Si cualquier disposición de este Contrato fuese prohibida, resultare nula, ineficaz o no pudiese hacerse exigible de conformidad con las leyes de la República de Colombia, las demás estipulaciones de este Contrato le sobrevivirán con sus plenos efectos vinculantes y obligatorios para las partes de este Contrato, salvo que la disposición declarada nula fuera esencial o dejara sin objeto el Contrato, en cuyo caso se obligan las partes a celebrar uno nuevo.

DÉCIMO: Ninguna omisión, demora o acción de cualquiera de las partes en el ejercicio de cualquier derecho, facultad o recurso bajo este Contrato podrá ser considerada como una renuncia al mismo, ni el ejercicio particular de cualesquiera de dichos derechos, facultades o recursos impedirá el ulterior ejercicio del mismo o de cualquier otro derecho, facultad o recurso. La renuncia por escrito de cualquiera de las partes con respecto a cualquier derecho, facultad o recurso no será considerada una renuncia de ningún derecho, facultad o recurso que la parte pueda tener en el futuro, sino expresamente sobre el tema objeto de la renuncia.

DÉCIMO PRIMERO: Toda modificación o enmienda, total o parcial, del presente Contrato solo tendrá validez si es suscrita por un representante autorizado de cada una de las partes y por escrito.

DÉCIMO SEGUNDO: Para todos los efectos a que haya lugar, las partes han escogido a la ciudad de Bogotá D.C, como domicilio contractual.

DÉCIMO TERCERO: La presente prenda abierta de segundo grado, sin tenencia del acreedor, impone al Otorgante además de los compromisos contenidos en este Contrato, todas las obligaciones previstas en las leyes vigentes.

DÉCIMO CUARTO: El Otorgante declara que no existen acuerdos anteriores que le impidan la celebración de este Contrato y que tiene las autorizaciones requeridas para su celebración, suscripción y cumplimiento,

DÉCIMO QUINTO: Los gastos y costas en que deba incurrir la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para hacer efectiva la garantía que por este Contrato se constituye, lo mismo que los correspondientes honorarios de abogado, serán de cargo del Otorgante.

DÉCIMO SEXTO: Los términos en mayúsculas contenidos en el presente Contrato, tendrán el significado que se asigna en el Reglamento, salvo que se manifieste expresamente lo contrario.

En constancia de lo anterior, las partes firman el presente Contrato en tres (3) originales del mismo tenor en la ciudad de Bogotá D.C., a los ____días del mes de ____ del año 200[__].

POR EL OTORGANTE:

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa:

POR LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

Ministro de Hacienda y Crédito Público

POR LA NACION – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro de Minas y Energía

17. Mecanismo para fijar el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado

De conformidad con lo establecido en el Numeral 6.6.5 del Reglamento, el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado será fijado en la Audiencia de conformidad con el mecanismo definido mediante adendo.

Una vez comunicados los resultados del proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, se procederá a fijar el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado.

Para lo anterior, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Ministro de Minas y Energía acompañados del Asesor Externo de la Nación se retirarán de la Sala de Audiencia de Presentación de la Oferta para fijar el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, definiendo el valor total a pagar por la totalidad de las Acciones Ofrecidas al Invitado, teniendo en cuenta las recomendaciones del Comité de Activos del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

De dicha decisión se levantará un acta que será suscrita por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Ministro de Minas y Energía y dos (2) testigos.

Una vez se tenga definido el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Ministro de Minas y Energía depositarán en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Oferta Económica un sobre cerrado que contendrá el acta en la que conste el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado.

Con formato: Justificado

Con formato: Español (España, internacional)

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 6

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenarán la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 6, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 6, las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (subrayadas) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Se incluyen las siguientes modificaciones a los numerales 6.6.3.1 y 6.6.3.2. del Reglamento

"6.6.3.1. Ingreso a la Sala de Audiencia

Desde las 7~~8~~:00 a.m (hora de Bogotá) de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1, el Invitado Precalificado, sus representantes y asesores que deseen presentar Oferta Económica – Opción 1 entrarán a la Sala de Audiencia.

6.6.3.2. Presentación de: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1.

El Invitado Precalificado tendrá hasta las 10:00 a.m. (hora de Bogotá) para que deposite: (i) el Sobre de Oferta Económica, en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1. Una vez pasadas las 10:00 a.m. (hora de Bogotá) no se podrá depositar ningún sobre.

Una vez depositados los anteriores documentos y en el momento en que así lo decida ~~A continuación~~ el Presidente de la Audiencia se procederá a: (i) dar apertura a la urna que contenga el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 y la urna que contenga el Sobre de la Oferta Económica permanecerá cerrada y custodiada en la mesa principal de la Sala de Audiencia; (ii) verificar que quien figure en exterior del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 sea efectivamente el Invitado Precalificado, y (iii) dará inicio al análisis de la documentación contenida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1."

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP

ADENDO No. 7

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenarán la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando, se cumplan las condiciones y términos previstos en el Reglamento de la Invitación.

En el Reglamento de la Invitación La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reservaron el derecho, en forma discrecional, a modificar o adicionar el Reglamento en cualquier momento.

En ejercicio de la facultad anterior, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por medio del presente Adendo N° 7, modifica el Reglamento de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Para efectos de señalar las adiciones o modificaciones realizadas al Reglamento de la Invitación mediante el presente Adendo No. 7 las expresiones que se encuentran tachadas (~~tachadas~~) en el presente Adendo se entienden eliminadas del texto del Reglamento de la Invitación, mientras que las expresiones subrayadas (<u>subrayadas</u>) se entienden incorporadas al mismo.

Salvo las modificaciones aquí enunciadas, todas las demás estipulaciones contenidas en los documentos que hacen parte del Reglamento de la Invitación que no sean expresamente modificadas por el presente Adendo permanecen idénticas.

MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

1. Modificación al numeral 1.2 "CRONOGRAMA"

"**1.2 CRONOGRAMA**

A continuación, se establece el cronograma con fundamento en el cual se ejecutará la Invitación.

Actividad	Fecha
Envío de la Invitación	Diciembre 5 de 2008
Proceso de Precalificación	Desde el Día Hábil siguiente a la fecha de envío de la Invitación hasta la fecha de notificación de la Precalificación.
Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación (Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 o Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2)	Febrero 13 de 2009
Período para ingresar a la Sala de Información	Desde el Día Hábil siguiente al envío de la Invitación y hasta el Día Hábil anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1 u Opción 2 según haya sido elegida.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1	Febrero 26 de 2009.
Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1	Hasta t~~T~~reinta (30) días calendario siguientes a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.
Revelación del Precio (Opción 2 - Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto)	Marzo 6 de 2009.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 2.	Marzo 20 de 2009.
Fecha de Cierre Opción 1	Será hasta q~~Q~~uince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1.
Fecha de Cierre Opción 2	Quince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la fecha de notificación de los resultados finales de verificación de la información incluida en

Actividad	Fecha
	el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y en el Sobre de Oferta Económica – Opción 2.

2. Modificaciones a los numerales 2.21 y 2.22 del Reglamento

"2.21 "Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes del Asesor Externo de la Nación que se informará al Invitado Adjudicatario a más tardar el día anterior ~~con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad~~ a la Fecha de Cierre Opción 1, para que pague en Pesos la Retribución del Asesor Externo de la Nación en las condiciones previstas en el presente Reglamento, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones."

"2.22 "Cuenta Bancaria del Vendedor" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público que se le informe al Invitado Adjudicatario a más tardar el día anterior ~~con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad~~ a la Fecha de Cierre Opción 1 para que pague las acciones, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones. El pago de la acciones en la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, podrá realizarse en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de América. En el evento en que el pago sea efectuado en Dólares de los Estados Unidos de América, el mismo será liquidado a la Tasa Representativa del Mercado vigente en la Fecha de Cierre – Opción 1 y dando estricto cumplimiento a la normatividad cambiaria vigente."

3. Modificación al numeral 6.7. del Reglamento

6.7 PRESENTACIÓN DEL SOBRE DE AUTORIZACIONES

El Sobre de Autorizaciones podrá~~deberá~~ presentarse desde la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 hasta ~~en~~ la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones en el Sitio de Presentación del Sobre de Autorizaciones. En este sentido, no se aceptará la entrega de un Sobre de Autorizaciones en una fecha posterior.

El Sobre de Autorizaciones solamente se presentará en el evento en que el Departamento obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

La presentación del Sobre de Autorizaciones obligará al Invitado Adjudicatario (Operador Idóneo, Departamento y Municipios del Departamentos que hayan obtenido

las autorizaciones) a cumplir con las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre – Opción 1.

4. Modificación al numeral 6.7.2.1 del Reglamento

6.7.2.1 Presentación

El Sobre de Autorizaciones podrá~~deberá~~ presentarse desde la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 hasta ~~en~~ la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones en el Sitio de Presentación del Sobre de Autorizaciones. En este sentido, no se aceptará la entrega del Sobre de Autorizaciones en una fecha posterior.

En el evento en que no se presente Sobre de Autorizaciones por no haber obtenido el Departamento sus respectivas autorizaciones, se dará por terminada la Invitación y se devolverá la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 al Operador Idóneo.

5. Modificación al numeral 6.7.3 del Reglamento

6.7.3 Verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre de Autorizaciones

Desde el Día Hábil siguiente a la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, se tendrá hasta un plazo de cinco (5) Días Hábiles para realizar el procedimiento de verificación de conformidad con la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones presentado, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

(i) En el evento en que se encuentre (A) que se han presentado documentos que contienen adulteraciones o modificaciones de su texto original, o (B) que los documentos no han sido realmente expedidos por quien supuestamente aparece expidiéndolos, o (C) que existen discrepancias con alcance material entre lo afirmado en dichos documentos y la realidad, la Oferta será rechazada, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

(ii) Una vez culminado el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones, se podrá solicitar que se aclaren, corrijan o subsanen errores o deficiencias (distintas de aquellas a que se refiere el subnumeral (i) inmediatamente anterior), que se hubieren detectado en la documentación que compone el Sobre de Autorizaciones. Si ese fuere el caso, una vez culminado el plazo para realizar el procedimiento de verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre de Autorizaciones, se podrá solicitar, enviando una comunicación por escrito al Invitado Adjudicatario, las aclaraciones y correcciones necesarias, para que se proceda de conformidad hasta dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes. Si el Invitado Adjudicatario no aclara, corrige o subsana los errores dentro del plazo anterior, se considerará que ha desistido de la presentación de su Oferta, razón por la cual, la Oferta será rechazada, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

(iii) Surtido el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones y efectuadas todas las aclaraciones y correcciones que hubieren sido solicitadas, dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes al vencimiento del término para correcciones anteriormente indicado, se procederá a comunicar los resultados de dicho análisis al Invitado Adjudicatario remitiéndole una comunicación indicándole si la documentación está conforme, caso en el cual, deberá cumplir con las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre- Opción 1.

En el evento en que el Invitado Adjudicatario no hubiera presentado toda la documentación de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento o que habiéndola presentado se le hubiera solicitado subsanar algunos de los errores y no hubieran sido subsanados, se rechazará la Oferta, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

6. Modificación al numeral 7.2.1. del Reglamento

7.2.1 Fecha y lugar del Acto de Cierre Opción 1

El Acto de Cierre Opción 1 se llevará a cabo en la Fecha de Cierre Opción 1, en el día, ~~el~~ lugar y hora que ~~oportunamente~~ se le indique al Invitado Adjudicatario a más tardar el día anterior a la Fecha de Cierre.

7. Se modifica el numeral 7.2.2.2. del Reglamento

"7.2.2.2 El Invitado Adjudicatario acreditará (i) el pago de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias, y (ii) el pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

El pago del Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias podrá hacerse en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de América en la Fecha de Cierre Opción 1. En caso de que el pago sea efectuado en Dólares de los Estados Unidos de América, el mismo será liquidado a la TRM de la Fecha de Cierre Opción 1. Dicho pago deberá ser consignado en la Cuenta Bancaria del Vendedor, dando estricto cumplimiento a la normatividad cambiaria aplicable.~~.~~

El Invitado Adjudicatario deberá informar mediante comunicación escrita al Vendedor a más tardar el día anterior ~~a los Cinco (5) Días Hábiles anteriores~~ a la Fecha de Cierre – Opción 1, si el pago de las Acciones se realizará en Pesos o en Dólares de los Estados Unidos de América.

El pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación se hará mediante depósito de fondos en Pesos en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación en la Fecha de Cierre – Opción 1."

CARGOS POR USO DEL STR NORTE
AÑO 2008
COMERCIALIZADORES
($/kWh de Diciembre de 2007)

	MONOMIO
INGRESO STR ($ Dic 2007)	194.530.871.909,00
ENERGÍA DEL STR (kWh)	11.273.608.103,26
VALOR DEL CARGO ($/kWh Diciembre 2007)	17,255423

Estos cargos están calculados con base en los procedimientos definidos en las Resoluciones CREG-082/00 y CREG-008/03

CARGOS POR USO DEL STR CENTRO-SUR
AÑO 2008
COMERCIALIZADORES
($/kWh de Diciembre de 2007)

	MONOMIO
INGRESO STR ($ Dic 2007)	569.089.002.865,00
ENERGÍA DEL STR (kWh)	37.898.483.553,06
VALOR DEL CARGO ($/kWh Diciembre 2007)	15,016142

Estos cargos están calculados con base en los procedimientos definidos en las Resoluciones CREG-082/00 y CREG-008/03

Notas: Estos cargos son ***indicativos*** puesto que pueden variar con la aprobación de modificaciones en los ingresos de los Operadores de Red, de igual manera si la demanda del año anterior cambia por efecto de ajustes a la facturación.
La información base para calcular estos cargos corresponde a la demanda de los Operadores de Red desde el 01 de enero de 2007 hasta el 31 de diciembre de 2007. Los ingresos corresponden a los valores vigentes hasta Enero de 2008 calculados en $ de diciembre de 2001 actualizados a diciembre de 2007 y serán los utilizados como cargo base para las liquidaciones a partir del periodo de servicio Enero de 2008.

IPP Dic 2001 = 76.7814155031
IPP Dic 2007 = 101.27
El factor *"a"* utilizado fue 5

	RES CREG	NOMBRE AGENTE	OPERADOR	CA($ dic 2001)	CAC($ dic 2001)	Suma $ dic 2001	CA($ dic 2007)	CAC($ dic 2007)	Suma $ dic 2007
1	CREG-037y075/07	ENERCA S.A. E.S.P.	**CASD**	3.223.509.495	-	3.223.509.495	4.163.075.232	-	4.163.075.232
2	CREG-047/03;068y098/06	CEDELCA INTERVENIDA	**CDID**	8.394.592.918	2.040.099.752	10.434.692.670	10.841.389.458	2.634.733.591	13.476.123.049
3	CREG-048y087/03	CEDENAR	**CDND**	12.814.303.784	1.331.668.668	14.145.972.452	16.549.326.372	1.719.814.028	18.269.140.400
4	CREG-071y072/03;122/05;082/07	CODENSA	**CDSD**	100.870.328.036	25.307.943.352	126.178.271.388	130.271.297.451	32.684.523.591	162.955.821.042
5	CREG-049/03	CETSA(TULUÁ)	**CETD**	-	-	-	-	-	-
6	CREG-046/03	CHEC(CALDAS)	**CHCD**	24.250.083.897	4.520.585.849	28.770.669.746	31.318.326.748	5.838.214.223	37.156.540.971
7	CREG052y085/03	CENS	**CNSD**	12.781.880.184	3.835.320.495	16.617.200.679	16.507.452.170	4.953.212.573	21.460.664.743
8	CREG-044/03	ELECTROCAQUETA	**CQTD**	1.540.648.330	-	1.540.648.330	1.989.705.603	-	1.989.705.603
9	CREG-034/03	EMCARTAGO	**CTGD**	-	-	-	-	-	-
10	CREG-037y074/03	ENERTOLIMA	**CTSD**	17.834.563.813	4.068.151.473	21.902.715.286	23.032.856.268	5.253.907.476	28.286.763.744
11	CREG-096/03	BAJO PUTUMAYO	**EBPD**	1.564.311.495	-	1.564.311.495	2.020.265.940	-	2.020.265.940
12	CREG-040/03;093/05;104/06;037y075/	EBSA (BOYACA)	**EBSD**	13.534.114.047	1.821.877.451	15.355.991.498	17.478.941.836	2.352.905.398	19.831.847.234
13	CREG-054/03;102/05;080/06	ELECTROCOSTA	**ECAD**	49.365.419.798	13.590.995.229	62.956.415.027	63.754.103.030	17.552.402.343	81.306.505.373
14	CREG-055/03;103y112/05;052y081/06	ELECTRICARIBE	**EDCD**	54.982.509.362	16.071.014.190	71.053.523.552	71.008.422.112	20.755.279.681	91.763.701.793
15	CREG-058/03	DISPAC S.A. E.S.P.	**EDPD**	5.413.793.823	708.932.083	6.122.725.906	6.991.768.136	915.566.590	7.907.334.726
16	CREG-033/03	EDEQ(QUINDIO)	**EDQD**	2.571.222.464	-	2.571.222.464	3.320.664.193	-	3.320.664.193
17	CREG-041/03	EEC(CUNDINAMARCA)	**EECD**	3.008.525.558	-	3.008.525.558	3.885.429.298	-	3.885.429.298
18	CREG-036y084/03	EEP(PEREIRA)	**EEPD**	2.127.209.134	-	2.127.209.134	2.747.232.999	-	2.747.232.999
19	CREG-095/05	ENERGUAVIARE	**EGVD**	1.390.464.334	-	1.390.464.334	1.795.747.039	-	1.795.747.039
20	CREG-053/03	EMEE(POPAYAN)	**EMED**	-	-	-	-	-	-
21	CREG-051/03;043/07	EMCALI INTERVENIDA	**EMID**	6.140.974.491	-	6.140.974.491	7.930.902.280	-	7.930.902.280
22	CREG-045/03;073/07	EMSA(META)	**EMSD**	5.761.587.099	2.404.291.682	8.165.878.781	7.440.933.735	3.105.077.608	10.546.011.343
23	CREG-039y083/03	ENELAR INTERVENIDA	**ENID**	505.144.771	670.258.924	1.175.403.695	652.380.794	865.621.252	1.518.002.046
24	CREG-035y080/03; CREG-038/03;CREG	EEPPM	**EPMD**	70.776.639.688	27.491.256.283	98.267.895.971	91.406.113.779	35.504.213.125	126.910.326.904
25	CREG-042/03;053/04;123/05;068/06;0	EPSA(PACÍFICO)	**EPSD**	42.410.985.144	13.974.920.322	56.385.905.466	54.772.638.976	18.048.231.205	72.820.870.181
26	CREG-056/03	PUTUMAYO	**EPTD**	1.208.168.872	-	1.208.168.872	1.560.317.385	-	1.560.317.385
27	CREG-043/03;010/06	ESSA(SANTANDER)	**ESSD**	18.089.583.949	2.536.043.755	20.625.627.704	23.362.207.869	3.275.231.843	26.637.439.712
28	CREG-050/03	EMEVASI(SIBUNDOY)	**EVSD**	-	-	-	-	-	-
29	CREG-057/03	ELECTROHUILA	**HLAD**	8.291.310.516	2.053.034.534	10.344.345.050	10.708.003.032	2.651.438.512	13.359.441.544
30	CREG-073/03	RUITOQUE	**RTQD**	-	-	-	-	-	-
31	CREG-105/05	EEPPY(YARUMAL)	**YRMD**	-	-	-	-	-	-
			total	**468.851.875.002**	**122.426.394.042**	**591.278.269.044**	**605.509.501.735**	**158.110.373.039**	**763.619.874.774**

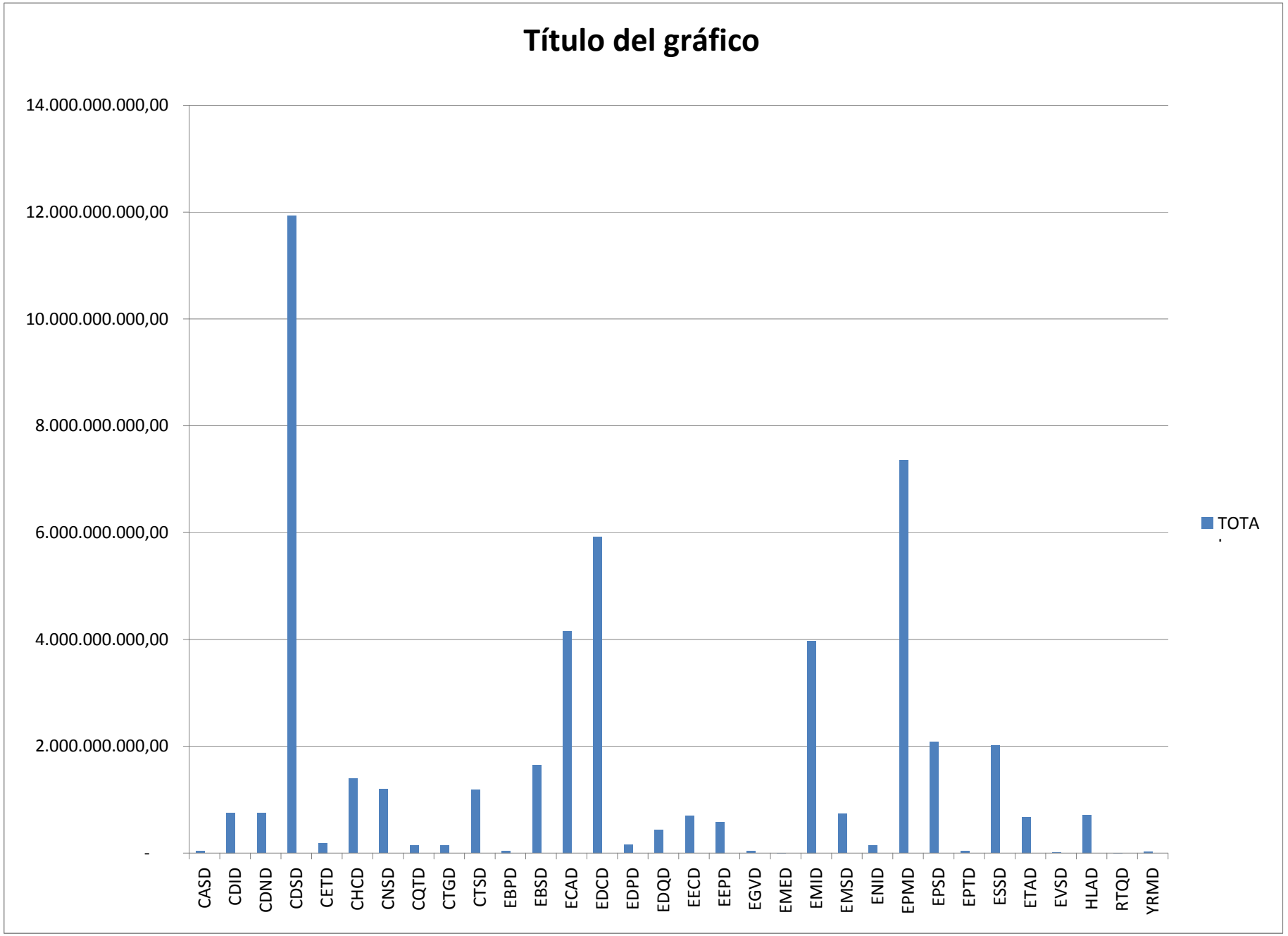
194.530.871.909	TOTAL INGRESOS STR NORTE
569.089.002.865	TOTAL INGRESOS STR CENTRO-

NOMBRE AGENTE	OPERADOR	TOTAL DEMANDA (KWh)	
ENERCA S.A. E.S.P.	**CASD**	34.863.777,56	34,86
CEDELCA INTERVENIDA	**CDID**	752.116.223,12	752,12
CEDENAR	**CDND**	745.875.896,92	745,88
CODENSA	**CDSD**	11.928.113.336,10	11.928,11
CETSA(TULUÁ)	**CETD**	190.701.215,87	190,70
CHEC(CALDAS)	**CHCD**	1.393.084.140,34	1.393,08
CENS	**CNSD**	1.193.910.882,92	1.193,91
ELECTROCAQUETA	**CQTD**	148.945.519,32	148,95
EMCARTAGO	**CTGD**	151.895.251,11	151,90
ENERTOLIMA	**CTSD**	1.185.156.407,61	1.185,16
BAJO PUTUMAYO	**EBPD**	44.887.064,90	44,89
EBSA (BOYACA)	**EBSD**	1.643.510.122,73	1.643,51
ELECTROCOSTA	**ECAD**	4.158.602.250,00	4.158,60
ELECTRICARIBE	**EDCD**	5.921.094.970,34	5.921,09
DISPAC S.A. E.S.P.	**EDPD**	153.910.948,11	153,91
EDEQ(QUINDIO)	**EDQD**	435.529.432,66	435,53
EEC(CUNDINAMARCA)	**EECD**	695.300.909,24	695,30
EEP(PEREIRA)	**EEPD**	586.965.283,72	586,97
ENERGUAVIARE	**EGVD**	37.031.032,29	37,03
EMEE(POPAYAN)	**EMED**	1.349.089,99	1,35
EMCALI INTERVENIDA	**EMID**	3.970.859.388,26	3.970,86
EMSA(META)	**EMSD**	737.501.371,18	737,50
ENELAR INTERVENIDA	**ENID**	142.137.750,88	142,14
EEPPM	**EPMD**	7.353.322.118,64	7.353,32
EPSA(PACÍFICO)	**EPSD**	2.078.454.389,38	2.078,45
PUTUMAYO	**EPTD**	38.785.682,18	38,79
ESSA(SANTANDER)	**ESSD**	2.017.598.341,79	2.017,60
ETASERVICIOS S.A. E.S.P.	**ETAD**	674.048.358,73	674,05
EMEVASI(SIBUNDOY)	**EVSD**	10.078.742,34	10,08
ELECTROHUILA	**HLAD**	713.037.803,53	713,04
RUITOQUE	**RTQD**	4.633.797,93	4,63
EEPPY(YARUMAL)	**YRMD**	28.790.156,63	28,79
TOTAL		**49.172.091.656,32**	49.172,09

11.273.608.103,26
37.898.483.553,06

NOMBRE AGENTE	OPERADOR	TOTAL DEMANDA (KWh)	GWH
ENERCA S.A. E.S.P.	**CASD**	34.863.777,56	34,86
CEDELCA INTERVENIDA	**CDID**	752.116.223,12	752,12
CEDENAR	**CDND**	745.875.896,92	745,88
CODENSA	**CDSD**	11.928.113.336,10	11.928,11
CETSA(TULUÁ)	**CETD**	190.701.215,87	190,70
CHEC(CALDAS)	**CHCD**	1.393.084.140,34	1.393,08
CENS	**CNSD**	1.193.910.882,92	1.193,91
ELECTROCAQUETA	**CQTD**	148.945.519,32	148,95
EMCARTAGO	**CTGD**	151.895.251,11	151,90
ENERTOLIMA	**CTSD**	1.185.156.407,61	1.185,16
BAJO PUTUMAYO	**EBPD**	44.887.064,90	44,89
EBSA (BOYACA)	**EBSD**	1.643.510.122,73	1.643,51
ELECTROCOSTA	**ECAD**	4.158.602.250,00	4.158,60
ELECTRICARIBE	**EDCD**	5.921.094.970,34	5.921,09
DISPAC S.A. E.S.P.	**EDPD**	153.910.948,11	153,91
EDEQ(QUINDIO)	**EDQD**	435.529.432,66	435,53
EEC(CUNDINAMARCA)	**EECD**	695.300.909,24	695,30
EEP(PEREIRA)	**EEPD**	586.965.283,72	586,97
ENERGUAVIARE	**EGVD**	37.031.032,29	37,03
EMEE(POPAYAN)	**EMED**	1.349.089,99	1,35
EMCALI INTERVENIDA	**EMID**	3.970.859.388,26	3.970,86
EMSA(META)	**EMSD**	737.501.371,18	737,50
ENELAR INTERVENIDA	**ENID**	142.137.750,88	142,14
EEPPM	**EPMD**	7.353.322.118,64	7.353,32
EPSA(PACÍFICO)	**EPSD**	2.078.454.389,38	2.078,45
PUTUMAYO	**EPTD**	38.785.682,18	38,79
ESSA(SANTANDER)	**ESSD**	2.017.598.341,79	2.017,60
ETASERVICIOS S.A. E.S.P.	**ETAD**	674.048.358,73	674,05
EMEVASI(SIBUNDOY)	**EVSD**	10.078.742,34	10,08
ELECTROHUILA	**HLAD**	713.037.803,53	713,04
RUITOQUE	**RTQD**	4.633.797,93	4,63
EEPPY(YARUMAL)	**YRMD**	28.790.156,63	28,79
TOTAL		**49.172.091.656,32**	49.172,09

11.273.608.103,26
37.898.483.553,06


Título del gráfico
14.000.000.000,00
12.000.000.000,00
10.000.000.000,00
8.000.000.000,00
6.000.000.000,00
4.000.000.000,00
2.000.000.000,00
-
CASD
CDID
CDND
CDSD
CETD
CHCD
CNSD
CQTD
CTGD
CTSD
EBPD
EBSD
ECAD
EDCD
EDPD
EDQD
EECD
EEPD
EGVD
EMED
EMID
EMSD
ENID
EPMD
EPSD
EPTD
ESSD
ETAD
EVSD
HLAD
RTQD
YRMD
TOTA

Documento Conpes

3569

Consejo Nacional de Política Económica y Social
República de Colombia
Departamento Nacional de Planeación

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LAS EMPRESAS DE MAYORÍA ACCIONARIA PÚBLICA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
DNP: DIES

Versión aprobada

Bogotá, D.C., 16 de Febrero de 2009

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 2

II. ANTECEDENTES 2

III. DIÁGNOSTICO 3

IV. OBJETIVOS 7

V. PLAN DE ACCIÓN 8

VI. RECOMENDACIONES 9

I. INTRODUCCIÓN

Este documento presenta a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social –CONPES- lineamientos de política tarifaria para las empresas distribuidoras de mayoría accionaria pública del servicio público de energía eléctrica.

II. ANTECEDENTES

a) Evolución de la Regulación de los cargos de distribución del sistema eléctrico nacional (2002-2008)

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que las fórmulas tarifarias de los servicios públicos domiciliarios tienen una vigencia de cinco años. En el caso de la energía eléctrica, la metodología para el establecimiento de los cargos de distribución eléctrica[1] fue fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para el periodo 2002-2007, mediante la resolución 082 de 2002.

Debido a que la aplicación de la metodología tarifaria establecida en dicha resolución, implicaba un ajuste importante en los componentes[2] utilizados para establecer los cargos de distribución, y por lo tanto se presentaría un aumento de las tarifas finales a los usuarios (CU)[3], el Gobierno Nacional consideró necesario establecer una transición tarifaria[4] con el objeto de mitigar el impacto sobre los usuarios que tendría la aplicación de esta metodología.

La transición tarifaria fue implementada por las empresas del sector, amortiguando el efecto que en los usuarios generaría el incremento puntual en los cargos de distribución y permitió a las empresas recuperar el diferencial tarifario generado por menores tarifas.

Para las empresas oficiales, teniendo en cuenta los resultados financieros y de gestión obtenidos y el impacto sobre los usuarios, el Documento Conpes 3241 de 2003 *"Lineamientos de política para las empresas oficiales distribuidoras de energía eléctrica"* planteó tres estrategias que

[1] Sistemas de Transmisión Regional (STRs) y de Distribución Local (SDLs)
[2] Estos ajustes se concentraron especialmente en el nuevo costo de capital reconocido para la actividad de distribución. Fuente Documento CONPES 3241 de 2003.
[3] Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU): Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la regulación y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica. Fuente Resolución CREG 119 de 2007.
[4] Decreto 1407 de 2002.

aplicarían en este proceso de transición : i) se estableció una senda de incrementos con un plazo de ejecución de hasta 30 meses, la cual no compensaba los menores ingresos percibidos por efecto de la transición; ii) los ingresos adicionales por incrementos en el cargo de distribución se destinarían a la reposición de infraestructura y a financiar planes de reducción de pérdidas; y iii) en aquellas empresas en que los niveles de remuneración compensaran de manera adecuada las inversiones, les permitiera garantizar solvencia financiera y aseguraran el cumplimiento de los principios tarifarios, podían mantener el nivel de tarifas anterior.

La aplicación del esquema tarifario de distribución previsto en la Resolución CREG 082 de 2002, consolidó la operación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mejoró la gestión de las empresas, se disminuyeron las pérdidas y permitió avanzar en el desarrollo del sector eléctrico nacional.

III. DIÁGNOSTICO

a) Nueva metodología tarifaria del cargo de distribución eléctrica

Para el siguiente periodo regulatorio (2008-2013), la CREG modificó la metodología adoptada en la Resolución 082 de 2002 y revisó la composición y valoración de los activos de red de las empresas, la tasa de rentabilidad de éstos y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

En esta línea de acción, la CREG expidió la Resolución 097 de 2008, mediante la cual estableció la metodología tarifaria para el cálculo de los cargos de distribución correspondiente al siguiente periodo regulado (2008-2013). Si bien es cierto, que esta nueva metodología no generaría el mismo nivel de incrementos tarifarios que se evidenciaron en la implementación de la metodología anterior, su aplicación de manera inmediata puede implicar nuevamente un incremento elevado de las tarifas finales de algunas empresas, particularmente a aquellas que tenían rezagos en la información de sus activos de red y presentaron elevados niveles de inversión durante el periodo tarifario anterior o de gastos de (AOM).

b) Incrementos tarifarios del servicio de energía eléctrica observados en el periodo (2003-2008)

En los últimos seis años los precios de energía, en términos reales mostraron una tendencia relativamente decreciente, explicada en gran parte por las mejores condiciones generales del mercado eléctrico nacional, la recuperación de la demanda de energía y la misma tendencia decreciente en la evolución de los precios de los bienes y servicios de la economía nacional.

Tabla 1- Evolución de los precios de energía eléctrica (2003-2008)

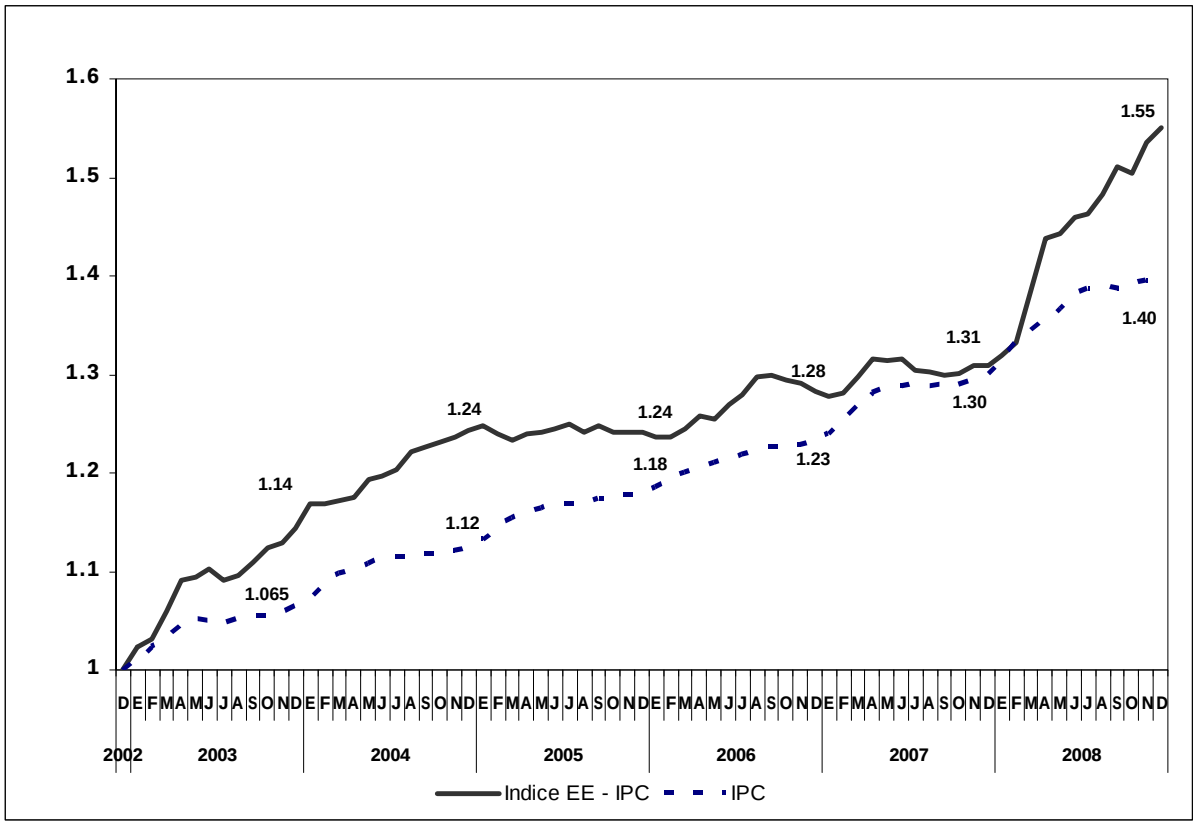
	Variaciones anuales			Variaciones compuestas		
año	Variación Índice de precios de energía	Variación del IPC	Variación real Índice de precios de energía	Variación compuesta Índice de precios de energía	Variación compuesta del IPC	Variación compuesta real Índice de precios de energía
2003	14.30%	6.49%	7.33%	14.30%	6.50%	7.32%
2004	3.34%	5.50%	-2.04%	11.49%	6.00%	5.18%
2005	-0.20%	4.85%	-4.82%	7.45%	5.62%	1.74%
2006	3.34%	4.48%	-1.09%	6.41%	5.33%	1.02%
2007	2.14%	5.69%	-3.36%	5.54%	5.40%	0.13%
2008	18.39%	7.67%	9.96%	7.58%	5.78%	1.70%

Cálculos DNP. Fuente DANE

Sin embargo, en el año 2008 se presentó un incremento del orden del 18,39%, del componente de energía eléctrica que hace parte del índice de precios al consumidor-IPC[5]. Esta variación se puede explicar en gran parte por la conjunción de múltiples elementos que han incidido en la formación de los precios que conforman la cadena del servicio de energía eléctrica: i) el aumento en los precios de los insumos energéticos (petróleo y gas), ii) la modificación que realizó la CREG en algunos aspectos específicos de la fórmula de traslado del costo de generación a la tarifa final[6], iii) la inclusión de la contribución para la financiación del programa de normalización de redes (PRONE) en el costo de transmisión nacional[7] iv) el incremento de los costos por restricciones que se pagan a los agentes del sistema por mantener el respaldo al sistema eléctrico nacional[8], y v) la implementación de las áreas de distribución tendientes a equiparar el costo de distribución entre las capitales de departamento y las zonas rurales[9]. La siguiente gráfica presenta la evolución del índice nominal nacional del componente de energía eléctrica dentro de la canasta del IPC.

[5] Variación anual enero-diciembre de 2008, tomado en las principales 13 ciudades del país. Fuente DANE.
[6] La resolución CREG 119 de 2007, estableció que para el cálculo de los costos variables de comercialización, en el componente del consumo medio facturado al comercializador minorista se incluyera únicamente la energía vendida a los usuarios regulados. También se eliminó el promedio móvil que ajustaba el costo máximo de traslado de las compras de energía en la tarifa final al usuario.
[7] Artículo 68 de la Ley 1151 de 2007.
[8] Se destacan los mantenimientos simultáneos en las subestaciones de San Carlos y Chivor. Fuente Ministerio de Minas y Energía.
[9] Decreto 388 de 2007 modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008- Resolución CREG 058 de 2008.

Gráfico 1 – Índice de crecimiento del costo del servicio de energía eléctrica (IEE) vs. Crecimiento del IPC



Fuente: DANE, cálculos DNP

c) Mecanismo regulatorio de transición tarifaria

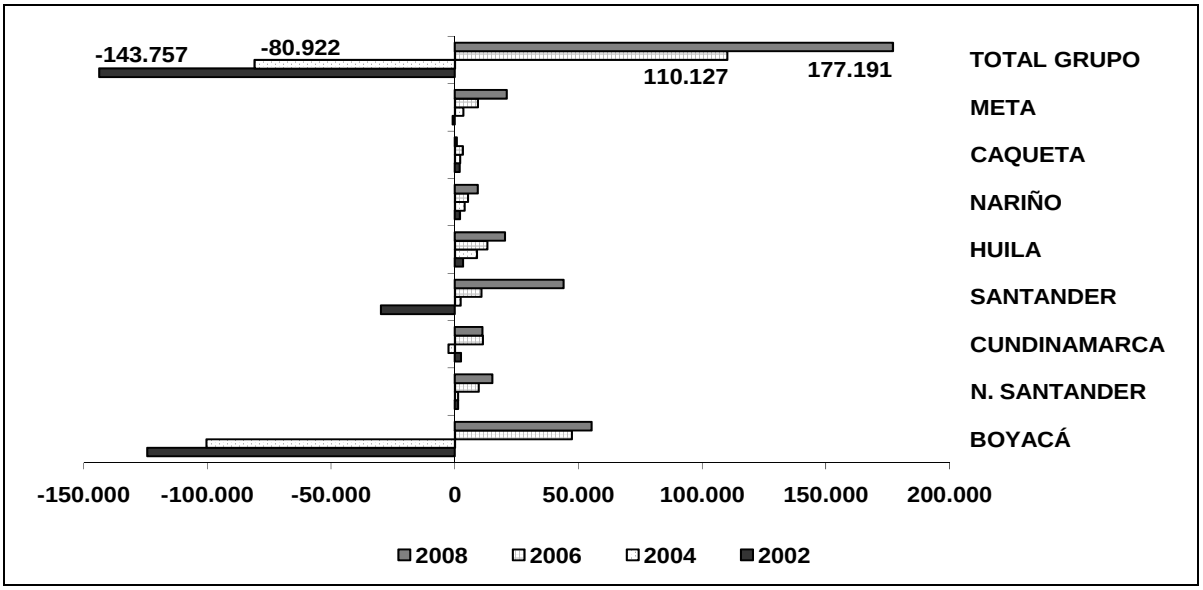
Teniendo en cuenta que los incrementos en los diferentes componentes que conforman la cadena del servicio de energía eléctrica se trasladan al usuario final y con el objetivo de mitigar la tendencia creciente que puede presentarse en el 2009, así como reducir el impacto para los usuarios regulados de los posibles incrementos en las tarifas de energía eléctrica, la CREG expidió la Resolución 168 de 2008, mediante la cual se estableció una *"opción tarifaria"* que pueden implementar los comercializadores minoristas. El procedimiento establecido por la CREG permite ajustar el (CU), aplicando incrementos que pueden variar desde un 0.5% hasta un máximo de 2% mensual[10]; y acumular los saldos hasta que la empresa comercializadora ajuste las tarifas de acuerdo con los costos eficientes previstos en la regulación vigente.

d) Gestión financiera de las empresas distribuidoras con mayoría accionaria de la Nación

[10] En términos nominales.

En los últimos cinco años, la políticas adoptadas por el Gobierno Nacional en conjunto con la regulación expedida por la CREG, permitió a las empresas distribuidoras de mayoría accionaria de la Nación mejorar su situación financiera, disminuir las pérdidas[11], y contar con lo mecanismos suficientes para mejorar su gestión comercial. En este sentido y en gran parte como producto de la implementación de las estrategias previstas en la política y adoptadas por dichas empresas distribuidoras, se puede verificar el avance estructural que se ha observado en la calidad y eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica, convirtiéndose en factor importante para garantizar la viabilidad y sostenibilidad financiera de estas empresas.

Gráfico 2 Evolución de la utilidad neta de las empresas distribuidoras con mayoría accionaria de la Nación (2002-2008)



Fuente Ministerio de Minas y Energía .Cifras en millones de pesos corrientes.

e) Particularidades de las empresas distribuidoras de mayoría accionaria de la Nación frente a la nueva metodología tarifaria

Las empresas distribuidoras de mayoría accionaria de la Nación han tenido una serie de cambios considerables en las variables fundamentales que componen la nueva metodología tarifaria que a su vez permite el cálculo de los cargos de distribución. Los principales cambios se resumen en lo siguiente: i) aumento en el inventario de activos de las empresas, situación que se explica por la instalación y operación de redes en zonas del país en las cuales por motivos de orden público las

[11] El promedio de las pérdidas comerciales de las empresas con mayoría accionaria de la Nación pasó de 31,07% en el 2002 a 16,54% en el 2008. Fuente Ministerio de Minas y Energía.

empresas no podían hacer presencia directa, ii) programas de expansión agresiva de las inversiones realizadas durante el periodo tarifario anterior, iii) capitalizaciones de activos de propiedad de la Nación; y iv) incrementos en los montos destinados por las empresas para atender la administración, operación y mantenimiento de sus activos operacionales.

En consecuencia, esta serie de modificaciones en las variables del cálculo tarifario generarían eventuales incrementos en los cargos de distribución de las empresas, con su consiguiente aumento en las tarifas a los usuarios, lo que produciría importantes crecimientos en los niveles de cartera morosa y cartera no recuperable[12], y posibles aumentos en los costos de transacción que implica el proceso de conexión y reconexión a la redes del servicio de energía eléctrica; sin contar con los efectos negativos en la percepción del servicio por parte de los usuarios finales.

f) Proceso de enajenación accionaria de la participación de la Nación en las empresas distribuidoras de energía eléctrica

El desarrollo regulatorio del sector eléctrico no es un elemento aislado del proceso de enajenación de la participación de la Nación en ocho electrificadoras[13], y por ende las decisiones regulatorias pueden influir en la situación financiera de una empresa y en el riesgo asociado a la operación de las redes que implican prestar un servicio como es el de energía eléctrica.

Por lo tanto y teniendo en cuenta que no se ha culminado el proceso regulatorio que define los costos de distribución de las electrificadoras de la Nación que van a ser enajenadas, y ante la eventualidad de que se presenten elevados incrementos de estos costos; es necesario garantizar que estas empresas puedan adoptar una senda de transición tarifaria.

IV. OBJETIVOS

A. Propósito

Proponer la adopción de una nueva política que permita amortiguar el impacto de los cargos de distribución en la tarifa que pagan los usuarios finales del servicio público de energía eléctrica.

[12] De acuerdo con la información suministrada por algunas empresas, existe una relación directa entre los incrementos tarifarios y el número de desconectados del servicio. Fuente Ministerio de Minas y Energía.
[13] Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC),Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), Empresa de Energía de Santander (ESSA), Empresa de Energía del Meta (EMSA), Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS) Electrohuila, Electrocaquetá y Centrales Eléctricas de Nariño-(CEDENAR).

V. PLAN DE ACCIÓN

Con el objeto de amortiguar el impacto de los cargos de distribución en la tarifa final que pagan los usuarios del servicio público de energía eléctrica, y reconociendo tanto las condiciones favorables en la gestión financiera de las empresas distribuidoras de mayoría accionaría de la Nación como la necesidad de crear mecanismos que impidan el crecimiento elevado de la cartera morosa de las empresas; y teniendo en cuenta que la reglamentación vigente establece que las mismas podrán aplicar cargos inferiores a los cargos máximos establecidos por la regulación en el periodo tarifario, siempre y cuando cumplan con los criterios tarifarios ordenados por la Ley 142 de 1994[14], las empresas de distribución en donde la Nación tiene participación accionaria mayoritaria, aplicarán las siguientes estrategias:

1. Estrategia 1

Cuando los cargos de distribución aprobados por la CREG para el periodo 2008-2013 sean superiores en un 10%[15] a los cargos del periodo tarifario anterior, los representantes del Gobierno Nacional en las Asambleas de Accionistas de las empresas distribuidoras[16], instruirán a sus miembros de Junta Directiva para aplicar como política la utilización de una transición tarifaria, con un periodo mínimo de 60 meses o hasta que finalice el periodo regulado. Durante este periodo, las empresas distribuidoras[17] podrán realizar los incrementos tarifarios respectivos que les permita cubrir el diferencial de precios generado por la aplicación de la senda de transición entre el cargo inicial y el cargo ajustado con el incremento máximo del 10[18]%.

Esta política se establecerá, durante el periodo tarifario regulado, siempre y cuando no se ponga en riesgo la viabilidad financiera de la empresa distribuidora, ni se desconozcan las disposiciones de la ley 142 de 1994 sobre prácticas discriminatorias, abusivas o restrictivas.

Todas las empresas de mayoría accionaria pública de distribución de energía eléctrica de cualquier orden, podrán adoptar políticas similares teniendo en cuenta las particularidades propias de sus mercados y sus estructuras empresariales.

[14] Eficiencia económica, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, suficiencia económica, simplicidad y transparencia. Artículo 87 de la Ley 142 de 1994.
[15] Crecimiento en términos reales.
[16] Con participación accionaria mayoritaria de la Nación.
[17] Con participación accionaria mayoritaria de la Nación.
[18] Esta cobertura del diferencial de precios no considerará los costos financieros asociados.

2. Estrategia 2

En aquellos casos en los que el nivel de remuneración por la prestación del servicio compense de manera adecuada las inversiones, mantenga un ingreso que permita la solvencia financiera de la empresa y asegure el cumplimiento de los principios tarifarios establecidos en la normatividad vigente, las empresas que tengan participación mayoritaria de la Nación, una vez sea expedido el respectivo cargo de distribución[19], podrán mantener o disminuir el nivel de cargos de distribución que actualmente tiene establecidos.

VI. RECOMENDACIONES

Con base en lo anterior el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación recomiendan al CONPES:

1. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Hacienda y Crédito Público que dé lineamientos a sus representantes en la Asamblea de Accionistas para que ésta dé instrucciones a las Juntas Directivas de las empresas de distribución de energía eléctrica de mayoría accionaria de la Nación, de seguir la política indicada en este documento relacionada con las tarifas.

2. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación incluir en el reglamento de enajenación de la participación accionaria de la Nación en las empresas de distribución de energía eléctrica, la política indicada en este documento relacionada con las tarifas.

[19] Basada en la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

RESOLUCION No. 005

16 de Enero de 1996

Por la cual se definen los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

C O N S I D E R A N D O

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe definir los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994;

Que la misma Ley define el Control de Gestión y Resultados como un proceso que, dentro de directrices de planeación estratégica, busque que las metas de las empresas de servicio públicos en materia de gestión, sean congruentes con las previsiones;

Que de acuerdo con el Parágrafo del Artículo No 52 la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural, deben presentar ante la UPME, para su aprobación, un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que sirva de base para el control que deberán ejercer las auditorías externas;

Que de acuerdo con el Artículo No 79 de la misma Ley, es función de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos, de acuerdo con los indicadores definidos por la CREG e imponer sanciones por incumplimiento;

Que según los Artículos No 46 a No 49 de la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos deben aplicar sistemas de control interno; y que los criterios, indicadores y modelos para realizarlo, deben ser definidos por la Comisión de Regulación respectiva;

Que según los Artículos No 3 y No 79 de la Ley 142, todos los prestadores de servicios públicos están sujetos a lo que esa Ley dispone para las empresas y sus administradores, y en especial a las regulaciones de las Comisiones y al control, inspección y vigilancia de la Superindencia de Servicios Públicos Domiciliarios;

Que mediante la definición de los indicadores y criterios a que se refiere esta Resolución se da cumplimiento a lo dispuesto por los Artículos No 48 y No 52 de la Ley 142 de 1994;

R E S U E L V E:

Por la cual se definen los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos.

ARTICULO 1o. DEFINICIONES. Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el control de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

- **Plan Estratégico.** Se entiende como el conjunto de políticas y estrategias que define una empresa, para alcanzar sus objetivos de corto, mediano y largo plazo, partiendo de un diagnóstico inicial sobre la situación de la empresa.

- **Indicador de Gestión.** Se entiende como una medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre el comportamiento de una variable de gestión (simple o compuesta) y cuya definición permite establecer metas de gestión, congruentes con objetivos de desempeño derivados del Plan Estratégico.

- **Plan de Acción.** Se entiende como el conjunto de programas, subprogramas y proyectos que debe ejecutar una empresa, en el contexto de su Plan Estratégico, dirigidos a lograr sus objetivos de corto, mediano y largo plazo de manera eficiente y eficaz.

- **Plan Financiero.** Se entiende como una proyección financiera, que incorpora el Plan de Acción de una empresa y permite validar la viabilidad de los programas, subprogramas y proyectos que planea ejecutar, en el contexto de su Plan Estratégico. El Plan Financiero contendrá:

  a- P&G de Causación
  b- Flujo de Caja
  c- Balance de Causación

- **Plan de Gestión.** Se entiende como una propuesta de desempeño elaborada por una empresa y conformada por los siguientes elementos:

  a- Diagnóstico con relación a los Indicadores de Gestión
  b- Metas Indicadores de Gestión
  c- Plan de Acción
  d- Plan Financiero

ARTICULO 2o. INDICADORES DE GESTION. El control de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural se realizará, evaluando el comportamiento de los Indicadores de Gestión que a continuación se establecen:

<u>Indicadores Gestión de Ingresos:</u>
1- Indice de Pérdidas.
2- Recaudo Facturación Servicio.
3- Rotación Cuentas por Cobrar Servicio

<u>Indicadores Gestión de Egresos:</u>
4- Rotación Cuentas por Pagar Servicio
5- Relación Gastos Funcionamiento
6- Avance Físico Plan de Inversión
7- Avance Presupuestal Plan de Inversión

<u>Indicadores Gestión Usuarios:</u>
8- Relación Suscriptores Sin Medición
9- Reclamos Facturación

10- Atención Reclamos Servicio
11- Atención Solicitudes Conexión
12- Continuidad Servicio

Las fórmulas de los Indicadores de Gestión aquí establecidos se consignan en el Anexo 1 de la presente Resolución.

ARTICULO 3o. PRESENTACION DE PLANES. Las empresas deberán enviar a la UPME, a más tardar el primero (1o) de Marzo de cada año, un Plan de Gestión de corto, mediano y largo plazo, con una propuesta de metas para los doce (12) indicadores definidos en el Artículo anterior. El Plan de Gestión presentado debe cubrir un horizonte de cinco (5) años. Las metas de los Indicadores de Gestión deberán definirse para cada uno de los años del horizonte considerado. Las empresas que desarrollen más de una actividad en el respectivo sector, deberán presentar un Plan de Gestión por tipo de actividad.

PARAGRAFO 1o. Las actividades en el caso de electricidad, a las que hace referencia el presente Artículo son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

PARAGRAFO 2o. Las actividades en el caso de gas natural, a las que hace referencia el presente Artículo son: Transporte, Distribución y Comercialización, entendida esta última, como la actividad relacionada con la prestación del servicio de suministro de gas natural a nivel de usuarios finales.

ARTICULO 4o. INDICADOR PLANTA DE PERSONAL (PP). Exclusivamente con fines de seguimiento, las empresas deberán enviar información en el contexto de sus Planes de Gestión, del indicador que a continuación se describe:

Generadoras
PP = (# Trabajadores Nómina + # Trabajadores Temporales)/ MW Instalados

Transmisores, Transportadores y Distribuidores
PP = (# Trabajadores Nómina + # Trabajadores Temporales)/1,000 km Red

Comercializadores
PP = (# Trabajadores Nómina + # Trabajadores Temporales)/(# Suscriptores/1,000)

A este Indicador no se le asignarán metas de gestión.

ARTICULO 5o. CRONOGRAMA DE REVISION Y APROBACION DE PLANES.

- A partir de la fecha de recepción de un Plan de Gestión por parte de la UPME, está entidad tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para la revisión de dicho Plan. Antes del vencimiento de este plazo, la UPME podrá solicitar a la respectiva empresa, aclaraciones o modificaciones sobre el Plan originalmente presentado.

- A partir de la fecha de recepción de la solicitud de aclaración o modificación, efectuada por la UPME, la empresa tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para realizar las respectivas correcciones y remitir nuevamente el Plan de Gestión ajustado a la UPME.

- A partir de la de recepción del Plan de Gestión ajustado por parte de la UPME, está entidad tendrá un plazo máximo de quince (15) días hábiles para la aprobación o improbación del Plan enviado por la empresa. Durante este

período podrá solicitar nuevas aclaraciones o modificaciones sobre el Plan de Gestión a la respectiva empresa.

- Terminados los plazos arriba mencionados, si a criterio de la UPME el Plan de Gestión presentado por una empresa no llena los requisitos exigidos, el Plan se considerará improbado, en cuyo caso, la SSPD aplicará las sanciones correspondientes. Una vez sancionada la empresa, el proceso se reiniciará de acuerdo con las disposiciones consignadas en la presente Resolución.

ARTICULO 6o. SEGUIMIENTO Y EVALUACION DE PLANES. En general, la SSPD realizará un seguimiento trimestral y una evaluación anual de los Planes de Gestión.

- SEGUIMIENTO. Las empresas deberán remitir a la SSPD, informes de ejecución durante los cinco (5) primeros días hábiles de los meses de Abril, Julio y Octubre de cada año, correspondientes al trimestre inmediatamente anterior. A criterio de la SSPD, ésta entidad podrá establecer seguimientos mensuales o semestrales para los Planes de Gestión presentados por algunas empresas.

- EVALUACION. Las empresas deberán remitir a la SSPD, un informe final de ejecución anual, durante los cinco (5) primeros días hábiles del mes de Enero de cada año. La evaluación efectuada por la SSPD deberá hacerse oficial, a más tardar el quince (15) de Febrero de cada año.

ARTICULO 7o. AJUSTE O NOVACION DE PLANES. Los Planes de Gestión aprobados, se novarán anualmente. Sinembargo, durante el período de vigencia los Planes de Gestión podrán ser modificados a solicitud de la UPME, debido a cambios en el entorno sectorial.

ARTICULO 8o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLIQUESE, COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día 16 de enero de 1996.

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

ANEXO 1

FORMULACION DE INDICADORES DE GESTION

1. Indice de Pérdidas (%)

El Indice de Pérdidas de energía, representa el porcentaje de electricidad o gas natural que se pierde por causas técnicas o no técnicas, considerando como período básico de medición un año.

El índice es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras. En el caso de empresas del sector de gas natural, con integración vertical entre las actividades de distribución-comercialización, calcularán un Indice de Pérdidas conjunto para estos dos negocios. En el caso de empresas del sector de electricidad, con integración vertical entre las actividades de distribución-comercialización, se establece un período transitorio de tres (3) años, durante los cuales calcularán un Indice de Pérdidas conjunto para estos dos negocios. Una vez trascurrida la transición deberán establecer indicadores separados por tipo de actividad.

Indice de Pérdidas = $|Energía_{entrada} - Energía_{salida}|/ Energía_{entrada} * 100$

Transmisión (Transporte)
En el caso de Transmisión, las pérdidas en los transformadores de conexión de los generadores hacen parte de los consumos propios de éstos. En el caso de las conexiones de los distribuidores, las pérdidas en los transformadores son asumidas por éstos últimos.

Distribución
En Distribución en el sector eléctrico, las pérdidas corresponden a las que se presentan en los niveles de tensión II, III y IV.

Comercialización
En el caso del sector eléctrico, la $Energía_{entrada}$ se toma a la salida del nivel de tensión II. La $Energía_{salida}$ corresponde a la facturada.

2. Recaudo Facturación Servicio (%)

Recaudo Facturación Servicio = Recaudo Servicio/Facturación Servicio * 100

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

El **Recaudo Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de los pagos realizados por los receptores de un servicio a la empresa prestataria del mismo, durante los últimos 12 meses. No incluye Subsidios ni Ajustes por Inflación (Caja).

La **Facturación Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas expedidas por una empresa por concepto de prestación de un servicio, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas con integración vertical deberán calcular tanto el Recaudo Servicio, como la Facturación Servicio, de manera desagregada.

El servicio prestado por tipo de actividad se presenta a continuación:

Generador	:	Venta de Electricidad
Transmisor (Transportador)	:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Distribuidor	:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Comercializador	:	Comercialización Electricidad (Gas Natural)

Para las empresas comercializadoras de energía eléctrica el indicador debe desagregarse en sector oficial y sector privado.

3. Rotación Cuentas por Cobrar Servicio (Días)

Rotación Cuentas por Cobrar = Cartera Servicio/Facturación Servicio * 365

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

La **Cartera Servicio** corresponde al valor del saldo en pesos corrientes de las cuentas por cobrar por concepto de prestación de un servicio.

La **Facturación Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas expedidas por una empresa por concepto de prestación de un servicio, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas con integración vertical deberán calcular tanto la Cartera Servicio, como la Facturación Servicio, de manera desagregada.

El servicio prestado por tipo de actividad se presenta a continuación:

Generador	:	Venta de Electricidad
Transmisor (Transportador)	:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Distribuidor	:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Comercializador	:	Comercialización Electricidad (Gas Natural)

4. Rotación Cuentas por Pagar Servicio (Días)

Rotación Cuentas por Pagar = Cartera Pagar Vencida/Facturación por Pagar * 365

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

La **Cartera Pagar Vencida** corresponde al valor del saldo en pesos corrientes de las cuentas vencidas por pagar por concepto de recibo de servicios.

La **Facturación por Pagar** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas recibidas por una empresa por concepto de servicios, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas comercializadoras deberán calcular un indicador por cada uno de los siguientes conceptos:

Compras de Electricidad (Gas Natural)
Peajes
Estampillas
Otros Conceptos (Relacionados con obligaciones asociadas a servicios)

5. Relación Gastos Funcionamiento (%)

Relación Gastos Funciona/. = Gastos Funciona/. **/** Ingresos Operacionales * 100

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Los **Gastos de Funcionamiento** corresponden a los egresos de funcionamiento en pesos corrientes realizados por la empresa durante los últimos 12 meses (Causación). Se entiende como Gastos de Funcionamiento:

Gastos de Explotación - (Depreciación, Combustible, Seguros de Activos, Materiales y Suministros para Mantenimiento, Impuestos, Arrendamiento Activos).

En el caso de las empresas Generadoras y Comercializadoras de Energía, se deben excluír las Compras de Electricidad.

Los **Ingresos Operacionales** corresponden al valor en pesos de las facturas expedidas por la empresa a otras empresas a las que presta servicios, o a los usuarios finales del servicio en el caso de las comercializadoras, durante los últimos 12 meses (Causación).

6. Avance Físico Plan de Inversión (%)

Desviación Física = [1 - S Cantidad Obra Ejecutada/ S Cantidad Obra Prevista] * 100

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tanto la **Cantidad Obra Ejecutada**, como la **Cantidad Obra Prevista** se acumulan mensualmente, sobre la base de un programa anual de inversiones. La sumatoria se efectúa sobre la totalidad de las obra del plan de inversiones.

7. Avance Ejecución Presupuestal Plan de Inversión (%)

Avance Presupuesto = Ejecución Ppto Registrada/Ejecución Ppto Prevista * 100

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tanto la **Ejecución Presupuesto Registrada**, como la **Ejecución Presupuesto Prevista** se acumulan mensualmente, sobre la base de un programa anual de inversiones.

8. Relación Suscriptores Sin Medición (%)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

% Suscriptores Sin Medición = # Suscriptores Sin Medición/# Suscriptores Totales

9. Reclamos Facturación (%)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras. Se contabilizan únicamente los Reclamos resueltos a favor del suscriptor.

Reclamos Facturación = # Reclamos Facturación/(Facturas Expedidas/10,000) *100

10. Atención Reclamos Servicio (Días)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

Tiempo Recl. Serv. = S(Fecha Solución $Reclamo_i$ - Fecha $Reclamo_i$) / # Reclamos

11. Atención Solicitudes Conexión (Días)

El indicador es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tiempo S. Conexión = S(Fecha Conexión $Solicitud_i$ - Fecha $Solicitud_i$) / # Solicitudes

12. Continuidad Servicio (%)

El indicador es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras) y a las empresas distribuidoras.

% Continuidad = S (# Susc. Afectados * Tiempo Interrupción)/(8,760 * # Total Susc.)

Dentro de las Interrupciones contabilizadas en horas, en el caso de empresas transmisoras (transportadoras), no se incluyen las originadas por los generadores (o en el caso del sector de gas natural, las Interrupciones asociadas con la producción). Dentro de las Interrupciones contabilizadas en horas, en el caso de empresas distribuidoras, no se incluyen las originadas por los generadores (o en el caso del sector de gas natural, las Interrupciones asociadas con la producción) y/o transmisoras (transportadoras). Las empresas comercializadoras calcularán el indicador, únicamente para confrontar la información que suministren las empresas transmisoras (transportadoras) y distribuidoras.

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día 16 de enero de 1996.

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

RESOLUCIÓN 119 DE 2007

(diciembre 21)

Diario Oficial No. 46.881 de 24 de enero de 2008

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

<Resumen de Notas de Vigencia>

NOTAS DE VIGENCIA:

- Corregida por la Resolución 17 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.907 de 19 de febrero de 2008, "Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG-119 de 2007"

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS,

en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica;

Que la Ley 143 de 1994, en particular el artículo 23, asignó a la Comisión la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados;

Que según lo dispuesto en los artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 del mismo año, el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia;

Que en virtud del principio de eficiencia económica, definido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia;

Que según lo dispone el artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994, podrá incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;

Que el artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio;

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 35 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación podrán exigir, por vía general, que las empresas adquieran el bien o servicio que distribuyan, a través de licitaciones públicas o cualquier otro procedimiento que estimule la concurrencia de oferentes;

Que el artículo 125 de la Ley 142 de 1994 establece los criterios para la actualización de las tarifas;

Que el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, estableció que vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que según el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 “las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación”;

Que mediante la Resolución CREG-031 de 1997 se aprobaron las fórmulas generales que permitieron a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional;

Que la Resolución CREG-005 de 2000 precisó las fuentes de información para calcular el Costo de Prestación del Servicio (CU) definido en la Resolución CREG-031 de 1997;

Que mediante la Resolución CREG-112 de 2001 se identificaron los Indices de Precios contenidos en las Fórmulas Tarifarias para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, para efectos de lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley 142 de 1994;

Que la Resolución CREG-082 de 2002 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

Que la Resolución CREG 103 de 2000 estableció la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN);

Que mediante Resolución CREG-047 de 2002 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, "las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN";

Que mediante la expedición de la Resolución CREG-019 de 2005, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consulta un proyecto de resolución para la adopción de la "fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados";

Que de conformidad con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, la Comisión realizó audiencias públicas en las ciudades de Bogotá, Cali, Medellín, Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena, con el propósito de garantizar la divulgación de la resolución mencionada y la participación en su análisis;

Que en el proceso de análisis de las observaciones, la Comisión publicó en primera instancia el Documento CREG 065 de 2006, el cual contiene

los estudios internos realizados en relación con el componente de Generación, formulando un mecanismo para la compra de energía mediante contratos;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que la fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que la CREG le reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo OR;

Que el Decreto 387 de 2007 establece que “La CREG deberá incorporar las políticas establecidas en este artículo a más tardar el 1o de enero de 2008”;

Que la Comisión adelantó, entre otros, los estudios requeridos para: i) definir el modelo del esquema de comercialización minorista para la prestación del servicio a usuarios regulados del SIN; ii) establecer el traslado al usuario final de costos eficientes de generación; y iii) determinar los costos para los diferentes procesos de la actividad de comercialización minorista;

Que los resultados de los estudios adelantados por la Comisión indican la necesidad de adoptar esquemas de transición para el traslado del componente de generación, así como para el traslado al usuario final de las nuevas disposiciones sobre pérdidas de energía y la estructura de costos de la actividad de comercialización;

Que con base en las observaciones recibidas, en análisis internos de la CREG, en los estudios realizados y en las nuevas disposiciones

normativas, la Comisión consideró necesario efectuar modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-019 de 2005;

Que la CREG sometió a consideración de los agentes y terceros interesados las Resoluciones CREG 056 y 099 de 2007;

Que con base en las observaciones recibidas como parte del proceso de consulta en las Resoluciones CREG 056 y 099 de 2007, en los análisis internos de la CREG y en los estudios realizados, la Comisión consideró necesario efectuar modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-099 de 2007;

Que mediante Documento CREG 102 de 2007 se analizaron y respondieron las observaciones planteadas por los agentes;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 356 del 21 de diciembre de 2007, aprobó publicar la resolución que contiene la Fórmula Tarifaria General que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. *OBJETO.* La presente resolución tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los Costos Máximos de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

<Concordancias>

Resolución CREG 18 de 2008

ARTÍCULO 2o. *RÉGIMEN DE LIBERTAD REGULADA.* Las empresas Comercializadoras Minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados quedan sometidas al régimen de libertad regulada previsto en los artículos 14.10 y 88.1 de la Ley 142 de 1994.

Toda empresa que realice la actividad de Comercialización Minorista determinará con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en esta resolución, las tarifas que aplicará a los usuarios finales regulados.

CAPITULO I.

DEFINICIONES.

ARTÍCULO 3o. *DEFINICIONES*. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, otras leyes aplicables, decretos reglamentarios y resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Actividad de Comercialización Minorista: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Comercializador Minorista: Generador-Comercializador, Distribuidor-Comercializador Minorista o Comercializador Minorista que desarrolla la Actividad de Comercialización Minorista.

Costo Base de Comercialización: Componente de la Fórmula Tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización.

Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica: Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización: Corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados que son atendidos por un Comercializador Minorista afectado con las pérdidas técnicas reconocidas para el respectivo OR donde se encuentren conectadas sus fronteras comerciales, las pérdidas no técnicas asignadas a cada Comercializador Minorista conforme lo establezca la

Comisión en resolución independiente y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Demanda Comercial del Mercado Regulado: Corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista afectada con las pérdidas técnicas reconocidas para el respectivo OR donde se encuentren conectadas sus fronteras comerciales, las pérdidas no técnicas asignadas a cada Comercializador Minorista conforme lo establezca la Comisión en resolución independiente y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Indice de Precios: Es el índice que permite medir las variaciones en los precios de los componentes de las fórmulas tarifarias.

Margen de Comercialización: Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Mercado Organizado Regulado, MOR: Conjunto de transacciones de energía eléctrica que se efectúan para suplir la demanda de los usuarios finales regulados y que son realizadas de forma centralizada y estandarizada.

Pérdidas No Técnicas de Energía: Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

Pérdidas Técnicas de Energía: Energía que se pierde en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local durante el transporte y la transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

Período Tarifario: Período de vigencia de la Fórmula Tarifaria General conforme a lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas: Conjunto de actividades que debe ejecutar un Operador de Red para alcanzar un nivel de pérdidas eficientes en un período determinado y que debe contener como mínimo las etapas de planeación, implementación, seguimiento, control y mantenimiento.

Senda de Reducción de Pérdidas: Trayectoria de niveles de pérdidas, que un Operador de Red deberá seguir en un período determinado para lograr el nivel de pérdidas eficientes. Su punto de inicio son las pérdidas actuales en el Mercado de Comercialización. La senda será expresada en índices decrecientes en el tiempo, y será establecida por la Comisión en resolución independiente.

Tarifa: Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

CAPITULO II.

FÓRMULA TARIFARIA GENERAL.

ARTÍCULO 4o. *COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. El Costo Unitario de Prestación del Servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en $/kWh, y un componente fijo, expresado en $/factura, según se indica a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

Donde:

n: Nivel de tensión de conexión del usuario.

m: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i: Comercializador Minorista.

j: Es el Mercado de Comercialización.

CUvn,m,i,j: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*.

Gm,i,j: Costo de compra de energía ($/kWh) para el mes *m,* del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*, determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

Tm: Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión ($/kWh) para el mes *m* determinado conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

Dn,m: Costo por uso de Sistemas de Distribución ($/kWh) correspondiente al nivel de tensión *n* para el mes *m*, determinados conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

Cvm,i,j: Margen de Comercialización correspondiente al mes *m,* del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j* que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en ($/kWh) y determinado conforme al Capítulo V de la presente resolución.

Rm,i: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista *i* en el mes *m,* conforme al Capítulo VI de la presente resolución.

PRn,m,i,j: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía ($/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión *n*, para el mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización j, determinado conforme se establece en el Capítulo VII de la presente resolución.

CUfm,j: Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/factura) correspondiente al mes *m* para el Mercado de Comercialización *j*.

Cfm,j: Costo Base de Comercialización ($/factura) correspondiente al mes *m*, para el Mercado de Comercialización *j*.

PARÁGRAFO 1o. El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario *CUvn,m,i,j*; y ii) el valor del componente fijo del costo unitario *CUfm,j*.

<Concordancias>

Resolución CREG 168 de 2008

CAPITULO III.

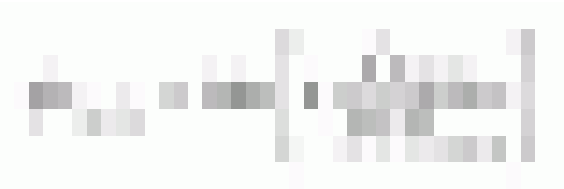
COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA, (G_m).

ARTÍCULO 5o. *ESQUEMA DE TRANSICIÓN PARA EL TRASLADO DE COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA.* El reconocimiento de los costos máximos de compra de energía al usuario final mediante mecanismos de mercado se implementará gradualmente conforme se establece en este Capítulo.

ARTÍCULO 6o. *COSTO MÁXIMO DE TRASLADO DE COMPRAS DE ENERGÍA PARA LA PRIMERA FASE DE LA TRANSICIÓN, (GM,I,J)*. Hasta tanto se empiecen a liquidar las transacciones del Mercado Organizado Regulado, el costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1-Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Donde,



Donde:

m: Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i: Comercializador Minorista *i.*

j: Mercado de Comercialización *j*.

DCRi,m-1: Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista *i* en el mes *m-1.*

Qcm-1,i: Es el menor valor entre *1* y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista *i* mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes *m-1*.

Ccm-1,i: Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista *i* con destino al mercado regulado en el mes *m-1*.

Pcm-1,i: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en $/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista *i* mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes *m-1*.

Mcm-1: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en $/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes *m-1* con destino al mercado regulado.

: Valor de á del Comercializador Minorista *i* en el Mercado de Comercialización *j* para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

<Concordancias>

Resolución CREG 18 de 2008

Pbm-1,i: Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista *i*, en el mes *m-1*, expresado en $/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^{n} P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^{n} D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

Ph,m-1: Precio de Bolsa en la hora *h* ($/kWh), del mes m-1.

Di,h,m-1: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista *i* (kWh) en la hora *h*, del mes *m-1*.

n: Número de horas del mes *m -1.*

AJm,i: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en $/kWh, del Comercializador *i* para el mes *m,* calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

PARÁGRAFO 1o. Hasta tanto la Comisión no expida la resolución que establezca las pérdidas no técnicas que se asignarán a cada Comercializador Minorista, la Demanda Comercial Regulada para cada Comercializador Minorista se seguirá estableciendo conforme los procedimientos actuales.

PARÁGRAFO 2o. <Parágrafo corregido por el artículo 1 de la Resolución 17 de 2008. El nuevo texto es el siguiente:> En el caso de que para el mes de cálculo la demanda contratada mediante contratos bilaterales por un Comercializador Minorista para atender al Mercado Regulado sea mayor que la Demanda Comercial Regulada, el valor de Pcm-1,i se determinará como el promedio ponderado del precio de cada uno de los contratos bilaterales por la cantidad de energía contratada.

<Notas de Vigencia>

- Parágrafo corregido por el artículo 1 de la Resolución 17 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.907 de 19 de febrero de 2008.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 119 de 2007:

PARÁGRAFO 2. En el caso que para el mes de cálculo la demanda contratada mediante contratos bilaterales por un Comercializador Minorista para atender al Mercado Regulado sea mayor que la Demanda Comercial Regulada, el valor de Pcm-1,i se determinará como el promedio ponderado del precio de cada uno de los contratos bilaterales por la cantidad contratada, multiplicado por un factor equivalente al cociente entre la Demanda Comercial Regulada y la demanda contratada mediante contratos bilaterales.

<Concordancias>

Resolución CREG 156 de 2008; Art. 1

ARTÍCULO 7o. *COSTO MÁXIMO DE TRASLADO DE COMPRA DE ENERGÍA PARA LA SEGUNDA FASE DE LA TRANSICIÓN, (GM,I,J).* A partir del segundo mes de liquidación de la energía transada en el MOR y mientras estén vigentes los contratos bilaterales con destino al Mercado Regulado,

el costo máximo de compra de energía a trasladar al usuario final se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Donde:

$$Qc_{m-1,i} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} = 1;$$

Donde:

m: Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i: Comercializador Minorista *i*.

j: Mercado de Comercialización *j*.

DCRm-1,i: Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista *i* en el mes *m-1*.

Qcm,i: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes *m-1*.

Ccm-1,i: Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista *i* con destino al mercado regulado en el mes *m-1*.

CMORm-1,i: Energía comprada en el MOR por el Comercializador Minorista *i* con destino al mercado regulado en el mes *m-1*.

Pcm-1,i: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en $/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista *i* mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes *m-1*.

Mcm-1: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en $/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes *m-1* con destino al mercado regulado.

$\alpha_{i,j}$: Valor de α del Comercializador Minorista *i* del Mercado de Comercialización *j* para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

<Concordancias>

Resolución CREG 18 de 2008

Qbm-1,i: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes *m-1*, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

Pbm-1,i: Precios promedio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista *i*, en el mes *m-1*, expresado en $/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^{n} P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^{n} D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

Ph,m-1: Precio de Bolsa en la hora *h* ($/kWh) del mes m-1

Di,h,m-1: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista *i* (kWh) en la hora *h*, del mes *m-1*.

n: Número de horas del mes *m -1.*

QMORm-1,j: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes *m-1*.

PMORm-1,i: Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas de MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado ($/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes *m-1*.

$$P_{MOR_{m-1}} = \frac{\sum_{h=1}^{K} PM_{h,m-1} \times D_{h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^{K} D_{h,m-1} \right)}$$

Donde,

PMh,m-1: Precio de cierre en el MOR en la subasta h ($/kWh)

Dh,m-1: Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta *h* (kWh), para el mes *m-1*.

K: Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes *m-1*.

Ajm,i: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en $/kWh del Comercializador *i* para el mes *m* calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

ARTÍCULO 8o. *COSTO MÁXIMO DE TRASLADO DE COMPRA DE ENERGÍA CON MECANISMOS DE MERCADO,* (*GM,I*). A partir del momento en el cual el Comercializador Minorista no tenga contratos bilaterales vigentes con destino al mercado regulado, la energía requerida por los usuarios regulados será adquirida en el MOR, donde el costo máximo de compra a trasladar al usuario final será:

$$G_{m,i} = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1} + AJ_{m,i}$$

$$Q_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1} = 1$$

m: Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Qbm-1,i: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i*, atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes *m-1*, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR no cubran la totalidad de la demanda regulada.

Pbm-1: Precios promedio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista, en el mes m-1, expresado en $/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR no cubran la totalidad de la demanda regulada.

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^{n} P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^{n} D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

Ph,m-1: Precio de Bolsa en la hora *h* ($/kWh)

Di,h,m-1: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista *i* (kWh) en la hora *h*.

n: Número de horas del mes *m -1.*

QMORm-1,i: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista *i* atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes *m-1*.

PMORm-1: Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas del MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado ($/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes *m-1*.

$$P_{MOR\ m-1} = \frac{\sum_{h=1}^{K} PM_{h,m-1} \times D_{h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^{K} D_{h,m-1} \right)}$$

Donde,

PMh,m-1: Precio de cierre en el MOR en la subasta *h* ($/kWh)

Dh,m-1: Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta *h* (kWh), para el mes *m-1*.

K: Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes *m-1*.

AJm,i: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en $/kWh del Comercializador *i* para el mes *m* calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

PARÁGRAFO 1o. En el caso que los Comercializadores Minoristas presenten diferencias entre la demanda comercial y la demanda contratada para el mercado regulado, el precio de bolsa *Pbm-1,i* se determinará según se indica en la fórmula de cálculo establecida en este

artículo utilizando en el parámetro *Di,h,m-1*, el valor neto de las compras y ventas del agente en Bolsa para el mes *m-1*.

CAPITULO IV.

COSTOS DE TRANSMISIÓN, (T_m) Y DISTRIBUCIÓN, ($D_{n,m}$).

ARTÍCULO 9o. *COSTOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ($/KWH), (TM).* El costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional será equivalente a los cargos regulados por uso del STN, de acuerdo a la siguiente expresión:

Tm: Cargos por uso del STN expresados en ($/kWh), publicados por el LAC para el mes m, de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional.

ARTÍCULO 10. *COSTOS POR USO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ($/KWH), (DN,M)*. El costo por uso de los Sistemas de Distribución corresponderá al acumulado de los cargos regulados por uso del STR y/o SDL hasta el nivel de tensión al cual se encuentre conectado el usuario, según la siguiente expresión:

Dn,m: Cargo por uso del STR y el SDL, trasladados al Comercializador Minorista correspondiente al mes *m*, para el nivel de tensión *n*, en que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del área de distribución respectiva, que se encuentren vigentes.

PARÁGRAFO 1o. Mientras se expiden los cargos por área de distribución a que se refiere el Decreto 388 de 2007 y aquellos que lo sustituyan, modifiquen o complementen, el cargo *Dn,m* corresponderá al cargo trasladado al Comercializador Minorista por el LAC y el Operador de Red del Sistema de Distribución respectivo, correspondiente al mes *m*, para el nivel de tensión *n*, en que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red, que se encuentren vigentes.

CAPITULO V.

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN.

ARTÍCULO 11. *COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN, CVM,I,J Y CFM,J.* Los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cv_{m,i,j} = C^*_{m,j} + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + \frac{Cf_{m,j}}{V_{m-1,i}}$$

Donde:

m: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio.

Cvm,i,j: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i, del Mercado de Comercialización j, que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes *m,* expresado en ($/kWh).

Cfm,j: Costo Base de Comercialización ($/factura), para el Mercado de Comercialización j, correspondiente al mes *m,* conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

*C*m,j*: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m, conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

CERm,i: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista i, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

Vm-1,i: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i, expresadas en kWh, en el mes m-1.

CCDm-1,i: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos ($) asignados al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes *m-1,* de acuerdo con la regulación vigente.

CGm-1,i: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos ($), que se asignen al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes *m-1,* conforme con la regulación vigente.

PARÁGRAFO 1o. La incorporación de estos costos podrá requerir un proceso de transición que la Comisión definirá en resolución independiente.

ARTÍCULO 12. *TRANSICIÓN PARA LA APLICACIÓN DE LOS COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN.* Hasta tanto se defina en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo Período Tarifario, los costos variables de comercialización de que trata el presente artículo corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cf_m = 0 \text{ (Cero)}$$

$$Cv_{m,i} = C^*_{m,t} + \frac{CER_{m-1,i} + CCD_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + CG_m$$

Donde:

*C*m,t:* Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C^*_{m,t} = \frac{C^*_0}{CFM_{t-1}}\left[1-\Delta IPSE\right]\frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

Co:* El Costo Base de Comercialización expresado en $/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.

CFMt-1: Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año t-1 de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados, sin considerar las debidas a errores de facturación). Las empresas deberán aplicar una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses.

Ä*IPSE:* Variación acumulada en el Indice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asumirá como del 1% anual.

IPCm-1: Indice de Precios al Consumidor del mes m-1.

IPC0: Indice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el *C*0.*

CGm: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista, expresados en $/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente. En la transición dichos costos corresponden a los que se ocasionan como consecuencia de la Resolución CREG 036 de 2006, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

<Concordancias>

Resolución CREG 156 de 2008; Art. 3

CAPITULO VI.

COSTO DE RESTRICCIONES ($R_{m,i}$).

ARTÍCULO 13. *COSTOS POR RESTRICCIONES Y SERVICIOS ASOCIADOS CON GENERACIÓN,* (*RM,I*). Los costos por restricciones y servicios asociados con generación se determinarán según la siguiente expresión:

$$R_{m,i} = \frac{CRS_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

Rm,i: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes *m.*

Vm-1,i: Corresponde al valor de las ventas del Comercializador Minorista i en el mes (m-1), expresado en kWh con destino a usuarios regulados y no regulados de los mercados de comercialización que atienda.

CRSm-1,i: Costo total de restricciones expresado en pesos ($) asignados por el ASIC al Comercializador Minorista i en el mes *m-1*, conforme con la regulación vigente, incluyendo:

-- Como menor valor, las restricciones provenientes de la asignación de las rentas de congestión por la aplicación de las TIE, de acuerdo con la Resolución CREG 014 de 2004 y el Decreto 160 de 2004, o aquellas que las modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Como menor valor, el pago recibido por el Comercializador Minorista en caso de desviaciones de los generadores.

-- Como mayor valor, el costo por los servicios asociados con generación que asume el Comercializador Minorista, conforme con la regulación vigente o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Como mayor valor, los costos por concepto de remuneración del proyecto línea de 230 kV a doble circuito, de 13.2 km, entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos-Ancón Sur, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda real, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 147 de 2001, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Todos los valores que aumentan o disminuyan el componente CRS que se traslada al usuario y que se estipulen en resoluciones independientes.

<Concordancias>

Resolución CREG 156 de 2008; Art. 2

CAPITULO VII.

COSTO DE PÉRDIDAS, $PR_{m,n,i,j}$.

ARTÍCULO 14. *COSTOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TRANSPORTE Y REDUCCIÓN DE LAS MISMAS, (PRM,N,I,J).* Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en $/kWh, se determinarán de conformidad con la siguiente expresión, que incluye: i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía, y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente.

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * \left(IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1} \right)}{1 - \left(IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1} \right)} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_{i,j}}{V_{m,i,j}} \right)$$

Donde:

Gm,i,j: Costos de compra de energía ($/kWh) del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, para el mes *m* determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

IPRSTNm-1: <Definición corregida por el artículo 2 de la Resolución 17 de 2008. El nuevo texto es el siguiente:> Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes m-1, conforme a la metodología vigente.

<Notas de Vigencia>

- Definición corregida por el artículo 2 de la Resolución 17 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.907 de 19 de febrero de 2008.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 119 de 2007:

IPRSTNm-1 : Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista i que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes m-1, conforme a la metodología vigente.

IPRn,m,j: Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el

Mercado de Comercialización j, en el mes *m*, acumulados hasta el nivel *n* del Sistema de Distribución respectivo.

Tm: Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión ($/kWh) para el mes *m* determinados conforme al artículo 9o de la presente resolución.

CPROGi,j: Costo anual, expresado en pesos, asignado al Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas aprobado por la CREG para un Operador de Red, conforme la regulación vigente.

Vm,i,j: Ventas Totales facturadas a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, calculadas en los doce meses anteriores al mes m-3, expresadas en kWh.

PARÁGRAFO 1o. El Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas y sus costos serán definidos por la Comisión en Regulación Independiente. Hasta tanto estos sean determinados, se aplicarán las siguientes reglas:

i) El término *CPROGi* será igual a cero; y

ii) El factor *IPRn,m,j* + *IPRSTNm* corresponderá los niveles de pérdidas vigentes a la aprobación de la presente resolución establecidos en la Resolución CREG-031 de 1997 para cada nivel de tensión.

PARÁGRAFO 2o. Una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, el factor *IPRn,m,j* corresponderá al aprobado por la CREG para cada nivel de tensión en desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

CAPITULO VIII.

DISPOSICIONES FINALES.

ARTÍCULO 15. *INCORPORACIÓN DE MODIFICACIONES EN COMPONENTES DE LA FÓRMULA*. Las variaciones que se produzcan en la forma de cálculo de los valores de las componentes de generación, transmisión, distribución, comercialización, restricciones y pérdidas

debido a modificaciones del marco regulatorio de las respectivas actividades, no implican cambios en la fórmula general a que se refiere la presente resolución.

ARTÍCULO 16. *APLICACIÓN DE LAS NORMAS SOBRE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES*. Una vez el Comercializador Minorista determine el costo máximo trasladable de prestación del servicio de electricidad con base en la fórmula de costos establecida en la presente resolución, aplicará las disposiciones sobre subsidios y contribuciones para efectos de determinar la tarifa.

ARTÍCULO 17. *ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS Y LAS TARIFAS*. Durante el período de vigencia de las fórmulas, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios del Anexo 2 de la presente resolución con sujeción a las normas sobre subsidios y contribuciones.

ARTÍCULO 18. *PUBLICACIÓN*. El Comercializador Minorista publicará en un periódico de amplia circulación, en los municipios donde preste el servicio, o en uno de amplia circulación nacional, en forma simple y comprensible las tarifas que aplicará a sus usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de aplicar las tarifas o cada vez que reajuste las mismas. Los nuevos valores deberá comunicarlos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Dicha publicación incluirá los valores de cada uno de los componentes de la Fórmula Tarifaria General.

PARÁGRAFO. Los Comercializadores Minoristas y el ASIC deberán adecuar sus sistemas comerciales antes del primero (1o) de febrero de 2008 con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente resolución.

ARTÍCULO 19. *FUENTES DE INFORMACIÓN.* Los comercializadores utilizarán, para efectos de publicación y liquidación de tarifas, el valor que suministren el ASIC y el LAC, así:

Cálculo del *Gm*. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información del Mc, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente a la liquidación de los contratos correspondientes, con la información que tenga disponible. Una vez se empiecen a liquidar las transacciones celebradas en el MOR,

el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información del precio promedio ponderado por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado ($/kWh), en la misma fecha establecida en el inciso anterior.

Cálculo del *CRSm-1,i*. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información para el cálculo de este componente, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente a la liquidación correspondiente, con la información que tenga disponible.

Cálculo del *CCDm-1,i*. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información de los costos por Centro Nacional de Despacho, ASIC y LAC asignados al Comercializador Minorista (CCD), a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente al que corresponden los respectivos costos, con la información que tenga disponible.

Cálculo del *Tm*. El Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC) deberá suministrar el valor de los Cargos por Uso del STN aplicables a los Comercializadores, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente al que corresponden los respectivos Cargos, con la información que tenga disponible.

Cálculo del *IPRSTNm*. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar el valor de las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional, aplicables a los Comercializadores, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente, con la información que tenga disponible.

PARÁGRAFO. Las diferencias producidas por las correcciones solicitadas y aceptadas por el ASIC o el LAC y que no entraron en el cálculo de la información publicada por el comercializador, se incluirán como un valor adicional en el cálculo del valor a publicar del mes siguiente.

ARTÍCULO 20. *VIGENCIA DE LA FÓRMULA TARIFARIA*. La Fórmula Tarifaria General regirá a partir del 1o de febrero de 2008 por un periodo de cinco años. Vencido dicho período, esta fórmula continuará rigiendo mientras la Comisión no fije una nueva.

ARTÍCULO 21. *VIGENCIA DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN*. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial***, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 21 de diciembre de 2007.

El Presidente,

MANUEL MAIGUASHCA OLANO,

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

HERNÁN MOLINA VALENCIA.

ANEXO 1.

CALCULO DEL AJUSTE TARIFARIO POR COMPRAS EN BOLSA.

El factor de ajuste al costo máximo de compra de energía *AJm* que puede originarse por compras en bolsa, se calculará para la etapa definitiva como para cada una de las fases de la transición de que trata el Capítulo III de la presente resolución, como se muestra en el presente anexo.

Para el Comercializador i del Mercado de Comercialización j, la variable de ajuste será la siguiente:

$$AJ_m = \min\left[(MAX_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}}\right]$$

$$MAX_m = REF_m \times (1 + 0.3)$$

$$AD_m = \left[AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1}) \times VR_{m-1}\right] \times (1 + i)$$

Donde:

m: Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

AJm: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en $/kWh del Comercializador *i* para el mes *m*.

VRm: Ventas de energía al Mercado Regulado para el mes *m* del Comercializador i, expresado en kWh.

ADm: Saldo acumulado de las diferencias entre el Costo Reconocido *CRm,i* y el valor trasladado en la tarifa *Gm,i* del Comercializador i, expresado en $. A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, dicho valor será cero. En el evento en que concluida la vigencia de la Fórmula Tarifaria existan saldos acumulados, estos serán reconocidos hasta que dicho saldo sea igual a cero.

i: <Definición corregida por el artículo 3 de la Resolución 17 de 2008. El nuevo texto es el siguiente:> Tasa de interés que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable AD_m. Este valor equivaldrá al promedio de las tasas de crédito ordinarias para un plazo entre 31 y 365 días publicado por el Banco de la República para la última semana que se encuentre disponible para el mes anterior al mes de cálculo.

<Notas de Vigencia>

- Definición corregida por el artículo 3 de la Resolución 17 de 2008, publicada en el Diario Oficial No. 46.907 de 19 de febrero de 2008.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 119 de 2007:

i : Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable ADm. Este valor equivaldrá al promedio de la tasa de créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.

MAXm: Valor Máximo a trasladar, expresado en $/kWh, en el mes m, por el Comercializador i.

REFm: Valor de Referencia, expresado en $/kWh, que aplicará el Comercializador i, en el mes m. En la fórmula definitiva del componente G así como en cada una de las fases de la transición, esta variable tomará los siguientes valores:

Primera fase de transición:

$$REF_m = (Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1-Qc_{m-1,i}) \times Mc_{m-1})$$

Segunda fase de transición

$$REF_m = (Qc_{m-1,i} \times (\alpha_{i,j} \times Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) \times Mc_{m-1}) + Qbase_{m-1,i} \times Pbase_{m-1} + Qb_{m-1,i} \times Pbase_{m-1})$$

Fórmula definitiva:

$$REF_m = P_{MOR\ m}$$

CRm: Costo reconocido de compra de energía ($/kWh) para el mes m del Comercializador i. Dicho valor equivale al valor del componente *Gm* descontado la variable *AJm*. El valor de *CRm* para las fases de transición primera y segunda así como en la definitiva de Costos máximos de compra de energía *Gm* será, conforme al artículo 6o, artículo 7o y artículo 8o de la presente resolución, los siguientes:

Primera fase de transición:

$$CR_m = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1-Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i}$$

Segunda fase de transición:

$$CR_m = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1-\alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1,i}$$

Definitiva:

$$CR_m = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1}$$

El Presidente,

MANUEL MAIGUASHCA OLANO,

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

HERNÁN MOLINA VALENCIA.

ANEXO 2.

IDENTIFICACION DE LOS INDICES DE PRECIOS.

Variación Acumulada del Indice de Precios: Es el cambio porcentual entre dos períodos definidos, resultante de establecer la división entre el número índice del período más reciente sobre el número índice del período desde donde se desea medir la variación.

Por su parte, el Indice de Precios es una medida estadística que hace explícitos los cambios ocurridos en una variable o grupo de variables en el tiempo. Se presenta en forma de porcentaje, resultante de la división entre los valores absolutos de la variable o conjunto de variables y otro valor fijo, que se toma como base de comparación o referencia para determinar con respecto a él, el movimiento porcentual de la variable o grupo de variables.

Para efectos tarifarios el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), definido en la presente resolución se actualizará cada vez que este acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula, conforme a lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley 142 de 1994.

1. **Determinación de Indices de Precios**

Con base en la Fórmula Tarifaria General definida en la presente resolución, los índices de precios asociados con ella, para todas las empresas donde las fórmulas tengan aplicación en el período *mensual* ***m,*** se determinarán de la siguiente forma:

$$I_m^w = \frac{W_m}{W_0} \times 100$$

Donde:

wmI: Es el Indice de Precios definido del componente *W*, en el mes m, que acumula la variación en dicho componente.

Wm: Es el precio (pesos por unidades de consumo o factura) del componente *W*, en el mes m.

W0: Es el precio (pesos por unidades de consumo o factura) del componente *W*, en el mes base enero de 2008.

2. **Variación de los Indices de Precios**

De conformidad con las definiciones y prácticas corrientes, la variación entre el período *m-p* y el período *m* del índice de precios del componente ***W***, se define como:

$$\Delta I_{m,m-p}^{W} = \left[\frac{I_m^{W}}{I_{m-p}^{W}} - 1 \right] \times 100$$

Para efectos de determinar la variación del 3%, de que trata el artículo 125 de la Ley 142 de 1994, se definen los subíndices *m-p* y *m* de la siguiente forma:

m: Es el período para el cual se evalúa la aplicación de la variación del índice en un 3%.

m-p: Es el período en el que se actualizó por última vez la fórmula tarifaria.

Con base en la Fórmula Tarifaria, definida en la presente resolución, a continuación se identifican los índices asociados con cada uno de los componentes que incluye.

Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

$$I_m^{CUv} = \frac{CUv_{n,m,i,j}}{CUv_{n,0,i,j}} \times 100$$

Donde:

I_m^{CUv} : Es el Indice de Precios definido para la Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en el mes *m.*

CUvn,m,i,j: Es el componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica expresado en $/kWh, en el nivel de tensión *n*, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, para el mes *m.*

CUvn,0,i,j: Es el componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica ($/kWh), en el nivel de tensión *n*, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, aplicado en el mes base.

Cargo Fijo

$$I_m^{CUf} = \frac{CUf_{m,j}}{CUf_{0,j}} \times 100$$

Donde:

I_m^{CUf} : Es el Indice de Precios definido para la componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio, en el mes *m*.

CUfm,j: Es la Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/factura) en el mes *m,* para el Mercado de Comercialización j.

CUf0,j: Es el Cargo Fijo expresado en $/factura, para el Mercado de Comercialización j, calculado para el mes base.

Costo de Compra de Energía

$$I_m^G = \frac{G_{m,i,j}}{G_{0,i,j}} \times 100$$

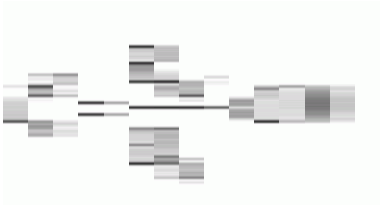
Donde:

I^G_m: Es el Indice de Precios definido del componente *Gm,i,j*, en el mes *m*.

Gm,i,j: Es el costo de compra de energía ($/kWh) del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, en el mes *m*.

G0,i,j: Es el costo de compra de energía expresado en $/kWh, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, trasladado en el *CUvn,m,i,j*, calculado para el mes base.

Costo de Restricciones



Donde:

I^R_m: Es el Indice de Precios definido del componente *Rm,i*, en el mes *m*.

Rm,i: Es el Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes *m*.

R0,i: Es Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista i, trasladado en el *CUvn,m,i,j*, calculado para el mes base.

Costo por Uso del STN

$$I_m^T = \frac{T_m}{T_0} \times 100$$

Donde:

I^T_m*:* Es el Indice de Precios definido del componente *Tm* en el mes *m*.

Tm: Es el costo por uso del STN ($/kWh) correspondiente al mes *m*.

T0: Es el Costo por uso del STN ($/kWh), trasladado en el *CUvn,m,i,j* calculado para el mes base.

Costo por Uso de Sistemas de Distribución

$$I_m^D = \frac{D_{n,m}}{D_{n,0}} \times 100$$

Donde:

I^D_m: Es el Indice de Precios definido del componente *Dn,m*, en el mes *m*.

Dn,m: Costo de Distribución del Comercializador Minorista i expresado en $/kWh, para el Nivel de Tensión *n*, en el mes *m*.

Dn,0: Es el costo de distribución en $/kWh correspondiente al nivel de tensión *n*, de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente calculado para el mes base y trasladado en el *CUvn,m,i,j*.

Costo Variable de Comercialización

$$I_m^{Cv} = \frac{Cv_{m,i,j}}{Cv_{0,i,j}} \times 100$$

Donde:

$I_m^{Cv_{m,i,j}}$: Es el Indice de Precios definido del componente *Cvm,i,j* en el mes *m.*

Cvm,i,j: Es el Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i, del Mercado de Comercialización j, expresado en $/kWh, en el mes *m*.

Cv0,i,j: Es el Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i, del Mercado de Comercialización j, expresado en $/kWh, trasladado en el *CUvn,m,i,j*, calculado para el mes base.

Costo de Compra, Transporte y Reducción de Pérdidas

$$I_m^{PR} = \frac{PR_{n,m,i,j}}{PR_{n,0,i,j}} \times 100$$

Donde:

I_m^{PR} : Es el Indice de Precios definido del componente *PRn.m,i,j* en el mes *m.*

PRn,m,i,j: Es el Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía expresado en $/kWh, en el mes *m*.

$P^{R}n.0,i,j$: Es el Costo de Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en $/kWh, trasladado en el *CUvn,m,i,j* calculado para el mes base.

El Presidente,

MANUEL MAIGUASHCA OLANO,

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

HERNÁN MOLINA VALENCIA.

RESOLUCIÓN 24 DE 2009

(marzo 16)

Diario Oficial No. 47.308 de 31 de marzo de 2009

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se modifica la Resolución CREG 128 de 1996.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS,

en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 333 de la Constitución Nacional consagra la libre competencia como un derecho de todos que supone responsabilidades, principio que tiene aplicación directa en el servicio público de energía eléctrica, en virtud de lo dispuesto por el artículo 7o de la Ley 143 de 1994, y del artículo 73 de la Ley 142, el cual ordena a la Comisión promover la competencia en desarrollo de la intervención del Estado en los servicios públicos autorizada por el artículo 2o de la Ley 142, para lograr, entre otros fines, los establecidos en el numeral 2.6 del artículo 2o de la citada ley.

La Ley 142 de 1994, numeral 25 del artículo 73, atribuye a la Comisión la facultad de establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público.

La misma Ley 142 de 1994, artículo 74 numeral 1 asigna a la Comisión la función de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia, con la facultad de adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Para promover efectivamente la libre competencia en beneficio de los usuarios, es necesario garantizar que existan múltiples empresas comercializadoras de electricidad.

El artículo 7o de la Ley 143 de 1994 determina que en las actividades del sector eléctrico podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus

funciones en un contexto de libre competencia, de conformidad con los artículos 333, 334 y el inciso penúltimo del artículo 336 de la Constitución Nacional, y el artículo 3o de dicha ley.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas adoptó la Resolución 128 de 1996 "*por la cual se dictan reglas sobre la participación en las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad y se fijan límites a la participación accionaria entre empresas con actividades complementarias*".

Mediante la Resolución CREG 001 de 2006 la Comisión de Regulación de Energía y Gas aclaró la metodología de cálculo de la participación en el mercado de empresas de energía eléctrica.

El artículo 3o de la Resolución 001 de 2006 modificó el artículo 4o de la Resolución 128 de 1996 aclarando la forma de calcular la participación de los agentes en la actividad de comercialización.

Posteriormente la Resolución CREG 163 de 2008 modificó el artículo 4o de la Resolución CREG 128 de 1996 y otorgó un plazo para que las empresas cuya participación en la actividad de comercialización exceda el límite establecido, adopten las medidas para ajustarse al mismo.

Mediante el documento Conpes 3821 se definió una política de aprovechamiento de activos públicos con ocasión de la cual se está realizando el proceso de venta de la participación de la Nación en empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

Se ha identificado que para promover una mayor participación en el proceso de enajenación es necesario otorgar un mayor plazo para que los eventuales compradores se ajusten a los límites de participación en el mercado de comercialización.

Se considera que una vez se adopten e implementen las compras de energía para el mercado regulado a través del Mercado Organizado se deberá revisar el mercado relevante que se considera para efecto del cálculo del límite de participación en el mercado de comercialización.

De conformidad con lo establecido en el numeral 3 del artículo 2o de la Resolución CREG-097 de 2004, la presente resolución no está sometida a las disposiciones sobre publicidad de proyectos de regulaciones previstas en el artículo 9o del Decreto 2696 de 2004, por razones de oportunidad, teniendo en cuenta que está pendiente el proceso de enajenación de la participación de la Nación en algunas empresas comercializadoras-distribuidoras.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su Sesión número 404, del día 16 de marzo de 2009, aprobó las disposiciones contenidas en la presente resolución.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. El artículo 4o de la Resolución CREG 128 de 1996, modificado por el artículo 1o de la Resolución CREG 163 de 2009 <sic, es 2008>, quedará así.

"Artículo 4o. Límites a la participación en la actividad de comercialización. Ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, calculada de la siguiente manera:

El Porcentaje de Participación Directa de una empresa en la actividad de comercialización se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre la Demanda Comercial de la empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la Demanda No Doméstica, y la suma de la Demanda Total y la Demanda No Doméstica. El resultado se aproximará al número entero más cercano según el método científico de redondeo.

En el cálculo de este porcentaje se empleará la información suministrada por el Centro Nacional de Despacho, medida en kilovatios hora (kWh), para los doce (12) meses anteriores al mes en que se realice dicho cálculo. En él sólo se tendrá en cuenta la demanda de los últimos doce (12) meses de los usuarios atendidos por la respectiva empresa en el momento de hacer el cálculo.

PARÁGRAFO 1o. Para calcular el límite al que se refiere este artículo, al Porcentaje de Participación Directa que tenga la empresa en la actividad de comercialización, se sumará el Porcentaje de Participación Directa en esta actividad de otras empresas con quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial. En casos de integración entre empresas para el cálculo del límite se tendrán en cuenta las participaciones de dichas empresas a partir del momento en que se consolide la relación de control entre ellas.

PARÁGRAFO 2o. Si la empresa supera el límite de participación definido, tendrá un plazo máximo de un año, contado a partir del momento en que supere el límite para adoptar las medidas necesarias para ajustar su participación en el mercado".

ARTÍCULO 2o. *VIGENCIA*. Esta resolución rige a partir de su publicación en el ***Diario Oficial***, modifica la Resolución CREG 128 de 1996, modificada por las

Resoluciones CREG 001 de 2006 y 163 de 2008, y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de marzo de 2009.

El Presidente,

MANUEL MAIGUASHCA OLANO,

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

HERNÁN MOLINA VALENCIA

RESOLUCIÓN 31 DE 1997

(abril 4)

Diario Oficial No. 43.025 de 21 de abril de 1997

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

Por la cual se aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

<Resumen de Notas de Vigencia>

NOTAS DE VIGENCIA:

- Modificada por la Resolución 36 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.339 de 24 de julio de 2006, "Por la cual se modifica el cálculo de los costos adicionales del mercado mayorista incluidos en el costo de prestación del servicio"

- Modificada por la Resolución 112 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.542, de Septiembre 5 de 2001, "por la cual se identifican los Indices de Precios contenidos en las Fórmulas Tarifarias para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, para efectos de lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley 142 de 1994"

- Modificada por la Resolución CREG-103 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 44274, del 28 de diciembre de 2000. "Por la cual se establece la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que regirá a partir del 1o. de enero del año 2001.

- Modificada por la Resolución 25 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 44.032, del 05 de junio de 2000 , "Por la cual se precisan las fuentes de información para calcular el componente de cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y Sistemas de Intercambios Comerciales, del Costo de Prestación del Servicio, CU, definido en la Resolución CREG-031 de 1997."

- Modificada por la Resolución 43 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43703 de septiembre 13 de 1999, "Por la cual se someten a consideración de los agentes y terceros interesados, la nueva metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que entrará a regir a partir del 1o. de Enero del año 2001 y los Cargos por Uso aplicables durante el año 2000."

- Modificada por la Resolución CREG- 7 de 1999, "Por la cual se simplifica el procedimiento para la fijación del Costo Base de Comercialización a comercializadores que deseen prestar el servicio de electricidad a usuarios regulados en mercados existentes del Sistema Interconectado Nacional, y se precisa la aplicación de disposiciones en materia de aprobación de Costos Base de Comercialización.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 142, en especial los capítulos 1 y 2 del título VI, y el capítulo 5 del título VII, y la ley 143, en particular el artículo 23, asignan a la Comisión la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados;

Que mediante la resolución CREG 112 de 1996, la Comisión inició el procedimiento orientado a la aprobación de la fórmula tarifaria general y de la metodología aplicable a cada prestador del servicio para calcular el costo de prestación del servicio de electricidad;

Que mediante la citada resolución la Comisión indicó las bases que tomaría en cuenta para establecer la fórmula tarifaria general que permita a los comercializadores de energía eléctrica determinar los costos de prestación del servicio a los usuarios regulados, y estableció el cronograma de actividades para la aprobación de la fórmula;

Que realizada la citación pública a los prestadores del servicio y a los demás interesados en estas fórmulas y en los costos de comercialización, y cumplido el plazo para que presentaran observaciones, corresponde a la Comisión aprobar la fórmula general de determinación de costos;

Que se recibieron observaciones relativas al tratamiento propuesto para las pérdidas de energía, y sobre los costos de comercialización, de generación, de transmisión y de distribución, así como sobre otras materias.

Que analizadas las observaciones presentadas, la Comisión encontró pertinente ajustar las bases indicadas inicialmente sobre el tratamiento de las pérdidas de energía y la metodología para determinar los costos de la actividad de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados.

En relación con las observaciones recibidas sobre los costos de transporte, distribución y otras materias, la Comisión consideró que corresponden a materias objeto de regulación independiente, tal como se indicó en el artículo 5o. de la resolución 112 de 1996. La finalidad de

la presente actuación consiste en establecer las reglas tarifarias para la actividad de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados. Las observaciones presentadas serán respondidas mediante circular dirigida a las empresas.

Que en sesión del día 4 de abril de 1997, la Comisión aprobó las fórmulas generales definitivas para la determinación de los costos de prestación del servicio;

RESUELVE:

ARTICULO 1o. DEFINICIONES. Para los efectos de esta resolución se adoptan las siguientes definiciones:

Actividad de Comercialización de Energía Eléctrica: Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera sea la actividad principal.

Cargo de Conexión: Suma que el usuario paga para cubrir los costos en que se incurre por conectarlo al servicio de electricidad. En resolución separada la Comisión aprobará ese cargo.

Comercializador de Energía Eléctrica: Persona natural o jurídica que comercializa electricidad, bien como actividad exclusiva o en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ella sea la actividad principal.

Salvo que esta resolución exprese otra cosa, cuando se haga referencia a "comercializador" o "prestador del servicio", se entenderá que se hace mención a las personas que, según las Leyes 142 y 143 de 1994, pueden desarrollar la actividad de comercializar energía eléctrica a usuarios finales regulados.

Contribución: Suma que el usuario paga al comercializador por encima del costo del servicio, destinada a financiar subsidios, según las normas pertinentes.

Costo de Prestación del Servicio:. Es el costo económico de prestación del servicio que resulta de aplicar: a) las fórmulas generales de costos establecidas en el anexo número uno de esta resolución, sin afectarlo

con subsidios ni contribuciones, y b) el costo de comercialización particular aprobado por la Comisión para un determinado prestador del servicio, de acuerdo con el anexo número dos de la presente resolución. Sobre el costo de prestación del servicio se determina el valor de la tarifa aplicable al suscriptor o usuario.

Estructura Tarifaria: El conjunto de cargos previstos en la Resolución CREG-113 de 1996.

Fórmulas Generales para Determinar el Costo de Prestación del Servicio: Son las ecuaciones que permiten calcular el Costo de Prestación del Servicio, en función de la estructura de costos económicos, independientemente de los subsidios o contribuciones.

Libertad Regulada: Régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas que presten el servicio público domiciliario de comercialización de energía eléctrica, pueden determinar o modificar los precios máximos que cobrarán a los usuarios finales regulados por el citado servicio. Tales criterios y metodologías se expresan mediante las fórmulas contenidas en esta resolución.

Mercado de Comercialización: es el conjunto de usuarios regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local.

Sistema Interconectado Nacional: Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

Subsidio: Diferencia entre lo que el usuario paga al comercializador por el servicio y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que realiza el usuario.

ARTICULO 2o. ÁMBITO DE APLICACION. Esta resolución se aplica a toda persona natural o jurídica que suministre energía eléctrica a usuarios finales regulados en el sistema interconectado nacional.

ARTICULO 3o. REGIMEN DE LIBERTAD REGULADA. Las tarifas a los usuarios finales regulados se someterán al régimen de libertad regulada

definido en el numeral 10 del artículo 14 de la ley 142 y en esta resolución.

Toda persona que preste el servicio público de comercialización de electricidad, bajo el ámbito de aplicación de esta resolución, determinará el costo máximo de prestación del servicio, de acuerdo con las diferentes opciones tarifarias, dando aplicación a las fórmulas generales de costos establecidas en el anexo número uno de esta resolución y al costo base de comercialización que específicamente le apruebe la Comisión. Con base en el costo que así determine, el prestador del servicio de energía eléctrica establecerá las tarifas y cargos que puede cobrar a los usuarios.

Además de tales cargos, el comercializador podrá cobrar los costos de conexión y demás cargos que definirá la Comisión mediante resolución separada, antes del 30 de abril de 1997.

ARTICULO 4o. VIGENCIA DEL REGIMEN DE LIBERTAD REGULADA. Cada comercializador de electricidad podrá aplicar el régimen de libertad regulada a partir de la fecha en que empiecen a regir las fórmulas generales de costos establecidas en esta resolución y, además, se encuentre en firme el acto administrativo particular mediante el cual la Comisión apruebe el costo base de comercialización aplicable por el respectivo prestador del servicio.

Las fórmulas generales de costos y la metodología para determinar el costo base de comercialización, regirán por cinco años contados a partir del primero (1o.) de enero de 1998 y hasta el 31 de diciembre del año 2002.

Vencido el período de vigencia de las fórmulas de costos y de la metodología de determinación del costo base de comercialización, continuarán rigiendo mientras la Comisión de Regulación de Energía y Gas no fije las nuevas.

El costo base de comercialización que la Comisión aprueba a cada comercializador de electricidad, regirá a partir del 1o. de enero de 1998 y por el plazo que reste entre la fecha en la cual quede en firme la resolución que lo apruebe y el 31 de diciembre del año 2002. En el caso en que, en fecha posterior al 1o. de enero de 1998 la comisión apruebe costos base de comercialización a comercializadores nuevos, o

comercializadores existentes que quieran prestar el servicio en otros Mercados de Comercialización, según lo dispuesto en esta resolución, se entenderá que tales cargos serán vigentes hasta el 31 de diciembre del año 2002.

ARTICULO 5o. NATURALEZA DEL COSTO DE PRESTACION DEL SERVICIO. El costo unitario que resulta de aplicar la fórmula general de costos junto con el costo base de comercialización del respectivo prestador del servicio, es un costo máximo para cada una de las opciones tarifarias, que faculta al comercializador para aplicar un valor inferior, si tiene razones económicas comprobables que expliquen la existencia de costos inferiores. En todo caso al aplicar el régimen tarifario de libertad regulada el comercializador deberá cumplir el principio de neutralidad establecido en el artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994 y los demás principios y normas que orientan el régimen tarifario, según las leyes.

ARTICULO 6o. RÉGIMEN DE LOS COSTOS QUE INCORPORA LA FÓRMULA GENERAL DE COSTOS. Las variaciones que se produzcan en la forma de cálculo de los valores de generación, transmisión, distribución y otros, debido a modificaciones del marco regulatorio de las respectivas actividades, no implican cambios en las fórmulas generales a que se refiere la presente resolución.

ARTICULO 7o. OBLIGACIÓN DE OBTENER APROBACIÓN DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN. <Artículo derogado por el artículo 4 de la Resolución CREG- 7 de 1999>.

<Notas de vigencia>

- Artículo derogado por el artículo 4 de la Resolución CREG- 7 de 1999

<Legislación anterior>

Texto original de la Resolución 244 de 1997:

ARTICULO 7o. Toda persona que pretenda prestar por primera vez el servicio de comercialización de electricidad a usuarios finales regulados dentro del sistema interconectado nacional, o que desee realizar esa actividad en un mercado de comercialización diferente de aquel que atiende actualmente, previamente deberá presentar ante la Comisión el estudio de costos necesario para que la Comisión apruebe el costo base de comercialización aplicable, de acuerdo con la metodología establecida en el anexo número dos de la presente resolución.

Si esa actividad desea realizarse antes del 1o. de enero de 1998, la Comisión fijará los costos de prestación del servicio aplicables durante el período que resta para que se inicie la aplicación del nuevo régimen tarifario de libertad regulada.

ARTICULO 8o. ALCANCE DEL COSTO DE COMERCIALIZACION. En el caso de comercializadores nuevos, o de comercializadores existentes a la fecha de expedición de esta resolución, que deseen atender usuarios de un mercado de comercialización distinto de aquel que se encuentran atendiendo a la citada fecha, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un costo base de comercialización. El costo base de comercialización que se apruebe será aplicable a cualquier usuario de ese mercado de comercialización que solicite ser atendido por ese comercializador.

<Notas de vigencia>

- Artículo modificado por la Resolución CREG- 7 de 1999, según lo dispuesto en el artículo 4 de la misma.

ARTICULO 9o. APLICACION DE LAS NORMAS SOBRE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES. Una vez que el comercializador determine el costo de prestación del servicio de electricidad con base en la fórmula de costos establecida en la presente resolución, para efectos tarifarios estará sujeto a las condiciones que rigen los subsidios y contribuciones, según las normas pertinentes.

En resolución separada, la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá los costos de prestación del servicio y la estructura tarifaria aplicables entre los meses de mayo y diciembre de 1997.

ARTICULO 10. ACTUALIZACION DE LOS COSTOS Y LAS TARIFAS. Durante el período de vigencia de las fórmulas, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen, con sujeción a las normas sobre subsidios y contribuciones.

PARAGRAFO. <Parágrafo derogado por el artículo 3 de la Resolución 112 de 2001>

<Notas de Vigencia>

- Parágrafo derogado por el artículo 3 de la Resolución 112 de 2001, publicada en el Diario Oficial No. 44.542, de Septiembre 5 de 2001.

<Legislación Anterior>

Texto original de la Resolución 31 de 1997:

PARÁGRAFO. Para efectos tarifarios el costo unitario de prestación del servicio (CU), definido en el Anexo número uno de la presente resolución, se actualizará cada vez que éste acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula, conforme a lo dispuesto en el artículo 125 de la ley 142 de 1994. En consecuencia, cada vez que el costo de prestación del servicio acumule una variación de por lo menos un tres por ciento (3%), se podrá modificar el costo de prestación del servicio.

ARTICULO 11. MODIFICACION O PRORROGA DE LAS FORMULAS GENERALES DE COSTOS. Las fórmulas generales de costos y el costo base de comercialización de cada prestador del servicio, podrán modificarse, prorrogarse o revocarse, en las condiciones y conforme al procedimiento previsto por la ley.

ARTICULO 12. INICIO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA PARA FIJAR NUEVOS COSTOS Y TARIFAS. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas pondrá en conocimiento de los comercializadores las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar la fórmula del período siguiente.

ARTICULO 13. PUBLICIDAD. El comercializador respectivo hará pública en forma simple y comprensible al público, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio, o en uno de circulación nacional, las tarifas que aplicará a los usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de iniciar la aplicación del régimen de libertad regulada y cada vez que reajuste las tarifas. Los nuevos valores deberá comunicarlos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ARTICULO 14. VIGENCIA. Esta resolución rige a partir del día primero de enero de 1998 y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Santa Fe de Bogotá, a los 4 días de abril de 1997

Ministro de Minas y Energía

RODRIGO VILLAMIZAR A.

Presidente

EDUARDO AFANADOR I.

Director Ejecutivo

ANEXO NÚMERO UNO.

FÓRMULAS GENERALES DE COSTOS.

1. COMPOSICIÓN DE LOS COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Los costos de prestación del servicio están definidos en forma unitaria ($/kWh), y están asociados con los costos que enfrenta la empresa en desarrollo de su actividad de comercialización.

2. COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

donde:

n : Nivel de tensión.

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (*t*= 0, 1, 2, 3, 4)

z: Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.

$CU_{n,m,t}$ Costo unitario de prestación del servicio ($/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m* del año *t*.

$G_{m,t}$ Costos de compra de energía ($/kWh) conforme al numeral 2.1.

$T_{m,t,z}$ Costo promedio por uso del STN ($/kWh) correspondiente al mes *m* del año *t* en la zona *z*, conforme al numeral 2.2.

$D_{n,m}$ Costo de distribución ($/kWh) correspondiente al nivel de

tensión *n* para el mes *m*, conforme al numeral 2.3.

$O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista ($/kWh), correspondiente al mes *m* del año *t*, conforme al numeral 2.4

$PR_{n,t}$ Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión *n*, reconocidas para el año *t*, conforme al numeral 2.5

$C_{m,t}$ Costo de comercialización ($/kWh) correspondiente al mes *m* del año *t*, conforme al numeral 2.6

Las equivalencias entre los costos monomios aquí establecidos y los costos correspondientes a otras opciones tarifarias que los comercializadores pueden ofrecer a sus usuarios, serán establecidas por la Comisión en resolución separada.

2.1 Costos de compra de energía.

Los costos máximos de compra de energía están dados por la fórmula:

$$G_{m,t} = \beta\left[\alpha_{m,t}\, P_m + \left(1-\alpha_{m,t}\right) M_m\right] + \left(1-\beta\right) P_{m-1}$$

Con,

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{12}\left(P_{m-i}\frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}}\right)}{12}$$

$$M_m = \frac{\sum_{i=1}^{12}\left(M_{m-i}\frac{IPP_{m-1}}{IPP_{m-i}}\right)}{12}$$

donde:

P_m: Costo promedio mensual ($/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado,

considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes *m*.

P_{m-i}: Costo del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m,* ($/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía.

M_m: Costo Promedio Mensual ($/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes *m*.

M_{m-i}: Costo del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m,* ($/kWh) de todas las transacciones en el mercado mayorista.

IPP_{m-i}: Indice de Precios al Productor Total Nacional del mes correspondiente a *i* meses anteriores al mes *m.*

β: Factor de ponderación definido por la CREG e igual a 0.9.

$\alpha_{m,t}$: Factor de ponderación de P_m , para el mes *m* y para el año *t* , dado por la expresión:

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left(\frac{C_{m,t}\left(1 - PR_{l,t}\right)}{P_{t-1}\dfrac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \quad \text{con,} \quad 0 \le \alpha_{m,t} \le 1$$

donde:

$C_{m,t}$: Costo de Comercialización ($/kWh) correspondiente al mes *m* del año *t*, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.6 de este Anexo.

$PR_{l,t}$: Porcentaje de pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión uno, reconocidas al comercializador, correspondiente al año *t*.

P_{t-1}: Costo promedio de las compras propias con destino al mercado regulado, correspondiente al año anterior a *t*.

$IPP_{6,t-1}$: Indice de Precios al Productor Total Nacional de junio del año anterior a *t*.

En caso que en el mes m-i el comercializador no hubiere efectuado ninguna transacción propia, el valor Pm-i deberá ser sustituido por Mm-i.

2.2 Costo promedio por uso del STN.

<Numeral modificado por el artículo 6 de la Resolución CREG-103 de 2000. El nuevo texto es el siguiente:> Es el promedio mensual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, correspondientes al mes m del año t".

<Notas de vigencia>

- Numeral modificado por el artículo 6 de la Resolución CREG-103 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 44274, del 28 de diciembre de 2000. A partir del 1o. de enero del año 2001

- Numeral modificado por el artículo 7 de la Resolución 43 de 1999, publicada en el Diario Oficial No. 43703 de septiembre 13 de 1999

<Legislación anterior>

Texto modificado por la Resolución 43 de 1999:

2.2 Costo promedio por uso del STN.

Es el promedio mensual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, actualizados al mes m del año t en la zona z

Texto original de la Resolución 31 de 1997:

2.2 Costo promedio por uso del STN.

Es el promedio anual del costo de transmisión que enfrenta el comercializador, de acuerdo con los cargos aprobados para el Sistema de Transmisión Nacional, actualizados al mes m del año t en la zona z.

2.3 Costo de Distribución.

Es el cargo aprobado para el nivel de tensión n del sistema de distribución respectivo, actualizados al mes m del año t.

2.4 Costos adicionales del mercado mayorista.

<Ver Notas de Vigencia>

Los Costos Adicionales del Mercado Mayorista Oa corresponden a las contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los

costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del SIC. Estos costos se calculan directamente en proporción a los kWh vendidos, mediante la fórmula:

$$O_{m,t} = \frac{CER_{t-1}}{V_{t-1}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{6,t-1}} + \frac{1}{3}\sum_{i=1}^{3}\left(\frac{CRS_{(m-1)-i}}{V_{(m-1)-i}} * \frac{IPP_{(m-1)}}{IPP_{(m-1)-i}}\right) + \frac{CCD_{m-1}}{1-PR_{I,t}}$$

donde:

CCD: Cargos por Centro Nacional de Despacho, Centros Regionales de Despacho y SIC asignados al comercializador ($/kWh).

<Concordancias>

Resolución CREG 25 de 2000

CRS: Costo Restricciones y Servicios Complementarios asignados al comercializador, sin incluir penalizaciones.

CER: Costo efectivo, por la actividad de comercialización, de Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD).

V: Ventas Totales al Usuario Final, regulados y no regulados (kWh).

<Notas de Vigencia>

- El artículo 1 de la Resolución 36 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.339 de 24 de julio de 2006, establece:

"ARTÍCULO 1. Reconocer los costos que se ocasionan como consecuencia de los cambios regulatorios introducidos por las Resoluciones CREG 019 y 026 de 2006, como parte de los "Costos Adicionales del Mercado Mayorista (Om,t), adicionando un valor de 0.12 $/kWh, a pesos de junio de 2006, al resultado de la aplicación de la fórmula establecida en el numeral 2.4 del Anexo número 1 de la Resolución CREG 031 de 1997".

<Notas del Editor>

- Para la interpretación de este artículo debe tenerse en cuenta lo dispuesto el parágrafo adicionado a la Resolución 19 de 2006, por el artículo 1 de la Resolución 42 de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.339 de 24 de julio de 2006, cuyo texto original establece:

"PARÁGRAFO. Parágrafo. El Operador de Red, bajo su responsabilidad, podrá autorizar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) para que no exija al comercializador de la persona jurídica de la cual hace parte, garantía por los pagos correspondientes a cargos por uso de sus activos en el Sistema de Transmisión Regional. En este caso, el costo adicional aprobado en la Resolución CREG 036 de 2006, para el comercializador de la respectiva persona jurídica, se reducirá al 65%.

"Lo dispuesto en este parágrafo regirá hasta que se apruebe el mecanismo organizado de cubrimiento de las transacciones en el Mercado Mayorista, previsto en el artículo 8o de esta resolución".

<Doctrina Concordante>

Concepto CREG 122 de 2006

2.5 Fracción reconocida para cubrir pérdidas.

Es un valor que representa la fracción (o porcentaje expresado en forma de fracción) del costo de prestación del servicio en la fórmula por kWh facturado, imputable sólo a las compras y al transporte por el STN, asociado con el efecto de las pérdidas (técnicas o no técnicas) acumuladas hasta el nivel de tensión n. Es un parámetro único definido por la CREG por un valor inicial P0 para todos los comercializadores en el nivel de tensión I, el cual se reduce anualmente en forma escalonada hasta un valor final Pf de acuerdo con la ecuación (lineal en t que varía en forma discreta),

$$PR_{I,t} = P_{I,0}\left(1 - t\frac{P_{I,0} - P_{I,f}}{4\,P_{I,0}}\right)$$

donde t es el número de años transcurridos desde el inicio de aplicación de la fórmula (t= 0, 1, 2, 3, 4).

Estos niveles de pérdidas reconocidos son los totales acumulados hasta el nivel de tensión uno, incluyendo las pérdidas por el Sistema de Transmisión Nacional, y sus valores se fijan como PI,0 = 0.20 y PI,f = 0.13 para el primer período regulatorio de fijación de fórmula tarifaria.

Para los niveles de tensión superiores, los niveles de pérdidas reconocidos son únicos para todo el período regulatorio, y están dados por los siguientes porcentajes acumulados: Nivel IV: 3.53%, Nivel III: 5.06%, y Nivel II: 7.10%.

2.6 Costos de comercialización.

Mediante este cargo se reconocerán los costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados, con un esquema que incentive la eficiencia de las empresas, en la siguiente forma:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}}\left[1-\Delta IPSE\right]\frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

donde:

$C_{m,t}$	Costo de Comercialización del mes *m* del año *t*, expresado en $/kWh
C^*_0	Costo Base de Comercialización expresado en $/Factura
CFM_{t-1}	Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año t-1 a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo.(Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación)
$\Delta IPSE$	Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual.
IPC_{m-1}	Indice de Precios al Consumidor del mes *m-1*.
IPC_0	Indice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0.

Los parámetros C*0 para las empresas serán aprobados por la CREG, con base en la metodología de optimización que se describe en el anexo número dos de esta resolución.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 3o. de la Resolución CREG-113 de 1996, los comercializadores podrán efectuar un cobro mínimo a cualquier usuario, residencial o no-residencial, por concepto de costos fijos de atención de clientela. Este cobro mínimo será equivalente al costo de comercialización que resulte de la aplicación de esta fórmula, valorado en $/factura.

Este cobro mínimo se podrá facturar únicamente cuando la liquidación de los consumos de energía y/o de potencia del usuario, sea inferior a dicho cobro mínimo, caso en el cual la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación de los consumos de energía y/o potencia del usuario.

2.7 Costos de conexión y otros cobros

Las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

Se prohibe el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. Pero si una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podrá cobrarse al interesado, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3, de acuerdo con el artículo 95 de la Ley 142 de 1994.

Los costos de conexión y otros cobros serán aprobados por la Comisión, a cada empresa, en resolución separada.

<Doctrina Concordante>

Concepto CREG 3664 de 2005

Concepto CREG 3255 de 2005

Concepto CREG 2753 de 2005

Ministro de Minas y Energía

RODRIGO VILLAMIZAR A.

Presidente

EDUARDO AFANADOR I.

Director Ejecutivo

ANEXO NUMERO DOS.

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN. (c_0^* en $/Factura).

Para establecer el Costo Base de Comercialización eficiente c_0^*, se adopta la metodología de punto extremo: "Análisis Envolvente de Datos". Este método de punto extremo se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas, y permite construir una frontera de eficiencia relativa.

Con la metodología, si una muestra de comercializadores de un universo están en capacidad de producir Y unidades de producto, dadas X unidades de insumos, entonces otros comercializadores deben estar en capacidad de hacer lo mismo si operan eficientemente.

1. Procedimiento:

a) Se depuran los Costos de Comercialización propuestos, dejándolos netos de riesgos, retornos de capital y márgenes de comercialización.

b) Se divide el universo de empresas en dos grupos, utilizando como criterio la mediana con relación a la Escala (Número de Facturas). El modelo de "Análisis Envolvente de Datos" se aplica para cada grupo.

c) La variable producto está relacionada con el Costo de Comercialización depurado de los comercializadores, utilizando como insumos variables tales como: Densidad (Facturas/km de Red), Escala (Número de Facturas), y Nivel de Productividad (Planta de Personal).

d) Una vez definidos el producto y los insumos, se establece una relación funcional entre los mismos que refleje la eficiencia relativa de cada comercializador.

e) Mediante el modelo de optimización se establecen los parámetros que ponderan, para cada comercializador, el peso relativo de los insumos, obteniendo el nivel de producto eficiente para cada comercializador.

2. Costo Base de Comercialización:

a) Sobre el Costo de Comercialización eficiente obtenido para cada comercializador, se establece un margen del 15%.

b) El margen del 15% cubre tanto los riesgos de la actividad de Comercialización como el retorno del capital comprometido.

Ministro de Minas y Energía

RODRIGO VILLAMIZAR A.

Presidente

EDUARDO AFANADOR I.

Director Ejecutivo

f

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 082 DE 2002

(17 DIC. 2002)

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994.

C O N S I D E R A N D O:

Que de acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, Literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago;

Que según lo previsto en la Ley 143 de 1994, Artículo 6o, la actividad de distribución de energía eléctrica, se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad;

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 39, establece que "los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera".

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 45, dispuso que "los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán

AMD 37

en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables".

Que según lo dispuesto en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la ley 142 del mismo año, el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Que en virtud del principio de eficiencia económica definido por los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía;

Que según lo establecido en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta "los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo";

Que según lo dispuesto en el Artículo 92 de la ley 143 de 1994, las Comisiones pueden corregir en las fórmulas, "los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos";

Que en virtud del principio de suficiencia financiera definido en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable;

Que el Artículo 87.7 de la Ley 142 de 1994, dispuso que "los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario", y que "si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera";

Que según lo previsto en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar "los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos";

Que mediante la Resolución CREG-099 de 1997, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, la cual se encuentra vigente;

Que el Artículo 8 de la Resolución CREG – 099 de 1997 establece que los cargos por uso de los Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, que

apruebe la Comisión tendrán una vigencia de cinco (5) años, contados a partir del primero de enero de 1998;

Que el Parágrafo 3 del Artículo 8 de la Resolución CREG – 099 de 1997 dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de los cargos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas pondrá en conocimiento de los transportadores las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar los cargos del período siguiente.

Que el Parágrafo 4 del Artículo 8 de la Resolución CREG – 099 de 1997 prevé que vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos.

Que mediante la Resolución No. 080 de 2000, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica, que permitirían establecer con posterioridad, la metodología para determinar los cargos en dicha actividad;

Que el Artículo 2 de la Resolución No. 080 de 2000 fijó un plazo de (90) días calendario para que los agentes, usuarios y terceros interesados, enviaran a la Comisión comentarios, observaciones y sugerencias a los principios generales conceptuales contenidos en la misma Resolución;

Que la Comisión ha adelantado diversos estudios tendientes a identificar los gastos eficientes por concepto de administración, operación y mantenimiento de los activos del servicio, las pérdidas eficientes en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local, los costos de reposición de los activos, el factor de productividad, los niveles de calidad, los servicios de soporte de voltaje, y la remuneración de los activos del Nivel de Tensión 1;

Que analizadas las conclusiones de los estudios adelantados, al igual que las observaciones presentadas a la Comisión, se encontró pertinente aceptar algunas, relacionadas con la metodología de cálculo de los cargos, los activos a remunerar, los gastos de administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio y el cobro del transporte de energía reactiva en exceso;

Que la Comisión, mediante Resolución CREG 013 de 2002 estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de descuento que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario, para un escenario de regulación de precio máximo;

Que la Comisión mediante Resolución CREG – 046 de 2002 modificó el plazo establecido en el Artículo 8o. de la Resolución CREG-099 de 1997, con el fin de que las empresas puedan presentar los estudios de cargos dando aplicación a la metodología que finalmente se apruebe para la definición de los Cargos por Uso del STR y/o SDL;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 202 del 29 de octubre de 2002, aprobó someter a consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales y la metodología para el establecimiento de

cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, contenidos en la Resolución CREG 073 de 2002;

Que mediante la Resolución CREG-073 de 2002, la Comisión sometió nuevamente a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Que se recibieron comentarios y observaciones a la Resolución CREG-073 de 2002, las cuales fueron presentadas por Central Hidroeléctrica de Caldas (Radicado CREG-9602 y 10725 de 2002), Electrocosta S.A. E.S.P .y Electricaribe S.A. E.S.P. (Radicados CREG-9377, 10665, 10666 y 10716 de 2002), Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P (Radicados CREG-9158 y 10642 de 2002), Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10332 de 2002), Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (Radicado CREG- 10337 de 2002), Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. (Radicados CREG-10566 y 10677 de 2002), Ruitoque S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10615 de 2002), Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –Mercado Mayorista- (Radicado CREG- 10622 y 11229 de 2002), Genercauca S.A. E.S.P. (Radicado CREG- 10647 de 2002), Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10675 de 2002), Asociación Nacional de Industriales –ANDI- (Radicado CREG-10693 y 11151 de 2002), Comité Asesor de la Comercialización (Radicado CREG-10698 de 2002), TRANSELA S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10710 de 2002), Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10711 de 2002), Empresa de Energía del Pacífico (Radicado CREG-10714 de 2002), CODENSA S.A. E.S.P. (Radicado CREG- 10731 y 10836 de 2002), Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10754 de 2002), Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. (Radicado CREG-10781 de 2002), Consejo Nacional de Operación (Radicado CREG-10842 de 2002), Contraloría General de la República (Radicado CREG-10976 de 2002), Comercializar S.A. E.S.P. (Radicado CREG-11002 de 2002), Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (Radicado CREG-11067 de 2002), ALSTOM T&D S.A. (Radicado CREG-11095 de 2002), IMCOMELEC-Metering (Radicado CREG-11109 de 2002), Dr. Milton Fabián Morales García (Radicado CREG-11257 de 2002), Termocandelaria S.A. E.S.P. (Radicado CREG-11489 de 2002), Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Radicado CREG-1605 de 2002)

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas analizó los comentarios y observaciones presentadas a la propuesta contenida en la Resolución CREG-073 de 2002, e introdujo los ajustes que estimó pertinentes;

Que según lo previsto en la Ley 142 de 1994, artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos;

Que según lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.

Que la Ley 142 de 1994, artículo 87, estableció que "cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán

hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios de los estratos que pueden recibir subsidios, de acuerdo con la ley. Pero en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figurarán el valor de éste y, como un menor valor del bien o derecho respectivo, el monto del subsidio implícito en la prohibición de obtener los rendimientos que normalmente habría producido".

Que de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, artículo 99, "la parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que dé lugar el suministro será cubierta siempre por el usuario; la que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio podrá ser cubierta por los subsidios, y siempre que no lo sean, la empresa de servicios públicos podrá tomar todas las medidas necesarias para que los usuarios las cubran. En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1".

Que según lo establecido en la Ley 143 de 1994, Artículo 18, "compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución" y que "los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional".

Que, igualmente, el citado Artículo 18 de la Ley 143 de 1994, estableció que "el Gobierno Nacional, tomará las medidas necesarias para garantizar la puesta en operación de aquellos proyectos previstos en el plan de expansión de referencia del sector eléctrico, que no hayan sido escogidos por otros inversionistas, de tal forma que satisfagan los requerimientos de infraestructura contemplados en dicho plan. El Gobierno Nacional asumirá los riesgos inherentes a la construcción y explotación de estos proyectos";

Que mediante el Decreto 1407 de 2002, el Gobierno Nacional dictó una directriz de política en cuanto a la transición de los períodos tarifarios, con el objeto de que los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica no se vean sometidos a un aumento súbito respecto de las tarifas que deban sufragar por la actividad de distribución, en el siguiente período tarifario;

Que el citado Decreto dispuso que la CREG "deberá efectuar una transición entre los dos períodos tarifarios, con el objeto de que los incrementos en las tarifas que deban producirse, se realicen en forma gradual", utilizando la mejor información disponible, para lo cual deberá expedir los actos administrativos que sean necesarios;

Que de conformidad con el Decreto citado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG –063 de 2002, mediante la cual se aprobó una transición en materia tarifaria, entre el actual y el siguiente periodo tarifario de la actividad de transporte en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local del Sistema Interconectado Nacional.

AMB

Que de acuerdo con las evaluaciones internas de la CREG, se hace necesario modificar la Resolución CREG 063 de 2002, para adaptar la transición a los resultados que arrojará la aplicación de la metodología contenida en esta Resolución;

Que una vez realizada la consulta, recibidos los comentarios y analizados por parte de la Comisión, la CREG, en su sesión No. 205 del 17 de diciembre de 2002, aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, contenidos en la presente Resolución;

R E S U E L V E:

Artículo 1°. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activos de Conexión al STN. Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional. Cuando los Activos de Conexión sean utilizados para conectar un OR al STN, los mismos serán considerados en el cálculo de los cargos por uso de STR o SDL, en proporción a su utilización, frente a otros usuarios de los activos de conexión diferentes del OR.

Los Activos de Conexión al STN, se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos del activo de conexión.

Activos de Conexión a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local.

Los Activos de Conexión a un STR o a un SDL se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios de dichos activos, considerando lo expuesto en esta Resolución.

Activos del Nivel de Tensión 1. Son los activos de uso conformados por los transformadores de distribución secundaria con sus protecciones y equipos de maniobra, al igual que por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV.

Activos de Uso del STN. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

Activos de Uso de STR y SDL. Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas, no son Activos de Conexión, y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Activos no eléctricos. Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc) equipos de Cómputo, equipos de Comunicaciones, etc.

Autoproductor. Para efectos de la presente Resolución corresponden a los Autogeneradores y Cogeneradores, definidos según las Resoluciones CREG 084 de 1996 y CREG 085 de 1996 y la Resolución CREG 107 de 1998, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

Cargos Máximos por Niveles de Tensión 1, 2, 3. Son los cargos, expresados en $/kWh, calculados por el OR para cada Nivel de Tensión, que remuneran el uso de los Sistemas de Distribución Local por parte de los comercializadores a los OR.

Cargos de los STR. Son los cargos, expresados en $/kWh, que remuneran los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y los activos de conexión al STN, de los OR.

Cargos por Uso. Son los cargos, expresados en $/kWh, acumulados para cada Nivel de Tensión, que remuneran los Activos de uso de los STR y SDL, y de Conexión de estos sistemas al STN, que los comercializadores facturan a los usuarios finales, y que se utilizan en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Estos pueden ser cargos monomios o monomios horarios.

Cargo monomio. Cargo por unidad de energía, expresado en $/kWh, constante durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL.

Cargo monomio horario. Cargo monomio por unidad de energía, expresado en $/kWh, constante para la misma hora durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL. Estos cargos se determinan a partir de la diferenciación a nivel horario de los cargos monomios, con base en las curvas de carga representativas de cada Nivel de Tensión del respectivo STR o SDL según lo establecido en el Anexo No. 9.

Demanda comercial. Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de trasmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN.

Demanda del comercializador. Para efectos de la presente Resolución, se entenderá que la Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

Metodología de Ingreso. Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión establece, para cada Operador de Red, los ingresos que requiere para remuneran los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y los activos de conexión al STN, y que sirven para calcular los cargos de los STR.

Metodología de Precio Máximo (Price Cap). Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos

máximos por unidad de energía transportada en los niveles 1, 2 y 3 de su sistema.

Mercado de Comercialización. Conjunto de Usuarios Finales ubicados en un mismo municipio y conectados a un STR o SDL.

Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Mercado de Comercialización.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Transformadores de Distribución Secundaria. Transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV, que son utilizados para atender usuarios finales del Nivel de Tensión 1.

Usuarios de los STR o SDL. Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

Usuario Final. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta,

AMB

o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Artículo 2°. Criterios generales. La metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

a) Los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional o de los Sistemas de Distribución Local, diferentes al Nivel de Tensión 1, se determinarán a partir de los inventarios de los OR, de acuerdo con las Unidades Constructivas que se presentan en el Anexo 3. Los OR podrán presentar Unidades Constructivas especiales no contempladas en el Anexo 3, para lo cual deberán suministrar la información correspondiente, de acuerdo con las Circulares expedidas por la Comisión.

b) Los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al Nivel de Tensión 4 y de las conexiones al STN de los OR. Los cargos máximos de los Sistemas de Distribución Local se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3 y 2 y de las conexiones entre OR en dichos niveles. Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 se determinarán a partir de los cargos aéreos (urbano y rural) y subterráneo que establezca la CREG.

c) Los usuarios de los STR o SDL pagarán un cargo por su uso (monomio o monomio horario), en función del Nivel de Tensión donde se encuentren conectados. Para el caso de los STR y a efecto de la liquidación y facturación de los cargos, el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), aplicará únicamente cargos monomios.

   Los usuarios que sean propietarios de activos del Nivel de Tensión 1 pagarán cargos del Nivel de Tensión 3 o 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución secundaria. Para este efecto, cuando el equipo de medida de un usuario propietario de activos del Nivel de Tensión 1 se encuentre instalado en dicho nivel, su consumo facturable deberá ser proyectado al Nivel de Tensión 2 ó 3, según sea el caso, con los factores para referir que se presentan en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.

d) Cuando se requiera la reposición de los activos del Nivel de Tensión 1, que no son de propiedad del OR a cuyo sistema se conectan, los propietarios de los mismos podrán reponerlos y continuarán pagando los cargos del Nivel de Tensión 3 ó 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución secundaria.

   Si el propietario de tales activos no ejecuta la reposición, el OR podrá realizarla a solicitud del propietario, en cuyo caso, a partir del momento en que entren en operación los nuevos activos, los usuarios respectivos deberán pagar cargos del Nivel de Tensión 1.

e) Los ingresos que remuneran los activos de uso pertenecientes al Nivel de Tensión 4 y las conexiones al STN de los OR podrán ser revisados a lo largo del período tarifario según lo dispuesto en esta resolución.

f) Cuando un Operador de Red se conecte al sistema de otro OR, en niveles de tensión iguales o inferiores al 3, se considerará al Operador que está tomando energía del sistema como un usuario del otro OR y, en tal caso, deberá pagar el cargo al Nivel de Tensión correspondiente (Anexo No. 2).

g) El comercializador cobrará a sus usuarios los cargos por uso del Nivel de Tensión donde se conectan sus Activos de Conexión. No hay lugar a cobro de cargos por uso de STR o SDL a los usuarios que se encuentren conectados directamente al STN. Se entiende que un usuario está conectado directamente al STN cuando el equipo que está instalado entre su punto de conexión y el STN corresponde a activos de transformación con tensión primaria del STN y sus módulos asociados. En los demás casos se entiende que el usuario está conectado a un STR o SDL.

h) Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología contenida en esta Resolución remunerarán el uso de la infraestructura necesaria para llevar la energía eléctrica desde los puntos de conexión al STN, hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL. Estos cargos por uso incluyen los costos de conexión al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo STR o SDL, ni las pérdidas de energía que se presentan en la prestación de este servicio.

i) Cuando un Operador de Red no sea propietario de la totalidad de los activos de uso que conforman el STR o SDL que opera deberá remunerar al respectivo propietario, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 9 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la adicione, modifique o sustituya.

j) Los activos de los OR que alimentan los servicios auxiliares de subestaciones pertenecientes al STN y de generadores que participan en el mercado mayorista, hacen parte de los activos que se remuneran a través de cargos por uso.

k) Los Autoproductores que pretendan utilizar Activos de Uso de STR o SDL podrán contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, con el OR del respectivo sistema al cual se conectan.

l) Los Comercializadores aplicarán cargos por uso de STR o SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de Alumbrado Público del Nivel de Tensión al cual se conecten la redes dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio. Cuando no existan redes exclusivas para el alumbrado público, el comercializador aplicará sobre las demandas respectivas cargos por uso del Nivel de Tensión 2, debido a que el cargo por uso del Nivel de Tensión 1 fue calculado sin considerar esta demanda. Si el alumbrado Público posee medida de energía en el Nivel de Tensión 1 y el transformador no es de propiedad del OR, dicha medida debe ser referida al Nivel de Tensión 2 utilizando los factores contenidos en el Anexo No. 10. Si el transformador que conecta el Alumbrado Público al Nivel de Tensión 2 es exclusivo para Alumbrado Público, y es propiedad del OR, éste podrá cobrar cargos correspondientes al Nivel de Tensión 1.

m) Los activos eléctricos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía Cargos por uso de SDL.

n) La metodología definida en esta Resolución considera características técnicas del transporte de energía eléctrica a través de los STR y SDL, en zonas urbanas y rurales.

o) Los cargos máximos aprobados por parte de la Comisión estarán sujetos al régimen de libertad regulada.

Artículo 3°. Información requerida para el cálculo de los cargos de los STR. Los Operadores de Red existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, a más tardar el 31 de diciembre del año 2002, y los Operadores de Red de nuevos sistemas que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, previamente a la entrada en operación comercial, deberán someter a aprobación de la CREG la siguiente información:

i) El Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4, el cual, deberá calcularse de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 1 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.

ii) El Costo Anual de los Activos de Conexión al STN, el cual, deberá calcularse de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 2 del Anexo No. 1 de la presente Resolución.

iii) Diagrama unifilar de las redes del Nivel de Tensión 4.

Artículo 4°. Cálculo de los cargos de los STR. Los cargos de los STR serán calculados por el LAC a partir de los costos anuales aprobados por la CREG, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3°.

Artículo 5°. Cálculo de los cargos máximos de los SDL. Los Operadores de Red existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, a más tardar el 31 de diciembre del año 2002, y los Operadores de Red de nuevos sistemas que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Resolución, previamente a la entrada en operación comercial, deberán someter a aprobación de la CREG los siguientes cargos máximos:

i) Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2 para cada uno de los años del período tarifario. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 2 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.

ii) Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1. Estos cargos deberán ser calculados de conformidad con la metodología descrita en el Numeral 3 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.

Parágrafo 1°. Cuando se conforme un nuevo SDL o STR, los Operadores de Red correspondientes deberán someter en forma previa, para la aprobación de la CREG, la información de que trata el Artículo 3o y el presente artículo para el

nuevo sistema que va a operar. La red mínima que debe operar un OR para efectos de hacer una solicitud de aprobación de cargos a la Comisión es la que atiende los usuarios de al menos un Mercado de Comercialización. En caso de Operadores de Red de sistemas nuevos, que se constituyan con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, conjuntamente con la solicitud de aprobación de cargos por uso de STR o SDL, el OR respectivo deberá reportar el listado de municipios a atender.

Parágrafo 2°. Un Operador de Red que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL, no requiere una nueva aprobación de cargos por parte de la Comisión.

Parágrafo 3°. Cuando se trate de la unificación de cargos para SDL de dos o más OR, se aplicarán las normas vigentes para tal efecto.

Artículo 6°. Actualización de los cargos de los STR por puesta en servicio de nuevos activos. Cuando entren en operación nuevos activos de uso del Nivel de Tensión 4 o de conexión al STN durante el período tarifario, el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 o el Costo Anual de los Activos de Conexión al STN, podrán ser revisados por la Comisión, para lo cual se deberá cumplir lo siguiente:

1. Que los proyectos de Conexión al STN hayan sido aprobados por la UPME y se haya suscrito el respectivo contrato de conexión, con sujeción a la regulación vigente.

2. Que los proyectos relacionados con activos de uso del Nivel de Tensión 4, solicitados por un OR, hayan sido aprobados por la UPME de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional, adoptados por el Ministerio de Minas y Energía..

Artículo 7°. Actualización, Liquidación y Recaudo de los Cargos por uso de STR y SDL. Los Cargos por uso de los STR y SDL, se actualizarán, liquidarán y recaudarán, así:

7.1. Cargos de los STR

Los Cargos de un STR serán actualizados, liquidados y facturados a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales en los STR definidos según lo dispuesto en el Artículo 10, por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 1.1 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

Los valores recaudados por el LAC serán distribuidos entre los Operadores de Red que conforman cada STR, siguiendo la metodología descrita en el Numeral 1.2 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

7.2. Cargos máximos de los SDL

Los Cargos máximos de un SDL serán actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema y a los Operadores de Red conectados a su sistema en los

niveles de tensión 3 y 2, siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 2 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

7.3. Cargos máximos del Nivel de Tensión 1

Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 serán actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema, siguiendo las disposiciones contenidas en el Numeral 3 del Anexo No. 4, de la presente Resolución.

Parágrafo. Cuando, durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR por la puesta en operación de nuevos activos de uso del Nivel de Tensión 4 o de conexión al STN, los nuevos Costos Anuales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR respectivos, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la respectiva Resolución, para lo cual se seguirá la metodología descrita en el Numeral 1 del Anexo No. 2 y Numeral 1 del Anexo No. 4 de la presente Resolución.

Artículo 8°. Cargos por Uso, por niveles de tensión, que se utilizarán en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Los cargos por uso, por niveles de tensión, que serán utilizados para efectos de determinar el Costo Unitario de Prestación del Servicio, definido según lo dispuesto en la Resoluciones CREG 031 y 244 de 1997, y en aquellas que la modifiquen o sustituyan, serán determinados por cada Comercializador siguiendo las disposiciones del Numeral 4 del Anexo No. 4 de la presente Resolución.

Artículo 9°. Cargos por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red aplicables a los Autoproductores. Los Autoproductores, cuya demanda máxima es superior o igual a 0.5 MVA, podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectarían, a través del Comercializador que los representaría, la suscripción de un contrato de disponibilidad de Capacidad de respaldo de la red.

La tarifa por unidad de potencia que acuerden las partes, no podrá ser superior a $6000/[kVA – Año] ($ colombianos de diciembre de 2001), independientemente del Nivel de Tensión al cual este conectado el Autoproductor. La tarifa que se acuerde deberá actualizarse mensualmente con el Índice de Precios al Productor total Nacional (IPP).

Cuando el Autoproductor haga uso de la red, deberá pagar los cargos por uso monomios horarios del Nivel de Tensión donde esta conectado al sistema del OR.

Parágrafo 1°. Los Operadores de Red no estarán obligados a garantizar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red a los Autoproductores señalados en este Artículo, cuando éstos no contraten la disponibilidad respectiva.

Parágrafo 2°. Los Autoproductores, cuya demanda máxima es inferior a 0.5 MVA, tienen derecho al respaldo de la red, y pagan únicamente los cargos por uso del respectivo sistema cuando demandan energía de éste.

Artículo 10°. Conformación de los Sistemas de Transmisión Regional. Los Sistemas de Transmisión Regional definidos en esta Resolución serán establecidos por la Comisión, a partir de la información que los Operadores de Red suministren

dentro del proceso de aprobación de que trata el Artículo 3° de la presente Resolución.

Parágrafo 1. A solicitud de la totalidad de los OR que conformen dos Sistemas de Transmisión Regional, la Comisión podrá definir un Sistema de Transmisión Regional que integre los dos Sistemas, aún en el caso de que no presenten conexión eléctrica en el Nivel de Tensión 4, siempre y cuando dichos sistemas sean vecinos.

Parágrafo 2. Si durante el período tarifario se presentan nuevas conexiones entre los STR existentes, la Comisión procederá a redefinir los Sistemas de Transmisión Regionales. Los nuevos STR serán considerados, en la liquidación de los cargos por uso de STR, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la respectiva Resolución. Por lo tanto los OR deberán informar a la CREG cuando esto suceda, para su respectiva aprobación.

Artículo 11°. Transporte de energía reactiva. En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema, de acuerdo con lo contenido en el Anexo No. 4 de esta Resolución.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para aquellos usuarios de Nivel de Tensión 1, no residenciales, o fronteras comerciales, a fin de establecer cobro de energía reactiva.

Artículo 12°. Clasificación de Activos de Conexión y Activos de Uso. Los activos que sean clasificados como Activos de Uso o de Conexión a los STR o SDL, al momento de solicitud de aprobación por parte del OR de los cargos, mantendrán esta calidad durante todo el período tarifario.

Los Activos de Conexión de los OR o de terceros, se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos.

Parágrafo 1. Los OR no podrán exigir la remuneración durante el período tarifario, a través de cargos por conexión, de activos que haya reportado como Activos de Uso de STR o SDL.

Parágrafo 2. Los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión a los STR o SDL existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, no podrán recibir ingresos superiores a los que hubieran obtenido si estos activos fueran remunerados vía Cargos de Uso de STR o SDL.

Parágrafo 3. Los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión que entren en operación con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, podrán acordar libremente, con los usuarios de los mismos, la remuneración de estos.

Parágrafo 4. Cuando un usuario solicite acceso a un Activo de Conexión existente el propietario, no podrá negarlo si la conexión solicitada es técnicamente factible. El propietario podrá solicitar al usuario la presentación de un estudio de

conexión con el que se demuestre la viabilidad técnica y el no deterioro de la confiabilidad, por debajo de los límites regulatoriamente establecidos de esta, para lo cual se deberán seguir, en lo que aplique, las disposiciones contenidas en el Numeral 4, del Anexo de la Resolución CREG-070 de 1998, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

En caso de que el propietario de los Activos de Conexión niegue la conexión del usuario aduciendo problemas técnicos, éste podrá solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre.

Parágrafo 5. Si un activo de un OR se utiliza para atender usuarios finales y, a su vez, a éste se conectan uno o varios transportadores, una parte del activo se remunerará mediante cargos por uso y la otra mediante cargos de conexión. Los porcentajes de participación en el uso para remunerar el activo entre quienes lo utilizan, se determinan en proporción a las demandas máximas de cada una de las partes.

Parágrafo 6. Un Activo de Conexión se puede convertir en Activo de Uso, para el próximo período tarifario siempre que :

- Este activo atienda a más de un usuario.
- Exista consentimiento del propietario del Activo de Conexión para convertirlo en Activo de Uso.
- El OR respectivo haga la solicitud a la CREG de incluirlo en la base de datos de activos de uso para el próximo período tarifario.

Parágrafo 7. Un Activo de Uso se convertirá en un Activo de Conexión, para el próximo período tarifario, siempre que sirva a un único Usuario.

Artículo 13°. Vigencia de los cargos. Los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local que apruebe la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta 31 de diciembre del año 2007.

Parágrafo 1°. Los Operadores de Red deberán someter a aprobación de la Comisión, a más tardar el día 31 de diciembre de 2002, con base en la metodología establecida en esta Resolución, el estudio de los cargos aplicables para el período de cinco (5) años, que culmina el 31 de diciembre de 2007. Si con posterioridad al 1° de enero de 2003 se da una de las siguientes situaciones:

- Que un Operador de Red solicite a la Comisión aprobar cargos por uso para un nuevo STR o SDL,

- Que la Comisión en aplicación del Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modifique los cargos vigentes de un OR, o

- Que la Comisión haya fijado de oficio los cargos y posteriormente obtenga mejor información que le permita revisarlos,

Los nuevos cargos resultantes estarán vigentes por el lapso entre la aprobación y el 31 de diciembre del año 2007.

Parágrafo 2°. Dentro de los cinco (5) días siguientes al envío de la información a la Comisión, cada Operador de Red deberá publicar en un diario de amplia circulación, en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la Comisión observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación del aviso. Adicionalmente, deberá enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo. El resumen deberá contener como mínimo la información contenida en el Anexo No. 6 de esta Resolución.

Parágrafo 3°. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias de distribución, la Comisión pondrá en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

Parágrafo 4°. En caso de considerarlo conveniente, la Comisión podrá mantener la metodología contenida en esta Resolución durante el siguiente período tarifario.

Parágrafo 5°. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, estos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Artículo 14°. Pruebas. Teniendo en cuenta que existen muchas variables para el reporte adecuado de la información, la CREG aplicará el mecanismo de verificaciones que se describe en el Anexo No. 5 de la presente Resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, si dentro del mes siguiente a la fecha en que el Operador de Red haga la publicación de que trata el Parágrafo 2 del Artículo 13 de la presente Resolución, habiendo oído a los interesados intervinientes, existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieran conocimientos especializados, o si se detectan inconsistencias respecto a la información reportada periódicamente a la Comisión, el Director Ejecutivo de la CREG podrá ordenar la práctica de las pruebas respectivas, de acuerdo con lo establecido por el artículo 108 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 15°. Decisión sobre aprobación de los cargos de cada Operador de Red. Una vez se analice la información presentada por los Operadores de Red, habiendo dado oportunidad de ser oídos a los interesados, y practicadas las pruebas a que hubiera lugar, de conformidad con la Ley, la Comisión procederá a aprobar los cargos máximos de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución.

Parágrafo. Aquellos Operadores de Red que no sometan a aprobación de la Comisión los cargos respectivos en los plazos previstos en esta Resolución podrán ser objeto de fijación de cargos por parte de la Comisión, con base en la mejor información de que esta disponga. Dichos cargos podrán ser revisados de oficio por la Comisión, durante la vigencia del período tarifario, en la medida en que obtenga nueva información que lo amerite. Lo anterior sin perjuicio de las investigaciones y sanciones del caso por parte de la autoridad competente.

Artículo 16°. Recursos. De acuerdo con lo previsto por el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, contra la decisión mediante la cual la Comisión apruebe los cargos máximos de cada Operador de Red, procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la Comisión, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en que sea notificada o publicada, según el caso.

Artículo 17°. Transición tarifaria. A los Operadores de Red que como resultado de la aplicación de la metodología tarifaria, aprobada en la presente resolución, se les aprueben cargos por uso de los STR y SDL, en los niveles de tensión, donde impliquen un aumento real respecto de los cargos por uso actuales de dichos niveles de tensión, superiores al 15%, deberán proponer una transición uniforme y gradual para alcanzar el cargo que resulte de la aplicación de esta metodología en dicho Nivel de Tensión, así: esta se ejecutará en un período que comprenderá entre doce (12) meses y treinta (30) meses, la ejecución de la transición deberá ser tal, que inicie a partir de la fecha en que quede en firme la Resolución que fije los respectivos cargos de cada empresa y que antes de terminar el período fijado se hayan compensado plenamente la disminución de ingresos debida a la gradualidad en la entrada de los nuevos cargos, con los ingresos adicionales entregados durante la parte final de la senda y los recibidos como resultado de la aplicación de la primera etapa de la transición contenida en la Resolución CREG 063 de 2002. Al finalizar la transición, el valor presente neto de los mayores y menores ingresos deberá ser cero.

Para efectos de aplicación de este Artículo, se modifica lo establecido por la resolución CREG 063 de 2002, así: i) la segunda etapa de la transición se ejecutará en un período que comprenderá entre mínimo 12 meses y máximo 30 meses, ii) los mayores ingresos recaudados por los OR durante la transición contenida en la resolución CREG 063 de 2002 deberán ser considerados para ser compensados en la segunda etapa de la transición que se proponga para cada uno de los niveles de tensión, por parte del OR.

Para efectos de la estimación y actualización de los mayores o menores ingresos recibidos durante la primera y segunda etapa de la transición, se aplicarán las formulaciones y parámetros contenidos en la Resolución CREG 063 de 2002.

Parágrafo 1. Cuando los cargos en un determinado Nivel de Tensión se incrementen en un valor inferior al 15% se aplicará la segunda etapa de la transición, tal y como se encuentra prevista en la Resolución CREG 063 de 2002.

Parágrafo 2. Los OR propondrán la transición conjuntamente con la solicitud de aprobación de cargos por uso del STR y SDL la cual debe ser aprobada por la CREG, conjuntamente con los cargos de cada OR.

Artículo 18°. Derogatorias. La presente Resolución deroga el numeral II del Anexo No. 1 *"METODOLOGIA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CARGOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL"*, de la Resolución CREG 002 de 1994.

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Artículo 19°. VIGENCIA. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., el día

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 1

CÁLCULO DE COSTOS ANUALES

1. Determinación de los costos anuales por el uso de los activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2

Para cada uno de los niveles de tensión 4, 3 y 2 de los STR o SDL se determinará un costo anual por su uso, en pesos colombianos de diciembre de 2001, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CA_{j,n} = CAAE_{j,n} + CAANE_{j,n} + AOM_{j,n}$$

donde:

n : Nivel de Tensión 4, 3 ó 2

$CA_{j,n}$: Costo anual por uso de los activos del Nivel de Tensión n, para el Operador de Red j.

$CAAE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión n, para el Operador de Red j.

$CAANE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al Nivel de Tensión n, para el Operador de Red j.

$AOM_{j,n}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión n, para el Operador de Red j.

Cada uno de los componentes que conforman los costos anuales, se determinará de conformidad con las siguientes disposiciones:

1.1 Costo Anual Equivalente de Activos de Uso ($CAAE_{j,n}$):

El Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso se determinará a partir de:

- Los inventarios de activos eléctricos que reporten los OR a la CREG con la solicitud de cargos, clasificados según el listado de unidades constructivas que se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución y las Unidades Constructivas especiales sometidos a consideración de la Comisión, en cumplimiento de las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

- La valoración de las unidades constructivas reportadas, utilizando los costos de reposición a nuevo que se establecen en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

- Las vidas útiles que se reconocen a cada una de las unidades constructivas, las cuales se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

- El listado de terrenos asociados con cada subestación del OR, el cual debe ser reportado por el OR a la CREG, conjuntamente con la solicitud de aprobación de que tratan los Artículos 3 y 5 de la presente Resolución, indicando para cada terreno su área (m^2) y su valor catastral total ($ colombianos de diciembre de 2001).

Utilizando las siguientes expresiones:

a. Nivel de Tensión 4

El costo anual equivalente de los activos de uso para este nivel se determina así:

$$CAAE_{j,4} = CALR_{j,4} + CALNR_{j,4}$$

donde:

$CALR_{j,4}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4, el cual, se calcula según la expresión que se presenta más adelante.

$CALNR_{j,4}$: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4, el cual, se calcula según las expresión que se presenta más adelante.

Las variables $CALR_{j,4}$ y $CALNR_{j,4}$ se determinan así:

Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales ($CALR_{j,4}$):

$$CALR_{j,4} = \sum_{i=1}^{NR_{j,4}} \left(CRE_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right)$$

$NR_{j,4}$: Numero total de unidades constructivas de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas".

CRE_i: Costo Unitario de Reposición a Nuevo Eficiente (luego de aplicar criterios de eficiencia contenidos en el numeral 1.1. del Anexo No. 8), reconocido para la Unidad Constructiva i, reportada por el OR j. Esta variable se determina así:

$$CRE_i = CR_i * Fef_i$$

donde:

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

Fef_i: Factor de Eficiencia correspondiente al tramo de línea radial al que pertenece la Unidad Constructiva *i*. Este factor se determina según lo dispuesto en el numeral 1.1. del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales ($CALNR_{j,4}$):

$$CALNR_{j,4} = \min\left(\frac{\left(\sum_{i=1}^{NNR_{j,4}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,4} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,4} \right)}{Eu_{j,4}}, CME_4 \right) * Eu_{j,4}$$

donde:

$NNR_{j,4}$: Numero total de unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportados por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas", o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i*, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,4}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 4 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. de este numeral.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,4}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 4.

$Eu_{j,4}$: Energía útil del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

CME_4: Cargo Máximo eficiente a reconocer para unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 1.2 del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

b. Nivel de Tensión 3

$$CAAE_{j,3} = \min\left(\frac{\left(\sum_{i=1}^{N_{j,3}}\left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}}\right) + CAET_{j,3} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,3}\right)}{Eu_{j,3}}, CME_3\right) * Eu_{j,3}$$

donde:

$N_{j,3}$: Número total de Unidades Constructivas del Nivel de Tensión 3, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas", o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i*, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,3}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 3 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d de este numeral.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,3}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 3.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

CME_3: Cargo Máximo eficiente a reconocer para el Nivel de Tensión 3. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

c. Nivel de Tensión 2

El costo anual de los activos de uso para el Nivel de Tensión 2 se determina así:

$$CAAE_{j,2} = CAU_{j,2} + CAR_{j,2} + CAO_{j,2}$$

donde:

$CAU_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*.

$CAR_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*.

$CAO_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*.

Las variables anteriores se determinarán así:

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas ($CAU_{j,2}$):

$$CAU_{j,2} = \min\left(\frac{\sum_{i=1}^{NLU_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right)}{Euu_{j,2}}, CMEU_2 \right) * Euu_{j,2}$$

donde:

$NLU_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas".

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$Euu_{j,2}$: Energía útil urbana del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$CMEU_2$: Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales (CARj,2):

$$CAR_{j,2} = \min\left(\frac{\sum_{i=1}^{NLR_{j,2}}\left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}}\right)}{Eur_{j,2}}, CMER_2\right) * Eur_{j,2}$$

donde:

$NLR_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas".

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$Eur_{j,2}$: Energía útil rural del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$CMER_2$: Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas (CAOj,2):

$$CAO_{j,2} = \min\left(\frac{\sum_{i=1}^{NNL_{j,2}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,2} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,2}}{Eu_{j,2}}, CMEO_2 \right) * Eu_{j,2}$$

donde:

$NNL_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas" o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i* que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,2}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 2 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. de este numeral.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,2}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 2.

$Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$CMEO_2$: Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8 de la presente Resolución.

d. Costo Anual de Terrenos ($CAET_{j,n}$)

Este costo se calcula para cada Nivel de Tensión de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAET_{j,n} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i * PU_i * VCT_i)$$

donde:

R: 0.076. Fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente sobre los mismos. Incluye el costo de adecuación.

$NS_{j,n}$: Número total de Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión n, reportadas por el OR *j*, sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas" o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

AT_i: Área Típica reconocida a la Unidad Constructiva *i* (m^2). Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i* que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

VCT_i: Valor Catastral del Terreno ($/$m^2$ de diciembre de 2001) correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la Unidad Constructiva *i*. Este valor se determina a partir de la información de área y valor catastral total del terreno en el que se encuentra ubicada cada subestación del OR *j*.

e. Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico ($CASN_j$)

Este costo se determina según la siguiente expresión:

$$CASN_j = \sum_{i=1}^{NSN_j} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right)$$

donde:

NSN_j: Número total de Unidades Constructivas reportadas por el OR *j*, y que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

1.2 Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos ($CAANE_{j,n}$):

Se determinará el Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos que se reconoce al Operador de Red, en cada nivel de tensión, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAANE_{j,n} = NE * CAAE_{j,n}$$

donde:

NE: Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. *NE* es igual a 0.041 para los niveles de tensión 4, 3 y 2.

$CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de Activos de Uso del Nivel de Tensión *n* para el OR *j*.

1.3 Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento ($AOM_{j,n}$):

Los Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento que se reconocerán al Operador de Red *j* para el Nivel de Tensión *n* ($AOM_{j,n}$), se estimarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,n} = \sum_{k=1}^{NT_{j,n}} \left[(FA_n + FAS_i) * CR_i * PU_i \right] + FA_n * \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * \frac{Ds_{j,n}}{Ns_j}$$

donde:

n : Niveles de tensión 4, 3 ó 2

$NT_{j,n}$: Número total de unidades constructivas reportadas por el OR *j*, para el Nivel de Tensión *n*.

FA_n: Fracción máxima del Costo de Reposición que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento en el Nivel de Tensión n, así:

Nivel de Tensión (n)	FA_n
4	0.02
3	0.02
2	0.04

FAS_i: Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento para activos en zonas de contaminación salina. Su valor es 0.005

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe ubicarse dentro de las regiones en las cuales se reconoció dicha condición en el período tarifario 1997-2002.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

NSN_j: Número total de Unidades Constructivas reportadas por el OR j, que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,n}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión n.

2. Determinación de los costos anuales de los Activos de Conexión al STN del OR.

Los Costos Anuales de las Conexiones de un OR al STN (CAC_j), se determinarán de conformidad con la siguiente expresión:

$$CAC_j = CAAC_j + CATC_j + CANEC_j + AOMC_j$$

donde:

$CAACj$: Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j.

$CATC_j$: Costo Anual de Terrenos asociados con activos de conexión al STN del OR j.

$CANEC_j$: Costo Anual de Activos No Eléctricos asociados con activos de conexión al STN del OR *j*.

$AOMC_j$: Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, asociados con activos de conexión al STN, que se reconocen al Operador de Red *j*.

Cada una de las variables anteriormente mencionadas se calculan a partir de las siguientes expresiones:

Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j ($CAAC_j$):

$$CAAC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} \left[CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right]$$

donde:

$NSTN_j$: Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN, reportadas por el OR *j*.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

Costo Anual de Terrenos asociados con activos de conexión al STN del OR j ($CATC_j$):

$$CATC_j = R * \sum_{i=1}^{NSTN_j} (AT_i * PU_i * VCT_i)$$

donde:

R: 0.076. Fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente por los mismos. Incluye el costo de adecuación.

$NSTN_j$: Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN reportadas por el OR *j*.

AT_i: Área Típica reconocida a la Unidad Constructiva *i* (m^2). Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3 de la presente Resolución.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i* que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

VCT_i: Valor Catastral del Terreno ($/m^2$ de diciembre de 2001) correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la Unidad Constructiva *i*. Este valor se determina a partir de la información de área y valor catastral del terreno en el que se encuentra ubicada cada subestación del OR *j*.

Costo Anual de Activos No Eléctricos asociados con activos de conexión al STN del OR j ($CANEC_j$):

$$CANEC_j = NE * CAAC_j$$

donde:

NE: Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de conexión al STN del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. *NE* es igual a 0.041

CAACj: Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR *j*.

Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, asociados con activos de conexión al STN ($AOMC_j$):

$$AOMC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} \left[\left(FAC_i + FAS_i \right) * CR_i * PU_i \right]$$

donde:

$NSTN_j$: Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN, reportadas por el OR *j*.

FAC_i: Fracción máxima del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva *i*, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento de Activos de Conexión al STN. Su valor es 0.02

FAS_i: Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva *i*, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento para activos de conexión al STN en zonas de contaminación salina. Su valor es 0.005

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe

ubicarse dentro de las regiones en las cuales se reconoció dicha condición en el período tarifario 1997-2002.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i* que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

En el Anexo No. 3 de esta Resolución se presenta el listado de Unidades Constructivas de Conexión al STN, sus Costos de Reposición a Nuevo y las Vidas Útiles Reconocidas a cada una de ellas.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 2

CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN

1. Cálculo de Cargos de los STR.

Los Cargos de los STR serán calculados por el LAC, de acuerdo con la siguiente metodología:

a. Para cada uno de los años del período tarifario, el LAC estimará el Ingreso Anual para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y las conexiones al STN, de cada OR, así:

$$IA_{j,4,R,k} = CA_{j,4} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPo}$$

$$IC_{j,R,k} = CAC_j * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPo}$$

donde:

$IA_{j,4,R,k}$: Ingreso Anual en el año *k*, para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red *j*, perteneciente al STR *R*, actualizado al mes de diciembre del año *k-1*.

$CA_{j,4}$: Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

$IC_{j,R,k}$: Ingreso Anual en el año *k*, para remunerar las conexiones al STN del Operador de Red *j*, perteneciente al STR *R*, actualizado al mes de diciembre del año *k-1*.

CAC_j: Costo Anual de Conexiones al STN, aprobado por la CREG para el Operador de Red *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

fp: Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042

a: Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobaron al Operador de Red *j*, el Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y el Costo Anual de Conexiones al STN. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación, por primera vez, en el año 2003, *a* es igual a cero (0) en ese año.

IPP_{k-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año *k-1*.

IPP_o: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

b. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Ingreso Total Anual, así:

$$ITR_{R,k} = \sum_{j=1}^{TR} \left(IA_{j.4.R,k} + IC_{j,R,k} \right)$$

donde:

k: Año de cálculo del Ingreso Total Anual.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual para el Sistema de Transmisión Regional *R*, en el año *k*. Este ingreso esta referido al mes de diciembre del año *k-1*.

TR: Número total de OR que conforman el STR *R* y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

c. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Cargo del Nivel de Tensión 4, de cada STR, así:

$$CD_{4,R,k} = \frac{ITR_{R,k}}{\sum_{j=1}^{TR} \left(DTC_{j,R,k-1} \right)}$$

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 ($/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R, en el año *k*. Este cargo estará actualizado al mes de diciembre del año *k-1*.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual para la región *R*, en el año k, calculado según lo dispuesto en el literal b.

TR: Número total de OR que conforman la región *R* y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

$DTC_{j,R,k-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR *j*, perteneciente al Sistema de Transmisión Regional *R*, durante el año anterior a *k*. Esta energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para referir las demandas a 220 kV se utilizarán los factores contenidos en el numeral 2 del Anexo No. 10 de esta Resolución.

El calculo del Ingreso Anual y del cargo de un STR, se realizará a partir del momento en que al menos uno de los Operadores de Red que lo conforman, obtenga aprobación del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión

4 y del Costo Anual de Conexiones al STN. Los Ingresos Anuales y los Cargos de un STR se actualizarán en la medida que se aprueben, por primera vez, los Costos Anuales mencionados a los demás OR que lo conforman, y entrarán a regir a partir del mes siguiente al de aprobación.

2. Cálculo de cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 se determinarán, para cada uno de los años del período tarifario, a partir de:

- Los Costos Anuales encontrados de acuerdo con la formulación contenida en el numeral 1 del Anexo No.1.
- Las energías útiles de cada Nivel de Tensión estimadas, para cada año del período tarifario, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 ($CD_{j,3}$ y $CD_{j,2}$ respectivamente) se calculan por medio de las siguientes expresiones:

a) Nivel de Tensión 3

$$CD_{j,3} = \frac{CA_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

donde:

$CA_{j,3}$: Costo Anual para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR *j* hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 3, determinado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,3} = \sum_{l=1}^{NC3_j} \left(CD_{j,l} * EI_{j,l} \right)$$

donde:

$NC3_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 3 del OR *j*.

$CD_{j,l}$: Cargos Máximos ($/kWh) estimados para otros OR, o equivalentes del respectivo contrato de

conexión, aplicables a la conexión *l* que tiene el OR *j*.

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR *j*, a través de su conexión *l* con otro OR, reportada según lo dispuesto en el Anexo No. 7.

b) Nivel de Tensión 2

$$CD_{j,2} = \frac{CA_{j,2} + CA_{j,3} * \frac{Fe_{j,3\rightarrow 2}}{Fe_{j,S3}} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

donde:

$CA_{j,2}$: Costo Anual para remunerar el uso de los activos eléctricos del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

$Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$Fe_{j,3\rightarrow 2}$: Energía que fluye del Nivel de Tensión 3 al Nivel de Tensión 2, del OR *j*. Estas energías se determinan según lo establecido en el Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$Fe_{j,3S}$: Energía que sale del Nivel de Tensión 3 del OR *j* (sin considerar pérdidas). Esta energía se determinan según lo establecido en el Anexo No. 7 de la presente Resolución.

$O_{j,2}$: Pago anual por uso de SDL que el OR *j* hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 2, determinados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,2} = \sum_{l=1}^{NC2_j} \left(CD_{j,l} * EI_{j,l} \right)$$

donde:

$NC2_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 2 del OR *j*.

$CD_{j,l}$: Cargos Máximos ($/kWh) estimados para otros OR, o equivalentes del respectivo contrato de conexión, aplicables a la conexión *l* que tiene el OR *j*.

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR *j*, a través de su conexión *l* con otro OR, reportada según lo dispuesto en el Anexo No. 7.

3. Cálculo de cargos máximos del Nivel de Tensión 1

Para cada Operador de Red se establecen los siguientes cargos:

Redes Aéreas:
- Cargo Máximo por concepto de Inversión ($CDAI_{j,1}$),
- Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento ($CDAM_{j,1}$).

Redes Subterráneas:
- Cargo Máximo por concepto de Inversión ($CDSI_{j,1}$),
- Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento ($CDSM_{j,1}$).

Estos Cargos se determinan a partir de las siguientes expresiones:

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Aéreas ($CDAI_{j,1}$):

$$CDAI_{j,1} = CMEI_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEI_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

donde:

$CMEI_r$: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de Inversión para redes aéreas rurales. Su valor es 38.8750 $/kWh ($ colombianos de diciembre de 2001).

PDR_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR *j*, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR *j*, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

$CMEI_u$: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de Inversión para redes aéreas urbanas. Su valor es 15.6555 $/kWh ($ colombianos de diciembre de 2001).

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para Redes Aéreas ($CDAM_{j,1}$):

$$CDAM_{j,1} = CMEM_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEM_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

donde:

$CMEM_r$: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para redes rurales. Su valor es 5.3835 $/kWh ($ colombianos de diciembre de 2001).

$CMEM_u$: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para redes urbanas. Su valor es 0.3120 $/kWh ($ colombianos de diciembre de 2001).

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Subterráneas ($CDSI_{j,1}$):

$$CDSI_{j,1} = 24.9538\$/kWh\ *$$

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para Redes Subterráneas ($CDSM_{j,1}$):

$$CDSM_{j,1} = 0.0438\$/kWh\ *$$

* $ colombianos de diciembre de 2001.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 3

LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE STR Y SDL, EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2 Y DE LAS CONEXIONES AL STN.

ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

1. Listado de Unidades Constructivas de Conexiones al STN, y STR, SDL en los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las Unidades Constructivas establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios que permiten a los OR cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG. Cuando un OR no tenga los elementos completos de una Unidad Constructiva, deberá indicarlo en las observaciones del registro correspondiente en el reporte de información a la Base de Datos de la Comisión, y debe asumir los riesgos del pago de compensaciones a sus usuarios por fallas en la prestación del servicio, por este motivo. Sin embargo, se hace una excepción a esta regla para el caso de las líneas monofásicas del Nivel de Tensión 2 que no tengan neutro, las cuales se valorarán al 40% del valor establecido de la respectiva Unidad Constructiva.

Por otra parte, el valor que se reconocerá para el caso de líneas sobrepuestas del Nivel de Tensión 2 y 3, es el equivalente al 60% del valor de la Unidad Constructiva correspondiente.

Las Unidades Constructivas de Bahías de Conexión de Equipos de Compensación se asimilan a las Unidad Constructiva de Bahía de Línea para la respectiva configuración y Nivel de Tensión.

Solamente se debe considerar una Unidad Constructiva de Módulo Común por subestación, el cual corresponde al Nivel de Tensión más alto de la subestación.

En lo relacionado con las unidades constructivas correspondientes a Centros de Control, su Costo Anual Equivalente se distribuirá en igual proporción entre los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.

Los transformadores de repuesto para conexión al STN que se remuneran dentro de contratos de conexión, podrán hacer parte de la base de activos para el cálculo de cargos por uso del Nivel de Tensión 4.

Adicionalmente a lo anterior, para la clasificación de los activos en las unidades constructivas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Son activos del Nivel de Tensión 4 las líneas con tensiones de operación que pertenecen a este Nivel de Tensión.

- Pertenecen al Nivel de Tensión 4 todas las unidades constructivas que sirven en forma exclusiva este Nivel de Tensión, tales como: bahías de líneas, módulos comunes de subestación, los módulos de barraje,

sistema de control de la subestación, módulos de compensación y las bahías de conexión correspondientes, bahías de maniobra, etc.

- Las bahías de transformación, distintas a las asociadas con los transformadores de conexión al STN, se asocian con el Nivel de Tensión del secundario del transformador.

- El costo de los transformadores tridevanados y de sus bahías asociadas, se repartirá de la siguiente manera:

$$C_L = CTRF * \frac{P_L}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_L}{(P_L + P_T)}$$

$$C_T = CTRF * \frac{P_T}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_T}{(P_L + P_T)}$$

donde:

C_L: Costo del transformador tridevanados y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión *L* (baja tensión).

C_T: Costo del transformador tridevanados y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión *T* (terciario).

CTRF: Costo del transformador tridevanados

P_L: Potencia nominal del devanado de baja tensión (Nivel de Tensión *L*)

P_T: Potencia nominal del devanado terciario

CB: Costo de la Bahía de Tranformación del lado de alta tensión del transformador tridevanados.

En las unidades constructivas asociadas a éstos transformadores, reportadas a la CREG, se deberá indicar las bahías de transformación asociadas con cada transformador.

- Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes unidades constructivas: la Bahía de Transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el Transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y, secundaria, cualquier tensión y la Bahía de Transformador del lado de baja.

Unidades Constructivas "Módulos de Transformador de Conexión al STN" & Otros

No.	Unidad Constructiva	*Descripción*	Valor FOB ($ dic 1999)	Factor de Instalación	Valor Instalado y Actualizado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	*N5S1*	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV	2,218,910,665	181%	4,008,905,898	25
2	*N5S2*	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 500 kV	2,782,279,029	181%	5,026,743,521	25
3	*N5S3*	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV	762,366,423	196%	1,491,722,380	25
4	*N5S4*	Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	855,476,808	196%	1,673,911,469	25
5	*N5S5*	Bahía de Transformador, doble barra, 230 kV	854,024,426	196%	1,671,069,595	25
6	*N5S6*	Bahía de Transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	856,101,750	196%	1,675,134,295	25
7	*N5S7*	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV	897,742,064	196%	1,756,611,896	25
8	*N5S8*	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 230 kV	1,000,392,603	196%	1,957,468,207	25
9	*N5S9*	Bahía de Transformador, anillo, 230 kV	847,810,783	196%	1,658,911,359	25
10	*N5S10*	Módulo Común activos de conexión al STN (1)	302,435,760	140%	424,105,666	25
11	*N5S11*	Centro de Supervisión y Control para activos de conexión al STN (1)	100,811,920	190%	191,875,327	10
12	*N5S12*	Bahía de Transformador, doble barra encapsulada, 230 kV	1,997,145,394	181%	3,608,242,584	25

Nota (1): Corresponde al valor de elementos no remunerados en el Módulo Común del STN

Unidades Constructivas de Centros de Control & Calidad

No.	Unidad Constructiva	*Descripción*	Valores Globales Reconocidos Equipos Instalados ($ dic 2001)	Vida Útil
1	CCS1	Scada tipo 1 (Hasta 5.000 señales)	985,000,000	10
2	CCS2	Scada tipo 2 (Mayor de 5.000 y hasta 10.000 señales)	2,600,000,000	10
3	CCS3	Scada tipo 3 (Mayor de 10.000 señales)	5,160,000,000	10
4	CCS4	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1,146,000,000	10
5	CCS5	Sistema de Gestión de Distribución: DMS	690,000,000	10
6	CCS6	Sistema de Información Geográfico: GIS	2,290,000,000	10
7	CCS7	Enlace ICCP	550,000,000	10
8	CCS8	Sistemas de Medida y Calidad (DES-FES)	1,080,000	15
9	CCS9	Sistemas de Medida y Calidad (Eq. de Reg Calidad de Potencia)	19,248,000	15
10	CCS10	Módulo Común de Centro de Control	1,150,000,000	25

Nota: Las unidades CCS8 y CCS9 corresponden a los equipos de registro correspondientes

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N4S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	410,189,268	190%	779,360,000	25
2	N4S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	325,946,016	190%	619,297,000	25
3	N4S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	436,769,935	190%	829,863,000	25
4	N4S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	351,084,156	190%	667,060,000	25
5	N4S5	Bahía de línea, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	468,974,761	190%	891,052,000	25
6	N4S6	Bahía de transformador, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	383,288,982	190%	728,249,000	25
7	N4S7	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	436,769,935	190%	829,863,000	25
8	N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	351,084,156	190%	667,060,000	25
9	N4S9	Bahía de línea, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	528,243,005	190%	1,003,662,000	25
10	N4S10	Bahía de transformador, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	486,383,146	190%	924,128,000	25
11	N4S11	Bahía de línea, configuración en anillo -tipo convencional-	433,975,841	190%	824,554,000	25
12	N4S12	Bahía de transformador, configuración en anillo -tipo convencional-	392,115,982	190%	745,020,000	25
13	N4S13	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	1,794,868,483	190%	3,410,250,000	25
14	N4S14	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	1,757,356,826	190%	3,338,978,000	25
15	N4S15	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	1,806,002,014	190%	3,431,404,000	25
16	N4S16	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	1,755,479,662	190%	3,335,411,000	25
17	N4S17	Bahía de Maniobra, (Acople, Transferencia o Seccionamiento) -tipo convencional-	319,979,096	190%	607,960,000	25
18	N4S18	Bahía de Maniobra, -tipo encapsulada (SF6)-	1,674,096,491	190%	3,180,783,000	25
19	N4S19	Protección Diferencial Tipo 1 barra sencilla	65,653,763	190%	124,742,000	25
20	N4S20	Protección Diferencial Tipo 1 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	94,971,702	190%	180,446,000	25
21	N4S21	Protección Diferencial Tipo 2 barra sencilla	99,547,189	190%	189,140,000	25
22	N4S22	Protección Diferencial Tipo 2 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	164,580,042	190%	312,702,000	25
23	N4S23	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra sencilla - tipo convencional -	67,197,789	190%	127,676,000	25
24	N4S24	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra sencilla - tipo convencional -	97,753,424	190%	185,732,000	25
25	N4S25	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble - tipo convencional-	123,998,203	190%	235,597,000	25
26	N4S26	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble - tipo convencional-	179,628,970	190%	341,295,000	25
27	N4S27	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	123,998,203	190%	235,597,000	25
28	N4S28	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	179,628,970	190%	341,295,000	25
29	N4S29	Módulo de barrajer tipo 1, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	90,503,443	190%	171,957,000	25
30	N4S30	Módulo de barrajer tipo 2, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	146,134,210	190%	277,655,000	25
31	N4S31	Módulo de barraje tipo 1, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	60,775,841	190%	115,474,000	25
32	N4S32	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	93,961,292	190%	178,526,000	25
33	N4S33	Módulo de barraje tipo 1, configuración en anillo - tipo convencional-	60,775,841	190%	115,474,000	25
34	N4S34	Módulo de barraje tipo 2, configuración en anillo - tipo convencional-	93,961,292	190%	178,526,000	25
35	N4S35	Módulo común tipo 1, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	519,078,667	190%	2,845,255,000	25
36	N4S36	Módulo común tipo 2, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	559,121,620	190%	3,395,217,000	25
37	N4S37	Sistema de control de la subestación (Sub 115 kV/34.5 kV) o (Sub 115kV/ 13.8 kV)	190,740,735	190%	362,407,000	10
38	N4S38	Campo Movil Encapsulado Nivel IV	1,104,415,662	153%	1,689,756,000	25
39	N4S39	Bahía de Maniobra, (Seccionamiento de barras sin Interruptor) -tipo convencional-	20,960,631	190%	39,825,000	25

Notas: En las Unidades Constructivas 35 y 36 (Módulo Común) el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.
Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:

Edificio de control y Obras Civiles Tipo 1	1,859,006,000
Edificio de control y Obras Civiles Tipo 2	2,332,886,000

Módulo común tipo 1. - Se aplica a subestaciones que tienen 6 o menos bahías o módulos
Módulo común tipo 2. - Se aplica a subestaciones que tienen más de 6 bahías o módulos

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	*Descripción*	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N3S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	205,517,319	195%	400,759,000	25
2	N3S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	204,430,536	195%	398,640,000	25
3	N3S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	219,669,571	195%	428,356,000	25
4	N3S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	218,582,788	195%	426,236,000	25
5	N3S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	219,669,571	195%	428,356,000	25
6	N3S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	218,582,788	195%	426,236,000	25
7	N3S7	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	280,089,881	195%	546,175,000	25
8	N3S8	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	280,708,500	195%	547,382,000	25
9	N3S9	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	280,518,790	195%	547,012,000	25
10	N3S10	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	281,137,409	195%	548,218,000	25
11	N3S11	Celda de línea , subestación tipo Metalclad	140,376,016	195%	273,733,000	25
12	N3S12	Celda de transformador o acople, subestación tipo Metalclad	128,629,136	195%	250,827,000	25
13	N3S13	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	158,760,811	195%	309,584,000	25
14	N3S14	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	158,760,811	195%	309,584,000	25
15	N3S15	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	195%	245,618,000	25
16	N3S16	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	195%	245,618,000	25
17	N3S17	Bahía de línea, subestación Reducida	55,747,067	195%	108,707,000	25
18	N3S18	Bahía de transformador, subestación Reducida	55,747,067	195%	108,707,000	25
19	N3S19	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo convencional-	196,624,852	195%	383,418,000	25
20	N3S20	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo encapsulada (SF6)-	247,238,943	195%	482,116,000	25
21	N3S21	Protección Diferencial, Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	195%	196,534,000	25
22	N3S22	Protección Diferencial, Otras configuraciones diferentes a Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	195%	196,534,000	25
23	N3S23	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	43,669,158	195%	85,155,000	25
24	N3S24	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 2	55,698,036	195%	108,611,000	25
25	N3S25	Módulo de barraje para barra doble -tipo 1-	83,797,984	195%	163,406,000	25
26	N3S26	Módulo de barraje para barra doble -tipo 2-	110,410,864	195%	215,301,000	25
27	N3S27	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	59,369,423	195%	115,770,000	25
28	N3S28	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	85,982,303	195%	167,665,000	25
29	N3S29	Módulo de barraje para Convencional Reducida	42,782,746	195%	83,426,000	25
30	N3S30	Módulo común tipo 1 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	377,529,185	195%	1,668,153,000	25
31	N3S31	Módulo común tipo 1 - Convencional reducida	386,823,356	195%	993,001,000	25
32	N3S32	Módulo común tipo 1 - Reducida	58,654,208	195%	150,180,000	25
33	N3S33	Módulo común tipo 2 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	168,392,565	195%	1,448,162,000	25
34	N3S34	Sistema de Control de la Subestación (Sub 34.5 kV/13,8 kV)	190,740,735	195%	371,944,000	10
35	N3S35	Subestación Movil 30 MVA (Nivel 4 / Nivel 3 / Nivel 2)	892,978,630	153%	1,366,257,000	25
36	N3S36	Subestación Movil 15 MVA (Nivel 4 / Nivel 3 / Nivel 2)	693,645,580	153%	1,064,052,000	25

Nota: En las Unidades Constructivas 30, 31, 32 y 33 (Módulo Común) el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.
Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:

Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 1	930,725,000
Edificio de control y Obras Civiles: Convencional Reducida Tipo 1	238,695,000
Edificio de control y Obras Civiles: Reducida Tipo 1	35,804,000
Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 2	1,119,796,000

Módulo común tipo 1, - Se aplica a subestaciones que tienen 6 o menos bahías o módulos
Módulo común tipo 2, - Se aplica a subestaciones que tienen más de 6 bahías o módulos

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	*Descripción*	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N2S1	Bahia de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	179,089,833	193%	345,643,000	25
2	N2S2	Bahia de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	177,366,865	193%	342,318,000	25
3	N2S3	Bahia de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	189,299,720	193%	365,348,000	25
4	N2S4	Bahia de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	187,576,753	193%	362,023,000	25
5	N2S5	Bahia de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	189,299,720	193%	365,348,000	25
6	N2S6	Bahia de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	187,576,753	193%	362,023,000	25
7	N2S7	Bahia de línea, subestación Reducida	37,893,459	193%	73,134,000	25
8	N2S8	Bahia de Acople o Seccionamiento (configuraciones en que aplica) -tipo convencional-	174,957,667	193%	337,668,000	25
9	N2S9	Celda de salida de Circuito, barra sencilla -Sub. Metalclad-	88,499,119	193%	170,803,000	25
10	N2S10	Celda de llegada deTransformador, barra sencilla -Sub. Metalcald-	90,678,031	193%	175,009,000	25
11	N2S11	Celda de Interconexión o de acople, barra sencilla -Sub. Metalclad-	85,974,238	193%	165,930,000	25
12	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares, barra sencilla -Sub. Metalcald-	79,277,119	193%	153,005,000	25
13	N2S13	Gabinete protección de barras -Sub. Metalclad	130,336,065	193%	251,549,000	25
14	N2S14	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	62,019,951	193%	119,699,000	25
15	N2S15	Celda de salida de Circuito, doble barra -Sub. Metalclad-	94,679,806	193%	182,732,000	25
16	N2S16	Celda de llegada deTransformador, doble barra -Sub. Metalcald-	97,076,609	193%	187,358,000	25
17	N2S17	Celda de Interconexión o de acople, doble barra -Sub. Metalclad-	91,902,437	193%	177,372,000	25
18	N2S18	Celda de Medida o Auxiliares, doble barra -Sub. Metalcald-	84,535,606	193%	163,154,000	25
19	N2S19	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, doble barra -Sub. Metalclad-	62,019,951	193%	119,699,000	25
20	N2S20	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	33,535,016	193%	64,733,000	25
21	N2S21	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 2-	43,678,254	193%	84,299,000	25
22	N2S22	Módulo de barraje para barra doble -tipo 1-	68,681,007	193%	132,554,000	25
23	N2S23	Módulo de barraje para barra doble -tipo 2-	95,616,669	193%	184,540,000	25
24	N2S24	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	68,681,007	193%	132,554,000	25
25	N2S25	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	95,616,669	193%	184,540,000	25
26	N2S26	Módulo de barraje subestación reducida	22,815,479	193%	44,034,000	25

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N4L1	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	44,014,182	269%	118,398,000	25
2	N4L2	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	58,759,071	269%	158,062,000	25
3	N4L3	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	37,971,424	269%	102,143,000	25
4	N4L4	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	49,204,575	269%	132,360,000	25
5	N4L5	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	75,726,404	244%	184,772,000	25
6	N4L6	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	85,992,036	244%	209,821,000	25
7	N4L7	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto- Rural - Conductor tipo 1	50,337,839	249%	125,341,000	25
8	N4L8	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	60,603,471	249%	150,903,000	25
9	N4L9	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	79,132,628	269%	212,867,000	25
10	N4L10	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	106,830,703	269%	287,375,000	25
11	N4L11	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	61,405,618	269%	165,181,000	25
12	N4L12	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	84,294,762	269%	226,753,000	25
13	N4L13	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	97,944,591	244%	238,985,000	25
14	N4L14	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	118,475,855	244%	289,081,000	25
15	N4L15	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 1	69,210,903	249%	172,335,000	25
16	N4L16	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	89,742,167	249%	223,458,000	25
17	N4L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	104,996,229	269%	282,440,000	25
18	N4L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	115,261,861	269%	310,054,000	25
19	N4L19	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	158,145,345	269%	425,411,000	25
20	N4L20	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	178,676,609	269%	480,640,000	25
21	N4L21	km de Línea Circuito sencillo - Subterránea - Urbana - Cable (750 MCM - 1000 MCM)	1,516,073,806	163%	2,471,655,000	25
22	N4L22	km de Línea Circuito sencillo - Submarina - Cable monopolares (500 MCM)	739,222,747	211%	1,561,238,000	25

Notas
Conductores para valoración
Conductor Tipo 1 336 MCM
Conductor Tipo 2 795 MCM
Conductores menores a 605 MCM son tipo 1, mayores o iguales a 605 MCM son tipo 2

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N3L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	23,976,959	198%	47,474,000	25
2	N3L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	33,325,737	198%	65,985,000	25
3	N3L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1	35,422,625	198%	70,137,000	25
4	N3L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2	41,187,997	198%	81,552,000	25
5	N3L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1	19,469,112	183%	35,628,000	25
6	N3L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2	25,203,609	183%	46,123,000	25
7	N3L7	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	54,049,515	208%	112,423,000	25
8	N3L8	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	65,580,260	208%	136,407,000	25
8	N3L9	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	41,399,400	188%	77,831,000	25
10	N3L10	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	52,930,145	188%	99,509,000	25
11	N3L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F (*)	83,326,684	140%	116,657,000	25
12	N3L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F (*)	108,645,963	140%	152,104,000	25
13	N3L13	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 750 MCM cu)	462,628,785	163%	754,085,000	25
14	N3L14	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 500 MCM cu)	361,293,166	163%	588,908,000	25
15	N3L15	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 350 MCM cu)	287,710,582	163%	468,968,000	25
16	N3L16	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	240,490,701	163%	392,000,000	25
17	N3L17	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 1/0 MCM cu)	194,118,854	163%	316,414,000	25
18	N3L18	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 750 MCM cu)	823,043,301	163%	1,341,561,000	25
19	N3L19	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 500 MCM cu)	620,372,064	163%	1,011,206,000	25
20	N3L20	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 350 MCM cu)	472,415,095	163%	770,037,000	25
21	N3L21	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	377,975,333	163%	616,100,000	25
22	N3L22	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 1/0 MCM cu)	285,091,468	163%	464,699,000	25

Notas
Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre
Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre
(*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N2L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F + N	26,312,185	181%	47,625,000	25
2	N2L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F + N	33,999,348	181%	61,539,000	25
3	N2L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F	22,558,665	174%	39,252,000	25
4	N2L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F	28,324,038	174%	49,284,000	25
5	N2L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F + N	24,162,262	174%	42,042,000	25
6	N2L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 2F + N	29,927,635	174%	52,074,000	25
7	N2L7	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F	19,403,750	162%	31,434,000	25
8	N2L8	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 1F + N	21,007,347	162%	34,032,000	25
9	N2L9	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F + N	12,659,004	207%	26,204,000	25
10	N2L10	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F + N	20,346,167	207%	42,117,000	25
11	N2L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F	10,614,551	204%	21,654,000	25
12	N2L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F	16,379,923	204%	33,415,000	25
13	N2L13	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F + N	11,198,802	204%	22,846,000	25
14	N2L14	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 2F + N	16,964,174	204%	34,607,000	25
15	N2L15	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F	8,800,741	214%	18,834,000	25
16	N2L16	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 1F + N	9,384,991	214%	20,084,000	25
17	N2L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F+N (*)	44,311,052	162%	71,784,000	25
18	N2L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F+N (*)	55,468,408	162%	89,859,000	25
19	N2L19	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 1F+N (*)	28,097,385	162%	45,518,000	25
20	N2L20	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Aislada 100% 3F (Cable tipo 2)	65,545,470	159%	104,217,000	25
21	N2L21	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 500 MCM cu)	319,492,316	169%	539,942,000	25
22	N2L22	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 350 MCM cu)	259,546,949	169%	438,634,000	25
23	N2L23	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	212,847,047	169%	359,712,000	25
24	N2L24	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	168,613,782	169%	284,957,000	25
25	N2L25	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	155,471,484	169%	262,747,000	25
26	N2L26	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 500 MCM cu)	527,693,497	169%	891,802,000	25
27	N2L27	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 350 MCM cu)	407,802,762	169%	689,187,000	25
28	N2L28	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	314,402,959	169%	531,341,000	25
29	N2L29	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	225,936,429	169%	381,833,000	25
30	N2L30	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	199,651,834	169%	337,412,000	25
31	N2L31	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar 1/0 AWG cu)	74,526,653	169%	125,950,000	25
32	N2L32	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar No. 2 AWG cu)	70,145,887	169%	118,547,000	25
33	N2L33	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Aislada 100% 1F (Cable tipo 1)	30,322,880	164%	49,730,000	25

Notas:
Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre
Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre
(*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Unidades Constructivas de Transformadores de Conexión al STN & Transformadores de STR y/o SDL

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001 por kVA)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001 por kVA)	Vida Útil
1	N5TC1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 10 a 20 MVA	18,457	181%	33,000	25
2	N5TC2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18,457	181%	33,000	25
3	N5TC3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	16,980	181%	31,000	25
4	N5TC4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	13,473	181%	24,000	25
5	N5TC5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 121 a 150 MVA	11,997	181%	22,000	25
6	N5TC6	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18,088	181%	33,000	25
7	N5TC7	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	14,765	181%	27,000	25
8	N5TC8	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	11,997	181%	22,000	25
9	N5TC9	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final mayor a 121 MVA	9,228	181%	17,000	25
10	N4T1	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 6,1 a 10 MVA	38,759	181%	70,000	25
11	N4T2	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 11 a 15 MVA	31,007	181%	56,000	25
12	N4T3	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 16 a 20 MVA	24,732	181%	45,000	25
13	N4T4	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 21 a 30 MVA	22,148	181%	40,000	25
14	N4T5	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MVA	20,856	181%	38,000	25
15	N4T6	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 41 a 80 MVA	15,135	181%	27,000	25
16	N4T7	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 81 a 120 MVA	13,289	181%	24,000	25
17	N4T8	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final mayor a 120 MVA	12,181	181%	22,000	25
18	N3T1	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	22,148	181%	40,000	25
19	N3T2	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	20,302	181%	37,000	25
20	N3T3	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 6,1 a 10 MVA	23,580	181%	43,000	25
21	N3T4	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 11 a 15 MVA	22,673	181%	41,000	25
22	N3T5	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 16 a 20 MVA	21,403	181%	39,000	25
23	N3T6	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 21 a 30 MVA	19,590	181%	35,000	25
24	N3T7	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final mayor a 31 MVA	18,139	181%	33,000	25

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
25	TAZ	Transformador de Aterrizamiento	130,024,465	181%	235,344,000	25

Nota: Para tamaños de transformadores con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de Equipos de Compensación

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001 por kVAr)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001por kVAr)	Vida Útil
1	N4CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 11 a 20 MVAr	14,893	181%	27,000	25
2	N4CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 21 a 30 MVAr	12,143	181%	22,000	25
3	N4CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 31 a 40 MVAr	9,279	181%	17,000	25
4	N3CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 3 a 20 MVAr	11,456	181%	21,000	25
5	N3CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 21 a 30 MVAr	9,508	181%	17,000	25
6	N3CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 31 a 40 MVAr	7,561	181%	14,000	25
7	N2CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 150 kVAr	48,802	181%	88,000	25
8	N2CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 300 kVAr	48,802	181%	88,000	25
9	N2CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 450 kVAr	48,802	181%	88,000	25
10	N2CR4	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 600 kVAr	48,802	181%	88,000	25
11	N2CR5	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 900 kVAr	48,802	181%	88,000	25
12	N2CR6	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 1200 kVAr	48,802	181%	88,000	25
13	N2CR7	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final mayor a 1200 kVAr	28,411	181%	51,000	25

Nota: Para tamaños de compensaciones con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N3EQ1	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297,853	180%	536,000	15
2	N3EQ2	Juego de cortacircuitos de expulsión	458,236	130%	596,000	25
3	N3EQ3	Juego de cuchillas para operación sin carga nivel de tensión 3 (36 kV, 46 kV)	1,777,535	130%	2,311,000	25
4	N3EQ4	Juego de pararrayos nivel de tensión 3	769,306	120%	923,000	25
5	N3EQ5	Juego de pararrayos nivel de tensión 3 (44kV)	6,692,218	120%	8,031,000	25
6	N3EQ6	Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel de tensión 3 (36kV)	17,231,400	120%	20,678,000	25
7	N3EQ7	Reconectador 36 kV	32,802,476	120%	39,363,000	25
8	N3EQ8	Reconectador 36 kV telecomandado	68,464,563	120%	82,157,000	25
9	N3EQ9	Regulador 36 kV	100,854,862	120%	121,026,000	25
10	N3EQ10	Seccionalizador manual (seccionalizador bajo carga) 400A	13,747,080	120%	16,496,000	25
11	N3EQ11	Seccionalizador eléctrico, 400A	16,496,496	120%	19,796,000	25
12	N3EQ12	Seccionalizador con control inteligente, 400A	21,766,210	120%	26,119,000	25
13	N3EQ13	Transición aérea - subterránea	3,720,876	140%	5,209,000	25
14	N3EQ14	Transición aérea - subterránea (44 kV)	4,837,139	140%	6,772,000	25

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 2

No.	Unidad Constructiva	*Descripción*	Valor FOB ($ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado ($ dic 2001)	Vida Útil
1	N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo tres vías	2,604,750	120%	3,126,000	25
2	N2EQ2	Caja de maniobra de dos vías 15 kV, sumergible	25,202,980	120%	30,244,000	25
3	N2EQ3	Caja de maniobra de tres vías 15 kV, sumergible	27,494,160	120%	32,993,000	25
4	N2EQ4	Caja de maniobra de cuatro vías 15 kV, sumergible	29,785,340	120%	35,742,000	25
5	N2EQ5	Caja de maniobra de cinco vías 15 kV, sumergible	32,076,520	120%	38,492,000	25
6	N2EQ6	Caja de maniobra de seis vías 15 kV, sumergible	34,367,700	120%	41,241,000	25
7	N2EQ7	Control de bancos de capacitores	1,053,943	120%	1,265,000	25
8	N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr	5,617,973	120%	6,742,000	25
9	N2EQ9	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr	6,270,960	120%	7,525,000	25
10	N2EQ10	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr	7,306,153	120%	8,767,000	25
11	N2EQ11	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr	10,954,961	120%	13,146,000	25
12	N2EQ12	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr	21,706,388	120%	26,048,000	25
13	N2EQ13	Cortacircuitos 15 kV monofásico	114,835	150%	172,000	25
14	N2EQ14	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297,853	180%	536,000	15
15	N2EQ15	Indicador falla monofásico	343,677	120%	412,000	25
16	N2EQ16	Juego de cortacircuitos 15 kV trifásico	411,613	130%	535,000	25
17	N2EQ17	Juego de cuchillas para operación sin carga	1,206,751	140%	1,689,000	25
18	N2EQ18	Pararrayos monofásicos	117,850	140%	165,000	25
19	N2EQ19	Juego de pararrayos trifásicos 15 kV en Poste	261,195	140%	366,000	25
20	N2EQ20	Juego de pararrayos subterráneos trifásicos	1,690,500	140%	2,367,000	25
21	N2EQ21	Juego de seccionadores trifásico bajo carga	12,701,000	120%	15,241,000	25
22	N2EQ22	Reguladores de voltaje trifásicos de distribución	97,642,901	120%	117,171,000	25
23	N2EQ23	Reconectador 15 KV 100 A Monofásico + control	11,455,900	120%	13,747,000	25
24	N2EQ24	Reconectador 15 KV 200 A Trifásico + control	21,078,856	120%	25,295,000	25
25	N2EQ25	Reconectador 15 KV 400 A Trifásico + control	22,911,800	120%	27,494,000	25
26	N2EQ26	Reconectador 15 KV 600 A Trifásico + control	25,202,980	120%	30,244,000	25
27	N2EQ27	Reconectador 15 KV 600 A Trifásico telecomandado	28,639,750	120%	34,368,000	25
28	N2EQ28	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA	25,202,980	120%	30,244,000	25
29	N2EQ29	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA	32,122,344	120%	38,547,000	25
30	N2EQ30	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA	38,491,824	120%	46,190,000	25
31	N2EQ31	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA	61,816,036	120%	74,179,000	25
32	N2EQ32	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA	99,276,829	120%	119,132,000	25
33	N2EQ33	Seccionador monopolar 14.4 kV	300,000	140%	420,000	25
34	N2EQ34	Seccionador trifásico vacio	27,851,947	120%	33,422,000	25
35	N2EQ35	Seccionalizador con control inteligente, 400A	16,496,496	120%	19,796,000	25
36	N2EQ36	Seccionalizador eléctrico, 400A	12,601,490	120%	15,122,000	25
37	N2EQ37	Seccionalizador manual (seccionalizador bajo carga) 400A	11,226,782	120%	13,472,000	25
38	N2EQ38	Swiche de transferencia en SF6	39,885,950	120%	47,863,000	25
39	N2EQ39	Swiche de transferencia en SF6 telecomandado	77,212,766	120%	92,655,000	25
40	N2EQ40	Swiche interrupción en aire bajo carga	5,317,722	120%	6,381,000	25
41	N2EQ41	Transición aérea - subterránea - trifásica	2,317,834	130%	3,013,000	25
42	N2EQ42	Transición aérea - subterránea - monofásica	927,134	130%	1,205,000	25

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

2. Áreas típicas reconocidas a las Unidades Constructivas

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Seccioamiento, Transferencia (m²)	Módulo Común tipo 1 (m²)	Módulo Común tipo 2 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m²)
Barra Sencilla	650	650		1750	3500	500	950
Doble Barra	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Doble Barra más By- Pass	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Barra Principal y Transferencia	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Interruptor y Medio	500	500		3500	3500	750	1450
Anillo	500	500		3500	3500	750	1450

Subestaciones Encapsuladas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople (m²)	Módulo Común (m²)
Barra Sencilla	200	200		3500
Doble Barra y otras config.	200	200	200	3500

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Seccioamiento, Transferencia (m²)	Módulo Común tipo 1 (m²)	Módulo Común tipo 2 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m²)
Todas las configuraciones	230	230	230	400	1000	140	290

Subestaciones Convencionales Reducidas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Modulo Común (m²)	Modulo de Barraje (m²)
Todas las configuraciones	50	60	400	130

Subestaciones Encapsuladas y MetalClad SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Módulo Común (m²)
Todas las configuraciones	120	120	1000

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 2	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m²)
Todas las configuraciones	20	20	20	120	240

TRANSFORMADORES	Conexión al STN (m²)	Lado de Alta en el nivel 4 (m²)	Lado de Alta en el nivel 3 (m²)
Bancos monofásicos	160	70	20
Transformadores Trifásicos	60	30	10

CENTROS DE CONTROL	(m²)
Centros de Control	500

AREAS DE TERRENOS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN

SUBESTACIÓN 230 kV (m²)	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Bahía Seccionami (m²)	Módulo Común (m²)
Barra Sencilla	1200	1200		2000	2800
Barra Principal y Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más By- Pass	1600	1600	2600	2600	3700
Interruptor y Medio	900	900			4000
Anillo	900	900			4000
Doble Barra Encapsulada	160	80	80	80	900

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

SUBESTACIÓN 500 kV	Bahía Línea (m²)	Bahía Transformador (m²)	Bahía Acople, Transferencia (m²)	Seccionamiento (m²)	Módulo Común (m²)
Doble Barra más Transferencia	3600	3600	3600	2100	6500
Interruptor y Medio	3600	3600			6500

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 4

ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL

1. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE STR, Y DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS ENTRE LOS OR.

1.1 Actualización, liquidación y recaudo de los cargos de STR

El Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 y el Ingreso Anual para remunerar los activos de conexión al STN de los OR, en un Sistema de Transmisión Regional, serán recaudados por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), mediante la aplicación mensual de los Cargos del Nivel de Tensión 4 de cada STR, a los Comercializadores que tengan Demanda Comercial en los mismos, así:

$$LC_{i,m,k,R} = \left(\sum_{j=1}^{TR} DC_{i,j,m} \right) * CD_{4,R,k} * \frac{IPP_{\mathrm{m}}}{IPP_{\mathrm{L}}}$$

donde:

$LC_{i,m,k,R}$: Liquidación por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, en el Sistema de Transmisión Regional *R*, que se realizará al comercializador *i*, por el consumo del mes *m* del año *k*.

m: Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

TR: Número total de OR que conforman la región *R* y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

$DC_{i,j,m}$: Demanda del Comercializador *i*, en el Sistema del Operador de Red *j*, durante el mes de consumo *m*, referida al STN utilizando, cuando sea el caso, los factores de pérdidas definidos en el Anexo No. 10 de la presente Resolución, sin considerar la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 ($/kWh), del Sistema de Transmisión Regional *R*, en el año *k*. Este cálculo se determina según lo establecido en el Anexo No. 2 de la presente Resolución.

IPP_m: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes *m*.

IPP_L: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes diciembre del año *k-1*.

La liquidación de los Cargos del Nivel de Tensión 4 se realizará en el mes inmediatamente posterior al de consumo, en cada Sistema de Transmisión Regional R, siguiendo el procedimiento que para el efecto expida la CREG en resolución aparte.

El esquema de Liquidación y Administración de Cuentas consiste en el cálculo y actualización de los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional, la facturación y recaudo a los agentes comercializadores y la distribución de los ingresos a los Operadores de Red.

Para efectos de realizar las actividades de Liquidación y Administración de Cuentas, se establecerán, entre otras, las reglas técnicas y comerciales, la distribución de los ingresos y las garantías que los Comercializadores deben otorgar al Administrador del SIC para garantizar los pagos. Se incluirán además los plazos para la facturación y giro de recursos.

1.2 Distribución de los Ingresos para Remunerar Activos del Nivel de Tensión 4 y Conexiones al STN.

El LAC, mensualmente, distribuirá los ingresos recaudados por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, entre los Operadores de Red que conforman cada Sistema de Transmisión Regional R, así:

$$IRD_{j,R,m,k} = RC_{m,k,R} * \frac{ITR_{j,k,R}}{ITR_{R,k}}$$

donde:

$IRD_{j,R,m,k}$: Ingresos que se asignarán al OR j, del Sistema de Transmisión Regional R en el mes m del año k.

$RC_{m,,k,R}$: Monto total recaudado por el LAC en el mes m, del año k, por concepto de liquidación de Cargos del Nivel de Tensión 4 a los comercializadores del Sistema de Transmisión Regional R.

$ITR_{j,k,R}$: Ingreso Total Anual para el OR j, del Sistema de Transmisión Regional R, en el año k, calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.

$ITR_{k,R}$: Ingreso Total Anual para el Sistema de Transmisión Regional R, en el año k, calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 2 de la presente Resolución.

Para la distribución de los Ingresos que se asignan a cada Operador de Red, se seguirá el procedimiento que expida la CREG en Resolución aparte.

2. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DE SDL

Actualización

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CD_{j,n,m,k} = CD_{j,n} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}.$$

donde:

n:	Nivel de Tensión 3 ó 2.
$CD_{j,n,m,k}$:	Cargo Máximo del Nivel de Tensión n, del OR j, correspondiente al mes m del año k.
$CD_{j,n}$:	Cargo Máximo del Nivel de tensión n en el año k, aprobado por la CREG al OR j. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.
fp:	Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042
a:	Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobó por primera vez al Operador de Red j, su Cargo Máximo del Nivel de Tensión n. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargos Máximos Acumulados en el año 2003, a es igual a cero (0) para ese año.
IPP_{m-1}:	Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes m-1.
IPP_o:	Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, serán liquidados y facturados por el OR a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2, y a los OR que tomen energía de su sistema en los mismos niveles de tensión.

Estos cargos serán facturados por el OR a cada comercializador u OR, y pagados por los últimos, en los mismos plazos que se establezcan para la liquidación y recaudo de los cargos de STR. Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

3. LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1

Actualización

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CDAI_{j,1,m} = CDAI_{j,1} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDAM_{j,1,m} = CDAM_{j,1} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDSI_{j,1,m} = CDSI_{j,1} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDSM_{j,1,m} = CDSM_{j,1} * \left[(1-fp)^a\right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

donde:

$CDAI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para redes aéreas del OR *j* en el mes *m*.

$CDAI_{j,1}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, aprobado por la CREG para redes aéreas del OR *j*.

$CDAM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para redes aéreas del OR *j* en el mes *m*.

$CDAM_{j,1}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para redes aéreas del OR *j*.

$CDSI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para redes subterráneas del OR *j* en el mes *m*.

$CDSI_{j,1}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, aprobado por la CREG para redes subterráneas del OR *j*.

$CDSM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aplicable a redes subterráneas del OR *j* en el mes *m*.

$CDSM_{j,1}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para redes subterráneas del OR *j*.

fp: Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042

a: Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobó por primera vez al Operador de Red *j*, el respectivo Cargo Máximo del Nivel de Tensión *1*. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargos en el año 2003, *a* es igual a cero (0) para ese año.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes *m-1*.

IPP_o: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, serán liquidados y facturados por el OR a cada uno los Comercializadores que atiendan Usuarios Finales, conectados a su sistema y que no son propietarios de los respectivos Activos de Nivel de Tensión 1.

En el caso de Activos de Nivel de Tensión 1 que no sean propiedad del OR, éste deberá reportar al Comercializador respectivo el listado de Usuarios Finales asociados con dichos Activos. El comercializador dejará de liquidar Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, que remuneran Inversión, a los usuarios respectivos, a partir del mes siguiente a la fecha de recepción de dicha información por parte del OR.

Cuando la propiedad de los Activos de Nivel de Tensión 1 sea compartida con el OR, en el sentido de que un tercero sea propietario del transformador o de la red secundaria, el Operador de Red deberá informar de tal situación al comercializador quien liquidará, a partir del mes siguiente a la recepción de dicha información, el 50% del respectivo cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera Inversión, a los Usuarios Finales respectivos.

En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento continuarán siendo pagados por los usuarios, y trasladados al OR, teniendo en cuenta que éste último es responsable de dichas actividades sobre la totalidad de activos del Nivel de Tensión 1, independientemente de la propiedad.

Para todos los usuarios conectados a Nivel de Tensión 1 deberá suponerse que están conectados a redes aéreas, mientras el OR no pueda establecer lo contrario.

Si un Usuario conectado al Nivel de Tensión 1, está alimentado de una red secundaria que tiene una parte aérea y otra subterránea, el cargo que podrá cobrársele será el correspondiente a redes aéreas.

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1 serán facturados por el OR a cada comercializador u OR, y pagados por estos últimos, en los mismos plazos que se establezcan para la liquidación y recaudo de los cargos por uso de STR. Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

4 CARGOS POR USO, POR NIVELES DE TENSIÓN, QUE SE UTILIZAN EN EL CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Los Cargos por Uso a utilizar en el calculo del costo unitario de prestación del servicio, para un mercado de comercialización asociado con el sistema del OR *j*, que a su vez hace parte del Sistema de Transmisión Regional R, se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

a. Nivel de Tensión 4 ($Dt_{4,m,k}$):

$$Dt_{4,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{4,j,k}}$$

donde:

$CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4, del Sistema de Transmisión Regional *R*, actualizado al mes *m* del año *k*, así:

$$CD_{4,R,m,k} = CD_{4,R,k} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{L}}$$

donde:

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 ($/kWh), del Sistema de Transmisión Regional *R*, en el año *k*. Este calculo se determina según lo establecido en el Anexo No. 2 de la presente Resolución.

IPP_{m-1}: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes *m*-1.

IPP_{L}: Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes diciembre del año *k-1*.

$PR_{4,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 4 al STN, en el sistema del OR *j*, durante el año *k*.

b. Nivel de Tensión 3 ($Dt_{3,m,k}$):

$$Dt_{3,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{3,j,k}} + CD_{j,3,m,k}$$

donde:

$CD_{j,3,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión *3*, correspondiente al mes *m* del año *k*, del OR *j*.

$PR_{3,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 al STN, en el sistema del OR *j*, durante el año *k*.

c. Nivel de Tensión 2 ($Dt_{2,m,k}$):

$$Dt_{2,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{2,j,k}} + CD_{j,2,m,k}$$

donde:

$CD_{j,2,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión *2*, correspondiente al mes *m* del año *k*, del OR *j*.

$PR_{2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN, en el sistema del OR *j*, durante el año *k*.

d. Nivel de Tensión 1 ($Dt_{1,m,k,l}$):

$$Dt_{1,m,k,l} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{1,j,k}} + \frac{CD_{j,l,m,k}}{1 - PR_{1,l,j,k}} + CDI_{j,1,m} + CDM_{j,1,m}$$

l: Nivel de Tensión al cual se conectan los Activos de Nivel de Tensión 1, que sirven a los usuarios para los cuales se esta calculando el Costo Unitario. Puede tomar valores de 2 ó 3.

$CD_{j,l,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión l, correspondiente al mes *m* del año *k*, del OR *j*.

$CDI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera inversión al OR *j*, para el mes *m*. Cuando el Operador de Red no sea dueño de la totalidad de los Activos del Nivel de Tensión 1, al cual se conectan Usuarios Finales, se aplicará lo dispuesto en el numeral 3 de este anexo.

$CDM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento al OR *j*, para el mes *m* (ver numeral 3 de este Anexo).

$PR_{1,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al STN, en el sistema del OR *j*, durante el año *k*.

$PR_{1,l,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión *l*, del OR *j*, durante el año *k*. Este valor se presenta en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.

4 LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGIA REACTIVA EN EXCESO

Los costos del transporte de la energía reactiva en exceso de que trata el Artículo 11 de la presente resolución serán recaudados por el comercializador y entregados al OR que sirve al Usuario respectivo.

En el caso de los STR, los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados directamente al OR aplicando la misma tarifa con que liquida el LAC el ingreso del respectivo STR.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 5

VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LOS OPERADORES DE RED PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS STR O SDL DE NIVELES DE TENSIÓN 2, 3 Y 4

A partir de la entrega de la información, por parte de los Operadores de Red, solicitada por la CREG mediante las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan, la Comisión adelantará una verificación de la calidad de la información reportada, de conformidad con la siguiente metodología.

Se podrán realizar, para cada OR, dos tipos de verificaciones, así:

1. Verificación Tipo 1

A partir de la información reportada por cada Operador de Red, la CREG determinará un tamaño de muestra para cada OR. El tamaño de la muestra deberá garantizar globalmente una confiabilidad mayor del 90% y un error relativo de muestreo menor del 5%.

En el desarrollo del trabajo de campo, se verificará la precisión de la información reportada a la CREG por el OR.

Se considerará que la información reportada es precisa, y por lo tanto se acepta la misma, cuando:

a) Los activos seleccionados para el trabajo de campo, no presentan ninguna inconsistencia, considerando la información reportada a la Comisión.

b) El Operador de Red explique adecuadamente las razones por las cuales la información no coincide exactamente con la levantada en campo, en caso de que se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada para una unidad constructiva. Estas aclaraciones deberán ser efectuadas por el OR dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que sea informado de tal situación por parte de la CREG.

Se entiende que la información es inconsistente: i) cuando su georeferenciación no permita establecer la existencia del activo, ii) cuando lleve a clasificarlo en una Unidad Constructiva que no corresponde con la reportada.

Cuando se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada, el OR podrá soportar ante la CREG las razones por las cuales la información presenta imprecisiones, dentro del plazo establecido en el literal b.

Cuando la suma del efecto de todos los errores no explicados por el OR, sobre el total de los activos, conduzca a una estimación de costos de activos superior al 0.5% del costo total de activos, estimado con las unidades constructivas correctas, se rechazará la información reportada.

Cuando a un OR le sea rechazada la información reportada, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la aprobación de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de la Verificación Tipo 2 que se describe en el numeral 2 del presente Anexo.

Los costos de la Verificación Tipo 1 serán asumidos por la CREG.

2. Verificación Tipo 2

Esta verificación se realizará sobre la información revisada por el OR respectivo y que ha sido reportada a la Comisión, cuando, como resultado de la aplicación de la Verificación Tipo 1, se rechazó la información reportada a la Comisión que respalda la aprobación de cargos.

En este caso se realizará el diseño de muestreo establecido para la Verificación Tipo 1. Sin embargo, se diseñará una muestra que garantice una confiabilidad global mayor del 95% y un error relativo de muestreo menor del 5%

Los criterios de aceptación y rechazo de la información serán los mismos definidos en la Auditoria Tipo 1.

Cuando en esta verificación se rechace la información reportada por un Operador de Red, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la solicitud de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de una verificación sobre el total de la información reportada.

A partir de la información obtenida de la verificación total la Comisión estimará los cargos para la empresa.

En este caso, los costos de las verificaciones parciales (Tipo 2) y totales que se requieran, serán asumidos por el respectivo Operador de Red y la CREG en partes iguales.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

ANEXO No 6

RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS OR

Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el Parágrafo 2° del Artículo 13 de la presente Resolución, los Operadores de Red deberán publicar como mínimo la siguiente información:

1. Costo Anual Equivalente de los niveles de tensión 4, 3 y 2 (millones de pesos colombianos de diciembre de 2001), presentados a la Comisión en la solicitud de aprobación de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución,

2. Cargos Máximos para los niveles de tensión 3 y 2 que se presenta a la Comisión dentro del proceso de aprobación de que trata el Artículo No. 5 de la presente Resolución,

3. Listado de los municipios atendidos por el STR o SDL del OR, indicando para cada uno de ellos:

   - Longitud total de líneas en cada Nivel de Tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas urbanas. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.

   - Longitud total de líneas en cada Nivel de Tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas rurales. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.

   - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona urbana (Grupos 1, 2 y 3 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el numero de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.

   - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona rural (Grupo 4 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el numero de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 7

REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CALCULO DE ENERGÍA ÚTIL

1. REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA

Los Operadores de Red, conjuntamente con la solicitud de aprobación de que tratan los Artículos 3 y 5 de la presente Resolución, deberán enviar a la Comisión, siguiendo los formatos y procedimientos que ésta defina para tal efecto, los flujos de energía (kWh) de su sistema, correspondientes al año calendario inmediatamente anterior a la fecha de solicitud.

La información a reportar para cada uno de los niveles de tensión es la siguiente:

- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN.

- Flujo de energía desde el sistema de otro Operador de Red. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.

- Flujo de energía hacia el sistema de otro Operador de Red. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.

- Flujo de energía inyectado al sistema del OR por generadores conectados directamente al mismo. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación.

- Flujo de energía asociado con ventas a usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR.

2. CÁLCULO DE ENERGÍAS ÚTILES

A partir de la información reportada a la Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral anterior, se determinará el Flujo Eficiente de Energía del OR *j*, para cada uno de los años del período tarifario, considerando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen en cada año, de acuerdo con lo establecido en el Anexo No. 10.

El Flujo Eficiente de Energía del OR *j* se determina: a) aplicando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen a las energías de entrada a cada

Nivel[1], y b) con los flujos entre los niveles de tensión, ajustados de tal forma que se asegure el balance de energía de cada Nivel de Tensión.

Considerando los Flujos Eficientes de Energía del OR se determinan, para cada año del período tarifario, las energías útiles en cada Nivel de Tensión, así:

Energía Útil del Nivel de Tensión 4 ($Eu_{j,4}$)

$$Eu_{j,4} = EE_{j,4} * (1 - P_4)$$

donde:

$EE_{j,4}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 4 en el año k, del OR j.

$P_{4,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 4 del año k. Este valor se presenta en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.

Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ($Eu_{j,3}$)

$$Eu_{j,3} = EE_{j,3} * (1 - P_3)$$

donde:

$EE_{j,3}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 3 en el año k, del OR j.

$P_{3,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 3 del año k. Este valor se presenta en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.

Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ($Eu_{j,2}$)

$$Eu_{j,2} = EE_{j,2} * (1 - P_2)$$

donde:

$EE_{j,2}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 2 en el año k, del OR j.

[1] Provenientes de la conexión al STN, de la conexión a otros OR y de la conexión de generadores, reportadas por el OR con la solicitud de aprobación de que tratan los Artículos 3° y 5° de la presente Resolución.

$P_{2,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 2 del año k. Este valor se presenta en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.

Energía Útil Rural del Nivel de Tensión 2 ($Eur_{j,2}$):

$$Eur_{j,2} = \frac{Eu_{j,2} * PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

donde:

$Eu_{j,2}$: Energía útil del OR j en el Nivel de Tensión 2 en el año k.

PDR_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

Energía Útil Urbana del Nivel de Tensión 2 ($Euu_{j,2}$):

$$Euu_{j,2} = Eu_{j,2} - Eur_{j,2}$$

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

AMB

ANEXO No 8

METODOLOGÍA PARA APLICAR CRITERIOS DE EFICIENCIA EN EL USO DE ACTIVOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3, Y 2

1. CRITERIO DE EFICIENCIA PARA ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4

1.1. Líneas Radiales

Cada OR que solicite cargos por Uso del Nivel de Tensión 4, deberá establecer el Costo Máximo Eficiente por unidad de energía a reconocer, para cada una de las Unidades Constructivas correspondientes a sus líneas radiales de este Nivel de Tensión, entendiendo por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

A continuación se presentan las condiciones para aplicar el criterio de eficiencia

$Si \quad L \leq 40 \qquad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P\max}{55}$

$Si \quad 40 < L \leq 105 \qquad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P\max * L^{0.81}}{1093}$

$Si \quad L > 105 \qquad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P\max}{25}$

donde:

Pmax Potencia máxima esperada para diez años.

$$P\max = 1.5 * P_{2001}$$

donde:

P_{2001} : Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001, reportada por el OR. La cual deberá ser reportada por cada OR al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos.

L: Longitud del tramo de línea radial, en Km. Esta longitud corresponde a la del tramo de línea desde su inicio en un módulo de línea, hasta el punto en el que se instala transformación o aparezca una derivación de la misma, es decir, cada tramo debe transportar una potencia única.

$Fef_{j,4}$: Factor de Eficiencia a aplicar sobre los costos de reposición a nuevo de cada Unidad Constructiva *j* que hace parte del tramo de línea radial de longitud *L*, en el Nivel de Tensión 4. El máximo $Fef_{j,4}$ reconocido será 1.0

1.2. Otros Activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales

Para activos diferentes a líneas radiales se determina un Cargo Máximo eficiente a reconocer (CME_4), el cual se calculará así:

a. Para cada uno de los Operadores de Red, se determina el Costo Medio de activos diferentes a líneas radiales del Nivel de Tensión ($CMNR_{j,4}$), así:

$$CMNR_{j,4} = \frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,4}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,4} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,4}}{Eu_{j,4}}$$

donde:

$NNR_{j,4}$: Numero total de unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportados por el OR *j*. No se deben considerar activos las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas", o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i*, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,4}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 4 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,4}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 4.

$Eu_{j,4}$: Energía útil del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red *j*.

b. Para los valores calculados según el literal anterior, se lleva a cabo una prueba de normalidad.

c. En caso que la muestra sea normal, se establece el Cargo Máximo Eficiente a reconocer, considerando una probabilidad máxima de 57% de que el costo medio de cualquier OR sea inferior a este valor, así:

$$CME_4 = CM_4 + ND * DS_4$$

donde:

CME_4: Cargo Máximo Eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 ($/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).

CM_4: Promedio de la totalidad de Costos Medios, calculados según lo dispuesto en el literal a.

ND: Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% corresponde a 0.1764

DS_4: Desviación Estándar de la totalidad de Costos Medios, calculados según lo dispuesto en el literal a.

d. En caso que la muestra no sea normal, se normaliza utilizando la transformación Box-Cox, y se calcula el Cargo Máximo Eficiente a reconocer, así:

$$CME_4 = (1 + \lambda CMET_4)^{1/\lambda}$$

donde:

CME_4: Cargo Máximo Eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 ($/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).

λ: Parámetro de la transformación.

$CMET_4$: Cargo Máximo Eficiente Transformado para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 ($/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001). Esta variable se calcula así:

$$CMET_4 = CMT_4 + ND * DST_4$$

donde:

CMT_4: Promedio de la totalidad de Costos Medios (calculados según lo dispuesto en el literal a) Transformados.

ND: Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% corresponde a 0.1764

DS_4: Desviación Estándar de la totalidad de Costos Medios, (calculados según lo dispuesto en el literal a) Transformados.

2. CARGO MÁXIMO EFICIENTE PARA EL NIVEL DE TENSIÓN 3 (CME_3)

El cargo máximo eficiente para el Nivel de Tensión 3 se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios del Nivel de Tensión 3 de cada OR ($CMNR_{j,3}$), estimados así:

$$CM_{j,3} = \frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,3}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,3} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

donde:

$NNR_{j,3}$: Numero total de unidades constructivas del Nivel de Tensión 3, reportados por el OR *j*. No se deben considerar activos las unidades constructivas asociadas con lineas "normalmente abiertas", o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i*, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,3}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 3 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,3}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 3.

$Eu_{j,3}$: Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red *j*.

3. CARGOS MÁXIMOS EFICIENTES DEL NIVEL DE TENSIÓN 2

Para este Nivel de Tensión se determinan los siguientes Cargos Máximos Eficientes:

3.1 Cargo Máximo Eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas urbanas ($CMEU_2$)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de líneas urbanas de Nivel de Tensión 2 de cada OR ($CMU_{j,2}$), estimados así:

$$CMU_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NLU_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right)}{Euu_{j,2}}$$

donde:

$NLU_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas".

CRi: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$Euu_{j,2}$: Energía útil urbana del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

AMB

3.2 Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas rurales ($CMER_2$)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de líneas rurales de Nivel de Tensión 2 de cada OR ($CMR_{j,2}$), estimados así:

$$CAR_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NLR_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right)}{Eur_{j,2}}$$

donde:

$NLR_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente abiertas".

CRi: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$Eur_{j,2}$: Energía útil rural del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

3.3 Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales ($CMEO_2$)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de activos diferentes a líneas urbanas y rurales de Nivel de Tensión 2 de cada OR ($CMO_{j,2}$), estimados así:

$$CMO_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NNL_{j,2}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1-(1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,2} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

donde:

$NNL_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR *j*. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas "normalmente

abiertas" o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.

$CAET_{j,2}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 2 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

$CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.

Ns_j: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$Ds_{j,2}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 2.

$Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red *j*. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7 de la presente Resolución.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No 9

CÁLCULO DE CARGOS MONOMIOS HORARIOS A PARTIR DEL CARGO MONOMIO ACUMULADO

El procedimiento que se seguirá para determinar los cargos horarios es el siguiente:

1. Elaborar las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión (4, 3, 2, 1).

   Para obtener las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión, los OR deben determinar el uso que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada uno de los niveles de tensión. La información requerida para elaborar estas curvas se puede obtener de las planillas de flujos horarios que se tengan registradas en las subestaciones. Para el caso del Nivel de Tensión 1, las curvas pueden realizarse por muestreo de carga en los transformadores de distribución. El método utilizado para elaborar este tipo de curvas es decisión de cada empresa, lo importante es que las curvas que finalmente obtengan, reflejen el uso real que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada Nivel de Tensión.

2. Determinar los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada Nivel de Tensión.

   Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

   Período de carga máxima: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85% de la potencia máxima.

   Período de carga media: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48% y menor o igual al 85% de la potencia máxima.

   Período de carga mínima: Las demás horas del día no contempladas en los períodos de carga máxima y media

   El número de períodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga. Una curva de carga plana, por ejemplo, no debe tener diferenciación de cargo por hora, porque claramente el uso que hace un usuario del sistema durante cualquier hora del día no causa un esfuerzo adicional al mismo.

3. Cálculo de cargos monomios horarios.

Los cargos monomios horarios para un Nivel de Tensión particular se calculan a partir del cargo monomio acumulado, calculado para ese Nivel de Tensión, con las siguientes consideraciones:

- Para la condición inicial, los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios son iguales a los que recupera con el cargo monomio.

- Por definición de la Comisión, los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.

Sean Hx, Hd, y Hm el número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados por los OR, de acuerdo con el punto 2 del procedimiento establecido.

Sean Px, Pd y Pm la potencia resultante de promediar las potencias (Pi) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga.

Sea Dn el cargo monomio ($/kWh) acumulado para un Nivel de Tensión.

Se requieren calcular los cargos monomios horarios Dx, Dd y Dm:

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i-ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i-ésima (Pi) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$HxPxDx + HdPdDd + HmPmDm = Dn(\sum_{i=1}^{24} Pi) \qquad (1)$$

La segunda condición, definida por la Comisión, establece que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga, lo cual quiere decir que:

$$\frac{Dx}{Dm} = \frac{Px}{Pm} \qquad (2)$$

$$\frac{Dx}{Dd} = \frac{Px}{Pd} \qquad (3)$$

Los cargos monomios horarios *Dx*, *Dd* y *Dm* se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (1) a (3).

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ
Director Ejecutivo

ANEXO No. 10

PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN Y FACTORES DE PÉRDIDAS PARA REFERIR AL STN

1. Pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión

A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas a reconocer para cada año del período regulatorio, en cada Nivel de Tensión:

Año	Nivel 4 (P_4)	Nivel 3 (P_3)	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbana (Pu_2)	Rural (Pr_2)	Urbana (Pu_1)	Rural (Pr_1)
2003	1.35%	1.47%	1.53%	5.05%	6.47%	10.34%
2004	1.19%	1.44%	1.53%	5.05%	5.94%	9.45%
2005	1.04%	1.41%	1.53%	5.05%	5.41%	8.56%
2006	0.88%	1.38%	1.53%	5.05%	4.88%	7.67%
2007	0.73%	1.35%	1.53%	5.05%	4.35%	6.78%

Los niveles de pérdidas en los niveles de tensión 1 y 2, aplicables a cada OR en cada uno de los años del periodo tarifario, se determinan así:

$$P_{n,j,k} = \mathrm{Pr}_{n,k} * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + \mathrm{Pu}_{n,k} * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

donde:

n: Niveles de Tensión 1 y 2.

$P_{n,k}$: Pérdidas a reconocer al OR *j* en el Nivel de Tensión *n* en el año *k*.

$Pr_{n,k}$: Pérdidas Rurales que se reconocen en el Nivel de Tensión *n* en el año *k*.

$Pu_{n,k}$: Pérdidas Urbanos que se reconocen en el Nivel de Tensión *n* en el año *k*.

PDR_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR *j*, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR *j*, reportada a la CREG, a la fecha

de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

2. Determinación de los factores para referir al STN

Los factores de cada Nivel de Tensión para referir las medidas de energía al STN, durante cada año del período tarifario, considerando las pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

Nivel de Tensión 4:

$$PR_{4,j,k} = P_{4,k}$$

donde:

$PR_{4,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 4 en el año *k*, del OR *j*, al STN.

$P_{4,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión *4* en el año *k*.

Nivel de Tensión 3:

$$PR_{3,j,k} = (P_{3,k} + P_{4,k} - P_{3,k} * P_{4,k})$$

donde:

$PR_{3,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 en el año *k*, del OR *j*, al STN.

$P_{n,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión *n* en el año *k* (donde *n* es 3 ó 4).

Nivel de Tensión 2:

$$PR_{2,j,k} = PR_{3,j,k} * (1 - P_{2,j,k}) + P_{2,j,k}$$

donde:

$PR_{2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 en el año *k*, del OR *j*, al STN.

$P_{2,j,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión *2* en el año *k*, del OR j.

Nivel de Tensión 1:

$$PR_{1,j,k} = PR_{3,j,k} + (1 - PR_{3,j,k}) * (P_{1,j,k} + P_{2,j,k} - P_{1,j,k} * P_{2,j,k})$$

donde:

$PR_{1,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 en el año *k*, del OR *j*, al STN.

$P_{n,j,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión *n* en el año *k*, del OR *j* (donde *n* es 1 ó 2).

Adicionalmente, para el Nivel de Tensión 1, se determinan los factores para referir las medidas de energía en este nivel a los niveles de tensión 3 y 2. Estos Factores son:

$$PR_{1,2,j,k} = P_{1,j,k}$$

donde:

$PR_{1,2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 2 en el año *k*, del OR *j*.

Y,

$$PR_{1,3,j,k} = P_{1,j,k} + P_{2,j,k} + P_{1,j,k} * P_{2,j,k}$$

donde:

$PR_{1,3,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 3 en el año *k*, del OR *j*.

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JAIME ALBERTO BLANDÓN DIAZ
Director Ejecutivo

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 097 DE 2007

(07 DIC. 2007)

Por la cual se señala el porcentaje de la contribución de regulación que deben pagar las entidades reguladas por la CREG en el año 2007.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial de las que le confieren los Artículos 85 de la Ley 142 de 1994 y 22 de la Ley 143 de 1994, y el Decreto 2461 de 1999, y

C O N S I D E R A N D O:

Que para los efectos de recuperar los costos del servicio de regulación atribuido a la Comisión, los Artículos 85 de la Ley 142 de 1994 y 22 de la Ley 143 de 1994, desarrollados por el Decreto 2461 de 1999, consagran una contribución de regulación, cuya tarifa máxima no podrá ser superior al uno por ciento (1%) del valor de los gastos de funcionamiento de la entidad contribuyente, con exclusión de los factores señalados en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que corresponde a la Comisión definir el monto de la contribución que se aplicará a cada una de las entidades sometidas a su regulación, por el año 2007, de conformidad con la normatividad que regula esta materia;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 351 del 7 de diciembre 2007, aprobó expedir la siguiente decisión;

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1o. El monto total de la contribución que deben pagar las entidades sujetas a regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por el año 2007, es del 0,955891612% del valor de los gastos de funcionamiento de la entidad sujeta a regulación, con exclusión de los factores establecidos en la Ley. El monto correspondiente a cada entidad será determinado con base en los estados financieros correspondientes al año de 2006, como lo ordenan las normas vigentes.

ARTÍCULO 2o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. 07 DIC. 2007

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

HERNÁN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad DES y FES para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

C O N S I D E R A N D O:

Que, de conformidad con el Artículo 23, Literal *i*, de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional;

Que según lo dispuesto en el Artículo 73, Numeral 73.4 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *"fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio";*

Que conforme a lo establecido en el Artículo 23, Literal n, de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *"definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía";*

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9 de la ley 142 de 1994, los usuarios tienen derecho a obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora,

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 146 de la ley 142 de 1994, el consumo debe ser el elemento principal del precio que se cobre al suscriptor o usuario;

Que el mismo artículo 146 de la ley 142 de 1994 señala que la falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio;

Que la Comisión, mediante la Resolución CREG-070 de 1998 adoptó el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, el cual contiene las normas sobre la calidad en la prestación del Servicio de Distribución de Electricidad;

Que mediante la Resolución CREG-070 de 1998, se estableció un Período de Transición para la aplicación de los Indicadores de Calidad allí previstos, y en el Numeral 6.3.5 del Anexo General de la misma Resolución se dispuso que antes de finalizar el primer año de la entrada en vigencia de dicha Resolución, la CREG establecería los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para los años 1 y 2 del Período de Transición, para cada OR, con base en un estudio que se realizará para tales efectos;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas adelantó un estudio con base en la información suministrada por las Empresas, así como con la demás información y los elementos de juicio que tiene a su disposición, a partir de cuyos resultados se calcularon los indicadores DESc y FESc para el año 1 del Periodo de Transición.

Que, adicionalmente, el Numeral 6.3.5 del Anexo General de la Resolución CREG-070 de 1998, previó que como resultado de dicho estudio, se podrán establecer, para los años 1, 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y reducir los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Que el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994, establece las reparaciones a que tiene derecho el suscriptor o usuario, cuando se presente una falla en la prestación del servicio;

Que de acuerdo con el Artículo 136 de la Ley 142 de 1994, es obligación de la empresa la prestación continua y de buena calidad del servicio público;

Que para hacer operativos los criterios de calidad definidos en la Resolución CREG-070 de 1998, y con el fin de hacer efectivo el derecho que tienen los usuarios a la compensación por el incumplimiento de la obligación principal que tienen las empresas, de prestar en forma continua un servicio de buena calidad, se hace necesario establecer los mecanismos pertinentes para calcular los Indicadores de Calidad cuando los OR´s no cumplan con los requisitos de medición o de reporte de tales indicadores.

Que las empresas, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 139 de la ley 142 de 1994, tienen derecho a realizar interrupciones en el servicio, para el mejoramiento del mismo;

Que estas interrupciones fueron tenidas en cuenta por la Comisión de Regulación de Energía y Gas dentro de los indicadores DES y FES que se determinan en esta Resolución;

Que, por lo tanto, tales interrupciones deben ser realizadas dentro de aquellas permitidas en los indicadores propuestos en ésta Resolución;

Que el periodo de transición utilizado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas se estableció como un mecanismo de lograr el equilibrio que debe existir entre el derecho del usuario a recibir un servicio en condiciones de calidad y confiabilidad;

Que está en proceso de contratación la realización de un estudio con el fin de determinar los indicadores DES y FES para los años 2 y 3 del Período de Transición, así como los indicadores definitivos, a partir del cual la Comisión podrá además establecer esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y revisar los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros, tal como se establece en el Numeral 6.3.5 del Anexo General de la Resolución CREG-070 de 1998;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas determinó, a partir de la vigencia de la Resolución 070 de 1998, la obligación de los OR de establecer registradores en los puntos correspondientes, según se establece en el numeral 6.4 del Anexo General de la Resolución en mención;

Que la instalación de tales registradores es un mecanismo para hacer operativos los criterios de calidad y confiabilidad a los que hace referencia el literal n de la Ley 143 de 1994;

Que de la misma manera, la Comisión de Regulación de Energía y Gas como mecanismo para hacer operativo el derecho de los usuarios, debe implementar incentivos económicos para evitar que las empresas no cumplan con los deberes que les establece la ley en esta materia, razón por la cual se fijan los indicadores por defecto;

Que los indicadores por defecto son garantía del principio de igualdad entre las empresas;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe establecer los mecanismos que permitan el logro de los objetivos frente a la protección de los derechos de los usuarios, en caso que las empresas no hubieran dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG-070 de 1998;

Que el usuario tiene derecho a conocer las condiciones en las cuales se le presta el servicio al usuario;

Que la situación actual de las Redes de Distribución, ubicadas en la zona afectada por el terremoto ocurrido el pasado 25 de Enero de 1999, amerita un tratamiento especial en relación con los Indicadores de Calidad;

Que el Consejo Nacional de Operación, en virtud de lo dispuesto en el referido Literal *i* del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, emitió concepto sobre los aspectos que se adoptan mediante la presente Resolución;

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1o. Modificar el Numeral 6.3.2.1 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica adoptado mediante la Resolución CREG-070 de 1998, el cual quedará así:

"6.3.2.1 Indicadores para el Período de Transición

Durante el Período de Transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá al nivel de Circuito con base en los siguientes Indicadores:

a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los OR´s deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DES_c = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

donde:

DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i–ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i–ésima.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FES_c = NTI$$

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

c) Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado

Los OR´s, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, para los años 2 y 3 del Período de Transición, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} * t(i) \right)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} \right)$$

donde:

DESn: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

FESn: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i–ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i–ésima.

NT: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

U_a(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

U_n(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

d) Indicadores DESc y FESc por defecto

Cuando el OR no calcule los indicadores establecidos en los literales a) y b) de este numeral o cuando el OR no realice los reportes establecidos en este Reglamento relacionados con la Calidad del Servicio Prestado, los indicadores DESc y FESc se calcularán mensualmente por defecto teniendo en cuenta las siguientes expresiones:

- *El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.*

- *El tiempo en horas de interrupción de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.*

- *El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 1999 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 1.6.*

- *El número de interrupciones de cada Circuito para cada mes del año 2000 será igual a la doceava parte de la meta establecida en el numeral 6.3.3.1. multiplicada por un factor de 3.2.*

La CREG verificará en el estudio para determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local de la siguiente vigencia, la consistencia de la información contenida en el reporte de Circuitos que realicen los OR´s con los inventarios que los OR´s presenten ante la CREG para efectos de determinar los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local de la siguiente vigencia.

La aplicación de los indicadores por defecto no exoneran a los OR´s de sanciones que deba aplicar la SSPD por el incumplimiento en su determinación. Los Usuarios tendrán derecho a reclamar por los indicadores DES y FES reales que ellos puedan registrar.

ARTÍCULO 2o. Modificar el Numeral 6.3.3 del Anexo General del

Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica adoptado mediante la Resolución CREG-070 de 1998, el cual quedará así:

"6.3.3 VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES DE LOS INDICADORES Y PERÍODO DE TRANSICIÓN

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc son los siguientes:

6.3.3.1. Año 1 del Período de Transición

	AÑO 1	
	DESc	**FESc**
GRUPO 1	30	60
GRUPO 2	60	100
GRUPO 3	96	150
GRUPO 4	168	200

Año 1: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2000.

(1) Para efectos de calcular los indicadores DESc y FESc, únicamente será necesaria la medida, del alimentador primario, en la respectiva subestación. Los indicadores DESc y FESc para transformadores de distribución se podrán calcular como la suma de los tiempos en horas de interrupción y el número de interrupciones, determinados con base en los reportes de novedades de los mismos, más los indicadores DESc y FESc del alimentador primario al cual está conectado el respectivo transformador.

(2) Para efectos de definir los Grupos establecidos en este numeral, estos se determinan con base en las siguientes reglas :

- *GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.*

- *GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.*

- *GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.*

- *GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área*

urbana del respectivo municipio o distrito.

(3) La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los Circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen estos Circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

(4) Las metas de indicadores DESc y FESc para el año 1, no aplican a los municipios que se vieron afectados por el terremoto del 25 de enero de 1999, de conformidad con los Decretos 195 y 223 de 1999.

6.3.3.2. Años 2 y 3 del Período de Transición

		A PARTIR DE:	
INDICADOR	***CIRCUITO***	***AÑO 2***	***AÑO 3***
DESc	*Urbano y Rural*	*DESc2*	*12 Horas*
FESc	*Urbano y Rural*	*FESc2*	*18 Veces*

Año 2: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.
Año 3: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

Los valores DESc2 y FESc2 por Circuito serán definidos por la CREG de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.5. de esta Resolución.

6.3.3.3. Período Definitivo

A más tardar un (1) año antes de que finalice el Período de Transición, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES a nivel de Usuario individual, que regirán para los cinco (5) años siguientes al Período de Transición. Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema de los Indicadores, los Valores Máximos Admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones.

No obstante lo anterior, tanto para el Período de Transición como para el Período Definitivo, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos que conlleve esa reducción.

ARTÍCULO 3o. Modificar el Numeral 6.3.4.1 del Reglamento de

Distribución de Energía Eléctrica adoptado mediante la Resolución CREG-070 de 1998, el cual quedará así:

"6.3.4.1 Período de Transición

El valor a compensar a los Usuarios afectados durante el Período de Transición se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$Si\ [\ (DESc\text{-}HCDc) - VM_{DESc}] \leq 0,\ entonces\ VCDc = 0$$

$$Si\ no,\ VCDc = [\ (DESc\text{-}HCDc) - VM_{DESc}]\ x\ CR\ x\ DPc$$

donde:

VCD_c: *Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Circuito c.*

DES_c: *Indicador DES registrado para el Circuito c.*

HCD_c: *Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.*

VM_{DESc}: *Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en los Numerales 6.3.3.1. y 6.3.3.2. de esta Resolución.*

CR: *Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo. Para el primer año del Período de Transición será igual a la componente correspondiente al costo de racionamiento para el estrato cuatro (4) del sector residencial, utilizada por la UPME en el cálculo del Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento.*

DP_c: *Demanda del Circuito c. Corresponde a la mayor Demanda Promedio Mensual en kW que se presentó en los últimos seis (6) meses. Para transformadores de distribución, mientras no se tenga medida, la Demanda será igual a la capacidad nominal (kW) del transformador. Si el OR cuenta con el vinculo Usuario–Transformador de distribución, la Demanda se podrá determinar con base en la medida de energía facturadas a los respectivos Usuarios.*

Se entenderá como Demanda Promedio Mensual en kW como el cuociente entre la energía medida en el Circuito c en el mes respectivo dividida por el número total de horas del mismo mes.

$$Si\ [\ (FESc\text{-}HCFc) - VM_{FESc}] \leq 0,\ entonces\ VCFc = 0$$

Si no, $VCFc = [(FESc-HCFc) – VM_{FESc}] \times [DESc/FESc] \times CR \times DPc$

donde :

VCF_c: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FES_c: Indicador FES registrado para el Circuito c.

HCF_c: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VM_{FESc}: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en los Numerales 6.3.3.1. y 6.3.3.2. de esta Resolución.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DESc y FESc, el OR compensará los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Circuito, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente. El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Para el primer año del Período de Transición, aquellas empresas que no hayan identificado los Usuarios conectados al respectivo Circuito, inmediatamente se excedan los Valores Máximos Admisibles establecidos en el numeral 6.3.3.1. de esta Resolución, deberán informar a la SSPD y a los Comercializadores los Circuitos que excedieron los Valores Máximos Admisibles y sus Indicadores DES y FES. A partir de ese momento el OR tendrá un plazo máximo de un (1) mes para informarle a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los Usuarios afectados y los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

Los OR´s deberán constituir un patrimonio autónomo en una sociedad fiduciaria debidamente registrada y autorizada por la Superintendencia Bancaria, en la cual depositarán mensualmente los recursos

correspondientes a las compensaciones, siempre y cuando no exista identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito.

La sociedad fiduciaria deberá separar contablemente los recursos por Circuito. De la misma manera deberá realizar inversiones de corto plazo fácilmente liquidables con los dineros recaudados, y enviará copia del respectivo reporte al OR y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los costos de administración de los recursos provendrán directamente de los mismos, por lo que el OR no tendrá que asumir costos adicionales. Los rendimientos financieros serán de los Usuarios del respectivo Circuito.

Sin embargo, una vez se cumpla el plazo máximo de un (1) mes con que cuenta el OR para informarle a los Comercializadores lo aquí establecido, el OR pagará intereses moratorios por cada mes adicional a la máxima tasa moratoria, sobre los recursos depositados en el Patrimonio Autónomo.

Una vez exista una identificación plena de los Usuarios conectados a un determinado Circuito, para disponer de los recursos del patrimonio autónomo, el Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. Una vez entregadas las facturas a los Usuarios afectados, los Comercializadores deberán dirigir una comunicación suscrita por el Revisor Fiscal y el Representante Legal, la cual tendrá el alcance del artículo 43 de la ley 222 de 1996, en la cual determinen el monto total compensado a los Usuarios afectados por Circuito. El OR y los organismos de control y vigilancia podrán solicitar los documentos que respalden la solicitud, los cuales deberán estar a disposición. La Sociedad Fiduciaria girará los recursos correspondientes a los Comercializadores una vez se surta el trámite aquí previsto.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del anexo RD-1.

Cuando quiera que el OR incumpla con las obligaciones aquí descritas, y por lo tanto se configure un incumplimiento de la ley y de la regulación expedida

por la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios deberá sancionar a la empresa de acuerdo con lo establecido en el artículo 81 de la ley 142 de 1994, para lo cual deberá tener en cuenta la necesidad que tienen los Usuarios de recibir un servicio en las condiciones y de acuerdo con los parámetros de calidad a los que se refiere esta Resolución.

Las sanciones que imponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no serán obstáculo para que los Usuarios interpongan las acciones legales pertinentes para restablecer los perjuicios causados por el incumplimiento. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inspeccionará y vigilará periódicamente a los OR´s para verificar la consistencia de la información que reporte el OR.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá publicar en diarios de amplia circulación local o nacional, según el caso, los OR´s y la información que no hubieren reportado de la manera como se determina en esta Resolución.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables."

ARTÍCULO 4o. Modificar el Numeral 6.3.5 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica adoptado mediante la Resolución CREG-070 de 1998, el cual quedará así:

"6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o de Enero del año 1999. Así mismo, deberán reportar trimestralmente los valores acumulados a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Antes del 31 de diciembre de 1999, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para el año 2 del Período de Transición, para cada OR, con base en un estudio que se realizará para tales efectos. Así mismo, como resultado de dicho estudio, se podrán establecer, para los años 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de

tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y revisar los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Los OR´s deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o de Enero del año 2000, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994."

ARTÍCULO 5o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día

LUIS CARLOS VALENZUELA D.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JOSÉ CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

RESOLUCION NUMERO 051 DE 19

(4 ABR 1997)

Por la cual se fija el Costo Base de Comercialización para la Electrificadora de Santander S.A., aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la misma empresa.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

C O N S I D E R A N D O

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante Resolución 031 de abril de 1997, adoptó la Fórmula General para el cálculo de los costos de prestación del servicio de energía eléctrica, aplicable a usuarios regulados, uno de cuyos elementos está constituido por el Costo de Comercialización;

Que la mencionada Resolución establece la fórmula para calcular el componente de Comercialización que se utiliza en la Fórmula General;

Que la CREG debe fijar el valor de la variable C_0^*, definida en la citada Resolución, para cada una de las empresas comercializadoras de energía eléctrica que atienden mercado regulado;

R E S U E L V E :

ARTICULO lo. El Costo Base de Comercialización expresado en $/factura, para la Electrificadora de Santander S.A., aplicable a los usuarios regulados que se encuentren conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o al

Por la cual se fija el Costo Base de Comercialización para la Electrificadora de Santander S.A., aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la misma empresa.

Sistema de Distribución Local de la misma empresa, se fija como máximo en:

$C_0^* = 2{,}133$ $/Factura ($ de Diciembre de 1995)

Dos mil ciento treinta y tres pesos por factura.

ARTICULO 20. La presente Resolución rige a partir del lo de Enero de 1998. Deberá notificarse a la Electrificadora de Santander S.A. y publicarse en el Diario Oficial. Contra esta Resolución procede el recurso de reposición que podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a su notificación o publicación, según el caso.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día

4 ABR 1997

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

EDUARDO AFANADOR I.
Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

PRINCIPIOS GENERALES Y METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL

DOCUMENTO CREG- 113
DICIEMBRE 17 de 2003

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y REVISIÓN TARIFARIA.....21

1.1. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA EXPEDICIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA TARIFARIA 21
1.2. METODOLOGÍAS DEFINIDAS POR LA CREG PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ACTUACIONES SURTIDAS PARA MODIFICARLAS. 24
1.2.1 Definición de la Metodología Anterior. 25
1.2.2 Definición de la Metodología Vigente. 25
1.2.3 Actuación Surtida para Modificar la Metodología Vigente..... 27

CAPÍTULO 2. PROPUESTA METODOLÓGICA 31

2.1. CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL: 33
2.1.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4. 36
2.1.2 Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2. Otros Activos del Nivel de Tensión 4 48
2.1.2.1 Análisis Estadístico 49
2.1.2.2 Normalización de la Muestra..... 63
2.1.2.3 Porcentaje de la muestra 77
2.2. ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....83
2.2.1 Introducción 83
2.2.2 Descripción General de la Metodología de Análisis Envolvente de Datos84
2.2.3 Análisis de la Información Obtenida. 87
2.2.4 Selección de Variables de Entrada y Salida 89
2.2.4.1 Selección del modelo..... 90
2.2.5 Escenarios Modelados 90
2.2.5.1 Outliers Identificados 92
2.2.5.2 Verificación de Consistencia..... 92
2.2.6 Propuesta..... 95
2.3. METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....96
2.3.1 Antecedentes 97
2.3.1.1 Evolución de pérdidas 97
2.3.1.2 Promedio Nacional 98
2.3.1.3 Comportamiento por Empresas..... 99
2.3.2 Experiencias Internacionales..... 101
2.3.2.1 Ecuador..... 101
2.3.2.2 Panamá..... 101
2.3.2.3 Paraguay..... 102
2.3.2.4 Argentina..... 102
2.3.2.5 Países Desarrollados (USA y UK)..... 102
2.3.3 Propuesta del Estudio de Pérdidas Contratado por la CREG..... 102

2.3.3.1 Estrategias propuestas por el consultor para la reducción de pérdidas 102
2.3.3.2 Herramientas Regulatorias Propuestas por el Consultor 104
2.3.3.3 Propuesta del Consultor sobre Niveles de Pérdidas Eficientes ... 105
2.3.3.6 Senda de Recuperación de Pérdidas Recomendadas por el Consultor 107
2.3.3.7 Niveles de Pérdidas Totales Recomendados por el Consultor 107
2.3.4 Propuesta a la Comisión 116
2.3.4.1 Diseño de Red 116
2.3.4.2 Asignación de Responsabilidades 117
2.3.4.3 Separación Pérdidas Técnicas y No Técnicas 117
2.3.4.4 Separación Urbano – Rural 118
2.3.4.5 Unificar los Niveles de Tensión 3 y 4 118
2.3.4.6 Revisión del nivel de pérdidas. 118
2.3.4.7 Nivel actual de pérdidas 119
2.3.5 Nivel de pérdidas Técnicas eficientes 119
2.3.6 Nivel Objetivo de pérdidas No Técnicas 120
2.3.7 Nivel de pérdidas a reconocer 121
2.3.7.1 Pérdidas Técnicas 121
2.3.7.2 Pérdidas No Técnicas 125
2.3.8 Pérdidas totales Urbanas reconocidas al Distribuidor Nivel de Tensión 1.127
2.3.9 Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor 128
2.4. REMUNERACIÓN DEL CAPITAL 129
2.4.1 Costo de capital en esquemas regulatorios por Precio Máximo (Price Cap) e Ingreso Máximo (Revenue Cap) 130
2.4.2 Regulación por precio máximo 131
2.4.3 Regulación por ingreso máximo 131
2.4.4 Ajuste del Beta 131
2.5. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN ACTIVOS DE NIVEL 1. (MOTIVACIÓN, SECUENCIA DEL ANÁLISIS Y RESULTADOS) 133
2.5.1 Introducción 133
2.5.2 Descripción General de los Ajustes 134
2.5.2.1 Totalidad de la muestra. 134
2.5.2.2 Carga existente y asignación de transformador eficiente 135
2.5.2.3 Reconsideración de los costos de AOM 140
2.5.3 Resultados 143
2.5.4 Propuesta 143
2.6. PRODUCTIVIDAD 143
2.6.1 Regulación por Incentivos RPI – X 143
2.6.2 Modelo 146
2.6.3 Recomendación 147
2.7. VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS 148
2.7.1 Valoración de Activos Eléctricos 148
2.7.2 Metodología 149
2.7.3 Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC. 149
2.7.4 Unidades Constructivas de Conexión al STN. 151
2.7.4.1 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4 152

2.7.4.2 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 3153
2.7.4.3 Unidades Constructivas subestaciones del Nivel de Tensión 2 . 154
2.7.4.4 Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4 155
2.7.4.5 Unidades Constructivas Líneas del Nivel de Tensión 3 y del Nivel de Tensión 2 156
2.7.4.5 Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia. 157
2.7.5 Transformadores de Conexión al STN 158
2.7.5.1 Unidad Constructiva: Compensación reactiva 160
2.7.6 Unidades Constructivas: Equipos en el Nivel de Tensión 3 y Nivel de Tensión 2 160
2.7.7 Unidades Constructivas: Supervisión y Control 161
2.7.8 Proceso de Revisión de las UC propuestas 162
2.7.9 Determinación del costo FOB de la UC correspondiente..... 163
2.7.10 Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC. 166
2.7.11 Consideraciones sobre el factor de Instalación 167
2.7.12 Porcentaje de repuestos reconocidos 170
2.7.13 Porcentaje de costos Financieros..... 171
2.7.14 Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente. 171
2.7.14.1 Valoración de Activos No Eléctricos 171
2.7.14.2 Valoración de Terrenos 173
2.8. OTRAS CONSIDERACIONES 173
2.8.1 Continuidad del suministro del servicio 173
2.8.2 Calidad de la Potencia 174
2.8.3 Energía reactiva 174
2.8.4 Remuneración del Respaldo aplicable a los Autoproductores 174
2.8.5 Fronteras Embebidas en Activos de Conexión 175
2.8.6 Propiedad de Activos de Nivel de Tensión 1 175
2.9. BIBLIOGRAFIA..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

PRINCIPIOS GENERALES Y METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LOS CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y REVISIÓN TARIFARIA

1.1. FUNDAMENTOS LEGALES DE LA EXPEDICIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA TARIFARIA

La Constitución Política, Artículo 365, estableció que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Este mismo canon constitucional señaló que los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y que, en todo caso, el Estado mantendrá su regulación.

Por otro lado, la Constitución Política atribuyó al Estado la dirección general de la economía, y le ordenó intervenir, por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. (Art. 334). Esta misma norma ordena al Estado intervenir, de manera especial, para asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos.

De manera expresa la Constitución Política defirió a la Ley, la tarea de fijar el régimen tarifario *"que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos"*, y determinar las entidades competentes para fijar tarifas. (Art. 367).

Mediante la Ley 143 de 1994, se estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, denominadas las actividades del sector, en cuyo Capítulo VIII, se incluyeron normas especiales relativas a *"LAS TARIFAS POR ACCESO Y USO DE LAS REDES"*.

Por su parte, la Ley 142 de 1994 definió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, entre los cuales se incluyó el servicio público domiciliario de energía eléctrica, definido *como "el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición"*.

(Art. 14.25), y ordenó la intervención del Estado en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, entre otros, con el fin de lograr su prestación eficiente. (Art. 2.5)

La Ley 143, en su artículo 6o, definió que la actividad de distribución de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, Literales c) y d)[1], y 41[2] de la Ley 143 de 1994, es función permanente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago.

Adicionalmente, según lo previsto en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar *"los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos".*

La Ley 143 de 1994 contiene normas especiales sobre los criterios y la metodología para el cálculo de los cargos asociados con el acceso y uso de las redes y con la actividad de distribución de electricidad:

> *"Artículo 39. Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera".*
>
> *"Artículo 45. Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad*

---

1 "c. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el Centro Nacional de Despacho".
"d. Aprobar las tarifas que deban sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho".

2 "La Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá la metodología del cálculo y aprobará las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional y el procedimiento para hacer efectivo su pago".

> *de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables".*

Adicionalmente, según los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Como ya se dijo, la propia Constitución Política dispuso que la prestación de los servicios públicos y, por tanto, la remuneración de los mismos, debe hacerse en condiciones de eficiencia.

En virtud del principio de eficiencia económica definido por los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

Según lo establecido en el Artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta *"los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo".*

Igualmente, el Artículo 92 de la Ley 142 de 1994 dispuso que las Comisiones pueden corregir en las fórmulas, *"los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos".*

En virtud del principio de suficiencia financiera, definido en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en las leyes 143 y 142 de 1994, los cargos por uso de las redes de distribución deben permitir a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento y remunerar su capital de acuerdo con el riesgo de su negocio. A contrario sensu, si los respectivos cargos permiten a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de administración, operación y mantenimiento, y remunerar su capital en forma adecuada al riesgo de la actividad, garantizan el principio de suficiencia financiera y, por tanto, la viabilidad financiera del negocio de distribución de electricidad. Igualmente, las empresas tendrán garantizada su viabilidad

económica con tales cargos, siempre que desarrollen esta actividad de manera eficiente. No obstante, corresponde a cada empresa el control y la responsabilidad por la eficiencia en su gestión empresarial, sin perjuicio de las funciones de inspección, control y vigilancia que la ley atribuye sobre la gestión de las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás organismos de control.

En todo caso, no es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas analizar ni garantizar la viabilidad empresarial de cada empresa, ni disponer la reestructuración de aquellas que no sean viables empresarialmente con la estructura de costos y gastos que garantiza a una empresa eficiente la suficiencia financiera del negocio. La evaluación de la viabilidad empresarial y la exigencia de planes de reestructuración de aquellos prestadores del servicio que resultaron no viables empresarialmente, dispuestas por el Artículo 181 de la Ley 142 de 1994, ya fue cumplida por la CREG, sin que le corresponda a la misma ejercer nuevamente dicha facultad.

Por otro lado, la Ley 143 de 1994, Artículo 85, establece que las decisiones de inversión en las actividades del sector, incluida la distribución, son responsabilidad de quienes las acometen, quienes asumen en su integridad los riesgos de la respectiva actividad:

> *"Artículo 85.- Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos".*

1.2. METODOLOGÍAS DEFINIDAS POR LA CREG PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ACTUACIONES SURTIDAS PARA MODIFICARLAS.

La Ley 143 de 1994, norma especial y posterior que regula el sector de electricidad, trató específicamente el tema de las tarifas para dicho servicio, sin embargo, no previó la definición de fórmulas tarifarias, sino el establecimiento de metodologías para la fijación de tarifas. Tampoco estableció procedimientos ni vigencia para las metodologías ni las tarifas. Como lo ha sostenido el Consejo de Estado, esta es una ley que se aplica de preferencia frente a la Ley 142 de 1994.

No obstante, como se expondrá a continuación, previamente a la modificación de la metodología de cálculo de los cargos por uso de las redes de transmisión, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha sometido a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados las bases conceptuales sobre las cuales efectuará modificaciones a la metodología, en la misma forma como lo prevé el Artículo 127 de la Ley 142 de 1994 para el caso de las fórmulas tarifarias.

1.2.1 Definición de la Metodología Anterior.

Mediante las Resoluciones CREG 003 y 004 de noviembre 2 de 1994, la CREG estableció las bases de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, respectivamente. Dichas Resoluciones dispusieron que la metodología se aplicaría a partir de su publicación en el Diario Oficial, pero nada dijeron sobre el término de su vigencia.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG-060 de 1994, artículo 3o, la CREG dispuso:

> *"ARTICULO 3o. Con el fin de incorporar los cambios en la estructura de costos y en la configuración de los sistemas eléctrico, las empresas deberán efectuar cada tres años, en el mes de septiembre, una revisión completa de los cargos de distribución y someterlos a aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas*
>
> *PARAGRAFO. La revisión establecida en el presente artículo podrá realizarse antes del plazo previsto siempre y cuando existan modificaciones importantes y sustentables de los sistemas eléctricos de las empresas". (Hemos subrayado).*

Igual que en el caso de transmisión, la CREG fijó un término de vigencia a los cargos, de tres años, al cabo de los cuales serían revisados y aprobados nuevos cargos con la misma metodología establecida en las resoluciones CREG 003 y 004 de 1994.

1.2.2 Definición de la Metodología Vigente.

El 4 de abril de 1997, la Comisión expidió la Resolución CREG-075, "*Por la cual se establecen las bases sobre las cuales se modificará la Resolución 004 de 1994, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y se dictan otras disposiciones".*

Con esta Resolución se dio inicio *"al trámite que conducirá a la aprobación de la metodología aplicable a los transportadores para calcular el costo de prestación del servicio de transporte de electricidad por los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y a la aprobación de los cargos por uso que cada transportador podrá aplicar a partir del 1º de enero de 1998".*

El trámite fue concluido con la expedición de la Resolución CREG-099 del 17 de junio de 1997, *"por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para*

el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local".

De manera expresa, el Artículo 8º de la Resolución CREG 099 de 1997, previó un plazo de vigencia para los Cargos que se aprobaron con base en la metodología de dicha resolución, y que al cabo de cinco (5) años de vigencia se aprobarían nuevos cargos con base en la metodología existente. Allí mismo se dispuso que vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos:

> *"Artículo 8º. Vigencia de los cargos. Los cargos que apruebe la Comisión por uso de los Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local tendrán una vigencia de cinco (5) años, contados a partir del primero de enero de 1998. En el mes de junio del quinto año de vigencia de los cargos, los transportadores deberán someter a aprobación de la Comisión, sujetos a la metodología establecida en el Anexo No 1 de la presente resolución, el estudio de los cargos aplicables a partir del primero de enero del primer año de la siguiente vigencia de los cargos.*
>
> *Parágrafo 1º. Los transportadores deberán someter a aprobación de la Comisión, a más tardar el día 31 de julio de 1997, el estudio de los cargos aplicables por el período de cinco (5) años, contado a partir del 1º de enero de 1998. Con base en la metodología establecida en esta resolución, la Comisión aprobará los*
> *cargos, que regirán por cinco años, contados a partir del primero (1º) de enero de 1998 y hasta el 31 de diciembre del año 2002. Si con posterioridad al 1º de enero de 1998, un transportador solicita a la Comisión aprobar cargos por uso, tales cargos estarán vigentes por el lapso de tiempo que falte entre la aprobación y el 31 de diciembre del año 2002.*
>
> *Parágrafo 2º. Dentro de los cinco (5) días siguientes al envío de la información a la Comisión, cada transportador deberá publicar en un diario de amplia circulación en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presentó a la Comisión, con el fin de que los terceros interesados puedan presentar ante la Comisión observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación. Adicionalmente, deberá enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo.*
>
> *Parágrafo 3º. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de los cargos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas pondrá en conocimiento de los transportadores las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar los cargos del período siguiente.*

Parágrafo 4º. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no apruebe los nuevos. (Hemos subrayado):

1.2.3 Actuación Surtida para Modificar la Metodología Vigente.

La Resolución CREG-099 de 1997 previó que los cargos para el siguiente período se aprobarían a partir de estudios elaborados con sujeción a la metodología establecida en dicha Resolución. Sin embargo, ello no significa que la regulación haya creado una situación inmodificable, esto es, que inevitablemente los cargos para el siguiente período debían ser aprobados con base en la citada metodología, o, en otras palabras, que dicha metodología fuera inmodificable.

Una conclusión en tal sentido solamente sería posible en la medida en que la Ley 143 de 1994 hubiera puesto un límite en el tiempo a la CREG, para el ejercicio de la función de definir la metodología aplicable en la aprobación de los cargos por uso y acceso a las redes.

Por su parte, la Ley 142 de 1994, Artículo 126, establece un límite en el tiempo para la vigencia de las fórmulas tarifarias, de cinco años, antes de los cuales solamente puede ser modificada en los eventos expresamente señalados en esta norma. Adicionalmente, en tratándose de fórmulas tarifarias, el Artículo 127 de esta misma ley, prevé expresamente la posibilidad de modificarlas cada cinco años.

De otra parte, tanto en la doctrina extranjera como en la nacional, a partir del estudio de la jurisprudencia de las altas cortes, se concluye que la modificación de los actos de carácter general siempre es posible, lógicamente hacia el futuro.

Con una antelación superior a veinticuatro (24) meses respecto del vencimiento de la vigencia de los cargos aprobados en 1998, la CREG expidió normas a través de las cuales anunció modificaciones a la metodología establecida en el Anexo No. 1 de la Resolución CREG-099 de 1997. Igualmente, durante el año 2002 adoptó disposiciones que modifican la metodología aplicable para el nuevo periodo tarifario.

a) Mediante la Resolución CREG-080 de noviembre 8 de 2000, la CREG sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados “los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer la metodología para determinar los cargos en dicha actividad”.

En esta Resolución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas manifestó expresamente que, de conformidad con lo previsto en el Artículo 4o. de la Resolución CREG-099 de 1997, debía poner en conocimiento las bases conceptuales *sobre las cuales efectuaría el estudio* para determinar los cargos del período siguiente, a más tardar el 31 de noviembre de 2001, pero que, sin embargo, lo hacía con una mayor antelación con el fin analizar diferentes enfoques conceptuales, realizar simulaciones, etc. Textualmente, dice la Resolución:

> *"...la CREG debe determinar las bases por tarde el 31 de diciembre del año 2001. Sin embargo, considerando, por una parte que la remuneración en la distribución eléctrica representa un componente significativo del costo unitario de prestación del servicio; y por otra que se dispone de un tiempo suficiente para analizar diferentes enfoques conceptuales, realizar las simulaciones requeridas, además de enriquecer la discusión con los agentes, usuarios y terceros interesados; se considera conveniente iniciar desde ya los estudios que permitan definir el esquema de remuneración en distribución para la vigencia 2003-2007".*
>
> *Por ello, el objeto principal de esta Resolución es someter a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales preliminares que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos de distribución de transporte de energía eléctrica." (se subraya).*

No cabe la menor duda, según lo que se acaba de transcribir, que con este acto (Resolución CREG-080 de 2000) la CREG dio inicio al trámite conducente a la modificación de la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997.

Dado que mediante la Resolución CREG-080 de 2000, se dio inicio al trámite que conduciría a la expedición de un acto definitivo mediante el cual se modificaría la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997, su naturaleza jurídica es la de un acto de trámite que no tiene la virtud de crear derechos ni situaciones jurídicas concretas, pues no contiene normas definitivas encaminadas a crear, extinguir o modificar derechos o situaciones jurídicas, sino que se trata de un acto mediante el cual se sometió a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados una propuesta conceptual sobre posibles modificaciones a la metodología para remunerar la actividad de distribución.

Ahora bien, como propuesta conceptual tampoco puede atribuírsele a dicha Resolución un carácter inmutable, que obligara a la CREG a adoptarla en su integridad, pues si fuera inmodificable resultaría inocua y se hubiera desnaturalizado su fin principal de poner en conocimiento de las empresas, usuarios y terceros interesados, las bases conceptuales con el fin de oír sus comentarios, observaciones y sugerencias, tal como se dijo expresamente en su Artículo 2o.

Tampoco puede concluirse que la CREG estuviera supeditada a introducir modificaciones a su propuesta conceptual únicamente respecto de los comentarios, observaciones y sugerencias que recibiera, pues por una parte, la CREG no puede renunciar al ejercicio de sus facultades legales, y por otro lado, para evitar confusiones en tal sentido, expresamente señaló en la Resolución CREG-080 de 2000, la necesidad de analizar diversos enfoques conceptuales, como se lee en el aparte que se acaba de transcribir, así como la necesidad de comprobar si su

propuesta conceptual podía ser implantada adecuadamente, considerando los objetivos establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y demás normatividad vigente:

> *"Los principios generales preliminares que se plantean son fruto de un análisis conceptual. No obstante, existe todavía la necesidad de realizar ejercicios de aplicación, con el fin de comprobar si la propuesta conceptual puede ser implantada adecuadamente, considerando entre otros los objetivos establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y la normatividad vigente. Con base en los comentarios que se reciban y en los análisis internos de la Comisión, y de no encontrarse dificultades en su implantación adecuada ó esquemas que den mejor respuesta a las inquietudes planteadas, los principios generales aquí esbozados serían la base para determinar con posterioridad la metodología que será sometida a discusión de conformidad con lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y normatividad vigente". (Hemos subrayado).*

Si bien, como se lee en el texto trascrito, los principios generales propuestos son fruto de un análisis conceptual, no significa ello, ni puede concluirse que la propuesta de modificación de la metodología contenida en la Resolución CREG-080 de 2000 obedezca a un capricho regulatorio, o a un afán expropiatorio de las inversiones hechas por particulares o por el mismo Estado, como lo han sugerido algunas empresas a la CREG en el curso del trámite que se ha venido surtiendo a partir de dicha Resolución .

Por el contrario, la propuesta conceptual de modificación de la metodología obedeció, como expresamente lo dijo la CREG en la Resolución CREG-080 de 2000, a la necesidad de proponer un esquema que respondiera a diferentes inquietudes existentes en el sector, planteadas inclusive por los mismos inversionistas:

> *"El esquema que se plantea ha sido preparado para dar respuesta en forma breve a inquietudes expresadas por los agentes, usuarios, terceros interesados, y al interior de la Comisión, en aspectos tales como: remuneración y tarifas, la expansión y cobertura del sistema, propiedad de los activos, calidad del servicio, pérdidas del sistema y operación y mantenimiento, entre otros".*

Se concluye de lo anterior, que si bien, mediante la Resolución CREG-080 de 2002, la Comisión dio inicio al trámite para introducir modificaciones a la metodología contenida en la Resolución CREG-099 de 1997, la Comisión debía continuar con los estudios internos, así como también debía analizar los comentarios, observaciones y sugerencias, con el fin de determinar posteriormente una metodología que también sería sometida a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados.

b) Mediante la Resolución CREG-013 de 2002, la CREG estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno que se

utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario.

Ese acto se expidió en desarrollo de las bases conceptuales sometidas a consideración de las empresas, usuarios y demás interesados, mediante la Resolución CREG-080 de 2000. En el Anexo de la Resolución CREG-013 de 2002, de manera expresa se indicó que se incluía una prima de riesgo del mercado, y tal como consta en el Documento CREG-022 de 2002, que contiene la propuesta sometida a aprobación de la CREG y que dio lugar a la expedición de la Resolución CREG-013 del mismo año, se incluyó una prima de riesgo del 2% para un escenario de regulación de precio máximo.

c) Se expidió la Resolución CREG-046 de 2002, mediante la cual se modificó el plazo establecido en el Artículo 8o. de la Resolución CREG-099 de 1997, para la presentación de estudios de cargos, con el fin de que los estudios de cargos que sometieran a aprobación las empresas fueran realizados con la nueva metodología que expidiera la CREG y ajustadas a las circulares emitidas por la Dirección Ejecutiva de la misma.

d) Como lo anunció la CREG en la Resolución CREG-080 de 2000, se adelantaron los siguientes estudios, los cuales fueron puestos a disposición de las empresas, usuarios y demás interesados en la página Web de la CREG (www.creg.gov.co):

- Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1, contratado con la firma Consultoría Colombiana S.A.
- Estimación del factor de productividad de las actividades de distribución y comercialización de electricidad, contratado con la Universidad EAFIT.
- Revisión de la metodología para valoración de activos utilizada en la estructura tarifaria para la industria de energía eléctrica en Colombia, contratado con la firma Advance Consultores Ltda.
- Pérdidas de energía en el Sistema Interconectado Nacional, realizado con el apoyo del Canadian Energy Research Institute, a través de la firma Power System Technologies Inc.
- Metodología para aplicar criterios de eficiencia en la remuneración del uso de activos en el nivel de tensión 4, realizado por la CREG en el año 2002.
- Análisis de gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento, AOM, en distribución de energía eléctrica, realizado por la CREG en el año 2002.
- Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución realizado por la CREG en el año 2002.
- Cargos máximos del nivel de tensión 1, realizado por la CREG en el año 2002.

Evaluados los resultados de estos estudios, así como efectuados otros análisis internos y analizadas las observaciones recibidas a la propuesta contenida en la citada Resolución CREG-080, la CREG encontró pertinente efectuar ajustes a la propuesta conceptual hecha en dicha Resolución y aceptar algunas observaciones relacionadas con la metodología de cálculo de los cargos, los activos a remunerar, los gastos de administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio y el cobro del transporte de energía reactiva en exceso.

e) Mediante la Resolución CREG-073 del 29 de octubre de 2002 se sometió nuevamente a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados, *"los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local".*

Este acto también se expidió dentro del trámite iniciado mediante la Resolución CREG-080 de 2000, y los ajustes propuestos obedecen a los mismos fines indicados en esta Resolución y a la aplicación de los criterios tarifarios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, y no a una filosofía expropiatoria como equívocamente lo han querido interpretar empresas que han presentado observaciones a la CREG en tal sentido.

f) Adicionalmente, se efectuaron reuniones públicas a las que fueron invitados y asistieron las empresas, los usuarios y demás interesados, para explicar la propuesta regulatoria y recibir las observaciones que los interesados quisieran presentar a la CREG. Así mismo se analizaron los comentarios recibidos en la Comisión de los interesados durante el período previo a la aprobación de la metodología definitiva.

CAPÍTULO 2. PROPUESTA METODOLÓGICA

La metodología propuesta, cuyos conceptos fundamentales fueron sometidos a consideración desde la Resolución CREG 080 de 2000, pretende reconocer algunas diferencias en la estructura de costos que enfrentan las empresas distribuidoras.

Los estudios han demostrado que existe diferencia entre mercados urbanos y rurales, que tiene incidencia tanto en los costos que enfrentan las empresas, debido a la dispersión geográfica de ubicación de los usuarios, que afecta tanto el costo de inversión, como las pérdidas técnicas que conlleva el transporte de electricidad, en condiciones de eficiencia, hasta usuarios con ciertas características de dispersión geográfica.

En ese sentido, la aplicación de criterios de eficiencia de la nueva metodología también debe obedecer a la diferencia de características de mercado entre empresas, para lo cual fueron planteadas formas de discriminación de componentes rurales y urbanos por empresa a fin de hacer comparaciones de eficiencia considerando por separado estas características.

Aunque la metodología busca hacer aproximaciones más adecuadas en condiciones diferenciales de los mercados atendidos por las distribuidoras y los costos que ello implica, es difícil acercarse a las condiciones específicas de utilización de equipos en empresas particulares. Sin embargo, otros parámetros, tales como el costo de capital, que también son aplicados de manera general a todas las empresas, constituyen una aproximación que puede resultar en unas mejores condiciones para empresas particulares que enfrentan riesgos de mercado menores.

Las condiciones iniciales están fijadas por la Resolución CREG-099 de 1997, y en cuanto a criterios de eficiencia, se buscó un punto de partida acorde con los criterios utilizados en dicha resolución.

La filosofía general de la Resolución CREG-099 de 1997 se mantuvo vigente, y se fundamentó en utilizar el sistema de valoración de activos con su costo de reposición a nuevo, utilizando una tasa de retorno, dentro de un marco regulatorio de cargos máximos.

Se mantuvo el sistema de valoración de activos utilizando Unidades Constructivas que se utilizó en la Resolución CREG 099 de 1997, aunque se detallaron mucho más los tipos de Unidades Constructivas a reportar.

Para el Nivel de Tensión 4 se utiliza un sistema de Ingreso Máximo, con una tasa de retorno ajustada al tipo de regulación, correspondiente a un recálculo tarifario anual que considera los cambios en la demanda y en la inversión, dentro de una tarifa regional única.

En relación con el Nivel 1 de Tensión la nueva metodología plantea un cambio, debido a que en lugar de estimar tarifas a partir de muestras estadísticas de los activos de cada empresa, la Comisión analizó y tipificó las redes en todo el país para determinar un cargo dependiendo del tipo de red.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el riesgo de demanda durante el período tarifario lo asumen los distribuidores, razón por la cual la tasa de retorno aplicable tiene un ajuste por riesgo de demanda, manteniendo de esta forma la misma filosofía de la Resolución CREG 099 de 1997.

El criterio de eficiencia utilizado en la Resolución CREG-099 de 1997 correspondió al uso de un tope tarifario correspondiente al 120 % de la tarifa promedio nacional en cada Nivel de Tensión Acumulado. El criterio de limitar la tarifa máxima, por consideraciones de eficiencia en la inversión que se remunera, a una comparación con las demás empresas fue mantenido, pero su consideración se convirtió en un manejo estadístico de cargos equivalentes (sin incluir AOM) comparables, en lugar de un porcentaje por encima de la tarifa promedio único nacional.
Se generó un nuevo criterio de eficiencia, con fundamento técnico, el cual fue aplicado, por simplicidad, solamente a las líneas radiales del Nivel de tensión 4. El

resto de activos de este nivel de tensión, fue sometido a comparación con tarifas nacionales como se efectuó en los demás niveles de tensión.

De otro lado la metodología valida la utilización de los porcentajes de AOM adoptados en la Resolución CREG-099 de 1997, a partir de la utilización de una metodología de Frontera de Eficiencia aplicada a los valores contables obtenidos de las empresas.

Se propone además un esquema de compensación por transporte de reactivos en exceso debidamente coordinado con la propuesta de manejo de reactivos a nivel del Sistema Interconectado Nacional que está próxima a salir a consulta.

Finalmente, la metodología propone ajustes regulatorios al uso de activos de conexión por parte de terceros.

2.1. CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL:

La aplicación de criterios de eficiencia se basa en la obligación legal que tiene el regulador de evitar que el usuario termine pagando costos ineficientes en la prestación del servicio, los cuales usualmente se relacionan mucho con mala gestión en la planeación del sistema. Por esta razón una buena forma de aproximarse a la aplicación de criterios de eficiencia es a través de mecanismos que establezcan el uso eficiente de los activos de la empresa, máxime cuando los ingresos de la misma se fijan a partir de la valoración de dichos activos.

Para establecer que los activos son los adecuados, es decir que su valoración refleja el buen uso que haga la empresa de los mismos en relación con su costo, se pueden analizar de manera particular, uno a uno, los activos y valorar su uso eficiente, en cuyo caso los criterios se aplican de forma más rigurosa. Este mecanismo exige tener unas bases de datos individuales completas en las que se determine el uso de cada activo que se quiere evaluar, por ejemplo estableciendo la carga máxima anual o el flujo de energía anual por el activo. La aplicación de criterios de eficiencia como estos es la ideal pero implica costos para obtener y mantener la información. En la metodología adoptada este criterio solo se usó en líneas radiales de Nivel de Tensión 4, debido a su poca cantidad y fácil información.

Otra forma de aplicar los criterios de eficiencia para el uso de los activos, consiste, no en valorar los activos reales de la empresa, sino en diseñar una empresa ideal eficiente que cubra el mismo servicio y valorarle a esa empresa los activos que requeriría para la atención eficiente de sus usuarios. Esa no es la forma en la que el regulador desde 1997 decidió aplicar los criterios de eficiencia en distribución eléctrica, razón por la cual no fue considerada en este nuevo período tarifario. No

obstante, es una técnica usada en muchos países, que adecuadamente probada, podría ser considerada en un futuro.

Cuando no se tiene información completa sobre el uso individual de los activos, se utilizan técnicas que observan el comportamiento promedio de las empresas. Medidas como el costo de inversión anualizada total, variabilizada con la demanda, resultan ser índices que miden el uso promedio de los activos por parte de la empresa. Al tratarse de un valor promedio por empresa, es posible que muchas de las ineficiencias de la empresa se puedan disfrazar dentro del promedio, pero si la ineficiencia es sistemática, queda aceptablemente capturada en el promedio. De otro lado, para establecer la meta de eficiencia con la cual se compare la empresa, se pueden usar métodos comparativos (*Benchmarking*), que son más o menos exigentes y que comparan esos promedios entre empresas, nacionales o extranjeras. Para el caso colombiano se optó por comparaciones únicamente entre empresas colombianas a fin de no hacer exigencias que no consideraran aspectos particulares de la distribución en Colombia (topología de la red, pérdidas técnicas, niveles de tensión, configuración de subestaciones típicas, diferencia rural-urbana, etc.).

Dentro de los mecanismos para tratar eficiencia a través de índices promedios por empresa, los más exigentes son los métodos tipo Frontera de Eficiencia (DEA) que comparan las empresas con las más eficientes comparables. En términos estadísticos esto correspondería a buscar el extremo izquierdo de la cola de la distribución de índices promedio de las empresas comparables. Un segundo método, este si, de tipo puramente estadístico, consiste en fijar el criterio eficiente en el valor medio de los índices de todas las empresas (un promedio de los índices promedios). Dado que este promedio de índices incluye tanto empresas eficientes como ineficientes, el promedio resulta ser equitativo en la fijación del límite eficiente e incluso algo relajado por tratarse de promedios de promedios. Criterios más laxos aún pueden establecerse, y permiten fijar el límite por encima del promedio; estos criterios se usan, cuando, como en el caso colombiano, muchas empresas han tenido una historia de no mucha eficiencia, en razón del manejo no muy técnico de la expansión en el pasado y el regulador decide dar una transición hacia un esquema de exigencia máxima. La Resolución CREG-099 de 1997 fijó un límite que correspondía a una probabilidad de 64% de no ser excedido. La propuesta regulatoria para el período 2003-2007 consiste en establecer el límite con una probabilidad del 50% de no ser excedida. Para el próximo período tarifario la Comisión debe revaluar estos criterios porque al tratarse de 10 años de existencia del esquema, debe esperarse que puedan aplicarse criterios plenos y exigentes de eficiencia, porque se trata de un período en el que se espera una gestión orientada fundamentalmente por criterios técnicos.

A continuación se presenta el desarrollo conceptual de los criterios de eficiencia que se aplicarán para remunerar la inversión en los STR y SDL.

En desarrollo de los dispuesto en la Ley 142 de 1994 la Comisión debe fijar criterios de eficiencia para remunerar la inversión.

Es así como la Resolución CREG-099 de 1997 dispuso: *"LÍMITES MÁXIMOS EN LOS CARGOS: en el caso de los transportadores cuyo estudio de costos genere cargos por uso superiores al 120% del cargo promedio nacional en cada nivel de tensión, la Comisión adoptará una estructura de costos que considere el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo para esas empresas, del 120% de dicho promedio, con el fin de proteger a los usuarios de enfrentar sobrecostos por la expansión no económica de los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local".*

Aunque el criterio adoptado por el regulador en la Resolución CREG-099 de 1997, determinó un límite en la eficiencia de los activos a remunerar, también determinó un límite a los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento de los activos respectivos.

Considerando dichos límites establecidos por el regulador en 1997, que le indicaron claramente al mercado las restricciones en la ejecución de proyectos con un costo medio por encima de un porcentaje del promedio nacional, la Comisión ha planteado adoptar criterios de eficiencia ajustados a dos realidades importantes:

- La remuneración de los gastos AOM asociados con activos, que aunque no sean eficientes desde el punto de vista económico, permiten prestar el servicio, y asegura la continuidad en su prestación.

- La diferencia existente entre los mercados que atienden las empresas, ocasiona costos índices de inversión diferentes, por lo que la aplicación de criterios de eficiencia por comparación debe considerar características particulares, especialmente para el Nivel de Tensión 2.

El criterio de eficiencia que se asocia con la inversión es el uso o nivel de utilización que se le da a esta infraestructura para un fin determinado. Es así como el criterio de uso eficiente de los activos puede definirse a partir de simulaciones técnicas o económicas, cuando se relaciona dicho nivel de utilización con el costo de la inversión correspondiente y este último con la unidad de producto que se está entregando.

El documento desarrolla una propuesta para aplicar un criterio de eficiencia sobre la remuneración del uso de activos del Nivel de Tensión 4, correspondientes a líneas radiales, durante el período tarifario 2003-2007.

Así mismo desarrolla la propuesta para aplicar un criterio de eficiencia, similar al utilizado por el regulador en el período tarifario 1998-2002, para los demás activos en el Nivel de Tensión 4 y en los Niveles de tensión 3 y 2.

En la propuesta de la Comisión se utilizan los dos criterios. En el caso de las líneas radiales del Nivel de tensión 4 se desarrolla un modelo de carácter técnico a partir

del cual se identifican niveles el uso para la utilización eficiente de los activos. Para los demás activos del Nivel de Tensión 4 y los activos de los Niveles de Tensión 3 y 2 se aplica un criterio económico comparable con el contenido en la regulación tarifaria vigente en el período 1998-2002, para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia. Es así como, a partir de los costos anuales de la inversión por unidad de energía, para cada una de las empresas se encuentra un costo anual máximo admisible. Este valor o costo máximo está relacionado con la infraestructura estándar requerida por unidad de energía transportada, siendo el costo con probabilidad el 50% de nos ser excedido, una buena aproximación al criterio de utilización de la infraestructura de transporte. Así, para aquellas empresas cuyos costos índices anuales de inversión por unidad de energía, son superiores al límite establecido por comparación con las demás empresas, como eficiente, se establece que sus activos no están siendo utilizados eficientemente, pero se garantizan los recursos para su operación y mantenimiento, buscando asegurar la continuidad en la prestación del servicio. En esta metodología no se determinan de manera particular las inversiones ineficientes, sino que, al hacer un cálculo global de costos anuales de inversión, se están promediando por empresa las eficiencias y las ineficiencias, de tal forma que solo resultan acotadas las empresas cuya gestión promedio es ineficiente. No puede establecerse de manera contundente que un determinado activo o grupo de activos es el causante de la ineficiencia, sino que se trata de una comparación global, es decir, de una medida única del desempeño general de la empresa.

Además, la circunstancia de que es la nueva metodología se tenga en consideración nuevos criterios de clasificación de los distribuidores en función de sus condiciones especiales, permite traer nuevas exigencias en materia de eficiencia.

2.1.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4.

Considerando la obligación que consagra la ley de establecer criterios de eficiencia en la determinación de las tarifas, la metodología propuesta busca asignar una demanda mínima para el reconocimiento de los costos de inversión para activos del Nivel de Tensión 4, considerando el grado de utilización que se dé a los mismos.

Los resultados del estudio contienen indicadores de cargabilidad mínima de las líneas radiales, en función de la longitud que pueden presentar las líneas en Nivel de Tensión 4, teniendo en cuenta parámetros tales como el límite térmico mínimo, la carga con la impedancia característica, las longitudes de los conductores, así como su regulación de voltaje con carga máxima, hasta el final de la línea.

a) Selección de Conductores

Para líneas de Nivel de Tensión 4 se consideraron los conductores tipo ACSR y AAAC, comúnmente utilizados por los OR en este Nivel de Tensión, cuyas características técnicas se presentan a continuación y que hacen parte de las Unidades Constructivas en la que se agrupan los activos correspondientes.

b) Características Eléctricas y Mecánicas de los Conductores Seleccionados

Para la preselección de los calibres a utilizar, se consideran aquellos que son comúnmente utilizados en el país, clasificándolos de acuerdo con las unidades constructivas que trata la Circular 027 de 2002, en dos tipos a saber :

- Conductores Tipo 1 : Conductores menores a 605 MCM
- Conductores Tipo 2 : Conductores mayores o iguales a 605 MCM

El Cuadro 2.1-1. presenta un resumen de las características mecánicas y eléctricas de los tipos de conductores y calibres seleccionados para el estudio.

Cuadro 2.1-1.
Características Eléctricas y Mecánicas Conductores Nivel de Tensión 4

TIPO DE CONDUCTOR	DIÁMETRO (mm)	Res. A 50°c (ohm/km)	Res. a 75°c (ohm/km)	Limite Térmico (Amp) Increm Temp a 75°c
336.4 MCM- ACSR	18.31	0.1868	0.2036	510
795 MCM ACSR	28.14	0.0798	0.0869	840
559.5 MCM - AAAC	21.79	0.133	0.1417	560
927.2 MCM - AAAC	28.15	0.0801	0.0863	800

Cuando un circuito suministra corriente a una carga, experimenta una caída de voltaje y una disipación de energía en forma de calor. La caída de voltaje es una función de la corriente de carga, del factor de potencia y de la resistencia y reactancia del conductor. En el diseño de circuitos se debe seleccionar un tamaño de conductor de modo que soporte la carga requerida, dentro de los límites especificados de pérdidas y caídas de voltaje. Un tamaño de conductor que satisfaga estos criterios dará buen servicio, dentro de los límites seguros de la temperatura de operación. Para el cumplimiento de la restricción de mínima regulación aplicable a este estudio, se tomará como criterio un valor de 4%, el cual se considera bastante conservador, habida cuenta de los límites regulatorios máximos requeridos como calidad de voltaje. El criterio establece que en condiciones de demanda máxima, para una carga igual al 150 % de la carga máxima del 2001, lo cual corresponde a una proyección de 10 años con una tasa de crecimiento del 4 % anual, la línea tenga una utilización que como mínimo le produzca una regulación del 4 %.
La potencia está dada por :

$$S = VI^{*} \quad (1)$$

$$S = \frac{V^{2}}{Z^{*}} \quad (2)$$

De la ecuación (2), la impedancia de un conductor esta dada de la siguiente manera:

$$Z = \frac{V^{2}}{S^{*}} \quad (3)$$

$$Z = \frac{V^{2} S}{S^{2}} \quad (4)$$

$$Z = \frac{V^{2}}{S^{2}}(P + jQ) \quad (5)$$

De la ecuación (5), la resistencia y la inductancia de un conductor está dada por:

$$R = \frac{V^{2}}{S^{2}}(P) \quad (6)$$

$$X = \frac{V^{2}}{S^{2}}(Q) \quad (7)$$

Como :

$$P = S*\text{Cos}\,\varphi \quad (8)$$

$$Q = S*\text{Sen}\,\varphi \quad (9)$$

De esta manera, al remplazar (8) y (9) en (6) y (7) respectivamente:

$$R = \frac{V^{2}}{S} Cos\varphi \quad (10)$$

$$X = \frac{V^{2}}{S} Sen\varphi \quad (11)$$

Donde :
Z = Impedancia de carga
V = Voltaje
S = Potencia de carga
P = Potencia activa
Q = Potencia reactiva
R = Resistencia
X = Reactancia

Al analizar las ecuaciones (10) y (11) se puede concluir que en un conductor sus características de resistencia y reactancia óptimas, pueden establecerse en función de la carga a la cual estará sometido.

En el cuadro 2.1-1 se presentan las capacidades de corriente admisibles para los conductores seleccionados para el estudio, a temperaturas finales del conductor de 75°C, las cuales fueron tenidas en cuenta en el desarrollo del análisis propuesto.

c) Modelo Utilizado.

El programa de computador utilizado para establecer la cargabilidad de líneas radiales es el ATP (Alternative Transient Program), el cual contempla la opción de modelar el circuito con una longitud determinada y los parámetros eléctricos correspondientes, tal como se muestra en la figura 2.1-1.

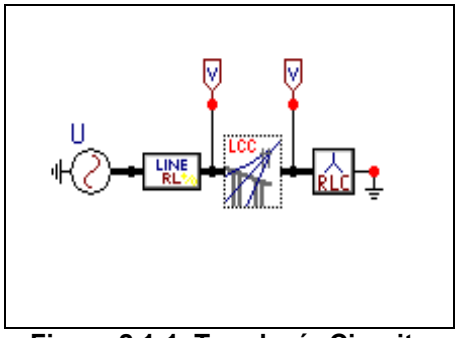


Figura 2.1-1. Topología Circuito

El modelo incluye parámetros del circuito como:

- Voltaje de entrada,
- Características eléctricas de la línea
- Longitud de la línea
- Potencia activa y reactiva

Una vez se incluyen los parámetros necesarios para el modelamiento de la línea, se verifica que el sistema cumpla con la regulación de voltaje preestablecido (Figura 2.1-2) y con la cargabilidad máxima a que puede operar bajo esas condiciones exigidas. En caso de no cumplirse las condiciones técnicas, se varía la carga en el circuito, reduciéndola hasta lograr los requisitos solicitados.

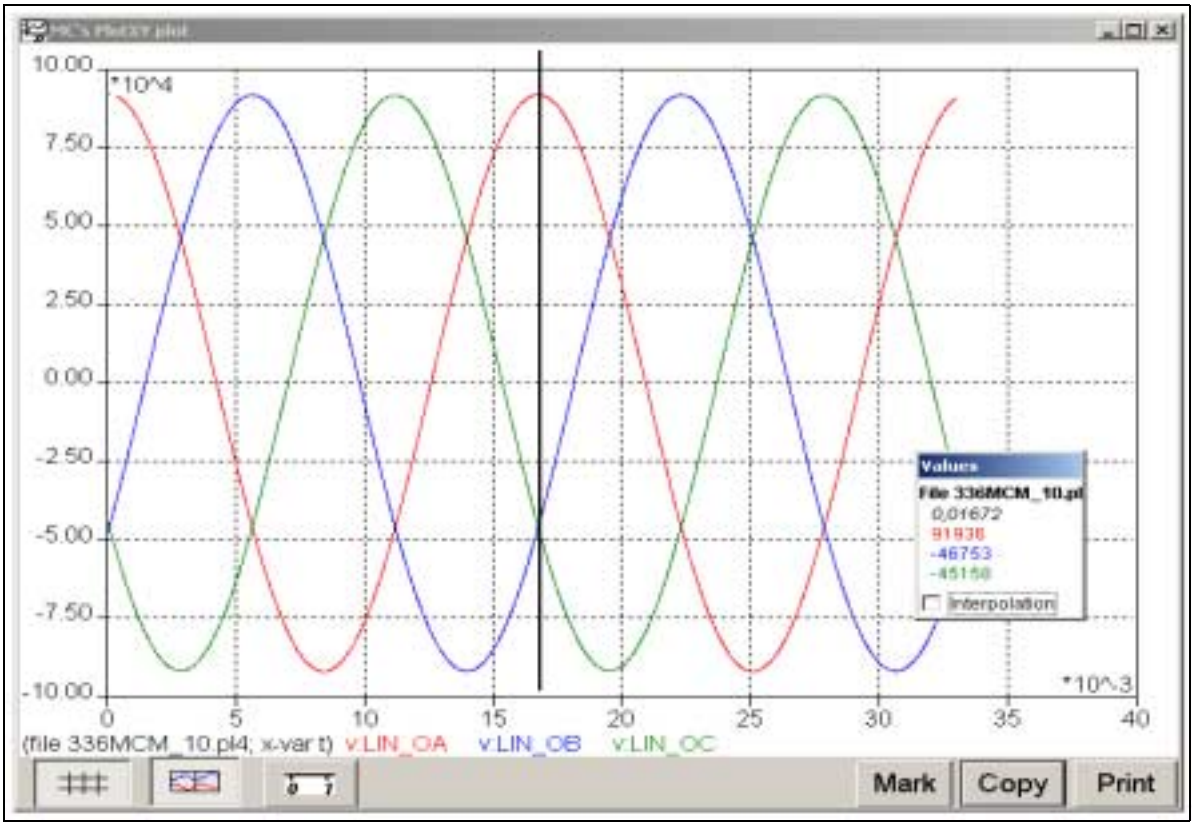


Figura 2.1- 2. Análisis Regulación de Voltaje

Con el fin de lograr mayor simplicidad en la aplicación del criterio, se utilizó un conductor 336.4 MCM ACSR, con longitud de línea variable entre 1 km y 250 km., aunque se hicieron sensibilidades para todos los otros tipos de conductores.

De esta forma, el análisis propuesto se basa en el modelamiento realizado en computador de cada uno de los conductores seleccionados para el estudio, en donde se determinó la cargabilidad máxima permitida por el conductor en función de la longitud, teniendo en cuenta características de regulación de voltaje.

El cuadro 2.1-2 muestra los resultados de las simulaciones obtenidas de los circuitos modelados, que se aplicará en líneas radiales de Nivel de Tensión 4.

Cuadro 2.1-2.
Resultados de Simulaciones de Líneas Radiales en Nivel de Tensión 4

LONGITUD (km)	POTENCIA TOTAL DE ENTRADA (MVA)			
	336.4 MCM ACSR	559.5 MCM AAAC	796 MCM ACSR	927.2 MCM AAAC
10	215	230.4	239.7	248.46
20	136	152	174.9	174.93
30	100	112	130.8	131
40	80	92	105.99	103.9
50	65	77	86.58	86.6
60	55	63	74.16	74.2
70	47.5	57	66.45	66.5
80	42.5	49.5	59	59
90	37.5	44.5	52.8	53.8
100	35	42	47.8	48.81
110	32	37	45	45
120	30	34.5	42.2	42
130	28.3	32.7	40	39.5
140	26.7	30.8	37.8	37
150	25	29	35.6	34.6
160	24	27.9	34	33.8
170	23	26.8	32.5	33
180	22	25.7	31	32.15
190	21	24.6	29.4	31.3
200	20	23.49	27.9	30.5
210	19.6	23	27.3	29.7
220	19.2	22.5	26.7	28.5
230	18.8	22	26	27.2
240	18.4	21.5	25.4	26
250	18	21	24.8	24.8

La figura 2.1-3 muestra los resultados de la cargabilidad máxima permitida por las líneas seleccionadas en este análisis, en función de su longitud, teniendo en cuenta criterios de regulación de voltaje.

Con los resultados presentados en el Cuadro 2.1-2 y la Figura 2.1-3 se encontraron criterios de carga en función de la longitud respectiva, que sirvieron de parámetros para el criterio de eficiencia a utilizar en Líneas radiales de Nivel de Tensión 4.

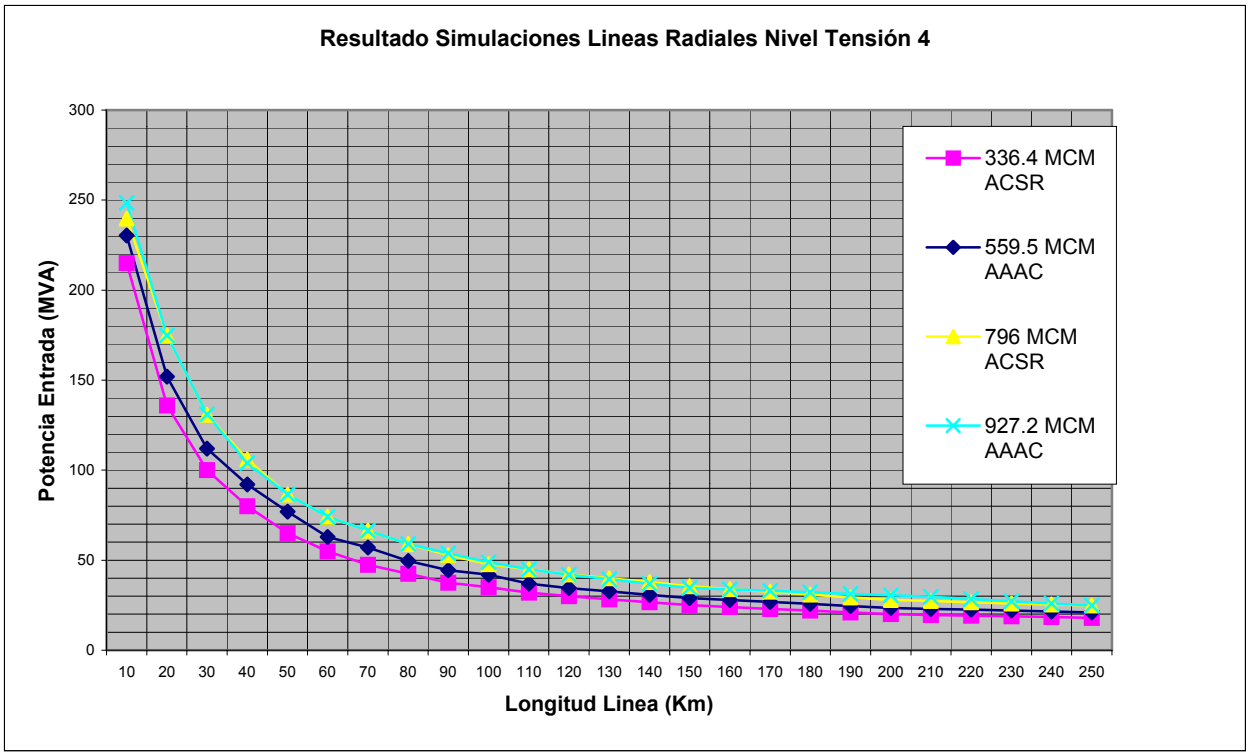


Figura 2.1-3. Resultado Simulaciones Líneas Radiales Nivel 4

Una vez analizados los resultados presentados en las simulaciones, se toman las siguientes condiciones para establecer los criterios de eficiencia definitivos en Nivel de Tensión 4 para líneas radiales.

- Para tramos cortos de la Línea, se toma el criterio de Limite Térmico.
- Para Tramos Intermedios de la línea se toma la cargabilidad de la línea con el calibre de menor exigencia en Nivel de Tensión 4, obtenido en la simulación del Cuadro 2.1-2 (figura 2.1-3).
- Para Tramos largos se tomará la cargabilidad mínima admisible, resultado de las simulaciones realizadas.

La capacidad de corriente de los conductores depende básicamente de la temperatura máxima admisible del conductor y de la capacidad del medio para disipar el calor, dado que la conductividad térmica y la temperatura a la cual se encuentra el conductor, será directamente proporcional a la cargabilidad del mismo. De esta manera es importante tener en cuenta la información pertinente al comportamiento del conductor con la temperatura. El cuadro 2.1-1 muestra los valores tomados de fabricante de los límites térmicos admisibles para los conductores seleccionados en el análisis.

Teniendo en cuenta los limites térmicos establecidos para los conductores, la potencia máxima admisible para los conductores elegidos para el análisis esta dada por :

$$Pt = \sqrt{3} * E * I_{lt}$$

Donde :

Pt : Potencia
E : Voltaje
Ilt : Corriente máxima permisible por Limite térmico

De esta manera, la potencia máxima en los conductores 927.2MCM AAAC, 559.5MCM AAAC, 795 MCM ACSR y 336.4 MCM ACSR, a un voltaje de 110 kV y tomando la corriente máxima permisible en amperios, debida al límite térmico, correspondiente a un incremento de temperatura de 75°C dada en el cuadro 2.1-1, es:

Para el conductor 927.2 MCM AAAC :

$$Pt_{927.2} = \sqrt{3} * 110 * 800$$

$$Pt_{927.2} = 152.41 MVA$$

Para el conductor 559.5 MCM AAAC :

$$Pt_{559.5} = \sqrt{3} * 110 * 560$$
$$Pt_{559.5} = 106.69 MVA$$

Para el conductor 795 MCM ACSR :

$$Pt_{795} = \sqrt{3} * 110 * 840$$
$$Pt_{795} = 160 MVA$$

Para el conductor 336.4 MCM ACSR :

$$Pt_{336.4} = \sqrt{3} * 110 * 510$$
$$Pt_{336.4} = 97.16 MVA$$

Una vez calculada la máxima potencia permisible para los conductores, por limite térmico, se tomará el conductor que presente la menor capacidad. Utilizando este criterio este conductor corresponde al de 336.4 MCM ACSR.

El conductor 336.4 MCM ACSR, presentó una cargabilidad máxima de 97.16 MVA, utilizando el criterio de límite térmico con un incremento de temperatura de 75°C. A estas condiciones, el conductor experimenta valores máximos de pérdidas, así como de su temperatura. Para ser más conservativos , se tomó un porcentaje de la cargabilidad presentada por el conductor a condiciones de su límite térmico.

De esta forma, se toma una capacidad de 55 MVA como condición para el criterio de eficiencia en tramos cortos de líneas radiales (hasta 40 km), equivalente a un 56 % de la capacidad máxima permitida por el conductor en condiciones de limite térmico.

Para tramos de línea mayores a 40 km, la condición propuesta se toma del modelamiento realizado en computador para cada uno de los conductores seleccionados en el estudio, en donde se determinó la cargabilidad máxima permitida por el conductor en función de la longitud, teniendo en cuenta características de regulación de voltaje, cuyos resultados de observan en el cuadro 2.1-2 y la figura 2.1-3.

Se propone tomar la curva obtenida para el conductor que presentó la menor cargabilidad utilizando este criterio, es decir, el 336.4 MCM ACSR.

Una vez seleccionado el conductor, se encuentra la ecuación de la curva mediante una regresión potencial que ajusta los datos de la simulación presentados en la figura 2.1-3, correspondientes a los datos del cuadro 2.1-2. El resultado se muestra en la figura 2.1-4.

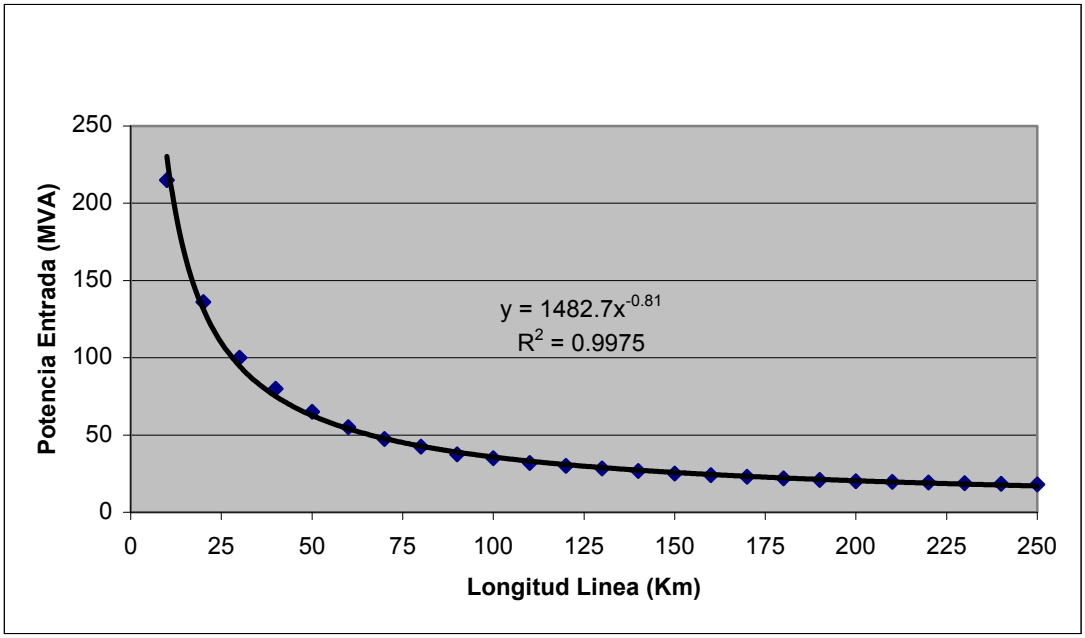


Figura 2.1-4. Ecuación de la Curva Línea Nivel 4.

La ecuación encontrada para la línea es :

$$Y = 1482.7 X^{-0.81}$$

A partir de esta ecuación se puede calcular la demanda máxima de potencia en MVA (Y), en función de la longitud del tramo de la Línea radial, expresada en km. (X).

Una vez obtenida la función, de donde se puede obtener la potencia máxima permitida para determinada longitud de la línea tomando el criterio de regulación de voltaje, se calcula la función resultante, a partir de los valores dados por los limites térmicos permisibles por los conductores (Longitud 40 km, Potencia 55 MVA), La cual esta definida de la siguiente manera:

$$Y = KX^{-0.81}$$

Donde :

Y = Potencia en MVA
K = Constante Función
X = Longitud tramo en km.

Remplazando :

$$55 = K(40)^{-0.81}$$
$$k = 55(40)^{0.81}$$
$$k = 1093$$

De esta manera, la función resultante queda expresada de la siguiente manera:

$$Y = 1093 X^{-0.81}$$

En donde se puede obtener la potencia máxima permitida para longitudes de línea mayores a 40 km, tomando el criterio de regulación de voltaje.

La figura 2.1-5, muestra el acotamiento presentado por la función resultante, con base en la calculada en la simulación escogida para el estudio.

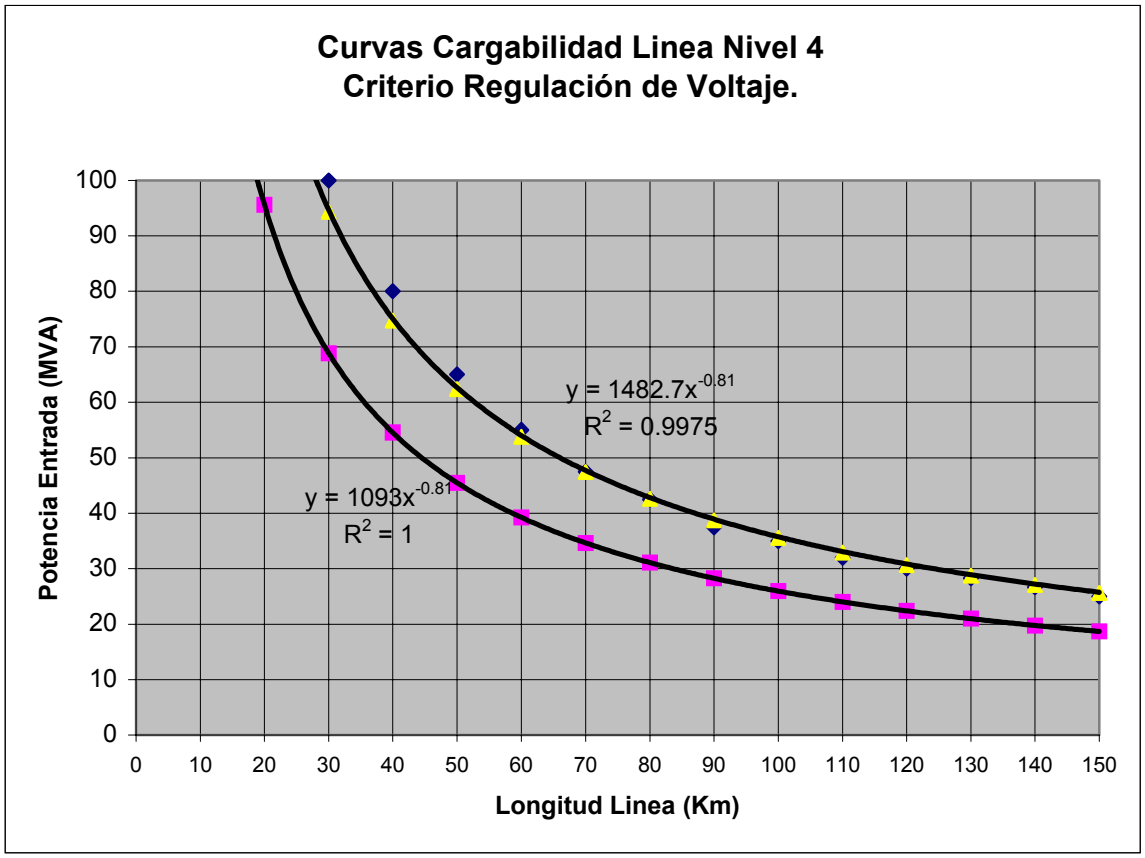


Figura 2.1-5. Curvas de Cargabilidad de Líneas Radiales Nivel 4, Criterio Regulación de Voltaje

Como se observa en esta figura, se tendrá en cuenta para las condiciones en el criterio de eficiencia para tramos de línea radiales con longitudes mayores a 40 km un 73,71 % de la curva de cargabilidad de la línea seleccionada, resultado de las simulaciones realizadas en computador y presentadas en la figura 2.1-3, con la información del Cuadro 2.1-2.

Para tramos largos de línea radiales se toma como condición, longitudes mayores a 105 km, cuya potencia se calcula con la curva de cargabilidad, seleccionada de acuerdo con condiciones de regulación de voltaje a la distancia mencionada, de esta manera:

$$Y = 1093 X^{-0.81}$$

Donde :

Y = Potencia en MVA
X = Longitud tramo en km

Con una longitud de línea radial = 105 km

$$Y = 1093(105)^{-0.81}$$
$$Y = 25\,MVA$$

De esta forma, se toma una potencia de 25 MVA para longitudes de línea mayores de 105 km.

Para el cálculo del Índice de eficiencia, se toma la Demanda máxima de potencia del tramo de línea reportada por el OR y se acota en razón a su longitud con los criterios de limite térmico o regulación de voltaje. De esta forma los índices estarán establecidos de la siguiente manera .

$$Si \quad L \leq 40 \qquad Ief = \frac{P}{55}$$

$$Si \quad 40 < L \leq 105 \qquad Ief = \frac{PL^{0.81}}{1093}$$

$$Si \quad L > 105 \qquad Ief = \frac{P}{25}$$

donde:

P Demanda máxima de potencia del tramo de línea (MVA)

L: Longitud del tramo de línea radial, en km.

Ief Índice de eficiencia a aplicar sobre tramo de línea radial de longitud *L* en el Nivel de Tensión 4. El máximo índice reconocido será 1.0

Cada OR que solicite cargos por Uso del Nivel de Tensión 4, deberá establecer el Costo Máximo Eficiente por unidad de energía a reconocer, para cada una de las Unidades Constructivas correspondientes a sus líneas radiales de este Nivel de Tensión, entendiendo por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

Ya que se espera una ampliación en la demanda de potencia en el tramo de la línea en el transcurso del tiempo, se tomará una potencia máxima esperada en un periodo de diez (10) años de la siguiente manera.

$$P\max = 1.5 * P_{2001}$$

donde:

P_{2001} : Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001

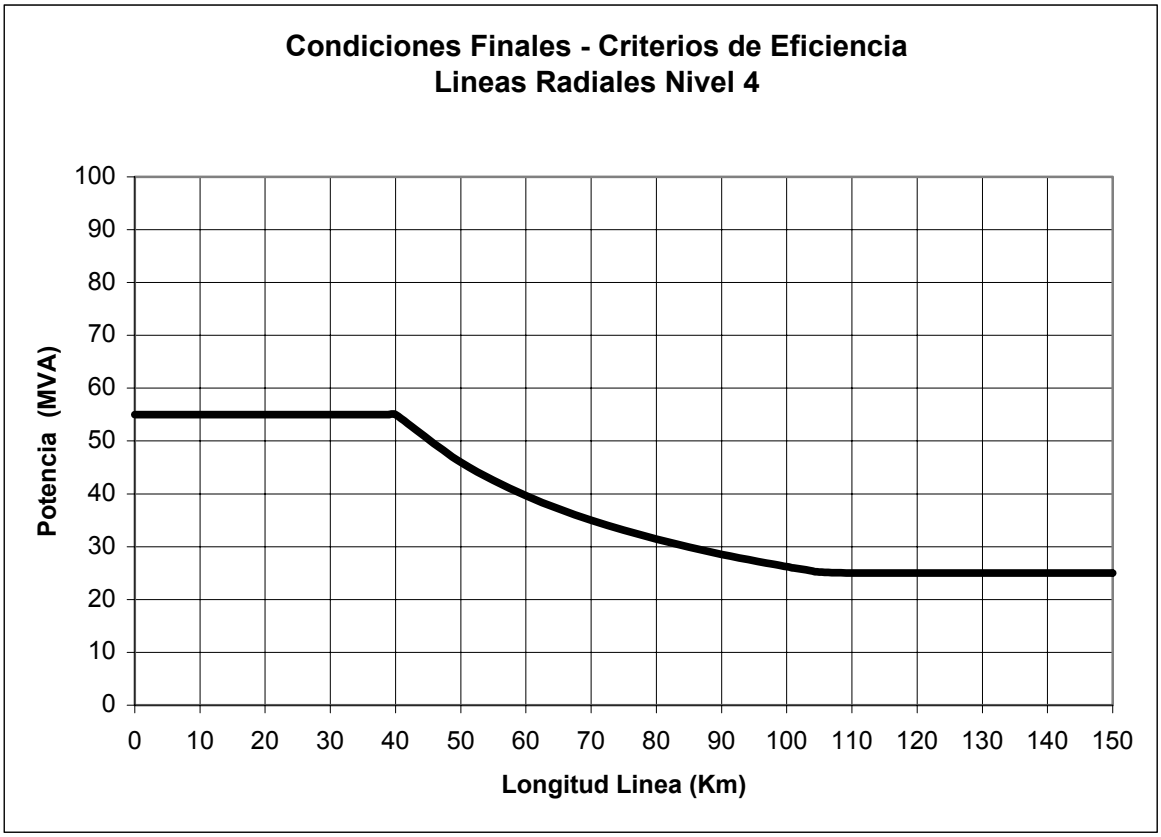


Figura 2.1- 6. Condiciones Finales - Criterio de Eficiencia Líneas Radiales Nivel 4

2.1.2 Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2. Otros Activos del Nivel de Tensión 4 .

El análisis estadístico utilizado a partir de los datos empleados en 1997 considera un tope en las tarifas del 120% del promedio nacional. Este valor no se encuentra sustentado en el análisis del comportamiento de las colas en la distribución estadística de cargos, razón por la cual se ha considerado necesario que la nueva metodología se base en un análisis estadístico que no sólo observe la media sino tan también la dispersión de los datos. Adicionalmente, dado que la distribución estadística de la muestra difícilmente puede ajustarse de forma natural a una distribución estandarizada y debido a que actualmente se dispone de técnicas estadísticas que permiten transformarla en una distribución normal, se decidió utilizar la técnica de Box-Cox para hacer la transformación y la técnica de Shapiro Wilk para verificar la normalidad de la muestra transformada. Una vez se tiene la muestra normalizada se facilita el análisis de las colas y puede sustentarse estadísticamente la determinación de un nivel de confianza para establecer la cota de eficiencia.

En relación con el Nivel de Tensión 2, la Comisión consideró importante reconocer las características diferenciales de prestación del servicio en áreas rurales y urbanas, por lo que se desagregaron las componentes rurales y urbanas de cada empresa antes de analizar el componente de eficiencia que se considerará en el nuevo período tarifario.

Este procedimiento permite continuar aplicando un criterio de eficiencia sobre la inversión, pero reconociendo en todos los casos, a diferencia de la metodología anterior, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para todos los activos del sistema, con lo que se asegura la continuidad en la prestación del servicio.

Adicionalmente, cabe anotar que dado que los niveles de eficiencia estadísticos se aplican al costo índice de inversión, el hecho de que una empresa quede acotada no puede atribuirse ni a la baja demanda ni a la existencia de inversión en un activo particular, debido a que toda la inversión se suma al igual que toda la demanda de la empresa. Esta consideración les permite a las empresas compensar parte de su ineficiencia en algunos equipos y sistemas, con eficiencias logradas en la utilización de otras inversiones. En otras palabras, no es técnicamente posible, ni es propósito de la metodología, develar la participación que en la eficiencia tienen equipos o demandas particulares dentro de sectores de cada empresa.

2.1.2.1 Análisis Estadístico

A partir de un análisis estadístico se definen los cargos máximos admisibles para remunerar la inversión en los diferentes Niveles de tensión. El análisis estadístico permite aplicar criterios asimilables a los incluidos en la metodología establecida por la Comisión para el periodo tarifario 1998-2002.

El presente análisis propone un tratamiento estadístico de los cargos equivalentes (sin incluir AOM), por nivel de tensión, determinados para las diversas empresas de distribución del país.

Para el análisis se toman los datos originales de los cargos calculados a cada una de la empresas para los Niveles de Tensión 2, 3 y 4, para el período tarifario 1998 - 2002 a los cuales se les realiza la prueba de normalidad mediante el método de Shapiro-Wilk. Dichos análisis se realizan por intermedio del Programa SAS, el cual es un Software de Análisis Estadístico, que posee las herramientas necesarias para el desarrollo de los procesos descritos anteriormente.

- **Nivel de Tensión 2**

Para establecer el criterio estadístico, se observó el comportamiento de las muestras equivalentes a los cargos encontrados en el año 1997. La información general utilizada está dada en los Cuadros 2.1-3 a 2.1-5.

Para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar, de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997, como se aprecia en el Cuadro 2.1-8

Cuadro 2.1-3.
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 3

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	31.2768	26.2744	382.5	13.8100
ESSA	17.6213	13.0328	1,206.0	13.0328
CENS	18.7681	12.6096	816.0	12.6096
EPSA	10.0700	12.3210	1,046.0	12.3210
EMCALI	13.4881	12.4523	1,130.0	12.4523
EMCALI (Particular)	-	7.8709	587.9	7.8709
BOLIVAR	24.8000	11.6082	50.4	11.6082
ATLÁNTICO	9.3143	8.1882	1,499.2	8.1882
EPP	11.3395	8.9951	441.3	8.9951
CEDELCA	25.3296	21.6820	410.5	13.8100
CHEC	17.1494	10.4380	1,844.5	10.4380
EEB	14.6301	13.8100	1,471.0	13.8100
CORDOBA	10.7700	13.0138	453.7	13.0138
HUILA	22.6800	12.5003	494.8	12.5003
EPM	12.5095	6.7346	1,642.7	6.7346
CEDENAR	14.8000	12.9576	607.8	12.9576
TULÚA	7.3344	12.2967	148.0	12.2967
EADE	14.3900	13.4003	1,293.3	13.4003
ARAUCA		11.4853	99.2	11.4853
CAQUETA		10.9087	99.2	10.9087
CARTAGO		11.4853	137.0	11.4853
CESAR		11.4853	404.6	11.4853
CHOCO		11.4853	124.8	11.4853
CUNDINAMARCA		10.0426	711.3	10.0426
GUAJIRA		10.5116	304.1	10.5116
MAGDALENA		7.5000	781.3	7.5000
MAGANGUE		11.4853	132.9	11.4853
META		9.8428	498.3	9.8428
QUINDÍO		11.4853	416.9	11.4853
SUCRE		10.3461	517.8	10.3461
TOLIMA		11.3404	1,274.1	11.3404

Cuadro 2.1-4.
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 2

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	42.8224	46.2297	521.5	23.9282
ESSA	43.7045	35.0221	1,179.0	23.9282
CENS	51.7939	29.3294	673.0	23.9282
EPSA	24.1200	29.6122	1,337.0	23.9282
EMCALI	20.3576	14.9044	2,641.0	14.9044
BOLIVAR	16.6000	12.0079	1,451.0	12.0079
ATLÁNTICO	17.3398	13.9267	2,539.3	13.9267
EPP	19.1908	13.6252	452.9	13.6252
CEDELCA	42.7323	35.6934	399.1	23.9282
CHEC	41.6608	25.8006	1,060.7	23.9282
EEB	17.9575	16.9600	8,416.0	16.9600
CORDOBA	20.1900	23.0475	692.1	23.0475
HUILA	34.5100	21.6243	465.0	21.6243
EPM	20.2612	15.1086	4,686.3	15.1086
CEDENAR	25.4800	23.9214	583.6	23.9214
TULÚA	30.1418	21.4199	157.0	21.4199
EADE	33.3800	33.9928	1,495.7	23.9282
ARAUCA		18.2758	97.3	18.2758
CAQUETA		18.2758	97.3	18.2758
CARTAGO		18.2758	134.3	18.2758
CESAR		18.2758	396.5	18.2758
CHOCO		18.2758	121.7	18.2758
CUNDINAMARCA		18.2758	660.9	18.2758
GUAJIRA		18.2758	298.0	18.2758
MAGDALENA		18.2758	765.7	18.2758
MAGANGUE		25.5389	130.2	23.9282
META		18.2758	478.5	18.2758
QUINDÍO		18.2758	406.1	18.2758
SUCRE		18.2758	507.4	18.2758
TOLIMA		25.5389	1,210.7	23.9282

Cuadro 2.1-5
Cargos por Uso de STR y/o SDL Nivel 4

EMPRESA	CARGO SOLICITADO	CARGO CALCULADO	ENERGÍA ÚTIL	CARGO ACOTADO
EBSA	14.9058	10.7927	1,035.2	6.1407
ESSA	11.9855	6.1592	1329	6.1407
CENS	13.3543	6.5424	882	6.1407
EPSA	5.1700	4.1922	5,365.0	4.1922
EMCALI	4.8550	N.A.	N.A.	4.1922
BOLIVAR	7.9000	4.0128	1,675.7	4.0128
ATLANTICO	4.6816	3.9992	2,561.2	3.9992
EPP	10.1329	N.A.	N.A.	5.8816
CEDELCA	16.0101	12.2806	401.3	6.1407
CHEC	8.9939	5.8816	2,034.3	5.8816
EEB	5.3238	4.6500	9,087.0	4.6500
CORDOBA	8.0000	4.5678	637.3	4.5678
HUILA	13.1500	4.9635	576.6	4.9635
EPM	6.6682	3.9196	6,137.6	3.9196
CEDENAR	10.3300	9.1373	598.5	6.1407
TULUA	N. A.	N. A.	-	4.1922
EADE	10.7300	8.4973	915.4	6.1407
ARAUCA		4.6594	100.7	4.6594
CAQUETA		6.0288	100.7	6.0288
CARTAGO		N.A.	N.A.	4.1922
CESAR		6.0288	410.7	6.0288
CHOCO		6.0288	127.3	6.0288
CUNDINAMARCA		6.0288	759.1	6.0288
GUAJIRA		6.0288	308.7	6.0288
MAGDALENA		4.4478	793.2	4.4478
MAGANGUE		6.0288	134.9	6.0288
META		6.0288	515.9	6.0288
QUINDIO		N.A.	N.A.	5.8816
SUCRE		6.0288	525.7	6.0288
TOLIMA		6.0288	1,332.1	6.0288

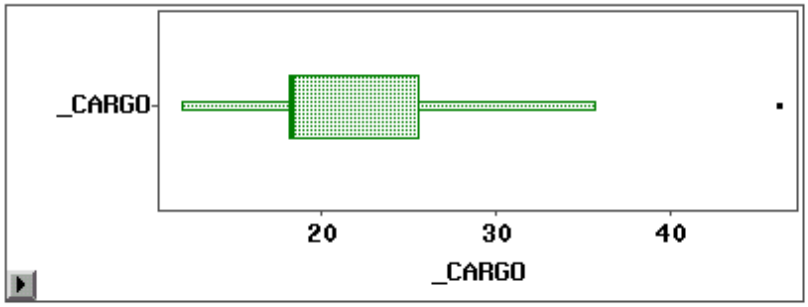
Cuadro 2.1-6.
Cargos por Uso Nivel de Tensión 2
Cargos antes Acotamiento – Resolución CREG 099 de 1997

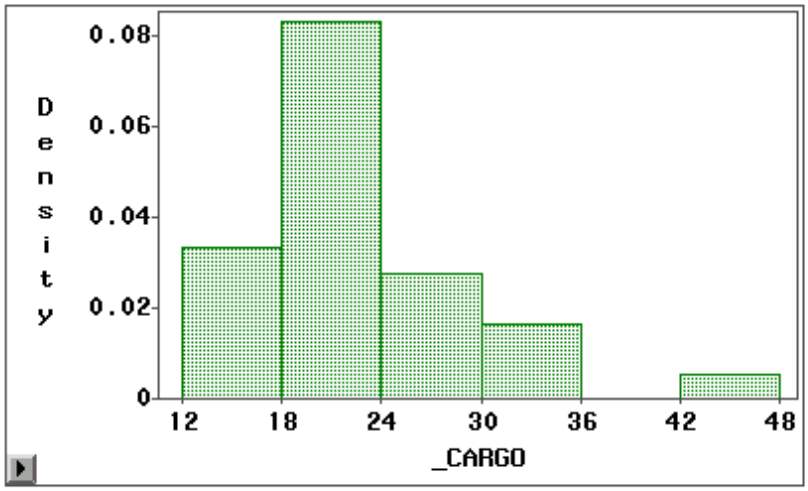
EMPRESA	CARGO
BOLIVAR	12.0079
EPP	13.6252
ATLÁNTICO	13.9267
EMCALI	14.9044
EPM	15.1086
EEB	16.96
ARAUCA	18.2758
CAQUETA	18.2758
CARTAGO	18.2758
CESAR	18.2758
CHOCO	18.2758
CUNDINAMARC	18.2758
GUAJIRA	18.2758
MAGDALENA	18.2758
META	18.2758
QUINDÍO	18.2758
SUCRE	18.2758
TULÚA	21.4199
HUILA	21.6243
CORDOBA	23.0475
CEDENAR	23.9214
MAGANGUE	25.5389
TOLIMA	25.5389
CHEC	25.8006
CENS	29.3294
EPSA	29.6122
EADE	33.9928
ESSA	35.0221
CEDELCA	35.6934
EBSA	46.2297

Tomando los valores del cuadro 2.1-6, el resultado de Prueba de Normalidad utilizando el software estadístico –SAS- es el siguiente :

nivel = 2

_CARGO





Moments			
N	30.0000	Sum Wgts	30.0000
Mean	22.1446	Sum	664.3377
Std Dev	7.7787	Variance	60.5087
Skewness	1.3704	Kurtosis	1.9043
USS	16466.2377	CSS	1754.7517
CV	35.1270	Std Mean	1.4202

Quantiles			
100%	Max	46.2297	99.0%	46.2297
75%	Q3	25.5389	97.5%	46.2297
50%	Med	18.2758	95.0%	35.6934
25%	Q1	18.2758	90.0%	34.5075
0%	Min	12.0079	10.0%	14.4156
	Range	34.2218	5.0%	13.6252
	Q3-Q1	7.2631	2.5%	12.0079
	Mode	18.2758	1.0%	12.0079

Figura 2.1- 7. Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 2

Cuadro 2.1-7
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Nivel 2

The UNIVARIATE Procedure
Variable: CARGO
nivel = 2

Moments

N	30	Sum Weights	30
Mean	22.14459	Sum Observations	664.3377
Std Deviation	7.77873242	Variance	60.5086781
Skewness	1.37040563	Kurtosis	1.90429239
Uncorrected SS	16466.2377	Corrected SS	1754.75166
Coeff Variation	35.1270103	Std Error Mean	1.42019574

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	22.14459	Std Deviation	7.77873
Median	18.27580	Variance	60.50868
Mode	18.27580	Range	34.22180
		Interquartile Range	7.26310

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value------
Student's t	t 15.59263	Pr > |t| <.0001
Sign	M 15	Pr >= |M| <.0001
Signed Rank	S 232.5	Pr >= |S| <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	-----p Value------
Shapiro-Wilk	W 0.863659	Pr < W 0.0012
Kolmogorov-Smirnov	D 0.257197	Pr > D <0.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.290674	Pr > W-Sq <0.0050
Anderson-Darling	A-Sq 1.557997	Pr > A-Sq <0.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	46.2297
99%	46.2297
95%	35.6934
90%	34.5075
75% Q3	25.5389
50% Median	18.2758
25% Q1	18.2758
10%	14.4156
5%	13.6252
1%	12.0079
0% Min	12.0079

Extreme Observations

----------Lowest----------			----------Highest----------		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
12.0079	BOLIVAR	6	29.6122	EPSA	4
13.6252	EPP	8	33.9928	EADE	17

The UNIVARIATE Procedure
Variable: CARGO
nivel = 2

Extreme Observations

----------Lowest----------			----------Highest----------		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
13.9267	ATLANTICO	7	35.0221	ESSA	2
14.9044	EMCALI	5	35.6934	CEDELCA	9
15.1086	EPM	14	46.2297	EBSA	1

Como se presenta en la figura 2.1-6, dados los valores del Cuadro 2.1-7, la distribución normal de la muestra indica una media de 22.1446, con una desviación estándar de 7.7787.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk. se observa que el p_valor resultante fue de 0.0012, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

- **Nivel de Tensión 3**

Para la estimación del criterio de eficiencia para el Nivel de Tensión 3, se siguió un procedimiento de análisis sobre la información de cargos del período 1997-2002, similar al efectuado para el Nivel de Tensión 2.

De acuerdo con la información general dada en el Cuadro 2.1-3, para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997. Dicha información se relaciona en el cuadro 2.1-8.

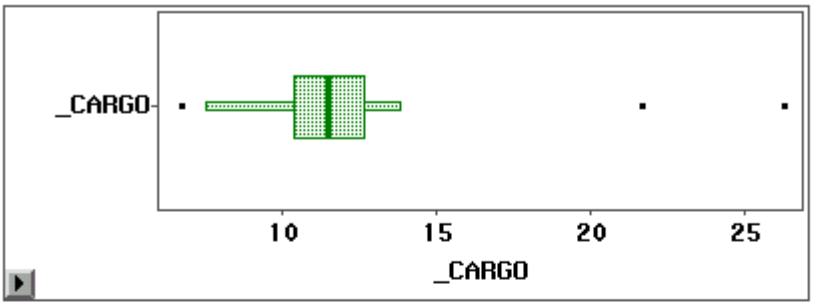
Cuadro 2.1-8
Cargos por Uso Nivel de tensión 3 Cargos antes Acotamiento
Resolución 099 de 1997

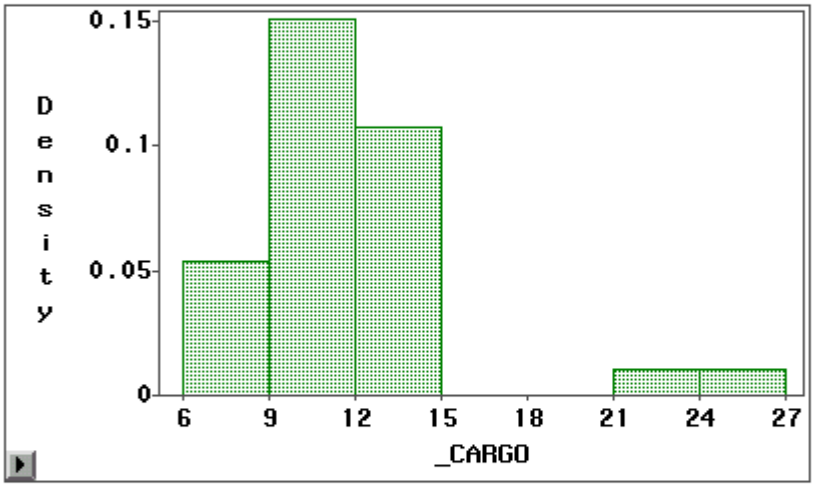
EMPRESA	CARGO
EPM	6.7346
MAGDALENA	7.5
EMCALI	7.8709
ATLÁNTICO	8.1882
EPP	8.9951
META	9.8428
CUNDINAMARCA	10.0426
SUCRE	10.3461
CHEC	10.438
GUAJIRA	10.5116
CAQUETA	10.9087
TOLIMA	11.3404
ARAUCA	11.4853
CARTAGO	11.4853
CESAR	11.4853
CHOCO	11.4853
MAGANGUE	11.4853
QUINDÍO	11.4853
BOLIVAR	11.6082
TULÚA	12.2967
EPSA	12.321
EMCALI	12.4523
HUILA	12.5003
CENS	12.6096
CEDENAR	12.9576
CORDOBA	13.0138
ESSA	13.0328
EADE	13.4003
EEB	13.81
CEDELCA	21.682
EBSA	26.2744

Tomando los valores de este cuadro el resultado de la Prueba de Normalidad, utilizando el software estadístico –SAS- , es el siguiente :

nivel = 3

_CARGO





Moments

N	31.0000	Sum Wgts	31.0000
Mean	11.9223	Sum	369.5898
Std Dev	3.7167	Variance	13.8135
Skewness	2.4315	Kurtosis	8.0320
USS	4820.7484	CSS	414.4058
CV	31.1741	Std Mean	0.6675

Quantiles

100% Max	26.2744	99.0%	26.2744
75% Q3	12.6096	97.5%	26.2744
50% Med	11.4853	95.0%	21.6820
25% Q1	10.3461	90.0%	13.4003
0% Min	6.7346	10.0%	8.1882
Range	19.5398	5.0%	7.5000
Q3-Q1	2.2635	2.5%	6.7346
Mode	11.4853	1.0%	6.7346

Figura 2.1-8 Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 3

Cuadro 2.1-8
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Nivel de Tensión 3
–SAS-

The UNIVARIATE Procedure
Variable: CARGO
nivel = 3

Moments

N	31	Sum Weights	31
Mean	11.9222516	Sum Observations	369.5898
Std Deviation	3.7166555	Variance	13.8135281
Skewness	2.43146958	Kurtosis	8.03198614
Uncorrected SS	4820.74843	Corrected SS	414.405843
Coeff Variation	31.1741072	Std Error Mean	0.66753103

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	11.92225	Std Deviation	3.71666
Median	11.48530	Variance	13.81353
Mode	11.48530	Range	19.53980
		Interquartile Range	2.26350

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value------
Student's t	t 17.86022	Pr > |t| <.0001
Sign	M 15.5	Pr >= |M| <.0001
Signed Rank	S 248	Pr >= |S| <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	-----p Value------
Shapiro-Wilk	W 0.735424	Pr < W <0.0001
Kolmogorov-Smirnov	D 0.253513	Pr > D <0.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.448067	Pr > W-Sq <0.0050
Anderson-Darling	A-Sq 2.578765	Pr > A-Sq <0.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	26.2744
99%	26.2744
95%	21.6820
90%	13.4003
75% Q3	12.6096
50% Median	11.4853
25% Q1	10.3461
10%	8.1882
5%	7.5000
1%	6.7346
0% Min	6.7346

Extreme Observations

Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
6.7346	EPM	45	13.0328	ESSA	32
7.5000	MAGDALENA	56	13.4003	EADE	48

The UNIVARIATE Procedure
Variable: CARGO
nivel = 3

Extreme Observations

Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
7.8709	EMCALI (Par	36	13.8100	EEB	42
8.1882	ATLANTICO	38	21.6820	CEDELCA	40
8.9951	EPP	39	26.2744	EBSA	31

Como se presenta en la Gráfica 2.1-8, dados los valores del Cuadro 2.1-8, la distribución normal de la muestra indica una media de 11.922, con una desviación estándar de 3.716.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0001, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

- **Nivel de Tensión 4**

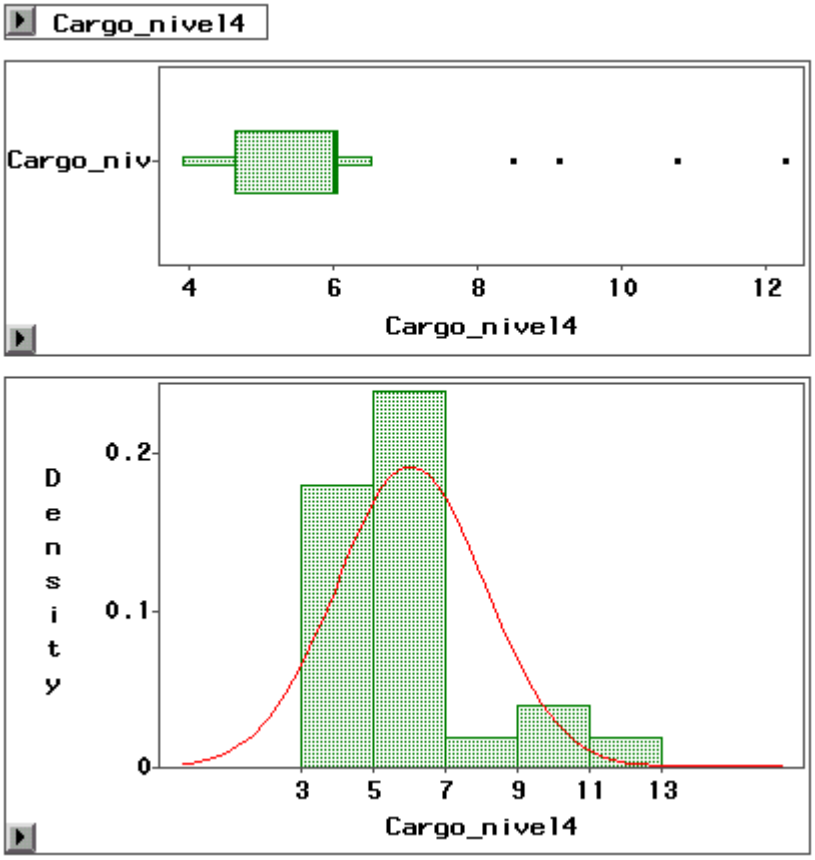
Para la estimación del criterio de eficiencia para el Nivel de Tensión 4, se siguió un procedimiento de análisis sobre la información de cargos del período 1997-2002, similar al efectuado para los Niveles de Tensión 2 y 3.

De acuerdo con la información general dada en el Cuadro 2.1-7, para el análisis de la muestra fueron tomados los Cargos por Uso, calculados por la CREG antes de acotar de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 099 de 1997. Dicha información se relaciona en el cuadro 2.1-9.

Cuadro 2.1-9
Cargos por Uso Nivel de tensión 4
Cargos antes Acotamiento – Resolución 099 de 1997

EMPRESA	CARGO CALCULADO
EBSA	10.7927
ESSA	6.1592
CENS	6.5424
EPSA	4.1922
BOLIVAR	4.0128
ATLÁNTICO	3.9992
CEDELCA	12.2806
CHEC	5.8816
EEB	4.6500
CORDOBA	4.5678
HUILA	4.9635
EPM	3.9196
CEDENAR	9.1373
EADE	8.4973
ARAUCA	4.6594
CAQUETA	6.0288
CESAR	6.0288
CHOCO	6.0288
CUNDINAMARCA	6.0288
GUAJIRA	6.0288
MAGDALENA	4.4478
MAGANGUE	6.0288
META	6.0288
SUCRE	6.0288
TOLIMA	6.0288

Tomando los valores de este cuadro, el resultado de Prueba de Normalidad utilizando el software estadístico –SAS- es el siguiente :



Moments

N	25.0000	Sum Wgts	25.0000
Mean	6.1185	Sum	152.9626
Std Dev	2.0735	Variance	4.2995
Skewness	1.6474	Kurtosis	2.7691
USS	1039.0902	CSS	103.1879
CV	33.8894	Std Mean	0.4147

Quantiles

100% Max	12.2806	99.0%	12.2806
75% Q3	6.0288	97.5%	12.2806
50% Med	6.0288	95.0%	10.7927
25% Q1	4.6500	90.0%	9.1373
0% Min	3.9196	10.0%	4.0128
Range	8.3610	5.0%	3.9992
Q3-Q1	1.3788	2.5%	3.9196
Mode	6.0288	1.0%	3.9196

Figura 2.1-9. Análisis de Distribución Normal – Cargos Nivel 4

Cuadro 2.1-10
Resultados Prueba de Normalidad
Cargos Nivel de Tensión 4 –SAS-

Tests for Normality		
Test Statistic	Value	p-value
Shapiro-Wilk	0.799164	0.0002
Kolmogorov-Smirnov	0.292171	<.0100
Cramer-von Mises	0.360874	<.0050
Anderson-Darling	1.900618	<.0050

Como se presenta en la figura 2.1-9, dados los valores del Cuadro 2.1-10, la distribución normal de la muestra indica una media de 6.1185, con una desviación estándar de 2.0735.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0002, menor al 0.01 aceptable, rechazándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. De esta manera, se debe realizar la Normalización de la Muestra que se describe más adelante.

2.1.2.2 Normalización de la Muestra

Para la normalización de la muestra en los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 se utiliza el Método de Transformación de Box Cox, que es un método comúnmente utilizado en normalización de muestras, el cual está definido de la siguiente manera :

$T(X) = (X^{\lambda} - 1) / \lambda$

Donde **X** es la variable que va a ser transformada y **λ** es el parámetro de transformación. Para **λ = 0** , se toma el logaritmo natural de la variable **X.**

- Nivel de Tensión 2

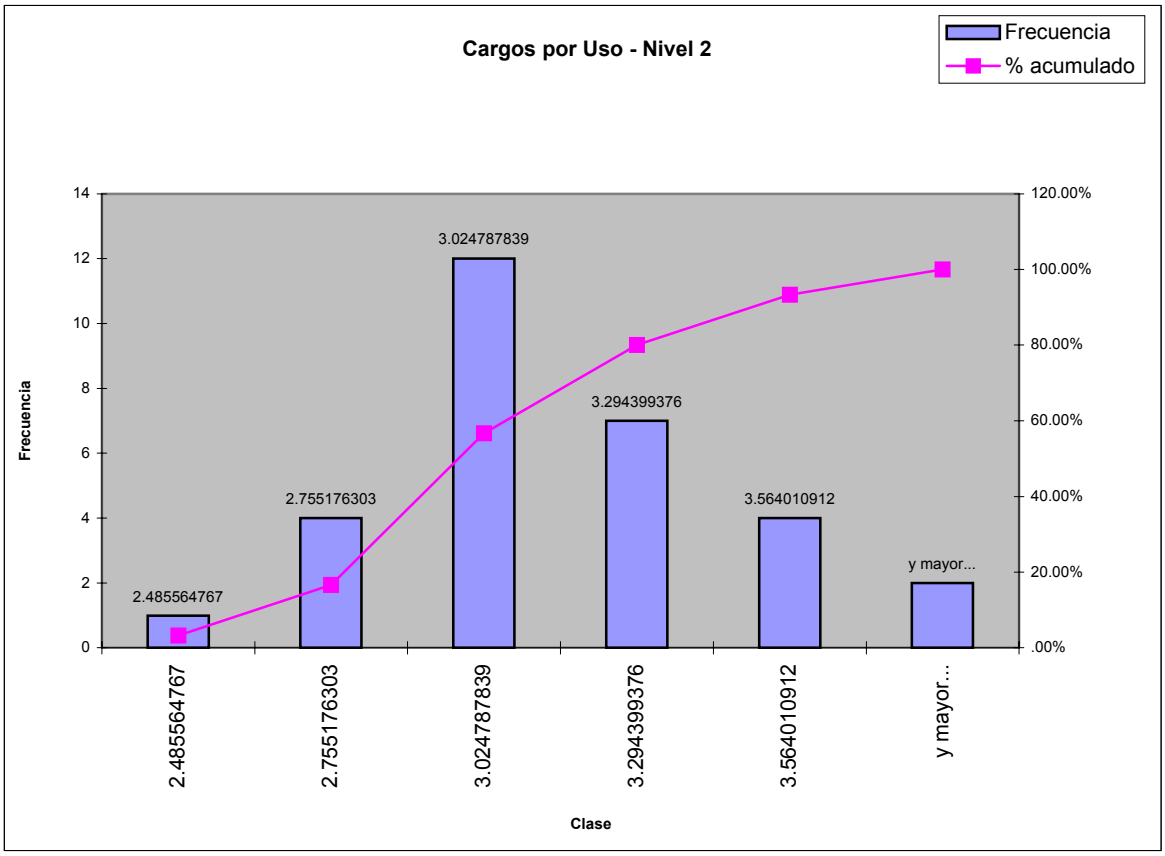
Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utiliza el método de transformación Box-Cox, utilizando el parámetro de transformación $\lambda = 0$, por lo que se aplica el logaritmo natural de la variable X (cargo por uso estimado para cada empresa), lo cual puede ser observada en el Cuadro 2.1-11.

La figura 2.1-10 muestra el porcentaje acumulado de los datos (cargos normalizados en Nivel de Tensión 2). Se observa que el 70% de los cargos, se encuentra por debajo del nivel de acotamiento dado por la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

Cuadro 2.1-11.
Normalización de la Muestra-Cargos por Uso Nivel 2

Cargo por Uso -Nivel 2

EMPRESA	CARGO	Logcargo $\lambda = 0$
BOLIVAR	12.0079	2.485564767
EPP	13.6252	2.611921019
ATLÁNTICO	13.9267	2.633807861
EMCALI	14.9044	2.701656471
EPM	15.1086	2.715264118
EEB	16.96	2.83085763
ARAUCA	18.2758	2.90557778
CAQUETA	18.2758	2.90557778
CARTAGO	18.2758	2.90557778
CESAR	18.2758	2.90557778
CHOCO	18.2758	2.90557778
CUNDINAMARC	18.2758	2.90557778
GUAJIRA	18.2758	2.90557778
MAGDALENA	18.2758	2.90557778
META	18.2758	2.90557778
QUINDÍO	18.2758	2.90557778
SUCRE	18.2758	2.90557778
TULÚA	21.4199	3.064320397
HUILA	21.6243	3.073817682
CORDOBA	23.0475	3.137557304
CEDENAR	23.9214	3.174773456
ACOT.	23.9282	3.175057679
MAGANGUE	25.5389	3.24020278
TOLIMA	25.5389	3.24020278
CHEC	25.8006	3.250397748
CENS	29.3294	3.378590426
EPSA	29.6122	3.388186439
EADE	33.9928	3.526148738
ESSA	35.0221	3.555979291
CEDELCA	35.6934	3.574965798
EBSA	46.2297	3.833622449



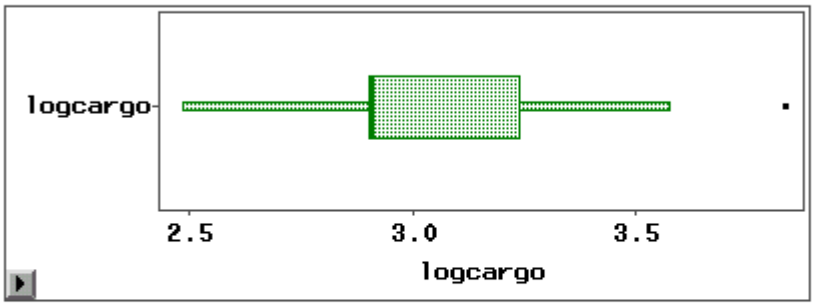
Clase	*Frecuencia*	*% acumulado*
2.48556477	1	3.33%
2.7551763	4	16.67%
3.02478784	12	56.67%
3.29439938	7	80.00%
3.56401091	4	93.33%
y mayor...	2	100.00%

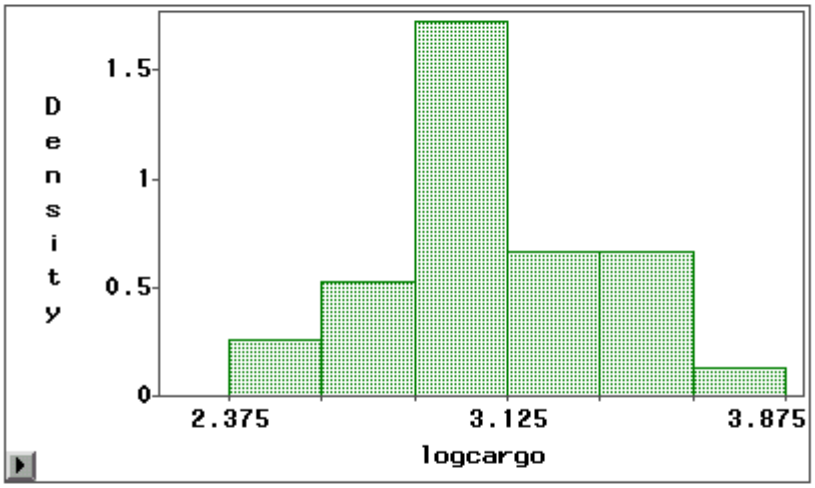
Figura 2.1-10 Porcentaje Acumulado de la Muestra Cargos Nivel 2

Tomando los valores del Cuadro 2.1-11 con la normalización de los cargos, mediante la transformación Box-Cox , con $\lambda = 0$, el resultado de Prueba de Normalidad, utilizando el software estadístico –SAS-, es el siguiente:

nivel = 2

logcargo





Moments

N	30.0000	Sum Wgts	30.0000
Mean	3.0460	Sum	91.3792
Std Dev	0.3176	Variance	0.1009
Skewness	0.6203	Kurtosis	0.0408
USS	281.2639	CSS	2.9253
CV	10.4271	Std Mean	0.0580

Quantiles

100% Max	3.8336	99.0%	3.8336
75% Q3	3.2402	97.5%	3.8336
50% Med	2.9056	95.0%	3.5750
25% Q1	2.9056	90.0%	3.5411
0% Min	2.4856	10.0%	2.6677
Range	1.3481	5.0%	2.6119
Q3-Q1	0.3346	2.5%	2.4856
Mode	2.9056	1.0%	2.4856

Figura 2.1-11 Análisis de Distribución Normal Cargos Normalizados Nivel 2

Cuadro 2.1-12
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 2 –SAS-

The UNIVARIATE Procedure
Variable: logcargo
nivel = 2

Moments

N	30	Sum Weights	30
Mean	3.04597309	Sum Observations	91.3791927
Std Deviation	0.31760571	Variance	0.10087338
Skewness	0.62027316	Kurtosis	0.04075666
Uncorrected SS	281.26389	Corrected SS	2.92532813
Coeff Variation	10.4270686	Std Error Mean	0.0579866

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	3.045973	Std Deviation	0.31761
Median	2.905578	Variance	0.10087
Mode	2.905578	Range	1.34806
		Interquartile Range	0.33462

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value------
Student's t	t 52.52891	Pr > |t| <.0001
Sign	M 15	Pr >= |M| <.0001
Signed Rank	S 232.5	Pr >= |S| <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	-----p Value------
Shapiro-Wilk	W 0.939418	Pr < W 0.0877
Kolmogorov-Smirnov	D 0.237438	Pr > D <0.0100
Cramer-von Mises	W-Sq 0.183748	Pr > W-Sq 0.0081
Anderson-Darling	A-Sq 0.902402	Pr > A-Sq 0.0200

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	3.83362
99%	3.83362
95%	3.57497
90%	3.54106
75% Q3	3.24020
50% Median	2.90558
25% Q1	2.90558
10%	2.66773
5%	2.61192
1%	2.48556
0% Min	2.48556

Extreme Observations

Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
2.48556	BOLIVAR	6	3.38819	EPSA	4
2.61192	EPP	8	3.52615	EADE	17

The SAS System 08:34 Friday, January 11, 2002 2

The UNIVARIATE Procedure
Variable: logcargo
nivel = 2
Extreme Observations

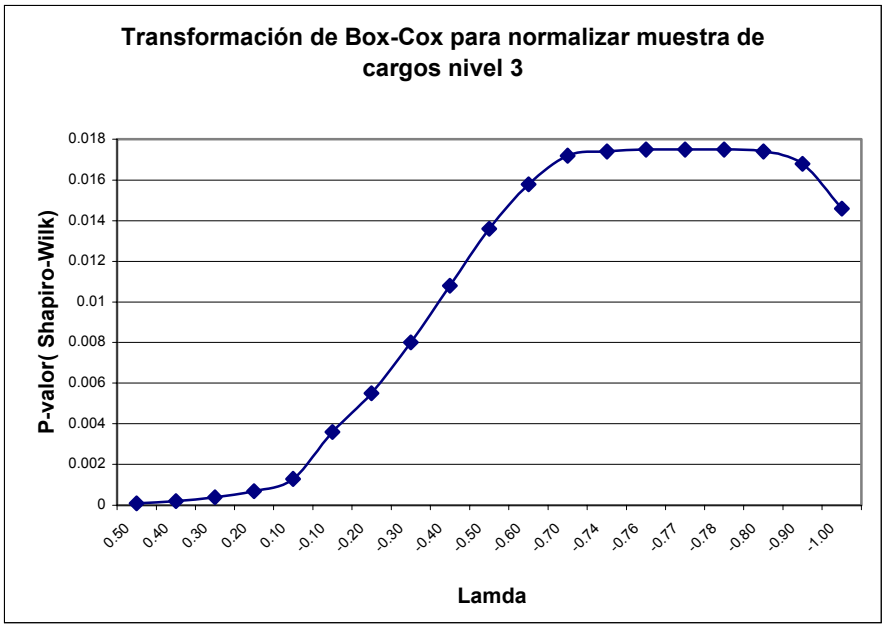
Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
2.63381	ATLANTICO	7	3.55598	ESSA	2
2.70166	EMCALI	5	3.57497	CEDELCA	9
2.71526	EPM				

Como se presenta en la figura 2.1-11, dados los valores del Cuadro 2.1-11, la distribución normal de la muestra indica una media de 3.046, con una desviación estándar de 0.317.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk, se observa que el p_valor resultante fue de 0.0877, mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a encontrar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

- **Nivel de Tensión 3**

Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utiliza el método de transformación Box-Cox, usando el parámetro de transformación λ, con valores entre –1 y 0.5 realizando la prueba de Normalidad Shapiro –Wilk . Se busca el valor λ más indicado, que cumpla con las mejores condiciones de normalidad. Este resultado se observa en la Figura 2.1-12**.**



Cargo	λ	P-valor
1	0.5	0.0001
2	0.4	0.0002
3	0.3	0.0004
4	0.2	0.0007
5	0.1	0.0013
6	-0.1	0.0036
7	-0.2	0.0055
8	-0.3	0.008
9	-0.4	0.0108
10	-0.5	0.0136
11	-0.6	0.0158
12	-0.7	0.0172
12a	-0.74	0.0174
12b	-0.76	0.0175
12c	-0.77	0.0175
12d	-0.78	0.0175
13	-0.8	0.0174
14	-0.9	0.0168
15	-1	0.0146

Figura 2.1-12 Transformación Box-Cox . Normalización de Muestra Nivel 3

Como se observa en esta figura, al dar diferentes valores de λ y aplicar la Transformación de Box-Cox a los datos originales (cargos calculados Nivel 3) y aplicar la prueba de normalidad respectiva por el Método de Shapiro-Wilk, se concluye que el factor λ más indicado para utilizar en la transformación de nuestros valores es $\lambda = -0.77$

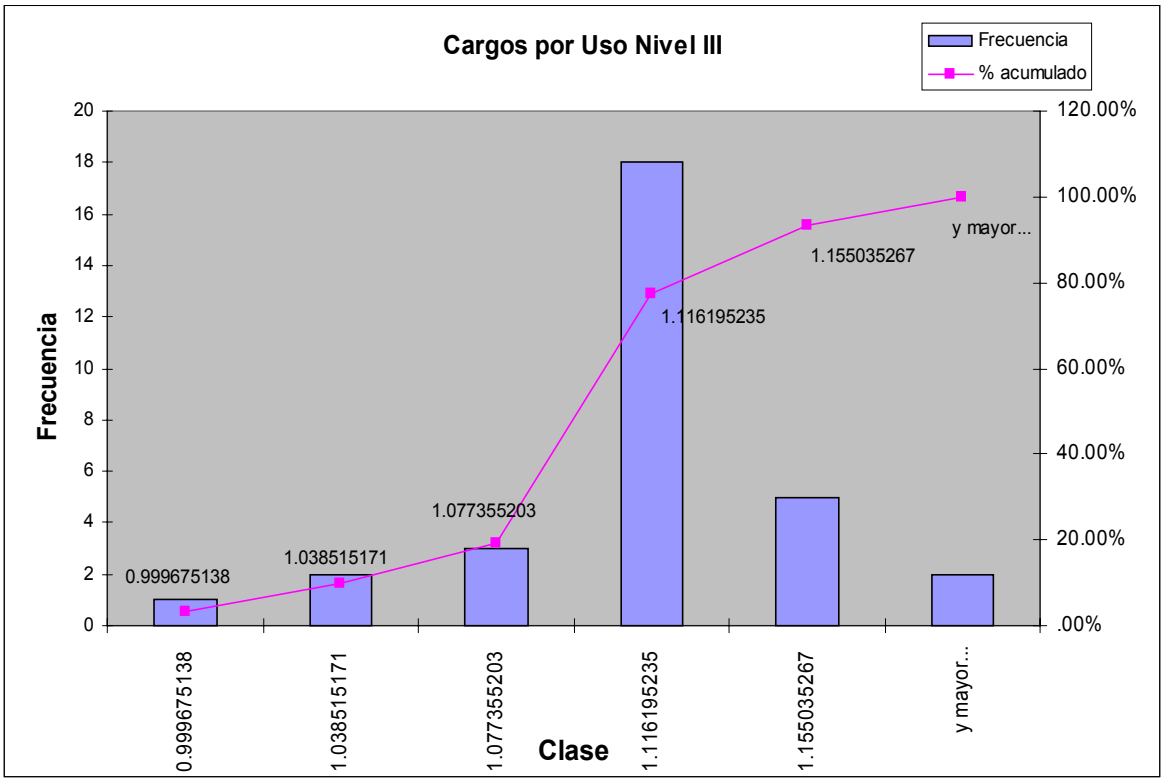
El Cuadro 2.1-13, muestra los datos originales, aplicándole la transformación Box-Cox, con un $\lambda = -0.77$

Cuadro 2.1-13
Normalización de la Muestra – Cargos por Uso Nivel de Tensión 3

Cargo por Uso Nivel 3 - Normalizada *Box-Cox

EMPRESA	CARGO	Cargo 12c (λ= -.77)
EPM	6.7346	0.999675138
MAGDALENA	7.5	1.023460948
EMCALI (Par	7.8709	1.033503148
ATLANTICO	8.1882	1.041452015
EPP	8.9951	1.059411239
META	9.8428	1.075442848
CUNDINAMARC	10.0426	1.07887091
SUCRE	10.3461	1.083853337
CHEC	10.438	1.08531135
GUAJIRA	10.5116	1.086462744
CAQUETA	10.9087	1.092436999
TOLIMA	11.3404	1.098509894
ARAUCA	11.4853	1.100457473
CARTAGO	11.4853	1.100457473
CESAR	11.4853	1.100457473
CHOCO	11.4853	1.100457473
MAGANGUE	11.4853	1.100457473
QUINDIO	11.4853	1.100457473
BOLIVAR	11.6082	1.102075583
TULUA	12.2967	1.110608543
EPSA	12.321	1.11089425
EMCALI	12.4523	1.112420924
HUILA	12.5003	1.112971949
CENS	12.6096	1.114212813
CEDENAR	12.9576	1.118039905
CORDOBA	13.0138	1.118640946
ESSA	13.0328	1.118843107
EADE	13.4003	1.1226533
EEB	13.81	1.126688745
CEDELCA	21.682	1.177163104

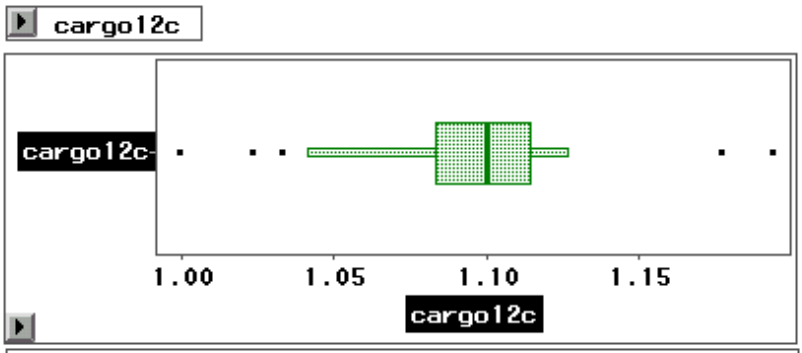
La figura 2.1-13 indica el porcentaje acumulado de la muestra de cargos normalizados en nivel de Tensión 3, donde se observa que el 93% de los cargos calculados por la CREG se encuentra por debajo del nivel de acotamiento dado por la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

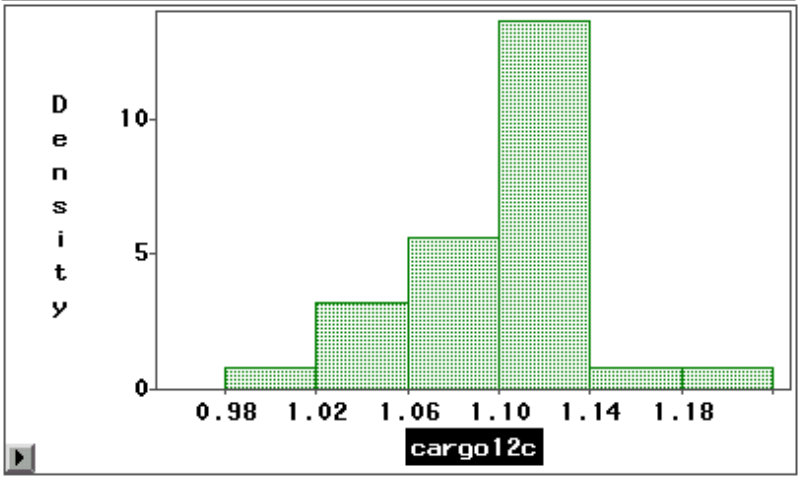


Clase	*Frecuencia*	*% acumulado*
0.99967514	1	3.23%
1.03851517	2	9.68%
1.0773552	3	19.35%
1.11619523	18	77.42%
1.15503527	5	93.55%
y mayor...	2	100.00%

Figura 2.1-13 Porcentaje Acumulado de la Muestra – Cargos Nivel de Tensión 3

Una vez tomados los valores del cuadro 2.1-13, con la normalización de los cargos mediante la transformación Box-Cox , con λ = -0.77, e ingresarlo en el paquete estadístico SAS, el resultado de la Prueba de Normalidad, es la siguiente:





Moments

N	31.0000	Sum Wgts	31.0000
Mean	1.0968	Sum	34.0002
Std Dev	0.0386	Variance	0.0015
Skewness	-0.1715	Kurtosis	1.7926
USS	37.3355	CSS	0.0446
CV	3.5174	Std Mean	0.0069

Quantiles

100%	Max	1.1939	99.0% 1.1939
75%	Q3	1.1142	97.5% 1.1939
50%	Med	1.1005	95.0% 1.1772
25%	Q1	1.0839	90.0% 1.1227
0%	Min	0.9997	10.0% 1.0415
	Range	0.1942	5.0% 1.0235
	Q3-Q1	0.0304	2.5% 0.9997
	Mode	1.1005	1.0% 0.9997

Figura 2.1-14 Análisis de Distribución Normal – Cargos Normalizados Nivel 3

Cuadro 2.1-14
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 3 –SAS-

The UNIVARIATE Procedure
Variable: cargo12c

Moments

N	31	Sum Weights	31
Mean	1.09678142	Sum Observations	34.0002239
Std Deviation	0.03857869	Variance	0.00148832
Skewness	-0.1714531	Kurtosis	1.79260982
Uncorrected SS	37.3354631	Corrected SS	0.04464946
Coeff Variation	3.51744562	Std Error Mean	0.00692894

Basic Statistical Measures

Location		Variability	
Mean	1.096781	Std Deviation	0.03858
Median	1.100457	Variance	0.00149
Mode	1.100457	Range	0.19420
		Interquartile Range	0.03036

Tests for Location: Mu0=0

Test	-Statistic-	-----p Value------
Student's t	t 158.29	Pr > |t| <.0001
Sign	M 15.5	Pr >= |M| <.0001
Signed Rank	S 248	Pr >= |S| <.0001

Tests for Normality

Test	--Statistic---	-----p Value------
Shapiro-Wilk	W 0.915049	Pr < W 0.0175
Kolmogorov-Smirnov	D 0.16303	Pr > D 0.0350
Cramer-von Mises	W-Sq 0.228982	Pr > W-Sq <0.0050
Anderson-Darling	A-Sq 1.24427	Pr > A-Sq <0.0050

Quantiles (Definition 5)

Quantile	Estimate
100% Max	1.193875
99%	1.193875
95%	1.177163
90%	1.122653
75% Q3	1.114213
50% Median	1.100457
25% Q1	1.083853
10%	1.041452
5%	1.023461
1%	0.999675
0% Min	0.999675

Extreme Observations

Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
0.999675	EPM	15	1.11884	ESSA	2
1.023461	MAGDALENA	26	1.12265	EADE	18
1.033503	EMCALI (Par	6	1.12669	EEB	12

The UNIVARIATE Procedure
Variable: cargo12c
Extreme Observations

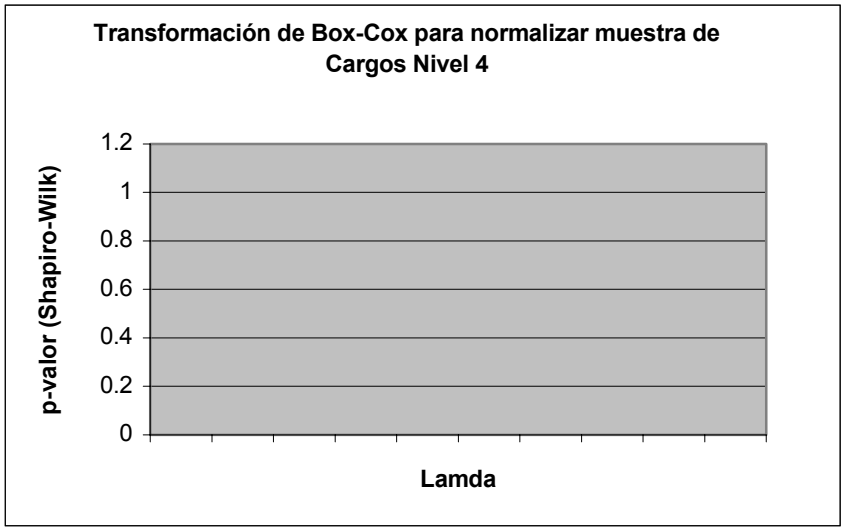
Lowest			Highest		
Value	EMPRESA	Obs	Value	EMPRESA	Obs
1.041452	ATLANTICO	8	1.17716	CEDELCA	10
1.059411	EPP	9	1.19388	EBSA	1

Como se presenta en la Figura 2.1-14, con los valores del Cuadro 2.1-14, la distribución normal de la muestra indica una media de 1.096, con una desviación estándar de 0.038.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk. se observa que el p_valor resultante fue de 0.0175 , mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a encontrar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

- Nivel de Tensión 4

Para la normalización de la muestra en este nivel de tensión, se utilizará el método de transformación Box-Cox, usando el parámetro de transformación λ, con valores ubicados entre -1.6 y -0.7 realizando la prueba de Normalidad Shapiro –Wilk . Se buscará el valor λ más indicado, que cumpla con las mejores condiciones de normalidad. Este resultado se observa en la figura siguiente:



λ	P-valor
-1.6	0.0495
-1.5	0.054
-1.4	0.0578
-1.3	0.0605
-1.2	0.0619
-1.1	0.0617
-1	0.06
-0.9	0.0567
-0.8	0.0522
-0.7	0.0467

Figura 2.1-15 Transformación Box-Cox . Normalización de Muestra Nivel 4

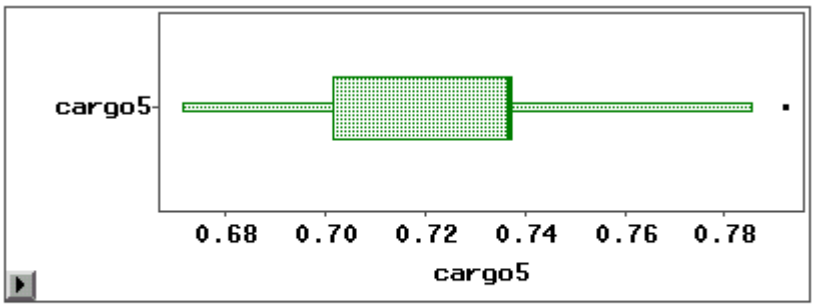
Como se observa en esta figura, al dar diferentes valores de λ y aplicar la Transformación de Box-Cox a los datos originales (cargos calculados Nivel 4) y aplicar la prueba de normalidad respectiva por el Método de Shapiro-Wilk, se concluye que el factor λ más indicado para utilizar en la transformación de nuestros valores es $\lambda = -1.2$.

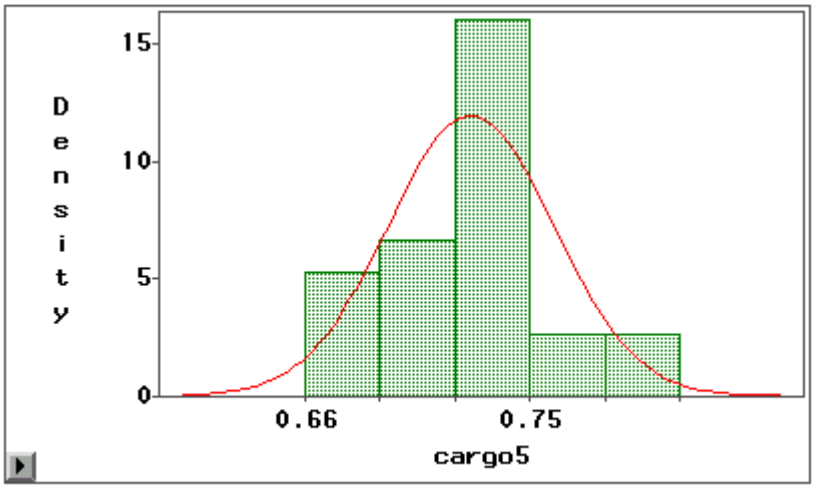
El Cuadro siguiente, muestra los datos originales, aplicándole la transformación Box-Cox, con un $\lambda = -1.2$.

Cuadro 2.1-15
Normalización de la Muestra – Cargos por Uso Nivel de Tensión 4

EMPRESA	Cargo	Cargo_(λ= -1.2)
EBSA	10.7927	0.78535307
ESSA	6.1592	0.73927667
CENS	6.5424	0.7458482
EPSA	4.1922	0.68409226
BOLIVAR	4.0128	0.67605035
ATLANTICO	3.9992	0.67540829
CEDELCA	12.2806	0.79224153
CHEC	5.8816	0.73392468
EEB	4.65	0.70154553
CORDOBA	4.5678	0.69869453
HUILA	4.9635	0.71146998
EPM	3.9196	0.67155191
CEDENAR	9.1373	0.77474147
EADE	8.4973	0.76940673
ARAUCA	4.6594	0.70186452
CAQUETA	6.0288	0.73683014
CESAR	6.0288	0.73683014
CHOCO	6.0288	0.73683014
CUNDINAMARC	6.0288	0.73683014
GUAJIRA	6.0288	0.73683014
MAGDALENA	4.4478	0.69432384
MAGANGUE	6.0288	0.73683014
META	6.0288	0.73683014
SUCRE	6.0288	0.73683014
TOLIMA	6.0288	0.73683014

Una vez tomados los valores de este cuadro, con la normalización de los cargos mediante la transformación Box-Cox , con $\lambda = -1.2$, e ingresarlo en el paquete estadístico SAS, el resultado de la Prueba de Normalidad, es la siguiente:





Moments			
N	25.0000	Sum Wgts	25.0000
Mean	0.7275	Sum	18.1873
Std Dev	0.0334	Variance	0.0011
Skewness	0.0327	Kurtosis	-0.4955
USS	13.2578	CSS	0.0267
CV	4.5865	Std Mean	0.0067

Quantiles			
100% Max	0.7922	99.0%	0.7922
75% Q3	0.7368	97.5%	0.7922
50% Med	0.7368	95.0%	0.7854
25% Q1	0.7015	90.0%	0.7747
0% Min	0.6716	10.0%	0.6761
Range	0.1207	5.0%	0.6754
Q3-Q1	0.0353	2.5%	0.6716
Mode	0.7368	1.0%	0.6716

Figura 2.1-16 Análisis de Distribución Normal – Cargos Normalizados Nivel 4

Cuadro 2.1-16
Resultados Prueba de Normalidad Cargos Normalizados Nivel 4 –SAS

Tests for Normality		
Test Statistic	Value	p-value
Shapiro-Wilk	0.923591	0.0619
Kolmogorov-Smirnov	0.216454	<.0100
Cramer-von Mises	0.194425	0.0056
Anderson-Darling	0.928514	0.0170

Como se presenta en la figura 2.1-16, con los valores del cuadro 2.1-16, la distribución normal de la muestra indica una media de 0.7275, con una desviación estándar de 0.0334.

Revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, dado por el Método de Shapiro-Wilk. se observa que el p_valor resultante fue de 0.0619 , mayor al 0.01, aceptándose la hipótesis nula de normalidad de los datos. Una vez normalizada la muestra, se procede a determinar el porcentaje de la muestra que se encuentra por debajo del valor de acotamiento según la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

2.1.2.3 Porcentaje de la muestra

- **Distribución Normal**

Uno de los más importantes ejemplos de una distribución de probabilidad continua es la distribución normal, curva normal o distribución gaussiana, definida por la ecuación:

$$Y = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}(x-\mu)^2/\sigma^2} \qquad (1)$$

Donde μ = media, σ = desviación típica, $\Diamond$ = 3.1415... y e = 2.71828... El área total limitada por la curva (1) y el eje X es 1 : por tanto, el área bajo la curva entre X =a y X =b, con a $\langle$ b, representa la probabilidad de que X esté entre a y b. Esta probabilidad se denota por Pr { a $\langle$ X $\langle$ b }.

Cuando se expresa la variable X en unidades estándar [Z = (X - μ) / σ], la ecuación (1) es remplazada por la llamada forma canónica :

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}z^2} \qquad (2)$$

En tal caso, se dice que Z está normalmente distribuida con media 0 y varianza 1. La siguiente Figura es un gráfico de ésta forma canónica.

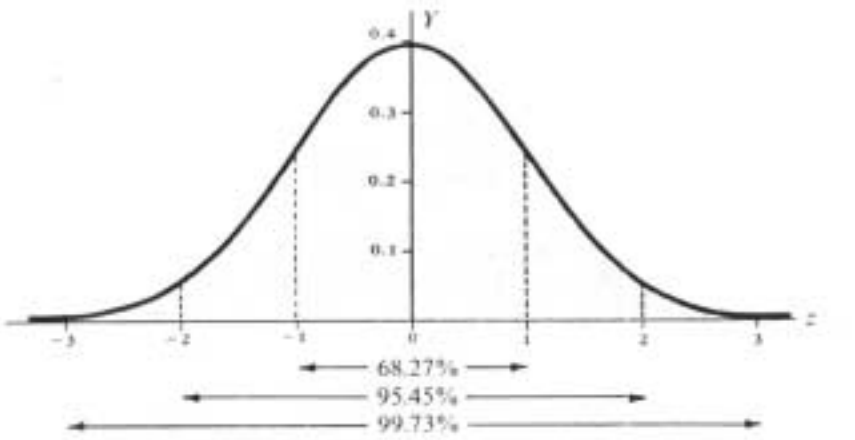


Figura 2.1-17 Gráfico con Distribución normal – Forma Canónica.

El cuadro siguiente, muestra las áreas bajo la curva acotadas por las ordenadas Z = 0, y cualquier valor positivo de z.

Cuadro 2.1-17 Áreas Bajo la Curva Distribución Normal Estándar acotada con z = 0

TABLE A.1 Cumulative Standard Normal distribution*

$$\Phi(z) = \int_{-\infty}^{z} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-u^2/2}\, du$$

z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	z
0.0	0.50000	0.50399	0.50798	0.51197	0.51595	0.0
0.1	0.53983	0.54379	0.54776	0.55172	0.55567	0.1
0.2	0.57926	0.58317	0.58706	0.59095	0.59483	0.2
0.3	0.61791	0.62172	0.62551	0.62930	0.63307	0.3
0.4	0.65542	0.65910	0.66276	0.66640	0.67003	0.4
0.5	0.69146	0.69497	0.69847	0.70194	0.70540	0.5
0.6	0.72575	0.72907	0.73237	0.73565	0.73891	0.6
0.7	0.75803	0.76115	0.76424	0.76730	0.77035	0.7
0.8	0.78814	0.79103	0.79389	0.79673	0.79954	0.8
0.9	0.81594	0.81859	0.82121	0.82381	0.82639	0.9
1.0	0.84134	0.84375	0.84613	0.84849	0.85083	1.0
1.1	0.86433	0.86650	0.86864	0.87076	0.87285	1.1
1.2	0.88493	0.88686	0.88877	0.89065	0.89251	1.2
1.3	0.90320	0.90490	0.90658	0.90824	0.90988	1.3
1.4	0.91924	0.92073	0.92219	0.92364	0.92506	1.4
1.5	0.93319	0.93448	0.93574	0.93699	0.93822	1.5
1.6	0.94520	0.94630	0.94738	0.94845	0.94950	1.6
1.7	0.95543	0.95637	0.95728	0.95818	0.95907	1.7
1.8	0.96407	0.96485	0.96562	0.96637	0.96711	1.8
1.9	0.97128	0.97193	0.97257	0.97320	0.97381	1.9
2.0	0.97725	0.97778	0.97831	0.97882	0.97932	2.0
2.1	0.98214	0.98257	0.98300	0.98341	0.98382	2.1
2.2	0.98610	0.98645	0.98679	0.98713	0.98745	2.2
2.3	0.98928	0.98956	0.98983	0.99010	0.99036	2.3
2.4	0.99180	0.99202	0.99224	0.99245	0.99266	2.4
2.5	0.99379	0.99396	0.99413	0.99430	0.99446	2.5
2.6	0.99534	0.99547	0.99560	0.99573	0.99585	2.6
2.7	0.99653	0.99664	0.99674	0.99683	0.99693	2.7
2.8	0.99744	0.99752	0.99760	0.99767	0.99774	2.8
2.9	0.99813	0.99819	0.99825	0.99831	0.99836	2.9
3.0	0.99865	0.99869	0.99874	0.99878	0.99882	3.0
3.1	0.99903	0.99906	0.99910	0.99913	0.99916	3.1
3.2	0.99931	0.99934	0.99936	0.99938	0.99940	3.2
3.3	0.99952	0.99953	0.99955	0.99957	0.99958	3.3
3.4	0.99966	0.99968	0.99969	0.99970	0.99971	3.4
3.5	0.99977	0.99978	0.99978	0.99979	0.99980	3.5
3.6	0.99984	0.99985	0.99985	0.99986	0.99986	3.6
3.7	0.99989	0.99990	0.99990	0.99990	0.99991	3.7
3.8	0.99993	0.99993	0.99993	0.99994	0.99994	3.8
3.9	0.99995	0.99995	0.99996	0.99996	0.99996	3.9

* From Hines and Montgomery (1980).

Una vez los cargos transformados para los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 sigan una distribución normal, el siguiente paso es estandarizar los datos con media 0 y varianza 1, la cual da las n_ desviaciones estándar desde la media de la muestra hasta el valor de acotamiento en cada Nivel de Tensión (usando como referencia el criterio heurístico adoptado en la metodología dada en la resolución CREG 099 de 1997), cuyo valor al ser aplicado en el cuadro 2.1-17 indica el porcentaje (%) de la muestra hasta el valor de acotamiento.

- **Nivel de Tensión 2**

El siguiente cuadro muestra el análisis anterior aplicado a los en cargos en el Nivel de Tensión 2.

Cuadro 2.1-18.
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1 Cargos por Uso Nivel 2

Cargo por Uso -Nivel 2

EMPRESA	CARGO	Logcargo $\lambda = 0$	Estandarizada
BOLIVAR	12.0079	2.485564767	-1.764478143
EPP	13.6252	2.611921019	-1.366638146
ATLÁNTICO	13.9267	2.633807861	-1.297726155
EMCALI	14.9044	2.701656471	-1.084100866
EPM	15.1086	2.715264118	-1.0412564
EEB	16.96	2.83085763	-0.677303516
ARAUCA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CAQUETA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CARTAGO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CESAR	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CHOCO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
CUNDINAMARC	18.2758	2.90557778	-0.442042787
GUAJIRA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
MAGDALENA	18.2758	2.90557778	-0.442042787
META	18.2758	2.90557778	-0.442042787
QUINDÍO	18.2758	2.90557778	-0.442042787
SUCRE	18.2758	2.90557778	-0.442042787
TULÚA	21.4199	3.064320397	0.057767556
HUILA	21.6243	3.073817682	0.087670312
CORDOBA	23.0475	3.137557304	0.28835821
CEDENAR	23.9214	3.174773456	0.405535425
ACOT.	23.9282	3.175057679	0.406430318
MAGANGUE	25.5389	3.24020278	0.611543451
TOLIMA	25.5389	3.24020278	0.611543451
CHEC	25.8006	3.250397748	0.643642898
CENS	29.3294	3.378590426	1.047264988
EPSA	29.6122	3.388186439	1.077478591
EADE	33.9928	3.526148738	1.511860898
ESSA	35.0221	3.555979291	1.605784126
CEDELCA	35.6934	3.574965798	1.665564246
EBSA	46.2297	3.833622449	2.479959727

Como se observa en el anterior Cuadro, la cota calculada para el Nivel de Tensión 2, presenta un valor de 0.406430318 desviaciones estándar por encima de la media muestral, que al ser aplicada a los datos obtenidos en el cuadro 2.1-20 da un valor de probabilidad de 0.657786734, el cual indica que hasta el valor de acotamiento se encuentra el 65 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 2.

- **Nivel de Tensión 3**

El siguiente cuadro muestra los cargos normalizados en Nivel de Tensión 3, aplicando el concepto de muestra normalmente distribuida con media 0 y varianza 1.

Cuadro 2.1- 19
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1
Cargos por Uso Nivel 3

Cargo por Uso Nivel 3

EMPRESA	CARGO	Cargo 12c (λ= -.77)	Estandarizada
EPM	6.7346	0.999675138	-2.517096285
MAGDALENA	7.5	1.023460948	-1.900543209
EMCALI (Par	7.8709	1.033503148	-1.640238882
ATLANTICO	8.1882	1.041452015	-1.434195945
EPP	8.9951	1.059411239	-0.968674066
META	9.8428	1.075442848	-0.553117984
CUNDINAMARC	10.0426	1.07887091	-0.464259036
SUCRE	10.3461	1.083853337	-0.335109313
CHEC	10.438	1.08531135	-0.297316101
GUAJIRA	10.5116	1.086462744	-0.267470746
CAQUETA	10.9087	1.092436999	-0.112611809
TOLIMA	11.3404	1.098509894	0.044803969
ARAUCA	11.4853	1.100457473	0.095287257
CARTAGO	11.4853	1.100457473	0.095287257
CESAR	11.4853	1.100457473	0.095287257
CHOCO	11.4853	1.100457473	0.095287257
MAGANGUE	11.4853	1.100457473	0.095287257
QUINDIO	11.4853	1.100457473	0.095287257
BOLIVAR	11.6082	1.102075583	0.137230374
TULUA	12.2967	1.110608543	0.358413605
EPSA	12.321	1.11089425	0.365819443
EMCALI	12.4523	1.112420924	0.405392435
HUILA	12.5003	1.112971949	0.419675559
CENS	12.6096	1.114212813	0.451840065
CEDENAR	12.9576	1.118039905	0.551042288
CORDOBA	13.0138	1.118640946	0.566621904
ESSA	13.0328	1.118843107	0.571862132
EADE	13.4003	1.1226533	0.670626304
EEB	13.81	1.126688745	0.775229281
CEDELCA	21.682	1.177163104	2.083577446
EBSA	26.2744	1.193875299	2.516775034

Como se observa en este cuadro, la cota calculada para el nivel de Tensión 3, presenta un valor de 0.775229281 desviaciones estándar por encima de la media, que al ser aplicadas en el cuadro 2.1-20, dan un valor de 0.780897975, el cual indica que hasta el valor de acotamiento, se encuentra el 78 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 3.

- **Nivel de Tensión 4**

El siguiente cuadro muestra los cargos normalizados en Nivel de Tensión 4, aplicando el concepto de muestra normalmente distribuida con media 0 y varianza 1.

Cuadro 2.1- 20
Normalización Distribuida de la Muestra con media = 0 y varianza 1
Cargos por Uso Nivel 4

EMPRESA	Cargo	Cargo_(λ= -1.2)	Estandarizada
EPM	3.9196	0.671551909	-1.675092551
ATLÁNTICO	3.9992	0.67540829	-1.559632045
BOLIVAR	4.0128	0.676050351	-1.540408662
EPSA	4.1922	0.684092261	-1.29963291
MAGDALENA	4.4478	0.694323842	-0.993298135
CORDOBA	4.5678	0.698694525	-0.862439359
EEB	4.65	0.701545533	-0.777079862
ARAUCA	4.6594	0.701864515	-0.767529491
HUILA	4.9635	0.711469981	-0.479940701
CHEC	5.8816	0.733924684	0.19235582
CAQUETA	6.0288	0.736830136	0.279345395
CESAR	6.0288	0.736830136	0.279345395
CHOCO	6.0288	0.736830136	0.279345395
CUNDINAMARC	6.0288	0.736830136	0.279345395
GUAJIRA	6.0288	0.736830136	0.279345395
MAGANGUE	6.0288	0.736830136	0.279345395
META	6.0288	0.736830136	0.279345395
SUCRE	6.0288	0.736830136	0.279345395
TOLIMA	6.0288	0.736830136	0.279345395
ACOT.	6.1407	0.738936528	0.342411016
ESSA	6.1592	0.739276666	0.352594793
CENS	6.5424	0.745848203	0.549347401
EADE	8.4973	0.769406733	1.25469259
CEDENAR	9.1373	0.774741472	1.414415335
EBSA	10.7927	0.78535307	1.732127844
CEDELCA	12.2806	0.792241525	1.938369021

Como se observa en este cuadro, la cota calculada para el Nivel de Tensión 4, presenta un valor de 0.342411016 desviaciones estándar por encima de la media, que al ser aplicadas en el cuadro 2.1-20, dan un valor de 0.633979, el cual indica que hasta el valor de acotamiento, se encuentra el 63.39 % de la muestra utilizada para el Nivel de Tensión 4.

Observando los resultados de la aplicación de la metodología, basada en estadística, a los datos del período tarifario 1998-2002 se observó que los valores acotados mínimos obtenidos ocurrieron para los niveles de tensión 2 y 4 con valores cercanos al 14% por encima de la media. Como criterio de eficiencia para el nuevo período tarifario se decidió utilizar la mitad de este valor basados en la mejoras de eficiencia que debieron esperarse durante los cinco años transcurridos y considerando que en el largo plazo la cota eficiente debería estar ubicada en la media, máxime cuando las características que diferencian los costos índices de inversión de una empresa a otra se están desagregando cada vez de mejor manera, por ejemplo inversión urbana y rural en el Nivel de Tensión 2, para el nuevo período tarifario.

La metodología pretende continuar observando criterios como los fijados por el regulador en 1997 cuando se estimaron los cargos actualmente vigentes para los sistemas de transmisión regional y de distribución local, considerando esta vez, un análisis estadístico de apoyo.

2.2. ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.2.1 Introducción

La necesidad de revisar la remuneración de gastos de AOM para las actividades de transporte de energía en SDL y STR se fundamentó en las observaciones de la Comisión, y las señaladas por la industria en el proceso de análisis y discusión, previo a la definición de la nueva metodología de remuneración. Dichas observaciones se relacionan con los siguientes aspectos: i) la indefinición sobre cuáles actividades, procesos o prácticas, de las que realiza el Operador de Red en su servicio, corresponden a conceptos de mantenimiento y cuáles a reposición de activos; y ii) la manifestación de los agentes, de que los valores reconocidos actualmente en la regulación por concepto de AOM distan mucho de los que las empresas enfrentan realmente.

Considerando lo anterior, la Comisión adelantó un estudio para la verificación de que la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM- de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SLD) en el

período 2003 – 2007[3], corresponde a un porcentaje adecuado del valor de los activos para lo cual propuso utilizar la metodología de Análisis Envolvente de Datos –DEA- en la Resolución CREG-073 de 2002, de consulta con la industria.

Con posterioridad a la expedición de dicha Resolución, la Comisión contó con nueva información, comentarios de la industria y efectuó nuevos análisis sobre la aplicación de la metodología propuesta.

A continuación se resume la propuesta adoptada por la Comisión para la estimación y reconocimiento de gastos de AOM en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local de energía eléctrica (SDL), la cual es el resultado de análisis complementarios desarrollados con la información recopilada por la CREG y la adicional recibida por la Comisión con posterioridad a la expedición de la Resolución CREG-073 de 2002.

2.2.2 Descripción General de la Metodología de Análisis Envolvente de Datos

La información y procedimientos utilizados para la aplicación de la metodología de Análisis Envolvente de Datos son los siguientes:

- Selección de la Muestra de Empresas

Los datos usados para el análisis de eficiencia están basados en información reportada por las siguientes 28 empresas distribuidoras de energía eléctrica. Vale la pena aclarar que dicha información fue depurada por la CREG a partir de la información contable y la desagregación de esta:

Cuadro 2.2-1.
Reporte de Información para Análisis de Eficiencia

Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.
Centrales Eléctricas Del Cauca S.A. E.S.P
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
Compañía De Electricidad De Tulúa S.A. Esp.
Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P
Electrificadora De La Costa Atlántica S.A. E.S.P.
Electrificadora De Santander S.A.
Electrificadora Del Caquetá S.A. Esp.
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.

[3] Consultoría Colombiana S.A. Informe Final *"Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1"*, Radicado CREG No. 6215 de Julio de 2002.

Electrificadora Del Meta S.A. Esp.
Electrificadora Del Tolima S.A. Esp
Empresa Antioqueña De Energía S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Arauca E.S.P
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Pacifico S.A. E.S.P
Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P.
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.
Empresas Municipales De Cali Eice
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.
Empresas Municipales De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.

No se incluyó información de empresas de otros países, en razón a la dificultad de recolectar y homologar dicha información en forma desagregada para las actividades de distribución y comercialización como se requiere de manera especifica en el esquema de remuneración adoptado en Colombia, sobre todo en lo referente a información financiera, de mercado y de infraestructura.

- Selección de Variables y Fuentes de Información

Las variables y fuentes de información empleadas son las siguientes:

- *Variables de consumo de energía eléctrica y número de usuarios*: La fuente fue la información reportada por las empresas a través de la aplicación: "Instructivo para la recolección de información de Energía Eléctrica", el cual es desplegado permanentemente en la página de Internet de la Comisión.

- *Variables de longitud de red*: Información de kilómetros de Red Primaria por Operador de Red reportada por las empresas mediante el aplicativo de indicadores de calidad. La información reportada corresponde a los niveles de tensión 2, 3 y 4.

- *Variables de Capital:* Se determinaron con base en la información reportada según las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, valoradas, con el costo unitario de reposición aceptado por la Comisión en la resolución del régimen general de cargos. Para el caso del nivel de tensión 1, se valoraron los activos de distribución con base en las redes y costos típicos obtenidos del estudio de Consultoría Colombiana.

- *Variables de calidad del servicio:* Información reportada a la CREG por las empresas a través de la aplicación "Indicadores de Calidad", para el año 2001.

- *Variables Financieras*: Los gastos de AOM utilizados, fueron establecidos con base en la información solicitada mediante circular CREG 039 de 2002, en la cual las empresas reportaron sus estados financieros anuales hasta el nivel de auxiliares, para cada actividad en forma separada, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 18 de la ley 142 de 1994. A partir de los Estados Financieros reportados para los años 2000 y 2001, se procedió a seleccionar las cuentas asociadas con los gastos que corresponden a las actividades de AOM., para lo cual se realizó un análisis similar al desarrollado por Consultoría Colombiana S.A. en el estudio antes mencionado.

Variables de Escala:

- Longitud de red por nivel de tensión (km)
- Capacidad (MVA)
- Número de transformadores de potencia
- Consumo total (GWh)
- Número de usuarios.

Variables de Capital:

- Total gastos AOM en distribución para los años 2000 y 2001 (Millones de pesos a diciembre de cada año).
- Costo de reposición de los activos correspondientes a los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local.

Variables de calidad del servicio:

- Información de calidad del servicio prestado.

Variables de cobertura, densidad o concentración del mercado:

- Longitud de red por nivel de tensión (km)
- Usuarios por kilómetro de red (usuarios/km)
- Número de municipios atendidos

De las anteriores variables se eliminaron las siguientes:

- Consumos: Luego de observar varias simulaciones, esta variable fue descartada en razón a que su inclusión castiga injustificadamente aquellos mercados que tienen menor consumo por usuario frente a aquellos que tienen alta intensidad energética.

- Número de municipios atendidos: Se considera que esta variable no ofrece una buena aproximación a la inclusión de cobertura, debido a que se compara la cantidad de municipios y no su concentración de usuarios. Se incurre en una imprecisión al comparar un municipio disperso con uno

concentrado, grande o pequeño. En ese caso el modelo observaría los dos municipios como dos unidades iguales cuando dichos municipios pueden ser significativamente distintos.

- **Correlación entre Variables**

Las verificaciones de correlación, redundancia y pertinencia entre las variables utilizadas en el modelo son condiciones importantes y deseables en las variables a seleccionar. No obstante es importante aclarar que una baja o alta correlación no impide que una variable se incluya o excluya del modelo.

El análisis de correlaciones para las principales variables involucradas en el estudio son:

Cuadro 2.2-2.
Análisis de Correlación

	AOM {I}	**CAPT {I}**	**USU {O}**	**RED {ON}**
AOM {I}	1			
CAPT {I}	0.861	1		
USU {O}	0.899	0.982	1	
RED {ON}	0.210	0.221	0.217	1

Como puede observarse, a excepción de red, existe una alta correlación entre las diferentes variables preseleccionadas para el modelo, lo cual es una característica deseable en este proceso.

2.2.3 Análisis de la Información Obtenida.

Con el objeto de verificar la consistencia de la información procesada, con el comportamiento típico de los costos medios en monopolios naturales, se calcularon y analizaron los siguientes indicadores: a) Porcentaje de AOM en relación con la inversión versus longitud de red; b) Gastos de AOM por kilómetro versus longitud de red; y c) Gastos de inversión por usuario versus número de usuarios. Para este análisis en particular, solo se incluyeron 10 empresas que tenían la información completa de activos, actualizada a 31 de octubre de 2002.

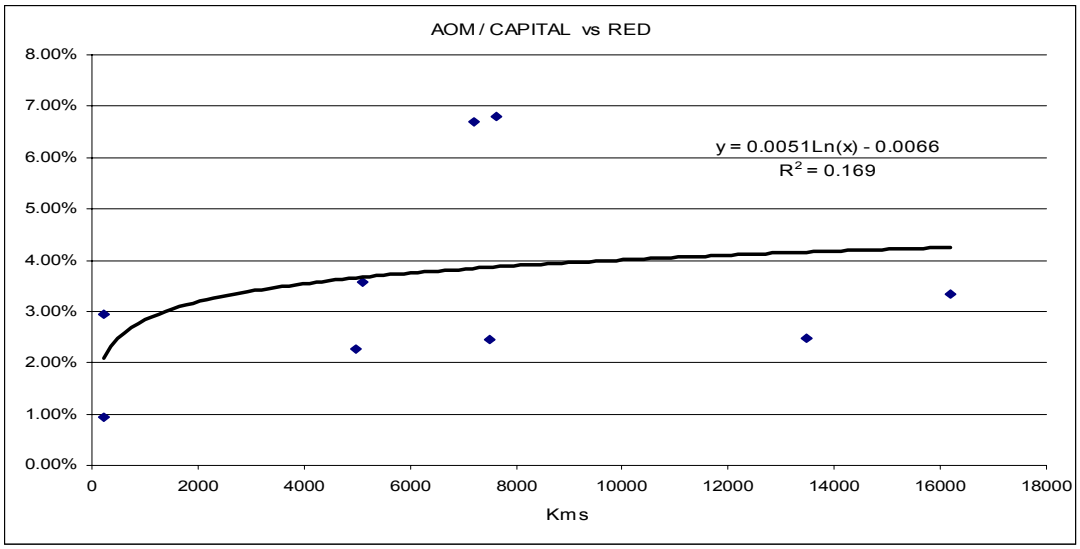


Figura 2.2-1 Porcentaje de AOM en relación con la inversión versus longitud de red

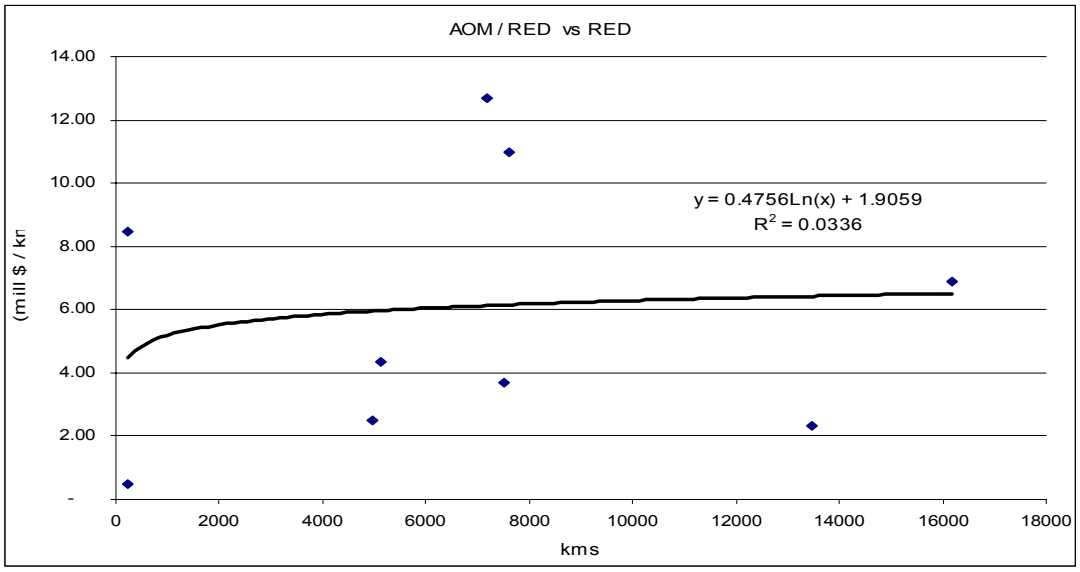


Figura 2.2-2 Gastos de AOM por kilómetro versus longitud de red

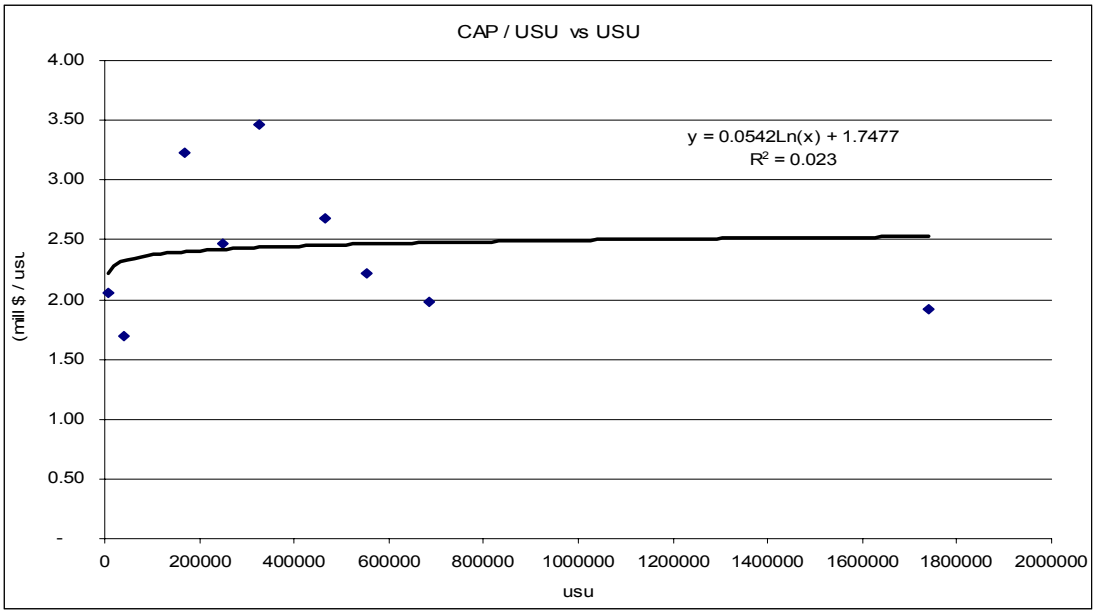


Figura 2.2-3 Gastos de inversión por usuario versus número de usuarios

De los resultados obtenidos se tienen algunas conclusiones:

- No se evidencian, de conformidad con la información procesada, economías de escala en una actividad que tanto la teoría económica como el mundo real muestran que si la tiene. Esta situación por supuesto no es una excepción a lo establecido en la teoría y en la realidad, sino una demostración de claros problemas en la información disponible para este análisis. Como se verá más adelante, la utilización de modelos DEA con retornos variables a escala, que son los indicados para el análisis de este tipo de actividades productivas, arroja resultados con poca consistencia.

- El porcentaje de AOM en relación con el capital invertido, se sitúa, en promedio, en valores cercanos al 4%, reconocido actualmente para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

2.2.4 Selección de Variables de Entrada y Salida

La selección de variables se debe enfocar desde la perspectiva conceptual del DEA, es decir, aunque el DEA es una metodología no paramétrica, las variables seleccionadas deben guardar consistencia con la función de producción de la actividad en análisis. Lo anterior implica considerar variables que formen parte de una función de producción sin que sea necesario establecer esta función.

Con base en lo anterior, y considerando las variables disponibles, y la forma como operan las actividades de distribución de energía eléctrica, las siguientes variables se pueden ubicar dentro de las típicas de una función de producción.

Insumos : AOM, capital de inversión en redes.

Productos: Usuarios y Red.

2.2.4.1 Selección del modelo

El modelo seleccionado se corrió con las siguientes características:

- Input orientado.
- Distancia Radial
- Retornos variables a escala
- Se utilizó la metodología AR

Se empleó el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania.

Este programa fue seleccionado porque, además de calcular los porcentajes de eficiencia, permite observar las comparaciones entre empresas y las variables que más pesan a cada una.

2.2.5 Escenarios Modelados

A continuación se describen los escenarios tenidos en cuenta por la Comisión, en relación con los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento en los STR y/o SDL:

Cuadro 2.2-3
Escenarios Gastos AOM

modelo	Inputs	Outputs	Observaciones
1	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V} DES {O}{V}	Con toda la información disponible
1 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V} FES {O}{V}	Con toda la información disponible
2	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONSRES {O}{V} CONSNRES {O}{V} DES {O}{V}	Con toda la información disponible
2 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONSRES {O}{V} CONSNRES {O}{V} FES {O}{V}	Con toda la información disponible
3	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} DES {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
3 (2)	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} FES {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
4	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Con toda la información disponible
5	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V} CONS {O}{V}	Con toda la información disponible
6	AOM {I}{V} CAPT {I}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25)
6 (2)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25) Tomando Capital no Discrecional
6 (3)	AOMN {I}{V} CAPTN {I}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 6 tomando las variables normalizadas
6 (4)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 6 (2) tomando las variables normalizadas
7	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	REDN {ON}{V}	sin las empresas con mala información (2, 9, 13, 19, 25)
7 (2)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	REDN {ON}{V}	modelo 7 sin empresa 24

8	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 7 sin normalizar entradas
8 (2)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 8 sin empresa 24
8 (3)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	RED {ON}{V}	modelo 8 sin empresa 24 y 27
9	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Sin empresas 2, 9, 13, 19, 25, 24 y 27
9 (2)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Modelo 9 normalizando variables
9 (3)	AOMN {I}{V} CAPTN {IN}{V}	USUN {O}{V} REDN {ON}{V}	Restricciones en las salidas
9 (4)	AOM {I}{V} CAPT {IN}{V}	USU {O}{V} RED {ON}{V}	Modelo 9 sin normalizar y con restricciones

2.2.5.1 Outliers Identificados

En cada modelo se verificó que las empresas ubicadas en la frontera no presentaran problemas de información o características especiales que no las hicieran comparables con las demás empresas analizadas en la muestra. En tal sentido se retiraron las empresas 2, 9, 13, 19 y 25 que tenían problemas serios con la información reportada y las empresas 24 y 27, ubicadas en la frontera pero no comparables por su tamaño con el resto de las empresas analizadas.

2.2.5.2 Verificación de Consistencia

Con el objeto de verificar la validez de los resultados, se emplearon los siguientes procedimientos alternos para establecer que los resultados obtenidos se repitieran en forma consistente.

- **Robustez del modelo**

Se corrieron los escenarios descritos anteriormente, cuyos resultados obtenidos no mostraron consistencia en el cálculo de las eficiencias. Como puede observarse a continuación, aunque para algunas empresas las calificaciones obtenidas con los diferentes modelos empleados, difieren en algunos puntos porcentuales, la clasificación por empresa en grados de eficiencia no mantiene consistentemente el mismo ordenamiento.

Cuadro 2.2-4
Grados de Eficiencia (1)

Empresa	Modelo 1	Modelo 1 (2)	Modelo 2	Modelo 2 (2)	Modelo 3	Modelo 3 (2)	Modelo 4	Modelo 5
1	79.40%	79.40%	79.46%	79.46%	78.82%	78.82%	98.73%	100.00%
2	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
3	40.43%	40.43%	40.49%	40.49%	40.63%	40.63%	65.98%	68.97%
4	47.64%	47.64%	47.64%	47.64%	44.71%	44.71%	57.50%	60.96%
5	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
6	44.34%	44.34%	45.88%	45.88%	38.68%	38.68%	84.32%	98.26%
7	39.57%	39.58%	54.53%	54.53%	40.49%	40.50%	50.22%	55.98%
8	89.08%	89.08%	98.67%	98.67%	83.19%	83.18%	83.18%	93.60%
9	86.19%	86.19%	86.19%	86.19%	100.00%	100.00%	100.00%	98.03%
10	55.75%	55.74%	55.75%	55.74%	68.58%	68.55%	92.03%	91.65%
11	82.05%	82.05%	88.62%	88.62%	86.64%	86.64%	86.66%	85.47%
12	46.91%	46.91%	46.91%	46.91%	46.30%	46.30%	62.05%	65.39%
13	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
14	88.64%	88.64%	88.64%	88.64%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
15	85.33%	85.33%	85.33%	85.33%	100.00%	100.00%	100.00%	98.52%
16	19.27%	19.27%	19.27%	19.27%	24.81%	24.79%	41.75%	42.65%
17	91.46%	91.46%	91.46%	91.46%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	47.62%	47.62%	55.83%	100.00%
19	60.17%	60.17%	63.32%	63.32%	42.31%	42.31%	75.23%	94.72%
20	26.96%	26.96%	26.97%	26.97%	28.75%	28.75%	38.37%	41.39%
21	52.57%	52.57%	52.82%	52.82%	48.82%	48.82%	62.74%	68.32%
22	45.57%	45.57%	45.57%	45.57%	50.52%	50.52%	59.96%	62.42%
23	45.25%	45.25%	49.54%	49.54%	51.01%	51.02%	97.83%	100.00%
24	66.31%	66.28%	66.31%	66.28%	82.12%	81.83%	100.00%	100.00%
25	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
26	47.39%	47.39%	48.20%	48.20%	35.89%	35.89%	38.32%	49.50%
27	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
28	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	96.27%	96.27%	96.32%	100.00%

Empresa	Modelo 6	Modelo 6 (2)	Modelo 6 (3)	Modelo 6 (4)	Modelo 7	Modelo 7 (2)
1	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	13.56%	13.99%
2						
3	70.62%	62.43%	71.64%	71.24%	12.27%	12.90%
4	63.32%	51.87%	63.23%	60.11%	6.55%	6.91%
5	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	3.46%	3.52%
6	87.35%	83.28%	90.56%	90.41%	4.40%	8.61%
7	60.99%	43.28%	60.93%	44.07%	9.79%	12.64%
8	89.39%	41.40%	88.72%	41.21%	2.55%	2.64%
9						
10	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	18.86%	21.78%
11	91.23%	47.12%	90.72%	46.91%	2.04%	2.12%
12	74.88%	60.23%	74.88%	62.59%	9.50%	10.08%
13						

14	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	2.58%	2.89%
15	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	13.54%	13.77%
16	42.45%	27.24%	42.96%	42.19%	13.22%	15.26%
17	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	88.45%	76.04%	88.45%	75.96%	4.57%	5.16%
19						
20	40.70%	6.13%	40.38%	28.15%	24.20%	32.47%
21	63.71%	52.26%	64.53%	63.96%	7.60%	7.87%
22	70.94%	42.29%	70.63%	44.82%	21.82%	35.30%
23	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	11.56%	12.89%
24	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
25						
26	86.06%	37.19%	85.72%	36.68%	2.41%	4.29%
27	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
28	96.64%	91.11%	96.33%	90.57%	1.31%	1.43%

Cuadro 2.2-5
Grados de Eficiencia (2)

Empresa	Modelo 8	Modelo 8 (2)	Modelo 8 (3)	Modelo 9	Modelo 9 (2)	Modelo 9 (3)	Modelo 9 (4)
1	12.22%	12.07%	9.67%	100.00%	100.00%	17.20%	58.63%
2							
3	11.80%	11.57%	8.04%	62.43%	71.24%	16.37%	46.86%
4	16.99%	16.86%	14.88%	51.87%	60.11%	9.21%	36.64%
5	22.00%	21.97%	21.65%	100.00%	100.00%	5.25%	100.00%
6	22.37%	20.87%	2.47%	98.35%	100.00%	25.31%	68.70%
7	1.11%	2.12%	17.90%	54.80%	55.27%	23.49%	77.04%
8	6.89%	6.86%	6.36%	41.40%	41.21%	3.59%	31.84%
9							
10	10.58%	11.63%	27.82%	100.00%	100.00%	33.57%	100.00%
11	9.36%	9.33%	8.87%	47.12%	46.91%	3.15%	29.52%
12	6.60%	6.39%	3.22%	60.23%	62.59%	13.19%	43.56%
13							
14	3.04%	2.93%	1.22%	100.00%	100.00%	4.86%	71.58%
15	3.60%	3.52%	2.29%	100.00%	100.00%	15.91%	52.74%
16	8.40%	7.67%	3.64%	34.88%	48.81%	23.13%	39.47%
17	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
18	3.68%	3.46%	0.17%	76.04%	75.96%	8.22%	58.85%
19							
20	6.96%	4.90%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
21	20.83%	20.73%	19.21%	52.26%	63.96%	9.93%	36.92%
22	11.69%	16.25%					
23	8.81%	8.33%	0.99%	100.00%	100.00%	19.46%	68.79%
24	100.00%						
25							
26	1.53%	0.86%	9.52%	100.00%	100.00%	11.51%	100.00%
27	100.00%	100.00%					
28	21.30%	21.26%	20.60%	91.11%	90.57%	3.25%	58.17%

2.2.6 Propuesta

Teniendo en cuenta que los modelos considerados para la simulación del DEA no presentaron consistencia en el cálculo de las eficiencias, se sugiere determinar si los porcentajes de AOM real de las empresas con respecto a la inversión de las mismas, son consistentes con los porcentajes de AOM reconocidos regulatoriamente (según la metodología de la resolución 099 de 1997) sobre la inversión reportada por las empresas.

Para determinar si los porcentajes reconocidos de AOM con respecto a la inversión, se asemejan en los periodos establecidos, se tomó la siguiente información:

- Información de costos de reposición y AOM reales de 2001
- AOM reconocido regulatoriamente en la fijación de los cargos por uso vigentes y la información de costos de reposición de activos reportada en el año 1997 a pesos de diciembre de 2001 .

Con la información anterior, se determinó si existía diferencia estadística entre las medias de los costos de AOM en relación con los costos de reposición de un periodo a otro (reales de 2001 versus regulatorio de 1997). Solo se incluyeron las 10 empresas que tenían la información completa de activos actualizada a 31 de octubre de 2002.

La prueba de hipótesis realizada fue:

Ho: $\mu_1=\mu_2$ (Las medias de los dos periodos son iguales)

Cuadro 2.2-6
Prueba T para Medias de dos Muestras Emparejadas

	Variable 1	*Variable 2*
Media	3,5498187 %	3,4256281 %
Varianza	0.000353429	4.01697E-06
Observaciones	10	10
Coeficiente de correlación de Pearson	-0.298768208	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	9	
Estadístico t	0.201474062	
P(T<=t) una cola	0.422403967	
Valor crítico de t (una cola)	1.833113856	
P(T<=t) dos colas	0.844807933	
Valor crítico de t (dos colas)	2.262158887	

Como puede observarse, no hay evidencia estadística para rechazar la hipótesis, por tanto se puede concluir que la diferencia de medias entre los dos periodos tenidos en cuenta, no es significativa.

Con base en lo anterior, se observa que el promedio de los gastos de AOM reportados por las empresas se asemeja a los porcentajes de gastos de AOM vigentes. Por tanto, se decidió mantener dichos porcentajes para el próximo período tarifario. De esta forma se dispuso adoptar como porcentaje de gastos AOM en relación con la inversión a reconocer durante el próximo período tarifario los siguientes:

- Niveles de Tensión 4 y 3: 2 %
- Niveles de Tensión 2: 4 %

El valor a reconocer para Nivel de Tensión 1, se estableció con otra metodología de cálculo. Dicha metodología para la determinación de gastos AOM en el Nivel de Tensión 1 se desarrolla en un aparte diferente de este documento.

2.3. METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas Técnicas son debidas a aspectos relacionados con el diseño, la planeación, la construcción y la operación del sistema eléctrico, siendo generadas en conductores, transformadores y equipo eléctrico. Las pérdidas No Técnicas son por el contrario, resultado en gran medida, de ineficiencias en las prácticas administrativas y comerciales: errores en la medición, robo y fraude.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron que el régimen tarifario estaría orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. Para tal fin, se le dio la competencia a la Comisión de fijar fórmulas tarifarias que cumplieran los criterios señalados. En desarrollo de este mandato, la Comisión de Regulación de Energía introdujo en el esquema tarifario el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía eléctrica. Para el caso de distribución se aprobó la Resolución CREG-099 de 1997 donde se encuentran los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local para el periodo tarifario 1998 - 2002.

Las fórmulas tarifarias, de conformidad con el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, tienen una vigencia ordinaria de cinco años, razón por la cual es necesario evaluar los actuales niveles de pérdidas. Para tal fin, la CREG contrató un estudio que permitiera conocer los niveles eficientes de pérdidas por nivel de tensión. Dicho estudio fue dado a conocer a los interesados y las respuestas a sus comentarios se encuentran en los anexos de este documento. Con base en estos comentarios y en los resultados del

estudio, la CREG elaboró la metodología consignada en la Resolución CREG-082 de 2002, cuyo soporte técnico se desarrolla en este documento.

De igual manera, teniendo en cuenta algunos comentarios de los interesados sobre la Resolución CREG-073/2002 se realizaron los siguientes cambios: i) Se consideraron las pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión, reconociendo que la transformación es secuencial desde el Nivel de Tensión 4 hasta el Nivel de Tensión 1, pero teniendo en cuenta la energía real de entrada en cada nivel de tensión, ii) En cuanto a los ponderados urbano y rural, se modificó la p4ropuesta de la Resolución CREG 073 de 2002 en el sentido de no tener en cuenta la población del DANE, sino la capacidad de transformación suministrada por los Operadores de Red para indicadores de calidad.

2.3.1 Antecedentes

La Resolución CREG-099 de 1997 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local para el periodo tarifario 1998 - 2002. Las pérdidas totales acumuladas reconocidas por nivel de tensión para los cargos fueron las siguientes:

Nivel de Tensión I: 1998: 15%
1999: 14%
2000: 13%
2001: 12%
2002: 11%

Nivel de Tensión II: Todo el período: 5%
Nivel de Tensión III: Todo el período: 3%
Nivel de Tensión IV: Todo el período: 1.5%

En dicha metodología aunque se consideraron pérdidas Técnicas y No Técnicas, las mismas no se desagregaron. Este factor reconoce un porcentaje de energía que es transportado por la red y sobre el cual no se percibirían cargos por uso, de no reconocerse un nivel de pérdidas.

2.3.1.1 Evolución de pérdidas

Para analizar la evolución del nivel de pérdidas se utilizaron los datos suministrados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos a través del aplicativo SIVICO y que a su vez son empleados para evaluar la gestión de las empresas, de conformidad con los indicadores de gestión aprobados por la CREG. El indicador del

nivel de pérdidas[4] desde el punto de vista de balance energético del sistema, se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Indice de Pérdidas (\%)} = \left(\frac{\text{Energía de Entrada} - \text{Energía de Salida}}{\text{Energía Entrada}} \right) \times 100$$

El costo de las pérdidas, medido de esta forma, tiene efectos diferentes para cada uno de los agentes de la cadena. En el caso del Distribuidor, tener mayores pérdidas que las reconocidas en el índice, implica un menor ingreso que el que obtendría si tuviera las pérdidas ajustadas al índice, o en caso de tener menores pérdidas reales, tendría un mayor ingreso como consecuencia de su eficiencia en el control de las mismas..

En otras palabras, la energía perdida y no reconocida, tiene asociado un costo de oportunidad para los agentes. El costo de oportunidad para el OR, reside en no facturar el cargo de distribución por la energía perdida.

2.3.1.2 Promedio Nacional

Durante el período 1996-2001, el índice de pérdidas promedio ponderado por demanda a nivel nacional, reportado por los comercializadores a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ha presentado una disminución del orden de 1.6 puntos porcentuales, decir, pasó del 20.8% a 19.2%, para el 2001. Al compararlo con el índice de pérdidas reconocido, haciendo la aproximación de ponderar un índice reconocido por nivel de tensión, el valor reportado estaría 8.9 puntos porcentuales, por encima del valor de eficiencia aceptado en la regulación (ver la siguiente gráfica).

[4] Desde el punto de vista comercial, el índice de pérdidas se define como la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada. Observando las distintas fuentes de datos, es posible que algunas empresas hayan reportado el índice de pérdidas comercial y no el de balance energético, siendo el primero de ellos, mayor que el otro.

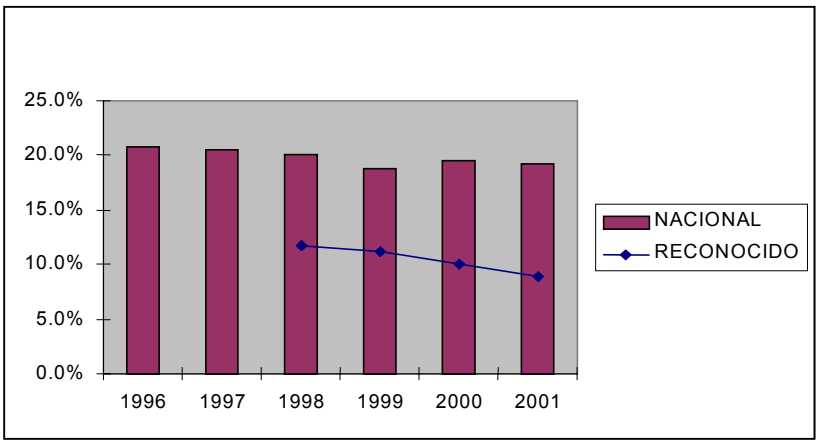


Figura 2.3-1 Índice de Pérdidas 1996-2001

Durante el período analizado, el nivel promedio más bajo reportado para pérdidas se encuentra en 1999, 18.8%, pero nuevamente presenta una tendencia creciente en los dos años siguientes. Este efecto probablemente se deba a la combinación de la gestión efectuada por algunas empresas y a la información reportada por éstas. A continuación se analiza la evolución por empresa, lo que permite observar las compañías que han impactado en mayor medida el comportamiento promedio.

2.3.1.3 Comportamiento por Empresas

En el Anexo No. 1 se encuentra la evolución del índice de pérdidas[5] por empresa. Algunas mejoraron su gestión como es el caso de CODENSA, que redujo las pérdidas en 12.2 puntos porcentuales en el período 1996 – 2001. El índice para esta empresa, pasó de 22.6% a 10,41%. Así mismo redujeron pérdidas, EPSA en 8.3 puntos porcentuales y EEPPM en 3 puntos porcentuales, como se relaciona a continuación:

Cuadro 2.3-1
Empresas que disminuyeron Índice de Pérdidas

EMPRESA	Cambios en Pérdidas 1996 a 2001
CODENSA	22.06% a 10.41%
EPSA	21% a 12.7%
EPM	15.1% a 12.2%
COSTA*	32.7% a 26%
CARIBE*	34.4% a 27.5%

* El periodo comprende de 2000 a 2002

[5] Incluye comercialización

De los datos citados en el Anexo No. 1, se establece que la empresa que ha presentado mayor deterioro en el comportamiento del índice de pérdidas es la Electrificadora del Meta, ya que entre 1996 y 2001 su índice se incrementó en 15 puntos porcentuales, es decir que pasó de 20.2% a 35.8%. Después del Meta, se encuentran Centrales Eléctricas de Norte de Santander y la Electrificadora del Chocó.

Se detecta que durante el período 1996 –2001, en general las empresas no han disminuido las pérdidas al mismo ritmo exigido por la regulación. De este comportamiento se exceptúan CODENSA, Tulúa y Popayán, las cuales en el año 2001 reportaron pérdidas por debajo de las reconocidas; como se muestra en el Anexo No. 2.

El comportamiento de pérdidas crecientes en las empresas podría explicarse por diversos factores, entre los que se incluirían:

- Carencia de una gestión integrada tendiente a reducir el nivel de pérdidas.
- Deterioro de la situación económica: incremento de subnormales, robos de energía y zonas de orden público.
- Disminución de recursos disponibles, en especial en las empresas estatales, para invertir en planes que permitan disminuir las pérdidas.
- Diferencias de mercado: empresas como Codensa, EPM, Tulúa y Popayán atienden zonas mayoritariamente urbanas, lo que les permite un mayor control de las pérdidas.
- Falta de apoyo de algunas entidades gubernamentales en la gestión de pérdidas que debe realizar la empresa.
- Diferencias culturales que en algunas zonas que limitan los resultados en la reducción de las pérdidas (no pago, no cobro coactivo efectivo, corrupción administrativa, etc).

Con base en la información reportada para el año 2001 se puede hacer una estimación de las pérdidas totales del sistema. De esta manera a partir de una demanda comercial de (42,894 GWh) y una demanda facturada (33,460 GWh), el nivel de pérdidas estimado es de 22% (9,434 GWh), cuya valoración, al costo de la energía promedio (G+T), asciende a $784,132 millones de pesos.

El costo de las pérdidas de energía asignadas a los usuarios y a las empresas (comercializadores), se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 2.3-2
Costo de las Pérdidas de Energía

Costo Usuario	
Pérdidas Asignadas	11.40%
PérdidasGWh	4,888
Costo (millones pesos)	406,337
Costo Empresa	
Pérdidas Asignadas	10.60%
P reales - P reconocida (GWh)	4,545
Costo (millones pesos)	377,795
Pérdidas Totales del sistema	**22%**
COSTO TOTAL (millones de pesos)	**784,132**

Los usuarios cubren el 52% de las pérdidas totales, que corresponden a un valor máximo eficiente, (11,40%)[6], que valoradas a un costo de energía promedio (G+T), se estiman en $406,337 millones de pesos[7]. Las empresas, en el año 2001, pagaron el diferencial entre las pérdidas reconocidas y las reales (10,60%), correspondiente a un valor de $377,795 millones de pesos.

2.3.2 Experiencias Internacionales

2.3.2.1 Ecuador

La situación del nivel de pérdidas en Ecuador es similar a la que se presenta actualmente en el país. En el año 2001, las pérdidas Técnicas llegaron a un 9.6% y las No Técnicas a un 13.01%, llegando a un total de 22.61%.

Por otro lado, de conformidad con la Resolución CONELEC No. 009 de 2000, los límites admisibles para la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final, en cuanto a la etapa de Distribución (incluye comercialización), son los siguientes, en correspondencia con la composición de las zonas de servicio predominantes, dentro de las áreas de concesión de las diferentes Empresas de Distribución: Área predominantemente urbana 12%, Área urbana y rural equilibradas 14 %, Área predominantemente rural 16 %.

2.3.2.2 Panamá

El valor de pérdidas en Panamá se estima para el año 2000 en 859.679 MWh, lo cual significa que el 18.46% de la energía comprada no fue contabilizada por las empresas. Esta cifra incluye las pérdidas Técnicas y No Técnicas.

---

[6] Este valor resulta de un promedio ponderado de la demanda facturada en el año 2001 y las pérdidas de energía reconocidas por nivel de tensión.

[7] El valor promedio de G+T para el usuario ascendería a $ 365,433 millones de pesos y para las empresas a $ 339,764.

La pérdidas reconocidas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá se calcula para cada sistema de distribución y depende de la estructura de cada uno. No existen topes máximos de reconocimiento.

2.3.2.3 Paraguay

Durante la última década, el nivel de pérdidas de energía eléctrica se ha incrementado de 15.39% al 22.05%.

2.3.2.4 Argentina

De conformidad con el Decreto 1398 del 11 de agosto de 1992, Artículo 40, los costos propios de distribución que integran la tarifa de las concesiones están constituidos por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectados por coeficientes que representen las pérdidas Técnicas asociadas con los distintos niveles de tensión. El valor máximo promedio reconocido acumulado en baja tensión es de 12%.

2.3.2.5 Países Desarrollados (USA y UK)

Reconocen solamente un índice de pérdidas Técnicas, el cual asciende a 6% en USA y 7% en UK.

2.3.3 Propuesta del Estudio de Pérdidas Contratado por la CREG

La Comisión de Regulación a través del CERI[8] contrató un estudio que permitió establecer el nivel de pérdidas óptimo a reconocer de acuerdo con las características del Sistema Eléctrico Colombiano.

La propuesta para el tratamiento de las pérdidas realizada por el consultor en el sistema de transmisión regional y distribución local en Colombia, para incorporarlas en las fórmulas tarifarias que regirán a partir del 2003, se desarrolló en dos partes: i) Estrategias para la reducción de pérdidas y ii) Propuesta de niveles de pérdidas eficientes y senda de transición que permite pasar de los niveles existentes a los niveles que se proponen alcanzar para el próximo periodo tarifario. A continuación se presenta un resumen de la propuesta.

2.3.3.1 Estrategias propuestas por el consultor para la reducción de pérdidas

Existen dos tipos de estrategias, una de largo plazo relacionada fundamentalmente con la reducción del nivel de pérdidas Técnicas, y otra de corto plazo que está dirigida a atacar las pérdidas No Técnicas.

---

[8] Documento realizado por Dr. Arnie Reimer

En el caso de las pérdidas Técnicas, el Consultor propone el rediseño del sistema del Nivel de Tensión 2 a un sistema de 25 kV, el cual encuentra eficiente tanto para las áreas urbanas como para las rurales. El sistema de media tensión típico de Colombia en su mayor parte corresponde a niveles de voltaje entre 11,4 kV y 13,8 kV.

En el modelo desarrollado, el consultor partió de un sistema típico para determinar el nivel óptimo de voltaje entre las siguientes alternativas: 4.16 kV, 13.8 kV, 25 kV y 34,5 kV. Para el análisis consideró el costo de capital y de pérdidas (Técnicas y No Técnicas). En todos los casos el sistema de voltaje de 25 kV presenta un nivel ligeramente menor tanto de pérdidas como de costos de inversión, como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 2.3 –3
Sensibilidad de pérdidas para diferentes niveles de voltaje a Nivel de Tensión 2

Area	Concepto	4.16 kV	13.8 kV	25 kV	34.5 kV
Urbana	Pérdidas – MWh	4,817	2,245	**2,010**	2,038
	Pérdidas - %	9.58%	4.47%	**4.00%**	4.05%
	Costo de pérdidas/ año (millones de $)	461,8	215,2	**192,7**	195,3
	Costo de capital/ año (miles de $)	418,1	387,7	**375,7**	393,3
Rural	Pérdidas – MWh	18,093	5,231	**3,707**	3,806
	Pérdidas - %	35,99%	10,40%	**7,37%**	7,57%
	Costo de pérdidas/ año (millones de $)	1734,6	501,5	**355,4**	364,9
	Costo de capital/ año (miles$)	1073,2	997,2	**994,9**	1003,6

Lo anterior, según el consultor, indica que para los niveles bajos de voltaje, el conductor calibre del conductor y el nivel de tensión de trabajo, explican el comportamiento de las pérdidas Técnicas en el sistema. Así mismo, las pérdidas No Técnicas tienden a ser también altas en este tipo de sistemas dado que son más susceptibles al robo.

De acuerdo con el consultor, la reconversión del sistema es un procedimiento costoso pero conveniente si se quiere reducir el costo de capital y de pérdidas asociadas. Dicha acción puede incentivarse a través de señales regulatorias para que su conversión sea en el momento en que los activos se hayan depreciado por completo, es decir que el momento oportuno para mejorar el sistema de distribución, es cuando finalice su vida útil, dado que éste será reemplazado en cualquier caso.

Dicha medida, dice el consultor, tiene una ventaja adicional y es que permite la reducción de pérdidas especialmente en aquellas empresas donde los incentivos por

reconocimiento de pérdidas no han sido efectivos (especialmente en las empresas del Estado).

Una segunda recomendación está dirigida a unir los Niveles de Tensión 3 y 4 y por ende reconocer pérdidas en estos niveles agregados. En Colombia la energía fluye no necesariamente de manera lineal desde el Nivel de Tensión 4 al nivel de tensión 1. Por ejemplo, de la transformación de 115 kV (Nivel de Tensión 4) puede pasar a 13,8 kV ó 11,4 kV (Nivel de Tensión 2). La integración de estos niveles, de acuerdo con el consultor, no afectaría los niveles de carga entregados especialmente en el Nivel de Tensión 4 ya que el suministro en éste es del 10% aproximadamente, pero sí aumenta el factor de pérdidas (incremento del cargo) para esos Grandes Usuarios que toman energía en voltajes superiores a 62 kV.

2.3.3.2 Herramientas Regulatorias Propuestas por el Consultor

Las acciones encaminadas a reducir las pérdidas, deben estar acompañadas por las siguientes medidas regulatorias:

- Incentivos: deben estructurarse incentivos de manera tal que la empresa aumente sus ganancias, si ésta alcanza mejores resultados que los que se pronostican. Para ello se debe establecer una meta de nivel de pérdidas.
- Establecer penalidades: si la empresa no alcanza el nivel de pérdidas señalado por la regulación, debe hacerse responsable de esas pérdidas además de recibir bajos retornos a la inversión.
- Asignar responsabilidades entre los agentes para evitar que los costos de una determinada gestión, sean traspasados entre las actividades.
- Modificar el periodo de revisión de las pérdidas, pasar de 5 a 3 años.
- En el caso de las empresas de propiedad del Estado, que no han respondido a los incentivos financieros[9], implementar nuevos estándares en el sistema de distribución: redefinición del sistema a un nivel de 25 kV. En este sentido, el asesor aclara que esto es costoso y solo es viable cuando el sistema se haya depreciado.
- Las pérdidas que las empresas podrán recuperar del proceso regulatorio deben estar basadas en las existentes, considerando que las pérdidas No Técnicas pueden ser disminuidas en un corto período de tiempo, especialmente aquellas asociadas con prácticas administrativas y de auditoria. De otro lado, recuperar energía producida por fallas técnicas es un proceso que se logra en el largo plazo y que requiere en algunos casos recursos de inversión.

[9] El objetivo de maximización de ganancias, reflejado en este caso en proveer el servicio al costo más bajo en el largo plazo, muchas veces se contrapone con el objetivo de electrificar zonas o atender nuevas áreas al costo más bajo especialmente en el caso de las empresas públicas. Diseños eléctricos no adecuados pueden minimizar el costo de la construcción pero si generan altas pérdidas en el largo plazo.

- Obligatoriedad de la medida: debe obligarse a las empresas a mejorar los estándares de medida. A su vez, recomienda que sea el distribuidor quien tenga la responsabilidad de la medida, esto le facilita la lectura, la conexión y desconexión del servicio e impide la manipulación de los medidores.

2.3.3.3 Propuesta del Consultor sobre Niveles de Pérdidas Eficientes

Se definen los niveles de pérdidas económicamente eficientes, así como la senda que debe seguirse para pasar de los niveles existentes a los niveles eficientes, de manera que los agentes sean compensados por su gestión a la vez que se responsabilizan de las pérdidas que están por encima del nivel de eficiencia. Esto implica la separación y reconocimiento, tanto de pérdidas Técnicas como No Técnicas, así como la asignación de responsabilidades por tipo de pérdidas entre distribuidores y comercializadores. En este sentido, si la responsabilidad de la línea recae sobre el operador de red, las pérdidas Técnicas en su totalidad son asignadas al Distribuidor dado que éste realiza la planeación, mantiene y opera la red, independientemente de la responsabilidad comercial.

En el caso de las pérdidas No Técnicas, se determinó que la responsabilidad es compartida entre los agentes. Para ello estableció el grado en que los componentes de las PNT (pérdidas No Técnicas) explican su comportamiento como se muestra en el siguiente gráfico:

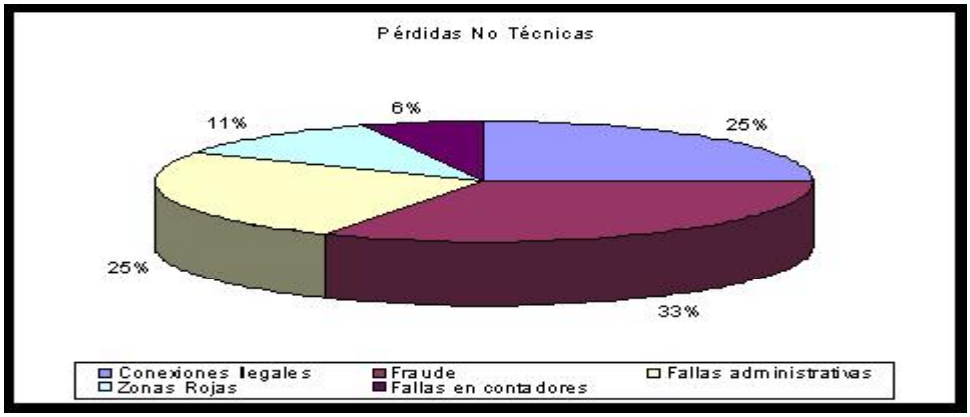


Figura 2.3-2 Distribución Pérdidas No-Técnicas

A continuación se presenta la asignación de responsabilidades por agente, sobre los componentes de las pérdidas No Técnicas:

Cuadro 2.3 –4
Responsabilidades de las Pérdidas de Energía por Agente

Concepto	Distribuidor	Comercializador
Conexiones Ilegales	100%	
Fraude	50%	50%
Zonas Rojas	50%	50%
Fallas en Administración		100%
Fallas en contadores		100%

Al evaluar el comportamiento de las pérdidas por zonas, se evidencian diferencias fundamentales dependiendo de los sistemas eléctricos. Los dos principales factores que influencian las pérdidas en el sistema de distribución son: i) el diseño del sistema (nivel de voltaje, tamaño de los conductores estándares de construcción) y ii) la densidad (urbano vs rural).

La propuesta para efecto de tratamiento de pérdidas considerando estos factores, está dirigida en el primer caso a modificar el diseño de voltaje (sistema de 25 kV) es decir, a remunerar las pérdidas con base en una red óptima y en el segundo, a separar las áreas urbanas y rurales reconociendo tanto pérdidas Técnicas como No Técnicas.

El nivel de pérdidas óptimo, es aquel que las empresas deben recuperar de sus clientes a partir del balance existente, de un lado, entre los menores costos por pérdidas Técnicas y No Técnicas y de otro, del aumento en los costos de capital para su control, el incremento en los costos de auditoria y el costo de mejoramiento de prácticas administrativas.

- **Pérdidas No Técnicas**

El nivel óptimo recomendado por el consultor es del 1%.

- **Pérdidas Técnicas**

Para ello se corrió un modelo que, con valores optimizados de conductores, transformadores, circuitos secundarios, voltaje primario, permitió calcular los costos de distribución del sistema de voltaje 13,8 kV y 25 kV, y separar las zonas urbanas y rurales utilizando la información suministrada por las empresas.

A continuación se presenta el nivel de pérdidas Técnicas óptimo que según el consultor pudiera ser alcanzado en 20 años tanto en un sistema de 13,8 kV como en uno de 25 kV.

Cuadro 2.3- 5
Niveles acumulados de pérdidas Técnicas óptimas de largo plazo, sin incluir el STN, recomendados por el consultor

Nivel de Tensión	Rural 13,8 kV	Urbano 13,8 kV	Prom 13,8 kV
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	2.39%	1.92%	2.08%
2	7.44%	3.45%	4.82%
1	12.80%	6.38%	8.58%
Nivel de Tensión	**Rural 25 kV**	**Urbano 25 kV**	**Prom 25 kV**
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	2.39%	1.92%	2.08%
2	4.39%	2.96%	3.45%
1	9.77%	5.92%	7.23%

2.3.3.6 Senda de Recuperación de Pérdidas Recomendadas por el Consultor

Considerando la existencia de rezagos en el nivel de pérdidas, frente a los fijados por regulación, para las diversas distribuidoras, el consultor compara las sendas posibles de reducción de pérdidas entre los sistemas de 13,8 kV y 25 kV. Su recomendación se sustenta en los siguientes objetivos y criterios:

- Fijar niveles de pérdidas Técnicas y No Técnicas por nivel de tensión.
- Implementar metas de ajuste en factores de pérdidas con sendas menos abruptas, es decir, se recomienda disminuir la tasa de reducción para el próximo periodo tarifario.
- Imponer un mayor esfuerzo a las empresas para que recuperen las pérdidas No Técnicas, las cuales pueden corregirse a través de mejores prácticas administrativas.
- Asignar responsabilidades claras entre los agentes de manera tal que los costos no sean transferidos entre ellos.
- Separar las áreas urbanas y rurales.

2.3.3.7 Niveles de Pérdidas Totales Recomendados por el Consultor

Las pérdidas técnicas, promedio nacional, a reconocer por nivel de tensión corresponden aproximadamente a los niveles que se derivan de los factores de pérdidas acumulados fijados en las resoluciones CREG 031/97 y CREG 099/97. Este criterio asegura la continuidad de las señales regulatorias. Para los análisis, el

consultor consideró una proporción urbano – rural promedio nacional, con la cual determinó los niveles de pérdidas en cada una de la clasificaciones que se utilizarán en la propuesta.

En general, los OR y los comercializadores han hecho progresos conjuntos hacia la reducción de pérdidas en los Sistemas Transmisión Regional y Distribución Local. No obstante las metas previstas a alcanzar en el período tarifario no se lograron. En lugar de una dinámica en la reducción de pérdidas, lo que refleja es la existencia de un estancamiento o rezago en la tasa de reducción de pérdidas.

Los sistemas de distribución urbanos normalmente presentan niveles de pérdidas más bajos que los rurales, debido a la alta densidad de carga en dichas zonas, que implica cortas distancias entre los clientes y mayores cargas por unidad de longitud de línea, lo que resulta en bajas pérdidas porcentuales en las líneas y en mayor facilidad de gestión.

A partir de las pérdidas totales actuales acumuladas hasta el Nivel de Tensión 1 (promedio para todo el país), el consultor realizó simulaciones para la predicción de las mismas en el sistema de 13,8 kV y en el sistema de 25 kV, tanto para comercializadores como para distribuidores, para el periodo 2003 – 2007. Los resultados se presentan a continuación:

- **Comercialización**

  - **Sistema con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV**

En cuanto al sistema con nivel de tensión 2 en 13,8 kV, el consultor prevé que las pérdidas totales acumuladas en el Nivel de Tensión 1, pueden pasar de un nivel actual estimado de 17,11% en promedio, para llegar en el 2007 a 14.3%, es decir, un incremento en la meta regulatoria para el año 2003 y una reducción aproximada de 3 puntos porcentuales que se distribuyen de manera proporcional a lo largo del periodo de la siguiente forma: 0.62 puntos porcentuales anuales entre el 2003 y el 2006 y 0.32 puntos porcentuales en el 2007. (ver siguiente gráfica)

En el caso de las pérdidas totales urbanas asignadas al comercializador, se estima que pasen de 16.6% a 12.5% en el mismo período, es decir una reducción de 4 puntos porcentuales que implica una reducción de aproximadamente 1 punto porcentual y 0.27 puntos porcentuales en el último año.

Las pérdidas totales rurales, de acuerdo con el cálculo efectuado, se encuentran en 22,5% y se espera que para el final de periodo puedan llegar a 19,4%. La reducción anual en el nivel de pérdidas sería 0.72 % entre el 2003-2006 y 0.3 % entre 2006 – 2007.

La comparación de la evolución estimada por el consultor para las pérdidas del comercializador se presenta a continuación, teniendo en cuenta una proporción nacional 35% rural 65 % urbana:

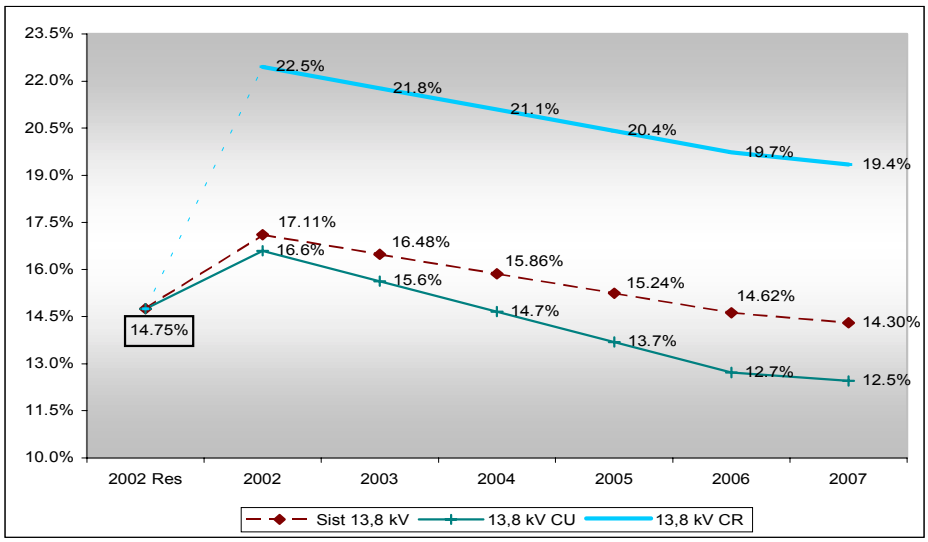


Figura 2.3-3 Evolución Estimada de Pérdidas del Comercializador

Como se puede observar en el siguiente cuadro, el consultor propone que las pérdidas totales acumuladas para los Niveles de Tensión comprendidos entre 2, 3 4 (este último incluyendo las pérdidas del STN), se mantengan constantes a lo largo del período tarifario, las cuales coinciden aproximadamente con los porcentajes actuales fijados por la regulación. Solo el Nivel de Tensión 1 presentaría leves ajustes en las pérdidas reconocidas en los años 2006 y 2007, de 7,52% y 7,20% respectivamente. Estos niveles son:

Cuadro 2.3.- 6
Propuesta Pérdidas Totales Acumuladas

Nivel de Tensión	2003 – 2005 % Pérdidas Nivel	2006 % Pérdidas Nivel	2007 % Pérdidas Nivel
Nivel 4	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 3	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 2	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 1	7,65%	7,52%	7,20%
% Pérdidas Acumulado	14,75%	14,62%	14,30%

Esta propuesta de niveles de pérdidas totales, en la cual se mantienen fijos los porcentajes para los diferentes niveles de tensión en los primeros tres años del periodo tarifario, es el resultado de observar la situación actual. Es así como, considerando que existen empresas distantes de los niveles propuestos por la regulación, se hace necesario permitir que estos distribuidores-comercializadores rezagados logren acercarse a la meta propuesta en estos tres primeros años.

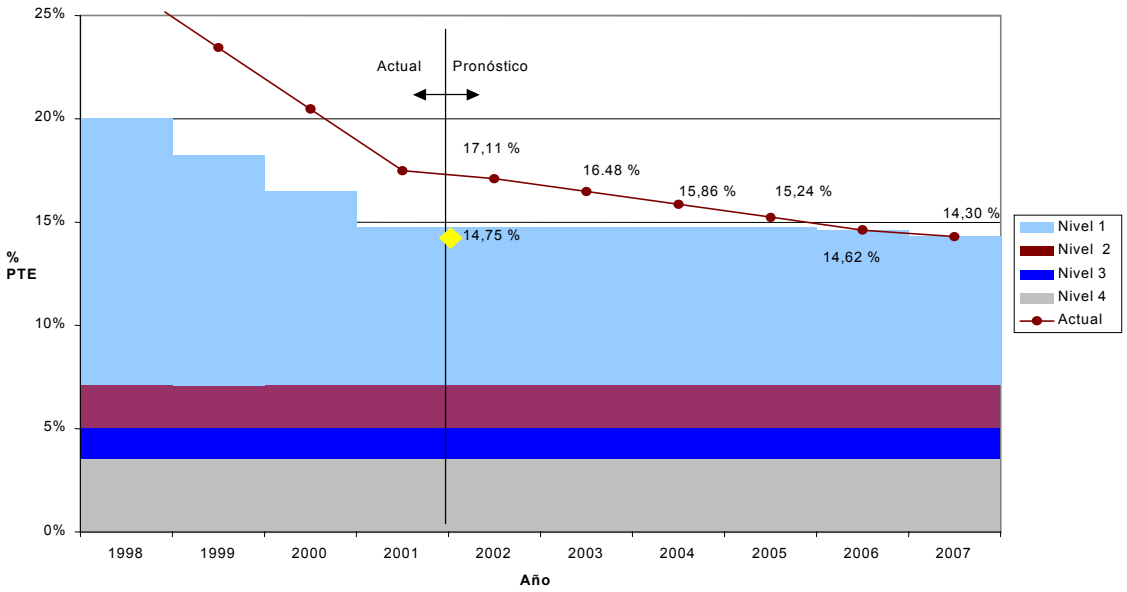


Figura 2.3-4 Senda de Recuperación de Pérdidas – Comercializador – Colombia Sistema de 13.8 kV

❑ Sistema Urbano con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV

A continuación se presenta la propuesta del consultor sobre el reconocimiento de pérdidas totales para el comercializador que atiende zonas urbanas.

Al igual que en el caso de pérdidas totales asignadas al comercializador, las pérdidas totales reconocidas para los Niveles de Tensión 2 a 4 se mantienen iguales a las que establece la regulación actualmente, mientras que las pérdidas en el Nivel de Tensión 1 se deben ajustar durante el periodo.

Los valores propuestos por nivel de tensión son los siguientes:

Cuadro 2.3. – 7
Pérdidas de Energía Propuesta por Nivel de Tensión

Nivel de Tensión	2003 % Pérd Nivel	2004 % Pérd Nivel	2005 % Pérd Nivel	2006 % Pérd Nivel	2007 % Pérd Nivel
Nivel 4	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 3	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 2	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 1	7,65%	7,56%	6,59%	5,62%	5,35%
% Pérdidas Acumulado	14,75%	14,66%	13,69%	12,72%	12,45%

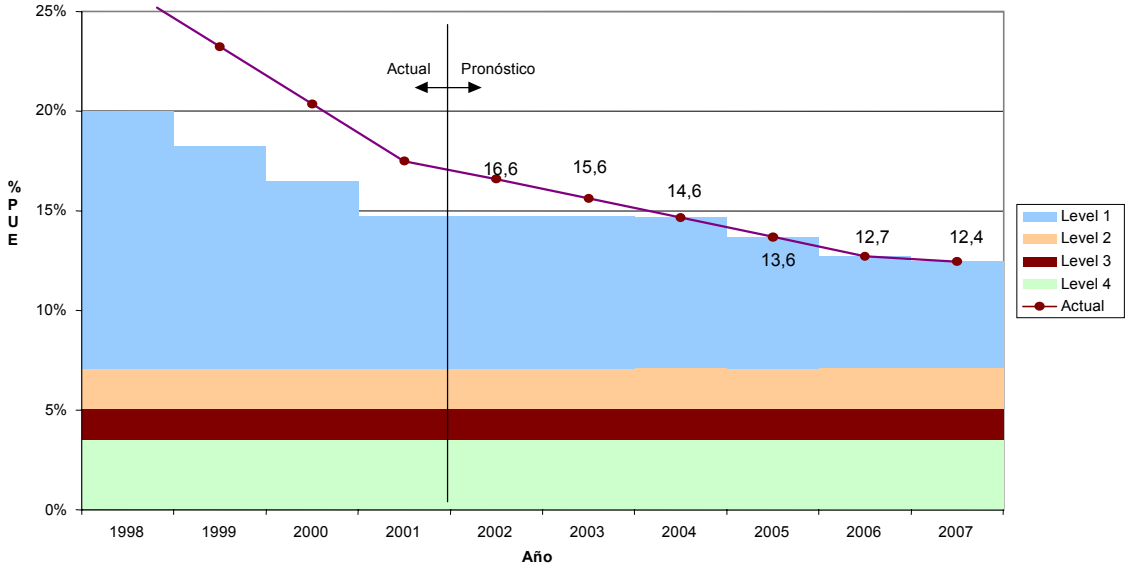


Figura 2.3-5 Reconocimiento y Pronóstico Pérdidas Comercializador Urbano 13.8 kV 2003-2007

- **Sistema Rural con Nivel de Tensión 2 en 13,8 kV**

La estimación de pérdidas actuales por parte del consultor, arrojó un valor promedio de 22,45%, muy superior a las pérdidas urbanas. La diferencia entre este nivel y el límite fijado por la Comisión, se constituye en el principal elemento de juicio para determinar las pérdidas a reconocer a lo largo del siguiente período regulatorio.

En este caso, donde el nivel de pérdidas proyectado está muy por encima del 14,75%, la recomendación del consultor es no mover el nivel de pérdidas fijado en la resolución 031/97 durante el período 2003 – 2007, tal como se observa a continuación.

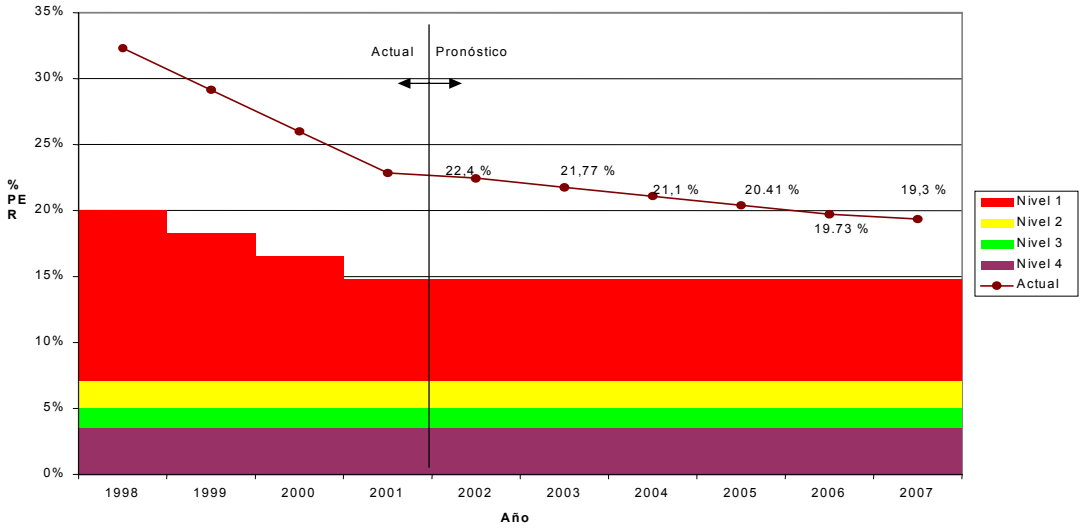


Figura 2.3-6 Recuperación y Pérdidas Actuales Rural 13.8 kV 2003 - 2007

- **Sistema con Nivel de Tensión 2 en 25 kV**

Los siguientes resultados parten del supuesto de que el sistema de distribución estándar es llevado a 25 kV, donde las pérdidas y los costos se reducen en el largo plazo.

Para el caso de las pérdidas totales a reconocer al comercializador, se propone mantener los factores de pérdidas actuales entre los Niveles de Tensión 2 y 4 y modificar los del Nivel de Tensión 1 en los años 2006 (7.12%) y 2007 (6.71%) dado que se espera que los comercializadores alcancen la meta del 14,75% en el 2005. En este escenario las pérdidas acumuladas se reducen 3.3% pasando de 17.08% a 13.81%.

Al igual que en los casos anteriores, para las zonas urbanas, las pérdidas a reconocer por nivel de tensión solo presentarían modificaciones frente a los factores aprobados mediante disposición regulatoria en el Nivel de Tensión 1. En este nivel las pérdidas a reconocer en el área urbana, inician el primer año con 7,65% y disminuyen gradualmente a 4.87%. Es decir se espera que las pérdidas pasen de 15.49% a 11.97%.

De acuerdo con la proyección de pérdidas para los próximos 5 años, estas no alcanzarían el nivel regulatorio propuesto acumulado en el Nivel de Tensión I (14,75%) a pesar de que anualmente se vayan reduciendo (de 18,27% a 16.48%). Este hecho, pone de manifiesto la necesidad de mantener constantes los niveles de pérdidas

reconocidos en la resolución 031/1997. En la siguiente figura se presenta tal como sigue:

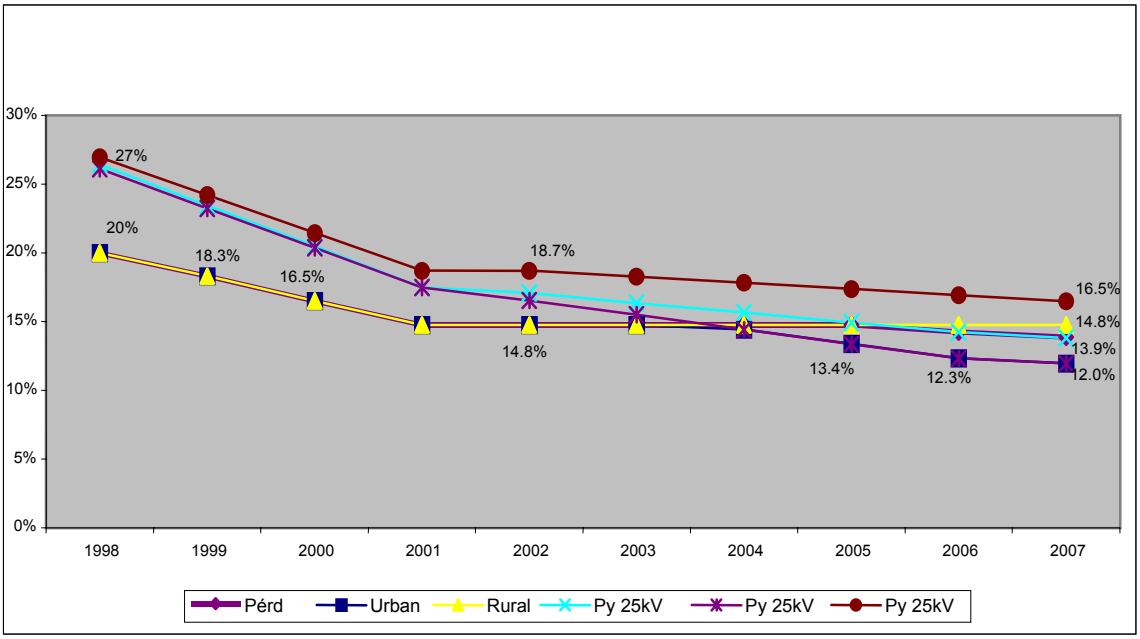


Figura 2.3-7 Pérdidas Estimadas a Reconocer Comercializador 25 kV

- **Propuesta Total Comercializador**

En este escenario el consultor incluye los siguiente supuestos:

- Separación entre áreas rurales y urbanas.
- Sistema de Voltaje de 25 kV, el cual es un diseño eficiente en el largo plazo.
- Unión de los Niveles de Tensión 3 y 4.
- Asignación de responsabilidades entre el Distribuidor y Comercializador así: el primero, tendría a su cargo las pérdidas Técnicas, más el 50% de las pérdidas asociadas con Zonas Rojas y conexiones ilegales. El comercializador por su parte, sería el responsable del resto de las pérdidas, las cuales se acumulan en el Nivel de Tensión 1.

Los resultados en términos de proyección de pérdidas, como de reconocimiento de las mismas, acumulados en el Nivel de Tensión 1, tanto en áreas urbanas como rurales, son idénticos a los mostrados anteriormente; la diferencia radica en los niveles de pérdidas reconocidos en cada una de los niveles de tensión.

A continuación se presenta un cuadro comparativo con los valores reconocidos por nivel de tensión y la proyección de pérdidas para cada uno de los escenarios.

Cuadro 2.3- 8
Propuesta de Pérdidas Reconocidas Comercializador por Nivel de Tensión
2003- 2007

Nivel de Tensión	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 4 *	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 4 ** 25 kV	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Nivel 3*	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%
Nivel 3 ** 25 kV	*3.09%*	*3.03%*	*2.97%*	*2.91%*	*2.85%*
Nivel 2 en 13,8 kV	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%
Nivel 2 en 25 kV	*1.51%*	*1.49%*	*1.46%*	*1.44%*	*1.41%*
Nivel 1 13,8 kV Urbano	7,65%	7,56%	6,59%	5,62%	5,35%
Nivel 1 25 kV Urbano	7,65%	7,33%	6,28%	5,22%	4,87%
Nivel 1 Rural	7,65%	7,65%	7,65%	7,65%	7,65%

- * Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 separados
- ** Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 unidos en un solo sistema

Cuadro 2.3- 9
Propuesta de Pérdidas Reconocidas Comercializador Acumuladas por Nivel de Tensión
2003- 2007

Nivel de Tensión/ Escenarios	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 4 *	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%	3,53%
Nivel 4 ** 25 kV	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*	*0%*
Nivel 3*	5.06%	5.06%	5.06%	5.06%	5.06%
Nivel 3 ** 25 kV	*3.09%*	*3.03%*	*2.97%*	*2.91%*	*2.85%*
Nivel 2 en 13,8 kV	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
Nivel 2 en 25 kV	*4.6%*	*4.52%*	*4.43%*	*4.35%*	*4.26%*
Nivel 1 13,8 kV Urbano	14,75%	14,66%	13,69%	12,72%	12,45%
Nivel 1 25 kV Urbano	14.75%	14,44%	13.38%	12.33%	11.97%
Nivel 1 Rural	*14,75%*	*14,75%*	*14,75%*	*14,75%*	*14,75%*

- * Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 separados
- ** Sistemas de niveles de tensión 3 y 4 unidos en un solo sistema

De acuerdo con las recomendaciones del consultor, para el siguiente período se alcanzarían metas de pérdidas acumuladas para el comercializador en el Nivel de Tensión 1 en zonas urbanas de 11,97% en un sistema de 25 kV y 12,45% en un sistema de 13,8 kV.

Para las zonas rurales, el consultor recomienda mantener el mismo valor que se aplica en la regulación vigente de 14,75% para el Nivel de Tensión 1.

- Distribuidor

De acuerdo con la proyección realizada por el consultor, las pérdidas promedio actuales totales asignables al distribuidor, acumuladas hasta el sistema de 13,8kV están alrededor de 15,28% (2001), las cuales se espera que lleguen 13,42% en el 2007.

Si se hacen pequeños esfuerzos de reducción de pérdidas totales en el Nivel de Tensión 1, durante el próximo período regulatorio, siguiendo los análisis del consultor, se alcanzarían pérdidas acumuladas para el Distribuidor en el Nivel de Tensión 1 en zonas urbanas de 10,42% para el sistema de 13.8 kV, al final del período regulatorio (Niveles de Tensión 4, 3 y 2 no sufren modificaciones con respecto a los vigentes en la regulación).

Para las zonas rurales, el consultor recomienda utilizar los mismos valores que los previstos en la regulación vigente al momento del estudio.

Cuadro 2.3- 10
Propuesta del Consultor
Sobre Pérdidas Totales Reconocidas al Distribuidor

Sistema Urbano	2002	2003 -2004	2005	2006	2007
Proyección de Pérdidas	12,07%	11,39%	10,94%	10,56%	10,42%
Pérdidas reconocidas sin acumular Nivel de Tensión 1	6,00%	6,00%	5,94%	5,56%	5,42%
Pérdidas reconocidas Acumuladas en el Nivel de Tensión 1	11,00%	11,00%	10,94%	10,56%	10,42%

Sistema Rural	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección de Pérdidas	20,50%	20,07%	19,65%	19,22%	18,80%	18,48%
Pérdidas reconocidas sin acumular Nivel de Tensión 1	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Pérdidas reconocidas Acumuladas en el Nivel de Tensión 1	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%

2.3.4 Propuesta a la Comisión

La propuesta[10] para la Comisión, define el nivel de pérdidas de energía eléctrica para el negocio de distribución. Con la aplicación del criterio de eficiencia en pérdidas, se busca alcanzar los siguientes objetivos:

- Reconocer la existencia de diferencias de pérdidas por efectos topológicos entre redes urbanas y rurales.
- Reconocer que en la estructura de costos existe un nivel de pérdidas No Técnicas económicamente no gestionables.
- No trasladar al usuario los costos asociados con las ineficiencias de las empresas.
- Establecer una senda temporal sobre el nivel de pérdidas, que permita dar señales de eficiencia a las empresas. Con base en esta senda, éstas pueden definir la estrategia para valorizar su negocio.
- Asignar responsabilidades tanto al Distribuidor como al comercializador sobre la gestión y el control de las pérdidas.

2.3.4.1 Diseño de Red

El Consultor propuso fijar el nivel de pérdidas óptimo con el cambio de voltaje del Nivel de Tensión 2 a 25 kV, ya que se obtienen menores costos de AOM, así como niveles de pérdidas inferiores, lo que le conduce a recomendar una conversión del actual sistema de distribución. No obstante lo anterior, de acuerdo con el estudio, la conversión duraría aproximadamente 20 años y sería necesario realizar una inversión importante, cuya relación beneficio-costo sea positiva. El consultor presenta un cálculo de la relación beneficio-costo que sustenta su propuesta, pero dicho cálculo es muy sensible a variables como el costo de reposición de los activos a reemplazar y a las vidas útiles de los equipos. Con este grado de incertidumbre no se considera conveniente adoptar esta recomendación, teniendo en cuenta además que las reducciones de pérdidas adicionales por efecto del cambio de nivel de tensión no son porcentualmente significativas y que la reducción del nivel de pérdidas No Técnicas por efecto de este cambio, no aparece sustentado ni es claro.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda para el próximo período regulatorio calcular las pérdidas óptimas para una red de13.8 kV en Nivel de Tensión 2.

[10] La propuesta incluyó algunas sugerencias del estudio del consultor y los comentarios de los interesados sobre este estudio.

2.3.4.2 Asignación de Responsabilidades

De acuerdo con el estudio, las pérdidas Técnicas deben ser responsabilidad del operador de red (OR), en razón a que éste opera el sistema de distribución, situación sobre la cual el comercializador no tiene mayor injerencia.

En cuanto a las pérdidas No Técnicas, se recomienda que la gestión para el control de las conexiones ilegales sea responsabilidad del Distribuidor, mientras la gestión para el control de fraudes sea compartida entre el Distribuidor y el Comercializador.

Cuadro 2.3 – 11
Responsabilidades del Distribuidor

Concepto	Responsabilidad del Distribuidor
Pérdidas Técnicas	100%
Conexiones Ilegales	100%
Fraude	50%

Conexiones Ilegales: El distribuidor es el responsable de la red y es quien ejecuta las labores de reposición y mantenimiento, lo que le proporciona el conocimiento y acceso sobre conexiones ilegales. Las conexiones de este tipo normalmente son realizadas en la red de distribución y es el OR el que debe verificar que cada usuario que se conecte, cumpla con los requisitos de conexión y que toda la energía que circula por su red, pague los cargos de transporte. Estas conexiones generalmente son visibles a simple vista tanto en redes de Nivel de Tensión 1 como de Nivel de Tensión 2.

Fraude: Considerando que el fraude puede realizarse tanto en el medidor como en la red, la gestión del mismo es compartida por los dos agentes. El fraude puede consistir en alterar el medidor o la acometida, es decir que puede ser anterior (afecta al distribuidor) o posterior (afecta al comercializador) al medidor.

Zonas Rojas: Las pérdidas originadas por condiciones socioeconómicas relacionadas con el orden público, escapan al ámbito de la regulación.

Variables tales como el riesgo país dentro de la tasa de rentabilidad utilizada para el cálculo del cargo regulado para la actividad de distribución, pueden considerar estas situaciones.

2.3.4.3 Separación Pérdidas Técnicas y No Técnicas

Se reconoce que es necesario, como criterio de eficiencia, separar las pérdidas relacionadas con las características topológicas de las redes de las que se deben a

la gestión empresarial, de acuerdo con las responsabilidades que se recomienda asignar en el numeral anterior.

2.3.4.4 Separación Urbano – Rural

Dada las diferencias existentes en la topología de la red y en la composición de la demanda entre áreas urbanas y rurales, se propone acoger la recomendación del consultor, en el sentido de diferenciar las pérdidas Técnicas entre urbanas y rurales. Este mecanismo permite reflejar las características de las redes de cada operador.

La distribución urbana y rural utilizada se estimó a partir de la capacidad de transformación, información reportada a la CREG por los operadores de red para los indicadores de calidad[11].

2.3.4.5 Unificar los Niveles de Tensión 3 y 4

El consultor ha propuesto establecer un único factor de pérdidas para los dos niveles, basado en:

- La transformación no es secuencial, es decir, que no toda la energía que pasa hacia los Niveles de Tensión inferiores al 3, lo hace secuencialmente desde el STN, pasando por los Niveles de Tensión 4 y 3, y consecuentemente las pérdidas no necesariamente se acumulan en esos niveles de tensión.

- En Colombia la demanda en el Nivel de Tensión 4 es tan solo del orden del 8%, de tal forma que al adicionar los Niveles de Tensión 3 y 4, no se producirían grandes impactos tarifarios.

Sin embargo, los análisis de la Comisión permiten concluir que el impacto no es despreciable al unificar el nivel de pérdidas reconocido para los Niveles de Tensión 3 y 4, donde se encontró que para los usuarios conectados en Nivel de Tensión 4, una decisión en este sentido, tendría un efecto importante en la factura. Actualmente, las demandas conectadas al Nivel de Tensión 4, se refieren al STN utilizando un factor de 1,5%. Con la unificación, el factor para referir dichas demandas pasaría a ser 3.09%, es decir se duplicaría el factor de referencia, y adicionalmente se podría incentivar el incremento de la conexiones directas de los usuarios, actualmente conectados en el Nivel de Tensión 4, al STN. Esto puede derivar en una sobreinversión e ineficiencia económica.

2.3.4.6 Revisión del nivel de pérdidas.

El consultor propone que en la mitad del período tarifario se revisen los niveles de pérdidas reconocidos. Se considera por parte de la Comisión, que la determinación

[11] Como capacidad de transformación urbana se consideran los grupos de calidad 1, 2 y 3; y para el sector rural el grupo 4 de calidad.

de una senda al inicio del período tarifario, para llegar a las pérdidas óptimas, constituye una señal de largo plazo, tanto para el Distribuidor como para el Comercializador. Una señal de largo plazo le permite a los agentes diseñar estrategias coherentes con las señales regulatorias, racionalizando de esta manera sus decisiones empresariales. Este planteamiento es aún más relevante si se considera que los programas de reducción de pérdidas son de largo plazo. En consecuencia no se recomienda acoger la propuesta del consultor.

2.3.4.7 Nivel actual de pérdidas

El consultor en su análisis utiliza como pérdidas del 2001 un valor de 17.49%[12], valor obtenido a partir de una muestra parcial de empresas. Considerando esta situación la Comisión replicó el cálculo, incluyendo todas las empresas distribuidoras y comercializadoras[13], encontrando que el promedio ponderado del valor de pérdidas es 20.1%. Los resultados se presentan en el Anexo No. 1.

Se debe anotar que no se tiene mucha certidumbre sobre la información de pérdidas y que las cifras que se están presentado son las aportadas por las empresas.

2.3.5 Nivel de pérdidas Técnicas eficientes

De acuerdo con el estudio realizado, a partir de características típicas para los diferentes niveles de tensión, las pérdidas eficientes para el sector rural y urbano se distribuyen así:

Cuadro 2.3–12
Nivel De Pérdidas Técnicas Eficientes Por Nivel De Tensión (Sin Incluir Stn)

Nivel de Tensión	Rural	Urbano	Promedio
4	0.80%	0.70%	0.73%
3	1.59%	1.22%	1.35%
2	5.05%	1.53%	2.74%
1	5.36%	2.93%	3.76%

Fuente: Cifras del Consultor

Se considera que los Niveles de Tensión 3 y 4 son generalmente utilizados para transportar energías en grandes bloques y no para atender usuarios residenciales rurales finales, por esta razón no se hace esta diferenciación para los Niveles de Tensión 3 y 4, y se acogerá el nivel promedio de eficiencia que propuso el consultor (Nivel de Tensión 4 : 0.73% y Nivel de Tensión 3: 2.08%).

[12] Este promedio es el resultado derivado de los datos de pérdidas de energía reportados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos (SIVICO), así como de los registros de demanda comercial provistos por el ASIC. Es importante mencionar que cuando se hizo la simulación no se poseían los datos para todas las empresas y de allí el valor de 17,49%.
[13] Información del Sivico y reportada por las empresas a la CREG.

En el caso de los Niveles de Tensión 1 y 2 esta situación si es común, por lo que se propone hacer una separación de los niveles de pérdidas entre urbanas y rurales. Como criterio para determinar las zonas urbanas y rurales atendidas por las empresas, se utilizó la capacidad de transformación reportada para los indicadores de calidad.

Esta propuesta permite el reconocimiento de una condición de mercado al que se ven enfrentadas las empresas que ejecutan la actividad de distribución en las diferentes zonas del país.

De igual forma se propone una senda de reducción de pérdidas Técnicas en 5 años para todos los niveles de tensión. Con esta propuesta la Comisión estaría dando un período de ajuste a niveles de eficiencia, que alcanzará diez años (período 1998-2007).

2.3.6 Nivel Objetivo de pérdidas No Técnicas

Un planteamiento comúnmente aceptado es que solo deben reconocerse pérdidas Técnicas, sin embargo es conveniente considerar que aspectos tales como las condiciones socioculturales y económicas del país, hacen compleja la reducción inmediata del total de las pérdidas No Técnicas.

Se considera que el nivel de pérdidas No Técnicas para este sector, podrá ser eliminado en el largo plazo (20 años), de acuerdo con el lineamiento del consultor.
t
El reconocimiento de pérdidas No Técnicas solo se hará para el Nivel de Tensión 1, en razón a que en los otros niveles, las empresas tienen mayor posibilidad de gestión, por cuanto el número de usuarios es menor, como se puede observar en el siguiente cuadro, y las posibilidades de fraude se reducen:

Cuadro 2.3 –13
Número de usuarios por Nivel de Tensión

	USUARIOS	PARTIC %	CONSUMO	PARTIC %
NIVEL 1	7,916,939	99.906%	21,328,378	64%
NIVEL 2	6,391	0.081%	4,850,658	14%
NIVEL 3	1,000	0.013%	4,443,595	13%
NIVEL 4	56	0.001%	2,837,855	8%
TOTAL	7,924,386	100%	33,460,487	100%

Aunque es posible que existan diferencias en las pérdidas No Técnicas entre los sectores urbano y rural, no se propone esta separación ya que no se tiene dicha evidencia ni se cuenta con la información relevante para establecerlas.

Teniendo en cuenta las responsabilidades entre el comercializador y el operador de red por el control de las pérdidas No Técnicas, y que estas obedecen a un

comportamiento relacionado con la situación social, cultural y económica que hace que una proporción de los usuarios decida actuar ilegalmente a través de la defraudación de fluidos, lo cual requiere una gestión gradual de las empresas y de la sociedad misma, para eliminarlas, se reconoce como responsabilidad inicial de los agentes, dentro de la gradualidad de reducción de pérdidas No Técnicas, el 50% de las mismas, atribuidas tanto a conexiones ilegales como a fraude, con una disminución gradual de ese porcentaje en el mismo período mencionado anteriormente hasta llegar a las pérdidas de largo plazo.

En cuanto a las pérdidas por efecto de las fallas administrativas y de medida, no serán reconocidas dado que dichas causales son inherentes a la gestión de las empresas y de conformidad con el criterio de eficiencia económica definido en la Ley, no se pueden incluir en la tarifa.

2.3.7 Nivel de pérdidas a reconocer

2.3.7.1 Pérdidas Técnicas

Partiendo de las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 099/1997, y siguiendo los criterios definidos anteriormente, las pérdidas Técnicas para los Niveles de Tensión 1 y 2 se asignaron de acuerdo con la dispersión poblacional en las áreas urbanas y rurales. Es decir a partir de las pérdidas reconocidas regulatoriamente, se determinaron las equivalentes para estas dos áreas. Para ello se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$\%PT = \%ETU * \%PU + \%ETR * \%PR$$

$$\%PU = \%PT / (\%ETU + (\varphi) * ETR\%)$$

donde:

%PT: Pérdidas Totales
%ETU: Porcentaje de Carga Urbana
%ETR: Porcentaje de Carga Rural
%PU: Pérdidas equivalentes urbanas
%PR: Pérdidas equivalentes rurales
φ : Relación pérdidas eficientes rural / urbana (Nivel 2: 3,3 y Nivel 1: 1,83)

Los valores admitidos por nivel de tensión sin acumular, aplicando las fórmulas anteriores, son:

Cuadro 2.3-14
Pérdidas Técnicas Sin Acumular

Pérdidas Técnicas	Actuales	Equivalente	Eficiente
Nivel de Tensión 4	1.5%		0,73%
Nivel de Tensión 3	1.5%		1,35%
Nivel de Tensión 2			
Urbano	2%	1.38%	1.53%
Rural	2%	4.55%	5.05%
Nivel de Tensión 1			
Urbano	6%	5.11%	2.93%
Rural	6%	9.35%	5.36%

- Senda de Pérdidas Técnicas

a) Niveles de Tensión 3 y 4

La senda de pérdidas totales reconocidas al Distribuidor en los Niveles de Tensión 3 y 4 para el siguiente período tarifario, resulta de la aplicación de criterios planteados anteriormente:

a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente (1.5% para el Nivel de Tensión 3 y 1.5% para el Nivel de Tensión 4)
b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor (0.73% en el Nivel de Tensión 4 y 1.35% en el Nivel de Tensión 3)

De conformidad con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor, a reconocer en los Niveles de Tensión 3 y 4 [14] son:

Cuadro No. 2.3-15
Pérdidas Técnicas por Nivel de Tensión

Periodo	Nivel de Tensión 4	Nivel de Tensión 3
Año 0	1.35%	1.47%
Año 1	1.19%	1.44%
Año 2	1.04%	1.41%
Año 3	0.88%	1.38%
Año 4	0.73%	1.35%

En la siguiente gráfica se observa la gradualidad considerada del nivel de pérdidas Técnicas en los Niveles de Tensión 3 y 4.

[14] Las pérdidas acumuladas para todos los niveles de tensión no incluyen las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional.

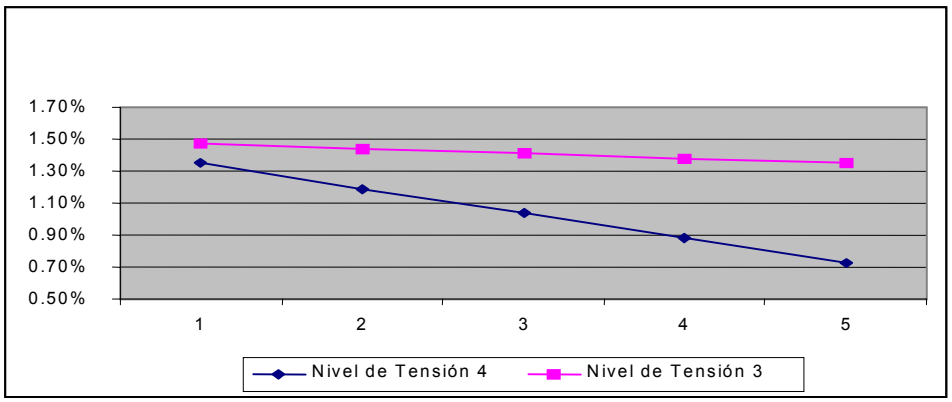


Figura 2.3-8
Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 3 y 4 (Sin Acumular)

b) Niveles de Tensión 1 y 2

Se reconocen niveles de pérdidas Técnicas en los Niveles de Tensión 1 y 2 de manera separada en el sector urbano y en el rural.

- **Urbano**

Al igual que en el punto anterior, los criterios definidos son los siguientes:

a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente. De acuerdo con el cuadro No. 2.3-14, la pérdidas en el sector urbano del Nivel de Tensión 1 son de 5.11% y en el Nivel de Tensión 2 son de 1.38%.

b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor para el Nivel de Tensión 1 (2.93%). En el caso del Nivel de Tensión 2, de manera inmediata se reconoce el nivel de pérdidas eficiente, señalado por el consultor (1.53%), el cual no presentará modificaciones en el período tarifario, dado que el equivalente del reconocido actualmente, es más exigente.

De acuerdo con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor para el sector urbano en los Niveles de Tensión 1 y 2 a reconocer, es la siguiente:

Cuadro No. 2.3- 16
Senda de Pérdidas Técnicas Sector Urbano Distribuidor

	NIVEL DE TENSIÓN 2 y 1	
Periodo	**Técnicas Nivel 2**	**Técnicas Nivel 1**
Año 0	1.53%	4.67%
Año 1	1.53%	4.24%
Año 2	1.53%	3.80%
Año 3	1.53%	3.37%
Año 4	1.53%	2.93%

En la siguiente figura se muestra la evolución del nivel de pérdidas para el sector urbano en los Niveles de Tensión 1 y 2.

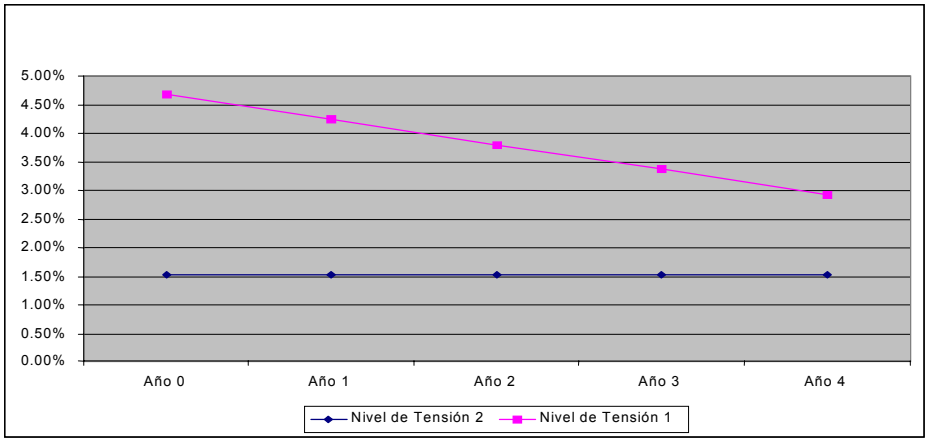


Figura 2.3-9 Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 1 y 2 – Sector Urbano (Sin Acumular)

- **Sector Rural**

Los criterios definidos son los siguientes:

a) El punto de partida son las pérdidas reconocidas actualmente. De acuerdo con el cuadro No. 2.3-14, las pérdidas en el sector rural del Nivel de Tensión 1 son de 9.35% y en el Nivel de Tensión 2 son de 4.55%.

b) En cinco años se debe llegar al nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor para el Nivel de Tensión 1 (5.36%). En el caso del Nivel de Tensión 2, de manera inmediata se reconoce el nivel de pérdidas eficiente, señalado por el consultor (5.05%), el cual no presentará modificaciones en el período tarifario, por la misma razón que se expuso en el caso urbano.

De acuerdo con lo señalado, la senda de pérdidas Técnicas al Distribuidor para el sector rural en los Niveles de Tensión 1 y 2 a reconocer son:

Cuadro No. 2.3 – 17
Senda Pérdidas al Distribuidor Sector Rural

	NIVEL DE TENSIÓN 2 y 1	
Período	**Técnicas Nivel 2**	**Técnicas Nivel 2**
Año 0	5.05%	8.55%
Año 1	5.05%	7.75%
Año 2	5.05%	6.95%
Año 3	5.05%	6.16%
Año 4	5.05%	5.36%

En la siguiente gráfica se muestra la gradualidad considerada del nivel de pérdidas Técnicas del sector rural en los Niveles de Tensión 1 y 2.

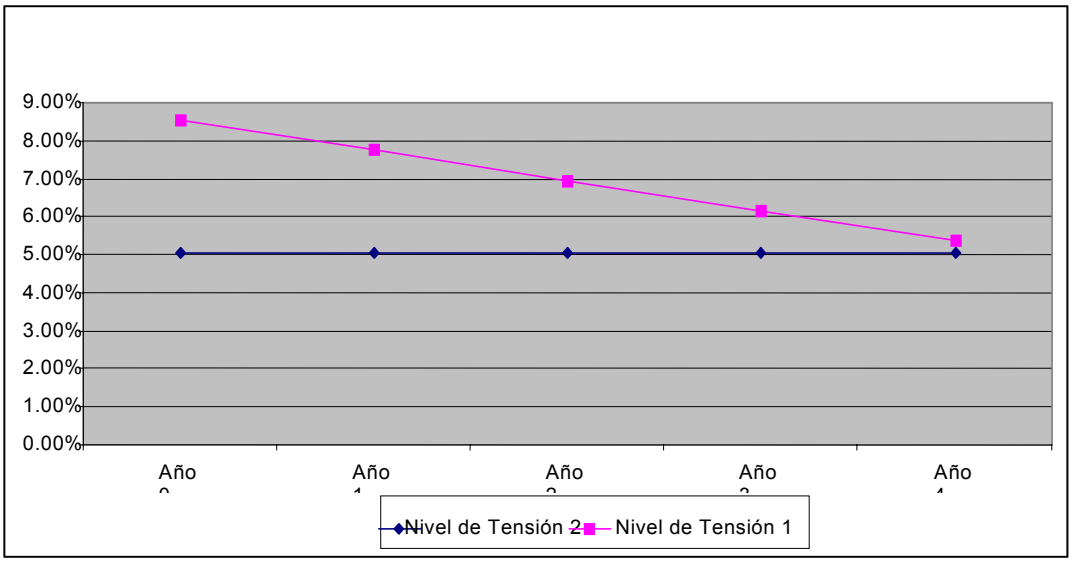


Figura 2.3-10
Senda de Pérdidas Técnicas Niveles 1 y 2 – Sector Rural (Sin Acumular)

2.3.7.2 Pérdidas No Técnicas

En el siguiente cuadro se encuentra la separación entre el Distribuidor y el Comercializador, de las actuales pérdidas No Técnicas, de acuerdo con los lineamientos dados anteriormente.

Cuadro No. 2.3-18
Porcentaje de Pérdidas No-Técnicas a Reconocer
Distribuidor

No Técnicas	Participación en perdidas No Técnicas totales	Porcentaje de pérdidas actuales	Porcentaje de pérdidas a reconocer al Distribuidor
Conexiones llegales	25%	2.28%	1.138%
Fraude	33%	3.00%	0.75%
Total estimado actual		9.1'%	1.89%

Las pérdidas totales No Técnicas estimadas en el cuadro anterior, se derivan de la diferencia entre las pérdidas técnicas actuales promedio nacional y las pérdidas totales del país. En el siguiente cuadro se muestra el cálculo de las pérdidas técnicas, las cuales arrojan una cifra cercana a las pérdidas reconocidas regulatoriamente al distribuidor, razón por la cual se partió del 11% para calcular las pérdidas No-Técnicas.

Cuadro No. 2.3-18
Porcentaje Técnicas Actuales

NIVELES	Pérdidas Urbanas	Pérdidas Rurales	Ponderador Urbano	Ponderador Rural
Pérdidas STN	2			
4	0.968	1.375	0.9196	0.06875
3	2.186	3.132	2.0767	0.1566
2	1.5	7	1.206	1.372
1	3.2	7.2	2.528	1.512
			6.7303	3.10935
TOTAL				11.84

- Senda para las pérdidas No Técnicas

De acuerdo con lo explicado anteriormente, se construye una senda de reducción de 20 años para llegar a un nivel de pérdidas No Técnicas óptimo, que a continuación se presenta para el período.

Cuadro No. 2.3 – 19
Senda de Pérdidas No Técnicas

Período	Distribuidor
Año 0	1.79%
Año 1	1.70%
Año 2	1.61%
Año 3	1.51%
Año 4	1.42%

2.3.8 Pérdidas totales Urbanas reconocidas al Distribuidor Nivel de Tensión 1.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, las pérdidas totales urbanas en el Nivel de Tensión 1 reconocidas al Distribuidor sin incluir STN son:

Cuadro No. 2.3 – 20
Pérdidas Urbanas a Reconocer al Distribuidor
Nivel de Tensión 1

Período	Técnicas y No Técnicas sin Acumular
Año 0	6.47%
Año 1	5.94%
Año 2	5.41%
Año 3	4.88%
Año 4	4.35%

Las pérdidas totales rurales reconocidas en el Nivel de Tensión 1 al Distribuidor, sin incluir STN son:

Cuadro No. 2.3 – 21
Pérdidas Rural a Reconocer al Distribuidor
Nivel de Tensión 1

Periodo	Técnicas y No Técnicas sin Acumular
Año 0	10.34%
Año 1	9.45%
Año 2	8.56%
Año 3	7.67%
Año 4	6.78%

La senda de pérdidas totales acumuladas a reconocer al Distribuidor en el Nivel de Tensión 1 en las áreas urbanas y rurales se presenta gráficamente como sigue:

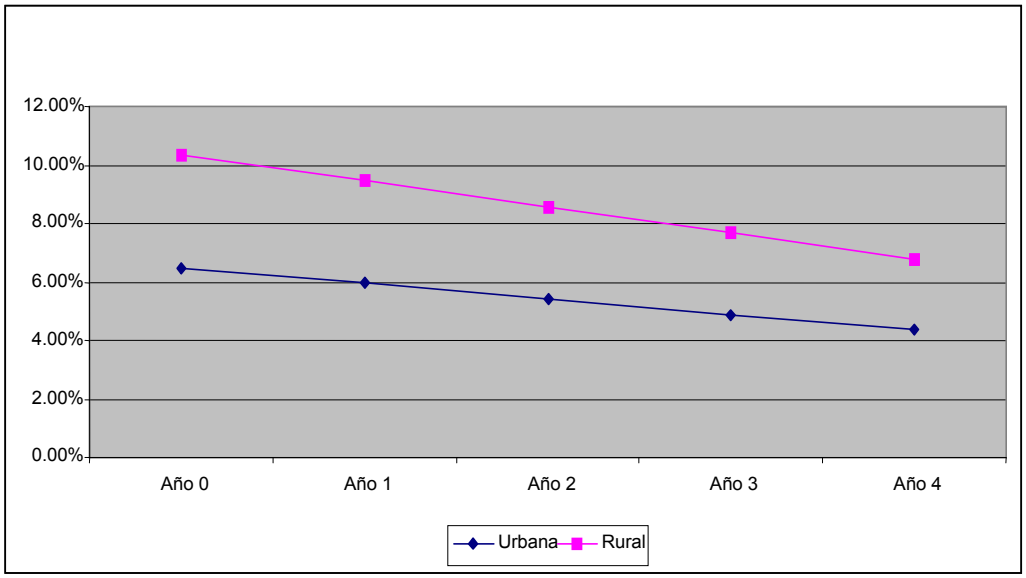


Figura 2.3-11 Senda de Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión Urbana y Rural

2.3.9 Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor

En los Niveles de Tensión 1 y 2, las pérdidas totales incluirán el promedio ponderado entre las pérdidas urbanas y rurales[15] así:

$$\%PTDi_{1t} = (\%\ PDu_j)*(\%PRUD_{1t}) + (\ \%PRu_j)*(\%PRRD_{1t}) + \%PRNTD_{1t}$$

donde:

$\%PTDi_{1t}$: Pérdidas Totales del Distribuidor i acumuladas en el nivel de tensión *1,* en el año *t*

$\%PRUD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector urbano en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión *1,* en el año *t*

$\%PRRD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector rural en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión *1,* en el año *t*

$\%PRNTD_{1t}$: Pérdidas No Técnicas Reconocidas para en Distribución en el nivel de tensión *1,* en el año *t*

$\%PDu_i$: Porcentaje de capacidad de transformación urbana. Ver Anexo No 3.

$\%PR_i$: Porcentaje de capacidad de transformación rural. Ver Anexo No 3.

Para cada operador de red se estimarán las pérdidas reconocidas por nivel de tensión y el acumulado tendiendo en cuenta la senda establecida por la comisión y la composición de su mercado.

[15] En el Anexo No. 3 se encuentran los ponderadores de urbano y rural

El porcentaje de pérdidas a reconocer obtenido para cada Distribuidor, será utilizado para estimar los cargos en cada nivel de tensión teniendo además en cuenta el flujo de energía que las empresas envíen para el cálculo de los cargos por uso.

2.4. REMUNERACIÓN DEL CAPITAL

La tasa de retorno sobre el capital invertido definida por la CREG se utiliza en la determinación de las tarifas reguladas para el servicio de distribución de energía eléctrica. En consecuencia, la definición de dicha tasa debe ser consistente con la metodología a utilizar en la definición de las tarifas respectivas y en particular con el período de vigencia y el tratamiento de los valores y flujos de efectivo a los que se asocia, considerando aspectos tales como el tratamiento de los impuestos (vía tasa o vía flujos de efectivo), el valor que se reconoce regulatoriamente de los activos a remunerar, la vida útil de los mismos y los elementos que componen los costos y gastos eficientes propios de la prestación del servicio.

A este respecto, en la Resolución CREG-080 de 2000 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos de dicha actividad.

En general, los principios y criterios establecidos en las mencionadas resoluciones, y que sirven de base a la metodología de cálculo de la tasa de retorno que ha sido propuesta por la Comisión, responden a una regulación del tipo price cap o precio máximo para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. En la propuesta regulatoria prevista para distribución de energía eléctrica se ha contemplado también, para ciertos activos, la utilización de una metodología de ingreso máximo o revenue cap que supone una valoración diferente de la tasa de retorno.

La metodología adoptada por la CREG utiliza un enfoque económico de los ingresos requeridos por las empresas, basado en el flujo de fondos e independiente de las convenciones contables. Una discusión sobre la equivalencia y diferencias con un enfoque contable se encuentra en CEER (principios tarifarios, Ref. 15). Para la determinación de los ingresos requeridos en cada tipo de regulación, se calcula el flujo de efectivo (fondos) que reconoce a las empresas ingresos destinados al cubrimiento de los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración, al pago de impuestos y a remunerar el capital invertido en los activos, valorados a costo de reposición a nuevo para una vida útil promedio estimada de 20 años.

Para establecer una tasa de retorno apropiada para la determinación de tarifas reguladas es necesario estimar el costo de oportunidad del capital. Para efectos de cálculo, se estima el costo de capital como el promedio ponderado del costo de sus fuentes, es decir, del costo de la deuda y del costo del capital propio. El resultado se conoce como costo promedio ponderado de capital ó WACC. La metodología adoptada por la Comisión esta descrita en detalle en el documento CREG 022 de

2002 "*COSTO PROMEDIO DE CAPITAL: METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS COMBUSTIBLE POR REDES".*

2.4.1 Costo de capital en esquemas regulatorios por Precio Máximo (Price Cap) e Ingreso Máximo (Revenue Cap)

Cuando se invierte en un activo particular se consideran dos clases de riesgos: uno asociado específicamente con la firma y el otro con el mercado. Los inversionistas pueden eliminar el primero con técnicas de diversificación de portafolios. No obstante el segundo, más conocido como riesgo del sistema, no puede ser superado en la medida que es el riesgo normal que enfrentan todas las firmas por estar en un mismo mercado.

Los riesgos de mercado están asociados con los ciclos económicos. Una recesión afecta a todas las firmas de alguna manera. En el Capital Asset Price Model (CAPM) los betas cuantifican el grado de sensibilidad de la firma a estos riesgos sistemáticos o de mercado. Un mayor beta significa mayor sensibilidad de la firma a este tipo de riesgo.

Dependiendo de la estructura regulatoria, las firmas enfrentan mayores o menores riesgos de mercado y consecuentemente diferentes costos de capital. En general, hay consenso en que los sistemas puros por precio máximo[16] implican mayores riesgos de mercado, que otros como por tasa de retorno y por ingreso máximo[17]. La razón principal es que en los esquemas de precio máximo todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda es asumido por la firma[18]. Dicha condición fue aceptada por la comisión cuando se adoptó la tasa de descuento contenida en la resolución CREG 013 de 2002 que contiene un ajuste en el beta inicialmente encontrado por efecto del tipo de regulación aplicable, es decir price cap.

Los efectos de los diferentes esquemas regulatorios en los niveles de riesgo que enfrenta la firma, pueden ser ilustrados a partir de la siguiente fórmula:

$\pi = PQ - Cx(Q)\ Cn(Q)$

Donde:	π	=	Beneficio de la empresa
	P	=	Precio por unidad
	Q	=	Cantidades vendidas
	PQ	=	Ingreso obtenido
	Cx	=	Costos exógenos (no controlables)

[16] Existen también price caps con costos pass through

[17] Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, an International Comparison. Ian Alexander, Colin Mayer and Helen Weeds. The World Bank, Private Sector Development Department, December 1996.

[18] Una manera usual de notar este esquema regulatorio es así: RPI – X en donde el primer factor es un índice de inflación para actualizar los precios y el segundo factor es una productividad periódica que se traslada al usuario.

Cn = Costos endógenos (controlables)

Cuadro No. 2.4 –1
Efectos de los Diferentes Esquemas Regulatorios en los Nivels de Riesgo

Sistema regulatorio	Aspectos considerados en la regulación	Aspectos no considerados en la regulación
Price Cap	P	Q Cx Cn
Price cap with cost pass - trough	P Cx	Q Cn
Revenue cap	PQ	Cx Cn
Rate of return regulation	P Q Cx Cn	

2.4.2 Regulación por precio máximo

En sistemas puros por precio máximo se establecen precios eficientes por períodos de tiempo prolongados, usualmente de cinco años. En estos esquemas, la firma tiene un incentivo a mejorar eficiencia (reducir costos) para obtener mayores ganancias.

En los sistemas de price cap, en razón a que los precios no se ajustan automáticamente, la exposición al riesgo es mayor y el retorno que esperan los inversionistas es consecuentemente mayor. La firma asume todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda.

2.4.3 Regulación por ingreso máximo

Los sistemas por ingreso máximo limitan el ingreso de la firma a través de ajustes periódicos en el nivel de precios.

Los riesgos de mercado que enfrentan las firmas en este tipo de regulación son menores que los que se evidencian en sistemas de precio máximo, porque los precios son ajustados para mantener el ingreso de la firma. En otras palabras, se eliminan las fluctuaciones de demanda.

2.4.4 Ajuste del Beta

Las estimaciones obtenidas del valor de Beta se refieren al mercado de los Estados Unidos. La utilización de un Beta internacional, reapalancado según la estructura de capital local, representa una medida adecuada del riesgo inherente en la industria para mercados emergentes (Copeland, 1995).

La diferencia principal con respecto a la referencia utilizada radica en el tipo de regulación a la que están expuestas las empresas consideradas, que es predominantemente regulación por tasa de retorno en Estados Unidos. En

consecuencia, para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación como se explica a continuación.

En la fuente seleccionada, se han tomado los valores de Beta desapalancados correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica (SIC 491) y gas natural (SIC 4924) respectivamente (Ibbotson, 2001)[19], los cuales se ajustan de acuerdo con los siguientes criterios:

- En distribución de energía eléctrica se prevé una remuneración por ingreso máximo (*revenue cap*) para activos en niveles superiores de tensión, en este caso no se realiza ajuste alguno ya que este tipo de regulación define un perfil de riesgo inclusive menor a aquel asociado con una regulación por tasa de retorno.

- Para el ajuste correspondiente a los activos que serán remunerados por precio máximo (*price cap*) se han considerado las diferencias entre tipos de regulación dentro de un mismo sector y en un mismo país. Específicamente un ajuste igual a 0.2, diferencia encontrada en un estudio para empresas de telecomunicaciones en Estados Unidos (Visintini, 1998). Para regulación por precio máximo se ajusta entonces el valor del Beta sumando 0.2 al valor desapalancado[20].

Debe considerarse que las industrias con tarifas reguladas, como es el caso de los Servicios Públicos o *Utilities,* tienen un riesgo más bajo que el promedio del mercado y por tanto valores de Beta inferiores a 1.0, debido a que no están expuestas a variaciones en el nivel de precios (Alexander, 1996). Una vez se efectúa el ajuste del Beta, la prima por riesgo del negocio se calcula utilizando formulaciones matemáticas (Ver documento CREG 022 de marzo de 2002).

En la Resolución CREG-013 de 2002, la tasa de retorno, en términos reales antes de impuestos, para la actividad de energía eléctrica en el próximo período tarifario es 16.06% Con la misma metodología que se encuentra detallada en el documento CREG 022 de 2002, usando los mismos parámetros y sin el ajuste del beta en 0.2, la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos para la actividad de energía eléctrica correspondiente a una regulación por ingreso máximo (revenue cap) es 14.06%.

El siguiente cuadro muestra la estimación de la tasa para ambos casos:

[19] Valores reportados a Junio de 2001.
[20] Como se menciona anteriormente, regulaciones por precios máximos transfieren riesgos de demanda y de cambios bruscos en costos a las firmas. Consecuentemente los inversionistas esperan un mayor retorno en la inversión.

Cuadro No. 2.4 –2
Cálculo del Costo de Capital en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica

COSTO DE CAPITAL DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA			
Cálculo Decisión CREG			
Regulación vía Precio Máximo		Regulación vía Ingreso Máximo	
Inflación USD =	2.60%	Inflación USD =	2.60%
Tasa de Impuestos =	35%	Tasa de Impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		ESTRUCTURA DE CAPITAL	
Deuda =	40%	Deuda =	40%
Capital Propio =	60%	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		COSTO DE LA DEUDA	
Costo Real =	7.60%	Costo Real =	7.60%
Costo Nominal =	10.40%	Costo Nominal =	10.40%
Costo después de impos. =	**6.76%**	Costo después de impos. =	**6.76%**
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		COSTO DEL CAPITAL PROPIO	
Beta (Ibbotson 491) =	0.15	Beta (Ibbotson 491) =	0.15
Ajuste de Beta =	0.20	Ajuste de Beta =	0.00
Beta desapalancado =	0.35	Beta desapalancado =	0.15
Beta apalancado =	0.502	Beta apalancado =	0.215
Prima riesgo mercado =	7.80%	Prima riesgo mercado =	7.80%
Prima riesgo negocio =	3.91%	Prima riesgo negocio =	1.68%
Prima riesgo país =	6.19%	Prima riesgo país =	6.19%
Tasa libre de riesgo =	6.07%	Tasa libre de riesgo =	6.07%
	16.17%		**13.94%**
COSTO PROMEDIO PONDERADO		COSTO PROMEDIO PONDERADO	
WACC USD d. imp. =	12.41%	WACC USD d. imp. =	11.07%
WACC USD a. imp. =	19.09%	WACC USD a. imp. =	17.02%
WACC real a. imp. =	**16.07%**	**WACC real a. imp. =**	**14.06%**

2.5. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN ACTIVOS DE NIVEL 1. (MOTIVACIÓN, SECUENCIA DEL ANÁLISIS Y RESULTADOS)

2.5.1 Introducción

Con base en los comentarios recibidos por empresas del sector respecto a la propuesta de cargos por uso del STR y/o SDL del Nivel de Tensión 1 efectuada en noviembre del presente año, e igualmente, en la revisión de la información base usada para los cálculos de los cargos en mención, se han efectuado las modificaciones relevantes frente a la propuesta metodológica presentada a consulta, y se han encontrado los valores eficientes resultantes.

Los cambios efectuados frente a la propuesta del documento anterior, publicado en diciembre de 2002, se resumen así:

- Utilización de la totalidad de la muestra.

- Cálculo de cargos, usando las cargas existentes encontradas en el muestreo, asignándoles un transformador eficiente.

- Reconsideración de los costos de administración, mantenimiento y operación asignables al Operador de Red.

En este numeral se presenta el resumen de los análisis adelantados por la Comisión para la determinación de los cargos máximos que aplicarán durante el siguiente período tarifario a los activos del Nivel de Tensión 1 utilizados en la actividad de distribución de energía eléctrica (2003-2007).

2.5.2 Descripción General de los Ajustes

Teniendo en cuenta los comentarios y los análisis internos, se han efectuado los cambios en el modelaje presentado en noviembre del 2002, sobre los cargos máximos de Nivel de Tensión 1, como se muestra a continuación:

2.5.2.1 Totalidad de la muestra.

El primer paso de la metodología consideró la identificación de los circuitos típicos de distribución secundaria, de conformidad con los resultados del estudio adelantado para la CREG por la firma Consultoría Colombiana.

Existieron comentarios acerca de la inconveniencia del uso de circuitos típicos para la determinación de los cargos, dadas las posibles diferencias entre OR, asociadas con topologías regionales, aduciendo que se podría favorecer a quienes enfrentan costos inferiores a los presentados por los circuitos típicos, por contar con una topología de redes promedio en mejores condiciones que las consideradas en cada circuito típico, desfavoreciendo por el mismo motivo a los OR que se encontraban en condiciones menos favorables.

Con el fin de verificar la validez de la hipótesis planteada por los OR, y dado que la muestra efectuada por Consultoría Colombiana tiene un nivel de confianza del 95%, se consideró conveniente usar la totalidad de la información contenida en la muestra para el cálculo de los cargos por uso del Nivel de Tensión 1.

Para usar dicha muestra, fue necesaria una revisión, complementación y depuración de algunos datos, con el fin de homogenizar la base de cálculo. De esta manera, sobre la base de datos de la muestra diseñada por Consultoria Colombiana, se efectuaron los siguientes procedimientos:

- Para algunos de los circuitos muestreados en los que, principalmente por razones de orden público, no fue posible la medición de la carga del transformador o la misma no se realizó en las horas de la punta 1, fue

necesario asociar la carga de los mismos con el producto de la capacidad nominal por el factor de utilización (0,42). Este factor corresponde al mostrado por el percentil 75 del total de los transformadores en los que si se midió la carga, excluyendo aquellos con dedicación exclusiva y carga inferior al 10% de su capacidad nominal. Estos últimos se excluyeron por considerarse datos explicablemente atípicos dentro de la muestra.

- De la muestra inicial, se excluyeron igualmente algunas unidades por considerar que presentaban inconsistencia en la información.

- Para las líneas y transformadores subterráneos, fue conveniente asociar todos los transformadores como trifásicos.

2.5.2.2 Carga existente y asignación de transformador eficiente

En la metodología propuesta anteriormente, junto con los circuitos típicos allí definidos, se presentó una asignación de carga eficiente para cada tipo de transformador de cada circuito típico.

Aunque el objetivo era definir el flujo eficiente de energía a transportar por un circuito adecuado, al momento de encontrar la carga adecuada para cada transformador, la metodología no modificaba otros parámetros como la longitud del circuito secundario ajustada a cada carga eficiente encontrada, de tal manera, que en caso de que la carga eficiente del transformador fuera mayor a la carga medida en sitio, implícitamente debía suponerse un crecimiento en el número de usuarios, y ya que la longitud definida no era ajustada a mayor valor cuando la carga eficiente era mayor, se permitía una descompensación entre los costos asociados con el transformador y las redes necesarias para transportar esa carga eficiente.

Para eliminar esta incongruencia, se consideró necesario mantener la topología de la red de la muestra para la atención de una demanda determinada, obviando el posible error del cambio en extensión de redes, usando la demanda medida y registrada en la muestra[21] para el cálculo de los cargos, pero asignándole el transformador de menor valor que cubriera esa carga.

Las bases de datos, los cálculos y los resultados están contenidos en el archivo denominado “Costos medios Nivel 1” de Diciembre de 2002. Los resultados resultado son los siguientes:

[21] En los casos donde no se efectuó medición, se complementó la información, calculando la demanda mediante el producto de la capacidad real por el factor de utilización de 0,42 explicado anteriormente.

COSTO MEDIO DE INVERSION RURAL ($/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 5	2,079	93,162.8595	93,162.8595	93,162.8595	93,162.8595	93,162.8595	93,162.8595
5 - 10	24,383	1,124,662.9910	1,709,108.7095	1,886,685.7452	2,472,885.9322	3,884,570.8519	4,979,084.5287
10 - 15	46,673	1,799,136.6364	2,188,533.0706	3,171,980.1313	4,028,603.2090	5,350,085.6809	12,318,015.3011
15 - 20	2,284	40,541.5698	40,541.5698	40,541.5698	40,541.5698	40,541.5698	40,541.5698
20 - 25	21,695	619,898.8862	717,669.4382	882,603.4587	1,084,582.0900	1,522,709.2129	2,688,536.4454
25 - 30	12,451	177,647.4013	217,658.3205	240,512.6070	303,344.8028	598,735.8315	1,674,842.8086
30 - 37.5	8,336	147,565.2809	157,834.6083	172,393.7777	198,728.0327	240,545.2069	334,331.0577
37.5 - 45	5,068	40,048.6458	40,048.6458	40,048.6458	50,501.7264	97,126.7658	133,298.7246
45 - 50	5,989	110,026.5336	115,526.2089	158,194.4035	180,481.4764	201,918.3674	201,918.3674
50 - 75	6,648	78,113.1809	102,409.1689	113,879.9060	127,765.4473	199,376.6033	218,094.1050
75 - 100	582	13,622.0350	13,622.0350	13,622.0350	13,622.0350	13,622.0350	13,622.0350
100 - 112.5	1,134	7,861.9027	8,404.6099	8,404.6099	11,818.9493	40,798.6948	40,798.6948
112.5 - 500	1,786	3,300.2188	3,300.2188	3,300.2188	3,300.2188	3,300.2188	3,300.2188
PROMEDIO PONDERADO	139,108	30.5920	**38.8750**	49.0650	61.8896	88.3234	163.4669

COSTO MEDIO DE INVERSION URBANA ($/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 10	3,859	96,401.2175	101,922.9323	137,581.4760	174,095.3095	187,726.0387	200,241.1079
10 - 15	12,682	405,753.6940	487,362.2999	555,122.2303	591,313.2791	832,575.2594	3,033,148.2065
15 - 20	1,477	22,369.4252	22,369.4252	22,369.4252	22,369.4252	22,369.4252	22,369.4252
20 - 25	10,482	171,214.4371	181,424.2698	222,794.6025	330,439.9729	588,344.6338	1,634,347.2294
25 - 30	15,429	295,145.7504	334,337.5330	378,024.3040	509,192.2199	705,957.3270	1,260,789.6906
30 - 37.5	17,995	218,116.5489	243,689.9212	281,287.6617	447,133.2746	600,779.8469	868,398.3786
37.5 - 45	10,664	169,997.3384	212,361.2222	225,293.4434	246,278.8734	300,101.4971	654,541.5176
45 - 50	13,915	136,429.0581	161,832.3554	215,764.7530	310,593.9295	466,602.3672	1,190,902.6072
50 - 75	43,910	529,769.1794	577,262.0220	639,240.3090	846,500.7545	1,052,302.8980	1,826,422.9398
75 - 100	2,731	19,466.9352	20,369.8741	20,369.8741	36,730.8398	36,730.8398	36,730.8398
100 - 112.5	10,059	100,124.6100	110,265.0517	134,906.3777	146,181.4984	184,392.6100	399,953.0371
112.5 - 150	18,668	138,277.8888	152,131.0674	161,051.7115	199,377.8463	273,137.3826	307,862.9079
150 - 160	780	5,967.5811	5,967.5811	5,967.5811	5,967.5811	5,967.5811	5,967.5811
160 - 167	17	40.4723	40.4723	40.4723	40.4723	40.4723	40.4723
167 - 225	5,103	15,203.0099	15,203.0099	15,203.0099	15,203.0099	15,203.0099	15,203.0099
PROMEDIO PONDERADO	167,771	13.8539	**15.6555**	17.9710	23.1352	31.4252	68.2890

COSTO MEDIO DE MANTENIMIENTO RURAL ($/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 5	2,079	6,324.0925	6,324.0925	6,324.0925	6,324.0925	6,324.0925	6,324.0925
5 - 10	24,383	138,539.5091	227,557.4653	394,645.2358	526,046.8408	850,612.1339	1,262,974.7248
10 - 15	46,673	253,497.4861	358,492.9331	479,576.1099	719,535.9745	1,232,705.3600	3,355,582.8333
15 - 20	2,284	2,590.0520	2,590.0520	2,590.0520	2,590.0520	2,590.0520	2,590.0520
20 - 25	21,695	65,962.9755	81,303.3671	118,028.3198	172,732.9620	247,318.1011	745,937.4275
25 - 30	12,451	11,388.3336	18,883.0179	19,495.7875	24,453.6509	54,535.0696	377,586.5039
30 - 37.5	8,336	15,609.2600	20,149.0794	21,760.2509	28,861.3401	29,637.0894	55,296.4875
37.5 - 45	5,068	2,554.2681	2,554.2681	2,554.2681	3,556.5245	9,829.7914	15,100.8019
45 - 50	5,989	8,150.6432	8,785.6457	11,841.4636	18,381.1321	19,233.6190	19,233.6190
50 - 75	6,648	7,205.9660	9,368.6063	11,623.7340	11,837.8869	23,152.2950	23,231.0899
75 - 100	582	2,908.5363	2,908.5363	2,908.5363	2,908.5363	2,908.5363	2,908.5363
100 - 112.5	1,134	288.5153	353.2632	353.2632	882.0894	1,532.3546	1,532.3546
PROMEDIO PONDERADO	137,322	3.7505	5.3835	7.8043	11.0551	18.0625	42.7339

COSTO MEDIO DE MANTENIMIENTO URBANO ($/kWh) (percentiles)							
Capacidad de transformador (kVA)	No. Transformadores (julio 2002)	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
0 - 10	3,859	1,391.3840	1,488.6705	2,050.3070	2,729.0205	3,284.2383	3,657.5214
10 - 15	12,682	7,666.5104	11,471.3463	13,825.5138	19,144.5523	25,384.9448	126,762.4567
20 - 25	10,482	3,052.2868	4,140.1866	5,211.2972	6,902.5246	17,632.4453	65,954.3875
25 - 30	15,429	4,909.0328	6,459.4295	8,533.9340	9,398.3108	15,103.1980	41,652.6307
30 - 37.5	17,995	4,791.6208	5,014.9226	6,220.7524	11,385.4207	18,107.6951	20,814.9338
37.5 - 45	10,664	2,364.3675	3,148.0046	4,504.5901	4,640.4275	6,238.3084	15,653.2065
45 - 50	13,915	2,607.7570	3,898.7054	5,058.6881	6,542.7793	10,017.3731	31,544.9260
50 - 75	43,910	9,677.4399	11,448.6141	13,240.4558	18,317.6141	24,625.9014	36,894.8265
75 - 100	2,731	195.4511	224.3623	224.3623	761.7713	761.7713	761.7713
100 - 112.5	10,059	1,220.6797	1,459.6181	2,285.6087	2,623.0043	3,331.7454	8,337.7582
112.5 - 150	18,668	1,186.6416	1,437.5905	2,242.1383	2,692.5924	4,448.0093	5,607.8666
150 - 160	780	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353	102.0353
PROMEDIO PONDERADO	161,174	0.2430	0.3120	0.3940	0.5289	0.8006	2.2196

REDES SUBTERRANEAS

COSTO DE INVERSION ($/kWh) (Percentiles)

Capacidad Transformador (kVA)	p_10	p_20	p_30	p_40	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
25	53.8325	53.8325	53.8325	53.8325	144.5412	235.2499	235.2499	235.2499	235.2499	235.2499
37.5	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637	156.2637
75	12.8945	12.8945	12.8945	16.1272	16.1272	16.1272	73.4374	73.4374	73.4374	73.4374
112.5	20.3662	20.3662	20.3662	23.2594	23.2594	23.2594	61.6324	61.6324	61.6324	61.6324
150	18.3657	18.3657	19.9649	19.9649	27.7199	35.4748	35.4748	50.8479	50.8479	50.8479
PROMEDIO	17.2088	17.2088	17.7419	19.7838	22.3688	24.9538	56.8482	61.9726	61.9726	61.9726

COSTO DE MANTENIMIENTO ($/kWh) (Percentiles)

Capacidad Transformador (kVA)	p_10	p_20	p_30	p_40	p_50	p_60	p_70	p_80	p_90	p_100
25	0.1770	0.1770	0.1770	0.1770	0.2923	0.4076	0.4076	0.4076	0.4076	0.4076
37.5	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581	0.2581
75	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.0590	0.1068	0.1068	0.1068	0.1068
112.5	0.0393	0.0393	0.0393	0.0430	0.0430	0.0430	0.0756	0.0756	0.0756	0.0756
150	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0295	0.0591	0.0591	0.0591
PROMEDIO	0.0426	0.0426	0.0426	0.0438	0.0438	0.0438	0.0706	0.0805	0.0805	0.0805

Grupo	Capacidad	# de Transformadores (Julio de 2002)
RURAL	0 - 5	2079
RURAL	10 - 15	46673
RURAL	100 - 112.5	1134
RURAL	112.5 - 500	1786
RURAL	15 - 20	2284
RURAL	20 - 25	21695
RURAL	25 - 30	12451
RURAL	30 - 37.5	8336
RURAL	37.5 - 45	5068
RURAL	45 - 50	5989
RURAL	5 - 10	24383
RURAL	50 - 75	6648
RURAL	500 - 9999	2230
RURAL	75 - 100	582
URBANO	0 - 10	3859
URBANO	10 - 15	12682
URBANO	100 - 112.5	10059
URBANO	1000 - 9999	452
URBANO	112.5 - 150	18668
URBANO	15 - 20	1477
URBANO	150 - 160	780
URBANO	160 - 167	17
URBANO	167 - 225	5103
URBANO	20 - 25	10482
URBANO	225 - 1000	6678
URBANO	25 - 30	15429
URBANO	30 - 37.5	17995
URBANO	37.5 - 45	10664
URBANO	45 - 50	13915
URBANO	50 - 75	43910
URBANO	75 - 100	2731
Total general		316239

PERCENTIL 50 ($/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	30.5920	3.7505	**34.3424**
URBANO	13.8539	0.2430	**14.0969**
SUBTERRANEO	22.3688	0.0438	**22.4127**

PERCENTIL 60 ($/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	38.8750	5.3835	**44.2585**
URBANO	15.6555	0.3120	**15.9675**
SUBTERRANEO	24.9538	0.0438	**24.9976**

PERCENTIL 70 ($/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	49.0650	7.8043	**56.8693**
URBANO	17.9710	0.3940	**18.3650**
SUBTERRANEO	56.8482	0.0706	**56.9188**

PERCENTIL 80 ($/kWh)			
RESULTADOS	INVERSION	MANTENIMIENTO	TOTAL
RURAL	61.8896	11.0551	**72.9447**
URBANO	23.1352	0.5289	**23.6641**
SUBTERRANEO	61.9726	0.0805	**62.0531**

2.5.2.3 Reconsideración de los costos de AOM

Como parte de los datos de entrada al modelo, se encuentran los costos AOM, considerando para la propuesta anterior un costo global para cada transformador.

Para efectos de dar mayor claridad al modelo e incluir variables detalladas de redes, se han separado los costos de AOM del transformador de aquellos asociados con las redes, variabilizándolos con la energía asociada.

A continuación se presentan los costos estimados e incluidos en el modelamiento, simulando los costos de AOM de una empresa con 70.000 transformadores urbanos y 50.000 transformadores rurales, considerando una amplia desagregación de eventualidades y los costos correspondientes imputados al mantenimiento adecuado para transformadores y líneas en cada caso, asociando finalmente los costos por unidad de transformador urbano o rural.

El valor de mantenimiento considerado para el Nivel de Tensión1 incluye cambio de pararrayos y fusibles, incluyendo su suministro y labores de inspección, limpieza de servidumbres, poda de árboles y prueba de rutina de aceite en transformadores.

Este mantenimiento no incluye el reemplazo de pararrayos tipo estación, ni la reposición de la red y de los transformadores (aisladores, cables, postes, crucetas, vientos, cajas primarias de los transformadores, etc). esta aclaración es particularmente importante para establecer las responsabilidades del OR frente al mantenimiento que debe hacer sobre los activos de terceros.

Cuadro No. 2.5–1
Costos Estimados e Incluidos en el Modelamiento de los costos de AOM

EMPRESA CON 70.000 TRANSFORMADORES URBANOS	
LIMPIEZA DESCOPADO	
trabajadores	300.00
Salario básico trabajador/mes	500,000.00
salario/trabaj/mes	1,200,000.00
Costo transporte/dia/cuadrilla	100,000.00
Herramientas y equipos/mes	44,444.44
total costos trabajador/mes	1,244,444.44
Número de trafos	70,000.00
Número de trafos atendi/trabaj/dia	0.93
Número de metros/trabaj/dia	296.30
Número de metros/trabaj/hora	32.92
metrosde red sec/traf	320.00
metros red sec mantenido/año	2,240,000.00
metros red sec/trabaj/dia	296.30
Número de trabaj/cuadrilla	5.00
Número de trafos/cuadrilla/dia	4.63
metros red/cuadrilla/dia	1,481.48
Número de cuadrillas	60.00
Costo anual mto	599,200,000.00
Costo anual /trafo	**8,560.00**

EMPRESA CON 50.000 TRANSFORMADORES RURALES	
LIMPIEZA DESCOPADO	
trabajadores	120.00
Salario básico trabajador/mes	500,000.00
salario/trabaj/mes	1,200,000.00
Costo transporte/dia/cuadrilla	100,000.00
Herramientas y equipos/mes	83,000.00
total costos trabajador/mes	1,283,000.00
Número de trafos	50,000.00
Número de trafos atendi/trabaj/dia	1.65
Número de metros/trabaj/dia	736.78
Número de metros/trabaj/hora	81.75
metrosde red sec/traf	445.00
metros red sec mantenido/año	6,675,000.00
metros red sec/trabaj/dia	736.78
Número de trabaj/cuadrilla	5.00
Número de trafos/cuadrilla/dia	8.27
metros red/cuadrilla/dia	3,678.90
Número de cuadrillas	24.00
Costo anual mto	735,696,000.00
Costo anual /trafo	**14,713.92**

REEMPLAZO FUSIBLES	
número de fusibles	84,000.00
densidad de descarga/km2/año	10.00
área	250
número de rayos /año	2,500.00
Probabilidad de daño	0.30
número de fusibles dañados/rayo	2.00
Fusibles danados por acercamientosy sobrecargas /año	7,000.00
número de fusibles reemplazadospo rayos/año	1,500.00
Numero de reemplazo de fusibles al año	8,500.00
fusible reempl/dia	23.29
Número de PR dañados/rayo/año	900.00
Precio de un fusible	6,000.00
Precio/PR	90,000.00
Costo transpo/reemplazo fusible	11,111.11
Costo transpo/reemplazo PR	33,333.33
Costo horario trabajador	5,185.19
Horashombre /reemplazo fusible	1.00
Horashombre /reemplazo PR	3.00
costo trabaj/reempalzo fusible	5,185.19
costo trabajador remplazo PR	15,555.56
costo total reemplazoFusible	14,148.15
costo total reemplazo PR	170,000.00
costo total anual reemplazo fusibles	120,259,259.26
costo total anual reemplazo PR	85,000,000.00
costo por trafo	**2,932.28**

REEMPLAZO FUSIBLES	
número de fusibles	60,000.00
densidad de descarga/km2/año	10.00
área (km2)	720
número de rayos /año	7,200.00
Probabilidad de daño	0.30
número de fusibles dañados/rayo	2.00
Fusibles danados por acercamientosy sobrecargas /año	7,500.00
número de fusibles reemplazadospo rayos/año	4,320.00
Numero de reemplazo de fusibles al año	11,820.00
fusible reempl/dia	32.38
Número de PR dañados/rayo/año	1,440.00
Precio de un fusible	6,000.00
Precio/PR	90,000.00
Costo transpo/reemplazo fusible	27,777.78
Costo transpo/reemplazo PR	38,888.89
Costo horario trabajador	5,345.83
Horashombre /reemplazo fusible	2.50
Horashombre /reemplazo PR	3.50
costo trabaj/reempalzo fusible	13,364.58
costo trabajador remplazo PR	18,710.42
costo total reemplazoFusible	26,571.18
costo total reemplazo PR	194,375.35
costo total anual reemplazo fusibles	314,071,354.17
costo total anual reemplazo PR	279,900,500.00
costo por trafo	**11,879.44**

INSPECCION TRAFOS	
Costo de personal /inpsecc trafo	26,325.93
% inspecc simultaneas con descope	0.80
Número inspecc/año	0.07
costo inspecc	122,864,320.99
costpinsp/trafo	**1,755.06**

INSPECCION TRAFOS	
Costo de personal /inpsecc trafo	20,691.67
% inspecc simultaneas con descope	0.90
Número inspecc/año	0.07
costo inspecc	68,972,222.22
costpinsp/trafo	**1,379.44**

Rendimiento inspecc km linea/hora	2.00
Costo/ km inspecci linea	12,037.04
red inspecc (km)/año	4,480.00
Costo total anual de inspecciones de linea	53,925,925.93
Costo inspecc linea /trafo	**770.37**

Rendimiento inspecc km linea/hora	2.00
Costo/ km inspecci linea	18,920.14
red inspecc (km)/año	4,450.00
Costo inspecc linea /trafo	210,486,545.14
Costo inspecc linea /trafo	**4,209.73**

Costo total AOM /trafo	**14,017.71**

Costo total AOM /trafo	**32,182.53**

2.5.3 Resultados

Una vez efectuados todos los ajustes anteriormente mencionados y conservando los elementos restantes contemplados en la metodología presentada en noviembre de 2002, se efectuó nuevamente la ponderación de los costos resultantes con la distribución de transformadores por capacidad en el país, encontrando los costos que corresponden al promedio ponderado del percentil 60.

2.5.4 Propuesta

Considerando que se han efectuado los ajustes pertinentes que permiten establecer cargos máximos, contemplando el universo de la muestra, aclarando los costos AOM involucrados y manteniendo las demandas de energía para encontrar el transformador eficiente para atenderla, la Comisión estableció los siguientes cargos:

- Redes Aéreas Urbanas: 15.9675 $/kWh de diciembre de 2001
- Redes Aéreas Rurales: 44.2585 $/kWh de diciembre de 2001
- Redes Subterráneas: 24.9976 $/kWh de diciembre de 2001

2.6. PRODUCTIVIDAD

2.6.1 Regulación por Incentivos RPI – X

En la regulación del precio de los servicios públicos domiciliarios existen diversos esquemas regulatorios: precios máximos (price cap), tasa de retorno (rate of return), ingresos máximos (revenue cap), etc. La escogencia de cuál aproximación seguir depende mucho de las condiciones particulares del país, de las firmas reguladas, de los sistemas actuales de control, y en últimas, del esquema que el Estado encuentre como mejor para ejercer la regulación.

En Colombia, el esquema adoptado es precios máximos. En la literatura estos esquemas son conocidos como RPI – X: al comienzo de cada periodo el regulador establece unos precios eficientes, que se actualizan con un índice de inflación (retail price index), y se descuenta un factor X que traslada a los usuarios parte de las mejoras esperadas en productividad que logran las empresas durante el periodo tarifario.

En la estimación de los precios eficientes se usan técnicas de benchmarking, las cuales permiten comparar analíticamente los resultados o actividades de una firma con aquellos de firmas similares. Estas técnicas permiten evaluar el grado relativo

de desempeño de las empresas y cuantificar el margen esperable de mejoras en su eficiencia.

Para el análisis y estimación de los precios eficientes la Comisión ha usado el método de frontera de eficiencia (Data Envelopment Análisis -DEA). Los métodos de frontera se basan en el concepto de que, dada una cierta muestra, las empresas deben ser capaces de operar en un nivel óptimo de eficiencia determinado por las empresas más eficientes de la muestra.

La frontera de eficiencia constituye la referencia con respecto a la cual se mide el desempeño de las empresas. La distancia de cada empresa a la frontera provee una medida de su (in)eficiencia. El DEA es un método no paramétrico que construye la frontera de eficiencia a partir de combinaciones lineales de las variables de las empresas más eficientes de la muestra. Es en esencia un análisis de entradas/salidas generalizado de manera rigurosa. Los modelos DEA pueden ser ajustados para que sean input – oriented o output – oriented.

El uso del Factor de Productividad en la fórmula de actualización del cargo de distribución no va en contravía del empleo de cualquier otra metodología que ajuste los costos del distribuidor a los niveles de eficiencia.

En estos términos, se aclara que un aspecto es la eficiencia en el nivel de costos (eficiencia asignativa), y otra, las mejoras en productividad que pueden lograr las firmas a partir de los costos de eficiencia (eficiencia productiva). En esta forma, la Comisión da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994 en relación con los criterios de eficiencia y el traslado a los usuarios de parte de las mejoras en productividad que alcanzan las empresas, tal y como se haría en un mercado en competencia.

Por otro lado, el factor de productividad X permite incorporar las reducciones en costos propias de cualquier empresa en cualquier sector, al precio final del bien o del servicio cuando éste es regulado. En condiciones normales de competencia, la empresa en procura de mejorar su situación competitiva, conduce los esfuerzos a reducir costos de producción y a trasladar estas reducciones a los precios de venta de sus bienes o servicios. No obstante, en un sector regulado, la competencia en precios a través del tiempo debe “simularse”.

Para la estimación del factor de productividad en la actividad de distribución de energía eléctrica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató a la Universidad EAFIT

Tanto en la estimación de los costos eficientes como en el factor de productividad, el Consultor y la Comisión usaron la información reportada por las propias empresas. Aunque se observaron algunas inconsistencias particulares en la información, no se encontró un mecanismo más razonable que el de utilizar la propia información reportada, cuya responsabilidad recae en las empresas.

Algunos agentes advirtieron que las estimaciones de productividad son históricas y no es posible garantizar que en el siguiente periodo tarifario las firmas logren las mismas productividades. En este tema, el Consultor y la Comisión resaltan que se usaron diversas metodologías y modelos para evaluar el potencial de mejoras en productividad, y que los resultados constituyen una muy buena aproximación de lo que pueden lograr las empresas para el siguiente periodo.

A continuación se resume la aproximación metodológica usada por el consultor:

En la literatura económica se encuentran diferentes aproximaciones metodológicas para hacer análisis de productividad. Está la metodología es derivada de Solow y su medida de la productividad, la tradición de los números índices, el "Data Envelopment Análisis" (DEA); y las fronteras estocásticas.

EAFIT, partiendo de las dos primeras metodologías, construyó un modelo de productividad general para la economía colombiana, en el período 1992 – 1999, en el que se estima una medida de la productividad (mediante índices de Torkvist) y variables relacionadas con el proceso productivo, con la dinámica del sector, y con la exposición a la competencia. Una vez construido el modelo, éste se aplicó – con información del año 2001 – a la actividad de distribución de energía eléctrica.

Para verificar la consistencia de los resultados obtenidos en el modelo de productividad, el consultor realizó dos ejercicios adicionales. En el primero, a partir del análisis DEA calculó un índice de productividad de Malmquist, y en el segundo, estimó un modelo de fronteras estocásticas.

La hipótesis básica en el modelo de productividad fue la siguiente: las presiones competitivas y el afán de obtener ganancias por parte de las empresas, lleva a éstas a desarrollar incesantemente su potencial de crecimiento de la productividad. Ello se refleja en reducciones de costo que, o bien se transmiten al precio (cuando el entorno competitivo así lo determina), o bien permiten un incremento en el margen de ganancia (cuando existen barreras de entrada a nuevos competidores, y limitaciones a la competencia).

El potencial de crecimiento de la productividad depende, por su parte, de las características técnicas del proceso productivo (intensidad factorial, por ejemplo); de la dinámica del sector (su crecimiento relativo); y de las condiciones de competencia imperantes en el sector (concentración del sector, exposición de la competencia externa, etc).

2.6.2 Modelo

La forma general del modelo es:

DTFP = Co + C1DYYPIB + C2MK + C3NK + C4CPI

donde:

DTFP: Variación de productividad, índice de Torqvist.
DYYPIB: Diferencial del crecimiento del sector respecto al crecimiento del PIB.
MK: Relación insumos intermedios – capital del sector.
NK: Relación mano de obra – capital del sector.
CPI: Índice de penetración de las importaciones, en el sector.

Explicación de cada uno de los parámetros:

Crecimiento diferencial de la producción industrial frente al promedio de la economía DYYPIB. Teniendo en cuenta que el crecimiento de la demanda del sector eléctrico es prácticamente el de la economía, se considera el crecimiento diferencial de cero para el sector electricidad.

Relación Personal-Capital NK. La relación personal/capital se obtiene del cociente entre el número de empleados y el valor de activos obtenidos del PUC y desagregados por la CREG entre las actividades de comercialización y distribución. De los activos de distribución se descuenta el concepto de terrenos (código PUC 1605). Se convierte a precios de 1994 deflactando el valor por el precio implícito de la formación bruta de capital de Cuentas Nacionales La unidades son número de empleados por 1,000 col$ de 1994. El número de empleados proviene de la información de administración obtenida del SIVICO.

La relación compras intermedias/capital MK se estima como la relación entre los costos de administración diferentes de personal y el valor de activos, descontando de este último los valores de terrenos en el caso de distribución (código PUC 1605) y deflactando por el precio implícito de la formación bruta de capital de Cuentas Nacionales. El valor de administración diferente de personal se obtiene del PUC. Este valor se deflacta por el crecimiento del índice IPP de insumos intermedios (2.2055), para ponerlo en la misma base de estimación del modelo. Los valores obtenidos son el promedio de los valores obtenidos para cada empresa del sector.

Coeficiente de penetración de importaciones CPI. Este valor sería igual al de la economía si se desea simular competencia, que para el año 1998 fue de 30%.

El modelo econométrico estimado es el siguiente:

DTFP = 0.083+(0.2701)DYYPIB – (0.0031)MK + (46.57)NK + (0.0174)CPI

La aplicación del modelo arrojó lo siguientes resultados:

Cuadro No. 2.6–1
Aplicación del Modelo Productividad

		Distribución Electricidad	Comercialización Electricidad
	ECUACIÓN 1	**1.87%**	**1.27%**
Constante	0.0188	1	1
DYY	0.3	0	0
MK	-0.0024	0.05033	2.55544
	ECUACION 2	**1.61%**	**1.33%**
Constante	0.016	1	1
DYY	0.3019	0	0
MK	-0.0029	0.05033	2.55544
NK	25.56	8.31498E-06	0.000183038
	ECUACION 3	**0.85%**	**0.89%**
Constante	0.0083	1	1
DYYPIB	0.2701	0	0
MK	-0.0031	0.05033	2.55544
NK	46.57	8.3150E-06	0.000183038
CPI	0.0174	0	0

La aplicación de los dos ejercicios adicionales en la distribución de energía eléctrica mostró cambios de productividad bajos e incluso negativos. Con el análisis DEA y los Índices de Malmquist para un total de 8 empresas, se encontró en el período 1997 – 2001 una variación en la productividad total de –2.1% . Sin embargo, el mismo análisis para 23 empresas del sector para el período 2000 – 2001 mostró una productividad total de 1.4% .

Por otro lado, la estimación de las productividades para el período 1997 – 2001 usando la aproximación de fronteras estocásticas mostró un incremento en la productividad de 0.7%.

2.6.3 Recomendación

En razón a que los ejercicios para verificar la consistencia de los resultados en el modelo de productividad estimado, muestran resultados diferentes y no concluyentes, se recomienda escoger como factor de productividad el 50% del rango más bajo encontrado.

En estos términos, el potencial de mejora en productividad que pueden lograr las empresas de distribución de energía eléctrica en el siguiente período tarifario es 0.85% anual, y el factor X que se incorpora en la fórmula tarifaria 0.42%.

Este factor se aplicará a partir del año 2004.

2.7. VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS

Este capitulo resume los principios que se siguieron para definir y clasificar las unidades constructivas y su valoración, para ser utilizadas en la estimación del costo de reposición a nuevo de los activos de cada empresa que servirá para estimar el costo anual equivalente incluido en la tarifa. Dado el cambio radical entre las unidades constructivas definidas en esta oportunidad frente a las contenidas en la resolución 155 de 1997, la Comisión decidió ampliar el plazo que estipulaba la obligación de las empresas para enviar la información a más tardar el 30 de junio de 2002, a fin de permitir el reporte adecuado de la nueva clasificación de activos a ser usada en el nuevo período tarifario.

En general esta nueva clasificación de unidades constructivas es más detallada y permite una valoración mucho más cercana a la realidad de los activos que poseen las empresas. El estudio que contiene los análisis, así como los elementos considerados en las diferentes unidades y su valoración está consignado en el documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” de diciembre de 2002.

2.7.1 Valoración de Activos Eléctricos

Para el periodo 1998-2002, el cálculo de los cargos se realizó con base en los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas -UC- que reportaron los Operadores de Red. La Comisión, sin embargo, estableció una cota a estos valores, los cuales fueron publicados en la Resolución CREG 155 de 1997 como Costos Máximos de Reposición a Nuevo que se tendrían en cuenta en la valoración de activos para determinar los cargos de distribución de cada OR.

De acuerdo con esto, los Costos Unitarios de las UC que presentaron los OR que superaron los Costos Máximos de Reposición establecidos en la Resolución CREG 155 de 1997, se acotaron a los valores establecidos en la anterior resolución.

Para el periodo 2003-2007, el cálculo de los cargos se continuará haciendo con base en los Costos Unitarios y en las UC que establezca la CREG. La información detallada de las Unidades Constructivas y sus Costos Unitarios se encuentran en el Documento titulado “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” de diciembre de 2002.

El proceso para determinar las UC y sus Costos Unitarios se inició con el encargo que le hizo la CREG al Consejo Nacional de Operación para que le presentara una propuesta sobre "Unidades Constructivas y Costos Unitarios" aplicables a los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. El trabajo encomendado al CNO fue realizado por el Comité de Distribución de dicho organismo, denominado de aquí en adelante, como el "Comité del CNO".

Las UC propuestas se pueden separar en tres grupos, Subestaciones, Líneas, y Equipos de Red. No se incluyeron las UC asociadas con el Nivel de Tensión 1, porque estas fueron objeto de un estudio particular que contrató la Comisión y de otra metodología de valoración de activos.

De acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 080 de 2000, cuando un usuario en el Nivel de Tensión 1 (inferior a 1 kV) se alimenta a través de activos del distribuidor en dicho nivel, deberá pagar un cargo de uso del Nivel de Tensión 1 al OR o al propietarios de los activos correspondiente, mientras que si dichos activos son de su propiedad, quedará exento de pagar este cargo y solo reconocerá el mantenimiento. La Comisión determinó la metodología para determinar el cargo máximo que el OR puede aplicar en el Nivel de Tensión 1, en función de la estructura del Urbano/Rural que atiende.

2.7.2 Metodología

La metodología general adoptada por la CREG es la siguiente:

Costo Unitario de UC = Factor de Instalación * Costo FOB (Free on Board) de la UC

Los pasos que sigue la metodología son:

- Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.
- Determinación del costo FOB de la UC correspondiente.
- Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.
- Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

2.7.3 Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.

Como criterio fundamental en la definición de las UC, el Comité consideró que los elementos que las conforman deberían cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG, en forma independiente de la conformación actual de las UC existentes en cada sistema de distribución. De esta manera, es claro, que cada Operador de Red -OR- debe adquirir e instalar los elementos faltantes de las UC adoptadas que no posean, para así ajustarse a los requisitos de calidad establecidos en la regulación.

Con este criterio queda claro, para el futuro, que no hay lugar a reclamos por parte de los OR cuando la CREG señale nuevos requisitos relacionados con la Calidad del Servicio. En el pasado, cuando se estableció que los OR debían contar con un relé de recierre (función ANSI 79), algunos OR manifestaron que estas correspondían a nuevas exigencias de la CREG, que debían remunerarse por separado.

Adicionalmente es clara la responsabilidad del OR de clasificar las UC en las definidas por la Comisión, de tal manera que los equipos o sus conjuntos queden clasificados en la UC que más se les asemeje, de forma tal que una clasificación arbitraria no conduzca a una sobrevaloración de los mismos.

Se presentan a continuación las distintas clases genéricas de las Unidades Constructivas relacionadas con las subestaciones que definió el Comité:

Módulo común. El módulo común comprende los equipos y obras civiles que sirven a una subestación, y que son utilizados por el resto de bahías de la subestación. La idea de definir este módulo surge por motivos de simplicidad al momento de costear las bahías, dado que en la metodología actual, los costos asociados con este módulo se prorrateaban entre las distintas clases de UC de la subestación. El "Módulo común" se conforma de los siguientes ítem:

Equipos. Compuestos por concentrador de señales, sistema de gestión de protecciones y sistema de comunicaciones propios de la subestación; materiales de malla de tierra y los equipos para los servicios auxiliares. Se eliminó de este conjunto de equipos el Sistema de Control de la Subestación, que la CREG estableció como una UC independiente, por los criterios expuestos anteriormente.

Infraestructura civil: Compuesta de la adecuación del terreno, drenajes, alcantarillado, barreras de protección, la malla de puesta a tierra, las vías internas y de acceso, mallas de cerramiento, filtros, drenajes, trampa de aceite, infraestructura contraincendio, pozo séptico y de agua, alumbrado del patio, cárcamos comunes y el edificio de control. En los costos de la obra civil se incluyen los correspondientes al manejo ambiental.

El Comité del CNO adoptó el mismo criterio propuesto por el CAPT para el STN en relación con los dos tipos de módulos comunes posibles: Tipo 1, para subestaciones hasta con 6 bahías y el Tipo 2, para subestaciones con más de 6 bahías.

Es importante señalar que solamente se considera un solo módulo común por subestación, el cual se asigna a la configuración requerida para el nivel de tensión superior existente en ella.

Bahía de línea. Comprende los equipos correspondientes a la conexión de una línea a una subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de línea el pórtico correspondiente; el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos y el cableado requerido para esto

equipos. Las obras civiles corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control, asociadas específicamente con la bahía.

Bahía de transformador. Comprende los equipos correspondientes a la conexión del transformador a la subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de transformador el pórtico correspondiente, el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos. Y el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, incluyendo posos de aceite y sistema antiincendio, así como los cárcamos de control.

Bahías de maniobra. Corresponde a las bahías de acople, seccionamiento o transferencia, conformadas por los equipos correspondientes, su pórtico, el gabinete de control medida y protección y la unidad de adquisición de datos del campo. Incluye el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control.

Módulo de medida y auxiliares. Comprende la celda del Nivel de Tensión 2 que tiene incorporados los elementos para la realización de la medida y protección y/o para la conexión del transformador de servicios auxiliares de la subestación. Este módulo aplica sólo a las subestaciones tipo Metalclad en el Nivel de Tensión 2.

Módulo de barraje. Comprende el barraje con sus pórticos, accesorios de conexión de alta tensión, transformadores de potencial, todo esto con su cableado y obras civiles asociadas, como son las fundaciones de los pórticos y equipos. (La protección diferencial de barras, antes considerada como parte de este módulo, se consideró como una UC independiente).

Diferencial de barras. Comprende la protección diferencial de barras con su correspondiente cableado. Se trata como una UC de acuerdo con lo establecido por la Comisión.

Ducto de barras o cables de llegada. Comprende el ducto de barras o el juego de cables de potencia con sus terminales que alimentan las celdas del Nivel de Tensión 2 desde el transformador de potencia.

2.7.4 Unidades Constructivas de Conexión al STN.

Las UC a las que se hace referencia en este numeral, son las bahías de transformador del lado de alta tensión de los transformadores de conexión al STN y la Bahía de Transformador del lado de baja a cualquier nivel de tensión. Para las bahías del lado de alta se adoptaron las mismas UC definidas para el STN, en la resolución CREG 026/99, es decir, su misma composición, valoración y áreas

aprobada por la CREG. En el Anexo No.1 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presentan estas UC, incluida la UC propuesta por Codensa, “Modulo de Transformador Doble Barra encapsulado”, que no había sido definida con anterioridad.

2.7.4.1 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4

Las UC de subestación para el Nivel de Tensión 4 se establecen para los dos tipos de tecnologías existentes, que se definen a continuación:

Convencional. Es la subestación conformada por equipos convencionales con aislamiento al aire, montados sobre estructuras.

Encapsulada. Es la subestación conformada por equipos encapsulados en forma metálica, con aislamiento en gas hexafluoruro de azufre, SF_6.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Doble barra con by-pass.
- Barra principal y transferencia.
- Interruptor y medio.
- Anillo.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 4, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahía de Maniobra (acople, seccionamiento, transferencia)

Para conectar los equipos de compensación al barraje de una subestación, en el STN se definió la UC “Bahía de Compensación”. El Comité del CNO propuso, para el caso de los sistemas de distribución, que esta UC se trate como una “Bahía de línea” de acuerdo con su respectiva configuración, dado que los equipos son los mismos. De esta forma, las bahías para conectar equipos de compensación se considerarán y remunerarán como una bahía de línea de la respectiva configuración.

2.7.4.2 Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 3

Al igual que en el Nivel de Tensión 4, en este nivel se tienen las dos mismas tecnologías de subestaciones: Convencionales y Encapsuladas. Para este nivel de tensión el Comité del CNO propuso considerar, en forma adicional, los siguientes tipos de subestaciones que se definen a continuación:

Metalclad. Subestación con equipos de tipo convencional instalados en una celda metálica compartimentada. Se recurre a esta tecnología para alojar equipos dentro de edificios, en zonas con alta contaminación o humedad.

Convencional reducida. Subestación con equipos de especificaciones técnicas inferiores en la conformación de los campos, fundamentalmente en el tipo de montaje de los equipos y en los sistemas de control y protección y, además, en el edificio de control.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones, generalmente con mínimas comunicaciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 3, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje.
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahías de Acople o Seccionamiento

Para las subestaciones Convencional Reducida y Reducida, el Comité del CNO propuso una bahía de Transformador o Línea, que contiene todos los equipos pertenecientes a estas dos Bahías, ya que en estos tipos de subestaciones no hay una clara distinción entre sus componentes.

Para las subestaciones tipo Convencional Reducida, el Comité del CNO consideró la bahía de transformador o línea, Tipo 1, como aquella que tiene reconectador y, el Tipo 2, como aquella que no posee elemento de corte en condiciones de carga y de recierre en condiciones de corto circuito (interruptor o reconectador).

Al igual que en el Nivel de Tensión 3, el Comité del CNO propone que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

2.7.4.3 Unidades Constructivas subestaciones del Nivel de Tensión 2

Para el Nivel de Tensión 2, el Comité del CNO propuso considerar los siguientes tipos de subestaciones:

Metalclad o celda. Subestación con equipos convencionales instalados en celda metálica compartimentada, para montaje tipo interior.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

El Comité del CNO propuso considerar para el Nivel de Tensión 2 las siguientes configuraciones para subestaciones convencionales:

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia. (aplica sólo a subestaciones convencionales)

Se identifican las siguientes UC para cada configuración y tipo de subestación:

- Bahía de línea o circuito.
- Bahía de transformador.
- Módulo de maniobra.
- Módulo de medida y auxiliares.
- Diferencial de barras.
- Ducto de barras o cables llegada. (se aplica solo a las S/E metalclad).

Al igual que en los niveles de tensión 4 y 3, el Comité del CNO propuso que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje, se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

2.7.4.4 Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4

Para el caso especial de las líneas del Nivel de Tensión 4, el Comité del CNO propuso adoptar la misma metodología establecida en la Resolución CREG 026 de 1999 para el cálculo de las Unidades Constructivas de líneas a 220 kV.

La UC para las líneas del Nivel de Tensión 4 es el "km de línea"

Para clasificar las Unidades Constructivas, "km línea" del Nivel de Tensión 4 el Comité del CNO propuso los siguientes parámetros de clasificación:

- Ubicación: urbano y rural.
- Tipo de circuito: sencillo y doble.
- Tipo de estructura: celosía, poste metálico y poste de concreto.
- Calibre del conductor: 927 MCM AAAC, 795 MCM ACSR y 336.4 MCM ACSR
- Tipo de línea: aérea y subterránea.

Para efectos de asimilar las líneas existentes a los parámetros propuesto por el Comité del CNO, la Comisión estableció dos tipos de conductores: Tipo 1, menor a 600 MCM y Tipo 2, mayor o igual a 600 MCM, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc). Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 corresponde a un calibre de 336 MCM, mientras que el conductor Tipo 2 corresponde a un calibre 795 MCM. Estos elementos se valoran con los precios reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR.

En relación con las líneas subterráneas, el Comité del CNO propuso valorarlas con base en el costo total instalado reportado por ELECTROCOSTA ante la imposibilidad de disponer de valores recientes por parte de otros OR que tienen de este tipo de líneas.

El costo final que propuso el Comité del CNO para la UC "km de línea subterránea" es de 1,733,000 US$/km. Un estimativo grueso realizado por un consultor perteneciente a una compañía especializada en el diseño de líneas subterráneas, estimó que este costo en los EEUU sería de 1,250,000 US$/km, considerando una línea montada en un banco de ductos de 6" y con una capacidad de transporte de 180 MVA. Si se considera que el costo de la mano de obra y las obras civiles es mayor en Estados Unidos que en Colombia, es de esperarse, que el costo a reconocer por esta UC sea inferior al suministrado por ELECTROCOSTA.

El costo reconocido en los cargos vigentes para esta UC en diciembre de 1996 fue de 1,008 millones de pesos por km, que en dólares de hoy representa 1,117,000 US$/km. Con base en lo anterior la Comisión mantendrá el valor actualmente aceptado.

2.7.4.5 Unidades Constructivas Líneas del Nivel de Tensión 3 y del Nivel de Tensión 2

Después de evaluar las diferentes variables que intervienen en la construcción de líneas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO aplicó los siguientes criterios para reducir el número de UC:

- Unificar calibres de conductores para cada nivel de tensión en redes aéreas.

- Tomar conductores estandarizados para redes aéreas así::
  N° 2 AWG (calibre mínimo)
  N° 1/0 AWG
  N° 2/0 AWG
  N° 266.8 kCM
  N° 366.8 kCM y superiores

- Unificar en una misma UC los diferentes tipos de aislamiento en redes aéreas.

- Unificar en una misma UC redes construidas en varios hilos.

- Unificar en una misma UC las redes construidas en conductores con diferentes materiales, excepto las de cobre.

- Unificar en una misma UC las redes construidas en similares niveles de tensión.

- Unificar tensiones por nivel de tensión. (ej. mismo costo 34.5 kV que 44 kV)

No hubo un acuerdo entre los OR participantes del Comité del CNO en relación con los elementos constitutivos de las UC de líneas en los niveles de tensión 3 y 2, dadas las grandes variaciones encontradas en las cantidades de los elementos componentes de cada una de ellas. Por el motivo anterior, la propuesta del Comité del CNO fue la de presentar un costo unitario nacional (CUN) de cada UC, calculado con base en el promedio de costos de la UC, valorada con los precios de mercado reportados por cada por cada OR, sin unificar cantidades de elementos.

Dado que el Comité del CNO no presentó la información relacionada con los elementos que conforman las unidades “km de red” en los niveles de tensión 3 y 2, la Comisión realizó esta labor, para lo cual configuró unas líneas típicas y estimó las cantidades de obra correspondientes. Del trabajo realizado por el Comité del CNO para estas unidades, solamente se analizaron en detalle los factores de instalación.

En forma adicional a las simplificaciones realizadas por el Comité del CNO, la CREG consideró conveniente eliminar la variable terreno plano y terreno montañoso,

primero porque esta es una definición subjetiva, no fácil de establecer en muchos casos, y sobre todo, difícil de comprobar en la práctica.

Igualmente, otra simplificación importante que la Comisión consideró conveniente realizar, de la misma forma como se planteó en el Nivel de Tensión 4, fue la de considerar solamente dos tipos de conductores: Tipo 1, menor al 3/0 AWG y Tipo 2, mayor o igual al 3/0 AWG, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc), igual como había concluido el Comité del CNO. Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 se valora con el precio de un calibre 1/0 AWG, mientras que el conductor Tipo 2, se valora con el precio de un calibre 266.8 MCM. Los precios de los conductores corresponden a los reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR.

Para el caso del Nivel de Tensión 2, la CREG consideró que la variable número de hilos debía mantenerse, es decir, se valoraron con distintos precios las líneas de 4 hilos de las de tres hilos. Igualmente se establecieron diferencias en costo entre fases y neutro.

En el caso de las líneas subterráneas, la CREG mantuvo la UC “km de red subterránea”, en la cual se incluye el cable, la canalización y las cámaras. El Comité del CNO propuso considerar dos tipos de canalizaciones, diámetros de 4” y 6”, dado que hay cables tripolares que requieren ductos de mayor tamaño. La Comisión decidió valorar la UC “km de red subterránea” con canalizaciones de 4” y cables monopolares, considerando la UC en función del calibre del cable monopolar, que es el elemento de mayor costo.
En las redes subterráneas, la valoración de un circuito trifásico se realiza con una canalización de 6 ductos, por lo tanto, para valorar los circuitos dobles, al costo del circuito sencillo se le añade el costo del cable y los accesorios.

2.7.4.5 Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia.

Las UC de transformación se clasifican en dos grupos básicos: Transformadores de Conexión al STN y Transformadores embebidos en los STR y/o SDL.

En el primer grupo, de acuerdo con los tipos de equipos conectados al STN, las UC se pueden dividir en dos clases:

1) Transformadores trifásicos
2) Bancos de autotransformadores monofásicos

En el segundo grupo, de acuerdo con los índices de costos propuestos por el Comité del CNO, las UC se pueden dividir también en dos clases:

1) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 4 (serie 115 kV)

2) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 3 (serie 36 kV)

El Comité del CNO no presentó propuestas para tratar los transformadores tridevanados como una UC adicional, y por lo tanto, estos se asimilan a los transformadores de dos devanados. Esto coincide con la información obtenida de los fabricantes, en donde se aclaró que no hay una incidencia importante en el costo del transformador por tener 3 devanados.

El Comité del CNO propuso unos índices, expresados en US$/kVA, para valorar los transformadores de potencia, los cuales se establecen para los rangos de capacidad en MVA que se presentan a continuación, los cuales están basados en los datos informados por los OR.

2.7.5 Transformadores de Conexión al STN

Rango de Capacidad (MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

En esta propuesta del Comité del CNO, los índices de costo (US$/kVA) se aplicarían por igual a transformadores trifásicos o a bancos de autotransformadores monofásicos. Con respecto a los transformadores monofásicos se debe tener en cuenta que su extracosto sólo se justifica por decisiones de la empresa relacionadas con limitaciones de transporte, que sólo son importantes en transformadores de más de 150 MVA, y por políticas de repuestos del OR.

Unidades Constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 4

Rango de Capacidad (MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

Unidades constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 3

Rango de Capacidad (MVA)	(MVA)
0	5
5	15
15	240

La Comisión creó UC diferentes para transformadores trifásicos y bancos de autotransformadores monofásicos. La información obtenida de los fabricantes permitió obtener los índices requeridos para cada caso.

Dentro de las UC de transformadores, el Comité del CNO presentó la correspondiente a “transformadores de aterrizamiento”. Para esta UC particular, la Comisión acogió el valor propuesto por el Comité del CNO, pero estableció que los transformadores de puesta a tierra con capacidades nominales menores a 300 kVA hacen parte de los servicios auxiliares, aquellos con capacidades entre 300 kVA y 4000 kVA presentan un costo igual al doble del costo de un transformador de esa capacidad, con lo cual se agrega el costo de la resistencia de puesta a tierra y aquellos con capacidades superiores, se reconocen al valor establecido en la unidad constructiva transformadores de aterrizamiento¨.
Los rangos de capacidad propuestos por el Comité del CNO desconocen las economías de escala que se presentan en los transformadores de potencia, ya que en la medida en que estos aumentan su tamaño los índices en US$/kVA disminuyen en la medida que crece el tamaño del transformador, por lo que la Comisión consideró conveniente definir estas UC en función de rangos de capacidad con mayores pasos a los propuestos por el Comité del CNO, para lo cual hizo varias solicitudes a fabricantes internacionales.

A manera de ejemplo, en la gráfica siguiente se aprecian, para la serie 115 kV, los índices en US$/kVA para dos fabricantes, comparados con los índices presentados por el Comité del CNO.

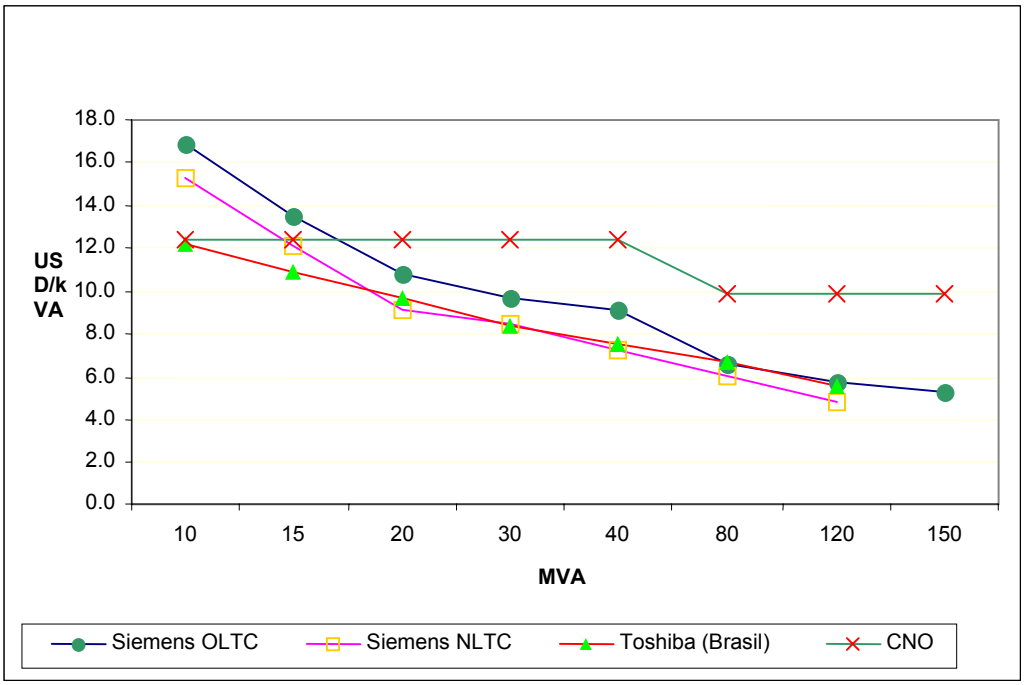


Figura 2.7-1 Transformadores de Potencia serie 115 kV

2.7.5.1 Unidad Constructiva: Compensación reactiva

La información que presenta el Comité del CNO está basada en los valores reportados por los OR que participaron en el estudio. Se presentan compensaciones para tres niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las UC se pueden clasificar en tres grupos:

- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 4
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 3
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 2

El Comité del CNO presentó la siguiente información:

Nivel de Tensión 4, costo asociado con una capacidad de 40 Mvar
Nivel de Tensión 3, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 30,12, 7, 6, 4 y 3
Nivel de Tensión 2, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 7, 6, 4, 3, 1.2 y 0.6

La CREG consideró conveniente adoptar las UC para los tres grupos propuestos por el Comité del CNO, considerando dentro del costo de estas unidades, todos los elementos requeridos para su instalación y protección, tales como los "racks" de montaje, sistemas de protección de desbalance (transformadores de corriente, relés de desbalance del neutro), reactores de amortiguamiento, seccionadores, fusibles, etc. Las bahías de conexión de estos elementos a la red, no se consideran en el costo de estas unidades, ya que éstas se remuneran con la UC "bahía de compensación" asimiladas al costo de las bahías de línea, como se mencionó anteriormente.

La información de Costos Índices en US$/kvar para los tres grupos, en función de la capacidad que obtuvo la CREG se presenta en el Anexo 3 de la resolución que contiene la metodología de remuneración de la actividad de distribución.

2.7.6 Unidades Constructivas: Equipos en el Nivel de Tensión 3 y Nivel de Tensión 2

Las UC asociadas con los equipos de las redes de distribución están conformadas por los equipos en sí mismos, sus elementos de control y protección y demás accesorios requeridos para su instalación y conexión a las redes. Estos equipos no fueron considerados dentro de las UC de subestaciones y líneas. Estas unidades se requieren para la adecuada operación de las redes o continuarán siendo consideradas en la estimación de los niveles de calidad exigidos en la regulación, razón por la cual se consideran de manera explicita dentro de la remuneración eficiente.

Dentro de estos equipos la CREG consideró además los equipos de medida que le fueron exigidos a los OR, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997.

En el Anexo No.1 del documento "Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución" se presentan las UC de Equipos de Red para los niveles de tensión 3 y 2.

2.7.7 Unidades Constructivas: Supervisión y Control

En la normatividad contenida en la Resolución CREG 099 de 1997, se reconocía una remuneración del 50% del costo de los centros de control de distribución local que estaba previsto desmontar para el período tarifario que nos ocupa. Sin embargo, en virtud de las condiciones de calidad esperadas, en especial en relación con la calidad de la potencia y la continuidad del servicio, y que se asocian con la remuneración que se haga de los activos de distribución en el nuevo período tarifario, se consideró conveniente remunerar estos centros de control.

En la Resolución CREG 080 de 1999 se asignó a los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red la obligación de controlar y supervisar los equipos de su propiedad. En caso de que los propietarios no cumplan con esta obligación, el CND quedó facultado para colocar a cuenta de los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red, los equipos de control que necesite para supervisar y controlar los activos del SIN requeridos para la operación segura y confiable del sistema.

Por la razón anterior, dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico " Unidades de adquisición de datos", las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores.

Para el presente periodo tarifario se convino dar la señal para que los OR sistematicen la operación de sus sistemas, lo cual se traduce en una mayor confiabilidad y calidad en el servicio al usuario, y se optó por aceptar las UC de Centros de Control propuestas por el Comité del CNO, con los precios que fijó la Comisión.

En la lista de estos centros de control, se colocaron la UC que tienen que ver con la medida de los indicadores DES y FES y con el registro de la Calidad de la Potencia. Estas UC no están relacionadas con los sistemas de información que requieren las empresas para el manejo del tema de la calidad, cómo al parecer fue entendido por varios OR, por el simple hecho de haber colocado estas UC dentro de las relacionadas con los centros de control, los cuales son considerados dentro de los costos AOM de las empresas.

2.7.8 Proceso de Revisión de las UC propuestas

Se presentan a continuación algunos criterios que se examinaron en este proceso de establecer las UC.

Al igual que en el caso del STN, el Comité del CNO propuso las UC " Módulo Común" para remunerar los equipos comunes de las subestaciones. Mantuvo la figura de reconocer un Módulo Común Tipo 1 para subestaciones hasta con 6 bahías o módulos y uno Tipo 2 para subestaciones con más de 6 bahías. A diferencia del STN, el Comité del CNO separó varios de los elementos del módulo común y propuso la UC "Módulo de Barraje".

La Comisión encontró que los argumentos expuestos por el Comité del CNO para considerar esta nueva UC eran válidos y aceptó incluirla. Sin embargo, excluyó de dicha UC la protección diferencial de barras. Cabe anotar que esta protección es un elemento costoso que no se tiene en gran número de subestaciones, y de aceptarlo, se elevaría el costo de esta unidad en forma indebida. Para este fin la CREG estableció la UC " Protección diferencial de barras", de esta forma, quien la tenga, recibe la remuneración correspondiente.

En este mismo orden de ideas, y con el mismo argumento, se separó de la UC "Módulo Común", lo que el Comité del CNO denominó "Sistema de Control de la Subestación". El costo inicial propuesto para este sistema era de 176,000 US$ y no se habían presentado los detalles de los elementos que lo conformaban. Por esta razón se solicitó al Comité del CNO que presentara los elementos que conformaban esta UC y los costos de los elementos correspondientes. Así procedió el Comité del CNO, que además, reconsideró el costo propuesto inicialmente, y presentó un nuevo costo de 83,000 US$.

Para el caso de las UC de líneas de transmisión del Nivel de Tensión 4, el Comité del CNO propuso un factor de instalación único, que se aplica indistintamente a líneas con estructuras metálicas que a líneas con estructuras de concreto. Para el primer caso, como se utilizan precios internacionales para el costo del acero, el factor DDP se aplica en forma completa (1.44), mientras que para el segundo, líneas con estructuras de concreto, que son de fabricación nacional, no hay porque considerar factores como transporte marítimo, fletes y seguros marítimos, aranceles, etc., lo que llevó a la Comisión a diferenciar el factor de instalación de líneas de transmisión del Nivel de Tensión 4 en función del material de las estructuras.

En el caso de las líneas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO no presentó la composición de las UC correspondientes, sino que propuso una serie de unidades constructivas basadas en los costos promedios presentados por los distintos OR que participaron en el estudio. Por este motivo la Comisión determinó los elementos que conforman cada una de las UC relacionadas con estas líneas, diferenciando además, en el caso del Nivel de Tensión 2, entre líneas con y sin

neutro. Por criterios de seguridad eléctrica la Comisión considera importante que las líneas de distribución del Nivel de Tensión 2 tengan el neutro.

Para el caso de las líneas subterráneas, el Comité del CNO propuso tres UC denominadas “Cámaras” “Canalizaciones” y “Cables”. La Comisión consideró que llevar estas nuevas UC en forma desagregada es una labor en la práctica difícil de realizar, y sobre todo, de verificar, por lo que mantuvo la UC anterior, es decir, “km de red subterránea”. Con base en los factores de instalación que se habían propuesto para cada una de las UC anteriores, se recalculó un factor de instalación ponderado para la UC “km de red subterránea”.

Después del proceso de revisión, la Comisión finalmente publicó en el mes de julio del año 2002, en su página web, la lista de las UC adoptadas y los elementos constitutivos de estas. Los agentes enviaron los comentarios pertinentes, y propusieron adicionalmente nuevas UC, varias de las cuales fueron acogidas por la Comisión e incorporadas en la lista.

Realizada la primera revisión de las UC, la Comisión preparó una circular dirigida a los OR en la cual se establecieron los formatos de cómo se debía reportar esta información y un documento con instrucciones para que los agentes, vía internet, reportaran el inventario a una base de datos de CREG. En una circular posterior se corrigieron algunas inconsistencias de los formatos y se dio la opción de que los OR reportaran nuevas UC que no fueran asimilables a las ya establecidas. Para tal fin, se dio la instrucción de reportar la nuevas UC indicando cuáles elementos la constituían y el factor de instalación correspondiente. En el Anexo 2 del documento “Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución” se presenta la lista de las UC nuevas que propusieron los OR, indicando cuales fueron acogidas y cuáles podían ser asimiladas a las UC propuestas por la CREG.

2.7.9 Determinación del costo FOB de la UC correspondiente

De acuerdo con la normatividad actual, los costos unitarios que se deben utilizar para calcular los cargos de distribución corresponden a los “Costos de Reposición a Nuevo” que son los que se encuentran vigentes en el mercado a la fecha del cálculo de los cargos.

El Comité del CNO determinó los costos unitarios de su propuesta con base en los precios obtenidos en las licitaciones de los OR realizadas durante los últimos cinco años, y no consideró los costos que obtuvo de fabricantes, argumentando que estos distorsionaban los costos reales, por el estado de recesión actual de la economía colombiana y en general, de la economía mundial. (jun 2000).

Esta no es la metodología establecida por la Comisión, dado que en un periodo de cinco años las variaciones de precios de mercado pueden ser muy grandes, como se puede apreciar en las gráficas que se presentan al final del presente numeral. Por otra parte, los precios reportados se deben actualizar, pues estos estaban referidos a

$US de junio de 2000. Para tomar los precios a diciembre de 2001, la Comisión solicitó a fabricantes y proveedores, por distintos medios, los costos de los elementos que conforman las distintas UC. Igualmente, tuvo en consideración los costos reportados por fabricantes al Comité del CNO, al ser ratificados por éstos en las consultas que se adelantaron.

Infortunadamente no siempre la información sobre los precios de los elementos que suministran los fabricantes corresponde a una realidad comercial, sino que son precios de lista (de referencia), sobre los cuales se hacen descuentos importantes al momento del pedido, y que dependen a su vez, de otras variables tales como: volúmenes o cantidades pedidas, forma de pago, conocimiento del vendedor sobre el cumplimiento del cliente en el pago, capacidad financiera del cliente, etc.

Los conductores y cables para líneas de transporte de energía eléctrica y los transformadores de distribución son dos ejemplos claros que confirman la afirmación anterior. Para el primer caso, es bien conocido que los fabricantes o representantes de estos productos en el mercado nacional dan descuentos base del 40%, con descuentos adicionales, dependiendo de las variables ya citadas.

Para el segundo caso, a manera de ejemplo, uno de los fabricantes que suministró información a la CREG reportó que sobre sus precios de lista hace un descuento base del 45% más un porcentaje adicional en función de la forma de pago, por ejemplo, 14% para pago de contado. En otras palabras, con un pago de contado el comprador obtiene un descuento del 59%.

Por la razón anterior, en algunos casos, la mejor información correspondió a la reportada por los OR, que refleja los precios comerciales, dado que están basados en licitaciones. El precio averiguado en páginas web de fabricantes internacionales (ej: Southwire) y nacionales (Centelsa) para conductores desnudos muestra unos precios de lista de donde se obtienen índices alrededor de 4 US$/kg. Este valor está muy por encima del precio comercial al cual se consigue este elemento en el mercado, y por lo tanto, es información que no puede ser utilizada en la práctica.

Hace más de dos años, los precios obtenidos por los transmisores nacionales mostraban un costo alrededor de 2.5 US$/kg que fue el que se adoptó para el STN. Actualmente, los valores reportados por el Comité del CNO alcanzan variaciones entre 2.13 US$/kg (336.4 MCM) y 1.79 US$/kg (795 MCM), que son los que se adoptaron para la valoración, a pesar de que los precios deben haber disminuido, como se muestra a continuación.

En la gráfica adjunta, elaborada con información tomada de la página web del “London Metal Exchange” se puede observar como ha variado el precio del aluminio entre el 5 de enero de 1998 y el 28 de diciembre del 2001. La información reportada por el Comité del CNO corresponde a una fecha en la cual la tonelada del aluminio se cotizaba alrededor de lo 1,500 US$/ton, mientras que hoy ese precio está alrededor de 1,300 US$/ton.

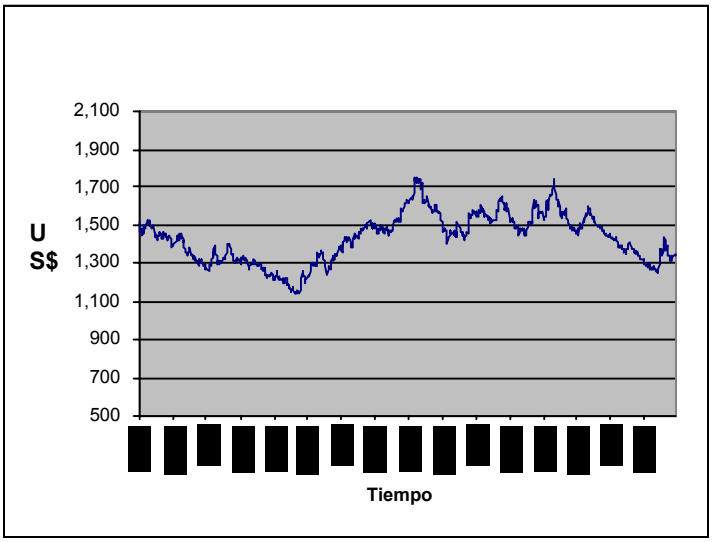


Figura 2.7-2 Precio del Aluminio

En el caso del acero galvanizado para estructuras de celosía, la información reportada por el Comité del CNO de 1,040 US$ por tonelada no coincide con la realidad comercial actual. Si bien, cuando se establecieron los costos unitarios para el STN, el valor de la tonelada de acero estructural se reconoció a 1,409 US$/ton, hoy en día, debido a la crisis del acero, los precios son inferiores a este valor y al propuesto por el Comité del CNO. En las páginas web se obtuvo la siguiente información para varios países en América Latina y Estados Unidos:

US$/Ton.	País
700	Argentina
800	Brasil
865	Chile
978	Méjico
565	Spot USA
781,6	Promedio

Recientemente, ISA, para las líneas que construye en Perú obtuvo precios cercanos a los 700 dólares por tonelada (India).

Para valorar el costo de las estructuras se adoptó, como costo FOB del acero estructural, el promedio anterior de 781,6 dólares por tonelada.

El costo de los transformadores también ha tenido una reducción importante, debido a que el cobre, materia prima básica en la fabricación de transformadores, ha venido bajando de precio por tonelada hasta el punto que en el año 2001 se presentó el precio más bajo de los últimos 14 años, como se puede observar en la gráfica siguiente (fuente página web de LME.)

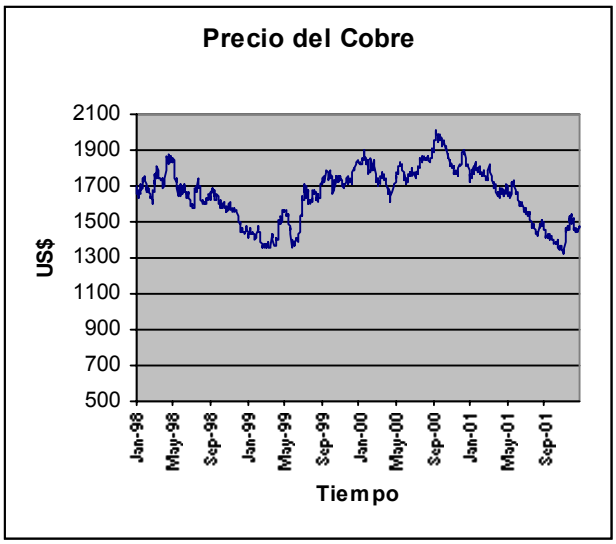


Figura 2.7-3 Precio del Cobre

Los costos unitarios de los elementos que conforman las distintas UC, así como el detalle de cómo esta conformada cada UC y cuáles elementos la conforman, están contenidas en el documento"Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución"

2.7.10 Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.

El factor de Instalación considera los siguientes componentes:

Costo FOB: Estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los equipos al comprador; tiene lugar en el momento de la entrega a bordo del buque o medio de transporte designado por el comprador. Se incluyen todos los egresos de origen legal propios del país de origen del bien comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes.

Costo CIF (Costo, Seguro y Flete). Se aplica al equipo y/o material importado. Corresponde al costo del bien puesto en puerto Colombiano, antes de la legalización de la importación.

Costo DDP (Delivered Duty Paid). Significa que el vendedor ha cumplido su obligación de entregar la mercancía cuando ha sido puesta a disposición del comprador, en el lugar convenido del país de importación. El vendedor ha de asumir todos los riesgos y gastos relacionados con llevar la mercancía hasta ese lugar incluidos los derechos, impuestos y demás cargos oficiales exigibles a la importación, así como los gastos y riesgos de llevar a cabo las formalidades aduaneras.

Costos Directos: Son los costos requeridos para montar, probar y poner en operación las UC, incluidas las obras civiles asociadas. En el caso de líneas de transporte de energía, las obras civiles, el montaje, pruebas y puesta en marcha, se presenta en un solo componente de costo. Se incluyen dentro del costo directo los repuestos básicos que deben mantenerse en stock para garantizar la calidad del servicio de las UC, el costo de la gestión ambiental y, por último, el costo de las servidumbres, que aplica solamente al caso de las líneas de transmisión.

Costos Indirectos: Son los costos asociados con la ingeniería y administración e incluyen: costo del diseño, costo de la interventoría y el costo de administración. En las UC del STN, dentro de los costos indirectos se reconocieron los costos financieros, que corresponden a los intereses durante la construcción y puesta en operación de la UC. Para el caso de los OR este costo no fue tenido en cuenta entre los costos indirectos, ya que la tasa de retorno, que se aplica en la estimación del costo anual equivalente que remunera los activos, fue estimada considerando la composición típica deuda – capital de las empresas que ejecutan la actividad de distribución eléctrica y el costo de la deuda asociada.

Para la acumulación del costo se emplean las expresiones siguientes:

Costo CIF = Costo FOB + Costo Transporte Internacional + Costo Seguro Internacional

Costo DDP = Costo CIF + Costo Arancel + Costo Transporte Nacional + Costo Seguro Nacional + IVA + Costo Bodegaje

Costo Directo = Costo DDP + Costo Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha + Costo Obra Civil + Costo Repuestos + Costo Gestión Ambiental + Costo Servidumbres

Costo Indirecto = Costo Diseño + Costo Interventoría + Costo Administración

El Factor de Instalación se calcula mediante la siguiente expresión:

Factor de Instalación = Costo Directo + Costo Indirecto

2.7.11 Consideraciones sobre el factor de Instalación

En los casos en que aplica (todos los costos de los elementos se basan en precios internacionales), el factor DDP es igual a 144.2%. En casos particulares, cuando los elementos que conforman la UC son de fabricación Nacional, el DDP se conforma tomando como valor FOB el costo del elemento puesto en fábrica al cual se le suma el IVA , el Seguro Terrestre y el Transporte terrestre. En otros casos en los cuales los costos de los elementos que conforman la UC tienen incluido el IVA, el factor DDP es 100%.

En el cuadro siguiente se compara la propuesta de Comité del CNO para el cálculo del factor DDP con el factor adoptado para el STN.

Cuadro No. 2.7-1
Cálculo del Factor DDP

	Propuesta del Comité del CNO	STN
Transporte Marítimo	4,00%	3,00%
Arancel	15.75%	15.50%
Seguro Marítimo	1,00%	0,50%
Seguro Terrestre	0,73%	0,70%
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	19,32%	19,04%
Costo DDP)	144,20%	142,17%

El cálculo del factor de instalación aplicable a cada UC fue determinado por el Comité del CNO promediando los valores reportados por los OR. Al examinar los valores reportados por cada OR, se observa, para ciertos rubros, que hay valores de algunos OR que distorsionan los promedios obtenidos.

La CREG tomó la información anterior y repitió el cálculo, pero eliminó los valores extremos (máximos y mínimos) que se alejaron 1.3 desviaciones estándar del promedio obtenido, para cada uno de los componentes del factor de instalación, de los costos directos e indirectos. La finalidad del ejercicio realizado por la CREG fue la de filtrar valores que sesgan los promedios. Los cálculos se encuentran en la hoja de cálculo en Excel denominada Análisis de Factores de Instalación, que hace parte del documento que contiene el análisis detallado.

Para el caso de las UC de líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO no presentó una propuesta, porque como se dijo antes, no hubo un acuerdo entre los OR que conformaron el grupo de trabajo respectivo. De la información entregada a la Comisión por parte del Comité del CNO, se obtuvo la siguiente información:

Gestión Ambiental: Todas las empresas lo calculan como el 3% de la suma de materiales y mano de obra, excepto Electrocosta que toma una cantidad fija por km.

Servidumbres: Para líneas urbanas las empresas asumen este valor igual a cero, excepto EPSA y CENS. Para líneas rurales, las empresas reportan cifras que están entre 1,5 y 10 millones de pesos por km.

Ingeniería básica y detalle. Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	8.20%
EPSA	6.25%
EEPPM	6.10%
EMCALI	6.50%
EEC, ESSA, EADE	7.74%
ELECTROCOSTA	9.00%

Sistema de Información Geográfico. Todas las empresas reportan un valor de 1,112,280 pesos por km. No hay claridad en relación con este costo. En la propuesta preparada por el Comité de Distribución del CNO, se dice que este es el costo relacionado con el sistema de información geográfico requerido durante la construcción del proyecto.

Gestión y Asesoría (Interventoría) Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	6.10%
EPSA	3.50%
EEPPM	9.20%
EMCALI	4.00%
ESSA, EADE	4.39%
COSTA	4.10%

Administración. Las empresas lo reportan como un porcentaje de la suma de materiales y mano de obra. Los porcentajes utilizados son:

CODENSA	4.43%
EPSA	3.75%
EEPPM	5.90%
EMCALI	4.75%
ESSA, EADE	4.39%
COSTA	4.40%

Con base en la información anterior, la Comisión calculó los factores de instalación correspondientes para estas UC. Las memorias de cálculo se encuentran en la Hoja de Excel de Análisis de Factores de Instalación.

Es importante aclarar la posición de la Comisión en relación con la propuesta del Comité del CNO, sobre dos de los componentes del factor de instalación. El primero se refiere al componente “Repuestos” que hace parte del rubro Costos Directos y, el segundo, al componente “Costos Financieros” que se consideró como parte de los costos indirectos, en el caso del STN.

2.7.12 Porcentaje de repuestos reconocidos

El Comité propone que el costo a reconocer por concepto de repuestos en todas las UC sea un 8% del costo FOB. Es bueno recordar que en el caso del STN, en las UC de subestación, se reconoció un 3%, mientras que en las de líneas se reconoció un 5%. No hay estudios de los transmisores nacionales ni de los OR que permitan determinar cual deba ser el porcentaje adecuado para el caso de los equipos de subestación, y por esta razón la Comisión fijó este parámetro. En el caso de las líneas, el porcentaje se calculó con base en lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995.

Adoptar un porcentaje de manera general para todas las UC, no es un criterio adecuado, porque se terminan sobre remunerando los activos existentes. En el caso de líneas de transmisión del STN, el Código de Redes establece la necesidad de tener un determinado porcentaje de repuestos para los distintos elementos que conforman esta UC. Los requerimientos establecidos en el citado Código hacen que el porcentaje de repuestos represente, en promedio, un 5% del costo de los suministros. Estos repuestos permiten garantizar una disponibilidad satisfactoria de las líneas del STN, dado que son elementos que no son de fabricación estándar. En el caso de una falla, de no tenerse estos repuestos, el tiempo de reparación sería mucho mayor.

En el caso de líneas construidas con postes de concreto no se requiere un almacenamiento de repuestos elevado, primero, porque los elementos son de fabricación estándar (por ejemplo, basta tener una cantidad determinada de postes para varias líneas), y segundo, porque son elementos que tienen un gran mercado y se consiguen en forma inmediata, sí se requirieran más elementos para la reparación de una línea.

En general, para el caso de líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3 todos los elementos que conforman estas Unidades Constructivas –postes, conductores, aisladores, herrajes-, se consiguen con facilidad en el mercado nacional y, por lo tanto, el porcentaje de repuestos a reconocer debe ser inferior al 5% reconocido para las líneas en el STN, pues no hay necesidad de contar con un gran stock de ellos. En las líneas subterráneas, los requerimientos de repuestos son inferiores al de las líneas aéreas, pues el elemento básico que conforma esta UC es el cable en sí.

Los porcentajes que se han propuesto para las UC de líneas son:

Líneas del Nivel de Tensión 4	5% (se asimilan a las del STN)
Líneas aéreas de los niveles de tensión 2 y 3	3%
Líneas subterráneas de los niveles de tensión 4, 3, y 2	1%

Para las subestaciones se propone el mismo valor adoptado en el STN, es decir el 3%, mientras no se tenga una mejor información.

2.7.13 Porcentaje de costos Financieros

El Comité del CNO calculó, para cada tipo de UC, unos costos financieros, tomando un costo del capital de 16% y unos periodos de construcción particulares para cada caso.
La Comisión consideró que dentro de la tasa de retorno que ha reconocido, está incluido el costo financiero de las deudas de los OR. Por tal motivo, el componente de costo financiero no se considera dentro del factor de instalación.

2.7.14 Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

En el Anexo No.1 del documento "Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución" se presentan las tablas resumen con los costos unitarios adoptados para cada UC. Estas mismas tablas conforman el anexo No 3 de la Resolución de por la cual se aprueba la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de distribución.

2.7.14.1 Valoración de Activos No Eléctricos

Para el periodo 1998-2002, el cálculo de los cargos incluyó la valoración de los Activos No Eléctricos obtenido de la información que fue reportada por cada OR. Sin embargo, se estableció como regla general, que estos quedarían acotados al 8% del valor de los Activos Eléctricos. De la información recibida en esa época, solo una empresa reportó Activos No Eléctricos por un equivalente del 8% de los Activos Eléctricos. Cuando se expidió la Resolución CREG 051 de 1998, se tomó como criterio general, reconocer como Activo No Eléctrico el 5% del valor de los Activos Eléctricos.

Para el periodo 2003-2007, la Comisión optó por tomar un criterio general, similar al que se adoptó para el STN. Por esta razón, con base en la información reportada en el año 1997, la Comisión calculó cuál debía ser el porcentaje a reconocer, como se muestra en la tabla siguiente:

% ANUALIDAD ACTIVOS NO ELECTRICOS RESPECTO A ANUALIDAD ACTIVOS ELECTRICOS		
Empresa Que Enviaron Estudio	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC TOTAL	AN. ACTIVOS NO ELEC TOTAL / AN. ACTIVOS ELEC SIN NIVEL 1
EBSA	2.66%	4.31%
ESSA	2.92%	7.47%
CENS	3.78%	8.48%
EPSA	8.70%	12.09%
EMCALI	4.62%	8.11%
EPP	0.72%	2.08%
CEDELCA	1.91%	2.78%
CHEC	2.69%	3.94%
EEB	3.45%	6.25%
HUILA	2.19%	3.46%
EPM	7.29%	10.12%
CEDENAR	0.93%	1.59%
TULUA	4.73%	7.67%
EADE	1.28%	2.15%
~~BOLIVAR~~	5.43%	6.67%
~~ATLANTICO~~	1.47%	1.88%
~~CORDOBA~~	1.64%	2.02%
BAJO PUTUMAYO	4.27%	5.75%
PUTUMAYO	0.69%	1.10%
VALLE DEL SIBUNDOY	0.45%	1.04%
~~CESAR~~	1.81%	2.49%
~~SUCRE~~	0.00%	0.00%
~~GUAJIRA~~	1.93%	2.57%
~~MAGDALENA~~	1.34%	2.07%
~~MAGANGUE~~	0.00%	0.00%
COSTA	1.81%	2.19%
CARIBE	1.21%	1.57%
	2.59%	**4.1%**

El procedimiento seguido para calcular el citado factor fue el siguiente:

- Para cada Operador de Red se calculó la sumatoria en pesos de las Anualidades de los Activos Eléctricos considerados en el cálculo de los cargos vigentes de los niveles de tensión 2, 3 y 4.

- Se calculó para cada OR la relación entre las anualidades de los Activos No Eléctricos y las Anualidades de los Activos Eléctricos en cada nivel de tensión.

- Considerando que la nueva metodología propone dar un tratamiento especial para cada nivel de tensión, y para efecto de reconocer los costos asociados con Activos No Eléctricos, se recomienda tomar el promedio de los costos anuales de Activos No Eléctricos sobre el costo anual de Activos Eléctricos sin considerar el nivel de tensión, esto es 4,1%

Es importante notar, que en el periodo 1998-2002, la cota del 8% se refería a la totalidad de los Activos Eléctricos, mientras que el porcentaje actual del 4.1%, que será aplicado al periodo 2003-2007, se refiere al valor de las Anualidades de los niveles de tensión 2, 3 y 4, esto para mostrar que los porcentajes no tienen las mismas bases, y por lo tanto, no son comparables.

2.7.14.2 Valoración de Terrenos

La metodología adoptada por la Comisión reconoce los costos de reposición a nuevo de los activos involucrados en el negocio de la distribución. Los terrenos deben excluirse de este cálculo, porque son un bien que no se deprecia, y por lo tanto, hay que darles un tratamiento especial.

Para el periodo 1998-2002, la Comisión consideró que los terrenos se remunerarían como un arriendo anual correspondiente al 12% del valor comercial de estos. Posteriormente, con la expedición de la Resolución CREG 051 de 1998, relacionada con el STN, la Comisión modificó el criterio, y el porcentaje reconocido no se aplicó ya al valor comercial, sino al valor catastral, teniendo en cuenta que la remuneración debería hacerse sobre la misma base contable de las empresas. Igualmente, en la mencionada Resolución, el porcentaje anual que se reconoció sobre el avalúo catastral fue del 8.5%.

Para el periodo 2003-2007, la Comisión considera que el porcentaje a reconocer sobre el avalúo catastral debe ser el 7.6%.. Este valor corresponde al costo implícito de la deuda en el costo de capital, que es el costo de oportunidad de la inversión que se mantiene en terrenos. La Resolución CREG 013 de 2002 tiene como supuesto de costo de deuda el valor mencionado.

2.8. OTRAS CONSIDERACIONES

2.8.1 Continuidad del suministro del servicio

El artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994 establece “Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa”.

En cumplimiento del citado artículo la metodología de remuneración de la actividad de distribución eléctrica no solo consideró la valoración de activos con reposición a nuevo sino que incluyó equipos de última tecnología, centros de control, registradores de fallas y software acorde con las mejores practicas internacionales.

Teniendo en cuenta que el problema principal detectado hasta ahora en la evaluación de los índices de calidad en relación con la continuidad del servicio corresponde a

deficiencias en la información reportada por las empresas, la Comisión decidió remunerar dentro de los activos, los activos y software necesarios para garantizar la solución de dichos problemas dentro de este período tarifario. La fijación de las nuevas metas de continuidad del servicio tendrá en cuenta estos aspectos así como el análisis histórico del comportamiento de los índices actualmente diseñados.

2.8.2 Calidad de la Potencia

En desarrollo de los principios arriba mencionados sobre la calidad, se expedirá una regulación sobre la calidad de la potencia eléctrica, la cual estará inicialmente basada en la calidad de la forma de onda de la tensión.

Para este objeto, la metodología de la resolución CREG 082 de 2002 previó la instalación de equipos de registro de eventos que permitan caracterizar y medir el impacto de dicha calidad de la potencia sobre el usuario final. Corresponde a la Comisión el diseño de los incentivos o compensaciones que garanticen el cumplimiento de los índices que para efecto de medir dicha calidad se diseñen.

2.8.3 Energía reactiva

La Comisión en desarrollo de los análisis que está llevando a cabo sobre el marco general del control de reactivos y de voltajes en el sistema, ha considerado que dicho control debe hacerse con resolución horaria debido a que las condiciones operativas del sistema deben controlarse en tiempo real y que la desagregación de medidas establecida en Colombia es de 1 hora, para tal efecto la resolución CREG 082 de 2002, en relación con el factor de potencia determina que su control debe hacerse por horas a diferencia de lo contenido en la resolución CREG 099 de 1997 que observaba el flujo de reactivos acumulado en el período de facturación.

De otro lado la resolución CREG 082 de 2002 establece la obligación del pago por el servicio de transporte de dicha energía reactiva inductiva por el sistema de distribución en condiciones similares a las de pago de energía activa.

2.8.4 Remuneración del Respaldo aplicable a los Autoproductores

En vista de que la capacidad de respaldo que brindan las redes de transporte de los SDL y STR a los autogeneradores puede implicar, en el peor de los casos, que los OR deban sobredimensionar sus redes, y en el mejor de los casos que los equipos de los OR puedan sobrecargarse para atender esta demanda adicional y transitoria, la Comisión decidió establecer un cargo de respaldo para este tipo de usuarios basado en la reducción de vida útil asociada con la capacidad de transformación adicional requerida para atenderlos. El racionamiento con el que se determinó dicho cargo es que en el peor de los casos la decisión racional de un OR para atender dicha demanda adicional se basaría en los costos de instalar nueva transformación como una medida conservativa del costo de la reducción de vida útil de sus transformadores si optase por no hacerla.

Con este propósito se consideraron los siguientes parámetros:

Costo de kVA de transformación:	US$ 8
Factor de instalación:	2
TRM a diciembre de 2001	2,291.18 col/US
Tasa de retorno:	16.06%

Con base en estos datos anualizados el valor resultante es de $6,000/ MVA/año

2.8.5 Fronteras Embebidas en Activos de Conexión

El proyecto de resolución pretende resolver además un problema que se había presentado con cierta frecuencia en el sistema , en el sentido de que la regulación anterior no previa que una activo de conexión pudiese ser utilizado por más de un usuario. Esta nueva resolución establece las condiciones para que un activo de conexión pueda trasladarse a uso o viceversa y establece la posibilidad de que un activo de conexión sea utilizado por varios usuarios.

2.8.6 Propiedad de Activos de Nivel de Tensión 1

El proyecto de resolución anexa establece que cuando un usuario o grupo de usuarios de Nivel de Tensión 1 sea propietario de los activos con los cuales se conecta a la red del OR, este deberá cobrarle cargos de distribución a partir del Nivel de Tensión donde se conecte. Esta decisión permite corregir un problema que consistía en que algunos OR obligaban a los usuarios a suministrar y construir los activos de conexión como transformadores y redes secundarias, pero les facturaban cargos de transporte de Nivel de Tensión 1, con lo cual en la practica le cobraban cargos por uso, que remuneran inversión, de sus propios activos. Se reconoce que el OR es quien se encarga de la operación y mantenimiento de todos los activos de Nivel de Tensión 1, incluyendo los que son propiedad de terceros, y en ese sentido los cargos de distribución siempre tendrán en cuenta la remuneración de esta actividad en el Nivel de Tensión 1.

El reconocimiento de la propiedad se hará de acuerdo con las condiciones establecidas en la Ley.

2.9. BIBLIOGRAFÍA

Este documento ha resumido los análisis de la Comisión sobre temas particulares del proyecto resolución que contiene los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Otros documentos que contienen los estudios de los consultores,

que apoyaron los desarrollos conceptuales de esta metodología, se presentan a continuación:

- Clasificación de los activos eléctricos, que conforman los STR y SDL en los niveles de tensión 2, 3 y 4, en unidades constructivas e identificación de los costos de reposición a nuevo de mercado. Este estudio fue adelantado internamente por la CREG.

- Revisión de la metodología a utilizar para el reconocimiento de los costos de inversión, la cual, corresponde al alcance del estudio *"Asesoría en el proceso de revisión de la metodología para valoración de activos utilizada en la estructura tarifaria para la industria de energía eléctrica en Colombia"*, adelantado para la CREG por la firma ADVANCE CONSULTORES.

- Identificación de los niveles de pérdidas eficientes a reconocer en la remuneración de los STR y SDL, para lo cual se adelantó el estudio titulado *"Pérdidas de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano"*, el cual se desarrollo con cooperación del CERI.

- Verificación de los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de los STR y SDL, cuya identificación hizo parte del alcance del estudio titulado *"Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1"*, que se adelantó a través de la firma Consultoría Colombiana.

- Caracterización de las redes de distribución secundaria (activos de uso general del nivel de tensión 1) y determinación de los costos de reposición, pérdidas y gastos de operación y mantenimiento eficientes, que, conjuntamente con el punto anterior, correspondió a los objetivos del *"Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1"*, que se adelantó a través de la firma Consultoría Colombiana.

- Revisión del porcentaje anual de ajuste de los cargos por efecto de los crecimientos esperados en productividad, para lo cual se contrató a la Universidad EAFIT – CIDE, con el objeto de adelantar el estudio *"Asesoría para la estimación del factor de productividad (X) de las actividades de distribución y comercialización a usuarios regulados de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red".*

- Análisis a los Comentarios de la Resolución 073 de 2003 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

2.10 ANEXOS

ANEXO N. 1
EVOLUCIÓN ÍNDICE DE PÉRDIDAS

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Caquetá	20.9%	21.2%	26.4%	30.8%	32.7%	31.3%
Cedelca	27.9%	29.3%	31.0%	27.1%	24.8%	28.6%
Cedenar	33.1%	34.6%	36.3%	32.2%	35.5%	38.0%
Cens	21.9%	27.9%	29.8%	33.5%	31.8%	33.7%
Chec	21.8%	21.3%	21.7%	22.2%	24.0%	23.9%
Chocó	38.4%	42.3%	45.0%	47.6%	50.4%	50.1%
Córdoba	36.4%	37.3%	36.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Cundinamarca	17.0%	21.3%	24.2%	19.5%	26.4%	28.2%
Eade	23.7%	24.6%	26.2%	18.2%	18.9%	19.7%
Ebsa	13.5%	17.9%	16.4%	19.4%	20.3%	17.5%
Edeq	18.0%	20.8%	18.1%	21.2%	19.1%	15.4%
Pereira	22.9%	20.1%	18.1%	19.4%	22.3%	21.9%
Codensa	22.6%	17.7%	17.8%	11.3%	10.5%	10.4%
Electranta	25.6%	24.7%	28.0%	31.2%	34.4%	33.8%
Electribol	21.2%	24.2%	25.6%	26.9%	32.7%	30.3%
Electrocesar	30.0%	34.6%	29.8%	31.2%	34.4%	33.8%
Electrolima	21.0%	29.9%	18.5%	25.5%	21.2%	25.1%
Magdalena	33.2%	29.0%	30.1%	31.2%	34.4%	33.8%
Emcali	15.5%	15.5%	16.1%	15.7%	17.9%	18.2%
Meta	20.2%	22.7%	21.1%	24.1%	31.4%	35.8%
Enelar	22.6%	29.1%	22.0%	26.0%	20.6%	27.7%
EPM	15.1%	15.3%	12.7%	13.8%	12.4%	11.2%
EPSA	21.0%	19.7%	17.8%	14.6%	12.8%	12.7%
Santander	14.5%	16.5%	19.6%	22.4%	23.2%	25.3%
Guajira	22.9%	29.6%	30.4%	31.2%	34.4%	33.8%
Huila	22.5%	27.2%	20.3%	27.7%	27.0%	33.8%
Magangue	33.2%	28.4%	27.7%	26.9%	32.7%	30.3%
Popayán	14.0%	7.8%	14.0%	13.2%	14.5%	12.3%
Sucre	26.8%	31.5%	30.8%	26.9%	32.7%	30.3%
Tulúa	12.8%	12.8%	12.4%	10.9%	11.0%	8.4%
NACIONAL	21.1%	21.0%	20.6%	19.5%	20.2%	20.1%
RECONOCIDO			11.7%	11.1%	10.0%	8.8%

ANEXO N. 2
ÍNDICE DE PÉRDIDAS
2001

	A Real	B Reconocido	A-B
Caquetá	31.3%	14.8%	16.6%
Cedelca	28.6%	12.9%	15.7%
Cedenar	38.0%	14.4%	23.5%
Cens	33.7%	12.2%	21.5%
Chec	23.9%	8.9%	15.0%
Chocó	50.1%	14.7%	35.5%
Electrocosta	30.3%	8.9%	21.4%
Cundinamarca	28.2%	11.7%	16.5%
Eade	19.7%	13.2%	6.6%
Ebsa	17.5%	13.0%	4.5%
Edeq	15.4%	13.6%	1.8%
Pereira	21.9%	9.0%	12.8%
Codensa	10.4%	13.3%	-4.0%
Electricaribe	33.8%	11.5%	22.3%
Electrolima	25.1%	9.6%	15.5%
Emcali	18.2%	10.2%	8.0%
Meta	35.8%	12.6%	23.2%
Enelar	27.7%	14.2%	13.5%
EPM	11.2%	7.9%	3.3%
EPSA	12.7%	7.7%	5.0%
Santander	25.3%	10.2%	15.2%
Huila	33.8%	13.4%	20.4%
Popayán	12.3%	14.8%	-2.5%
Tulúa	8.4%	10.8%	-2.5%

ANEXO N. 3
PROPORCIÓN ENTRE LA CAPACIDAD URBANA Y RURAL

OPERADOR DE RED	% Capacidad de transformación URBANA	% Capacidad de transformación RURAL
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P	59%	41%
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	77%	23%
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P	49%	51%
Centrales Eléctricas del Norte De Santander S.A. E.S.P.	74%	26%
Codensa S.A. E.S.P.	87%	13%
Compañía de Electricidad De Tulúa S.A. E.S.P.	73%	27%
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	71%	29%
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	71%	29%
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	61%	39%
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	90%	10%
Dispac S.A. E.S.P.	84%	16%
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	67%	33%
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	86%	14%
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.	86%	14%
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	15%	85%
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	61%	39%
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	65%	35%
Empresa de Energía de Cali S.A. E.S.P	95%	5%
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	57%	43%
Empresas Publicas de Pereira S.A. E.S.P.	76%	24%
Empresa de Energía del Pacifico S.A. E.S.P	45%	55%
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	58%	42%
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	81%	19%
Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	57%	43%
Empresas Publicas de Medellín E.S.P.	89%	11%
Ruitoque E.S.P.		100%
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	84%	16%
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	70%	30%
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.	52%	48%

ANEXO N. 4
COMENTARIOS A LOS DOCUMENTOS: i) PROPUESTA CERI DE METODOLOGÍA DE PÉRDIDAS; Y ii) PROPUESTA RESOLUCIÓN CREG 073/2002

i) Comentarios Propuesta CERI

COMENTARIO	EMPRESA	CREG
Falta de Información de base. Se señala un nivel actual de pérdidas (17,5%) muy por debajo de los valores reales de las empresas. (> 20%).	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA ANDESCO	El consultor en su análisis utiliza como pérdidas del 2001 un valor de 17.49%[1], valor obtenido a partir de una muestra parcial de empresas. Considerando esta situación la Comisión replicó el cálculo, incluyendo todas las empresas distribuidoras y comercializadoras[2], encontrando que el promedio ponderado del valor de pérdidas es 20.1%. En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución, se encuentra el cálculo por empresa.
No existe un apartado de análisis de aspectos tales como la diferencia entre empresas, relación entre las pérdidas y el tipo de mercado suministrado, evolución de las distintas empresas. Estos factores varían de acuerdo a la zona en la que opere la distribuidora.	Electricaribe – Electrocosta	De acuerdo con los análisis realizados no existe correlación entre el nivel de pérdidas y otros aspectos diferentes de los técnicos, por tanto el objetivo de reflejar las características de las redes de cada operador, así como la composición de la demanda entre áreas urbanas y rurales, se propone diferenciar las pérdidas Técnicas entre urbanas y rurales.
El consultor parte de un modelo hipotético del sistema de distribución que no se sabe si representa la topología real del sistema eléctrico, por lo que sus recomendaciones en este aspecto son cuestionables.	ANDESCO	El consultor para calcular las pérdidas Técnicas eficientes corrió un modelo a partir de valores optimizados de conductores, transformadores, circuitos secundarios, voltaje primario; técnicamente aceptados y calculó los costos de distribución del sistema de voltaje 13,8 kV

[1] Este promedio es el resultado derivado de los datos de pérdidas de energía reportados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos (SIVICO), así como de los registros de demanda comercial provistos por el ASIC. Es importante mencionar que cuando se hizo la simulación no se poseían los datos para todas las empresas y de allí el valor de 17,49%.
[2] Información del Sivico y reportada por las empresas a la CREG.

		separando las zonas urbanas y rurales de acuerdo con la información suministrada por las mismas empresas.
No se precisa si los valores actuales de pérdidas son comparables con los índices de reconocimiento de pérdidas de las resoluciones 031 y 099/97. Carece de un análisis riguroso de la regulación actual de pérdidas.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta	El objetivo del estudio esta dirigido a determinar las pérdidas de eficiencia. No obstante, en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución, se hace un análisis de la situación del nivel de pérdidas actual, como de la regulación vigente.
El consultor reconoce importantes diferencias de niveles de pérdidas entre las zonas rural y urbana, aspecto que en varias ocasiones ha propuesto la industria para el tratamiento diferencial de las pérdidas en ese sentido, que involucre además las diferentes topologías de la red en Colombia	ANDESCO	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone la separación del nivel de pérdidas en los sectores urbano y rural para los Niveles de Tensión 1 y 2.
Falta diferenciación conceptual y por tanto en los valores presentados, entre los índices de pérdidas para el comercializador y el distribuidor. Así como la determinación de los niveles de pérdidas por nivel de tensión y discriminado técnica y no técnica.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM Electricaribe – Electrocosta CODENSA Electrohuila	En la primera fase del estudio se encuentra detallado la diferenciación conceptual y reconocimiento de pérdidas entre el Comercializador y el Distribuidor. Así mismo, en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se precisa las responsabilidad es del Distribuidor y Comercializador, así como la diferenciación entre pérdidas reconocidas técnicas y no técnicas.
El estudio presenta índices de pérdidas de comercializador y distribuidor, como si tuvieran la misma base.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se diferencian claramente los criterios y las bases para la separación de pérdidas entre el Comercializador y Distribuidor.
No existe en el estudio un análisis que refleje las transacciones entre comercializadores y distribuidores para asignar los recursos de las pérdidas: relaciones entre comercializadores puros, incumbentes, fronteras comerciales. La asimetría entre los niveles de pérdidas reconocidos a los comerciales entrantes y establecidos, premia a los entrantes con una prima de 4.6% del costo generación y transmisión.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA Electrohuila CAC ASOCODIS-ANDESCO	Consideramos que es importante en este tema aclarar lo siguiente: 1. Cuando un distribuidor-comercializador tiene un usuario, las pérdidas reconocidas corresponden a las de la Resolución CREG-031 de 1997, en razón a que esta desempeñando la función de comercialización. 2. Cuando el distribuidor-comercializador pierde al usuario, sólo se reconocen la

		pérdidas de la Resolución CREG-099 de 1997, ya que cesó su función de comercializador y es el nuevo comercializador el que tiene derecho a las pérdidas definidas en la Resolución CREG-031 de 1997. Por otro lado, como se podrá observar en la Resolución CREG-073 de 2002, la asignación de pérdidas es similar a la definida en la Resolución CREG-047 de 2002, lo que permite tener igual tratamiento entre el Comercializador y Distribuidor.
Los objetivos de reducción de pérdidas a nivel nacional deben centrarse en las pérdidas no técnicas, dado el alto nivel de pérdidas (>20%) y antes de incurrir en cuantiosas inversiones para reducir las pérdidas técnicas. La inversión en recuperación de pérdidas técnicas, debe compararse con la relación beneficio-costo que se obtendría al orientar los esfuerzos en la reducción de las pérdidas no técnicas.	CODENSA ANDESCO	En primera instancia, se considera que la evaluación del beneficio-costo de reducir el nivel de pérdidas es responsabilidad de cada empresa. La función dada por Ley al Regulador, es permitir parámetros eficientes, que en el caso de la pérdidas corresponde tanto a lo técnico como no técnico.
Para los sistemas de 13,8 y 25 kV al parecer se cargan las pérdidas del STN y las negras únicamente en el nivel de tensión 1, lo que implica que los clientes conectados en niveles superiores no pagan estas pérdidas.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	La literatura sobre pérdidas plantea que solo deben reconocerse pérdidas Técnicas. Para el caso colombiano es necesario observar que aspectos tales como las condiciones socioculturales y económicas del país, hacen compleja la reducción inmediata del total de las pérdidas No Técnicas. Para el reconocimiento de pérdidas No Técnicas, solo se tendrá en cuenta el Nivel de Tensión 1, en razón a que en los otros niveles, las empresas tienen mayor posibilidad de gestión, por cuanto el número de usuarios es menor y las posibilidades de fraude se reducen, como se puede observar en el Cuadro 5.9-1 del documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución.
En la tabla 14, al parecer erróneamente, no se incluyeron las pérdidas del STN desde el 2003 en adelante con lo cual las pérdidas en los N 2 y 3 son iguales para los comercializadores y distribuidores.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	Se incluyen las pérdidas del STN en el nivel IV, no obstante estas se promediaron con el nivel III. Las pérdidas en el STN no deberían contemplarse dentro del promedio. La filosofía

		del consultor para un sistema de 25 kV se basa en el reconocimiento de pérdidas técnicas para los niveles superiores de tensión (3 y 2). Por lo tanto es de esperar que tanto comercializadores como distribuidores tengan el mismo nivel de pérdidas.
Los métodos 1 y 3 para estimar las pérdidas se basan en información parcial (36% del mercado). No reflejando la realidad del sistema eléctrico colombiano.	Electricaribe – Electrocosta	El ejercicio del consultor es una simulación para ver el estado de las pérdidas con la información disponible.
La meta de pérdidas No Técnicas no está definida con un soporte analítico ni documental. No se analizó el efecto de factores culturales o socioeconómicos.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se hace un análisis de las pérdidas No-Técnicas donde se analizan los diferentes factores que inciden en las mismas.
El informe deja la sensación de que en el país, es mayor el problema de las pérdidas técnicas que de las no técnicas, ya que se asume el mismo valor de pérdidas no técnicas de Canadá.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta CODENSA	Aunque las pérdidas no técnicas son de gran magnitud, estas se derivan de la mala gestión de las empresas. La señal regulatoria en todos los casos es de eficiencia.
Sobre el 1% para pérdidas no técnicas reconocido pregunta: - Es el nivel óptimo en 25 años sobre los componentes de fraude y conexiones ilegales y zonas rojas? - Incluye las zonas urbanas de difícil acceso para las tareas de desconexión y corte de servicio?	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta	1. De acuerdo a lo analizado por el consultor, los cambios culturales en el caso colombiano tomarían este tiempo si la gestión de la empresa no es rigurosa. 2 El consultor incluye en su cálculo las zonas urbanas de difícil acceso en lo que considera como zonas rojas.
Cuál fue el procedimiento empleado por los consultores para determinar las zonas rojas en Colombia?	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El consultor tomó como referencia el dato suministrado por EPSA, quien identificó la incidencia de variables como las zonas rojas sobre en las pérdidas no técnicas. El resto de empresas no suministraron información.
El estudio supone que todas las fuentes de pérdidas no técnicas son susceptibles de reducir en el corto plazo, lo cual no es aceptable.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	No es cierto, el consultor señala 25 años como período de reducción de pérdidas no técnicas.
El estudio no analiza ni estima los costos por control y mantenimiento de pérdidas, ni se hacen recomendaciones específicas sobre como remunerarlos.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El estudio no busca este objetivo.
No está sustentado, la estimación de los porcentajes de participación de cada uno de los factores sobre las pérdidas no técnicas.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	Se tomaron los datos provistos por EPSA, única empresa que suministro información al respecto.
Remunerar las pérdidas con base en una red de 25 kV es inapropiado ya que:	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El Consultor propone fijar el nivel de pérdidas óptimo con el cambio de voltaje del Nivel de

- No existe posibilidad práctica en el país para este cambio, el distribuidor no podría recuperar la inversión. - Implica remunerar la red con un mayor valor al actual, lo que llevaría a aumentos en los cargos por uso. - La inversión en este sistema no sería más efectiva, si la reducción de pérdidas se orienta a un mecanismo de incentivos a las empresas? - Obligaría a los clientes conectados en MT (aquellos que han realizado inversiones para estar allí) a reinvertir en esta nueva infraestructura.	Electricaribe – Electrocosta EMCALI CODENSA Electrohuila	Tensión 2 a 25 kV, ya que se obtienen menores costos de AOM, así como niveles de pérdidas inferiores, lo que le conduce a recomendar una conversión del actual sistema de distribución. No obstante lo anterior, de acuerdo con el estudio, la conversión duraría aproximadamente 20 años y sería necesario realizar una inversión importante, cuyos resultados podrían ser favorables en el futuro, siempre y cuando la relación beneficio-costo sea positiva. El consultor presenta un cálculo de la relación beneficio-costo que sustenta su propuesta, pero dichos cálculos son muy sensibles a variables como el costo de reposición de los activos a reemplazar y a las vidas útiles. Con este grado de incertidumbre no se considera conveniente adoptar esta recomendación. Sin embargo, la Comisión podrá continuar analizando esta alternativa.
No se estima conveniente manejar en un nivel de tensión los correspondientes a los niveles 3 y 4.	Empresas Públicas de Medellín – EEPPM Electricaribe – Electrocosta EMCALI Electrohuila ISAGEN ANDI	Los análisis de la Comisión permiten concluir que el impacto es significativo al unificar el nivel de pérdidas reconocido para los Niveles de Tensión 3 y 4. Para los usuarios conectados en Nivel de Tensión 4, una decisión en este sentido, tendría un efecto importante en la factura. Actualmente, las demandas conectadas al Nivel de Tensión 4, se refieren al STN utilizando un factor de pérdidas 1,5%. Con la unificación, el factor para referir dichas demandas pasaría a ser 3.09%, es decir se duplicaría el factor de referencia. Adicionalmente se podría incrementar la conexión directa, de los usuarios actualmente conectados en el Nivel de Tensión 4, al STN. Esto podría generar señales de una sobreinversión e ineficiencia económica.
EL estudio no presenta un análisis acerca del nivel óptimo de pérdidas en Colombia, de tal manera que las inversiones que los agentes realicen puedan ser recuperadas.	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM	El nivel óptimo está basado en un modelo de red “típica” ideal. No obstante, las empresas deben analizar el beneficio-costo a partir de las señales de eficiencia dadas por el regulador.
Los análisis expuestos en el documento son genéricos, en	Electricaribe - Electrocosta	El consultor reconoce situaciones colombianas

muchos casos de escasa rigurosidad y sobretodo evidencian un alto desconocimiento de la realidad colombiana		en el documento. Desde el punto de vista técnico, no se especifica cuales son los elementos genéricos que el consultor utiliza quitándole rigurosidad al análisis.
No hubo un análisis de viabilidad financiera de las empresas frente a los valores finales de pérdidas a reconocer. Las tarifas se determinan con base en el valor de las redes y de las pérdidas.	Electricaribe – Electrocosta ISAGEN	Este es un ejercicio que no corresponde a los objetivos del estudio. No obstante, el Regulador debe incluir pérdidas de eficiencia en la tarifa, que de acuerdo con los criterios definidos en el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, deben permitir que las empresas tengan suficiencia financiera.
Los comentarios realizados por las empresas eléctricas y otros organismos no fueron tenidos en cuenta	Electricaribe – Electrocosta	El consultor, desde su punto de vista técnico, tiene independencia para considerar los comentarios de las empresas de acuerdo con su propio criterio.
Utilizar la información proveniente de la muestra de Codensa, EPSA, EPM no es representativo de todo el país, ya que poseen mercados con estructuras más favorables, los estratos con bajos consumos y baja capacidad de pago no constituyen la mayor parte del mismo.	Electricaribe – Electrocosta Electrohuila	Solo las empresas mencionadas enviaron información, el restante no atendió la solicitud.
La recomendación de la empresa frente al tratamiento de pérdidas técnicas es definirlas con base en la metodología ADT que zonifica el territorio con mayor precisión que solo la diferenciación urbano-rural. Los niveles de pérdidas deben reconocerse a cada empresa en función de su mercado.	Electricaribe – Electrocosta Electrohuila	En el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone la separación del nivel de pérdidas en los sectores urbano y rural para los Niveles de Tensión 1 y 2.
Debería existir coherencia entre los ingresos reconocidos por VNR de la red existente y los valores de pérdidas reconocidos. Es decir se debe reconocer el nivel real de pérdidas técnicas.	Electricaribe – Electrocosta	En primera instancia, se recuerda que el Regulador aprueba señales de pérdidas eficiencia y cuando éste regulador propone una senda, reconoce que existen posibilidades de inversión y gestión distintas.
La incidencia de factores como la falta de simultaneidad en la demanda de BT, los desequilibrios en las redes (no siempre las corrientes están balanceadas), puesta a tierra de las instalaciones que presentan resistencias a veces elevadas, recalentamiento y envejecimiento de los conductores, circulación de las corrientes armónicas, pérdidas no modelizables en los Transf.. MT/BT y existencia de puntos calientes en las redes es aproximadamente 1 – 1,5% de la energía total que circula.	Electricaribe – Electrocosta	El consultor tuvo en cuenta todos los parámetros técnicos asociados con el cálculos de las pérdidas.
La división de responsabilidades entre el OR y el	Electricaribe – Electrocosta	En el documento Metodología para Definir el

comercializador sobre el sistema de medición puede actuar de forma asimétrica contra el OR en especial la asignación de pérdidas por fraude ya que facilita esta acción.		Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución se propone una asignación de responsabilidades entre Comercializador y Distribuidor, de conformidad con las funciones inherentes a cada uno.
Modificar la actitud de los pobladores como estrategia para disminuir las pérdidas no técnicas, requiere de un horizonte de 25 años para lo cual el regulador debe considerar este aspecto en las pérdidas reconocidas al comercializador; que el gobierno apoye mediante una estrategia educativa para tal fin.	Electricaribe – Electrocosta	Este aspecto es considerado para el reconocimiento de pérdidas, para lo cual se establecerá una senda y no un punto de partida igual al actual como se muestra en el documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución.
El documento presenta como una solución para disminuir las pérdidas no técnicas, la inclusión de los clientes nuevos, pero de acuerdo con la resolución CREG-120-01, sobre predios subnormales, las empresas en conjunto con los municipios, deberán normalizar dichos circuitos y en muchos casos no se cuentan con los recursos para tal normalización	EMCALI	En los convenios se deben definir quienes cubren los costos de normalización de los predios subnormales.
Verificar las facultades que la ley le otorga a la CREG en materia de información, solicitar a todas y cada una de las empresas un reporte de sus pérdidas de energía.	CODENSA	Esta información se solicitó por parte de la CREG y SIVICO es la herramienta utilizada como soporte de información de pérdidas.
Mediante metodologías similares a las planteadas por el consultor en el estudio, determinar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas en cada uno de los sistemas de distribución existentes en el país	CODENSA	La propuesta integral de pérdidas del documento Metodología para Definir el Índice de Pérdidas Reconocidas en la Actividad de Distribución da como resultado un nivel de pérdidas por Sistema de Distribución.
Determinar los niveles económicos a los que se pueden llevar las pérdidas técnicas y no técnicas en Colombia, teniendo en cuenta la realidad económica y social del país.	CODENSA	Cada empresa debe analizar el beneficio-costo de reducción pérdidas.
Establecer una senda de pérdidas realista que considere las posibilidades de inversión y gestión de las empresas en el corto y mediano plazo y que permita: - obtener primas de eficiencia a aquellas empresas que realicen una gestión exitosa en esta materia. - asignar equilibradamente las responsabilidades entre los agentes del mercado.	CODENSA ANDESCO	El hecho que la empresas tenga niveles de pérdidas inferiores a las reconocidas, le permiten a la compañía mayores ingresos asimilables a un prima de éxito por esta situación.
Dentro de las pérdidas técnicas no se considera las causadas por la vegetación que en el sector rural son muy altas	Electrohuila	En el cálculo del Consultor, las pérdidas técnicas en el sector rural son mayores que en el sector urbano que obedece a las particularidades de la topología de la red.

La recomendación de separar áreas rurales de urbanas, podría dar lugar a artificios comerciales para bajar el nivel de atención en áreas industriales rurales.	ISAGEN	Creemos que en este punto, la SSPD debe estar alerta a que dicha situación no se presente.
La estrategia de incrementar los niveles de tensión a los valores máximos permisibles exige control operativo estricto y seguimiento con instrumentación y protecciones adecuadas, de lo que adolece la mayoría de las electrificadoras.	ISAGEN	Los argumentos corresponden a los mismos del cambio de nivel.
Sería recomendable que la CREG exigiera a las electrificadoras que los dineros recaudados por exceso de potencia reactiva se destinaran a inversiones para mitigar los bajos factores de potencia.	ISAGEN	La Comisión no tiene competencia para establecer lo solicitado, esto corresponde a la gestión de la empresa.
Se sugiere que cada uno de los agentes presente un plan de acción particular, comprometiéndose con unos niveles de pérdidas que involucren medidas de eficiencia con el fin de llegar a la meta establecida.	ISAGEN	Ya está incluido dentro de los planes de gestión.

ii) Comentarios Propuesta documento de Pérdidas - Resolución 073/2002

COMENTARIO	**EMPRESA**	**CREG**
Como lo manifestamos en el Foro del pasado viernes, el porcentaje de pérdidas reconocido en la resolución 073-2002 no es consistente con lo reconocido en la resolución 099-1997 y por su puesto con la senda de pérdidas reconocidas en el cargo por uso.	EEPPM y EADE	Es importante aclarar si bien estas dos resoluciones buscan costos eficientes para alcanzar dicho objetivo las metodologías de referencia son diferentes. En la Resolución 99/97 se utiliza la energía disponible para referir al STN, mientras en la Resolución 073/2002 se utiliza la energía de entrada al nivel. Esta última es consistente con un sistema como el colombiano donde en algunos casos la transformación no es secuencial o en escala. Esto no significa inconsistencia regulatoria sino una revisión metodológica en aras de responder a la realidad de los sistemas.
Se desconoce como el consultor canadiense determinó lo niveles de pérdidas que se reflejan en su informe. No resultan consistentes con la metodología que la CREG utiliza para determinar los activos. El informe de Consultoría Colombiana realiza con detalle el cálculo de pérdidas. La CREG debería recalcular los porcentajes de pérdidas	Mercados Energéticos	Los cálculos de pérdidas realizados por Consultoría Colombiana en primera instancia no son utilizados para calcular los cargos en razón a que estos son de carácter indicativo y no tenían como fin el cálculo de un índice de eficiencia, como si se establece en el estudio elaborado por el CERI.

eficientes reconocidos en el nivel de tensión 1, de acuerdo con lo calculado con Consultoría Colombiana.		
Se deben diferenciar las pérdidas no técnicas por empresa.	Mercados Energéticos	Dado que las empresas no enviaron información oportunamente para su cálculo. Se tomó la decisión de utilizar los datos suministrados por algunas de ellas.
Se deben dar señales claras en la responsabilidad de las pérdidas entre el comercializador y el distribuidor.	Mercados Energéticos	Es importante señalar que en este documento no se ha desarrollado la responsabilidad del comercializador frente a la gestión de las pérdidas los cuales se presentarán próximamente y se tendrán en cuentas estos comentarios.

DECRETO 2884 DE 2001

(diciembre 24)

Diario Oficial No. 44.663, de 31 de diciembre de 2001

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI–.

El Presidente de la República,

en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por los numerales 11 y 20 del artículo 189 de la Constitución Política,

DECRETA:

CAPITULO I.
DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS -FAZNI- Y DE SUS RECURSOS.

ARTÍCULO 1o. ***NATURALEZA DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –FAZNI–.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas creado por el artículo 82 de la Ley 633 de 2000, es un fondo cuenta especial del Ministerio de Minas y Energía sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto Nacional y demás normas vigentes aplicables.

De conformidad con la ley, a este Fondo ingresará el valor contribución establecida en el artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y también podrán ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los recursos que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales.

ARTÍCULO 2o. ***RECAUDO DE LA CONTRIBUCIÓN.*** La liquidación y el recaudo de la contribución establecida en el artículo 81 de la Ley 633 de 2000 estará a cargo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC–, quien recaudará de los agentes generadores del mercado mayorista de energía el valor correspondiente y entregará las sumas recaudadas, dentro de los tres (3) días siguientes a su recibo, en la cuenta del Ministerio de Minas y Energía que para tal propósito determine este Ministerio.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC– presentará mensualmente al Ministerio de Minas y Energía una relación de las sumas liquidadas y las recaudadas, en la forma que determine este Ministerio, con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los sujetos pasivos de la contribución y de su recaudador.

ARTÍCULO 3o. ***DESTINACIÓN DE LOS RECURSOS.*** Los recursos del Fondo de

Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI– y los rendimientos que genere la inversión temporal de sus recursos se utilizarán, de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas determine el Ministerio de Minas y Energía conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social-Documento Conpes 3108 de 2001, para financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas.

CAPITULO II.
DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –FAZNI–.

ARTÍCULO 4o. ***COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN.*** El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI–, tendrá un Comité de Administración, que estará integrado de la siguiente manera:

1. Por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, quien lo presidirá.

2. Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o su delegado.

3. Por el Director del Departamento Nacional de Planeación, o su delegado.

El Comité de Administración aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y proyectos que por intermedio de su Secretario le hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI–.

PARÁGRAFO 1o. El Comité de Administración tendrá como Secretario a un funcionario del Ministerio de Minas y Energía, que no tendrá voz ni voto en dicho Comité.

PARÁGRAFO 2o. El Comité de Administración podrá invitar a sus reuniones a funcionarios del Instituto de Planificación, y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE–, de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME– o de cualquier entidad que considere pertinente o necesario para analizar asuntos de su competencia.

ARTÍCULO 5o. ***DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS ENTRE LOS PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS ELEGIBLES.*** La distribución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas –FAZNI– se hará con base en los siguientes criterios:

1. Las necesidades básicas insatisfechas del servicio público domiciliario de energía eléctrica de la población.

2. La contribución del respectivo plan, programa o proyecto a una solución institucional y empresarial integral de prestación del servicio y las mejoras en la cobertura y confiabilidad de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

3. El impacto ambiental, social y económico de los planes, programas y proyectos.

ARTÍCULO 6o. ***INVERSIÓN TEMPORAL DE LOS RECURSOS DEL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –FAZNI–.*** Los recursos y rendimientos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI– sólo se podrán invertir en forma temporal en Títulos de Tesorería TES Clase B primarios convenidos con la Dirección General del Tesoro Nacional y en Títulos de Tesorería TES Clase B ofrecidos en las subastas de Títulos de Tesorería TES Clase B de mercado primario, destinados a financiar operaciones temporales de tesorería.

CAPITULO III.
DE LOS PROYECTOS FINANCIABLES Y DE SU PRESENTACIÓN AL COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN.

ARTÍCULO 7o. ***ELEGIBILIDAD DE LOS PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS.*** Los planes, programas y proyectos, que se presentarán ante el Comité de Administración por su Secretario, deberán estar definidos como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo territorial y en los programas de energización del Ministerio de Minas y Energía para las zonas no interconectadas elaborados conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social Conpes.

Para la elegibilidad de los planes, programas y proyectos se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

a) Los planes de inversión estarán conformados por programas y proyectos priorizados de inversión en nueva infraestructura eléctrica, de reposición o la rehabilitación de la existente;

b) Dentro de los proyectos de inversión se incluirán la construcción, instalación, reposición y rehabilitación de activos aptos para la prestación del servicio de energía, así como las interventorías a que haya lugar;

c) Los proyectos de rehabilitación de plantas de generación o de redes de subtransmisión o de distribución serán financiados solamente si se demuestra que el costo de rehabilitarlos es inferior al costo de realizar la inversión en activos nuevos, tomando como referencia su vida útil;

d) Los planes, programas y proyectos deberán contar con las fuentes de financiación suficientes para asegurar su ejecución y terminación, así como para la interventoría, la auditoría, la administración, la operación y el mantenimiento de los

mismos;

e) Los planes, programas y proyectos deberán formar parte de la solución institucional y empresarial adecuada para la prestación del servicio de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto en el artículo tercero de este decreto;

f) El esquema empresarial e institucional deberá incluir como metas el cumplimiento de indicadores de cobertura, calidad de servicio, recaudo y medición en la prestación del servicio de energía eléctrica.

ARTÍCULO 8o. ***PRESENTACIÓN DE LOS PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS.*** Los planes, programas y proyectos serán presentados ante el Secretario del Comité de Administración por iniciativa de las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica, de los alcaldes y del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE–. Los gobernadores tendrán iniciativa para presentar proyectos ante el Secretario cuando se trate de redes de subtransmisión.

Para la presentación de los planes, programas y proyectos ante el Secretario se requerirá en cada caso:

1. Que el respectivo plan, programa o proyecto se encuentre registrado en el Banco de Proyectos de Inversión –BPIN–.

2. Estudio que incluya el análisis del impacto social, económico y ambiental del plan, programa o proyecto presentado, las fuentes de financiación y el esquema institucional que garantice su administración, operación y mantenimiento. Este estudio deberá incluir como metas el cumplimiento de indicadores de cobertura, calidad de servicio, recaudo y medición.

3. Estudio de la viabilidad técnica y financiera otorgadas la primera por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE– y la segunda por la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–. En los proyectos presentados por el IPSE la viabilidad técnica y financiera será determinada por la UPME.

ARTÍCULO 9o. ***EJECUCIÓN DE LOS RECURSOS.*** Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI– se ejecutarán por parte del Ministerio de Minas y Energía, conforme a la política de energización a que se refiere el artículo tercero del presente decreto.

En todo caso, las inversiones con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI– en los planes, programas y proyectos tendrán como titular a la Nación – Ministerio de Minas y Energía.

CAPITULO IV.
DEL CONTROL DE LOS RECURSOS DEL FAZNI.

ARTÍCULO 10. ***CONTROL FISCAL.*** El control fiscal de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas –FAZNI– se ejercerá por la Contraloría General de la República, de acuerdo con lo previsto por las normas que rijan la materia.

PARÁGRAFO. El Ministerio de Minas y Energía solicitará al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC– la información que requiera con el fin de verificar el cumplimiento de sus obligaciones como organismo encargado del recaudo de la contribución creada por el artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y de las obligaciones de los agentes generadores de energía,

ARTÍCULO 11. ***VIGENCIA.*** El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.
Dado en Bogotá, D. C., a 24 de diciembre de 2001.

ANDRES PASTRANA ARANGO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,
Juan Manuel Santos Calderón.

La Ministra de Minas y Energía,
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA
SECRETARÍA JURÍDICA
Revisó:
Remitió:

República de Colombia

Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía

DECRETO NUMERO 243 31 ENE 2008

Por el cual se modifica el literal a) del artículo 16 del Decreto 2569 de 2007 corregido por el Decreto 3242 de 2007 y modificado por los Decretos 3105 del 16 de agosto de 2007 y 4823 del 14 de diciembre de 2007

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial de las que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y el artículo 6 de la Ley 226 de 1995

CONSIDERANDO

Que mediante el Decreto 2569 del 6 de julio de 2007 corregido por el Decreto 3242 de 2007 y modificado por los Decretos 3105 del 16 de agosto de 2007 y 4823 del 14 de diciembre de 2007 se aprobó el programa de enajenación de las acciones que la Nación - Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Hacienda y Crédito Público poseen en la Electrificadora de Santander S.A. ESP Empresa de Servicios Públicos.

Que el literal b) del artículo 5 del Decreto 2569 del 6 de julio de 2007, en concordancia con lo establecido en los artículos 3 y 11 de la Ley 226 de 1995, establece que las acciones se ofrecerán, a los Destinatarios de las Condiciones Especiales, a un precio fijo por Acción en moneda legal colombiana, cada una equivalente a dieciocho pesos con ochenta y un centavos ($18.81).

Que el literal a) del artículo 16 del Decreto 2569 del 6 de julio de 2007 establece que las acciones que se dispongan en la Segunda Etapa, tendrán un precio de dieciocho pesos con ochenta y un centavos ($18.81) .

Que se considera necesario actualizar el precio mínimo de venta de las Acciones durante la Segunda Etapa del Programa de Enajenación en cumplimiento al principio de protección del patrimonio público establecido en el artículo 4 de la Ley 226 de 1995, teniendo en cuenta que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha expedido elementos del nuevo marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica.

Que como consecuencia de lo anterior, el Consejo de Ministros en su sesión del día 28 de enero de 2008, emitió concepto favorable respecto de la actualización del precio mínimo de venta de las Acciones en la Segunda Etapa.

Que con fundamento en las anteriores consideraciones,

DECRETA

Artículo 1. Modifícase el literal a) del artículo 16 del Decreto 2569 de 2007 corregido por el Decreto 3242 de 2007 y modificado por los Decretos 3105 del 16 de agosto de 2007 y 4823 del 14 de diciembre de 2007, el cual quedará así:

"a) Las Acciones tendrán un precio mínimo de veintidós pesos con noventa y nueve centavos ($22.99). En el reglamento de enajenación y adjudicación que se expida para la Segunda Etapa se podrán incluir fórmulas de ajuste del precio anteriormente indicado de conformidad con el nuevo marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual en ningún caso podrá ser inferior al precio establecido en el presente literal."

Continuación del Decreto "Por el cual se modifica al literal a) del artículo 16 del Decreto 2569 de 2007 corregido por el Decreto 3242 de 2007 y modificado por los Decretos 3105 del 16 de agosto de 2007 y 4823 del 14 de diciembre de 2007"

Artículo 2. Vigencia. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y modifica todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D. C, a los 31 ENE 2008

OSCAR IVAN ZULUAGA ESCOBAR
Ministro de Hacienda y Crédito Público

HERNAN MARTINEZ TORRES
Ministro de Minas y Energía

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

ACTA DE ENAJENACION

El Comité de Dirección, el Gobernador del Departamento de Santander y el Alcalde del Municipio de Bucaramanga, de conformidad con lo establecido en: (i) el Decreto Nacional No. 2569 del seis (6) de julio de dos mil siete (2007), modificado por el Decreto Nacional No. 3105 del 16 de agosto de 2007, corregido por el Decreto 3242 del 10 veintisiete (27) de agosto de 2007, por medio de los cuales se aprobó el programa de enajenación (en adelante el "Programa de Enajenación de la Nación") de doce mil treinta y un millones trece mil setenta (12.031.013.070) acciones ordinarias de propiedad de la Nación- Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. ESP (en adelante "ESSA") más quinientas treinta y dos millones ciento ochenta y un mil cuatrocientas sesenta y dos (532.181.462) acciones ordinarias de propiedad de la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público en ESSA (en adelante las acciones de la Nación- Ministerio de Minas y Energía y de la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público conjuntamente se denominan las "Acciones de la Nación"), equivalentes al ochenta y dos punto cuatro nueve por ciento (82.49%) del total del capital suscrito y pagado de ESSA, (ii) el Decreto Departamental No. 228 del 2 de agosto de 2007 por medio del cual se aprobó el programa de enajenación (en adelante el "Programa de Enajenación del Departamento") de dos mil ciento ochenta y ocho millones ochocientas doce mil doscientas cincuenta y tres (2.188.812.253) acciones ordinarias (en adelante las "Acciones del Departamento") de propiedad del Departamento de Santander en ESSA, equivalentes al catorce punto treinta y siete veintitrés por ciento (14.37237%) del total del capital suscrito y pagado de ESSA, y (iii) el Decreto Municipal No. 105 del 24 de julio de 2007, modificado por el Decreto Municipal No. 110 del 24 de julio de 2007, por el Decreto Municipal No. 112 del 8 de agosto de 2007 y el Decreto Municipal No. 129 del 31 de agosto de 2007 (en adelante el Decreto Municipal") por medio del cual se aprobó el programa de enajenación (en adelante el "Programa de Enajenación del Municipio") de cuatrocientos veinte millones cuatrocientas ocho mil setecientas noventa y dos (420.408.792) acciones ordinarias (en adelante las "Acciones del Municipio") de propiedad del Municipio de Bucaramanga en ESSA, equivalentes al dos punto setenta y seis cero cinco por ciento (2.76052%) del total del capital suscrito y pagado de ESSA

INFORMAN:

PRIMERO. Que los Aceptantes Adjudicatarios que se indican en el Numeral 3 de la presente Acta de Enajenación, **cancelaron** el valor total de noventa y cuatro millones novecientas treinta y tres mil cincuenta y nueve (94.933.059) Acciones que les fueron adjudicadas en la Audiencia Pública de Adjudicación que tuvo lugar el día tres (3) de diciembre de dos mil siete (2007) en la Electrificadora de Santander S.A. ESP con la modificación introducida mediante revocatoria parcial del día cuatro (4) de diciembre de dos mil siete (2007), dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la Audiencia y a la revocatoria antes referida, tal como lo establecía el Numeral 4.16.1 del Reglamento de Enajenación Adjudicación – Primera Etapa y el acto de revocatoria parcial.

SEGUNDO. Como consecuencia de lo anterior y de conformidad con lo establecido en el Numeral 4.23 "Asignación de las Acciones efectivamente enajenadas entre los Enajenantes" del Reglamento de Enajenación Adjudicación – Primera Etapa, según el cual la Nación enajena la diferencia entre el total de las acciones adjudicadas y enajenadas al sector solidario menos las que enajena el Departamento y el Municipio: (i) la Nación – Ministerio de Minas y Energía ENAJENA a dichos Aceptantes Adjudicatarios setenta y cinco millones doscientas setenta y siete mil cuatrocientas cincuenta y ocho (75.277.458) Acciones, y (ii) la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público ENAJENA a dichos Aceptantes Adjudicatarios tres millones trescientas veintinueve mil ochocientas treinta y tres (3.329.833) Acciones, (iii) el Departamento de Santander ENAJENA a dichos Aceptantes Adjudicatarios trece millones seiscientas noventa y cinco mil doscientas noventa y un (13.695.291) Acciones, y (iv) el Municipio de Bucaramanga ENAJENA a dichos Aceptantes Adjudicatarios dos millones seiscientas treinta mil cuatrocientas setenta y siete (2.630.477) Acciones, tal y como se indica en el Numeral 3 de la presente Acta.

TERCERO. Listado de los Aceptantes Adjudicatarios a quienes se les enajenan Acciones:

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
WILSON JOSÉ ALBARRACÍN RAMÍREZ	13.354.679	265.816	Nación - MME
LAURA ISABEL RODRIGUEZ CARDOSO	37.513.543	159.490	Nación - MME
FANY ESTER ROJAS SERRANO	28.495.701	4.597.000	Nación - MME
HUGO CARDENAS RODRIGUEZ	91.068.192	1.063.265	Nación - MME
FREDY ANTONIO PICO SANCHEZ	91.510.846	265.816	Nación - MME
REYNALDO LOZADA	91.204.447	56.163	Nación - MME
JOSE AUGUSTO DURAN GAITAN	91.208.368	53.163	Nación - MME
OMAR RUEDA QUIÑONES	91.232.102	53.163	Nación - MME
Segundo Mesa Correa	5.536.736	6.379.585	Nación - MME
MARCOS BASTILLA ARDILA	91.206.486	53.163	Nación - MME
WILLMER RONALD MOJICA GOMÉZ	91.078.000	53.163	Nación - MME
Juan de Dios Vesga	91.102.382	50.000	Nación - MME
FRANCISCA BAUTISTA	37.941.186	132.908	Nación - MME
FREDDY MARTÍN RAMIREZ RICO	91.247.258	53.163	Nación - MME
JOHN FREDY VELANDIA RINCON	91.077.924	53.163	Nación - MME
RICARDO PINTO DIAZ	91.072.375	10.632	Nación - MME
VICTOR GABRIEL MANTILLA HERNANDEZ	91.268.638	53.163	Nación - MME
PABLO ANTONIO AYALA MALAGON	91.108.708	50.000	Nación - MME
RODRIGO LOZADA BUSTAMANTE	13.888.568	53.163	Nación - MME
ROGER ORLANDO DAZA NAVAS	91.226.197	53.163	Nación - MME
ELADIO DUEÑAS RUGELES	91.105.731	50.000	Nación - MME
NELSON CELIS MARTINEZ	91.102.176	50.000	Nación - MME
FINECOOP	890.201.054	15.948.963	Nación - MME
ENRIQUE RUEDA ANGARITA	2.031.417	2.600.000	Nación - MME
RUBEN DARIO CRUZ MORALES	91.102.283	1	Nación - MME
BERNARDO VILLABONA BARAJAS	91.206.500	53.163	Nación - MME
NESTOR ANDRES RAMIREZ GARZON	91.214.304	500.000	Nación - MME
DOGENES PARDO ANGULO	91.204.217	54.000	Nación - MME
JESUS FERNANDO RAMIREZ PRADA	91.497.813	106.326	Nación - MME
CIRO ALFONSO CABANZO MARTINEZ	91.069.964	53.163	Nación - MME
PABLO EDUARDO RAMIREZ CASTRO	13.882.419	540.000	Nación - MME
JAIME MEDINA RODRIGUEZ	5.645.961	53.163	Nación - MME
ALFREDO VALLE SOSA	13.884.175	53.163	Nación - MME
MARIA ELOINA PACHECO RODRIGUEZ	37.811.279	53.163	Nación - MME
JOSE BERSELY GONZALEZ ARIZA	5.712.355	1	Nación - MME
MARIA JANET ORDOÑEZ JAIMES	63.355.592	14.619	Nación - MME
CARLOS HUMBERTO ROSAS SANCHEZ	5.764.492	425.305	Nación - MME
OSCAR FERNANDO HERRERA HERRERA	13.538.475	101.010	Nación - MME
CARLOS GONZALO GOMEZ GUTIERREZ	91.487.632	212.652	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
CARLOS JULIO JAIMES FLOREZ	91.211.708	53.163	Nación - MME
LEONEL FRANCISCO RIVEROS REYES	91.216.443	53.163	Nación - MME
FERNANDO REYES PAREDES	91.066.447	53.163	Nación - MME
ERNESTO GOMEZ MUÑOZ	91.040.315	53.163	Nación - MME
JOSE DE LA PAZ ANAYA MENDOZA	5.575.320	53.200	Nación - MME
MARIA FABIOLA IDARRAGA BERNAL	63.317.131	60.000	Nación - MME
JOSE ANTONIO LOPEZ SERRANO	91.175.128	53.163	Nación - MME
JORGE ALEXANDER HERNANDEZ URIBE	91.486.120	10.632	Nación - MME
YANETH RANGEL SANCHEZ	63.432.633	4.100.000	Nación - MME
ALONSO ORDOÑEZ ACEVEDO	19.419.979	53.163	Nación - MME
ALEXANDER DELGADO BAUTISTA	13.745.074	53.163	Nación - MME
GUILLERMO SANTAMARIA PINILLA	17.111.301	2.000.000	Nación - MME
EMIRO ORTIZ RUBIO	91.268.569	53.163	Nación - MME
NANCY DUARTE AYALA	37.829.386	53.163	Nación - MME
AUGUSTO HERNANDO RUIZ SUAREZ	91.223.660	53.163	Nación - MME
LUCERO PINEDA AYALA	63.355.243	106.326	Nación - MME
MARCO ANTONIO JEREZ DUARTE	13.878.529	53.163	Nación - MME
AGUSTIN PEREZ CHAPETA	91.181.898	265.816	Nación - MME
LUIS ALEJANDRO BONILLA	5.722.671	53.163	Nación - MME
EDDY RUBY ROJAS PEÑA	63.309.919	26.581	Nación - MME
HERNAN DARIO HERRERA DIAZ	13.874.696	53.163	Nación - MME
GLORIA CACERES DE CAMARGO	37.809.182	1.000.000	Nación - MME
CESAR AUGUSTO SERRANO MONSALVE	91.183.111	53.163	Nación - MME
ABELARDO PEREIRA CASTILO	5.743.316	531.632	Nación - MME
MYRIAM AMPARO SABOGAL YARCE	63.250.974	53.163	Nación - MME
ALDEMAR ALEX BARON BECERRA	91.071.071	53.163	Nación - MME
LUIS GONZALO BUENO APARICIO	5.580.650	53.163	Nación - MME
ANGEL MIGUEL RIVERA RODRIGUEZ	91.069.517	106.326	Nación - MME
RAMON CABALLERO CARTAGENA	91.210.671	54.000	Nación - MME
RICARDO SALAZAR HERNANDEZ	91.295.382	106.326	Nación - MME
MARIA LIZZETTE MESA ALFONSO	37.898.260	53.163	Nación - MME
SARY YOLIMA PAREDES MORENO	63.396.204	53.163	Nación - MME
FRANKIN MIGUEL ARDILA MUÑOZ	1.100.948.321	10.633	Nación - MME
ALCIDES RAFAEL RIVERO HERNANDEZ	12.520.481	53.163	Nación - MME
HECTOR HERNANDO QUINTERO CORTES	91.130.997	53.163	Nación - MME
WILLIAM GOMEZ BASTO	13.925.062	53.163	Nación - MME
ORLANDO TOLOSA SUAREZ	5.684.500	79.744	Nación - MME
CESAR MAURICIO TORRES HERNANDEZ	13.927.627	106.326	Nación - MME
RUMALDO RAMIREZ MAYORGA	5.748.065	53.163	Nación - MME
JESUS DAVID ANGULO ACERO	91.473.699	531.633	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
LILIANA ARDILA CORREA	37.929.870	53.163	Nación - MME
MILENA PLATA NIÑO	63.508.904	5.316	Nación - MME
LUIS AUGUSTO ANAYA JEREZ	5.692.115	53.163	Nación - MME
NESTOR IVAN RANGEL ORTIZ	13.925.036	53.163	Nación - MME
ALVARO GOMEZ PLATA	19.419.936	53.163	Nación - MME
CESAR FERNANDO MOSQUERA MUÑOZ	13.513.532	53.163	Nación - MME
JORGE ENRIQUE MARTINEZ GALVIS	5.645.994	53.163	Nación - MME
CRISTIAN MANUEL MUÑOZ REMOLINA	13.747.415	53.163	Nación - MME
CARLOS EDUARDO SIERRA AVILA	91.428.630	106.326	Nación - MME
JAVIER JAIMES PEÑA	13.924.951	106.326	Nación - MME
JUAN CARLOS CAMACHO FLOREZ	13.724.142	53.163	Nación - MME
JUAN CARLOS JIMENEZ LOPEZ	13.511.830	159.489	Nación - MME
ROQUE RODRIGUEZ CASTRO	13.636.497	10.632	Nación - MME
GUEYLER MABEL OSORIO PLATA	63.278.172	53.163	Nación - MME
MARIA EUGENIA SANCHEZ ACELAS	37.655.598	26.581	Nación - MME
MIGUEL JOSE PINILLA GUTIERREZ	5.565.599	53.163	Nación - MME
MARLEN PAOLA ARENALES ROJAS	52.827.207	5.316	Nación - MME
EDGAR RAMIREZ BECERRA	91.230.975	53.163	Nación - MME
FERLEY GRISALES JURADO	13.924.993	53.163	Nación - MME
HUGO ALBERTO MELENDES MORENO	84.029.304	53.163	Nación - MME
JAIRO PEÑA PAVON	13.844.579	79.744	Nación - MME
RUBIELA DULCEY SANDOVAL	37.897.060	2.658	Nación - MME
MARIA CAROLINA ACEVEDO GARCIA	52.421.087	3.189.792	Nación - MME
RICARDO CALDERON HERNANDEZ	91.240.964	53.163	Nación - MME
ALEXARDER MAYORGA WANDURRAGA	91.080.257	10.632	Nación - MME
JOSE ANTONIO CARO ORTEGA	91.208.626	106.326	Nación - MME
HUGO ALBERTO ESPINEL SANDOVAL	91.291.139	292.397	Nación - MME
RICHARD BAYONA GUALDRON	91.481.233	212.653	Nación - MME
GONZALO QINTERO CADENA	91.067.923	53.163	Nación - MME
JOSE GOMEZ GAVIRIA	13.849.460	53.163	Nación - MME
VILMA MARIA APARICIO DIAZ	63.313.731	212.652	Nación - MME
MARIA HELENA SUAREZ SARMIENTO	37.814.095	53.163	Nación - MME
ALIX INEZ MARTINEZ RUEDA	63.325.935	797.448	Nación - MME
JORGE MILLAN SANTOS	91.067.043	106.326	Nación - MME
LUIS ALEJANDRO CADENA ZARATE	13.957.850	797.448	Nación - MME
PEDRO CIRO ACEVEDO DIAZ	5.763.319	50.000	Nación - MME
GERARDO GOMEZ CAMACHO	5.766.925	50.000	Nación - MME
MARTHA LUCRECIA SANTOS	37.941.701	50.000	Nación - MME
LIBARDO CARDENAS GOMEZ	13.844.094	53.163	Nación - MME
FERNEY IVAN LOZANO PARADA	91.214.129	53.163	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
VIDAL RAMIREZ CACUA	5.773.731	53.163	Nación - MME
LIBARDO CEPEDA SARMIENTO	91.071.893	53.163	Nación - MME
ORLANDO ACEVEDO GOMEZ	13.515.466	53.163	Nación - MME
EDSON DIAZ VERGEL	91.246.380	53.163	Nación - MME
JAVIER ARIOSTO RAMIREZ PINEDA	13.926.775	53.163	Nación - MME
HENRRY DIAZ PARADA	91.259.297	10.632	Nación - MME
LIGIA MARCELA NORIEGA CARRIZOSA	63.300.764	1.993.620	Nación - MME
OMAIRA GARCIA DIAZ	37.860.682	53.163	Nación - MME
WILMAN GALVIS VERA	13.742.039	53.163	Nación - MME
VICTOR HERNESTO OTERO RIVERA	5.708.179	53.163	Nación - MME
JOSE LUCAS CALDERON	5.784.388	106.326	Nación - MME
ANGELA MILENA BELTRAN ARENALES	63.396.028	10.632	Nación - MME
ROQUE JULIO MANTILLA FORERO	91.181.282	53.163	Nación - MME
LUIS RODOLFO CARO RINCON	91.152.726	106.326	Nación - MME
ALBA JANETH BALLESTEROS PLATA	37.944.622	50.000	Nación - MME
MIGUEL FERNADO BUELVAS SARABIA	91.478.138	53.163	Nación - MME
MARCOS URIEL GUZMAN CAICEDO	91.521.755	106.326	Nación - MME
ALONSO PEÑA GUARIN	91.292.962	26.581	Nación - MME
JULIO ROBERTO SANTOYO PLATA	91.420.796	5.316.321	Nación - MME
HENRY DIAZ GALLEGO	13.849.823	53.163	Nación - MME
FAUSTINO GARCIA PORRAS	91.102.194	50.000	Nación - MME
ISNARDO ROJAS BOHORQUEZ	5.796.462	53.163	Nación - MME
NESTOR MAURICIO RODRIGUEZ	91.075.068	26.580	Nación - MME
DANIEL FERNANDO OSPINO RANGEL	88.031.197	90.005	Nación - MME
EDGAR ENRIQUE ARANDA PEÑALOZA	13.465.752	53.163	Nación - MME
ORLANDO COTE PINZON	13.846.522	53.163	Nación - MME
JOSE MARIA TORRES SERRANO	91.181.960	53.163	Nación - MME
OSCAR LEONARDO GOMEZ CONVERS	91.156.018	53.163	Nación - MME
MARCOS JAVIER GARNICA ARGUELLO	91.525.799	106.326	Nación - MME
LUIS ANTONIO PINTO LOPEZ	13.636.032	10.632	Nación - MME
OSCAR OCTAVIO MENDEZ ESPINOSA	79.517.266	53.163	Nación - MME
MARGARITA VARGAS BAUTISTA	37.886.338	53.163	Nación - MME
HERNANDO ESTUPIÑAN CARRILLO	91.212.366	53.163	Nación - MME
OCTAVIO VECINO ACEVEDO	7.212.202	53.163	Nación - MME
ELIZABETH FRANCO PALLARES	63.365.570	26.000	Nación - MME
EDGAR IVAN INFANTE SUAREZ	91.291.855	93.567	Nación - MME
CESAR EDUARDO VASQUEZ RIOS	13.513.977	53.163	Nación - MME
ALVARO ALBERTO DELGADO ORTIZ	91.277.323	212.653	Nación - MME
EDGAR AUGUSTO ALVAREZ GONZALEZ	91.175.365	106.326	Nación - MME
ORLANDO ARIAS	5.735.441	53.163	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
JORGE ERNESTO PAREDES SANTOS	91.066.142	265	Nación - MME
MARIA SONIA CARVAJAL DURAN	63.358.336	53.163	Nación - MME
HENRY FIGUEROA ACOSTA	91.340.919	53.163	Nación - MME
JAIME GOMEZ CARRIZOSA	91.066.512	26.581	Nación - MME
ALFREDO ENRIQUE OJEDA LOBO	8.708.347	53.163	Nación - MME
MARTHA LUCIA CAMACHO MENDOZA	63.316.527	106.326	Nación - MME
ALVARO QUIROGA NAVAS	91.341.127	53.163	Nación - MME
PEDRO ANTONIO LAITON RONDON	91.493.868	212.652	Nación - MME
HECTOR COBOS BRICEÑO	7.220.433	10.633	Nación - MME
JAIME MALDONADO ARIAS	13.818.799	53.163	Nación - MME
JIMMY ALEXANDER QUIROGA BECERRA	91.283.298	53.163	Nación - MME
LUIS ARMANDO GELVES AREVALO	91.212.130	53.163	Nación - MME
ATILIO ROBLES RUEDA	13.836.114	53.163	Nación - MME
HUGO CARREÑO MEJIA	91.067.680	372.142	Nación - MME
PATRICIA HERNANDEZ TOVAR	37.861.736	26.582	Nación - MME
JOSE ALDEMAR HOYOS MARIN	6.238.373	10.632	Nación - MME
FABIAN EDUARDO ALVAREZ BRAVO	91.490.280	53.163	Nación - MME
JORGE ENRIQUE SEPULVEDA DURAN	91.262.641	53.163	Nación - MME
JULIAN ANDRES MARIN DELGADO	5.771.768	53.163	Nación - MME
JUAN CARLOS RODRIGUEZ ARDILA	91.074.457	15.948	Nación - MME
JOSE JOAQUIN RAMIREZ ARIZA	91.068.425	53.163	Nación - MME
RAUL CORDERO ARDILA	13.890.802	106.326	Nación - MME
DIEGO ARMANDO GODOY AYALA	91.526.400	53.163	Nación - MME
CARLOS EDUARDO APARICIO REYES	79.288.919	53.163	Nación - MME
OMAR ORLANDO OSORIO GUALDRON	91.425.688	53.163	Nación - MME
EDWIN TIMOLEON GARAVITO REMOLINA	5.708.437	10.632	Nación - MME
MARIA MILDREY ARDILA VARGAS	28.437.594	3.000	Nación - MME
JOSE DOMINGO ARCHILA SILVA	13.833.951	53.163	Nación - MME
GONZALO QUIROGA NAVAS	91.341.320	53.163	Nación - MME
CLAUDIA SALAZAR CADENA	37.514.406	53.163	Nación - MME
ENRIQUE FLOREZ OSORIO	91.220.244	53.163	Nación - MME
WILSON TOLOZA VEGA	91.207.645	53.163	Nación - MME
CLAUDIA BERNARDA LEON PEREZ	37.655.409	53.163	Nación - MME
MARTHA LUCIA QUIROGA CRUZ	28.205.697	53.163	Nación - MME
VIDAL ARTURO RUEDA CORREDOR	91.100.060	50.000	Nación - MME
MARTHA INES CARDENAS PITA	28.252.667	3.000	Nación - MME
LUIS ENRIQUE TORRES GOMEZ	5.708.080	10.632	Nación - MME
PASTOR RIOS ESPITIA	5.744.316	531.632	Nación - MME
CESAR AUGUSTO GAMBOA GAST	91.104.820	5.316	Nación - MME
JOSE MARIA GOMEZ	91.101.117	50.000	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
MARIA YERMAN GUERRERO COUOTT	37.822.657	3.000	Nación - MME
GRISNELDA GUERRERO FAJARDO	27.977.394	13.290	Nación - MME
NANCY PARRA GOMEZ	63.308.424	3.000	Nación - MME
IVAN REINALDO URBANO	91.108.685	10.632	Nación - MME
FELIX PALOMINO BUENO	80.779.019	10.632	Nación - MME
PEDRO JAVIER JIMENEZ VALENCIA	91.110.353	26.581	Nación - MME
MIGUEL EDUARDO CASTELLANOS AMADO	91.221.997	15.949	Nación - MME
JUVENAL SANTAMARIA ZAFRA	91.208.009	53.163	Nación - MME
OLGA LUCIA CORSO ORTEGA	37.886.540	50.000	Nación - MME
MARTHA CECILIA PORRAS MUÑOZ	63.335.030	5.316	Nación - MME
ELKIN DARIO VELASQUEZ MAYORGA	91.077.798	10.632	Nación - MME
ALFONSO MOGOLLON CHAPARRO	13.812.738	53.163	Nación - MME
LUIS GUSTAVO GOMEZ GOMEZ	13.802.775	53.163	Nación - MME
HUMBERTO ARDILA GOMEZ	91.207.213	53.163	Nación - MME
LUIS CARLOS ACOSTA BOHORQUEZ	91.492.367	26.582	Nación - MME
AURELIO BARRERA APARICIO	91.069.911	53.163	Nación - MME
EFRAIN FONTECHA VILLAMIZAR	13.831.133	53.163	Nación - MME
WILLIAM ALBERTO RODRIGUEZ PARRA	13.922.702	53.163	Nación - MME
LUIS ALEJANDRO LASPRILLA ALVAREZ	7.214.948	53.163	Nación - MME
DOMINGO HERNANDEZ QUINTERO	91.176.411	53.163	Nación - MME
GLADYS JEREZ DE VANEGAS	37.843.473	6.000	Nación - MME
MAURICIO VALDIVIESO NARANJO	91.209.319	53.163	Nación - MME
ALIRIO APARICIO LOPEZ	13.832.160	532.000	Nación - MME
JOSE ANTONIO ROA ORTIZ	5.559.249	150.000	Nación - MME
MARIA LUCIA BECERRA ARCE	28.477.904	53.163	Nación - MME
JAIRO AYALA MENDOZA	91.342.173	53.163	Nación - MME
LUIS JESUS APARICIO MARTINEZ	5.687.802	53.163	Nación - MME
CARLOS ANDRES SUAREZ ZAMBRANO	91.292.217	1.000.000	Nación - MME
ROBERTO GUARIN SANCHEZ	13.846.647	54.000	Nación - MME
WILMAR SANCHEZ SANCHEZ	91.296.462	53.163	Nación - MME
JOSE DE JESUS SIERRA PICO	91.066.638	50.000	Nación - MME
LUIS ENRIQUE ARDILA GUZMAN	13.354.007	50.000	Nación - MME
JOSE MARIA VASQUEZ PIMENTEL	5.630.009	26.581	Nación - MME
GERMAN IVAN MANTILLA TOBON	91.352.844	53.163	Nación - MME
EDDGAR DARIO GELVEZ LOPEZ	91.343.479	53.163	Nación - MME
RAFAEL MEDINA ZAMBRANO	91.067.921	53.163	Nación - MME
ANDREA CELESTE CHACON ESQUIVEL	38.143.226	15.948	Nación - MME
ALBERTH PABON	91.491.284	325.000	Nación - MME
LUIS ALFONSO SUAREZ NIÑO	91.212.040	53.163	Nación - MME
LUIS ALCIDES AYALA LOPES	5.687.888	53.163	Nación - MME

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
MIGUEL FELIPE MEJIA	91.288.211	4.688.569	Nación - MME
GILBER GABRIEL PACHECO LLAIN	13.722.315	53.163	Nación - MME
NELLY RAGUA DE CADENA	37.811.982	53.163	Nación - MME
JAIRO BAYONA PINTO	91.152.176	53.163	Nación - MME
ANGEL MARIA LOZANO	2.099.640	50.000	Nación - MME
YOLANDA GARZON PIMIENTA	37.941.823	50.000	Nación - MME
CARLOS JULIO SANCHEZ MORALES	5.758.747	53.163	Nación - MME
JAVIER ORTIZ VILLABONA	79.310.488	53.163	Nación - MME
FABIAN RICARDO RAMIREZ PINEDA	13.930.662	53.163	Nación - MME
SERGIO MAYORGA RODRIGUEZ	91.505.700	53.163	Nación - MME
IDI AMIN DIAZ PARRA	91.497.296	53.163	Nación - MME
EUGENIO PLATA NOSSA	91.239.226	71.238	Nación - MME
ELIZABETH RUIZ SAMPAYO	37.930.570	5.316	Nación - MME
JOSE ALBERTO RODRIGUEZ HERNANDEZ	91.103.325	132.908	Nación - MME
DIANA MARCELA FLOREZ DIAZ	63.532.494	53.163	Nación - MME
MARIA CATALINA PINILLA VALDIVIESO	63.517.955	53.163	Nación - MME
SINDICATO DE INDUSTRIA DE LOS TRABAJADORES PROFESIONALES DE LAS ESP SINPROESP	811.036.956-3	79.444	Nación - MME
NELSON MARTIN NIETO TORRES	91.105.468	5.316	Nación - MME
MAURO MEJIA REYES	5.742.601	50.000	Nación - MME
CARLOS ARTURO DURAN ROJAS	91.240.061	53.163	Nación - MME
LUIS EDUARDO PORRAS MUÑOZ	2.164.673	53.163	Nación - MME
COOPERATIVA DE TRABAJO ASOCIADO DE LOS PENSIONADOS DE LA ELECTRIFICACORA DE SANTANDER	800.054.946-6	1.633.230	Nación - MME
COOPERATIVA DE TRABAJO ASOCIADO DE LOS PENSIONADOS DE LA ELECTRIFICACORA DE SANTANDER	800.054.946-6	3.329.833	Nación - MHCP
COOPERATIVA DE TRABAJO ASOCIADO DE LOS PENSIONADOS DE LA ELECTRIFICACORA DE SANTANDER	800.054.946-6	3.011.419	Departamento de Santander
IVAN ORLANDO DIAZ BUENO	13.746.064	1.329.081	Departamento de Santander
DIEGO ALEXANDER VANEGAS VEGA	13.872.101	372.142	Departamento de Santander
LUIS JESUS APARICIO MARTINEZ	5.687.802	53.163	Departamento de Santander
GILBERTO GOMEZ RINCON	13.924.551	53.163	Departamento de Santander
ROSABEL RODRIGUEZ ARDILA	37.888.475	53.163	Departamento de Santander
LUIS FERNANDO SANCHEZ VERO	91.068.087	53.163	Departamento de Santander
OSCAR HERRERA SUAN	91.238.882	53.163	Departamento de Santander
MARITZA TORRES PÈÑARANDA	63.452.705	5.316	Departamento de Santander
CARMENZA LANDAZABAL	37.801.857	53.163	Departamento de Santander
MOISES GALAN DUEÑAS	5.742.321	159.489	Departamento de Santander
JESUS MARIA BELTRAN QUINTERO	91.451.228	53.163	Departamento de Santander
ALIRIO SILVA RUEDA	91.067.587	53.163	Departamento de Santander
EDNA JAQUELIN DIAZ SARMIENTO	37.890.446	5.316	Departamento de Santander
HUGO HERNANDO BARAJAS	13.928.726	79.744	Departamento de Santander
OSCAR JAVIER BAUTISTA QUINTERO	96.191.694	53.163	Departamento de Santander
LUIS OMAR ROJAS	79.129.563	53.163	Departamento de Santander

NOMBRE	CC	Número de Acciones a Enajenar	Enajenante
NELSON MANTILLA JAIMES	91255402	53163	Departamento de Santander
ALEXANDER JAIMES RODRIGUEZ	13547827	8147991,034	Departamento de Santander
ALEXANDER JAIMES RODRIGUEZ	13547827	1474549,966	Municipio de Bucaramanga
PEDRO NEL ARDILA GOMEZ	91103943	50000	Municipio de Bucaramanga
ORLANDO ROJAS SILVA	91070341	50000	Municipio de Bucaramanga
FRANCISCO RUPERTO GONZALEZ	5764492	265816	Municipio de Bucaramanga
EDGAR PARDO SANCHEZ	13762012	50000	Municipio de Bucaramanga
LUIS RAMIRO PIZA OLARTE	2164321	50000	Municipio de Bucaramanga
MARIA ONOFRE SARMIENTO DIAZ	28410895	50000	Municipio de Bucaramanga
ALVARO DELGADO ORTIZ	5761526	5316	Municipio de Bucaramanga
FREDY GONZALO BLANCO RUEDA	13512866	265816	Municipio de Bucaramanga
PEDRO SERGIO SERRANO SUAREZ	5796259	50000	Municipio de Bucaramanga
VICTOR GABRIEL MANTILLA HERNANDEZ	91268638	318979	Municipio de Bucaramanga
Total		**94933059**	

CUARTO. Que sobre las Acciones de FINECOOP, Ligia Marcela Noriega Carrizosa y Fany Esther Rojas Serrano, señalados en el Numeral tercero de la presente se ha constituido prenda de segundo grado a favor de quien enajenó a cada uno de dichos Aceptantes Adjudicatarios. Sobre las Acciones distintas a las de FINECOOP, Ligia Marcela Noriega Carrizosa y Fany Esther Rojas Serrano, se ha constituido prenda de primer grado a favor de quien enajenó a cada uno de Dichos Aceptantes Adjudicatarios, tal como se indica en el Numeral tercero de la presente Acta.

QUINTO. En este orden de ideas, se solicita a la Electrificadora de Santander S.A. ESP proceda a: (i) registrar el traspaso de dichas Acciones en el libro de accionistas de la Electrificadora de Santander S.A. ESP, (ii) inscribir el gravamen indicado en el numeral cuarto de la presente Acta de Enajenación sobre dichas Acciones, y (iii) entregar a los Aceptantes Adjudicatarios los respectivos títulos nominativos de las Acciones dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes al registro del traspaso de las Acciones, los cuales estarán a disposición de los Aceptantes Adjudicatarios en la Electrificadora de Santander S.A. ESP.

SEXTO. Que los Aceptantes Adjudicatarios que se indican a continuación **NO** cancelaron el valor total de las Acciones que les fueron adjudicadas en la Audiencia Pública de Adjudicación que tuvo lugar el día tres (3) de diciembre de dos mil siete (2007) en la Electrificadora de Santander S.A. ESP, con la modificación introducida mediante revocatoria parcial del día cuatro (4) de diciembre de dos mil siete (2007), dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la Audiencia y a la revocatoria antes referida, tal como lo establecía el Numeral

4.16.1 del Reglamento de Enajenación Adjudicación – Primera Etapa y el acto de revocatoria parcial, en consecuencia de conformidad con el Numeral 4.16. 2 del Reglamento de Enajenación Adjudicación – Primera Etapa, se entiende que no hubo pago alguno y la Aceptación se rechazará, dando lugar al reintegro por parte de Fonade del valor depositado.

NOMBRE	CC	Número de Acciones Aceptadas que no se Enajenan
FERLEY VARGAS SANABRIA	5.784.145	80.000
CECILIA MARTINEZ ORTIZ	63.305.137	53.163
GIOVANY FANDIÑO GARCIA	91.158.035	5.316
ALVARO CASTELLANO MENDOZA	13.926.002	53.163
WALTER ENRIQUE BUELVAS SARABIA	13.543.368	10.632
HECTOR ARMANDO PEREZ PEÑA	91.204.448	53.163
MARIO ALEJANDRO MARQUEZ MOLINA	13.542.956	53.163
LUIS ALFONSO LIZCANO CAMPOS	5.613.076	53.163
GERMAN ANDRES BAEZ ARDILA	13.511.356	244.550
ALVARO EDUARDO AMAYA CONTRERAS	13.746.495	2.100.000
GUILLERMO ANDRES BELTRAN SANMIGUEL	91.515.280	159.489
ALBA JANETH MORENO CABALLERO	63.477.773	10.632
MARIO PINEDA SIERRA	91.340.408	53.163
ANDRES FELIPE ORTIZ ORTEGA	91.184.036	53.163
JOSE ARAMIS HERNANDEZ REY	13.819.336	4.000.000
ARAMIS AUGUSTO HERNANDEZ DULCEY	13.742.458	1.500.000
		8.482.760

Copia de la presente acta se publicará en la Sala de Información.

Se firma a los catorce (14) días del mes de diciembre de dos mil siete (2007)

Ministro de Hacienda y Crédito Público

Ministro de Minas y Energía

Clutcia

Directora del Departamento Nacional de Planeación

Gobernador del Departamento de Santander

Alcalde del Municipio de Bucaramanga (E)

Diciembre 27 de 2007
Hora: 9 AM
Se adjunta Decreto No 0262 de Diciembre 26 de 2007
"Por el cual se hace un encargo de la Alcaldia de Bga."

NOTARIA SEPTIMA DE BUCARAMANGA

DECLARACION EXTRAPROCESO

No. 7560

EN LA CIUDAD DE BUCARAMANGA, DEPARTAMENTO DE SANTANDER, REPUBLICA DE COLOMBIA, A LOS VEINTISEIS **(26)** DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SIETE **(2007)** ANTE EL DESPACHO DEL DOCTOR **HECTOR ELIAS ARIZA VELASCO,** NOTARIO SEPTIMO DEL CIRCULO DE BUCARAMANGA, COMPARECIÓ DE MANERA VOLUNTARIA: **MARINA GUTIERREZ DE PIÑERES LUNA**, IDENTIFICADA CON LA CEDULA DE CIUDADANIA NUMERO **37.815.073** DE BUCARAMANGA Y LO HACE CON EL FIN DE CUMPLIR CON LOS REQUISITOS TENDIENTES A DECLARAR NOMBRAMIENTO Y POSESION COMO ALCALDE ENCARGADO----------

EN CONSECUENCIA, PREVIA IMPOSICION DE LAS RESPONSABILIDADES QUE CON EL JURAMENTO ASUME Y DE CONFORMIDAD CON EL DECRETO 1557 DEL 14 DE JUNIO 1989 SE LE TOMO EL JURAMENTO BAJO CUYA GRAVEDAD PROMETIO DECIR LA VERDAD.----------

PRIMERO: ME LLAMO COMO QUEDÓ ESCRITO: **MARINA GUTIERREZ DE PIÑERES LUNA**, MAYOR DE EDAD, VECINA DE: BUCARAMANGA (SDER), CON DOMICILIO EN: LA CARRERA 38 NUMERO 46-46, TELEFONO 6526363, ESTADO CIVIL: SEPARADA, PROFESION : ADMINISTRADORA DE EMPRESAS, OCUPACIÓN: SECRETARIA DE HACIENDA MUNICIPAL DE BUCARAMANGA, NATURAL DE: BUCARAMANGA. ----------

SEGUNDO: MANIFIESTO QUE ES CIERTO Y VERDADERO QUE MEDIANTE EL DECRETO NUMERO **0262** DE FECHA VEINTISEIS (26) DE DICIEMBRE DEL DOS MIL SIETE (2007), EXPEDIDO POR EL ALCALDE DE BUCARAMANGA, **HONORIO GALVIS AGUILAR**, SE ORDENO QUE A PARTIR DEL DIA JUEVES VEINTISIETE (27) DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SIETE (2007) Y MIENTRAS PERMANEZCA FUERA DE LA CIUDAD EL DOCTOR **HONORIO GALVIS AGUILAR**, ALCALDE DE BUCARAMANGA, SE ENCARGA DEL DESPACHO LA DOCTORA **MARINA GUTIERREZ DE PIÑERES LUNA**, SECRETARIA DE HACIENDA MUNICIPAL DE BUCARAMANGA, SIN DESVINCULARSE DE LAS FUNCIONES PROPIAS DE SU CARGO. ----------

QUE MEDIANTE LA PRESENTE Y EN CUMPLIMIENTO DEL DECRETO ANTES MENCIONADO, MANIFIESTO QUE TOMO POSESION COMO ALCALDESA ENCARGADA DE BUCARAMANGA, PARA EJERCER EL CARGO A PARTIR DEL VEINTISIETE (27) DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SIETE (2007) Y HASTA EL REGRESO DE SU TITULAR SIN DESVINCULARME DE MIS FUNCIONES PROPIAS DE MI CARGO.----------

ESTA DECLARACION SE EXPIDE CON DESTINO A: **QUIEN PUEDA INTRESAR**---------

NO SIENDO OTRO EL OBJETO DE LA DILIGENCIA SE DA POR TERMINADA Y EN CONSTANCIA SE FIRMA UNA VEZ LEIDA Y APROBADA; SE OBSERVO LO DE LEY. EL NOTARIO CERTIFICA QUE LA DECLARANTE ES PERSONA HABIL E IDONEA PARA DECLARAR Y LA DILIGENCIA FUE TOMADA Y SOLICITADA DIRECTAMENTE POR LA INTERESADA----------EVM

RESOLUCION 7880/28-12-06 DERECHOS NOTARIALES : $8.380,oo , I V A : $ 1.340.80

LA DECLARANTE,

MARINA GUTIERREZ DE PIÑERES LUNA

C.C. 37.814.073 Bga.

EL NOTARIO,

HECTOR ELIAS ARIZA VELASCO

HECTOR ELIAS ARIZA VELASCO
NOTARIO SEPTIMO CIRCULO DE BUCARAMANGA

ALCALDÍA DE BUCARAMANGA

DECRETO NO. 0262 DE

Por el cual se hace un encargo

EL ALCALDE DE BUCARAMANGA

En uso de sus facultades legales

DECRETA:

ARTICULO UNICO: A partir del día jueves 27 de diciembre de 2007 y mientras permanezca fuera de la ciudad el señor HONORIO GALVIS AGUILAR, Alcalde de Bucaramanga, se encarga de los asuntos urgentes del Despacho a la doctora MARINA GUTIERREZ DE PIÑERES LUNA, Secretaria de Hacienda Municipal, sin desvincularse de las funciones propias de su cargo.

PUBLIQUESE, COMUNIQUESE Y CUMPLASE.

Expedido en Bucaramanga a los 26 DIC 2007

El Alcalde,

HONORIO GALVIS AGUILAR

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

ACTA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA DE ADJUDICACION

Siendo las dos de la tarde (2:00 p.m.) del día tres (3) de diciembre de dos mil siete (2007), en la Electrificadora de Santander S.A. ESP ubicada en la Carrera 19 No. 24-56, Bucaramanga, Santander, se dio apertura a la Audiencia Pública de Adjudicación (en adelante la "Audiencia"), dentro del Programa de Enajenación de las Acciones de Propiedad de la Nación-Ministerio de Minas y Energía- Ministerio de Hacienda y Crédito Público, del Departamento de Santander y del Municipio de Bucaramanga en la Electrificadora de Santander S.A. ESP-Primera Etapa, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Enajenación y Adjudicación para la Recepción de Aceptaciones dentro del Programa de Enajenación de las Acciones de Propiedad de la Nación – Ministerio de Minas y Energía- Ministerio de Hacienda y Crédito Público, del Departamento de Santander y del Municipio de Bucaramanga en la Electrificadora de Santander S.A. ESP - Primera Etapa (en adelante el "Reglamento").

La Fecha de la Audiencia Pública fue informada oportunamente por el Comité Técnico a través de los medios de comunicación a que hace referencia el numeral 5.4.1 del Reglamento y mediante la publicación de un aviso el día 29 de noviembre de 2007 en el diario El Tiempo.

De conformidad con lo establecido en el Numeral 2.13 del Reglamento, esta Audiencia tiene por objeto notificar la Adjudicación a todos y cada uno de los Aceptantes que hubieran presentado Aceptaciones Válidas dentro del Programa de Enajenación de las Acciones de Propiedad de la Nación-Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Hacienda y Crédito Público, del Departamento de Santander y del Municipio de Bucaramanga en la Electrificadora de Santander S.A. ESP.

La notificación de la Adjudicación o del rechazo de las Aceptaciones, la efectuará el Comité de Dirección, el Gobernador del Departamento de Santander y el Alcalde del Municipio de Bucaramanga.

Como consecuencia de lo anterior, se encuentran presentes las siguientes personas

A. Los integrantes del Comité de Dirección:

1. **David Villalba** delegado del Ministro de Hacienda y Crédito Público
2. **Elsa Fernanda Márquez** delegada del Ministro de Minas y Energía, y
3. **Carlos Fernando Eraso Calero** delegado de la Directora del Departamento Nacional de Planeación

B. **Milse Idárraga de González**, delegada del Gobernador del Departamento de Santander, y

C. **Marina Gutierrez De Piñeres**, delegada del Alcalde del Municipio de Bucaramanga

En adición a las personas anteriormente indicadas se encuentran presentes **Miguel Angel Hernández** y **John Fernely Sánchez Lozada**, funcionarios del Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo - Fonade.

Presidirá la Audiencia David Villalba, delegado del Ministro de Hacienda y Crédito Público y actuará como secretario de la misma, Carlos Fernando Eraso Calero delegada de la Directora del Departamento Nacional de Planeación.

A continuación el Presidente de la Audiencia procedió a informar a los asistentes que:

1. La Adjudicación de las Aceptaciones se realizará única y exclusivamente a las Aceptaciones Válidas que se hayan presentado dentro del plazo de la Oferta Pública de Venta.

2. A la Audiencia Pública se le aplicarán las disposiciones sobre notificación en audiencia pública previstas en el artículo 325 del Código de Procedimiento Civil y demás normas de Procedimiento Civil. Por lo tanto, quienes hayan presentado Aceptaciones se entenderán notificados de la Adjudicación o rechazo de la misma, aunque no concurran a dicha Audiencia Pública.

3. Aquellos Aceptantes Adjudicatarios que requieran Comprobante de Adjudicación en el cual conste el número de Acciones que les fueron adjudicadas, deberán solicitar dichos Comprobantes de Adjudicación, al funcionario de Fonade presente en la Audiencia.

4. Los Comprobantes de Adjudicación que hayan sido solicitados durante la Audiencia Pública, serán entregados el día **5 de diciembre de 2007** en la Oficina de Fonade en la que se haya presentado la Aceptación por parte del respectivo Aceptante Adjudicatario.

5. Por último de conformidad con lo establecido en el Numeral 4.16 del Reglamento se recuerda a los Aceptantes Adjudicatarios que el pago de las Acciones deberá realizarse a más tardar dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la presente Audiencia.

Posteriormente, el Presidente de la Audiencia procedió a leer los nombres de los Aceptantes que presentaron aceptaciones y si las mismas fueron rechazadas o aceptadas y en caso en que hayan sido rechazadas, la razón de tal rechazo. Así mismo, se indica el valor que deberán consignar dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la presente Audiencia, aquellas personas cuyas aceptaciones hayan sido aceptadas:

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
FANY ESTER ROJAS SERRANO	28.495.701	4.597.000	4.597.000		77.822.613,00
HUGO CARDENAS RODRIGUEZ	91.068.192	1.063.265	1.063.265		18.000.014,65
HUGO CARDENAS RODRIGUEZ	91.068.192	1.063.264	0	Aceptación presentada fuera del plazo establecida en el Reglamento	0,00
FREDY ANTONIO PICO SANCHEZ	91.510.846	265.816	265.816		4.499.998,96
REYNALDO LOZADA	91.204.447	56.163	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
CECILIA MARTINEZ ORTIZ	63.305.137	53.163	53.163		899.996,03
JOSE AUGUSTO DURAN GAITAN	91.208.368	53.163	53.163		899.996,03
OMAR RUEDA QUIÑONES	91.232.102	53.163	53.163		899.996,03
WILSON JOSÉ ALBARRACIN RAMIREZ	13.354.679	265.816	265.816		4.499.998,96
SEGUNDO MESA CORREA	5.536.736	6.379.585	6.379.585		107.999.993,85
MARCOS BASTILLA ARDILA	91.206.486	53.163	53.163		899.996,03
WILLMER RONALD MOJICA GÓMEZ	91.078.000	53.163	53.163		899.996,03
JUAN DE DIOS VESGA	91.102.362	50.000	50.000		846.450,00
FRANCISCA BAUTISTA	37.941.186	132.908	132.908		2.249.999,48
FREDDY MARTÍN RAMIREZ RICO	91.247.258	53.163	53.163		899.996,03
JOHN FREDY VELANDIA RINCON	91.077.924	53.163	53.163		899.996,03
RICARDO PINTO DIAZ	91.072.375	10.632	10.632		179.987,92
VICTOR GABRIEL MANTILLA HERNANDEZ	91.268.638	372.142	372.142		6.299.991,02
PABLO ANTONIO AYALA MALAGON	91.108.708	50.000	50.000		846.450,00
RODRIGO LOZADA BUSTAMANTE	13.888.568	53.163	53.163		899.996,03
ROGER ORLANDO DAZA NAVAS	91.226.197	53.163	53.163		899.996,03
ELADIO DUEÑAS RUGELES	91.105.731	50.000	50.000		846.450,00
NELSON CELIS MARTINEZ	91.102.176	50.000	50.000		846.450,00
FINECOOP	890.201.054	15.948.963	15.948.963		269.999.994,03
ENRIQUE RUEDA ANGARITA	2.031.417	2.600.000	2.600.000		44.015.400,00
RUBEN DARIO CRUZ MORALES	91.102.283	1	1		16,93
BERNARDO VILLABONA BARAJAS	91.206.500	53.163	53.163		899.996,03
NESTOR ANDRES RAMIREZ GARZON	91.214.304	500.000	500.000		8.464.500,00
DOGENES PARDO ANGULO	91.204.217	54.000	54.000		913.740,00
JESUS FERNANDO RAMIREZ PRADA	91.497.813	106.326	106.326		1.799.992,06

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
CIRO ALFONSO CABANZO MARTINEZ	91.069.964	53.163	53.163		899.996,03
PABLO EDUARDO RAMIREZ CASTRO	13.882.419	540.000	540.000		9.141.660,00
JAIME MEDINA RODRIGUEZ	5.645.961	53.163	53.163		899.996,03
ALFREDO VALLE SOSA	13.884.175	53.163	53.163		899.996,03
MARIA ELOINA PACHECO RODRIGUEZ	37.811.279	53.163	53.163		899.996,03
JOSE BERSELY GONZALEZ ARIZA	5.712.355	1	1		0,00
MARIA JANET ORDOÑEZ JAIMES	63.355.592	14.619	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
CARLOS HUMBERTO ROSAS SANCHEZ	5.764.492	425.305	425.305		7.199.987,05
GIOVANY FANDIÑO GARCIA	91.158.035	5.316	5.316		89.993,96
OSCAR FERNANDO HERRERA HERRERA	13.538.475	101.010	101.010		1.709.998,10
ALVARO CASTELLANO MENDOZA	13.926.002	53.163	53.163		899.996,03
CARLOS GONZALO GOMEZ GUTIERREZ	91.487.632	212.652	212.652		3.599.984,12
WALTER ENRIQUE BUELVAS SARABIA	13.543.368	10.632	10.632		179.987,92
CARLOS JULIO JAIMES FLOREZ	91.211.708	53.163	53.163		899.996,03
LEONEL FRANCISCO RIVERA REYES	91.216.443	53.163	53.163		899.996,03
FERNANDO REYES PAREDES	91.066.447	53.163	53.163		899.996,03
ERNESTO GOMEZ MUÑOZ	91.040.315	53.163	53.163		899.996,03
JOSE DE LA PAZ ANAYA MENDOZA	5.575.320	53.200	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
MARIA FABIOLA IDARRAGA BERNAL	63.317.131	60.000	60.000		1.015.740,00
JOSE ANTONIO LOPEZ SERRANO	91.175.128	53.163	53.163		899.996,03
JORGE ALEXANDER HERNANDEZ URIBE	91.486.120	10.632	10.632		179.987,92
YANETH RANGEL SANCHEZ	63.432.633	4.100.000	4.100.000		69.408.900,00
ALONSO ORDOÑEZ ACEVEDO	19.419.979	53.163	53.163		899.996,03
ALEXANDER DELGADO BAUTISTA	13.745.074	53.163	53.163		899.996,03
GUILLERMO SANTAMARIA PINILLA	17.111.301	2.000.000	2.000.000		33.858.000,00
EMIRO ORTIZ RUBIO	91.268.569	53.163	53.163		899.996,03
HECTOR ARMANDO PEREZ PEÑA	91.204.448	53.163	53.163		899.996,03
NANCY DUARTE AYALA	37.829.386	53.163	53.163		899.996,03
AUGUSTO HERNANDO RUIZ SUAREZ	91.223.660	53.163	53.163		899.996,03
LUCERO PINEDA AYALA	63.355.243	106.326	106.326		1.799.992,06

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
MARCO ANTONIO JUAREZ DUARTE	13.878.529	53.163	53.163		899.996,03
AGUSTIN PEREZ CHAPETA	91.181.898	265.816	265.816		4.499.998,96
LUIS ALEJANDRO BONILLA	5.722.671	53.163	53.163		899.996,03
EDDY RUBY ROJAS PEÑA	63.309.919	26.581	26.581		449.988,61
LUIS ALONSO CABARIQUE SERRANO	13.889.287	320.000	0	Aceptación presentada fuera del plazo establecida en el Reglamento	0,00
MARIO ALEJANDRO MARQUEZ MOLINA	13.542.956	53.163	53.163		899.996,03
HERNAN DARIO HERRERA DIAZ	13.874.696	53.163	53.163		899.996,03
GLORIA CACERES DE CAMARGO	37.809.182	1.000.000	1.000.000		16.925.000,00
CESAR AUGUSTO SERRANO MONSALVE	91.183.111	53.163	53.163		899.996,03
ABELARDO PEREIRA CASTILO	5.743.316	531.632	531.632		8.999.997,92
MYRIAM AMPARO SABOGAL YARCE	63.250.974	53.163	53.163		899.996,03
ALDEMAR ALEX BARON BECERRA	91.071.071	53.163	53.163		899.996,03
LUIS GONZALO BUENO APARICIO	5.580.650	53.163	53.163		899.996,03
ANGEL MIGUEL RIVERA RODRIGUEZ	91.069.517	106.326	106.326		1.799.992,06
RAMON CABALLERO CARTAGENA	91.210.671	54.000	54.000		914.166,00
RICARDO SALAZAR HERNANDEZ	91.295.382	106.326	106.326		1.799.992,06
MARIA LIZZETTE MESA ALFONSO	37.898.260	53.163	53.163		899.996,03
SARY YOLIMA PAREDES MORENO	63.396.204	53.163	53.163		899.996,03
FRANKIN MIGUEL ARDILA MUÑOZ	1.100.948.321	10.633	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
ALCIDES RAFAEL RIVERO HERNANDEZ	12.520.481	53.163	53.163		899.996,03
HECTOR HERNANDO QUINTERO CORTES	91.130.997	53.163	53.163		899.996,03
WILLIAM GOMEZ BASTO	13.925.062	53.163	53.163		899.996,03
LUIS ALFONSO LIZCANO CAMPOS	5.613.076	53.163	53.163		899.996,03
GERMAN ANDRES BAEZ ARDILA	13.511.356	244.550	244.550		4.139.985,50
ORLANDO TOLOSA SUAREZ	5.684.500	79.744	79.744		1.349.984,64
ALVARO EDUARDO AMAYA CONTRERAS	13.746.495	2.100.000	2.100.000		35.551.000,00
CESAR MAURICIO TORRES HERNANDEZ	13.927.627	106.326	106.326		1.799.992,06
RUMALDO RAMIREZ MAYORGA	5.748.065	53.163	53.163		899.996,03
JESUS DAVID ANGULO ACERO	91.473.699	531.633	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
LILIANA ARDILA CORREA	37.929.870	53.163	53.163		899.996,03

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
MARTHA LILIANA VILLABONA DIAZ	63.504.053	2.100.000	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
MILENA PLATA NIÑO	63.508.904	5.316	5.316		89.993,96
LUIS AUGUSTO ANAYA JEREZ	5.692.115	53.163	53.163		899.996,03
NESTOR IVAN RANGEL ORTIZ	13.925.036	53.163	53.163		899.996,03
ALVARO GOMEZ PLATA	19.419.936	53.163	53.163		899.996,03
CESAR FERNANDO MOSQUERA MUÑOZ	13.513.532	53.163	53.163		899.996,03
JORGE ENRIQUE MARTINEZ GALVIS	5.645.994	53.163	53.163		899.996,03
LAURA ISABEL RODRIGUEZ CARDOSO	37.513.543	159.490	159.490		2.700.006,90
CRISTIAN MANUEL MUÑOZ REMOLINA	13.747.415	53.163	53.163		899.996,03
CARLOS EDUARDO SILVA AVILA	91.428.630	106.326	106.326		1.799.992,06
JAVIER JAIMES PEÑA	13.924.951	106.326	106.326		1.799.992,06
JUAN CARLOS CAMACHO FLOREZ	13.724.142	53.163	53.163		899.996,03
JUAN CARLOS JIMENEZ LOPEZ	13.511.830	159.489	159.489		2.699.988,09
ROQUE RODRIGUEZ CASTRO	13.636.497	10.632	10.632		179.987,92
GUEYLER MABEL OSORIO PLATA	63.278.172	53.163	53.163		899.996,03
MARIA EUGENIA SANCHEZ ACELAS	37.655.598	26.581	26.581		449.988,61
MIGUEL JOSE PINILLA GUTIERREZ	5.565.599	53.163	53.163		899.996,03
MARLEN PAOLA ARENALES ROJAS	52.827.207	5.316	5.316		89.993,96
EDGAR RAMIREZ BECERRA	91.230.975	53.163	53.163		899.996,03
FERLEY GRISALES JURADO	13.924.993	53.163	53.163		899.996,03
HUGO ALBERTO MELENDES MORENO	84.029.304	53.163	53.163		899.996,03
JAIRO PEÑA PAVON	13.844.579	79.744	79.744		1.349.984,64
RUBIELA DULCEY SANDOVAL □	37.897.060	2.658	2.658		44.996,98
MARIA CAROLINA ACEVEDO GARCIA	52.421.087	3.189.792	3.189.792		53.999.987,52
RICARDO CALDERON HERNANDE	91.240.964	53.163	53.163		899.996,03
ALEXARDER MAYORGA WANDURRAGA	91.080.257	10.632	10.632		179.987,92
JOSE ANTONIO CARO ORTEGA	91.208.626	106.326	106.326		1.799.992,06
HUGO ALNERTO ESPINEL SANDOVAL	31.291.139	292.397	292.397		4.949.987,57
RICHARD BAYONA GUALDRON	91.481.233	212.653	212.653		3.600.002,93
GONZALO QINTERO CADENA	91.067.923	53.163	53.163		899.996,03

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
JOSE GOMEZ GAVIRIA	13.849.460	53.163	53.163		899.996,03
VILMA MARIA APARACIO DIAZ	63.313.731	212.652	212.652		3.599.984,12
MARIA HELENA SUAREZ SARMIENTO	37.814.095	53.163	53.163		899.996,03
ALIX INEZ MARTINEZ RUEDA	63.325.935	797.448	797.448		13.499.996,88
JORGE MILLAN SANTOS	91.067.043	106.326	106.326		1.799.992,06
LUIS ALEJANDRO CADENA ZARATE	13.957.850	797.448	797.448		13.499.996,88
PEDRO CIRO ACEVEDO DIAZ	5.763.319	50.000	50.000		846.450,00
GERARDO GOMEZ CAMACHO	5.766.925	50.000	50.000		846.450,00
MARTHA LUCRECIA SANTOS	37.941.701	50.000	50.000		846.450,00
LIBARDO CARDENAS GOMEZ	13.884.094	53.163	53.163		899.996,03
JAIRO VASQUEZ CABALLERO	91.348.022	50.000	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
FERNEY IVAN LOZANO PARADA	91.214.129	53.163	53.163		899.996,03
VIDAL RAMIREZ CACUA	5.773.731	53.163	53.163		899.996,03
ROBINSON AMAYA ACOSTA	91.226.518	53.163	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
LIBARDO CEPEDA SARMIENTO	91.071.893	53.163	53.163		899.996,03
ORLANDO ACEVEDO GOMEZ	13.515.466	53.163	53.163		899.996,03
EDSON DIAZ VERGEL	91.246.380	53.163	53.163		899.996,03
JAVIER ARIOSTO RAMIREZ PINEDA	13.926.775	53.163	53.163		899.996,03
HENRRY DIAZ PARADA	91.259.297	10.632	10.632		179.987,92
LIGIA MARCELA NORIEGA CARRIZOSA	63.300.764	1.993.620	1.993.620		33.749.992,20
OMAIRA GARCIA DIAZ	37.860.682	53.163	53.163		899.996,03
WILMAN GALVIS VERA	13.742.039	53.163	53.163		899.996,03
VICTOR HERNESTO OTERO RIVERA	5.708.179	53.163	53.163		899.996,03
JOSE LUCAS CALDERON	5.784.388	106.326	106.326		1.799.992,06
ANGELA MILENA BELTRAN ARENALES	63.396.028	10.632	10.632		179.987,92
GUILLERMO ANDRES BELTRAN SANMIGUEL	91.515.280	159.489	159.489		2.699.988,09
ROQUE JULIO MANTILLA FORERO	91.181.282	53.163	53.163		899.996,03
LUIS RODOLFO CARO RINCON	91.152.726	106.326	106.326		1.799.992,06
ALBA JANETH BALLESTEROS PLATA	37.944.622	50.000	50.000		846.450,00
MIGUEL FERNADO BUELVAS SARABIA	91.478.138	53.163	53.163		899.996,03

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
MARCOS URIEL GUZMAN CAICEDO	91.521.755	106.326	106.326		1.799.992,06
ALONSO PEÑA GUARIN	91.292.962	26.581	26.581		449.988,61
JULIO ROBERTO SANTOYO PLATA	91.420.796	5.316.321	5.316.321		89.999.998,01
HENRY DIAZ GALLEGO	13.849.823	53.163	53.163		899.996,03
FAUSTINO GARCIA PORRAS	91.102.194	50.000	50.000		846.450,00
ISNARDO ROJAS BOHORQUEZ	5.796.462	53.163	53.163		899.996,03
NESTOR MAURICIO RODRIGUEZ	91.075.068	26.580	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
DANIEL FERNANDO OSPINO RANGEL	88.031.197	90.005	90.005		1.523.694,05
EDGAR ENRIQUE ARANDA PEÑALOZA	13.465.752	53.163	53.163		899.996,03
ORLANDO COTE PINZON	13.846.522	53.163	53.163		899.996,03
JOSE MARIA TORRES SERRANO	91.181.960	53.163	53.163		899.996,03
OSCAR LEONARDO GOMEZ CONVERS	91.156.018	53.163	53.163		899.996,03
MARCOS JAVIER GARNICA ARGUELLO	91.525.799	106.326	106.326		1.799.992,06
LUIS ANTONIO PINTO LOPEZ	13.636.032	10.632	10.632		179.987,92
OSCAR OCTAVIO MENDEZ ESPINOSA	79.517.266	53.163	53.163		899.996,03
MARGARITA VARGAS BAUTISTA	37.886.338	53.163	53.163		899.996,03
HERNANDO ESTUPIÑAN CARRILLO	91.212.366	53.163	53.163		899.996,03
OCTAVIO VECINO ACEVEDO	7.212.202	53.163	53.163		899.996,03
ELIZABETH FRANCO PALLARES	63.365.570	26.000	26.000		440.154,00
EDGAR IVAN INFANTE SUAREZ	91.291.855	93.567	93.567		1.583.995,27
CESAR EDUARDO VASQUEZ RIOS	13.513.977	53.163	53.163		899.996,03
ALVARO ALBERTO DELGADO ORTIZ	91.277.323	212.653	212.653		3.600.002,93
ALVARO ALBERTO DELGADO ORTIZ	91.277.323	212.652	0	Aceptación presentada fuera del plazo establecida en el Reglamento	0,00
GONZALO TARAZONA PINEDA	5.706.895	53.163	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
EDGAR AUGUSTO ALVAREZ GONZALEZ	91.175.365	106.326	106.326		1.799.999,96
ORLANDO ARIAS	5.735.441	53.163	53.163		899.996,03
JORGE ERNESTO PAREDES SANTOS	91.066.142	265	265		4.484,65
MARIA SONIA CARVAJAL DURAN	63.358.336	53.163	53.163		899.996,03
HENRY FIGUEROA ACOSTA	91.340.919	53.163	53.163		899.996,03
JAIME GOMEZ CARRIZOSA	91.066.512	26.581	26.581		449.988,61

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
ALFREDO ENRIQUE OJEDA LOBO	8.708.347	53.163	53.163		899.996,03
MARTHA LUCIA CAMACHO MENDOZA	63.316.527	106.326	106.326		1.799.999,96
ALVARO QUIROGA NAVAS	91.341.127	53.163	53.163		899.996,03
PEDRO ANTONIO LAITON RONDON	91.493.868	212.652	212.652		3.599.984,12
HECTOR COBOS BRICEÑO	7.220.433	10.633	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
JAIME MALDONADO ARIAS	13.818.799	53.163	53.163		899.996,03
WILLIAM HUMBERTO RUIZ BARAJAS	C91495160	53.163	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
JIMMY ALEXANDER QUIROGA BECERRA	91.283.298	53.163	53.163		899.996,03
LUIS ARMANDO GELVES AREVALO	91.212.130	53.163	53.163		899.996,03
ATILIO ROBLES RUEDA	13.836.114	53.163	53.163		899.996,03
HUGO CARREÑO MEJIA	91.067.680	372.142	372.142		6.299.991,02
PATRICIA HERNANDEZ TOVAR	37.861.736	26.582	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
JOSE ALDEMAR HOYOS MARIN	6.238.373	10.632	10.632		179.987,92
FABIAN EDUARDO ALVAREZ BRAVO	91.490.280	53.163	53.163		899.996,03
JORGE ENRIQUE SEPULVEDA DURAN	91.262.641	53.163	53.163		899.996,03
JULIAN ANDRES MARIN DELGADO	5.771.668	53.163	53.163		899.996,03
JUAN CARLOS RODRIGUEZ ARDILA	91.074.457	15.948	15.948		269.981,88
JOSE JOAQUIN RAMIREZ ARIZA	91.068.425	53.163	53.163		899.996,03
RAUL CORDERO ARDILA	13.890.802	106.326	106.326		1.799.992,06
DIEGO ARMANDO GODOY AYALA	91.526.400	53.163	53.163		899.996,03
CARLOS EDUARDO APARICIO REYES	79.288.919	53.163	53.163		899.996,03
OMAR ORLANDO OSORIO GUALDRON	91.425.688	53.163	53.163		899.996,03
EDUWIN TIMOLEON GARVITO REMOLINA	5.708.437	10.632	10.632		179.987,92
MARIA MILDREY ARDILA VARGAS	28.437.594	3.000	3.000		50.787,00
JOSE DOMINGO ARCHILA SILVA	13.833.951	53.163	53.163		899.996,03
ALBA JANETH MORENO CABALLERO	63.477.773	10.632	10.632		179.987,92
GONZALO QUIROGA NAVAS	91.341.320	53.163	53.163		899.996,03
CLAUDIA SALAZAR CADENA	37.514.406	53.163	53.163		899.996,03
ENRIQUE FLOREZ OSORIO	91.220.244	53.163	53.163		899.996,03

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
WILSON TOLOZA VEGA	91.207.645	53.163	53.163		899.996,03
CLAUDIA BERNARDA LEON PEREZ	37.655.409	53.163	53.163		899.996,03
MARTHA LUCIA QUIROGA CRUZ	28.205.697	53.163	53.163		899.996,03
VIDAL ARTURO RUEDA CORREDOR	91.100.060	50.000	50.000		846.450,00
MARTHA INES CARDENAS PITA	28.252.667	3.000	3.000		50.787,00
LUIS ENRIQUE TORRES GOMEZ	5.708.080	10.632	10.632		179.987,92
PASTOR RIOS ESPITIA	5.744.316	531.632	531.632		8.999.997,92
CESAR AUGUSTO GAMBOA GAST	91.104.820	5.316	5.316		89.993,96
JOSE MARIA GOMEZ	91.101.117	50.000	50.000		846.450,00
MARIA YERMAN GUERRERO COUOTT	37.822.657	3.000	3.000		50.787,00
GRISNELDA GUERRERO FAJARDO	27.977.394	13.290	13.290		224.984,90
NANCY PARRA GOMEZ	63.308.424	3.000	3.000		50.787,00
IVAN REINALDO URBANO	91.108.685	10.632	10.632		179.987,92
FELIX PALOMINO BUENO	80.779.019	10.632	10.632		179.987,92
PEDRO JAVIER JIMENEZ VALENCIA	91.110.353	26.581	26.581		449.988,61
MIGUEL EDUARDO CASTELLANOS AMADO	91.221.997	15.949	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
FERLEY VARGAS SANABRIA	5.784.145	80.000	80.000		1.354.320,00
JUVENAL SANTAMARIA ZAFRA	91.208.009	53.163	53.163		899.996,03
OLGA LUCIA CORSO ORTEGA	37.886.540	50.000	50.000		846.450,00
MARTHA CECILIA PORRAS MUÑOZ	63.335.030	5.316	5.316		89.993,96
ELKIN DARIO VELASQUEZ MAYORGA	91.077.798	10.632	10.632		179.987,92
ALFONSO MOGOLLON CHAPARRO	13.812.738	53.163	53.163		899.996,03
LUIS GUSTAVO GOMEZ GOMEZ	13.802.775	53.163	53.163		899.996,03
HUMBERTO ARDILA GOMEZ	91.207.213	53.163	53.163		899.996,03
LUIS CARLOS ACOSTA BOHORQUEZ	91.492.367	26.582	26.582		450.007,42
AURELIO BARRERA APARICIO	91.069.911	53.163	53.163		899.996,03
EFRAIN FONTECHA VILLAMIZAR	13.831.133	53.163	53.163		899.996,03
WILLIAM ALBERTO RODRIGUEZ PARRA	13.922.702	53.163	53.163		899.996,03
LUIS ALEJANDRO LASPRILLA ALVAREZ	7.214.948	53.163	53.163		899.996,03
DOMINGO HERNANDEZ QUINTERO	91.176.411	53.163	53.163		899.996,03
GLADYS JEREZ DE VANEGAS	37.834.473	6.000	6.000		101.574,00

Nombre Completo	Cédula de Ciudadania o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) dias Hábiles Siguientes a esta Audiencia
MARIO PINEDA SIERRA	91.340.408	53.163	53.163		899.996,03
MAURICIO VALDIVIESO NARANJO	91.209.319	53.163	53.163		899.996,03
CARLOS HUMBERTO CASTILLO PORRAS	91.215.502	53.163	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
ALIRIO APARICIO LOPEZ	13.832.160	532.000	532.000		9.006.228,00
JOSE ANTONIO ROA ORTIZ	5.559.249	150.000	150.000		2.539.350,00
MARIA LUCIA BECERRA ARCE	28.477.904	53.163	53.163		899.996,03
JAIRO AYALA MENDOZA	91.342.173	53.163	53.163		899.996,03
LUIS JESUS APARICIO MARTINEZ	5.687.802	53.163	53.163		899.996,03
CARLOS ANDRES SUAREZ ZAMBRANO	91.292.217	1.000.000	1.000.000		16.929.000,00
ROBERTO GUARIN SANCHEZ	13.846.647	54.000	54.000		914.166,00
WILMAR SANCHEZ SANCHEZ	91.296.462	53.163	53.163		899.996,03
JOSE DE JESUS SIERRA PICO	91.066.638	50.000	50.000		846.450,00
LUIS ENRIQUE ARDILA GUZMAN	13.007.354	50.000	50.000		846.450,00
JOSE MARIA VASQUEZ PIMENTEL	5.630.009	26.581	26.581		449.988,61
GERMAN IVAN MANTILLA TOBON	91.352.844	53.163	53.163		899.996,03
EDDGAR DARIO GELVEZ LOPEZ	91.343.479	53.163	53.163		899.996,03
RAFAEL MEDINA ZAMBRANO	91.067.921	53.163	53.163		899.996,03
ANDRES FELIPE ORTIZ ORTEGA	91.184.036	53.163	53.163		899.996,03
ANDREA CELESTE CHACON ESQUIVEL	38.143.226	15.948	15.948		269.981,88
ALBERTH PABON	91.491.284	325.000	325.000		5.501.925,00
LUIS ALFONSO SUAREZ NIÑO	91.212.040	53.163	53.163		899.996,03
LUIS ALCIDES AYALA LOPES	5.687.888	53.163	53.163		899.996,03
MIGUEL FELIPE MEJIA	91.288.211	4.688.569	4.688.569		79.372.782,89
GILBER GABRIEL PACHECO LLAIN	13.722.315	53.163	53.163		899.996,03
NELLY RAGUA DE CADENA	37.811.982	53.163	53.163		899.996,03
JAIRO BAYONA PINTO	9.152.176	53.163	53.163		899.996,03
ANGEL MARIA LOZANO	2.099.640	50.000	50.000		846.450,00
YOLANDA GARZON PIMIENTA	37.941.823	50.000	50.000		846.450,00
CARLOS JULIO SANCHEZ MORALES	5.758.747	53.163	53.163		899.996,03

Nombre Completo	Cédula de Ciudadania o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) dias Hábiles Siguientes a esta Audiencia
JAVIER ORTIZ VILLABONA	79.310.488	53.163	53.163		899.996,03
FABIAN RICARDO RAMIREZ PINEDA	13.930.662	53.163	53.163		899.996,03
SERGIO MAYORGA RODRIGUEZ	91.505.700	53.163	53.163		899.996,03
IDI AMIN DIAZ PARRA	91.497.296	53.163	53.163		749.996,03
EUGENIO PLATA NOSSA	91.239.226	71.238	71.238		1.205.987,78
ELIZABETH RUIZ SAMPAYO	37.930.570	5.316	5.316		89.993,96
JOSE ALBERTO RODRIGUEZ HERNANDEZ	91.103.325	132.908	132.908		2.249.999,48
DIANA MARCELA FLOREZ DIAZ	63.532.494	53.163	53.163		899.996,03
FERNEY ALIRIO PIÑEROS RODRIGUEZ	1.098.623.196	53.163	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
MARIA CATALINA PINILLA VALDIVIESO	63.517.955	53.163	53.163		899.996,03
SINDICATO DE INDUSTRIA DE LOS TRABAJADORES	811036956-3	79.444	79.444		1.344.341,64
NELSON MARTIN NIETO TORRES	91.105.468	5.316	5.316		89.993,96
MAURO MEJIA REYES	5.742.601	50.000	50.000		846.450,00
CARLOS ARTURO DURAN ROJAS	91.240.061	53.163	53.163		899.996,03
LUIS EDUARDO PORRAS MUÑOZ	2.164.673	53.163	53.163		899.996,03
COOPENESSA	8.000.549.466	7.974.482	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
IVAN ORLANDO DIAZ BUENO	13.746.064	1.329.081	0	Rechazado debido a que durante el plazo de subsanación el Aceptante modificó la oferta	0,00
DIEGO ALEXANDER VANEGAS VEGA	13.872.101	372.142	372.142		6.299.991,02
LUIS JESUS APARICIO MARTINEZ	5.687.802	53.163	53.163		899.996,03
APENSSAR	900.091.565	106.326	0	No acreditó condición de Destinatario de las Condiciones Especiales	0,00
GILBERTO GOMEZ RINCON	13.924.551	53.163	53.163		899.996,03
ROSABEL RODRIGUEZ ARDILA	37.888.475	53.163	53.163		899.996,03
LUIS FERNANDO SANCHEZ VERO	91.068.087	53.163	53.163		899.996,03
OSCAR HERRERA SUAN	91.238.882	53.163	53.163		899.996,03
MARITZA TORRES PEÑARANDA	63.452.705	5.316	5.316		89.993,96
CARMENZA LANDAZABAL	37.801.857	53.163	53.163		899.996,03
MOISES GALAN DUEÑAS	5.742.321	159.489	159.489		2.699.988,09
JOSE ARAMIS HERNANDEZ REY	13.819.336	4.000.000	4.000.000		67.716.000,00
JESUS MARIA BELTRAN QUINTERO	91.451.228	53.163	53.163		899.996,03
ALIRIO SILVA RUEDA	91.067.587	53.163	53.163		899.996,03
EDNA JAQUELIN DIAZ SARMIENTO	37.890.446	5.316	5.316		89.993,96

Nombre Completo	Cédula de Ciudadanía o NIT	Cantidad de Acciones Aceptadas	Número de Acciones a Adjudicar	Razón del Rechazo en caso de aplicar	Monto Total a Pagar dentro de los Siete (7) días Hábiles Siguientes a esta Audiencia
DORA INES TAPIAS MORA	28.267.888	50.000	0	No subsanó los documentos solicitados dentro del plazo previsto en el Reglamento	0,00
HUGO HERNANDO BARAJAS	13.296.726	79.744	79.744		1.349.984,64
OSCAR JAVIER BAUTISTA QUINTERO	96.191.694	53.163	53.163		899.996,03
LUIS OMAR ROJAS	79.129.563	53.163	53.163		899.996,03
NELSON MANTILLA JAIMES	91.255.402	53.163	53.163		899.996,03
ALEXANDER JAIMES RODRIGUEZ	13.543.827	9.622.541	9.622.541		162.899.996,21
PEDRO NEL ARDILA GOMEZ	91.103.943	50.000	50.000		846.450,00
ORLANDO ROJAS SILVA	91.070.341	50.000	50.000		846.450,00
FRANCISCO RUPERTO GONZALEZ	5.764.492	265.816	265.816		4.499.998,96
EDGAR PARDO SANCHEZ	13.762.012	50.000	50.000		846.450,00
PIZA OLARTE LUIS RAMIRO	2.164.321	50.000	50.000		846.450,00
MARIA ONOFRE SARMIENTO DIAZ	28.410.895	50.000	50.000		846.450,00
ALVARO DELGADO ORTIZ	5.761.526	5.316	5.316		89.993,96
FREDY GONZALO BLANCO RUEDA	13.512.866	265.816	265.816		4.499.998,96
ARAMIS AUGUSTO HERNANDEZ DULCEY	13.742.458	1.500.000	1.500.000		25.393.500,00
PEDRO SERGIO SERRANO SUAREZ	5.796.259	50.000	50.000		846.450,00

Se recuerda a aquellos Aceptantes Adjudicatarios que el pago de las Acciones que les hayan sido adjudicadas deberá realizarse por el valor exacto incluyendo los centavos de peso a que hubiere lugar.

Una vez cumplido con lo anterior, el Presidente de la Audiencia de conformidad con lo establecido en el numeral 4.15 del Reglamento procedió a notificar a los Aceptantes que los Destinatarios de las Condiciones Especiales no fueron adjudicatarios de más del cincuenta por ciento (50%) de las acciones en circulación de la Electrificadora de Santander S.A. ESP

Finalmente y siendo las [4] (10) de la tarde del día tres (3) de diciembre de dos mil siete (2007) se concluye la Audiencia y se procedió a levantar el acta de la Audiencia, la cual de conformidad con lo establecido en el Numeral 4.15 del Reglamento será suscrita por el Presidente de la Audiencia y por el Secretario de la misma. Asimismo será suscrita por los delegados del Gobernador del Departamento de Santander y del Municipio de Bucaramanga.

Con lo anterior, se da por terminada la Audiencia, advirtiendo que para efectos exclusivos de interpretación de la presenta Acta, los términos que aparecen con letra inicial mayúscula, tendrán el significado que se les asigna en el Reglamento.

Copia de la presente acta se publicará en la Sala de Información.

Para constancia se firma por, siendo las [4:12] horas del día tres (3) de diciembre de dos mil siete (2007).

David Villalba
Presidente

Carlos Fernando Eraso Calero
Secretario

Milse Idárraga de González
Delegada del Gobernador del Departamento de Santander, y

Marina Gutiérrez De Piñeres
Delegada del Alcalde del Municipio de Bucaramanga

Testigo:

Nancy Duarte Reyes
cc. 37.829.386 B/ga.

ENRIQUE RUEDA A.
2.031.417 B/manga.

ESTUDIOS PREVIOS

ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP – ESSA

1.	LA DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD QUE LA ENTIDAD ESTATAL PRETENDE SATISFACER CON LA CONTRATACIÓN	
1.1	DESCRIPCIÓN	La Electrificadora de Santander, S.A. ESP (en adelante "ESSA") es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana que tiene por objeto social la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y tiene como sus principales accionistas a la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Nación – Ministerio de Minas y Energía quienes son propietarias de 12.483.169.116 acciones de ESSA. El Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, en su ánimo de avanzar en el saneamiento de las finanzas públicas, reducir la magnitud del pasivo mediante la liquidación o venta de activos del balance con los cuales se pueda corregir el déficit fiscal, buscar la democratización de la propiedad accionaria de que es titular la Nación, fortalecer el mercado de capitales, enfocar los recursos de la Nación en inversión social, desvincularse de las actividades que impliquen riesgo y en las que no se amerite la participación de la Nación, así como la búsqueda de nuevos recursos para el apoyo de los proyectos que estén desarrollando las regiones de las empresas cuyas acciones se enajenen, emitió el 19 de abril de 2004 el Documento CONPES 3281 "ESTRATEGIA PARA ADELANTAR UN PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE ACTIVOS Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIONES DE LA NACIÓN Y SUS ENTIDADES EN EMPRESAS PÚBLICAS Y PRIVADAS". En el Documento CONPES 3281 se encargó al Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – Fonade para que fuera la entidad ejecutora del proceso de enajenación de las participaciones del Estado en empresas del sector público o privado, como consecuencia de lo cual, contrató a la Unión Temporal Inverlink - BBVA Valores - BBVA, una firma especializada para que adelantara las actividades de banca de inversión para el proceso de enajenación de la participación accionaria de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA. Por su parte, el Gobierno Nacional ha decido ofrecer al Departamento de Santander las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA, para lo cual se encuentra expresamente autorizada la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en el artículo 20 de la Ley 226 de 1995 el cual dispone lo siguiente: "La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes.". Lo anterior con el fin de avanzar en el saneamiento de las finanzas públicas de la Nación, reducir la magnitud del pasivo mediante la liquidación o venta de activos del balance con los cuales se pueda corregir el déficit fiscal, enfocar los recursos de la Nación en inversión social, desvincularse de las actividades que implican riesgo para la Nación, así como buscar nuevos recursos para el apoyo de los proyectos que se están desarrollando en el Departamento de Santander.

2.	LA DESCRIPCION DEL OBJETO A CONTRATAR, ESPECIFICACIONES ESENCIALES Y REQUERIMIENTOS TECNICOS MÍNIMOS

2.1.	DESCRIPCIÓN	A través de un proceso de contratación directa y mediante la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones con el Departamento de Santander se enajenaran las Acciones de Propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA en las condiciones previstas en el Reglamento de la Invitación.
2.2.	PRESUPUESTO OFICIAL ESTIMADO	La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía no deberá efectuar erogación alguna con cargo a su presupuesto, toda vez que será el vendedor de las acciones de que es titular en ESSA. Por su parte el Departamento de Santander en las condiciones previstas en el Reglamento, deberá contar con las autorizaciones de la asamblea departamental y con las respectivas apropiaciones presupuestales para adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA.
2.3.	ESPECIFICACIONES Y REQUERIMIENTOS	El Departamento de Santander tiene dos opciones para adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA. La primera de ellas Opción 1 – Totalidad de las acciones, en virtud de la cual el Departamento de Santander podrá adquirir la totalidad de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA. En este caso deberá contar con un Operador Idóneo público el cual deberá adquirir como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. En esta opción también podrán comprar acciones los municipios del Departamento de Santander que el Departamento de Santander invite. El Operador Idóneo deberá cumplir, en las condiciones establecidas en el Reglamento de la Invitación, con los siguientes requisitos: 1. (i) al menos el 51% del capital suscrito y pagado del Operador Idóneo deberá ser de naturaleza pública; (ii) el control en el Operador Idóneo deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas, es decir deberá existir efectivamente control público en el Operador Idóneo; y (iii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo deberán cumplir los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser de naturaleza pública; y (b) el control en dichas sociedades deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas, para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización; y 2. Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica que atienda en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes, o 3. Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de gas natural domiciliario que atienda en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes; La Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, en virtud de la cual el Departamento de Santander podrá adquirir un número de acciones igual a la diferencia entre el número de acciones ordinarias de propiedad del Departamento de Santander en ESSA en la fecha de la Invitación y la mitad más una acción del capital suscrito y pagado de ESSA. Las acciones que se ofrecen son acciones ordinarias, sin embargo serán transferidas por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, como acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, las cuales serán convertidas y por ende transferidas, en el evento en que de acuerdo con lo establecido en el Reglamento, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía a través de un proceso de vinculación de un operador idóneo de conformidad con la legislación aplicable, enajene la totalidad de las acciones no adjudicadas al Departamento de Santander y vincule un operador idóneo en ESSA. En esta opción también podrán, de conformidad con lo establecido en el Reglamento, comprar acciones los municipios del Departamento de Santander que el Departamento de Santander invite.

	3. FUNDAMENTOS JURIDICOS DEL PROCESO DE SELECCIÓN E IDENTIFICACIÓN DEL CONTRATO A CELEBRAR	
3.1.	RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE	El artículo 20 de la Ley 226 de 1995 dispone lo siguiente "La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes." Dicho artículo fue declarado exequible por la Corte Constitucional quien en Sentencia C-392 del 22 de agosto de 1996, Magistrado Ponente, doctor Alejandro Martínez Caballero, expresó lo siguiente: "5- Conforme a lo anterior, la Corte considera que tiene perfecto sustento constitucional la primera parte del artículo acusado, según la cual la enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales está excluida del régimen especial de derecho preferencial en favor de trabajadores y organizaciones solidarias y se rige por las reglas de contratación administrativa vigente. En efecto, cuando una entidad estatal enajena sus acciones a otra entidad de la misma naturaleza, entonces no hay, en sentido estricto, una privatización, pues no hay transferencia de propiedad del sector público al sector privado. Es pues perfectamente razonable que estas situaciones se regulen por la ley administrativa." Como consecuencia de lo anterior, la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se regula por las reglas de contratación administrativa vigentes, y por lo tanto, se indica, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 1 del artículo 77 del Decreto 2474 de 2008, que el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se celebra mediante contratación directa, por la causal prevista en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007. Así mismo, de conformidad con lo establecido en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, dicho Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se celebra en la medida en que las obligaciones derivadas del mismo tienen una relación directa con las funciones y facultades previstas en la ley tanto para el Departamento de Santander, como para los municipios. Adicionalmente el Operador Idóneo deberá contar con la experiencia y requisitos técnicos previstos en el Reglamento, los cuales tienen como finalidad garantizar la continua y eficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios a cargo de ESSA. En efecto, de conformidad con: (a) el numeral 5.1. de la Ley 142 de 1994, es competencia de los municipios asegurar que se presten a sus habitantes, de manera eficiente, entre otros, el servicio público domiciliario de energía eléctrica, por empresas de servicios públicos de carácter oficial, privado o mixto; (b) el numeral 7.2 del artículo 7 de la Ley 142 de 1994 es competencia de los departamentos, apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos que operan en el departamento; y (c) el artículo 79 de la Ley 143 de 1994 se autorizó al Gobierno y a las entidades descentralizadas a hacer aportes de capital a sociedades vinculadas al sector eléctrico.
3.2.	MODALIDAD DE SELECCIÓN	El Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se celebra mediante contratación directa, por la causal prevista en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, contratos interadministrativos.
3.3.	IDENTIFICACION DEL CONTRATO	Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones de ESSA

4.	ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO QUE SOPORTA EL VALOR ESTIMADO DEL CONTRATO

La Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA Valores BBVA realizó la valoración de ESSA.

- Proyección de los Estados Financieros:

El punto de partida obligado es el análisis del probable desenvolvimiento comercial de la empresa en el futuro. Para ello es necesario partir de la evolución comercial que ha tenido en el pasado reciente y el marco competitivo que enfrenta en la actualidad en los distintos mercados en donde participa. Dentro de este contexto, las proyecciones financieras de la empresa deben reflejar sus objetivos concretos para el corto y mediano plazo, de tal manera que definan el rol que está en capacidad de desempeñar la Compañía dentro de su sector en el futuro.

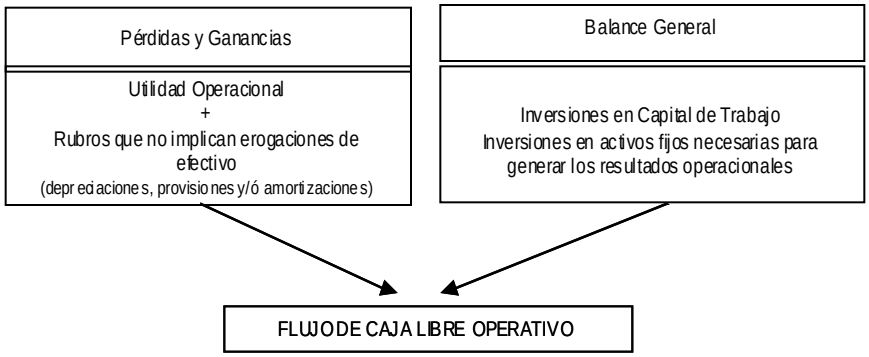
Posteriormente, se procede a realizar la valoración operativa. Partiendo del plan comercial estimado, se analizan y cuantifican sus implicaciones en términos de infraestructura operativa y administrativa, el programa implícito de inversión en activos fijos y la exigencia de capital de trabajo. Todos estos aspectos quedan plasmados en un modelo financiero de largo plazo.

Una vez establecidas las proyecciones comerciales de la Compañía, esto es, modelado y proyectado el desempeño previsible de la misma hacia futuro, en cuanto al mercado atendido, sus ingresos y esfuerzos requeridos en costos, gastos e inversiones para lograr las metas comerciales propuestas, se construyen los estados financieros año a año. Los estados financieros por su parte, deben capturar y reflejar, además de los aspectos críticos inherentes a la operación de la empresa, elementos como el entorno económico y el marco tributario, entre otros.

- Proyección de Flujos de Caja Libre Operativos:

El resultado del flujo de caja proyectado, producto de los cálculos descritos en el punto anterior, se ajusta adicionando el valor de los activos no operativos y, deduciendo los pasivos no operacionales que tuviere la empresa al momento de su valoración[1].

Los flujos de caja libre operativos después de impuestos, reflejan el dinero generado por las operaciones propias de la compañía, disponibles para sus distintos proveedores de capital. Es importante señalar que estos flujos son los restantes después de financiar tanto las inversiones en activos como en capital de trabajo que la empresa requiere para poder efectivamente operar a perpetuidad. Para su cálculo, se toman en cuenta las partidas que indican la evolución operativa de la compañía y que efectivamente implican erogaciones de efectivo de los estados financieros, así:



[1] La diferencia entre el Valor de los Activos no operativos y el Valor de los Pasivos no operacionales se conoce como "Deuda Neta"

- Estimación de la Tasa de Descuento:

La tasa de descuento es la tasa resultante del promedio ponderado (i) del costo después de impuestos de los recursos que la compañía obtiene de los bancos, el mercado de capitales y/o de las entidades financieras y, (ii) del costo de los recursos que los accionistas tienen invertidos en la misma. Dichos costos se ponderan de acuerdo con la participación de cada fuente de recursos, en el financiamiento total de la compañía, es decir, sobre la estructura de capital de la compañía.

i) Costo de Capital:

Para determinar el costo de oportunidad del capital invertido, se empleó el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este modelo parte del principio de que el costo de los recursos aportados por los accionistas es superior, por estar sujetos a un riesgo mayor a aquel incurrido por los Financiadores. Para el efecto, tanto los libros de texto como el procedimiento universalmente utilizado por los inversionistas para calcular el retorno que debe tener una inversión en acciones de una sociedad, parte de las oportunidades alternativas de inversión con riesgo estimado similar (retorno de oportunidad), así:

- Tasa Libre de Riesgo: Si bien no existe una inversión sin riesgo, la comunidad de negocios estima que la inversión en bonos del Tesoro de los Estados Unidos es la que más se asemeja. Dicho de otra manera, un inversionista podría invertir "sin riesgo" y obtener rendimientos equivalentes a los generados por los bonos del Tesoro de los Estados Unidos.

- Prima por Invertir en Activos de Renta Variable: Naturalmente, los inversionistas exigen un mayor retorno por invertir en papeles de renta variable (acciones), para compensar el mayor riesgo asumido. Varios consultores internacionales han medido cuál ha sido la prima que históricamente han obtenido los inversionistas de renta variable en los Estados Unidos en períodos largos de tiempo (alrededor de 60 años). Es decir, han medido cuál es la diferencia promedio de retorno entre las acciones y los papeles de renta fija, entre ellos los emitidos por el Tesoro Americano.

- Ajuste por Invertir en Distribución Eléctrica: Resulta claro que los accionistas de la empresa exigen que su inversión rente de acuerdo con el mayor riesgo asociado al sector de distribución de energía eléctrica. Este factor de ajuste se conoce como "Beta".

- Prima Por Riesgo País: Adicionalmente, el retorno esperado por los inversionistas tiene que cubrir "el riesgo país", pues estos exigen una prima que les reconozca el hecho de que la inversión no se realiza en un mercado de valores desarrollado, sino en un país como Colombia. Los "spreads" de la deuda colombiana[2], por ejemplo, miden la percepción internacional sobre el riesgo país, y se utilizan tradicionalmente como aproximación a la prima por riesgo país en los modelos.

ii) Costo de la Deuda:

El cálculo del costo de la deuda se estima con base en el costo promedio ponderado de la deuda aportada por cada acreedor financiero.

- Valor Terminal:

La valoración de una empresa como ente en marcha a través del método de flujo de caja descontado, está

[2] Costo de la deuda soberana colombiana menos el costo de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos

determinada por la suma de (i) los flujos de caja futuros de la empresa para un período finito, descontados al costo de capital promedio ponderado, más (ii) el valor de las operaciones a perpetuidad de la operación de la compañía o valor terminal.

El número de años para los cuales se realiza una proyección explícita y detallada de la empresa debe culminar una vez ésta alcance: (i) crecimientos constantes, (ii) retornos constantes sobre el capital invertido, siendo éste último equivalente al flujo de caja anual de sus operaciones y, (iii) márgenes constantes.

Una vez alcanzada esta etapa, se procede a calcular el valor terminal, de tal manera que éste refleje los flujos de caja de largo plazo, preservando los criterios planteados anteriormente.

Para su cálculo, se utiliza la fórmula derivada de un análisis matemático de series infinitas:

$$Fp = \frac{Fua(1+g)}{wacc - g}$$

Donde:

Fp=	Flujo de caja libre operativo a perpetuidad
Fua=	Flujo de caja libre operativo del último año de proyección explícita
g=	Gradiente de crecimiento de los flujos de caja libre operativos
wacc=	Costo de capital promedio ponderado

- Valor de los Activos:

Tanto los flujos de caja explícitos como el valor terminal se descuentan a valor presente, utilizando para ello el costo de capital promedio ponderado (WACC). El valor presente de dichos flujos se conoce como Valor de los Activos o Valor de las Operaciones.

- Deuda Neta:

El valor de los Activos tiene en cuenta la totalidad de generación de efectivo operativo de la compañía, el cual no necesariamente coincide con la totalidad de efectivo disponible para sus accionistas. Esto sucede por cuanto estos activos fueron fondeados con capital y/o deuda.

De esta manera para determinar el valor patrimonial de la empresa es necesario calcular la deuda no operativa es decir, diferente a la financiación con proveedores dentro del curso normal del negocio, la cual se estima a partir del saldo de las obligaciones financieras de la empresa al momento de su valoración.

Cuando la empresa tiene excedentes de liquidez al momento de su valoración, estos (activos no operativos) son sustraídos del pasivo financiero. De esta para forma, se establece la Deuda Neta de la compañía.

- Contingencias:

Se descontaron del valor las contingencias conocidas, según la cuantificación del valor esperado de las contingencias realizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

- Valor del Patrimonio:

Finalmente, el valor patrimonial de la empresa es el resultado de restar la deuda neta y el valor esperado de

		las contingencias, al valor descontado de sus operaciones.

5.	FACTORES DE SELECCION	
	JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN	Con el fin de cumplir a cabalidad con los lineamientos de la Ley 142 de 1994 respecto de la prestación continua y eficiente del servicio público de energía por parte de ESSA, se estableció en el Reglamento un método de calificación para que tanto el Departamento de Santander, como los municipios y el operador idóneo cumplan con unos requisitos mínimos que se vean traducidos en una selección precisa de los nuevos titulares de las acciones que tiene la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA. Para el efecto se crearon dos grandes etapas; la de precalificación y la de presentación de la oferta, la cual no puede iniciarse si no se ha superado la primera. En desarrollo del proceso de precalificación, se podrá presentar por parte del Departamento de Santander la solicitud de precalificación con toda la documentación exigida en el Reglamento, con el fin de adquirir la calidad de "Invitado Precalificado" tal como este término se define en el Reglamento. En la solicitud de precalificación, el Departamento de Santander deberá indicar la opción elegida para efectos de adquirir las acciones, y en el evento de elegir la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, deberá allegar toda la documentación del operador idóneo exigida en el Reglamento. Una vez se haya presentado la solicitud de precalificación, se revisará y en el evento en que cumpla con la totalidad de los requisitos exigidos en el Reglamento, el Departamento de Santander podrá presentar oferta económica, por la opción elegida. En el evento en que se haya elegido la Opción 1, una vez presentada la oferta económica y ésta haya sido superior o igual al precio mínimo, la misma se encontrará sujeta a la condición suspensiva consistente que el Departamento de Santander obtenga las respectivas autorizaciones de la asamblea departamental para adquirir las acciones. En el evento en que obtenga dicha autorización, se deberán presentar dichas autorizaciones en el Sobre de Autorizaciones y se entenderá cumplida la condición suspensiva siendo entonces obligatorio el cumplimiento de los compromisos adquiridos en la Oferta Económica.

6.	ESTIMACIÓN, TIPIFICACIÓN, Y ASIGNACIÓN DE RIESGOS Y COBERTURAS

6.1	RIESGOS	Tal y como se establece en el Reglamento y en el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones, será responsabilidad única y exclusiva del Departamento de Santander, del operador idóneo y de aquellos municipios que adquieran las acciones, efectuar sus propios estudios y análisis respecto del estado de las acciones que adquirirán, así como de ESSA. Ni la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, ni sus asesores externos, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, asesores o consultores han otorgado ni otorgarán garantía o declaración en cualquiera de los documentos puestos a disposición del Departamento de Santander o proporcionados a él en forma escrita o verbal, que puedan considerarse como una promesa o declaración sobre hechos o actos pasados o futuros. La información que se ponga a disposición del Departamento de Santander ha sido preparada únicamente para ayudarlo a realizar su propia evaluación de ESSA y no pretende ser exhaustiva ni incluir toda la información que el Departamento de Santander pueda requerir o desear. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía no asume ninguna responsabilidad por riesgos derivados de la insolvencia o liquidez de ESSA, ni por los riesgos que puedan derivarse de la solvencia de los deudores de ESSA, así como tampoco por la existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA, ni por sus pasivos ocultos, lo cual incluye pasivos ambientales ni por alguna contingencia que pueda presentar ESSA, lo cual es aceptado expresamente en el momento de presentación de la Oferta por el Departamento de Santander. Se advierte que los costos y gastos en que deba incurrir el Departamento de Santander por su participación en el proceso de enajenación de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA son responsabilidad única y exclusiva del mismo.

7.	EXIGENCIA DE GARANTÍAS.	
7.1	MECANISMOS DE COBERTURA	GARANTÍA DE SERIEDAD DE LA OFERTA Una vez el Departamento de Santander adquiera la condición de Invitado Precalificado, deberá presentar una Garantía de Seriedad de la Oferta con la Oferta Económica, En el evento en que haya elegido la Opción 1, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 deberá cumplir con los siguientes requisitos: (a) Deberá ser presentada únicamente por el Operador Idóneo. El texto original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 que puede consistir en (1) una póliza de seguros expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o (2) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, otorgada por el Operador Idóneo que haya sido incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, con una vigencia no inferior a seis (6) meses contados a partir del día anterior a la Fecha de Presentación de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1. Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria. (b) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 debe cubrir las materias que se encuentran contenidas en el texto que se acompaña como Anexo 5A del Reglamento.

		(c) La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 1 deberá ser otorgada por un valor de $29.000.000.000. (d) El Operador Idóneo deberá presentar junto con la Garantía de Seriedad de la Oferta- Opción 1: (i) si se trata de una póliza de seguros, la certificación del pago de la prima, la nota de cobertura en la cual deben ser nombrados los reasegurados que endosan la póliza, si los hubiere, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, o (ii) si se trata de una garantía bancaria, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 y la certificación de pago de la comisión correspondiente. (e) Las sumas que se lleguen a pagar en desarrollo de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 no se consideran como estimación anticipada de los perjuicios que causare el incumplimiento. En consecuencia, por el pago de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 no se podrá entender ni interpretar que se han cubierto la totalidad de los perjuicios causados a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el incumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento, razón por la cual, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reserva el derecho de instaurar las acciones legales requeridas para obtener el cumplimiento de dichas obligaciones y/o el pago de la totalidad de los perjuicios ocasionados por ese incumplimiento. (f) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se devolverá al Operador Idóneo en la Fecha de Cierre Opción 1, siempre y cuando haya cumplido con todas las obligaciones que se le imponen por haber resultado Invitado Adjudicatario. No obstante lo anterior, si la Oferta Económica – Opción 1 no es igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado o el Departamento de Santander no obtiene las respectivas autorizaciones de la Asamblea Departamental para efectos de adquirir las acciones y por ende, no se presenta Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, se devolverá al Operador Idóneo la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1. En el evento en que haya elegido la Opción 2, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 deberá cumplir con los siguientes requisitos: (a) El texto original de la Garantía de Seriedad de la Oferta –Opción 2 que puede consistir en (i) una póliza de seguros expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o (ii) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, otorgada por el Invitado Precalificado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, con una vigencia no inferior a doce (12) meses contados a partir del día anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2. Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 deberá ser otorgada conjuntamente por el Invitado y los Municipios que se hayan indicado en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2. (b) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 debe cubrir las materias que se encuentran contenidas en el texto que se acompaña como Anexo 5B. (c) La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 2 deberá ser otorgada por un valor de $9.000.000.000. (d) El Invitado Precalificado deberá presentar junto con la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2: (i) si se trata de una póliza de seguros, la certificación del pago de la prima, la nota de cobertura en la cual deben ser nombrados los reasegurados que endosan la póliza, si los hubiere, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, o (ii) si se trata de una garantía bancaria, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 y la certificación de pago de la comisión correspondiente.

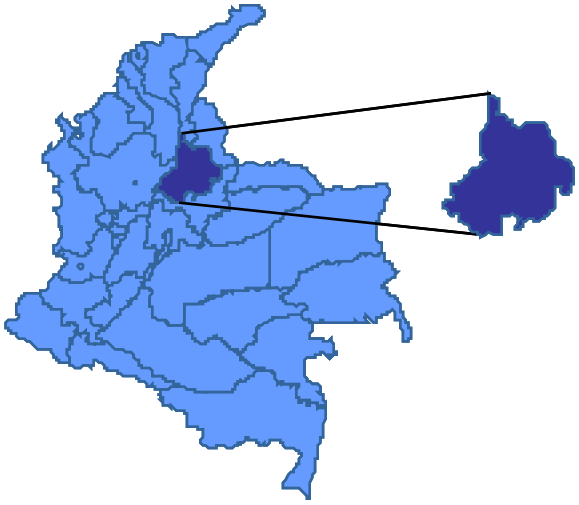
		(e) Las sumas que se lleguen a pagar en desarrollo de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 no se consideran como estimación anticipada de los perjuicios que causare el incumplimiento. En consecuencia, por el pago de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 no se podrá entender ni interpretar que se han cubierto la totalidad de los perjuicios causados a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por el incumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento, razón por la cual, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reserva el derecho de instaurar las acciones legales requeridas para obtener el cumplimiento de dichas obligaciones y/o el pago de la totalidad de los perjuicios ocasionados por ese incumplimiento. (f) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se devolverá al Invitado Adjudicatario que haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto en la fecha en que se celebre la asamblea general de accionistas a que se hace referencia en el numeral 5.2 del Reglamento en las condiciones allí indicadas. (g) La presentación de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 obliga al Invitado Precalificado a cumplir con las obligaciones derivadas del Sobre de Oferta Económica y Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

8.	INFORMACIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP – ESSA.

Breve Descripción de la Compañía

La Compañía es una Empresa de Servicios Públicos mixta, del orden nacional, dedicada a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el Departamento de Santander.

Cuadro 1: Área de Influencia



La ciudad más importante atendida por la Compañía es Bucaramanga, la cual según datos del DANE, para el último censo realizado a la fecha contaba con 577.347[3] habitantes a 2005.

Cuadro 2: Información Área de Influencia

Información General del Departamento	
Nombre del Departamento	Santander
Área (Km^2)	30.537
Población 2005	2.086.649
Ciudades con más de 300.000 habitantes	Bucaramanga

FUENTE: DANE

El objeto social de la Compañía es la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la prestación de servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal y regulatorio.

Para lograr la realización de los fines que persigue la Sociedad o que se relacionan con su existencia y funcionamiento, la Sociedad podrá celebrar y ejecutar cualesquiera actos y contratos, entre otros: (i) prestar servicios de asesoría consultoría, interventoría, intermediación; (ii) importar, exportar, comercializar y vender toda clase de bienes o servicios; (iii) recaudo,

[3] Fuente: DANE

facturación, toma de lecturas, reparto de facturas; (iv) construir infraestructura; (v) prestar toda clase de servicios técnicos, de administración, operación o mantenimiento de cualquier bien; (vi) contratos de leasing o cualquier otro contrato de carácter financiero que se requiera; (vii) contratos de riesgo compartido y demás que resulten necesarios y convenientes para el ejercicio de su objeto social.

Historia de la Compañía

La Empresa fue constituida por Escritura Pública No. 2830 de septiembre 16 de 1950, Notaría 2ª de Bucaramanga con el nombre de Central Hidroeléctrica del Río Lebrija Ltda., siendo transformada en sociedad anónima mediante Escritura Pública No. 807 de febrero 21 de 1974, Notaría 2ª de Bucaramanga con el nombre de Electrificadora de Santander S.A.; mediante Escritura Pública No. 2673 de agosto 1 de 1995 en la Notaría 5ª de Bucaramanga se estableció que el término de duración de la sociedad es indefinido y se adicionó la sigla ESP (Empresa de Servicios Públicos).

Con Escritura Pública No.2820, de septiembre 11 de 1996, de la Notaría Sexta de Bucaramanga, se modificó la naturaleza jurídica de la empresa, constituyéndose en una sociedad anónima comercial de nacionalidad colombiana, con domicilio principal en la ciudad de Bucaramanga, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, sometida al régimen general de las empresas de servicios públicos y a las normas especiales que rigen a las empresas del sector eléctrico.

Mediante Escritura Pública No. 1223 de diciembre 7 de 2001, se amplió su objeto social a la prestación del servicio público domiciliario de distribución y comercialización de Gas Combustible. Con Escritura Pública No. 1376 del 29 de abril de 2004 de la Notaria Segunda del Círculo de Bucaramanga se unificaron los estatutos y se ajustaron a las normas vigentes.

Con Escritura Pública No.777 del 13 de abril del 2005, de la Notaría Cuarta del Círculo de Bucaramanga, se registraron los nuevos estatutos sociales aprobados por la Asamblea General de Accionistas en reunión ordinaria del 29 de marzo de 2005, según consta en Acta 054, quedando su naturaleza jurídica y régimen como empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad Colombiana, constituida como sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil.

Generación

En el 2007, los ingresos por generación representaron el 19% de los ingresos totales de la Compañía, siendo la segunda actividad con mayor importancia para la empresa.

Termobarranca

Termobarranca es una central térmica localizada en Campo Galán a siete kilómetros del casco urbano de Barrancabermeja, sobre la margen derecha del Río Magdalena. La generación en Termobarranca, se inicia en 1970 con la puesta en operación de las unidades I y II, cada una de 12.500 KW/h. de capacidad y conectada al barraje de 34.500 voltios.

El creciente aumento de la demanda de energía en el departamento de Santander, y el deseo de lograr estabilidad en la prestación del servicio, hizo necesario montar otra unidad de generación, la cual entró en operación comercial en 1978 y se conoce como la unidad N° III, con una capacidad de 66.000 KW/h, la cual fue conectada al sistema Nacional de 230.000 voltios.

En 1983 entró en operación una unidad turbogas General Electric, con una capacidad de 32.000 KW/h, la cual se conoce como la unidad N° IV y conectada al barraje de 115.000 voltios.

La emergencia eléctrica presentada a nivel nacional en los años 1991 - 1992, y la indisponibilidad de combustible en Bucaramanga, obligó a trasladar una unidad turbogas de El Palenque con capacidad de 22 MW/h, a fin de aprovechar el gas natural suministrado por Ecopetrol. Esta unidad está conectada al barraje de 34.500 voltios y se conoce como la unidad N° V.

Con estos 145 MW/h instalados, Termobarranca en la actualidad participa en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia, siendo además un punto de enlace del anillo nacional de interconexión.

Debido al proceso de transformación que ha sufrido el sector eléctrico en Colombia durante los últimos años y particularmente en su objetivo de creación de un mercado competitivo y con cobertura, crearon las bases para que Termobarranca entrara en un proceso de transformación técnica, operativa, administrativa y financiera con el propósito de competir en las condiciones actuales del mercado de energía en Colombia, a través del Mercado de Energía Mayorista efectuando contratos bilaterales y participando en el mercado de bolsa de energía.

En 2007 se firmó un nuevo contrato con Ecopetrol para una disponibilidad de 20 MW y de 24 MW adicionales de energía suplementaria, con vigencia a 2009. Se estima que este contrato generará ingresos por COP 9.986 millones.

Para el periodo 2007, la generación total suministrada por Termobarranca a Ecopetrol fue 135 GWh, equivalente a ingresos netos (descontando combustible) por COP 7.940 millones, aproximadamente.

Termoyopal

Termoyopal es un proyecto desarrollado entre la Electrificadora de Santander y Termoyopal S.A. para la generación de energía eléctrica a gas. Bajo el Contrato Marco celebrado entre las partes la Compañía se comprometió a entregar dos unidades de generación, de 30 y 20 MW respectivamente, y Termoyopal aportó un contrato de suministro de gas con ECOPETROL – BP. Como resultado se celebró un contrato de suministro de energia entre la Compañía y Termoyopal bajo la modalidad de pague lo contratado y la Compañía adquirió el derecho a recibir un arrendamiento con opción de compra por las turbinas de generación.

Con el Proyecto Termoyopal se trasladaron físicamente las unidades IV y V de Termobarranca, las cuales están arrendadas a Termoyopal Generación 2 S.A. E.S.P. y Termoyopal Generación 1 S.A. respectivamente, según contratos suscritos entre las partes, con un término de duración a 10 años. Estas unidades tienen una capacidad instalada de 22 MW y 32 MW para una capacidad total de 54 MW.

Sistema de Generación Hidráulica

Adicional al sistema de generación térmico, la Compañía cuenta con un sistema de generación hidráulico que consta de cuatro centrales, acumulando una capacidad instalada total de 23,64 MW y una potencia efectiva neta de 18,64 MW. El sistema está compuesto por la Central Hidroeléctrica de Palmas (18 MW), la Central Hidroeléctrica de la Cascada, (3,34 MW), la Central Hidroeléctrica de Zaragoza (1,56 MW) y Centrales Hidroeléctricas de Servitá y Calichal (1,04 MW).

La generación en el 2007 con las plantas hidráulicas menores de Palmas, Cascada, Zaragoza, Servitá y Calichal fue de 105.398 MWh.

Operaciones en el Mercado Mayorista

En el año 2007 la Compañía transó 1.247 GWh en el Mercado de Energía que implicaron ingresos del orden de 100.431 millones de pesos. Así mismo, se realizaron transacciones de compra de energía por 130.0 GWh con el fin de mitigar fluctuaciones del precio de energía en bolsa.

Transmisión

Los ingresos de transmisión de la Compañía representan una pequeña proporción con una participación de 2,68% sobre ingresos totales.

Distribución

En este negocio la Empresa se encarga del transporte de energía eléctrica a través de líneas y subestaciones, con equipos que operen a tensiones menores a 220 kV, a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local.

En el año de 2006, la Compañía transportó 2.042,28 para cubrir la demanda de sus suscriptores y los atendidos por otros comercializadores.

Al igual que la mayoría de las electrificadoras del país, la Compañía tiene su red de distribución concentrada principalmente en el nivel I. Así, de su red de 61.084 Km., 73,2% corresponden a nivel I y 24,0% en el nivel II. Los niveles con una menor proporción del total de kilómetros de red son los niveles III y IV.

Comercialización

Las ventas de electricidad y los usuarios han aumentado constantemente en los últimos años, presentando variaciones en energía vendida a usuarios regulados de 7,53% y 6,03% para 2006 y 2007, respectivamente. El sector no regulado ha disminuido su participación pasando de representar el 29.7% de la energía comercializada por la empresa a representar el 6.7% en 2007.

El mercado atendido por la Compañía se encuentra dividido en seis zonas administrativas, las cuales atienden 119 municipios distribuidos en 7 zonas operativas (Bucaramanga, Barranca, San Gil, Barbosa, Málaga, Socorro y Fuera del Departamento).

Los suscriptores de comercialización se concentran en el nivel de tensión 1, hecho predecible, pues, como se mencionó anteriormente, la mayoría de los suscriptores de comercialización son residenciales. Como se observa en la tabla siguiente, el 99,88% de los suscriptores de comercialización pertenecen al nivel 1.

Cuadro 3: Suscriptores Regulados (Todos los niveles)

Suscriptores Regulados	2003	2004	2005	2006	2007
Suscriptores Residenciales	411.097	421.525	434.802	448.281	462.571
Suscriptores Comercial	31.873	33.492	36.844	39.125	41.103
Suscriptores Industrial	5.241	5.320	5.777	6.237	6.576
Suscriptores Oficial	4.885	4.758	3.616	3.886	3.963
Suscriptores Alumbrado Público y Otros	169	201	229	220	341
Total Suscriptores Regulados	**453.265**	**465.296**	**481.268**	**497.749**	**514.554**

FUENTE: La Compañía

Cuadro 4: Suscriptores Regulados por Nivel

Suscriptores Regulados	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 1	453.068	464.898	480.760	497.204	513.909
Nivel 2	172	377	483	510	576
Nivel 3	25	22	24	34	68
Nivel 4	0	1	1	1	1
Total Suscriptores Regulados	**453.265**	**465.298**	**481.268**	**497.749**	**514.554**

FUENTE: La Compañía

Cuadro 5: Consumo Suscriptores Regulados por Nivel

Consumo Suscriptores Regulados (GWh)	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 1	890,16	844,41	879,82	949,66	1.025,17
Nivel 2	35,68	119,49	62,25	85,92	86,39
Nivel 3	167,22	33,62	55,32	36,81	25,55
Nivel 4	0,00	0,24	0,22	0,29	0,22
Total Consumo Suscriptores Regulados	**1.093,06**	**997,77**	**997,60**	**1.072,68**	**1.137,33**

FUENTE: La Compañía

Los usuarios regulados de la Compañía están compuestos, en su mayoría, por suscriptores residenciales, los cuales representan el 89,9% de los usuarios, seguidos de los suscriptores comerciales que representan el 8,0%.

Cuadro 6: Suscriptores No Regulados por Nivel

Suscriptores No Regulados	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 1	0	2	7	3	2
Nivel 2	78	121	121	69	27
Nivel 3	22	63	73	23	14
Nivel 4	1	17	23	1	0
Total Suscriptores No Regulados	**101**	**203**	**224**	**96**	**43**

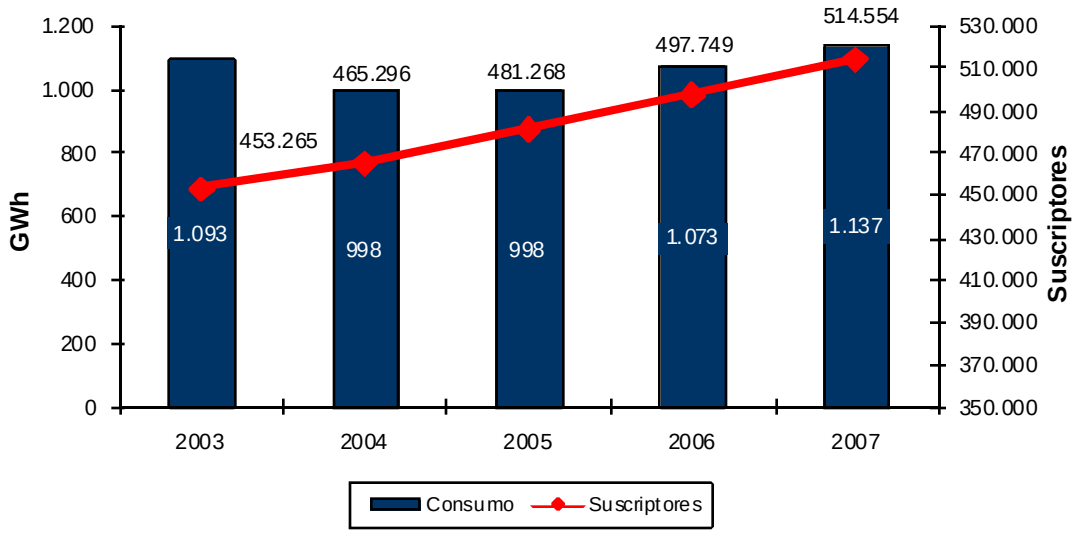
FUENTE: La Compañía

Cuadro 7: Consumo Suscriptores No Regulados por Nivel

Consumo Suscriptores No Regulados (GWh)	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 1	0,00	1,71	6,23	4,58	1,31
Nivel 2	59,77	64,96	154,85	127,60	45,66
Nivel 3	43,28	106,55	265,37	171,79	33,23
Nivel 4	26,07	32,71	81,41	150,72	1,04
Total Consumo Suscriptores No Regulados	**129,12**	**205,93**	**507,86**	**454,68**	**81,24**

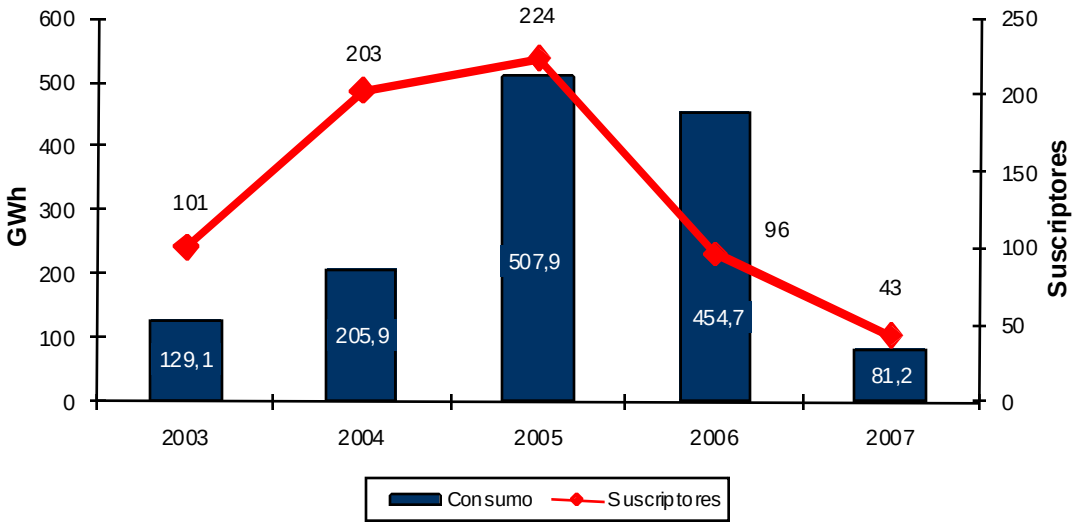
FUENTE: La Compañía

Cuadro 8: Consumo y Número de Suscriptores Regulados



FUENTE: La Compañía

Cuadro 9: Consumo y Número de Suscriptores No Regulados



FUENTE: La Compañía

Cargos Aplicados para la Compañía

En la Resolución CREG 043 de 2003 se regularon los cargos máximos de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) operados por la Compañía de conformidad con las reglas establecidas en la Resolución CREG 082 de 2002.

Cuadro 10: Evolución Costos Unitarios por Nivel de Tensión ($/KWh)[4]

Año	Cu Nivel 1	Cu Nivel 2	Cu Nivel 3	Cu Nivel 4
2002	220,50	165,40	142,12	127,23
2003	268,50	223,68	179,11	157,28
2004	287,63	233,35	175,40	152,61
2005	271,41	225,82	167,42	144,52
2006	280,49	233,46	172,41	148,47
2007	281,56	235,12	174,18	150,27

FUENTE: La Compañía

Cuadro 11: Evolución Componentes de los Costos Unitarios ($/KWh)[5]

Año	G	T	O	C	D1	D2	D3	D4
2002	65,82	16,40	8,01	21,94	94,11	46,95	25,57	12,05
2003	84,59	17,84	11,40	23,64	113,30	78,39	36,18	16,07
2004	85,88	17,08	6,76	22,89	137,21	92,87	37,30	16,23
2005	77,20	17,48	5,11	25,25	129,99	93,54	37,33	16,02
2006	81,55	17,65	3,98	25,31	134,83	97,39	38,63	16,35
2007	82,97	17,98	4,26	25,80	133,09	96,40	37,79	15,57

FUENTE: La Compañía

Cargo de Regulado de Comercialización

La CREG mediante la resolución 051 de 1997 fijó el Costo Base de Comercialización (C_0^*) aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la Compañía. El costo base fijado fue de COP 2.133[6] por factura.

Tal como lo establece la resolución CREG 031 de 1997, el Cargo de Comercialización que irá en la formula tarifaria ($C_{m,t}$) debe ser actualizado de acuerdo con la siguiente formulación:

$$C_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}}(1-\Delta IPSE)\frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$C_{m,t}$ Costo de Comercialización del mes *m* del año *t*, expresado en $/kWh

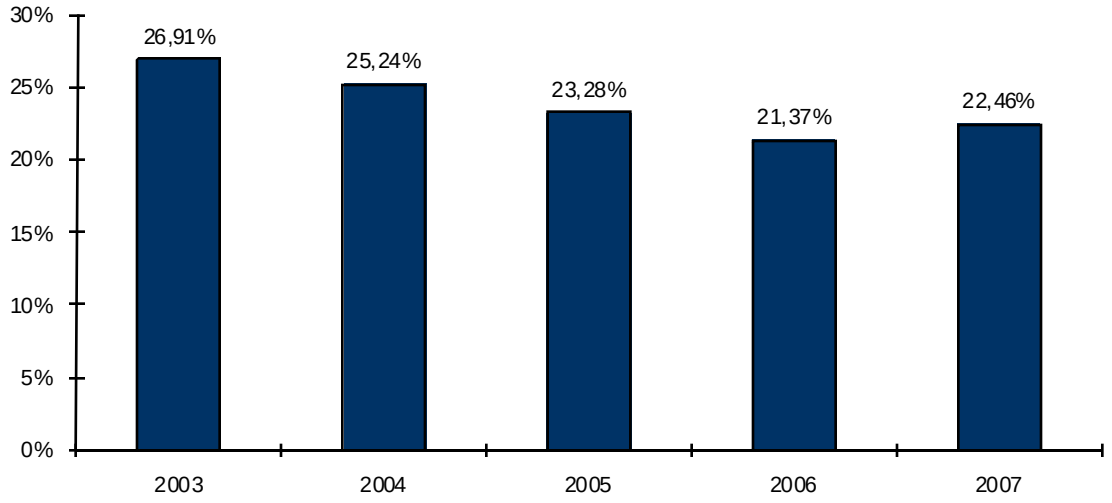
[4] Al mes de diciembre
[5] Al mes de diciembre
[6] Pesos de diciembre de 1995

C^*_0	Costo Base de Comercialización expresado en $/Factura
CFM_{t-1}	Consumo Facturado Medio de cada empresa en el año t-1 a los usuarios conectados al sistema de distribución donde es aplicable el cargo. (Total kWh vendidos a usuarios regulados y no regulados dividido entre el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación)
$\Delta IPSE$	Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico, desde la vigencia de la fórmula tarifaria específica de cada empresa. Para el primer periodo de regulación, esta variación se asumirá como del 1% anual
IPC_{m-1}	Índice de Precios al Consumidor del mes *m-1*
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C^*_0

Otros Comercializadores en el Sistema de la Compañía y Prorrateo Pérdidas

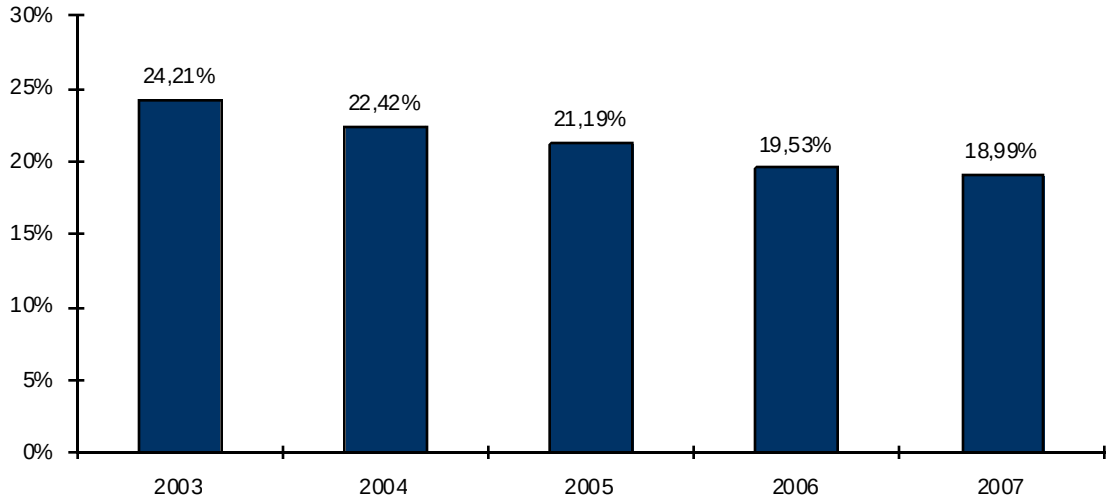
El Decreto 387 de 2007 en su artículo 3, numeral b establece que "*las pérdidas de energía totales de un mercado de comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los comercializadores minoristas que actúen en dicho mercado, se distribuirán entre estos a prorrata de sus ventas*".

Cuadro 12: Evolución Índice de Pérdidas Comerciales



FUENTE: La Compañía

Cuadro 13: Evolución Índice de Pérdidas de Distribución



FUENTE: La Compañía

En la actualidad, las pérdidas que asumen los otros comercializadores existentes dentro del sistema de la Compañía están establecidas mediante regulación y son independientes de las pérdidas reales que tenga el sistema. Así mismo, como el porcentaje que la regulación le reconoce a la Compañía es menor a las pérdidas reales, quien las debe asumir mediante mayores compras es la electrificadora.

Cuadro 14: Factores de Pérdidas para Referir las Medidas de Energía al STN

Nivel de Tensión	2003	2004	2005	2006	2007
Nivel 4	1,3500%	1,1900%	1,0400%	0,8800%	0,7300%
Nivel 3	2,8002%	2,6129%	2,4353%	2,2479%	2,0701%
Nivel 2	5,3243%	5,1419%	4,9690%	4,7864%	4,6133%
Nivel 1	12,5603%	11,7856%	11,0174%	10,2379%	9,4651%

FUENTE: Resolución CREG 043 de 2003

Cuadro 15: Fracción Reconocida para Cubrir Pérdidas

Nivel de Tensión	Porcentaje Reconocido
Nivel 4	3,53%
Nivel 3	5,06%
Nivel 2	7,10%
Nivel 1	14,75%

FUENTE: Resolución CREG 097 de 1997

La entrada del Decreto haría que el porcentaje de pérdidas sea igual para todos, para la Compañía disminuiría y para

otros comercializadores aumentaría. Es decir, la Compañía debería comprar menos energía para cubrir pérdidas.

Activos

Activos de Generación

Termobarranca – Unidades 1 y 2

Cada una de estas unidades térmicas a vapor consta de una caldera, turbina, generador, condensador de vapor y equipos auxiliares.

La caldera es un diseño de Combustión Engineering, tiene una capacidad de producción de 140.000 libras/hora (63 ton/h) de vapor sobrecalentado a 900 °F (482 °C) y 875 psi (61.5 kg./cm2), mediante la combustión de gas natural y/o Fuel oíl (combustoleo N° 6) a través de cuatro quemadores de disposición frontal y los gases de combustión son expulsados por una chimenea de 25 metros de altura.

La turbina es un diseño de De Laval Turbine Inc., de 17 etapas, impulsada por vapor seco proveniente de la caldera a 60 kg./ cm2 y 482 °C. La turbina está acoplada a un generador de 12.500 KW/h, refrigerado por aire.

El generador opera a un voltaje nominal de 13.800 voltios, una velocidad de 3.600 r.p.m., frecuencia de 60 Hertz y 654 amperios. El aislamiento es clase B.

Para acoplar el generador a la red se hace a través de un transformador Allis Chalmers, con capacidad de 13.44 / 17.92 MVA, tensión de 13.800 / 34.500 voltios y conexión Yd1.

El condensador de vapor es de tipo horizontal de dos pasos, 2.500 tubos y una superficie de transferencia de calor de 10.300 pies cuadrados, refrigerado con agua del Río Magdalena brazo Galán, para lo cual se utilizan bombas verticales que suministran un flujo cada una de 2.760 metros cúbicos por hora.

Termobarranca – Unidad 3

Esta unidad al igual que las dos anteriores consta de los mismos elementos pero de mayor dimensión.

La caldera es diseño de Combustion Engineering, montada por Distral. Su capacidad de producción de vapor es de 287 toneladas por hora de vapor sobrecalentado a 515 °C y 92 kg./ cm2 mediante la combustión de Gas Natural, Fuel Oíl y/o ACPM, a través de seis quemadores de disposición frontal y los gases de combustión son expulsados a la atmósfera por una chimenea de 50 metros de alto.

El turbogrupo está formado por una turbina marca Alsthom Rateau de 16 etapas, movida por vapor seco a 510 °C y presión de 90 kg./ cm2 , la cual esta acoplada a un generador Westinghouse de 66.000 kw/h., refrigerado con hidrógeno a una presión de 2.11 kg./ cm2.

El generador opera a unas condiciones nominales de: velocidad = 3600 r.p.m., frecuencia = 60 Hertz, voltaje = 13.800 voltios, y corriente = 3248 amperios. Aislamiento clase B.

El acoplamiento del generador a la red se hace a través de un transformador marca Westinghouse, 78.000 kVA, 13.800 / 230.000 kv. y conexión Yd11.

El condensador de vapor es de dos cuerpos, tipo horizontal, dos pasos, 8650 tubos, una superficie de intercambio de

vapor de 4.610 metros cuadrados y es refrigerado al igual que las unidades 1 y 2, con agua del río Magdalena, utilizando bombas verticales de 6.000 metros cúbicos hora cada una. Para operación a plena carga se utilizan dos bombas al mismo tiempo o sea un flujo de 12.000 metros cúbicos hora.

Termopalenque

En la actualidad la Central de Termopalenque cuenta con 15 MW instalados para una potencia efectiva de 13 MW en su unidad No 3, la cual entró en operación en 1971 y está funcionando en optimas condiciones, su combustible es gas natural, su velocidad 3600 rpm, de un solo eje y su el ciclo de trabajo es abierto. El último mantenimiento mayor fue realizado en diciembre de 1997. En eventos requeridos por el fenómeno cálido del pacífico o de mayor exigencia ha generado 71 GWh (1992) y 28 GWh (1998).

Central Hidroeléctrica de Palmas

La Central está ubicada en el Municipio de Lebrija, cuenta con un túnel de carga de 7.646 m y dos tuberías forzadas de 440 m, la primera etapa entró en operación en febrero de 1954 con dos unidades generadoras, la segunda etapa entró en 1960. Cuenta con cuatro unidades de 4.5 MW para una potencia total instalada de 17.9 MW y una potencia efectiva neta de 14 MW, su embalse está situado en el corregimiento de Bocas y se alimenta del Río Lebrija, con un caudal medio de 20 metros cúbicos por segundo en el embalse y máximo de 40; sus instalaciones hidráulicas, casa de máquinas, turbinas y generadores se encuentran en óptimas condiciones. En épocas de altas afluencias hidrológicas ha llegado a generar 109.5 GWh en un año.

Central Hidroeléctrica de la Cascada

La Central está ubicada en las afueras del municipio de San Gil, en la vía San Gil - Socorro, concebida como una central filo de agua, se alimenta mediante un canal de derivación de las aguas del río Fonce, tiene una potencia instalada de 3.3 MW y una potencia neta efectiva de 3.1 MW. Su primera unidad entró en servicio en 1953 siendo las mas recientes las unidades 4, 5 en los años de 1956 y 1960. En épocas húmedas ha generado 19 GWh anuales, disminuyendo en un 40 % en eventos "niño".

Central Hidroeléctrica de Zaragoza

La Central Hidroeléctrica de Zaragoza esta concebida como una central filo de agua, tiene su captación sobre el río Suratá agua debajo de la confluencia del río Tona, tiene una potencia instalada de 1.60 MW y una potencia neta de 1.3 MW. Su primera unidad entró en servicio en 1932 y las unidades 2, 3 en los años de 1937 y 1950.

Centrales Hidroeléctricas de Servitá y Calichal

Esta centrales están ubicadas en el municipio de Málaga, contando con una potencia instalada de 1.08 MW y una potencia efectiva de 0.84 MW.

Cuadro 16: Activos de Generación

Activos de Generación Hidraulica	Capacidad (MW)	
	Instalada	Efectiva
Palmas	17,90	14,00
Cascada	3,30	3,10
Zaragoza	1,60	1,30
Servitá y Calichal	1,08	0,84
Total Capacidad Hidráulica	**23,88**	**19,24**

Activos de Generación Térmica	Capacidad (MW)	
	Instalada	Efectiva
Termopalenque	15,00	13,00
Termobarranca 1, 2, 3	91,00	87,00
Termoyopal 1, 2 (antes Termobarranca 4 y 5)	54,00	50,00
Total Capacidad Térmica	**160,00**	**150,00**

FUENTE: La Compañía

Activos de Transmisión

Los activos de transmisión en el STN se componen de una línea de transmisión de 230 KV de 111.6 Km. y 3 subestaciones de transmisión.

Cuadro 17: Subestaciones de Transmisión

Subestación	Niveles de Tensión (Kv.)	Capacidad Transformación (MVA)
Bucaramanga	230 / 115	150,0
	115 / 34,5	48,0
Palos	230 / 115	150,0 *
	115 / 34,5	40,0
	34,5 / 13,8	12,5
Barranca	230 / 115	180,0
	115 / 34,5	40,0
	115 / 34,5	40,0 **

* Se cuenta con un autotransformador monofásico de reserva de 50 MVA (230/115 KV) en la subestación Palos

** En Barranca se cuenta con un transformador de 40 MVA de dedicación exclusiva para Ecopetrol

FUENTE: La Compañía

Activos de Distribución

Los activos que la Compañía posee en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL) para sus actividades de distribución de están compuestos por 56.053 Km. de redes, 10 subestaciones de subtransmisión a 115 / 34.5 kv, 9 subestaciones de distribución tipo convencional o metalclad y 44 subestaciones de distribución tipo reducida o convencional reducida.

Cuadro 18: Longitud Redes de Distribución

Nivel de Tensión	Km.
Nivel 4 (230 KV)	208
Nivel 4 (115 KV)	493
Nivel 3	1.025
Nivel 2	14.657
Nivel 1 *	44.700

* La longitud de las redes de baja tensión está siendo revisado, utilizando diferentes modelos matemáticos

FUENTE: La Compañía

Cuadro 19: Subestaciones de Subtransmisión

Subestación	Niveles de Tensión (Kv.)	Capacidad Transformación (MVA)
Florida	115 / 34,5	40,0
	34,5 / 13,2	12,5
Palenque	115 / 34,5	33,0
	115 / 34,5	37,5
	116 / 34,5	40,0
	34,5 / 13,2	10,0
	34,5 / 13,2	11,2
Real de Minas	115 / 34,5	40,0
	115 / 34,5	40,0
	34,5 / 13,2	12,5
	34,5 / 13,2	12,5
San Alberto	115 / 34,5	20,0
	34,5 / 13,2	12,5
Sabana	115 / 34,5 / 13,2	10,0
San Silvestre	115 / 34,5	42,0
	34,5 / 13,2	47,0
	34,5 / 13,2	12,5
Lizama	115 / 34,5	28,0
	34,5 / 13,2	2,0
	34,5 / 13,2	2,0
Cimitarra	115 / 34,5 / 13,2	20,0
San Gil	115 / 34,5	20,0
	115 / 34,5	20,0
	34,5 / 13,2	12,5
	34,5 / 13,2	2,0
Barbosa	115 / 34,5	20,0
	34,5 / 13,2	13,3

FUENTE: La Compañía

Cuadro 20: Subestaciones de Tipo Reducida o Convencional Reducida

Subestación	Niveles de Tensión (Kv.)	Capacidad Transformación (MVA)
San Vicente	34.5 / 13.2	5.00
	34.5 / 13.2	2.00
Oiba	34,5 / 13,2	1,50
	34,5 / 13,2	2,00
Matanza	34,5 / 13,2	1,50
	34,5 / 13,2	1,00
La Granja	34,5 / 13,2	12,50
Caneyes	34,5 / 13,2	12,50
Socorro	34,5 / 13,2	12,50
Vélez	34,5 / 13,2	5,00
Las Villas	34,5 / 13,2	5,00
Cabecera	34,5 / 13,2	2,00
Charalá	34.5 / 13.2	2.50
Contratación	34.5 / 13.2	2.00
San Cristóbal	34.5 / 13.2	12.50
Santa Catalina	34.5 / 13.2	2.00
La Feria	34.5 / 13.2	1.50
Trincheras	34.5 / 13.2	2.00
Llano Grande	34,5 / 13,2	2,00
Bellavista	34,5 / 13,2	2,80
El Carmen	34,5 / 13,2	2,00
El Llanito	34,5 / 13,2	1,00
Km 8- Pto. Wilches	34,5 / 13,2	1,00
Landázuri	34,5 / 13,2	2,00
Mesa de Los Santos	34,5 / 13,2	5,00
Acuarela	34,5 / 13,2	2,50
Pozo Nutria	34,5 / 13,2	1,50
Puerto Araújo	34,5 / 13,2	5,00
Pte. Sogamoso	34,5 / 13,2	2,00
Rionegro	34.5 / 13.2	2.00
Cantagallo	34.5 / 4.16	5.00
San Pablo	34.5 / 13.2	4.00
San Rafael	34.5 / 13.2	1.00
Sucre	34.5 / 13.2	2.80
Vado Real	34,5 / 13,2	1,50
Zapatoca	34,5 / 13,2	2,00
Berlín	34,5 / 13,2	1,50
Cuchilla del Ramo	34,5 / 13,2	0,50
El Bambú	34,5 / 13,2	1,00
El Cero	34,5 / 13,2	1,00
La Esperanza	34,5 / 13,2	1,00
Café Corriendo	34,5 / 13,2	0,50
San Martín	34,5 / 13,2	5,00
Vijagual	34,5 / 13,2	0,15
La Laguna	34,5 / 13,2	0,50
Palmas (distrib.)	34.5 / 13.2	2.00
Lebriia	11.5 / 4.16	0.30
California	34.5 / 13.2	5.00
San Andrés	34.5 / 13.2	2.00

FUENTE: La Compañía

Cuadro 21: Subestaciones de Tipo Convencional o Metalclad

Subestación	Niveles de Tensión (Kv.)	Capacidad Transformación (MVA)
El Bosque	34,5 / 13,2	12,5
	34,5 / 13,2	12,5
Bucarica	34,5 / 13,2	5
	34,5 / 13,2	15,00
	34,5 / 13,2	5,00
Sur	34,5 / 13,2	26,70
	34,5 / 13,2	12,50
Conucos	34,5 / 13,2	37,50
	34,5 / 13,2	5,00
Parnaso	34,5 / 13,2	11,20
	34,5 / 13,2	5,00
Principal	34,5 / 13,2	25,00
Norte	34,5 / 13,2	5,60
	34,5 / 11,4	25,00
García Rovira	34,5 / 13,2	10,00
Capitanejo	34,5 / 13,2	2,00
Socorro	34,5 / 13,2	12,50
Ciénaga	34,5 / 13,2	5,00

FUENTE: La Compañía

Desacotamiento de Activos

Como se mencionó previamente, el Decreto 388 de 2007, artículo 4 establece que "*para definir la Base de Inversiones que será reconocida por el Regulador a los Operadores de Red, para efectos de la fijación de los Cargos por Uso, se incluirá la totalidad de la red que se encuentre en operación a la fecha que establezca la CREG…*".

En la anterior revisión tarifaria, la CREG acotó bajo criterios de eficiencia ciertos activos de nivel 2 y 3. Este no fue el caso de la Compañía ya que la CREG remuneró el 100% de sus activos de nivel 2 y 3

Cuadro 22: Costo Anual Equivalente Aprobado CREG - 2002

Costos Anuales Equivalentes (COP Millones de dic 31 de 2001)	Sin Criterios de Eficiencia	Con Criterios de Eficiencia
Activos Eléctricos Asociados con Conexión al STN - CAAC	1.498,4	1.498,4
Activos de Uso Nivel 4 (Líneas Radiales) - CALR	3.644,8	2.689,7
Activos de Uso del Nivel 4 (Líneas No Radiales) - CALNR	12.718,6	12.718,6
Activos de Uso del Nivel 3 - CAAE	22.529,0	22.529,0
Activos de Uso del Nivel 2 (Líneas Urbanas) - CAU	8.663,1	8.663,1
Activos de Uso del Nivel 2 (Líneas Rurales) - CAR	25.341,9	25.341,9
Activos de Uso del Nivel 2 (Líneas Rurales y Urbanas)	12.819,6	12.819,6

FUENTE: Resolución CREG 043 de 2003

Aunque ESSA no se encuentra acotada, la CREG plasmó el Decreto 388 en la revisión tarifaria como se puede evidenciar en la Resolución CREG 094 de 2008.

Inversión en otras Empresas

Cuadro 23: Inversión en Otras Empresas – Dic. 31 2006

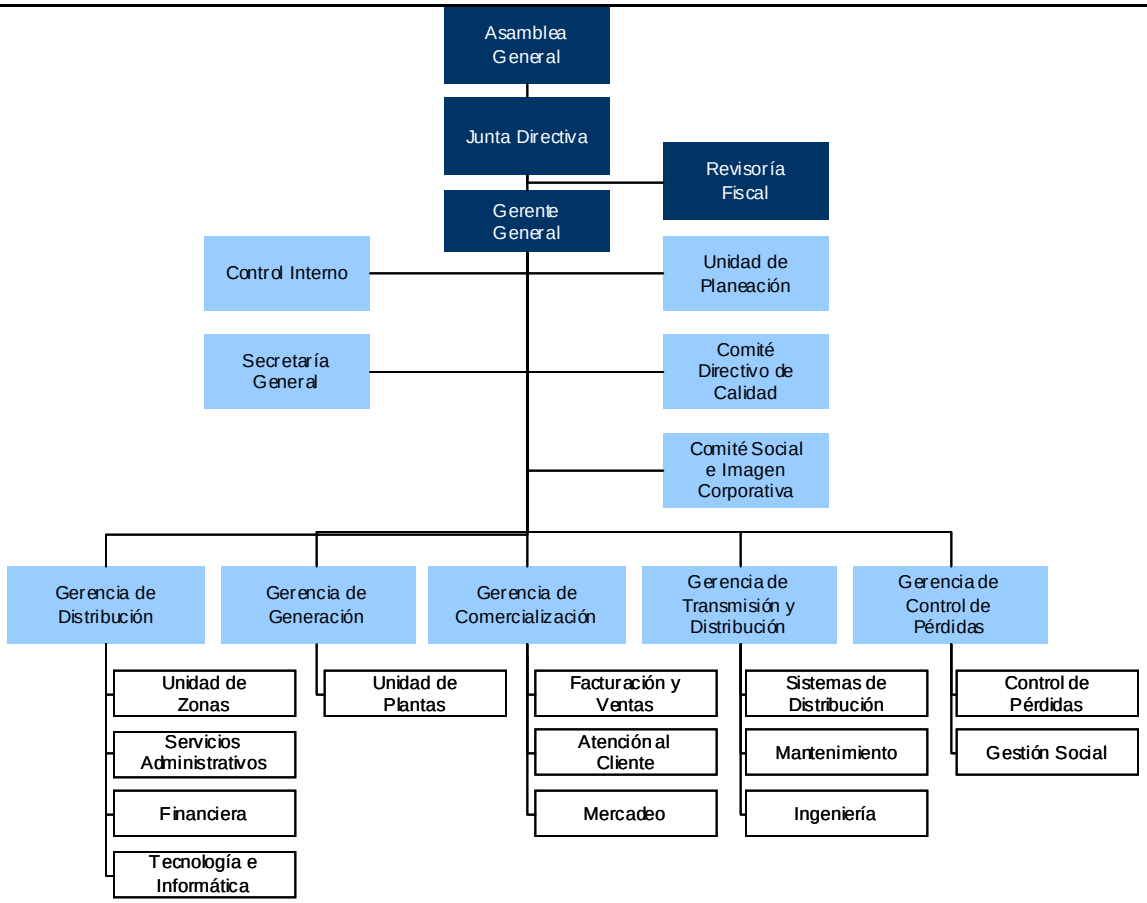
Entidad	Valor Inversión (COP Miles)
Gasoriente S.A. ESP	7.650.941
Transoriente S.A.	2.378.918
Cencol S.A. ESP	608.792
Electrificadora del Caribe S.A. ESP	135.690
Electrocosta S.A. ESP	108.127
Terminal de Transportes de B/manga	116.454
Financiera Energética Nacional	51.469
Comantrac S.A.	50.597
Hidrosogamoso S.A.	5.300
Bosques Industriales de Santander	2.219
Centro de Ferias, Exposiciones y Conv.	1.871
Acerías Paz del Río S.A.	99
Gases de Barrancabermeja S.A.	9
Total	**11.110.486**

FUENTE: La Compañía

La participación en Cencol S.A es del 95% dándole a la Compañía total control sobre la compañía comercializadora de energía.

Estructura Organizacional

Cuadro 24: Organigrama



FUENTE: La Compañía

A agosto de 2008, la Compañía contaba con 1.067 empleados divididos así:

(i) 875 con contrato a término indefinido,
(ii) 113 a término fijo,
(iii) 52 del SENA,
(iv) 3 en práctica y
(v) 24 con salario integral.

Pasivo Pensional

El pasivo pensional de la Compañía, el cual es estimado con base en cálculos actuariales, es de COP 153.680 millones a diciembre 31 de 2007. A esta misma fecha se ha amortizado el 75,5% del pasivo pensional, COP 116.162 millones.

Cuadro 25: Pasivo Pensional

COP Millones	2006	2007
Total cálculo actuarial pensiones	**152.771**	**153.680**
Cálculo actuarial provisionado	113.465	116.162
Cálculo actuarial por provisionar	39.306	37.518

FUENTE: La Compañía

Estados Financieros Históricos

Estado de Resultados

Cuadro 26: Estado de Resultados

P&G	2004	2005	2006	2007
Ingresos	419.401	557.776	590.621	507.696
(-) Costos Efectivos	333.185	470.926	500.588	402.093
(-) Gastos Efectivos *	21.498	25.476	31.039	28.628
EBITDA *	**64.718**	**61.373**	**58.994**	**76.974**
(-) Pensiones de Jubilación	15.361	15.970	16.834	16.974
(-) Depreciaciones y Amortizaciones	24.961	30.254	29.135	30.442
Utilidad Operacional	**24.396**	**15.150**	**13.025**	**29.559**
(+) Otros Ingresos	7.616	8.446	14.871	29.481
(-) Otros Gastos	28.679	18.400	14.756	17.031
Utilidad Antes de Ajustes de Ejercicios Anteriores	**3.332**	**5.196**	**13.141**	**42.008**
(-) Impuesto de Renta	945	0	2.456	10.322
Resultado del Ejercicio	**2.387**	**5.196**	**10.685**	**31.686**

* No Incluye pago de pensiones de jubilación

FUENTE: La Compañía y Cálculos UT

Balance General

Cuadro 27: Balance General

Balance General	2004	2005	2006	2007
Activos Corrientes	144.306	206.645	213.388	244.966
Activo Fijo	646.942	762.582	758.339	747.486
Total Activo	**791.249**	**969.227**	**971.727**	**992.452**
Pasivos Corrientes	62.008	110.693	96.093	89.893
Pasivo Largo Plazo	124.403	127.572	132.386	134.692
Total Pasivos	**186.411**	**238.265**	**228.479**	**224.586**
Capital Suscrito	151.493	151.493	152.293	152.293
Patrimonio	**604.838**	**730.963**	**743.248**	**767.866**
Pasivo y Patrimonio	**791.249**	**969.227**	**971.727**	**992.452**

FUENTE: La Compañía

Procesos Legales en Curso

Procesos instaurados en Contra de la Compañía – Marzo 2007

Cuadro 28: Procesos Civiles en Contra de la Compañía

Procesos Civiles Como Demandado (1/2)				
Radicado	Demandante	Proceso	Estado Proceso	Cuantía
1998-916	Rafael Arismendi	Ejecutivo	Pendiente fallo	$600.000
2005-111	Willian Quintero Gil	Ordinario-civil de mayor cuantía	Audiencia Conciliación	$80.000.000
2005-276	Luz Helena Pino Arguello	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Etapa de pruebas	$45.000.000
2001-371	Alfredo Alfonso Mayorga	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Sentencia 2a instancia	$100.000.000
2001-157	Jose Milton Salazar Sierra	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Etapa de pruebas	$116.500.000
2003-251	Jose Daniel Osorio y Victor Manuel Ibarra	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Alegatos de Conclusión	$150.000.000
2003-366	Disico S.A.	Ordinario-civil	Etapa de pruebas	$146.798.943
1996-9906	Martha Cecilia Rodriguez Ardila Y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Acumulación demanda	1000 gms oro
2006-0249	Mauricio Patarroyo Hernandez	Ordinario reclamación indemnización por servidumbre	Traslado excepciones	$469.752.000
2004-241	Yolanda Teresa Peñaloza De Montoya	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Audiencia Conciliación	$50.524.956
2002-713	Lina Johana Duran Vasquez	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Para sentencia 2a instancia	$400.000.000
2003-098	Virgilio Jaimes Villamizar y Josefina Izaquita	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Periodo probatorio	$110.795.643
2002-1102	Eliseo Manrique Corzo	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Periodo probatorio	$151.800.000
2006-259	Alvaro Ramirez y Mario Motato en representación de sus hijas	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Periodo probatorio	$279.849.743.
2005-170	Reforestadora Medercoop S.A.	Ordinario-civil de mayor cuantía	Periodo probatorio	$59.468.280

Procesos Civiles Como Demamdado (2/2)				
Radicado	**Demandante**	**Proceso**	**Estado Proceso**	**Cuantia**
2005-071	Ana Ilce Sanchez Torres	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Periodo probatorio	$112.991.650
2005-131	Norberto Moyano Silva	Ordinario de mayor cuantía - civil	Audiencia Conciliación	$100.000.000
2005-071	Pedro Claver Parra Vargas Y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Periodo probatorio	$400.000.000
2006-034	Eduardo Acuña Rodriguez Y Otros	Ordinario-civil	Periodo probatorio	$12.016.133
2005-526	Fondo Comun Especial En Facturas-Alianza Fiduciaria S.A.	Ejecutivo singular de mayor cuantía- civil	Pendiente de Decidir Recurso	$2.500.000.000
2004-332	Luz Esperanza Cely Hernandez Y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Se presentaron los alegatos de conclusión	$475.372.000.
2004-279	Hernan Garcia Castillo	Ordinario-civil	Inspección Judicial	$50.000.000
2005-036	Eduardo Portilla Plata	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual	Audiencia de conciliación	$1.100.000.000
2003-360	Servireparto	Proceso ordinario	Etapa probatoria	$793.569.256,93
2003-246	Servireparto	Proceso ejecutivo singular	Alegatos de Conclusión	$190.000.000
2003-084	Eduardo Romero Gomez	Responsabilidad civil extracontractual	Pendiente fallo sentencia	$200.000.000
2000- 0105	Ana J.Suarez De Mogollon	Ordinario civil por responsabilidad extracontractual, reclamando perjuicios muerte menor en municipio Bolívar.	Tramite de apelación	$100.000.000
1998-0128	Eduardo Rojas Roa Y Otros	Ordinario por responsabilidad civil extracontractual	Pendiente fallo sentencia	$60.000.000
2003-0061	Madercoop	Abreviado por pago de servidumbre por paso de líneas	Pendiente fallo sentencia	$80.000.000
2001-1070	Dimpo Ltda	Ordinario civil extracontractual, indemnización de perjuicios por incumplimiento en las etapas de una licitación.	Pendiente Sentencia Primera Instancia	$80.000.000
2004-0283	ISA ESP	Ordinario menor cuantía. Llamados en garantía	Audiencia Conciliación	$371.000.
2004-243	Tomon Ltda Y Aph Servicios Electricos "Union Temporal San Gil Iluminado"	Ordinario de mayor cuantía - civil	Etapa probatoria, objeciones al peritazo	$10.000.000.000
2006-0191	Central Termoelectrica El Morro 1 S.A. ESP	Ejecutivo singular de mayor cuantía- civil	Descorren el traslado de las excepciones de merito	$22,571,483,628

FUENTE: La Compañía

Cuadro 29: Acciones Populares en Contra de la Compañía

Acciones Populares Como Demamdado (1/3)				
Radicado	**Demandante**	**Proceso**	**Estado Proceso**	**Cuantia**
Acciones Populares				
2004-127	Antonio Jose Reyes Quintero	Acción popular	Auto donde se advierte que se haga efectivo el auto de fecha 13 de sept.2006	Incentivo
2002-2342	Eseir Bohórquez S	Acción popular. Reubicar poste concreto Cra 10 No 8-06 y otros Floridablanca más incentivo	Sentencia desfavorable a la ESSA se encuentra en apelación ante el Consejo de Estado por desacuerdo por parte del accionante sobre el cobro de costas y el incentivo	Incentivo
2001-3243	Ignacio Andres Bohórquez Y Otros	Acción popular cambio de postería zona céntrica	Pendiente acumulación	Incentivo
2002-1790	Ignacio Andrés Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Etapa probatoria	Incentivo
2002-1582	Ignacio Andrés Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Etapa probatoria	Incentivo
2001-3244	Ignacio Andres Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Etapa probatoria	Incentivo
2002-1208	Ignacio Andrés Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Se espera fecha para inspección judicial	Incentivo
2002-1211-2002-2342	Esehir Bohórquez Suárez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	En apelación del consejo de estado	Incentivo
2002-1602	Ignacio Andrés Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Se espera fallo	Incentivo
2003-0522	Jose Maria Fajardo Rueda	Acción popular. Protección derecho colectivo, de la moral administrativa por irregularidades en el convenio Mpio de San Gil y ESSA	Enviado al juzgado administrativo de San Gil	Incentivo
2003-0888	Carlos Arturo Ríos Vera	Acción popular. Reubicación de estructura eléctrica.	En despacho para resolver coadyuvancia	Incentivo
2003-1071	William R. Niño	Acción popular. Reubicación redes eléctricas en la Cra 15 Calle 37.	Pendiente fallo	Incentivo
2002-1362	Ignacio Andres Bohórquez	Acción popular. Reubicar poste concreto Cra 23 Calle 30 más incentivo	Se espera fallo	Incentivo
2002-1356	Elcy Stella Ramírez	Acción popular. Solicita traslado postes zona céntrica de Bucaramanga.	Pendiente acumulación	Incentivo

Acciones Populares Como Demamdado (2/3)				
Radicado	Demandante	Proceso	Estado Proceso	Cuantia
2003-3116	Hernán Gustavo Garrido Y Otro	Acción popular. Traslado de postes barrio Malpaso	Admite coadyuvancia	Incentivo
2002-2409	Leyda Leonor Hernández	Acción popular. Traslado de postes de conjunto Medina del Campo	Concurso para apelar	Incentivo
2002-1360	Ignacio Andrés Bohórquez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Pendiente acumulación	Incentivo
2005-2548	Oliverio De Jesus Agudelo Ospina	Acción popular solicita retiro de poste metálico situado en el puente vía Sabana de Torres, barrio Las Flores, corregimiento de puente Sogamoso, municipio de Puerto Wilches.	Hubo pacto de cumplimiento el 23 de nov de 2006 y se presento informe el 22 de febrero de 2007, pendiente para fallo	Incentivo
2005-0560	Barón Cristóbal Majthenyi Rangel	Acción popular solicita retiro de poste ubicado frente el acueducto de Bucaramanga	En espera de fecha para pacto	Incentivo
2006-074	Antonio Jose Reyes	Acción popular	El 13 de diciembre de 2006 Remitido al T.Adtativo para resolver conflicto competencia funcional.	Incentivo
2006-2769	Antonio Jose Reyes Q	Acción popular	Pendiente a que se resuelva nulidad solicitada	Incentivo
2004-3006	Ignacio Andres Bohórquez	Acción popular	Pendiente a que se realice declaración de parte, la cual fue aplazada	Incentivo
2003-954	Elsy Lucero del Río	Acción popular	Ordenaron vincular usuarios	Incentivo
2004-2790	Orlando Sarmiento	Acción popular	programaron testimonios 2 de marzo 2007	Incentivo
2006-1410	Carlos Felipe Ortiz	Acción popular	Se dio contestación demanda 24 octubre 2006	Incentivo
2004-2438	Roso Armando Díaz	Acción popular	El juzgado avoco conocimiento	Incentivo
2004-311	Jorge Blanco	Acción popular	El juzgado avoco conocimiento	Incentivo
2006-0082	Juan Carlos Celis Ariza	Acción popular	15 de enero de 2007, presente respuesta demanda	Incentivo
2007-0016	Marco Antonio Velásquez	Acción popular	Presente respuesta	Incentivo

Acciones Populares Como Demamdado (3/3)				
Radicado	**Demandante**	**Proceso**	**Estado Proceso**	**Cuantia**
2006-077	Clara Ines Moreno Luna	Acción popular	Notificación de la demanda	Incentivo
2005-0560-00	Barón Cristóbal Majthenyi	Acción popular	Etapa probatoria	Incentivo
2005-2903	Edgar Alfredo Santos Martínez	Acción popular	Etapa probatoria	Incentivo
3439-2004	Ignacio Bohórquez	Acción popular	Etapa probatoria	Incentivo
2002-2342	Esehir Bohórquez Suárez	Acción popular. Cambio de algunos postes de la zona céntrica	Al despacho para resolver recurso de apelación	Incentivo
2002-1890	Esehir Bohórquez Suárez	Acción popular. Reubicación de la estructura que soporta la red de 34.5 kv. que conecta las subestaciones Florida - Bucarica	Al despacho para resolver recurso de apelación	Incentivo
2004-0733-01	Federación Nacional De Comerciantes De Defensa De Los Consumidores y Usuarios Municipio San Alberto	Acción popular	Al despacho para fallo pendiente resolver nulidad	Incentivo
2006-0045	Ignacio Andres Bohórquez	Solicita que la ESSA no pueda cobrar el impuesto de alumbrado público por que el usuario corresponde a otro comercializador	En espera de fecha para pacto	Incentivo
2004-0976	Javier Mauricio Florez Reyes	Solicita alumbrado público para Plaza Satélite	Pacto de cumplimiento el 28 de febrero - Etapa probatoria	Incentivo

FUENTE: La Compañía

Cuadro 30: Acciones Administrativas en Contra de la Compañía

Otras Acciones Administrativas Como Demamdado				
Radicado	**Demandante**	**Proceso**	**Estado Proceso**	**Cuantia**
2003-2284	Jose Julián Guarín Arango Y Otros	Ordinario de reparación directa	Se avocó conocimiento por el Juzgado Único Administrativo de San Gil	$410.000.000
2002-1608	Flor Alba Ramírez Bohórquez	Acción de reparación directa	Auto resuelve la competencia remitiendo al Juzgado del Circuito Judicial Administrativo de San Gil.	$102.000.000
2001-2857	Pastora Albarracin Alarcón	Acción de reparación directa y cumplimiento	Fijan fecha de testimonios	$80.000.000
2005-1190	Claudia Patricia Vargas Rojas	Acción de reparación directa	Pendiente decida apelación Consejo de Estado	$450.000.000
2005-1035	Marleny Pinto Acosta	Acción de reparación directa	Se envió aviso a la ESSA.	$410.000.000
2005-0977	Alcira Briceño Y Otros	Acción de reparación directa	Se notificó por aviso a ESSA.	$410.000.000
2005-3061-00	Nancy Castilla Y Otros	Acción de Reparación Directa solicita indemnización por muerte de Isidro Peñaloza Pallares ocurrido en Barrancabermeja el 16 de enero de 2005	Etapa Probatoria	$40.800.000
2001-3222	Jose Ignacio Mantilla	Acción de nulidad y restablecimiento del derecho	Vinculan Supersociedades, En espera pago notificación por parte demandante	$46.000.000
2005-128	Luz Marina Pulido Y Otros	Acción de reparación directa	30 de enero 2007, el juzgado 3 adtativo avoco conocimiento	500 SMLMV
2003-2238-00	Elsa Ávila Y Otros	Acción de reparación directa	Contestación de la demanda	$30.000.000

FUENTE: La Compañía

Para la cuantificación de las contingencias en la determinación del precio mínimo por acción se utilizó la metodología planteada en el "Manual para la valoración de pasivos contingentes por actividad litigiosa" el cual implementa el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Los supuestos generales de esta metodología son:

- La metodología estará sujeta a los cambios que surjan en la normatividad vigente.

- Por medio de la metodología, se establece el valor probabilístico estimado de las obligaciones contingentes asociadas a cada uno de los procesos en contra. Por esta razón, la metodología está orientada hacia la valoración de la probabilidad de fallo en contra, en cada una de sus etapas.

- Los parámetros de ajuste necesarios, son específicamente: La probabilidad histórica de fallo en contra por tipo de proceso e instancia, el nivel de éxito del abogado a cargo de los procesos en contra, los márgenes de costas asociados a cada tipo de proceso, la relación valor pretensión – valor fallo, las tasas de descuento, y el nivel de error.

- El concepto del abogado a cargo de cada proceso, es el punto de partida para la valoración de la obligación contingente judicial asociada. Para estandarizar este concepto, se cuenta con una lista de verificación con 6 criterios que en conjunto, señalan la probabilidad de fallo en contra de la Nación.

- Para obtener los parámetros que resumen la historia de los fallos, se debe tomar la base histórica de procesos fallados.

- Se definen tres (3) instancias, como las etapas posibles en la vida de cada uno de los procesos: primera (1ª), segunda (2ª) y tercera (3ª) instancia.

- Para la valoración se utiliza la siguiente información que debe ser suministrada por los abogados de los procesos:

    - ID del proceso
    - Fecha de creación del registro
    - Código de la entidad
    - Nombre de la entidad
    - Tipo de proceso
    - Nombre entidad o persona contraparte
    - Tipo persona
    - Tipo identificación
    - Número de identificación
    - Apellidos del abogado
    - Nombres del abogado
    - Tarjeta profesional
    - Grado de implicación de la entidad
    - Acción
    - Motivo
    - Otro motivo
    - Cuantía de la solicitud o la pretensión
    - Unidad de medida (COP, SMLV, Gramos Oro)
    - Etapa actual del proceso
    - Tiempo probable para la decisión (años)
    - Fortaleza de los planteamientos de la demanda, su presentación y su desarrollo
    - Fortaleza de las excepciones propuestas al contestar la demanda
    - Riesgos procesales
    - Suficiencia del material probatorio en contra de la entidad
    - Calidad de las pruebas con las que se puede considerar la prosperidad de las excepciones propuestas
    - Nivel de jurisprudencia relacionado o antecedentes similares

Consideraciones Claves de la Inversión

- **Mercado Regulado**
  Dado que la actividad desarrollada por la Compañía se encuentra completamente regulada, cuenta con reglas claras de operación y remuneración de los activos y con señales que incentivan la expansión y la mejora en los índices de calidad y eficiencia del servicio.

  Los recientes decretos 387 y 388 de 2007 y su implementación mediante las Resoluciones CREG 036 de 2007 y 094 de 2008 mejoran la posición de las empresas de distribución de energía al eliminar el desacotamiento existente de activos, permitiendo prorratear las pérdidas reales de energía entre todos los comercializadores de un mismo mercado de comercialización y remunerando vía cargo las inversiones que se realicen para reducción de pérdidas.

- **Evolución de Pérdidas y Mejoras Potenciales**
  Las pérdidas de energía del sistema de ESSA han mejorado notablemente en los últimos años (22,46% en 2006) pero todavía existe un espacio para generar mejoras en este aspecto.

- **Importante Base de Usuarios**
  El mercado atendido por la Compañía es de vital importancia para el país haciendo que el activo de la Compañía sea considerado como estratégico. Adicionalmente, la base de usuarios atendida por la Compañía tiene un tamaño significativo, atendiendo el 3,00%[7] de los usuarios residenciales nacionales y comercializando aproximadamente 5,39%[8] de la energía eléctrica vendida en Colombia.

- **Bajo riesgo cambiario**
  La regulación establece que la remuneración de los activos debe ser nominada en dólares y la remuneración de la Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) es en pesos. Esto implica que el riesgo cambiario con respecto a la remuneración de los activos es mínimo y el AO&M es remunerado en la moneda en que se causa.

- **La estabilidad económica y política de Colombia**
  Colombia es uno de los países más estables política y económicamente en Latinoamérica. Colombia es también una de las democracias más antiguas en las Américas y, a diferencia de sus homólogos latinoamericanos, ha tenido transiciones regulares y sin interrupción de gobiernos elegidos democráticamente durante casi 50 años. Colombia es el país de Latinoamérica que ha presentado el crecimiento económico más consistente teniendo un sólo año de crecimiento negativo del PIB desde 1930. Además, es uno de los pocos países en América Latina que no ha incumplido en los pagos en su deuda externa.

Cifras Financieras Relevantes

Cuadro 31: Cifras Financieras Relevantes

[7] Información S.U.I. a 2006. La información de 2007 no se encuentra adecuadamente consolidada en esta fuente de información.
[8] Información S.U.I. a 2006

COP Millones	2004	2005	2006	2007
Ingresos	419.401	557.776	590.621	507.696
Utilidad Operacional	24.396	15.150	13.025	29.559
(+) Depreciación, amortización, provisiones y agotamiento	24.961	30.254	29.135	27.820
(+) Pagos jubilación	15.361	15.970	16.834	19.596
EBITDA *	64.718	61.373	58.994	76.974
Margen EBITDA	15,43%	11,00%	9,99%	15,16%
Utilidad Neta	2.387	5.196	10.685	31.686
Activos	791.249	969.227	971.727	992.452
Deuda Financiera *	13.120	1.904	1.904	776
Cálculo Actuarial **	150.211	154.615	152.771	153.680
Patrimonio	604.838	730.963	743.248	767.866

* Incluye deuda financiera corriente y de largo plazo
** Corresponde al cálculo actuarial que no necesariamente es igual al pasivo pensional amortizado

FUENTE: La Compañía y Cálculos UT

La disminución de los ingresos en 2007 corresponde a que la Compañía ha disminuido considerablemente su actividad de compra y venta de energía, actividad que le estaba ocasionando un margen negativo que ya se ha corregido, lo cual se puede evidenciar en el aumento del EBITDA...

Información de Contactos

Para cualquier información relacionada con este proceso de venta en cualquiera de sus etapas, los interesados deben comunicarse con las siguientes personas:

Fabio Macias
Dirección: Cra. 7 No. 71 – 52, Torre B, Piso 15
Bogotá D.C. Colombia
Teléfono: (571) 312 2726
E-mail: fmacias@inverlink.com.co
Fax: (571) 312 3045 – (571) 312 3079

Carlos Soto
Dirección: Cra 9 No. 72 - 21 Piso 2
Bogotá D.C. Colombia
Teléfono: (571) 647 1600
E-mail: carlos.soto@bbva.com.co
Fax: (571) 313 4662

Lucas Marulanda
Dirección: Cra. 7 No. 71 – 52, Torre B, Piso 15
Bogotá D.C. Colombia
Teléfono: (571) 312 2726
E-mail: lmarulanda@inverlink.com.co
Fax: (571) 312 3045 – (571) 312 3079

Alejandro Iriarte
Dirección: Cra 9 No. 72 - 21 Piso 2
Bogotá D.C. Colombia
Teléfono: (571) 647 1600
E-mail: alejandro.iriarte@bbva.com.co

Fax: (571) 313 4662

GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO Y PANORAMA DE INVERSION EN COLOMBIA

Generalidades del Sector Eléctrico en Colombia

Introducción

Durante la década del 90 el sector eléctrico experimentó dos reformas estructurales: la primera se adoptó con la expedición del Decreto-Ley 700 de 1992, la segunda tuvo su origen en las disposiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, respectivamente).

Como resultado del racionamiento de energía que experimentó el país durante trece (13) meses, en el bienio 1992-1993, el Gobierno a través del Decreto en referencia permitió la participación de inversionistas privados en la generación de electricidad, mediante la figura de Generadores Independientes (Independent Power Producers, IPP´s por sus siglas en inglés). Como resultado de la adopción transitoria de este modelo de organización industrial, las empresas del sector eléctrico suscribieron seis (6) contratos tipo PPA que permitieron la incorporación de 1.500 MW adicionales a la capacidad de generación instalada.

Con la posterior expedición de las Leyes en referencia, 142 y 143 de 1994, se crea un organismo regulador independiente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y se crea un organismo de control, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Las funciones y facultades de estos organismos se definen de manera precisa en el articulado. La segunda de las leyes, la Ley 143, reafirma la posibilidad de participación privada en los negocios eléctricos, creando un mercado mayorista de la electricidad y definiendo los procedimientos y mecanismos para regular las actividades de la industria.

Se introduce en Colombia el denominado "Modelo de Competencia Minorista, o Competencia al Detal". Este modelo permite a los usuarios finales la elección del Comercializador del servicio. Hay acceso abierto a las redes de Transmisión y Distribución. Las actividades de Generación y Comercialización se desarrollan como actividades competitivas, es decir, se permite la "competencia en el mercado" en estos dos segmentos.

La separación de las actividades que conforman la cadena de prestación del servicio tiene como finalidad fraccionar los segmentos monopolísticos de los segmentos competitivos, o potencialmente competitivos. Mientras, se consideran competitivos, o potencialmente competitivos, los segmentos de Generación y Comercialización, como se anotó anteriormente, los segmentos asociados con el transporte, es decir, la Transmisión y la Distribución, en tanto que monopolios en términos de "competencia en el mercado", son sujetos de regulación.

Si bien, en el Modelo de Competencia Minorista, los consumidores tienen acceso a generadores competitivos, directamente, o a través de Comercializadores, en Colombia se exige que los usuarios actúen en el mercado a través de Comercializadores. El caso básico de Modelo de Competencia al Detal, establece la separación de las actividades de Generación y Comercialización del negocio de transporte por redes, tanto a nivel de Transmisión como a nivel de Distribución. En Colombia la actividad de Comercialización puede ejercerse de manera separada o conjunta con las actividades de Generación y Distribución.

Aunque el Modelo adoptado requiere la desintegración de la cadena de prestación del servicio, el Artículo 28 de la Ley 143 de 1994 permitió la integración vertical de actividades para aquellas empresas que tuvieran tal condición previa y hubieran sido constituidas con anterioridad a la expedición de dicha Ley.

Así mismo, el esquema requiere un modelo de transporte único que facilite los flujos de energía comprometidos en acuerdos bilaterales. En Colombia, si bien el modelo de transmisión es único, se permite la copropiedad de las redes de alta tensión.

Es en este contexto teórico y práctico descrito que se desarrolló el marco regulatorio que rige las actividades de los agentes que actúan en la industria eléctrica colombiana. Las transformaciones sectoriales experimentadas han conllevado a que el sector este regido en la actualidad por principios de mercado, con una fuerte participación privada.

Desagregación de actividades en el Sector Eléctrico en Colombia

El regulador definió cuatro tipos de actividades dentro de la industria de electricidad:

- GENERACIÓN: Consiste en la producción de energía eléctrica, ya sea mediante una centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, unidades eólicas, u otros tipos de tecnologías.

  Así mismo, se establecen las siguientes categorías:

  Plantas Menores: Se definen como Plantas menores aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. Las Plantas Menores no son despachadas centralmente. Sin embargo, las Plantas Menores cuya capacidad se encuentre entre 10 MW y 20 MW pueden solicitar su incorporación al despacho centralizado, caso en el cual se les aplica toda la normatividad que rige para el mercado mayorista de electricidad.

  Autogeneradores: Se define como Autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. En caso de racionamientos de energía pueden ser autorizadas para la venta de excedentes en el mercado.

  Cogeneradores: Se define como Cogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración. Entendiendo como Cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los Cogeneradores están autorizados para participar en el mercado mayorista de electricidad vendiendo sus excedentes a la red.

- TRANSMISIÓN: Consiste en la operación y transporte de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). El Sistema de Transmisión Nacional está compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

- DISTRIBUCIÓN: Consiste en la operación y transporte de energía eléctrica en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y/o en los Sistemas de Distribución Local (SDL). Estos sistemas se definen como:

  Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión superiores a 57.5 kV e inferiores a 220 kV.

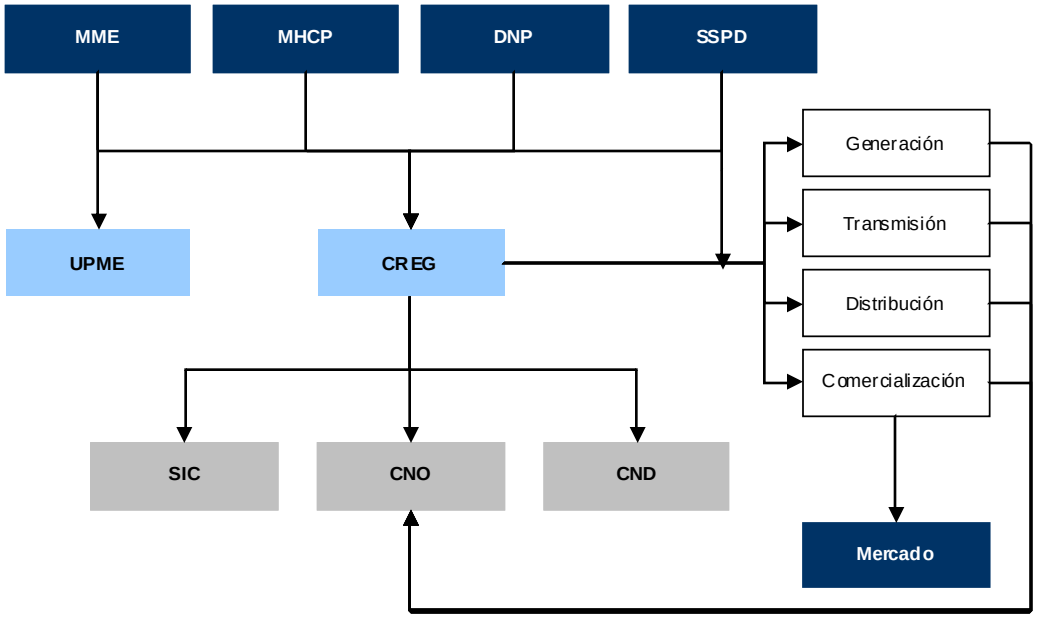
  Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones inferiores a 57.5 kV.

- COMERCIALIZACIÓN: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con destino, o no, a los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Estructura Institucional

A continuación se muestra la estructura de instituciones públicas y agencias dentro del sector eléctrico colombiano.

Cuadro 32: Estructura Institucional Regulatoria



Las principales entidades del Estado que tienen influencia sobre el sector eléctrico son:

CREG: La Comisión de Regulación de Energía y Gas fue creada por la Ley Eléctrica y es la entidad central responsable de el marco regulatorio de energía y gas. Está encargada de desarrollar la Ley Eléctrica y, en consecuencia, de construir un marco regulador ajustado a un modelo coherente y al espíritu de la Constitución y la Ley.

La CREG está compuesta por ocho miembros, de los cuales cinco son expertos nombrados por el Presidente de la República para períodos fijos de cuatro años, renovables. Durante su período un experto no puede ser removido de su cargo, lo que otorga independencia a la Comisión. De otro lado, se ha tenido especial cuidado asegurar la continuidad de la política regulatoria. Además de los expertos, la CREG está conformada por los Ministros de Hacienda y Crédito Público y Minas y Energía (quien la preside) y el Director del Departamento Nacional de Planeación. El Superintendente de Servicios Públicos asiste a la CREG con voz pero sin voto.

Aunque vinculada funcionalmente con al Ministerio de Minas y Energía, su administración y el carácter de sus decisiones son autónomos.

Las resoluciones se toman por mayoría simple, pero deben tener siempre el voto positivo de al menos una de las entidades del gobierno nacional, con lo que ni los expertos ni el gobierno pueda tomar decisiones independientemente. En términos generales, el desarrollo de la regulación ha sido marcado por el carácter técnico de las decisiones, en contraposición a la interferencia política.

MME: Ministerio de Minas y Energía. Tiene como misión formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país. Con relación a las empresas de servicios públicos, tiene entre sus funciones:

		• Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas; • Elaborar un plan de expansión de referencia; • Identificar el monto de los subsidios a cargo de la Nación; • Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector; • Impulsar, bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio; • Desarrollar y mantener un adecuado sistema de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general. MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Es el Órgano responsable de administrar las Finanzas Públicas; definir, supervisar y controlar la Política Tributaria; definir y planificar la Deuda Interna y Externa; administrar y supervisar la aplicación del Sistema Arancelario y Aduanero; formular el Anteproyecto de la Ley del Presupuesto General y proponerlo al Presidente de la República. Atender y resolver los reclamos de la Propiedad de acuerdo a las Leyes pertinentes. Como se mencionó, hace parte de la CREG. Así mismo, y en su calidad de Administrador de los Bienes del Estado, hace parte de las Juntas Directivas de algunas empresas del sector eléctrico en las que mantiene participación del Estado. DNP: Departamento Nacional de Planeación. Como organismo técnico asesor del Presidente, en el marco de la Constitución Nacional el Departamento Nacional de Planeación, define operativamente e impulsa la implantación de una visión estratégica del país en los campos social, económico y ambiental, a través del diseño, la orientación y evaluación de las políticas públicas colombianas, el manejo y asignación de la inversión pública, la definición de los marcos de actuación del sector privado, y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno. Como se mencionó, hace parte de la CREG. SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Encargada de vigilar todas las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y de imponer sanciones frente a incumplimientos de la regulación. UPME: Unidad de Planeación Minero Energética. Entidad vinculada directamente al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo fundamental es planear en forma indicativa y de referencia el sistema eléctrico nacional para atender de manera oportuna los requerimientos que en esa materia tengan la población y los agentes económicos del país. CNO: Consejo Nacional de Operación. Organismo creado por la Ley 143 de 1994 cuya función es asesorar a la CREG en aspectos técnicos para asegurar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser ejecutor del reglamento de operación. Está compuesto por representantes de las empresas de generación, transmisión, distribución y el Centro Nacional de Despacho (CND). CAC: Comité Asesor de Comercialización. Instancia asesora creada por regulación y que tiene como fin asistir a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista. Está integrada por cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización; cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización; y cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan exclusivamente la actividad de comercialización. Adicionalmente participa (1) representante del Administrador del SIC, con voz pero sin voto. XM S.A. E.S.P.: Los Expertos en Mercados. Es una empresa del Grupo ISA que presta servicios integrales de operación, administración y desarrollo de mercados mayoristas eléctricos. Maneja el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Su Junta Directiva es de cinco (5) miembros, de los cuales cuatro (4) son independientes.

CND: Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El centro está encargado, también, de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

SIC: Sistema de Intercambios Comerciales. Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica

No todas las actividades que desarrollan las empresas de Generación se encuentran desreguladas. A continuación se listan las actividades o servicios sometidos a competencia, en los que los precios los fija el libre juego de la oferta y la demanda; las actividades o servicios sometidos a regulación; y se describen otras intervenciones regulatorias en el mercado:

- No se regulan los precios de las transacciones que efectúan Vendedores y Compradores en el Mercado Spot (Bolsa de Energía).

  Existen reglas mínimas que en teoría deben cumplir los agentes Generadores para la fijación de sus precios de oferta en la Bolsa:

  i) Los precios de oferta de los Generadores Térmicos deben reflejar sus costos incrementales de combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.

  ii) Los precios de oferta de los Generadores Hidráulicos deben reflejar el costo de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del SIN.

  En la medida en que los generadores pueden valorar su percepción de riesgos en el momento de ofertar, en la práctica los precios de la Bolsa son el resultado de las fuerzas del mercado.

- No se regulan los precios de las transacciones bilaterales que efectúan Vendedores y Compradores a través de Contratos Bilaterales de Corto, Mediano y largo Plazo.

  Existen reglas mínimas que deben cumplir los agentes Compradores cuando este tipo de transacción tiene como destino el Mercado de Usuarios Regulados y es la convocatoria pública a oferentes y la definición de adjudicación basada exclusivamente en precios de oferta.

- No se regulan los precios de las transacciones que efectúan Vendedores y Compradores del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC).

  Existe un mercado de regulación de frecuencia secundaria, en el que los Generadores transan por la provisión de este servicio. Con independencia de que un Generador esté o no en capacidad tecnológica de suministrar este servicio al SIN, se le exige una holgura teórica que debe cubrir con sus propios recursos, si cuenta con ellos, o con recursos de terceros.

Las transacciones de compraventa de AGC pueden realizarse en la Bolsa, o a través de contratos bilaterales, ya sea tipo "pague lo demandado", o "pague lo contratado".

- Se regulan los precios de las denominadas "generaciones de seguridad fuera de mérito". Estas generaciones, que no resultan competitivas en el mercado, pero que se requieren por la existencia de restricciones eléctricas, u operativas, se remuneran a través del reconocimiento de su costo variable (térmicas), o de su costo de oportunidad (hidráulicas).

Adicional a la intervención del Regulador, en los términos descritos en el Literal anterior, se presenta intervención en el mercado de Generación a través de las siguientes señales:

Cargo por Confiabilidad[9]

Con el fin de asegurar la máxima disponibilidad de los recursos de generación con que cuenta el país, así como, garantizar la expansión de la capacidad instalada que se requiera, tras diez años de aplicación ininterrumpida de un Cargo por Capacidad -mecanismo de remuneración administrada de la capacidad de generación, que garantizaba en promedio un ingreso fijo anual de 500 millones de dólares a los generadores por mantener disponibles sus activos de generación-, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el 1o. de Diciembre de 2006.

Para estos propósitos se subasta, entre los generadores, las denominadas Obligaciones de Energía Firme (OEF), que se requieren para cubrir un nivel de demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente determinado. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, a través de las tarifas que cobran los Comercializadores.

La asignación de las Obligaciones de Energía Firme entre los distintos generadores, se realiza mediante una transacción del Mercado de Energía Mayorista, en la que interactúan la oferta y la demanda, a través de un proceso dinámico de negociación, denominado Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Para el efecto se lleva a cabo una subasta de reloj descendente. Esta subasta se ejecuta tres años antes de requerirse la energía firme.

La primera subasta se llevó a cabo entre el 6 y el 7 de mayo de 2008, buscando cubrir la demanda de Diciembre de 2012 a Noviembre de 2013, logrando la asignación de tres proyectos: Gecelca, Termocol y Amoyá. El precio de cierre de esta subasta fue de USD 13.99/MWh. Además de esto, se realizó una subasta para Generadores con Periodos de Construcción Superiores al Periodo de Planeación (GPPS) donde, a este precio, se asignaron plantas que entrarán en operación con posterioridad a 2013. Entre los proyectos que salieron asignados se destacan Pescadero-Ituango, Hidrosogamoso, Miel II, Porce IV y Quimbo entre otros.

Cuadro 33: Proyectos de Expansión en Generación Asignados

[9] Fuente: CREG

Proyecto Subasta CxC	Empresa	Tecnología	Capacidad (MW)
Amoya	Isagen	Hidroeléctrica	78
Termocol	Poliobras	Gas / Diesel	204
Gec Carbón	Gecelca	Carbón	150
Total Asignación Subasta CxC			**432**

Proyecto GPPS	Empresa	Tecnología	Capacidad (MW)
Porce IV	EEPPM	Hidroeléctrica	400
Pescadero - Ituango	EEPPM	Hidroeléctrica	1.200
Hidrosogamoso	Isagen	Hidroeléctrica	800
Miel 2	Gensa	Hidroeléctrica	135
Cucuana	Unión Fenosa	Hidroeléctrica	60
El Quimbo	Endesa	Hidroeléctrica	395
Total Asignación GPPS			**2.990**
Total Asignación de CxC			**3.422**

Fuente: XM

Estatuto de Racionamiento

Los contratos bilaterales de compra – venta que se transan en el mercado, no son contratos físicos. Entendiendo por contratos físicos aquellos en los cuales un Generador se obliga a entregar físicamente su producción de electricidad a un comprador, a un precio acordado previamente. En contraposición, se entiende por contratos financieros aquellos en los cuales un Generador, o un Comercializador, se obligan a entregar electricidad a un comprador, a un precio acordado previamente (la electricidad entregada puede ser producida por el Generador que suscribe el contrato, o puede ser producida por terceros Generadores no involucrados en la transacción contractual). Precisando las características de los contratos financieros y en prevención de eventuales racionamientos, la CREG expidió el denominado Estatuto de Racionamiento. Así mismo, establece el orden en que se desconectarían las cargas del SIN ante niveles distintos de racionamiento. Se prioriza el suministro a los sectores productivos hasta donde es posible.

Marco Regulatorio de la Transmisión Eléctrica

La remuneración del segmento de Transmisión se rige por una metodología que establece tratamientos diferenciales para remunerar los activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) cuya construcción no fue el resultado de procesos abiertos de convocatoria pública, y aquellos cuya ejecución y puesta en operación son el resultado de la introducción de procesos de selección competitivos ("competencia por el mercado").

El Ingreso Anual que perciben los propietarios de Activos de Uso del STN, que no hayan sido construidos en el contexto de convocatorias públicas, así como, la remuneración de Activos de Uso del STN, que habiendo sido objeto de convocatorias, cumplen 25 años de entrada en operación, tienen por objeto una regulación tarifaria que se establece básicamente por el costo de reposición.

Las inversiones correspondientes a la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, que se ejecutan a partir de procesos de libre concurrencia, se remuneran a los inversionistas seleccionados que hayan presentado en cada proceso, la propuesta con el menor Valor Presente de los Ingresos Anuales Esperados durante veinticinco (25) años del flujo de Ingresos. El Ingreso Anual Esperado se expresa en dólares constantes del 31 de diciembre del año anterior al año en el

cual se efectúa la propuesta.

Solamente pueden participar en las convocatorias para la expansión del STN, aquellos agentes que tienen como actividad exclusiva en el sector eléctrico, la transmisión de electricidad.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) se compone por el conjunto de líneas y módulos de conexión que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. 10.999 Km. del STN son redes que operan a 220 y 230 KV y 1.449 Km. operan a 500 KV.

La operación la realizan siete operadores, cuatro de los cuales son transmisores exclusivos y tres son empresas que continúan integradas, realizando otras actividades de la cadena energética.

La capacidad de transformación a nivel de 500 kV es de 4.560 MVA y a niveles de tensión de 220 y 230 kV es de 12.638 MVA.

Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica

Cada cinco años el ente regulador revisa y establece los Cargos por Uso de las redes pertenecientes a este segmento de la cadena de prestación del servicio.

Las redes de distribución se clasifican por Niveles de tensión como se muestra a continuación:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

A la fecha la resolución vigente para los cargos de distribución es la CREG-082 de 2002, pero la resolución CREG-094 de 2008 es la que establece las condiciones para el próximo periodo tarifario que comenzaría en 2009.

Los criterios generales, establecidos en estas resoluciones se resumen a continuación:

- Los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional (Nivel 4), o de los Sistemas de Distribución Local (Nivel 3 y Nivel 2), se determinan a partir de los inventarios de los Operadores de Red. Los activos se clasifican en Unidades Constructivas y cada Unidad se valora a un Costo Unitario.

- En el caso de los activos del Nivel 1, no hay valoración de activos, sino una estimación efectuada por la CREG.

- La metodología de remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional (Nivel 4), corresponde a Ingreso Máximo Regulado (Revenue Cap).

- La metodología de remuneración de los Sistemas de Distribución Local (Nivel 3 y Nivel 2) y de los activos de Nivel de Tensión 1, corresponde a Price Cap.

- Al fijar la remuneración, la CREG aplica criterios de eficiencia en cada uno de los Niveles de Tensión, con el objeto de determinar la inversión que entrará a reconocer.

Con la expedición del Decreto 388 de 2007, el Gobierno Nacional reorientó las directrices de política aplicables a este segmento de la industria, de las cuales se derivará el nuevo marco regulatorio que regirá la actividad de Distribución a partir del año 2009, muchas de las cuales ya se encuentran incorporadas en la Resolución CREG-094 de 2008.

Los lineamientos principales del Decreto se resumen a continuación:

i) La CREG conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro. La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

ii) Para definir la Base de Inversiones que será reconocida por el Regulador a los Operadores de Red, para efectos de la fijación de los Cargos por Uso, se incluirá la totalidad de la red que se encuentre en operación a la fecha que establezca la CREG. La CREG podrá, excepcionalmente, reconocer activos por menor valor, si encuentra que no cumplen con criterios de eficiencia técnica. En estos casos la CREG deberá exponer las razones para el reconocimiento del menor valor del activo. En todo caso la remuneración que apruebe la CREG deberá garantizar los requerimientos de reposición del activo, asegurando la continuidad en la prestación del servicio.

iii) Durante la vigencia del período tarifario, en el evento en que entren en operación Unidades Constructivas cuyo costo de inversión, administración, operación y mantenimiento por KWh. resulte superior al Costo Medio vigente aprobado por la CREG para el OR a cuyas redes se conecte el proyecto, tanto los Cargos por Uso Regionales como los Costos Medios del Operador de Red serán actualizados a partir del año inmediatamente siguiente al de entrada en operación del activo correspondiente. Lo anterior siempre y cuando dichos activos cumplan con los criterios de eficiencia y de expansión definidos previamente por la CREG y la Unidad de Planeación Minero Energético.

iv) Los municipios son los responsables de la prestación directa del servicio público de energía eléctrica en los casos previstos en el artículo 6 de la Ley 142 de 1994. En consecuencia, previa solicitud de la Alcaldía respectiva, los Operadores de Red deberán desarrollar los proyectos relacionados con la normalización del servicio en estos Barrios, siempre que sea técnica, económica y financieramente factible.

Si la respectiva Alcaldía municipal o distrital, no manifiesta en forma expresa su solicitud para que el OR proceda a normalizar las redes de un Barrio Subnormal, o habiéndolo hecho, no ejecuta las acciones necesarias para que la normalización sea posible, la Alcaldía municipal o distrital, será el prestador del servicio según lo dispone la ley.

Marco Regulatorio de la Comercialización De Electricidad

El mercado de los usuarios finales del sector eléctrico se clasifica en Regulado y No Regulado, entendiéndose como Usuarios No Regulados aquellos cuyo consumo mensual es igual o superior a 0.1 MW de potencia o es igual o superior a 55 MWh de energía. Mientras el costo del servicio para los Usuarios Regulados se rige por la aplicación de una fórmula tarifaria definida por la CREG, los precios de las transacciones que efectúan los Usuarios No Regulados se pactan libremente entre las partes.

La Comisión, mediante Resolución CREG-031 de 1997 estableció la fórmula tarifaria que deben aplicar los comercializadores del servicio, a los usuarios pertenecientes al mercado regulado. La fórmula establecida incluye el costo de compra de energía, el costo promedio del uso del sistema de transmisión, los costos de distribución, algunos costos adicionales relacionados con el mercado mayorista (contribuciones fijas), el reconocimiento de pérdidas, y los costos mismos de la comercialización.

Para la determinación de las tarifas aplicables, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones adicionales, relacionadas con la legislación vigente en materia de subsidios y contribuciones. Las Leyes 142 y 143 de 1994, desarrollaron el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, fijando, sobre el costo de prestación del servicio, los porcentajes de subsidio aplicables a los usuarios residenciales de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, y los porcentajes de contribución que debían asumir los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y los usuarios de los sectores productivos (comercio e industria). El esquema fijado por estas Leyes fue el siguiente:

- Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, reciben subsidios máximos, equivalentes al 50%, 40% y 15% del Costo de Prestación del Servicio, aplicable sobre el "Consumo de Subsistencia" (173 Kwh.-mes para alturas inferior es a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y 130 Kwh.-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar).

- Los usuarios de los estratos 5 y 6, así como, los usuarios de los sectores industrial y comercial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo de Prestación del Servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3. Los faltantes o excedentes que registran las empresas, se equilibran a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), administrado por el Ministerio de Minas y Energía (MME). Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios, las empresas pueden eliminar parcial, o totalmente, según se requiera, los subsidios que aplican.

Aunque las metas legales ya habían sido alcanzadas, la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006), en su Artículo 116 dispuso lo siguiente:

"*Subsidios para estratos 1, 2 y 3. La aplicación de subsidios al costo de prestación de los servicios públicos domiciliarios de los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir de la vigencia de esta ley y para los años 2004, 2005 y 2006, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes a la variación del Índice de Precios al Consumidor".*

La norma vigente sobre subsidios para energía eléctrica y gas está contenida en el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006.

Con la expedición del Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional reorientó las directrices de política aplicables a este segmento de la industria, de las cuales se derivará el nuevo marco regulatorio que regirá la actividad de Comercialización.

Los lineamientos principales del Decreto se resumen a continuación:

i) Se reconocerá el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados. Dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.

ii) Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización (usuarios conectados a la red de un Distribuidor), que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final solo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por la CREG.

iii) La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada Mercado de Comercialización. El Distribuidor será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el Mercado de Comercialización asociado a sus redes. La CREG le reconocerá al Distribuidor el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Mercado.

iv) Los Usuarios Regulados pertenecientes a un mismo Mercado de Comercialización sufragarán el servicio prestado por los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de i) un monto uniforme único que refleje el Costos Fijos de Comercialización y ii) un Margen de Comercialización.

La aplicación de las disposiciones del Decreto se inicia en el 2008, la CREG deberá ajustar la regulación a las nuevas directrices de política.

Características del Sistema Eléctrico

Las características más relevantes del sector eléctrico colombiano se sintetizan en la siguiente figura:

Cuadro 34: Características del Sistema Eléctrico Colombiano

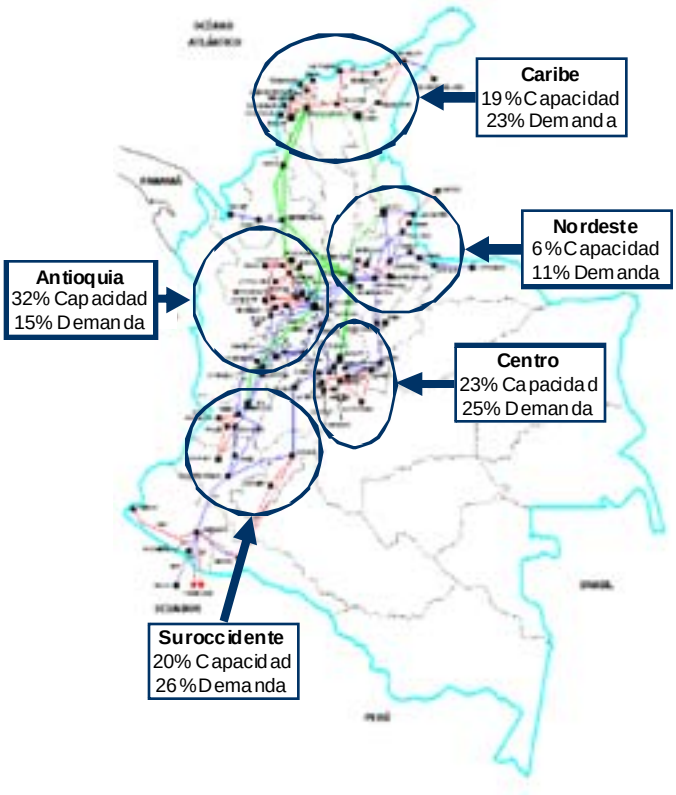
Capacidad de Generación	MW
Plantas Hidráulicas	8.525,0
Plantas Térmicas a Carbón	700,0
Plantas Térmicas a Gas	3.598,0
Cogeneradores	24,5
Plantas Menores y Eólicas	558,2
Total	**13.405,7**

Generación 2007	GWh
Plantas Hidráulicas	41.822,6
Plantas Térmicas	9.041,5
Cogeneradores	72,6
Plantas Menores y Eólicas	2.687,4
Total	**53.624,1**

Interconexiones Internacionales 2007	GWh
Importación	39,5
Exportación	876,6

Redes de Transmisión	Km
500 kV	1.449,4
220 - 230 kV	10.815,5
110 - 115 kV	9.909,9

Demanda de Electricidad	
Energía Anual (12 meses)	52,851 GWh
Crecimiento Anual	4,00%
Potencia Máxima	9.093 MW



FUENTE: XM

Con una capacidad de generación instalada de aproximadamente 13.400 MW, se atiende una demanda de 52.851 GWh año en las cinco (5) áreas operativas que conforman el Sistema Interconectado Nacional.

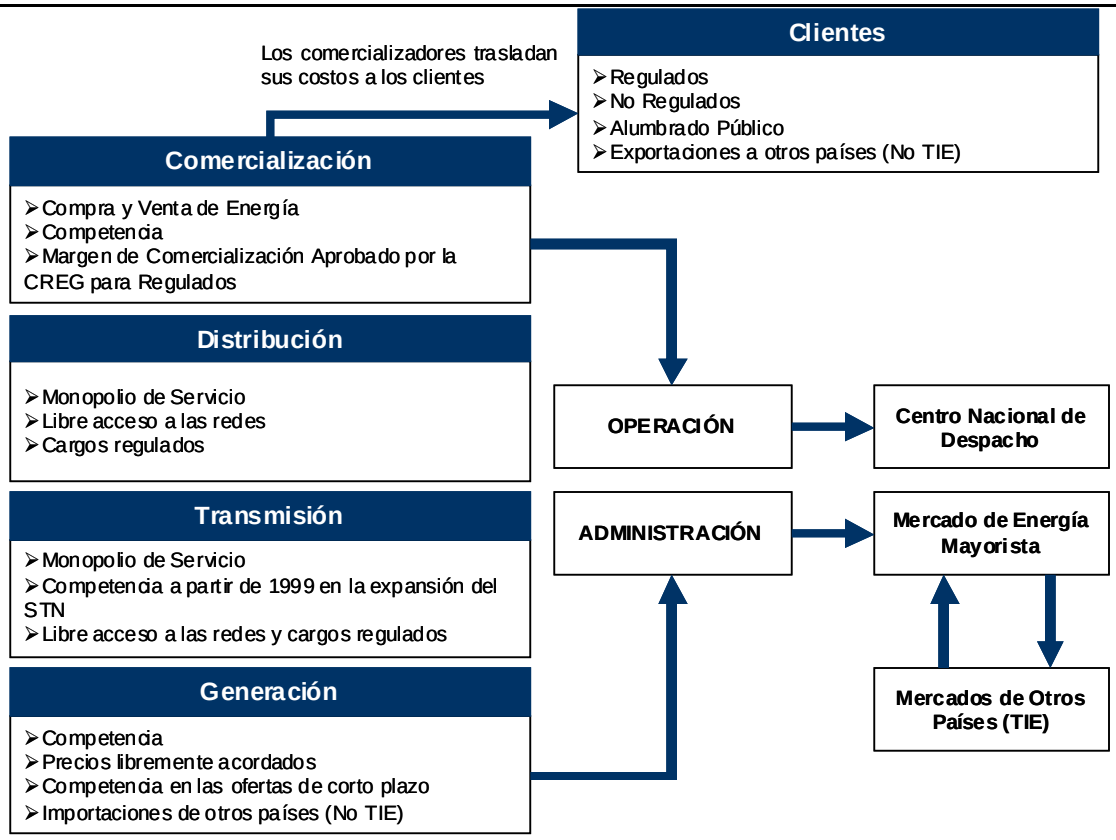
Mercado de Energía Mayorista (MEM)[10]

El Mercado Mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores de energía eléctrica que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), para realizar contratos bilaterales de energía a largo plazo y transacciones de corto plazo en la Bolsa de Energía.

La organización del Mercado se muestra esquemáticamente a continuación:

Cuadro 35: Organización del Mercado Eléctrico

[10] Fuente: CREG



FUENTE: XM

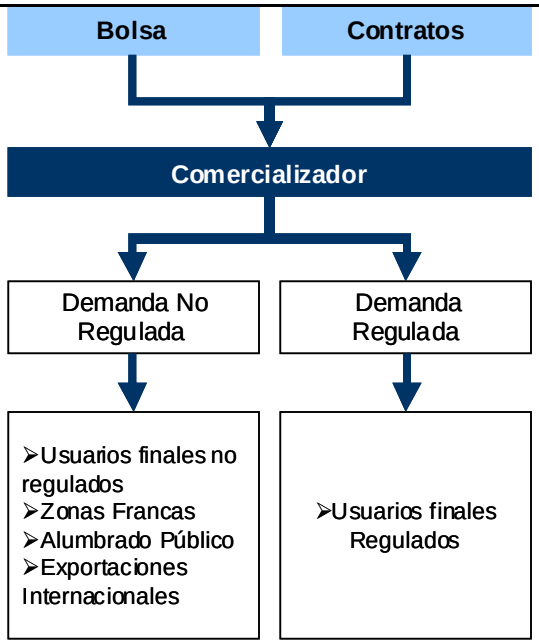
En el Mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional. Son agentes activos del Mercado los generadores y los comercializadores. Los agentes generadores están obligados a participar con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al Sistema y con capacidad instalada mayor o igual a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el Centro Nacional de Despacho, por orden de mérito de precios. Por su parte, todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del Mercado Mayorista.

Las transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo estas modalidades: i) Contratos bilaterales financieros de compra de energía, con precio, cantidad y modalidades contractuales definidas libremente entre los generadores y comercializadores; ii) Transacciones horarias directas en la bolsa de energía, definidas día a día, cuyos precios y cantidades físicas son determinados por la interacción horaria entre oferta y demanda; y iii) Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad cuyos precios y cantidades también son determinados por la interacción de la oferta y la demanda.

Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en igualdad de condiciones, en cualquiera de estas transacciones o en todas ellas.

Los Comercializadores que actúan indistintamente en el mercado regulado o no regulado, atienden con la energía adquirida en Mercado Mayorista los siguientes tipos de clientes finales:

Cuadro 36: Operación Comercializadores



FUENTE: XM

La Demanda No Regulada representa algo más del 30% de la demanda total del país.

Formula Tarifaria

La resolución 119 de 2007 define la formula tarifaria para el mercado regulado de la siguiente manera, fijando un costo fijo por factura y un costo variable por KWh consumido:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{n,m,i,j} = Cf_{m,j}$$

Donde:

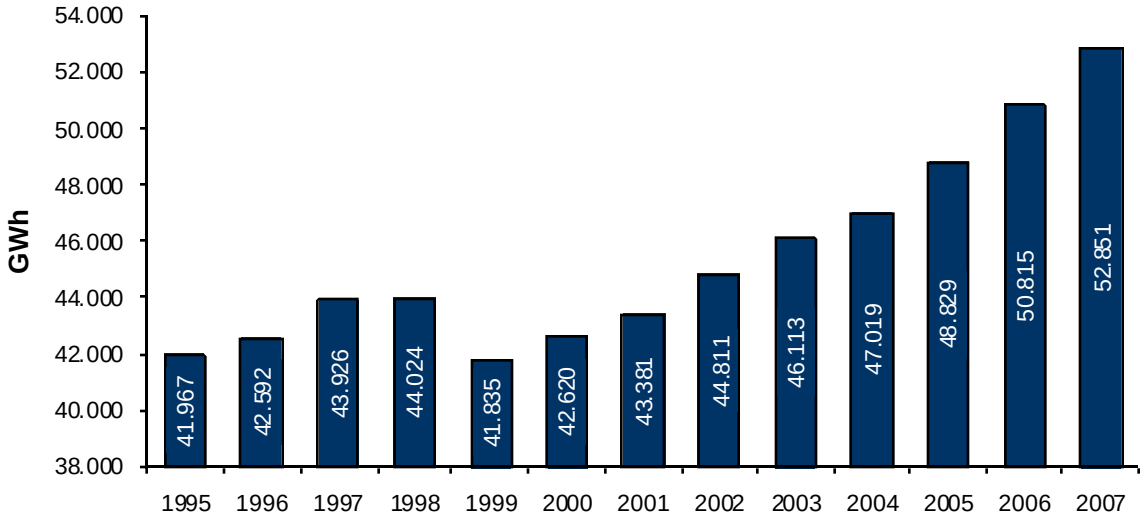
n :	Nivel de tensión
m :	Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio
i :	Comercializador minorista
j:	Es el mercado de comercialización
$CUv_{n,m,i,}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j.
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía ($/kWh) para el mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j.

T_m	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión ($/kWh) para el mes m determinado.
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución ($/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.
$Cv_{m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en ($/kWh).
$R_{m,i,jt}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en $/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía ($/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j.
$CUf_{m,j,}$	Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio ($/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j.
$Cf_{m,j,}$	Costo Base de Comercialización ($/factura) correspondiente al mes m, para el Mercado de Comercialización j.

La Demanda de Electricidad

El comportamiento de la demanda de electricidad depende primordialmente de tres variables: crecimiento económico, precios de la electricidad y crecimiento de la población. Durante la década anterior la demanda de energía creció de manera constante, excepto en 1999 cuando la economía colombiana sufrió una contracción. Sin embargo, a partir de 1999 la demanda de energía ha crecido a una tasa promedio anual de 2.5 %. A finales de 2007, la demanda de energía en Colombia se situaba alrededor de 52.851 GWh, lo cual representó un incremento del 4.0% comparado con la demanda para el año 2006.

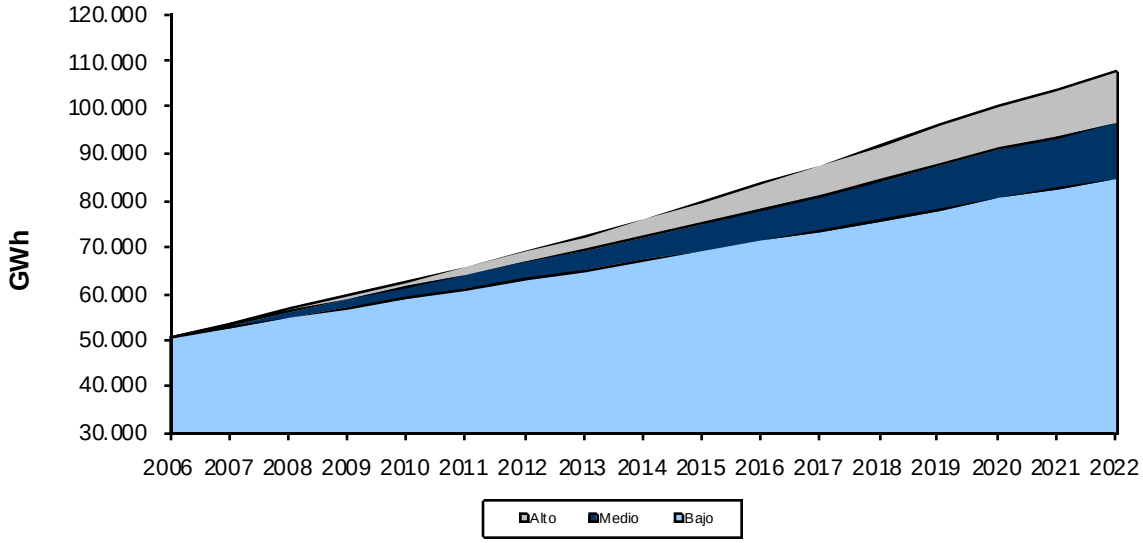
Cuadro 37: Demanda de Energía (GWh)



FUENTE: XM

De acuerdo con el documento "Plan de Expansión de Referencia, Generación – Transmisión, 2008 - 2022" emitido por la UPME, se espera que la demanda de electricidad crezca entre 3,1% y 4,7% anual de acuerdo a tres escenarios diferentes de crecimiento del PIB:

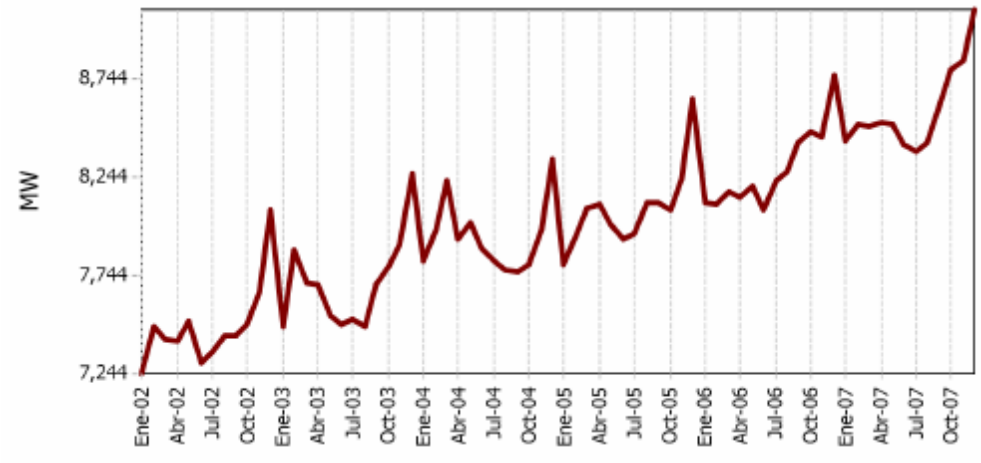
Cuadro 38: Crecimiento Proyectado de la Demanda de Energía



FUENTE: UPME

Con relación a la demanda de potencia del sistema, su comportamiento reciente se muestra a continuación:

Cuadro 39: Evolución Demanda de Potencia



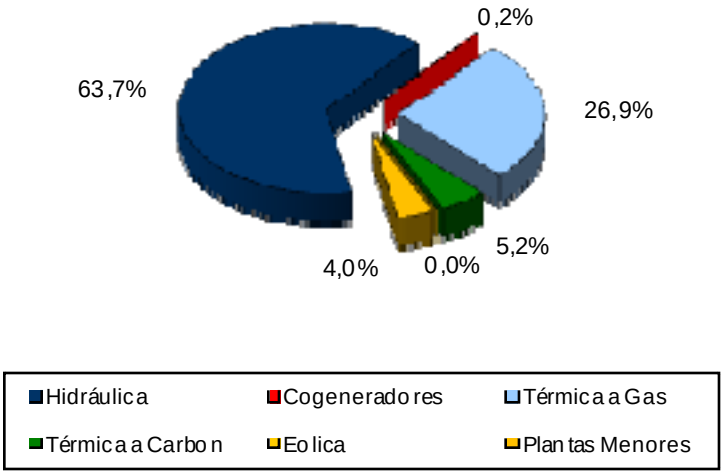
FUENTE: XM

La Oferta de Electricidad

La capacidad instalada en Colombia, al cierre del mes de diciembre de 2007 era de 13.405 MW, la cual se encuentra

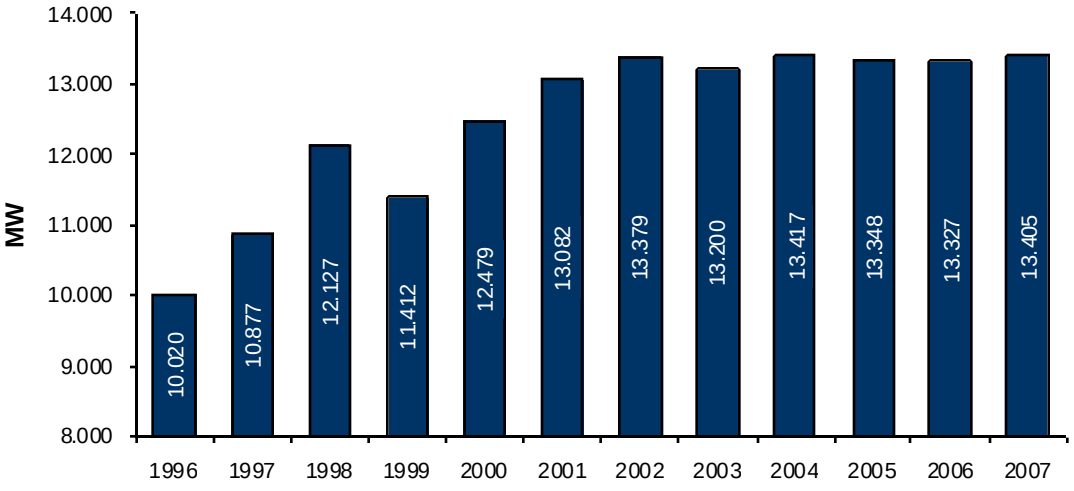
distribuida por tipo de fuente primaria como se muestra a continuación

Cuadro 40: Distribución Capacidad Instalada - 2007



FUENTE: XM

Cuadro 41: Evolución Capacidad Instalada (MW)



FUENTE: UPME

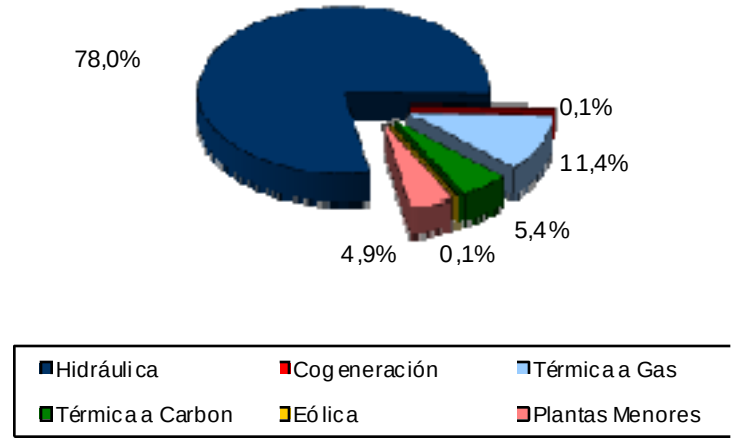
Para el período comprendido entre 1996 y 2001, la capacidad efectiva de generación se incrementó un 30%. En los años 2002 a 2008 no se han registrado incrementos considerables en la capacidad instalada.

Se espera que la capacidad de generación se mantenga estable durante los próximos años, dado que solo se prevé la entrada de pequeñas centrales de generación térmica. La UPME espera que exista un incremento considerable en la capacidad solo hasta el año 2010, cuando el proyecto hidroeléctrico Porce III inicie operaciones y cuando se cierre el ciclo

combinado en la térmica a gas Termoflores. Adicionalmente, antes de diciembre de 2012 deben ingresar los proyectos asignados en las subastas de Cargo por Confiabilidad y, entre 2013 y 2018 deben ingresar las plantas hídricas con periodos de construcción superiores.

En cuanto a generación real de energía, en 2007 las generadoras hidroeléctricas produjeron 41.822 GWh, seguidas de las térmicas a gas con 6.137 GWh, las térmicas a carbón con 2.903 GWh y las plantas menores con 2.687 GWh.

Cuadro 42: Generación 2007

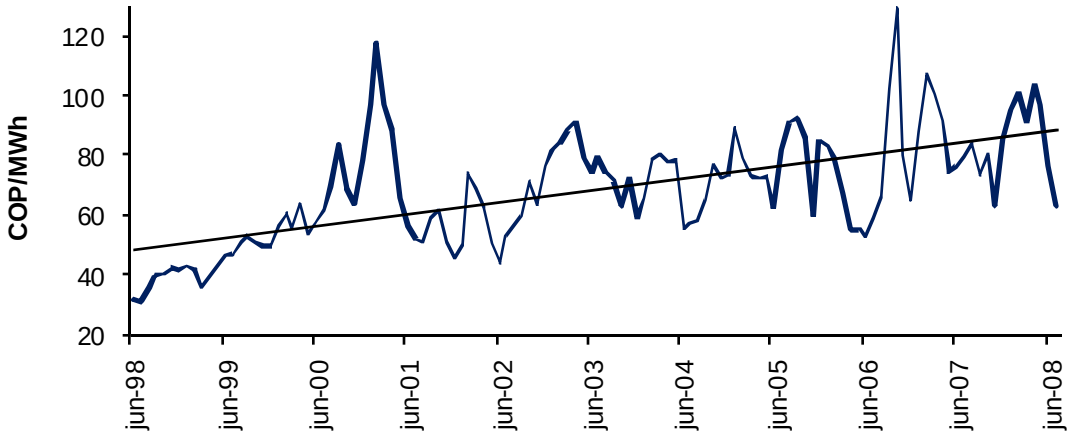


FUENTE: XM

Precio de Energía

A continuación se presenta la evolución de los precios de energía:

Cuadro 43: Evolución de los Precios de Energía



FUENTE: XM

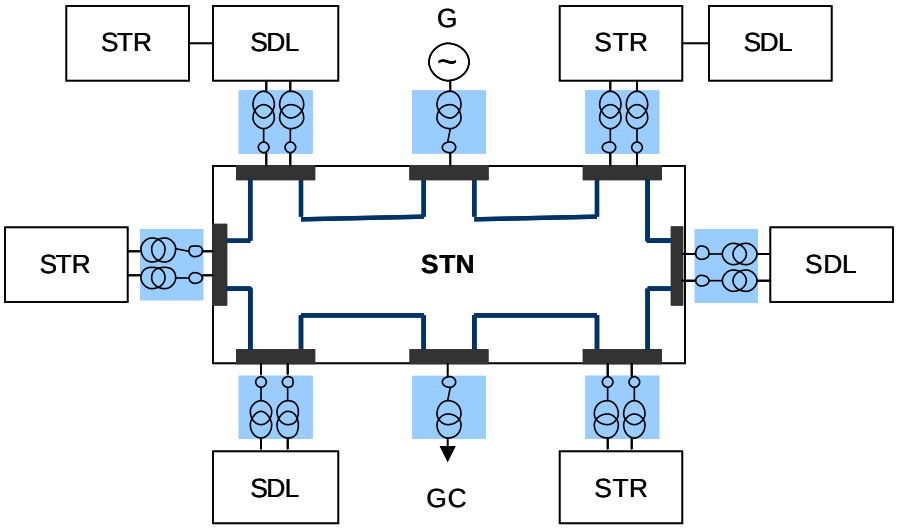
Los picos de precios en el período 1997 – 1998, reflejan la presencia en el país del Fenómeno del Pacífico Sur o Fenómeno del Niño. El Niño que se presentó en ese período ha sido el más intenso del que se tenga registro en Colombia y tuvo una duración de 18 meses.

Estadísticas de Distribución y Comercialización

En la actualidad se encuentran 29 comercializadores puros registrados, 22 empresas realizan actividades simultaneas de comercialización y distribución, y 8 se encuentran completamente integradas desarrollando las cuatro actividades de la cadena de energía[11].

El Sistema de Distribución está compuesto por los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los STR's incluyen los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas, subestaciones y equipos asociados que operan en el Nivel de Tensión 4, están conectados eléctricamente a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la CREG. Los SDL's son sistemas de transporte compuestos por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos asociados que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y se dedican a la prestación del servicio los Mercados de Comercialización.

Cuadro 44: Estructura Sistema de Transmisión Eléctrica

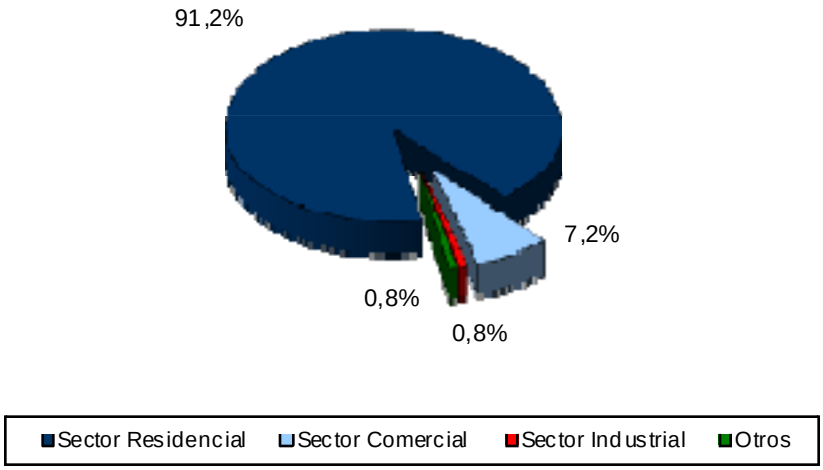


FUENTE: XM

La desagregación de los usuarios se presenta a continuación:

Cuadro 45: Usuarios por Sector - 2006

[11] Plan de Expansión de Referencia, Generación – Transmisión, 2008 -2022, UPME

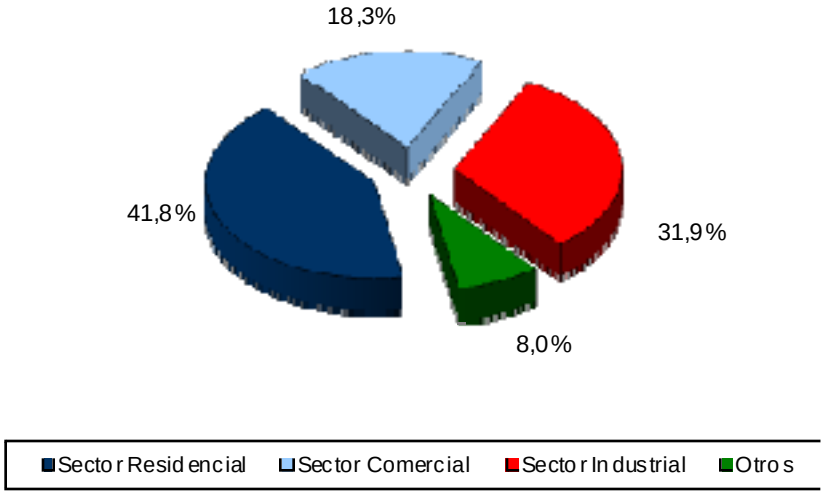


FUENTE: UPME – Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión

El total de usuarios, que totalizan 8.420.852, pertenece al sector residencial (91,2%).

A pesar que los usuarios del sector industrial son muy pocos estos representan cerca del 32% del consumo de energía en Colombia. Así mismo, el sector residencial, el cual representa más del 90% de los usuarios, solo tiene una participación del 41,8% en el consumo.

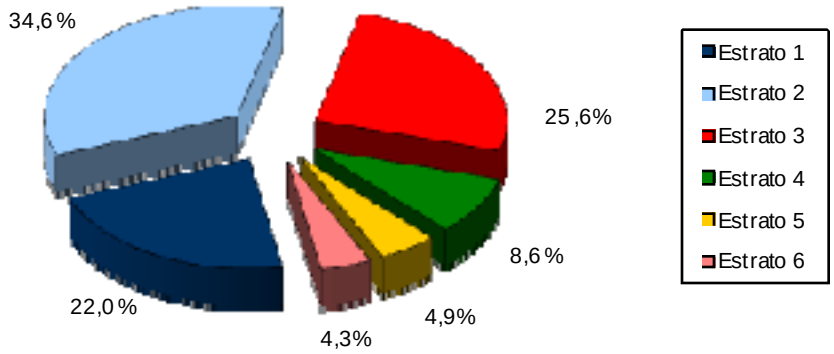
Cuadro 46: Consumo por Sector - 2006



FUENTE: UPME – Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión

Dentro del sector residencial se evidencia una concentración del consumo en los estratos medio-bajos debido a las condiciones de estratificación del país. El estrato 2 es el que mayor consumo tiene con el 34,6%, seguido del estrato 3 con 25,6% y del estrato 1 con 22,0%.

Cuadro 47: Distribución Consumo Estratos en el Sector Residencial - 2006



FUENTE: UPME – Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión

Panorama de Inversión en Colombia

Clima Político

Colombia ha logrado mantener su sistema democrático por más de 50 años y a pesar de su conflicto interno, se destaca en el entorno latinoamericano como un país maduro y estable. Los problemas derivados del conflicto y del narcotráfico han sido determinantes en el curso que ha tomado el país en los últimos años.

Durante la década de los noventa, tuvo lugar en Colombia un escalamiento sin precedentes del conflicto interno. En 1998, el país eligió como Presidente a Andrés Pastrana, cuya propuesta central giró en torno a la posibilidad de alcanzar un acuerdo de paz con la guerrilla por medio de una negociación pacífica. El proceso fracasó por diversos motivos, y llevó a la opinión pública a optar por una política más fuerte contra los grupos insurgentes.

Álvaro Uribe asumió la Presidencia de la República en 2002, habiéndose comprometido a enfrentar a los grupos violentos con la autoridad del Estado y a emprender reformas conducentes a combatir la corrupción, cambiando radicalmente la forma de operar del Estado colombiano. En desarrollo del programa propuesto, la administración Uribe ha adoptado una serie de medidas en el campo político y en la lucha frente a los grupos insurgentes. Justo después de iniciar actividades, el Gobierno, haciendo uso de regímenes de excepción previstos en la Constitución, tomó medidas cuyo objetivo fue dotar a las Fuerzas Armadas con recursos adicionales para librar la lucha contra los grupos insurgentes y volver a tener presencia del Estado en todo el territorio nacional, aumentar los efectivos de la fuerza pública e intensificar medidas de control, a la vez que se profundizaba la lucha contra las drogas que es la principal fuente de financiación de los insurgentes.

Los resultados después de más de seis años de esta política, son evidentes: no sólo se firmó un acuerdo con grupos de autodefensa en el que se pacta su total desmovilización, sino que las cifras de violencia se han reducido considerablemente.

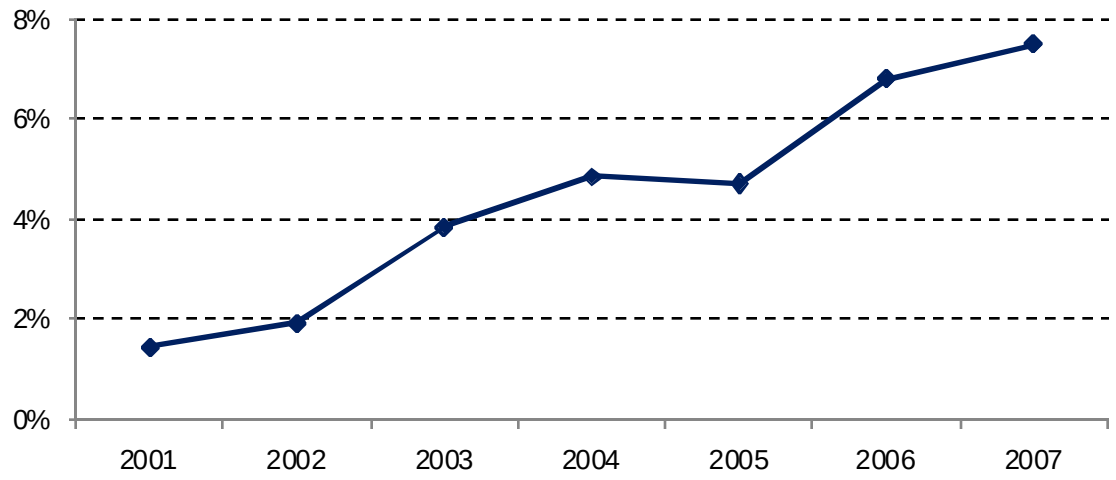
Los resultados de la política de Seguridad Democrática y la evidente recuperación de la economía colombiana, han

permitido que el Presidente, después de los cuatro años de su período de gobierno más dos años después de su reelección, goce de índices de popularidad superiores al 70%, nunca antes vistos en el país. El gobierno ha utilizado su popularidad para lograr la aprobación en el Congreso colombiano de un número importante de reformas estructurales, tanto en el campo económico como en campo de seguridad. Entre ellas sobresalen una reforma tributaria, encaminada a disminuir el déficit fiscal y a financiar el aumento de inversión en defensa y seguridad; la reforma laboral, tendiente a flexibilizar el régimen laboral y así estimular la generación de empleo; la reforma del Estado, mediante la cual logró reducir la planta de personal de varias compañías estatales y así evitar o disminuir el esfuerzo que estas compañías representaban para el fisco colombiano; la reforma pensional, tendiente a disminuir los recursos que el Estado tendrá que destinar en el futuro para el pago de pensionados. Prueba de la confianza en el Gobierno actual es la reelección que el Presidente Uribe logró en 2006.

Clima Económico

A pesar de que la lucha interna ha afectado adversamente el desarrollo de Colombia, el país ha gozado de un crecimiento económico estable y de largo plazo, mayor al promedio latinoamericano. Adicionalmente, el PIB ha crecido a una tasa promedio de 4.2% durante los últimos 50 años. Colombia también se destaca por ser el único país latinoamericano que sólo ha tenido un año (1999) de crecimiento económico negativo desde 1930. También es el único país que no ha incumplido o renegociado los términos de su deuda externa.

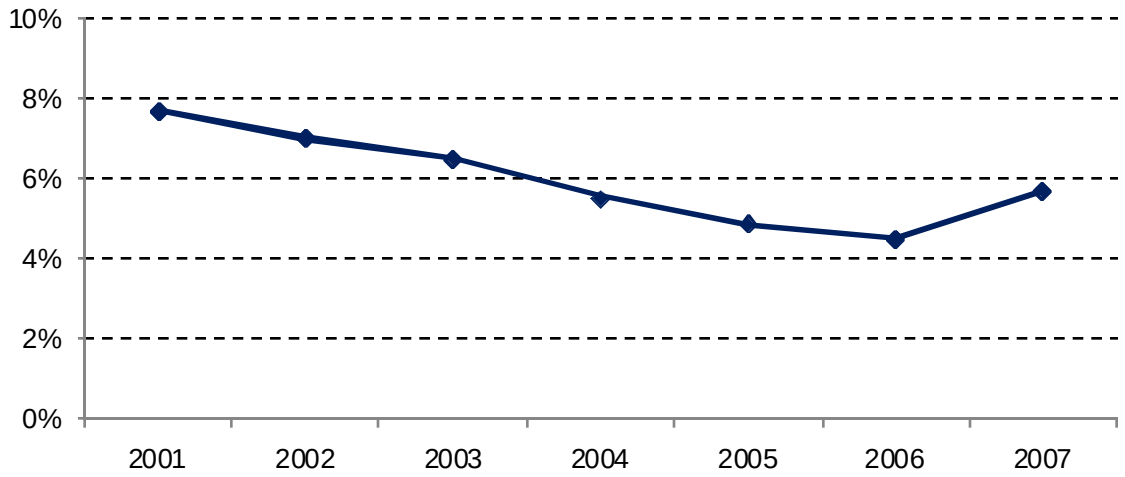
Cuadro 48: Crecimiento del PIB



FUENTE: DANE

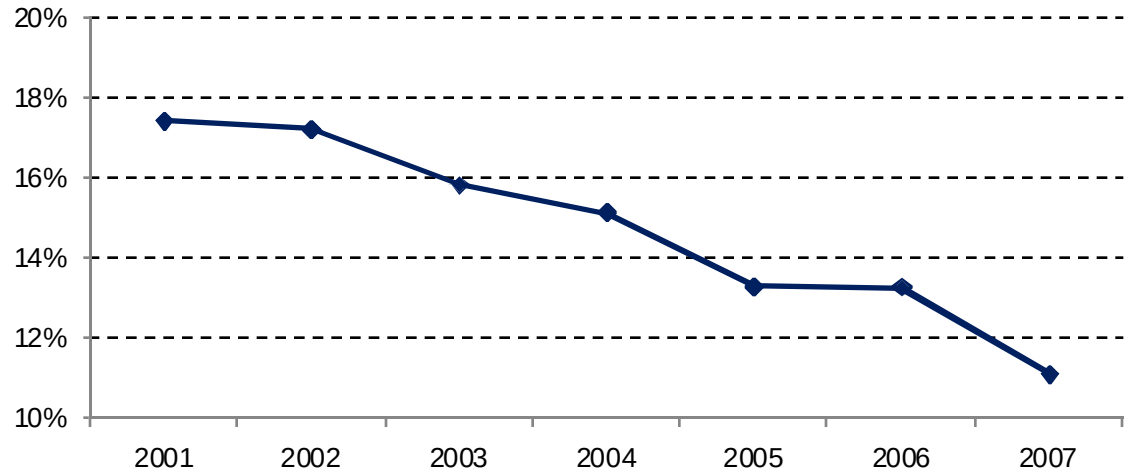
La estabilidad y el crecimiento han retomando a la economía colombiana, después de un corto período caracterizado por altas tasas de interés y altas tasas de devaluación. Todos estos cambios han sido reflejados en la notable caída en los niveles de desempleo e inflación. Este último ha permanecido en niveles de un digito desde 1999.

Cuadro 49: Índice de Precios al Consumidor



FUENTE: DANE

Cuadro 50: Desempleo



FUENTE: DANE

Por otro lado, el gobierno ha dado importantes pasos para controlar el gasto público y así reducir el déficit fiscal.

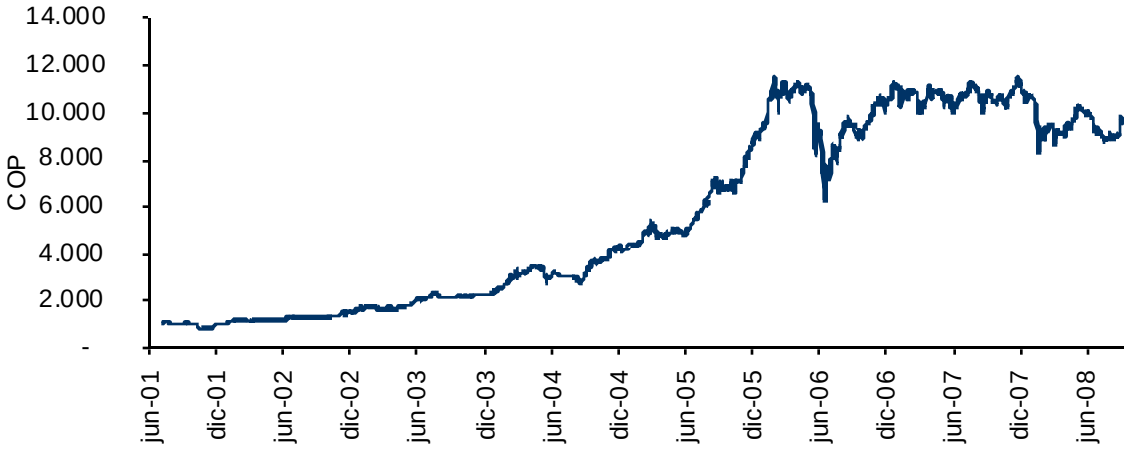
Estos logros en materia económica y de seguridad, han contribuido significativamente a reducir las tasas de interés para Colombia en los mercados de capitales. Desde enero de 2005, estas tasas han disminuido de 330 puntos básicos a 200 puntos básicos hoy día. En marzo del 2007, Standard & Poors mejoró la calificación de la deuda colombiana a BB+, resultado de los mejores indicadores económicos obtenidos por el país.

Cuadro 51: Riesgo País (spread sobre Bonos del Tesoro de EE.UU.)

FUENTE: BLOOMBERG

Actualmente, el sector financiero ha logrado un importante crecimiento en sus utilidades. Asimismo, el índice del mercado accionario de Colombia (IGBC) ha venido creciendo a tasas muy atractivas en los últimos años. Desde su creación en julio de 2001, este índice ha crecido aproximadamente 1000%.

Cuadro 52: Evolución IGBC

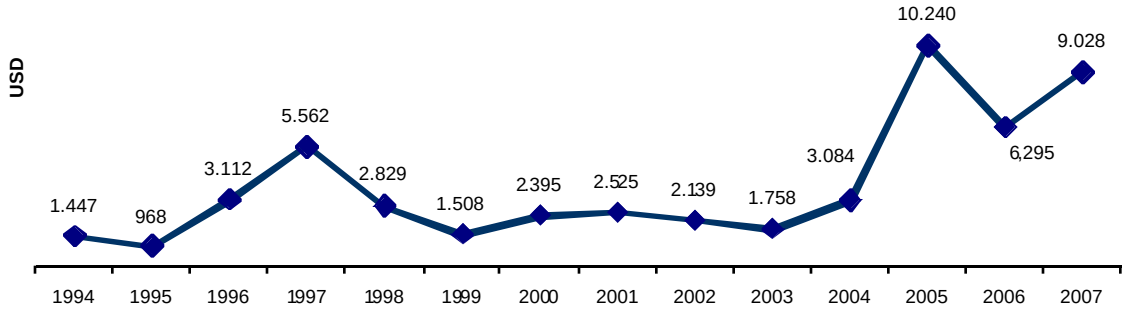


FUENTE: Bolsa de Valores de Colombia

Todos los factores anteriormente mencionados han contribuido a un mejoramiento en la percepción de riesgo por parte de los inversionistas internacionales. Por este motivo, la inversión extranjera ha venido creciendo exponencialmente durante los últimos años. En el 2005, la inversión extranjera directa alcanzó la cifra de USD 10.240 millones incluyendo USD 4.715 millones de la compra de Bavaria por SABMiller en al año 2006 la cifra fue de USD 6.464 millones y para el 2007 fue del orden de USD 9.028 millones. Muestra de ello ha sido la adquisición por parte de multinacionales extranjeras de algunas de las compañías más importantes del país. Tal fue el caso de Bavaria S.A la cual fue adquirida por SABMiller; Coltabaco S.A. por Philip Morris por cerca de USD 310 millones, Avianca por el Grupo Synergy / Ocean Air de Brasil la

inversión de Glencore en la refinería de Cartagena por cerca de USD 600 millones; OLA Telecomunicaciones por Millicom; y Bellsouth (Colombia); Colombia Telecomunicaciones por Telefónica de España; Casa Editorial el Tiempo por el Grupo Planeta; la inversión de Glencore en la refinería de Cartagena; y Acerías Paz del Río por Votorantim.

Cuadro 53: Inversión Extranjera Directa



FUENTE: Proexport

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

INFORME DE AUDITORIA GUBERNAMENTAL CON ENFOQUE INTEGRAL MODALIDAD REGULAR

EMPRESA DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELECTRICA S.A. ESP

CODENSA S. A. ESP

PERIODO AUDITADO: VIGENCIA 2002

PLAN DE AUDITORIA DISTRITAL 2003 - 2004 FASE I

DIRECCION TECNICA SECTOR SERVICIOS PUBLICOS

JULIO 2004

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

AUDITORIA GUBERNAMENTAL CON ENFOQUE INTEGRAL MODALIDAD REGULAR A CODENSA S.A. ESP

Contralor de Bogotá D. C.	Oscar González Arana
Contralor Auxiliar	Guillermo Ernesto Tuta Alarcón
Director Sector Servicios Públicos	Angel Federico Gutiérrez García
Subdirector de fiscalización	Juan Manuel Hernandez Bohórquez
Subdirector de Análisis Sectorial	Juan Manuel Quiroz González
Asesor Jurídico	Clarena Barbosa Peralta
Responsable del Sector	Luz América Díaz González
Equipo auditor:	Saúl Segura Jiménez - Líder Jairo Rodríguez Pérez Aura Nelsy Rodríguez Millán Beatriz Medellín Santana Arnulfo Velásquez
Analista Sectorial	Marco A. Miño Prieto

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

CONTENIDO

		Página
	INTRODUCCION	**4**
1.	**ANALISIS SECTORIAL – TARIFAS COBRADAS A USUARIOS REGULADOS EN EL 2002**	**5**
1.1	REGULACION SOBRE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION EXPEDIDA EN EL 2002	5
1.1.1	Tarifas en la regulación	5
1.1.2	Calidad del servicio	6
1.1.3	Utilización de la infraestructura por agentes de otros servicios	7
1.2	TARIFAS PRESTACION SERVICIO RESIDENCIAL Y SU COMPORTAMIENTO	*7*
1.2.1	Fórmula tarifaria	7
1.2.2	Comportamiento de los componentes de la fórmula tarifaria	7
2.	**HECHOS RELEVANTES DEL PERIODO AUDITADO**	**18**
2.1	NEGOCIO DE LA EMPRESA	18
2.2	DE LA AUDITORIA REALIZADA	19
3.	**DICTAMEN DE AUDITORIA GUBERNAMENTAL CON ENFOQUE INTEGRAL MODALIDAD REGULAR**	**21**
4.	**RESULTADOS DE LA AUDITORIA**	**28**
4.1	SEGUIMIENTO PLAN DE MEJORAMIENTO	28
4.2	EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO -SCI	29
4.3	EVALUACION DE ESTADOS CONTABLES, GESTION Y RESULTADOS	36
4.3.1	Evaluación del Sistema de Control Interno Contable	36
4.3.2	Propiedad Planta y Equipo	37
4.3.3	Reducción de capital	45
4.3.4	Ingresos operacionales	51
4.3.5	Costos operacionales	60
4.3.6	Valorizaciones	64
4.3.7	Proyectos de inversión	65
5	**ANEXOS**	**93**

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

INTRODUCCION

La Contraloría de Bogotá D. C., en desarrollo de su función constitucional y legal, por intermedio de la Dirección Técnica de Servicios Públicos, practicó Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral Modalidad Regular a la Empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica S. A. ESP – CODENSA S.A. por la vigencia 2002, en cumplimiento del Plan de Auditoría Distrital 2003-2004, Fase 1, de conformidad con las normas y procedimientos definidos en la Resolución 030 de 2003 de la Contraloría de Bogotá.

La auditoría se focalizó a la evaluación de la Gestión y Resultados, en las áreas Financiera y Comercialización de la Empresa; al interior de estas áreas se evaluaron aspectos como Propiedad, Planta y Equipo, Reducción de capital, Ingresos operacionales, Costos operacionales, Proyectos de inversión y evaluación del Sistema de Control Interno; para lo cual se formularon requerimientos a la administración cuyas respuestas fueron analizadas por el equipo auditor, la parte que se consideró pertinente por no haber sido conforme a las solicitudes, se incluyen en el presente informe.

Las líneas de auditoría responden al análisis e importancia del comportamiento financiero y los riesgos asociados a los procesos y actividades ejecutadas, por cuanto estas representan un punto estratégico misional y de apoyo para los resultados de la entidad.

Teniendo en cuenta la prestación del servicio de energía y el interés de la comunidad suscriptora del servicio, la cual reviste importancia estratégica y misional de CODENSA S.A. en el sector energético del Distrito Capital; la Contraloría de Bogotá espera que este informe contribuya al mejoramiento continuo y con ello a una eficiente administración de los recursos, lo cual redundará en el mejoramiento de la calidad de vida de la ciudadanía.

Para el logro de este objetivo la Empresa dispone de la infraestructura necesaria como líneas de subtransmisión, subestaciones y redes de distribución, a través de las cuales efectúa la transmisión de la energía y se encuentran dentro del marco geográfico del Distrito Capital y Cundinamarca. La prestación del servicio de venta de energía por parte de CODENSA S.A. ESP, se realiza a través de un macroproceso el cual se inicia con la compra de energía y termina con el suministro de la misma a sus clientes, realizando los procesos de Planeación, Distribución, Regulación, Comercialización y Administración de Recursos.

1. ANALISIS SECTORIAL - TARIFAS COBRADAS A USUARIOS REGULADOS EN EL 2002

1.1 REGULACION SOBRE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

1.1.1Tarifas en la Regulación

El tema de tarifas ha estado presente, en la agenda de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, durante el 2002, en forma constante, debido a la finalización del período tarifario comprendido entre los años 1998 y 2002. Esto significaba una revisión del modelo diseñado en la Resolución 031/1997, con los ajustes y cambios que se consideraren necesarios. Dentro de este tema la CREG expidió las siguientes resoluciones:

- Mediante la Resolución 013 del 20 de marzo de 2002, se estableció la metodología para el cálculo y ajuste en la determinación de las tasas de retorno, que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el siguiente período tarifario.

- Al vencimiento del período tarifario 98 - 02, la CREG mediante la Resolución 047/02 sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica y a los usuarios finales regulados, calcular los precios unitarios de cada Kw-h entregado, en el área del Sistema Interconectado Nacional.

- Por la Resolución 063/02, la CREG estableció un período tarifario denominado de transición, para incorporar a la tarifa los cargos correspondientes a la actividad de transporte en los Sistemas de Transmisión Regional, STR y de Distribución Local, SDL, del Sistema Interconectado Nacional, SIN, para dar cumplimiento al Decreto 1407 de 2002, en el cual el gobierno Nacional dictó una directriz política, en cuanto a la transición en los períodos tarifarios, con el objeto de que los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica no se vean sometidos a un aumento súbito respecto de las tarifas que deban sufragar por la actividad de distribución, en el siguiente período, de tal manera que los incrementos que deban producirse se realicen en forma gradual, utilizando la mejor información disponible. Los lineamientos generales habían sido puestos en consideración mediante la Resolución 053/02 del 01 de agosto de 2002.

- En desarrollo del proceso para establecer un nuevo marco normativo del sistema tarifario, la CREG expidió la Resolución 068/02 por medio de la cual

dio a conocer las bases para el nuevo modelo para determinar el cargo por Comercialización como componente del valor unitario de las tarifas en el mercado regulado.

- Por medio de la Resolución 082/02 se definió una nueva metodología de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional, STR y Distribución Local, SDL, pertenecientes al nivel de tensión 4. Ésta Resolución es el resultado de las consideraciones que los agentes, usuarios y terceros interesados plantearon sobre los principios generales y la metodología sometida por la CREG mediante la Resolución 073/02. Se resalta la nueva función encomendada al Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, como encargado de liquidar, facturar y administrar las cuentas de los Operadores de Red del sistema Interconectado Nacional SIN, con ingresos aprobados por la CREG. Se anota que esta Resolución fue corregida mediante la Resolución 027/03, especialmente por equivocaciones en los valores de algunas unidades constructivas, descripción incorrecta de una unidad constructiva y un error en el numerador de la fórmula de Cargos en los sistemas STR y SDL, CD. Igualmente debe destacarse que mediante la Resolución 046/02, la CREG determinó que las empresas distribuidoras de electricidad someterán a aprobación los estudios de los Cargo por Uso del STR o del SDL a partir del primer año del siguiente período.

1.1.2 Calidad del servicio

La calidad del servicio es uno de los aspectos más importantes dentro de los objetivos de la CREG, en tal sentido anualmente deben actualizarse diversos elementos que se manejan en el tema de calidad, entre ellos uno de los más importantes es el de las metas de confiabilidad en la entrega al usuario final.

- El 30 de diciembre de 2002, se dictó la Resolución 084, mediante la cual se dictaron normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, relacionadas con las disposiciones de la Resolución CREG 159/01, que estableció la forma de calcular las compensaciones a los usuarios hasta cuando la Comisión determine las nuevas metas de calidad asociadas con el nuevo régimen tarifario y el procedimiento para la aplicación de dichas diferencias; en virtud que se consideró necesario evaluar los estudios adelantados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en relación con el cumplimiento de las metas de calidad por parte de los Operadores Regionales.

1.1.3 Utilización de la Infraestructura por Agentes de otros Servicios

También la CREG debe regular las relaciones técnicas y económicas de los agentes de distribución con otros de otros sectores que eventualmente pueden utilizar la infraestructura.

- Por la Resolución CREG 060/02, expedida el 30 de agosto, se establecieron los factores de actualización de los costos determinados en la Resolución 144 /01. Ésto en virtud de la potestad que el Artículo 13 de la Ley 680 de 2000, entregó a las comisiones de regulación de telecomunicaciones y energía y gas, la capacidad para regular lo correspondiente a postes y ductos.

1.2 TARIFAS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO RESIDENCIAL Y SU COMPORTAMIENTO

1.2.1 Fórmula tarifaria: (del anexo de la Resolución 031/97)

"… El costo unitario monomio está dado por la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

Es la ecuación que determina el costo económico en la prestación del servicio, reúne los costos en cada uno de los negocios que componen el servicio eléctrico. Es un modelo que deben cumplir todas las empresas del país.

donde:

n : Nivel de tensión.
Son cuatro niveles separados en 1, 30 y 62 Kv,

m : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

t : Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (t= 0, 1, 2, 3, 4)

z: No se emplea actualmente

CU, G, T PR, D, C, O se definen con su análisis en los apartes siguientes

1.2.2 Comportamiento de los componentes de la formula tarifaria

1.2.2.1Costo Unitario de cada Kilowatio – hora, CU

En forma global el costo unitario CU, de nivel 1 de tensión, creció en el 2002, de $165.65/Kw-h en diciembre 31 de 2001, a $191.17 $/Kw-h, en diciembre 31 de 2002, con un aumento del 15.40%, notoriamente superior al crecimiento del costo de vida en ese año que llegó al 6.99%; inclinando nuevamente la tendencia de los precios de referencia hacia ascensos con pendiente por encima del nivel de inflación, teniendo en cuenta que en el 2001, el margen de incremento había descendido en forma muy notable a 4.34%, todo dentro del marco de permanentes oscilaciones que ha marcado la aplicación del primer modelo adoptado por la CREG con la Resolución 031/97. Sin embargo no todos los componentes tuvieron igual trayectoria, unos tuvieron un notable crecimiento mientras otros incluso disminuyeron.

1.2.2.2 Generación "G"

La generación es la actividad del sector eléctrico cuya función es la producción de la energía eléctrica mediante la conversión de otras formas de energía en energía eléctrica. Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

Los generadores son aquellas empresas con equipos, con capacidad instalada igual o superior a 20 MW, que están autorizados para efectuar la comercialización de su energía en el llamado Mercado Mayorista de Electricidad. Las Plantas Menores, son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW, reglamentada por la Resolución CREG-086 de 1996. Autogenerador es aquella entidad que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades, y no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo aplicando la Resolución CREG-084 de 1996. Como Cogenerador, se entiende la empresa o entidad productiva que genera energía utilizando un proceso de Cogeneración, con resultado combinado de energía eléctrica y energía térmica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y orientadas a procesos industriales o comerciales, de acuerdo con la Resolución CREG-085 de 1996.

Los valores de G en la fórmula tarifaria están determinados fundamentalmente por el costo promedio de las transacciones propias en el mercado y el costo promedio de todas las transacciones en el mercado mayorista, mediante una ponderación cuyo objetivo es el de evitar un desborde de los precios de compra propios sin limitante alguno, dado que el mecanismo podría manejarse como un "*Pass Through*" , trasladando los precios propios al usuarios final, lo que desvirtuaría totalmente el concepto de mercado, sin embargo la efectividad misma de la

herramienta de ponderación, para incentivar la mayor eficiencia en las compras, objetivo del mercado, puede no tener suficiente peso permitiendo un margen muy amplio de maniobra en las compras.

La expresión matemática adoptada ha intentado evitar trasladar la volatilidad de los precios en el mercado mayorista, al usuario final, mediante mecanismos de amortiguación, sin embargo no se da una señal muy clara de las condiciones de escasez o abundancia por las cuales atraviese el mercado.

El mecanismo de "G" responde también a la estrategia comercial de la compra de energía de generación por parte de los comercializadores, lo cual necesariamente afecta al usuario final, esto significa que también la gestión de las empresas comercializadoras, como CODENSA SA ESP, en el caso de Bogotá, afecta a los usuario capitalinos.

El componente de Generación, mantuvo durante el 2002, una tendencia al alza pasando de $55.17 /Kw-h en diciembre de 2001 a $64.61/Kw-h en diciembre del 2002, aumentando en 17%. El valor por generación aplicado a los usuarios depende de los valores promedio de las compras hechas por CODENSA S.A. ESP y de las realizadas por todos los comercializadores en el conjunto del MEM. En las primeras, los valores en diciembre, estuvieron entre $54.96/Kw-h en el 2001 y $63.91/Kw-h en el 2002, mientras que en las últimas, para las mismas fechas se situaron en $55.98/Kw-h y $66.54. Como resultado de éste comportamiento el valor aplicado al usuario final, estuvo por debajo de los valores de las compras del MEM, y por encima de las realizadas por la Empresa. Esto significa un mejor resultado de la gestión de compras de la Empresa, con relación a años anteriores.

1.2.2.3. Transmisión "T"

En las tarifas de los usuarios regulados entra también, como un segundo componente, el costo del sistema interconectado de transporte o transmisión de energía eléctrica, compuesto, a nivel del país, por el conjunto de líneas con sus correspondientes módulos de conexión a las subestaciones, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV., conocida como el Sistema de Transmisión Nacional (STN), y cuya función principal es la de transportar la energía producida por los generadores hacia los consumidores entregándola através de los sistemas de los distribuidores. Con esta actividad está, la no menos importante, del control operativo del sistema nacional, cuyo centro principal es el Centro Nacional de Despacho instalado en Medellín, pero cuyo costo se transfiere en las tarifas por el componente "O".

El marco regulatorio definido inicialmente para esta actividad, fue el contenido en las Resoluciones CREG-001 y CREG-002 de 1994, que tenían carácter transitorio, transición que finalizó el 31 de diciembre de 1999, cuando entró a regir de manera integral las normas expedidas en la Resolución CREG-218 de 1997.

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio conformado por las resoluciones 001 y 002 de 1994 eran los siguientes:

- Los generadores y los comercializadores conectados al Sistema Interconectado Nacional, debían pagar por mitad a los Transmisores Nacionales, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, además de los de conexión, de acuerdo con la metodología para su cálculo, que consistía en una estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos, definiendo un marco de eficiencia.

  Los Cargos así determinados se ajustaban al ingreso regulado establecido por este concepto y que cubrían los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del STN. Como resultado de la aplicación de esta metodología, los Cargos por Uso de la red podían ser positivos (el usuario paga) o negativos (el usuario recibe), dependiendo de la zona o subzona del STN en la cual el usuario se encontraba conectado; cabe anotar que los cargos a los agentes comercializadores se trasladaban a los suscriptores del servicio vía tarifas.

- La confiabilidad del servicio de transmisión, es elemento básico para la calidad de la energía entregada al usuario, y elemento determinante en su dimensionamiento y por ende en los costos reconocidos y los cargos que se generan, razón por la cual el Código de Redes, resolución CREG 025 de 1995, estableció dos métodos de evaluación de la confiabilidad: el método probabilístico y el determinístico. En el primero se establece un límite del 1% en el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia, VERP, en cada nodo de la red de 22OkV., la expansión se hace con el criterio de mínimo costo cumpliendo con el límite mencionado. El segundo método utiliza el criterio de que la red debe ser capaz de transportar la energía desde los centros de generación a las subestaciones de carga en condición normal y con la indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez. Este método se denomina N -1.

En el 2000, se expidió un nuevo marco regulatorio, con vista a corregir algunas deficiencias en la regulación y definir elementos para desarrollar la expansión. Los aspectos más relevantes son los que se resumen a continuación:

- El Ingreso Anual de los Transmisores Nacionales, correspondiente a proyectos nuevos, durante los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación de la obra, será el mismo que haya ofrecido en la respectiva convocatoria. Los oferentes propondrán un Ingreso Anual Esperado, en pesos constantes de la fecha de oferta, para cada uno de los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación del proyecto. El oferente con el menor Valor Presente del flujo de Ingresos Esperados, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

Mediante la Resolución 103 de 2000 se estableció definitivamente la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del sistema de Transmisión Nacional.

De acuerdo con lo estatuido por la CREG el Ingreso Anual IA aplicable a los activos existentes, que no hayan sido objeto de convocatorias, será el resultado de aplicar la siguiente fórmula genérica:

$$IA = \lfloor CAEA + CAET \rfloor + \lfloor CRE \rfloor * \%AOM$$ [1]

Mediante la Resolución 026 de 1999, se adoptó la metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN, fijando los costos unitarios aplicables durante el período 2000 - 2004, además se establecieron las áreas típicas de las unidades constructivas de subestaciones.

Las Unidades Constructivas para efectos de la resolución y su aplicación al Sistema de Transmisión Nacional, se conforma de dos grandes grupos:

---

[1] **IA** Ingreso anual
CAEA Costo Anual Equivalente del Activo Bruto Eléctrico valorado a costo de reposición incrementado este activo en un % ANE reconocido por concepto de Activo No eléctrico. La anualización se calcula sobre un período de 25 años y tasa de descuento del 9%.
%ANE 5% corresponde al margen por concepto de Activo No Eléctrico Reconocido
CAET Costo Anual Equivalente del Terreno.

$$CAET = \%R \times \Sigma ATUCuc \times VCTuc$$

VCTu.c Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva Correspondiente
ATUCuc Area típica de la Unidad Constructiva correspondiente
%R 8,5% Corresponde al valor anual reconocido por concepto de terrenos

$$CRE = \lfloor \Sigma Ucuc \times CUuc \rfloor$$

Ucuc Unidad Constructiva de Activo Bruto
Cuuc Costo de cada Unidad Constructiva
%AOM Porcentaje rreconocido de gastos de Administración Operación y Mantenimiento

- Subestaciones
- Líneas

Dentro del grupo de subestaciones se encuentran los módulos para los diferentes arreglos de barraje para 230 Kv., y 500 Kv.; y de las bahías para transferencia acople, seccionamiento para esos mismos voltajes; igualmente las bahías y módulos de compensación

En líneas se establecen los costos unitarios por kilometro de línea, en los voltajes de 230 Kv., y 500Kv., para circuitos sencillos y dobles, en 3 niveles de altura.

Los cargos aplicables a los comercializadores, en el año 2002, por Uso del STN, diferentes a los proyectos se determinan dividiendo los ingresos regulados mensuales, disminuidos por los pagos por conexión profunda, por la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en cada una de sus fronteras comerciales, referida a 220 Kv.

Los cargos por uso monomio horario del STN con diferenciación horaria por Período de Carga se calculan a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de acuerdo con la correspondiente metodología de repartir teniendo en cuenta el número de horas asociadas y la potencia resultante.

Las disposiciones expedidas, han tenido el objetivo de: introducir elementos que permitan la competencia entre los Transmisores existentes y potenciales; ejecutar el Plan de Expansión a precios definidos por el mercado; resolver la falta de claridad en las normas vigentes, en cuanto la responsabilidad de los distintos Transmisores en la ejecución del Plan de Expansión del STN.

El componente del precio por Transmisión creció en el 2002 de $11.95/Kw-h a $16.39 / Kw-h, lo cual revela un incremento del 37%, la causa fundamental de este incremento radica en el traspaso del valor de la porción que estaba a cargo de los generadores a los comercializadores, de tal forma que se eliminó la parte que asumían los generadores mientras los comercializadores asumieron el 100% de este costo. Esta fue una de las vías mediante la cual la CREG alivió algunas de las obligaciones comerciales de los generadores, con lo cual se mejora su P & G, dando mayor rentabilidad. Observando el comportamiento mensual del componente Transmisión, se verifica que en el mes de febrero/02 pasó de $11.4290 /Kw-h a $15.364/Kw-h, un incremento del 34% por la operación señalada, de ahí hasta diciembre el aumento solo fue del 6.7%.

La CREG atendió las solicitudes de los agentes distribuidores y comercializadores, y durante el 2002 no se presentó variación en las pérdidas reconocidas PR que permanecieron en 14.75%, en lugar del 13% como estaba programado inicialmente en la Resolución CREG 31 de 1997. Esto significa que los valores sumados de Generación y Transmisión, tienen un 2% más de valor que si se hubiera aplicado lo originalmente dispuesto. No puede discutirse que la situación de electrificadoras es notablemente crítica, sin embargo el tema de pérdidas ha estado permanentemente en la agenda del sector por más de 20 años y no resulta consecuente con los postulados de la Ley 142 de 1994, trasladar por medio de las tarifas las ineficiencias, pero además no se ha diseñado un mecanismo para compartir con los usuarios los superávits que han logrado algunas empresas.

1.2.2.4 Distribución "D"

La actividad de distribución es la relacionada con los sistemas de Distribución, que comprende los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los de Distribución Local (SDL), que llevan la energía desde los sistemas de transmisión hasta los usuario finales y definidos como:

.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

El marco regulatorio vigente en el período que terminó en el 2002, aplicable a las empresas distribuidoras, está contenido principalmente en las Resoluciones CREG-003 de 1994 y CREG-099 de 1997. Los aspectos más importantes de ese marco que condicionan el manejo tarifario son:

- Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de los Cargos por Uso de la red y los de conexión cuando tenga lugar.

- Los Cargos son por empresa y por Nivel de Tensión. Los cuatro Niveles de Tensión son: Nivel IV (> 62 kV, < 220 kV), Nivel III (>30 kV, < 62 kV), Nivel II (>1 kV, < 30 kV) y Nivel I (< 1 kV).

- Los Cargos por Uso de los STR´s y/o SDL´s, se establecen de tal forma que los usuarios finales de las redes pagan un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes, que se liquidan a los usuarios a través del correspondiente comercializador, mediante el cargo monomio ($/kWh) aprobado para el respectivo Nivel de Tensión, aplicable a la energía facturada correspondiente al período de facturación

- En el nuevo período tarifario los Cargos remunerarán a costo de reposición, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del Sistema de Transmisión Nacional (STN), hasta el punto de entrega al usuario. Incluyendo los costos de conexión del sistema del transportador al STN, pero no los costos de conexión del usuario al respectivo sistema.

El valor de Distribución siguió los parámetro vigentes desde la Resolución 86 de 1997, que estableció un valor base para cada una de las empresas que desarrollan esa actividad, al cual se le aplicó un factor de crecimiento según el Indice de Precios al Productor. En el mes de diciembre de 2001 tenía un valor de $61.83 /Kw-h y termino el año 2002 con un valor en diciembre de $69.65/Kw-h, un incremento del 11.8%

1.2.2.5. Comercialización "C"

Actividad consistente en la compra de energía eléctrica por parte de los comercializadores en el mercado mayorista, y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras del sector eléctrico, cualquiera que sea la principal. La comercialización de energía se efectúa entonces en dos niveles: el de los usuarios finales, a nivel minorista y el de la producción o mercado mayorista.

La determinación de un precio máximo fue el mecanismo de reconocimiento por el cual se adoptó el valor reconocido, mediante la metodología de eficiencia relativa, soportada mediante el modelo conocido como Análisis Envolvente de Datos (DEA).

Mercado de Usuarios Finales. Con relación al mercado de usuarios finales, el marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías:

Usuarios Regulados
Usuarios No Regulados.

La diferencia básica entre ambos, se relaciona con el manejo de los Precios o Tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad. Mientras para los primeros, las Tarifas son establecidas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria, en el segundo caso los Precios de venta son libres y acordados entre las partes.

La Ley fijó inicialmente como requisito para que un Usuario pudiera optar por la categoría de No Regulado, la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 MW. Así mismo la Ley otorgó a la CREG la facultad de ir reduciendo gradualmente dicho límite, hasta donde se encontrara adecuado. El límite vigente en la actualidad es de 0.1Mw de capacidad instalada mínima o 55Mwh-mes de consumo

Las normas vigentes más relevantes sobre Usuarios No Regulados, están contenidas en la Resolución CREG-199 de 1997. En el caso de los Usuarios Regulados, las normas más relevantes se establecieron en las Resoluciones CREG-031 y CREG-079 de 1997 (Fórmulas Tarifarias).

El costo de Comercialización fue uno de los que venían presentando una tendencia leve al alza, sin embargo en el 2002 resaltó con su aumento importante así en el mes de diciembre de 2001 se encontraba en $16.41 /Kw-h y un año después, en diciembre de 2002 arrojaba un valor de $20.09/ Kw-h, lo cual significa un incremento del 22.4%.

1.2.2.6 Costos adicionales del mercado mayorista "O"

El componente "O" cubre una serie de costos, entre ellos los asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios en la gestión del Servicio Interconectado Nacional SIN, que progresivamente fueron variando del 50% al 100% de esos costos; igualmente se incluyen los de remuneración del administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC y los centros de control del SIN, como el Centro Nacional de Despacho CND, y los Centros Regionales de Despacho CRD, al igual que las contribuciones a la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos.

En épocas de atentados a la infraestructura energética, en especial a las torres de transmisión el costo de las restricciones ha mostrado un alto nivel de volatilidad, que se ha transferido al usuario final como un promedio móvil de 3 meses. Esto trajo distorsiones importantes en el mercado mayorista, acentuando posiciones dominantes y una tendencia a la especulación, lo cual indujo a la expedición por la CREG de las resoluciones 026 y 034 del 2001, que trajeron un efecto de disminución del valor de las restricciones aplicadas, aun cuando significaron por otro lado una intervención en la formación de los precios, alterando el funcionamiento del mecanismo de mercado.

El valor de "O", presentó una disminución, pasando de $8.67 / Kw-h en diciembre de 2001, a $6.49 /Kw-h al mismo mes del 2002, lo cual significó un descenso por ese concepto del 25%

Conclusiones

El incremento en la tarifa que CODENSA SA ESP cobró a los usuarios regulados en el 2002, fue notablemente superior a los correspondientes aumentos de los índices de precios al consumidor y de los precios al productor, IPC e IPP, en el mismo año, lo cual significa que el precio de la energía eléctrica "jalonó" el crecimiento de la inflación del año 2002.

Debe destacarse la actuación del componente de generación, que durante todo el año presentó una tendencia creciente, sin embargo es preciso señalar que a diferencia de los años precedentes, el precio promedio de compras propias realizadas por CODENSA SA ESP durante el 2002, estuvo por debajo del precio promedio del total del mercado mayorista, lo cual redunda en beneficio del consumidor regulado, que pertenecen en su mayoría al sector residencial.

El Mercado Mayorista de Energía MME, sigue presentando notables oscilaciones en los precios de las transacciones, fruto de las situaciones climáticas, que varían permanentemente, por lo tanto los precios en el sector que maneja la energía hidráulica, sufren permanentemente variaciones profundas, que no pueden asimilarse con los costos reales del sistema y que son trasladados a los usuarios regulados, a pesar del mecanismo de amortiguación adoptado, pero además el comercializador como comprador no tiene incentivos para buscar los menores precios en el mercado, por cuanto casi en su totalidad puede trasladarlos al consumidor.

Esta situación es una deformación del mecanismo de mercado que debe corregirse con el nuevo modelo, pero además deben modificarse los procedimientos a fin de evitar que las situaciones por las cuales atraviese el comercializador en el mercado no regulado, no sean trasladadas al mercado regulado.

2. HECHOS RELEVANTES EN EL PERIODO AUDITADO

2.1 NEGOCIO DE LA EMPRESA

La prestación del servicio de energía registra un cambio importante en cuanto a su proceso, desarrollo y nueva relación en la atención a los clientes, generando un impacto para la organización y beneficiarios del servicio, al implantar una nueva imagen corporativa, para que los ciudadanos la reconozcan y la valoren como una empresa moderna, competitiva que les sirve. Para cumplir este objetivo la Gerencia General adelanta una estrategia comercial y de servicios con un portafolio denominado CODENSA SERVICIOS, CODENSA HOGAR Y CODENSA CONSTRUCCIONES, iniciado a mediados del 2002:

1- CODENSA SERVICIOS:

1.1- Mantenimiento de Instalaciones	➢ Mantenimiento de transformadores ➢ Prueba de estado de cables y redes ➢ Análisis de aceites dieléctricos ➢ Análisis de termografía
1.2- Proyectos de iluminación	➢ Iluminación plantas industriales, Espacio público y recreativo, proyectos arquitectónicos y edificaciones ➢ Diseño y desarrollo de proyectos luminoténicos
1.3- Obras y proyectos eléctricos	➢ Compensación energía reactiva ➢ Obras de ingeniería ➢ Equipos de medición ➢ Cambio de voltaje
1.4- Uso racional y eficiente de energía	➢ Auditorias energéticas ➢ Benchmarking ➢ Monitoreo y referenciación ➢ Seminarios
1.5- Fibra Optica y cableado estructurado	➢ Asesorías de diseño e implantación de sistemas de cableado ➢ Mantenimientos ➢ Suministros de fibra óptica
1.6- Proyectos de alta tensión	➢ Cambios de nivel de tensión ➢ Mantenimiento de subestaciones

- Construcción de líneas de alta tensión

2- CODENSA HOGAR (objetivo no misional)

2.1 Batería de vida
2.2 Electrodomésticos
2.3 Asistencia Exequial
2.4 Viva su negocio

3- CODENSA CONSTRUCCIONES

3.1 Convenios con urbanizadores
3.2 Factibilidad del servicio
3.3 Solicitudes de conexión
3.4 Gestión nuevos suministros

La Empresa para poner en funcionamiento su portafolio de servicios tiene puntos de contacto con sus clientes como: El FONOSERVICIO (Líneas de Atención al cliente en zonas Urbana y Rural) y CENTROS DE SERVICIO AL CLIENTE (Bogotá D. E. y Cundinamarca)

Con lo anterior la Política de Calidad de la Empresa, se define así: *"CODENSA S.A. como empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía y de servicios relacionados, está comprometida en brindar a sus clientes productos y servicios de calidad que satisfagan sus necesidades de acuerdo con el segmento de mercado, estableciendo objetivos y acciones encaminadas al mejoramiento continuo, garantizando la disposición de recursos, el desarrollo y bienestar de sus trabajadores y la rentabilidad para sus accionistas, en su propósito de ser reconocida como empresa líder".*

2.2 DE LA AUDITORIA REALIZADA

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante la Resolución 3034 del 8 de marzo de 2004, sancionó a CODENSA S.A. con multa a favor de la Nación por Cincuenta y cinco millones ochocientos cuarenta y ocho mil pesos M/cte ($55.848.000), por haber incurrido, entre otros, en silencios administrativos positivos a favor de los usuarios. La mencionada Resolución le concede a la Empresa el Recurso de Reposición, el cual interpuso dentro de los términos que fija la Ley

Al respecto, la Gerencia de Planeación y Control de CODENSA S.A. en oficio del 21 de abril del presente año, señaló que *"La resolución No. 3034 de 2004 de la Superintendencia de Servicios Públicos no constituye un acto administrativo en firme por lo cual no*

puede afirmarse que CODENSA haya sido sancionada con esta. En cuanto esta esté en firme le haremos llegar una copia".

El crecimiento de la propiedad, planta y equipo en el 2002 con relación al 2001 fue de $141.532 millones (4.8%), debido a los traslados efectuados de Construcciones en Curso y Maquinaria en Montaje por $113.087 millones, a bienes en servicio, sobresaliendo en mayor proporción (87.7%) Redes, Líneas y Cables y en menor cuantía, Plantas y Ductos con el 6.1%.

La Asamblea General de Accionistas de CODENSA S.A. ESP, celebrada el 24 de junio de 2002 aprobó efectuar una reducción de capital por $551.000 millones con devolución de aportes en efectivo a favor de los accionistas.

La Superintendencia de Sociedades mediante resolución 320-02575 del 05 de septiembre de 2002 y el Ministerio de Trabajo por medio de la resolución 001915 del 16 de septiembre de 2002, autorizaron efectuar la disminución de capital social en CODENSA S.A. ESP[2] por $551.000 millones, con efectivo reembolso de aportes. De acuerdo a lo anterior la Empresa realizó desembolsos de reducción de capital en el mes de septiembre por el mismo valor, distribuidos a cada uno de los accionistas de acuerdo a su participación accionaria.

Cobra especial importancia el hecho de que la Empresa en el transcurso del 2002 adquirió deuda por $401.023 millones. De estos recursos $213.159 millones fueron tomados entre marzo y abril para pagos anticipados de compra de energía a las compañías EMGESA S.A. ESP y Central Hidroeléctrica de Betania S.A., los restantes $187.864 millones se obtuvieron entre agosto y diciembre para realizar pagos y prepagos de la deuda adquirida a comienzo del año, esta circunstancia permitió que CODENSA S.A. ESP utilizara recursos propios para el pago de reducción de capital.

[2] Informe Anual Codensa S.A. ESP-2002.

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

3 DICTAMEN DE AUDITORIA GUBERNAMENTAL CON ENFOQUE INTEGRAL MODALIDAD REGULAR

CONTRALORÍA
DE BOGOTÁ, D.C.

Doctor
JOSE A. INOSTROZA LOPEZ
Gerente General
Miembros de Junta Directiva
CODENSA S.A. ESP
Ciudad

La Contraloría de Bogotá, con fundamento en los artículos 267 y 272 de la Constitución Política, Ley 42 de 1993, Decreto 1421 de 1993 y Resolución 030 de 2003, practicó Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral en la Modalidad Regular a la Empresa Distribuidora y Comercializadora de energía S. A, ESP – CODENSA S.A. ESP a fin de evaluar la eficiencia y eficacia con que se administraron los recursos puestos a su disposición y los resultados de su gestión.

El examen al Balance General a diciembre 31 de 2002 y el Estado de Actividad Económica y Social por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2002, comparado con el 2001, fueron auditados por la Contraloría de Bogotá en cumplimiento de disposiciones legales vigentes aplicables a la Empresa, incluyó pruebas selectivas, de las evidencias a los documentos que soportan la gestión de la entidad y presentación las cifras en los estados contables, en observación a la aplicación del decreto 2649 de 1993 y de algunas normas expedidas por la Contaduría General de la Nación, así como la adecuada implementación y funcionamiento del sistema de control interno.

Las líneas de auditoría seleccionadas responden al análisis e importancia y de los riesgos asociados a los procesos y actividades ejecutadas, focalizadas a la evaluación de la Gestión y Resultados, en las áreas: Comercialización y Financiera de la Empresa; al interior de estas áreas se evaluaron aspectos como Propiedad, Planta y Equipo, Reducción de capital, Ingresos operacionales, Costos operacionales, Proyectos de inversión y seguimiento al plan de mejoramiento, por representar puntos estratégicos para los resultados de la gestión.

Es responsabilidad de la Administración la preparación de los estados contables y del contenido de la información suministrada para ser analizada por la Contraloría de Bogotá. La responsabilidad de este ente de control consiste en producir un informe integral en el cual se exprese la opinión sobre la razonabilidad de dichos estados y un concepto sobre la

gestión adelantada por la Administración, así como el grado de acatamiento a disposiciones legales, calidad y eficacia del sistema de control interno,

El informe es el resultado a la evaluación de aspectos administrativos, financieros, que una vez detectados por el equipo auditor fueron comunicados a la Empresa en forma oportuna, hecho que redundará en el mejoramiento continuo, eficaz y eficiente de la prestación del servicio de energía eléctrica en Bogotá y Cundinamarca.

La auditoría se llevó a cabo de acuerdo con las Normas de Auditoría Gubernamentales Colombianas compatibles con las de General Aceptación, así como las políticas y procedimientos de auditoría establecidos por la Contraloría de Bogotá acorde a ellas, igualmente requirió de la planeación y la ejecución del trabajo con el fin de proporcionar una base razonable para expresar los conceptos y la opinión en este informe integral.

Concepto sobre la gestión y los resultados

Si bien es cierto, la gestión de CODENSA S.A. ESP, a diciembre de 2002, frente a los Proyectos de Inversión seleccionados, fue adecuada, en razón de que el avance físico de los proyectos de inversión seleccionados reflejaron niveles entre el 96% y 100%, indicando que los objetivos de los proyectos se cumplieron; se debe mencionar que mediante la revisión efectuada, se detectaron en la ejecución de los proyectos situaciones consideradas como deficiencias de Control Interno que de alguna manera impactaron la gestión, las cuales se resumen a continuación:

- En la formulación y evaluación de los proyectos de inversión se encontró que las Fichas de Presentación de Proyectos no se diligenciaron completamente ni se consignaron las explicaciones que justificaran el no diligenciamiento y los Informes de Evaluación no se realizaron con la rigurosidad requerida al no considerar la totalidad de aspectos, demostrando deficiencias en el seguimiento y control a la formulación y evaluación de los mismos.

- La Gerencia de Planificación y Control no emprendió acciones, sugerencias o recomendaciones tendientes a mejorar o completar la información de los anteriores soportes, denotando que CODENSA S.A. ESP careció de mecanismos efectivos para la verificación,

seguimiento y control a la formulación y evaluación de los proyectos de inversión.

- La carencia de un procedimiento formal para la formulación y evaluación de los proyectos incidió en las deficiencias detectadas en este proceso. Hasta agosto de 2002, se formalizó el Manual de Inversiones de CODENSA S.A. ESP.

- En la ejecución de actividades programadas para los proyectos de inversión, se observaron las siguientes situaciones: Solo uno cumplió al 100% todas las actividades, el 410144; los proyectos 410233 y 540001 reflejaron baja ejecución en las actividades más relevantes, los proyectos 410229, 410233 y 410237 presentaron sobreejecución en la actividad 3 y el proyecto 410237 programó actividades que no se ejecutaron, indicando deficiencias en la planeación al no preveer la magnitud de lo que pretendía alcanzar.

- El nivel de ejecución presupuestal del proyecto 540001 fue bajo (67.9%), lo anterior como consecuencia de los atrasos en la ejecución de la principal actividad, por las demoras del contratista en la entrega de terminales, instalación de equipos y adicionalmente, la repetición de pruebas con recursos de la fase II[3], por lo cual se concluye que el manejo de los recursos asignados fue deficiente y evidenció debilidades en la planeación y seguimiento, afectando el cumplimiento de lo programado en el proyecto.

- El análisis a la programación y ejecución, mes a mes, de las actividades previstas en los proyectos de inversión, permitió establecer que no se realizaron dentro de la cronología y magnitud programadas.

- En la ejecución física, se observa que el presupuesto no se ejecutó como se programó, confirmando las debilidades en la planeación, seguimiento y ejecución de los proyectos de inversión, tal como fueron previstos.

- La falta de una efectiva articulación y retroalimentación, entre la Subgerencia de Planificación de la Red y la Subgerencia de Ingeniería y Obras como áreas que intervienen directamente en la formulación y

[3]Según Informe de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones de la Gerencia de Planificación y Control

ejecución de los proyectos de inversión, se refleja en los desfases entre la programación y ejecución física y presupuestal de los proyectos.

- Revisados y analizados los informes mensuales de seguimiento a los proyectos, se observó que no fueron adecuados, al evidenciar que la justificación presentada en ellos se repitieron de un mes a otro, como en el caso de los proyectos 410144 y 540001, en los cuales se detectó que la justificación presentada en el mes de junio de 2002, se repitió en julio a diciembre de 2002, sin aportar elementos nuevos que ilustraran cómo iba la ejecución del proyecto. Así mismo se detectó que durante el 2002 no se realizó evaluación expost a los proyectos, afectando la retroalimentación.

- El contenido de la Justificación presentada para algunos proyectos en el informe de seguimiento a los mismos fue enunciativo, limitándose a indicar hechos sin mencionar las causas que los generaron, lo que no permitió tener una idea completa de lo que pasó con el proyecto en el año 2002, creando inquietudes que no se resolvieron con la simple lectura de la información allí consignada.

- En cuanto a la confiabilidad de la información, se observó que presentó deficiencias, como en el caso de la denominación de los proyectos 410229 y 410233 en los que se observó que recibieron diferentes denominaciones, dando lugar a confusión. Similar situación se detectó en el valor del presupuesto programado y ejecutado del proyecto 540001, al reflejarse distintos valores en la Programación y Ejecución Física y Presupuestal y en el informe Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones.

Estas observaciones se encuentran relacionadas en el anexo de Observaciones adjunto a este informe e identificadas en el tema 4.3.7.4.1.

Concepto:

Las observaciones presentadas en los párrafos anteriores sobre Proyectos de Inversión, no inciden de manera significativa en los resultados de la administración, lo que nos permite conceptuar que en desarrollo de su objeto, la gestión adelantada y los resultados obtenidos por la Empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía – CODENSA S.A. ESP, acatan, salvo lo expresado en los párrafos anteriores las disposiciones

que la regulan, soportadas en su sistema de control interno reflejando un adecuado manejo de los recursos puestos a su disposición, cumpliendo criterios de eficiencia, equidad y economía.

Opinión sobre los Estados Contables

En cuanto a los estados contables la actividad más relevante desarrollada en el 2002 correspondió a la Reducción de Capital por $551.000 millones, de los cuales giraron $550.908,2 millones a los accionistas principales (luz Bogotá S. A. y Empresa de Energía de Bogotá), la diferencia de $91.7 millones a los accionistas minoritarios entre los cuales se encuentran trabajadores y pensionados.

En cuanto a la liquidez, al momento de efectuar el desembolso de la Reducción de Capital (septiembre del 2002), la Empresa contaba con los recursos suficientes por $1.028.890 millones. El indicador de liquidez a esta fecha era 1.78, el cual se situaba por encima del referente (1.50)

Después de la reducción de capital (septiembre a diciembre del 2002) el indicador bajó a 0.88, registrando una desviación de 0.62 veces por debajo del referente (1.50), con esta actuación no se cumplió la norma establecida por la GREG (R. 072/2002), lo cual indica que no se cumplió con esta exigencia de la entidad reguladora. Es importante anotar que este resultado no pone en riesgo la situación financiera ya que se observa un dinamismo en la generación de liquidez en cada período, así mismo el nivel de endeudamiento al finalizar la vigencia (18,97%) es normal.

Opinión

En nuestra opinión, los estados contables de la Empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.-CODENSA S.A. ESP, arriba mencionados, presentan razonablemente la situación financiera, en sus aspectos más significativos por el año terminado el 31 de diciembre de 2002 y los resultados de sus operaciones por el año terminado en la misma fecha, de conformidad con Principios y Normas de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia.

Concepto sobre el fenecimiento

Teniendo en cuenta el concepto favorable emitido por la gestión realizada, el cumplimiento de la normatividad, la calidad del Sistema de Control

Interno y la opinión expresada sobre la razonabilidad de los Estados Contables; la cuenta Rendida por la Empresa correspondiente a la vigencia de 2002, se fenece.

A fin de lograr que la labor de auditoria conduzca a que se tomen acciones de mejoramiento de la gestión, la Empresa debe diseñar un Plan de Mejoramiento que permita solucionar las deficiencias tratadas ene el tema de Proyectos de Inversión, en el menor tiempo posible, documento que debe ser remitidos a la Contraloría de Bogotá, dentro de los 15 días siguientes al recibo del presente informe, detallando las medidas que se tomarán frente a cada una de las deficiencias, responsables, cronograma de implementación de correctivos y seguimiento a su ejecución.

Bogotá D. C.,

ANGEL FEDERICO GUTIERREZ GARCIA
Director Técnico Sector Servicios Públicos

4 RESULTADOS AUDITORIA

4.1 SEGUIMIENTO PLAN DE MEJORAMIENTO

Verificado el cumplimiento al Plan de mejoramiento por parte de CODENSA S.A. ESP respecto a las observaciones formuladas por la auditoría fiscal para la vigencia de 2001, se comprobó que las deficiencias fueron subsanadas en el 100%.

A partir de la Auditoría realizada por la Contraloría de Bogotá D.C. en el 2001, la Empresa adelantó durante los años 2002 y 2003 un programa de cambio de medidores de acuerdo con lo estipulado en los artículos 132 y 144 de la ley 142 de 1994 y el numeral 11.2l Contrato de Condiciones Uniformes, para este evento, adelantó un procedimiento de notificación mediante la presentación de una carta, en la cual se le comunicaba al cliente sobre la necesidad de realizar el cambio de medidor. Igualmente, el cliente autorizaba su realización mediante la firma y devolución de la comunicación.

Los medidores cambiados eran nuevos y calibrados por un laboratorio certificado. Para el año 2000, de 35.098 clientes notificados de cambio de medidor, aceptaron la decisión 21.059. Para el 2002 la Empresa notificó a 151.740 clientes y reemplazó 91.044 medidores, equivalente al 60%.

Frente al posible detrimento patrimonial observado en la auditoria anterior, la Dirección de Responsabilidad Fiscal y Jurisdicción Coactiva, con ocasión de la asesoría de la firma Santander Invesment Valores Colombia S.A. a CODENSA S.A. ESP ordenó el archivo del expediente al considerar que no había méritos para imponer sanciones a la Empresa. En este sentido la observación queda subsanada.

CODENSA S.A. ESP respecto a los activos de menor cuantía, ordenó depurar la base de datos de este rubro, e identificar los activos fijos que manejan bloques de activos, es decir, activos que contienen varios elementos, cumpliendo con una parte de la labor en el 2002 y la restante en el 2003 para finalizar dicha tarea.

4.2 EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO -SCI

CODENSA S.A. ESP, debe cumplir con lo normado en artículo 46 y subsiguientes de la Ley 142 de1994 referentes al Control Interno de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, con el fin de asegurar su mejoramiento y evaluación. Así, la revisión al Sistema de Control Interno esta a cargo de la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna, la cual depende directamente del grupo ENDESA INTERNACIONAL. *"Su función es proveer a la alta dirección de una seguridad razonable de que los sistemas de control interno se encuentran concebidos adecuadamente, administrados efectivamente y que contribuyen a la creación de valor",*[4]

Con los precedentes citados, esta auditoria realizó una evaluación del Sistema de Control Interno de la Empresa, en las gerencias: Financiera y Administrativa, Atención al Cliente, Control de Morosidad y Peticiones y Recursos, para lo cual tuvo en cuenta las cinco fases del sistema: Ambiente de Control, Administración del Riesgo, Operacionalización de los Elementos, Documentación y Retroalimentación; obteniendo para estas áreas en forma consolidada los siguientes resultados:

4.2.1 Fase Ambiente de Control

Se observó que la Alta Gerencia de la Empresa le brinda apoyo decidido al fortalecimiento de la cultura de control interno, situación que permite el continuo mejoramiento y lo proyecta a los niveles profesionales y no profesionales de la estructura organizacional.

Sin embargo, a la Gerencia General como máxima autoridad, le corresponde brindar mayor importancia a las funciones que debe desarrollar la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna al interior de la organización, en virtud a que ésta tiene la responsabilidad de establecer, mantener y perfeccionar permanentemente el sistema, de acuerdo a la función, estructura, visión y misión de la organización.

4.2.1.1 Principios Eticos y Valores de la Institución

La Empresa está desarrollando un proceso participativo de sensibilización a través de la difusión de los Principios, Valores y Pertenencia de la

[4] Informe de auditoria interna de la Gerencia Corporativa.

Entidad, encontrando receptividad a estos compromisos, reflejándose en el compromiso individual y en el sentido de pertenencia.

4.2.1.2 Compromiso y respaldo de la Alta Dirección

El nivel directivo ha promovido y promueve el mejoramiento del Sistema de Control Interno, interiorizándolo en toda la organización para la consecución de mayores niveles de eficiencia en el desempeño individual, debido a su responsabilidad y al cumplimiento de normas. Su compromiso y respaldo está definido como una política general de la alta gerencia.

4.2.1.3 Cultura de Autocontrol

Las gerencias encuestadas arrojaron mejor conocimiento de la promoción y ejemplarización de este factor de valoración, debido a que los trabajadores principalmente y los directivos conocen acerca de la cultura del autocontrol, como principios y valores fundamentales para mejorar la cultura organizacional.

En cada uno de los empleados se han delegado responsabilidades en el cumplimiento de objetivos y metas a través de su trabajo, ejerciendo el autocontrol, contribuyendo al mejoramiento continuo.

4.2.1.4 Cultura del Diálogo

De acuerdo a las encuestas realizadas, se estableció que existe diálogo permanente con los funcionarios en las diferentes gerencias y se realizan reuniones frecuentes, generando ambiente de dialogo y respeto.

4.2.2 Fase Administración del Riesgo

La identificación de los riesgos, actividad que lidera la Gerencia de Planificación y Control, se ha desarrollado en el ámbito de cada una de las gerencias, el ejercicio comprende la identificación del mismo y la formulación de acciones para la minimización de dichos riesgos, expuestos en un mapa diseñado por la firma DELOITTE & TOUCHE y mediante seguimiento al Sistema SAP se corrigen los procesos no funcionales.

4.2.2.1 Valoración de Riesgos

La empresa cuenta con una clasificación por prioridades identificadas en matrices, para establecer comparaciones que permitan valorar su incidencia.

4.2.2.2 Manejo de Riesgos

La empresa tiene establecido políticas y procedimientos para el manejo de los riesgos, toma acciones correctivas para disminuir efectos negativos, originados en la falta de identificación preventiva. Según lo evaluado en el área de contabilidad existen inconvenientes con la oportunidad de la información del Banco Agrario, debido a su localización en municipios con problemas de seguridad

4.2.2.3 Monitoreo

Existe un plan de manejo de riesgos que facilita en la marcha, la toma de decisiones en aspectos relacionados con proyectos y macroproyectos.

El monitoreo está en cabeza de las gerencias para cada uno de sus procesos, avalados por la Gerencia General.

4.2.3 Fase Operacionalización de los Elementos

Ubica a la Empresa con una ponderación buena, debido a la articulación de los procesos organizacionales con el desarrollo del talento humano y los sistemas de información, por consiguiente el riesgo es mínimo.

4.2.3.1 Esquema Organizacional

Existen líneas claras de autoridad y establecimiento formal de autorizaciones en los distintos niveles de la organización. Así mismo la Empresa ha dado respuesta a los cambios internos y externos, dados principalmente en la normatividad del sector eléctrico, permitiendo su funcionabilidad. Se evidenció delegación de competencias y grupos internos de trabajo, además el área contable cuenta con un sistema de costos por actividades, obedeciendo a la tecnificación de sus recursos.

4.2.3.2 Planeación

Como herramienta Gerencial manejan el Plan de Gestión donde está incluido el Plan Estratégico, el cual articula y orienta las acciones de la entidad en cada Gerencia hacia el logro de objetivos y metas. Sin

embargo, existen debilidades las cuales se plasman en este informe en la parte de Proyectos de Inversión (numeral 4.3.7)

Se observa que la empresa en el proceso de planeación, utiliza mecanismos que involucran a los empleados de las áreas concertando objetivos y metas a alcanzar, que son objeto de seguimiento y evaluación semanal y tiene una estrategia que consiste en dar incentivos a los empleados con mayores logros. Este mecanismo propende por el cumplimiento de los objetivos teniendo en cuenta los principios de oportunidad y celeridad.

4.2.3.3 Procesos y Procedimientos

Los manuales de procedimientos y de funciones están en constante proceso de actualización y acordes a los aplicativos del Sistema SAP/R3. La evaluación determinó la existencia de módulos que realizan actividades especiales interconectadas mediante interfases, facilitando la implementación del sistema. Además con el montaje del sistema Activity Base Costing (ABC), se homologaron los procesos y procedimientos los cuales se actualizan cada año, identificando en cada área aquellos que no generan valor

4.2.3.4 Desarrollo del Talento Humano

La empresa emprende programas de capacitación para sensibilizar a los funcionarios teniendo como principal objetivo, una mejor y rápida atención a los clientes, dentro de los lineamientos que orientan la gestión del talento humano para el desarrollo integral, cuenta con una oficina denominada el Defensor del Cliente, dependiente de la Gerencia Comercial, creada por la Empresa para mediar conflictos entre la Compañía y sus Clientes y proteger los derechos de éstos.

Al 2002, contaba con una Planta de Personal compuesta por 802 empleados, con un gasto anual de $64.984 millones, incluídas todas las erogaciones laborales[5].

4.2.3.5 Sistemas de Información

Como se mencionó antes, la empresa tiene implementado un sistema integrado de información SAP/R3, con una cobertura total de áreas

[5] Informe de auditoria de Gestión y Resultados a diciembre de 2002-Deloite & Touche

homologadas con el sistema ABC, permitiendo usar la información como insumo para la toma de decisiones.

La información la difunden a través de INTRANET en aplicación a la norma de calidad ISO 14001 de Medio Ambiente, lo cual representa facilidad en el acceso a la consulta, eliminación de la manipulación física de documentos y por consiguiente disminuye trámites, lo cual se traduce en oportunidad y efectividad en los procesos.

La Empresa optimiza las aplicaciones del sistema de información comercial. Los archivos de la Gerencia Comercial a partir de 2001 se trabajan en forma sistematizada obviando así el archivo físico y sus conexidades como disponibilidad de espacio y recurso humano.

4.2.3.6 Democratización de la Administración Pública

Aunque esta definición corresponde a la Administración Pública, CODENSA S.A. como empresa privada, la tiene implementada para garantizar la Equidad, Eficiencia y la Eficacia en la prestación del servicio público de energía al cliente.

Es así como la Empresa teniendo en cuenta que el acceso a la información es condición necesaria para la orientación al cliente, tiene una página en Internet donde deja a la luz pública aspectos relevantes, que le permiten al usuario contar con las herramientas necesarias para conocer los proyectos y servicios ofrecidos por la empresa, tales como CODENSA HOGAR, entre otros. Igualmente posee el Fonoservicio donde atiende peticiones y reclamos, da orientación al cliente y atiende solicitudes de mejora del servicio.

4.2.3.7 Mecanismos de Evaluación y Verificación

Existe estandarización de indicadores de Gestión para medir el cumplimiento de metas y objetivos, respondiendo a la metodología fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG), tales como: Relación de suscriptores sin medición, relación de reclamos de facturación, atención reclamos por servicio, índice de pérdidas, atención solicitud de conexión y reconexión; para la parte financiera: Rotación de cuentas por cobrar, rotación de cuenta por pagar, razón corriente, márgen operacional y cubrimiento de gastos financieros.

Hay fortalecimiento administrativo en el ámbito de negocio de la Empresa, sin embargo existe la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna, quien detecta debilidades en los procesos y los pone en conocimiento del Presidente de la Junta Directiva, a quien corresponde proponer los mecanismos para mejorarlo.

4.2.3 FASE DE DOCUMENTACIÓN

Los manuales de procesos y Procedimientos, están definidos por áreas corporativas, son actualizados y adecuados a la estructura organizacional en forma permanente, involucrando a cada uno de los responsables del proceso.

Se encuentra en la Intranet la información necesaria para realizar las labores diarias, observando que el área de Contabilidad, presenta los documentos en forma oportuna y debidamente actualizados, los cuales sirven para la toma de decisiones gerenciales de orden financiero y administrativo, así como de consolidación financiera para el grupo controlante (Endesa Internacional S.A.) el cual involucra a CODENSA S.A. ESP

4.2.4.1 Memoria Institucional

La empresa, en este componente se clasifica en un rango bueno, en razón de que el Sistema SAP/R3 permite a través de procesos documentales almacenar la memoria institucional, con un sistema centralizado de documentos para ser consultados mediante códigos con seguimiento para identificar el usuario. Por su importancia y trascendencia se conserva formalmente garantizando la salvaguardia del patrimonio documental de la organización.

Cuenta con estatutos, manuales de funciones y procedimientos, archivos de Actas de Asamblea y de Junta Directiva, documentos que integran la memoria institucional y que a su vez facilitan identificar la trazabilidad de la empresa y sus acciones.

4.2.4.2 Manuales

La Entidad ha adoptado los manuales de procedimientos de manera formal e informal, donde se registran los procesos y procedimientos al

nivel de cargo y de área, son conocidos y aplicados por los trabajadores, cuentan con las debidas aprobaciones.

4.2.4.3 Normas y Disposiciones Internas

Como se ha mencionado anteriormente, la empresa dispone de normas internas y externas, las cuales son dadas a conocer a los empleados mediante el documento denominado Corriente Interna y por los mecanismos ya citados, alimentada por las gerencias en forma oportuna, manteniendo criterios de unidad en las mismas.

4.2.5 Fase de Retroalimentación

La alta gerencia se ha comprometido con la capacitación para la implementación definitiva de su estructura, que permite afianzar el control y seguimiento a los procesos y actividades del control interno, se incentiva la cultura de autocontrol, en aras de la satisfacción en la prestación del servicio al cliente.

4.2.5.1 Coordinación del Sistema de Control Interno.

Al hacer la evaluación se observó que la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna, dependiente del Grupo ENDESA, propende por el mejoramiento de la gestión de la Entidad al establecer mecanismos de evaluación en cada una de las áreas, permitiéndole detectar inconsistencias y formular recomendaciones y sugerencias, las que deben cumplirse en tiempos determinados, garantizando el adecuado funcionamiento del sistema de control interno.

4.2.5.2 Planes de Mejoramiento.

A raíz de la exigencia Fiscal de poseer un Plan de Mejoramiento, la Empresa lo elaboró con el propósito de dar cumplimiento de los objetivos misionales y con ocasión de la Auditoría Especial correspondiente al 2001, en él se establecieron objetivos, condiciones de mejora, tiempo y responsables, las cuales recaen sobre cada directivo involucrado.

En la Empresa el Sistema de calidad ISO, califica anualmente los procesos y permite la redefinición de algunos, unidos con los resultados de las diferentes auditorias, lo cual se traduce en el mejoramiento de áreas, significando que los procesos se realicen con eficiencia y eficacia.

4.2.5.3 Seguimiento

Igual que en el anterior punto, el Plan de Mejoramiento incluyó el correspondiente al SCI, evidenciándose que la Empresa por medio de la Gerencia Corporativa de Auditoría Interna, realizó el seguimiento a lo planeado y lo ejecutado, además se corrigieron las inconsistencias sobre activos fijos detectados en la Auditoría Especial de la vigencia 2001 llevada a cabo por la Contraloría de Bogotá.

4.3 EVALUACION DE LOS ESTADOS CONTABLES, GESTION Y RESULTADOS

4.3.1 Evaluación del sistema de Control Interno Contable

La alta gerencia está comprometida con la capacitación para implementar su estructura, con el fin de afianzar el control en los procesos y actividades de seguimiento, redundando en la cultura del autocontrol.

No se registran inconsistencias de control interno contable que desmejoren o coloquen en riesgo a la Empresa, por cuanto se tienen identificados y formuladas las acciones para minimizarlos, de la misma manera los procesos de información están integrados en el SAP/R3 con cobertura total de áreas homologadas con el sistema ABC (Activity base Costing), permitiendo usar la información para la toma de decisiones empresariales.

Además, el control interno existente en Tesorería y Contabilidad permite visualizar la seguridad en los procedimientos utilizados, los cuales no permiten desviaciones e inseguridad en la información confidencial que se maneja; así mismo, se tienen establecidas responsabilidades por niveles para el cumplimiento de funciones en el área.

Se lleva un control permanente en el registro del costo de ventas y de operación, donde se evidenció que existe coherencia entre la información de contabilidad y de los montos facturados por compras de energía en bloque así como de facturación de contratos de mantenimiento de líneas y redes, por parte del Consorcio Energía Colombia (CENERCOL S.A.).

En la revisión de las compras de energía, se observan ajustes contables por liquidaciones tardías en las compras de energía. Es importante hacer

revisión a este respecto para que haya mayor claridad en las compras reales por concepto de venta de energía.

4.3.2 Propiedad, Planta y Equipo

El rubro más representativo del activo de la Empresa de acuerdo a los estados financieros es Propiedades, Planta y Equipo con el 70.8% ($3.103.831 millones netos), debido principalmente a la infraestructura que posee para el desarrollo de su misión, la cual es la de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica, la cual presentó una variación incremental en su costo del 4.8% frente al 2001.

La propiedad, planta y equipo está compuesta en el 93.2% por tres importantes rubros, básicos para que CODENSA S.A. ESP como prestadora del servicio de energía, cumpla su misión de distribuir el fluido eléctrico a sus clientes y demás usuarios; son en su orden:

1) Redes, líneas y cables que absorben el 75.7% de su total, ubicadas en los barrios, zonas, subterráneos, urbanizaciones, edificios, entidades y centros comerciales, están conformadas entre otros, por transformadores trifásicos distribuidores, columnas de aluminio, bases de aluminio y estructura, articulaciones, redes de distribución rural por municipios. 2) Plantas, ductos y túneles con el 14.3%, compuestas entre otros, por módulos de subestaciones, celdas de entrada y salida con auxiliares, transformadores de potencia y de tensión, tableros de control, reconectadores de líneas, trafos de potencia, todos de diferentes referencias y niveles de tensión. 3) Edificaciones con el 3.2%, referidas a las construcciones de subestaciones, plantas y edificios administrativos.

Los restantes, 6.8% corresponden entre otros a: Terrenos. Equipos de comunicación y computación, construcciones en curso y demás, como se reflejan en el cuadro 1.

CUADRO 1
COMPONENTES DE LA PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

(Millones de pesos)

COMPONENTES	2002	2001	VAR. REL.	VAR. %	% PART.
Terrenos	56,980	53,792	3,188	5.9	1.4
Edificaciones	130,639	118,838	11,801	9.9	3.2
Plantas, Ductos y Túneles	582,992	537,095	45,897	8.5	14.3
Equipo de comunicación y computación	9,819	13,886	-4,067	-29.3	0.2
Redes, líneas y cables	3,095,469	2,791,421	304,048	10.9	75.7
Maquinaria y equipo	34,013	34,072	-59	-0.2	0.8
Muebles, enseres y equipo de oficina	8,992	8,185	807	9.9	0.2
Equipo de trans/te, tracción y elevación	2,261	2,755	-494	-17.9	0.1
Construcciones en curso	91,455	103,155	-11,700	-11.3	2.2
Maquinaria en montaje	77,257	66,737	10,520	15.8	1.9
TOTAL	**4,089,877**	**3,729,936**	**359,941**	**9.7**	**100.0**
Menos Depreciaciones	-986,046	-767,637	-218,409	28.5	24.1
NETO TOTAL	**3,103,831**	**2,962,299**	**141,532**	**4.8**	**75.9**

Fuente: Estados financieros CODENSA 2002

Los renglones citados en el párrafo anterior y relacionados en el cuadro 1 por su importancia dentro de la propiedad, planta y equipo registran variaciones positivas del 10.9% para líneas, redes y cables; el 8.5% para plantas y ductos y el 9.9% para edificaciones, por las mejoras y adiciones que proporcionan un valor agregado a los activos, aumentando su productividad o mejoramiento del servicio, situación que redunda en la prolongación de su vida útil. Para los demás componentes se observa una disminución originada en las Reclasificaciones efectuadas frente a lo presentado en el 2001 y a las políticas de la Empresa para actualizar sus equipos de comunicación, cómputo, maquinaria, equipos de transporte y tracción.

De las construcciones en curso y maquinaria en montaje se trasladaron durante el año $113.087 millones, a las siguientes cuentas: Edificaciones $3.255 millones, Plantas y ductos $6.860 millones, Redes, líneas y cables $ 99.216 millones, Maquinaria y equipo $286 millones, Equipo de computo y comunicaciones $3.405 millones y Equipo de tracción y transporte $65 millones, cumpliendo los procedimientos establecidos en el régimen contable, los cuales señalan que una vez los activos (construcción y /o el

montaje de maquinaria) estén terminados y aptos para ser puestos en marcha

4.3.2.1 Registros contables

La propiedad, planta y equipo, se identifica y clasifica utilizando el Plan de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos, el cual es concordante con el Catálogo de Cuentas de la Contaduría General de la Nación[6] de acuerdo con su naturaleza, ya sea, en bienes depreciables y no depreciables, registrados por su costo histórico más las erogaciones necesarias con el fin de cumplir el objetivo para el cual fue adquirido.

Emplea las cuentas del activo 1605 Terrenos, 1615 Construcciones en curso, 1620 Maquinaria en montaje, 1640 Edificaciones, 1645 Plantas, ductos y túneles, 1650 Redes, líneas y cables, 1655 Maquinaria y equipo, 1665 Muebles, enseres y equipos de oficina, 1670 Equipos de comunicación y computación, 1675 Equipo de transporte, tracción y elevación y la cuenta 1685 Depreciación acumulada (CR).

Los saldos de estas cuentas coinciden con las cifras presentadas en los estados financieros.

4.3.2.2 Pólizas de Seguros

La empresa tiene amparados sus bienes de propiedad del asegurado (Grupo CODENSA), mediante la póliza 8494 de la Compañía AIG COLOMBIA SEGUROS GENERALES S.A. por US 25 millones, vigente hasta el 31 de diciembre de 2004, tiene como cobertura todo riesgo de bienes físicos y averías en maquinaria, excluye atentados terroristas y las líneas de transmisión, distribución y equipos adheridos como torres y postes, debido a la problemática de seguridad existente en el país, con un límite de indemnización equivalente al valor pactado (USD 25 millones).

La empresa para subsanar esta inconveniencia, ejerce estricto control y seguridad sobre las redes y líneas de transmisión y distribución; así mismo, operacionaliza el mantenimiento de dichos sistemas con opciones de reparación, cambio o reposición del bien.

[6] Resolución 1416 del 18 de abril de 1997 por la cual se adopta el plan de contabilidad para los entes prestadores de servicios públicos

4.3.2.3 Activo fijos asociados al Alumbrado Público

De acuerdo a lo reportado por CODENSA S.A., en respuesta a nuestro oficio LEA-COD-04 de marzo 30 de 2004, dentro de los activos fijos eléctricos presentados en los estados financieros, se encuentran incluidos los correspondientes al alumbrado público, los cuales están separados; no obstante la mayoría de los activos destinados al Alumbrado Público, comparten la infraestructura del negocio de comercialización y distribución.

Los activos correspondientes al Alumbrado Público no se incluyen para la determinación de la tarifa del servicio de energía, conforme a lo dispuesto en las Resoluciones 099 de 1997, 155 de 1997, 026 de 1999 y 082 de 2002 emanadas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Para el 2002 regía la Resolución 099 de 1997 la cual *"…definía los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local del período tarifarlo 1998-2002",* establecía que en el reporte de activos eléctricos a entregar a la CREG para el cálculo de los cargos de distribución, *"…no se debían incluir los activos asociados al Alumbrado Público"*

Por esta circunstancia, el componente D (Distribución) de la tarifa de energía de CODENSA S.A. para el 2002 *"…consideró solamente la remuneración de los activos del negocio de distribución sin tener en cuenta el reconocimiento de la infraestructura asociada con alumbrado público".*

Estos activos están identificados y clasificados por puntos de alumbrado, luminarias ya sean de mercurio, sodio y halógenos-reflectivos; ubicados en barrios, edificios, urbanizaciones, avenidas, autopistas, clínicas, empresas calles y canales.

En 1998 CODENSA S.A. realizó un estudio técnico para determinar la vida útil, actualizando la base de datos correspondiente a los Activos Eléctricos (incluidos los de Alumbrado Público), de acuerdo a su vida remanente y a las condiciones en que fueron recibidos de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

CUADRO 2
TOTAL ACTIVOS ALUMBRADO PUBLICO

(Millones de pesos)

COMPOSICION	VALOR
Costo histórico	295.321
Ajustes por inflación	169.746
Costo ajustado (Activos de Alumbrado Público)	**465.067**
Depreciación acumulada	-118.210
Costo neto (Activos netos de Alumbrado Público)	**346.857**

Fuente: información contabilidad - Base de Datos (CD) CODENSA S.A.

Al igual que todos los activos de la Empresa a partir del costo histórico ajustado les son aplicados mensualmente los ajustes por inflación y las depreciaciones del caso, con estas consideraciones los activos de Alumbrado Público representan un costo ajustado de activos de $465.067 millones y las depreciaciones de $118.210 millones, para un costo total neto de $346.857 millones.

4.3.2.4 Depreciaciones

CODENSA S.A. es una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios, emplea para sus depreciaciones *"el método de línea recta, tomando como base para determinar su vida útil promedio para grupos homogéneos"* Al ser prestadora del servicio público de energía eléctrica, le aplica el Decreto 2286 de julio 7 de 1948 del Ministerio de Comercio e Industria, tomando como base la vida probable establecida en el mencionado decreto, para los activos adquiridos a partir de octubre 23 de 1997.

En lo concerniente a la infraestructura del servicio como: Redes, Líneas y Cables, plantas y Ductos, recibidos de la EEB al 23 de octubre de 1997, *"se deprecian en función de la vida útil remanente estimada",* mediante estudio técnico de la Gerencia Técnica de la Empresa en 1998. Para los demás activos no eléctricos recibidos de la EEB, la depreciación se calcula por la vida útil remanente suministrada en la base de datos de activos fijos por esta empresa, como se refleja en el cuadro 3

CUADRO 3
VIDAS UTILES DEFINIDAS PARA APLICAR LAS TASAS ANUALES DE DEPRECIACION

ELEMENTOS	Recibidos a Octubre 23/97*	Adquiridos después de Octubre 23/97**
Construcciones y edificaciones	24	50
Redes, líneas y cables	21	40
Plantas y ductos	18	40
Maquinaria y equipo	14	15
Equipo de oficina	9	15
Equipos de comunicaciones	9	5
Flota y equipo de transporte	3	5

* Vida útil remanente estimada por la Gerencia Técnica para Activos Eléctricos
* *Vida útil remanente según base de datos de la EEB para Activos no Eléctricos
Fuente: Estados financieros CODENSA 2002

Para los activos fijos vinculados a la distribución de energía y en relación con su vida útil, CODENSA S.A., tiene establecidas las siguientes políticas:

"La vida útil se establece para grupos de activos homogéneos, de acuerdo a lo expuesto en el Estudio de Vidas Utiles realizado por la Gerencia de Distribución en el año de 1998, contemplando que la vida útil de los activo provenientes de la Empresa de Energía de Bogotá fue dada por su vida remanente.

Codensa S. A, mediante la División de Distribución realizó un estudio técnico sobre la infraestructura eléctrica de la compañía, para establecer los planes de mantenimientos e inversión que garantizarán la prestación del servicio de distribución de Energía en las mejores condiciones, teniendo en cuenta factores como clasificación o tipo de activo, vidas útiles propuestas por cada fabricante y evaluación en conjunto del estado físico y de operación de los activos eléctricos, donde se estableció las vidas útiles promedio por cada tipo de activo de acuerdo al estado físico y de condiciones de operación óptimas en las que deben mantenerse.

Una vez establecido este factor, se calculó la nueva vida útil (remanente) para cada activo de acuerdo a la vida útil sugerida en el estudio para el tipo de activo al que pertenecía y a la fecha de compra inicial (en la E.E.B.), por lo cual, para cada rubro o agrupación se determinó una vida útil promedio, y para los activos adquiridos o construidos a partir de 1998 se les asignan las vida útiles determinadas en el estudio técnico realizado, reflejándose estos hechos en las notas a los estados financieros".

La depreciación acumulada al 2002 ascendió a $986.046 millones, representó el 22.5% del total de los activos fijos y del 24.1% de las Propiedades, Planta y Equipo. Esta situación es importante si se tiene en cuenta que en el período 2001-2002 las subcuentas más representativas fueron: Redes, Líneas y Cables con el 78.7%, en segundo lugar Plantas,

Ductos y Túneles con el 16.2% y en tercer lugar Edificaciones con 2.7%, las cuales son concordantes con el rubro de propiedad, planta y equipo.

CUADRO 4
DEPRECIACION ACUMILADA

(Millones de pesos)

DESCRIPCION	DEPRECIACIONES	% PARTICIPACION
Terrenos	0	0
Construcciones en curso	0	0
Maquinaria en montaje	0	0
Edificaciones	26,680	2.7
Plantas, ductos y túneles	159,805	16.2
Redes líneas y cables	776,067	78.7
Maquinaria y equipo	13,973	1.4
Muebles, enseres y equipos de oficina	2,689	0.3
Equipos de computo y comunicación	4,937	0.5
Equipo de transporte, tracción y elevación	1,895	0.2
Total depreciaciones de PPE.	**986,046**	**100.0**

Fuente: información contabilidad - Base de Datos (CD) CODENSA S.A.

Como se observa en el cuadro 4 a los terrenos no se les aplica la depreciación, para las Construcciones en curso y maquinaria en montaje, solo se deprecian a partir de las fechas en que el activo entra en el proceso de puesta en marcha, en cumplimiento de normas contables y tributarias.

En el 2002 la Empresa contabilizó depreciaciones de la Propiedad, Planta y Equipo por $171.490 millones (incluidos ajustes por inflación), distribuidas como Costos de Ventas $170.782 millones y como Gastos Administrativos $708 millones.

4.3.2.5 Ajustes integrales por inflación

La Empresa cumpliendo los requisitos exigidos en los artículos 330 y siguientes del Estatuto Tributario, aplica los ajustes integrales por inflación mensualmente al activo no monetario, al inicio de cada periodo sobre la base del costo ajustado al último día del mes anterior, al igual que las depreciaciones, agotamiento o amortizaciones[7], teniendo en cuenta el PAAG[8] mensual certificado por el DANE.

[2]Circular externa100-002 de 1993 de la Superintendencia de Sociedades
[8] PAAG Porcentaje de Ajuste Año Gravable

CUADRO 5
APLICACIÓN DE AJUSTES INTEGRALES POR INFLACIÓN

(Millones de pesos)

DESCRIPCION	AJUSTES POR INFLACION	% PART.
Terrenos	20,682	1.5
Construcciones en curso	3,263	0.2
Maquinaria en montaje	6,426	0.5
Edificaciones	41,933	3.0
Plantas, ductos y túneles	216,586	15.3
Redes, líneas y cables	1,105,529	78.3
Maquinaria y equipo	11,219	0.8
Muebles, enseres y equipos de oficina	2,320	0.2
Equipos de computo y comunicación	2,379	0.2
Equipo de transporte, tracción y elevación	733	0.1
Total ajustes por inflación PPE.	**1,411,069**	**100.0**

Fuente: información contabilidad - Base de Datos (CD) CODENSA S.A.

En el cuadro 5 se presentan los ajustes integrales por inflación acumulados desde el 23 de octubre de 1997 de acuerdo a los bienes recibidos en la fecha citada de la Empresa de Energía de Bogotá, los cuales en el 2002 llegaron a $1.411.069 millones, correspondiéndole la mayor participación a Redes, líneas y cables con el 78.3%, Plantas, ductos y túneles el 15.3% y Edificaciones el 3.0%

En el 2002 se contabilizaron ajustes por inflación sobre los activos fijos por $251.442 millones, por depreciaciones $55.342 millones, por bajas $2.973 millones, quedando un remanente en la cuenta Corrección Monetaria de $7 millones, provenientes de ajustes por inflación contabilizados antes de los retiros y traslados de bienes, para un total neto de ajustes por inflación para Propiedad, Planta y equipo de $193.120 millones, coincidentes con el saldo neto presentados en los estados contables.

4.3.2.6 Bases de valuación

La Empresa valúa sus activos fijos por el *"método reexpresado por inflación"* teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Todas las erogaciones (Ingeniería, supervisión, impuestos, intereses, ajustes por diferencia en cambio, entre otros) en que se incurren hasta el momento en que el bien es puesto en marcha, se capitalizan. Así mismo, por los gastos realizados en las obras de construcción, redes,

líneas, ductos, instalación de equipos para ampliación y mejoramiento, siempre y cuando tales gastos se cumplan dentro de los periodos de instalación y puesta en funcionamiento del bien respectivo.

- Se capitalizan los costos por adiciones, mejoras y reparaciones de la propiedad, planta y equipo. Para los bienes recibidos en dación de pago, permuta o donación, se tiene en cuenta el costo y/o el valor pactado por ambas partes, a falta de lo anterior se recurre al avalúo técnico legalmente reconocido.

4.3.2.7 Indicadores financieros

Rentabilidad del activo = $\frac{\text{Utilidad neta}}{\text{Activo total}} = \frac{137.925}{4.383190} = 3.14$

Este indicador señala que por cada cien pesos invertidos en activos fijos en el 2002, se generaron $3.14 de rentabilidad.

Rotación de los activos fijos = $\frac{\text{Ingresos operacionales}}{\text{Activos fijos netos}} = \frac{1.151.304}{3.103.831} = 0.37$

Dada la conformación, tipo de activos e infraestructura, la rotación de estos activos debe tender a 0. El indicador 0.37 obedece a los retiros, bajas e ingresos de activos provenientes de maquinaria en montaje y construcciones en curso, por tanto se enmarca dentro del parámetro señalado.

4.3.3 Reducción de capital

4.3.3.1 Cumplimiento de Normas y Procedimientos en la Reducción de Capital

En el aspecto normativo se ha observado que la Empresa realizó los trámites correspondientes para la aprobación de la reducción de capital, ante la Superintendencia de Sociedades y el Ministerio de Trabajo.

La Superintendencia de Sociedades mediante resolución No 320-02575 del 05 de septiembre de 2002 y el Ministerio de Trabajo mediante resolución No 001915 del 16 de septiembre de 2002 autorizaron efectuar

la reducción de capital social en CODENSA S.A. ESP[9] por $551.000 millones, con efectivo reembolso de aportes.

En la información de Estados Financieros contables de CODENSA S.A. de la vigencia 2002, se observa que el monto total de la Reducción de Capital fue por $551.000 millones, aprobada por la Asamblea General de Accionistas de la Compañía el 24 de junio de 2002. Estos valores han sido confrontados en la División de Contabilidad y se comprobó que en el informe de cierre contable de septiembre y agosto se afectaron las cuentas de Efectivo (activo) y Capital Autorizado y Pagado (patrimonio).

Mediante Acta No 20 del 24 de junio de 2002 la Asamblea General de Accionistas aprobó la Reducción de Capital de CODENSA S.A. por valor de $551.000 millones con efectivo reembolso de aportes a favor de los accionistas, en tal sentido el 27 de junio de este mismo año se hizo la solicitud de aprobación a la Superintendencia de Servicios Públicos.

Para hacer la solicitud de reducción de capital a la Superintendencia de Sociedades, CODENSA S.A. ESP presentó adicionalmente otros documentos como:

- Estados financieros de la sociedad con corte a 31 de mayo de 2002, certificados y dictaminados junto con las notas a los mismos.
- Copia del avalúo de las Propiedades Planta y Equipo efectuado por la Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá.
- Documentos expedidos el 20 de junio de 2002, por el representante legal y revisor fiscal de la compañía.
- Extracto de actas 059 y 20 de reunión de Asamblea de Accionistas donde consta que se aprobó la reducción de capital.

La Superintendencia de Sociedades mediante resolución No 320-002575 del 05 de septiembre de 2002 autorizó la reducción de capital por $551.000 millones, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 145 del Código de Comercio.

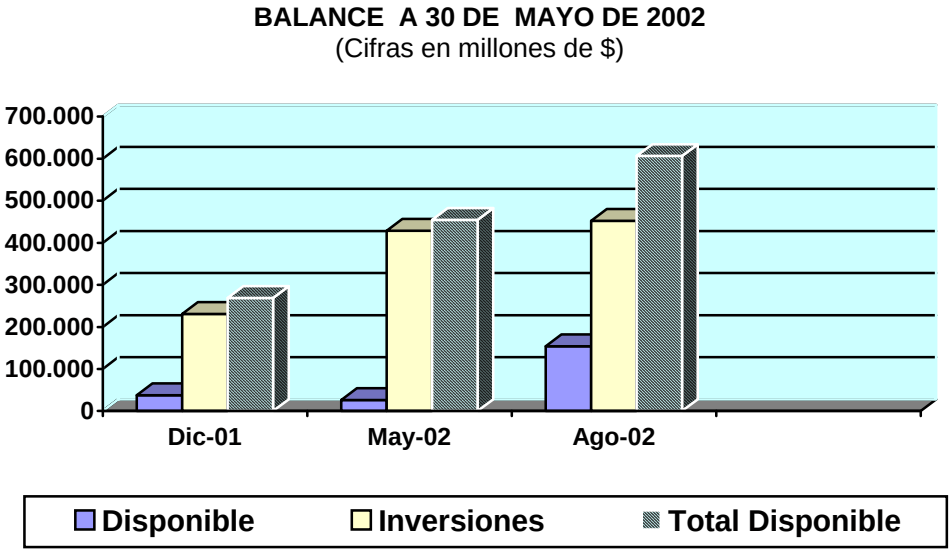
Siguiendo el procedimiento legal, el representante legal[10] de CODENSA S.A., a través del radicado No 17806 del 05 de septiembre de 2002, solicita ante la Dirección Territorial de Cundinamarca del Ministerio de Trabajo, *"se autorice a la compañía CODENSA S.A. E.S.P. disminuir su Capital*

[9] Informe Anual CODENSA S.A. ESP-2002.
[10] Resolución No001915 del Ministerio de Trabajo- Dirección territorial de Cundinamarca.

Social..." Mediante resolución No 001915 del 16 de septiembre de 2002, la Dirección Territorial resolvió aprobar la disminución del capital social, autorizado por la Superintendencia de sociedades.

En el balance a mayo 31 de 2002, se observa un aumento en el activo corriente principalmente en las cuentas de Inversiones por $198.543 millones y en la cuenta de Deudores $93.402 millones, entre enero y mayo del mismo año, debido al hecho de adquirir deuda por $219.022 millones, incremento el pasivo corriente.

La Empresa a mayo 31 de 2002, con motivo de solicitar la reducción de capital tenía un disponible de recursos por $527.337 millones, de los cuales $26.064 millones correspondían a efectivo en bancos y corporaciones y $501.273 millones en inversiones financieras de corto plazo.



Gráfica 1.

Como se observa en la gráfica 1, la Empresa aumentó el nivel de liquidez entre diciembre 31 de 2001 y mayo de 2002, a través de deuda y recursos propios. Entre mayo y agosto se dio una mayor tendencia al incremento de recursos para poder aumentar la liquidez con el fin de efectuar el pago de la reducción de capital por $ 551.000 millones.

De acuerdo al Balance Financiero a 31 de mayo de 2002, la Empresa tenía recursos disponibles por $527.337 millones, de los cuales $219.000 millones eran recursos obtenidos de créditos en moneda nacional y extranjera. Como se observa en el cuadro 6, el indicador de liquidez era de 1.70, lo cual significa que por cada peso de deuda de corto plazo se tenía $1.70 de respaldo.

CUADRO 6
RAZONES FINANCIERAS

(Cifras en millones de $)

	Mayo-2002		Agosto-2002		Dic-2002	
Razon Corriente	918.195 / 537.704	1.70	1.028.890 / 577.177	1.78	535.943 / 608.892	0.88

Al momento de efectuar el desembolso de los $551.000 millones de Reducción de Capital en el mes de septiembre de 2002, la empresa contaba con recursos suficientes para efectuar los respectivos pagos a los accionistas, como se ha observado en el Balance Financiero del mes de agosto de 2002, con un activo corriente de $1.028.890 millones. El indicador de liquidez a esta fecha era de 1.78, es decir que la empresa contaba con $1.78 por cada peso de deuda corriente y al finalizar la vigencia 2002, el indicador de liquidez disminuye a 0.88, por el desembolso de dichos recursos.

Según la Resolución CREG 072 de 2002, establece los indicadores financieros y los Referentes que deben cumplir las empresas de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible para medir su gestión. Para el caso del cumplimiento de la Razón Corriente, el Referente establecido en dicha resolución es (1.50) para el grupo de Empresas Distribuidoras y Comercializadoras (DC).

CODENSA S.A. ESP, al finalizar la vigencia 2002 presenta una liquidez de 0.88, es decir una desviación de 0.62 veces, por debajo del referente (1.50), en tal sentido la empresa no cumplió con lo establecido en la norma. El incumplimiento de este referente, se debe a la disminución de liquidez entre septiembre y diciembre del mismo año como consecuencia de giros efectuados a los accionistas en virtud de la Reducción de Capital. Es importante anotar que el incumplimiento de este indicador no pone en riesgo la situación financiera de la empresa, pero si es importante que se cumpla con lo establecido en la norma de la CREG.

4.3.3.2 Deuda financiera

De acuerdo a información financiera, entre marzo y mayo de 2002, se recurrió a créditos por valor de $213.159 millones[11] para realizar el Anticipo de Compras de Energía a las Compañías EMGESA S.A. ESP y Central Hidroeléctrica de BETANIA S.A. Igualmente entre agosto y diciembre del mismo año se adquirió otros créditos financieros por $187.864 millones con el fin de pagar y prepagar algunos de los créditos tomados al comienzo del año en estudio, en total CODENSA S.A. ESP recurrió a créditos financieros en el 2002 por $401.023 millones, como se observa a continuación:

ENTIDAD BANCARIA	**FECHA DESEMBOLSO**	**VALOR** Millones de $
Bank Boston	27-03-2002	42.966
Citibank	09-04-2002	58.631
Santander	18-04-2002	18.000
BBVA Ganadero	18-04-2002	11.000
Citibank	19-04-2002	54.160
BBVA Ganadero	29-04-2002	28.403
Bank Boston	26-09-2002	39.564
Bank Boston	26-09-2002	16.000
Santander	26-09-2002	28.300
Bogotá	26-09-2002	35.000
AV Villas	26-09-2002	20.000
Occidente	26-09-2002	20.000
Davivienda	18-10-2002	9.000
Granahorrar	25-11-2002	20.000
TOTAL DEUDA		**401.024**

Fuente: Informe de deuda enviado por la Tesorería de CODENSA S.A. ESP.

La Empresa manifiesta que el pago a los accionistas por la Reducción de Capital se realizó con recursos propios. En la verificación y análisis contable se observó que CODENSA S.A. ESP adquirió deuda para garantizar las compras anticipadas de energía y contar con liquidez para efectuar el desembolso de los $551.000 millones, con recursos propios.
En este aspecto, la firma de auditoría Deloitte & Touche en el Informe de Auditoría Externa, en cuanto a la obtención de la deuda concluye.."*La variación de 45,50%, obedece a una mayor utilización de esta fuente de recursos que la planeada al momento de la elaboración del presupuesto, debido a la necesidad de*

[11] Información de Tesorería,Resumen de deuda tomada por Codensa S.A. en el 2002.

acumulación de caja para la realización de la disminución de capital practicada en 2002." Pag.74 .

De acuerdo a información reportada en los estados financieros a diciembre 31 de 2002, se observa un saldo de deuda financiera por pagar de $217.003 millones, con un indicador de endeudamiento del 18.98% el cual se considera normal.

En la cuenta del Patrimonio, se observa una reducción en la cuenta Capital Autorizado y Pagado al pasar de $1.871.806 millones en agosto a $1.320.818 millones en septiembre del 2002. Como consecuencia de lo anterior se ocasionó una disminución en el número de acciones sin variar la participación accionaria de los socios, quedando la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP a 31 de diciembre de 2002 con 68.036.719 acciones por valor de $10.000 cada una, equivalentes al 51.5% de participación en CODENSA S.A. ESP; Igualmente la compañía Luz de Bogotá S.A. después de la reducción mantiene el 48.5% de participación en CODENSA S.A. ESP con un número de acciones ordinarias de 64.034.558 con un valor nominal de $10.000 cada una.

La Empresa puso a disposición para su revisión el documento "Relación de Pagos Disminución de Capital año 2002", en el cual se observa los giros efectuados en el mes de septiembre. A la Empresa de Energía de Bogotá le giraron $283.801 millones y a la Compañía Luz de Bogotá S.A. $267.107 millones, pagos efectuados el 26 de septiembre de 2002. Estas dos erogaciones corresponden al 99.98% del total de la disminución de capital efectuada por $551.000 millones, la diferencia del 0.2% corresponde a los accionistas minoritarios, tal como se observa en el siguiente cuadro 7.

CUADRO 7
DISTRIBUCIÓN DE LA REDUCCION DE CAPITAL

(En millones de $)

ACCIONISTA	VALOR
Empresa de Energía de Bogotá S.A.	283.801.2
Luz de Bogotá S. A.	267.107.0
Otros	91.7
Total Reducción de Capital	**551.000.0**

Fuente: Información de Contabilidad y Tesorería.

Se realizó la verificación de la relación de giros con los registros en los comprobantes de diario, donde se afectan las cuentas "Dividendos y

participaciones" (débito) y Bancos (crédito). Los demás giros obedecen a cuantías menores a accionistas minoritarios por valor de $91,7 millones entre los cuales se encuentran trabajadores y pensionados de CODENSA S.A. ESP

CUADRO 8
CUENTAS DEL PATRIMONIO

(Cifras en millones de $)

DETALLE	VALOR
Saldo Capital Suscrito y pagado 2001	1.871.708.5
Reducción de Capital 2002	551.000.0
Pago de acciones suscritas por empleados 2002	147.2
Movimiento neto año 2002	550.852.7
Saldo capital suscrito y pagado 2002	**1.320.855.8**

Fuente: Respuesta de la Empresa, Oficio del 01 de junio de 2004.

Como se observa en el cuadro 8, los $147,2 millones corresponden a las acciones suscritas por cobrar que fueron pagadas por los empleados y descontadas de forma mensual de nómina las cuales aumentaron el capital suscrito y pagado de la compañía.

4.3.4 Ingresos Operacionales

Las áreas comprometidas en las actividades relacionadas con ingresos son: Subgerencia de Operación Comercial: áreas de Facturación, Control de Peajes y Comercialización; Subgerencia Disciplina del Mercado: áreas de Control de Pérdidas y Control de Morosidad; Gerencia Financiera y Administración: División de Contabilidad e Impuestos y División de Tesorería y Créditos.

4.3.4.1 Plan de Acción e Indicadores de Gestión aplicados en el año 2002 y verificados en la Gerencia Comercial y en la Gerencia Financiera y Administración

Subgerencia de Operación Comercial - Area de Facturación
Plan de Acción: los objetivos propuestos en el área para el año en estudio fueron:

- Aumentar la efectividad mediante los ajustes en la facturación
  Los indicadores que dan evidencia de las acciones para estas mejoras son:
- Errores de Lectura

- Lectura promedio

En cuanto al indicador de reclamación por duplicados, se mejoró el registro, constatado el Plan de acción del área se evidencia que es conforme con los objetivos corporativos. En general en el área de facturación los resultados de los indicadores muestran que aquella presentó eficiencia en el desarrollo de las metas propuestas, habiendo mejorado los registros de los indicadores.

Area de Control de Pérdidas

Plan de Acción: Los objetivos propuestos en el área para el año fueron:

- Control de Pérdidas en barrios PIMT (Consumo de energía en los barrios de la periferia sin estar facturada).
- Normalización, referente a la facturación del total de clientes
- Calidad en la medición: son actividades llevadas a cabo para el cambio de medidores, estos no fueron cobrados al cliente
- Control de Pérdidas de grandes consumidores: En este grupo se da un nivel de pérdidas que no es fácil de detectar; en su mayoría las causas son ajenas a la empresa.

$$\text{Indice de Pérdidas} = \frac{\text{Energía comprada} - \text{Energía vendida}}{\text{Energía comprada}} * 100$$

Para el año 2002 el índice de pérdidas fue del 10.34%, se redujo con relación al año anterior en un 13%, para el año 2001 estuvo en 11.83%.

Constatado el Plan de acción del Area se evidencia que está acorde con los objetivos corporativos.

En general en el área de Control de Pérdidas los resultados de los indicadores muestran que aquella presentó eficiencia en el desarrollo de las metas propuestas, habiendo mejorado los registros de los indicadores.

En este proceso se presenta una diferencia entre la energía comprada y la energía facturada, en lo cual CODENSA S.A. ESP ha venido trabajando en aspectos de tipo técnico y comercial, ejecutando acciones para su disminución.

La Empresa tiene establecidos indicadores para cada una de las causas identificadas de las pérdidas de energía, para el año 2001 fueron congeladas las pérdidas reconocidas en la tarifa en baja tensión en el 14.75% (debían bajar al 13%) y se mantuvieron los indicadores DES (Duración de las interrupciones equivalentes a la calidad del servicio) y FES (Frecuencia de las Interrupciones equivalentes a la calidad del servicio); sin embargo, en el informe de Gestión 2002 la empresa señala que en diciembre de 2002 se modificaron las metas de calidad del servicio a aplicar para los años 2002 y 2003, ratificando las establecidas desde el 2000 para el año 2002 y eliminando así la congelación previa.

Según información presentada por la Empresa el índice de Pérdidas para el año 2002 se dio así:

Entradas de energía	GWh	10.067.05
Salidas de energía	GWh	9.026.53
Pérdidas de energía	GWh	1.040.52
Indice de Pérdidas Totales	%	10.34%

Area de Control de Morosidad

Plan de Acción: Los objetivos propuestos en el área para este año fueron:

- Actividades encaminadas a la suspensión
- Verificación de suspensión
- Reconexión
- Convención y negociaciones

El indicador de Recaudo para el año 2002 fue mayor al 100%.

Para el 2002 CODENSA S.A ESP tenía como objetivo lograr un mínimo de $11.500 millones en convenios, superando la meta con el otorgamiento de $17.724 millones con 50.000 convenios de los 17.000 propuestos como meta.

Para el 2002 la Empresa se propuso aumentar la efectividad de la suspensión mínimo en un 75%, logrando superar el índice de reconexión anual (TAM) al 79.97% efectuando 472.708 reconexiones de un total de 591.120 suspensiones.

Indicador de la efectividad de la Suspensión:

$$\text{Efectividad de la Susp.} = \frac{\text{Suspensiones efectivas}}{\text{Suspensiones programadas}}$$

La morosidad para el año en mención se reflejó así:

Estrato 2 morosidad alta en diferentes clientes con un total de 32.700 clientes
Estrato 1 morosidad alta en diferentes clientes con un total de 10.709 clientes.

La morosidad disminuyó en el 19.5% respecto al 2001

La rotación de Cartera para el año, estuvo en 17 días bajando con relación al 2001, año para el cual estuvo en 22 días

Conclusión:

Constatado el Plan de acción del área se evidencia que este es coherente con los objetivos corporativos. Concluyendo que en el área de Morosidad, los resultados de los indicadores muestran eficiencia en el desarrollo de las metas propuestas, habiendo mejorado los registros de los indicadores.

Area de Contabilidad e Impuestos

Verificado el Plan de Acción de Contabilidad e Impuestos, se encontró que esta área dio cumplimiento a sus metas propuestas con porcentajes superiores al 84%.

Area de Tesorería

Plan de Acción:
Los objetivos propuestos en el área para el año en estudio fueron:

- Optimización de inversiones
- Estructuración de la deuda (Tasas y colocación)
- Optimización impuesto del 3/1000
- Financiación: Contratos de recaudo
- Emisión de bonos

Conclusión: El área cumplió con sus objetivos en un 100%

4.34.2 Facturación por concepto de venta de energía

Clientes: Según información presentada por la empresa en el Informe de Gestión, año 2002, CODENSA S.A. ESP prestó servicios de comercialización de energía a 1.910.737 clientes. Con relación al año 2001 se registró un incremento de 60.248 clientes regulados, lo cual significa un 3.26%.

Se examinó la facturación efectuada en la vigencia 2002 por el concepto de venta de energía tomando la información suministrada por la Subgerencia Comercial así:

CUADRO 9
FACTURACION TOTAL DE ENERGIA DEL AÑO 2002
En GWh y en millones de pesos

Tipo de Cliente	Fact. En GWh	% Particip.	Valor de Fact.	% Particip.
Clientes Regulados	**5.466,1**	**90,70**	**952.154**	**92,1**
-Residencial	3.424,5		604.776	
Estrato 1	196,1		34.582	
Estrato 2	1.137,7		200.945	
Estrato 3	1.203,9		212.312	
Estrato 4	444,2		78.539	
Estrato 5	207,7		36.787	
Estrato 6	234,9		41.611	
-Comercial	1.213,3		209.711	
-Industrial	525,4		89.285	
-Oficial	303,0		48.381	
Alumbrado Público	**552,4**	**9,16**	**77.306**	**7,5**
-Distrito	512,7		70.205	
-Municipios	39,7		7.101	
Otras ventas comerciales	**8,4**	**0,14**	**763**	**0,1**
Energía Reactiva			**3.464**	**0,3**
Total Ventas	**6.026,9**	**100,0**	**1.033.687,0**	**100,0**

Fuente: Subgerencia Comercial – Informe de Gestión año 2002

El cuadro anterior muestra que el mayor porcentaje de Facturación en GWh, corresponde al sector regulado con participación del 90.7% y del 92.11% la facturación.

CUADRO 10
PARTICIPACION EN LA FACTURACION TOTAL DE ENERGIA

En GWh y en millones de pesos

Tipo de Cliente	Fact. En GWh	% Particip.	Valor de la Fact.	% Particip.
Clientes Regulados	**5.466,1**		**952.154**	
-Residencial	3.424,5	62,65	604.776	63,52
-Comercial	1.213,3	22,20	209.711	22,02
-Industrial	525,4	9,61	89.285	14,76
-Oficial	303,0	5,54	48.381	5,08

Fuente: Subgerencia Comercial – Informe de Gestión año 2002

El cuadro muestra que el sector residencial (estratos 1 al 6) tiene la mayor participación en el mercado regulado con 62.65% en GWh y con el 63.52% en pesos.

CUADRO 11
FACTURACION DE ENERGIA A CLIENTES RESIDENCIALES EN EL AÑO 2002

En GWh y en millones de pesos.

Tipo de Cliente	Fact. En GWh	% Particip.	Valor Fact.	% Particip.
-Residencial	**3.424,5**		**604.776**	
Estrato 1	196,1	5,73	34.582	5,72
Estrato 2	1.137,7	33,22	200.945	33,23
Estrato 3	1.203,9	35,16	212.312	35,11
Estrato 4	444,2	12,97	78.539	12,99
Estrato 5	207,7	6,07	36.787	6,08
Estrato 6	234,9	6,86	41.611	6,88

Fuente: Subgerencia Comercial – Informe de Gestión año 2002

El cuadro muestra que el estrato 3 tiene la mayor participación dentro de los clientes residenciales con el 35.16% en GWh y con el 35.11% en pesos, seguido del estrato 2 con una participación del 33.22% y del 33.23% respectivamente.

4.3.4.3 Ingresos por concepto de venta de energía

Los ingresos operacionales en desarrollo del negocio alcanzaron en el 2002 un monto de $1.151.304 millones, con un incremento respecto al 2001 del 3.17%

CUADRO 12.
INGRESOS OPERACIONALES AÑO 2002

En millones pesos

Concepto	2002	2001	Incremento %
Servicios de Energía	1.119,6	1.092,2	2,5
Otros Servicios	31,6	22,6	28,5
Total	1.151.3	1.114.8	3.17

Fuente: Estados Financieros de la Empresa a 31 de diciembre de 2002

Servicios de Energía

CUADRO 13
INGRESOS POR CONCEPTO DE SERVICIO DE ENERGIA

En millones de pesos

Cdgo/Cuenta	Descripción código	Valor	Particip.%
4315	Servicios de Energía	1.119.646,0	100.0
431503	Alumbrado Público	73.167,0	6,5
431505	Reconexiones	5.187,0	0,5
431510	Ventas en Bolsa	358,0	0,0
431511	Uso de Líneas y Redes	82.703,0	7,4
431515	Consumo	952.534,0	85,1
431590	Otros Servicios de Energía	5.696,0	0,5

Fuente:Division de Contabilidad E Impuestos – Libro De Inventarios y Balances

Verificados los registros de la venta de energía en la contabilidad de la empresa se constató:

- Se encuentran registrados y desglosados según lo muestra el cuadro anterior
- Corresponden a lo registrado en los Estados Financieros de la empresa
- Lo anterior demuestra que la información es concordante y por ende confiable.

4.3.4.4 Recaudo por concepto de la prestación del servicio de energía

Convenios con entidades bancarias

A efecto de recaudar los dineros provenientes de la venta de energía, CODENSA SA ESP realizó *"convenios para el recaudo por ventas de energía"* con entidades bancarias y con terceros así:

- COLPATRIA
- CITIBANK
- EFECTIVO LA VEGA
- PARRA Y HERNÁNDEZ AGRARIO

Para realizar la evaluación mediante examen y verificación de la eficiencia del Recaudo por parte de CODENSA S.A. E.S.P., se efectúo estudio y análisis a los convenios mencionados.

Efectuada la evaluación mensual hecha por CODENSA S.A. ESP, a las entidades recaudadoras, con el objeto de verificar el cumplimiento del modelo de Retribución (fórmula mediante la cual se calculó el pago de CODENSA S.A. ESP a las entidades bancarias por factura recaudada), se constató que la Empresa hizo las revisiones correspondientes a cada componente de la fórmula; además, se tuvieron en cuenta las modificaciones efectuadas mediante OTROSI a los contratos, relacionadas con la variable del número de comunicaciones con las cuales se notifican los incumplimientos, factor que incide en la calidad del servicio de la entidad recaudadora.

Las evaluaciones realizadas a Citibank y Colpatria de los meses de Junio y Diciembre, respectivamente, reflejan que el valor pagado por factura de CODENSA S.A. ESP a la entidad recaudadora en el mes de Junio de 2002 fue de $260,68 y en el caso de Colpatria en el mes de diciembre del mismo año fue de $349,82

Cabe anotar que las modificaciones realizadas al contrato mediante Otrosí, para el caso de las comunicaciones incrementan el control por parte de la Empresa a la entidad recaudadora.

De otra parte, CODENSA S.A. ESP efectúa visitas de auditoría a las recaudadoras como estrategia de control.

Efectivo S.A. y Parra y Hernández Asociados no son entidades bancarias como tal, sin embargo la Empresa efectuó convenios de recaudo con Efectivo SA., dada la necesidad del servicio, es el caso de los municipios de Cundinamarca, Boyacá y Tolima en donde, en algunos de ellos, no opera red bancaria alguna. La empresa efectúa los controles que describen los procedimientos como Informe de Control Diario, Informe de estadísticas, Cupones de pago y Pagacuentas.

En cuanto al contrato celebrado con Parra y Hernández Asociados, verificada la evaluación efectuada por CODENSA S.A. ESP a la entidad recaudadora, se constató de una parte que en el contrato se establecen los controles necesarios para el desarrollo de estos los cuales están contemplados en el procedimiento de recepción y verificación de archivos de pagos y de otra parte, se efectuaron los seguimientos a las áreas involucradas y en especial por el Gestor Administrativo y Operativo designado por la Empresa, para el caso, le correspondió al Jefe de Area de Gestión del Ingreso.

4.3.4.5 *Subsidios y contribuciones*

De acuerdo a lo estipulado en el artículo 6º de la Ley 143 de 1994 en lo relacionado con los principios que se deben tener en cuenta para las actividades relacionadas con el servicio, como lo consigna el ítem 6º del mencionado artículo: *"Por solidaridad y redistribución del ingreso se entiende que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores del consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas"*,

CODENSA S.A. ESP debe llevar las cuentas detalladas de los subsidios y contribuciones de solidaridad facturadas y de las rentas recibidas por los conceptos de contribución según el Artículo 4º del Decreto 847 de 2001, el cual reglamenta las Leyes 142 y 143 de 1994, 223 de 1995, 286 de 1996, y 632 de 2000, en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.

Verificado lo anterior se constató que la empresa registra en su contabilidad los montos por los conceptos mencionados en la cuenta 243011 Servicios de Energía

Así mismo se constató que la empresa efectúa y envía las conciliaciones trimestrales de estas cuentas al Ministerio de Minas y Energía de acuerdo a lo establecido en el artículo 5º del Decreto 847 de 2001 y los modificatorios 201 y 1590 del 27 de enero y 19 de mayo de 2004, respectivamente.

De acuerdo a la norma CODENSA S.A. ESP efectúa las consignaciones correspondientes cada trimestre al Fondo de Solidaridad y Garantía.

Así en el 2002 los montos por los conceptos mencionados fueron superavitarios, como se observa a continuación:

	Millones de pesos
I trimestre	5.522.0
II Trimestre	6.673.7
III Trimestre	7.400.2
IV trimestre	7.297.9

4.3.5 Costos operacionales

En el estado de resultados del 2002 se presentan $913.975 millones como Costo de Ventas, 4.74% mayor a lo registrado en el período anterior. Dentro de este costo se observan cuentas relevantes como; Costo de bienes y servicios $581.401 millones, depreciaciones $173.966 millones, órdenes y contratos de mantenimiento $26.111 millones, otros costos de operación y mantenimiento $22.258 millones, ordenes y contratos $50.907 millones y servicios personales por valor de $40.910 millones. Se involucran otros gastos menores como: gastos generales, pago de arrendamientos, contribuciones y regalías, honorarios seguros e impuestos.

Al interior de la cuenta *"Costo de bienes y servicios"* sobresalen principalmente los registros contables por Compra de Energía en Bloque de largo Plazo por $378.973 millones, por uso de redes $106.663 millones y cargos por restricciones por $42.190 millones.

El costo de compras de energía en bloque en el 2002, aumentó 3.16% como consecuencia de los cambios tarifarios e incremento en los precios de compra de energía, y el nivel de demanda bajo respecto al año anterior. Se verificó cada una de las cuentas de Costo de Bienes y Servicios, los soportes contables y se comparó con lo registrado en el balance general, comprobándose que los valores corresponden a registros ciertos.

De acuerdo a la información de las depreciaciones causadas y llevadas al costo en el período en análisis se registraron $170.782 millones, incluyendo los ajustes por inflación teniendo en cuenta cada clase de

activo, siendo las más representativas: Líneas, redes y cables con $132.490 millones y Plantas, ductos y cables con $28.825 millones.

Analizando cada una de estas cuentas se presentan variaciones significativas, como es el caso de la cuenta Plantas, ductos y túneles con un incremento del 351% en ajustes por Inflación al pasar de $2.293 millones en el 2001 a $10.348 millones en el 2002, Edificaciones presenta aumento de ajustes por inflación del 370% al cruzar de $386 millones a $1.819 millones en el mismo período, Líneas, redes y cables registra aumento de ajustes por inflación en 326%, pasando de $11.007 millones a $46.903 millones.

Estas observaciones fueron comunicadas mediante memorando LEA-COD-23 de mayo 5 de 2004, la Empresa y en su respuesta de mayo 10 del mismo año manifiesta: "*En el año 2001 en el mes de septiembre se realizó un cambio en versión del Sistema Financiero y Administrativo, en el cual, entre otros cambios, se produjo una desagregación mayor en las cuentas del gasto y costo de depreciación, ya que en la versión anterior, este concepto estaba detallado en una cuenta por rubro de activos fijos, es decir, en una misma cuenta se registraba el valor de la depreciación del costo histórico o costo de adquisición y el valor de la depreciación del ajuste por inflación acumulado del del activo, en la nueva versión (SAP – SIE2000, versión 4.6B)...*"

"*En las cuentas de costo de ventas se registro el valor de la depreciación desagregada a partir del mes de septiembre, razón por la cual, en el año 2001 el saldo contenido en estas cuentas corresponde al valor acumulado de la depreciación del ajuste por inflación del mes de septiembre al de diciembre, y en el año 2002 se encuentra el valor acumulado* de todo el año..."

La respuesta anterior aclaró las observaciones realizadas, por consiguiente los registros contables realizados se ajustan a las normas contables.

Analizado el contrato EMGESA GC-001, cuyo objeto es el suministro periódico de energía eléctrica a favor de CODENSA S.A. ESP, con destino al mercado regulado en las cantidades determinadas (demandadas) y el precio, y de acuerdo a la demanda real del SIN(Sistema de Interconectado Nacional). Para su liquidación se establecen fórmulas de liquidación del precio de suministro de acuerdo a resoluciones de la CREG.

El valor real de compras de energía, se calcula por la cantidad demandada y liquidada mensualmente, a medida que se vaya cumpliendo el suministro de energía y durante el tiempo de vigencia del contrato, que

va del 1 de enero de 2001 a 31 de diciembre de 2002. La liquidación del contrato se realizará a más tardar el 30 de marzo de 2003.

En el 2002 CODENSA S.A., realizó compras de energía en bloque a largo plazo por $378.973 millones, siendo el principal proveedor EMGESA S.A. con compras por $182.712 millones, seguido de la Central Hidroeléctrica de BETANIA S.A. por $65.111 millones, Empresas Públicas de Medellín ESP por $47.207 millones, Electrificadora de Santander S.A. por $26.809 millones, ISAGEN S.A. por $22.435 millones y otras compañías en menor proporción.

Se verificó que las sumas liquidadas y facturadas por EMGESA S.A. mes a mes durante el 2001 y 2002 correspondan a los datos registrados en contabilidad. En 2001 según Reporte de Costos de producción se facturaron compras en bloque por valor de $170.144 millones, mientras en el 2002 se compró energía por $182.711 millones.

Se examinaron las liquidaciones de EMGESA S.A. correspondientes a facturas de cobro de los meses de junio, julio, octubre y noviembre de 2002, cruzándolas con lo registrado en cada mes, observando que los datos facturados en el mes de julio tiene una diferencia de $4.8 millones y la de octubre una diferencia de $18.6 millones. Al respecto se solicitó aclaración de estas diferencias a la División de Contabilidad y la División de Compras, en tal sentido se determinó que en la contabilización de octubre de 2002 se efectúo un ajuste de facturación por compras de energía del mes de mayo de 2001 por $4.8 millones, en la contabilización del mes de julio de 2002, se hizo un ajuste por medio de Nota Crédito a favor de EMGESA S.A. por $18.6 millones debido a Reliquidación de cambios en las cantidades demandadas del sistema. De acuerdo a lo anterior los procedimientos y observaciones realizadas quedan aclarados.

Las erogaciones por concepto de Contribuciones, obedecen a pagos efectuados a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos en el 2002. Estas contribuciones según Plan Unico de Cuentas establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, están bien contabilizadas.

Las demás cuentas revisadas son: Servicios Públicos (75), Servicios Personales (7505), Depreciaciones (7515), Uso de Redes (753003), Contribuciones y Regalías (7535), Ordenes y Contratos por Otros Servicios (7570), Costo de Bienes y Servicios (7530), entre otras

corresponden a la codificación llevada a cabo por la División de Contabilidad.

El costo de Servicios Personales, presenta un aumento del 48,12% al pasar de $27.648 millones en el 2001 a $40.910 millones en el 2002. Con memorando LEA-COD-28 de mayo 26 de 2004, se solicitó explicaciones sobre esta diferencia, al respecto la Empresa expone en su escrito de junio 1 de 2004 que "*...se debe al cambio de procedimiento al registrar el valor del cálculo actuarial de la compañía. Hasta el año 2001 el cálculo de las pensiones se registraba completamente como un gasto administrativo (cuenta 5102), y a partir del 2002 se estableció la proporción de acuerdo a los costos de nómina de reflejar dicho cálculo en la proporción correspondiente a los costos de personal, reflejando en la cuenta 5102 el gasto administrativo y en la cuenta 7505 el valor de los costos de operación, reflejándose en forma más real el costo de nómina de la compañía...*"

La Contraloría encuentra la respuesta ajustada al Plan de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Según los registros de contabilidad los costos de órdenes y contratos de mantenimiento fueron de $26.111 millones en el 2002, un 7.16% mayor a lo invertido en el período anterior, lo cual es una variación normal. Estos costos se deben principalmente a obras en mantenimiento de la infraestructura de la empresa, en mantenimiento de líneas y redes $16.224 millones y en mantenimiento de la red alumbrado público $9.191 millones.

Revisando el contrato de mantenimiento 4700000025 por un valor estimado anual de $5.316 millones, celebrado con la firma, Consorcio Energía Colombia – GENERCOL S.A., se confrontaron las liquidaciones mediante facturas cuentas de cobro y los registro contables de esta cuenta comprobando que corresponden a datos reales y confiables.

El contrato con la Cooperativa de Trabajo Asociado de Servicios de Electricidad Rural -COOPSER-, con el objeto de realizar obras y mantenimiento en subestaciones, reparación de líneas de MT y BT entre otros, se analizaron los valores facturados de los meses de junio y julio de 2002, observando que corresponden a los datos registrados en libros de contabilidad.

4.3.6 Valorizaciones

Representan la diferencia entre el valor comercial y el precio de costo de las propiedades planta y equipo; incluye además la valorización de las inversiones financieras. Para efectos de la renta por composición patrimonial, la diferencia entre los patrimonios líquidos declarados en el año gravable y en el ejercicio inmediatamente.

Los componentes de la cuenta de valorizaciones utilizados en el estudio realizado por la Lonja de Propiedad Raíz, son:

Costo Histórico
Ajustes por Inflación
Depreciación Acumulada
Costo neto en libros
Valor de reposición
Valor comercial

Según el informe final presentado por la Lonja de Raíz de Bogotá a CODENSA S.A. ESP. el 15 de Junio de 2002 en relación con la valorización de la Propiedad Planta y Equipo de la Empresa, utilizó el método de Avalúo Técnico o Valor Comercial y en la depreciación el cálculo lo realizó aplicando el método de Línea Recta. El Valor Comercial se establece mediante la determinación del Costo de Reposición y a ese valor se le aplican los porcentajes de depreciación o demérito de acuerdo a la vida útil transcurrida, adicional a esto, se le aplica un porcentaje de conservación, en razón a que CODENSA S.A. ESP recibió de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP los activos fijos valuados a Valor Comercial, con vida útil remanente.

Las valorizaciones para el 2002 ascendieron a $484.854 millones, mientras que en el 2001 fueron de $487.974 millones, registrándose una diferencia de $3.120 millones, sobre los cuales la Empresa mediante oficio del 28 de abril de 2004 explicó: *"En el año 2001 se realizó una valoración de la compañía por el Método de Flujo de Caja Descontado, el cual arrojó una valorización de 487 mil millones de pesos para la empresa, este valor, por haberse determinado en forma global fue distribuido entre la Propiedad, Planta y Equipo de forma proporcional al valor de cada uno de los rubros que lo componen"* efectuado por la firma Santander Investment Valores Colombia S.A.

"En mayo de 2002 se contrató con la Lonja de Propiedad Raíz un avalúo técnico de la Propiedad Planta y Equipo de Codensa S.A. ESP, detallado por cada rubro del activo y por cada cuenta contable, el cual arrojó una valorización de 484 mil millones de pesos.

Para registrar esta valoración, se reversó en mayo de 2002, el saldo de las cuentas de valorización de los activos fijos por valor de 487 mil millones de pesos, y se registró la valorización resultante del avalúo realizado por cada uno de estos rubros".

La Contraloría de Bogotá, acepta las explicaciones anteriores con fundamento en el cumplimiento dado por CODENSA S.A.ESP a las observaciones formuladas y contenidas en el Plan de Mejoramiento provenientes de la auditoria fiscal realizada por este ente de control en el 2001.

Es importante señalar que a diciembre 31 de 2002 y de acuerdo al estudio de la Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá D. C., cuenta de valorizaciones quedó definida en $484.854 millones, así:

Terrenos	$29.419
Construcciones y edificios	873
Plantas y ductos	225.787
Equipos de comunicación	2.585
Redes, líneas y cables	223.515
Maquinaria y equipo	1.137
Equipo de oficina	69
Flota y equipo de transporte	1.469
TOTAL	$484.854

4.3.7 Proyectos de inversión

El análisis y evaluación a los proyectos de inversión que CODENSA S.A. ESP, ejecutó durante el año 2002, se realizó a partir de los informes: Inversiones 002, Ejecución de Inversiones POA 2002, Ejecución de Inversiones 2002.xls \ Análisis de Desviaciones, Informes de Evaluación de los Proyectos seleccionados, Informes de Programación y Ejecución Física y Presupuestal de los proyectos seleccionados y el Manual de Preparación, Formulación y Evaluación de Proyectos que suministró la Gerencia de Planificación y Control, este estudio se complementó con las entrevistas a los gestores de los proyectos de inversión seleccionados.

Analizados los anteriores informes se observó que la estructura del plan de inversiones fue la siguiente:

4.3.7.1 Estructura del Plan de Inversiones CODENSA S.A ESP-2002

El Plan de Inversiones ejecutado se clasificó de acuerdo con la naturaleza de su ejecución, en dos grupos: Inversiones Eléctricas en Distribución e Inversiones No Eléctricas y éstos a su vez se desagregaron en 7 programas y 14 subprogramas, como se aprecia en el cuadro 14. Los subprogramas se desagregaron en 93 proyectos de inversión.

A partir del total de recursos asignados en el Plan Operativo Anual ($122.457 millones), la participación de los dos grupos fue del 67.6% y 32.4%, respectivamente. Sin embargo, se observó que el nivel de participación cambió de lo presupuestado a lo real por las desviaciones presentadas en los diferentes proyectos durante la ejecución del Plan, en donde el total de presupuesto ejecutado correspondió a $108.294 millones, participando el primer grupo con el 72.3%, equivalente a $78.325 millones y el segundo con el 27.7%($29.969 millones).

Los recursos presupuestados por $122.457 millones, reflejaron una desviación del 11.6% ($14.163 millones), es decir que se ejecutaron $108.294 millones (88.4%).

CUADRO 14.
PLAN DE INVERSIONES AÑO 2002

Cifras en millones

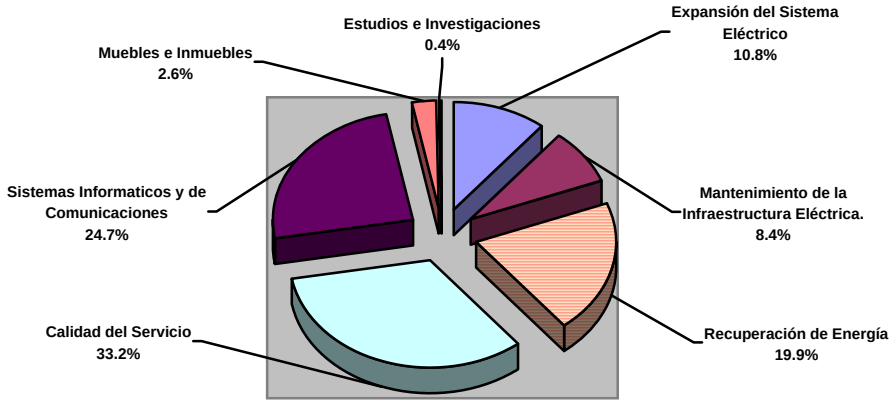
INVERSIONES ELECTRICAS EN DISTRIBUCION							
	PROGRAMAS	PPTO. REAL	**PART TOTAL INVER**	**POA**	**PART. TOTAL INVER.**	**DESV**	%
1	**Expansión del Sistema Eléctrico**	**11.721**	**10.8**	**11.984**	**9.8**	**-263**	**-2.2**
	Nuevos Suministros	10.911	10.1	11.128	9.1	-218	-2.0
	Crecimiento Vegetativo	810	0.7	855	0.7	-45	-5.3
2	**Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica**	**9.095**	**8.4**	**14.719**	**12.0**	**-5.624**	**-38.2**
	Mantenimiento de La Infraestructura Eléctrica	9.095	8.4	14.719	12.0	-5.624	-38.2
3	**Recuperación de Energía**	**21.554**	**19.9**	**26.228**	**21.4**	**-4.674**	**-17.8**
	Control de Hurtos	21.554	19.9	25.305	20.7	-3.751	-14.8
	Pérdidas Técnicas	0	0	923	0.8	-923	0.0
4	**Calidad del Servicio**	**35.955**	**33.2**	**29.795**	**24.3**	**6.160**	**20.7**
	Continuidad	31.270	28.9	17.395	14.2	13.875	79.8
	Producto	4.685	4.3	12.400	10.1	-7.715	-62.2
	TOTAL INVERSIONES ELECTRICAS EN DISTRIBUCION	78.325	72.3	82.726	67.6	-4.401	-5.3

INVERSIONES ELECTRICAS EN DISTRIBUCION							
	PROGRAMAS	PPTO. REAL	**PART TOTAL INVER**	**POA**	**PART. TOTAL INVER.**	**DESV**	%
	INVERSIONES NO ELECTRICAS						
5	**Sistemas Informáticos y de Comunicaciones**	**26.771**	**24.7**	**35.469**	**29.0**	**-8.698**	**-24.5**
	Hardware	2.055	1.9	2.855	2.3	-800	-28.0
	Telecomunicaciones	9.995	9.2	8.626	7.0	1.369	15.9
	Software	983	0.9	2.749	2.2	-1.766	-64.2
	Sistemas Técnicos	13.738	12.7	21.239	17.3	-7.501	-35.3
6	**Muebles e Inmuebles**	**2.791**	**2.6**	**3.883**	**3.2**	**-1.092**	**-28.1**
	Terrenos, Edificios y Mejoras en Propiedades	2.445	2.3	3.377	2.8	-932	-27.6
	Vehículos, Equipos, Herramientas y Muebles	346	0.3	506	0.4	-160	-31.6
7	**Estudios e Investigaciones**	**407**	**0.4**	**379**	**0.3**	**28**	**7.4**
	Estudios e Investigaciones	407	0.4	379	0.3	28	7.4
	TOTAL INVERSIONES NO ELECTRICAS	29.969	27.7	39.731	32.4	-9.762	-24.6
	TOTAL INVERSIONES	**108.294**	**100**	**122.457**	**100**	**-14.163**	**-11.6**
	TREI	7.800		8.899		-1.099	-12.3

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – Codensa S.A. ESP

De los siete programas que conforman el Plan de Inversiones 2002, Calidad del Servicio, absorbió el 33.2% del total de recursos ejecutados para inversión, equivalente a $35.955 millones, seguido por Sistemas Informáticos y de Comunicaciones, que ejecutó el 24.7% correspondiente a $26.771 millones y Recuperación de Energía, el 19.9% equivalente a $21.554 millones. En la gráfica 2 se reflejan los distintos programas y el nivel de recursos ejecutados:

PROGRAMAS DE INVERSION
PRESUPUESTO REAL EJECUTADO AÑO 2002



GRAFICA 2

El programa más representativo, Calidad del Servicio, evidenció que la Empresa destinó la mayoría de sus recursos al desarrollo de proyectos encaminados a mejorar el suministro del servicio y los parámetros de medición de la continuidad del mismo (índices de tiempo y frecuencia de interrupciones). Lo anterior, es coherente con la visión de la Empresa: *"Ser la mejor empresa de servicios del país ofreciendo calidad de servicio al cliente..."*[12].

4.3.7.2 Ejecución del Presupuesto de Inversión

Al analizar la ejecución de los recursos del Plan Operativo Anual - POA, se observó que todos los programas presentaron desviación de los recursos programados y su nivel de ejecución, salvo algunas excepciones, fue inferior a lo programado, como se detalla a continuación:

El programa Sistemas Informáticos y de Comunicaciones, uno de los más representativos del POA, fue el que más desviación presentó (24.5%), cuyos recursos asignados de $35.468 millones, se ejecutaron en el 75.5%, es decir $26.771 millones.

[12] Informe de Auditoría de Gestión y Resultados al 31 de diciembre de 2002 – Deloitte & Touche

La situación contraria se observó en el programa Calidad del Servicio, cuyo presupuesto inicial se incrementó en el 20.7%, es decir de $29.795 millones pasó a $35.955 millones; y en el programa Recuperación de Energía, los recursos iniciales se desviaron en el 17.8%, al pasar de $26.228 millones a $21.554 millones, indicando que se ejecutó el 82.2% de lo presupuestado.

Al analizar el origen de las anteriores desviaciones, se determinó que los subprogramas Continuidad y Producto del Programa Calidad del Servicio, presentaron las más relevantes, del 79.8% y 62.2%, respectivamente.

En el subprograma Continuidad, dos de los tres proyectos más importantes presentaron desviaciones significativas, tal es el caso del Convenio IDU cuyos recursos iniciales se incrementaron en el 501.2%, es decir de $3.642 millones pasó a $21.896 millones, lo anterior debido a *"las mayores obras realizadas por el IDU en comparación con las previstas inicialmente y que corresponden a años anteriores y que por diferentes razones hasta ahora está liquidando y entregando a CODENSA S.A. ESP"*[13].

El otro proyecto que presentó desviación importante fue Normalización Sistemas Distribución Urbana, al aprobarse parcialmente, dado que de los 80 circuitos previstos, sólo se aprobó normalizar 39, significando que lo presupuestado se desvió en el 54.7% ($2.077 millones) del presupuesto inicial de $3.799.158 millones y ejecutando el 45.3%, equivalente a $1.721.822 millones.

En el subprograma Producto, el proyecto Alumbrado Público Distrital presentó desviación del 69%, los recursos presupuestados de $9.799 millones pasaron a $3.035 millones, disminución generada por la demora en la firma del Convenio con el Distrito[14].

En cuanto al programa Sistemas Informáticos y de Comunicaciones, el subprograma más representativo, Sistemas Técnicos, reflejó desviación del 35.3%, generada por el proyecto Sistemas Técnicos y Telecontrol, cuyos recursos iniciales se desviaron en el 32%, es decir de $17.053 millones pasó a $11.587 millones por los atrasos presentados en la ejecución de las actividades previstas para el proyecto[15].

---

[13] Según informe: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento Control de Inversiones
[14] Ibidem
[15] Ibidem

El subprograma Software, pese a que sólo representó el 2.2% de los subprogramas, llamó la atención porque su presupuesto inicial de $2.748 millones, pasó a $983 millones, significando una desviación del 64.2%. La desviación se originó por dos razones: primera, el proyecto más representativo de este subprograma: Proyecto Nueva Economía(E-Business) solo ejecutó el 6% de los recursos asignados debido a que: *"por razones corporativas se encuentra en análisis del documento generado en la Consultoría de las aplicaciones orientadas a gestión con clientes, contratistas y proveedores de las empresas del grupo"*[16], y segunda, la entidad tomó la decisión de no realizar 7 proyectos de los 14 programados, cuyo presupuesto sumó $889 millones.

El programa Recuperación Energía, reflejó disminución de sus recursos en el 17.8%, inicialmente se asignaron $26.228 millones y quedaron en $21.554 millones. La mayor incidencia fue del subprograma Control de Hurtos que presentó desviación del 14.8% equivalente a $3.751 millones, incidiendo notoriamente el proyecto Control Pérdidas C/marca, puesto que los recursos programados en $6.849 millones terminaron en $4.555 millones y se desviaron en el 33.5% al crearse la Regional Cundinamarca para que asumiera el proyecto, los recursos sobrantes se trasladaron para el proyecto de la sede de la Calle 156.[17]

Por otra parte, la empresa postergó para el 2003, la ejecución de los dos proyectos del subprograma Pérdidas Técnicas, denominados Optimización Parque Transformación MT/BT y Telemedición en Circuitos Rurales, cuyo presupuesto sumó $923 millones.

Otra de las desviaciones importantes se reflejó en el programa Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica cuyos recursos se desviaron en el 38.2%, es decir de $14.719 millones quedó con $9.095 millones, equivalente al 61.8% de ejecución. El proyecto más importante de este programa, Individualización Conexiones, con participación del 30.9%, no se ejecutó debido a que fue rechazado por no ser rentable; los recursos que se habían asignado eran de $4.553 millones.

En cuanto al TREI –Trabajos Realizados en Inversión- que corresponde a los costos de personal dedicados a proyectos de inversión, se observó

[16]informe: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento Control de Inversiones
[17] Ibidem

que presentó desviación del 12.3% al pasar de $8.899 millones a $7.800 millones.

4.3.7.3 Avance Físico de los Programas del Plan de Inversiones

En el Cuadro 15 se reflejan los resultados a nivel de avance físico que cada uno de los programas del Plan de Inversiones, alcanzó a diciembre de 2002.

CUADRO 15.
AVANCE FISICO DE LOS PROGRAMAS DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2002

Cifras en millones

	PROGRAMAS	PPTO REAL	% PART	DES V	%	% AV. FISiC
1	Expansión del Sistema Eléctrico	11.721	10.8	-262	-2.2	98.2
2	Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica	9.095	8.4	-5.625	-38.2	61.7
3	Recuperación de Energía	21.554	19.9	-4.674	-17.8	85.5
4	Calidad del Servicio	35.955	33.2	6.159	20.7	92.9
5	Sistemas Informáticos y de Comunicaciones	26.771	24.7	-8.697	-24.5	76.2
6	Muebles e Inmuebles	2.791	2.6	-1.092	-28.1	75.6
7	Estudios e Investigaciones	407	0.4	28	7.4	100.0

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – Codensa S.A. ESP

Llamó la atención el programa Estudios e Investigaciones, que participó con el 0.4%, equivalente a $407 millones dentro del total del Presupuesto Ejecutado ($108.294 millones), al ser el único programa que reflejó 100% de avance físico. Tres programas alcanzaron niveles sobresalientes: Recuperación Energía, Calidad del Servicio y Expansión del Sistema Eléctrico, con avances del 85.5%, 92.9% y 98.2%, respectivamente, mientras que los tres restantes, alcanzaron porcentajes aceptables y que fueron los programas: Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica, con el 61.7%, Muebles e Inmuebles 75.6% y Sistemas Informáticos y de Comunicaciones, 76.2%.

El programa Calidad del Servicio, fue el único programa que incrementó sus recursos (20.7%), incidiendo positivamente en el nivel de avance físico, puesto que reportó el 92.9%. El programa Expansión del Sistema Eléctrico, que presentó una leve desviación de sus recursos, del 2.2%, reflejó cumplimiento del 98.2%, denotando eficacia en el cumplimiento de los objetivos.

Por otra parte, otros programas, reflejaron notorias disminuciones en sus recursos, impactando su avance físico, tal es el caso de los programas

Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica, que reflejó la mayor disminución, 38.2% y su avance físico sólo alcanzaron el 61.7%. Los programas Sistemas Informáticos y de Comunicaciones y Muebles e Inmuebles reflejaron desviaciones del 24.5% y 28.1%, respectivamente y sólo alcanzaron avance físico del 76.2% y 75.6%, respectivamente. Los anteriores porcentajes denotaron bajo cumplimiento en el avance físico de los programas frente a lo programado.

4.3.7.4. Proyectos de inversión seleccionados

La selección de los proyectos de inversión a evaluar, se realizó a partir de los programas más representativos del Plan de Inversiones, siendo estos Calidad del Servicio, que representó el 33.2% del total recursos ejecutados para inversión, seguido de Sistemas Informáticos y de Comunicaciones con el 24.7%. De estos dos programas se seleccionaron cinco (5) proyectos de inversión, tres del primero y uno del segundo, como se aprecia en el Cuadro 16

El presupuesto ejecutado de los 5 proyectos seleccionados sumó $41.191 millones, equivalente al 38% del presupuesto total ejecutado de inversión que fue de $108.294 millones.

Los proyectos Convenio IDU, Plan de Ordenamiento Territorial POT, Normalización Sistema Distribución Urbana, Optimización Circuitos Castellana Calle 67, fueron los más sobresalientes de los 10 que conformaron el subprograma Continuidad, teniendo en cuenta que los recursos ejecutados representaron el 70%, 14.5%, 5.5% y 4.6%, respectivamente. El proyecto Sistemas Técnicos y Telecontrol fue el de mayor participación, dentro del subprograma Sistemas Técnicos, con el 84.3% del total de presupuesto ejecutado para este grupo que fue de $13.738 millones.

CUADRO 16
PROYECTOS DE INVERSION SELECCIONADOS

(Millones de pesos)

CODIGO	NOMBRE PROGRAMA/SUBPROGRAMA / PROYECTO	P/TO Ejecutado	% Part Total P/to Ejecutado Subprog.[18]
CALIDAD DEL SERVICIO / CONTINUIDAD			
410144	Convenio IDU	21.896	70.0

[18] Total Presupuesto Ejecutado del Subprograma Continuidad $31.270 millones

CODIGO	NOMBRE PROGRAMA/SUBPROGRAMA / PROYECTO	P/TO Ejecutado	% Part Total P/to Ejecutado Subprog.[18]
410229	Normalización Sistema Distribución Urbana	1.722	5.5
410233	Optimización Circuitos Castellana – Calle 67	1.448	4.6
410237	Plan de Ordenamiento Territorial – P.O.T.	4.538	14.5
SISTEMAS INFORMATICOS Y DE COMUNICACIONES / SISTEMAS TECNICOS			
540001	Sistemas Técnicos y Telecontrol	11.587	84.3
	TOTAL PRESUPUESTO EJECUTADO PROYECTOS SELECCIÓN	**41.191**	

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – Codensa S.A. ESP

Coherencia con el Plan Estratégico

Analizados los objetivos de los 5 proyectos de inversión seleccionados, con los lineamientos generales del Plan Estratégico 2002, se encontró que los objetivos de 4 proyectos: Convenio IDU, Normalización Sistema Distribución Urbana, Optimización Circuitos Castellana Calle 67 y Sistemas Técnicos y Telecontrol son armónicos y coherentes entre sí, dado que apuntaron al cumplimiento del objetivo estratégico Eficiencia en Inversiones[19] propuesto en la Perspectiva Financiera, al analizar la pertinencia y medir la rentabilidad que se genera con la ejecución de los proyectos.

Formulación y Evaluación de los proyectos de inversión seleccionados

4.3.7.4.1 Con el propósito de evaluar la formulación de los proyectos de inversión seleccionados, se solicitó a la empresa mediante comunicaciones LEA-COD-20 y LEA-DOC-24 del 29 de abril y 6 de mayo de 2004, respectivamente, poner a disposición los estudios básicos de formulación de los proyectos.

La empresa contestó con oficio del 5 de mayo de 2004: "*Los estudios básicos de formulación se encuentran incluidos en los documentos de evaluación que se le han suministrado a la Sra. Beatriz Medellín y que en el caso de no anotarse algún comentario al respecto de las evaluaciones es porque no existe alguna salvedad o novedad importante que merezca su aclaración en el documento*" y con oficio del 11 de mayo de 2004 señaló: "*Los estudios que se realizan para análisis de los proyectos se*

[19] Según oficio del 26 de abril de 2004 de la Gerencia de Planificación y Control

documentan por excepción en el documento de evaluación del proyecto y no existe un soporte adicional a éste."

Por lo anterior, la formulación y evaluación de los proyectos, se analizó y evaluó a partir del contenido de los Formatos de Ficha de Presentación de los proyectos y de los Informes de Evaluación, encontrando lo siguiente:

Las Fichas de Presentación de Proyectos no se diligenciaron completamente ni se consignaron las explicaciones que justificaran su no diligenciamiento (Ver Cuadro No. 17) y en el caso del proyecto Sistemas Técnicos y Telecontrol, sólo se presentó la página 1 de la Ficha. Las anteriores situaciones denotan debilidades en el seguimiento a la formulación de los proyectos de inversión.

CUADRO 17
EVALUACION FICHAS DE PRESENTACION DE PROYECTOS

PROYECTO	ITEM NO DILIGENCIADO EN LAS FICHAS
410229	Alternativas 1 y 2
410233 / 540001	Alternativa 2 y por ende el valor de la inversión Total Miles CO$ corrientes y los indicadores TIR, VAN o VAC, PAY-BACK y ROI
540001/ 410144	Los indicadores TIR, VAN o VAC, PAY-BACK y ROI
410229 / 540001/ 410144	Análisis de Sensibilidad con los indicadores VAN, TIR, PAY BACK y ROI
540001/ 410144	Desglose Básico del Presupuesto de Inversiones con las cifras de años anteriores, siguientes totales y ejecución prevista
410229/ 410233 410237/ 540001	Información complementaria solicitada para la evaluación
540001	Observaciones, Recomendaciones y Anexos

Fuente: Fichas de Presentación de Proyectos – CODENSA S.A ESP

Al respecto, mediante comunicación LEA-COD-21 del 3 de mayo de 2004, se solicitó explicación a la empresa, a lo cual contestó con oficio del 10 de mayo de 2004, así: *"La situación expuesta se presenta porque no todos los campos son aplicables a todos los proyectos y también algunas veces por errores en el diligenciamiento de la ficha que se han mejorado a partir del año 2003".*

Con la anterior respuesta, la entidad confirmó la situación detectada y aclaró que esta situación se mejoró en el año 2003.

Por otra parte, en los Informes de Evaluación se observó que en los siguientes proyectos no desarrollaron ni evaluaron todos los aspectos, como se indica en el Cuadro 18

CUADRO 18
REVISION A LOS INFORMES DE EVALUACION DE PROYECTOS

PROYECTO	ASPECTO NO EVALUADO
410229 Normalización Sistema Distribución Urbana	. Parámetros de evaluación
540001 Sistemas Técnicos y Telecontrol	. Parámetros de Evaluación . Análisis de Sensibilidad . Conclusión y Recomendaciones

Fuente: Informes de Evaluación – Codensa S.A. ESP

Lo anterior demostró que la formulación y evaluación de los proyectos mencionados, no se realizó con la rigurosidad requerida al no considerar la totalidad de aspectos, denotando deficiencias en el desarrollo de este proceso y evidenciando que no se realizó seguimiento y control adecuado a la formulación y evaluación de los proyectos.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Tal como se dio respuesta en su momento, existió una debilidad* ***en la documentación*** *de las fichas e informes de los proyectos, para lo cual* ***se tomó la medida*** *de crear, publicar y difundir el "Manual de Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos de Inversión" en Agosto del año 2002, y teniendo en cuenta que las evaluaciones de los proyectos del 2002 se realizan en el año 2001.*

Con esto se desea precisar y confirmar que hubo una deficiencia en la documentación de los proyectos, más no en el seguimiento y control a las formulaciones y evaluaciones de los mismos."

La Contraloría no acepta la aclaración presentada. En primer lugar la empresa aceptó la observación formulada al afirmar en su respuesta que: "*...Existió una debilidad en la documentación de las fichas e informes de los proyectos*" y que: "*Con esto se desea precisar y confirmar que hubo una deficiencia en la documentación de los proyectos...*", es decir, confirmó que la formulación y evaluación de los proyectos de inversión no se realizó con la rigurosidad requerida, al no considerar la totalidad de aspectos tal y como se especificó en los Cuadros 17 y 18 del capítulo Formulación y Evaluación de los Proyectos de Inversión, denotando que no se efectuó el seguimiento y control adecuado al no reflejar acciones tendientes a completar la mencionada información.

En segundo lugar, si bien es cierto el Manual de Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos de Inversión es una herramienta necesaria para el desarrollo de los proyectos de Inversión, ésta en sí misma no sería tal, si no se efectúa su aplicación mediante el seguimiento a dichos

proyectos en los términos en que ella lo indique. Por consiguiente, se reitera la observación formulada por este Ente de Control.

Sobre esta situación se solicitó explicación, a la empresa mediante oficio LEA-COD-24 del 6 de mayo de 2004, obteniendo respuesta mediante oficio del 11 de mayo de 2004, así: *"Para las evaluaciones de proyectos del año 2002, que se realizaron en el segundo semestre del año 2001, aún no se había formalizado el proceso de evaluación y presentación de los proyectos de inversión; por tal motivo, algunos documentos no contienen los mismos capítulos"*.

La respuesta presentada por la entidad, confirma la situación detectada, al no haberse formalizado el procedimiento para la formulación y evaluación de los proyectos de inversión.

Con el propósito de comprobar la verificación por parte de la Gerencia de Planificación y Control a la información contenida en las Fichas de Presentación de los Proyectos y en los Informes de Evaluación, se solicitó a la empresa mediante oficio LEA-COD-21 del 3 de mayo indicar en donde se registró dicha verificación, la empresa contestó con oficio del 10 de mayo de 2004, lo siguiente: *"El registro de la verificación realizada por la Gerencia de Planificación y Control se sustenta en la firma del proyecto evaluado por parte del Gerente de Planificación y Control*".

4.3.7.4.2 Lo anterior, no es coherente con las situaciones detectadas en la revisión a las Fichas de Presentación de los proyectos y en los informes de evaluación. Por el contrario, evidenció que la Gerencia de Planificación y Control no emprendió acciones, sugerencias o recomendaciones tendientes a mejorar o completar la información, denotando que careció de mecanismos efectivos para la verificación, seguimiento y control a la formulación y evaluación de los proyectos de inversión.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Para mejorar el proceso de inversiones y dentro de este marco, la documentación de los proyectos y los informes de seguimiento, la Gerencia de Planificación y Control* ***creó, publicó y difundió el "Manual de Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos de Inversión"*** *en Agosto del año 2002. Por tal motivo, no es cierto que no se hayan emprendido las acciones de mejora pertinentes*".

La Contraloría no acepta la aclaración presentada por la empresa. Como se explicó en la observación, se cuestiona la carencia de acciones para que se mejorara o completara la información faltante en las Fichas y los Informes de Evaluación más no al proceso de inversiones como lo menciona en su respuesta con la creación, publicación y difusión del

Manual Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos sino, con la aplicación del mismo como se aclaró en el punto anterior. Por consiguiente la observación se mantiene.

Análisis al Cumplimiento de Actividades

El análisis y evaluación al cumplimiento de las actividades previstas en los 5 proyectos de inversión seleccionados se realizó a partir de los resultados reflejados en los informes de "Programación y Ejecución Física y Presupuestal", a diciembre de 2002.

En el Cuadro 19 se consolidan las actividades ejecutadas en cada proyecto de inversión, indicando el nivel de ejecución y su peso porcentual.

CUADRO 19
PROGRAMACION Y EJECUCION DE ACTIVIDADES DE LOS PROYECTOS SELECCIONADOS

Proy	410229		410233		410237		410144		540001	
Act.	Peso	%Ejec	Peso	% Ejec	Peso	% Ejec	Peso	%Ejec	Peso	%Ejec
1	91	101.3	60	53.9	14	0.0	56	100	93	71.6
2	6	66.5	5 16 6	90.9 94.5 452.4	61	96.7	44	100	4	85.5
3	3	123.8	8 5	201.6 45.0	24	166.6			3	100
Total	100		100		100		100		100	

Fuente: Informes de Programación y Ejecución Física y Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones de la Gerencia de Planificación y Control

Se observaron las siguientes situaciones:

- El cumplimiento total de las actividades previstas en los distintos proyectos fue satisfactorio, al reflejar ejecuciones entre el 96% y 100%. Sólo uno de los cinco proyectos, el 540001 no cumplió, al ejecutarse el 73% de lo programado, nivel que se considera bajo.

- 4.3.7.4.3 La incidencia de la baja ejecución (71.6%) de la actividad más importante del proyecto 540001, al representar el 93% de lo programado, en el resultado global del avance físico que fue del 73%.

Lo anterior indicando que no se cumplieron las actividades previstas y que la entidad no fue eficaz en la ejecución del proyecto.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*El proyecto "Sistemas Técnicos y Telecontrol" se ejecutó bajo un contrato de "llave en mano", por lo cual los atrasos del contratista no son imputables a la Compañía, al menos en este caso, por lo que no revela una ineficacia de la Compañía*."

La Contraloría no acepta la aclaración de la empresa. En primera instancia, la observación cuestiona el cumplimiento de actividades del proyecto y como tal no se cumplieron. En segunda instancia, la responsable del proyecto es CODENSA S.A. ESP quien es la gestora y ejecutora, sin perder de vista que el atraso directo viene del contratista y que es obligación de la parte contratante, efectuar el seguimiento a la ejecución de las obligaciones contraídas por aquél. Por consiguiente la observación se reitera.

- En cuanto a cumplimiento de actividades programadas, sólo uno de los 5 proyectos evaluados, el 410144 Convenio IDU, cumplió al 100%, todas las actividades programadas.

- 4.3.7.4.4 Sobrejecución de la actividad 2 del proyecto 410233 y de la actividad 3 de los proyectos 410229, 410233 y 410237, con porcentajes de 452.4%, 123.8%, 201.6% y 166.6%, denotando deficiencias en la planeación al no prever la magnitud de lo que se pretendía alcanzar.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Por definición, el presupuesto es una suposición hecha para lograr un propósito, que se plantea de manera previa bajo unos parámetros y escenarios también supuestos que no siempre se cumplen en la realidad, es más, casi nunca se presentan iguales.*

Por tal motivo, las desviaciones del presupuesto en sí mismas, no denotan una deficiencia en la planeación. Para concluir algo como esto, deben analizarse las causas de la desviación y las consecuencias que estas desviaciones traen a la Compañía.

Por ejemplo, si la tasa de cambio del Dólar sube por encima de lo previsto y de las proyecciones macroeconómicas del país; esto es una causa exógena, no gestionable por CODENSA, que redunda en mayores costos de equipos y/o servicios que se contraten en esa moneda.

De la misma manera, pueden existir ejecuciones bajas, que corresponden a ahorros del proyecto por optimización de recursos. En este sentido la baja ejecución presupuestal está lejos de ser una inadecuada gestión de la Compañía."

La Contraloria de Bogotá no acepta la aclaración de la empresa. En primer lugar se precisa que los porcentajes citados en la observación formulada, corresponden al avance físico de las actividades programadas para la ejecución del proyecto y no a las desviaciones presupuestales como lo indica la empresa en su respuesta. Se reitera, que los desfases presentados evidenciaron que en la planeación de las actividades no se dimensionó la magnitud de las mismas. Por consiguiente se mantiene la observación formulada.

- Baja ejecución de las actividades relevantes, como en los proyectos 410233, en el que la principal actividad con peso del 60%, solo alcanzó el 53.9% y en el 540001, la principal actividad (93%), ejecutando el 71.6% de lo programado.

- Baja ejecución de actividades, reflejada en la actividad 2 del proyecto 410229 y en la actividad 3 del proyecto 410233, con porcentajes del 66.5% y 45.0%, respectivamente.

- 4.3.7.4.5 Se programaron actividades que no se ejecutaron, como en el proyecto 410237 Plan de Ordenamiento Territorial, donde la actividad 1 denominada Maquinaria, Equipo, Herramientas y Muebles con participación del 14% dentro del total de actividades, se programó para los meses de abril a noviembre de 2002 y no se ejecutó.[20]

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*La actividad no fue ejecutada en vista de que en el transcurso del año se observó de no era necesario realizarla, lo cual reduce los costos de inversión del proyecto.*"

Con la aclaración presentada, la empresa confirmó la observación formulada por este Ente de Control al mencionar que: "*la actividad no fue ejecutada en vista de que en el transcurso del año se observó que no era necesario realizarla.....*". Por consiguiente la observación se mantiene.

- 4.3.7.4.6 El análisis a la programación y ejecución mes a mes de las actividades, permitió establecer que no se realizaron dentro de la cronología y magnitud programadas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se concluye que aunque los resultados totales del 80% de los proyectos evaluados fueron satisfactorios, las

[20] Informe de Programación y Ejecución Física del proyecto

situaciones descritas denotan debilidades en la planeación, programación y seguimiento de los proyectos de inversión.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Tal como se explica en el numeral 2.6, esto sucede normalmente, ya que el presupuesto debe ejecutarse con un grado de flexibilidad, que permita a la compañía gestionar y modificar sus proyectos de acuerdo a sus necesidades y adecuándose de la mejor manera a las condiciones exógenas no gestionables por la empresa.*

De una manera importante la ejecución del POT, depende los programas del IDU, que no son gestionados por CODENSA."

La Contraloría de Bogotá no acepta la aclaración presentada por la empresa. Al no tenerse en cuenta la programación efectuada, la ejecución de las actividades de hecho presentaron desviaciones. Los desfases presentados evidenciaron que en la planeación de las actividades no se dimensionó la magnitud de las mismas. Por consiguiente, se reitera la debilidad en la planeación de los proyectos de inversión.

Evaluación a la Ejecución Presupuestal

El nivel de ejecución presupuestal de los proyectos de inversión seleccionados se aprecia en el Cuadro 20, reflejando que los cinco proyectos presentaron desviación de los recursos presupuestados.

Se observó que el proyecto Convenio IDU presentó la desviación más significativa, del 501.2%, al incrementarse sus recursos iniciales de $3.642 millones a $21.896 millones, lo anterior debido a *"las mayores obras realizadas por el IDU en años anteriores y que por diferentes razones hasta ahora está liquidando y entregando a Codensa"*, según justificación presentada por la empresa[21].

Los proyectos Normalización Sistema de Distribución Urbana y Sistemas Técnicos y Telecontrol, reflejaron desviaciones importantes. El primero, ejecutó el 45.3% de $3.799 millones, es decir, que reflejó desviación del 54.7% equivalente a $2.077 millones[22], debido a la aprobación parcial del mismo; y el segundo proyecto, reflejó desviación del 32.1%, es decir de $17.053 millones de POA, utilizó el 67.9%, equivalente a $11.587 millones.

[21] Según Informe de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones de la Gerencia de Planificación y Control
[22] Ibidem

CUADRO 20.
EJECUCION DEL PRESUPUESTO DE LOS PROYECTOS SELECCIONADOS

(Millones de pesos)

CODIGO	NOMBRE PROGRAMA / SUBPROGRAMA / PROYECTO	Real Acum. Sin TREI	POA Acum.	Desviación	%	Avan. Físic.
CALIDAD DEL SERVICIO / CONTINUIDAD						
410144	Convenio IDU	21.896	3.642	18.254	501.2	100.0
410229	Normalización Sistema Distribución Urbana	1.722	3.799	-2.077	-54.7	100.0
410233	Optimización Circuitos Castellana – Calle 67	1.448	1.488	-40	-2.7	96.0
410237	Plan de Ordenamiento Territorial – P.O.T.	4.538	5.194	-656	-12.6	100.0
SISTEMAS INFORMATICOS Y DE COMUNICACIONES / SISTEMAS TECNICOS						
540001	Sistemas Técnicos y Telecontrol	11.587	17.053	-5.466	-32.1	73.0
	TOTALES	**41.191**	**31.176**	**10.015**	**-32.1**	

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – Codensa S.A. ESP

4.3.7.4.7 Con relación al segundo proyecto, se considera que el nivel de ejecución presupuestal fue bajo, lo anterior como consecuencia de los atrasos en la ejecución de la principal actividad, por las demoras del contratista en la entrega de terminales, instalación de equipos y adicionalmente, la repetición de pruebas con recursos de la fase II[23], por lo cual se concluye que el manejo de los recursos asignados fue deficiente y evidenció debilidades en la planeación y seguimiento, afectando el cumplimiento de lo programado en el proyecto.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*La baja ejecución del proyecto "Sistemas Técnicos y Telecontrol" durante el año 2002 se explica en el numeral 2.5, lo que no conduce a concluir que hubo un deficiente manejo de los recursos "asignados*"."

[23]Según Informe de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones de la Gerencia de Planificación y Control

La Contraloría no acepta la aclaración de la empresa. La deficiencia del manejo de los recursos asignados a que se hace referencia, se origina en los atrasos de la ejecución de la principal actividad del proyecto como se citó en el párrafo anterior. Esta observación se soporta en el informe de Ejecución de Inversiones 2002 presentado por la empresa a este Ente de Control en donde manifestó que los recursos asignados en la Fase II se destinaron para la Fase I lo cual denota las deficiencias mencionadas. Por consiguiente se reitera la observación.

Los proyectos Optimización Circuitos Castellana Calle 67 y Plan de Ordenamiento Territorial, presentaron desviaciones del 2.7% y 12.6%, respectivamente, indicando que los recursos asignados de $1.488 millones y $5.194 millones se ejecutaron en el 97.3% y 87.3%, respectivamente.

4.3.7.4.8 Como resultado de la revisión a los Informes de Programación y Ejecución presupuestal, se observó que presentaron la misma tendencia de la Ejecución Física, al reflejar que el presupuesto no se ejecutó como se programó, lo cual confirma las debilidades en la planeación, seguimiento y ejecución de los proyectos de inversión.

En dicha tendencia, se debe tener en cuenta, la incidencia de la falta de una efectiva articulación y retroalimentación, entre la Subgerencia de Planificación de la Red y la Subgerencia de Ingeniería y Obras como áreas que intervienen directamente en la formulación y ejecución de los proyectos de inversión, condición que se reflejó en los desfases entre la programación y ejecución física y presupuestal de los proyectos.

También se observó que la programación presupuestal obedece más a una separación de cupos presupuestales más no a una verdadera planeación económica que garantice la ejecución de los proyectos como fueron previstos.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Por los mismos motivos explicados en el numeral 2.6, una baja ejecución presupuestal no se explica por una inadecuada planeación o ineficacia en la gestión del mismo; deben anlizarse las causas y efectos de cada uno de los proyectos, que tienen cada uno sus propias particularidades y no pueden analizarse en conjunto.*

Por ejemplo, el proyecto "Normalización del Sistema de Distribución Urbana" no se ejecutó en su totalidad porque no se realizaron inversiones en los circuitos en los cuales no era rentable invertir, ya que no tenían altos índices de falla; en caso de ejecutarse la

inversión para estos, hubiese representado una pérdida de valor para la Compañía, pues el valor de la inversión no se recuperaba en los términos que económicamente es adecuado hacerlo."

La Contraloría considera que la aclaración presentada por la empresa no es satisfactoria. En primer lugar se precisa que la observación cuestiona que la ejecución de los proyectos no se realizó acorde con la programación de los mismos, por lo cual se resalta que la observación no se refiere a baja ejecución presupuestal como lo señala la empresa en su respuesta.

Menciona que se deben analizar las causas y efectos de cada uno de los proyectos y se limita a mencionar la situación del proyecto Normalización del Sistema de Distribución Urbana pero a los restantes cuatro (4) proyectos, no se refiere, por consiguiente la observación formulada se reitera.

Por otra parte, la observación también cuestionó la falta de articulación y retroalimentación entre las áreas que intervienen directamente en la formulación y ejecución de los proyectos de inversión, frente a lo cual la entidad no se pronunció, reiterándo se la observación formulada por este Ente de Control.

Por otra parte, con el propósito de determinar el registro contable de la ejecución presupuestal de los proyectos seleccionados, se solicitó a la entidad mediante comunicación LEA-COD-26 del 14 de mayo de 2004, el detalle del presupuesto ejecutado durante el 2002. La empresa con oficio del 28 de mayo de 2004, presentó los soportes en los que se reflejó, entre otros datos, el número de comprobante y la fecha de contabilización demostrando con esto, que los costes presupuestales se registraron contablemente.

Contratación

En el cuadro 21 se relaciona una muestra de los contratos de obra celebrados para la ejecución de los proyectos de inversión.

CUADRO 21
MUESTRA DE CONTRATOS EJECUTADOS PARA LOS PROYECTOS DE INVERSION

(Millones de pesos)

PROYECTO	No. CONTRATO Y FECHA	CONTRATISTA	OBJETO DEL CONTRATO	VALOR
Convenio IDU	4700000280 Febrero 1 de 2002	CENERCOL S.A.	Prestación del servicio del suministro de mano de obra con suministro de materiales para la ejecución de obras a desarrollar para el IDU, de acuerdo con el Convenio No. 029 de 1999 celebrado entre Codensa y el IDU.	325
Plan de Ordena miento Territorial	4700000308 Febrero 1º de 2002	CENERCOL S.A.	Prestación del servicio de suministro de mano de obra con suministro de materiales para la ejecución de las obras a desarrollar bajo el proyecto Plan de Ordenamiento Territorial POT en líneas hasta 34.5 KV aéreas y subterráneas en líneas energizadas y desenergizadas.	2.107
Sistemas Técnicos y Telecontrol	4500002065 Octubre 23 de 2000	ELIOP S.A.	Ejecutar para CODENSA S.A. ESP de acuerdo con su oferta de marzo 6 de 2000, la implantación en modalidad "Llave en mano" del Sistema de Telecontrol y Sistemas de Gestión de Distribución, considerando el diseño de ingeniería, la arquitectura, los requisitos de explotación, pruebas, implantación y puesta en servicio parte del contratista en la modalidad "Llave en mano" de los sistemas de Telecontrol y Sistemas de Gestión de Distribución y su hardware asociado.	USD 2.7 sin IVA

Fuente: Gerencia de Planificación y Control CODENSA S.A. ESP

El análisis a los objetos de los contratos mencionados anteriormente, permitió establecer que apuntaron al logro de los objetivos propuestos en los proyectos de inversión.

4.3.7.5 Seguimiento y control a los proyectos de inversión

El seguimiento y control a los proyectos de inversión se reflejó en el informe "Ejecución de Inversiones 2002 – Análisis de Desviaciones" elaborado por la Gerencia de Planificación y Control, que contiene la

información presupuestal, el avance físico y las justificaciones de cada uno de los proyectos.

4.3.7.4.9 Se observó que el contenido de la Justificación presentada en algunos proyectos fue enunciativa, limitándose a indicar hechos sin mencionar las causas que los generaron, lo que no permitió tener una idea completa de lo que pasó con el proyecto en el año 2002, creando inquietudes que no se resuelven con la simple lectura de la información allí consignada.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Para corregir debilidades como esta fue creado el "Manual de Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos de Inversión*".

La Contraloría no acepta la respuesta presentada por la empresa dado que la observación formulada, cuestiona el contenido de los informes de seguimiento que elabora la Gerencia de Planificación y Control más no el Manual de Preparación, Evaluación y Presentación de Proyectos de Inversión. Por lo anterior, se mantiene la observación formulada por esta Contraloría.

Ejemplo: en los proyectos que se relacionan en el cuadro 22 se observó que la justificación presentada en cada uno, no mencionó las causas por las que la empresa decidió no ejecutar los proyectos.

CUADRO 22
PROYECTOS POSTERGADOS PARA EL AÑO 2003

Cifras en millones

CODIGO	PROYECTO	REAL ACUM. SIN TREI	POA Acumulado	AVANCE FISICO	JUSIFICACION
CDIS 320001	Optimización Parque Transformación MT/BT	0	485	0%	Desplazado para el 2003. El presupuesto se empleó en el proyecto de suministro a nuevos clientes.
CDIS 320002	Telemedición en Circuitos Rurales	0	438	0%	Proyecto desplazado para el 2003.
CDIS 530007	Tecnología WAP Para grandes clientes	0	70	0%	No se realizó el proyecto. Se autorizó el traslado del presupuesto de este proyecto al de Terminales Portátiles de lectura

CODIGO	PROYECTO	REAL ACUM. SIN TREI	POA Acumulado	AVANCE FISICO	JUSIFICACION
					Grandes Clientes.
CDIS 530011	Synergia Estándar		531	0%	Se decidió que este proyecto no se llevaría a cabo en el 2002.
CDIS 530016	VIP WEB CODENSA	0	81	0%	Este proyecto no se realizó. Fue desplazado para el 2003.

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – CODENSA S.A. ESP

Por lo anterior, mediante oficio LEA-COD-12 del 21 de abril de 2004, se solicitó a CODENSA S.A ESP, ampliar y precisar la anterior información, a lo cual contestó con oficio del 26 de abril de 2004 en el que señaló los motivos por los cuales no se ejecutaron los proyectos.

4.3.7.4.10 Otra situación detectada fue la incoherencia de las justificaciones presentadas en los proyectos con el avance físico de los mismos, como en el caso de los proyectos que presentaron ejecución presupuestal y desarrollo de actividades, sugiriendo algún nivel de avance físico, sin embargo, el porcentaje fue del 0%. La justificación no ilustró al respecto y generó contradicción. La anterior situación se reflejó en los proyectos del cuadro 23

La empresa mediante oficio del 26 de abril de 2004, completó la justificación indicando que fueron proyectos no previstos en el POA y que "*no se consideró su avance físico para no distorsionar la comparación del avance físico ponderado del plan de inversiones frente al POA"*. Especificó que el avance físico para todos los proyectos fue del 100%, excepto para el proyecto Conexión Planta Santa Ana que reflejó el 57.4%.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Tal y como se explicó en la comunicación del 26 de abril de 2004, los avances físicos de los proyectos relacionados son los que se indican en esta. En el informe suministrado al equipo auditor se indicaban porcentajes de 0% porque es una metodología que se utilizaba en ese año para calcular el avance físico ponderado de los programas y subprogramas de inversión y que se ponderaba con base el valor presupuestado del año para cada proyecto; como estos proyectos no se habían presupuestado para el año, se colocaba porcentaje igual a cero ya que su presupuesto (POA) era cero, esto sólo con el fin de calcular los ponderados sin afectar el cálculo.*

Por tal motivo, esta situación se explicó y aclaró en dicha comunicación; sin embargo, no se conoció de parte del equipo auditor alguna duda sobre dicha comunicación.

Para evitar situaciones como esta, donde no se entendieran fácilmente los procesos o informes de la Compañía o donde fuera necesario ampliar la información, se le sugirió al equipo auditor consultar directamente cualquier duda que tuviesen; aún así, sólo se recibieron comunicaciones escritas, lo que a veces no es suficiente para conocer a fondo los temas auditados.

Con esto se desea confirmar que no existe contradicción alguna en la información suministrada."

La Contraloría no acepta la respuesta de la empresa. La observación formulada es continuación de la anterior y corresponde a uno de los tres casos en los que se observó que las justificaciones consignadas en los proyectos, fueron enunciativas y no incluyeron la información completa por lo que fue necesario ampliar dicha información.

El informe con la suficiente información favorece la celeridad y productividad de los procesos puesto que permite conocer en forma precisa y concreta el estado de los proyectos y por ende un seguimiento y control oportuno. Por lo tanto, la observación formulada se mantiene.

CUADRO 23
PROYECTOS SIN AVANCE FISICO

Cifras en Millones

CODIGO	PROYECTO	REAL ACUM. SIN TREI	POA Acumulado	AVANCE FISICO	JUSTIFICACION
CDIM 200012	Bloqueo Remoto Recierres	977	0	0%	Se instalaron los 393 relés previstos, lográndose ahorros en la contratación de la mano de obra. Proyecto no previsto, se identificó la necesidad durante el año 2002.
CDIS 510001	Infraestructura Informática	0.9	0	0%	Esta realidad corresponde a la compra de un scaner.
CDIS 520004	Sistema de Radiotelefonía Móvil	2.676	0	0%	Compra de los equipos de radiotelefonía móvil para las áreas operativas que no fue previsto en el presupuesto de inversiones ya que antes era un contrato de outsourcing que al desmejorar su funcionamiento se optó por adquirir un sistema propio.
CDIS 530001	Sistemas de Información	5	0	0%	Proyecto iniciado en el 2001.
CDIS 610013	Predios S/E legalizados	2	0	0%	Legalización del predio de S/E La Dorada en Pacho.
CDIS	Conexión	48	0	0%	Proyecto nuevo no previsto en POA, aprobado en octubre.

CODIGO	PROYECTO	REAL ACUM. SIN TREI	POA Acumulado	AVANCE FISICO	JUSTIFICACION
610015	Planta Generación Santa Ana				Pendiente el cambio de PT's y CT's de 11.4 kv por las exigencias de fronteras, lo cual se desplazó para el 2003.

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – CODENSA S.A. ESP

Similar situación se observó en los proyectos del cuadro 24 cuyas justificaciones mencionaron que los proyectos no se llevaron a cabo, sin embargo reflejaron avance físico.

Lo anterior, evidenció que la información de las justificaciones, no fue la suficiente para ilustrar acerca del estado de los proyectos, denotando vacíos en el seguimiento a los proyectos de inversión.

De esta situación también se solicitó explicación a la Empresa, mediante comunicación LEA-COD-12 del 21 de abril de 2004, contestando con oficio del 26 de abril de 2004, en el que completó las justificaciones, indicando que "*el avance físico corresponde al desarrollo de las etapas de evaluación técnica y financiera y de planeación del proyecto"*, y precisó las razones por las cuales no se llevaron a cabo los proyectos.

CUADRO 24
PROYECTOS QUE NO SE REALIZARON, SIN EJECUCION PRESUPUESTAL Y AVANCE FISICO

Cifras en millones

CODIGO	PROYECTO	REAL ACUM. SIN TREI	POA ACUMULADO	AVANCE FISICO	JUSIFICACION
CDIS 510006	Proyecto Inversiones CPD	0	429.555	35.3%	Se aprobó el renting de los equipos activos de red, por lo tanto este proyecto de inversión no se llevó a cabo.
CDIS 530013	Consulta Infor. Histórica SIE 2000 - CLIO	0	114.172	5.0%	Se decidió no llevar a cabo.
CDIS 530018	Sistema Manejo Cartera Vivienda Retirado	0	28.889	10.0%	Este proyecto no se realizó. Si se necesita en el 2003 será un módulo adicional del sistema QUERYX - SRH

Fuente: Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002 de la Gerencia de Planificación y Control – Departamento de Control de Inversiones – Codensa S.A. ESP

4.3.7.4.11 Por otra parte, revisados y analizados los informes mensuales de enero a diciembre, se observó que el seguimiento mes a mes de los proyectos no fue adecuado, al evidenciar que la justificación presentada en los proyectos se repiten de un mes a otro. Aunque la situación se presenta para todos los proyectos, llamó la atención el caso de los proyectos 410144 y 540001, en los cuales se detectó que la justificación presentada en el mes de junio de 2002, se repitió en los meses de julio a diciembre de 2002, sin aportar elementos nuevos que ilustraran como iba la ejecución del proyecto.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Al parecer, la frase resaltada debe ser corregida por "...Aunque la situación **no** se presenta para todos los proyectos,...".*

La causa de que la justificación de desviación de estos proyectos se repitiera de julio a diciembre es que el atraso presentado mes a mes tuvo el mismo origen y no hubo elementos adicionales a lo largo de ese período que incidieran en su atraso."

La Contraloría no acepta la respuesta de la empresa y precisa que la frase mencionada en el informe es la correcta porque la situación descrita se observó no solamente en los dos proyectos mencionados, sino en los cinco que se revisaron.

Se destacó la situación de los proyectos 410144 y 540001 por ser la situación más notoria puesto que la justificación del mes de junio se repitió durante el segundo semestre y en los otros tres proyectos, se observó que se repitieron las justificaciones de un mes a otro. Esta situación denota un seguimiento deficiente por cuanto la justificación no está sustentada perdiendo así el objetivo del informe mensual. Por consiguiente, se reitera la observación formulada por este Ente de Control.

Lo anterior, denotando que para el segundo semestre no se realizó seguimiento a los proyectos y que pese a que existe la herramienta no se utiliza como mecanismo para vigilar y verificar la ejecución de los proyectos. Por lo tanto, se concluye que los mecanismos de verificación existentes no se aplicaron correctamente.

4.3.7.4.12 Por otra parte, con el propósito de verificar los informes que reportaron los gestores de los proyectos de inversión a la Gerencia de Planificación y Control, se solicitó mediante oficio LEA-COD-20 del 29 de abril de 2004 poner a disposición dichos informes.

A lo anterior, la Empresa contestó mediante oficio del 11 de mayo de 2004, así: "*El informe "Ejecución de Inversiones 2002 – Análisis de Desviaciones" es el informe de seguimiento mensual de proyectos de inversión que se realiza para todos los proyectos y donde se recopila toda la información presupuestal, de avance físico y de seguimiento que se genera en las áreas gestoras y se reporta consolidadamente en esta Gerencia. No existe otro informe diferente. Los informes que reportan las áreas gestoras a la Gerencia de Planificación y Control no se archivan como soporte, ya que éstos son ampliados, corregidos y aclarados en esta última.*"

De la respuesta dada por la Empresa se deduce que debido a que no archivó como soporte los informes solicitados, no los suministró a este Ente de control. La anterior justificación no se acepta, teniendo en cuenta que los mencionados informes fueron insumo a partir de los cuales se elaboró el informe consolidado y por lo tanto, debieron conservarse como base de la procedencia de la información consignada en el mismo. La anterior situación denota deficiencias en la conservación de la Memoria Institucional de la Empresa perdiendo referentes para la retroalimentación y futura planeación.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*La Empresa dispone de una estrategia organizada de almacenamiento de los documentos y soportes que de acuerdo con la Ley y buenas prácticas empresariales le corresponde mantener. No es aceptable la conclusión a que llegan, pues los soportes a que se refieren son documentos internos no esenciales que surtieron su efecto y se compilaron en uno de mayor jerarquía*."

La Contraloría no acepta la respuesta de la empresa teniendo en cuenta que la información fuente, a partir de la cual se elabora el informe consolidado, es importante, más aún, cuando este consolidado no es claro ni explícito. Por consiguiente se reitera la observación formulada.

Adicionalmente, se observó que la empresa durante el año 2002, no efectuó la evaluación expost a los proyectos de inversión que le permitiera verificar los impactos y los resultados de la operación frente a lo programado inicialmente, con el fin de guiar la formulación y elaboración de nuevos proyectos.

Lo anterior en respuesta a la comunicación LEA-COD-20 del 29 de abril de 2004 de este Ente de control, en el que se le solicitó a la empresa, información sobre la evaluación expost a los proyectos de inversión, a lo cual contestó con oficio del 5 de mayo de 2004, informando que *"Las evaluaciones expost están en proceso de implementación actualmente, por lo cual para el año 2002 no se realizó ninguna de éstas.".* Cabe mencionar que esta

observación también la formuló la Auditoría Corporativa en su informe *"Control de Inversiones en Distribución"* de octubre de 2003.

En cuanto a la confiabilidad de la información, se observó que presentó deficiencias, como en el caso de la denominación de los proyectos 410229 y 410233 en los que se observó que recibieron diferentes denominaciones en la Ficha de Presentación de los Proyectos y en la Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones POA 2002, como se detalla a continuación:

CUADRO 25
PROYECTOS 410229 Y 410233 CON DIFERENTES NOMBRES

Código Proyecto	Nombre en la Ficha de Presentación de Proyectos	Nombre en la Ejecución de Inversiones POA 2002
410229	Proyecto Integral Estandarización Técnica de Circuitos de MT – Zona Urbana 2002	Normalización Sistema Distribución Urbana
410233	Mejoramiento Calidad de Servicio Subestaciones Castellana y Calle 67	Optimización Circuitos Castellana – Calle 67

Fuente: Informes: Fichas de Presentación de los proyectos y Ejecución de Inversiones CODENSA S.A. ESP

De la anterior situación se solicitó explicación a la empresa mediante comunicación LEA-COD-21 del 3 de mayo de 2004, la cual contestó con oficio del 10 de mayo de 2004, así: *"Hasta el año 2002 se presentó esta situación por denominación diferente de parte de algunas áreas técnicas, pero siempre con la misma codificación lo que no daba lugar a confundir los proyectos; sin embargo se detectó este hecho y se corrigió a partir del año 2003."*

La respuesta presentada por la empresa confirmó tal situación, aclarando que se corrigió a partir del año 2003.

4.3.7.4.13 Otra situación detectada fue en el valor del presupuesto programado y ejecutado, reflejado en la Programación y Ejecución Física y Presupuestal del proyecto 540001 al no coincidir con el de la Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones, como se detalla en el cuadro 26

CUADRO 26
VALOR DEL PRESUPUESTO PROGRAMADO Y EJECUTADO DEL PROYECTO 540001

(Millones de pesos)

Valor Presupuesto Programado Acumulado		Valor Presupuesto Ejecutado Acumulado	
Programación y Ejecución Física y Presupuestal	Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones	Programación y Ejecución Física y Presupuestal	Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de

Valor Presupuesto Programado Acumulado		Valor Presupuesto Ejecutado Acumulado	
			Desviaciones
14.340	17.053	10.757	11.587

Fuente: Informe de Programación y Ejecución Física y Presupuestal del proyecto 540001 y Ejecución de Inversiones 2002 \ Análisis de Desviaciones

Las situaciones descritas anteriormente, denotan deficiencias en el seguimiento y control a los proyectos de inversión al generar confusión y falta de confiabilidad en la información, que pueden afectar la toma de decisiones al no contar con información veraz y precisa.

Por las anteriores situaciones, se concluye que el seguimiento a los proyectos de inversión no fue el adecuado, evidenciado en los informes de seguimiento que reflejaron un resumen incompleto de las actividades ejecutadas de los proyectos y al no realizarse la evaluación expost a los mismos, afectando la retroalimentación.

Frente a lo anterior, la empresa contestó con oficio del 26 de julio de 2004, así: "*Los valores reportados en la ficha del cronograma corresponden al Centro de Costo de la Subgerencia de Control y Operación, que fue el área gestora del proyecto. Existen otros rubros menores no incluidos en este cronograma que corresponden a otros trabajos de apoyo realizados por otras áreas. Esto explica la diferencia entre ambos informes, situación que es conocida por la Compañía, lo cual no representa una falta de control.*"

La Contraloría no acepta la aclaración de empresa puesto que como lo afirma en la respuesta, se incluyeron otros rubros, éstos debieron ser incluidos en los valores totales del proyecto para dar claridad y confiabilidad a la información. Por lo anterior la observación formulada se reitera.

Teniendo en cuenta que entre las funciones de la Gerencia de Planificación y Control están: *"Dirigir y controlar la planificación presupuestaria de CODENSA S.A. ESP y "Dirigir y controlar el análisis y seguimiento económico de las potenciales y actuales inversiones de Codensa"*, los informes de seguimiento y la evaluación expost a los proyectos, se constituyen en las herramientas de control para la toma de decisiones sobre la planificación de las inversiones de la empresa, que deben agregar valor y además servir de control de gestión de las áreas encargadas de ejecutarlos.

5 ANEXOS

Ministerio de Hacienda y Crédito Público
República de Colombia

MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
Numero Radicacion:2-2008-035019
Fecha Radicacion: 5 12 2008 17:40:3
894-GOBERNACION DE SANTANDER
No.Folios:1 No. Anexos:147

Bogotá D.C.,

Señor:
Gobernador de Santander
Calle 37 No.10-30
Bucaramanga - Santander
Colombia
Teléfono: (7) 633 96 66

Asunto: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. - ESSA

Respetado Gobernador:

De la manera más atenta, me permito remitir a usted la invitación para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA.

Las condiciones y plazos de la invitación se encuentran incorporadas en el documento denominado "Reglamento de la invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA", el cual se adjunta a la presente comunicación.

Adicionalmente, es importante informar que el Reglamento podrá ser consultado en la página web www.electrificadoras.com.

En espera de sus comentarios.

Atentamente,

OSCAR IVAN ZULUAGA ESCOBAR
Ministro de Hacienda y Crédito Público

Anexos: Lo anunciado.

LPaterni

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP

Macroestructura administrativa y organizacional

Julio 16 de 2009

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO **3**

2. MACROESTRUCTURA ADMINISTRATIVA **3**

3. ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA **4**

4. MODELO DE PROCESOS **4**

4.1. Modelo general 4
4.2. Gerencia General y Unidades Staff....5
4.3. Gerencia Administrativa y Financiera....5
4.4. Gerencia Generación Energía....6
4.5. Gerencia Transmisión y Distribución Energía....6
4.6. Proyecto reducción y control de pérdidas energía....7
4.7. Gerencia Comercial 6

5. DEFINICIÓN DE FUNCIONES BÁSICAS **8**

5.1. Gerencia General y Unidades Staff....8
5.2. Gerencia Administrativa y Financiera....9
5.3. Gerencia Generación Energía....9
5.4. Gerencia Transmisión y Distribución Energía....10
5.5. Gerencia Comercial 11

1. OBJETO

La Macroestructura administrativa y organizacional de la ESSA ESP contenida en este fue propuesta por la Comisión de Empalme de EPM, discutida en el Comité de Gerencia, acogida por la Administración y aprobada por la Junta Directiva en sesión del 16 de julio de 2009, según consta en acta No. 386.

Entre otras, esta propuesta da cuenta de las siguientes premisas:

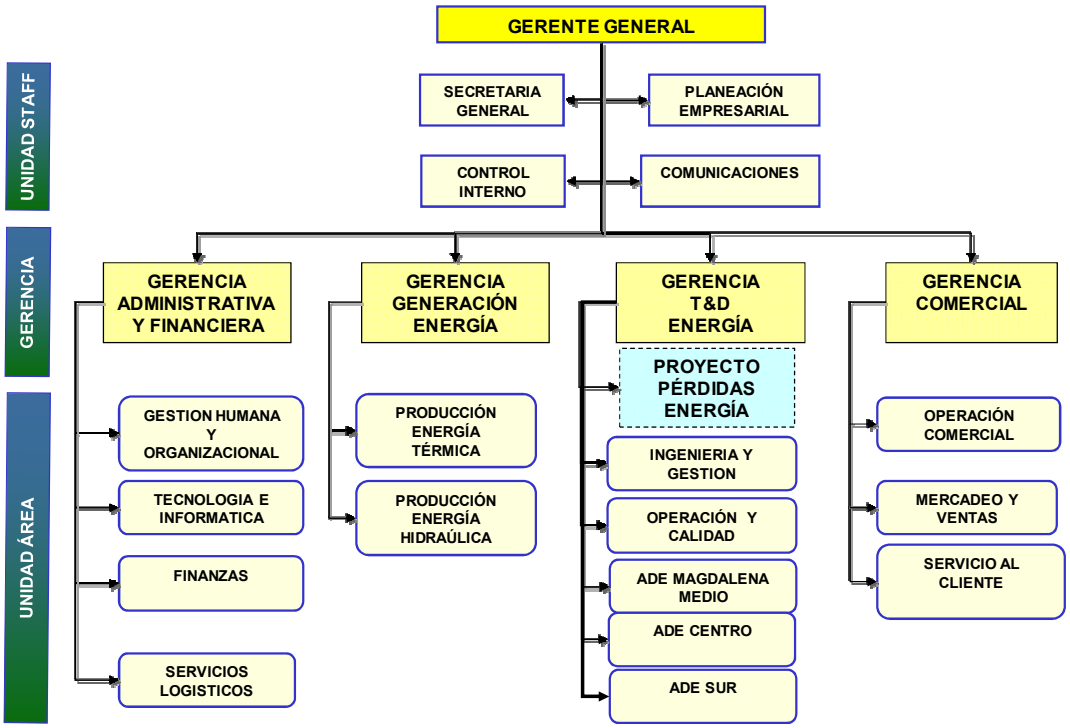
a. Dar un giro que concentre de manera apropiada la "**Cadena de Mando"** para llevar a cabo las actividades necesarias de los procesos.

b. Definir claramente las **Responsabilidades** de cada área organizacional vinculadas al modelo de procesos de la organización

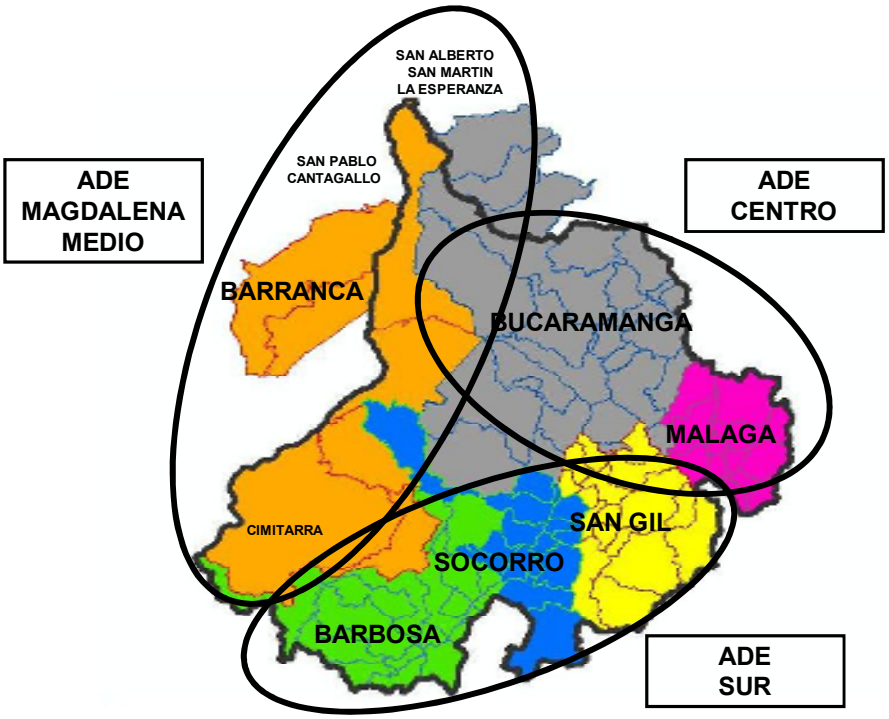
c. Conservar la "**Unidad de Mando**" bajo el esquema de responsable por proceso, teniendo en cuenta los **Tramos de control.**

d. Permitir que cada Jefe dirija efectivamente los recursos asignados, con la autoridad y derechos inherentes a su posición.

2. MACROESTRUCTURA ADMINISTRATIVA

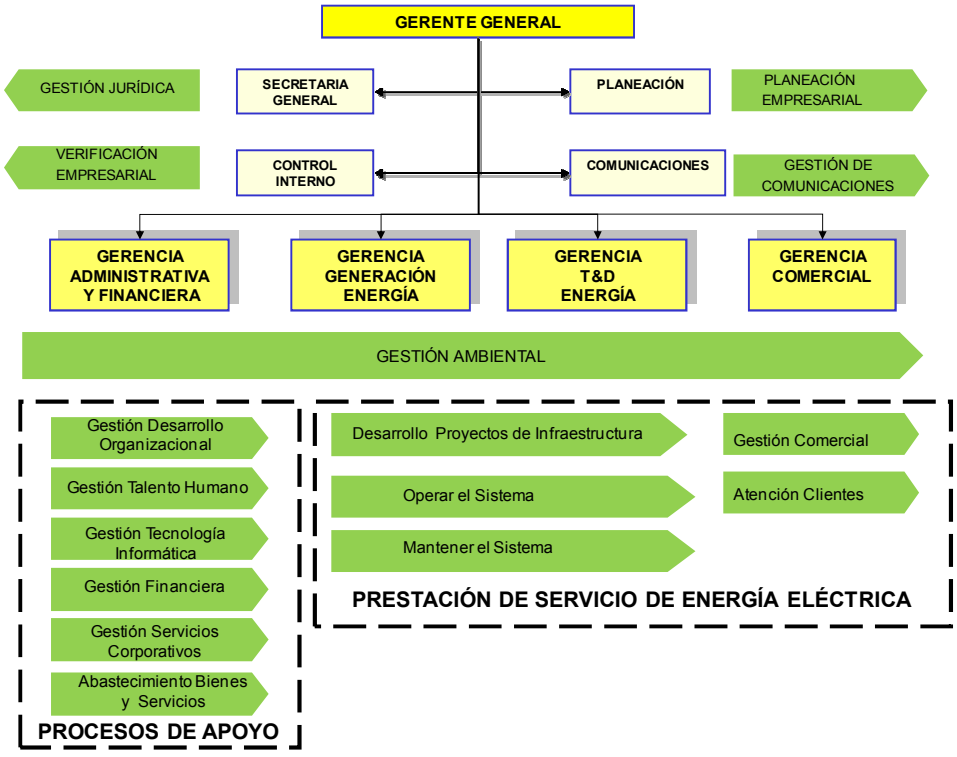


3. ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

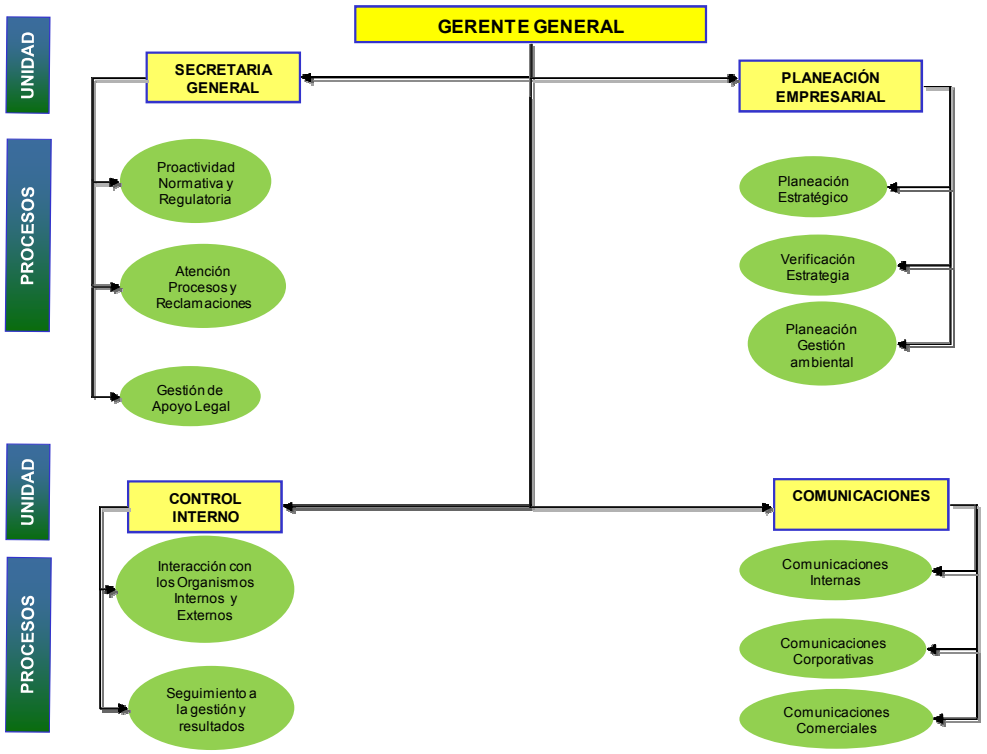


4. MODELO DE PROCESOS

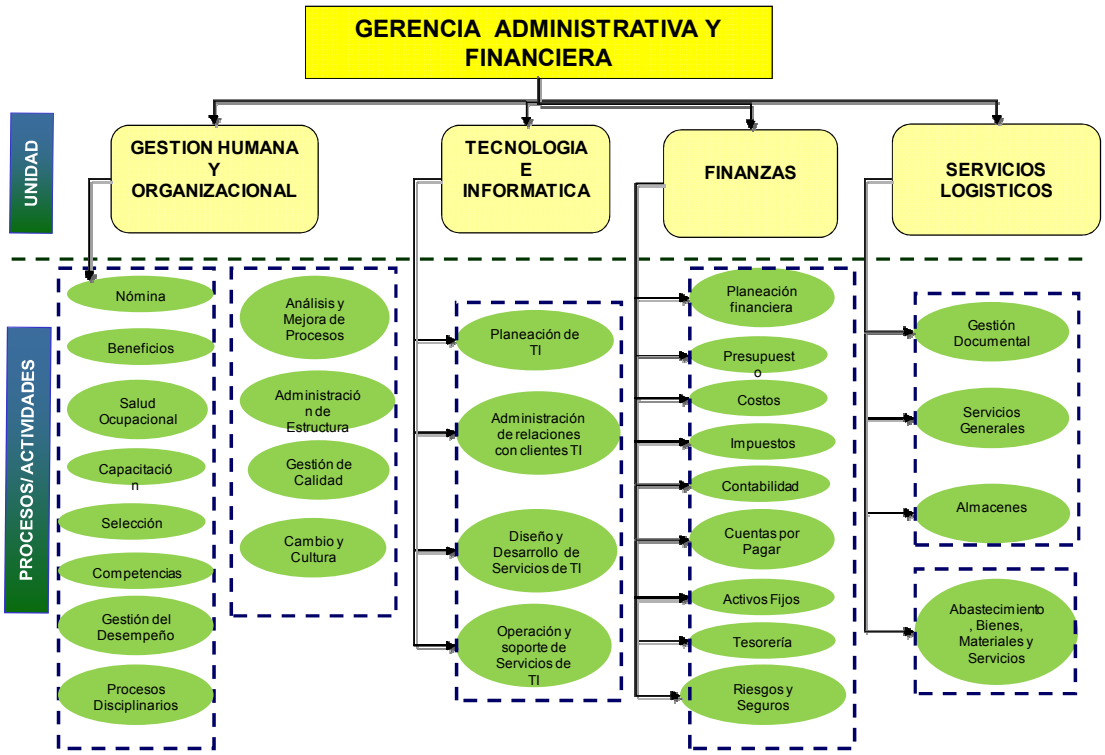
4.1. Modelo general



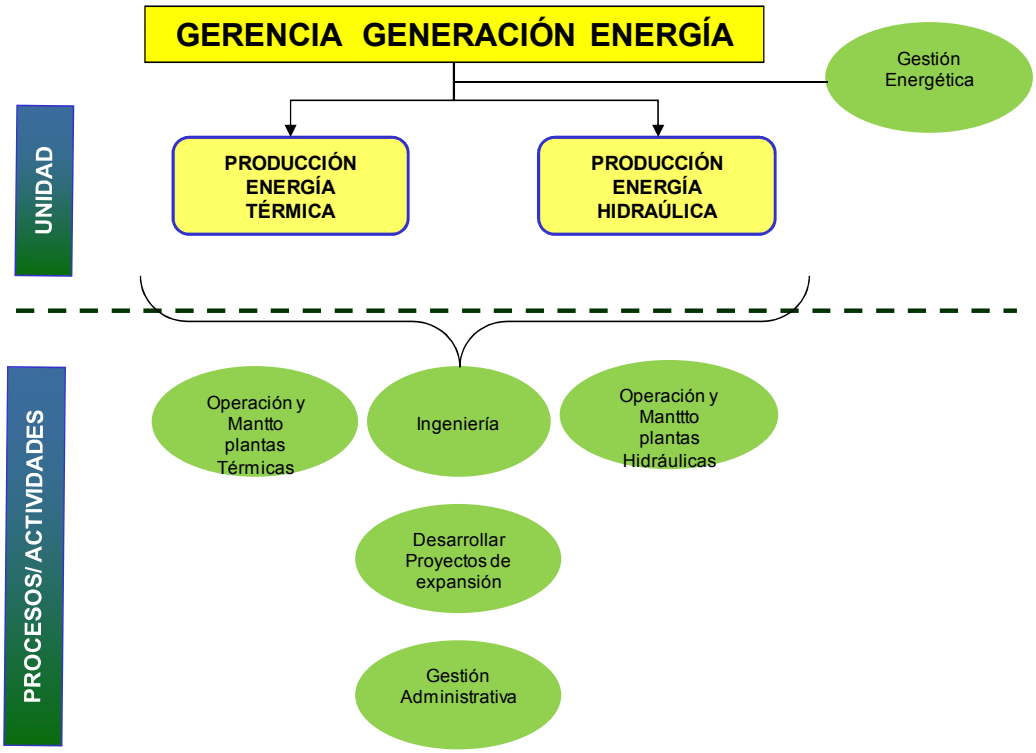
4.2. Gerencia General y Unidades Staff



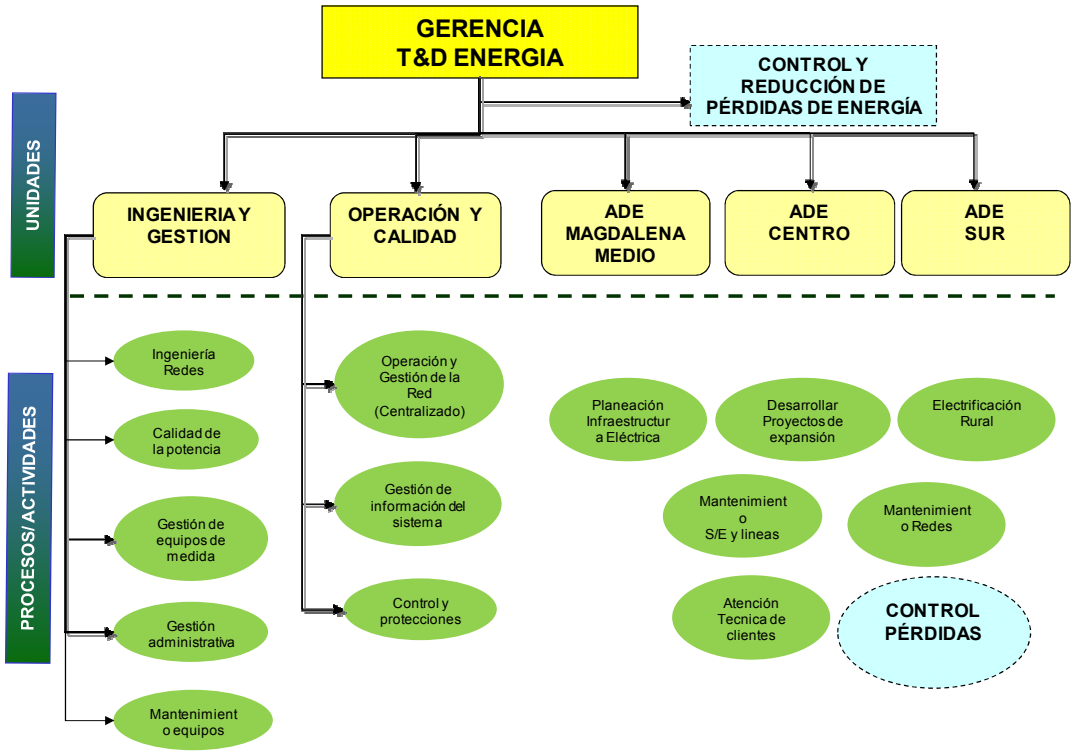
4.3. Gerencia Administrativa y Financiera



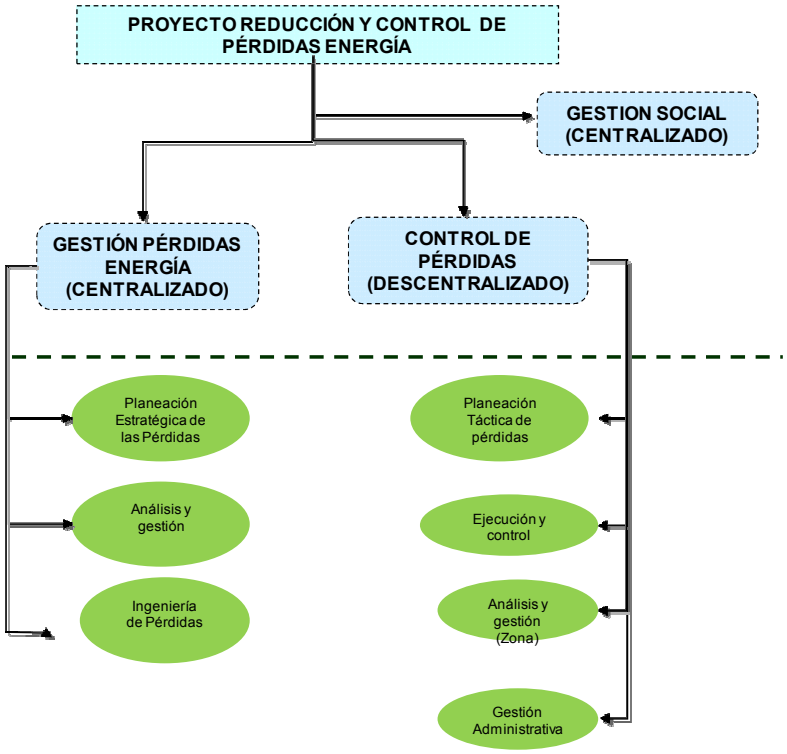
4.4. Gerencia Generación Energía



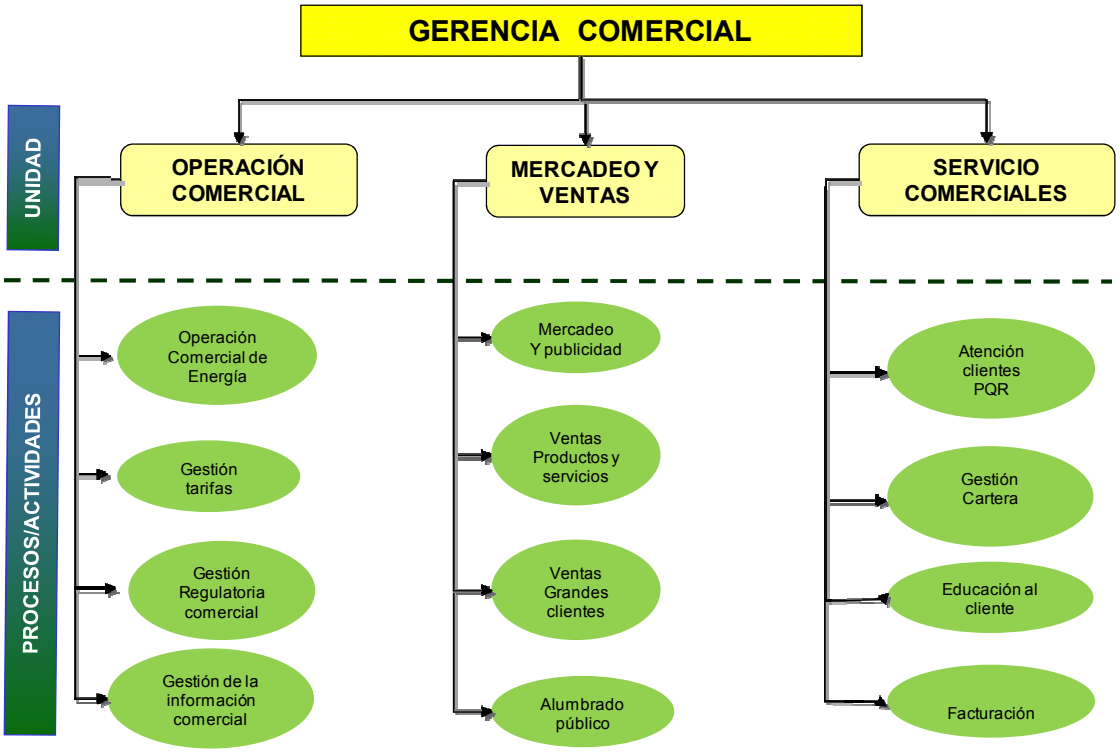
4.5. Gerencia Transmisión y Distribución Energía



4.6. Proyecto reducción y control de pérdidas energía



4.7. Gerencia Comercial



5. DEFINICIÓN DE FUNCIONES BÁSICAS

5.1. Gerencia General y Unidades Staff

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
GERENTE GENERAL	Definir y dirigir las políticas y estrategias relacionadas con la generación, transmisión, distribución de energía, la comercialización de la energía con el fin de lograr la competitividad de la organización Diseñar y definir políticas y objetivos tendientes a desarrollar propuestas de valor del negocio de energía que aseguren la consecución de los objetivos económicos y de cobertura del mismo y asegurar el cumplimiento de las políticas y de las estrategias corporativas y competitivas establecidas por el Plan de Negocios de la ESSA ESP. Participar en la definición y seguimiento a la estrategia competitiva.
SECRETARIO GENERAL	Definir directrices y lineamientos para la prestación de todos los servicios jurídicos en temas tales como contratación, manejo de procesos y litigios judiciales, apoyo en proactividad regulatoria y demás asuntos legales, para procurar el rigor y unidad de criterio jurídico. Actuar como el soporte jurídico de la Junta y de la Gerencia General en todos los asuntos del manejo y administración de la empresa. Ejercer las funciones de Secretario de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva de conformidad con los Estatutos de la Entidad. Realizar el seguimiento al cumplimiento de la agenda y de los compromisos establecidos en la Junta Directiva.
JEFE UNIDAD CONTROL INTERNO	Dirigir los procesos de diseño, desarrollo, aplicación y verificación del sistema de control interno, con el fin de apoyar al Gerente General y demás directivos de la organización en el logro y control de los objetivos estratégicos y empresariales. Participar en la definición y seguimiento de las estrategias de la organización.
JEFE UNIDAD COMUNICACIONES	Soportar los procesos de comunicación externa y el desarrollo del proceso de comunicación interna que se traduzca en actitudes y comportamientos que faciliten el logro de la estrategia de la organización.
JEFE UNIDAD PLANEACIÓN EMPRESARIAL	Coordinar las actividades para la definición, formulación y evaluación del Plan de Negocios de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Comercialización y el Plan de Expansión de la infraestructura asociado. Así mismo coordinar la gestión ambiental necesaria para cada uno de los negocios.

5.2. Gerencia Administrativa y Financiera

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
GERENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	Planear, dirigir, coordinar y evaluar las actividades relacionadas con el desarrollo organizacional, gestión humana, tecnología de información, finanzas, compras y suministros, de acuerdo con las directrices del Plan de Negocios de la ESSA ESP y las del Gerente General, para contribuir al cumplimiento de las estrategias corporativas y competitivas definidas en él.
JEFE UNIDAD GESTIÓN HUMANA Y ORGANIZACIONAL	Dirigir, organizar y coordinar las actividades relacionadas con la Gestión del capital humano, desarrollo organizacional y control de gestión, en cumplimiento de las políticas y procedimientos definidos por la Organización para contribuir al cumplimiento de las estrategias corporativas y competitivas definidas en el Plan de Negocios de la ESSA ESP.
JEFE UNIDAD TECNOLOGÍA E INFORMÁTICA	Dirigir, organizar y controlar el desarrollo integral de la tecnología de información para apoyar los procesos de negocio y el desarrollo de las estrategias corporativas y competitivas definidas en el Plan de Negocios de la ESSA ESP.
JEFE UNIDAD FINANZAS	Planear, dirigir y evaluar el plan financiero de corto y largo plazo y las actividades relacionadas con la administración de los recursos financieros de la organización que le sirvan de soporte a la toma de decisiones, con el fin de asegurar su crecimiento y viabilidad financiera. Proponer metas de desempeño a los Negocios de Generación, Transmisión y Distribución, y Comercialización, que contribuyan al logro de la meta fijada por el Plan de Negocios de la ESSA ESP.
JEFE UNIDAD LOGÍSTICA	Planear, dirigir y coordinar las actividades relacionadas con la compra y entrega de suministros y servicios de logística, con el fin de contribuir al cumplimiento de los objetivos de la organización definidos en el Plan de Negocios de la ESSA ESP.

5.3. Gerencia Generación Energía

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
GERENTE GENERACIÓN	Dirigir, coordinar y controlar los planes, recursos y procesos relacionados con la Generación de energía, el desarrollo de proyectos de Generación y la compra y venta de grandes bloques de energía en Colombia, de acuerdo con la estrategia definida en el Plan de Negocios de la ESSA ESP. Participar en la definición y seguimiento a la estrategia competitiva.
JEFE UNIDAD PRODUCCIÓN ENERGÍA HIDRAÚLICA	Dirigir, coordinar y planear de manera integral la operación, el mantenimiento y los servicios de apoyo de las plantas de generación hidráulica a su cargo, para garantizar la disponibilidad de la infraestructura de generación, con criterios técnicos, económicos y de oportunidad.

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
JEFE UNIDAD PRODUCCIÓN ENERGÍA TÉRMICA	Dirigir, coordinar y planear de manera integral la operación, el mantenimiento y los servicios de apoyo de las plantas de generación térmica a su cargo para garantizar la disponibilidad de la infraestructura de generación, con criterios técnicos, económicos y de oportunidad.

5.4. Gerencia Transmisión y Distribución Energía

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
GERENTE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	Dirigir, coordinar y controlar los planes, recursos y procesos relacionados con la prestación del servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica que permitan ampliar la participación en el mercado, en centros urbanos y rurales en los Municipios en los que presta el servicio, de acuerdo con la estrategia definida en el Plan de Negocios de la ESSA ESP. Participar en la definición y seguimiento a la estrategia competitiva, con el objeto de atender a la prestación del servicio en condiciones óptimas de calidad, economía y oportunidad.
JEFE PROYECTO REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS	Liderar la planeación y coordinar el desarrollo de las estrategias para la reducción de las pérdidas de energía en las zonas de influencia, con el fin de contribuir a la reducción del índice de pérdidas de la organización y garantizar el cumplimiento de la meta estratégica.
JEFE UNIDAD INGENIERIA Y GESTIÓN	Coordinar y controlar la planeación, la programación y el control de las actividades relacionadas con diseño, estudios técnicos, contratación e implantación de nuevas tecnologías para brindar apoyo técnico a todas las áreas de la Gerencia de Transmisión y Distribución, en cumplimiento de las políticas y procedimientos definidos por la Organización para contribuir al cumplimiento de los objetivos definidos en el Plan de Negocios de la ESSA ESP.
JEFE UNIDAD OPERACIÓN Y CALIDAD	Coordinar y controlar la operación y el restablecimiento del servicio en el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica y la adecuada recepción al cliente en reclamaciones por alteraciones en el servicio, en cumplimiento de las políticas operativas y procedimientos definidos por la Organización para conservar los límites de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio
JEFES UNIDAD DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (SUR –CENTRO Y MAGDALENA MEDIOS)	Dirigir, coordinar, y controlar las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, los planes de expansión, la atención técnica de los clientes de las zonas donde se presta el servicio, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de la adecuada operación de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica; en cumplimiento de las políticas y procedimientos definidos por la Organización para garantizar la continuidad y calidad del servicio de energía.

5.5. Gerencia Comercial

CARGO	FUNCIÓN BÁSICA
GERENTE COMERCIAL	Planear, dirigir, evaluar y controlar la gestión comercial del negocio, mediante el análisis de mercado, investigación, desarrollo, mantenimiento y eliminación de productos y servicios; la formulación y ejecución de políticas y planes de mercadeo y ventas, así como la definición de requerimientos de servicio al cliente a través de los planes de mercadeo, y la gestión de crédito y de cartera enmarcada dentro de la estrategia definida en el Plan de Negocios de la ESSA ESP, que garanticen el cumplimiento de los objetivos de la organización.
JEFE UNIDAD OPERACIÓN COMERCIAL	Realizar la gestión de ingresos, egresos, compra de la energía para los mercados regulado y no regulado del negocio, costos, regulatoria, operativa y gestión de información en cumplimiento de las políticas y procedimientos definidos por la Organización, para asegurar una adecuada remuneración del negocio. del transporte de energía eléctrica y la conservación y expansión del mercado, así como la rentabilidad del negocio de energía.
JEFE UNIDAD MERCADEO Y VENTAS	Planear, coordinar, evaluar y controlar para los clientes las actividades de análisis de mercado, investigación, desarrollo, mantenimiento y eliminación de productos y servicios, la formulación, ejecución y seguimiento de planes de mercadeo, la gestión de ventas y comercialización de productos y servicios y la gestión de crédito y de cartera en el marco de las políticas financieras definidas por la Organización con el fin de maximizar los ingresos y la rentabilidad del negocio.
JEFE UNIDAD SERVICIO AL CLIENTE	Planear, coordinar, evaluar y controlar las actividades de atención de las PQR de los clientes, la facturación por los servicios prestados y la educación al cliente para el mercado, atendido de acuerdo con las políticas y procedimientos definidos por la Organización con el fin de maximizar la satisfacción de los clientes.

DIRECCIÓN CRECIMIENTO INTERNACIONAL

SUBDIRECCIÓN NUEVOS NEGOCIOS INTERNACIONALES

PLAN DE NEGOCIOS 2009 - 2013
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P

JULIO 16 DE 2009

epm® estamos ahí.

ESSA

La elaboración de este de plan de negocio estuvo coordinada por los Ingenieros Julio César Duque Cardona y José Fernando Mejía Arbeláez, funcionarios adscritos a la Subdirección Nuevos Negocios de la Dirección Crecimiento y de la Subdirección Empresas Vinculadas de la Dirección Energía de EPM respectivamente. El contenido de este plan de negocio fue desarrollado en diferentes temáticas con el equipo de empalme conformado por funcionarios de EPM y de la Electrificadora de Santander. ESSA. S.A. E.S.P, los cuales se mencionan a continuación:

TEMÁTICA	POR PARTE DE EPM	POR PARTE DE ESSA
Pérdidas Energía	Jairo de Jesús Bustamante V	Hernando González Macías Manuel Urbano Cala Flórez
Transporte Energía	Mario Joaquín Prada Q	Wilman Morales Ricardo Arturo Ribero Rojas
Generación Energía	William Giraldo Jiménez Jaime Alberto Arenas Plata Wilson Chinchilla Herrera	Pablo Arturo Niño López Alfredo Valle Sossa
Comercial	Jaime Jaramillo Zapata	Lucero Pineda
Informática	Blanca Nubia Correa L	Luís Guillermo Parra Barrera
Jurídico	Luz Ángela Vergara Castro	Lucia Cristina Díaz Armenta
Financiero	José Mauricio Jaramillo H Carlos Alberto Amador Valencia	Rafael Enrique Rojas Arias
Administrativo	Gabriel Jaime Arango Z	Fabio Gerardo Martínez María Catalina Pinilla V. Luz Marlene Aljuri Plata

Contenido

1. INTRODUCCIÓN DEL PLAN DE NEGOCIOS 6

2. AMBITO ACTUAL DEL NEGOCIO 8

3. BREVE PRESENTACIÓN DE LA ESSA 8
3.1. Aspectos Comerciales 8
3.2. Aspectos de La Generación 9
3.3. Negocio de Transporte 9
3.4. Aspectos Administrativos 9
3.5. Retos de la nueva era de un Operador Idóneo 9

4. ALINEACIÓN ESTRATEGICA DE ESSA CON LA GEN Y EL GRUPO EPM 10
4.1. Direccionamiento Estratégico 10
4.2. Planteamiento Básico del GEN Energía 12
4.3. Objetivos Estratégicos del GEN Energía 12
4.4. Inductores de Valor del Plan de Negocio 13
4.5. Aporte a los objetivos Corporativos 15
4.6. Asuntos regulatorios y relación con entidades territoriales 15

5. COMPROMISOS DEL NEGOCIO Y DIRECTRICES OPERATIVAS PRINCIPALES 15
5.1. Compromiso de ser un generador de valor 15
5.2. Compromiso de La ESSA E.S.P. con el Plan de Inversiones 16
5.3. compromiso de EPM con la gobernación de Santander. 17
5.4. Directrices operacionales principales 18
5.5. Sinergias y mejoras 20
5.6. Otras sinergias 20

6. PLAN COMERCIAL 21
6.1. Marco de actuación para el proceso comercial 21
6.1.1. Marco de actuación general para el proceso comercial 21
6.1.2. Marco de actuación específico 22
6.1.3. Educación, Orientación y Comunicación con el Cliente 23
6.1.4. Administrar la información del Cliente 23
6.1.5. Mercadeo 24
6.1.6. Facturar 25
6.1.7. Evaluar y controlar la gestión del Servicio al Cliente 25
6.2. Planes de mediano plazo 26
6.2.1. Plan integrado de atención al cliente 26
6.3. Acciones de corto plazo 29
6.3.1. Atencion Clientes 29
6.3.2. Medición de consumos 30

6.4. Gestión operativa de la cartera 32
6.5. Contrato integral de actividades operativas 33
6.5.1. Estructura Comercial 33

6.5.2. Tecnología para soportar el proceso. 33
6.6. Mejora al proceso de facturación. 34
6.6.1. Modelo de curva de crítica a los consumos. 35
6.7. Estratificación 36
6.8. Propuesta educativa 37
6.9. Intervención integral para Barrancabermeja 38
6.10. Recaudo 38
6.11. Lineamientos para El MNR de ESSA y CENCOL 40
6.12. Análisis y proyección de la demanda 45

7. PLAN DE INVERSIONES EN TRANSPORTE Y RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD 46
7.1. Inversiones en el negocio de Transporte de Electricidad 46
7.1.1. Resumen Plan Inversiones 2009 – 2013 COP, DICIEMBRE 2008 46
7.1.2. Expansión de infraestructura del sistema de potencia 47
7.1.3. Plan de reposición de equipos de subestaciones 49
7.1.4. Reposición transformadores de distribución 50
7.1.5. Ampliación de la cobertura del sistema de comunicaciones 51
7.1.6. Ampliación de la cobertura de la Electrificación Rural 52
7.1.7. Reposición redes eléctricas en zonas. 53
7.1.8. Modernización subestaciones, SCADA y Calidad de Potencia 54
7.1.9. Montaje de reconectadores 58
7.2. Mejores prácticas 61
7.3. Inversiones en equipos y vehículos operativos 65
7.4. Plan de inversiones en recuperación pérdidas 65
7.4.1. Diagnóstico y recomendaciones 65
7.4.2. Evaluación de procesos y programas 66
7.4.3. Otros asuntos que impactan el proceso de control pérdidas 69
7.4.4. Cronograma 75
7.4.5. Metas, indicadores y mecanismos de seguimiento y control 76
7.4.6. Indicadores 77
7.4.7. Mecanismos de seguimiento y control 77

8. PLAN DE MEJORAMIENTO DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN 77
8.1. Contrato de energía con ECOPETROL 77
8.2. Planta Palenque 78
8.3. Proyectos de Generación, Repotenciación y PCHs en la ESSA 78
8.4. Plantas menores Servitá, Calichal y Zaragoza 79
8.5. Gestión ambiental 79
8.6. Almacenes, compras, inventarios y contrataciones. 80
8.7. Modernizaciones e inversiones 80
8.8. Pólizas de seguros 81
8.9. Situación comercial de la generación para los próximos años 82
8.9.1. Proyección de Generación 82
8.9.2. Contratación 83
8.9.3. Margen Precio Compra-Venta de Energía en contratos 83
8.9.4. Balance de Energía 85
8.9.5. Resultados operación comercial 87
8.9.6. Conclusiones 88

9. GESTION ÁREAS DE SOPORTE CRÍTICO DEL NEGOCIO 89
9.1. Diseño organizacional 89
9.1.1. Alcance 89
9.1.2. Fase 1: Definición de la componente estrategia 90
9.1.3. Fase 2: Diseño Organizacional 90
9.1.4. Fase 3: Implantación 103
9.1.5. Fase 4: Administración del cambio 106
9.2. Plan de tecnología informática 106
9.2.1. Proyecto Reorganización administrativa 108
9.2.2. Proyecto Modernización tecnológica 115
9.2.3. Proyecto Recuperación de pérdidas de energía 119
9.2.4. Proyecto Enfoque en el cliente 121
9.2.5. Proyecto Confiabilidad del servicio 124

10. GESTIÓN JURÍDICA 127

11. PLAN FINANCIERO 127

11.1. Políticas y lineamientos tesorería, presupuesto, contabilidad y tributaria. 127

11.2. Proyecciones financieras del negocio 127

12. ANEXO 1: INDICADORES RECOMENDADOS PARA LA GESTIÓN COMERCIAL .. 136

13. ANEXO #2: MESA DE AYUDA 138

1. INTRODUCCIÓN DEL PLAN DE NEGOCIOS

Este documento tiene por objeto describir breve y concretamente los proyectos y planes de trabajo que habrán de realizarse en los negocios nucleares de la ESSA en los próximos cinco años (2009-2014).

Estos proyectos y planes la ESSA deberá emprenderlos, como parte integrante del grupo empresarial EPM, luego de que esta última fuera escogida por la Gobernación de Santander, como el Operador Idóneo de la compañía.

El Plan de Negocios o El Plan de Mejoramiento, como quiera llamársele no es más que la visión más o menos detallada de la carta de navegación que la ESSA tendrá para desarrollar su objeto empresarial, esta vez, acompañada de un grupo de empresas líderes del sector eléctrico colombiano, acueducto y de comunicaciones, que tienen por objetivo ser las mejores empresas del país en el campo de estos servicios públicos domiciliarios colombianos y de aumentar la relevancia en el campo internacional.

EPM y con ella todas las empresas de su grupo estarán pendientes de acompañar a la ESSA al desarrollo de su objetivo empresarial, transfiriendo sus mejores prácticas y su actividad grupal, en bien de las comunidades de los departamentos donde La ESSA presta sus servicios.

Como tal, este Plan de Negocios será una guía de trabajo, nunca un material inamovible, que ha sido realizado en trabajo conjunto entre un grupo de EPM y la administración de la Electrificadora, luego de adquirido el control mayoritario.

Bajo el mando de su Junta Directiva, La ESSA deberá actualizarlo para que sea un documento vivo que interprete los más eficientes objetivos de sus grupos de interés. Así y con la dirección del Grupo EPM, el Plan de Negocios deberá estar dispuesto a mudar, para convertirse en un documento real, factible y eficiente, que haga de La ESSA una de las empresas líderes en la prestación del servicio de electricidad.

De acuerdo con los objetivos generales que se plantearán en este documento, los objetivos de la ESSA para los siguientes cinco años serán los siguientes, que bien podrían considerarse como los “mandamientos” necesarios para poner a la ESSA como una de las mejores electrificadoras del sector eléctrico nacional:

- La ESSA deberá reducir las pérdidas de energía hasta un nivel comparable con las empresas más competitivas del Grupo EPM, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el presente Plan.

- La ESSA deberá garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía para el Departamento de Santander y las zonas de prestación del servicio en otros departamentos de Colombia. Específicamente deberá actuar sobre:
    - El Sistema de potencia
    - Los Sistemas de transporte de alta y media tensión

- La ESSA deberá transformarse, enfocándose hacia la estrategia establecida en este Plan de Negocios, pero especialmente al servicio de la clientela en los siguientes ámbitos:
  - Clientes regulados del mercado propio y el mercado potencial
  - Mercado potencial de clientes rurales
  - Sostenimiento del mercado actual de clientes no regulados, bajo las perspectivas del Grupo Empresarial.
  - Fortalecimiento de las relaciones con Ecopetrol, como cliente especial de la prestación del servicio.

- La ESSA deberá llevar hasta un nivel adecuado los índices de calidad de servicio, para cumplir con los límites regulatorios, elevando la satisfacción de los clientes, evitando los sobrecostos y las no ventas y disminuyendo hasta un nivel razonable las compensaciones por deficiencias.

- La ESSA deberá buscar el mejoramiento de la eficiencia operativa, a través del aumento de ingresos y la disminución de costos y gastos por negocio en los siguientes ámbitos:
  - Negocio de generación
  - Negocio de transporte
  - Negocio de comercialización
  - Servicio de conexiones (Ecopetrol)

- La ESSA deberá implementar el mayor número de sinergias con la matriz y las demás filiales del Grupo Empresarial.

- La ESSA deberá ejecutar de manera conjunta y coordinada las acciones que requiera el Grupo Empresarial EPM, en el desarrollo de la estrategia definida para el sector energía.

- La ESSA deberá establecer la estructura de capital adecuada a las condiciones y estrategia de la empresa, bajo los lineamientos de su casa matriz.

- La ESSA propenderá por satisfacer los intereses específicos de clientes, trabajadores, proveedores, estado y accionistas.

- La ESSA deberá implementar prioritariamente un Plan de desarrollo tecnológico e Informático coordinado, con el fin de atender las necesidades de cada uno de los objetivos generales y los enunciados.

2. AMBITO ACTUAL DEL NEGOCIO

La Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – que en este documento se denominará "ESSA E.S.P." ó "La ESSA" ó "ESSA" es una empresa de capital mixto, filial del Grupo Empresarial EPM, dedicada a la prestación de los servicios públicos de generación, distribución, transmisión, comercialización de energía y actividades conexas, en 87 municipios del Departamento de Santander y 5 municipios de los Departamentos de Bolívar y el sur del Cesar. Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales; a los sectores comercial, industrial, oficial, alumbrado público, en las franjas regulada y no regulada. Para desarrollar su objeto social y satisfacer a sus grupos de interés, ESSA E.S.P. debe desarrollar, en el ámbito de este plan de negocios, una infraestructura que le permita cumplir con los estándares de calidad y con las demás normas técnicas y regulatorias establecidas por las autoridades competentes.

Bajo los lineamientos de este Plan de Negocios, ESSA podrá ampliar su ámbito de influencia hacia otras empresas y regiones del sector eléctrico nacional e internacional.

3. BREVE PRESENTACIÓN DE LA ESSA

3.1. Aspectos Comerciales

La ESSA atiende 87 municipios del Departamento de Santander y 5 municipios en los departamentos de Cesar y Bolívar. Igualmente atiende directamente a Ecopetrol con la planta de Generación de Termobarranca. En su área de influencia ESSA tiene 537.308 clientes a marzo de 2009, de los cuales el 89.62% son residenciales, el 8.29% son comerciales, el 1.26% industriales, el 0.76% son oficiales y el 0.05% corresponde al alumbrado público. La clientela de la ESSA viene creciendo en los últimos años en un porcentaje superior al 4%.

La cobertura actual en el servicio de energía es del 99% en lo urbano y del 83% en lo rural. Se calcula que cerca de 25.000 usuarios rurales se encuentran sin servicio de energía. El 75% está concentrado en los estratos 1, 2 y 3. El consumo promedio es de 182 KWh/mes (Excluyendo a Barrancabermeja, donde los consumos son mayores debido al clima y al desarrollo de la región). Bucaramanga y Barrancabermeja constituyen el 75.89% del total de clientes. En cuanto a consumo (kWh/mes), estos dos municipios constituyen el 87.23% del total y en facturación constituyen el 88.5%. La cartera morosa de la compañía es de 22.6 mil millones de pesos, distribuidos en 62.555 clientes, algo más de un 11.6% de la clientela. La ESSA tiene la octava tarifa más barata del sector eléctrico colombiano, pero es una de las electrificadoras con la tarifa más barata para empresas con mercado rural componente, por encima de Enertolima y Chec.

La ESSA tiene un alto nivel de reclamos de sus clientes: en el 2008 el 35% de sus clientes elevaron reclamos, quejas o derechos de petición. Este valor ha venido siendo creciente con los años.

Las ventas de La ESSA en el año 2008 alcanzaron los 1215.8 GWh, 56.8% de ellos en el sector residencial y 23.3% en el sector industrial.

3.2. Aspectos de La Generación

La ESSA posee 5 plantas de generación hidráulica en diferentes puntos del Departamento de Santander, para un total de 24 MW instalados, con los cuales genera cerca del 6.7% de la energía que vende.

Igualmente, La ESSA posee 103 MW instalados en generación térmica, 90 de ellos en la planta de Termobarranca, dedicados a la prestación directa del servicio de energía para la refinería de Ecopetrol.

3.3. Negocio de Transporte

La ESSA posee 212 kilómetros de líneas de transmisión y algo más de 60.000 kilómetros de redes de distribución entre los niveles 1 a 4, usando para la prestación del servicio cerca de 22 mil transformadores de distribución.

La carga máxima anual del sistema de potencia viene creciendo con un promedio de 3.2% en los últimos cinco años, valor que, incluso, en algunos años ha estado por encima del crecimiento promedio del PIB Nacional, lo cual muestra la pujanza de la región y el empresarismo de su gente.

El indicador de pérdidas comercial ha disminuido en los últimos cinco años, mostrando un valor de 22.9% a abril de 2009. El indicador del sistema de transporte es de 17.91% a la misma fecha. Ya sea medido por el uno o por el otro, estos indicadores de pérdidas deben ser objeto de preocupación de sus trabajadores, aunque no sea uno de los peores del país.

3.4. Aspectos Administrativos

Al 20 de abril de 2009 la ESSA tiene 991 empleados en toda su planta, incluidos los contratos a término fijo y 49 practicantes del SENA. La ESSA tiene contratos a término indefinido con 881 personas.

Para su operación, la ESSA divide su influencia en seis zonas operativas, incluida la zona de Bucaramanga. Excepto en esta última, tiene las jefaturas de zona con las cuales opera el sistema eléctrico y comercial, siendo las zonas de Bucaramanga y Barrancabermeja las que tienen algo más del 75% de los clientes.

El margen de EBITDA de la compañía, fue, a marzo de 2009 de 11.76%, siendo preocupantemente bajo.

3.5. Retos de la nueva era de un Operador Idóneo

De acuerdo con la descripción anterior, La ESSA tiene para los próximos años unos retos importantes: el primero de ellos es garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía, dado el alto crecimiento de la demanda y el represamiento de inversiones básicas, luego de estar varios años en proceso de venta al sector eléctrico nacional e internacional.

El segundo reto que tiene la ESSA es la disminución de las pérdidas de energía a unos niveles que garanticen su viabilidad en el largo plazo, y el tercero es la búsqueda de mejoras sustanciales en las relaciones con sus clientes. Para ello La ESSA deberá modernizarse, ampliar su sistema de potencia, ampliar y renovar los canales de comunicación con los clientes y mejorar su seguridad industrial y sus indicadores de calidad en la prestación del servicio.

4. ALINEACIÓN ESTRATEGICA DE ESSA CON LA GEN Y EL GRUPO EPM

ESSA E.S.P. tendrá como filosofía obtener excelencia operativa y comercial, volcándose al cliente para lograr su satisfacción, de manera que gane su fidelidad.

La empresa tendrá entre sus mandatos promover e implementar el mayor número de sinergias con la casa matriz y las filiales del Grupo Empresarial EPM y tratará de aprovechar su infraestructura actual y futura para prestar servicios de valor agregado.

ESSA E.S.P. ejecutará de manera conjunta y coordinada las acciones que requiera el Grupo Empresarial EPM en el desarrollo de la estrategia definida para el sector energía.

4.1. Direccionamiento Estratégico

Según la Superintendencia de Sociedades, para que exista Grupo Empresarial se requiere la presencia de dos elementos básicos: La subordinación o control y la unidad de propósito y Dirección.

- (Código de Comercio - art. 260) “Una sociedad será subordinada o controlada cuando su poder de decisión se encuentre sometido a la voluntad de otra u otras personas que serán su matriz o controlante, bien sea directamente, caso en el cual aquella se denominará filial o con el concurso o por intermedio de las subordinadas de la matriz, en cuyo caso se denominará subsidiaria”.

- (art. 28. Ley 222 de 1995) “Se entenderá que existe unidad de propósito y dirección, cuando la existencia y actividades de todas las entidades persigan la consecución de un objetivo determinado por la matriz o controlante, en virtud de la dirección que ejerce sobre el conjunto”…

De acuerdo a lo anterior, para la definición de la alineación estratégica se parte del hecho que EPM matriz tiene como papel principal la definición de un objetivo para el grupo y las subordinadas, quienes deben acoger las definiciones de la matriz.

Para la Unidad de Propósito, EPM matriz cuenta con la definición única de la estrategia corporativa y la orientación del crecimiento de grupo que debe ser acogida por todas sus filiales, incluida ESSA

Para lograr la unidad de dirección, EPM matriz debe decidir cuáles son las mínimas políticas y prácticas a implementar en la filial, que cumplan con la característica de agregar valor al Negocio, sin poner en detrimento la capacidad administrativa de la filial para responder a las actividades propias de su negocio sin poner en peligro la operación misma de la empresa.

Consecuente con las declaraciones anteriores los siguientes son los elementos estratégicos que deben ser acogidos por ESSA en su Direccionamiento Estratégico:

El propósito empresarial de EPM es la **SOSTENIBILIDAD** definida como el conjunto de condiciones económicas, sociales, y ambientales que favorecen la permanencia y el desarrollo de una empresa en una relación de beneficio mutuo empresa-sociedad. Su estrategia es el crecimiento y actualmente está plasmada en la MEGA.

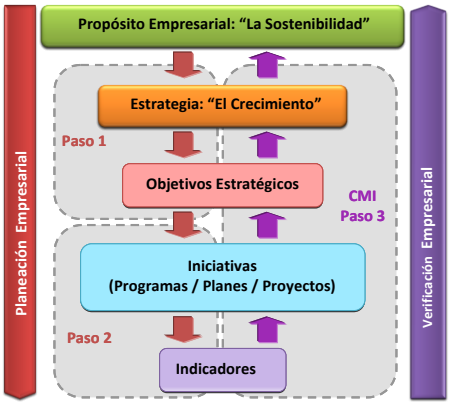
La MEGA del Grupo Empresarial EPM es:

"En el año 2015 el Grupo Empresarial EPM será una corporación con ingresos por ventas equivalentes a US$5.000 millones, de los cuales el 60% se originará en Colombia y el 40% fuera de Colombia".

- **Su GEN de Energía será un jugador importante en energía en el ámbito de Latinoamérica.**

Todo esto sujeto a la fórmula para ganar:

"EPM es una corporación, basada en Medellín y enfocada en el Norte de Latinoamérica.



Partiendo de una posición predominante como proveedor de servicios públicos en Medellín, la organización crea un valor superior"

Para desplegar esta estrategia, tanto en términos de acciones como en los indicadores para medir su progreso, EPM cuenta con el Cuadro de Mando Integral, CMI, herramienta en los procesos de planeación y verificación empresarial.

El siguiente gráfico representa la interacción entre los diversos elementos que conforman el ejercicio de direccionamiento estratégico en EPM.

Siguiendo la lógica descrita, se exponen a continuación los elementos estratégicos a nivel de la GEN de Energía.

MEGA del GEN Energía: En el año 2015, el GEN Energía deberá generar ingresos por US$3.000 millones, creciendo agresivamente más allá del crecimiento vegetativo, e invirtiendo en el creciente mercado panregional de energía.

El **Imperativo Estratégico** es crecer agresivamente, más allá del crecimiento vegetativo en el negocio de energía.

La siguiente es la **Declaración De Identidad** del GEN energía: "Somos un Grupo Estratégico de Negocios del Grupo Empresarial EPM con vocación de permanencia que contribuimos al crecimiento sostenible de EPM y las regiones que nos acogen, mediante el desarrollo y despliegue de un portafolio de propuestas energéticas para los mercados nacionales e internacionales, sustentados en la potencialización de las capacidades humanas, tecnológicas y gerenciales de nuestras unidades estratégicas de negocio y de las empresas vinculadas."

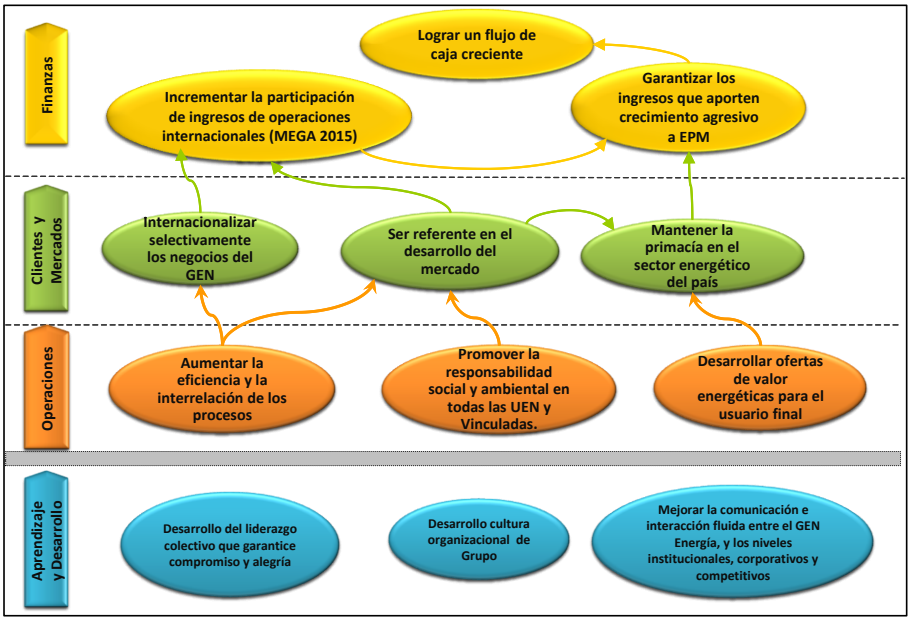
La **Aspiración del GEN** está definida así: Seremos reconocidos por nuestra contribución al desarrollo económico, social y ambiental del país, y por nuestros aportes a la viabilidad y a la consolidación del Grupo Empresarial Empresas Públicas de Medellín; y mantendremos fortalecida la competitividad de nuestras Unidades Estratégicas de Negocio y Empresas Vinculadas.

4.2. Planteamiento Básico del GEN Energía

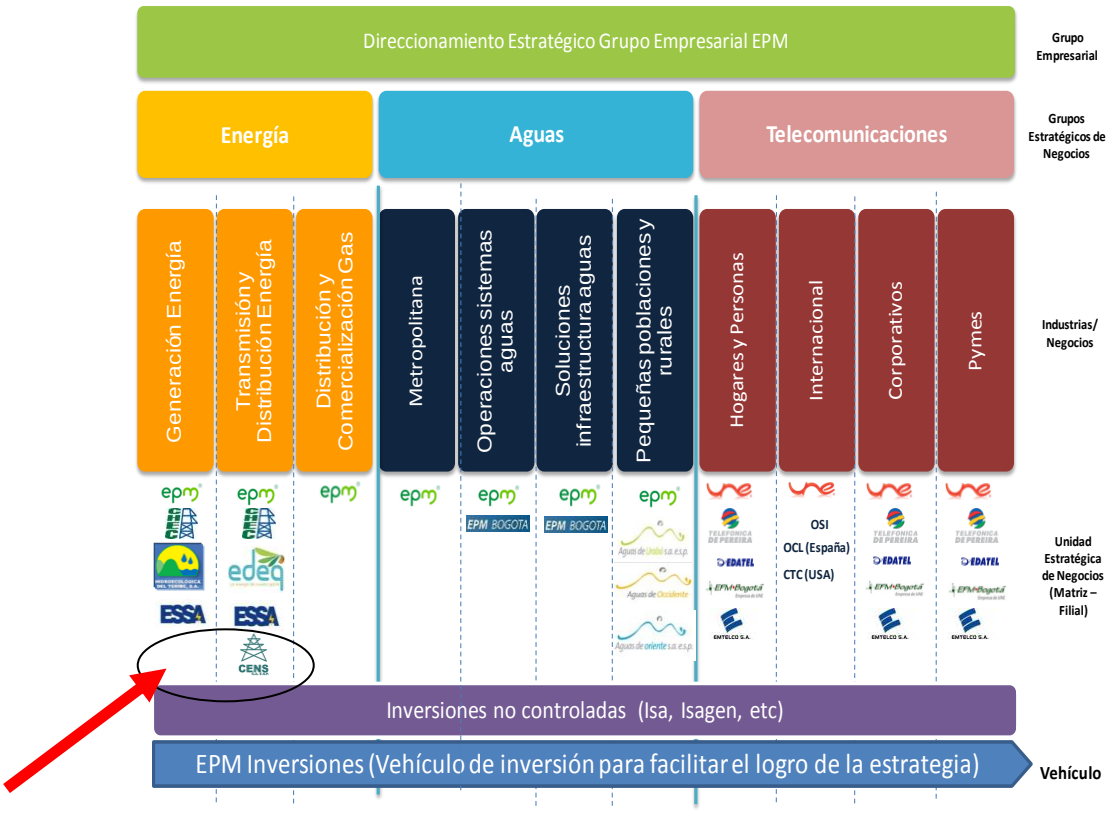
La directriz institucional enfoca al GEN hacia mercados de energía como un gran desarrollador de la industria, orientando su interés en el mercado relevante de agentes de generación, los clientes del MEM, los usuarios de bajos ingresos (UBI), la energía rural, y el gas vehicular y domiciliario. Se espera entonces crecer e invertir agresivamente en energía, más allá del crecimiento vegetativo, propiciando cambios regulatorios que le permitan aumentar su presencia en Colombia, mejorando su entendimiento de mercados en usuarios de bajos ingresos, para aumentar la comprabilidad de sus productos e invirtiendo en el creciente mercado pan regional de energía.

4.3. Objetivos Estratégicos del GEN Energía

La siguiente gráfica resume los propósitos estratégicos del GEN Energía:



Para el logro de la alineación de ESSA con la estrategia de EPM se ha definido el esquema de reporte y



relacionamiento al interior del Grupo Empresarial para cada uno de sus negocios:

4.4. Inductores de Valor del Plan de Negocio

A partir del diagnóstico realizado por el equipo de empalme y de las diferentes propuestas de las personas que intervienen en el mismo, se identificaron una serie de acciones a emprender para el mejoramiento de ESSA y para obtener la alineación a nivel de unidad de dirección con las prácticas y políticas sugeridas desde la matriz hacia la filial.

El siguiente cuadro resume los inductores de valor del plan de negocio (aquellas acciones a emprender que generarán valor para el negocio) y algunas acciones que pretenden apuntar al propósito de la sostenibilidad (de no realizarlas o conservarlas puede llevar a la empresa a una condición de futura destrucción de valor)

	INDUCTOR DE VALOR	OBJETIVO ESTRATEGICO
1	Implementar el mayor número de sinergias con la matriz y las demás filiales del Grupo Empresarial	Desarrollar las capacidades organizacionales. (Cuarta perspectiva). Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
2	Ejecutar de manera conjunta y coordinada las acciones que requiera el Grupo Empresarial EPM en el desarrollo de la estrategia definida para el sector energía	Desarrollar las capacidades organizacionales. (Cuarta perspectiva).
3	Implementar un Plan de desarrollo tecnológico e Informático para atender las necesidades de cada uno de los objetivos generales y los enunciados	Garantizar la disponibilidad, confiabilidad e integridad del la información para la toma de decisiones. (Cuarta perspectiva).
4	Reducción de las pérdidas de energía hasta un nivel comparable con las empresas más competitivas del Grupo	Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
5	Garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía para el Departamento de Santander y las zonas de prestación del servicio en otros departamentos. o Sistema de potencia o Sistema de transporte de alta y media tensión	Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
6	Diseño Organizacional de la empresa enfocándola hacia la estrategia establecida en este Plan de Negocios, pero especialmente al servicio de los clientes. Reorganización administrativa con la visión en: 1. Clientes regulados 2. Barrancabermeja y las zonas de prestación de servicio (provincias) 3. Clientes rurales 4. Clientes no regulados 5. Ecopetrol	Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
7	Mejorar hasta un nivel adecuado los índices de calidad de servicio para cumplir con los límites regulatorios, elevar la satisfacción de los clientes, evitar los sobrecostos y las no ventas y disminuir hasta un nivel razonable las compensaciones por deficiencias.	Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
8	Buscar el mejoramiento de la eficiencia operativa, a través del aumento de ingresos y la disminución de costos y gastos por negocio. Negocio de generación Negocio de transporte Negocio de comercialización Servicio de conexiones (Ecopetrol)	Lograr excelencia operacional en los procesos. (Tercera perspectiva).
9	Satisfacer los intereses específicos de clientes, trabajadores, proveedores, estado y accionistas.	Fortalecer las relaciones y las comunicaciones con los grupos de interés externos. (Segunda perspectiva).
10	Establecer la estructura de capital adecuada a las condiciones y estrategia de la empresa.	Incrementar el valor para los grupos de interés. (Primera perspectiva).

Las acciones se relacionan con los objetivos estratégicos del Grupo Empresarial EPM.

En los objetivos de sus planes de negocio, programas e inversiones ESSA satisfará los intereses específicos de clientes, trabajadores, proveedores, estado y accionistas.

En ingresos, la Electrificadora de Santander aportará el 7.68% aproximado de la MEGA de la GEN energía del 2015, equivalente a los 230 millones actuales de ingresos, en dólares, sin contar el crecimiento de dichos ingresos, bajo las perspectivas de mejoramiento señaladas en este documento.

4.5. Aporte a los objetivos Corporativos

La adquisición del control de ESSA y CENS coloca al grupo EPM por encima y muy cerca del límite regulatorio del 25.49% del mercado de comercialización de electricidad en el sistema interconectado Colombiano. Esta condición obliga al Grupo Empresarial a ponerse en el límite dentro del plazo establecido por la regulación. El Grupo Empresarial en su conjunto y bajo una sola dirección definirá circunstancialmente las políticas de vinculación de nuevos clientes del Mercado No Regulado y el aporte que cada una de sus filiales hará a las metas de diversificación de su portafolio comercial. Por lo tanto, la ESSA E.S.P. atenderá los criterios establecidos en este Plan, respecto de su mercado no regulado actual y coordinará con la matriz la política de continuación de los mismos.

4.6. Asuntos regulatorios y relación con entidades territoriales

Los temas regulatorios en los que participe la ESSA deberán coordinarse con la Matriz EPM, la cual trabajará conjuntamente con todas sus filiales del sector energético, para analizar los impactos, las obligaciones y las oportunidades individuales y del grupo, para llevar ante los organismos de regulación y control, posiciones unificadas en beneficio de todo el grupo empresarial.

Ante otras entidades del orden nacional, como los Ministerios de Minas, Hacienda, Desarrollo y Planeación Nacional, entre otros, ESSA deberá coordinar con EPM su actuación ante las mismas de manera que haya un óptimo global entre las empresas del grupo.

ESSA interactuará directamente con otras entidades de orden Departamental y Municipal de su área de prestación de servicios, siendo importante resaltar que la ESSA posee activos de transporte de electricidad en tres departamentos de la República de Colombia y, por lo tanto, deberá realizar acciones coordinadas y eficientes con dichos entes territoriales y no sólo con el Departamento de Santander, como se hace actualmente.

La ESSA deberá definir su política ambiental y su relación con las autoridades ambientales con la asesoría de la matriz EPM, en el entendido que el compromiso de la entidad será cumplir estrictamente con las normas regulatorias del sector ambiental tratando de coadyuvar a la sostenibilidad ambiental del planeta. Esto implica que la ESSA utilizará las guías ambientales y los sistemas de gestión ambiental desarrollados por EPM en su área de influencia.

El “Know How” transferido a ESSA E.S.P. por el Grupo Empresarial o desarrollado por ella misma, se considerará parte del Grupo Empresarial.

5. COMPROMISOS DEL NEGOCIO Y DIRECTRICES OPERATIVAS PRINCIPALES

5.1. Compromiso de ser un generador de valor

ESSA E.S.P. propenderá por una cultura de gerencia basada en el valor, la cual consiste en tener un enfoque administrativo que busque que las acciones que se acometan estén fundamentadas en la maximización del valor de la compañía. Antes de emprender cualquier proyecto de inversión en infraestructura o de prestación de servicios, deberá evaluarse y

verificarse, a través de un modelo financiero completo y realista, que dicho proyecto generará una rentabilidad patrimonial igual o superior al costo patrimonial.

La Gerencia General de la ESSA E.S.P. deberá promover el cumplimiento de este principio en toda la compañía, de tal manera que en los desarrollos empresariales que se acometan se agregue valor efectivo a sus accionistas, en consonancia con los otros grupos de interés.

5.2. Compromiso de La ESSA E.S.P. con el Plan de Inversiones

Las inversiones contempladas en este plan deben ser respetadas en cuanto a los montos máximos totales por año, pero podrán sufrir cambios cuando se presenten disminución de unos conceptos y aumentos de otros, con la debida justificación técnica y económica, ante su Junta Directiva. Las inversiones que la ESSA realice deberán cumplir con los siguientes criterios:

- Deben estar incluidas en el presupuesto.
- Deben tener una justificación técnica frente a su aporte a la seguridad industrial y de la red, el aumento en la calidad del servicio y la reducción de las pérdidas de energía.
- Deben considerar la capacidad financiera del negocio y ser siempre rentables: deberán evaluarse y verificarse, a través de un modelo financiero, que ellas generan una rentabilidad patrimonial igual o superior al costo patrimonial, enviado periódicamente a ésta por la matriz. Se exceptúan de esta regla los casos de inversiones obligatorias por casos de seguridad industrial y de la red, o por emergencia, debidamente justificados.
- Las inversiones nuevas o que no sean incluidas en este Plan deberán generar siempre ventajas competitivas a la empresa, lo cual deberá estar específicamente demostrado y aprobado por su Junta Directiva.
- Las inversiones en la red o el sistema comercial o de generación deberán enmarcarse dentro de lo que puede ser la visión del regulador en términos de remuneración del sistema en los siguientes períodos regulatorios.
- Las inversiones en infraestructura de distribución deben adecuarse para llevar el sistema a la red óptima.
- Las inversiones por reposición se deben basar en las premisas de seguridad y calidad, es decir, buscan una interacción segura de las redes del sistema de distribución de energía con la comunidad y además mejoran la calidad del servicio para los clientes de la empresa.

Por otra parte, inversiones adicionales que involucren proyectos fuera de la empresa en otras sociedades nuevas o establecidas, no deberán hacerse sin la autorización expresa de la matriz y de la Junta Directiva de La ESSA. La evaluación financiera de este tipo de proyectos garantizará una rentabilidad patrimonial igual o superior al costo patrimonial, enviado periódicamente a ésta por la matriz.

Para lograr lo anterior, cada proyecto de inversión deberá tener una ficha que contenga lo siguiente:

- Justificación Técnica.

- Viabilidad Financiera, mostrando el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) del proyecto y su relación beneficio / costo.
- Cronograma de desembolsos
- Conveniencia para la Entidad y El Grupo Empresarial

En lo máximo posible se deberá garantizar como mínimo el Flujo de Caja Libre Operativo presentado en este Plan de Negocios. Para ello, los indicadores por controlar serán el EBITDA y el Margen de EBITDA. Se debe hacer seguimiento a la evolución de este indicador mes a mes y, en caso de que éste se caiga por debajo de lo establecido en este Plan de Negocios, se deberán disminuir en primera instancia los costos y gastos indirectos y en última instancia las inversiones, con excepción de las previstas para el proyecto pérdidas y la garantía de confiabilidad del servicio. Lo anterior implica que se deben mensualizar las inversiones, los gastos y el EBITDA en el presupuesto, para tener un mejor control de ellas y garantizar el flujo de caja.

Se deberá presentar informe mensual de desarrollo de este Plan a la Junta Directiva de la entidad. La ESSA desarrollará la forma de presentación de dicho informe.

5.3. compromiso de EPM con la gobernación de Santander.

En dentro del convenio interadministrativo celebrado entre EPM y La Gobernación de Santander, por el cual ésta seleccionó a EPM como operador idóneo de la electrificadora de Santander S.A., dichas partes se comprometieron a promover en la primera reunión de la Asamblea General de Accionistas de ESSA, realizada después de la fecha establecida para el Acto de Cierre de la compraventa de acciones, la adopción de un Código de Buen Gobierno que contendrá por lo menos las siguientes provisiones:

Participación de ESSA en las iniciativas de EPM E.S.P. en el departamento de Santander

EPM E.S.P., como accionista mayoritario, fortalecerá corporativamente a ESSA y profundizará su arraigo empresarial y social en el Departamento de Santander. En armonía con este enunciado, y de acuerdo con sus estrategias corporativas, EPM E.S.P. coadyuvará a que, dentro del objeto social de ESSA, ésta sea parte activa de los emprendimientos empresariales y sociales que EPM E.S.P. desarrolle en el DEPARTAMENTO de Santander.

Respeto a los derechos fundamentales

EPM E.S.P., como accionista mayoritario, respetará y hará respetar el derecho a la libre asociación, el derecho a la negociación colectiva y la convención Colectiva de Trabajo vigente en ESSA, a la fecha de firma del presente documento. Igualmente, promoverá la eliminación de cualquier discriminación con respecto al empleo y la ocupación.

Plan de inversiones

Las partes se comprometen a promover, previa la aprobación del presupuesto del año 2010, la adopción de un Plan de Inversiones en ESSA. Dicho Plan de Inversiones tendrá en debida consideración los planes ya aprobados por ESSA destinados a mejorar la capacidad operativa, a aumentar la confiabilidad del servicio, a reducir las pérdidas de energía y a

aumentar el acceso al servicio para los sectores sin cobertura, especialmente en las áreas rurales.

Negocios entre EPM E.S.P. y ESSA

En los negocios que se lleven a cabo entre las empresas del Grupo Empresarial Empresas Públicas de Medellín y ESSA, EPM E.S.P. se compromete a garantizar que ESSA contará con las condiciones del mercado, o mejores, en la compra o provisión de los bienes o servicios que sean objeto de transacción comercial y que, en todo caso, se dará un manejo sano y transparente a los negocios que se celebren, de forma que se protejan los intereses de todos los accionistas.

Derecho de preferencia y excepción por venta a vinculados

Se acordará el derecho de preferencia en los términos del Código de Comercio. No obstante, de este derecho se exceptuarán las ventas de sus acciones que EPM E.S.P. o EL DEPARTAMENTO hagan a sus vinculados. Para efectos de esta cláusula, se entiende por "vinculados*"* las entidades en las que EPM E.S.P. o EL DEPARTAMENTO posean más del 50% de los derechos de propiedad. Las modificaciones que hagan efectiva esta cláusula se acordarán en la Asamblea de Accionistas, en la forma que lo prevean los estatutos sociales. En caso de que El Departamento decida vender su participación, EPM se compromete a adquirirlas a un precio que determine una banca de inversión escogida de común acuerdo por Las Partes y pagado por la ESSA.

Política de reparto de dividendos

Se maximizará el reparto de dividendos de ESSA, una vez constituidas las reservas legales, estatutarias, y las que la Asamblea de Accionistas disponga con el fin de garantizar la adecuada participación del patrimonio en la financiación del Plan de Negocios y la sostenibilidad financiera de la empresa, y en general, las obligaciones establecidas en el artículo 451 del Código de Comercio.

Todas las acciones, programas, sinergias, interacciones que asuma la compañía deberán, en todo caso, respetar y hacer respetar este acuerdo de sus mayores accionistas.

5.4. Directrices operacionales principales

La ESSA promoverá e implementará un esquema de comunicación administrativa de dos vías, con la instalación del esquema de comunicaciones denominada "Grupos Primarios" por medio de los cuales se distribuye la información por niveles, desde la Gerencia hacia las bases y de éstas hacia la Gerencia.

Entre lo que resta del 2009 y el primer trimestre del 2010, la ESSA deberá aumentar la cobertura de radio de comunicaciones operativas para llegar por lo menos al 95% en el primer semestre del 2010. Este aumento deberá incluir el área operativa de prestación de servicios en los tres departamentos de su objeto social.

ESSA E.S.P. llegará a la clientela de su ámbito de influencia, con el producto de transporte y de una calidad tal, que le permita diferenciarse de las empresas del sector, en aras de garantizar su sostenibilidad y su competitividad a largo plazo. El primer paso de un buen plan comercial será, entonces, aumentar la satisfacción del cliente en la prestación del servicio básico de electricidad, de allí la necesidad de la integralidad en la prestación del servicio.

ESSA E.S.P. implementará la reforma al proceso comercial realizada bajo el enfoque de las mejores prácticas del grupo empresarial EPM, dentro del concepto del respeto a lo regional y el soporte en los valores propios de la compañía, esencialmente en lo que tiene que ver con la imagen de la compañía en el ámbito de la región.

Durante el 2009 la ESSA deberá aumentar la conectividad de las oficinas comerciales actuales regionales de La ESSA, para cubrir el 100% en las 28 oficinas actuales.

Bajo los lineamientos y la orientación de la Matriz EPM, La ESSA deberá comprometerse con el desarrollo de un plan integral de seguridad industrial, que propenda por dejar los indicadores de seguridad en el mínimo valor posible.

La ESSA deberá disminuir al mínimo necesario la contratación directa, según lo determina su estatuto contractual modificado en la Junta Directiva del 30 de abril de 2009. Por lo tanto, deberá realizar todos los trámites e invitaciones públicas para poner en competencia todos los contratos que haya realizado con personas jurídicas o naturales, así como los suministros de cafetería y aseo, correos y, en general, todas las labores de administración delegada.

La ESSA no contratará prestación de servicios con personas naturales sin atender lo ordenado en el Reglamento Interno de Contratación.

De acuerdo con los compromisos realizados con La Gobernación de Santander y en sus estatutos sociales y, en aras de obtener los mejores precios y servicios del mercado competitivo colombiano, en los negocios que se lleven a cabo entre las empresas del Grupo Empresarial, Empresas Públicas de Medellín y La ESSA, ésta deberá obtener las mejores condiciones del mercado.

La ESSA contratará los seguros para la compañía bajo los criterios, costos y programas que haya desarrollado la matriz EPM.

La ESSA E.S.P. evitará prácticas que discriminen contratistas de unas regiones a favor de otras o a favor de los propios. En tal sentido, La ESSA E.S.P. deberá buscar la obtención de las mejores condiciones del mercado colombiano de bienes o prestación de servicios.

Contratos de tracto sucesivo. La ESSA implementará y promoverá en sus procesos de adquisición, la contratación de suministro de grandes volúmenes de materiales de operación, bajo la modalidad de entregas de tracto sucesivo, tratando de obtener las ventajas que con este tipo de contratos tiene el grupo empresarial EPM.

Debidamente aprobado en la Junta Directiva, La ESSA desarrollará un plan de trabajo para ajustar y promover la contratación en volumen, de tal manera que alcance los niveles de contratación en volumen desarrollado por las demás empresas del Grupo Empresarial.

La ESSA-Generador deberá ser el mejor vendedor de energía.

La ESSA-Comercializador deberá ser el mejor comprador de energía.

Las compras y las ventas entre los agentes ESSA y EPM deberán ser a los precios del mercado.

Teniendo en cuenta lo anterior, La ESSA-Generador deberá coordinar la estrategia comercial de La ESSA-Generador, al menos una vez al año, con EPM-Generador. La ESSA-Comercializador deberá coordinar la estrategia de compra de energía para su mercado objetivo al menos una vez al año, con EPM-Comercializador.

5.5. Sinergias y mejoras

La administración de La ESSA E.S.P. tendrá como principio, la búsqueda constante de sinergias con la matriz y las filiales del grupo empresarial.

Se coordinará con otras filiales del Grupo Empresarial para la adquisición y la contratación conjunta de materiales, seguros, servicios y suministros entre otros. La contratación se llevará hasta el punto de adjudicación de los bienes y servicios, pero cada empresa firmará contratos independientes y hará los pagos respectivos. Por mutuo acuerdo entre las partes, se determinará cuál de las empresas manejará la contratación conjunta, si la matriz o alguna de las filiales que haga el proceso en forma más eficiente. Todo esto se realizará a través del contrato de prestación de servicios.

5.6. Otras sinergias

Se han detectado las siguientes posibilidades de otras sinergias entre EPM, ESSA y otras filiales, las cuales deben ser analizadas por la administración, presentado un informe a la junta directiva antes del mes de Noviembre de 2009, donde se determine su viabilidad, beneficios y plan de acción para llevarlas a cabo:

- Compras conjuntas de materiales y equipos
- Homologación de normas constructivas para disminución de costos.
- Homologación de criterios de contratación, construcción y operación de redes de transporte.
- Utilización conjunta y coordinada de talleres de reparación de transformadores y equipos especiales.
- Atención especial de Grandes Clientes de EPM en la zona de ESSA.
- Coordinar las estrategias y las compras conjuntas de energía.
- Contratación de algunos servicios de facturación con la matriz y otras filiales.
- Prestación de servicios de laboratorio de pruebas desde EPM.
- Manejo coordinado de informática con EPM y las otras filiales.
- En lo posible, utilización de la aplicación ASOCIA ó SICOPER en los Proyectos de Pérdidas y los planes de Calidad de Servicio.
- Manejo coordinado de la contratación y operación y de la automatización de subestaciones
- Coordinación en el manejo del MNR con EPM.

Estas sinergias deberán representar una economía para ESSA E.S.P. comparativamente con lo que le costaría contratarlas con un tercero, con el fin de que generen valor para ambas empresas y optimizar la utilización de la infraestructura disponible. Las sinergias se realizarán a través del contrato general de prestación de servicios que se firmará entre las partes.

6. PLAN COMERCIAL

6.1. Marco de actuación para el proceso comercial

Consecuente con el modelo de operación definido para el Grupo Empresarial, relacionado con las decisiones de integración y estandarización de procesos por llevar a los negocios y a las empresas adquiridas, este capítulo del Plan de Negocios recoge del proceso Atención al Cliente y Facturación de EPM, los aspectos generales y específicos para el futuro de algunos de los procesos de ESSA, los cuales se describen a continuación.

Es el interés de EPM que, mediante la figura de replicación, estos procesos se constituyan en referente para la Gerencia Comercial de la ESSA, como responsable del proceso, en cuanto hace referencia a la atención de los clientes masivos. Para la atención de los clientes no regulados se ha desarrollado un capítulo especial.

Se entiende por "marco de actuación" en este Plan de Negocios, que las políticas sean una guía para las decisiones administrativas, las cuales consignan el punto de vista de una organización que ha sido escogida como Operador Idóneo para la ESSA y que con ellas pretende definir el norte con respecto al proceso.

6.1.1. Marco de actuación general para el proceso comercial

6.1.1.1. El cliente de la Electrificadora de Santander ESSA será considerado un activo institucional.

Se deberá garantizar que el cliente perciba a La ESSA como una sola empresa, con procesos integrados y con una clara *Orientación al cliente.* Por lo tanto, el proceso comercial de La ESSA se gestionará y operará de forma que todas sus actuaciones estén focalizadas en maximizar la satisfacción de los clientes.

La Orientación al cliente implica centrarse en sus requerimientos y contemplar el negocio desde la satisfacción de la clientela y no desde el punto de vista del producto "transporte", como se hace actualmente (Junio 2009).

El proceso comercial debe estar ordenado bajo la premisa de comprender al cliente. Por eso la ESSA adecuará los procesos del negocio para que se alineen con los requerimientos y expectativas de él. Incentivará las comunicaciones con los clientes las cuales deberán ser sencillas, permanentes, eficaces y proactivas que apoyen un estilo de gestión más participativo.

6.1.1.2. Los negocios de la ESSA deberán estar vinculados entre sí hacia la atención del cliente

La vinculación del negocio de distribución de la ESSA en el proceso comercial se debe dar a partir del mecanismo de integración entre negocios, definido para ello con ***acuerdos de servicio*** que garanticen la coherencia y la uniformidad en el desarrollo de los procesos hacia el logro de las metas organizacionales.

Los acuerdos de servicio entre los diferentes negocios y dependencias de la ESSA que interactúan con el proceso, son el medio para garantizar se cumplan, según lo pactado, los *Acuerdo de niveles de servicio* ***(ANS)*** de cara al cliente, entendidas estas como las promesas de venta o servicio que la ESSA como proveedor hace a sus clientes, para buscar la mejor calidad posible en los productos y en las transacciones internas, desde el punto de vista técnico, operativo y Comercial.

6.1.1.3. La operación del servicio comercial debe garantizar su viabilidad financiera

La operación del proceso comercial debe garantizar economías de escala en la contratación de actividades operativas comerciales, afín con una mayor capacidad de interlocución y negociación con clientes, la disminución del riesgo de incumplimiento de la normatividad asociada a la postventa y el respaldo con indicadores de satisfacción altamente positivos.

6.1.2. Marco de actuación específico

6.1.2.1. Formulación del plan de servicio al cliente:

Los requerimientos de servicio que sean efectuados por el negocio de distribución de la ESSA se plasmarán en el Plan de Mercadeo, detallado más adelante, en el cual se especificarán las necesidades relacionadas con servicio al cliente (medición, facturación, atención, educación al cliente y cartera) que finalmente serán desarrollados mediante el plan de servicio al cliente.

6.1.2.2. Administrar Canales de Atención

Los canales de atenciones actuales y potenciales (oficinas personalizada y móvil, Web, atención telefónica, atención a los instaladores, atención virtual) serán administrados de manera exclusiva por la gerencia Comercial de la ESSA bajo el concepto de *ventanilla universal* que permitan resolver la mayoría de las necesidades de los clientes relacionadas con el servicio, dando la atención bajo un solo contacto. Por lo tanto se deberá redefinir el nivel de *empoderamiento* de los representantes comerciales que se desempeñen en las ventanillas de atención, acorde con los decretos de delegación que deben ser expedidos para el efecto, en la búsqueda de la excelencia operativa y comercial.

La Gerencia Comercial será la responsable de las decisiones operativas relacionadas con la modificación de la estructura de los canales de atención, ubicación geográfica de las oficinas de atención presencial, usos y convenios que comprometan los espacios físicos de las oficinas, imagen de las mismas, su expansión, definición de horarios y frecuencias, buscando siempre la satisfacción de los clientes de la ESSA, dentro del marco de la relación costo beneficio.

Otros aspectos:

- Se promoverá la utilización del centro de atención de llamadas como un *canal de solución efectiva* a los clientes de manera integral.
- La disponibilidad del servicio al cliente en el centro de atención de llamadas de la ESSA será de 7 días a la semana, 24 horas al día.
- Se utilizarán mecanismos de investigación para medir la satisfacción de los clientes en forma permanente y se trazarán los planes de mejoramiento según corresponda.
- La ESSA informará anticipadamente a los clientes cualquier acción que afecte directamente el suministro del servicio. Todas las acciones deberán dar un espacio para la amplia información del cliente.
- Se recibirán pagos electrónicos en los centros de atención y los pagos en efectivo se realizarán en las entidades financieras.
- La información de carácter confidencial relacionada con los clientes sólo se entregará mediante acto judicial.
- Los centros de atención al cliente deben proyectar una imagen corporativa y estándar.
- El proceso debe someterse a un mejoramiento continuo.
- Antes del lanzamiento de cualquier producto o servicio, se debe actualizar a todos los funcionarios que estén en contacto con el cliente.
- Permanentemente se dictarán cursos de actualización a los representantes comerciales en temas relacionados con el manejo del cliente.

6.1.3. Educación, Orientación y Comunicación con el Cliente

La presencia de la Electrificadora de Santander ESSA en la comunidad a través de programas de educación, comunicación asociada al servicio y orientación al cliente, se mantendrá integrada en la Gerencia Comercial, como forma de apalancar la gestión comercial, realizar acompañamiento y relacionamiento con clientes para revertir beneficios en ellos como parte de su compromiso social.

La Gestión social del Proyecto de Recuperación de Pérdidas deberá garantizar que tiene una acción coordinada con la Gerencia Comercial de la ESSA.

Los programas de educación, comunicación asociada al servicio y orientación al cliente, deben ser definidos y estructurados consultando las necesidades de los clientes y del negocio de distribución de la ESSA expresadas en el Plan de Mercadeo, de acuerdo con la normatividad interna y externa vigente; su operación queda centralizada en la Gerencia Comercial, con la participación del negocio de distribución de la ESSA cuando se requiera.

El desarrollo del concepto para los programas y la definición de los medios y su ejecución, es responsabilidad exclusiva del Equipo de Educación al Cliente de la Gerencia Comercial en el deber ser del proceso, con el propósito de garantizar economías de escala, coherencia y transversalidad en las acciones, posicionamiento y aceptación de la organización y el mayor impacto positivo posible en los diferentes públicos, atendiendo las necesidades del negocio de distribución de la ESSA expresadas en el plan de mercadeo.

6.1.4. Administrar la información del Cliente

La información de los clientes debe ser gestionada y actualizada de tal manera que se convierta en conocimiento, con el fin de facilitar el desarrollo o la aplicación de las estrategias de la empresa y su negocio de energía.

La fuente única y oficial de información de los clientes e indicadores de los procesos de Medición, Facturación y Atención al Cliente será la Gerencia Comercial; por lo tanto, su manejo será centralizado, con el propósito de garantizar consistencia, coherencia y oportunidad en una información que es estratégica y que en algunos casos debe ser reportada a sistemas de información de los entes reguladores. Las bases de datos que contengan información comercial (clientes, mercado, portafolio de servicios), técnica y financiera deberán convertirse en un activo empresarial, que debe ser gestionado con parámetros que apalanquen la permanencia, el crecimiento y el logro de los objetivos de ingresos.

Para la gestión de la información se tendrá una bodega de datos única, la cual debe garantizar la coherencia de la información para reporte a las entidades de control y para el uso de los negocios en el logro de sus metas, además de facilitar la gestión de la información y generar economías de escala en el procesamiento de datos y en las actividades de mantenimiento de la misma.

Las dependencias involucradas en el proceso así como el área informática responsable deben garantizar los desarrollos que permitan alimentar la bodega de datos de manera oportuna, confiable y consistente y con información actualizada de carácter comercial, técnica y financiera; el esfuerzo integrado de toda la organización y el convencimiento de que la información se convierte en conocimiento garantiza el desarrollo efectivo de las estrategias.

Los accesos a la bodega de datos se deben dar bajo criterios debidamente determinados por la importancia y confidencialidad de la información que allí repose. Las autorizaciones deben ser otorgadas exclusivamente por la Gerencia Comercial quienes serán responsables del uso adecuado de esta.

6.1.5. Mercadeo

En el año 2009 se deberá iniciar un plan de mercadeo para La ESSA E.S.P. que esté alineado con las estrategias definidas en este plan de negocios y que tenga en cuenta, por lo menos, los siguientes puntos:

- Análisis de la situación actual
- Diagnóstico estratégico de la situación del mercado
- Proyecciones (clientes, consumos, ingresos) por segmento de mercado
- Objetivos estratégicos de mercado por segmentos de cliente
- Metas y planes tácticos
- Enlace con el presupuesto
- Estrategias de comunicación corporativa
- Publicidad y manejo de campañas
- Necesidades y expectativas de los clientes, sus perfiles y su grado de satisfacción, mediante investigaciones de mercado
- Desarrollo y mantenimiento de productos y servicios atendiendo las necesidades de los clientes y la rentabilidad de los mismos.

Con base en el plan de mercadeo, se debe consolidar un plan de ventas que contenga las metas, las actividades a desarrollar y los recursos requeridos, así como los mecanismos de evaluación y control del plan. Las pautas generales para el plan de mercadeo se deben dar desde EPM Adicionalmente se debe:

- Mejorar, promover y ampliar las políticas de educación y atención al cliente en apoyo al Proyecto Pérdidas, diferenciado en su forma urbana y rural.
- Sensibilizar y comunicar a autoridades y organizaciones respecto al papel de EPM en la empresa y el manejo tarifario.
- Coordinar con el Equipo de Investigación de Mercados Medellín y otras filiales para adoptar la misma metodología de la Voz del Cliente.

6.1.6. Facturar

Agenda de facturación: La Gerencia Comercial, como responsable del proceso, debe establecer fechas factibles y oportunas de lectura, verificación previa a la facturación, liquidación y entrega de facturas, suspensión y reconexión, de tal forma que se cumpla con las condiciones pre-establecidas con el cliente y con aquellas estipuladas por la ley.

Ciclos: Los ciclos deben definirse con el propósito de optimizar los procesos operativos de facturación, mediante la agrupación de los clientes con base en criterios óptimos que lleven a la eficiencia operativa y que cumpla con las necesidades presentes de la Empresa.

Convenios de facturación: Los convenios de facturación con entidades externas serán definidos y establecidos por la Gerencia Comercial, de acuerdo con la normatividad interna y externa vigente y con las necesidades comerciales de los negocios para el desarrollo de sus planes, teniendo en cuenta los impactos que puedan tener en la imagen institucional y en los procesos de atención al cliente.

Cobros recurrentes y no recurrentes: Los cobros recurrentes y no recurrentes aplicables en la facturación de servicios públicos deben ser definidos por el negocio de distribución y entregados de manera oportuna al proceso, de tal manera que se liquiden los valores correctos.

Atributos del proceso: El suministro de atributos al proceso comercial por parte de cada una de las dependencias del negocio de distribución debe hacerse con calidad y oportunidad, de manera que permita la medición, facturación y atención a los clientes, dentro de los estándares acordados y cumpliendo con la normatividad interna y externa vigente.

La información asociada a la gestión de pago de los clientes, debe ser reportada con la debida oportunidad y calidad, con el propósito de garantizar la atención de los requerimientos de los clientes.

6.1.7. Evaluar y controlar la gestión del Servicio al Cliente

Los indicadores y niveles generales de servicio deben ser definidos conjuntamente por la Gerencia Comercial y las Gerencias del negocio, deben contemplar principios de satisfacción

del cliente y costo-eficiencia, y cumplir con características de consistencia y coherencia y definirse teniendo en cuenta las fuentes para obtenerlos y la viabilidad para su cálculo.

Los indicadores recomendados para la gestión comercial se presentan como anexo a este documento, los cuales igualmente señalan las metas que la Gerencia Comercial de la ESSA debe alcanzar en el corto plazo.

6.2. Planes de mediano plazo

6.2.1. Plan integrado de atención al cliente

6.2.1.1. Canales de atención.

6.2.1.2. Aumentar la cobertura de servicio al cliente.

Situación actual: la ESSA tiene al servicio de los usuarios 6 oficinas principales (una por zona) y 22 oficinas satelitales distribuidas geográficamente en todo el área de influencia de la Empresa, para los 92 municipios atendidos.

Indicador de cobertura de atención.	Centros de atención existentes / localidades atendidos	30%
Meta1: Alcanzar a Julio del año 2010, como mínimo, el 43% en la cobertura de los centros de atención al cliente, mediante la apertura de nuevas oficinas. **Meta2:** Garantizar a diciembre de 2010 la presencia comercial de la ESSA, como mínimo en el 80% de las localidades no atendidas.		
Plan de acción: Disponer al servicio de los clientes de 12 oficinas adicionales con cobertura sobre 60 localidades no atendidas por la ESSA		

Premisas para desarrollar el plan de expansión:

El diseño para aumento de la cobertura de atención al cliente ha sido levantado conjuntamente con las dependencias de la Gerencia Comercial de la ESSA, teniendo en consideración diferentes aspectos que se enuncian a continuación:

- Para la definición del sitio de apertura de las oficinas se tendrá en cuenta el número de clientes, el área geográfica, la cercanía entre localidades, el estado de las vías, entre otros, puesto que no se dispone de registros estadísticos que reflejen el nivel de transacciones reales de los clientes de las zonas no atendidas en la actualidad.
- *Para el éxito de la implementación del nuevo esquema, deberá diseñarse una estrategia integral que considere aspectos de difusión a la comunidad, acompañado de los acuerdos de servicio con la gerencia de Transmisión y Distribución, para garantizar que las promesas de servicio a los clientes sean soluciones efectivas, es decir que se cuente con el respaldo operativo necesarios para atender los requerimientos de los clientes.*
- Se conserva la división geográfica de la ESSA en “zonas”, para efecto del control del ejercicio administrativo y operativo, sin embargo, este Plan propone una redefinición de ellas con el fin de optimizar la utilización de los recursos.

- El esquema de atención se diseña bajo el principio de compartir recursos físicos y humanos contando con oficinas base o principales existentes y proyectadas con alcance en oficinas estacionarias o satélites en la modalidad de atención compartida mínimo 2 x1 (significa dos localidades atendidas con 1 recurso).
- Para los puntos satélites se buscará estar dentro o cerca de los puntos de Recaudo. Corresponderá a la Gerencia Comercial adelantar las gestiones necesarias para determinar la logística de prestación de servicio y definir las condiciones de atención al cliente donde ello no sea factible.
- Los nuevos puntos de atención deberán contar con la debida conectividad con el SIC en la oficina base, y en el punto estacionario con equipos móviles de computación como PC e impresoras portátiles para optimizar recursos.
- Para cumplir con la meta establecida, la Gerencia Comercial priorizará según sus criterios, y determinará las localidades donde se operará con el nuevo esquema de atención. Se recomienda que las oficinas de CHARALÁ Y SUAITA, donde ya existe la infraestructura de atención, sea reabierta con una rápida intervención y previa adecuación locativa, para presentar una imagen corporativa acorde con la política de empresa.
- Obtenida la meta planteada y de acuerdo con los resultados de las mediciones de satisfacción a los clientes y la evaluación del esquema implementado, la Gerencia Comercial de la ESSA determinará a partir del año 2010 el plan de crecimiento hacia futuro en cuanto a la apertura de nuevas oficinas. Igualmente el diseño inicialmente preparado podrá ser objeto de ajustes, de acuerdo con las necesidades reales del servicio que sean detectadas en cuanto a los sitios de ubicación de las oficinas definidas como principales.
- El personal requerido para los nuevos puntos de atención, en primera instancia será cubierto con personal existente en la ESSA teniendo en consideración los perfiles definidos para el cargo. Se estima que son necesarios 17 recursos para cubrir el esquema propuesto.

6.2.1.3. Sinergia Comercial EPM- ESSA

Mediante la celebración de un contrato de colaboración empresarial entre la casa matriz y su empresa filial se podrá acordar un convenio interadministrativo para prestar el servicio comercial de atención a los clientes de la Electrificadora de Santander ESSA desde la oficina de EPM en el municipio de Puerto Berrío, en Antioquia, que se encuentren en su zona limítrofe con ésta, como el corregimiento Puerto Olaya.

6.2.1.4. Oficina Móvil de Atención:

La ESSA deberá disponer de una oficina móvil de atención al cliente, dotada con todos los elementos tecnológicos necesarios para efectuar campañas educativas y promocionales en campo, perifoneo en regiones, con conectividad con el sistema central de la ESSA. Para su diseño se tendrá en cuenta su campo de actuación si se trata de utilizar en las zonas rurales de difícil acceso, o desempeño en zona urbanas. Se destinará para ello la suma de $(COP) 130.000.000

6.2.1.5. Reformas Locativas Oficinas Actuales

Acorde con las condiciones actuales de prestación del servicio es necesario intervenir de manera integral los canales de atención existentes enfocados en los siguientes aspectos:

- La imagen corporativa de las oficinas deben reflejar una identidad empresarial en cuanto a sus distintivos de colores y letras. Se recomienda que con el ánimo de posicionar los canales de atención, la señalética exterior de estas oficinas sea diferenciada de la sede administrativa de la empresa, caso del municipio de Barbosa donde el edificio principal lleva esta descripción.
- Las salas de espera de las oficinas, independiente de la tipología del municipio, deberán estar precedidas del principio de valorar a los clientes, de ofrecerles las mínimas comodidades en cuanto a silletería, disposición de los aires acondicionados, dispuestos de forma tal que se cubra el volumen total de la oficina, y de dar una apariencia agradable de su espacio físico.
- Se recomienda en consecuencia una pronta intervención de manera particular en las oficinas de PIEDECUESTA y SABANA DE TORRES dadas sus características locativas particulares y la cantidad y calidad de público que recibe.
- Se cuenta con una destinación de 49.5 millones de pesos para el mantenimiento de oficinas. Consecuente con la inversión que se debe realizar se recomienda que la ESSA establezca contratos de arrendamiento a largo plazo para garantizar la permanencia de la empresa en estos sitios.
- El área destinada para las oficinas de Kennedy y de INEM, en Bucaramanga, no corresponde al estándar para oficinas en este tipo de zonas, por lo tanto se recomienda su ampliación o reubicación en su misma área de cobertura.

6.2.1.6. Centro de atención de llamadas:

El centro de atención de llamadas provee a la Empresa los elementos necesarios para establecer relaciones de mutuo beneficio con sus clientes, para entregar *soluciones efectivas* acorde con los *Acuerdo de niveles de servicio* ***(ANS)***.

El centro de atención de llamadas deberá estar soportado por un equipo humano calificado y preparado, y un sistema integrado informático tanto del proveedor del servicio como de la empresa dueña del proceso, para dar respuesta efectiva a los requerimientos del cliente.

Consecuente con lo anotado, este Plan de Negocios llama la atención, en el sentido de que la implantación de la línea de atención única para la ESSA debe de estar precedida entre otras de condiciones como las que se indican seguidamente:

- Contar con procesos ágiles, tanto técnicos como comerciales, que puedan responder de acuerdo a los requerimientos de los clientes.
- Tener establecidos los acuerdos de nivel de servicio ANS entre las diferentes dependencias involucradas.
- Establecer los mecanismos de seguimiento a los ANS de forma tal que se puedan establecer acciones de mejoramiento.

6.2.2. Otros canales de atención

Internet: Se recomienda revisar la estructura actual de operación del portal Web de la ESSA, para que sea un canal que garantice la satisfacción efectiva de los clientes y que sea

posicionado como un canal preferido por los clientes que tienen acceso a este tipo de conectividad. Para ello debe estar soportado por personas con iguales características de los equipos humanos de los centros de atención, para solucionar los requerimientos de los clientes con la oportunidad requerida.

6.3. Acciones de corto plazo

6.3.1. Atencion Clientes

6.3.1.1 Mediciones de satisfacción clientes

Los resultados de mediciones de satisfacción a clientes, como La Encuesta CIER de 2008, o los obtenidos por investigación de mercados adelantadas por la ESSA, permiten identificar aquellos aspectos que resultan de alta sensibilidad frente a los clientes, y por lo tanto se presentan como una oportunidad para generar acciones de mejoramiento y ajustes en los procesos tanto operativos como de negocio.

De manera particular se destacan los siguientes resultados del 2008. Se plantea como meta para el 2009 superar los indicadores de la medición anterior, por lo que todas las estrategias comerciales y operativas deberán estar enfocadas en este sentido. EPM acompañará a La ESSA en la realización de estos planes de trabajo.

IAC: Índice de aprobación del cliente	Es el porcentaje de clientes que le dieron nota igual o mayor que 7 a la calidad de los servicios de la distribuidora:	78.9%
IDAT: Factura de energía	Entrega de la factura con anticipación	83.2%
	Factura sin errores, lectura del medidor y cálculos correctos	84.8%
	Facilidad de comprensión de las informaciones de la factura	81.5%
	Locales para el pago	81.6%
IDAT: Atención al Cliente	Tiempo de espera	60.7%
	Tiempo de la atención	63.3%

6.3.1.2 Profesionalización del servicio al cliente.

Para cumplir con el objetivo estratégico de orientación al cliente se requiere desarrollar las competencias del personal de la Gerencia Comercial como ejecutivos de Servicio al Cliente, funcionarios que trabajan de cara al cliente en los diferentes canales de atención (oficinas, soporte y línea de Atención Telefónica), líderes de servicio, así como también el personal de facturación, medición y cartera.

El programa que se anexará a este documento, apenas como un referente para la ESSA, corresponde al diseño instruccional del programa en *Desarrollo de Habilidades, Conocimientos y Actitudes de Servicio al Cliente,* preparado por la Universidad Grupo

Empresarial EPM, responsable de los procesos de capacitación de la entidad, adscrita a la Dirección de Gestión Humana y Organizacional.

Al finalizar este programa el funcionario estará en capacidad de brindar atención oportuna y eficiente, mediante el conocimiento de los componentes del servicio, normatividad, comunicación y relaciones asertivas, a través de metodologías participativas, generando así mayor satisfacción en la atención a los clientes y por ende una mejora de la imagen de la ESSA.

Para la ejecución de este plan de capacitación se estima una inversión del orden de $720.000.000 para tres años. Corresponderá a la gerencia comercial diseñar el plan logístico requerido para alcanzar la cobertura de capacitación en particular por el recurso asignado a las zonas. El programa será extensivo igualmente a toda la organización, con el fin de que todos los funcionarios de la empresa incorporen a su quehacer diario la orientación al cliente, consecuente con el imperativo estratégico que el cliente de la ESSA es una activo Institucional. La retribución a Las Partes por los costos del programa será definido dentro del contrato de Colaboración Empresarial.

Cabe recordar, como anteriormente se ha reiterado que para que este Plan de Capacitación sea efectivo, debe estar complementado con la mejora en la conectividad de las oficinas actuales, la instalación de las futuras oficinas y los canales de contacto con el cliente.

6.3.1.3 Delegación de responsabilidades y Empoderamiento de algunos cargos para solución de reclamaciones:

Con el propósito de reducir los tiempos de atención de las reclamaciones presentadas por los clientes, se requiere de la expedición, mediante el acto administrativo, de la autorización de delegación, según roles y responsabilidades definidas, para los funcionarios de cara al cliente pertenecientes a la gerencia comercial. Esta delegación debe comprender además, a los funcionarios de la ventanillas, los cargos actuales de la estructura administrativa, Coordinadores y Jefes de Departamento.

Paralelamente, el mismo acto administrativo, deberá indicar la creación de los mecanismos de control que la ESSA considere necesarios, según los diferentes roles. De esta forma se sugiere una acción temprana para que se evalúe la pertinencia de mantener operativo el comité de reclamaciones.

6.3.2. Medición de consumos

Esta actividad debe ser considerada como factor crítico de éxito para el proceso de facturación, en cuanto que es el insumo primario del proceso, por lo tanto corresponde a la ESSA ejercer el control sobre la operación comercial de su sistema en lo relacionado con las siguientes actividades:

6.3.2.1. Reordenar los ciclos de facturación

De acuerdo con lo enunciado en el marco de actuación del proceso comercial, se recomienda efectuar una revisión técnica al esquema actual de ciclos, para reducción de los ciclos

normales y los considerados especiales, con el propósito de optimizar los procesos operativos de facturación, mediante la agrupación de los clientes con base en criterios óptimos que lleven a la eficiencia operativa, para que cumpla con las necesidades presentes de las Empresas, soportado en la herramienta de georreferenciación con que cuenta la ESSA.

El reordenamiento permite optimizar el recurso humano en la programación de las actividades de análisis, previo a la facturación, para facilitar su ejecución y eliminando con ello los aspectos subjetivos del analista de consumos.

6.3.2.2. Definición de correrías o rutas de lectura

ESSA deberá construir, controlar y monitorear la información base indispensable para conocer las correrías o rutas que conforman los ciclos en los sectores urbano y rural, con el propósito de optimizar las jornadas de trabajo y sus recorridos, con lo cual se podrá determinar el recurso realmente requerido para efectuar la labor, definición ésta con independencia de las decisiones del contratista que ejecuta esta labor; a su vez para la ESSA representa retomar el control operativo del proceso y por ende el conocimiento de su territorio.

6.3.2.3. Identificación primaria de la ruta

Para garantizar el aseguramiento de ingresos para la ESSA por parte de la actividad de lectura, se recomienda explorar alternativas para eliminar la dependencia que existe del número de serie del medidor, traduciendo en la ruta la identificación primaria del predio, buscando con ello incrementar la confiabilidad de la toma de datos, al contar con elementos precisos para la toma de las lecturas y para la operación comercial por cualquier usuario del sistema. EPM podrá acompañar a la ESSA en la formación de la metodología de identificación.

6.3.2.4. Agenda de facturación

El calendario cíclico mensual deberá garantizar que el reordenamiento dado al proceso de facturación, de efectuar la verificación previa, se cumpla de acuerdo con lo estipulado en la ley. Se recomienda efectuar una programación anual que excluya dominicales y festivos, laborando de lunes a viernes y ocasionalmente los días sábados cuando se requiera, con ello se reducen costos tanto para la empresa como para el contratista en cuanto a los recargos por festivos.

6.3.2.5. Desarrollo de competencias del personal de lectura

No obstante que la actividad de lectura se encuentre tercerizada, corresponderá a la ESSA emprender conjuntamente con el contratista las acciones para potencializar la actitud investigativa de quien toma la lectura, disminuyendo la verificación en terreno de lecturas y consumos inconsistentes, incorporando en su plan de capacitación elementos complementarios que permitan una gestión operativa comercial de manera integral, como la verificación del uso del servicio, reporte de novedades etc.

6.3.2.6. Implementar esquema de lectura trimestral

El sistema de la ESSA cuenta con 134.678 clientes rurales. Se tienen identificadas unos 45.261 clientes (corresponden al 33% del total) ubicados en zonas de difícil acceso cuyo periodo de lectura deberá pasar al esquema trimestral. Esta población identificada servirá de piloto para evaluar el esquema, así como para determinar la estrategia para aumentar la cobertura.

Para implementar el esquema trimestral de lectura, debe tenerse presente la regla de negocio aplicable en el SIC, la cual se conforma a partir de lecturas trimestrales de un período, con facturación mensual para los tres meses siguientes de causado el consumo y liquidado por terceras partes a las tarifas del mes correspondiente.

No obstante el beneficio económico por la reducción de costos del proceso de lecturas debe tenerse en consideración, entre otros, los siguientes aspectos:

- La práctica operativa actual de entregar la factura cuando se está efectuando la lectura, obliga a que se deben explorar diferentes opciones alternativas de entrega de la factura.
- Plan de información y comunicación a la población afectada, en particular por el impacto en los tres primeros meses del cambio de esquema.

6.4. Gestión operativa de la cartera

Las acciones de gestión cartera adelantadas por la ESSA están soportadas en el proceso operativo de control de instalaciones por no pago del servicio. Se considera oportuno efectuar las siguientes recomendaciones para el proceso:

Implementar mecanismos de control a la autorreconexión por parte del cliente, a partir de la identificación del movimiento de lecturas, comparada frente a la fecha de la suspensión y generar así visitas efectivas, acción que redunda en reducción de costos del contrato y de la tarifa de reconexión que se cobra al cliente.

La tarifa de reconexión a los clientes, debe reflejar los costos reales en que incurre la ESSA y, por lo tanto, se recomienda efectuar una revisión a la misma, así como a la política existente de cobro de la tarifa de reconexión, asociada a las veces que sea visitada la instalación.

Con respecto al corte del servicio, entendido éste como la pérdida o retiro del contrato de condiciones uniformes, cuando la empresa decida efectuarlo, se recomienda que sea establecido sistemáticamente para efectos de control del proceso, mediante la inclusión de este concepto en el contrato de condiciones uniformes y su implementación funcional en el SIC.

El proceso de actualización del recaudo frente a la programación de las suspensiones del servicio y al restablecimiento del mismo deberá garantizar el mayor respeto y atención de los clientes en el sentido de que la programación se cumpla con la mayor efectividad, minimizando las reclamaciones de los clientes por suspensiones extemporáneas y por reconexiones tardías.

6.5. Contrato integral de actividades operativas

El esquema adoptado para los contratos operativos actuales, tanto el de lecturas como el de suspensión del servicio resulta desventajoso para la ESSA por las siguientes razones:

- El conocimiento operativo de terreno está centrado en la capacidad del contratista.
- Los contratos están tasados en valores unitarios por actividad a partir de rendimientos establecidos por los contratistas.
- El contratista determina la cantidad de recursos a emplear de acuerdo con su oferta, lo cual atenta contra la calidad de la prestación del servicio.
- La empresa pierde el control de su zona operativa al estar centrada en el contrato.
- Altos costos de operación para el tamaño de mercado de la ESSA.

Se plantea entonces la oportunidad de migrar hacia un esquema de *contratación integral*, cuyo alcance incluya todas las actividades operativas comerciales, lectura, reparto, verificaciones de todo tipo, recolección de información, control instalaciones por no pago del servicio, en el que la unidad de medida se basa en jornadas de trabajo establecidas y controladas por la empresa, reduciendo de manera importante los costos de operación, puesto que se establece un modelo de costos que permite a la empresa fijar condiciones especiales para regular el precio a ofertar.

Para implementar este esquema, se requiere haber definido claramente el esquema de correrías de lectura como se señaló anteriormente. Este modelo se encuentra en operación para el mercado regional de EPM y ha sido igualmente dispuesto en el sistema de otras empresas del Grupo Empresarial.

Se requiere en consecuencia, diseñar el nuevo contrato con la debida antelación para lo cual la Unidad de Operación Comercial de EPM acompañará a la ESSA en la fase preparatoria de la próxima contratación, de manera tal que se puedan sincronizar los dos contratos actuales, el de lectura y el de suspensiones del servicio.

6.5.1. Estructura Comercial

Los procesos de mercadeo y servicio al cliente deberán estar claramente diferenciados en la estructura administrativa de la Empresa y por lo tanto serán objeto de análisis en la reorganización administrativa. Como podrá verse en dicha reorganización, La ESSA E.S.P. requiere un reordenamiento por procesos que establezca claramente los responsables de los mismos en el área de influencia de la electrificadora, para la definición y concreción de reglas de negocio claras que faciliten la medición de la gestión.

6.5.2. Tecnología para soportar el proceso.

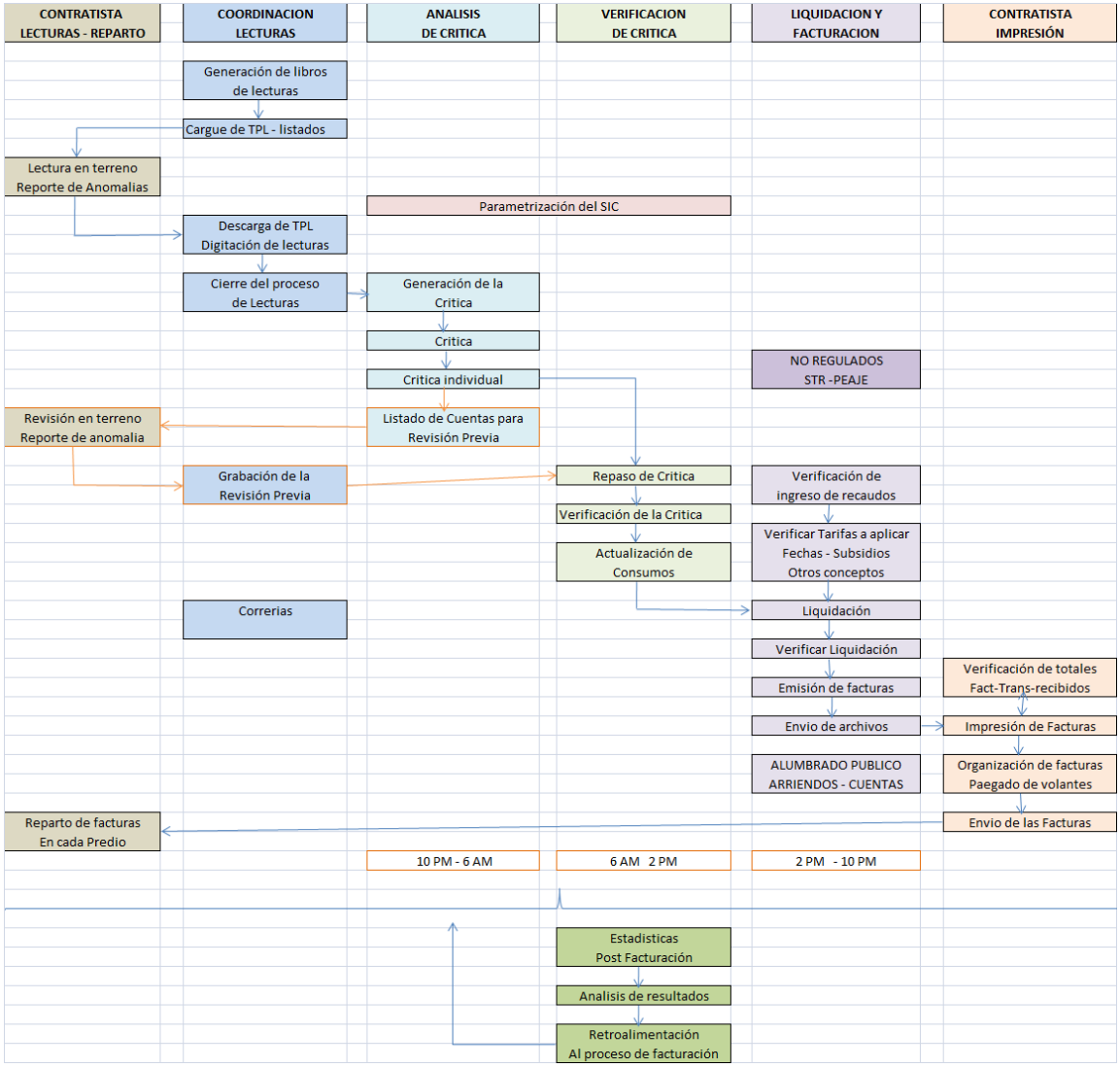
El lote de tecnología de información considera en sus inversiones las necesidades detectadas por el proceso, en particular para dar solución al esquema de lectura manual en la zona rural, al control de las suspensiones y reconexiones y a la programación de revisiones de campo para los diferentes procesos.

6.6. Mejora al proceso de facturación.

Del análisis de la situación actual del proceso de facturación de la ESSA, que dio origen a la problemática de las desviaciones significativas a los consumos, por la existencia del control post facturación a los consumos liquidados, surge la propuesta de reorganización del proceso de facturación discutido en reuniones conjuntas ESSA- EPM, reordenando el hacer y los roles de los departamentos de facturación y de análisis y critica. Su implementación es una decisión del orden administrativo de la Gerencia Comercial así como el seguimiento posterior, para garantizar los resultados esperados, puesto que los empleados que se encuentran actualmente involucrados en el proceso de los Departamentos de Facturación y de Análisis y Crítica, se distribuyen para ejecutar las labores en este nuevo proceso.

Esquemáticamente, se muestra el cambio propuesto, mediante el cual se distribuye el flujo del proceso en estas dos dependencias, se incorpora al proceso el control previo a la facturación o verificaciones en campo según lo dispone la ley 142, que obliga a las empresas a investigar las causas por el aumento o disminución de sus consumos cuando se presenta una desviación significativa.

El diagrama siguiente muestra el deber ser del proceso:



6.6.1. Modelo de curva de crítica a los consumos.

La investigación a las desviaciones significativas a los consumos, debe estar soportada en un modelo de critica que elimine los aspectos subjetivos del analista responsable, previo a la liquidación de los consumos a facturar, y debe igualmente dar respuesta al comportamiento real promedio de los consumo de cada predio, independientemente de variables como el estrato, o como su ubicación geográfica sobre el nivel del mar, entre otros, enmarcado dentro de la normatividad vigente.

Consecuentemente con lo anotado, se recomienda efectuar una revisión técnica desde el punto de vista estadístico al modelo existente en la ESSA, para definir el mejor modelo que se ajuste a las reales condiciones de mercado y a los hábitos de consumo de sus clientes.

La definición del modelo, acompañado del fortalecimiento del proceso de verificación previa a la facturación permitirá la reducción en las reclamaciones de los clientes y por ende aumento en la satisfacción de los mismos.

Meta para el proceso de facturación:

Meta 1: Alcanzar en Junio de 2010 un indicador de desviación significativa, definido como la relación entre el numero de cuentas que se reportan con consumos anormales en la crítica, con respecto al total de lecturas, menor o igual del 10 %

Meta 2: Alcanzar en Junio de 2010 un índice de verificaciones por previa, definido como la relación entre el total de verificaciones enviadas a campo con respecto a las instalaciones reportadas como anormales en la Critica, menor o igual al 5%

6.7. Estratificación

Con respecto a este tema, no se evidencia en la electrificadora una dependencia responsable del mismo en el ordenamiento del proceso comercial, que permita mantener el control de la estratificación en toda la jurisdicción de la ESSA, salvo la participación en el comité permanente de estratificación de Bucaramanga. Tampoco se evidencia la existencia de un historial que dé cuenta de los actos administrativos expedidos por los entes territoriales que adoptan y ordenan la aplicación de la estratificación.

Es preciso e importante destacar que el decreto 1538 de 1996, la ley 732 de 2002, y 921 de 2004 establecen los términos para dar aplicación de las estratificaciones adoptadas por las Alcaldías Municipales y las consecuencias que se derivan ante el incumplimiento, en especial hacemos referencia a lo dispuesto en el artículo 12 del decreto 1538 que señala:

"Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios serán responsables por los perjuicios que ocasionen a los usuarios por la aplicación incorrecta de los decretos de adopción de las estratificaciones.

Cuando se facture a un usuario en estrato superior al que le corresponde, se reconocerá el mayor valor en la siguiente facturación.

Cuando la facturación al usuario se haga en un estrato inferior al que le corresponde no se cobrará el valor adicional."

Consecuente con lo encontrado, se hace imperativo iniciar un balance y acopio de los resultados del estudio de estratificación, listados y cartografía, y decretos de adopción que en tal materia han expedido las administraciones municipales, lo cual permitirá confrontar y determinar el estado actual mediante un muestreo del estrato adoptado frente al aplicado.

Cabe anotar que los resultados de la estratificación son entregados a través de los denominados cuadra-lados (lados de manzana) para las zonas urbanas, que facilitan la aplicación masiva a la facturación.

Finalmente, cabe recordar que la ley 732 de 2002, señala que cuando se trate de otorgar subsidios con recursos nacionales, la Nación podrá exigir, antes de efectuar los desembolsos, que se consiga certificación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el sentido de que los decretos municipales de adopción fueron aplicados por las empresas correctamente.

Igualmente, se deberá mantener una activa participación en los Comités Permanentes de Estratificación, en cada una de las localidades donde la ESSA E.S.P. presta sus servicios, con el propósito de vigilar y garantizar que los criterios para actualización y mantenimiento de la estratificación estén ajustados a las realidades del mercado atendido.

Los aportes que La ESSA E.S.P. hace de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 de la Ley 505 o la reglamentación vigente sobre la materia, deben estar alineados con las definiciones y políticas de las EPM sobre el tema.

Antes de terminar el 2009 se deberá presentar a la Junta Directiva un informe de actividades, avances y pendientes y, de allí en adelante, por lo menos dos informes en el año sobre el avance en el tema de la estratificación.

6.8. Propuesta educativa

En el anexo número 3 de este Plan de Negocios se presenta la propuesta educativa de la Unidad Atencion Clientes de EPM, que acompañará a la Gerencia Comercial de la ESSA en su implementación, como un referente de las acciones direccionadoras para las actividades de educación al cliente.

Las actividades informativas y educativas se plantearán iguales para las localidades, sin embargo, admite un alto nivel de flexibilidad, de tal manera que se puedan hacer cambios parciales o totales para adaptarlas a la cultura y disposición de la población.

La propuesta Educativa consta de dos fases principales:

Fase 1: Relacionamiento, sensibilización y educación

Corresponde a la realización de procesos de relacionamiento, acercamiento a las comunidades impactadas, desarrollo y diseño de charlas, talleres y reuniones, así como el levantamiento de información y contactos con los grupos de interés en cada una de las localidades, para elaborar una base de datos de líderes y grupos de interés, con los cuales se mantendrá contacto para generar procesos de confianza, para que estos grupos sirvan como puerta de entrada al proceso.

Principales actividades a desarrollar en esta fase:

- Revisión y ajuste de propuesta
- Reunión con Coordinadora General y coordinadores Locales (Operador Promoción Social)
- Capacitación al equipo de Cogestores
- Visita de Acercamiento
- Lanzamiento Público
- Formación en SSPP a equipo Cogestor, equipo Dirección de Servicios Público Oficinas de Atención
- Formación en SSPP a Líderes Comunitarios, JAC, JAL y vocales de control.
- Desarrollo pedagógico en tema específico de energía.

Fase 2: Seguimiento y evaluación
Corresponde a la realización de actividades de seguimiento y recurrencia programadas en la fase 1, con el objetivo de resolver inquietudes y aclarar dudas y afianzar los conocimientos impartidos. Además de una herramienta que permita obtener información necesaria para el diseño y elaboración de una propuesta de informe final.

6.9. Intervención integral para Barrancabermeja

Las características sociales de la zona Barrancabermeja influenciadas por la deficiente calidad del servicio prestado, el débil esquema del proceso comercial, el entorno político y social y los niveles de perdidas existentes, hacen necesario una intervención integral en la zona, con estrategias direccionadas al tema social y de educación al cliente, que acerquen la comunidad hacia la empresa. Esta intervención integral deberá ser capaz de crear la fidelización en los clientes como estrategia para lograr su satisfacción.

Por lo anterior se requiere de un modelo de intervención integrado liderado desde la Gerencia para que apalanque los diferentes programas en los diferentes frentes:

- Actividades de impacto comunitario
- Calidad del servicio (Reposición de redes)
- Reducción de pérdidas de energía.
- Expansión de redes urbanas.

Cargos a proveer en la zona

Para el caso específico de Barrancabermeja, las vacantes existentes para la zona serán sometidas al proceso de selección interno en la ESSA de acuerdo con el procedimiento establecido, que permita el mayor número plural de participantes dispuestos a un enganche definitivo en la región. Sin embargo, en el evento, de que este proceso de vinculación no surta el efecto esperado para cubrir y posicionar las vacantes existentes, con recursos internos que estén dispuestos a quedarse en la región, la ESSA podrá mediante convocatoria pública abrir un proceso de selección en el que tendrá participación personal originario de la región, que cumpla con el perfil requerido para el cargo.

6.10. Recaudo

Las rotaciones correspondientes al capital de trabajo, específicamente el de cartera corriente deberán evolucionar de la siguiente manera:

Capital de trabajo (Rotaciones)	2009	2010	2011	2012	2013
Cuentas por cobrar (días)	75	65	60	60	60
Provisión cartera	2%	2%	2%	2%	2%
Inventarios (días)	15	15	15	15	15
Cuentas por pagar proveedores (días)	30	30	30	30	30
Cuentas por pagar contratistas (días)	30	30	30	30	30
Caja mínima (días)	20				

El recaudo se debe hacer directamente en las oficinas de atención al cliente o a través de personas jurídicas e implementando medidas como las siguientes:

- Exigir una póliza de cumplimiento a los recaudadores, garantizando al menos 8 días de los dineros recaudados.
- Actualizar los contratos con las entidades financieras que se encuentran vencidos.
- La ESSA deberá aumentar y promover canales de pago diferentes a la cooperativa y los bancos, para disminuir a un valor razonable las filas de pago.

La cancelación del recaudo debe ser responsabilidad de Tesorería quién a su vez, alimenta a la División Atención al Cliente.

Como parte del recaudo, la ESSA E.S.P. debe hacer la gestión necesaria para recibir del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos el 100% de los subsidios entregados a los clientes.

Finalmente, es necesario propender una mejora en los procesos de suspensión, corte y reconexión, en apoyo al proyecto pérdidas y mejoramiento de recaudo

INVERSION ESTIMADA EN EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO COMERCIAL (cifras en millones de pesos)

Concepto	2009	2010	2011	TOTAL
Adecuación NUEVAS OFICINAS	100	150		250
Adecuación oficinas satélites (60)	65	585	130	780
Adquisición oficina móvil de atención		130		130
Total inversión	**165**	**865**	**130**	**1160**

Costos			
Combustible		3.6	3.6
Servicios Público	15	51.6	51.6
Rodamiento (Desplazamiento de funcionarios de servicio al cliente)	5	70.5	70.5
Viáticos	10	60	60
Arriendo NUEVAS Oficinas	5	129	129
Capacitación y desarrollo de competencia de enfoque en el cliente	40	360	360
Sistema de gestión de turnos	20.1	20.14	20.14
Implementación Call Center (incluye agente y plataforma, no incluye canal de datos)	0	220	446
Gestión Cartera	184.15	368.29	368.29
Propuesta Educativa	10	50	50

Adecuación nuevas oficinas: Se suponen 36 metros cuadrados (Resanes y pintura, Cielo raso, Puestos de trabajo (2), Puntos eléctricos, Aire acondicionado Sillas (tándem de 6 unidades), Puerta en vidrio (tipo banco) a $25.000.000 por oficina)

Adecuación oficinas Satélites Se suponen 15 metros cuadrados (Resanes y pintura, Cielo raso, Puestos de trabajo (1), Puntos eléctricos, Aire acondicionado Sillas (tándem de 6 unidades), Puerta en vidrio (tipo banco) a $13.000.000 por oficina.

Adecuaciones Locativas Actuales: Instalación de ordenadores de turno en las oficinas, pues solo lo tiene la Oficina de Bucaramanga. Se plantea la adquisición de ordenadores de turnos para las oficinas de Barrancabermeja, San Gil, Málaga y San Alberto. Inversión año bajo el esquema de arrendamiento $20.136.252

Contact Center: Se estima que un puesto de atención durante 16 horas diurnas disponibles día puede costar alrededor de $ 7´781.920 por mes y 1 durante 8 horas nocturnas cuesta $4´588.360, ambos costos incluyen plataforma tecnológica y el personal. Se requieren 3 puestos en horario diurno, y uno nocturno para un total de $ 445.330.080 al año. Se estima que a mediados del año 2010 los procesos se encuentren ajustados para el CALL CENTER.

Gestión cartera: Se contempla dar continuidad a las campañas de recordación de pago. Teniendo en cuenta que se tienen 42.990 clientes para gestionar y que se expiden 510 mil facturas en promedio mes con un índice de recaudo promedio de 88%, nos quedaría un 12% de facturas para gestionar equivalente a 61.200 clientes. Para un total de 104.190 clientes a contactar mensualmente. Inversión total año $ 368.290.260. **Para el primer año se contempla invertir a partir del segundo semestre $ 184´145.130**

Sistema Gestión de turnos: Se contempla la adquisición de ordenadores de turnos automáticos para las localidades de Piedecuesta, Girón, Floridablanca, San Vicente y Sabana.
Capacitación y desarrollo de competencia de enfoque en el cliente: Este programa está previsto para llegar al 100% de los empleados de la ESSA entre finales 2010 - 2011, a un promedio de $800.000 por empleado.

6.11. Lineamientos para El MNR de ESSA y CENCOL

Ingreso de nuevos clientes al MNR de ESSA y CENCOL

Las Resoluciones CREG: 128 de 1996, 001 de 2006 y la 024 de 2009 regulan el límite para la actividad de comercialización en el Mercado de Energía en Colombia. Allí se determina que ninguna empresa podrá tener más del 25% de participación en esta actividad y que su cálculo se hará como el porcentaje que representa su demanda anual (demanda del Mercado Regulado y No Regulado), respecto al total de la demanda (demanda nacional más demanda no doméstica). La Resolución 024 del 2009 aclara que se tomará la demanda atendida en los 12 meses anteriores al mes del cálculo, solo para los usuarios atendidos en el momento de hacer el ejercicio. La participación de las filiales se haría a partir del momento en que se consolide la relación de control. Finalmente, si la empresa supera el límite, cuenta con un plazo de 12 meses para ajustarse.

La participación del grupo EPM a mayo 2009, para el acumulado de los 12 meses anteriores, es de 25.53%, con tendencia a la baja, dado principalmente por la descarga de usuarios realizada directamente por EPM a partir de diciembre de 2008. La participación en el mes de abril 2009 se encuentra por debajo del tope regulatorio (24.8%).

Si se mantuvieran estas condiciones, frente a una medición en marzo de 2010 (12 meses después de haber adquirido las empresas CENS, ESSA y CENCOL), el Grupo EPM estaría dentro del límite de comercialización, sin necesidad de hacer ninguna gestión adicional.

Como todas las causas de esta reducción de demanda son transitorias y no tienen una total certeza, se analizaron diferentes escenarios[2], variando las tasas de crecimiento de la demanda (nacional y empresas del grupo) y el nivel de exportaciones de energía. Se concluyó que en la mayoría de escenarios probables, no se superaría el límite en comercialización.

Estas cifras también dejan entrever que no existe posibilidad de crecimiento (diferente al crecimiento vegetativo de los clientes actuales) y por tanto no pueden ingresarse nuevos clientes al MNR de ninguna empresa del Grupo EPM. Esta restricción en CENCOL se hace extensiva al Mercado Regulado, salvo que se trate de la estrategia defensiva que se ha empleado para conservar, dentro del grupo, a los clientes regulados con un nivel interesante de consumos en la ESSA (ya que estarían contabilizados en el cálculo), pues este segmento viene siendo competido por otros comercializadores.

Si se presentara un escenario extremo (escenario modelado con meta de participación del 25.3%, crecimiento en la demanda nacional de 0.6% y crecimiento de la demanda propia del Grupo EPM de 2.0% y sin exportaciones), se debería considerar la salida de un grupo de clientes que sumen una demanda anual de 92 GWh del mercado no regulado, antes de la medición en marzo del 2010.

Para efectos de esta eventual descarga se definen unos criterios, teniendo como principios rectores los siguientes: la participación en el MNR de cada empresa y la rentabilidad de los clientes de su portafolio. Aparte de estos “principios rectores” se han considerado unos criterios adicionales para definir el orden en que se escogerían los clientes a descargar:

- Comenzar la descarga con clientes que representen un problema de cartera[1].
- Clientes que originen alta carga operativa para las distintas dependencias y/o que representen altos costos para el proveedor.
- Clientes no estratégicos (se definiría a partir de análisis y previa segmentación).

Deberá realizarse, en ESSA y CENCOL, una determinación exacta de los costos asociados a la atención de cada segmento del MNR para conocer la rentabilidad real del mismo, una minuciosa tarea de evaluación de costos, para determinar si el margen promedio que arrojan los clientes del MNR es suficiente para apalancar los costos en que se incurre para su atención. Dentro de esta revisión debe tenerse en cuenta:

- Costos operativos y correcta transferencia de costos internos de las unidades de Apoyo (áreas Administrativas, sistemas, Control Interno, Jurídica, mercadeo, etc). Se propone efectuar un trabajo detallado donde el producto final sea la determinación

[1] En general, la cartera de ESSA y CENCOL es bastante sana; es importante de todas formas mencionar, que existen dos clientes de CENCOL que aparecen con saldos vencidos a 30 y 60 días, tanto en el informe de Diciembre de 2008 como al corte de Abril de 2009, por lo cual se recomienda un seguimiento especial en los próximos meses con el fin de considerar su permanencia o no como clientes de la Comercializadora de cara al vencimiento del contrato a finales del año en curso.

exacta de los costos asociados a la atención de cada segmento del mercado, en este caso para conocer la rentabilidad real del MNR. Se sugiere aprovechar la experiencia del Área Finanzas Energía de EPM, donde se ha venido adelantando un trabajo con relación al mismo MNR de EPM. Específicamente para el caso de CENCOL, se ha identificado que existen unos servicios que presta la ESSA que afectan los costos de funcionamiento del MNR y que no son cobrados:

- Servicios de Asesoría Comercial: Normalmente las dos empresas efectúan visitas comerciales conjuntas a los clientes de CENCOL (para atención en portafolio, para cambio de comercializador, normalización de la medida ó atención directa del cliente). Algunas veces se ofrecen termo grafías a clientes atendidos en CENCOL como estrategia comercial, al inicio de los contratos y este servicio lo presta ESSA sin cobro.
- Servicios Jurídicos: Asesoría Jurídica en la parte regulatoria y de Secretaria general.
- Servicio de Informática: Actualmente CENCOL dispone del Software contable SIF y Software MITHRA para su proceso de contabilidad y facturación respectivamente. El licenciamiento de estos software son de propiedad de la ESSA; adicionalmente, la ESSA presta soporte en sistemas y la base de datos del sistema comercial de CENCOL está en los servidores de la ESSA.
- Publicidad y Mercadeo: En algunas oportunidades se comparte el desarrollo de eventos, pero aunque ambas aportan económicamente, valdría la pena revisar que la distribución de costos fuera adecuada.
    - Costos de los servicios de portafolio prestados por el negocio de distribución de ESSA y por contratistas independientes, de tal manera que el precio cobrado al cliente siempre sea mayor al costo real de estos servicios. Para ello es recomendable identificar posibles “subsidios” que el negocio de Distribución ESSA transfiere (trabajos no cobrados en su totalidad) y acordar los precios de estos servicios de portafolio con los clientes una vez se tenga el precio final de cobro por parte del contratista independiente, cuando se acude a esta modalidad; así se minimiza el riesgo que hoy se presenta en ESSA, por hacer la cotización antes de pactar el trabajo con el contratista[2].
    - Costo de la energía que se está vendiendo, de tal forma que en el cargo no regulado de la tarifa se transfiera el valor real de generación con que se compra. Este aspecto es crucial en CENCOL, pues hoy se están honrando contratos con los clientes a precios inferiores al de compra[3].
    - Prever en contratos futuros (posible renovación con clientes actuales), un margen adicional que cubra el riesgo que implicaría la entrada en vigencia del Decreto 387 y la Resolución CREG 121 de 2007, que determinan que un

[2] *El costo de estos servicios se proyecta con tarifas de referencia suministradas por la Gerencia Distribución y una vez aceptada la cotización por el cliente, se procede a conseguir el contratista ejecutor. Esto implica un riesgo en la medida en que el costo final para la ESSA podría ser mayor al cotizado inicialmente*

[3] *Esta situación se debió a que CENCOL firmó contrato de venta con los clientes sobre la base de una energía que le suministraría ESSA (a menor precio que el pactado con los usuarios), pero que finalmente no se cumplió. ESSA acudió a compras a través del Mercado de Energía Mayorista obteniendo contratos con precios que van entre los $107.5 y $113.5. Estos contratos (con Comercializar y Gensa), son transferidos a CENCOL al mismo precio para el contrato de Comercializar y a un valor inferior, para el de Gensa, debido a que el de venta se indexa con* IPP y el de compra con IPC.

porcentaje de las pérdidas pasarían a ser asumidas por el comercializador en lugar del operador de red.

Ajustar el presupuesto de 2009 y siguientes, en ESSA, acorde a demandas de energía/ingresos más reales en el MNR.

Dentro del presupuesto que tiene la ESSA para 2009 aparece un rubro de ingresos por ventas de energía en el MNR que asciende a los $59.583.192 millones, el cual está basado en unas ventas de energía cercanas a 265 GWh-año. Sin embargo, esta proyección parece muy elevada si se tiene en cuenta que no se podrán recibir nuevos clientes en este segmento de mercado y que el comportamiento de la demanda de Ecopetrol, en lo que va corrido del año, está muy por debajo de lo planeado:

	2009	2010	2011	2012
Demanda proyectada por ESSA para MNR sin Ecopetrol (GWh-año)	62			
Demanda proyectada por ESSA para Ecopetrol (GWh-año)	203			
Demanda total proyectada por ESSA en el presupuesto 2009 para todo el MNR (GWh-año)	**265**			
Demanda total proyectada por ESSA en el Balance Comercial para todo el MNR (GWh-año)	226	255	255	255
Proyecciones ESSA compras en bolsa para MNR (GWh-año)	226	255	255	255
Demanda anual proyectada si se tuviera un crecimiento vegetativo de los consumos registrados por todos los clientes actuales (con datos hasta abril 2009) (GWh-año)	131	135	139	144
Diferencia entre proyecciones (GWh-año)	95	120	116	111

Aunque el impacto sobre el P&G total termina no siendo muy significativo, dado que estos ingresos van contra los egresos que por compras de energía y cargos (SDL, STN, etc.), se trasladan a otros agentes, se recomienda redefinir las proyecciones de demanda de todo el MNR y en especial las de las fronteras de Ecopetrol (ya EPM hizo una solicitud al cliente para que proporcione esta información en un horizonte de 4 años), y ajustar los ingresos y egresos del presupuesto oficial.

Mantener una coherencia entre la contratación de energía para el MNR y las ventas en dicho mercado.

En nuevas contrataciones (renegociación de clientes actuales), se deben revisar las proyecciones de precios del techo para los contratos cerrados con la modalidad de precios en bolsa, ubicándolos en valores mayores a los que hoy se tienen y escalonar estos valores acorde con el comportamiento esperado de la bolsa de energía. Esta recomendación es especialmente válida para ESSA, en la medida en que hoy, todos los clientes (excepto uno que sólo representa el 0.05% de la demanda), tienen contrato de compra de energía con precio variable según la bolsa. El 70% de la energía de sus contratos en bolsa tiene un margen promedio relativamente medio, con un techo de $120 y un piso de $78. En algunos contratos (4.29 GWh-mes) se mantiene constante el techo en bolsa hasta el 2013, aspecto un tanto inconveniente dados los altos precios de la energía esperados para los próximos años, en especial para 2010 y 2011.

En CENCOL, el margen de comercialización establecido en los contratos vigentes se reporta cercano relativamente bajo y el valor de la generación en $106.51 (precio abril 2009). Sin embargo, el precio de compra de la energía es superior al de venta[4] existiendo una destrucción de valor por ese concepto.

De acuerdo con lo anterior, ESSA deberá desarrollar planes integrados de comercialización de energía con la Matriz EPM, tratando de optimizar compras para el MNR a través de políticas de Grupo Empresarial; recibir retroalimentación de la matriz sobre proyecciones de precios y escenarios del Mercado de Energía Mayorista que permitan realizar buenos negocios en el MNR; aprovechar sinergias en programas de mercadeo, portafolio y fidelización (obviamente buscando que cada empresa asuma sus propios costos).

Analizar las siguientes alternativas para la atención del MNR de CENCOL y escoger la que represente mayores beneficios para el Grupo:

Alternativa 1:
Considerando que las razones de índole regulatorio por las que los clientes del MNR se trasladaron de ESSA a CENCOL han desaparecido (derogación de la Resolución CREG 031 de 1997, por la Resolución 119 de 2007), se propone regresar a la ESSA todos los clientes que hacen parte del Mercado no regulado; lo anterior, con el fin de facilitar “el costeo” de la atención de dicho segmento, pues es más expedito evaluar márgenes de rentabilidad y costos asociados a la atención del cliente estando en la misma empresa donde se radican los centros de costos, que haciendo transferencia de los mismos a la filial.

Alternativa 2:
Involucrar, dentro del estado de resultados del ejercicio los costos de las actividades que hoy le presta la ESSA sin ningún costo (conexiones, monitoreo, laboratorio, hosting, apoyo legal y regulatorio y acompañamiento comercial para venta de servicios de portafolio). Según información recibida de parte de la Gerente de CENCOL, se estima que el costo anual de estos servicios ascendería a unos $36.3 millones.

Cualquiera sea la alternativa que se escoja, en todo caso se hace imperativo garantizar rentabilidad para el MNR y definir un direccionamiento estratégico para CENCOL con el fin de que sean claros los objetivos de corto, mediano y largo plazo de la empresa y se hagan explícitas las líneas de negocio que se podrían desarrollar a partir de la decisión de su permanencia en el mercado; lo anterior, dado que hasta la fecha se ha limitado a desarrollar algunas tareas muy específicas que han respondido más a las necesidades coyunturales de ESSA que a las inherentes a su propio desarrollo y proyección futura.

Proyecto para conservar a CENCOL – Objetivos de largo plazo:

Analizar proyecto de conservar a CENCOL como instrumento del grupo para desarrollar una o varias de las siguientes actividades en el mediano y largo plazo:

- Conquistar segmentos del mercado que hasta ahora no han sido atractivos para la matriz, como sería el caso de la atención de clientes cuyas instalaciones individualmente consideradas no califican para el MNR pero que sumadas sus instalaciones en el MR son grandes facturadores y por ende, grandes clientes para el negocio de energía; como ejemplo

podemos citar a las operadores de celulares, con cientos de instalaciones en todo el país. (requiere publicar tarifas en el MR en ciudades que fueran de interés del Grupo).

• Desplegar estrategia defensiva frente a otros agentes, tal como se ha venido haciendo en Bucaramanga y como podría hacerse en Medellín para defender el mercado de nuevos comercializadores jugadores.

• ESCO: De convertirse en Energy Service Company, podría prestar servicios a empresas y clientes estratégicos, en líneas de negocio como eficiencia energética, cogeneración y aprovechamiento de energías renovables, entre otras. Dado lo anterior, podría servir de instrumento para el desarrollo del objeto social del Área de I + D de la matriz EPM.

• Convertirse en proveedor de servicios tales como lectura y repartición, cortes, conexiones y reconexiones, entre otros, en virtud del beneficio tributario del que goza al no ser sujeto de IVA en el evento en que comercializar el servicio completo y no simplemente el equipo. Ejemplo: Vende el servició de conexión en lugar del medidor; el benchmarking de esta propuesta es una filial de un grupo de agentes del sector eléctrico, en la cual presta exitosamente toda clase de servicios asociados a energía, no solo a su matriz sino a otras empresas del sector.

6.12. Análisis y proyección de la demanda

Ventas de Distribución / Comercialización

La tabla siguiente muestra las proyecciones esperadas de ventas propias totales y transporte de energía en GWh-año, considerando el proyecto pérdidas y los crecimientos asociados a ellos:

CONCEPTO	2009	2010	2011	2012	2013
Ventas Mercado Regulado GWH/año	1,258.69	1,282.52	1,332.50	1,397.02	1,467.79
Ventas Mercado No Regulado	108.00	108.00	108.00	108.00	108.00
TOTAL VENTAS ENERGIA	**1,366.69**	**1,390.52**	**1,440.50**	**1,505.02**	**1,575.79**
Transporte Otros Comercializadores	483.73	490.98	503.26	520.87	544.31
Transporte Otros O.R's	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE	**1,850.42**	**1,881.50**	**1,943.75**	**2,025.90**	**2,120.10**

7. PLAN DE INVERSIONES EN TRANSPORTE Y RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD

7.1. Inversiones en el negocio de Transporte de Electricidad

7.1.1. Resumen Plan Inversiones 2009 – 2013 COP, DICIEMBRE 2008

	Cronograma de inversiones					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Plan de expansión de la infraestructura eléctrica del sistema de potencia	10,048	15,889	11,341	10,000	6,316	53,594
Plan de reposición de equipos en las subestacionesde potencia atendidas		4,115	12,537	9,870	7,047	33,569
Reposicion transformadores de distribucion	2,437	2,192	1,968	1,760	1,600	9,957
Plan de ampliación de la cobertura del sistema de comunicaciones	1,210	389				1,599
Plan de ampliación de la cobertura de la Electrificación Rural	2,515	2,850	2,232	2,390	2,577	12,564
Proyecto modernización de subestaciones, SCADA y calidad de la potencia	2,300	8,840	4,800			15,940
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zonas de Barranca, San Gil, Barbosa, Málaga y Socorro .	1,873	428	1,408	3,265		6,974
Total anualidades	**20,383**	**34,703**	**34,286**	**27,286**	**17,540**	**133,878**

El plan de inversiones del negocio de transporte de electricidad se desagrega en los siguientes componentes:

- Plan de expansión de la infraestructura eléctrica del sistema de potencia
- Plan de reposición de equipos en subestaciones atendidas
- Plan de reposición de transformadores de distribución
- Plan de ampliación de la cobertura del sistema de comunicaciones
- Plan de ampliación de la cobertura de la Electrificación Rural
- Proyectos modernización de subestaciones, SCADA y calidad de la potencia
- Proyecto de reposición de redes de distribución primaria y secundaria, urbanas y rurales en las zonas.

Con el plan de inversiones se busca, en su orden:

- Remover restricciones operativas
- Mejorar la confiabilidad, calidad y seguridad del servicio
- Cumplir exigencias regulatorias
- Modernizar la infraestructura
- Adecuar el Sistema Eléctrico para ser operado remotamente (Automatización).
- Disminuir los tiempos de reposición del servicio
- Reducir costos de AOM
- Mejorar imagen de la Empresa

Cada proyecto tiene una ficha que aparece en el anexo e incluye antecedentes, descripción, justificación, presupuesto, viabilidad financiera y comentarios relevantes.

7.1.2. Expansión de infraestructura del sistema de potencia

Desde 1998 a 2008, período durante el cual el Gobierno Nacional inició el proceso de venta de sus electrificadoras, se disminuyeron significativamente las inversiones de ampliación determinante de la infraestructura eléctrica de la ESSA.

En la actualidad se están presentando restricciones operativas por deficiencias en la capacidad de transformación a 230 kV/115 kV y 115 kV/34.5 kV, que impiden darle trámite a solicitudes de disponibilidad que se encuentran represadas y hacen inflexible el sistema de distribución, al no poder hacerse transferencias entre circuitos puesto que algunos transformadores de potencia y las líneas de 115 kV y 34, 5 kV presentan un alto grado de cargabilidad.

Los proyectos contemplados en el plan de expansión de la infraestructura eléctrica del sistema de potencia de ESSA buscan remover dichas restricciones operativas, dar trámite a solicitudes pendientes de disponibilidad, dejar capacidad de transformación y de transporte para el crecimiento natural de la demanda, hacer más flexible el sistema de distribución y más confiable la prestación del servicio a los usuarios.

Todos los proyectos hacen parte de estudios de expansión contratados por ESSA y los valores unitarios utilizados en los presupuestos fueron suministrados por el Área de Ingeniería de ESSA. Sin embargo, La Administración de la ESSA, en consonancia con la Junta Directiva de la entidad, debe estar pendiente de la pertinencia y oportunidad de cada proyecto, revisando el alcance del mismo, aplicando las políticas de contratación y actualizando los precios. Muchos de los bienes objeto de este plan son importados, usualmente cotizados en dólares y sujetos por tanto a la variación de la tasa.

El flujo anual de inversiones de estos proyectos es el siguiente (COP):

Descripción	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Construcción línea 37 km, doble circuito Barranca - Puerto Wilches 115 kV/34.5 kV, una subestación de 20 MVA 115 kV/34,5 kV en Puerto Wilches y ampliación de la Subestación Termobarranca	2,446					2,446
Adecuación y ampliación Subestación Caneyes 2 x 12,5 MVA, 34, 5 kV/13,8 kV	1,500	1,887				3,387
Construcción Subestación Piedecuesta 3x50 MVA, 230 kV/115 kV + 40 MVA, 115/34,5 kV	2,000	2500	2500	3000	2970	12,970
Construcción Subestación Zapamanga 40 MVA, 115 kV/34,5 kV + 12,5 MVA, 34,5 kV/13,8 MVA	1,500	2000	3000	2000	1846	10,346
Construcción línea 34, 5 kV, 6,6 km (4,9 km aéreos y 1,7 km subterráneos) Palenque - Campo Hermoso - La Joya - Centro de Bucaramanga	300	164				464
Adquisición, montaje y puesta en operación de 4 transformadores de potencia de 30/40 MVA, 115 kV/34,5 kV/13,8 kV y sus bahías asociadas, para las subestaciones, Termobarranca, Florida, Barbosa y Palenque		5,000	5,000	5,000	1,500	16,500
Adquisición, montaje y puesta en servicio de 4 celdas de acople y 24 celdas de salida a 13,8 kV de los 4 transformadores de 20/25 MVA en proceso de compra para las subestaciones Norte, Conucos y El Bosque	1,250	1,250				2,500
Eliminación de la T en la subestación San Silvestre, lo que implica construir dos módulos de línea, construir un trayecto de línea 115 kV doble circuito de 0,75 km, comprar terreno, ampliar patio y adecuar los módulos de barraje y común	500	1,450				1,950
Construcción línea 34,5 kV entre las subestaciones San Silvestre y Buenos Aires	552	138				690
Construcción Subestación no asistida Las Hamacas, 2 MVA, 34,5 kV/13,8 kV		700				700
Construcción Subestación no asistida Los Cocos, 2 MVA, 34,5 kV/13,8 kV		600				600
Repotenciación de 7 km de las líneas a 34,5 kV Bucaramanga - Conucos y Florida - Conucos de ACSR 4/0 a conductor de aleación de aluminio AAAC calibre 394.5 MCM		200	841			1,041
Total Anualidades	**10,048**	**15,889**	**11,341**	**10,000**	**6,316**	**53.594**

7.1.2.1. Comentarios a los proyectos de expansión

- Los análisis financieros de los proyectos, deben reflejar un beneficio costo superior a 1 con el propósito de no impactar la tarifa. Los principales beneficios que se deben considerar son: mayor energía atendida, energía no suministrada, que se puede evitar con la ejecución del proyecto (confiabilidad), restricciones de generación que se disminuyen y pérdidas en el sistema que se disminuyen.
- Todos los proyectos que intervengan al STN y al STR, requieren estudio de conexión, el cual debe ser presentado a la UPME para su aprobación. Por tanto, no es recomendable iniciar este tipo de proyectos sin haber surtido previamente el trámite mencionado, por el riesgo que implica desde el punto de vista de su remuneración.
- La expansión y reposición de las redes de uso general del Sistema de Distribución Local son responsabilidad del Operador de Red y, por lo tanto, no se deben buscar contribuciones o participación accionaria o porcentual de entes externos, pues esto trae complicaciones para definir la propiedad de los activos y la remuneración de los mismos. Se excluyen los proyectos que se ejecutan con recursos del Estado.
- Los proyectos de ampliación que sean requeridos por usuarios de grandes consumos, deben ser analizados a la luz de su cierre financiero, de tal manera que previamente se defina la forma de la recuperación de la inversión, ya por cargo por uso o por contrato de conexión.

- Los proyectos que hacen parte de un plan de expansión deben analizarse en su conjunto y no separadamente, para mirar el impacto sobre el sistema de potencia y determinar si hay proyectos excluyentes o complementarios y establecer la oportunidad de la ejecución de cada proyecto para optimizar las inversiones. Se requieren un hardware y un software adecuados para soportar esta tarea y la capacitación del recurso destinado a la misma. EPM acompañará a la ESSA en la determinación de su Plan de Expansión del sistema de Transporte.
- Los equipos que se adquieran para los proyectos, deben ponerse en operación mientras esté vigente la garantía de los mismos. Es decir, no dejar que las garantías se venzan estando los equipos almacenados.
- Si no hay limitación de terreno, se debe evaluar económicamente la conveniencia de instalar celdas capsuladas en vez de equipos de patio convencionales.
- Todos los equipos que se adquieran deben cumplir las especificaciones requeridas para la automatización de subestaciones, paso previo al desarrollo de los proyectos modernización de subestaciones, SCADA y calidad de la potencia.
- Una vez se determine que un proyecto se va a ejecutar, se debe elaborar el correspondiente cronograma, teniendo en cuenta, en primera instancia, la capacidad de ejecución de ESSA.
- ESSA debe ser proactiva en cuanto al interés de participar en la ejecución de los proyectos de conexión en el STN y/o STR.
- ESSA debe hacer gestión ante el Concejo Municipal de Bucaramanga para tratar de que se modifique el acuerdo que obliga a que las nuevas redes en el perímetro urbano se construyan en forma subterránea, pues esta norma hace demasiado onerosa y restringe la expansión en una ciudad en permanente crecimiento.

7.1.3. Plan de reposición de equipos de subestaciones

En los últimos 10 años no se han hecho inversiones en reposición de equipos de las subestaciones de potencia. ESSA posee una infraestructura eléctrica de alrededor de 30 años, superando incluso su vida útil y dejando el sistema en condiciones operativas deficitarias, lo que redunda en mayores costos de mantenimiento, indisponibilidad de circuitos, baja calidad del servicio, mayor cantidad de energía no atendida, y mayor costo de compensaciones por incumplimiento de indicadores DES y FES.

Así, el denominador común en todos los proyectos propuestos para reposición es el siguiente:

- Los interruptores de potencia presentan fuga de gas y/o aceite
- Por no tener mando motorizado los seccionadores no son remotos.
- Los transformadores de tensión y corriente no cumplen el Código de Medida
- Obsolescencia tecnológica, agotamiento de vida útil, mantenimiento recurrente.

El plan de reposición que se propone está dirigido a las 22 subestaciones de potencia más importantes del sistema eléctrico de ESSA, busca mejorar sustancialmente la confiabilidad en la prestación del servicio y reducir costos de operación y mantenimiento.

El flujo anual de inversiones de estos proyectos es el siguiente (COP):

Cronograma de inversiones

Descripción	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Reposición equipos Subestación Bucaramanga		805	1,878			2,683
Reposición equipos Subestación Palos		1,174	2,739			3,913
Reposición equipos Subestación Termobarranca		1,111	2,592			3,703
Reposición equipos Subestación Palenque		1,025	2,392			3,417
Reposición equipos Subestación Barbosa			714.6	1,667		2,382
Reposición equipos Subestación Cimitarra			427.8	998		1,426
Reposición equipos Subestación Lizama			641.7	1,497		2,139
Reposición equipos Subestación Sabana de Torres			403.2	941		1,344
Reposición equipos Subestación San Silvestre			748.5	1,747		2,495
Reposición equipos subestaciones Parnaso y Buenos Aires				792.9	1,850	2,643
Reposición equipos subestaciones Bosque, Bucarica y Principal				708.3	1,653	2,361
Reposición equipos subestaciones Conucos y Sur				427.8	998	1,426
Reposición equipos subestaciones Florida, Minas y San Alberto				352.5	823	1,175
Reposición equipos subestaciones San Gil y Socorro				377.4	881	1,258
Reposición equipos Subestación García Rovira				361.2	843	1,204
Total anualidades		**4,115**	**12,537**	**9,870**	**7,047**	**33,569**

7.1.3.1. Comentarios al plan de reposición de equipos de subestaciones

- La reposición es requisito previo para adelantar los proyectos de modernización de las subestaciones, SCADA y calidad de la potencia y por lo tanto los equipos que se adquieran deben cumplir las especificaciones requeridas para dichos proyectos.
- La secuencia de intervención de las subestaciones se estableció según nivel de tensión. Es decir, primero se intervienen las subestaciones 230 kV/115 kV, luego las subestaciones 115 kV/34,5 kV y, por último, las subestaciones 34,5 kV/13,8 kV. No obstante, la secuencia se puede modificar para que esté en consonancia con los proyectos de modernización de subestaciones, SCADA y calidad de potencia.
- Los equipos que se desmonten y puedan ser reutilizados, se les debe hacer buen mantenimiento y utilizarlos en subestaciones no incluidas en el plan de reposición.
- Si no hay limitación de terreno, se debe evaluar económicamente la conveniencia de instalar celdas capsuladas en vez de equipos de patio convencionales.
- La reposición se debe aprovechar para homologar equipos y tener un stock de repuestos reducido.
- Aunque se formuló un proyecto para cada subestación, se pueden agrupar por nivel de tensión para lograr economía de escala en las compras.

7.1.4. Reposición transformadores de distribución

La estadística de quema de transformadores en el sistema de distribución de ESSA en los últimos 6 años es la siguiente:

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Promedio
Transformadores quemados	1788	1719	1625	1679	1669	1680	1693

Estos transformadores se queman por una o varias de las siguientes razones:

- Falta de apantallamiento (red primaria a 13,2 kV sin neutro)
- Obsolescencia
- Sobrecarga
- Fallas de alta impedancia en las redes secundarias
- Sobretensiones directas o inducidas por descargas atmosféricas

- Falta de protecciones(cortacircuitos primarios, pararrayos primarios y secundarios)
- Ausencia de descarga a tierra por pérdida del bajante de puesta a tierra.

Se estima que un 60% de los transformadores que fallan se reparan y el 40% restante se repone con transformadores nuevos. De acuerdo con lo anterior, las cantidades de transformadores a comprar y el respectivo presupuesto para los próximos 5 años, se muestra a continuación:

	Cronograma de inversiones					
Año	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Cantidad de transformadores a comprar	610	550	490	440	400	2,490
Presupuesto anual	2,437	2,192	1,968	1,760	1,600	9,957

EPM acompañará a la ESSA en un estudio de ingeniería y construcción que permita reducir significativamente el número de transformadores quemados, para llevar la ESSA al indicador del grupo en este punto.

7.1.5. Ampliación de la cobertura del sistema de comunicaciones

Uno de los aspectos críticos en una empresa que presta el servicio de energía eléctrica en un área de amplia cobertura como el Departamento de Santander, sur del Cesar y sur de Bolívar, es la comunicación entre sedes regionales y principal y entre las subestaciones y personal operativo y de mantenimiento, con el Centro de Control.

ESSA presta el servicio de energía en 92 municipios pero sólo tiene cobertura del sistema de radio VHF en 57 municipios, es decir una cobertura del 62%.

La ampliación de la cobertura de las comunicaciones vía radio hace más segura (menos riesgos de accidentes eléctricos) y más rápida la prestación del servicio, pues facilita la atención oportuna de los daños y se coordinan en forma confiable las maniobras y todo tipo de intervenciones en las redes.

El plan de ampliación de la cobertura comprende dos frentes:

Un primer frente es ampliar la cobertura de las comunicaciones vía radio VHF a 31 municipios, pasando de 57 a 88 municipios con comunicaciones y la cobertura pasaría del 62 % al 95,65%.

El segundo frente es desarrollar un proyecto de interconexión con fibra óptica para conectar las subestaciones de Barbosa, San Gil y Socorro con las oficinas de ESSA en estas tres localidades, aprovechando que ya existe el enlace entre la sede principal en Bucaramanga y las subestaciones, quedando por tanto, comunicada la oficina central de Bucaramanga con las oficinas de Barbosa, San Gil y Socorro.

Con la conexión de Bucaramanga con las sedes regionales, se logra mayor rapidez y mayor volumen de intercambio de información de todo tipo.

Los proyectos de ampliación de la cobertura de las comunicaciones y sus presupuestos son:

El flujo anual de inversiones de estos proyectos es el siguiente (COP):

	Cronograma de inversiones					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Instalación de 6 sistemas repetidores tipo trabajo pesado marca MOTOROLA modelo MTR2000, 13 sistemas repetidores tipo trabajo liviano marca MOTOROLA model CDR500 y 13 radioenlaces, para dar cobertura a 35 municipios que no cuentan con sistema de comunicaciones.	936	389				1,325
Conexión con fibra óptica de las subestaciones de Barbosa, San Gil y Socorro con las respectivas oficinas de ESSA en estas loacalidades.	274					274
Total anualidades	**1,210**	**389**				**1,599**

7.1.6. Ampliación de la cobertura de la Electrificación Rural

La Electrificación Rural es un ingrediente importante para el desarrollo de las comunidades, pues mejora el nivel de vida de la gente ya que la energía eléctrica tiene notoria incidencia en la vida social, cultural y productiva de los habitantes del campo.

Actualmente ESSA tiene 129.542 clientes rurales con una cobertura global del 83,22% y se estima que existen 26.269 viviendas sin electrificar.

De las 26.269 viviendas sin electrificar, se estima que el 10%, 2.627 viviendas están situadas dentro de la infraestructura eléctrica existente y su conexión no demanda recursos significativos. Estas viviendas son las que constituyen “las puntas y colas” y son proclives a tomar la energía sin autorización. ESSA hará un proyecto independiente para la conexión de estos usuarios.

Originalmente el programa “Apaga la oscuridad en los campos de Santander” estaba concebido para electrificar 10.000 viviendas en 5 años, con un presupuesto total de 66.000 millones de pesos, es decir, a un valor promedio por usuario de $6.600.000.

El proyecto busca elevar la cobertura en el sector rural, haciendo énfasis en aquellos municipios que en la actualidad presentan menor cobertura, utilizando recursos propios, del Ministerio de Minas y Energía (FAER y Fondo Nacional de Regalías), del Departamento de Santander y los usuarios.

Sin embargo, en este Plan de Negocios se le hizo un ajuste teniendo en cuenta las posibilidades reales de ejecución, quedando el proyecto en la electrificación de 5.500 viviendas en 5 años con un presupuesto total de 36.300 millones de pesos. No obstante, si se aumenta el número de viviendas a electrificar y hay los aportes de las entidades territoriales, por encima de los recursos requeridos para las 5.500 viviendas inicialmente previstas, EPM podría dar apoyo sustancial para aumentar la capacidad operativa de ESSA en el levantamiento y presentación de proyectos ante las instancias respectivas, para aumentar así la cobertura con este programa.

Igualmente, si se logra disminuir el costo de electrificación rural con la adecuación tecnológica de las redes a la manera como se realizan en el área de operación de Antioquia, este presupuesto debe acomodarse a un número mayor de instalaciones, con el fin de beneficiar a un mayor número de clientes.

En este plan de inversiones sólo se incluye lo que debería aportar La ESSA para hacer viable el proyecto y recuperar vía tarifas la inversión. Los posibles valores a invertir por parte de la ESSA se muestran a continuación, teniendo en cuenta el nivel de consumo y la tarifa actual:

	Cronograma de inversiones					
Concepto	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Clientes a electrificar Apaga la oscuridad en los campos de Santander	700	1,200	1,200	1,200	1,200	5,500
Presupuesto anual millones COP (únicamente aportes de ESSA)	840	1,440	1,584	1,742	1,917	7,523

El flujo anual de inversiones (COP) de estos proyectos es el siguiente:

	Cronograma de inversiones					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Levantamientos topográficos de 6.954 viviendas a electrificar	355	383				738
Diseño de redes electricas para 6.954 viviendas		154				154
Electrificación de 2.600 viviendas mediante el programa puntas y colas (parcheos)	520	648	648	648	660	3,124
Electrificación de 5.500 viviendas dentro del programa "Apaga la oscuridad en los campos de Santander" (únicamente inversión ESSA)	840	1440	1584	1742	1917	7,523
Pequeños aportes de ESSA para el cierre financiero de algunos proyectos aprobados por la UPME.	800					800
Proyecto piloto de paneles solares en 15 municipios (buscar financiación del Departamento vía estampilla)		225				225
Total anualidades	**2,515**	**2,850**	**2,232**	**2,390**	**2,577**	**12,564**

7.1.6.1. Comentarios al plan de Electrificación Rural

- Antes de acometerlos, todos los proyectos deben volver a presupuestarse, fijando el factor de dificultad del SIO en 1, asignando un AUI de acuerdo con las características de cada proyecto y utilizando postería de madera tratada en vez de postes de concreto y torrecillas.
- EPM acompañará a la ESSA en el estudio de ingeniería que determine cambios a los diseños de infraestructura eléctrica para la electrificación rural.
- Los levantamientos de las viviendas a electrificar deben ser georreferenciados y no con topografía.
- Debe dársele prioridad a los programas de puntas y colas (parcheos) pues no requieren mucha inversión y los puede acometer ESSA con recursos propios sin esperar otros aportantes.
- Se debe evaluar la conveniencia de seguir contratando la preparación y presentación de los proyectos del FAER ante la UPME, ya que esto es competencia de los municipios. ESSA podría ofrecer acompañamiento.

7.1.7. Reposición redes eléctricas en zonas.

En general, las redes eléctricas de media y baja tensión, urbanas y rurales en las zonas atendidas por ESSA, fueron construidas hace alrededor de 25 años y presentan un deterioro considerable. Buena parte de las inversiones en el sistema de transportes se han centralizado en la Zona Metropolitana de Bucaramanga.

El común denominador de estas redes es circuitos secundarios largos y en calibre inadecuado (ACSR No.6), postería primaria y secundaria en mal estado, transformadores

copados, circuitos primarios radiales con diferentes calibres en su recorrido y carencia de suplencias (no se pueden hacer transferencias de carga entre circuitos). Adicionalmente, existen circuitos a 6,3 kV.

Los clientes y la demanda de energía han crecido pero las redes se han quedado rezagadas y es menester adecuarlas a los requerimientos actuales, para darle más estabilidad a la infraestructura y mejorar la continuidad en la prestación del servicio, así como los perfiles de tensión.

Los proyectos que se presentan para ser acometidos en los próximos 2 años, son los siguientes:

El cronograma anual de estas inversiones se muestra a continuación (COP):

	Cronograma de inversiones					
Descripción	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Total**
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zona Barbosa			375	874		1,249
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zona Barranca	1,689					1,689
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zona San Gil			614	1,434		2,048
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zona Socorro .			419	957		1,376
Proyecto de reposición de redes de distribución primarias y secundarias urbanas y rurales en las zona Malaga	184	428				612
Total anualidades	**1,873**	**428**	**1,408**	**3,265**		**6,974**

7.1.7.1. Comentarios a proyectos de remodelación redes en zonas

- Los presupuestos deben actualizarse con las indicaciones dadas.
- Como la reposición de redes urbanas y rurales (más las rurales) es una tarea continua, por su estado y el número de municipios atendidos, cada año debe incluirse en los presupuestos zonales una partida para ir paulatinamente reponiendo la red y así poder garantizar a los clientes un buen servicio.
- Se recomienda hacer la reposición de la postería primaria y secundaria de las redes rurales, por postería de madera tratada.

7.1.8. Modernización subestaciones, SCADA y Calidad de Potencia

7.1.8.1. Análisis realizados

Este proyecto debe apuntar a la modernización de la infraestructura de equipos de control, protección y medida con el fin de cumplir por una parte con los índices de calidad de servicio exigidos en las regulaciones y cumplir con los requerimientos regulatorios establecidos en las resoluciones CREG 026 y 097.

A continuación se establecen los principios que se deberán tener en cuenta para la presentación y el desarrollo de los diferentes procesos.

Diferenciar para el análisis y toma de decisiones los subsistemas que contempla el PROYECTO SCADA, cambiando su denominación, alcance y presupuesto, que se deberán justificar por parte de ESSA, según los objetivos a los que apuntan y a qué remuneraciones contempladas aplican en las resoluciones CREG. De forma general, ESSA debe enfocar el análisis en los aspectos económicos (ahorros operativos, ahorros por penalizaciones, y otros ahorros), valoración de los intangibles y hacer el análisis VPN de inversiones Vs. costos.
Por otra parte debe indicarse a qué aspectos regulatorios se le da cumplimiento y cuál es el monto de la inversión que se remuneraría por tal efecto; qué objetivos de reducción de costos por operación y/o mantenimiento se plantean, así como cumplimiento de regulaciones, y otros. El objetivo general de la ficha de proyecto debe estar acompañado de objetivos específicos donde se establezcan cifras de los aspectos que resolver: calidad, reducción de costos, optimizar tiempos de atención, etc.

La presentación de cada proyecto debe estar acompañada no sólo de los recursos de equipos, sino también de los costos de servicios de ingeniería asociados para cada caso. Si bien se entiende que ESSA ha presentado un rubro de servicios de ingeniería generales, esta componente general se debe desagregar por proyecto.

Para cada subproyecto se definirá una estrategia de desarrollo, que aproveche las sinergias del Grupo Empresarial, y por otro lado establecer prioridades en el desarrollo, si así lo ameritan. Se harán las inversiones estrictamente necesarias. EPM acompañará a ESSA en esta definición, ayudándole a determinar el presupuesto de éste.

7.1.8.2. Definición de los proyectos

PRIMER PROYECTO. **Modernización de infraestructura**, que debe incluir el programa de modernización de protecciones, equipos de medida y equipos controladores de bahía, costos de ingeniería de diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio, involucrados en cada proceso, tanto por los contratos que se deriven como por la ingeniería asociada y que se deba contratar.

SEGUNDO PROYECTO. **Sistema de calidad de la potencia**, que debe incluir los equipos medidores de calidad de la potencia (UADs), el sistema de gestión de calidad e ingeniería de diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio, involucrados en cada proceso, tanto por los contratos que se deriven como por la ingeniería asociada.

TERCER PROYECTO. **Sistema SCADA**, que debe incluir los siguientes subsistemas: a) equipos de adquisición de datos (concentradores de subestaciones), b) sistemas y contratos de comunicaciones, c) Equipos y aplicaciones SCADA (hardware y software) para el centro de control, d) obras civiles asociadas a las adecuaciones del Centro de Control, e) servicios auxiliares eléctricos, mecánicos y sistemas de control de acceso y seguridad, toda la ingeniería de diseño, montaje, pruebas y puesta en servicio, involucrados en cada subsistema, tanto por los contratos que se deriven como por la ingeniería asociada y que se deba contratar.

7.1.8.3. Estrategia de desarrollo e inversiones por acometer

Se recomienda hacer la ejecución del proyecto mediante licitación por grupos, o por procesos de contratación independientes, y en algunos casos por etapas, previa la justificación técnica-económica-regulatoria, como se describe a continuación y bajo la premisa de planear y diseñar la solución de forma que los diferentes proyectos se consoliden integradamente con criterios de seguridad y eficiencia, optimizando el uso de recursos en sistemas de información, comunicaciones, equipos y materiales.

7.1.8.4. Modernización de infraestructura

Realización del Proceso de contratación para relés de protección (IEDs); proceso de contratación para equipos de medida; proceso de contratación para sistemas de servicios auxiliares, en los casos que lo amerite (EPM no recomienda la contratación de UPS para las subestaciones, salvo que para equipos de comunicaciones sea indispensable. El sistema de alimentación de equipos de control, protección, adquisición de datos debe ser 125 Vcc).
Se recomienda que para el análisis se intente cuantificar el impacto que tiene en la operación el no contar con protecciones modernas, así como el tiempo de vida útil de los equipos actuales y si la reposición es por cumplimiento de vida útil, obsolescencia tecnológica u otros.
En el análisis se debe incluir el tema de cambio de medidores que dé una justificación plena de dichos cambios, señalando si el cambio incluye además de los medidores, los transformadores PTs y CTs asociados.

7.1.8.5. Sistema de calidad de la potencia

Adquisición de los equipos de medición de calidad de la potencia tipo ION, compatibles con el sistema de gestión que posee EPM. Se debe eliminar la contratación del sistema de gestión. La gestión de datos podrá ser responsabilidad de EPM, mediante la prestación de servicios. Según las circunstancias lo señalen, se podrá pensar en tener sistemas independientes o licencias adicionales.

Se debe incluir en el sistema de EPM las licencias adicionales para manejo del número de puntos adicionales que implica integrar el sistema de ESSA.

7.1.8.6. Sistema de comunicaciones para calidad de la potencia

Adquisición de equipos y contratos de prestación de servicios para gestión remota de equipos de calidad de la potencia, y eventualmente gestión remota de elementos de corte para cumplimiento de Resolución CREG 097 de 2008, vía GPRS.

7.1.8.7. Sistema SCADA y modernización infraestructura

Proceso de contratación para equipos de adquisición de datos (concentradores de datos), con suiches de red y accesorios, y equipos controladores de bahía.

Los equipos controladores de bahía se deben ligar al proceso de modernización de infraestructura, justificándolo como parte de dicho proyecto.

Los equipos de adquisición de datos, que harán parte del sistema SCADA, se pueden adquirir desde ya, toda vez que tiene asociado diseño, montaje y puesta en servicio que toma tiempo, para lograr el cumplimiento de la Resolución CREG 097 de 2008, en lo relativo a reporte de estados de elementos de corte en cabeceras de circuito.

7.1.8.8. Centro SCADA y comunicaciones con subestaciones

El sistema SCADA es un objetivo deseable, que apunta a la optimización y mejora de la operación del sistema, y a la reducción de los costos de operar y mantener las subestaciones, debe dar orden estricto de prioridades a la Resolución CREG 097 de 2008.

De acuerdo con el análisis que EPM ha hecho de la Resolución CREG 097 de 2008, el cumplimiento de la misma es múltiple, y se deben cumplir de forma simultánea: adquisición de medidas en tiempo real con estampa de tiempo (sistema SCADA); gestión de daños (aplicaciones DMS y sistemas de atención de llamadas) y modelo de conectividad (sistema GIS)

En estas condiciones el solo cumplimiento de la adquisición de datos no implica cumplir con la resolución.

Por otra parte, el planteamiento de ESSA para el Centro de Control SCADA, se debe revisar de mejor forma, pues involucra equipos, ajustes locativos y otros aspectos que merecen un mejor análisis para optimizar la solución. Además se considera que se debe analizar la posibilidad de integrar el SCADA de CENS y ESSA o inclusive la integración con EPM. Así mismo se debe presentar una evaluación financiera del proyecto.

Por lo anterior, y mientras se analiza el cumplimiento de los demás objetivos, y en aras de tener una mejor solución para el Centro de Control SCADA, se debe diferir la inversión tanto del SCADA como de las comunicaciones asociadas. Es importante destacar que como parte del proyecto SCADA se está incluyendo la adquisición de los equipos concentradores de datos que implican un trabajo de campo más intenso, que lo que pudiera significar el Centro de Control SCADA.

La propuesta es que en un plazo de dos (3) meses a partir de la definición del plan de negocio se haga el análisis del Centro de Control SCADA, DMS y GIS en aras de cumplir de mejor forma con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, y de optimizar la solución.

7.1.8.9. Servicios de ingeniería

Los servicios de ingeniería asociados a los diseños de planos, cableados, generación de planos, montaje, pruebas, etc. deben ser contratados de forma independiente para los diferentes proyectos por la modalidad de contratación de servicios, identificando los costos previstos para cada proyecto.

La contratación se debe hacer por convocatoria pública estableciendo requisitos de experiencia que garanticen que se presentan firmas de consultoría e ingeniería con experiencia comprobada de trabajos similares en subestaciones de energía en empresas similares a ESSA o EPM, por ejemplo.

La participación de EPM en el proceso sería el acompañamiento en la revisión de especificaciones técnicas y labores de interventoría del desarrollo de los procesos de contratación, de los contratos, e implantación de la solución.

7.1.8.10. Cronograma desarrollo del proyecto

El plan de desarrollo del proyecto en 18 meses se debe analizar de nuevo, y establecer qué tan realista es, y que tan deseable es dicho objetivo, pues el costo de la ingeniería determinará el logro de dicho plan.

Para cada proyecto individual sed deberá establecer un cronograma de actividades.

7.1.8.11. Presupuesto del proyecto

El presupuesto (sujeto a revisión) de estos proyectos por anualidades es (COP):

Descripción	2009	2010	2011	VALOR [millones $]
* Comunicaciones	100	900	900	1,900
* Calidad de Potencia	2,100	1,000		3,100
* Scada				
Equipos y aplicaciones		1,300		1,300
Concentradores S/Es tradicionales		1,500		1500
Concentradores S/Es Tipo			1,300	1300
* Centro de Control		1,200		1,200
* Relés de Protección				
Unidades de protección		1,480	1,480	2,960
Unidades de control de bahía		370	370	740
* Integración	100	750	750	1,600
* Contadores de Energía		340		340
Total anualidades	**2,300**	**8,840**	**4,800**	**15,940**

7.1.9. Montaje de reconectadores

En 2008, ESSA celebró los siguientes contratos de compra de reconectadores o recierres:

Contrato	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor unitario (Incluido IVA)	Valor Total +Iva	Vigencia
USA-DMS-048-173-2008	Reconectador 15 kV, automático, trifásico control electrónico, con interrupción en vacio, aislamiento dieléctrico sólido, marca Noja Power. Incluye transformadores monofásicos auxiliares de 0.5 kVA, 13.000 V/120 V	47	24,416,824	28,323,516	1,331,205,244	2009
	Visita del inspector a fábrica a pruebas de rutina y aceptación en fábrica	1	8,948,448	10,380,200	10,380,200	
	Valor total del contrato				**1,341,585,444**	
USA-DMS-053-180-2008 y USA-DMS-053-179-2008	Reconectador 36 kV, automático, trifásico, control electrónico, con interrupción en vacio, aislamiento dieléctrico SF6, Marca Nulec.	5	35,314,814	40,965,184	204,825,921	2009
	Reconectador 36 kV, automático, trifásico, control electrónico, con interrupción en vacio, aislamiento dieléctrico SF6, Marca Nulec.	20	35,314,814.70	40,965,185	819,303,701	
	Valor total del contrato				**1,024,129,622**	

Se compraron 47 reconectadores trifásicos a 15 kV para ser montados en los circuitos a 13,2 kV y 25 reconectadores trifásicos a 36 kV para ser montados en circuitos a 34,5 kV, con un valor total estimado de 2,365, millones de pesos.

Los reconectadores fueron entregados el 18 de mayo de 2009 en el Almacén General de ESSA en Bucaramanga y deben ser puestos en el sistema de distribución antes de que venzan las garantías respectivas.

Aunque los contratos se firmaron en 2008, el pago se efectuará en 2009 y se liquidarán a la TRM del 18 de mayo de 2009.

Estos equipos se utilizan para optimizar la operación de las redes de distribución. Es común instalarlos a la salida de circuitos de subestaciones atendidas (reemplazan las celdas de los interruptores) y no atendidas. También se instalan aguas abajo en la troncal principal para seccionar los circuitos, permitiendo aislar las fallas. Cumplen el mismo papel cuando se instalan en los ramales que se derivan del circuito principal. También se utilizan en los puntos de trasferencias entre circuitos reemplazando los cortacircuitos primarios cuando la corriente de carga supera la corriente nominal de los cortacircuitos.

Se tiene previsto montar los reconectadores trifásicos de 15 kV, en los siguientes puntos y fechas:

Subestación	MVA Trafo	Circuito	Programación montaje	Observación
Rionegro	2	3	21-05-09	
Laguna	0.5		22-05-09	
San Vicente	5	1	02-06-09	
Landázuri	2	2	04-06-09	Ramal La Florez
Zapatoca	2	Galán	09-06-09	
Conuco		9	30-06-09	Para instalar en el ramal que va havia Berlín
Socorro	12.5	Urbano	01-07-09	Circuito nuevo
Vado Real	1.5	2	02-07-09	Gámbita
Oiba	1.5	Veredas	03-07-09	
Matanza	1.5		10-07-09	Protege el transformador
Parnaso		8	18-07-09	
Cimitarra	20	2	28-07-09	Ramal a Santa Rosa
Cimitarra	20	3	29-07-09	Ramal a Chontarales
Cimitarra	20	2	30-07-09	Ramal La India (otra derivación del Cto 2)
Puerto Araujo	5	3	04-08-09	
Puerto Araujo	5	1	05-08-09	Ramal hacia Simacota
Sabana	10	2	13-08-09	Ramal hacia La Gómez
Sabana	10	3	14-08-09	Ramal hacia La Feria y La Tigra
Mesa de los Santos	5	Futuro	19-08-09	
San Andrés	2	2	26-08-09	Circuito hacia Molagavita
San Andrés	2	3	26-08-09	Circuito hacia Guaca
Servitá		1	27-08-09	Circuito hacia Cerrito - Presidente
Matanza	1.5	3	03-09-09	Circuito hacia Tona
San Alberto		2	06-09-09	Ramal La Llana
La Esperanza	1		09-09-09	Protege el transformador
Cuchilla del Ramo	1		15-09-09	Protege el transformador
Barbosa		3	18-09-09	Circuito a Puente Nacional, sitio la bocapuente.
Barbosa			18-09-09	Circuito a Puente Nacional, sitio la bocapuente, otra derivación.
Barbosa		2	19-09-09	Circuito a San Benito
Málaga		Enciso	23-09-09	Cirtcuito a Enciso
Málaga		Molagavita	23-09-09	Circuito a Molagavita
Málaga		1	24-09-09	Circuito urbanos
Málaga		2	24-09-09	Circuito urbanos
San Martín	5	2	29-09-09	Circuito a Morrinson
San Martín	5	3	29-09-09	Circuito a Aguasblancas
San Gil		Repetidora - Cabrera	06-10-09	Circuito repetidora en cabrera
San Gil		4	06-10-09	Circuito comercial
San Gil		Curití	07-10-09	
Charalá	2.5	2	08-10-09	
Charalá	2.5	4	08-10-09	
Charalá	2.5	Virolín	09-10-09	
Landázuri	2	2	15-10-09	
San Gil		San Joaquín	21-10-09	
San Gil		Mogotes	22-10-09	
San Gil		Villanueva	23-10-09	
Sucre	2.8	Urbano	27-10-09	
Sucre	2.8	Bolívar-Helechal	27-10-09	

Se tiene previsto montar los reconectadores trifásicos de 36 kV, en los siguientes puntos y fechas:

REPOSICIÓN							
	Subestación	**MVA Trafo**	**Equipo a proteger**	**Descripción**	**kV**	**Programación montaje**	**Observación**
1	Bellavista	2.8	Trafo		34.5	26-05-09	Reclóser retirado por emergencias - prioridad para otras subestaciones
2	Cabecera	2	Trafo		34.5	13-06-09	Reclóser retirado por emergencias - prioridad para otras subestaciones
3	Villas	5	Trafo		34.5	27-06-09	Reclóser retirado por emergencias - prioridad para otras subestaciones
NUEVOS							
	Subestación	**MVA Trafo**	**Equipo a proteger**	**Descripción**	**kV**		**Observación**
4	Sucre	2.8	Trafo		34.5	26-07-09	Para protección del transformador, maniobras y confiabilidad del sistema, y de acuerdo con necesidades de las Zonas
5	San Andrés	2	Trafo		34.5	19-05-09	Idem
6	Llano Grande	2	Trafo		34.5	06-06-09	Idem
7	Llano Grande	1	Trafo		34.5	16-07-09	Idem
8	Santa Catalina	2	Trafo		34.5	24-06-09	Idem
9	Vadorreal	1.5	Trafo		34.5	22-06-09	Idem
10	El Llanito	1	Trafo		34.5	23-07-09	Idem
11	Cuchilla del Ramo	1	Trafo		34.5	12-05-09	Idem
	Línea						**Observación**
12	Tipacoque-Capitanejo		Línea	Nueva	34.5	22-08-09	Para protección, maniobras y confiabilidad del sistema
13	Capitanejo-Tipacoque		Línea	Nueva	34.5	23-08-09	Para protección, maniobras y confiabilidad del sistema
14	Matanza - California		Línea	L-425	34.5	11-06-09	Para protección, maniobras y confiabilidad del sistema
15	Málaga-García Rovira		Línea	481	34.5	21-08-09	Para protección, maniobras y confiabilidad del sistema
CAMBIO							
	Subestación	**MVA Trafo**	**Equipo a proteger**	**Descripción**	**kV**		**Observación**
16	Vélez	5	Trafo		34.5	20-09-09	Cambio de tecnología
17	Oiba 1	2	Trafo		34.5	07-07-09	Cambio de tecnología
18	Oiba 2	1.5	Trafo		34.5	08-07-09	Cambio de tecnología
19	Mesa de los Santos	1.5	Trafo		34.5	02-07-09	Cambio de tecnología
	Línea						**Observación**
20	Florida-Pcuesta-La Mesa		Línea	421	34.5	06-07-09	Cambio de tecnología
21	Buenavista-Sucre		Línea	492	34.5	26-07-09	Cambio de tecnología
22	San Pablo - Simití		Línea		34.5	30-06-09	Cambio de tecnología
23	Ciénaga 466 - 467		Línea	R2	34.5	27-05-09	Cambio de tecnología
24	Sabana -Santa Catalina		Línea	Papayal	34.5	25-06-09	Cambio de tecnología
25	Confines - Charalá		Línea	496	34.5	22-07-09	Cambio de tecnología

Los puntos donde se instalarán fueron escogidos teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Las solicitudes del Centro de Control en cuanto a protección de transformadores de potencia y operatividad de circuitos.
- Solicitudes realizadas por los jefes de zona
- Informes estadísticos sobre fallas
- Cambio tecnológico por obsolescencia y costos de mantenimiento.

7.1.9.1. Comentarios a los planes de montaje de equipos para optimizar la operación y mejorar la continuidad del servicio

Se deben adquirir reconectadores bifásicos a 15 kV para instalarlos en los ramales bifásicos.

Un aspecto clave es la programación de los reconectadores y la coordinación con otros equipos de protección instalados aguas arriba y aguas abajo de los puntos donde va a ser montado.

Para seccionamiento de circuitos y para transferencia de carga entre circuitos también se utilizan seccionadores (cuchillas) que pueden especificarse para ser operadas con y sin carga.

Debe incursionarse en el montaje de otros equipos como los seccionadores fusibles de repetición (muy útiles cuando se presentan fallas transitorias) y los indicadores de falla.

7.2. Mejores prácticas

- El autotransformador monofásico 230 kV/115 kV que sirve de respaldo en la Subestación Palos tiene el cambiador de tomas en mal estado. Se debe mandar a reparar cuanto antes, para que la subestación cuente con el respaldo exigido por la regulación vigente.
- Para los cargos en que pueda requerirse, se propone implementar el sistema de alquiler de motos a ESSA por parte de los trabajadores, a cambio de un pago mensual por kilometraje recorrido.
- Mientras se ejecuta la construcción de la Subestación, el banco de autotransformadores comprado para la Subestación Piedecuesta se puede instalar en forma definitiva en la Subestación Bucaramanga, con el fin de tenerlos en operación durante la vigencia de la garantía. Se aprovecharía para efectuar un completo mantenimiento a los autotransformadores de la Subestación Bucaramanga y cuando éstos estén en óptimas condiciones operativas, se instalarían en forma definitiva en la Subestación Piedecuesta.
- Las cajas menores existentes no alcanzan a cubrir los gastos que usualmente se presentan en las zonas. Dentro de los rubros que se pueden pagar con los fondos de las cajas menores está el combustible de los vehículos, lo que consume el 70% de los mismos. También puede implementarse que el combustible de los vehículos no se pague por caja menor. La administración de ESSA debe establecer acuerdos con proveedores de combustible en las zonas (estaciones de servicio) para que a los vehículos previamente autorizados, se les suministre el combustible y éste se pague por Bucaramanga. Todo esto mientras define el alquiler de equipos de transporte de personal.
- En la práctica no se hace interventoría a los contratos de suministro, de consultoría y asesoría, al suministro de cuadrillas de mantenimiento y de poda. Conformar y perfilar un grupo de profesionales como interventores de los contratos, adscrito a las dependencias operativas. EPM acompañará a la ESSA en la formación de estos interventores.
- Se deben revisar todos los módulos del SIO (Sistema de Información de Obras), en especial el que se utiliza para presupuestar proyectos y servicios. Se debe mantener actualizada la base de datos de precios unitarios consultando a fabricantes y distribuidores, revisar la conformación de las unidades constructivas, investigar sobre valores reales de mano de obra y transporte hasta el sitio de instalación, eliminar el factor de dificultad, establecer un AIU para efectos de presupuesto interno para cada proyecto, de acuerdo con sus características particulares sin asignarlo a los proveedores, de tal manera que sea el mercado nacional o internacional quien defina este costo. Asignar recursos para mantenerlo actualizado y operativo. Revisar el módulo de seguimiento (interventoría) para ver si cumple con este fin.
- La programación de las cuadrillas de línea viva se debe centralizar en Bucaramanga, de acuerdo con los requerimientos de los jefes de zona. Si fuera posible, de Bucaramanga se puede enviar semanalmente una cuadrilla de línea viva a reforzar trabajos en las zonas. Hacer las gestiones del caso que garanticen que las dos cuadrillas de línea viva existentes en Barrancabermeja, estén en condiciones operativas y siempre disponibles.

- Se debe capacitar y reentrenar al personal sobre el trabajo seguro, particularmente en los temas de riesgo eléctrico y trabajo en alturas.
- Se debe dotar al personal operativo de los equipos de seguridad personal y de las herramientas adecuadas para minimizar los riesgos de accidentes. Se deben crear verdaderos comités de seguridad zonales (no basta con el COPASO) encargados de tratar todo lo relacionado con la seguridad industrial. Los técnicos de salud ocupacional en las zonas deben vigilar que los trabajadores cumplan las normas de seguridad y utilicen los equipos adecuados de seguridad personal y las herramientas adecuadas para el tipo de trabajo a realizar. Para ello, se deben realizar trabajos de convencimiento de que la seguridad es una obligación de todos. Esta labor debe hacerse extensiva a los contratistas y exigir en los pliegos que haya un encargado de salud ocupacional por contrato.
- Separar la carga urbana de carga la rural con el fin de evitar que las fallas que se presentan en las redes rurales, más largas y vulnerables, incidan en los conglomerados urbanos, instalando cortacircuitos primarios o reconectadores en las afueras de la cabecera municipal, donde comienza el área rural.
- La forma de contratar requiere algunas consideraciones especiales que faciliten la ejecución y control de los contratos de mantenimiento y poda. Los aspectos a tener en cuenta son:
    - No dar a conocer el presupuesto oficial en los pliegos de condiciones
    - Solicitar cotización para hora/cuadrilla y no establecer pagos mensuales globales fijos
    - Soportar las actas de pago con las planillas del tiempo efectivamente laborado por cada cuadrilla con base en las cuales se consolida el número de horas laboradas en el mes, dato indispensable para liquidar las actas de pago mensuales
    - Incluir en los pliegos una lista de materiales esenciales para que el proponente cotice los valores unitarios, y opcionalmente, ESSA se los pueda solicitar en caso de presentarse desabastecimiento en sus almacenes
    - Incluir en los pliegos de obra pública o prestación de servicios cuyo objeto sea la expansión o el mantenimiento de la infraestructura eléctrica, con cargo al AUI, un ingeniero coordinador del contrato y un tecnólogo encargado de salud ocupacional, con los cuales tenga interlocución el interventor de ESSA.
- Cuando se modifica la topología de redes eléctricas en las cabeceras municipales, a excepción de la Zona Metropolitana de Bucaramanga, y en el sector rural, no se hace la actualización en la BD georreferenciada.
- Se deben tomar acciones inmediatas que garanticen que las modificaciones hechas a las redes en las zonas diferentes al Área Metropolitana, sean actualizadas en las bases de datos. Ante la falta de conectividad que impide que en las zonas se opere el EnerGis, como alternativa se pueden dotar a los asistentes técnicos de las zonas y a los encargados de las cuadrillas, de equipos GPS para que georreferencien cualquier modificación en las redes y la trasmitan a los encargados de actualizar la red en Bucaramanga, de la misma manera que se descargan las terminales portátiles de lectura. Adicionalmente, se debe retomar el georrefereciamiento de las redes rurales que faltan por levantar y establecer como norma que todas las viviendas que potencialmente harían parte de un programa de electrificación rural, deben georreferenciarse y no levantarse con topografía. Es decir, se debe garantizar que las instalaciones o topologías nuevas entran ya georreferenciadas. De igual manera, se le

debe pedir a los contratistas que ejecutan proyectos, que entreguen la infraestructura construida debidamente georreferenciada.

- El contacto de la vegetación o de la fauna con los puentes en alambre o cable desnudo, que unen los cortacircuitos con los pararrayos y los bujes de los transformadores o las conexiones de cuchillas y reconectadores o conexiones de aisladeros, causa con mucha frecuencia salidas de los circuitos. Se propone forrar estos puentes, ensartando el cable dentro de mangueras de polietileno de 20 mm (las que se usan para el gas), de tal forma que se minimicen las salidas de los circuitos por el contacto accidental de animales (palomas, gallinazos, ardillas) o ramas con las partes activas de los mismos.
- Se debe establecer como política que ESSA elabore un plan de expansión de corto, mediano y largo plazo, mínimo a 10 años, con revisiones cada dos años. En la elaboración de este plan de expansión deben jugar un papel protagónico los ingenieros de ESSA, para asimilación de conocimientos y tecnología. EPM acompañará a la ESSA en la formulación y revisión de este plan.
- Se debe elaborar un plan anual de mantenimiento no correctivo con base en la inspección previa (recorrido de cada circuito, hay un formato para tal fin).
- La priorización de los circuitos debe hacerse teniendo en cuenta información como: número de fallas por circuito, circuitos donde más se queman fusibles, circuitos con mayor quema de transformadores, circuitos con mayores valores de compensación por concepto de DES y FES.
- Con base en la información recogida en los recorridos, se programan las actividades de mantenimiento no correctivo.
- Se debe elaborar un plan de compras anual, donde se especifique la cantidad a comprar, los sitios de entrega y el pago contra entrega. El insumo básico es el consumo de materiales promedio mensual por zona, establecer las necesidades anuales, tener en cuenta programas específicos puntuales y restar las existencias. Este dato es el que se debe tener en cuenta cuando se elabore el presupuesto.
- Se recomienda que el plan anual de compras vaya de mayo de un año a abril del año siguiente, para que no se vea afectado por la aprobación del presupuesto, así se evitan los desabastecimientos en los primeros meses del año.
- Se deben contratar cuánto antes cuadrillas de poda para que se retome esta labor que debe ser permanente. Se sugieren tres cuadrillas por zona, cada cuadrilla integrada en camioneta un encargado y tres podadores (guiarse por los términos de referencia de EPM entregados a la Gerencia de T&D). Elaborar un plan de poda, empezando por los circuitos a 34,5 kV y luego seguir con los circuitos a 13, 8 kV con mayor índice de salidas y de mayor quema de transformadores.
- Se debe elaborar un plan de ajuste periódico de las protecciones en las subestaciones, de tal forma que se coordine la operación selectiva de interruptores, reconectadores, fusibles de aisladeros (ramales) y fusibles de transformadores. Se debe dedicar un recurso centralizado y especializado en el tema.
- Se debe elaborar un plan de aforo de transformadores para todos los cascos urbanos, el cual consiste en medir en horas pico (19.00 horas) con pinzas voltiamperimétricas, las corrientes en los barrajes secundarios de los transformadores y compararlas con la corriente nominal del transformador que se está midiendo. Con los datos tomados, dar señales oportunas para que se cambien los transformadores cuya corriente medida está alrededor del 100% de la corriente nominal.
- Se propone llevar a cabo un proyecto que consiste en montar el cable de neutro, traído desde la subestación para que quede sólidamente puesto a tierra y

multiaterrizado, en todos los circuitos rurales, empezando por los más conflictivos (mayor número de salidas, mayor número de transformadores quemados, mayor valor de compensaciones por DES y FES). Esto haría más versátiles las redes que servirían para transformadores a 13,2 kV y a 7,62 kV. Y a medida que vayan fallando los transformadores a 13,2 kV, paulatinamente se van cambiando por transformadores a 7,62 kV. Esto se hizo en EADE y dio buenos resultados. EPM acompañará a La ESSA en esta nueva disposición técnica.

- En los últimos 5 años se han quemado en ESSA un promedio anual de 1693 transformadores de distribución, lo que representa un 8% de los transformadores instalados. Las causas pueden ser una o varias de las siguientes: redes primarias a 13,2 kV sin neutro (no hay apantallamiento), ausencia de puesta a tierra por robo del bajante, redes secundarias largas, desnudas y abiertas, falta de protecciones en los abrideros (donde parten los ramales), falta de protecciones en el transformador (cortacircuitos primarios, pararrayos primarios y secundarios), falta de poda en las redes primarias y secundarias. Se debe organizar un proyecto que busque remediar las causales enunciadas y cuyo fin sea reducir en forma sustancial la mortalidad de los transformadores. Se trata de un proyecto de largo aliento, que requiere, por lo menos, 2 cuadrillas por zona, con dedicación exclusiva, conformada cada una por un, un liniero (oficial conductor) y 2 técnicos ayudantes. El alcance de este proyecto sería el siguiente: instalar cortacircuitoas y pararrrayos primarios en todos los ramales primarios, aterrizar las estructuras cada 500 metros instalando pararrayos primarios ante la ausencia de neutro, revisar y reponer las protecciones en los transformadores, consistentes en cortacircuitos y pararrayos primarios, pararrayos secundario y puesta a tierra.
- El bajante de la puesta a tierra debe ir en alambre de acero cobrizado, para desestimular el robo del mismo. Simultáneamente, se debe llevar a cabo un programa de poda, como mínimo en la troncal y los ramales trifásicos. Se podría empezar con un proyecto piloto, escogiendo aquel circuito donde históricamente se hayan quemado más transformadores.
- No se tienen identificadas ni cuantificadas las viviendas que no cuentan con servicio de energía pero que están dentro de la zona de influencia de transformadores de distribución existentes y cuya conexión no requiere inversiones cuantiosas.
- Con el fin de personalizar la información de la prestación del servicio, se debe organizar un proyecto cuyo objeto sea elaborar una base de datos en donde se consignen, el nombre de la persona que habita la vivienda, el número del trasformador más cercano, la distancia de la vivienda a la infraestructura existente, el municipio y la vereda.
- Las fuentes de información pueden ser los agentes (electricistas) de localidad, los lectores, los presidentes de las juntas de acción comunal y las oficinas de planeación municipal. Se debe diseñar un formato para capturar la información.
- El Centro de Control no cuenta con un software que le permita direccionar en forma oportuna la atención de los daños en la zona de influencia de ESSA. En forma limitada se atienden los daños en la Zona Metropolitana de Bucaramanga. La idea sería implementar en ESSA un software similar al Manejo Avanzado de Redes (MAR), tal cual se implementó en EPM, coincidiendo con la integración del mercado regional.

7.3. Inversiones en equipos y vehículos operativos

2009 (millones de pesos de dic 2008)

ITEM	TIPO	DEPENDENCIA	ZONA	GERENCIA	PRECIO DE COMPRA
1	FURGON	SUB. Y LINEAS	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 150,000,000
2	GRUA	ZONA RURAL	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 520,000,000
3	CHASIS	LINEA VIVA	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 120,000,000
4	GRUA	COOR TECNICA	CIMITARRA	DISTRIBUCION	380000000
5	GRUA	SUB ZONA	SAN ALBERTO	DISTRIBUCION	$ 380,000,000
					$ 1,550,000,000

2010

ITEM	TIPO	DEPENDENCIA	ZONA	GERENCIA	PRECIO DE COMPRA
1	GRUA	TRANS-FORMADORES	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 380,000,000
2	CANASTA	SUB SUR	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 380,000,000
3	FURGON	SUB. Y LINEAS	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 150,000,000
4	CANASTA	LINEA VIVA	B/MANGA	DISTRIBUCION	$ 380,000,000
5	CHASIS	LINEA VIVA	B/MANGA	DISTRUBUCION	$ 120,000,000
					$ 1,410,000,000

2011

ITEM	TIPO	DEPENDENCIA	ZONA	GERENCIA	PRECIO DE COMPRA
1	GRUA	REDES	BARRANCA	DISTRIBUCION	$ 520,000,000
2	GRUA	REDES	SAN GIL	DISTRIBUCION	$ 520,000,000
3	GRUA	OPERATIVA	SOCORRO	DISTRIBUCION	$ 380,000,000
					$ 1,420,000,000

7.4. Plan de inversiones en recuperación pérdidas

7.4.1. Diagnóstico y recomendaciones

El indicador de pérdidas en el SDL de la ESSA, de diciembre de 2008, fue del 17.91%. Analizado desde el punto de vista del comercializador el valor fue del 22.82%. Para febrero de 2009 este valor se encuentra en 17.6% y 21.93%, respectivamente.

En el presente informe de *diagnóstico y recomendaciones* se realizará un breve análisis del Proceso de Control Pérdidas actual de la ESSA, tanto de sus programas más relevantes, de sus alcances y falencias, como también de aquellos procesos que las impactan.

Simultáneamente se establecerá cuál es ***el deber ser*** para cada uno de ellos. Finalmente se propondrá el desarrollo de un PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL con su plan de negocio correspondiente.

7.4.2. Evaluación de procesos y programas

La ESSA presenta falencias en los procesos y programas que tienen que ver o que impactan al proceso de Control Pérdidas. A continuación se presentan los comentarios más relevantes para cada uno de ellos sobre su situación actual y el deber ser:

7.4.2.1. Proceso de macromedición

Actualmente La ESSA tiene 22.803 transformadores de distribución, de los cuales solo el 22% tiene macromedidores (corresponde a 5.195 macromedidores). De estos, solo el 11% (corresponde a 2.656 macromedidores) tienen información confiable para el direccionamiento del proceso de control. Recientemente se ha estructurado un programa que atienda la reparación de los macromedidores.

En el Programa de Recuperación de Pérdidas deberá implementarse un programa intensivo de instalación de macromedidores. Se estima que deberán hacerse instalación de 13.000 macromedidores nuevos, para ser instalados en el primer año del proyecto que iniciará labores en febrero de 2010. Se incluye la reparación de los mismos durante todo el proyecto.

7.4.2.2. Proceso de revisiones

La ESSA no tiene un proceso de análisis que permita hacer un direccionamiento efectivo de las revisiones de las instalaciones (residenciales, comerciales e industriales). No se cuenta con terminales portátiles para el apoyo de este proceso lo cual genera problemas de digitación y actualización de la Información, incluso con reprocesos que lo hacen lento e ineficiente. En los transformadores que no tienen macromedición no se realizan trabajos de revisiones o control.

Se requiere estructurar un programa eficiente de análisis. Para ello, se deberán fortalecer los sistemas de información (SIC y ENERGIS). Además, se apoyará el trabajo de campo con terminales portátiles (se deberán adquirir 25 terminales), mejorar el proceso de gestión de la información, fortalecer el proceso de control hacia la industria y aumentar la efectividad. Actualmente se realizan en promedio 42.600 revisiones/año. En el presente Plan de negocios se establece un programa de revisiones en la fase de reducción (3 primeros años) de 396.000 revisiones y para la fase posterior a la reducción (control) de 525.000 revisiones (para el resto del proyecto).

7.4.2.3. Proceso de normalizaciones

Se deberá dotar de medida a las instalaciones que facturan por promedio, que son llamadas “provisionales” (9.786 instalaciones a febrero del 2009).
La ESSA no cuenta con un control formal para eventos sin medida, tales como circos, ferias, alumbrados navideños. Igualmente, no existe control para la medida en nuevas construcciones.

Este aspecto afecta el proceso de control pérdidas y es necesario acometerlo a la mayor brevedad. Actualmente se normalizan 3.600 instalaciones/año. Se deberá revisar la política de cobro y financiación de los materiales.

7.4.2.4. Proceso de legalizaciones

Se estima que existen a la fecha 10.000 instalaciones conectadas sin facturar, pendientes de legalización. Anualmente aparecen 3.000 adicionales aproximadamente. Mensualmente se conectan sin medida aproximadamente 300 usuarios.

De debe implementar un programa masivo, consistente y agresivo para la solución de este problema. Actualmente se legaliza un promedio de 4.880 instalaciones/año. Para la etapa de reducción (primeros tres años) se deberán legalizar 12.000 instalaciones y para la etapa posterior a la reducción (resto del proyecto) se legalizarán 9.000 instalaciones. Se deberá revisar la política de cobro y financiación de los materiales.

7.4.2.5. Proceso revisión de industria

Este proceso consiste en la revisión de instalaciones cuya medida tiene una constante mayor de 1. En este grupo se ubican cargas especiales, gran industria, Pymes y el comercio (2.100 clientes de estas características, 500 de ellos de otros comercializadores). Se tiene programa de monitoreo para los clientes de otros comercializadores.

Es necesario revisar este proceso al detalle, reestructurarlo y fortalecerlo. Se considera que como mínimo se debe revisar toda la industria en un año, bajo un plan consistente. Las revisiones están incluidas en el plan de revisiones del numeral 1.2.

7.4.2.6. Procesos de lectura, reparto y facturación

Estos tres procesos que son de una importancia definitiva para el de Control Pérdidas (180 ciclos). Un alto porcentaje de los macromedidores no se leen o se leen mal. Este aspecto genera impacto negativo y extra costos para el control de las pérdidas

Faltan 147 puntos para la instalación de medida en subestaciones, para balance por nivel de tensión. Se debe atender esta necesidad.

Se requiere fortalecer este proceso, apoyándolo con terminales portátiles para la zona rural, ejercer mayores controles sobre la calidad de las lecturas y de las observaciones por parte de las firmas contratistas, eliminar facturación por promedios y aforos, leer la totalidad de los integradores, mejorar la crítica de la lectura en oportunidad y calidad. Se deberán unificar criterios en el personal de lectores y dar una capacitación a todos los que intervienen en esta actividad, incluidos los contratistas de la ESSA. Finalmente se deben establecer mecanismos de integración entre el proceso de lectura y el de control pérdidas. Los planes de mejoramiento serán incluidos en el plan de negocios por el responsable del proceso comercial.

7.4.2.7. Proceso de alumbrado público

La ESSA S.A. E.S.P., tiene vigentes convenios establecidos de Alumbrado Público con 91 municipios de los departamentos de Santander, Cesar, Bolívar y Norte de Santander. El sistema tiene 150.000 luminarias, de las cuales el 30% son de mercurio 125W. Los aforos de algunos municipios están desactualizados hasta en 50 meses. Falta el 15 % de la georeferenciación de luminarias. Existen problemas de facturación. Actualmente hay 41 municipios con deuda por concepto de alumbrado público, que supera los 2.500 millones de pesos.

En el proceso de Empalme se detectó que no se tiene una idea clara sobre la rentabilidad del negocio de Alumbrado Público, lo cual debe ser revisado en el corto plazo por la administración de la ESSA.

Es urgente entonces, acometer consistentemente la actualización de todos los aforos, pues ello está afectando la facturación y el control de pérdidas. Además se debe analizar el negocio desde el punto de vista financiero.

7.4.2.8. Programa de cambio de medidores

Dentro de la ESSA hay grupos de medidores con más de 25 y 30 años de funcionamiento. La obsolescencia tecnológica genera pérdidas de energía.

Se debe estructurar un programa de cambio, estableciendo en asocio con el Laboratorio de medida, las series, marcas y tipos que se deben reponer. Se estima que se deben cambiar durante la etapa de reducción 64.000 medidores y en la etapa de control 19.200 medidores.

7.4.2.9. Programa de traslado de medidores

Consiste en trasladar los medidores que no permiten un fácil acceso para el lector, tanto en la parte urbana como rural. La ESSA no tiene un programa estructurado que atienda este frente.

Este es un programa de alta recuperación de energía y debe ser implementado a la mayor brevedad. Se estima que se deben trasladar a los postes 2.000 medidores durante la fase de reducción. Está incluido en el plan de negocio.

7.4.2.10. Programa de cambio de transformadores y remodelación redes

Estos aspectos, además de evitar el fraude, disminuyen las pérdidas técnicas del sistema.

Deberá analizarse esta situación y establecer la viabilidad de un programa de cambio o reposición de redes de distribución y de transformadores antiguos en el sistema. En el plan de negocio se tiene considerado un plan de trabajo en la red asociada a los transformadores de altas pérdidas (se denomina SID con red. Incluye la red asociada más la acometida) y se estima que se impactarán 64.000 instalaciones. Por otra parte, se tiene considerado otro plan de trabajo que no impacta la red (se denomina SID sin red. Incluye solo la intervención en la acometida) y se estima que se impactarán 100.400 instalaciones. Adicionalmente se tiene considerado hacer un trabajo especial de disminución de redes secundarias en 90 transformadores, la redistribución de carga en 110 transformadores y la instalación de 300

montajes integrales. Estos planes se deberán desarrollar en los tres primeros años del proyecto.

7.4.2.11. Transformadores y pilas comunitarias

La ESSA cuenta actualmente en su sistema 31 pilas comunitarias.

Se debe implementar un programa para la actuación sobre estas pilas (amarres, caracterización de las cargas que atiende y su legalización, con el apoyo de gestión social). Por otra parte, se considera en el plan de negocio la instalación de 15 pilas adicionales y la legalización de dos ya existentes.

7.4.2.12. Programa de control de instalaciones de fuentes y equipos de cable - operadores y de vallas publicitarias

Se deberá implementar la medida para todas y cada una de las fuentes que instalan los cable operadores (Telmex, UNE y Telecom) y además de los equipos y elementos instalados en el sistema por terceros. Se recomienda que esta tarea lo tome el proceso de control pérdidas.

7.4.2.13. Proceso de recuperación de energía

Este proceso consiste en la recuperación de energía, de acuerdo con el **Contrato de Condiciones Uniformes,** cuando se detectan irregularidades en las instalaciones.

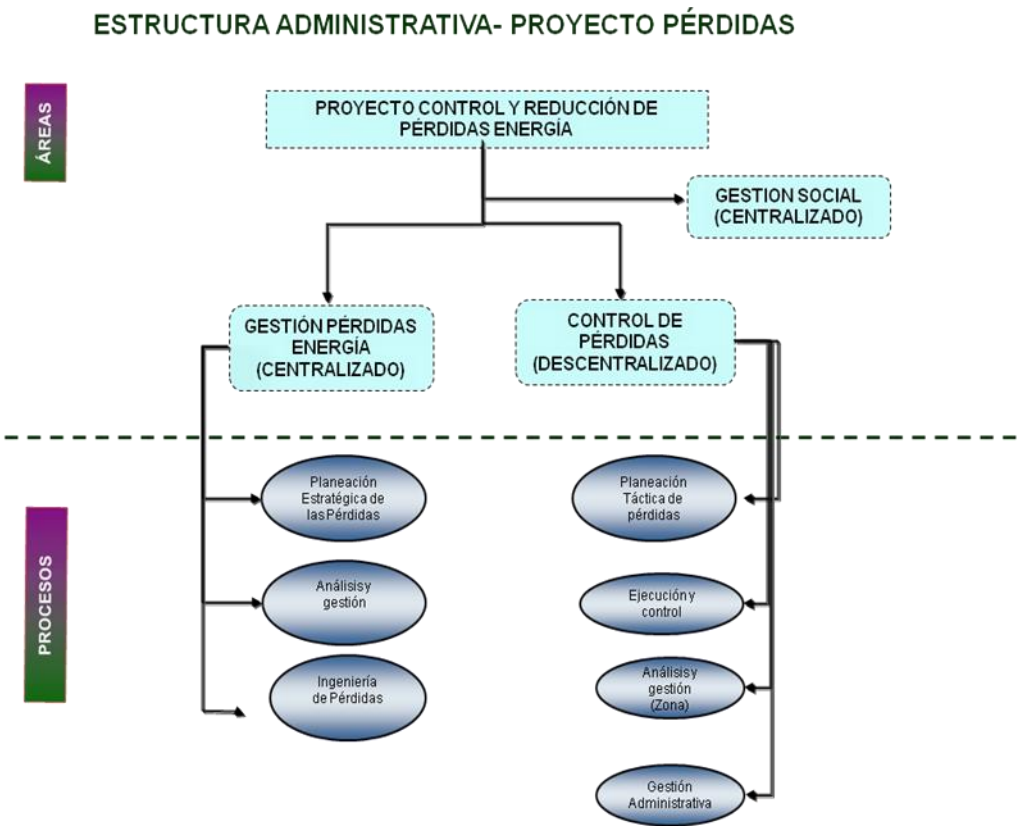
Es necesario revisar todo el proceso, afinar los conceptos y criterios que actualmente se aplican en la ESSA y crear los mecanismos de retroalimentación con el proceso de control pérdidas.

7.4.3. Otros asuntos que impactan el proceso de control pérdidas

7.4.3.1. La Estructura

La estructura actual para toda la organización y específicamente para el proceso de pérdidas no obedece a la filosofía de trabajo por procesos. Actualmente el proceso de control pérdidas funciona como Gerencia adscrita a la Gerencia General. Se propone que como **Proyecto** quede dependiendo de la Gerencia Transmisión y Distribución. (Ver esquema en el capítulo de Reorganización Administrativa):

La estructura interna propuesta para el Proyecto Pérdidas es la siguiente:



Se deberá conformar un *Equipo de Gestión* que desarrollará la parte estratégica (indicador, metas, validación de los avances, modelo financiero) y un *Equipo Operativo* para la gestión propiamente dicha (Planeación, Análisis, Ejecución y Seguimiento).

El dimensionamiento, los Perfiles, Roles y Responsabilidades serán tratados por el responsable de este tema.

7.4.3.2. Proceso de corte y reconexión

Se debe establecer un proceso consistente y serio en estos frentes.

7.4.3.3. Sistema de georeferencia

La georeferencia es apoyada por el sistema ENERGIS. Actualmente se considera que se tiene un cubrimiento del 93% en lo urbano y del 70% rural. Este aplicativo funciona y se maneja en Bucaramanga. Sin embargo se detectó que no funciona en las demás zonas operativas.

7.4.3.4. Programas Pinte y Prone

Son programas que se adelantan con recursos del Ministerio de Minas y energía (convenios FAER) y de la ESSA en zonas específicas (Barrancabermeja y San Alberto, Cesar) para el mejoramiento de la red y acometidas así como de la legalización de usuarios.

Es necesario revisar el alcance y la efectividad de estos programas.

7.4.3.5. Sistemas de información de apoyo a pérdidas

- El sistema ENERGIS contiene la georreferencia, da apoyo a los procesos de mantenimiento, subestaciones, alumbrado público y control pérdidas.
- La macromedición se apoya con el sistema ENERGIS.
- Además del ENERGIS, se tiene el apoyo del SIC (Sistema de Información Comercial) que tiene interface con ENERGIS. Entre los dos se da apoyo al proceso de control pérdidas. Sin embargo, no se tiene una herramienta que permita el direccionamiento de las revisiones, lo cual es clave del proceso.
- El proceso es lento y poco amigable.
- El manejo del alumbrado público se realiza con un módulo independiente en ENERGIS. Este aspecto no contribuye con un buen balance de pérdidas, pues el amarre y la georeferencia se manejan en módulo diferente al que apoya los balances para pérdidas.
- El alumbrado público de Bucaramanga está en el módulo de ENERGIS, mientras que el de las demás zonas se manejan con ARCGIS. Lo de Bucaramanga va a ENERGIS – BALANCES. Lo de las zonas no.
- Para el proceso de control pérdidas no se cuenta con terminales portátiles.
- El tema de los medidores de energía se atiende con el SIC.
- El módulo de balance no es totalmente automático, lo que hace lento y dispendioso.

Se deben fortalecer los sistemas de información que apoyen más eficientemente los procesos. Se sugiere implementar el SICOPER (Sistema de Control Pérdidas de EPM) para el proceso de control pérdidas u otro sistema similar, que facilite el proceso de balances y el de direccionamiento. Los aspectos de mejoramiento en este tema serán tenidos en cuenta para incluirlos en el plan de negocios por el responsable del mismo.

7.4.3.6. Gestión social

La ESSA tiene un programa de Gestión Social estructurado de gran apoyo para el control de las pérdidas, con alcance restringido a programas eventuales. Actualmente está adscrita como Unidad de Gestión Social a la Gerencia de Control Pérdidas y se proyecta trasladar (proyecto de reestructuración de la ESSA).a la Gerencia de Comercialización.

Se considera de vital importancia promover, aumentar y conservar la incidencia de estos recursos al servicio del proceso de control pérdidas. Está incluido en el plan de negocio.

7.4.3.7. Sistema de comercialización prepago

En el municipio de Girón, se tiene un proyecto de prepago en la Ciudadela Nuevo Girón. Está contemplado en tres etapas (estrato 1).

Debe analizarse la viabilidad y conveniencia de iniciar este plan en Barrancabermeja en donde hay sectores muy propicios para adelantarlo, por la problemática social y económica que presentan.

7.4.3.8. Comentario especial sobre el proceso de contratación

Los procesos licitatorios del Proyecto de Recuperación deberán ser publicados en la WEB, de acuerdo a lo definido por la nueva Junta Directiva. Se debe eliminar del Sistema de Información de Obra toda metodología que pueda afectar los precios con un *"Índice de dificultad"* o con un valor fijo de AIU que encarezcan los contratos y le asignen al contratista indicadores multiplicadores de sus precios, los cuales deben ser ajustados en la competencia del mercado.

Existe en el proceso de control pérdidas una proliferación de contratos para cada una de las actividades: redes, revisiones, normalizaciones y legalizaciones. Se contrata además la interventoría. Actualmente se cuenta con 60 contratos en control pérdidas. Dichos contratos son de corta duración y de valores bajos. Estas características hacen que no haya continuidad en los trabajos y en general, afecte la calidad de las obras.

La interventoría tampoco responde dentro de los mejores parámetros de eficiencia y calidad. Ésta actividad debe ser desarrollada internamente por la empresa como una función propia del proceso y no ser contratada. EPM transferirá a la ESSA conocimientos en estos campos.

Para el caso específico de Control Pérdidas se requiere de un proceso de contratación que permita continuidad en los programas, con plazos mínimos de un (1) año y de cuantías que respalden esos plazos. Es ideal que se gestionen contratos integrales con los cuales se puedan atender con un mismo contratista todas las actividades que demande el proceso. Ello genera sinergias y conocimiento al servicio del Proyecto.

7.4.3.9. Comentario sobre Barrancabermeja

Dadas las características de la ciudad y el peso relativo que esta región tiene dentro de la ESSA, en comparación con las otras zonas, se sugiere adelantar un plan especial (Plan Integral de Atención) para todos los frentes de la prestación del servicio. Bucaramanga y Barrancabermeja constituyen el 75.89% del total de clientes de la ESSA. En cuanto a consumo (kWh/mes), estos dos municipios constituyen el 87.23% del total. En facturación constituyen el 88.5%.

En cuanto al indicador de pérdidas, comparativamente con las otras zonas, tenemos:

Zona	Indicador	
Bucaramanga	19,58%.	
Barranca	**19,24% (Con Ecopetrol.)**	**29.81% (Sin Ecopetrol)**
San Gil	13,28%	
Socorro	19,75%	
Barbosa	20,70%	
Málaga	22,05%	

En tal sentido, deberá ponerse especial atención en el dimensionamiento de los recursos y en el establecimiento de los presupuestos para los diferentes programas.

En lo relativo al proceso de control pérdidas, todas las consideraciones hechas para los procesos y programas que impactan las pérdidas aplican en un 100% para esta ciudad.

7.4.3.10. Presupuesto del 2009

Para la vigencia del 2009 la ESSA ha presupuestado $ 37.778.811.249, los cuales está en ejecución. Los contratos de obra e interventoría están en ejecución, por valor total de $ 9.992.895.552.08 con plazos que oscilan entre 90 y 150 días y que terminan en junio de 2009. Para el período junio – diciembre de 2009, se deberá analizar cuáles son actividades prioritarias del proceso mientras se inician las labores específicas del Proyecto. Para ello se debe revisar el sistema de contratación que se tiene proyectado para este período.

7.4.3.11. Formulación del plan de negocio

Bajo la definición de un PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS, se establece un plan de negocio. Las obras principales de este plan están modeladas para ser ejecutadas en un plazo de 3 años. Los aspectos a trabajar están enfocados en todos los procesos y programas mencionados anteriormente. Los puntos más importantes, contenidos en el modelo financiero, son los siguientes:

PROYECCIÓN DE DESEMBOLSOS Y UTILIDAD NETA PARA: ESSA
Valores en millones de pesos corrientes

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Inversiones	$ -14,010	$ -12,228	$ -12,656	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
Costos	$ -13,443	$ -22,410	$ -22,561	$ -2,294	$ -2,363	$ -2,434	$ -2,507	$ -2,582	$ -2,659	$ -2,739
Flujo de Desembolsos (Bruto)	**$ -27,453**	**$ -34,638**	**$ -35,217**	**$ -2,294**	**$ -2,363**	**$ -2,434**	**$ -2,507**	**$ -2,582**	**$ -2,659**	**$ -2,739**
Flujo de Utilidad Neta	**$ -8,259**	**$ -2,281**	**$ 9,176**	**$ 29,541**	**$ 30,044**	**$ 87,879**	**$ 28,178**	**$ 32,988**	**$ 34,056**	**$ 35,156**
Flujo Neto Desembolsos	**$ -35,712**	**$ -36,919**	**$ -26,041**	**$ 27,247**	**$ 27,681**	**$ 85,445**	**$ 25,671**	**$ 30,407**	**$ 31,397**	**$ 32,417**
Flujo Neto Acumulado	$ -35,712	$ -72,631	$ -98,672	$ -71,425	$ -43,744	$ 41,701	$ 67,372	$ 97,779	$ 129,176	$ 161,593

Valor Inversiones (valores corrientes)	$ 38,894
Valor Costo (valores corrientes)	$ 75,991
Total Egresos	**$ 114,885**

MODELO PARA PROGRAMA PÉRDIDAS DE ENERGÍA
RESUMEN PROYECCIONES PARA: ESSA

Actualizada a:

Valores en millones de pesos corrientes	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Costos		13,443	22,410	22,561	2,294	2,363	2,434	2,507	2,582	2,659	2,739
Inversiones		14,010	12,228	12,656	0	0	0	0	0	0	0
Cobro de energía recuperada por sanciones (6 meses)		2,651	3,099	3,207	3,304	3,403	3,505	3,610	3,718	3,830	3,945
Cobro por legalización		199	596	1,008	1,082	1,158	1,236	1,316	1,399	1,485	1,572
Cobro por cambio de medidor		217	650	1,099	1,118	1,138	1,158	1,179	1,201	1,223	1,246

Recuperación acumulada en GWh-Año	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Recuperación total acumulada por año		16.49	76.61	138.93	171.50	171.50	171.50	171.50	171.50	171.50	171.50
- Aumento en facturación acumulada por año		4.95	22.98	41.68	51.45	51.45	51.45	51.45	51.45	51.45	51.45
-Ahorro en compra acumulada por año		11.54	53.62	97.25	120.05	120.05	120.05	120.05	120.05	120.05	120.05

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Proyección Indice del distribuidor	17.60%	16.96%	14.55%	11.96%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%
Proyección Indice del comercializador	22.34%	21.54%	18.49%	15.18%	13.37%	13.37%	13.37%	13.37%	13.37%	13.37%	13.37%

Tasa estimada para financiación de cobros[DTF]	10.00%

Plazo de financiación de cobros (años)	10

Información adicional	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
-Cobros por legalización después del año 10:	1,374	976	565	491	415	337	256	173	88	0
-Cobros por cambio de medidor después del año 10:	1,029	596	147	127	108	87	66	45	23	0

Factores macroeconómicos utilizados	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
IPP		4.0%	3.5%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Tasa de Impuestos		33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%

Costos (valores corrientes)	75,991
Inversiones (valores corrientes)	38,894
Total	114,885

$/kWh recuperado	669.88

RESULTADOS DE EVALUACIÓN

VPN [$] =	227,580,838,659
Tasa Interna de Retorno	67.63%
Tasa de descuento (WACC)	13.32%
Año de recuperación de inversión=	5.0

(VER ARCHIVO INDEPENDIENTE).

Comentarios:

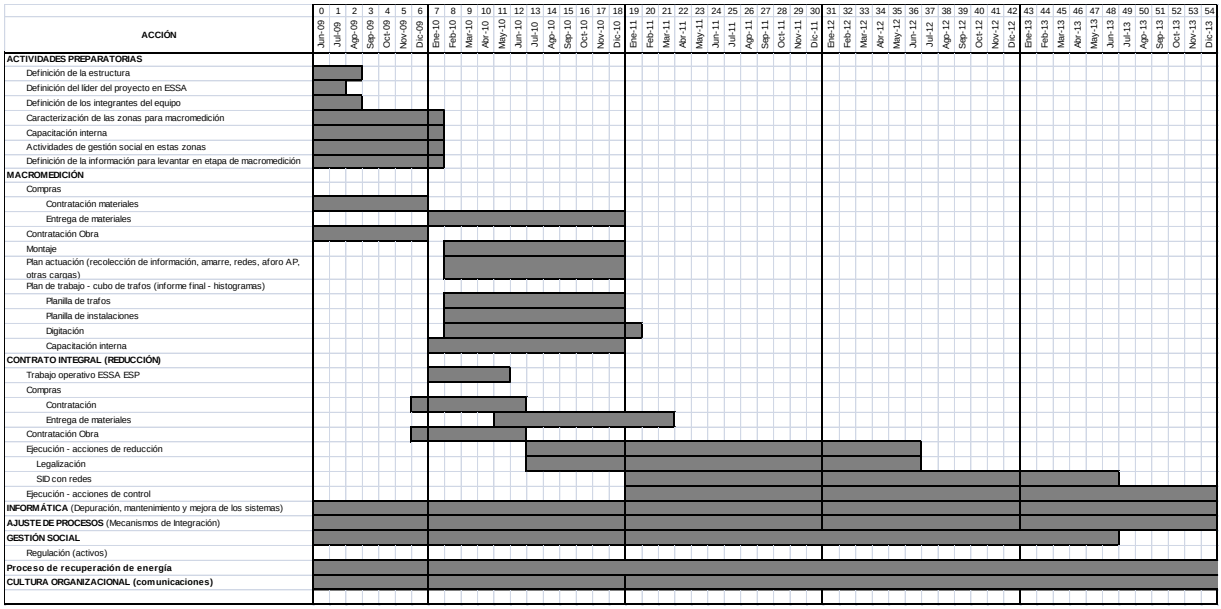
- Los egresos totales para los tres primeros años ascienden a $ 97,308, 291,184.
- Los indicadores de pérdidas proyectados se logran a partir del año cuatro, tanto del comercializador como del distribuidor.
- El indicador general del SDL se reduce del 17,6% al 10.78%. En el nivel 1 se reduce del 18.90% al 6.58% para una reducción de 12.31 puntos.
- El indicador del comercializador se reduce del 22.34% al 13.37% para una reducción de 8.9 puntos. Recuperación de energía: 171, 408,676 kWh /año (171.4 GWh /año)

7.4.3.12. Discriminación de acciones por ejecutar en el programa de recuperación

ACCIONES	Total de Acciones a Ejecutar
Legalización en la etapa de reducción	12,000
Legalización en la etapa de control posterior a la etapa de reducción	9,000
Intervención en instalaciones en la etapa de reducción (Incluye las revisiones)	396,021
Intervención en instalaciones en la etapa de control posterior a la de reducción (Incluye las revisiones)	525,000
SID con red	64,000
SID sin red	100,392
Disminución de red secundaria en trafo	90
Redistribución de carga	110
Traslado de medidores a postes	2,000
Instalación de pilas públicas	15
Legalización de pilas públicas	2
Montajes integrales	300
Instalación de medidores normales (normalización)	10,000
Solución de fallas de lectura de medidores	20,000
Solución de fallas en constantes de medición	2,000
Solución de fallas de la facturación	11,000
Revisión de aforo de alumbrado público u otras cargas legalizadas	59
Solución de retardos en el ingreso a la facturación	1,300
Solución de causas administrativas	1
Cambio de medidores normales en la etapa de reducción (obsolescencia o daño)	64,000
Cambio de medidores normales en la etapa de control (obsolescencia o daño)	19,200
Solución de otras causas	26
Macromedición [Transformadores existentes]	13,000
Mantenimiento de macromedidores (todos)	1,700
Compra e inatalación de medida en subestaciones para balances por nivel de tensión	147
Compra o actualización de sistema de balances	1
Compra o actualización de sistema de acciones	1
Compra o actualización de terminales portátiles	25
Gestión social	1
Cambio organizacional	1
Comunicaciones	1

7.4.4. Cronograma

Se anexa un cronograma de actividades para este Plan de Negocio (VER ARCHIVO INDEPENDIENTE).



7.4.4.1. Comentarios al cronograma

Paralelo al desarrollo de las actividades se establecen dos programas de trascendental importancia para el éxito del Proyecto: Un programa de Cambio de Cultura organizacional y el fortalecimiento del programa de Gestión Social. Ambos están valorados e incluidos en el Plan de negocio y confirman la fortaleza del concepto de INTEGRALIDAD con el cual se han desarrollado todos los programas de reducción y control pérdidas que EPM ha adelantado internamente y en sus filiales. Todo el trabajo estará apoyado por un plan de comunicaciones interno y externo, también incluido en los costos del proyecto.

Se llama la atención sobre una serie de actividades de corto plazo que deberán ejecutarse entre junio de 2009 y enero de 2010. Consisten en actividades preparatorias para la contratación de la macromedición y los materiales para el mismo programa. Igualmente la contratación para el programa de reducción y control (Contrato Integral) y de los materiales correspondientes. Finalmente deberán desarrollarse en este mismo período el ajuste de los sistemas de información de apoyo para el proyecto, realizar los ajustes requeridos en los procesos que impactan al proyecto, desarrollar programas puntuales de gestión social en aquellas zonas que serán objeto de los trabajos iniciales, ajustar el proceso de Recuperación de Energía y adelantar programas de cultura organizacional que motiven la organización hacia la apropiación y el éxito del proyecto. Estos programas no generan grandes desembolsos, pero son de gran importancia para el inicio propiamente dicho del mismo. Los desembolsos se inician a partir del año 2010, tal como se mostró anteriormente en la Formulación del Plan del Negocio.

7.4.5. Metas, indicadores y mecanismos de seguimiento y control

METAS: Para cada vigencia deberán definirse las metas específicas para la ESSA en general y para cada zona en particular. Partiendo del indicador establecido en el plan de negocio se deberá establecer la participación de cada zona en el indicador y en la energía a recuperar.

7.4.6. Indicadores

Además del indicador de pérdidas para el distribuidor y comercializador ya definidos, deberán establecerse otros indicadores operativos de gran importancia para el avance y monitoreo permanente de las diferentes actividades que se diseñen. Se consignan algunos:

- Efectividad del proceso de análisis: Número de irregularidades / número total de revisiones.
- Número de revisiones/cuadrilla – día
- Número de irregularidades notificadas/Cuadrilla – día
- Energía recuperada/irregularidad
- Valor de la recuperación de energía/irregularidad

El seguimiento de estos indicadores deberá ser mensual, por zonas y global.

7.4.7. Mecanismos de seguimiento y control

- Desde la misma gerencia general (o de la gerencia responsable del proyecto) deberá liderarse un comité de seguimiento mensual que permita monitorear el estado del indicador de pérdidas, el presupuesto, el estado de los contratos (mano de obra y materiales), los problemas importantes surgidos y las estrategias a seguir. En esta instancia se deberán establecer las metas específicas para cada año.
- Dentro del equipo de trabajo deberá establecerse igualmente un comité de seguimiento semanal que permita analizar el avance de los contratos de mano de obra, la disponibilidad de materiales, el estado de las actividades más importantes, problemas específicos, el resultado de algunas acciones emprendidas y los correctivos que deben acometerse, entre otros asuntos.

8. PLAN DE MEJORAMIENTO DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN

Se plantean a continuación los distintos aspectos que deberán ser tenidos en cuenta en el plan de negocios de generación de energía de la ESSA, de tal forma que se inicien las actividades y despliegues necesarios para hacerlo rentable y propender por su viabilidad futura.

En general se darán conceptos sobre las inversiones necesarias, los proyectos estudiados por la ESSA en cuanto a la generación de energía y los aspectos relacionados con la gestión comercial, ambiental, almacenes y compras.

8.1. Contrato de energía con ECOPETROL

Este contrato se cerró satisfactoriamente para la ESSA y Ecopetrol. Se contrataron 24 MW bajo el modo de “pague lo contratado” durante 4 años, lo cual representa alrededor de 15.000 millones de pesos de ingresos anuales. Con ello la ESSA pagará los costos fijos que tiene en la planta de Termobarranca y obtiene unos ingresos para hacer rentable la operación.

Se consideró dentro de los cálculos hacer una inversión de $4.600 millones de pesos (ver cuadro de inversiones). Este rubro deberá ser controlado y ajustado en la medida de las circunstancias. Cualquier aumento de este valor hace que se baje la rentabilidad del negocio. En caso de que ECOPETROL requiera la generación con fuel oil, deberá (ECOPETROL) hacer la inversión de los 3.200 millones de pesos para recuperar el poliducto.

Es importante resaltar la importancia de garantizar una alta disponibilidad y confiabilidad en las tres unidades y en los equipos de Termobarranca durante los cuatro años del contrato. Para ello es necesario realizar las pruebas predictivas y preventivas adecuadas, para lo cual La ESSA contará con el apoyo y análisis de la Matriz EPM.

Adicionalmente, en caso de que ECOPETROL desee que se le atienda una mayor demanda por la unidad tres de Termobarranca, es indispensable hacer las inversiones en equipos de transformación.

La ESSA deberá tener claro que, antes del año 2013, deberá realizar el estudio de viabilidad para volver a inscribir las unidades generadoras al sistema interconectado con el fin de tener la opción de recibir el cargo por confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y compararlo con las alternativas de un nuevo contrato de suministro de energía a ECOPETROL.

8.2. Planta Palenque

La unidad de Termo Palenque opera solamente en caso de restricciones o racionamientos en la zona de Bucaramanga. Su generación anual es mínima, debido a su ineficiencia y altos costos de generación, por lo que debe considerarse su retiro de servicio. No obstante lo anterior y debido a las dificultades por la alta cargabilidad (arriba del 95%), de las líneas de distribución y transmisión de energía que se poseen en la zona de Bucaramanga, es necesario dejarla disponible en caso de existir alguna eventualidad que ocasione racionamientos de energía. Este Plan de Negocios supone la solución de la cargabilidad de las redes para el mes de junio de 2010, fecha en la cual ya no se requerirá su disponibilidad en el centro de carga de la electrificadora.

De otro lado, y de acuerdo a como se vaya presentando la operación de las plantas de Termobarranca, para suplir la energía de ECOPETROL para el año 2010 o más adelante, se recomienda considerar la posibilidad de trasladar dicha planta a Barranca, pues pudiera servir de respaldo para alguna eventualidad en caso de que se requiriera aumentar la disponibilidad de la Térmica. Para esta labor de traslado o retiro se deja en el Plan de Inversiones una reserva de $ 800 millones de pesos, que serán ejecutados en caso de ser viable esta generación. De lo contrario, eliminada la restricción e imposible su remoción, la planta debe ser retirada del sistema.

8.3. Proyectos de Generación, Repotenciación y PCHs en la ESSA

Las ampliaciones de la planta La Cascada, los estudios de reconversión a carbón de Termobarranca, los estudios eólicos, la generación de plantas menores y los megaproyectos que pudieren resultar en el corto plazo, no podrán ser ejecutados hasta tanto no muestren una factibilidad suficiente para ser distribuidos en la priorización de proyectos de generación de energía del Grupo Empresarial. Cabe anotar que la señal actual del mercado de

electricidad en Colombia es de alta oferta y los precios de la energía se reducirán a tal punto que harán más restringida la viabilidad de proyectos de generación.

Por todo lo anterior la ESSA deberá presentar al Grupo Empresarial EPM los proyectos de generación que encuentre factibles, para que sean analizados, viabilizados y priorizados dentro de la carpeta de opciones de todo el grupo.

8.4. Plantas menores Servitá, Calichal y Zaragoza

A estas tres plantas es necesario ajustarles los contratos de operación (Calichal y Servitá) para que operen las 24 horas del día y los 365 días del año, de tal forma que se optimicen los recursos y se aumenten los ingresos. Es necesario entonces ampliar los contratos de operación que se tienen con terceros.

Zaragoza es una planta que tiene trabajadores de la nómina de la ESSA. Se propone en el mediano plazo la contratación de la operación con personas de la región donde se ubica la central para facilitar la administración y la operación, disminuyendo sus costos. Por lo tanto se propone no llenar las vacantes que se presenten en la planta y trasladar los cargos del personal de planta a otras áreas de la empresa, para proceder a su operación delegada.

A la planta de Palmas, se le hará una revisión completa de los equipos electromecánicos y obras civiles, de tal forma que se tenga un diagnóstico certero y se determine las actividades e inversiones a realizar en los próximos años.

Haciendo los ajustes correspondientes en estas tres plantas se pueden llegar a obtener alrededor de 3,6 GWh-año adicionales de energía y unos ingresos anuales adicionales del orden de 310 millones de pesos.

8.5. Gestión ambiental

Con respecto a la situación ambiental de la Planta de Termobarranca se dejan planteadas las siguientes soluciones, para cuyos trabajos se dejan estimados $ 300 millones en cada uno de los tres siguientes años.

- Para construir una nueva carretera de acceso a la planta Termobarranca, será necesario adelantar un estudio de consultoría, acompañado de levantamiento topográfico, batimetría de algunas secciones transversales al caño y estudios hidráulicos y de dinámica del río, para poder diseñar obras de protección de orillas que mejorarán la protección actual y con ello controlar la afectación por socavación lateral. Así mismo, se hace necesario conformar un dique a una cota tal que no se presenten inundaciones en un futuro, a lo largo de la posible nueva carretera. EPM podría acompañar a La ESSA en las especificaciones técnicas para adelantar el proceso de consultoría.

- Para mejorar el acceso por la vía de acceso a la planta, se sugiere reconformar la banca de la carretera con material apropiado, para facilitar el desplazamiento de los vehículos. Se considera importante analizar un posible realce de esta vía, con la

colocación de obras de drenaje que permitan controlar futuras inundaciones del río. Esta alternativa como se indica puede ser más viable comparativamente con la alternativa anterior, ya que a pesar de mayor longitud, no se requerirían obras de protección contra la socavación lateral del río.

- La actual afectación del río en diferentes puntos del camino peatonal ha afectado localmente el muro de protección. Se considera necesario reparar dichos sitios para evitar mayor deterioro de la orilla.

- Manejo de PCB's. es posible incluir su manejo dentro del contrato que EPM tiene actualmente con la firma TREDI-COLOMBIA. Es de anotar que el análisis se debe realizar lo más pronto posible ya que el contrato finalizará en el mes de noviembre de 2009 y la gestión de manejo de los PCB´s en su ciclo completo (drenaje de transformadores, transporte al puerto de Cartagena, transporte en barco hasta Francia y eliminación en planta incineradora) dura alrededor de tres meses.

- Para requerimientos de instrumentación y monitoreo remoto del nivel de embalse y de los niveles de los ríos afluentes del mismo y de las bocatomas de las plantas.

- Requerimiento ambiental de desembalse de la represa Bocas que surte la planta Palmas y sus efectos aguas abajo
- Monitoreo y control de emisiones de la planta Termobarranca para generar con Fuel Oil de manera continua

8.6. Almacenes, compras, inventarios y contrataciones.

Con relación al tema de elementos almacenados para repuestos y consumos, es necesario emprender un plan organizado de disposición de los mismos, llegando a tener los elementos básicos para la operación y mantenimiento de las plantas. Esto ayuda a la disminución de los inventarios y a la optimización de los costos de administración, mantenimiento, seguros y vigilancia de los almacenes.

Las compras y contrataciones es necesario optimizarlas, de tal forma que se junten procesos de consecución de elementos o repuestos para comprar en contratos de tracto sucesivo y se hagan coordinaciones globales de suministro y puesta en el terreno que ahorren tiempo y dinero.

8.7. Modernizaciones e inversiones

Para las modernizaciones y actualizaciones tecnológicas de las plantas y subestaciones, es necesario plantear la posibilidad de realizarlas en forma global e integrada, de tal manera que los equipos conseguidos obedezcan a un plan contextualizado de una modernización o de la repotenciación de los equipos, y no hacerlo por partes cada año, aisladamente o en cada vigencia presupuestal. Lo anterior técnicamente mejoraría la estandarización de los equipos y la operación y mantenimiento de las plantas. Para ello es posible contar con la asesoría y experiencia del personal de EPM.

De otro lado, al hacer inversiones en los equipos de transformación para el negocio de Generación de la ESSA, se debería contar con el concurso del personal y las necesidades del proceso de Transmisión y Distribución de la ESSA, pues se pueden llegar a tener equipos que le sirvan indistintamente a ambos procesos, lo cual optimiza la tenencia de repuestos y mejora la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

8.8. Pólizas de seguros

Con respecto a las pólizas del negocio de generación se tienen las siguientes observaciones:

Algunas tasas están altas comparadas con las que se manejan en el grupo EPM.

Se recomienda realizar un análisis costo beneficio para el aseguramiento de algunos activos, tales como: Cámara fotográfica, equipos de iluminación navideña, parque automotor, etc.

La remuneración del intermediario tradicionalmente es por comisión, recomendándose realizar una contratación similar a la de las EPM, mediante remuneración por honorarios.

Se recomienda formalizar en las pólizas contratadas con AIG, una cláusula modificatoria a los contratos, en el sentido de tener libertad de cambiar de asegurador, sin lugar a penalizaciones, en caso de presentarse una disminución en su calificación de riesgos.

Por último, sería importante que para las próximas negociaciones de pólizas de seguros de la ESSA, se cuente con el concurso de la Unidad de Riesgos y Seguros (URYS) de EPM.

Plan de inversión estimado				
Plantas Generación ESSA				
Descripción del plan de acción	**Destino**	**Valor inversión proyectado por año (millones)**		
		2009	**2010**	**2011**
Inversiones Termobarranca				
Gobernadores, inversores, sistema de control, posicionadores, instrumentación, reguladores de voltaje	Unidades generadoras	$ 550	$ 160	$ 340
Enfriador aceite turbina, bomba circulación, tubos evaporadores, interruptores, protecciones, bombas inyección, servicios auxiliares, analizadores de gases	Unidades generadoras	$ 715	$ 2,360	$ 1,100
Inversiones ambientales				
Recuperación ladera rio predios Termobarranca e inversiones ambientales	Unidades 1,2 y 3	$ 250	$ 300	$ 300
Inversiones plantas hidráulicas				
Puente grúa y compuerta	Represa bocas	$ 136		

Tubería de presión	Planta palmas	$ 170	$ 300	
TOTAL INVERSIONES		$ 1,821	$ 3,120	$ 1,740

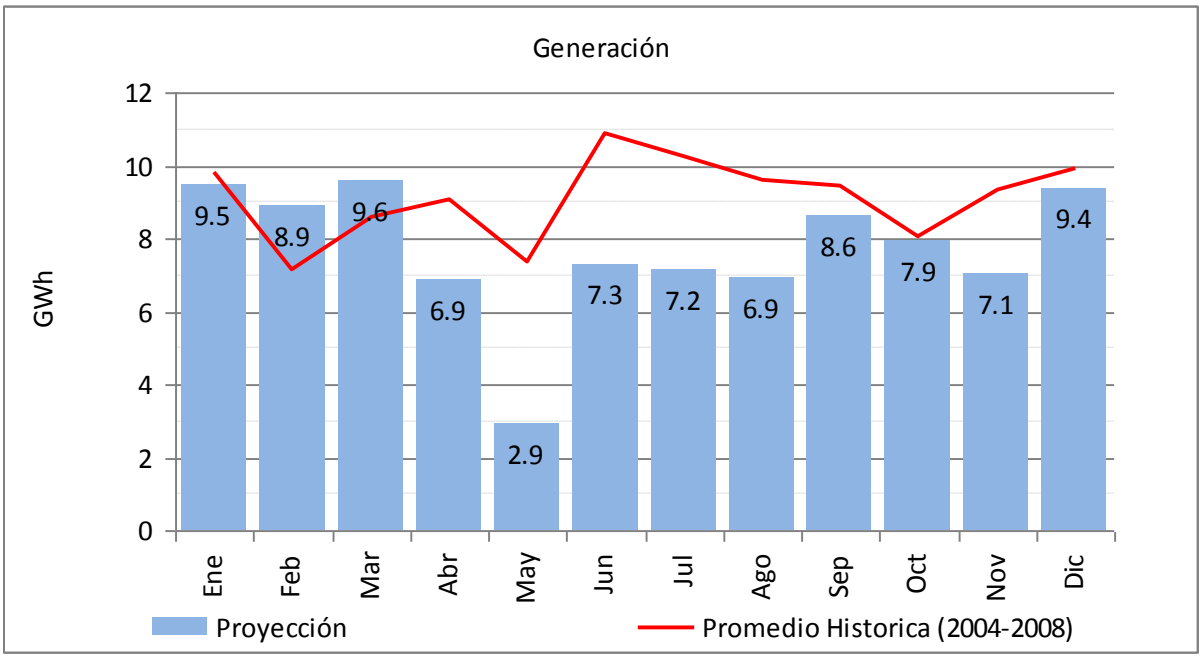
8.9. Situación comercial de la generación para los próximos años

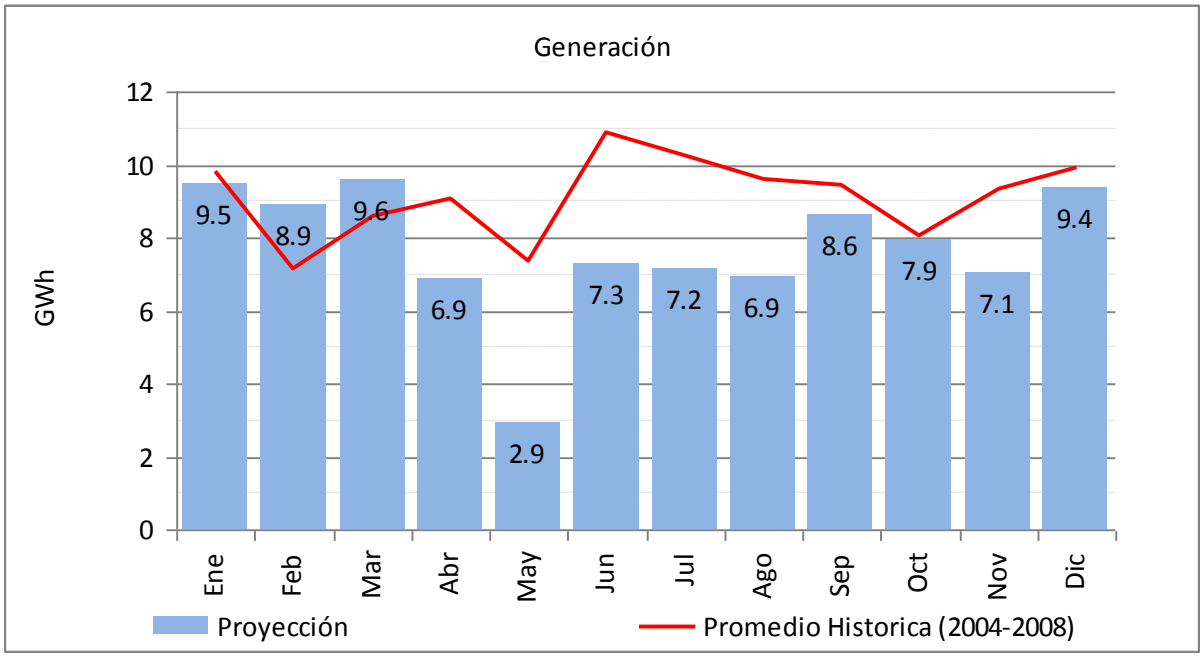
8.9.1. Proyección de Generación

El balance de operación comercial de ESSA en el periodo 2009- 2011, considera la siguiente proyección de generación, sin considerar el aumento de 3.6 GWh-año, que se recomienda en este Plan para el caso de operación de 24 horas de las plantas pequeñas de La ESSA:

GENERACIÓN HIDRAULICA	2009	2010	2011	2012
GWh	82.8	92.2	92.2	92.5

Se observa que la generación proyectada de las plantas hidráulicas de ESSA es más alta en los meses de verano: diciembre, y de enero a marzo y presenta los valores mínimos en los meses de abril y mayo. Este perfil es contrario al perfil del SIN y al comportamiento observado en los años 2004 a 2008, como se observa en la figura 1.

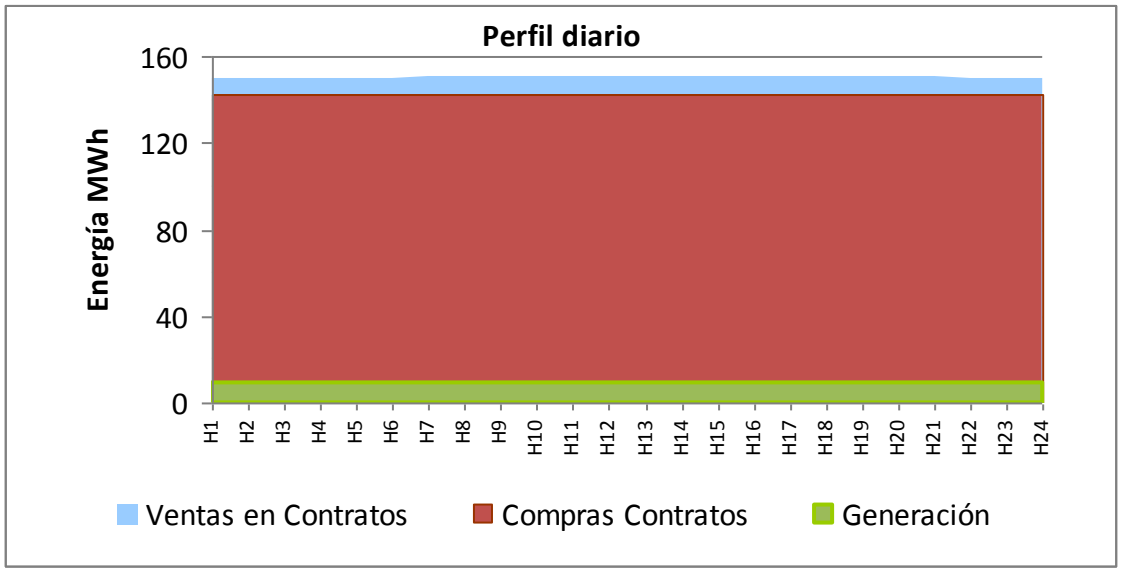




Generación hidráulica promedio mensual proyectada para 2010, 2011 y 2012 e Histórica

La generación promedio mes proyectada es de 7.7 GWh. A nivel diario su generación es de 0.253 GWh con un perfil plano durante el día.

8.9.2. Contratación

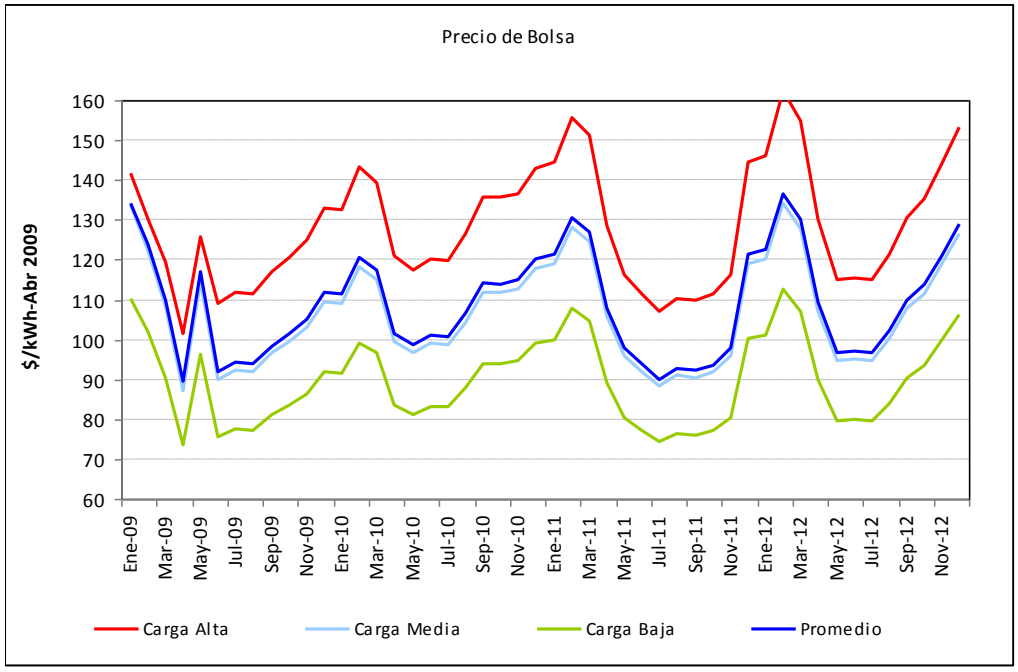


Perfil de contratación 2009

8.9.3. Margen Precio Compra-Venta de Energía en contratos

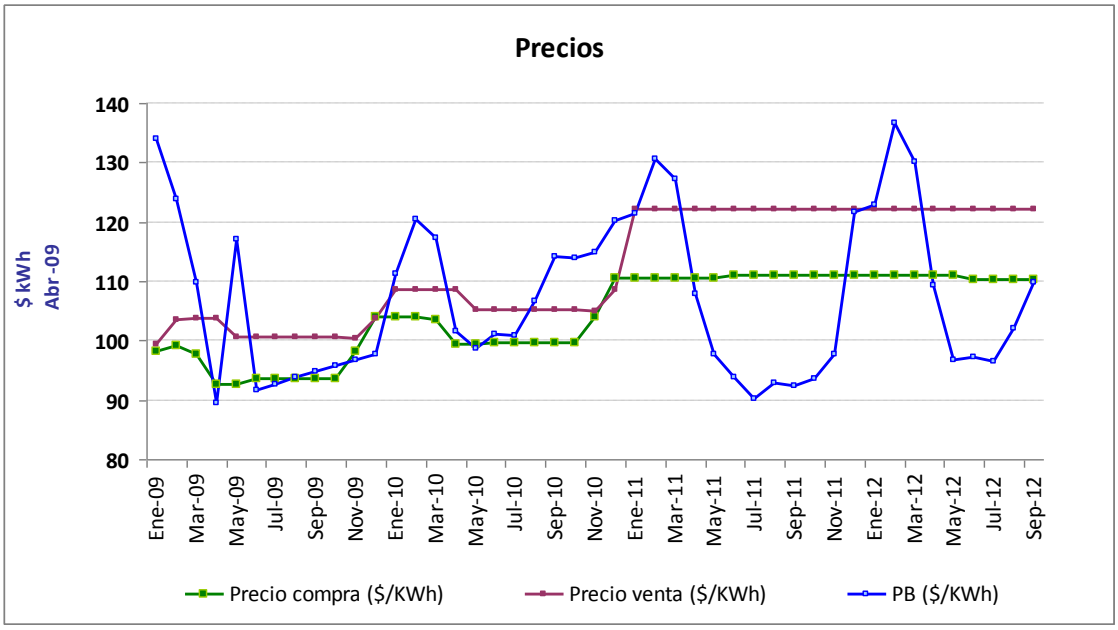
Precio de Bolsa

Con el fin de evaluar los ingresos comerciales se utilizó la información de precios de Bolsa reales de enero a mayo de 2009 y la proyección de Precios de Bolsa de las proyecciones financieras de EPM, a nivel mensual, para el periodo junio de 2009 a diciembre de 2012, llevados a precios de abril de 2009. ESSA no posee proyecciones propias del precio de Bolsa.



Precio de Bolsa Proyectado

En la figura siguiente se puede observar el comportamiento de los precios medios de venta y compra en contratos en comparación con el precio de Bolsa proyectado.

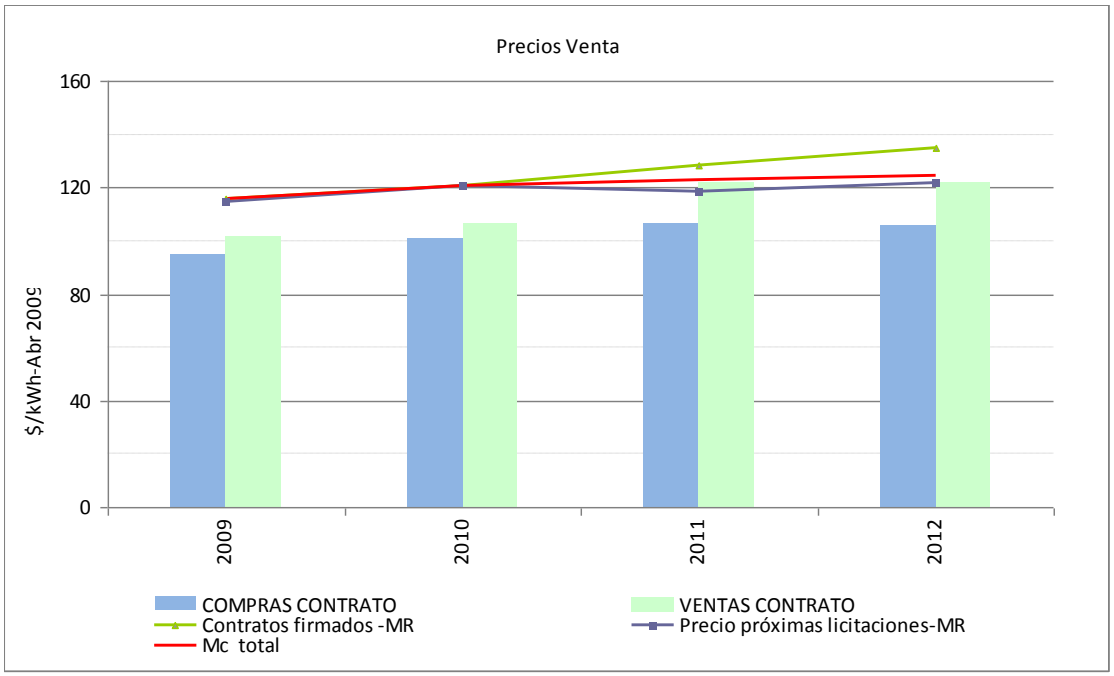


Precio de Venta y Compra en Contratos vs. Precio de Bolsa

Precios $/kWh-abril	2009	2010	2011	2012
Bolsa	103.1	110.0	105.5	113.7
Ventas Contratos	101.5	106.4	122.0	122.0
Compras Contratos	94.9	100.9	106.6	106.2

Para el periodo 2009 a 2012, a nivel anual el precio de compra de ESSA es inferior al precio de Bolsa proyectado. El precio de venta en contratos para los años 2009 y 2010 es cercano al precio de Bolsa y para los años 2011 y 2012 es superior.

Por la intermediación en contratos, La ESSA está obteniendo para 2009 un margen positivo de venta de energía en contratos.



Precio de Contratos vs. Precio MC

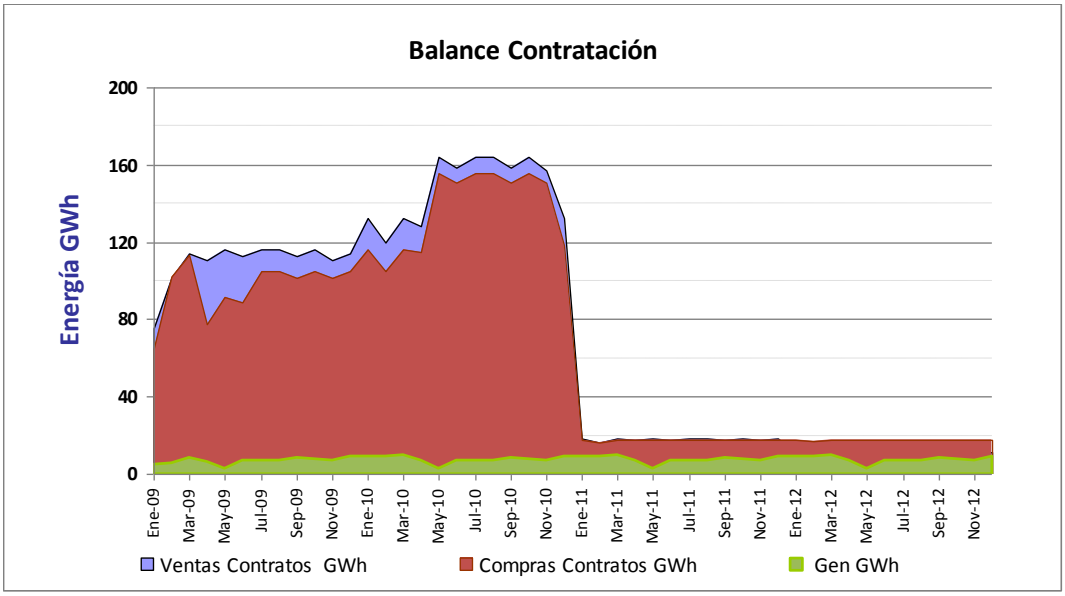
Si bien el precio de venta de ESSA es inferior al MC de los años 2009 y 2010, debe tenerse en cuenta que su perfil de ventas en contratos es plano a lo largo del día, lo que puede representar un producto de menor valor en las licitaciones del mercado regulado, frente aquellas ofertas que siguen la curva de demanda del agente comprador.

Los precios de ventas en 2011 y 2012, corresponden a la adjudicación que realizará ESSA distribuidor de la licitación abierta en días recientes.

8.9.4. Balance de Energía

El porcentaje de contratación, medido como las ventas en contratos en relación con el total de la energía disponible (compras en contratos más generación propia) indica niveles superiores al 100% para los años 2009 y 2010.

% Contratación	2009	2010	2011	2012
VENTAS CONTRATOS/(COMPRAS CONTRATOS+GEN PROPIA)	107%	102%	87%	44%



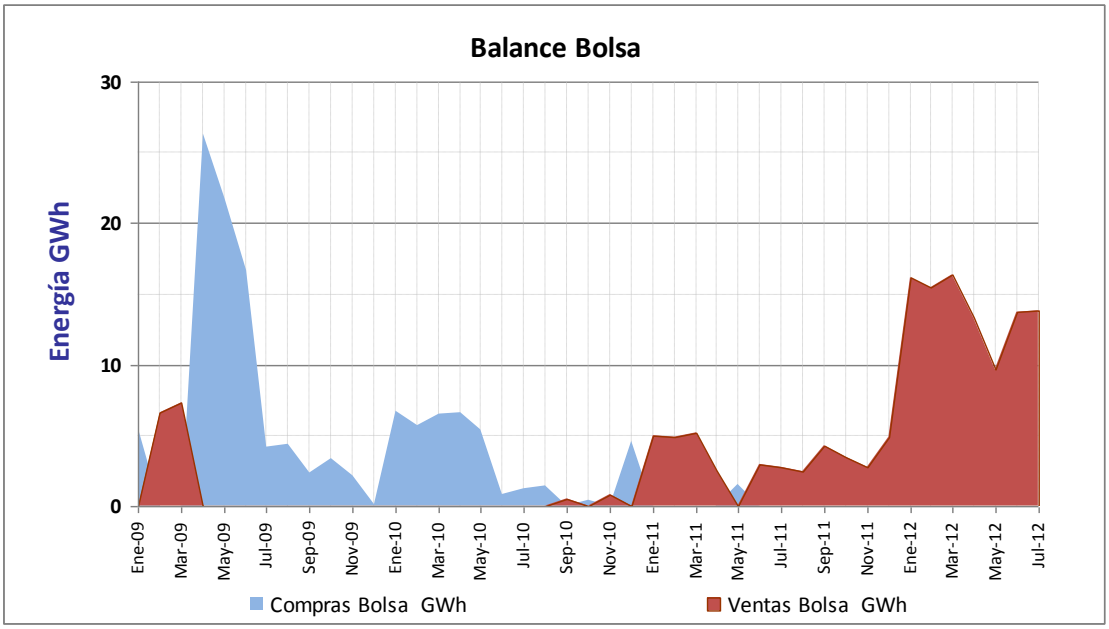
Gráfica apilada de los orígenes de la energía que atiende las ventas Proyectadas.

Para el periodo 2009-2010 ESSA tiene respaldado el 90% de sus ventas en contratos en compras de largo plazo, el 6% en generación propia y el resto mediante compras en Bolsa (está expuesto a bolsa).

En los años 2011 y 2012, se invierte la condición: Compras superiores a las ventas. El volumen de contratación baja considerablemente pasando de 1773 GWh en 2010 a 263 GWh en 2011, y a 132 GWh en 2012. Las compras corresponden a los compromisos firmados con empresas del sector hasta 2015 y con energía que es considerada como propia, pues hace parte del acuerdo de finalización de las demandas que tenía con Termoyopal S.A.

En 2011 las ventas en contratos se respaldan 80% en las compras en contratos y el resto mediante generación propia. Para ese año los excedentes en Bolsa son del orden de 41.2 GWh y para el año 2012, los excedentes en Bolsa son aproximadamente 171.6 GWh.

COMPRAS BOLSA	2009	2010	2011	2012
GWh	86.8	39.5	1.5	-
VENTAS EN BOLSA	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
GWh	13.9	1.3	41.2	171.6



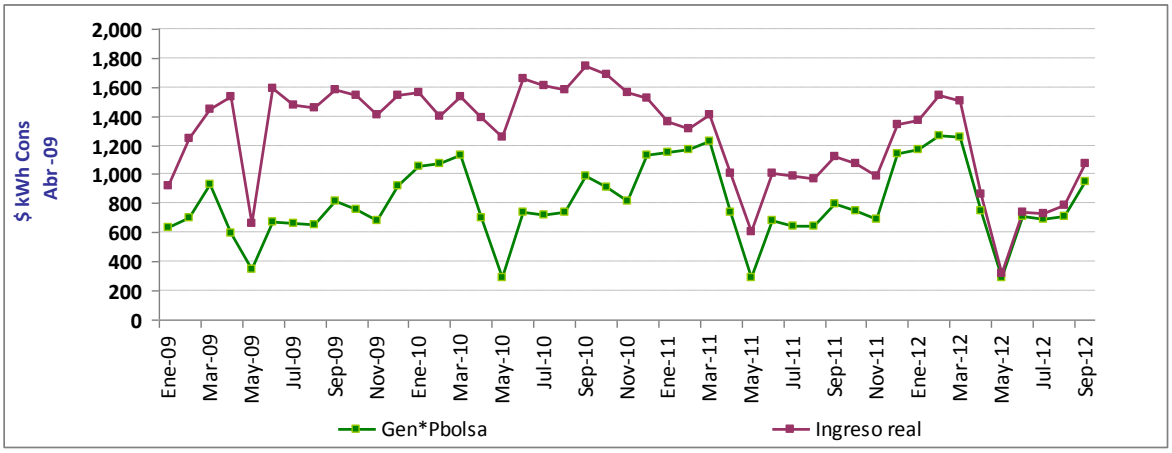
Compras y Ventas en Bolsa proyectadas

8.9.5. Resultados operación comercial

Resultados de la Operación Comercial Proyectada

$ Millones		2009	2010	2011	2012
Ingresos		135,225	188,839	36,577	35,792
	Ventas Contratos	133,604	188,692	32,062	16,075
	Ventas en Bolsa	1,621	148	4,515	19,718
Egresos		118,849	170,370	23,431	23,309
	Compras Contratos	110,124	166,003	23,282	23,309
	Compras en Bolsa	8,726	4,366	149	-
Neto		**16,376**	**18,470**	**13,146**	**12,483**

En la siguiente figura se presenta la comparación entre el ingreso neto proyectado (estrategia de intermediación) y el caso de referencia denominado *Estrategia de Venta en Bolsa* (supone que toda la generación se vende en bolsa).



Comparación Estrategia Comercial ESSA y Estrategia Venta en Bolsa.

8.9.6. Conclusiones

De lo anteriormente presentado se derivan las siguientes conclusiones:

- La estrategia comercial de ESSA en los últimos años se ha basado en intermediar energía en cantidades muy superiores a la capacidad de producción propia.
- En algunos periodos, se ha dejado una importante exposición a compras Bolsa, que ha tenido resultados negativos en el desempeño, poniendo en riesgo el negocio de generación de la compañía, de allí que pueda afirmarse que para el periodo 2004-2008 la estrategia de intermediación no fue exitosa.
- Desde el año 2008 se observa un cambio en la estrategia con menor exposición a bolsa.
- Los análisis para los años futuros indican que la intermediación es exitosa: los precios de venta de contratos han sido superiores a los precios de compra. Sin embargo, la expectativa de un fenómeno El Niño durante 2009-2010, unido a que ESSA es comprador neto en bolsa en pequeñas cantidades, puede afectar el desempeño comercial proyectado.
- El nivel de exposición para 2009-2010 ha disminuido con las recientes compras realizadas a empresas del sector.
- Para 2011 y 2012 ESSA presenta excedentes de energía que debe colocar en las próximas licitaciones del mercado regulado.
- Bajo los supuestos considerados, las proyecciones de operación comercial indican resultados positivos de la actividad de intermediación, contrario a lo sucedido en años anteriores, donde la contratación estuvo en exceso soportada en compras en bolsa.
- La actividad de intermediación que realiza ESSA debe considerar el cierre de las posiciones en cortos lapsos de tiempo, aprovechando las condiciones del mercado que le permitan obtener márgenes adecuados para los riesgos que está asumiendo y que le remunere los costos transaccionales en que se incurre (arbitraje). Las compras de contratos de largo plazo que realice a otros agentes deben ir acompañadas con la respectiva colocación en ventas. Dejar una posición de compra por largo tiempo (caso Mayagüez) sin la respectiva posición de venta, expone la empresa al cambio de

tendencia de las condiciones del mercado que puedan llevar a asumir pérdidas por bajos precios de venta en las licitaciones.

- Por otro lado se recomienda no asumir posiciones de venta excesivamente apalancadas en Bolsa por el riesgo de precios altos para los próximos 4 años.
- Teniendo en cuenta los puntos anteriores, La ESSA-Generador deberá coordinar la estrategia comercial de La ESSA-Generador, al menos una vez al año, con EPM-Generador.

9. GESTION ÁREAS DE SOPORTE CRÍTICO DEL NEGOCIO

El objetivo es transformar la empresa enfocándola hacia la estrategia establecida en el Plan de Negocios, pero especialmente al servicio de los clientes.

- Clientes regulados
- Clientes rurales
- Clientes no regulados
- Ecopetrol

Aspectos Administrativos

Se debe implementar un mecanismo para el control estratégico de la organización a través de indicadores claves, de modo que se mantenga informada a la Junta Directiva acerca de la evolución de éstos. Se puede considerar la implementación de BSC (Balance Score Card) u otra metodología similar, incluyendo en ella los indicadores descritos en el décimo primer capítulo de este Plan de Negocios.

9.1. Diseño organizacional

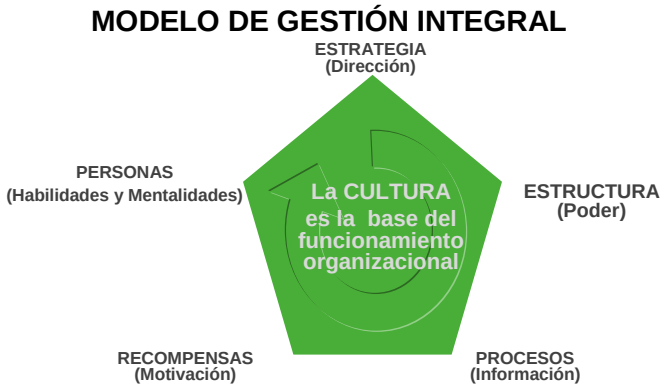
9.1.1. Alcance

ESSA debe emprender un diseño organizacional que la lleve a niveles de competitividad y productividad alcanzado por las otras empresas del Grupo empresarial. La nomina óptima para la ESSA con el número de clientes actuales (542.045) es de 831 empleados. Esta nómina incluye el negocio de generación.

Para continuar con la nómina actual de la ESSA de 900 empleados (que no contabiliza los aprendices del SENA y los practicantes que son reglamentarios), la organización requiere, para los próximos tres años, la conexión de por lo menos, 50.000 nuevos clientes.

Se estima que el costo total del proyecto de asesoría en la reorganización esté por el orden de los $2.000 millones de pesos, para ser realizado por terceros con la asesoría e interventoría de la casa matriz, por medio del contrato general de colaboración y prestación de servicios.

El Diseño Organizacional a desarrollar en la Electrificadora del Santander ESSA. S.A E.S.P se debe basar en EL MODELO DE GESTIÓN INTEGRAL del Grupo Empresarial EPM. Bajo este modelo, el diseño organizacional es el proceso de configurar la estructura administrativa, el modelo de procesos, los sistemas de compensación, las prácticas de gestión humana y cultura, para crear una organización efectiva capaz de lograr la estrategia del negocio.



Este modelo adoptado del llamado "modelo estrella" de Jay Galbraith tiene como tesis fundamental la importancia de interrelacionamiento de sus componentes para lograr que una organización esté siempre en capacidad de responder a los retos del entorno.

El proyecto de Diseño Organizacional consta las siguientes fases:

9.1.2. Fase 1: Definición de la componente estrategia

La ESSA deberá hacer un ejercicio de planeación a través de la cual cada gerencia establezca las metas a alcanzar y hacer el despliegue de estas, desde las cuatro perspectivas del BSC, teniendo en cuenta los lineamientos y premisas definidas en el Grupo Empresarial

Se debe dar inicio a la definición de la componente Estratégica con la alineación de la estrategia de la ESSA. S.A E.S.P con la casa matriz, Una vez terminado el empalme se debe dar inicio a estas actividades durante el año 2009:

Actividades año 2009	Planes 2010 - 2011
• Despliegue de los elementos de la estrategia corporativa GEN Energía • Alineación de la estrategia competitiva con la estrategia corporativa • Alineación de las métricas con la estrategia corporativa • Articulación del Plan Estratégico Corporativo y Plan de Negocio	Gestión integral de riesgos ESSA

9.1.3. Fase 2: Diseño Organizacional

Durante esta fase se define las componentes Estructura, Procesos, Personas y Recompensas. Se debe realizar durante los meses de Junio a Diciembre del año 2009.

9.1.3.1. Componente estructura

El Diseño Organizacional es la mezcla única de estrategia, estructura, procesos, personas y cultura que juntas dictan la arquitectura de cada organización. Una Nueva Organización significa nuevas formas de trabajar juntos.

El principal criterio para el análisis de la estructura y los procesos en ESSA parte de la concepción misma del Modelo de Gestión Integral de EPM. El modelo busca balancear los elementos que lo componen para obtener una organización reconfigurable o adaptativa.

Los fundamentos principales para la definición de la COMPONENTE ESTRUCTURA de la ESSA. S.A E.S.P tiene en cuenta las siguientes premisas del Grupo Empresarial:

- Que no existen estructura óptimas *per-se*.
- Que la función de la estructura administrativa es facilitar el desarrollo de la estrategia, repartiendo el poder para facilitar la ejecución del proceso. Deberá determinarse quién decide, qué se comparte y qué se transfiere.
- Que la estructura acorde con la estrategia fortalece y acelera el proceso decisorio y su ejecución, apalanca el aprendizaje, la generación de contexto, los procesos, las recompensas y los individuos para que aprendan, escojan y actúen de manera congruente y consistente con la estrategia.
- Los criterios decisionales del grupo empresarial EPM para el diseño de las estructuras organizacionales donde se establecen los derechos decisionales en los diferentes niveles.
- Las modificaciones y ajustes a la estructura administrativa y organizacional en ESSA son soportadas en el conocimiento de diseño de estructuras organizacionales en las empresas del grupo empresarial, que han facilitado la implementación de la estrategia y el logro las Metas planteadas por el Direccionamiento Estratégico.
- Con la revisión y homologación de los procesos considerados como críticos y la implementación de las mejores prácticas de grupo empresarial, que establecerán nuevas formas de hacer los procesos en la organización, se podrán originar nuevos cambios o ajustes a la estructura administrativa, para garantizar la operacionalización y cumplimiento de los objetivos.
- Que los elementos a diseñar dentro de este componente son: La estructura Administrativa, los roles y responsabilidades, los equipos de trabajo, el dimensionamiento de cargos y planta de personal y los mecanismos de integración-tipo comité

Consideraciones

La estructura actual de la ESSA.S.A.E.S.P, es funcional, porque el foco está en las funciones que se deben desarrollar en las áreas de la empresa, y no en una Organización por Procesos. La estructura actual no facilita tener la atención de los asuntos estratégicos del gerente general y los gerentes de área, lo que hace que sea una organización más demandante de atención y recursos.

El diseño de la nueva estructura administrativa y organizacional en ESSA debe asegurar que la estrategia sea una realidad en el día a día, a través de la gestión de los procesos,

articulando LA ESTRATEGIA y el MODELO DE PROCESOS de la organización, ademas facilitando la interacción de la filial con la casa matriz

Para facilitar el ajuste de la estructura administrativa y organizacional a partir de la revisión de los procesos, y como una pauta que ayudará a definir ciertos asuntos identificados como puntos de atención a resolver en la implantación del plan de negocios, se deben tener las siguientes consideraciones adicionales:

Para los Procesos Comerciales: La estructura debe estar enfocada al cliente, atender las zonas geográficas en las que actúa la organización, se debe revisar con el mayor detalle el funcionamiento en cada uno de los responsables del procesos de mercadeo, ventas y servicio al cliente, con el fin de aclarar y definir roles, funciones y mecanismos de integración y poder alcanzar resultados positivos con relación a la prestación del servicio y la atención clientes.

Para los procesos nucleares del negocio **Generación, Transmisión y Distribución**: Es necesario establecer el desarrollo de la prácticas de los procesos operativos de la casa matriz y la estructura que lo soporta, con el fin de facilitar la interacción y mejorar así la capacidad de respuesta en el desarrollo de proyectos de infraestructura, indicadores de la calidad en la prestación del servicio y el manejo de los contratos, dado que la ESSA es un negocio en expansión de redes y captura de nuevos clientes.

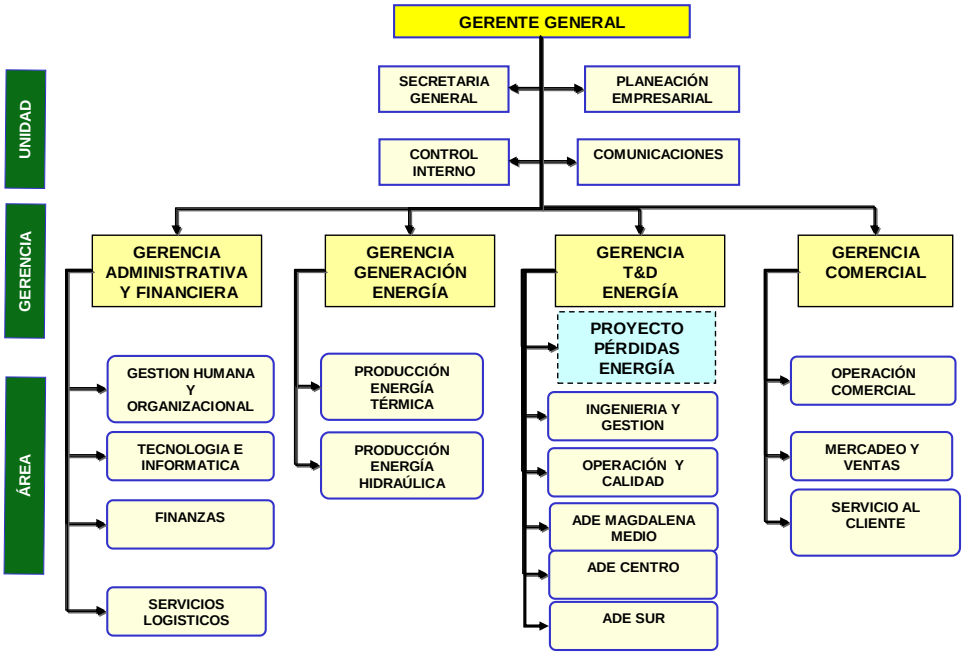
Para el **proceso Gestión Humana**: Es necesario fortalecer la Gestión del talento humano para lograr una trasformación total mediante el diseño de un modelo para su gerenciamiento, que permita integrar la estrategia, el desempeño y la contribución de las personas a los objetivos empresariales, de tal manera que se dé el apalancamiento del conocimiento para un mejor desempeño de la organización y logro de las estrategias.

Para el proceso **Desarrollo Organizacional:** garantizar la formulación de los modelos para la gestión de manera integral, teniendo como eje de éstos la gestión por procesos como dinamizador de la estrategia, con la articulación hacia el diseño y mantenimiento de la estructura, los mecanismos de integración, el desempeño organizacional, la gestión de calidad, el ciclo normativo de procesos y la descripción de cargos.

Para el **proceso Financiero**: Debe soportar la toma de las decisiones de forma ágil y oportuna, con la orientación a las inversiones, a la financiación y la operación del negocio. .
Para el **proceso Informático**: Fortalecer el desarrollo de los sistemas para lograr una trasformación total mediante la implantación de las mejores prácticas para que la organización alcance su efectividad organizacional

Propuesta de estructura administrativa y organizacional

ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA



Modificaciones

La nueva estructura de la ESSA.S.A.E.S.P debe dar un giro que concentre de manera apropiada la **Cadena de mando** para poder llevar a cabo las actividades necesarias de los procesos, que define claramente las **Responsabilidades** de cada área organizacional vinculadas al modelo de procesos de la organización, conservando la **Unidad de mando** bajo el esquema de responsable por proceso, teniendo en cuenta los **Tramos de control,** para que cada jefe puede dirigir efectivamente los recursos asignados y con la Autoridad y Derechos inherentes a una posición de jefe, para dar órdenes y esperar que dichas ordenes sean obedecidas.

La nueva macroestructura propuesta tiene grandes diferencias con la estructura actual de ESSA:

Para la **Gerencia General** la propuesta plantea unas áreas organizacionales "línea" que incluye la Secretaría General, las Unidades de Planeación Empresarial, Control Interno y Comunicaciones, para atender los procesos de Planeación Empresarial, Gestión Jurídica, Gestión de Relaciones y Verificación Empresarial. En ESSA estos procesos están dentro de los procesos denominados Gestión Gerencial. Se considera de vital importancia la creación de la Unidad de Comunicaciones porque el tema de las relaciones tantos internas como externas debe fortalecerse en la organización.

En la Estructura administrativa para la **Gerencia Administrativa y Financiera,** se establece que esta gerencia sea la responsable de los procesos de gestión de apoyo. En ESSA están compuestos por los procesos de gestión del talento humano y desarrollo organizacional, la gestión financiera, la gestión de la tecnología informática, el proceso de abastecimiento de

bienes, servicios y suministros y los servicios generales que corresponde a la gestión de los servicios corporativos (gestión documental, transporte y logística). En la propuesta se considera crear un área de Gestión Humana y Organizacional con el fin de fortalecer la gestión del talento humano y pasar las actividades relacionadas con la gestión del Sistema de Gestión de Calidad a la Unidad de Gestión Humana y organizacional, esto con el fin que el Desarrollo Organizacional responda integralmente por su función de diseñar y responder por una organización efectiva.

El Gerente y los jefes de área de la Gerencia de Administración y finanzas tienen la responsabilidad de proveer todos los recursos humanos y físicos para poder cumplir con los procesos técnicos y comerciales. Es decir, debe estructurar equipos de trabajo adscritos a sus áreas para garantizar que los procesos transversales se den en todas las regiones, garantizando en forma oportuna todas las soluciones técnicas dentro de su alcance.

Para la **Gerencia Generación** la Estructura administrativa tiene adscrita un área de producción de energía para desarrollar todas las actividades para la generación de energía hídrica. En la propuesta se plantea realizar una planeación integral del servicio, especialmente del desarrollo de la infraestructura, teniendo presentes no sólo los aspectos regulatorios y la normatividad técnica, sino también criterios de gestión de activos para hacer un manejo adecuado del ciclo de vida de los mismos y también considera la Gestión Ambiental y Social inmersa en las diferentes actividades.

Para la **Gerencia Transmisión y Distribución** la estructura administrativa plantea que esta área Gerencia responda por los procesos técnico del macroproceso “prestar el servicio de energía eléctrica”. La propuesta plantea un Área para la Operación del sistema de forma centralizada, otra área encargada de la Ingeniería y gestión que contiene todo lo relacionado con la Ingeniería del sistema, la calidad de la potencia, el mantenimiento de los equipos, la gestión de los equipos de medida, y la gestión administrativa y de materiales que se requiere para la operación y el mantenimiento del sistema.

Para garantizar la continuidad en la prestación del servicio en las diferentes regiones que atiende la ESSA, se configuran tres Áreas de Distribución Eléctrica dentro de la Gerencia Transmisión y Distribución con el objeto de atender de forma balanceada los procesos de mantenimiento de los elementos del sistema, el desarrollo de los proyectos de expansión que incluye la electrificación rural, la conexión al usuario, que es considerada como una actividades de índole más comercial. Además quedará adscrito dentro de esta gerencia el proyecto de control y reducción de pérdidas de Energía, con el fin de lograr un esquema integrador alrededor del proyecto. Es importante anotar que en EPM se resalta de forma especial el proceso de Control de pérdidas no técnicas de Energía como parte del proceso de gestión comercial. Sin embargo, en la práctica este proyecto, hoy proceso en EPM lo atiende el área técnica, y así quedará en esta propuesta de estructura.

En La Gerencia de Transmisión y Distribución, cada Jefe de Área responde por toda la región donde se presta el servicio coordina y controla el trabajo operativo realizado dentro del alcance de la región. Durante la ejecución representan a la compañía frente al cliente y representan al cliente frente al área.

La Estructura de la **Gerencia Comercial** está diseñada para coordinar los procesos de gestión comercial y atención de clientes, para proveer todos los recursos humanos competentes para llevar a cabo todas las actividades de índole comercial, con el fin de garantizar que la ESSA se enfoque en cliente, responda por las soluciones comerciales a los clientes en las regiones donde se presta el servicio, dentro esta gerencia se configuran tres

áreas de responsabilidad orientadas al desarrollo comercial, donde se planea la estrategia comercial de la empresa, se analice el mercado, se realice la venta de productos y servicios y se atienda con los esquemas adecuados los PQR, la gestión de la cartera y la educación al usuario del servicio de energía en los mercados urbano y regional, además de atender el servicio de alumbrado público.

Cada Gerente de Área es responsable por el plan de acción, el presupuesto y el cumplimiento de los indicadores establecidos, igualmente es responsable por las soluciones técnicas de los procesos que atiende y por proveer recursos competentes para desarrollar las actividades del proceso.

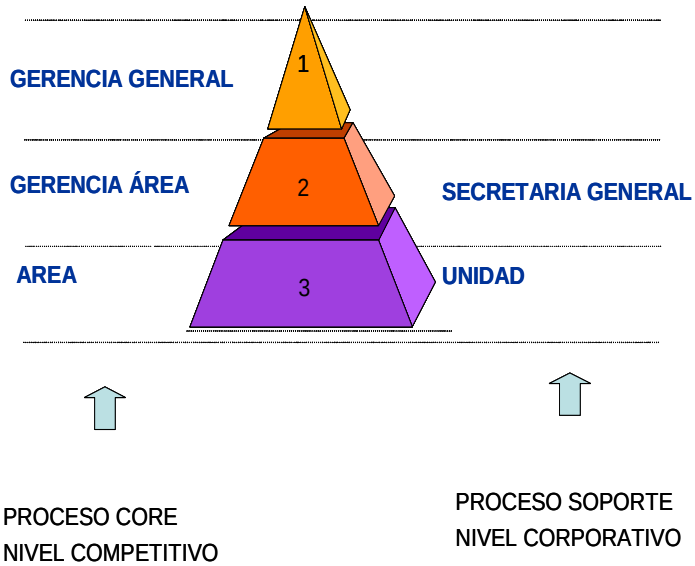
Dentro esta nueva estructura se propone generar la cultura de trabajo en equipo por medio de la conformación de equipos de trabajo al interior de las áreas formales de la estructura organizacional. Estos equipos de trabajo dependen de las necesidades específicas para la atención de los procesos. En cualquier caso, estos no constituyen estructura formal de la Empresa y su composición puede ser flexible dependiendo de los intereses de los Jefes de las áreas organizacionales para el cumplimiento de los objetivos de los procesos

Roles y Responsabilidades

La implementación de la nueva estructura administrativa y organizacional requiere de la definición de los roles y responsabilidades que contiene cada una de sus áreas, además de tener claridad sobre las responsabilidades referidas a las áreas sobre los procesos de la organización. Se hace necesario diseñar una nueva estructura de cargos para los niveles DIRECTIVO, PROFESIONAL, TECNICO Y OPERATIVO y su descripción que permita identificar, definir, delimitar y reflejar documentalmente la razón de ser y la contribución fundamental de un cargo en la organización.
La nueva estructura tiene tres niveles jerárquicos:

Nivel 1: Gerente General.
Nivel 2: Secretario General y Gerentes de Área
Nivel 3: Jefe Unidad y Jefe Área

Según como se ilustra en el siguiente gráfico:



Para la descripción de los cargos de la estructura administrativa de la ESSA. S.A. E.S.P, se tendrán como referentes los criterios establecidos en la guía para la descripción de cargos de nivel directivo, profesional, tecnólogos, técnicos y operativos de la casa matriz EPM y los requisitos mínimos que se requieren para poder ocupar un cargo en la organización. Estos requisitos lo constituyen el conjunto de estudios, conocimientos complementarios, habilidades, destrezas y experiencia, requeridos para el desempeño adecuado de un cargo.

Los criterios establecidos para la descripción de los cargos de la ESSA son los siguientes:

CRITERIOS	TECNOLOGOS, TECNICOS Y OPERATIVOS	PROFESIONALES	GERENCIA ,AREA Y UNIDADES	GERENCIA GENERAL
Alcance del cargo	Soporte técnico o administrativo, ejecución de tareas	Actividades específicas de procesos y/o proyectos	Coordinación de la estrategia y responsabilidad por Procesos	Dirección estratégica de la organización
Toma de Decisiones	·Instrucciones detalladas ·Limitada	Procedimientos Decisiones de actividades específicas	Políticas y lineamientos específicos de Proceso,Decisiones Gerencia/área/unidad	Políticas generales, Decisiones Complejas
Planeación	Ejecución Inmediata	Ejecución Corto Plazo y apoyo al mediano plazo	Gerencia del mediano plazo con estrategias de largo Plazo	Largo Plazo
Resultados	Propio Trabajo	Propio Trabajo y/o coordina ejecución de actividades de equipo de trabajo Objetivos operativos	Coordina de principio a fin ejecución de los procesos/. Consecución de Objetivos tácticos y apoyo a logo de los objetivos estrategicos	Objetivos estratégicos

Los requisitos lo componen los siguientes tópicos adecuados a las necesidades de la organización:

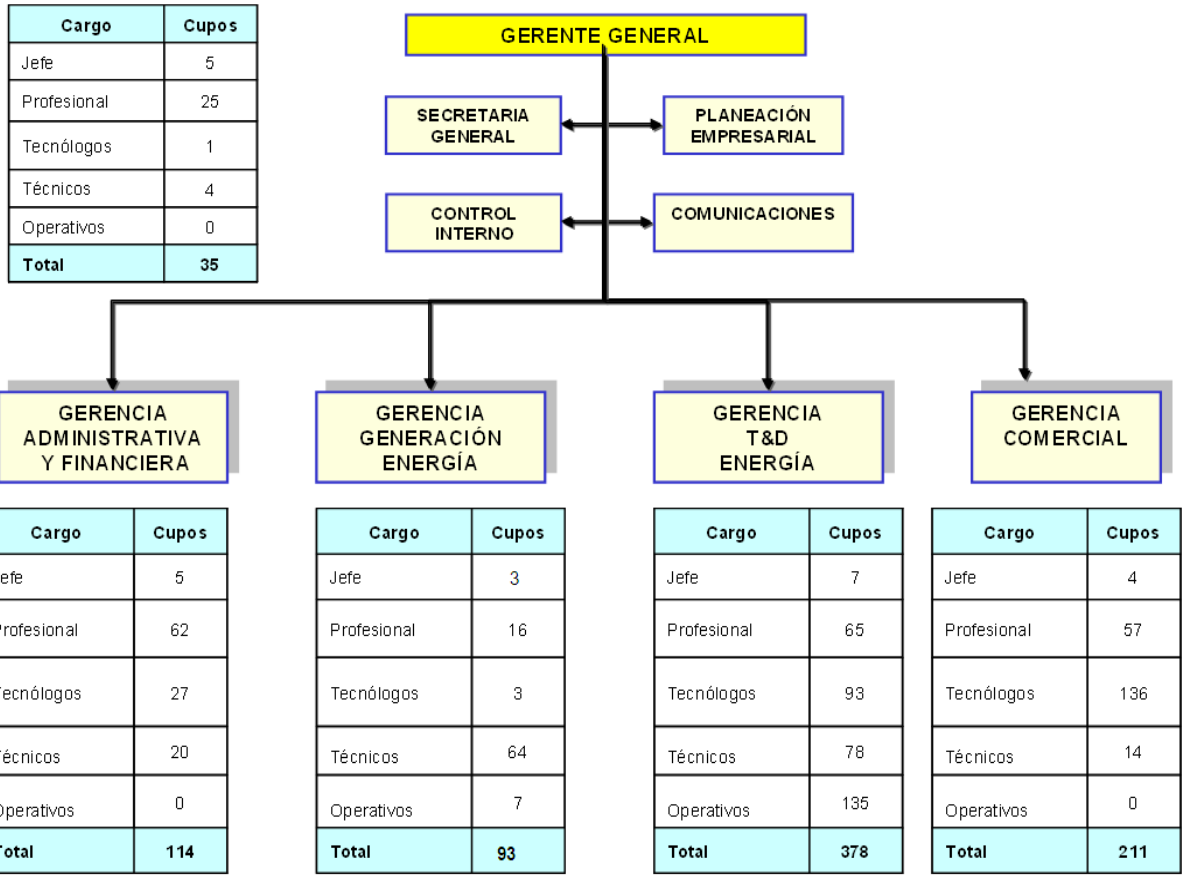
CARGO	ESTUDIOS	POSGRADO	EXPERIENCIA
DIRECTIVO	Titulo Profesional	Especialización en el área de desempeño.	De acuerdo al nivel
PROFESIONAL 1	Titulo Profesional	No requiere.	No requiere
PROFESIONAL 2	Titulo Profesional	Especialización en el área de desempeño.	De 1 a 3 años de experiencia
PROFESIONAL 3	Titulo Profesional	Especialización en el área de desempeño	Mas de tres años
TECNOLOGO	Tecnología en el área de desempeño	No requiere	(2) años en el desempeño de funciones relacionadas con el cargo.
TECNICO	Técnico en el área de desempeño	No requiere	(1) año en el desempeño de funciones relacionadas con el cargo.
AUXILIARES / OPERATIVO	Bachiller	No requiere	No requiere

Dimensionamiento de cargos y planta de personal

El diseño organizacional trae consigo la necesidad de establecer adecuadamente el número de posiciones requeridas por cada proceso y lograr el balanceo en la carga de trabajo, acorde con el diseño de la estructura administrativa y organizacional, con el fin de facilitar la implementación de la estrategia y el logro las metas planteadas por la casa Matriz.

El dimensionamiento de cargos y la planta de personal de la estructura organizacional de la ESSA se realizarán con base en el conocimiento y la experiencia de los responsables de procesos en la casa Matriz y los referentes en las empresas del grupo empresarial.

La propuesta de dimensionamiento de cargos y planta de personal que se propone para la ESSA.S.A. E.S.P, con el número actual de clientes legalizados (mayo 2009), para soportar esta nueva estructura administrativa y organizacional es de 831 plazas distribuidas de la siguiente forma:



Cargo	Cupos
Jefe	5
Profesional	25
Tecnólogos	1
Técnicos	4
Operativos	0
Total	**35**

Cargo	Cupos
Jefe	5
Profesional	62
Tecnólogos	27
Técnicos	20
Operativos	0
Total	**114**

Cargo	Cupos
Jefe	3
Profesional	16
Tecnólogos	3
Técnicos	64
Operativos	7
Total	**93**

Cargo	Cupos
Jefe	7
Profesional	65
Tecnólogos	93
Técnicos	78
Operativos	135
Total	**378**

Cargo	Cupos
Jefe	4
Profesional	57
Tecnólogos	136
Técnicos	14
Operativos	0
Total	**211**

Las actividades a realizar durante el año 2009 a realizar implementar la componente estructura en la ESSA son las siguientes:

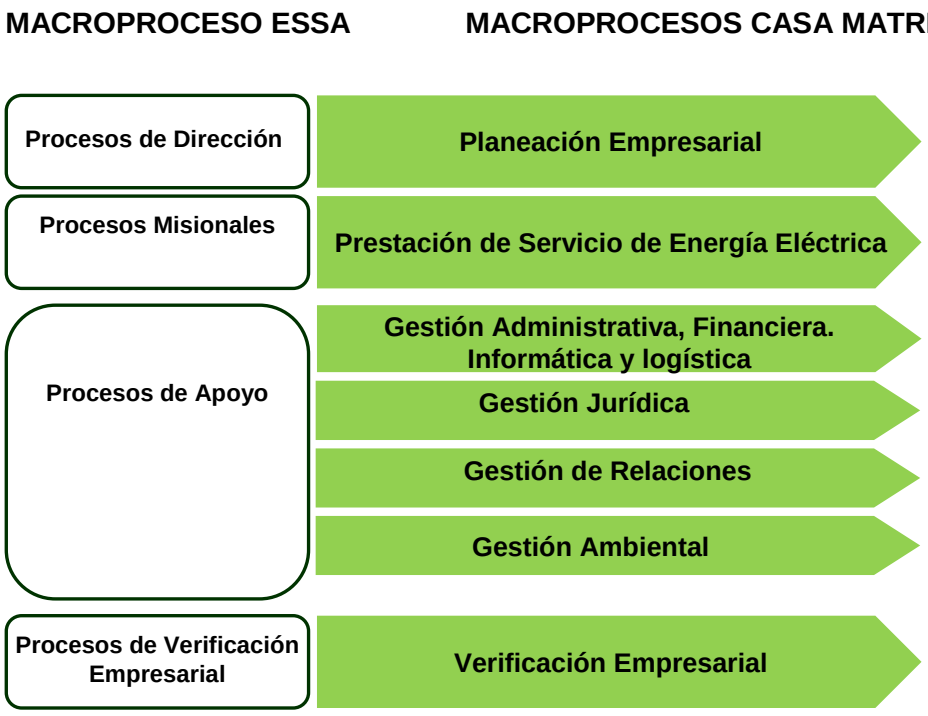
Actividades año 2009	Planes 2010 -2011
• Diseño y despliegue de la Estructura Administrativa y organizacional. • Estructura de cargos del nivel Directivo, profesionales, tecnólogos, técnicos y operativos. • Ajuste al dimensionamiento de la planta de personal • Definición de los mecanismos de interacción • Definición de los equipos de trabajo	Modelo intervención

9.1.3.2. Componente procesos

ESSA. S.A E.S.P es una organización medianamente organizada. Ha iniciado una gestión de procesos desde hace tres años para lo que ha organizado un sistema de documentación bien elaborado, con indicadores orientados a mantener un sistema de gestión de calidad, que a medida que se avanza ha ido ampliando el alcance.

Se debe dar inicio a la homologación de los procesos con el modelo de procesos de la casa matriz, con el fin de facilitar la interacción con ella. Dentro este plan de trabajo se identifican las mejores prácticas del grupo empresarial para su implementación, para lo cual se requiere abordar proyectos con personal dedicado a la revisión de los procesos identificados como críticos.

Para realizar el análisis de procesos se partió del Mapa de Procesos de EPM y se seleccionaron aquellos de aplicabilidad en La ESSA. Los procesos seleccionados no tienen una correspondencia uno a uno sino que han sido adaptados a la práctica de ESSA. La resultante es la siguiente:



En el proceso de planeación empresarial señalado arriba, se suponen presentes las actividades propias para realizar el direccionamiento estratégico de la organización

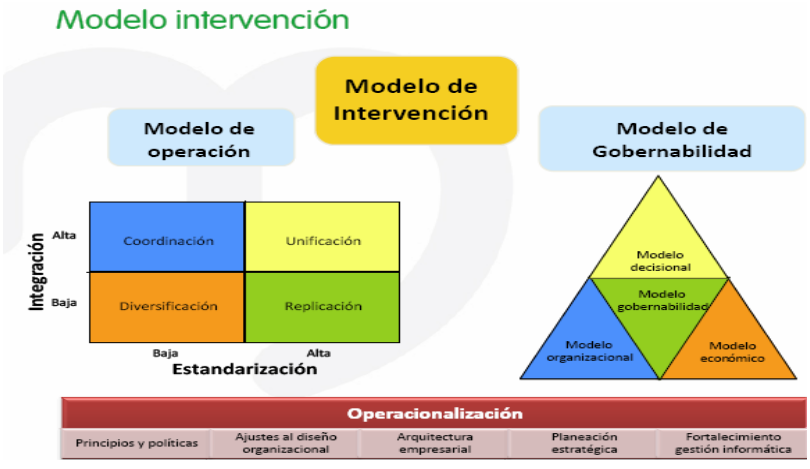
En el proceso prestación del servicio de energía están todas las actividades propias de negocio principal, tanto técnicas como comerciales. En la propuesta se plantea realizar una planeación integral del servicio, especialmente de la infraestructura, teniendo presentes no sólo los aspectos regulatorios y la normatividad técnica, sino también criterios de gestión de activos para hacer un manejo adecuado del ciclo de vida del mismo. La propuesta también considera la Gestión Ambiental como un proceso de soporte pero está inmersa en las diferentes actividades técnicas.

El proceso Gestión Administrativa, financiera, informático y logística tiene un compendio de procesos que asume una buena parte de los procesos de apoyo.

Como puede observarse de un plano más profundo del esquema, todos los procesos están siendo abordados por el esquema de planeación de la ESSA, algunos con otros nombres, algunos con alcances diferentes. El mapa de procesos actual es el hilo conductor de su Sistema de Gestión de Calidad, pero dentro de la definición de esta componente se determinarán los objetivos y alcance, con el fin de homologar los procesos y facilitar la implementación de mejores prácticas. Las propuestas presentadas en el documento buscan reordenar algunas actividades y hacer explícitas otras, con el objetivo de orientar la actuación de las áreas de ESSA, de forma más alineada para cumplir con los elementos de unidad de propósito y dirección a ser impartidos por el Grupo.

EPM ha definido un modelo de intervención que pretende especificar el tipo y grado de relacionamiento necesario para desarrollar las diversas temáticas del Grupo, y de manera específica, que facilite y aclare las relaciones entre la matriz y las filiales para cumplir efectivamente con el logro de la unidad de propósito y dirección. Es la definición del propósito de grupo y la consecuente determinación de alcance de la intervención institucional en las corporaciones y de la corporativa en los negocios y las empresas adquiridas. El siguiente cuadro resume el modelo de intervención:

El modelo de operación presenta las decisiones de integración y estandarización de procesos para llevar a los negocios y a las empresas adquiridas.



El modelo de gobernabilidad específica los derechos de decisión y la atribución de responsabilidades que generan las conductas deseadas en la organización, el siguiente esquema establece para la ESSA las necesidades de integración y estandarización de procesos según el modelo de operación definido por el Grupo Empresarial.

MACROPROCESO	PROCESOS	MODELO DE OPERACIÓN	ESSA S.A. E.S.P.
Planeación Empresarial	Formulación estratégica	Unificado	• Planeación informática: Formulación estratégica, planeación informática y AE de Grupo. Responsable casa matriz
	Planeación Comercial	Replicado en diferentes mercados	• Plan de mercadeo respeta parámetros regionales y cultura regional.
Prestación servicio de energía	Compra y venta de transporte de energía	Replicación	Arquitectura: Sistemas comunes, los datos y la tecnología son locales, se potencializa la economía del conocimiento, hay poder de negociación con los proveedores.
	Desarrollo de proyectos de infraestructura de los sistemas	Replicación	Los procesos deberán ser homologados con casa matriz; los sistemas de información deberán ser revisados para determinar si pueden ser ajustados a la práctica de EPM o si deberán ser remplazados por los de la matriz o de otra filial. Si no existen sistemas para soportar la práctica, lo más recomendado sería llevar los sistemas de la matriz o de otra filial, siempre y cuando esto no vaya en detrimento de la competitividad y viabilidad de la empresa. En caso de llevarse aplicativos de EPM o de otra filial, se deberá evaluar la conveniencia de que la infraestructura y los datos sean locales o no. En cuanto a los fuentes lo sugerido es mantener una sola versión administrada por la matriz, o por una de las filiales en caso de que la solución sea exclusiva de filiales.
	Operación de los Sistemas	Replicación	
	Mantenimiento de los Sistemas	Replicación	
	Compra de Energía Mercado Regulado	Replicado	
	Venta de productos ó servicios y vinculación de cliente	Replicación	
	Atención de Clientes	Replicación en diferentes mercados	
Prestación de otros servicios de valor agregado	Alumbrado público	Replicación	• Lo interviene el proyecto Calidad de servicio
Gestión de Tecnología de Información	Administración de relaciones con clientes de TI	Replicación	• Caracterización de procesos homologada. • Estructura organizacional a escala de matriz • Perfiles de cargos similar • Procedimintos de la matriz
	Diseño de servicios de TI	Unificado	• Procesos de TI de ESSA integran modelo teórico a escala de la matriz. Estructuras organizacionales se sintonizan con matriz, perfiles de cargos similares a matriz, recursos humanos trabaja en modelo de competencias suministrado por matriz. • Se centraliza la operación de algunos servicios de infraestructura, se centraliza la gestión de la mesa de ayuda y gestionan los contratos de adquisición de infraestructura tecnológica.
	Desarrollo de servicios de TI	Unificado	
	Operación y soporte de los servicios de TI	Unificado	
	Administración de relaciones con proveedores de TI	Unificado	
Gestión Ambiental	Gestión ambiental	Diversificado	• Se interviene desde otro proyecto
Gestión humana y Desarrollo Organizacional	Gestión humana y Desarrollo Organizacional	Unificado (excepto nómina)	• Lo interviene Gestión Humana y organizacional
Verificación Empresarial	Control Interno	Unificado	• Se interviene desde otro proyecto

Las actividades durante el año 2009 y los planes para el 2010 y 2011 a realizar para implementar la componente PROCESOS son las siguientes:

Actividades año 2009	Planes 2010 -2011
Homologación de modelos de procesos ESSA-GEN Energía	Los procesos críticos que se deben intervenir dentro este proyecto de diseño organizacional con el fin de implementar la mejor práctica son: ▪ Operación del STN y SDL ▪ Generar Energía ▪ Desarrollar proyectos de Expansión ▪ Mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución energía ▪ Definir estrategia Comercial, Gestión Comercial y Atención de Clientes, conocidos como proceso Comerciales. ▪ Aseguramiento de ingresos (incluye el proceso de control de pérdidas no técnicas)

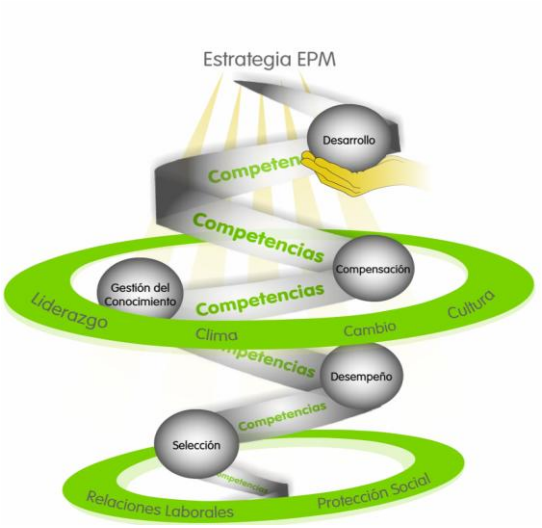
Con respecto a los procesos de soporte, cabe anotar que se hace necesario priorizar asuntos importantes en el desarrollo de la asignación de funciones a las nuevas áreas de la estructura administrativa en temas como:

- Administrar Recursos Humanos,.
- Desarrollo Organizacional.
- Desarrollar y Mantener Sistemas/Tecnología,
- Administrar Finanzas.

9.1.3.3. Componente personas

Para La ESSA de inicio de este Plan, el gerenciamiento del talento humano no es un factor crítico de éxito. Se observa que la Gestión Humana de la organización está enfocada a dar cumplimiento al acuerdo convencional. La organización actual no refleja una adecuada administración de la planta de personal, el manejo de particularidades en la gestión del personal no propicia un adecuado clima laboral al interior de la organización.
En el corto plazo la ESSA S.A E.S.P requiere definir un proceso de selección objetivo del personal y dar inicio al desarrollo de las habilidades, destrezas, aptitudes y cualidades de las personas de la empresa en los temas de interventoria de contratos, atención de clientes, seguridad y salud ocupacional y la definición de las competencias deseadas para la organización.

En el mediano plazo se debe diseñar e implementar un modelo para el Gerenciamiento del Talento Humano acorde con los lineamientos de la casa matriz que permita integrar la estrategia, el desempeño y la contribución de las personas a los objetivos empresariales.



El Modelo por desarrollar en la ESSA para el Gerenciamiento del Talento Humano, es la evidencia del compromiso del Grupo Empresarial EPM con las personas para adaptarse a la nueva realidad organizacional.

A través de sus componentes, el Modelo brinda a los directivos mecanismos que posibilitan el Gerenciamiento del Talento Humano. Esto permite la toma de decisiones oportuna, soportada en la información que generan los distintos procesos y facilita el desarrollo y la proyección de las personas, los equipos y la organización.

La selección del personal, el desempeño, la gestión del conocimiento, compensación y el desarrollo serán los componentes facilitadores de la evolución del Talento Humano.
El liderazgo, el clima organizacional, el cambio y la cultura son los componentes de la dinámica que se genera en la interacción del Talento Humano con la organización.
Las relaciones laborales y la protección social son los componentes de la gestión administrativa del modelo.

El Hilo conductor que dinamiza este modelo son las competencias que se deben desarrollar en las personas que hacen parte de la organización.

Las actividades durante el año 2009 y los planes para el 2010 y 2011 a realizar son las siguientes:

Actividades año 2009	Planes 2010 -2011
Diseño e Implementación del proceso de selección (lineamientos de la casa matriz) Programas de formación: • Interventoria	Modelo para el Gerenciamiento del Talento Humano: • Competencias • Gestión del desempeño • Desarrollo del personal

• Enfoque en el cliente • Seguridad y Salud Ocupacional (aprovechar el acompañamiento de la ARP)	• Clima Organizacional • Gestión del conocimiento • Aprendizaje

9.1.3.4. Componente recompensas

La ESSA no tiene una adecuada administración de la estructura salarial y beneficios. La estructura de salarios no obedece a procedimientos de valoración, la promoción del personal se hace de con base en los acuerdos convencionales en los cuales están establecidos los salarios de enganches. Además existe un esquema de promoción salarial establecido por convención colectiva de que cada año como mínimo se debe promocionar el 18% de la planta. Este esquema, con esquemas de selección debiles, ha generado mal clima en la organización.

Se debe adaptar el modelo de medición y control de gestión del desempeño organizacional e individual, que se ha implementado en el Grupo Empresarial EPM, como elemento fundamental del proceso de transformación, para motivar, atraer y retener el personal competente de la ESSA a través del desempeño individual de las personas.

Las actividades durante el año 2009 y los planes para 2010 y 2011 son las siguientes:

Actividades año 2009	Planes 2010 -2011
Fijar las políticas y directrices del grupo empresarial para la Gestión del desempeño asociado al esquema de promoción.	Modelo para el Gerenciamiento del talento Humano. Negociación de la convención colectiva

9.1.4. Fase 3: Implantación

Se deben desarrollar en forma organizada, todas las acciones establecidas de corto plazo entre los meses de Junio a Diciembre de 2009 que son de fácil implementación y alto impacto en la empresa y que no requieren recursos significativos. Las actividades de mediano y largo plazo obedecen a planes que requieren recursos, coordinación y seguimiento continuo. De acuerdo con el siguiente cronograma:

PROYECTO DISEÑO ORGANIZACIONAL	01/07/2009	31/12/2010
FASE 1: DEFINICIÓN DE LA COMPONENTE ESTRATEGIA	**01/07/2009**	**01/10/2009**
COMPONENTE ESTRATEGIA : Alineación estratégica del negocio.	01/07/2009	01/10/2009
FASE 2 :DISEÑO ORGANIZACIONAL	**01/07/2009**	**31/12/2010**
COMPONENTE ESTRUCTURA : Definición de la Estructura Organizacional	01/07/2009	31/12/2009
COMPONENTE PROCESOS	**01/07/2009**	**31/12/2010**
Homologación de procesos	01/07/2009	01/10/2009
Implementación de las mejores prácticas	01/10/2009	31/12/2010
COMPONENTE PERSONAS/RECOMPENSAS	**01/07/2009**	**31/12/2010**
Capacitación y entrenamiento	01/07/2009	31/12/2009
Diseño MODELO PARA EL GERENCIAMIENTO DEL TALENTO HUMAN0	01/07/2009	31/12/2010
Implantación del MODELO para el GERENCIACIAMIENTO DEL TALENTO HUMANO	01/10/2010	31/12/2010
FASE 3 IMPLEMENTACIÓN DISEÑO ORGANIZACIONAL	**01/10/2009**	**31/12/2010**
Implantación de Tecnología de Información	01/03/2010	31/12/2010
Ajustes en la Componenete Estructura y procesos	01/10/2009	01/05/2010
Adaptación de cambios	31/12/2009	31/12/2010
FASE 4 ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO	**01/07/2009**	**31/12/2010**

Se propone desarrollar el proyecto de Diseño Organizacional en 3000 horas de asesoría por parte de la casa matriz, para lo cual se tendrá en cuenta el modelo de gobernabilidad establecido, donde estén definidas las interacciones entre la matriz y la filial. Es importante tener claridad del esquema de implantación, comprendiendo la realidad organizacional de ESSA, y que las peticiones y acciones emprendidas desde el proyecto no desborden la capacidad de ESSA de dar respuesta, poniendo en peligro la concentración de la empresa en su negocio básico, y con la posibilidad de destruir valor.

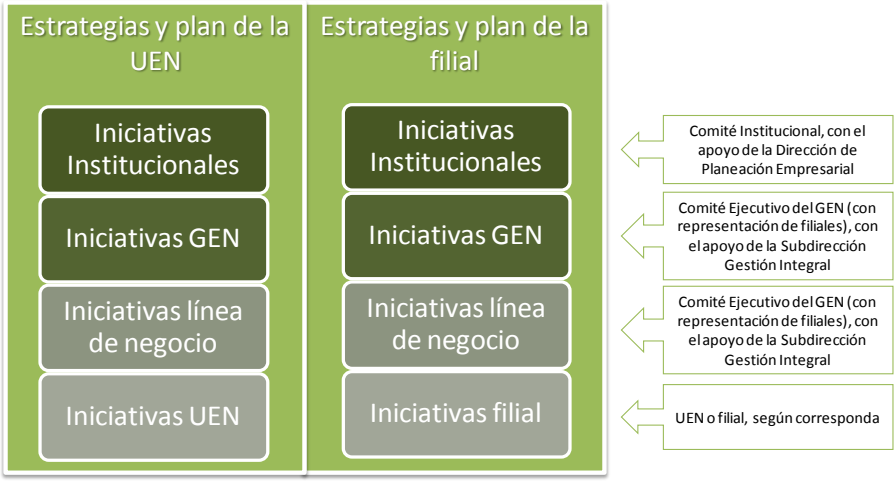
Para que esta práctica sea una realidad es importante respetar los lineamientos definidos para la interacción con filiales[4]:

- El punto integrado de contacto con las filiales es la Subdirección Empresas Vinculadas Energía, que tiene presencia en la Junta Directiva. Para aquellos procesos Institucionales que tienen ejecución en el GEN, el punto de contacto inicial es la dependencia del GEN, quien deberá escalar a la Institución cuando el tema de interés no corresponde al GEN. Toda esta programación deberá ser previamente acordada con el Grupo Empresarial bajo el contrato de Colaboración.
- Cada GEN podrá definir los mecanismos para integrar, en el mínimo de interlocutores en EPM, los temas que deben manejarse frente a las filiales, de manera que se disminuya la complejidad de la interrelación.
- Con el propósito de asegurar un balance adecuado entre iniciativas Institucionales,

[4] Los lineamientos no han sido formalmente aprobados.

Corporativas, Competitivas de línea de negocio y propias de la filial, la Subdirección Gestión Integral Energía, en su rol de planeador estratégico del GEN, es responsable de integrar los planes de acción que se llevarán a cabo en la filial por parte de las dependencias de EPM. Ésta dependencia asegurará que las interacciones son priorizadas. Para ello, La Gestión Integral interactuará con la Dirección Planeación Institucional para priorizar las acciones de Grupo y con el Director del GEN para priorizar las acciones del GEN.

- La Subdirección Empresas Vinculadas Energía analizará integralmente el impacto que las acciones de EPM tendrán en la capacidad operativa de la filial y en su habilidad de cumplir las metas operativas y financieras planteadas por el Director del GEN. Basado en ello, retroalimentará a la Subdirección Gestión Integral para hacer los ajustes que sean necesarios en el plan de acción que debe ejecutar la filial por mandato de EPM.
- La Subdirección de Empresas Vinculadas define, junto con las dependencias correspondientes, los mecanismos necesarios para lograr la materialización de la intervención en las filiales. Esto puede ser diferente en cada GEN.
- La Subdirección Empresas Vinculadas Energía intervendrá para asegurar el cumplimiento de compromisos de EPM hacia la filial y viceversa.
- La Subdirección de Empresas Vinculadas, por intermedio de las Juntas Directivas, asegura la ejecución de las intervenciones.



Los lineamientos no han sido formalmente aprobados.

Rol de las Subdirecciones Empresas Vinculadas:

- Asegurar que las acciones de EPM en las filiales son acordes con su capacidad operativa y con su habilidad de cumplir las metas financieras
- Hacer los esfuerzos razonables tendientes a que las determinaciones de unidad de propósito y dirección emanadas de EPM sean adoptadas en las empresas vinculadas, a través de sus Juntas Directivas
- Definir, por proceso, junto con las dependencias correspondientes, los mecanismos necesarios para lograr la materialización de la intervención en las filiales.
- Verificar el cumplimiento de los compromisos de EPM hacia las filiales y viceversa.
- Realizar el control y seguimiento de las inversiones (filiales e inversiones de portafolio), con el fin de asegurar el cumplimiento de las metas financieras.
- Realizar las gestiones administrativas relacionadas con las juntas directivas

Rol de las Subdirecciones de Gestión Integral, en cuanto a filiales

- Formular la planeación estratégica integrada del GEN, dentro del contexto Institucional, incluyendo líneas de negocio.
- Integrar los planes de acción que se lleven a cabo en las filiales como resultado de la planeación estratégica y la implantación de los modelos de operación.
- Asegurar la priorización de las acciones que se lleven a la filial, con la Dirección Planeación Institucional y con el Director del GEN, según corresponda.
- Hacer seguimiento al cumplimiento del plan estratégico integrado del GEN.

9.1.5. Fase 4: Administración del cambio

La administración del cambio deberá realizarse durante todo el proceso de diseño organizacional. Se deben identificar los rasgos de cultura de la organización de la ESSA, para lograr una alineación con la cultura del grupo empresarial EPM. Se debe trabajar el factor humano, para que la empresa sepa asimilar todas las disposiciones emanadas desde la casa matriz, con énfasis en el plan de negocios. Esta fase debe ir acompañada de una estrategia de comunicación que este informando al personal de la ESSA de todos los avances de este proceso de diseño organizacional.

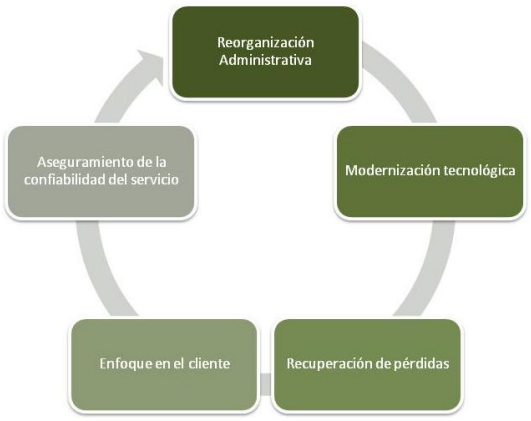
9.2. Plan de tecnología informática

Bajo la dirección de EPM, ESSA implementará y actualizará un Plan de desarrollo tecnológico e Informático para atender las necesidades de cada uno de los objetivos generales y los enunciados.

El objetivo de la Dimensión de TI en el plan de negocio de ESSA es definir los proyectos y acciones de TI que se deben emprender a nivel institucional, de GEN y de la Filial, para apalancar los proyectos que el grupo empresarial EPM focalizó para recuperar la inversión hecha en esta empresa, como se ilustra en la siguiente gráfica.

- La Reorganización administrativa
- La Modernización tecnológica
- La Recuperación de pérdidas
- El Enfoque en el cliente
- y El Aseguramiento de la confiabilidad del servicio.

Recuperación de la inversión – proyectos



Atendiendo el lineamiento del modelo de intervención a su grupo de filiales, los procesos de prestación de prestación de servicios de energía deberán ser homologados con la casa matriz; los sistemas de información deberán ser revisados para determinar si pueden ser ajustados a la práctica de EPM o si deberán ser remplazados por los de la matriz o de otra filial. Si no existieran sistemas para soportar la práctica, lo más recomendado sería llevar los sistemas de la matriz o de otra filial, siempre y cuando esto no vaya en detrimento de la competitividad y viabilidad de la empresa.

Para apoyar los proyectos, se plantean una serie de acciones para realizar en el corto plazo y planes para realizar en el mediano plazo:

El proyecto de Reorganización administrativa busca potencializar la organización de TI de la ESSA bajo un esquema homologado de gestión de TI con la casa matriz.

El proyecto Modernización tecnológica, está enfocado a lograr mejoras en la calidad de la prestación del servicio a los municipios de la región; aumentar la satisfacción de los clientes; realizar el monitoreo remoto de las 5 centrales hidráulicas; mejorar la confiabilidad y calidad del servicio; cumplir exigencias regulatorias; lograr la operación remota de las subestaciones y disminuir los tiempos de reposición del servicio disponiendo de información valida y real y mejorar la calidad de comunicaciones en las 6 zonas y subregiones respectivas.

El proyecto Recuperación de pérdidas de energía, busca viabilizar el logro de los indicadores propuestos por el “programa de control y reducción de pérdidas energía”. Su foco consiste en reducir el indicador del SDL del 17.6% al 10.78% y, si mirado desde el punto de vista del comercializador, el indicador debe reducirse del 22.34% al 13.37%.

El proyecto Enfoque en el cliente, busca apoyar el aumento de la satisfacción de los 535.695 clientes, de los cuales el 62% están en Bucaramanga y el 38% en las demás zonas, todos ellos repartidos en 92 municipios. Mejorar la conectividad y los servicios de las 28 oficinas existentes y habilitar en su totalidad 12 oficinas nuevas y 1 oficina móvil en el primer año.

Bajo el proyecto de Confiabilidad del servicio, la TI se enfocará a mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, garantizando el cumplimiento de las exigencias regulatorias; logrando la

operación remota de las 78 subestaciones, disminuyendo los tiempos de reposición del servicio y reduciendo la quema de transformadores por sobrecargas.

Objetivo:
El objetivo de la Dimensión de TI en el plan de negocio de ESSA es definir los proyectos y acciones de TI que se deben emprender a nivel institucional, de GEN (Grupo Estratégico de Negocios) y de filial, para apalancar los proyectos que el grupo empresarial EPM focalizó para recuperar la inversión hecha en esta empresa.

Este capítulo se concentra en definir los temas relevantes de TI que habilitan dichos proyectos y que se trabajarán durante estos próximos 5 años, pero esto no implica que no resulten otros proyectos de TI que durante estos próximos años se definan como resultado de iniciativas del grupo empresarial o de la misma filial, proyectos que, en todo caso deberán garantizar el crecimiento del valor de la Electrificadora de Santander S.A.

Es claro que la ESSA tendrá que seguir haciendo todo lo necesario en TI para mantener la calidad de la prestación de los servicios y la atención a clientes, lo que la regulación exija y lo que impongan los cambios tecnológicos.

La base sobre las que se sustentan las siguientes propuestas de TI es el modelo de intervención del grupo empresarial EPM, el cual está conformado por el modelo de operación y el modelo de gobernabilidad. Como principio se busca el mayor número de sinergias entre las empresas del grupo empresarial de energía, con el fin de lograr economías de escala, sin que esto vaya en detrimento de la viabilidad empresarial.

El gráfico modelo de operación explicado en el capítulo de reorganización administrativa explica el nivel de intervención de TI en la filial ESSA (cuarta columna) basado en el modelo de operación definido por el grupo empresarial. Solo aparecen los procesos a intervenir en el plan de negocio.

9.2.1. Proyecto Reorganización administrativa

La reorganización administrativa busca potencializar la organización de TI de la ESSA, bajo un esquema homologado de gestión de TI con la casa matriz.

La estructura administrativa de la organización de TI en la ESSA, el modelo de intervención y la estrategia de tercerización, deben garantizar que los recursos humanos y físicos de la misma van a ayudar a alcanzar los objetivos de la organización. El rediseño de esta estructura organizacional es una consecuencia de la definición de las nuevas estrategias que se estarán formulando en los diferentes frentes del plan de negocio con el fin lograr los objetivos establecidos para la organización.

Los siguientes son las acciones y planes que harán parte de esta reorganización administrativa:

9.2.1.1. Acciones (para iniciar en el corto plazo)

9.2.1.1.1. Divulgación de la Gobernabilidad y de las políticas de TI

La importancia de la Gobernabilidad de TI en la ESSA, radica en crear nuevas oportunidades de negocio facilitando decisiones que impactan sobre las soluciones que proveen dinamismo en sus procesos; sensibilizar en los procesos los verdaderos costos de la tecnología requerida por los procesos, y ayudar que niveles diferentes a la alta gerencia también tomen decisiones.

La casa matriz ha establecido un modelo de gobernabilidad en el que se especifican las instancias de decisión y el marco de asignación de responsabilidades para promover la conducta deseada en el uso de TI. Es importante divulgar este modelo en la filial y motivar que se defina el modelo decisional al interior de la ESSA. (Ver cuadro modelo de gobernabilidad de TI).

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
MODELOS DE GOBERNABILIDAD

Tema: Informática
Matriz Roles versus responsabilidades - Documento de trabajo

Roles / Decisiones o responsabilidades	Junta Directiva	Gerente General	Comité institucional	Dirección Planeación	Dirección Servicios	Subdirección Tecnología de	Director de GEN	Comité Ejecutivo	Gerente de UEN	Grupo Primario de UEN	Unidad Informática de los	Junta Directiva de Filial	Gerente de filial	Grupo Primario de Filial	Áreas de Informática de la filial	Rol por asumir	NOTA
Formulación de políticas	A	CA	CA			R					C						
Diseño del proceso de TI						RA					C						
Formulación estratégica, planeación informática y AE de Grupo			CA	C		R					C						
Desarrollar la Planeación informática y AE en lo Institucional - Procesos Comunes (comerciales)						R					C					A	* Enmarcada dentro la formulación estratégica informática y AE de Grupo * Las aprobaciones las dan los dueños de proceso
Desarrollar Planeación informática y AE en lo Institucional - Transversales (de soporte)						R					I						* Enmarcada dentro la formulación estratégica informática y AE de Grupo * Las aprobaciones las dan los dueños de proceso La AE incluye también arquitectura de soluciones (incluye nombre de productos físicos)
Desarrollar Planeación informática y AE para lo propio del GEN						CI	A				R						Enmarcada dentro la formulación estratégica informática y AE de Grupo
Desarrollar Planeación informática y AE para lo propio de la UEN						CI			A		R						Enmarcada dentro la formulación estratégica informática y AE de Grupo
Planeación informática y AE de filial - Aguas						CI					R			No hay			No van a tener áreas informáticas en las filiales. En caso de compra de empresas, con áreas informáticas consituidas, estas serán responsables de la planeación y la AE, con C de la Unidad de Informática
Planeación informática y AE de filial - Energía						CI					C				R		
Definición de arquitecturas tecnológicas (estándares, patrones, HW y SW de base)						RA					C						
Evaluación y control	Es responsabilidad de quien formula																

R: Responsable del proceso, **A**: Aprueba producto, **C**: Se le consulta, **I**: es informado

La Subdirección Tecnología de Información es la responsable de definir las Políticas y Lineamientos Tecnología de Información (TI) de las Empresas del Grupo Empresarial, las cuales orientan la toma de decisiones con el fin de maximizar el aprovechamiento de los recursos de Tecnología de Información (TI) puestos a disposición de clientes y usuarios. Este plan propone llevar a la Junta Directiva de la ESSA las Políticas de Tecnología de Información (TI) de la casa matriz, con el propósito de orientar las decisiones de Tecnología de Información (TI) y los Lineamientos requeridos para instrumentar dichas Políticas.

9.2.1.1.2. Estrategia de tercerización

En principio, se espera que en el largo plazo muchas de las aplicaciones informáticas de las los procesos principales de negocio de las filiales estén homologadas con las de EPM, siempre y cuando esto no vaya en detrimento de la viabilidad y competitividad de la filial.

Para ello, es necesario que:

- Las plataformas informáticas estén homologadas, a fin de garantizar compatibilidad de los servicios informáticos.
- Los modelos de gestión informática estén homologados, a fin de facilitar la administración de los servicios informáticos en múltiples empresas.
- De otro lado, esta estandarización favorecerá la homologación de proveedores y, eventualmente, la integración de los mismos en el Grupo, lo que implica la posibilidad de administración unificada de servicios y plataforma. En particular, el incremento paulatino de aplicaciones de Grupo llevará a la necesidad de integrar los Centros de Servicios Informáticos.
- Por todo lo anterior, se solicita que las filiales no aumenten sus plantas de personal de contrato a término indefinido para los siguientes temas, los cuales se sugiere manejar dentro de la estrategia de tercerización:
    - Servicio y soporte de usuario final
    - Ingeniería, mantenimiento y soporte de infraestructura informática
    - Desarrollo, mantenimiento y soporte de software

De otro lado, se considera aceptable que las filiales conserven sus capacidades en aquellas actividades necesarias para asegurar un conocimiento de la realidad técnica e idiosincrática de la filial, a fin de responsabilizarse efectivamente de:

- Especificación de las soluciones necesarias para la realidad local
- Asegurar la asimilación de las soluciones de TI
- Diagnóstico de la problemática local y propuesta de soluciones

Las áreas informáticas de las filiales tendrán procesos, estructuras organizacionales y roles similares (no necesariamente iguales), lo que facilitará la interacción con ellos, al proveer un lenguaje común.

Los siguientes procesos se deben tercerizar en la ESSA a fin de liberar recursos propios que estén asignados a atender los procesos nucleares de la organización.

- Servicios de infraestructura (Ingeniería, mantenimiento y soporte de infraestructura informática)
- Servicio de ofimática (soporte de usuario final)
- Servicio de aplicaciones (Desarrollo, mantenimiento y soporte de software)

Servicios de Infraestructura, Ofimática y aplicaciones

- Servicios Informáticos tercerizados, para el soporte de Ofimática de nivel 0 y 1 con un solo proveedor
- Servicios informativos tercerizados de infraestructura (servidores, comunicaciones y bases de datos) con un solo proveedor para nivel 2
- En caso de requerirse servicios de apoyo para soporte de infraestructura, se podrán contratar a través del proveedor de los servicios de soporte de ofimática
- El mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos se debe realizar a través de los contratos de garantía.
- Debido al gran número de servicios informáticos que serán comunes a las empresas, se puede presentar una integración de mesas de ayuda de las empresas del Grupo. Por tanto, no se deben hacer contratos de muy largo plazo (no más de un año).

- La tercerización del nivel 1 de soporte de aplicaciones y de nivel 0 y 1 de infraestructura permitirá reducir la sobrecarga de trabajo de los analistas de soluciones. Además, les permitirá enfocarse mejor en las actividades tácticas y estratégicas.
- Se deben hacer los esfuerzos organizacionales tendientes a homologar elementos informáticos, prácticas y proveedores, con miras a contar con contratos marco y eventualmente una administración unificada.

Ingeniería y mantenimiento de infraestructura

- Paulatinamente se entregará a terceros la ingeniería y gestión de la infraestructura. Se analizará la viabilidad de contratar un proveedor para infraestructura y otro para telecomunicaciones.
- Debido a la búsqueda de economías de escalas y la necesidad de homologar plataformas informáticas, es posible que estos temas tiendan a ser controlados por el Grupo, por lo que se puede empezar a buscar proveedores que atiendan a todas las empresas. Por tanto, no se debe hacer contratos de muy largo plazo (ídem).
- La tercerización de estas actividades permitirá aliviar la sobrecarga del empleado a cargo de la infraestructura.

Mantenimiento y desarrollo de soluciones informáticas

- Todo el desarrollo y mantenimiento de software se debe hacer por medio de terceros. Se favorecen las aplicaciones compradas, antes que los desarrollos a la medida. Se conservará el criterio de desarrollar en la empresa las especificaciones y el proceso de asimilaciones de soluciones informáticas. Conviene contratar desarrollo independiente de pruebas y calidad.
- El mantenimiento y soporte se pueden contratar con un proveedor de outsourcing de desarrollo. Para los proyectos grandes se deben hacer contratos específicos, a los que pueden ofertar varios proveedores.
- Las soluciones que se requieran de la matriz para homologar prácticas las suministrará EPM (Subdirección de Tecnología de Información o Unidad Informática Energía).
- Lo que es particular de la empresa, o que no ha sido homologado por EPM, se contrata con terceros. Contratar con dos firmas independientes el mantenimiento y el soporte, a fin de disminuir el riesgo de abuso de posición dominante por parte de los proveedores.
- Se debe evaluar la posibilidad de contratar a los contratistas actuales a través de una empresa de desarrollo, para limitar el riesgo legal.
- La tercerización del mantenimiento de soluciones informáticas permitirá aliviar la sobrecarga de los analistas informáticos y liberar capacidad para asumir la demanda creciente de aplicaciones.

Teniendo en cuenta este modelo de tercerización, se plantea la organización informática de la ESSA bajo el siguiente esquema de microestructura organizacional.

9.2.1.1.3. Microestructura de TI

La siguiente micro estructura está orientada a atender los procesos: planeación de TI, diseño de servicios de TI, desarrollo de servicios de TI, operación y soporte de los servicios de TI,

administración de relaciones con clientes y proveedores de TI, control y mejoramiento de los servicios de TI, diseño técnico y financiero del servicio de TI.

Ella busca superar debilidades en la función informática, focalizar la eficiencia operacional y la fidelización de clientes, lo que favorecerá el posicionamiento de TI; estandarizará e integrará los procesos de negocio e información con el Grupo EPM y su consecuente impacto en aplicaciones, tecnologías y prácticas informáticas e incrementará la tercerización para liberar recursos y atención para otras actividades.

La micro estructura deberá tener las siguientes funciones:

Dependencia Informática: Un jefe que tendrá la responsabilidad de liderar el equipo de trabajo, servir de enlace entre la empresa y EPM para todos los temas informáticos.

Estrategia y arquitectura: Tendrá las funciones de formular la arquitectura empresarial y arquitecturas físicas; definirá estándares de desarrollo; coordinará el Comité de Cambios para asegurar verificación; participará en la formulación del portafolio de servicios; definirá las arquitecturas de solución; monitoreará el entorno informático local y preparará informes gerenciales.

Servicios al usuario y operaciones informáticas: Deberá atender las funciones de gestionar los proveedores de administración de infraestructura (incluyendo telecomunicaciones); gestionará los proveedores de servicio y soporte; operará los servicios en producción (los que no estén tercerizados); brindará servicio y soporte técnico a usuario final; responderá por la seguridad y la continuidad de TI.

Soluciones informáticas: este equipo deberá gerenciar los proyectos informáticos; centralizará la información de todos los proyectos a cargo; deberán estar organizados por procesos de negocio, con el fin de ir conociéndolos en profundidad para habilitarlos con TI; interactuará con proveedores y con EPM para obtener y evolucionar soluciones informáticas y actuará como ejecutivos de cuenta para los clientes internos.

Apoyo administrativo financiero: deberá gestionar el presupuesto de TI; tramitará contratos internamente, administrará la información de contratos con proveedores y EPM; gestionará la contabilidad de TI (para cargos a las otras dependencias)

La organización informática deberá adquirir unas competencias para asegurar el desarrollo de las capacidades requeridas para responder a los imperativos de la organización. Ellas son:

Conocimiento de negocio

- Conocimiento de la empresa, el mercado en que se desempeña y su idiosincrasia
- Generación, Transmisión & Distribución y comercialización de energía
- Estrategias de negocio y gestión de procesos

Gestión informática

- Replicación de prácticas usando TI
- Especificación y evaluación de soluciones
- Gerencia de proyectos
- Administración de Servicios de TI
- Asimilación tecnológica y gestión de cambio organizacional
- Arquitectura Empresarial y de soluciones
- Análisis de negocios (incluyendo análisis financiero)
- Gestión basada en indicadores

Tecnologías informáticas

- Seguridad y continuidad
- Inteligencia de Negocios
- Plataformas de colaboración
- Gestión documental
- Integración de sistemas
- Tecnologías informáticas aplicables a negocios de generación T&D y comercialización

Gestión de terceros (en adición a las de gestión informática)

- Recepción de soluciones
- Identificación, selección, negociación y manejo de proveedores

Basados en estas competencias deberán **definirse los roles** de:

- Arquitecto empresarial
- Arquitecto de dominio / Arquitecto de seguridad
- Asesor en gerencia de proyectos
- Líder / Administrador de proyectos
- Líder/Analista/Administrador de servicios informáticos
- Administrador tercerización
- Coordinador/asesor filiales
- Analista de contratación
- Gestor de presupuesto / gestor logístico

Finamente se recomiendan las siguientes acciones:

- Vincular un empleado a cargo de temas de estrategia y arquitectura
- Asignar empleado de cargo de auxiliar, para reducir sobrecarga del Jefe de Oficina en funciones administrativas y financieras
- Definir modelo de interacción entre áreas y con el negocio (directivos, usuarios, EPM, áreas de informática).
- Revisar y ajustar los roles de individuos y equipos
- Evaluar el personal para determinar brechas frente al estado esperado

- Hacer un plan para el desarrollo o adquisición de las nuevas habilidades requeridas, por cada individuo. Iniciar cuanto antes la preparación de personal
- Actualizar planes de desempeño
- Conformar los equipos y asignar a las personas los roles ajustados
- Crear un Comité de Gestión de Cambios Informáticos, para aprobación de desarrollo de cambios
- Crear un Comité de Entregas a Producción, para aprobación de puesta en producción de cambios a la plataforma o las soluciones informáticas.
- Con el apoyo de EPM, contratar una empresa que ejecute un plan de choque para estabilizar la plataforma informática y fortalecer los modelos de administración de la misma. Una vez esto ha sido realizado, se puede proceder evaluar la tercerización de su administración.
- La UTI (Unidad de TI) de la ESSA debe administrar toda la infraestructura tecnológica, inclusive las terminales (TPL´s) de lectura, corte, reconexión y pérdidas. Las políticas de TI deben incluir esta señal.
- Se debe hacer la negociación de licencias en contratos marco y no individualizadas.

9.2.1.1.4. Mesa de ayuda

La tercerización de la mesa de ayuda permitirá aliviar la sobrecarga de los analistas informáticos y liberar capacidad para asumir la demanda creciente de aplicaciones. Con la ayuda de EPM, la ESSA debe tercerizar la mesa de ayuda responsable de nivel 0 y nivel 1. El enfoque de esta mesa de ayuda debe ser global, coordinando mesa de ayuda local para cada filial. Ver anexo 1: Mesa de ayuda.

9.2.1.1.5. Evaluación sistema de contratación

Debido a que el proceso de contratación de la ESSA tendrá una alta intervención de la casa matriz, será necesario evaluar la tecnología que actualmente lo soporta y las alternativas que existan para mejorarlo.

9.2.1.2. Planes (para iniciar en el mediano plazo)

9.2.1.2.1. Procesos de TI

Atendiendo las señales del modelo de operación en lo que se refiere al proceso de Gestión de Tecnología de Información, la ESSA debe integrar el modelo teórico con los criterios de la casa matriz. Para ello es necesario que con anterioridad, la microestructura de TI propuesta en capitulo anterior, esté implementada para que se pueda sintonizar estos procesos con casa matriz, al igual que los perfiles de cargos y el modelo de competencias. Es importante que se centralice desde la matriz la operación de algunos servicios de infraestructura y se gestionen contratos de adquisición de infraestructura tecnológica. Ver anexo #2: Procesos de Gestión de Tecnología de Información.

9.2.1.2.2. Organización Centro de procesamiento ESSA y centros de cableado

El centro de cómputo de la ESSA, no cumple con las condiciones mínimas requeridas por un Datacenter, como espacio físico, seguridad, potencia, aire acondicionado, ubicación, y distribución, entre otros. Este espacio se adecuó de manera rápida para alojar los servidores

mientras se finaliza la remodelación de la sede principal. Sin embargo, no se contempló desde el principio la construcción de un centro de cómputo.

Algunos de los centros de cableado estructurado de la sede de Bucaramanga comparten espacio con las plantas de energía, sirven de espacio para almacenar artículos, no poseen UPS y se encuentran sin marcación, es decir, no cumplen con muchos de los estándares definidos por las normas de cableado estructurado.

Para contar con centros de cableado estandarizados y un centro de procesamiento acorde a las necesidades de la empresa, se recomienda realizar la evaluación de la alternativa de contratar con la casa matriz el servicio de Data Center y el servicio de procesamiento alterno de datos.

A nivel de centros de cableado, se debe elaborar un plan de adecuación y/ reubicación de los centros de cableado de la sede de Bucaramanga, de tal forma que se cumplan las normas definidas. También se deben incluir la revisión de los centros de cableado de las sucursales.

9.2.2. Proyecto Modernización tecnológica

La modernización tecnológica está enfocada a lograr mejoras en la calidad de la prestación del servicio a los 92 municipios de la región; aumentar la satisfacción de los 530.695 clientes; disminuir las pérdidas de energía; el indicador general del SDL se reduce del 17.6% al 10.78%. El indicador del comercializador se reduce del 22.34% al 13.37%; realizar el monitoreo remoto de las 5 centrales hidráulicas; mejorar la confiabilidad y calidad del servicio; cumplir exigencias regulatorias; lograr la operación remota de las 78 subestaciones y disminuir los tiempos de reposición del servicio; reducir la quema de transformadores por sobrecargas disponiendo de información valida y real y mejorar la calidad de comunicaciones en las 6 zonas y subregiones respectivas.

9.2.2.1. Acciones (para iniciar en el corto plazo)

9.2.2.1.1. Proyecto fibra óptica (Málaga, Barbosa, San Gil)

El proyecto consiste en interconectar con cables de fibra óptica a cada una de las oficinas de ESSA a Barbosa, Socorro y San Gil con sus respectivas subestaciones, por donde pasa el cable troncal de fibra óptica tendido por Cable Unión (hoy Media Commerce) y que interconecta a la subestaciones eléctricas de estas poblaciones con la sede principal en Bucaramanga.
El proyecto utilizará la infraestructura (postes, torres y casetas) que tiene ESSA en estas tres zonas. El presupuesto total estimado del proyecto es de $274 millones de pesos para lo cual existe una reserva de $400.000.000 vigente, contemplado dentro del plan de acción para el año 2009.

Los equipos activos para la comunicación de las oficinas de ESSA en Barbosa, Socorro y San Gil, se deben considerar bajo el contrato actual de prestación de servicios de conectividad con Colombia Telecomunicaciones.

9.2.2.1.2. Mejorar conectividad otras zonas

Dado que la percepción general de los usuarios de las oficinas sobre el acceso a las aplicaciones y demás servicios de red, es de lentitud, ESSA adelanta un proyecto de ampliación de los canales de dichas oficinas.

El proveedor actual propuso duplicar el ancha de banda de todos los enlaces, cambiando la tecnología al precio que paga actualmente la ESSA por dichos enlaces.

La ampliación de canales de comunicaciones, debe ir acompañado de la finalización de la implantación de Windows Terminal Server para acceder a las aplicaciones desde las sucursales y oficinas de atención al público, para optimizar el uso del canal. Sin embargo, se debe evaluar la tecnología CITRIX como solución definitiva a esta situación.

Una vez terminado el proyecto de fibra óptica, se debe revisar con el proveedor actual de los servicios de conectividad, los accesos de las oficinas remotas, para determinar la estrategia de optimización.

9.2.2.1.3. Implantar Sistemas de información en zonas rurales

La distribución del mercado de la ESSA, se concentra en la zona Bucaramanga con el 61 % de los clientes. Cuentan con 28 oficinas de atención para todas las zonas, de las cuales 12 están en la zona Bucaramanga y ocho en Barrancabermeja.

Oficinas de atención a clientes		
Zonas	**Clientes**	**# de oficinas de atención**
Bucaramanga	327.034	12
Barranca	77.847	8
San Gil	39.046	2
Socorro	25.055	2
Málaga	22.725	1
Barbosa	38.986	3
Total	530.693	28

Para los municipios restantes de las otras zonas, se cuenta con 8 oficinas, con problemas de conectividad y de disponibilidad de aplicativos requeridos para la gestión oportuna de las necesidades de los clientes de la zona. Es por ello que se marca la diferencia en atención al cliente para el 49% del mercado restante.

Una vez mejorada la conectividad a las diferentes zonas, y en especial a las oficinas de atención al cliente en zona rural, se deben mantener por el momento los sistemas de información ENERGIS, Sistema de Información Comercial - SIC y sistema de control de correspondencia - INFODOC. Con ello se estará garantizando mejor atención al cliente, alto nivel de sistematización en procesos como lecturas, cálculos de consumo, liquidación de facturas, pago de compensaciones e información comercial de usuarios, entre otros.

9.2.2.1.4. Actualizar las terminales para lectura, corte, reconexión y pérdidas

Los proceso de lectura, corte, reconexión y pérdidas, requieren de tecnología que permita capturar información en tiempo real. Hoy estos procesos que requieren hacer direccionamiento de revisiones y control de actividades a las instalaciones (residenciales, comerciales e industriales), no cuentan con terminales portátiles para su apoyo. Por ello, las

actividades son todas manuales (135.000 lecturas manuales y 42.600 revisiones al año), originándose graves problemas de digitalización y actualización de la información, represamiento de la información registrada en papel y reproceso que hacen que el proceso sea lento e ineficiente.

La actualización de estas terminales y su software de movilidad instalado exige, fortalecer el sistema de Información Comercial – SIC para lograr la funcionalidad exigida.

9.2.2.1.5. Seguridad de la tecnología de información

Se recomienda adelantar una revisión detallada de seguridad para identificar vulnerabilidades y riesgos que requieren acciones inmediatas y definir un plan de acción a mediano plazo que permita minimizar los riesgos y plantear la estrategia a seguir.

Se debe ajustar el diseño de la red corporativa de la sede principal desde el punto de vista de desempeño y seguridad, como es la segmentación a través de redes virtuales (VLANs) tanto para usuarios como para servidores y el rediseño del acceso actual a Internet con la implementación de soluciones de filtrado de URL y AntiSpyware.

A nivel de base de datos, se requiere una revisión sobre el esquema actual utilizado, para recomendar acciones de mejora de desempeño y seguridad, redefinición de perfiles y roles, así como de acceso a la bases de datos por parte de funcionarios y contratistas.

Debe trabajarse en el tema de la transferencia de archivos entre las entidades bancarias y La ESSA, pues hoy se realiza a través del correo y en archivos planos, generando un riesgo de seguridad, que impacta directamente el aseguramiento de ingresos. Por ello, se recomienda implementar la estrategia de inscripción de archivos GPG, de distribución libre.

9.2.2.2. Planes (para iniciar en el mediano plazo)

9.2.2.2.1. Reposición de servidores

Para garantizar el servicio de sistema de información comercial, se debe renovar el contrato de arrendamiento con SISA por mínimo por un año, mientras se define e implementa la política global de Datacenter

ESSA se debe acoger a las políticas de la STI, relacionadas con la reposición de servidores, donde se expresa que los servidores se deben reponer cada cuatro años.

9.2.2.2.2. Implantación Data Center

El centro de cómputo de la ESSA no cumple con las condiciones mínimas requeridas por un datacenter, como son espacio físico, seguridad, potencia, aire acondicionado, ubicación, distribución entre otros.

A corto plazo se debe evaluar la viabilidad económica de utilizar como Datacenter principal el centro de procesamiento de la firma SyC, ubicado a 3 km aproximadamente de la sede principal de ESSA y conectado a través de fibra óptica, donde actualmente se encuentra el servidor IBM de contingencia Pseries 550 que soporta el sistema de información comercial

(SIC). Además, se debe implementar un canal de alta velocidad con el Data Center de la casa matriz en Medellín, para ubicar el servidor de contingencia.

A mediano plazo se debe evaluar la alternativa de contratar con la casa matriz el servicio de DataCenter y el servicio de procesamiento alterno de datos.

9.2.2.2.3. Reposición equipos ofimáticos

Se cuenta con 694 equipos de escritorio de los cuales 494 están bajo la modalidad de arrendamiento. Los demás (200) son de propiedad de La ESSA.

El esquema de arrendamiento se implementó en el 2004 por política de la Junta Directiva de ESSA y en el 2008 se entregaron 330 equipos a la firma arrendataria para su reposición. A pesar de no existir políticas de reposición de equipos de escritorio escritas y aprobadas por la Gerencia General, se tiene un acuerdo tácito de reponer los equipos ofimáticos cada cuatro (4) años.

Se recomienda continuar con las políticas de reposición de equipos de escritorio y de portátiles cada cuatro (4) años, continuar con el esquema de arrendamiento e incluir en dicho esquema la reposición de los equipos que son propiedad de ESSA (200).

Con relación a las impresoras, se debe propender por eliminar impresoras locales y promover la contratación del servicio de impresión con un tercero, que incluya el arrendamiento de impresoras por área o departamento, insumos, mantenimiento, software de gestión de impresión y reportes periódicos de utilización del servicio por área, usuario, horas pico, entre otras.

Debido a las fallas que puede ocasionar el uso de repuestos re-manufacturados, se recomienda el NO uso de estos repuestos.

Todos los equipos de ofimática deben ser administrados por la Unidad de Tecnología de Información de ESSA, y serán los responsables directos de las especificaciones técnicas de los equipos, así como de la interventoría de los contratos de arrendamiento.

9.2.2.2.4. Pólizas de seguro para los equipos informáticos.

Considerando que actualmente se presentan dificultades con el tema de seguros de los equipos informáticos debido a que están incluidos en la póliza general de seguros de los equipos de ESSA y el deducible, en caso de reclamaciones, hace inviable la reclamación, se recomienda estudiar la posibilidad de la contratación exclusiva de una póliza de seguros para los equipos informáticos.

9.2.2.2.5. Actualización de aplicativos obsoletos

La ESSA cuenta con 17 aplicativos de los cuales hay un alto porcentaje de obsolescencia tecnológica y funcional. Se debe emprender un plan priorizado de actualización de los sistemas de información, atendiendo las necesidades funcionales de los proyectos.

9.2.2.2.6. Implantar solución de mantenimiento de centrales y subestaciones

El negocio de Generación en la ESSA cuenta con plantas de generación en modalidad hidráulica y térmica. Ver informe Negocio generación. Cinco plantas hidráulicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional como plantas menores, con una capacidad nominal de 24 MW y una Capacidad total Efectiva Neta de 19,25 MW. Y una unidad térmica a GAS en TERMOPALENQUE3 con una Capacidad Efectiva Neta de 13 MW. Hoy estas plantas requieren mejorar la eficiencia de las labores de mantenimiento y disminuir los costos aumentando la operación del embalse y de las plantas.

El negocio de T&D cuenta con 78 subestaciones las cuales en los últimos 10 años no se han hecho inversiones en reposición de equipos de dichas subestaciones de potencia. Se trata de infraestructura eléctrica de alrededor de 30 años, la mayoría ha cumplido su vida útil y se encuentra en condiciones operativas precarias, lo que redunda en mayores costos de mantenimiento.

Para mejorar la eficiencia en la gestión de las labores de mantenimiento de las centrales y subestaciones se propone adquirir una herramienta que apoye la gestión del mantenimiento, como acceso instantáneo al estado y riesgo de cada pieza de los equipos; disponibilidad de información histórica de mantenimiento, y pronósticos; lecturas, chequeos y pruebas para todos los equipos de las centrales y subestaciones; planeación del mantenimiento, priorización de los trabajos y generación de órdenes de trabajo. Esta sería una solución independiente siempre y cuando se garantice, que ella pueda ser integrada con otras aplicaciones que apoyan el negocio.

9.2.3. Proyecto Recuperación de pérdidas de energía

Con base en el diagnóstico y las recomendaciones realizadas en el plan de negocio “Proceso de control y reducción de pérdidas energía”, en el que se registran que las metas a lograr en el indicador general del SDL es reducir del 17.6% al 10.78%, y el indicador del comercializador es reducir del 22.34% al 13.37%; se formulan las acciones y los planes de TI que ayudaran a lograr los indicadores propuestos.

9.2.3.1. Acciones (para iniciar en el corto plazo)

9.2.3.1.1. Replicar proceso EPM

El modelo de operación de casa matriz, define que los procesos de prestación de servicios de Energía son altamente replicados pero con una baja integración. Ver gráfica #2: Modelo de Operación ESSA S.A. E.S.P., Macroproceso: prestación de servicios de energía, columna ESSA S.A. E.S.P.

En la replicación de la práctica del proceso de control y reducción de pérdidas, se encuentra que el sistema que lo soporta en ESSA no satisface la funcionalidad que llevará EPM y es compleja su ajuste, por lo tanto en este caso, se deberá llevar el Sistema SICOPER y las labores de pérdidas desarrolladas en el sistema Sirius de computación móvil.

9.2.3.1.2. Optimizar Balances de negocio en el sistema Energis y Optimizar Balances operativos en el sistema SIC

Con base en las lecturas de los macromedidores, se calculan los balances por transformador y éstos son el insumo para el direccionamiento de las revisiones. Una lectura que se realice mal, un promedio que no se establezca, un consumo en cero o cualquier imprecisión en esta información genera un mal balance. Un mal balance dispara actividades innecesarias y genera extra costos para el proceso de control. El programa de control pérdidas se focalizará inicialmente en la eficiencia de estos análisis; es por ello que se deberán fortalecer los sistemas de información (SIC y ENERGIS) en sus respectivos módulos de apoyo a los balances. Se estima una instalación de 13.000 macromedidores nuevos para ser instalados en el primer año del proyecto.

9.2.3.1.3. Adquirir terminales e impresoras

Para mejorar el proceso de gestión de información, apoyar el trabajo de campo de revisiones, fortalecer el proceso de control hacia la industria y aumentar la efectividad, se deberán adquirir 25 terminales portátiles incluyendo sus impresoras; pues actualmente se realizan en promedio 42.600 revisiones/año. En el Plan de negocios se establece un programa de revisiones en la fase de reducción (3 primeros años) de 396.000 revisiones y para la fase posterior a la reducción (control) de 525.000 revisiones (para el resto del proyecto).

9.2.3.1.4. Adecuar sistemas de información (Interfaces: SIC, Energis)

En este primer periodo, se debe iniciar con los análisis de los sistemas de información que interactúan directamente con el programa de control pérdidas, con el fin de garantizar la integración de los sistemas que llevará la casa matriz como complemento al apoyo del programa.

9.2.3.2. Planes (para iniciar en el mediano plazo)

9.2.3.2.1. Realizar seguimiento a la práctica

Es clave que la matriz realice un control continuo sobre la práctica llevada a la ESSA para garantizar que el proceso se realiza y se asimila. La tecnología de información que se replique de casa matriz exige como principio que las prácticas de las empresas permanezcan similares a través del tiempo.

9.2.3.2.2. Implantar sistemas de información SICOPER y Sirius – Sicoper e integración al sistema SIC

Una vez la primera fase del programa de análisis de lecturas de macromedidores haya levantado toda la información respectiva, se iniciará el proceso que permite hacer un direccionamiento efectivo de las revisiones de las instalaciones (residenciales, comerciales e industriales). Para apoyar este direccionamiento y control y además reducir las actividades manuales que generan ineficiencias; se implantará el sistema SICOPER y su tecnología de movilidad Sirius-Sicoper y se definirán las interfaces que garantizarán las funcionalidades esperadas.

9.2.3.2.3. Implantar nueva solución Balances de negocio - EPM

El negocio de Energía de EPM está homologando una solución de cálculo de balances para el grupo. Es por ello que una vez se estabilice el proceso direccionamiento y control se proyectará la implantación de esta solución en las filiales del grupo y se eliminarán las existentes, porque se considera que esta solución es un insumo básico y estratégico para los procesos de control pérdidas; proceso clave de negocio que se deben controlar y homologar en el grupo.

9.2.4. Proyecto Enfoque en el cliente

Este proyecto busca aumentar la satisfacción de los 530.695 clientes, de los cuales el 62% están en Bucaramanga y el 38% en las demás zonas, todos ellos repartidos en 92 municipios. Mejorará la conectividad y los servicios de las 28 oficinas existentes y habilitará en su totalidad 12 oficinas nuevas (se reabren dos) y 1 oficina móvil para el primer año.

Para todo ello es necesario que se realicen acciones como garantizar que la información se gestione en una bodega de datos única con accesos determinados, según la importancia y confidencialidad de la información. Mejorará la recepción de llamadas de los clientes, mejorará la seguridad y complementará la funcionalidad del sistema comercial de la ESSA con prácticas establecidas en otras empresas del grupo de Energía e implantará la computación móvil.

9.2.4.1. Acciones (para iniciar en el corto plazo)

9.2.4.1.1. Replicar práctica de EPM

El modelo de operación de casa matriz, define que los procesos de prestación de servicios de Energía son altamente replicados pero con una baja integración. Ver página 99: Modelo de Operación ESSA S.A. E.S.P., Macroproceso: prestación de servicios de energía, columna ESSA S.A. E.S.P.

En la replicación de la práctica del proceso comercial, se encuentra que el sistema que lo soporta en la ESSA, es similar al que tiene la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ) y es soportado en ambas empresas por el mismo proveedor. La versión que tiene EDEQ implantada ya tiene gran parte de las funcionalidades propuestas en la implantación de la práctica comercial de EPM y las que soporta la resolución 097 de CREG. Es por ello que se propone, que una vez se terminen los ajustes en EDEQ, se homologue en la ESSA. Esto reducirá notoriamente el tiempo de homologación del proceso y garantizará una reducción de esfuerzos humanos y económicos en las empresas.

9.2.4.1.2. Implantar Contact Center

El proceso de evaluación y selección de una solución de Contact Center no se limita exclusivamente a la elección de la mejor herramienta tecnológica disponible, puesto que la fase inicial de análisis de la problemática real existente, resulta clave en el resultado final del proyecto. Este tipo de solución asegura y garantiza que la organización está preparada y dispuesta a interactuar y realizar todo tipo de transacciones (comerciales, informacionales, de soporte, de operación, etc) con los clientes, de una manera más enfocada a las necesidades reales y diferenciadas de cada uno de éstos, percibiendo así accesibilidad, unicidad del

mensaje a través de los distintos canales, prontitud y comprensión. En definitiva, una alta calidad de servicio.

Con base en lo anterior es primordial que los procesos administrativos y operativos (relacionados con calidad en la prestación del servicio y comerciales), el recurso humano y la tecnología de la ESSA con la orientación y apoyo de casa matriz avancen a un grado de mayor afinación para que se garantice el control y explotación del Contact Center.

Para lograr una alta calidad de servicio a los clientes, es necesario que se realice la implantación de esta tecnología, pero la organización no está preparada para asegurar y garantizar los resultados de esta solución. Se recomienda que con la ayuda de casa matriz se haga una planeación holística que involucre todos los elementos (procesos, hardware, software, personas y cultura), que garantizan el éxito de los resultados esperados.

9.2.4.1.3. Adquirir terminales para Lectura, corte y reconexión

Como apoyo a las lecturas que se deben realizar en los 92 municipios, 530.695 clientes de los cuales a 135.000 se les realiza en forma manual con apoyo de planillas; se debe iniciar el proceso de compra de 240 terminales (160 para lectura y 80 para corte y reconexión).

9.2.4.1.4. Implantar Computación móvil: SiriusLectura y SiriusSCO

Para mejorar el proceso de toma de lecturas y revisión de medidores se requiere implementar la solución de software SIRIUS con el Programa Lectura/Revisión de propiedad de la casa matriz. La solución se instala en un dispositivo móvil y comprende los componentes de software y/o parametrización de Sirius_Nucleo para resolver necesidades de negocio.

Los programas disponibles a la fecha son:

- Lectura y revisión de medidores.
- Control pérdidas Energía
- SCO: Revisión y control instalaciones: Corte, reconexión, reinstalación, suspensiones, etc.

Para la implementación de esta solución en ESSA se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Definir las interfaces requeridas por el software y programa adquirido (SIRIUS-Lectura y revisión de Medidores),
- Efectuar pruebas de procesos de Carga y Descarga, diagnosticando los posibles estados de las Órdenes de Trabajo y capacitando al personal de Facturación de ESSA en las reglas de negocio implementadas en el software.
- Elaborar de manera conjunta la Arquitectura de comunicaciones que permita la parametrización del software SIRIUS-Server.
- Especificar la parametrización del Sirius_Nucleo y los diferentes Maestros que este requiere.
- Entregar la documentación existente de SIRIUS: Server, Center, Núcleo y del programa de Lectura y revisión de medidores.
- Efectuar una capacitación limitada (Multiplicadores) que les permita transmitir en su lenguaje y casuística regional y empresarial el uso del programa a los lectores finales.

- La implementación inicial cubre dejar en funcionamiento un sitio típico o modelo de comunicaciones en la ciudad de Bucaramanga, su replicación a otros sitios o municipios será responsabilidad de ESSA.

9.2.4.1.5. Habilitar sistemas de información en zonas (Sistema comercial y Sistema control correspondencia)

Para garantizar la atención al cliente en cada una de las oficinas existentes y nuevas, es necesario terminar de implementar Windows Terminal Server (WTS) en las demás zonas (hoy solo San Gil), lo antes posible, para mejorar el acceso a dichos los aplicativos. Además se debe comenzar la evaluación de Citrix para determinar costos y posteriormente definir el plan de migración de WTS hacia Citrix.

9.2.4.1.6. Definir la implantación solución Prepago

La ESSA inició el desarrollo de un proyecto prepago, con el fin de tener un sistema de facturación que ayude a los Clientes de bajos recursos económicos, a racionalizar el uso de la energía y por tanto adecuar el consumo a su real capacidad de pago. Casa matriz debe transferir la experiencia vivida y llevar el software NEXO-EPM para reducir impactos y tiempos de desarrollo del proyecto. La ESSA debe realizar un análisis completo de los impactos a los sistemas locales.

9.2.4.1.7. Mejorar conectividad en oficinas de atención clientes

La conectividad actual en las oficinas de atención al cliente en zona metropolitana y rural, requieren que se mejore la velocidad de recepción y envío de datos hacía el Edificio Central, para facilitar la atención al cliente en dichas oficinas y poder contar con los sistemas de información SIC, INFODOC y ENERGIS.

Zonas Comerciales	Total Municipios
Bucaramanga (Floridablanca, Girón, Piedecuesta, más 21 municipios	25
Barranca	7
San Gil	17
Barbosa	17
Socorro	14
Málaga	13

Para mejorar la percepción del usuario relacionado con la lentitud del servicio, se debe continuar con el proyecto de fibra óptica planteado en el numeral 1 (Proyecto fibra óptica (Málaga, Barbosa, San Gil)) del proyecto Modernización tecnológica. Este proyecto permite ampliar los anchos de banda de las sucursales.

Para la zona comercial de San Gil se debe acoger a la propuesta de Colombia Telecomunicaciones donde se propone ampliar el ancho de banda a 1 mega por el precio actual de un enlace de 512K

Para mejorar la atención al cliente en las zonas de Florida Blanca, Piedecuesta, Girón y 21 municipios se debe solicitar al proveer de conectividad (Telebucaramanga, Colombia

Telecomunicaciones) un reporte de la utilización de los enlaces, con el fin de analizar su desempeño y plantear un incremento en el ancho de banda en caso que lo amerita.

Para los municipios que no poseen conectividad se debe evaluar la alternativa de Internet móvil

9.2.4.2. Planes (para iniciar en el mediano plazo)

9.2.4.2.1. Implantar la facturación en sitio

Es permitir la liquidación en sitio de los clientes de energía a través de terminales portátiles y a través del Sistema Comercial de la ESSA. Antes de formular este proyecto se debe garantizar la estabilidad del proceso de perdidas y comercial, puesto que el alcance de esta solución impacta ambos procesos.

La facturación en sitio, será la segunda fase dentro del esquema de renovación de la computación móvil, puesto que en primera instancia se afrontará solucionar la manualidad de lecturas en el sector rural con la solución SIRIUS EPM.

9.2.4.2.2. Dotar de tecnología nuevas oficinas de atención clientes

Se tiene planeado crear 12 oficinas nuevas (se reabren dos) y 1 oficina móvil, lo que implica, excelente conectividad al SIC, equipos de computo, impresora con capacidad de impresión de duplicado de factura en el formato actual utilizado por la ESSA, tamaño carta en hoja preimpresa.

El esquema de atención se diseña bajo el principio de compartir recursos físicos y humanos con alcance en oficinas estacionarias o satélites en la modalidad de atención compartida mínimo 2 x1 (dos localidades atendidas con 1 recurso), con una cobertura sobre 60 localidades no atendidas.

Alcanzada la meta planteada de acuerdo con los resultados de las mediciones de satisfacción a los clientes y la evaluación del esquema implementado, la Gerencia Comercial de la ESSA determinará a partir del año 2010 el plan de crecimiento hacia futuro en cuanto a la apertura de nuevas oficinas.

Se debe implementar acceso VPN para las oficinas Móviles y dotar de portátiles e impresoras portátiles

9.2.5. Proyecto Confiabilidad del servicio

Enfocada a mejorar la confiabilidad y calidad del servicio garantizando el cumplimiento de las exigencias regulatorias; logrando la operación remota de las 78 subestaciones, disminuyendo los tiempos de reposición del servicio y reduciendo la quema de transformadores por sobrecargas.

9.2.5.1. Acciones (para iniciar en el corto plazo)

9.2.5.1.1. Replicar práctica EPM

El modelo de operación de casa matriz, define que los procesos de prestación de servicios de Energía son altamente replicados pero con una baja integración. Ver gráfica #2:Modelo de Operación ESSA S.A. E.S.P., Macroproceso: prestación de servicios de energía, columna ESSA S.A. E.S.P.

En la replicación de la práctica de los procesos de Operación y Calidad de Servicio, se encuentra que el sistema Energis no soporta la operatividad del SDL para cumplimiento regulatorio e interno. Para ello el negocio viabilizará la implantación de su sistema MAR y evaluará la pertinencia de las herramientas de ingeniería, el Spard (existente hoy en 4 filiales del grupo) o el CYMDIST de casa matriz.

9.2.5.1.2. Diagnosticar el estado del proceso operación

El diagnóstico realizado al proceso por el Área de Operación y calidad (Ver anexo Informe de diagnóstico Electrificadora Santander ESSA S.A. E.S.P.) enfatiza entre otros hechos:

- Se requiere adaptar las actividades que se realizan en la ESSA bajo la óptica de los procesos de EPM.
- Se debe estructurar adecuadamente los procesos de: planeación, operación, ingeniería, calidad y mantenimiento y adecuarlo a las necesidades de la ESSA.
- Unificar el proceso de recepción de daños y analizar la ubicación de esta actividad en el proceso comercial.
- Mejorar los procesos operativos con las zonas de la ESSA.
- Se debe tener en cuenta la certificación que tiene la ESSA bajo norma ISO 9000.
- Mejorar el proceso de actualización de la información de Alumbrado Público con el fin de garantizar confiabilidad en los datos.
- Establecer actividades de planeamiento operativo como son la elaboración de planes de contingencia y coordinación de protecciones.
- Establecer políticas claras en cuanto a solicitudes relacionadas con TI.

9.2.5.1.3. Adecuar sistemas Energis y Sistema de Información Comercial – SIC

En cuanto al soporte de los aplicativos del sistema Energis, se debe plantear un esquema programado de sustitución por el sistema Manejo Avanzado de la Red – MAR. Y con respecto al sistema SIC, se debe iniciar su preparación para lograr integrarlo con los nuevos sistemas que la casa matriz defina y así asegurar la funcionalidad esperada.

9.2.5.2. Planes (para iniciar en el mediano plazo)

9.2.5.2.1. Administrar infraestructura SCADA

Desde la UEN transmisión y Distribución Energía se están definiendo políticas para la definición e integración de centros de Control para sistemas de Energía. Se establecerá el nivel de integración del Centro de Control de ESSA con el Centro de Control de EPM y CENS. Se debe examinar con ESSA la urgencia de la implantación, según el estudio de justificación técnico-económica y el Plan de Negocios.

Las medidas que se tomen deben afectar de forma mínima el cumplimiento de los requerimientos establecidos en las resoluciones 024 y 097 de la CREG. Esto podría implicar

el desarrollo de estrategias que van desde adquirir MINISCADA, hasta integrar la información en los sistemas que EPM tiene para los mismos objetivos.

Una vez se defina la solución SCADA para la ESSA, se propone que el esquema de administración de la infraestructura en cuanto a soporte técnico se servidores, equipos y red de datos, administración de base de datos y sistemas operativos, sean realizadas por la Unidad de TI de la ESSA.

9.2.5.2.2. Implantar sistemas de información (GIS, MAR, visores y herramientas de ingeniería)

Para garantizar la confiabilidad del servicio y el cubrimiento total de la atención de daños en todas las zonas, casa matriz promoverá la tecnología que actualmente apoya los procesos de administración del sistema de distribución, para así lograr una integración de la gestión de clientes, la gestión de la operación, la gestión de las órdenes de trabajo y la gestión de la información. Para ello se propone:

- Evaluar la herramienta Spard la cual está instalada en la Chec, Edeq y Cens y el sistema Sigma de casa matriz para analizar la unificación de la tecnología requerida como repositorio de información gráfica y alfanumérica de la red y sus herramientas de apoyo al proceso de actualización de dicha información.
- Implementar el sistema de calidad de potencia.
- El negocio de T&D, después de conocer los aplicativos DMS de las filiales y de conocer los avances tecnológicos de otras firmas, propone que se implemente el sistema Manejo Avanzado de la Red – MAR de casa matriz, en todas las filiales de EPM ya que cumple en un 100% con los requerimientos operativos y regulatorios.
- Implementar un visor de la red que posibilite a todos los funcionarios tener acceso a la información. Se puede implementar a bajo costo el mismo visor implementado en Chec y Edeq.

9.2.6. Presupuesto informático de inversión y gasto (en miles de $)

Item	2009	2010	2011	2012	2013
Mesa de ayuda	$ 0	$ 428,568	$ 347,620	$ 365,001	$ 426,589
Conectividad	$ 572,682	$ 631,856	$ 676,895	$ 710,509	$ 0
Centro de procesamiento	$ 24,745	$ 1,603,531	$ 1,645,513	$ 1,727,789	$ 1,814,178
Seguridad	$ 3,460	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
Bases de datos	$ 3,460	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
Servidores	$ 177,480	$ 177,480	$ 0	$ 0	$ 0
Servicio de correo	$ 125,244	$ 131,506	$ 138,081	$ 144,985	$ 152,234
Terminales Portatiles	$ 509,600	$ 472,500	$ 489,600	$ 0	$ 1,474,725
Equipos de Escritorio y portatile	$ 368,305	$ 581,921	$ 531,864	$ 79,451	$ 27,578
Impresoras	$ 0	$ 41,343	$ 55,125	$ 55,125	$ 55,125
Red corporativa de datos	$ 192,691	$ 181,107	$ 113,271	$ 0	$ 182,004
Aplicaciones	$ 63,565	$ 252,096	$ 0	$ 0	$ 27,560
Total inversiones	$ 2,041,232	$ 4,501,908	$ 3,997,969	$ 3,082,860	$ 4,159,993
Contratos de mantenimiento	$ 334,525	$ 653,810	$ 643,004	$ 643,004	$ 673,212
Total gastos	$ 334,525	$ 653,810	$ 643,004	$ 643,004	$ 673,212
Total inversiones + gastos	$ 2,375,757	$ 5,155,718	$ 4,640,973	$ 3,725,864	$ 4,833,205

10. GESTIÓN JURÍDICA

Para facilitar el cumplimiento de las anteriores metas La ESSA E.S.P., en caso de ser necesario, modificará los estatutos sociales y de la contratación de la compañía, de tal forma que la Junta Directiva pueda establecer el direccionamiento estratégico y los mecanismos de seguimiento y control que permitan actuar oportunamente en los diferentes capítulos enunciados de estos bloques de trabajo.

Se presentará un informe cada seis meses a la Junta Directiva sobre el avance de las contingencias.

11. PLAN FINANCIERO

11.1. Políticas y lineamientos tesorería, presupuesto, contabilidad y tributaria.

El presupuesto de cada año deberá reflejar el plan táctico que se derive de las acciones que se especifique en este plan de negocios y de las actualizaciones que ordene la Junta Directiva de la entidad.

11.2. Proyecciones financieras del negocio

Modelación Financiera y Estructura de Financiamiento

Las proyecciones acá presentadas para el flujo de caja, estado de resultados, capital de trabajo y balance general están en millones de pesos corrientes.

Para efectos de presupuesto, se podrán aceptar incrementos en los montos totales de las inversiones previa autorización de La Junta Directiva, siempre y cuando se demuestre fehacientemente su beneficio financiero. Sólo se podrán trasladar inversiones de un año para otro, si se dejaron de ejecutar en el año anterior, lo cual debió haber causado un incremento en el Flujo de Caja Libre Operativo del año anterior al presupuestado.

Balance General proyectado

Los siguientes son los principales estados financieros en millones de pesos

Proyección del Balance General Activos	2009	2010	2011	2012	2013
Activos corrientes					
Caja y bancos	30,932	34,505	30,438	33,592	35,165
Inversiones temporales	15,340	29,536	74,685	101,237	145,691
Cuentas por cobrar	134,913	138,046	117,255	130,881	137,189
Provisión Cuentas por Cobrar	(9,714)	(11,468)	(10,553)	(11,779)	(12,347)
Inventarios	26,983	31,857	29,314	32,720	34,297
Anticipo de Renta	12,375	1,234	2,194	9,376	17,551
Cuenta por cobrar (DIAN)	16,190	23,214	17,588	19,632	20,578
Otros activos corrientes	40,462	40,462	40,462	40,462	40,462
Total activos corrientes	**267,480**	**287,386**	**301,382**	**356,120**	**418,585**

Activos fijos					
Propiedad planta y equipo					
Propiedad planta y equipo Bruta	689,885	749,041	804,451	850,029	873,361
Depreciación acumulada	(322,751)	(362,209)	(405,917)	(453,477)	(504,238)
Activos Diferidos	0	0	0	0	0
Propiedad planta y equipo Neta	367,134	386,833	398,534	396,553	369,123
Inversiones permanentes	13,115	13,115	13,115	13,115	13,115
Crédito Mercantil	0	0	0	0	0
Valorizaciones	285,553	285,553	285,553	285,553	285,553
Otros activos	50,992	50,992	50,992	50,992	50,992
Cuentas por cobrar L.P.	21,290	21,290	21,290	21,290	21,290
Total activos fijos	**738,084**	**757,783**	**769,484**	**767,503**	**740,074**
Total activos	**1,005,564**	**1,045,169**	**1,070,866**	**1,123,624**	**1,158,659**

Pasivos	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Pasivos corrientes					
Obligaciones financieras	0	0	0	0	0
Cuentas por pagar proveedores	44,242	51,065	43,866	47,339	48,580
Cuentas por pagar contratistas	2,218	4,930	4,617	3,798	1,944
Cuentas por pagar terceros	0	0	0	0	0
Otros pasivos corrientes	0	0	0	0	0
Impuestos por pagar	23,231	28,410	35,952	49,577	57,810
Total pasivos corrientes	**69,691**	**84,405**	**84,436**	**100,715**	**108,335**
Pasivos a largo plazo					
Deudas a largo plazo	0	0	0	0	0
Cuentas por pagar L.P.	0	0	0	0	0
Impuesto Diferido	2,106	4,352	6,780	9,391	12,111
Otros pasivos	20,751	20,751	20,751	20,751	20,751
Pasivo pensional	118,514	118,514	118,514	118,514	118,514
Total pasivos a largo plazo	**141,371**	**143,616**	**146,045**	**148,655**	**151,376**
Total pasivos	**211,062**	**228,021**	**230,481**	**249,370**	**259,711**
Patrimonio					
Capital					
Aportes	152,293	152,293	152,293	152,293	152,293
Otros conceptos de patrimonio	287,027	287,027	287,027	287,027	287,027
Reserva legal	9,013	15,074	22,794	32,066	43,798
Utilidades retenidas	0	0	0	0	0
Utilidades del período	60,616	77,200	92,718	117,314	130,278
Superávit por valorización	285,553	285,553	285,553	285,553	285,553
Total patrimonio	**794,502**	**817,148**	**840,385**	**874,254**	**898,948**
Total pasivo y patrimonio	**1,005,564**	**1,045,169**	**1,070,866**	**1,123,624**	**1,158,659**

Control de cierre	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**

Proyección del Estado de Resultados

	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Ingresos					
Total ingresos	**647,581**	**764,564**	**703,529**	**785,283**	**823,132**
Costos de Operación	(494,754)	(573,751)	(485,546)	(526,484)	(540,084)
Depreciación y amortización	(37,835)	(39,458)	(43,709)	(47,559)	(50,762)
Utilidad bruta	**114,992**	**151,356**	**174,275**	**211,240**	**232,286**

Provisión Cuentas por Cobrar	(9,714)	(11,468)	(10,553)	(11,779)	(12,347)
Gastos de administración y ventas	(36,151)	(39,025)	(40,847)	(41,589)	(42,875)
Utilidad operativa	**69,128**	**100,863**	**122,875**	**157,871**	**177,063**
Gastos financieros de la deuda	(25)	0	0	0	0
Diferencia en cambio	0	0	0	0	0
Pasivo pensional	0	0	0	0	0
Ingresos por interés	1,461	1,074	2,068	5,228	7,087
Otros ingresos no operativos	25,263	16,186	16,834	17,507	18,207
Otros egresos no operativos	(9,872)	(10,267)	(10,677)	(11,104)	(11,549)
Amortización de Crédito Mercantil	0	0	0	0	0
Utilidad por método de participación	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	**85,954**	**107,856**	**131,099**	**169,502**	**190,809**
Provisión de Impuestos	(25,337)	(30,656)	(38,381)	(52,187)	(60,531)
Utilidad Neta	**60,616**	**77,200**	**92,718**	**117,314**	**130,278**

Planeamiento de la liquidez.

Capital de Trabajo:

Capital de Trabajo en efectivo y días es el siguiente:

Capital de trabajo operativo	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Activos corrientes					
Cuentas por cobrar	134,913	138,046	117,255	130,881	137,189
Provisión cartera	(9,714)	(11,468)	(10,553)	(11,779)	(12,347)
Inventarios	26,983	31,857	29,314	32,720	34,297
Anticipo de impuestos operativos	12,375	0	463	7,341	14,672
Total activos corrientes	**164,557**	**158,435**	**136,478**	**159,162**	**173,811**
Pasivos corrientes					
Cuentas por pagar Proveedores	(44,242)	(51,065)	(43,866)	(47,339)	(48,580)
Cuentas por pagar Contratistas	(2,218)	(4,930)	(4,617)	(3,798)	(1,944)
Impuestos por pagar operativos	(17,678)	(26,102)	(33,238)	(45,739)	(53,274)
Total pasivos corrientes	**(64,139)**	**(82,097)**	**(81,722)**	**(96,877)**	**(103,799)**
Capital de trabajo	**100,418**	**76,338**	**54,756**	**62,285**	**70,012**
Variación de capital de trabajo	**10,026**	**(24,080)**	**(21,581)**	**7,529**	**7,727**

Capital de trabajo (Rotaciones)	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Cuentas por cobrar (días)	75	65	60	60	60
Provisión cartera	2%	2%	2%	2%	2%
Inventarios (días)	15	15	15	15	15
Cuentas por pagar proveedores (días)	30	30	30	30	30
Cuentas por pagar contratistas (días)	30	30	30	30	30
Caja mínima (días)	20				

El flujo de caja y de tesorería proyectado

Flujo de Efectivo Proyectado					
Ingresos	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Recaudos en ventas	624,124	751,717	712,852	761,105	805,044
Aportes de los socios Política	0	0	0	0	0
Desembolso Créditos Política	0	0	0	0	0
Créditos operativos	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Venta de Inversiones	0	0	0	0	0
Capitalizaciones extraordinarias	0	0	0	0	0
Desembolso Créditos Opcionales	0	0	0	0	0
Amortización Créditos de Terceros	0	0	0	0	0
Recaudos de terceros	0	0	0	0	0
Ingresos por interés	1,461	1,074	2,068	5,228	7,087
Otros ingresos no operativos	25,263	16,186	16,834	17,507	18,207
Total ingresos	**650,848**	**768,977**	**731,754**	**783,840**	**830,338**
Egresos					
Pagos por costos en efectivo	(491,324)	(571,803)	(490,201)	(526,417)	(540,421)
Gastos admon y ventas	(36,151)	(39,025)	(40,847)	(41,589)	(42,875)
Intereses	(25)	0	0	0	0
Pagos pensiones y bonos	0	0	0	0	0
Amortización de Créditos	(636)	0	0	0	0
Pagos de Cuentas por Pagar L.P.	0	0	0	0	0
Desembolsos a terceros	0	0	0	0	0
Pago otros pasivos corrientes	(17,895)	0	0	0	0
Pago de cuentas por pagar de terceros	0	0	0	0	0
Otros egresos no operativos	(9,872)	(10,267)	(10,677)	(11,104)	(11,549)
Retención en la fuente	(16,190)	(19,114)	(17,588)	(19,632)	(20,578)
Impuestos	(19,406)	0	(6,156)	(25,546)	(38,120)
Pago de dividendos	(39,582)	(54,555)	(69,480)	(83,446)	(105,583)
Compra activos fijos	(24,604)	(56,445)	(55,722)	(46,398)	(25,186)
Compra de inversiones	0	0	0	0	0
Total egresos	**(655,684)**	**(751,208)**	**(690,673)**	**(754,133)**	**(784,312)**
Balance de ingresos	**(4,836)**	**17,769**	**41,081**	**29,706**	**46,027**
Efectivo inicial	51,108	46,273	64,042	105,122	134,829
Efectivo final	**46,273**	**64,042**	**105,122**	**134,829**	**180,856**
Déficit	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Superavit	**46,273**	**64,042**	**105,122**	**134,829**	**180,856**
Días de Costos y Gastos					
Caja Mínima	**30,932**	**34,505**	**30,438**	**33,592**	**35,165**
Excedentes de caja	**15,340**	**29,536**	**74,685**	**101,237**	**145,691**

Uno de los principales indicadores a controlar será el EBITDA, el cual tendrá un seguimiento mes a mes y año corrido. En caso de que este resulte por debajo de lo establecido en este Plan de Negocios, se deberán disminuir en primera instancia los gastos y en última instancia

las inversiones, con excepción de las inversiones previstas para el proyecto pérdidas, para no impactar en el futuro el flujo de caja de la compañía. El control se llevará a través de los informes de ejecución del presupuesto mensualizado de la compañía.

Los indicadores financieros más importantes son los siguientes:

	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de crecimiento					
Ingresos	21.73%	18.06%	-7.98%	11.62%	4.82%
Costos de operación	21.40%	15.97%	-15.37%	8.43%	2.58%
Depreciación	24.42%	4.29%	10.77%	8.81%	6.73%
Gastos de admon y ventas	-7.75%	10.09%	1.80%	3.83%	3.47%
EBIT	55.99%	45.91%	21.82%	28.48%	12.16%
UNODI	16.10%	45.31%	19.90%	25.10%	10.40%
Capital invertido	-0.3%	-0.9%	-2.1%	1.2%	-4.3%
Tasa de inversión					
Inversión bruta/EGO	33.58%	42.77%	35.77%	29.95%	13.99%
Inversión neta/UNODI	-2.31%	-5.86%	-11.02%	4.95%	-15.92%
Capital de trabajo					
Incremento en cuentas por cobrar	23,457	3,134	-20,791	13,626	6,308
Incremento en inventarios	-4,189	4,874	-2,543	3,406	1,577
Incremento en cuentas por pagar	758	-6,823	7,199	-3,473	-1,240
Incremento en impuestos por pagar	-1,178	-8,424	-7,136	-12,501	-7,535
Incremento neto en capital de trabajo	18,848	-7,239	-23,272	1,058	-891
Inversiones de capital					
Propiedad planta y equipo neta	367,134	386,833	398,534	396,553	369,123
Depreciación	37,835	39,458	43,709	47,559	50,762
Inversión bruta del período	26,619	59,157	55,410	45,578	23,332
Propiedad planta y equipo bruta	689,885	749,041	804,451	850,029	873,361
Costos y gastos					
Costos de operación/ingresos	76.40%	75.04%	69.02%	67.04%	65.61%
Gastoas admón y ventas/ingresos	7.08%	6.60%	7.31%	6.80%	6.71%
Depreciación/ingresos	5.84%	5.16%	6.21%	6.06%	6.17%
Propiedad planta y equipo neta/ingresos	0.58	0.49	0.56	0.51	0.47
Capital de trabajo neto/ingresos	15.51%	9.98%	7.78%	7.93%	8.51%
Rotaciones					
Rotación del KW (días de ingreso)	**53.04**	**41.61**	**33.54**	**26.83**	**28.93**
Rotación de activos fijos	**1.71**	**2.08**	**1.82**	**1.97**	**2.08**
Rotación de capital empleado oper	**1.38**	**1.64**	**1.52**	**1.73**	**1.79**
Márgenes					
EBITDA	**116,676**	**151,789**	**177,136**	**217,210**	**240,172**
Margen sobre EBITDA	**18.02%**	**19.85%**	**25.18%**	**27.66%**	**29.18%**
Margen sobre EBIT	**10.67%**	**13.19%**	**17.47%**	**20.10%**	**21.51%**
Margen sobre UNODI	**7.94%**	**9.78%**	**12.74%**	**14.28%**	**15.04%**
Rentabilidades					

RSP (después de impuestos)	**7.84%**	**9.72%**	**11.35%**	**13.96%**	**14.90%**
RSCEO (después de impuestos)	**10.98%**	**15.99%**	**19.35%**	**24.74%**	**26.98%**
RSCEO (después de impuestos)	**10.98%**	**15.99%**	**19.35%**	**24.74%**	**26.98%**
RSCENO (después de impuestos)	**0.23%**	**0.16%**	**0.29%**	**0.69%**	**0.89%**
RSCE (después de impuestos)	**5.87%**	**8.27%**	**9.70%**	**12.06%**	**12.95%**
RSCE (después de impuestos)	**5.87%**	**8.27%**	**9.70%**	**12.06%**	**12.95%**

Estructura de Capital

Excedentes de caja adicionales no requeridos para la operación de la empresa deberán retirarse vía descapitalizaciones adicionales u otras formas que se consideren apropiadas.

Los excedentes de caja de la ESSA E.S.P. deberán ser manejados con la asesoría del área de Tesorería de la matriz y de acuerdo con el reglamento de manejo de excedentes que será transferido en la medida de la utilización de las mejores prácticas empresariales. La ESSA deberá presentar informes mensuales de su gestión a su Junta Directiva.

Fondo Pensional

Durante el año 2010 y con la asesoría de EPM, La ESSA estudiará la posibilidad de establecer un fondo, como patrimonio autónomo, para responder por el pasivo pensional. La conformación de dicho fondo se hará con la asesoría de la casa matriz, para determinar tiempo, montos, estrategia y tasas.

Revisión Presupuesto del 2009

Una vez sea aprobado este Plan de Negocios en la Junta Directiva de la entidad, deberá revisarse el presupuesto del año 2009 para ajustarlo a las proyecciones financieras e inversiones estipuladas en este plan de negocios. Su resultado deberá presentarse para el primer mes de gestión ante la nueva Junta Directiva para su aprobación.

Resumen de las Inversiones

El siguiente cuadro resumen proyecta las inversiones a precios de diciembre de 2008 en miles de pesos:

Inversión bruta	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Expansión y Reposición de Líneas	20,790	35,397	34,971	27,832	17,890
Inversión Generación	1,602	2,876	1,877	1,130	636
Inversión Pérdidas	0	14,291	12,472	12,909	0
Informática (comuni y computo)	2,082	4,592	4,078	3,145	4,243
Transporte y Equipos	2,144	2,001	2,011	563	563
Total Inversión Bruta	**28,628**	**61,167**	**57,421**	**47,590**	**25,345**

La discriminación de las inversiones es la siguiente:

	2009	2010	2011	2012	2013
EXPANS Y REPOS LÍNEAS Y S/E					
Expansión S/E y Líneas Emp	10,249	16,207	11,568	10,200	6,442
Reposición S/E y Líneas Emp		4,197	12,788	10,068	7,188
Reposición Trafos distribución Emp	2,486	2,236	2,007	1,795	1,632
Ampliación Comunicaciones Empalme	1,234	397			
Electrificación Rural Emp	2,565	2,907	2,277	2,438	2,628
Skada	2,346	9,017	4,896		
Reposición redes Emp	1,910	437	1,436	3,331	
Total Transporte	**20,790**	**35,397**	**34,971**	**27,832**	**17,890**
PÉRDIDAS EMPALME 9P					
Inversión	0	14,291	12,472	12,909	0
Costo	0	13,712	22,859	23,012	2,340
Total Inv pérdidas 9 puntos	**0**	**28,002**	**35,331**	**35,921**	**2,340**
INFORMÁTICA Empalme					
Inversiones	2,082	4,592	4,078	3,145	4,243
Soporte en TI	341	667	656	656	687
Total Informática Empalme	**2,423**	**5,259**	**4,734**	**3,800**	**4,930**
GENERACIÓN Empalme					
Inversiones	1,602	2,876	1,877	1,130	636
Gestión Ambiental (Costo)	255	306	306	1,207	1,207
Total Generación Empalme	**1,857**	**3,182**	**2,183**	**2,337**	**1,842**
Equipos Empalme					
Transporte y Equipos	**2,144**	**2,001**	**2,011**	**563**	**563**
COMERCIAL Empalme					
Inversiones	**369**	**1,317**	**1,219**	**1,033**	**1,023**
OTRAS					
Asesoría de Implantación	**0**	**2,384**	**1,549**	**0**	**0**

Notas a las inversiones:

Nota 1: La conexión de clientes nuevos se deberá hacer bajo el criterio de viabilidad financiera: aquellos clientes que tengan una relación inversión/demanda menor que el cargo por uso en el nivel de tensión respectivo, podrá ser construida por la empresa. Aquellas que no cumplan con este criterio, deberán ser construidas con aportes de la empresa hasta el nivel mencionado y de terceros que las hagan viables, tanto en la inversión inicial y de reposición como en el AOM, siempre y cuando la propiedad de dichas redes quede finalmente en manos de la empresa. También se podrán construir las obras con aportes de terceros y después adquirirlas o remunerarlas bajo los criterios establecidos en la resolución 70 de 1997 o la norma que la modifique.

Nota 2: El Proyecto Pérdidas tocará parte de las redes secundarias. Por lo tanto, las inversiones en redes secundarias que se realicen, deben coordinarse con el proyecto pérdidas.

Nota 3: La ESSA deberá presentar un plan detallado de inversiones en informática, respetando los montos máximos establecidos en este Plan de Negocios. Las inversiones en informática deberán apoyar la reestructuración de procesos que se realizarán en la empresa, bajo el dominio de este plan de mejoramiento.

ESSA establecerá la estructura de capital adecuada a las condiciones y estrategia de la empresa.

Objetivos de largo plazo y metas de corto plazo

Resumen compromisos

- Seguimiento mensual e informe a la Junta Directiva de los indicadores financieros más importantes descritos en el numeral 11.2 de este plan. En el caso de que el EBITDA esté por debajo de lo establecido, se deberán disminuir en primera instancia los gastos y en última instancia las inversiones.
- Evaluar financieramente los proyectos de inversión.
- Todas las inversiones adicionales a este Plan deberán ser presentadas y justificadas debidamente ante la Junta Directiva.
- Estratificación: Se debe al menos presentar dos informes anuales a la Junta Directiva sobre el avance en el tema.
- Proyecto Pérdidas: Informe mensual a la Junta Directiva, de la energía recuperada, las inversiones en el proyecto y el índice de pérdidas.
- Deberán presentarse informes cada tres meses de los indicadores de calidad.
- Ordenar la gestión ambiental empresarial en su conjunto, incluyendo la contabilidad ambiental de la cual también carecen. Presentar informes de avance a la Junta Directiva.
- Manejo de los excedentes de caja: Informe mensual a la Junta Directiva.
- Contingencias: Informe cada seis meses a la Junta Directiva sobre el avance de las contingencias.
- Implementación de BSC (Balance Score Card) u otra metodología similar, incluyendo en ella los indicadores descritos en el Plan de Negocios.

- Presentar a la Junta Directiva un informe semestral sobre el avance de las protocolizaciones de los derechos de servidumbre.
- Someter a la aprobación de la Junta Directiva cualquier cambio en la planta de cargos, el nombramiento de las personas o incrementos salariales.

Propuesta de cuadro de indicadores para ser presentado a la Junta Directiva de la ESSA.

ASUNTO	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013
Transformación empresarial						
Diseño marco estratégico	% avance					
Diseño de procesos y Estruc. Organ.	% avance					
Implantación	% avance					
Administración Cambio	% avance					
Clientes por empleado	Clientes/empl.					
Proyecto Pérdidas						
Preparación	meses					
Puesta en marcha	meses					
Energía recuperada	GWH/año					
Índice de Pérdidas	%					
Inversión (no incluye control pérdidas)	Millones $					
Aspectos Comerciales						
Crecimiento de la demanda	GWh,%					
Cartera	días de ventas					
Aumento de canales	% avance					
Disminución de costos de comercialización	%					
Proyecto modernización	% avance					
Inver. en confiabilidad del servicio	% avance					
Inver. en reposición subestaciones, líneas y redes	% avance					
Modernización sistema de información	% avance					
Operativa						
Pagos máximos de compensaciones	Millones $					
DES	Horas					
FES	Horas					
Finanzas						
EBITDA	Millones $					
Margen de EBITDA	%					
Inversiones máximas sin Proyecto Pérdidas	Millones $					
Endeudamiento	%					
FCL / Servicio de la Deuda	veces					
Gastos / Ingresos	%					
EBITDA / (Intereses+ Amortización)	Veces					
FCL / Intereses	Veces					

12. Anexo 1: indicadores recomendados para la gestión comercial

El análisis de los indicadores de gestión se constituye en una herramienta de primer orden para evaluar la gestión sobre los procesos. El analizar un proceso de las características de la Facturación, implica en forma general el observar el comportamiento de diferentes variables que intervienen en él. Es recomendable la implementación y estandarización de algunos indicadores de eficiencia como los que se anotan a continuación, los cuales aplicarán igualmente para cada una de las zonas que operativamente está dividido el sistema. En vista de que estos indicadores no tienen su historial en la compañía, ésta deberá establecer un indicador de inicio y la meta para su mejoramiento.

1 Nombre: lectura programada no efectuada

DESCRIPCIÓN: Porcentaje de instalaciones no leídas, del total de las lecturas programadas en un mes.

Se identifican como causas de no lectura los problemas de seguridad en el sector, medidores tapados, no existe geográficamente, cerrado, localización del medidor, medidor destruido entre otros.

2 Nombre: crítica durante lectura en el terreno

DESCRIPCIÓN: Es el porcentaje de lecturas criticadas en el terreno en la primera lectura. Se mide sobre el total de lecturas realizadas.

3. NOMBRE: CRÍTICA EN CONTROL PREVIO.

Expresión porcentual que muestra el nivel de lecturas criticadas con respecto al total de las lecturas programadas para el ciclo.

4. NOMBRE: CRÍTICA EN LA VISITA AL TERRENO

DESCRIPCIÓN: Porcentaje que expresa parte de las lecturas que deben ser revisadas nuevamente en el terreno del total de las lecturas criticadas.

5. NOMBRE: CALIDAD PONDERADA DE LA LECTURA

DESCRIPCIÓN: Indica el porcentaje de lecturas que se hacen correctamente teniendo en cuenta varios tipos de error.

Puede ser calculado por la siguiente expresión, donde la ponderación otorgada a cada factor podrá variar según el peso que se le quiera asignar a cada variable para obtener el indicador definido

Se calcula mediante la siguiente fórmula

$$ICL = \left(1 - \sum \left(SL * 50 + EL * 30 + EC * 10 + EO * 10\right) / CL\right) * 100$$

ICL= Indice de calidad de la lectura
Donde :

NOTACIÓN	PONDERACIÓN
SL: Instalaciones sin lectura	50
EL : Error lectura de consumos	30
EC : Error causas de no lectura	10
EO: Error observación consumos criticados	10
TOTAL	**100**

CL: Contadores leídos

Este indicador podrá ser implementado una vez se cuente con la tecnología de computación móvil a instalarse para el sistema de lectura.

6. NOMBRE: PROPORCIÓN DE CRÍTICA NO SOLUCIONADA

DESCRIPCIÓN: Parte de las lecturas criticadas que no son solucionadas. Se mide sobre el número de volantes de revisión expedidos o sobre la cantidad de instalaciones criticadas.

7. NOMBRE: TIEMPO ENTRE EL PEDIDO DE CORTE Y LA EFECTIVIDAD DEL CORTE

DESCRIPCIÓN: Número de días transcurridos entre la solicitud del corte del servicio y el cumplimiento de este trámite.

Indicador que se implementará una vez se tenga las definiciones del estado de corte en el SIC y en el contrato de condiciones uniformes

8. NOMBRE: TIEMPO ENTRE EL PAGO DE LA FACTURA VENCIDA Y LA RECONEXIÓN DE UN SERVICIO SUSPENDIDO

DESCRIPCIÓN: Número de días transcurridos entre la cancelación de la factura vencida y la reconexión del servicio suspendido.

9. NOMBRE: TIEMPO ENTRE EL PAGO DE LA FACTURA VENCIDA Y LA REINSTALACIÓN DE UN SERVICIO CORTADO

DESCRIPCIÓN: Número de días transcurridos entre la cancelación de una factura en estado de corte y la reinstalación del servicio cortado.

10. NOMBRE: PORCENTAJE DE RECLAMOS EFECTIVOS POR FACTURACIÓN

DESCRIPCIÓN: Representa la parte de reclamos presentados por los clientes que obtienen respuesta efectiva porque obedecen a errores del proceso de facturación. Se mide sobre el total de facturas emitidas.

TOTALES:	Orden de revisión + explicación de cuentas + arreglo de cuentas
A FAVOR DEL USUARIO:	Arreglo de cuentas
A FAVOR DE LA EMPRESA:	Orden de revisión + explicación de cuentas
FACTURAS:	Facturas emitidas por cada servicio.

ENERGÍA

MES	TOTALES	A FAVOR DEL USUARIO	A FAVOR DE LA EMPRESA	FACTURAS	TOTALES / FACTURAS
ENERO					
FEBRERO					
PROMEDIO/MES					

11. NOMBRE: TIEMPO DE LA PRIMERA FACTURA EN NUEVAS INSTALACIONES CONECTADAS

DESCRIPCIÓN: Es el número de días transcurridos entre la instalación de un servicio y la generación de la primera factura.

12. NOMBRE: TIEMPO ENTRE PAGO DEL CLIENTE Y EL CONOCIMIENTO DE ESTE POR LA EMPRESA.

DESCRIPCIÓN: Número de días transcurridos entre la fecha de pago de la factura y disponibilidad de información en el sistema para ser consultado.

13. NOMBRE: TIEMPO ENTRE PAGO DEL CLIENTE Y EL CONOCIMIENTO DE ESTE POR EL PROCESO DE FACTURACIÓN

DESCRIPCIÓN: Número de días transcurridos entre el recibo de información de recaudo en Tesorería y entrega de la misma al proceso de facturación.

13. Anexo #2: Mesa de ayuda

El enfoque de la mesa de ayuda debe ser global, coordinando mesa de ayuda local para cada filial. Se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:

Alcance:

Los servicios suministrados por el contratista actual de Mesa de Ayuda para EPM son los mostrados en la tabla 1.

Tabla 1. Cuadro descriptivo del alcance de los servicios del contrato de mesa de ayuda.

	Tipo de servicio	Descripción	Alcance
1.	Mesa de ayuda.	1.1 Puesta en funcionamiento del puesto de trabajo.	Instalación de hardware y software.
			Reposición de infraestructura de hardware.
			Redistribución de hardware y software.
		1.2 Soporte al puesto de trabajo.	Autoayuda o nivel cero.

			Atención, gestión y solución remota de requerimientos de infraestructura de usuarios final. Atención, gestión y solución de requerimientos de baja complejidad relacionados con los servicios e infraestructura de servidores, redes y bases de datos.
			Soporte en sitio.
			Administración del laboratorio de equipos informáticos
		1.3 Administración de inventarios.	-Inventario de hardware. -Inventario de software.
		1.4 Administración servicio de impresión.	Inventario de dispositivos de impresión y administración de la herramienta de gestión y costeo del servicio de impresión
2.	**Soporte a los procesos de Tecnología de información**	2.1 Monitoreo de infraestructura	Monitoreo de infraestructura de usuario final. Monitoreo de equipos de comunicaciones. Monitoreo de las bases de datos. Monitoreo de servidores y aplicaciones.
		2.2. Soporte básico procesos de TI	Actividades de tipo operativo y repetitivo basadas en procedimientos previamente definidos que apoyan a los líderes y administradores de los procesos.
		2.3. Soporte especializado procesos de TI.	Actividades de mayor nivel de especialización y complejidad que apoyan a los procesos de TI.

Especificaciones para la implementación

- La mesa de ayuda se debe prestar con personal de la región y bajo las condiciones del contrato actual de Mesa de Ayuda que se ejecuta en la Subdirección de tecnología de Información.
- La implementación de la mesa comprende la aplicación de mejores prácticas través de la función “Mesa de servicios”.
- La herramienta a utilizar para la gestión de incidentes y requerimientos será bajo las condiciones del contrato actual que se ejecuta en la Subdirección de tecnología de Información, con el componente de control remoto.
- Con el apoyo de EPM, ESSA deberá hacer el levantamiento de los procedimientos específicos para el soporte de la infraestructura ofimática propia y para los mecanismos de escalamiento y/o priorización de los requerimientos.
- Los Acuerdos de Nivel de Servicio ANS para la gestión de la mesa de ayuda, los definirá ESSA basándose en las necesidades del soporte local. De esta definición saldrán los tipos de reportes que debe generar ESSA para la verificación del cumplimiento.
- ESSA deberá contar con personal administrativo que cumpla las funciones de coordinación y apoyo a la mesa de ayuda, quienes estarán en comunicación con la Coordinación del contrato por parte del proveedor y con la coordinación de los servicios por parte de ESSA, quienes a su vez se encargarán de la evaluación y otros aspectos como.
  - Vigilar el cumplimiento de los procedimientos formales establecidos

- Mantener las herramientas requeridas para el cumplimiento de la función que no sea suministrada por el proveedor.
- Gestionar la calidad del servicio.
- Asegurar la comunicación entre los participantes del proceso.
- Divulgar y promover los procedimientos de la mesa de ayuda.
- Elaborar los procedimientos de interacción para la gestión de incidentes de las aplicaciones locales.
- Asegurar la integridad y veracidad de los datos proporcionados para alimentar la base de datos de la herramienta de apoyo de la Mesa de Ayuda.
- Mercadear el servicio.
- Educar a los usuarios para reportar los problemas vía web o correo electrónico siguiendo las políticas informáticas y los procedimientos establecidos.
- Capacitar a los integrantes de la Mesa de Ayuda en los servicios informáticos y en los primeros auxilios de todas las aplicaciones.

Tal como lo establece el contrato, la facturación se hace por puesto de trabajo por lo que ESSA deberá asegurar la actualización del inventario y contar con las herramientas para mantenerlo lo más confiable posible.

Valor Puesto de trabajo

Los valores por puesto de trabajo y los servicios de soporte de TI del contrato de mesa de ayuda actuales (que pueden variar según la forma como se impacten los costos de la prestación del servicio por la adición de estas nuevas localidades) son:

Descripción 1	Descripción 2	Precios 2009 ($)
Mesa Ayuda-Puestode trabajo	Rango 9: 7500-8000	**33,907.56**
SP de TI-Monitoreo Infraest TI	Valor mes	**2,666,729.33**
Soporte Procesos de TI-Basico	Valor mes	**3,565,417.12**
Soporte Procesos TI-Especializ	Valor mes	**7,129,500.87**

REGLAMENTO DE LA INVITACIÓN AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER PARA PRESENTAR OFERTA PARA LA COMPRA DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP

BOGOTÁ D.C., DICIEMBRE DE 2008

ÍNDICE

1. PREÁMBULO 7
1.1 ANTECEDENTES 7
1.2 CRONOGRAMA 9
2. DEFINICIONES 9
3. OBJETO Y RÉGIMEN JURÍDICO 26
3.1 OBJETO 26
3.2 RÉGIMEN JURÍDICO 26
3.3 JURISDICCIÓN 26
3.4 RESPONSABILIDAD POR LOS ANÁLISIS, EVALUACIONES, COSTOS Y GASTOS DE LA PARTICIPACIÓN EN LA INVITACIÓN Y RESPONSABILIDAD DE LA NACIÓN- MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO 27
3.5 DIVIDENDOS PENDIENTES 27
3.6 LIMITACIÓN A LA ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES ADQUIRIDAS 27
4. REGLAS COMUNES A LA INVITACIÓN 28
4.1 ACCESO AL REGLAMENTO Y A LOS ESTUDIOS PREVIOS 28
4.2 PROCEDIMIENTOS DE DEBIDA DILIGENCIA 28
4.3 CONSULTAS, COMENTARIOS Y SOLICITUDES DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS 30
4.4 COMUNICACIONES 32
4.5 IDIOMA 32
4.6 UTILIZACIÓN OBLIGATORIA DE FORMATOS 33
4.7 AUTENTICACIÓN DE DOCUMENTOS Y SUSCRIPCIÓN DE DOCUMENTOS 33
5. OPCIONES DEL DEPARTAMENTO PARA ADQUIRIR LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO Y DE LA NACIÓN –MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN ESSA Y REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR EL INVITADO PARA SER PRECALIFICADO DURANTE EL PROCESO DE PRECALIFICACIÓN 33
5.1 OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS 33
5.2 OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO 34
5.3 EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL Y AUTORIZACIONES CORPORATIVAS DEL INVITADO, LOS MUNICIPIOS Y EL OPERADOR IDÓNEO CUANDO SEA EL CASO 36
5.4 REQUISITOS TÉCNICOS QUE DEBE CUMPLIR EL OPERADOR IDÓNEO PARA SER PRECALIFICADO EN DESARROLLO DEL PROCESO DE PRECALIFICACIÓN 38
6. REGLAS DE LA ENAJENACIÓN 40
6.1 REGLAS APLICABLES A LA ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES 40
6.2 QUIEN PUEDE PRESENTAR OFERTA 41
6.3 VALIDEZ DE LAS OFERTAS 41
6.4 PROCESO DE PRECALIFICACIÓN 41
6.5 GARANTÍA DE SERIEDAD DE LA OFERTA 46

6.6 PRESENTACIÓN DE: (i) EL SOBRE DE OFERTA ECONÓMICA Y (ii) EL SOBRE DE DOCUMENTOS DE LA OFERTA – OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS....49
6.7 PRESENTACIÓN DEL SOBRE DE AUTORIZACIONES....55
6.8 REVELACIÓN DEL PRECIO Y PRESENTACIÓN DE: (i) EL SOBRE DE OFERTA ECONÓMICA Y (ii) EL SOBRE DE DOCUMENTOS DE LA OFERTA – OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO....58
7. ACTOS PREPARATORIOS Y ACTO DE CIERRE – OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS....62
7.1 ACTUACIONES POSTERIORES A LA ADJUDICACIÓN....63
7.2 ACTO DE CIERRE OPCIÓN 1....63
8. ACTOS PREPARATORIOS Y ACTO DE CIERRE – OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO....64
8.1 ACTUACIONES POSTERIORES A LA ADJUDICACIÓN....64
8.2 ACTO DE CIERRE OPCIÓN 2....64
9 PROCEDIMIENTO EN CASO DE INCUMPLIMIENTO....65

INVITACIÓN

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía ordenaron la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa, siempre y cuando se cumplan las condiciones y términos previstos en el presente Reglamento de la Invitación.

En consecuencia, mediante el presente documento el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía invitan al Departamento de Santander a presentar oferta para la adquisición de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora de Santander S.A. ESP (en adelante "ESSA"). Por consiguiente, la presente Invitación está dirigida única y exclusivamente al Departamento de Santander (en adelante el "Departamento" o el "Invitado") en las condiciones previstas en el presente Reglamento de la Invitación.

El presente Reglamento de la Invitación (en adelante el "Reglamento") contiene las reglas de la Invitación y ha sido expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Ministerio de Minas y Energía, para fines informativos y para los demás fines que se establecen en este documento, y se proporciona únicamente para ser utilizado por el Invitado con el fin de darle las instrucciones para la presentación de una oferta relacionada con la adquisición de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía en ESSA. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en el Reglamento tienen los significados asignados a los mismos en las definiciones.

Ni la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, ni Fonade, ni los Asesores Externos de la Nación, ni sus respectivos directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, asesores o consultores, otorgan, otorgarán, ni se considerará que han otorgado declaración o garantía alguna expresa o implícita en cuanto a la exactitud, confiabilidad o integridad de la información contenida en la Sala de Información, en los Estudios Previos o en cualesquiera otros documentos puestos a disposición del Invitado o proporcionado a él mismo en forma escrita o verbal, distintas de las declaraciones y garantías contenidas expresamente en el presente Reglamento y en el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones y, nada de lo contenido en dichos documentos, se considerará como una promesa o declaración sobre hechos o actos pasados o futuros. Dicha información ha sido preparada únicamente para ayudar al Invitado a realizar su propia evaluación de ESSA y de la Invitación, y no pretende ser exhaustiva ni incluir toda la información que el Invitado pueda requerir o desear.

Salvo por lo dispuesto en el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones, la presentación de una Oferta constituye el reconocimiento y acuerdo del Invitado, en cuanto a que la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, Fonade y los Asesores Externos de la Nación no estarán sujetos a responsabilidad u obligación alguna derivada de: (i) cualquier información contenida en la Sala de Información; (ii) cualesquiera materiales proporcionados (o

declaraciones efectuadas) durante el transcurso de alguna visita a cualquiera de las instalaciones de ESSA o de cualquier auditoría realizada en dichas instalaciones; (iii) los Estudios Previos o, (iv) cualquier otra información proporcionada (ya sea en forma verbal o escrita) en relación con la Invitación. En particular, no se otorga declaración o garantía alguna con respecto al logro o la razonabilidad de las proyecciones, las perspectivas o los rendimientos operativos o financieros futuros, si los hubiere.

Ni la recepción del Reglamento por cualquier persona, ni la información contenida en este documento o proporcionada en conjunto con el mismo, o comunicada posteriormente a cualquier persona, ya sea en forma verbal o escrita, con respecto a la Invitación, constituye un otorgamiento de asesoría en materia de inversiones, legal, fiscal o de otra naturaleza, a cualquiera de dichas personas por los Asesores Externos de la Nación. El Invitado se debe informar sobre todos los requisitos legales aplicables y cumplir con los mismos y debe contar con su propia asesoría en materia de inversiones, legal, fiscal o de cualquier otra naturaleza. Ninguna información contenida en este documento constituye una oferta de venta, ni un compromiso o recomendación de ningún tipo, ni una solicitud para que se realice una oferta de compra, de cualesquiera valores emitidos por ESSA.

La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía se reserva el derecho, en forma discrecional, en consonancia con el Reglamento, en cualquier momento a: (i) modificar o adicionar el Reglamento; (ii) prorrogar o modificar el calendario de la Invitación, y (iii) terminar la Invitación anticipadamente sin que haya lugar a la presentación de Oferta; todo ello, sin necesidad de dar aviso previo o notificación previa a cualquier persona, en cuyo caso, ni el Invitado ni ninguna otra Persona tendrá derecho a formular reclamación alguna en contra de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público– Ministerio de Minas y Energía, Fonade o los Asesores Externos de la Nación, ni sus respectivos directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, asesores o consultores, lo cual acepta expresamente el Invitado.

Ni el Reglamento ni cualquier otra información escrita o verbal proporcionada al Invitado o a cualquier otra persona, o a sus respectivos asesores, constituirá o se considerará como relación contractual alguna. La Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía únicamente adquirirá obligaciones contractuales, siempre y cuando, celebren el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones.

Este Reglamento no se puede copiar, reproducir o distribuir total o parcialmente en ningún momento a Persona alguna, sin el consentimiento previo y por escrito de la Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público– Ministerio de Minas y Energía, salvo a los directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, asesores o consultores del Invitado o al Operador Idóneo, siempre que los mismos requieran dicha información para efectos del análisis de la Invitación para el Invitado y convengan en preservar la confidencialidad de la información a que tengan acceso. El Reglamento ha sido preparado únicamente para los fines antes descritos y en el entendido expreso de que el Invitado lo utilizará únicamente para dichos fines.

Por la sola recepción del Reglamento, el Invitado adquiere el compromiso consistente en que, en caso de que así se le solicite, devolverá de inmediato en las oficinas de ESSA, todos los materiales que haya recibido de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, de Fonade o del Asesor Externo de la Nación, incluyendo el Reglamento, sin conservar copia íntegra o parcial alguna del mismo, y además se compromete a no divulgar a otra Persona dicha información, salvo a las autoridades competentes en caso en que éstas así se lo soliciten.

Al proporcionar el Reglamento, ni la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, ni Fonade, ni el Asesor Externo de la Nación, asumen obligación alguna de corregir, modificar o actualizar la información contenida en este documento, o de proporcionar al Invitado o a Persona alguna, acceso a cualquier información adicional.

Si alguna de las fechas límite indicadas en este documento corresponde a un día que no sea un Día Hábil, dicha fecha límite se prorrogará hasta el siguiente Día Hábil.

El Reglamento y la Invitación se regirán por las leyes de Colombia, y cualesquiera conflictos y controversias que surjan con ocasión de los mismos serán resueltos exclusivamente por los jueces y tribunales colombianos.

1. PREÁMBULO

El Reglamento ha sido expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Ministerio de Minas y Energía y tiene por objeto regular la Invitación formulada al Invitado con el fin de que si así lo desea presente oferta para la adquisición de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Ministerio de Minas y Energía en ESSA en las condiciones previstas en el presente Reglamento.

1.1 ANTECEDENTES

(i) ESSA es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana que tiene por objeto social la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y tiene como sus principales accionistas a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Minas y Energía.

(ii) El Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – Fonade, como entidad ejecutora del proceso de enajenación de las participaciones del Estado en empresas del sector público o privado, de conformidad con lo establecido por el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, en su Documento 3281 del 19 de abril de 2004, llevó a cabo una convocatoria en la cual resultó seleccionada la Unión Temporal Inverlink BBVA-Valores BBVA, firma especializada encargada de adelantar las actividades de banca de inversión para el proceso de enajenación de la participación accionaria de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía en ESSA, y quien será el Asesor Externo de la Nación en esta Invitación.

(iii) La presente Invitación se dirige al Departamento.

(iv) El artículo 20 de la Ley 226 de 1995 dispone lo siguiente "La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes."

(v) Dicho artículo fue declarado exequible por la Corte Constitucional quien en Sentencia C-392 del 22 de agosto de 1996, Magistrado Ponente, doctor Alejandro Martínez Caballero, expresó lo siguiente:

"5- Conforme a lo anterior, la Corte considera que tiene perfecto sustento constitucional la primera parte del artículo acusado, según la cual la enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales está excluida del régimen especial de derecho preferencial en favor

de trabajadores y organizaciones solidarias y se rige por las reglas de contratación administrativa vigente. En efecto, cuando una entidad estatal enajena sus acciones a otra entidad de la misma naturaleza, entonces no hay, en sentido estricto, una privatización, pues no hay transferencia de propiedad del sector público al sector privado. Es pues perfectamente razonable que estas situaciones se regulen por la ley administrativa."

(vi) Como consecuencia de lo anterior, la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones objeto de la presente Invitación, se regula por las reglas de contratación administrativa vigentes, y por lo tanto, se indica, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 1 del artículo 77 del Decreto 2474 de 2008, que el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se celebra mediante contratación directa, por la causal prevista en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007.

(vii) Así mismo, de conformidad con lo establecido en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, dicho Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se celebra en la medida en que las obligaciones derivadas del mismo tienen una relación directa con las funciones y facultades previstas en la ley tanto para el Departamento, como para los Municipios. Adicionalmente el Operador Idóneo deberá contar con la experiencia y requisitos técnicos previstos en el presente Reglamento, los cuales tienen como finalidad garantizar la continua y eficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios a cargo de ESSA en el evento en que se elija la Opción 1.

(viii) En efecto, de conformidad con: (a) el numeral 5.1. de la Ley 142 de 1994, es competencia de los Municipios asegurar que se presten a sus habitantes, de manera eficiente, entre otros, el servicio público domiciliario de energía eléctrica, por empresas de servicios públicos de carácter oficial, privado o mixto; (b) el numeral 7.2 del artículo 7 de la Ley 142 de 1994 es competencia de los departamentos, apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos que operan en el Departamento; y (c) el artículo 79 de la Ley 143 de 1994 se autorizó al Gobierno y a las entidades descentralizadas a hacer aportes de capital a sociedades vinculadas al sector eléctrico.

(ix) Con el objeto de que el Invitado pueda hacer sus evaluaciones y análisis sobre la situación de ESSA se ha preparado la Sala de Información a la cual tendrá acceso desde la fecha de recepción del presente Reglamento.

(x) Dando cumplimiento a lo establecido en el numeral 4 del artículo 77 del Decreto 2474 de 2008 se han preparado los Estudios Previos que contienen los estudios, documentos e información indicada en el artículo 3 del Decreto 2474 de 2008.

(xi) Mediante la presente Invitación se le otorga al Departamento la posibilidad de adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Ministerio de Minas y Energía en ESSA a través de dos opciones, tal como se definen y regulan en el presente Reglamento: (i) Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, y (ii) Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto.

1.2 CRONOGRAMA

A continuación, se establece el cronograma con fundamento en el cual se ejecutará la Invitación.

Actividad	Fecha
Envío de la Invitación	Diciembre 5 de 2008
Proceso de Precalificación	Desde el Día Hábil siguiente a la fecha de envío de la Invitación hasta la fecha de notificación de la Precalificación.
Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación (Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 o Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2)	Enero 15 de 2009
Período para ingresar a la Sala de Información	Desde el Día Hábil siguiente al envío de la Invitación y hasta el Día Hábil anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1 u Opción 2 según haya sido elegida.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1	Enero 30 de 2009.
Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1	Treinta (30) días calendario siguientes a la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.
Revelación del Precio (Opción 2 - Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto)	Febrero 5 de 2009.
Fecha de Presentación de la Oferta Opción 2.	Febrero 25 de 2009.
Fecha de Cierre Opción 1	Quince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones Opción 1.
Fecha de Cierre Opción 2	Quince (15) Días Hábiles siguientes contados a partir de la fecha de notificación de los resultados finales de verificación de la información incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y en el Sobre de Oferta Económica – Opción 2.

2. DEFINICIONES

A menos que el contexto exija lo contrario, que se trate de nombres propios o que los términos incluidos en el Reglamento dispongan lo contrario, los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en el Reglamento tendrán los siguientes significados:

2.1 "Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto Ofrecidas al Departamento" significará hasta 5.439.785.383 acciones ordinarias representativas del capital suscrito y pagado de ESSA, de las cuales 271.989.269 son propiedad de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público y 5.167.796.114 son propiedad de la Nación - Ministerio de Minas y Energía (este número de acciones sumados a las acciones ordinarias de propiedad del Departamento en ESSA en la fecha de la Invitación, equivalen a la mitad más una acción del capital suscrito y pagado de ESSA) en relación con las cuales el Departamento podrá presentar oferta para adquirirlas y que serán convertidas en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en el evento en que acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento. El Departamento podrá presentar oferta para adquirir las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto.

Las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto ofrecidas al Departamento otorgarán al Departamento: (i) el derecho a percibir por acción un dividendo mínimo, el cual será pagado de preferencia respecto al que corresponda a las acciones ordinarias, siempre y cuando se hayan decretado dividendos conforme a las normas legales aplicables; y (ii) el derecho a que se le pague sobre los beneficios del ejercicio, después de enjugar las pérdidas que afecten el capital, deducido el aporte que legalmente se debe destinar para reserva legal, y antes de crear o incrementar cualquier otra reserva, un dividendo mínimo preferencial por cada acción equivalente al 0.75% anual, sobre el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, siempre y cuando este valor supere el dividendo decretado para las acciones ordinarias. En caso contrario, se reconocerá este último. El dividendo que reciban los titulares de las acciones ordinarias no podrá ser superior a aquel que se decrete a favor de las acciones con dividendo preferencial. El pago del dividendo preferencial se hará con la periodicidad y forma que determine el órgano competente.

En el evento en que el Departamento junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el número máximo de acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía que podrán adquirir el Departamento y los Municipios que presenten oferta conjunta en la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, será igual a la diferencia entre 7.614.655.273 acciones (número de acciones equivalente a la mitad más una acción del capital suscrito y pagado de ESSA) y la sumatoria de las participaciones del Departamento y dichos Municipios en ESSA en la fecha de presentación de la Solicitud de Precalificación, y solamente hasta dicho número de acciones se convertirán en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, siempre y cuando acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento. En la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto nunca podrá presentarse un Operador Idóneo, y en el evento en que se presente con un Operador Idóneo se rechazará la Oferta.

Se aclara que en ningún momento podrán convertirse en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, un número de acciones ordinarias mayor al cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito y pagado de ESSA (es decir un número mayor de 7.614.655.272 acciones de ESSA), por lo tanto en el evento en que por alguna razón se presente una Oferta por un número de acciones superior a dicho límite, ésta se disminuirá automáticamente al límite máximo permitido en la ley, lo cual acepta expresamente el Invitado.

2.2 "Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado" significarán 528.791.557 acciones ordinarias representativas del capital suscrito y pagado de ESSA de propiedad de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público y 11.954.377.559 acciones ordinarias representativas del capital suscrito y pagado de ESSA de propiedad de la Nación - Ministerio de Minas y Energía, en relación con las cuales el Departamento podrá presentar oferta para adquirirlas eligiendo la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, siempre y cuando cumpla con las condiciones previstas en el presente Reglamento. No se podrán presentar ofertas parciales por las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado.

2.3 "Acto de Cierre Opción 1" tendrá lugar en la Fecha de Cierre – Opción 1, siempre y cuando se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones, y significará el acto en el cual: (a) se verificará: (i) el pago del precio de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado por el Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento; y (ii) el pago de la Retribución de los Asesores Externos de la Nación; (b) la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía firmará y hará entrega al Invitado Adjudicatario de un original del Contrato Interadministrativo - Compraventa de Acciones que presentó en su Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones; (c) se entregará por parte del Invitado Adjudicatario el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA incluido en el Anexo 10, y (d) la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía dará instrucciones a ESSA para que registre el traspaso de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado en las condiciones indicadas en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA y expida los nuevos títulos de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA.

2.4 "Acto de Cierre Opción 2" tendrá lugar en la Fecha de Cierre – Opción 2 y significará el acto en el cual: (a) se verificará: (i) el pago en la Cuenta de Fonade del Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento; y (ii) el pago en la Cuenta de Fonade de la Retribución de los Asesores Externos de la Nación; y (b) la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía firmará y hará entrega al Invitado Adjudicatario de un original del Contrato Interadministrativo - Compraventa de Acciones que presentó en su Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2. La transferencia de las Acciones con Dividendo Preferencial y Sin Derecho a Voto Ofrecidas

al Departamento solamente se realizará en el evento en que acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento.

2.5 "Acuerdo de Accionistas" será el Acuerdo de Accionistas que deberá suscribir el Invitado Precalificado en el evento en que escoja la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el cual se encuentra incluido en el Anexo 9 del presente Reglamento y deberá presentarse por el Invitado Precalificado en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2. En el evento en que el Departamento junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Acuerdo de Accionistas también deberá ser suscrito por los Municipios que presenten conjuntamente la Oferta y que tengan participación accionaria en ESSA en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación.

2.6 "Adendos" significará los documentos que se lleguen a emitir, reformando, modificando o adicionando el Reglamento, los cuales formarán parte integral del mismo.

2.7 "Adjudicación" significará el acto mediante el cual se determina el Invitado Adjudicatario, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

2.8 "Anexos" significará los siguientes anexos, los cuales forman parte integral del Reglamento: (i) Anexo 1 "Convenio de Confidencialidad"; (ii) Anexo 2 "Reglas de la Sala de Información"; (iii) Anexo 3A "Formato de Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1" y Anexo 3B "Formato de Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2; (iv) Anexo 4A "Formato de Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1" y Anexo 4B "Formato de Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2; (v) Anexo 5A "Formato de Materias a Cubrir por la Garantía de Seriedad de la Oferta- Opción 1" y Anexo 5B "Formato de Materias a Cubrir por la Garantía de Seriedad de la Oferta- Opción 2; (vi) Anexo 6A "Formato de Oferta Económica- Opción 1", y Anexo 6B "Formato de Oferta Económica- Opción 2"; (vii) Anexo 7 "Contrato Interadministrativo -Contrato de Compraventa de Acciones"; (viii) Anexo 8 "Formato de Oferta Irrevocable – Opción 1"; (ix) Anexo 9 "Acuerdo de Accionistas"; (x) Anexo 10 "Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA"; y (xi) Anexo 11A "Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de Acciones – Primer Grado" y Anexo 11B "Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de Acciones – Segundo Grado.

2.9 "Asesor Externo de la Nación" significará la Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA Valores BBVA con domicilio en la ciudad de Bogotá D.C. y los subcontratistas de dicha unión temporal.

2.10 "Audiencia de Presentación de la Oferta – Opción 1" tendrá lugar en la "Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1" señalada en el Numeral 1.2. "Cronograma", en la cual se llevará a cabo la sesión pública en la cual el Invitado Precalificado que haya escogido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, presentará: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, conforme con las reglas contenidas en el presente Reglamento.

2.11 “Banco Aceptable” significará un establecimiento de crédito establecido y legalmente autorizado para operar en Colombia y vigilado por la Superintendencia Financiera.

2.12 “Bogotá” significará la ciudad de Bogotá D.C., Colombia.

2.13 “Carta de Presentación de la Oferta” significará la carta que deberá suscribir y presentar el Invitado Precalificado y que hace parte de los documentos que se deben incluir en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 u Opción 2 (de acuerdo con la opción elegida), cuyo formato dependiendo de la opción que se elija se encuentra contenido como Anexo 4A “Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1” o Anexo 4B “Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2”.

En el evento en que el Invitado Precalificado elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 **deberá ser** suscrita también por el Operador Idóneo y, si la Oferta adicionalmente es presentada conjuntamente con otros Municipios del Departamento, la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 deberá ser suscrita también por dichos Municipios.

En el evento en que el Invitado Precalificado junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 deberá ser suscrita también por dichos Municipios.

2.14 “Carta de Solicitud de Precalificación” significará la carta que hace parte de los documentos que se deben incluir en el Sobre para Precalificación para efectos de participar en el Proceso de Precalificación, cuyo formato dependiendo de la opción que se elija se encuentra contenido como Anexo 3A “Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1” o Anexo 3B “Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2”

En el evento en que el Invitado elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 **deberá** ser suscrita también por el Operador Idóneo y, si la Oferta adicionalmente es presentada conjuntamente con otros Municipios del Departamento, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá ser suscrita también por dichos Municipios.

En el evento en que el Invitado junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción deberá ser suscrita también por dichos Municipios.

2.15 “Colombia” significará la República de Colombia.

2.16 “Compañía de Seguros Aceptable” significará una compañía de seguros legalmente autorizada para operar en Colombia.

2.17. "Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia" Es el contrato mediante el cual el Invitado Precalificado o Adjudicatario, según corresponda, constituye a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía la prenda sobre las acciones que acepta adquirir, en primer o segundo grado, según sea el caso, en los términos establecidos en los Anexos 11A y 11B del Reglamento, con el fin de garantizar que las acciones que le sean efectivamente adjudicadas no serán enajenadas dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha de su enajenación.

En el evento en que se elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia deberá ser incluido en el Sobre de Autorizaciones (en las condiciones previstas para la presentación del Sobre de Autorizaciones) y deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento, un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Operador Idóneo y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones y que fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

En el evento en que se elija la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia deberá ser incluido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan presentado de forma conjunta Oferta y que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

2.18 "Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones" significará el Contrato interadministrativo que celebrarán el Invitado Adjudicatario y la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, para la compraventa de las acciones dependiendo de la opción que elija el Invitado. El Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones forma parte del Reglamento como Anexo 7.

En el evento en que se elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones deberá ser presentado en el Sobre de Autorizaciones, y deberá ser suscrito por el Operador Idóneo, el Departamento y aquellos Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones y que fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

En el evento en que el Invitado Adjudicatario elija la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se encontrará sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento y deberá ser incluido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2. Asimismo, en el evento en que el Invitado Adjudicatario junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento

presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones deberá ser suscrito también por dichos Municipios.

2.19 "Convenio de Confidencialidad" significará el convenio suscrito por el Invitado, en virtud del cual se obliga a mantener la confidencialidad de la información de ESSA a la que tenga acceso en desarrollo de la presente Invitación. El Convenio de Confidencialidad se acompaña al Reglamento como Anexo 1.

En el evento en que el Invitado elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Convenio de Confidencialidad deberá ser suscrito también por el Operador Idóneo y, si la Oferta adicionalmente es presentada conjuntamente con otros Municipios del Departamento, el Convenio de Confidencialidad deberá ser suscrito también por dichos Municipios y deberá incluirse en el Sobre para Precalificación.

En el evento en que el Invitado junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Convenio de Confidencialidad deberá ser suscrito también por dichos Municipios y deberá incluirse en el Sobre para Precalificación.

2.20 "Cuenta Bancaria de Fonade" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de Fonade que se le informen al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 2 para que pague las acciones y la Retribución del Asesor Externo de la Nación, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto.

En esta cuenta se mantendrán los recursos anteriormente indicados hasta tanto acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2 del Reglamento. Los recursos depositados en esta cuenta serán invertidos por Fonade en cuentas de ahorro y los rendimientos que generen: (i) serán propiedad del Invitado Adjudicatario, en el evento en que se deban devolver los recursos depositados al Invitado Adjudicatario, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento, o (ii) serán propiedad de la Nación -Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Ministerio de Minas y Energía y el Asesor Externo de la Nación, en forma proporcional a la suma que corresponda a cada uno de ellos, en el evento en que se deban entregar los recursos depositados a la Nación -Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Minas y Energía y al Asesor Externo de la Nación, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

2.21 "Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes del Asesor Externo de la Nación que se informará al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 1, para que pague la Retribución del Asesor Externo de la Nación en las condiciones previstas en el presente Reglamento, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones.

2.22 "Cuenta Bancaria del Vendedor" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público que se le informen al Invitado Adjudicatario con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 1 para que pague las acciones, en el evento en que éste haya presentado Oferta por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, haya resultado adjudicatario y se haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones.

2.23 "Departamento" significará el Departamento de Santander, al cual está dirigida de forma exclusiva la Invitación, en la medida en que ESSA presta en éste, principalmente, el servicio público domiciliario de distribución de energía eléctrica.

2.24 "Día Hábil" o "Día" significará cualquier día calendario de lunes a viernes, excluyendo días festivos en Colombia. En el supuesto de que el último día de un período cualquiera establecido en el Reglamento no fuese un Día Hábil, el último día de tal período será el Día Hábil siguiente al referido día calendario. Cuando el Reglamento se refiera a día y no se precise otra cosa se entenderá que es Día Hábil.

2.25 "Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA" significará el documento incluido en el Anexo 10 del presente Reglamento que deberá ser presentado por el Invitado Adjudicatario en la Fecha de Cierre – Opción 1, en el cual se indicará el número de acciones que deberá ser registrado en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA a nombre del Operador Idóneo, del Departamento, y de ser el caso, a nombre de los Municipios del Departamento que hayan obtenido las autorizaciones y fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1. Es importante anotar que el Operador Idóneo no podrá adquirir nunca menos de la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA y el Departamento deberá adquirir como mínimo una (1) acción de ESSA.

2.26 "Estudios Previos" significará el documento que contiene los estudios, documentos e información a que hace referencia el artículo 3 del Decreto 2474 de 2008 y cierta información relativa a ESSA, al cual podrán tener acceso en la Sala de Información

2.27 "Fecha de Cierre – Opción 1" significará la fecha señalada como "Fecha de Cierre – Opción 1" en el Numeral 1.2. "Cronograma", en la cual se llevará a cabo el Acto de Cierre – Opción 1.

2.28 "Fecha de Cierre – Opción 2" significará la fecha señalada como "Fecha de Cierre – Opción 2" en el Numeral 1.2. "Cronograma", en la cual se llevará a cabo el Acto de Cierre – Opción 2.

2.29 "Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1" significará la fecha señalada como "Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1" en el Numeral 1.2. "Cronograma", fecha en la que tendrán lugar las actividades indicadas en el Numeral 6.6. del Reglamento.

2.30 "Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2" significará la fecha señalada como "Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2" en el Numeral 1.2. "Cronograma".

2.31 “Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación” significará la fecha señalada como “Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación” en el Numeral 1.2. “Cronograma”, en la cual podrá presentarse el Sobre para Precalificación.

2.32 “Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones” significará la fecha señalada como “Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones” en el Numeral 1.2. “Cronograma”, en la cual deberá presentarse el Sobre de Autorizaciones, en el evento en que se haya elegido la Opción 1.

2.33 “Fonade” Es el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo quien ejerce la gerencia del proceso regulado mediante el presente Reglamento, de acuerdo con el Convenio Interadministrativo No. 194081 de fecha 21 de diciembre de 2004 suscrito entre el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y el Ministerio de Minas y Energía el cual ha sido modificado mediante siete (7) otrosíes.

2.34 “Formato de Oferta Económica” significará el modelo de formulario que se acompaña como Anexo 6A o 6B del Reglamento, que contendrá la Oferta Económica del Invitado Precalificado. Este formato deberá incluirse en el Sobre de Oferta Económica.

En el evento en que el Invitado Precalificado elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, la Oferta Económica deberá ser suscrita también por el Operador Idóneo y, si la Oferta adicionalmente es presentada conjuntamente con otros Municipios del Departamento, la Oferta Económica deberá ser suscrita también por dichos Municipios (que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1), en los términos y condiciones previstos en el Reglamento. En este evento, la Oferta Económica deberá ser igual o mayor al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado y solamente podrá ser por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, bajo la modalidad todo o nada, de manera que no se aceptarán Ofertas parciales.

En esta Oferta Económica – Opción 1: (a) se formulará oferta económica por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado (“Valor a pagar por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado”); (b) se formulará **oferta económica irrevocable** por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Invitado Precalificado resulte adjudicatario y el Departamento, obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir mínimo una (1) acción, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (c) por lo tanto, el Operador Idóneo adquirirá, la diferencia entre la totalidad de las Acciones Ordinarias ofrecidas al Invitado y el número de acciones que adquiera efectivamente el Departamento y los Municipios, que obtengan las respectivas autorizaciones, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. De resultar adjudicatario el Invitado Precalificado y en el evento en que: (i) se presente de forma conjunta la oferta con algún o algunos Municipios del Departamento y alguno no obtenga las autorizaciones del Concejo Municipal, y (ii) el Departamento, si obtenga autorización de la Asamblea Departamental

en las condiciones anteriormente indicadas, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetos el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, caso en el cual: (a) las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado serán adquiridas únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, siendo obligatorio que el Departamento adquiera como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (b) **será obligatoria la presentación** del Sobre de Autorizaciones; (c) el Sobre de Autorizaciones deberá ser presentado únicamente con las autorizaciones de la Asamblea Departamental del Departamento y las autorizaciones de los concejos municipales de aquellos Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones; (d) el Convenio Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y el Contrato de Prenda Abierta sin tenencia que deberán incluirse en el Sobre de Autorizaciones, deberán ser suscritos únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y aquellos Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones; y (e) el Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento, deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones. Si el Departamento no obtiene la autorización de la asamblea departamental, se entenderá fallida la condición a la cual se encuentran sujetos el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta - Opción 1.

En el evento en que el Invitado Precalificado junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la Oferta Económica – Opción 2 deberá ser suscrita también por los Municipios que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

2.35 “Formato de Oferta Irrevocable” significará el Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento que deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones para adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado (que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1) que deberá incluirse en el Sobre de Autorizaciones, en el cual: (i) indican que han obtenido las respectivas autorizaciones para adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, (ii) se obligan a aceptar irrevocablemente y solidariamente las condiciones incluidas en el Sobre para Precalificación, en el Sobre de Oferta Económica y en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, y (iii) cumplirán solidariamente con las obligaciones previstas en el Reglamento.

2.36 “Garantía de Seriedad de la Oferta” significará (i) una póliza de seguro de cumplimiento expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o, (ii) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, según sea el caso, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.

La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 1 deberá ser presentada por el Operador Idóneo en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 en el Sobre de Documentos de

la Oferta – Opción 1, en las condiciones establecidas en el Anexo 5A "Formato de Materias a Cubrir por la Garantía de Seriedad de la Oferta- Opción 1".

La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 2 deberá ser presentada por el Departamento y los Municipios que hayan presentado de forma conjunta la Oferta, en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2 en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2, en las condiciones establecidas en el Anexo 5B "Formato de Materias a Cubrir por la Garantía de Seriedad de la Oferta- Opción 2".

2.37 "Invitación" significará la presente invitación expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Ministerio de Minas y Energía, que se formula al Departamento para que presente oferta para adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Ministerio de Minas y Energía en ESSA en las condiciones previstas en el presente Reglamento.

2.38 "Invitado Adjudicatario" significará el Invitado Precalificado que se declare como adjudicatario de las acciones conforme con el Reglamento.

Se entenderá asimismo e incluirá dentro del concepto de Invitado Adjudicatario: (i) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, al Invitado, el Operador Idóneo y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 y hayan obtenido las respectivas autorizaciones; y (ii) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, al Invitado y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 y hayan obtenido las respectivas autorizaciones.

2.39 "Invitado Oferente" significará el Invitado que presente el Sobre para Precalificación conforme con el Reglamento en desarrollo del Proceso de Precalificación. En el evento en que el Invitado Oferente escoja la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, **deberá presentar la Oferta** junto con un Operador Idóneo que adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA, siempre y cuando el Departamento adquiera mínimo una (1) acción de ESSA, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.

Se entenderá asimismo e incluirá dentro del concepto de Invitado Oferente: (i) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, al Invitado, el Operador Idóneo y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1; y (ii) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, al Invitado y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

2.40 "Invitado Precalificado" significará el Invitado Oferente que: (i) presentó Sobre para Precalificación, y (ii) es precalificado en desarrollo del Proceso de Precalificación y está autorizado, más no obligado a presentar: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre

de Documentos de la Oferta Opción 1 u Opción 2, de acuerdo con la opción que haya elegido, de conformidad con lo indicado en el presente Reglamento.

Se entenderá asimismo e incluirá dentro del concepto de Invitado Precalificado: (i) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, al Invitado, el Operador Idóneo y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1; y (ii) en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, al Invitado y los Municipios del Departamento, de ser el caso, que se hayan incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

2.41 "Invitado" significará el Departamento de Santander.

2.42 "Municipios" significarán los Municipios del Departamento de Santander.

2.43 "Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía" o "Nación" significarán conjuntamente la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Nación – Ministerio de Minas y Energía, salvo que en el contexto se individualicen específicamente como Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Nación -Ministerio de Minas y Energía.

2.44 "Numeral" significará cualquier numeral del Reglamento.

2.45 "Oferta" significará el Sobre para Precalificación, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 u Opción 2 y de ser el caso, el Sobre de Autorizaciones – Opción 1, debidamente presentados.

2.46 "Oferta Económica" significará la declaración de voluntad unilateral, en donde:

(i) La Oferta Económica – Opción 1 deberá ser suscrita por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan presentado la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1. La Oferta Económica – Opción 1 deberá ser igual o mayor al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado y solamente podrá ser por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, bajo la modalidad todo o nada, de manera que no se aceptarán Ofertas parciales.

En esta Oferta Económica – Opción 1: (a) se formulará oferta económica por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado ("Valor a pagar por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado"); (b) se formula **oferta económica irrevocable** por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Invitado Precalificado resulte adjudicatario y el Departamento, obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (c) por lo tanto, el Operador Idóneo adquirirá, la diferencia entre la totalidad de las Acciones

Ordinarias ofrecidas al Invitado y el número de acciones que adquiera efectivamente el Departamento y los Municipios, que obtengan las respectivas autorizaciones, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

De resultar el Invitado Precalificado adjudicatario y en el evento en que: (i) se presente de forma conjunta la oferta con algún o algunos Municipios del Departamento y alguno no obtenga las autorizaciones del Concejo Municipal, y (ii) el Departamento, si obtenga autorización de la Asamblea Departamental en las condiciones anteriormente indicadas, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetos el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, caso en el cual: (a) las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado serán adquiridas únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, siendo obligatorio que del Departamento adquiera como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (b) **será obligatoria la presentación** del Sobre de Autorizaciones; (c) el Sobre de Autorizaciones deberá ser presentado únicamente con las autorizaciones de la Asamblea Departamental del Departamento y las autorizaciones de los concejos municipales de aquellos Municipios del Departamento que hayan obtenido las autorizaciones; (d) el Convenio Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y el Contrato de Prenda que deberán incluirse en el Sobre de Autorizaciones, deberán ser suscritos únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y aquellos Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones; y (e) el Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento, deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones.

En el evento en que el Departamento no obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir al menos una (1) Acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA, se entenderá por fallida la condición, y no habrá lugar, ni podrá presentarse el Sobre de Autorizaciones, dándose entonces por terminada la Invitación en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones al no presentarse Sobre de Autorizaciones.

(ii) La Oferta Económica - Opción 2, el Invitado Precalificado formula su Oferta Económica para que se le declare como Invitado Adjudicatario de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto por las cuales se presenta Oferta Económica – Opción 2, en las condiciones establecidas en su Oferta Económica – Opción 2. En el evento en que el: (i) Departamento escoja la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la Oferta Económica deberá ser por el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto y podrá ser hasta por 5.439.785.383 acciones de la totalidad de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto Ofrecidas al Departamento (este número de acciones, sumado a las acciones ordinarias de propiedad del Departamento en ESSA en la fecha de Invitación, equivalen a la mitad más una acción del capital suscrito y pagado de ESSA) o, si el Departamento junto con algún o algunos

otros Municipios del Departamento presentan conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el número máximo de acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía que podrán adquirir el Departamento y los Municipios que presenten oferta, será igual a la diferencia entre 7.614.655.273 acciones (equivalentes a la mitad más uno del capital suscrito y pagado de ESSA) y la sumatoria de las participaciones del Departamento y dichos Municipios en ESSA en la fecha de presentación de la Solicitud de Precalificación. Se aclara que en ningún momento podrá convertirse en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, un número de acciones ordinarias mayor al cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito y pagado de ESSA (es decir un número mayor de 7.614.655.272 acciones), por lo tanto en el evento en que por alguna razón se presente una Oferta por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, por un número de acciones superior a dicho límite, ésta se disminuirá automáticamente al límite máximo permitido en la ley, lo cual acepta expresamente el Invitado.

2.47 "Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias" u "Opción 1" significará la opción en la cual el Invitado escoge adquirir la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado. En la Solicitud de Precalificación el Invitado deberá indicar si ha optado por la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias. En este evento el Invitado deberá presentar la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 y por ende, la Oferta, de forma conjunta con un Operador Idóneo. No será posible presentar una oferta por la Opción 1 - Totalidad de las Acciones Ordinarias y por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, las dos opciones son excluyentes.

2.48 "Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto" u "Opción 2" significará la opción en la cual el Departamento, escoge adquirir parte o la totalidad de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto Ofrecidas al Departamento. En la Solicitud de Precalificación el Invitado deberá indicar si ha optado por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto. No será posible presentar una oferta por la Opción 1 - Totalidad de las Acciones Ordinarias y por la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, las dos opciones son excluyentes.

2.49 "Operador Idóneo" Será la persona jurídica que cumpla con los requisitos previstos en el Numeral 5.4 del Reglamento.

2.50 "Persona" significa cualquier persona natural o jurídica, sea de nacionalidad colombiana o extranjera.

2.51 "Pesos" o "$" significará la moneda de curso legal en Colombia.

2.52 "Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto" significará el precio que tendrán las acciones que enajena la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en la Opción 2- Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el cual será fijado y se dará a conocer al Invitado

Precalificado en la fecha de Revelación del Precio y de conformidad con el mecanismo que para el efecto se determine, el cual se dará a conocer mediante un Adendo.

2.53 "Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado" significará el precio de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado que será fijado en la Audiencia de Presentación de la Oferta – Opción 1, después de que el Invitado Precalificado haya depositado el Sobre de Oferta Económica, en el evento en que haya optado por la Opción 1, de conformidad con el mecanismo que para el efecto se determine, el cual se dará a conocer mediante un Adendo.

2.54 "Presidente de la Audiencia" significará el Ministro de Hacienda y Crédito Público o la persona que éste designe, que se encargará de dirigir la Audiencia de Presentación de la Oferta.

2.55 "Proceso de Vinculación de Operador Idóneo" será el proceso que iniciará la Nación dentro de los seis (6) meses siguientes al Acto de Cierre – Opción 2, de acuerdo con la legislación aplicable, en el evento en que el Invitado Adjudicatario haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, con el fin de: (i) enajenar la totalidad de las acciones ordinarias que no sean adjudicadas al Invitado Adjudicatario en desarrollo de la Invitación y, (ii) vincular un operador idóneo.

2.56 "Proceso de Precalificación" será el proceso que tiene por objeto: (i) que el Invitado presente en la Fecha de Presentación del Sobre para Precalificación, el Sobre para Precalificación; (ii) que se evalúe, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento, el Sobre para Precalificación presentado por el Invitado Oferente; y (iii) notificar al Invitado Oferente que ha sido o no precalificado, adquiriendo así la calidad de Invitado Precalificado.

2.57 "Reglamento de la Invitación" o "Reglamento" significará este reglamento expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía , que contiene las reglas y los procedimientos para la recepción de Ofertas, así como cualesquiera Anexos y Adendos al mismo.

2.58 "Reglas de la Sala de Información" significará las reglas a las cuales debe sujetarse el Invitado que pretenda acceder a la Sala de Información y/o sostener entrevistas con funcionarios de ESSA. Las Reglas de la Sala de Información forman parte del Reglamento como Anexo 2.

2.59 "Retribución del Asesor Externo de la Nación" significará la retribución que recibirá el Asesor Externo de la Nación como comisión de éxito por su actuación en la Invitación, la cual estará a cargo totalmente del Invitado Adjudicatario. Habrá lugar al pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación cuando quiera que en desarrollo de la Opción 1 o de la Opción 2 exista enajenación. La Retribución del Asesor Externo de la Nación será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

VCE = CE*(VTA-VSS+P)

Donde:

VCE	Valor a pagar como comisión de éxito
CE	Será 0,24%
VTA	Valor total a favor de los accionistas como resultado de la venta de sus participaciones accionarias
VSS	Valor a favor de los accionistas como resultado de la venta de sus participaciones a los destinatarios de las condiciones especiales de acuerdo a lo establecido en los artículos 3 de la Ley 226 de 1995 y 16 de la Ley 789 del 2002. Para efectos de esta invitación y el proceso que de ésta se derive, VSS será igual a cero.
P	Valor de los pasivos totales a 31 de agosto de 2008 de ESSA, incluyendo el valor no provisionado de su cálculo actuarial (en caso de aplicar) por la participación de capital enajenada, es decir, la suma de $ 287.790.630.902 multiplicado por lo que se enajene.

2.60 "Revelación del Precio" será la fecha indicada como "Revelación del Precio" indicada en el numeral 2.1 "Cronograma" del Reglamento, en la cual se informará al Invitado Precalificado que haya escogido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, de conformidad con el mecanismo que al efecto se expida mediante Adendo.

2.61 "Sala de Audiencia de Presentación de la Oferta" significará el lugar dispuesto para adelantar el trámite de la Audiencia de Presentación de la Oferta – Opción 1, tal y como se establece en el presente Reglamento, cuya ubicación se le comunicará por escrito al Invitado Precalificado, con por lo menos un (1) Día Hábil de anterioridad.

2.62 "Sala de Información" significará el lugar virtual en el cual está contenida, para consulta, la información relacionada con los aspectos financieros, técnicos, legales, operativos, contables, contratos y otras cuestiones afines a ESSA, a la Invitación y al Reglamento. La Sala de Información se encuentra ubicada en la dirección electrónica **www.electrificadoras.com**. Se aclara que en la fecha de envío de la Invitación alguna información de ESSA remitida a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para efectos

de determinar el nuevo cargo de distribución no ha sido incluida en la Sala de Información, sin embargo ésta será actualizada con dicha información a la mayor brevedad posible.

2.63 "Sitio de Presentación del Sobre para Precalificación, del Sobre de Autorizaciones y del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y de la Oferta Económica – Opción 2" serán las oficinas de Fonade ubicadas en la ciudad de Bogotá en la Calle 26 No. 13-19 Piso 1, lugar en el cual se recibirá desde las 8:00 a.m. hasta las 5:00 p.m. el Sobre para Precalificación en la Fecha de Presentación del Sobre para Precalificación, el Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y la Oferta Económica – Opción 2 en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2.

2.64 "Sobre de Autorizaciones" significará un sobre cerrado que contendrá la documentación indicada en el presente Reglamento. Será obligación la presentación del Sobre de Autorizaciones en el evento en que elegida la Opción 1, tal como se indicó en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, el Invitado Precalificado haya resultado adjudicatario y el Departamento haya obtenido las respectivas autorizaciones de la Asamblea Departamental para adquirir al menos una (1) de las acciones de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. En el evento en que la Solicitud de Precalificación – Opción 1 haya sido presentada por algún o algunos Municipios del Departamento y alguno no haya obtenido las respetivas autorizaciones del respectivo concejo municipal, pero el Departamento si haya obtenido las autorizaciones de la asamblea departamental, se entenderá por cumplida la condición suspensiva, y por ende será obligatorio la presentación del Sobre de Autorizaciones por el Departamento, el Operador Idóneo y aquellos Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones del concejo municipal y que hubieran sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

Sin embargo, en el evento en que el Departamento no obtenga la autorización de la Asamblea Departamental, no habrá lugar a la presentación del Sobre de Autorizaciones y se dará por terminada la Invitación, sin que haya lugar a la enajenación de ninguna acción al Operador Idóneo, al Departamento o a los Municipios del Departamento incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

2.65 "Sobre de Documentos de la Oferta" significará un sobre cerrado que contendrá la documentación indicada en el presente Reglamento para el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 o el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

2.66 "Sobre de Oferta Económica" significará un sobre cerrado que contendrá el Formato de Oferta Económica.

2.67 "Sobre para Precalificación" significará un sobre cerrado que contendrá los documentos indicados en el presente Reglamento que se deberá presentar en la Fecha de Presentación del Sobre para Precalificación.

2.68 “Valor a pagar por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado” significará el valor a pagar por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado que se incluirá en el Formato de Oferta Económica – Opción 1, el cual deberá ser igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado y que en el evento en que se presente Sobre de Autorizaciones, deberá pagarse en la Fecha de Cierre-Opción 1.

3. OBJETO Y RÉGIMEN JURÍDICO

3.1 OBJETO

El Reglamento tiene como objeto fijar las reglas y procedimientos de conformidad con los cuales se invita al Departamento a presentar Oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Nación –Ministerio de Minas y Energía en ESSA.

3.2 RÉGIMEN JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 20 de la Ley 226 de 1995 “La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes.”

Como consecuencia de lo anterior, la Invitación y la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones objeto de la presente Invitación, se regula por las reglas de contratación administrativa vigentes, así como por cualesquiera otras normas del derecho colombiano que le sean aplicables, normas éstas que, de acuerdo con la ley colombiana, se presumen conocidas por el Invitado.

3.3 JURISDICCIÓN

Cualquier conflicto relacionado con la Invitación, el Sobre para Precalificación, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Autorizaciones y, cualesquiera otros aspectos relacionados con el desarrollo y ejecución de la Invitación, se someterá a la jurisdicción de los jueces y tribunales de Colombia.

3.4 RESPONSABILIDAD POR LOS ANÁLISIS, EVALUACIONES, COSTOS Y GASTOS DE LA PARTICIPACIÓN EN LA INVITACIÓN Y RESPONSABILIDAD DE LA NACIÓN- MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Será responsabilidad única y exclusiva del Invitado adelantar las actividades necesarias para efectuar los análisis y evaluaciones de ESSA y, para la presentación del Sobre para Precalificación, el Sobre de Oferta Económica, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 u Opción 2 y el Sobre de Autorizaciones, en el evento en que éstos se presenten.

Todos los costos y gastos, tanto directos como indirectos, relacionados con la participación en la Invitación, correrán por cuenta del Invitado. La Nación no será responsable en ningún caso, por dichos costos y gastos.

La Nación no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA.

Como consecuencia de lo anterior, será responsabilidad del Invitado efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión.

3.5 DIVIDENDOS PENDIENTES

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o a la Nación –Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008, éstos no pertenecerán al Invitado, lo cual acepta y reconoce expresamente el Invitado.

3.6 LIMITACIÓN A LA ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES ADQUIRIDAS

El Invitado que resulte Invitado Adjudicatario y haya elegido la Opción 1 no podrá enajenar las acciones que haya adquirido, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones adquiridas a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El Invitado que resulte Invitado Adjudicatario y haya elegido la Opción 2, no podrá enajenar las acciones que haya adquirido, dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha en

la cual efectivamente éstas se enajenen y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin la autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o de la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, so pena de pagar una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones adquiridas a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

No obstante lo anterior, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Es importante anotar que después de los tres (3) años de la fecha en la cual las acciones sean efectivamente enajenadas y dicha enajenación registrada en el libro de registro de accionistas, el Invitado Adjudicatario que vaya a enajenar sus acciones deberá dar aplicación al procedimiento previsto en la Ley 226 de 1995 en la medida en que sea pertinente.

4. REGLAS COMUNES A LA INVITACIÓN

4.1 ACCESO AL REGLAMENTO Y A LOS ESTUDIOS PREVIOS

El Invitado tendrá acceso a la Sala de Información desde el Día Hábil siguiente al envío de la Invitación, la cual se enviará dirigida al Gobernador mediante correo a la dirección donde funciona la gobernación del Departamento, para lo cual deberá: (i) designar un (1) representante autorizado y suministrar una dirección, número de teléfono, número de telefax y una dirección de correo electrónico, y (ii) suscribir el Convenio de Confidencialidad. Quien se designe como representante autorizado deberá tener capacidad para obligar al Invitado.

El Invitado podrá sustituir a su representante autorizado en cualquier momento, o variar el domicilio, números de teléfono o telefax o la dirección de correo electrónico, señalados para el mismo, previa comunicación dirigida al Asesor Externo de la Nación. La sustitución del representante autorizado o la variación de su domicilio, teléfono o telefax o dirección de correo electrónico, según sea el caso, surte efecto a partir del Día Hábil siguiente al recibo de la respectiva comunicación por parte del Asesor Externo de la Nación.

4.2 PROCEDIMIENTOS DE DEBIDA DILIGENCIA

4.2.1 Sala de Información

4.2.1.1 Para facilitar al Invitado la labor de efectuar su trabajo de debida diligencia se preparó y está disponible una Sala de Información ubicada en la siguiente dirección electrónica **www.electrificadoras.com.**

4.2.1.2 El acceso a la Sala de Información no tendrá ningún costo.

4.2.1.3 Sin perjuicio de lo anterior, para que el Invitado pueda acceder a la Sala de Información deberá suscribir y entregar el Convenio de Confidencialidad en los términos en que el mismo se encuentra contenido en el Anexo 1.

4.2.1.4 La solicitud de la clave para tener acceso a la Sala de Información se sujetará a los términos de las Reglas de la Sala de Información.

4.2.1.5 La Sala de Información funcionará dentro de las fechas señaladas en el Numeral 1.2.

4.2.1.6 La totalidad de los gastos en que incurra el Invitado por las visitas a la Sala de Información serán de su única y exclusiva responsabilidad.

4.2.2 Visitas a ESSA y entrevistas con los funcionarios

4.2.2.1 El Invitado tendrán derecho a solicitar entrevistas con los funcionarios de ESSA.

4.2.2.2 Para efectuar las visitas y sostener las entrevistas del caso, el Invitado deberá diligenciar y suscribir una solicitud en los términos a que se refieren las Reglas de la Sala de Información, la cual deberá dirigirse a:

Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA – Valores - BBVA

Atn. Fabio Macías
Carlos Soto

Bogotá D.C.

Fax: 57 (+1) 3123079

Tel: 57 (+1) 3122726

Dirección: Carrera 7 No. 71-52 Torre B Oficina 1504, Bogotá D.C.

Correo electrónico: fmacias@inverlink.com.co
carlos.soto@bbva.com.co

4.2.2.3 El Invitado se debe abstener de promover, provocar o sostener entrevistas con cualesquiera funcionarios de ESSA por mecanismos diferentes a los aquí contemplados.

Un delegado del Asesor Externo de la Nación asistirá y estará presente en el curso de todas las visitas y entrevistas en que participe el Invitado.

4.2.2.4 Ningún documento podrá ser solicitado directamente por el Invitado en el curso de las visitas y entrevistas que sostengan con los funcionarios de ESSA; dichas solicitudes se deberán canalizar a través del administrador de la Sala de Información, en los términos establecidos en las Reglas de la Sala de Información.

4.2.2.5 Las visitas y entrevistas se deberán realizar en las instalaciones de ESSA, en Días Hábiles entre las 10:00 a.m. y las 5:00 p.m. Las entrevistas se sujetarán a la disponibilidad de tiempo de los funcionarios de ESSA.

4.2.2.6 La totalidad de los gastos en que incurra el Invitado como resultado de las visitas y entrevistas serán por cuenta de éste, bajo su única y exclusiva responsabilidad.

4.2.3 Información Confidencial

En relación con la preparación del Sobre para Precalificación, la Garantía de Seriedad de la Oferta Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta Opción 1 u Opción 2 y el Sobre de Autorizaciones, el Invitado podrá compartir la información sujeta al Convenio de Confidencialidad con sus respectivos asesores externos, sujeto a las siguientes condiciones:

(a) el Invitado proporcionará al asesor, una copia del Convenio de Confidencialidad firmado por ese Invitado;

(b) el Invitado suscribirá un convenio con dicho asesor, en el cual se obligará a cumplir con los términos del Convenio de Confidencialidad, y

(c) el Invitado será responsable ante la Nación y ESSA por cualquier incumplimiento de los términos de dicho Convenio de Confidencialidad, ya sea por parte del Invitado o de cualesquiera otros terceros a quienes el Invitado proporcione la información confidencial.

4.3 CONSULTAS, COMENTARIOS Y SOLICITUDES DE MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO Y SUS ANEXOS

El Reglamento y sus Anexos cuentan con todas sus páginas y renglones debidamente numerados para que las consultas, comentarios y solicitudes de modificación hagan referencias claras e inequívocas a cada página y renglón en que se encuentre la materia objeto de la consulta, comentario o solicitud de modificación. En este sentido, si el Invitado no hace referencia a las páginas y renglones en forma expresa, podrá no darse respuesta a las consultas.

4.3.1 Plazo para Efectuar Consultas

El Invitado podrá hacer consultas, comentarios o solicitudes respecto del Reglamento hasta tres (3) Días Hábiles anteriores a la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación, las cuales deberán ser canalizadas por escrito a través del representante autorizado.

4.3.2 Comunicaciones

Todas las preguntas y demás comunicaciones relacionadas con el Reglamento y con la Invitación, se deberán presentar por escrito y en idioma castellano. Para ser consideradas válidamente efectuadas se deberán realizar bajo alguna de las siguientes modalidades: (i) mediante entrega personal; o (ii) por servicio de mensajería o por correo registrado o certificado (con el porte pagado y acuse de recibo solicitado por quien la dirige) a la dirección que se enuncia a continuación, o (iii) por facsímil o correo electrónico a las direcciones que se enuncian a continuación. En todos los casos, las preguntas y demás comunicaciones, se tendrán por efectuadas al Día siguiente al cual se reciben. En el evento en que el Invitado envíe una misma comunicación por dos o más de los anteriores medios, se hará referencia exclusiva a la primera que se hubiere recibido. Únicamente el Invitado, a través de su representante autorizado, podrá presentar preguntas y solicitudes de aclaración con respecto al Reglamento. Dichas preguntas y demás comunicaciones deberán dirigirse a:

Señores
Ministerio de Minas y Energía

Atn. Doctora Karen Shutt

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Avenida El Dorado CAN – Bogotá D.C.

Tel: 57 (1) 324 5212

57 (1) 324 5206

Fax: 57 (1) 324 5215

Correo electrónico:
kshutt@minminas.gov.co

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Atn. Doctora Luz Elena Paternina

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Tel: 3811700 ext 3816

Fax: 3509514

Correo electrónico: lpaterni@minhacienda.gov.co

Con copia a:

Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA – Valores - BBVA

Atn. Fabio Macías
Carlos Soto

Bogotá D.C.

Fax: 57 (1) 3123079

Tel: 57 (1) 3122726

Dirección: Carrera 7 No. 71-52 Torre B Oficina 1504, Bogotá D.C.

Correo electrónico: fmacias@inverlink.com.co
carlos.soto@bbva.com.co

4.3.3 Aclaraciones

Si se considera necesario aclarar o complementar el Reglamento se emitirá una aclaración a tal efecto, que será enviada al Invitado.

De considerarlo necesario, se podrá emitir un Adendo con base en las aclaraciones producidas, el cual se colgará en la Página web **www.electrificadoras.com**.

4.4 COMUNICACIONES

Todas las notificaciones dirigidas al Invitado, se harán a través del representante autorizado mediante fax y/o correo electrónico, con confirmación de transmisión completa de la comunicación respectiva, en cuyo caso se entenderá recibida en la fecha que se complete la transmisión; o por carta entregada por mensajería, en cuyo caso se entenderá recibida la notificación en la fecha de su entrega, entendiéndose por bien efectuada y eficaz cualquier notificación efectuada en el domicilio común del representante autorizado.

4.5 IDIOMA

A menos que expresamente se estipule lo contrario en el Reglamento, la totalidad de consultas, preguntas, respuestas, actuaciones y procedimientos relacionados con la Invitación y con el Reglamento y todos los documentos que se deban presentar, se deberán tramitar en idioma castellano o acompañados de traducción oficial al idioma castellano efectuada por traductor público autorizado para ello conforme a las leyes aplicables.

En caso de que se advierta alguna discrepancia entre los textos en diferentes idiomas de cualquier documento, prevalecerá el texto en castellano.

4.6 UTILIZACIÓN OBLIGATORIA DE FORMATOS

Será obligación del Invitado diligenciar los formatos en los mismos términos y condiciones de aquellos incluidos en el presente Reglamento.

4.7 AUTENTICACIÓN DE DOCUMENTOS Y SUSCRIPCIÓN DE DOCUMENTOS

Los documentos expedidos en Colombia que sean entregados en copia, deberán ser autenticados ante el respectivo notario público.

Asimismo, todos los documentos que se suscriban y presenten en desarrollo de la Invitación, deberán ser suscritos por un representante legal o persona debidamente autorizada.

5. OPCIONES DEL DEPARTAMENTO PARA ADQUIRIR LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO Y DE LA NACIÓN –MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN ESSA Y REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR EL INVITADO PARA SER PRECALIFICADO DURANTE EL PROCESO DE PRECALIFICACIÓN

El Departamento tendrá dos opciones, para adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía en ESSA, las cuales son excluyentes: (i) Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, u (ii) Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto.

5.1 OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

El Departamento podrá elegir la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, caso en el cual deberá presentar Oferta por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado de forma conjunta con un Operador Idóneo, con el fin de garantizar la eficiente y continua prestación del servicio público a cargo de ESSA.

Para lo anterior, se deberá diligenciar la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 incluida en el Anexo 3A del Reglamento, indicando: (i) que se ha optado por adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía bajo la **Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias** (ii) los datos del Operador Idóneo y, (iii) la declaración que el Operador Idóneo adquirirá como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. La Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá ser suscrita tanto por el Departamento, como por el Operador Idóneo.

Asimismo, en esta Opción 1 - Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Departamento podrá presentar Oferta en forma conjunta con algún o algunos otros Municipios del Departamento. En este evento, la Oferta se deberá presentar de forma conjunta con un Operador Idóneo, respondiendo solidariamente tanto el Departamento, los Municipios que presenten Oferta y el Operador Idóneo por la totalidad de las obligaciones adquiridas en virtud de la Invitación, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.

En este caso, se deberá diligenciar la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 incluida en el Anexo 3A del Reglamento, indicando: (i) que se ha optado por adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía bajo la **Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias**; (ii) los datos del Operador Idóneo y de los Municipios que presentan de forma conjunta la Oferta, (iii) y la declaración que el Operador Idóneo adquirirá como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. La Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá ser suscrita tanto por el Departamento, los Municipios, como por el Operador Idóneo.

En el evento en que no se presente el Sobre de Precalificación junto con un Operador Idóneo, el Invitado no será precalificado y por ende, no adquirirá la condición de Invitado Precalificado, dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

Una vez elegida la opción y por ende presentada la Carta de Solicitud de Precalificación, no podrá cambiarse de opción. Lo anterior implica que, una vez presentada la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, deberán y **solamente podrán** presentarse los documentos exigidos para la Opción 1 y no podrá presentarse documentación alguna exigida para la Opción 2.

Se aclara que el Operador Idóneo nunca podrá presentarse a la Invitación sin el Departamento, en la medida en que es una Invitación dirigida al Departamento.

5.2 OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO

El Departamento podrá elegir la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, caso en el cual podrá presentar Oferta por todo o parte de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho Voto Ofrecidas al Departamento. Para lo anterior, se

deberá diligenciar la Carta de Solicitud de Precalificación- Opción 2 incluida en el Anexo 3B del Reglamento, indicando que se ha optado por adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Nación –Ministerio de Minas y Energía bajo la **Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto**.

En la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Departamento podrá presentar Oferta en forma conjunta con algún o algunos otros Municipios del Departamento. En este evento, la Oferta se deberá presentar de forma conjunta con dichos Municipios, respondiendo solidariamente tanto el Departamento como los Municipios que presenten Oferta, por la totalidad de las obligaciones adquiridas en virtud de la Invitación.

En este caso, se deberá diligenciar la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 incluida en el Anexo 3B del Reglamento, indicando: (i) que se ha optado por adquirir las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía bajo la **Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto**; y (ii) los datos de los Municipios que presentarán de forma conjunta la Oferta. La Carta de Solicitud de Precalificación deberá ser suscrita tanto por el Departamento como por los Municipios.

En este evento, la conversión de las acciones ordinarias que finalmente sean adjudicadas al Invitado Adjudicatario, se encontrará sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas:

(i) Que en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, la Nación enajene la totalidad de las acciones ofrecidas y vincule un operador idóneo a ESSA, y

(ii) Que se suscriba por parte del Departamento y los Municipios, de ser el caso, que tengan participación accionaria en ESSA en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación, el Acuerdo de Accionistas incluido en el Anexo 9 del Reglamento, en virtud del cual el Departamento y los Municipios le otorgan poder a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público para que: (i) solicite al representante legal de ESSA que cite a una asamblea extraordinaria de accionistas que tendrá lugar en la fecha de cierre del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, en cuyo orden del día se deberá incluir la conversión de la parte de las acciones ordinarias de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía en ESSA por acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones previstas en el numeral 2.1. del presente Reglamento, número de acciones que deberá corresponder al número de acciones adjudicadas al Invitado Adjudicatario; y (ii) voten favorablemente en nombre del Departamento y los Municipios, de ser el caso, en la asamblea de accionistas de ESSA que se celebre en la fecha de cierre del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo: (a) la conversión del número de acciones adjudicadas al Invitado Adjudicatario, en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones previstas en el Numeral 2.1. del Reglamento, y (b) la respectiva reforma estatutaria de ESSA creando este tipo de acciones en las condiciones previstas en el numeral 2.1 del presente Reglamento.

Una vez acaezcan las condiciones anteriormente indicadas, se procederá a ordenar a ESSA la transferencia de las acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto al Departamento y los Municipios que hayan presentado la oferta, y Fonade girará de la Cuenta de Fonade a la Nación y al Asesor Externo de la Nación las sumas que correspondan a cada uno de éstos.

En el evento en que en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, no se enajene la totalidad de las acciones, se entenderán por fallidas las condiciones y en consecuencia, no habrá lugar a la conversión de las acciones y por ende dichas acciones no serán enajenadas al Departamento y a los Municipios. La Nación informará oportunamente al Invitado Adjudicatario del acaecimiento del hecho mediante el cual se declaran fallidas las condiciones. Asimismo dentro de los veinte (20) Días Hábiles siguientes al envío de dicha comunicación, Fonade devolverá a la cuenta indicada por el Invitado Adjudicatario, los recursos depositados en la Cuenta de Fonade con sus respectivos rendimientos.

En situaciones excepcionales que retarden el acaecimiento de las condiciones anteriormente indicadas, se podrá llegar a un acuerdo entre las partes, en relación con el perfeccionamiento de la operación.

Una vez elegida la opción y por ende presentada la Carta de Solicitud de Precalificación, no podrá cambiarse de opción. Lo anterior implica que, una vez presentada la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2, deberán y **solamente podrán** presentarse los documentos exigidos para la Opción 2 y no podrá presentarse documentación alguna exigida para la Opción 1.

En la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto no se podrá presentar Oferta de forma conjunta con un Operador Idóneo, lo que será causal de rechazo de la Oferta.

5.3 EXISTENCIA Y REPRESENTACIÓN LEGAL Y AUTORIZACIONES CORPORATIVAS DEL INVITADO, LOS MUNICIPIOS Y EL OPERADOR IDÓNEO CUANDO SEA EL CASO

5.3.1. Autorizaciones Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias

En la Opción 1, el Operador Idóneo, el Invitado y los Municipios, de ser el caso, deberán acreditar su existencia, representación legal y capacidad de acuerdo con las normas aplicables y con lo establecido en el presente numeral.

5.3.1.1 Fecha de constitución del Operador Idóneo

El Operador Idóneo, deberá demostrar con el certificado de existencia y representación legal y/o los documentos de constitución o incorporación expedidos por los funcionarios competentes que fue constituido previamente a la fecha de Presentación del Sobre para Precalificación.

5.3.1.2 Operador Idóneo - sociedad colombiana

La existencia y representación legal del Operador Idóneo que sea una sociedad colombiana se acreditará con (i) el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de su domicilio principal, con no más de treinta (30) días calendario de antelación a la fecha en la cual se presente el Sobre para Precalificación, en el que se dé cuenta que el representante legal tiene facultades suficientes para obligar a la sociedad en los actos o contratos que resultan del Reglamento, ó (ii) el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de su domicilio principal, con no más de treinta (30) días calendario de antelación a la fecha en la cual se presente el Sobre para Precalificación, acompañado de una copia debidamente autenticada del acta del órgano social competente donde conste la autorización para obligar a la sociedad en los términos de los actos y contratos que resultan del Reglamento.

5.3.1.3 Operador Idóneo- persona jurídica colombiana de naturaleza no societaria.

La existencia y representación legal del Operador Idóneo organizado como una persona jurídica colombiana de naturaleza no societaria se acreditará con (i) el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de su domicilio principal o por la autoridad que corresponda según su naturaleza, con no más de treinta (30) días calendario de antelación a la fecha en la cual se presente el Sobre para Precalificación en el que se dé cuenta que el representante legal tiene facultades suficientes para obligar a la persona en los actos o contratos que resultan del Reglamento, o (ii) el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio de su domicilio principal o por la autoridad que corresponda según su naturaleza, con no más de treinta (30) días calendario de antelación a la fecha en la cual se presente el Sobre para Precalificación, acompañado de una copia debidamente autenticada del acta del órgano competente donde conste la autorización para obligar a la persona en los términos de los actos y contratos que resultan del Reglamento o (iii) si la persona jurídica no puede acreditar su existencia y representación legal por medio del certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio respectiva lo hará mediante (A) la fotocopia simple de la ley, fotocopia auténtica de la ordenanza o acuerdo que autorizó su creación; (B) la fotocopia auténtica del decreto u otro acto por medio del cual se hubieren adoptado sus estatutos (si aplica); (C) la fotocopia auténtica del acto de nombramiento del o de los representantes legales, (D) la fotocopia auténtica del acta de posesión del o de los representantes legales, y (E) la fotocopia auténtica de todos los actos administrativos mediante los cuales se autoriza al representante legal para obligar a la persona jurídica en los términos de los actos y contratos que resultan del Reglamento y la Invitación.

5.3.1.4 Existencia y representación legal del Invitado y los Municipios del Departamento

El Invitado y los Municipios del Departamento que eventualmente presenten de forma conjunta Oferta con el Departamento y el Operador Idóneo, si es el caso, deberán acreditar su existencia y representación legal por medio de (A) la fotocopia simple de la ley, fotocopia auténtica de la ordenanza o acuerdo que autorizó su creación; (B) la fotocopia auténtica del decreto u otro acto por medio del cual se hubieren adoptado sus estatutos (si

aplica); (C) la fotocopia auténtica del acto de nombramiento del o de los representantes legales, y (D) la fotocopia auténtica del acta de posesión del o de los representantes legales.

Sin embargo se aclara que ni el Departamento ni los Municipios del Departamento que presenten de forma conjunta Oferta en la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias deberán presentar en el Sobre para Precalificación, copia de la ordenanza departamental o del acuerdo municipal, según corresponda, mediante el cual se autoriza expresamente al gobernador o al alcalde, para adquirir acciones, en la medida en que dichas autorizaciones solamente deberán ser presentadas en el Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones.

5.3.2. Autorizaciones Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto

En la Opción 2, el Invitado y los Municipios, de ser el caso, deberán acreditar su existencia y representación legal de acuerdo con las normas aplicables y con lo establecido en el presente numeral.

En efecto, tanto el Invitado, como los Municipios, si es el caso, deberán acreditar su existencia y representación legal por medio de (A) la fotocopia simple de la ley, fotocopia auténtica de la ordenanza o acuerdo que autorizó su creación; (B) la fotocopia auténtica del decreto u otro acto por medio del cual se hubieren adoptado sus estatutos (si aplica); (C) la fotocopia auténtica del acto de nombramiento del o de los representantes legales, y (D) la fotocopia auténtica del acta de posesión del o de los representantes legales.

Sin embargo se aclara que ni el Departamento ni los Municipios del Departamento que presenten de forma conjunta Oferta en la Opción 2 deberán presentar en el Sobre para Precalificación, copia de la ordenanza departamental o del acuerdo municipal, según corresponda, mediante el cual se autoriza expresamente al gobernador o al alcalde, para adquirir acciones, en la medida en que dichas autorizaciones solamente deberán ser presentadas en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

5.4 REQUISITOS TÉCNICOS QUE DEBE CUMPLIR EL OPERADOR IDÓNEO PARA SER PRECALIFICADO EN DESARROLLO DEL PROCESO DE PRECALIFICACIÓN

5.4.1. Méritos que puede invocar el Operador Idóneo

El Operador Idóneo para acreditar el cumplimiento de los requisitos previstos en el Numeral 5.4.3, podrá invocar no sólo sus propios méritos técnicos, sino también los de:

(i) las sociedades controladas directa o indirectamente (a través de otras sociedades) por el Operador Idóneo, caso en el cual el revisor fiscal o el auditor externo (o la figura similar) o

el representante legal de la sociedad o entidad controlante, deberá certificar la relación de control existente entre dichas sociedades o entidades;

(ii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo, caso en el cual el revisor fiscal o el auditor externo (o la figura similar) o el representante legal de la sociedad o entidad controlante, deberá certificar la relación de control existente entre dichas sociedades o entidades;

(iii) las sociedades controladas directa o indirectamente por quienes controlan al Operador Idóneo, caso en el cual el revisor fiscal o el auditor externo (o la figura similar) o el representante legal de la sociedad o entidad controlante, deberá certificar la relación de control existente entre dichas sociedades o entidades;

5.4.2 Control

Únicamente para efectos de determinar los méritos que puede invocar el Operador Idóneo, como se indica en el numeral 5.4.1, se entiende por control: (i) cualquiera de las presunciones de subordinación previstas en el artículo 27 de la Ley 222 de 1995, o (ii) tener al menos la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de una sociedad independientemente del tipo de acciones del que se trate (acciones ordinarias, acciones privilegiadas o acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto).

5.4.3. Naturaleza del capital y requisitos técnicos que deberá acreditar el Operador Idóneo para ser precalificado

En relación con la naturaleza del capital del Operador Idóneo, éste deberá cumplir con los siguientes requisitos: (i) al menos el 51% del capital suscrito y pagado del Operador Idóneo deberá ser de naturaleza pública; (ii) el control en el Operador Idóneo deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización; y (iii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo deberán cumplir los siguientes requisitos: (a) al menos el 51% del capital suscrito y pagado deberá ser de naturaleza pública; y (b) el control en dichas sociedades deberá ser efectivamente ejercido por entidades públicas, para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización.

El Operador Idóneo deberá demostrar que reúne alguno de los siguientes requisitos técnicos:

(i) Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica que atienda en forma directa por lo menos sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes, o

(ii) Ser, de acuerdo con la normatividad aplicable, una empresa distribuidora y/o comercializadora de gas natural domiciliario que atienda en forma directa por lo menos

sesenta y cinco mil suscriptores (65.000) con los cuales tenga vigente un contrato de condiciones uniformes.

5.4.4. Forma de acreditar los requisitos

Para acreditar los requisitos indicados en el presente Numeral se deberá adjuntar la siguiente información, la cual deberá incluirse en el Sobre para Precalificación:

(a) En el caso que el Operador Idóneo o quien acredite los requisitos sea una empresa de servicios públicos domiciliarios, certificación expedida por el revisor fiscal, el auditor externo (o la figura similar) o por el representante legal del Operador Idóneo o de la persona que acredite los requisitos en la que conste que se trata, de acuerdo con la normatividad vigente, de una empresa de servicios públicos domiciliario distribuidora y/o comercializadora de energía eléctrica o gas natural que atiende en forma directa por lo sesenta y cinco mil suscriptores (65.000).

(b) Una certificación suscrita por el representante legal y el revisor fiscal del Operador Idóneo en la cual conste que (i) al menos el 51% del capital suscrito y pagado del Operador Idóneo es de naturaleza pública, (ii) el control en el Operador Idóneo es efectivamente ejercido por entidades públicas, para que como consecuencia de la enajenación no se produzca una privatización, (iii) las sociedades que directa o indirectamente (a través de otras sociedades) controlan al Operador Idóneo: (a) tienen al menos el 51% del capital suscrito y pagado de naturaleza pública; y (b) el control en dichas sociedades es efectivamente ejercido por entidades públicas.

(c) Certificación del revisor fiscal o el auditor externo o la figura similar o el representante legal en la que se certifique la relación de control existente entre el Operador Idóneo y sus controlantes o controladas en los términos indicados en los Numerales 5.4.1. y 5.4.2. del Reglamento para efectos de certificar los méritos invocados por el Operador Idóneo.

6. REGLAS DE LA ENAJENACIÓN

6.1 REGLAS APLICABLES A LA ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES

La enajenación de las acciones se regirá por el Reglamento y, por las leyes y demás normas aplicables en Colombia. Es necesario leer cuidadosamente la “Invitación” contenida al inicio del Reglamento. Se advierte al Invitado que se deben informar acerca de todas las leyes aplicables para su participación en la Invitación y darles cumplimiento. Con la presentación de la Oferta el Invitado acepta de forma expresa e irrevocable todos los términos y condiciones de la Invitación.

6.2 QUIEN PUEDE PRESENTAR OFERTA

Sólo puede presentar Sobre para Precalificación en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación, el Invitado que cumpla con los requisitos previstos en el presente Reglamento.

Sólo puede presentar: (i) Sobre de Oferta Económica, y (ii) Sobre de Documentos de la Oferta- Opción 1 u Opción 2, dependiendo de la opción que haya sido elegida, el Invitado si éste ha sido declarado Invitado Precalificado de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

6.3 VALIDEZ DE LAS OFERTAS

Sólo serán consideradas válidas las Ofertas que, presentadas en tiempo, cumplan con la totalidad de los requisitos establecidos en el Reglamento, y siempre que:

(i) Sean presentadas por un precio igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias;

(ii) Sean presentadas por un precio igual al Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto;

(iii) Los documentos contenidos en el Sobre de Precalificación cumplan con los requisitos exigidos en el Reglamento y por ende el Invitado haya sido precalificado de conformidad con lo indicado en el presente Reglamento durante el Proceso de Precalificación;

(iv) Sean en firme;

(v) Los documentos contenidos en el Sobre de Oferta Económica y Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 u Opción 2 cumplan con los requisitos exigidos en el Reglamento, y

(vi) Presente correctamente el Sobre de Autorizaciones en la Opción 1.

6.4 PROCESO DE PRECALIFICACIÓN

El Sobre para Precalificación deberá presentarse en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación en el Sitio de Presentación del Sobre para Precalificación. En este sentido, no se aceptará la entrega de un Sobre para Precalificación en una fecha posterior.

6.4.1 Contenido del Sobre para Precalificación

El Sobre para Precalificación deberá presentarse en original y dos (2) copias, y estará conformado por los siguientes documentos, debidamente foliados, los cuales se deberán entregar en un sobre cerrado que indicará en su exterior lo siguiente:

"Sobre de Precalificación proceso de enajenación ESSA
Departamento de Santander
[opción que elige el Invitado]
[nombres de los Municipios, de ser el caso]
[Nombre del Operador Idóneo, en el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias]
[Original o Primera Copia o Segunda Copia, según sea el caso]"

El Sobre de Precalificación deberá estar debidamente cerrado.

Asimismo, en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación se deberá llevar una copia de la Carta de Solicitud de Precalificación- Opción 1 u Opción 2 en la cual se impondrá un sello en donde conste el registro de fecha y hora de entrega del Sobre de Precalificación de acuerdo con el reloj que para el efecto esté dispuesto en la oficina de Fonade en donde se reciba el Sobre para Precalificación.

El Sobre de Precalificación deberá incluir los siguientes documentos:

6.4.1.1 Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 u Opción 2

La Carta de Solicitud de Precalificación Opción 1 u Opción 2 debidamente suscrita que deberá ajustarse a los términos indicados en el Anexo 3A o 3B, según corresponda.

En el evento en que el Invitado elija la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá ser suscrita por el Invitado y el Operador Idóneo y, si la Oferta adicionalmente es presentada conjuntamente con otros Municipios del Departamento, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá ser suscrita por el Invitado, el Operador Idóneo y dichos Municipios.

Se recuerda que si bien en el Sobre de Precalificación, en el evento en que se haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, no se deben incluir las autorizaciones del Departamento y de los Municipios, de ser el caso, tal como se indica en el Numeral 5.3.1.4., la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 deberá estar suscrita por el Departamento y por aquellos Municipios del Departamento que desean adquirir acciones de ESSA en las condiciones establecidas en el Reglamento, en la medida en que el Invitado es el Departamento. Sin embargo, la voluntad del Departamento y de los Municipios del Departamento en el evento de resultar adjudicatario el Invitado Precalificado, se encontrará sujeta a que efectivamente se obtengan las autorizaciones respectivas, caso en el cual, deberá presentarse el Sobre de Autorizaciones.

En el evento en que el Invitado junto con algún o algunos otros Municipios del Departamento presenten conjuntamente oferta eligiendo la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 deberá ser suscrita por el Invitado y por dichos Municipios.

Se recuerda que si bien en el Sobre de Precalificación, en el evento en que se haya elegido la Opción 2, no se deben incluir las autorizaciones del Departamento y de los Municipios, de ser el caso, tal como se indica en el Numeral 5.3.2, la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 deberá estar suscrita por el Departamento y por aquellos Municipios del Departamento que desean adquirir acciones de ESSA en las condiciones establecidas en el Reglamento, en la medida en que el Invitado es el Departamento. Sin embargo, la voluntad del Departamento y de los Municipios del Departamento, se encontrará sujeta a que efectivamente se obtengan las autorizaciones respectivas y se presente el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

6.4.1.2 Documentos que acrediten la existencia y representación legal y las autorizaciones del Invitado, y de ser el caso de los Municipios y del Operador Idóneo.

El Invitado, y de ser el caso, los Municipios y el Operador Idóneo deberán acreditar, dependiendo de la opción que se elija, su existencia y representación conforme con lo indicado en el Numeral 5.3.

6.4.1.3 Documentos que acrediten el cumplimiento de los requisitos técnicos del Operador Idóneo.

En el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el Operador Idóneo deberá acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos conforme con lo indicado en el Numeral 5.4.

6.4.1.4 Carta de no objeción emitida por la Superintendencia de Industria y Comercio a la adquisición de las acciones o certificación de no necesitar de dicha no objeción

Aquellos Operadores Idóneos que de acuerdo con la normatividad vigente requieran presentar ante la Superintendencia de Industria y Comercio la solicitud para efectos de que esta entidad adelante los análisis que conduzcan a establecer si existen razones para objetar o no la adquisición de las acciones en caso de ser seleccionada la Oferta, deberán allegar la comunicación expedida expresamente para estos efectos por dicha Superintendencia de Industria y Comercio en la cual esta entidad no objeta la adquisición de las acciones.

Aquellos Operadores Idóneos que de acuerdo con la normatividad vigente no requieran presentar ante la Superintendencia de Industria y Comercio la solicitud para efectos de que esta entidad adelante los análisis que conduzcan a establecer si existen razones para objetar o no la adquisición de las acciones en caso de ser seleccionada la Oferta, deberá allegar una certificación del representante legal en la que se indique que: (i) de acuerdo con la normatividad vigente no requieren presentar ante la Superintendencia de Industria y Comercio la solicitud para efectos de que esta entidad adelante los análisis que conduzcan a

establecer si existen razones para objetar o no la adquisición de las acciones en caso de ser seleccionada la Oferta, y (ii) que de presentar Formato de Oferta Económica, asume la total responsabilidad por cualquier perjuicio que le pueda causar a la Nación -Ministerio de Hacienda y Crédito Público y a la Nación –Ministerio de Minas y Energía por no haber presentado dicha solicitud de no objeción ante la Superintendencia de Industria y Comercio, y por consiguiente, asume la obligación de indemnizar la totalidad de los perjuicios que eventualmente se le puedan causar a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público y a la Nación –Ministerio de Minas y Energía por este hecho.

La Nación, a través de FONADE, presentará ante la Superintendencia de Industria y Comercio, la información general de ESSA y exclusivamente de ESSA para efectos de que ésta adelante junto con la información que le radique el Operador Idóneo, los análisis que conduzcan a establecer si existen razones para objetar o no la eventual adquisición de las acciones en desarrollo de la Invitación.

Es importante aclarar que de forma simultánea a esta Invitación, se está adelantando la invitación para enajenar la participación accionaria de la Nación en: (i) Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP; (ii) Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP; (iii) Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP, y (iv) Electrificadora del Meta S.A. ESP, por lo tanto, el Operador Idóneo solamente podrá presentarse, a la presente Invitación y a una o varias de las otras invitaciones anteriormente indicadas, siempre y cuando así se lo haya autorizado expresamente, la Superintendencia de Industria y Comercio. Por lo tanto, en el evento en que el Operador Idóneo se presente a la Invitación y de forma simultánea se presente a una o varias de las otras invitaciones, sin tener autorización de la Superintendencia de Industria y Comercio para participar de forma simultánea en alguna de ellas, se dará por rechazada la Oferta y el Invitado no adquirirá la calidad de Invitado Precalificado, lo cual acepta expresamente el Departamento y el Operador Idóneo.

6.4.1.5 Convenios de Confidencialidad

En el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, se deberá incluir el Convenio de Confidencialidad suscrito por el Operador Idóneo y, si su Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 también es presentada por algún o algunos Municipios del Departamento, se deberá incluir en el Sobre para Precalificación, el Convenio de Confidencialidad suscrito por dichos Municipios.

En el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, y si su Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 también es presentada por algún o algunos Municipios del Departamento, se deberá incluir en el Sobre para Precalificación, el Convenio de Confidencialidad suscrito por dichos Municipios.

6.4.1.6 Acreditación de pagos a la seguridad social y aportes parafiscales del Operador Idóneo

En el evento en que el Invitado haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias deberá presentar su oferta con un Operador Idóneo el cual deberán estar al día en sus obligaciones con la seguridad social y con el pago de aportes parafiscales en Colombia para la fecha de la Invitación. Para acreditar lo anterior, el Operador Idóneo, deberá entregar una certificación expedida por su revisor fiscal o, en el evento en que no exista obligación legal de contar con un revisor fiscal, por su representante legal, en la que conste que se encuentran a paz y salvo por todo concepto en relación con los pagos a la seguridad social de aportes parafiscales de sus empleados en Colombia en la fecha de la Invitación.

6.4.2.1 Presentación

El Sobre para Precalificación deberá presentarse en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación en el Sitio de Presentación del Sobre para Precalificación. En este sentido, no se aceptará la entrega del Sobre para Precalificación en una fecha posterior.

Asimismo, en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación se deberá llevar una copia de la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 u Opción 2 en la cual se impondrá un sello en donde conste el registro de fecha y hora de entrega del Sobre de Precalificación de acuerdo con el reloj que para el efecto esté dispuesto en la oficina de Fonade en donde se reciba el Sobre para Precalificación.

En el evento en que no se presente Sobre de Precalificación por parte del Invitado se dará por terminada la Invitación y se dará por terminado de forma definitiva el proceso objeto de la presente Invitación.

6.4.2.2 Revisión del Sobre para Precalificación presentado en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación

Una vez presentado el Sobre para Precalificación, será revisado y evaluado de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

6.4.3 Verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre para Precalificación

Desde el Día Hábil siguiente a la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación, se tendrá un plazo de cinco (5) Días Hábiles para realizar el procedimiento de verificación de conformidad con la documentación incluida en el Sobre para Precalificación presentado, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

(i) En el evento en que se encuentre (A) que se han presentado documentos que contienen adulteraciones o modificaciones de su texto original, o (B) que los documentos no han sido realmente expedidos por quien supuestamente aparece expidiéndolos, o (C) que existen discrepancias con alcance material entre lo afirmado en dichos documentos y la realidad, el Invitado será rechazado, razón por la cual: (i) no será precalificado, y (ii) no podrá presentar Sobre de Oferta Económica.

(ii) Una vez culminado el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre para Precalificación, se podrá solicitar que se aclaren, corrijan o subsanen errores o deficiencias (distintas de aquellas a que se refiere el subnumeral (i) inmediatamente anterior), que se hubieren detectado en la documentación que compone el Sobre para Precalificación. Si ese fuere el caso, una vez culminado el plazo para realizar el procedimiento de verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre para Precalificación, se podrá solicitar, enviando una comunicación por escrito al Invitado, las aclaraciones y correcciones necesarias, para que se proceda de conformidad hasta dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes. Si el Invitado no aclara, corrige o subsana los errores dentro del plazo anterior, se considerará que ha desistido de la presentación de su oferta y por tanto, no será precalificado y no podrá presentar Sobre de Oferta Económica y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

(iii) Surtido el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre para Precalificación y efectuadas todas las aclaraciones y correcciones que hubieren sido solicitadas, dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes al vencimiento del término para correcciones anteriormente indicado, se procederá a comunicar los resultados de dicho análisis al Invitado remitiéndole una comunicación indicándole si ha sido precalificado y que por tanto, se encuentra autorizado a presentar Sobre de Oferta Económica y Sobre de Documentos de la Oferta de acuerdo con la opción elegida. En el evento en que el Invitado sea precalificado adquirirá la calidad y será llamado Invitado Precalificado.

En el evento en que el Invitado no hubiera presentado toda la documentación de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento o que habiéndola presentado se le hubiera solicitado subsanar algunos de los errores y no hubieran sido subsanados, quedará automáticamente descalificado y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

6.4.4. Efectos de la precalificación

El Invitado que sea declarado como Invitado Precalificado en desarrollo del Proceso de Precalificación, estará autorizado para presentar el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta, según la opción que haya sido elegida.

6.5 GARANTÍA DE SERIEDAD DE LA OFERTA

6.5.1. Requisitos de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 u Opción 2

En el evento en que el Invitado adquiera la condición de Invitado Precalificado está autorizado a presentar el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta Opción 1 u Opción 2, de acuerdo con la opción que se haya elegido.

La Garantía de Seriedad de la Oferta Opción 1 o la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, deberá incluirse en el Sobre de Documentos de la Oferta Opción 1 u Opción 2,

de acuerdo con la opción que se haya elegido, los cuales deberán presentarse en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1 o en la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2, según corresponda

6.5.1.1. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, deberá sujetarse a los requisitos que se exponen a continuación:

(a) Deberá ser presentada únicamente por el Operador Idóneo. El texto original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 que puede consistir en (i) una póliza de seguros expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o (ii) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, otorgada por el Operador Idóneo que haya sido incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía, con una vigencia no inferior a seis (6) meses contados a partir del día anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1. Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria.

(b) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 debe cubrir las materias que se encuentran contenidas en el texto que se acompaña como Anexo 5A.

(c) La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 1 deberá ser otorgada por un valor de $ 29.000.000.000.

(d) El Operador Idóneo deberá presentar junto con la Garantía de Seriedad de la Oferta-Opción 1: (i) si se trata de una póliza de seguros, la certificación del pago de la prima, la nota de cobertura en la cual deben ser nombrados los reasegurados que endosan la póliza, si los hubiere, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, o (ii) si se trata de una garantía bancaria, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 y la certificación de pago de la comisión correspondiente.

(e) Las sumas que se lleguen a pagar en desarrollo de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 no se consideran como estimación anticipada de los perjuicios que causare el incumplimiento. En consecuencia, por el pago de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 no se podrá entender ni interpretar que se han cubierto la totalidad de los perjuicios causados a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía por el incumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento, razón por la cual, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía se reservan el derecho de instaurar las acciones legales requeridas para

obtener el cumplimiento de dichas obligaciones y/o el pago de la totalidad de los perjuicios ocasionados por ese incumplimiento.

(f) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se devolverá al Operador Idóneo en la Fecha de Cierre Opción 1, siempre y cuando haya cumplido con todas las obligaciones que se le imponen por haber resultado Invitado Adjudicatario. No obstante lo anterior, si la Oferta Económica – Opción 1 no es igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado o el Departamento no obtiene las respectivas autorizaciones de la Asamblea Departamental para efectos de adquirir las acciones y por ende, no se presenta Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, se devolverá al Operador Idóneo la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1.

6.5.1.2. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, deberá sujetarse a los requisitos que se exponen a continuación:

(a) El texto original de la Garantía de Seriedad de la Oferta –Opción 2 que puede consistir en (i) una póliza de seguros expedida por una Compañía de Seguros Aceptable o (ii) una garantía bancaria de un Banco Aceptable, otorgada por el Invitado Precalificado a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de la Nación –Ministerio de Minas y Energía, con una vigencia no inferior a doce (12) meses contados a partir del día anterior a la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2. Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la Nación – Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria.

La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 deberá ser otorgada conjuntamente por el Invitado y los Municipios que se hayan indicado en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

(b) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 debe cubrir las materias que se encuentran contenidas en el texto que se acompaña como Anexo 5B.

(c) La Garantía de Seriedad de la Oferta - Opción 2 deberá ser otorgada por un valor de $ 9.000.000.000.

(d) El Invitado Precalificado deberá presentar junto con la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2: (i) si se trata de una póliza de seguros, la certificación del pago de la prima, la nota de cobertura en la cual deben ser nombrados los reasegurados que endosan la póliza, si los hubiere, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento, vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, o (ii) si se trata de una garantía bancaria, la certificación de la Superintendencia Financiera de Colombia en relación con el funcionamiento,

vigilancia y representación legal de la entidad que emite la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 y la certificación de pago de la comisión correspondiente.

(e) Las sumas que se lleguen a pagar en desarrollo de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 no se consideran como estimación anticipada de los perjuicios que causare el incumplimiento. En consecuencia, por el pago de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 no se podrá entender ni interpretar que se han cubierto la totalidad de los perjuicios causados a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía por el incumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento, razón por la cual, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía se reservan el derecho de instaurar las acciones legales requeridas para obtener el cumplimiento de dichas obligaciones y/o el pago de la totalidad de los perjuicios ocasionados por ese incumplimiento.

(f) La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se devolverá al Invitado Adjudicatario que haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto en la fecha en que se celebre la asamblea general de accionistas a que se hace referencia en el numeral 5.2 del Reglamento en las condiciones allí indicadas o cuando se tenga certeza que dichas condiciones resultaron fallidas.

(g) La presentación de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 obliga al Invitado Precalificado a cumplir con las obligaciones derivadas del Sobre de Oferta Económica y Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

6.6 PRESENTACIÓN DE: (i) EL SOBRE DE OFERTA ECONÓMICA Y (ii) EL SOBRE DE DOCUMENTOS DE LA OFERTA – OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

El Invitado Precalificado estará autorizado a presentar el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 en la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1 y por ende solamente aquél Invitado que haya adquirido la calidad de Invitado Precalificado podrá presentar el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 en la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1.

Entre la fecha de presentación del Sobre de Precalificación y la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 1 no se podrá incluir o eliminar de la Oferta ninguna persona jurídica diferente de aquellas indicadas en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

En la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1, el Departamento junto con el Operador Idóneo y los Municipios, de ser el caso, podrán presentar de forma conjunta: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 de forma simultánea.

En esta Oferta Económica – Opción 1: (a) se formulará oferta económica por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado (“Valor a pagar por la totalidad de las

Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado"); (b) se formulará **oferta económica irrevocable** por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Invitado Precalificado resulte adjudicatario y el Departamento, obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera al menos la mitad más una de las acciones que presentan el capital suscrito y pagado de ESSA; (c) por lo tanto, el Operador Idóneo adquirirá, la diferencia entre la totalidad de las Acciones Ordinarias ofrecidas al Invitado y el número de acciones que adquiera efectivamente el Departamento y los Municipios, que obtengan las respectivas autorizaciones, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. En el evento en que: (i) se presente de forma conjunta la oferta con algún o algunos Municipios del Departamento y alguno no obtenga las autorizaciones del Concejo Municipal, y (ii) el Departamento, si obtenga autorización de la Asamblea Departamental en las condiciones anteriormente indicadas, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetos el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, caso en el cual: (a) las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado serán adquiridas únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, siendo obligatorio que el Departamento adquiera como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (b) **será obligatoria la presentación** del Sobre de Autorizaciones; (c) el Sobre de Autorizaciones deberá ser presentado únicamente con las autorizaciones de la Asamblea Departamental del Departamento y las autorizaciones de los concejos municipales de aquellos Municipios del Departamento que hayan obtenido las autorizaciones; (d) el Convenio Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y el Contrato de Prenda que deberán incluirse en el Sobre de Autorizaciones, deberán ser suscritos únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y aquellos Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones; y (e) el Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento, deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones.

En el evento en que el Departamento no obtenga las autorizaciones anteriormente indicadas, no tendrán ningún efecto (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, que se hubiera presentado, se dará por terminada la Invitación y se devolverá al Operador Idóneo la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1.

6.6.1 Contenido del Sobre de Oferta Económica

En el Sobre de Oferta Económica se deberá incluir única y exclusivamente el Formato de Oferta Económica en original. Este sobre deberá ir debidamente cerrado.

El Sobre de Oferta Económica deberá indicar en su exterior lo siguiente:

"Sobre de Oferta Económica- ESSA

Departamento de Santander
Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias
[nombres de los Municipios, de ser el caso]
[Nombre del Operador Idóneo]

6.6.2 Contenido del Sobre de Documentos de la Oferta

El Sobre de Documentos de la Oferta deberá presentarse en original y dos (2) copias, y estará conformado por los siguientes documentos, debidamente foliados, los cuales se deberán entregar en un sobre cerrado que indicará en su exterior lo siguiente:

"Sobre de Documentos de la Oferta – ESSA
Departamento de Santander
Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias
[nombres de los Municipios, de ser el caso]
[Nombre del Operador Idóneo]
[Original o Primera Copia o Segunda Copia, según sea el caso]"

El Sobre de Documentos de la Oferta deberá incluir los siguientes documentos:

6.6.2.1 Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1

La Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 deberá ser suscrita por el Invitado, el Operador Idóneo y los Municipios del Departamento que presenten conjuntamente la Oferta, y deberá ajustarse a los términos indicados en el Anexo 4A.

Se recuerda que si bien en el Sobre de Precalificación, en el evento en que se haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, no se deben incluir las autorizaciones del Departamento y de los Municipios, de ser el caso, tal como se indica en el Numeral 5.3.1.4., la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 deberá estar suscrita por el Departamento y por aquellos Municipios del Departamento que desean adquirir acciones de ESSA en las condiciones establecidas en el Reglamento y que fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, en la medida en que el Invitado es el Departamento. Sin embargo, tanto las obligaciones previstas en la Oferta Económica - Opción 1 como las obligaciones previstas en la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 se encontrarán sujetas a la condición suspensiva consistente en que el Invitado Precalificado resulte adjudicatario y el Departamento obtenga las autorizaciones respectivas, caso en el cual, deberá presentarse el Sobre de Autorizaciones.

En el evento en que alguno de los Municipios no obtenga la autorización de su respectivo concejo municipal, pero el Departamento si obtenga la autorización de la Asamblea Departamental, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetas las obligaciones previstas en la Oferta Económica - Opción 1 y en la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1, y será por ende obligatoria la presentación del Sobre de Autorizaciones. En este caso, las acciones serán adquiridas por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios que hayan obtenido las autorizaciones y hayan sido

incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, teniendo en cuenta que el Operador Idóneo deberá comprar como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA y el Departamento deberá comprar como mínimo una (1) acción.

6.6.2.2. Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1

Deberá incluirse la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 en las condiciones indicadas en el numeral 6.5.1.1.

6.6.3.1. Ingreso a la Sala de Audiencia

Desde las 8:00 a.m (hora de Bogotá) de la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 1, el Invitado Precalificado, sus representantes y asesores que deseen presentar Oferta Económica – Opción 1 entrarán a la Sala de Audiencia.

6.6.3.2. Presentación de: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1.

El Invitado Precalificado tendrá hasta las 10:00 a.m. (hora de Bogotá) para que deposite: (i) el Sobre de Oferta Económica, en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1. Una vez pasadas las 10:00 a.m. (hora de Bogotá) no se podrá depositar ningún sobre.

A continuación el Presidente de la Audiencia procederá a: (i) dar apertura a la urna que contenga el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 y la urna que contenga el Sobre de la Oferta Económica permanecerá cerrada y custodiada en la mesa principal de la Sala de Audiencia; (ii) verificar que quien figure en exterior del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 sea efectivamente el Invitado Precalificado, y (iii) dará inicio al análisis de la documentación contenida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1.

6.6.4. Verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1

Concluida la entrega del sobre por parte del Invitado Precalificado, se iniciará la revisión del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 para que se proceda a la verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1.

La revisión se realizará en compañía del Asesor Externo de la Nación, en un salón diferente y contiguo a la Sala de Audiencias, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

(i) En el evento en que se encuentre (A) que se han presentado documentos que contienen adulteraciones o modificaciones de su texto original, o (B) que los documentos no han sido realmente expedidos por quien supuestamente aparece expidiéndolos, o (C) que existen

discrepancias con alcance material entre lo afirmado en dichos documentos y la realidad, o (D) que los documentos no estén firmados por la totalidad de las personas que deben suscribirlos de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento, o (E) que no se presentó la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1; o (F) que sólo se presentó un borrador de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1; (G) o que se presentó un original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, no suscrito por la Compañía de Seguros Aceptable o por el Banco Aceptable, o (H) que no se presentó el recibo de pago de la prima causada o de la comisión correspondiente, según sea el caso, o (I) que los documentos presentados no estén suscritos por las personas que deben suscribirlos de conformidad con lo establecido en el Reglamento; o (J) que falte alguno de los requisitos insubsanables indicados en el presente Reglamento, se rechazará la Oferta y no se dará apertura al Sobre de Oferta Económica del Invitado Precalificado y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

(ii) En el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, se podrá solicitar que se aclaren, corrijan o subsanen errores o deficiencias (distintas de aquellas a que se refiere el subnumeral (i) inmediatamente anterior), que se hubieren detectado en la documentación. Si ese fuere el caso, por conducto del Presidente de la Audiencia, se podrá ordenar la suspensión de la Audiencia hasta por un término de dos (2) Días Hábiles.

En adición a lo anterior, se comunicará por escrito al Invitado Precalificado sobre las aclaraciones y correcciones necesarias, para que se proceda de conformidad hasta dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes. Si el Invitado Precalificado no aclara, corrige o subsana los errores dentro del plazo anterior, se considerará que ha desistido de la presentación de su Oferta, se le devolverá el Sobre de Oferta Económica sin abrir y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

En el evento en que se ordene la suspensión de la Audiencia, el Presidente de la Audiencia solicitará que se firme e imponga un sello lacrado en el exterior del Sobre de Oferta Económica y de la urna que contiene el Sobre de Oferta Económica, el cual será debidamente custodiado desde ese mismo momento y hasta el instante en que deba reanudarse la Audiencia, según ha quedado indicado.

(iii) Surtido el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, en el curso de la Audiencia, o efectuadas todas las aclaraciones y correcciones que hubieren sido solicitadas, el Presidente de la Audiencia procederá a comunicar los resultados de dicho análisis en la Sala de Audiencia según se indica más adelante. El Invitado Precalificado que no hubiera presentado toda la documentación de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento o que habiéndola presentado se hubiera solicitado subsanar algunos de los errores y no hubieran sido subsanados será rechazado y se le devolverá sin abrir el Sobre de Oferta Económica.

6.6.5 Reanudación de la Audiencia y fijación del Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado

Reanudada la Audiencia, se fijará el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, de acuerdo con el mecanismo que para el efecto se expida y se dé a conocer mediante Adendo.

Durante el plazo en que se esté fijando el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, no podrá retirarse nadie de la Sala de Audiencia de Presentación de la Oferta.

Una vez se tenga definido el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, se depositará un sobre con el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado en la urna dispuesta para depositar el Sobre de Oferta Económica.

A continuación el Presidente de la Audiencia dará apertura de la urna que contiene el Sobre de Oferta Económica y seguidamente dará lectura en voz alta al Formato de la Oferta Económica – Opción 1 del Invitado Precalificado cuyo Sobre de Documentos de la Oferta- Opción 1 hubiere sido declarado conforme con el Reglamento e informará si la Oferta Económica – Opción 1 es igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado y se declarará Invitado Adjudicatario, sujeto a las condiciones previstas en el presente Reglamento, en el evento en que la Oferta Económica – Opción 1 sea igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Sin embargo, si la Oferta Económica es igual o superior al noventa por ciento (90%), pero inferior a cien por ciento (100%) del Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, el Presidente de la Audiencia informará de tal circunstancia al Invitado. Posteriormente, sin que se le revele el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, el Invitado podrá por una única vez presentar un nuevo Formato de la Oferta Económica, con el cual tendrá la posibilidad de igualar o superar el Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, caso en el cual resultará Invitado Adjudicatario. Para ello contará con dos (2) horas a partir del momento en que se le informe de dicha situación sin que pueda retirarse del lugar donde se lleva a cabo la Audiencia para presentar nuevamente el Formato de la Oferta Económica o para manifestar expresamente que no desea presentar un nuevo Formato de Oferta Económica.

Una vez haya presentado nuevamente el Formato de la Oferta Económica y abierto por ende el segundo Sobre de Oferta Económica, seguidamente el Presidente de la Audiencia dará lectura en voz alta al nuevo Formato de la Oferta Económica – Opción e informará si la nueva Oferta Económica – Opción 1 presentada es igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado y se declarará Invitado Adjudicatario, sujeto a las condiciones previstas en el presente Reglamento, en el evento en que la nueva Oferta Económica – Opción 1 sea igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas.

Una vez terminado el proceso de Adjudicación, el Presidente de la Audiencia informará a los presentes el valor del Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas. En el evento en que la Oferta Económica – Opción 1 presentada por el Invitado no sea igual o superior al Precio Mínimo de las Acciones Ordinarias Ofrecidas no se informará el Precio Mínimo de

las Acciones Ordinarias Ofrecidas y en este momento se dará por terminada la Invitación, en este evento, se devolverá la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada por el Invitado Precalificado a través de su Operador Idóneo.

6.6.6 Acta y constancia de Adjudicación y Suscripción de Actos y Contratos

Concluida la sesión, se elaborará y suscribirá un acta en la cual se dejará constancia de: (i) si el Invitado Precalificado resultó o no Invitado Adjudicatario; (ii) el desarrollo de la Audiencia y (iii) los términos de la Adjudicación. Se conservarán los documentos contenidos en el Sobre para Precalificación, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1 y la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentados por el Invitado Adjudicatario, en espera de que se presente el Sobre de Autorizaciones y se produzca el Acto de Cierre – Opción 1.

6.6.7 Efectos de la Oferta presentada en la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias

La declaración del Invitado Precalificado como Invitado Adjudicatario obligará al Invitado Adjudicatario a comprar las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado por el Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias. Sin embargo dicha obligación se encontrará sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Departamento obtenga las respectivas autorizaciones de la asamblea departamental para efectos de adquirir las acciones en las condiciones previstas en el presente Reglamento y por ende se presente el Sobre de Autorizaciones, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

6.7 PRESENTACIÓN DEL SOBRE DE AUTORIZACIONES

El Sobre de Autorizaciones deberá presentarse en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones en el Sitio de Presentación del Sobre de Autorizaciones. En este sentido, no se aceptará la entrega de un Sobre de Autorizaciones en una fecha posterior.

El Sobre de Autorizaciones solamente se presentará en el evento en que el Departamento obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

La presentación del Sobre de Autorizaciones obligará al Invitado Adjudicatario (Operador Idóneo, Departamento y Municipios del Departamentos que hayan obtenido las autorizaciones) a cumplir con las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre – Opción 1.

6.7.1 Contenido del Sobre de Autorizaciones

El Sobre de Autorizaciones deberá presentarse en original y dos (2) copias, y estará conformado por los siguientes documentos, debidamente foliados, los cuales se deberán entregar en un sobre cerrado que indicará en su exterior lo siguiente:

"Sobre de Autorizaciones ESSA
Departamento de Santander
Opción 1
[nombres de los Municipios, de ser el caso]
[Nombre del Operador Idóneo]
[Original o Primera Copia o Segunda Copia, según sea el caso]"

El Sobre de Autorizaciones deberá estar debidamente cerrado.

El Sobre de Autorizaciones deberá incluir los siguientes documentos:

6.7.1.1 Formato de Oferta Irrevocable – Anexo 8

El Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones para adquirir las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado (que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1).

6.7.1.2 Documentos que acrediten las autorizaciones del Invitado, y de ser el caso de los Municipios.

Se deberá incluir copia auténtica de la ordenanza departamental y del acuerdo municipal, de ser el caso, mediante el cual se autoriza expresamente al gobernador y al alcalde, de ser el caso, para adquirir acciones en las condiciones previstas en el presente Reglamento y a suscribir y otorgar todos los actos y contratos derivados de la presente Invitación. Asimismo deberán allegarse los documentos necesarios en los que conste que existe el certificado de disponibilidad presupuestal para adquirir las acciones.

Asimismo, deberán allegarse las constancias de publicación de dichas autorizaciones en las respectivas gacetas departamentales y municipales.

6.7.1.3 Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones

El texto de dos (2) originales del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones debidamente firmados por el Invitado, el Operador Idóneo y los Municipios del Departamento que presenten conjuntamente la Oferta.

El Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se encuentra contenido en el Anexo 7.

6.7.1.4 Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia

El texto de dos (2) originales del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia – Primer Grado o Segundo Grado, según corresponda, debidamente firmados por Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan obtenido autorizaciones.

Deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento, un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Operador Idóneo y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones y que fueron incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.

El Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia – Primer Grado o Segundo Grado se encuentra contenido en los Anexos 11A y 11B.

6.7.2.1 Presentación

El Sobre de Autorizaciones deberá presentarse en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones en el Sitio de Presentación del Sobre de Autorizaciones. En este sentido, no se aceptará la entrega del Sobre de Autorizaciones en una fecha posterior.

En el evento en que no se presente Sobre de Autorizaciones por no haber obtenido el Departamento sus respectivas autorizaciones, se dará por terminada la Invitación y se devolverá la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 al Operador Idóneo.

6.7.2.2 Revisión del Sobre de Autorizaciones presentado en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones

Una vez presentado el Sobre de Autorizaciones, será revisado y evaluado de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

6.7.3 Verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre de Autorizaciones

Desde el Día Hábil siguiente a la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones, se tendrá un plazo de cinco (5) Días Hábiles para realizar el procedimiento de verificación de conformidad con la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones presentado, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

(i) En el evento en que se encuentre (A) que se han presentado documentos que contienen adulteraciones o modificaciones de su texto original, o (B) que los documentos no han sido realmente expedidos por quien supuestamente aparece expidiéndolos, o (C) que existen discrepancias con alcance material entre lo afirmado en dichos documentos y la realidad, la Oferta será rechazada, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

(ii) Una vez culminado el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones, se podrá solicitar que se aclaren, corrijan o subsanen errores o deficiencias (distintas de aquellas a que se refiere el subnumeral (i) inmediatamente anterior), que se hubieren detectado en la documentación que compone el Sobre de Autorizaciones. Si ese fuere el caso, una vez culminado el plazo para realizar el

procedimiento de verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre de Autorizaciones, se podrá solicitar, enviando una comunicación por escrito al Invitado Adjudicatario, las aclaraciones y correcciones necesarias, para que se proceda de conformidad hasta dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes. Si el Invitado Adjudicatario no aclara, corrige o subsana los errores dentro del plazo anterior, se considerará que ha desistido de la presentación de su Oferta, razón por la cual, la Oferta será rechazada, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

(iii) Surtido el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Autorizaciones y efectuadas todas las aclaraciones y correcciones que hubieren sido solicitadas, dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes al vencimiento del término para correcciones anteriormente indicado, se procederá a comunicar los resultados de dicho análisis al Invitado Adjudicatario remitiéndole una comunicación indicándole si la documentación está conforme, caso en el cual, deberá cumplir con las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre- Opción 1.

En el evento en que el Invitado Adjudicatario no hubiera presentado toda la documentación de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento o que habiéndola presentado se le hubiera solicitado subsanar algunos de los errores y no hubieran sido subsanados, se rechazará la Oferta, haciéndose efectiva la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 presentada y dándose por terminada en dicho momento la Invitación.

6.7.4. Efectos de la correcta presentación del Sobre de Autorizaciones

Una vez presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones, el Invitado Adjudicatario está obligado o cumplir con las obligaciones previstas para la Fecha de Cierre – Opción 1. A partir de dicho momento, se impone al Invitado Adjudicatario la automática asunción de las obligaciones y compromisos que se deriven de su Oferta y del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones y el Departamento y los Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, quedarán solidariamente responsables con el Operador Idóneo por el cumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Reglamento.

6.8 REVELACIÓN DEL PRECIO Y PRESENTACIÓN DE: (i) EL SOBRE DE OFERTA ECONÓMICA Y (ii) EL SOBRE DE DOCUMENTOS DE LA OFERTA – OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO

6.8.1. Revelación del Precio

En la fecha de Revelación del Precio, se le informará al Invitado Precalificado, el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto.

El Invitado Precalificado estará autorizado a presentar el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 en la Fecha de Presentación de la Oferta - Opción 2 y en el Sitio de presentación de la Oferta – Opción 2.

Entre la fecha de presentación del Sobre de Precalificación y la Fecha de Presentación de la Oferta Opción 2 no se podrá incluir o eliminar de la Oferta ninguna persona jurídica diferente de aquellas indicadas en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

En la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2, el Invitado Precalificado junto con los Municipios que hayan presentado de forma conjunta la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción, podrán presentar conjuntamente: (i) el Sobre de Oferta Económica, y (ii) el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 de forma simultánea.

6.8.2 Contenido del Sobre de Oferta Económica

En el Sobre de Oferta Económica se deberá incluir única y exclusivamente el Formato de Oferta Económica en original. Este sobre deberá ir debidamente cerrado.

El Sobre de Oferta Económica deberá indicar en su exterior lo siguiente:

Sobre de Oferta Económica- ESSA
Departamento de Santander
Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto
[nombres de los Municipios, de ser el caso]

En el evento en que el Invitado Precalificado elija la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Formato de Oferta Económica deberá ser diligenciado con el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto informado al Invitado Precalificado en la fecha de Revelación del Precio.

6.8.3 Contenido del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2

El Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 deberá presentarse en original y dos (2) copias, y estará conformado por los siguientes documentos, debidamente foliados, los cuales se deberán entregar en un sobre cerrado que indicará en su exterior lo siguiente:

"Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 – ESSA
Departamento de Santander
Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto
[nombres de los Municipios, de ser el caso]
[Original o Primera Copia o Segunda Copia, según sea el caso]"

El Sobre de Documentos de la Oferta deberá incluir los siguientes documentos:

6.8.3.1 Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2

La Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 deberá ser suscrita por el Invitado y los Municipios del Departamento que presenten conjuntamente la Oferta, y deberá ajustarse a los términos indicados en el Anexo 4B.

En esta Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 se deberá indicar: (i) el número de acciones que adquiere el Departamento; y (ii) el número de acciones que adquiere cada uno de los Municipios del Departamento que presenten Oferta.

6.8.3.2 Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones

El texto de dos (2) originales del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones debidamente firmados por el Invitado y los Municipios del Departamento que presenten conjuntamente la Oferta.

El Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se encuentra contenido en el Anexo 7.

En el evento en que se escoja la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se encontrará sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en el numeral 5.2. del presente Reglamento.

6.8.3.3 Acuerdo de Accionistas

El texto de dos (2) originales del Acuerdo de Accionistas debidamente firmados por el Invitado y los Municipios del Departamento que tengan participación accionaria en ESSA en la Fecha de Presentación de la Solicitud de Precalificación que presenten conjuntamente la Oferta.

El Acuerdo de Accionistas se encuentra contenido en el Anexo 9.

6.8.3.4 Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia

El texto de dos (2) originales del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia – Primer Grado o Segundo Grado, según corresponda, debidamente firmados por el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan presentado conjuntamente la Oferta.

Deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan presentado de forma conjunta Oferta y que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.

El Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia – Primer Grado o Segundo Grado se encuentra contenido en los Anexos 11A y 11B.

6.8.3.5 Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2

Se deberá presentar la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 de conformidad con lo indicado en el numeral 6.5.1.2. del Reglamento.

6.8.3.3 Documentos que acrediten las autorizaciones del Invitado, y de ser el caso de los Municipios.

Se deberá incluir copia auténtica de la ordenanza departamental y del acuerdo municipal, de ser el caso, mediante el cual se autoriza expresamente al gobernador y al alcalde, de ser el caso, para adquirir acciones en las condiciones previstas en el presente Reglamento y a suscribir y otorgar todos los actos y contratos derivados de la presente Invitación entre ellos la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, el Acuerdo de Accionistas y todos los otros actos y contratos previstos en el presente Reglamento. Asimismo deberán allegarse los documentos necesarios en los que conste que existe el registro presupuestal para adquirir las acciones.

Asimismo, deberán allegarse las constancias de publicación de dichas autorizaciones en las respectivas gacetas departamentales y municipales.

6.8.4 Verificación de conformidad de la documentación contenida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y de la Oferta Económica

Desde el Día Hábil siguiente a la Fecha de Presentación de la Oferta – Opción 2, se tendrá un plazo de cinco (5) Días Hábiles para realizar el procedimiento de verificación de conformidad con la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y en la Oferta Económica, para lo cual se aplicarán las siguientes reglas:

(i) En el evento en que se encuentre (A) que se han presentado documentos que contienen adulteraciones o modificaciones de su texto original, o (B) que los documentos no han sido realmente expedidos por quien supuestamente aparece expidiéndolos, o (C) que existen discrepancias con alcance material entre lo afirmado en dichos documentos y la realidad, o (D) que falte alguno de los requisitos insubsanables indicados en el presente Reglamento, o (E) que falta la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2; o (F) que sólo se presentó un borrador de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2; o (G) que se presentó un original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, no suscrito por la Compañía de Seguros Aceptable o por el Banco Aceptable, o (H) que no se presentó el recibo de pago de la prima causada o de la comisión correspondiente, según sea el caso, o (I) los documentos presentados no estén suscritos por las personas que deben suscribirlos de conformidad con lo establecido en el Reglamento o (J) si la Oferta Económica – Opción 2 es inferior al Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, se rechazará la Oferta y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

(ii) Una vez culminado el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y en el Sobre de Oferta Económica, se podrá solicitar que se aclaren, corrijan o subsanen errores o deficiencias

(distintas de aquellas a que se refiere el subnumeral (i) inmediatamente anterior), que se hubieren detectado en la documentación que compone el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y/o el Sobre de Oferta Económica. Si ese fuere el caso, una vez culminado el plazo para realizar el procedimiento de verificación de conformidad de la documentación contenido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y/o el Sobre de Oferta Económica, se podrá solicitar, enviando una comunicación por escrito al Invitado Precalificado, las aclaraciones y correcciones necesarias, para que se proceda de conformidad hasta dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes. Si el Invitado Precalificado no aclara, corrige o subsana los errores dentro del plazo anterior, se considerará que ha desistido de la presentación de su Oferta y en dicho momento se dará por terminada la Invitación.

(iii) Surtido el proceso de verificación de conformidad de la documentación incluida en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y el Sobre de Oferta Económica y efectuadas todas las aclaraciones y correcciones que hubieren sido solicitadas, dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes al vencimiento del término para correcciones anteriormente indicado, se procederá a comunicar los resultados de dicho análisis al Invitado Precalificado remitiéndole una comunicación indicándole si los mismos se han presentado correctamente, caso en el cual adquirirá la calidad de Invitado Adjudicatario.

6.8.5 Efectos de las Ofertas presentadas en la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto

La declaración del Invitado Precalificado como Invitado Adjudicatario en el evento en que éste haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, obligará al Invitado Adjudicatario a pagar en la Cuenta de Fonade el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto y la Retribución del Asesor Externo de la Nación, sin embargo tal y como se dispone en el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones, la transferencia de las acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto y por ende el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se encuentra sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento.

La oferta presentada por el Invitado Precalificado tendrá carácter irrevocable e incondicional, salvo por lo indicado en el Numeral 5.2. del presente Reglamento, desde el momento de su presentación y suponen la aceptación íntegra e incondicional del Invitado Precalificado al Reglamento y, en caso de resultar Invitado Adjudicatario, impone la automática asunción de las obligaciones y compromisos que se deriven de su Oferta y del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones en las condiciones previstas en el mismo.

7. ACTOS PREPARATORIOS Y ACTO DE CIERRE – OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

7.1 ACTUACIONES POSTERIORES A LA ADJUDICACIÓN

7.1.1 Acceso a la información y visitas a ESSA.

Desde la fecha en que el Invitado Adjudicatario haya presentado correctamente el Sobre de Autorizaciones y hasta la Fecha de Cierre – Opción 1, el Invitado Adjudicatario por el sólo hecho de ostentar esa condición, y previa coordinación con ESSA, tendrá derecho a (i) acceder a la información previamente incorporada a la Sala de Información; (ii) entrevistarse con los funcionarios y el personal de ESSA y (iii) visitar las instalaciones de ESSA, según sea el caso.

7.2 ACTO DE CIERRE OPCIÓN 1

7.2.1 Fecha y lugar del Acto de Cierre Opción 1

El Acto de Cierre Opción 1 se llevará a cabo en la Fecha de Cierre Opción 1, en el lugar y hora que oportunamente se le indique al Invitado Adjudicatario.

7.2.2 Actuaciones durante el Acto de Cierre Opción 1

En el curso del Acto de Cierre Opción 1 tendrán lugar los siguientes hechos en manera simultánea:

7.2.2.1 La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía firmará y entregará al Invitado Adjudicatario uno de los Contratos Interadministrativo - Contratos de Compraventa de Acciones presentado por el Invitado Adjudicatario en su Sobre de Autorizaciones.

7.2.2.2 El Invitado Adjudicatario acreditará (i) el pago de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Valor a Pagar por la Totalidad de las Acciones Ordinarias, y (ii) el pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

Los anteriores pagos se harán mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 1, de la siguiente forma: (i) en la Cuenta Bancaria del Vendedor de la suma a que se refiere el subnumeral (i) anterior, y (ii) en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación de la suma a que se refiere el subnumeral (ii) anterior.

7.2.2.3. El Invitado Adjudicatario entregará el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA incluido en el Anexo 10.

7.2.2.4. El representante legal de ESSA expedirá los nuevos títulos de las acciones al Invitado Adjudicatario (Operador Idóneo, Departamento y Municipios que hayan obtenido las autorizaciones, de ser el caso) en las condiciones indicadas en el Documento de

Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA, previa orden impartida por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado y el Ministro de Minas y Energía o su delegado, y se procederá a efectuar las anotaciones respectivas en el libro de registro de accionistas.

7.2.2.5. El representante legal del Operador Idóneo presentará una certificación bajo la gravedad de juramento en la que indique que en dicha fecha cumple con los límites previstos en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

De todas las actuaciones previstas en los Numerales anteriores se dejará constancia en un acta, que será firmada por el Invitado Adjudicatario, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado y el Ministro de Minas y Energía o su delegado.

8. ACTOS PREPARATORIOS Y ACTO DE CIERRE – OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO

8.1 ACTUACIONES POSTERIORES A LA ADJUDICACIÓN

Tal y como se ha indicado en la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, tanto la Adjudicación, la trasferencia de las acciones como el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se encuentra sujeto al acaecimiento de las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del presente Reglamento.

8.2 ACTO DE CIERRE OPCIÓN 2

8.2.1 Fecha y lugar del Acto de Cierre Opción 2

El Acto de Cierre Opción 2 se llevará a cabo en la Fecha de Cierre Opción 2, en el lugar y hora que oportunamente se le indique al Invitado Adjudicatario.

8.2.2 Actuaciones durante el Acto de Cierre Opción 2

En el curso del Acto de Cierre Opción 2 tendrán lugar los siguientes hechos de manera simultánea:

8.2.2.1 La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía firmará y entregará al Invitado Adjudicatario uno de los Contratos Interadministrativo - Contratos de Compraventa de Acciones presentado por el Invitado Adjudicatario en su Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

Este Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones se encontrará sujeto a las condiciones previstas en el Numeral 5.2 del presente Reglamento.

8.2.2.2 El Invitado Adjudicatario evidenciará (i) el pago de las acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto adjudicadas al Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto en la Cuenta de Fonade, y (ii) el pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación en la Cuenta de Fonade.

Los anteriores pagos se harán mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 2 en la Cuenta de Fonade.

De todas las actuaciones previstas en los Numerales anteriores se dejará constancia en un acta, que será firmada por el Invitado Adjudicatario, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado y por el Ministro de Minas y Energía o su delegado.

9 PROCEDIMIENTO EN CASO DE INCUMPLIMIENTO

En el evento en que el Invitado Adjudicatario no cumpla con el pago de las acciones, con el pago de la Retribución del Asesor Externo de la Nación o con las demás obligaciones indicadas en el presente Reglamento, se declarará el incumplimiento mediante la expedición de un oficio por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Ministerio de Minas y Energía que se enviará al Invitado Adjudicatario a la dirección indicada en la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 u Opción 2 y se hará exigible la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 o la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, según corresponda, sin perjuicio de las demás acciones legales a que haya lugar.

Asimismo, se entenderá que existe incumplimiento en el evento en que se cumplan parcialmente las obligaciones, sin importar cuál de las personas que conforman el Invitado Adjudicatario haya dado lugar al incumplimiento

Si se llegare a declarar el incumplimiento se dará por terminada la Invitación.

ANEXO 1

CONVENIO DE CONFIDENCIALIDAD

Bogotá D.C., _____ de 2008

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Estimados Señores:

En relación con el interés que la persona jurídica que represento tiene en participar en la Invitación, me permito manifestarle que reconocemos que en la Sala de Información, reposan documentos que pueden contener información confidencial de propiedad de la Nación, del Gobierno Nacional, de ESSA, de los accionistas de ESSA y de los Asesores Externos de la Nación (en adelante de manera colectiva los "Propietarios"). Si después de leer y estudiar la información contenida en los Estudios Previos y en el Reglamento, la persona jurídica que represento decide investigar con mayor detalle y profundidad, estamos enterados que Ustedes estarían en condiciones de (i) proporcionarnos el acceso a la Sala de Información que contiene información relacionada con ESSA para facilitar la labor de consulta y debida diligencia, y (ii) suministrarnos información adicional que podamos requerir, sujeto a la posibilidad de que los Propietarios limiten ese acceso en cualquier momento.

Para efectos del presente Convenio, el término "Material de Evaluación" comprende, de manera colectiva: (i) toda la información que los Propietarios suministrarán a (a) la persona jurídica que represento o, (b) a cualquiera de los representantes, socios, directores, funcionarios, empleados, asesores o agentes de la persona jurídica, y en general, (c) cualquier persona o entidad que conozca el Material de Evaluación (en adelante denominados de manera individual o conjunta los "Representantes") por conducto de la persona jurídica que represento durante el proceso de su investigación y evaluación; (ii) los Estudios Previos; (iii) el Reglamento; (iv) los materiales disponibles en la Sala de Información y cualquier información adicional sobre la Invitación, y (v) los análisis, estudios, notas, resúmenes y conclusiones o cualquier otro documento preparado por la persona jurídica que represento (incluyendo sus empleados, asesores o representantes) que contenga o refleje en todo o en parte la información suministrada por los Propietarios.

Reconocemos desde ahora y de manera expresa, la naturaleza confidencial de todo el Material de Evaluación y el hecho de que es de propiedad exclusiva de los Propietarios. En consecuencia, la persona jurídica que represento como cualquiera de los Representantes, aceptamos y estamos de acuerdo en que:

(i) Sólo utilizaremos el Material de Evaluación con el propósito exclusivo de ayudarnos a tomar una decisión independiente, basada en nuestros propios análisis, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas y entrevistas con base en los cuales determinaremos si nos interesa participar en la Invitación.

(ii) No permitiremos el acceso al Material de Evaluación ni divulgaremos de manera parcial o total su contenido a ningún tercero, sin el consentimiento escrito previo de los Propietarios, salvo en los casos en que sea necesario divulgar ese contenido a uno o varios de sus Representantes con el propósito exclusivo de que trata el subnumeral anterior. En tal evento, aceptamos desde ahora que los Representantes quedan amparados y sometidos a los términos y condiciones del presente Convenio de Confidencialidad y que responderemos, como si fueran propias, por las violaciones que dichos Representantes puedan cometer a lo dispuesto en el presente documento.

La persona jurídica que represento, mediante la firma del presente Convenio, se obliga a informar a los Representantes respecto de la naturaleza confidencial del Material de Evaluación y sobre el hecho de que éste es de propiedad exclusiva de los Propietarios.

En el evento en que nos veamos obligados a divulgar o entregar información, de manera parcial o total, del contenido del Material de Evaluación por orden de autoridad competente o en virtud de lo establecido en la ley, aceptamos y nos obligamos a darle aviso escrito inmediato a los Propietarios, de manera que se puedan ejercer los correspondientes derechos de protección o de tutela, según corresponda.

El alcance del término Material de Evaluación dejará de incluir cualquier información que se vuelva pública o esté a disponibilidad del público en general, sin ninguna restricción de confidencialidad, siempre y cuando, la fuente de divulgación de esa información no estuviera obligada por un acuerdo de confidencialidad.

Aceptamos y reconocemos que los Propietarios podrán perseguir la plena indemnización de la totalidad de los perjuicios que resulten de la violación del presente Convenio por parte de la persona jurídica que represento o de los Representantes.

Aceptamos y reconocemos igualmente, que los Propietarios efectuaron la recopilación del Material de Evaluación sobre la base del mejor esfuerzo posible. Entendemos y aceptamos que es responsabilidad exclusiva de la persona jurídica que represento y de sus Representantes, verificar la información, analizarla y adoptar de manera absolutamente independiente la decisión de participar en la Invitación.

La persona jurídica que represento se compromete a devolver o a destruir todo el Material de Evaluación tan pronto como se presente el primero de los siguientes eventos: (i) lo

soliciten los Propietarios o, (ii) la Invitación haya sido suspendida o culminado salvo por los análisis, estudios, notas, resúmenes y conclusiones elaborados por la persona jurídica que represento que posteriormente pueda requerir una autoridad de control y para ser utilizados única y exclusivamente con ese objeto.

El presente Convenio y la resolución de controversias que se puedan derivar de su ejecución, se rigen por las leyes de la República de Colombia. El presente Convenio tiene una duración de dos (2) años contados a partir de la fecha de suscripción. Los términos cuya letra inicial aparece en mayúscula tendrán los significados que para ellos se indican en el Reglamento.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de ustedes,

Muy atentamente,

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

ANEXO 2

REGLAS DE LA SALA DE INFORMACIÓN

A continuación, se establecen las reglas para tener acceso a la Sala de Información y a las instalaciones de ESSA por parte del Invitado, así como a las entrevistas con los funcionarios directivos de ESSA. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en estas reglas y que no se definan de otra manera en este documento, tendrán los significados asignados a los mismos en el Reglamento al cual se anexan estas reglas.

1. SALA DE INFORMACIÓN

1.1 UBICACIÓN

La Sala de Información está ubicada en la siguiente dirección electrónica: **www.electrificadoras.com**

Los responsables de la Sala de Información (el "Responsable de la Sala de Información"), serán los señores Fabio Macías y Carlos Soto, quienes hacen parte del Asesor Externo de la Nación, quienes también serán los administradores de la Sala de Información (el "Administrador de la Sala de Información").

1.2 USO DE LA SALA DE INFORMACIÓN

Para el acceso a la Sala de Información se otorgará una clave al Invitado que suscriba debidamente el original del Convenio de Confidencialidad.

Los facsímiles solicitando clave para tener acceso a la Sala de Información deberán enviarse a:

Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA – Valores - BBVA

Atn. Fabio Macías
Carlos Soto

Bogotá D.C.

Fax: 57 (1) 3123079

Tel: 57 (1) 3122726

Dirección: Carrera 7 No. 71-52 Torre B Oficina 1504, Bogotá D.C.

Correo electrónico: fmacias@inverlink.com.co

1.3 ÍNDICE DE INFORMACIÓN

En la Sala de Información se incluirá una lista de los documentos contenidos en la Sala de Información (el "Índice de Información"). El Responsable de la Sala de Información actualizará el Índice de Información en la medida en que ingresen nuevos documentos a la Sala de Información.

1.4 CONTENIDO DE LA SALA DE INFORMACIÓN

La información que se encuentre disponible en la Sala de Información estará descrita en el Índice de Información.

La mayor parte de la información contenida en la Sala de Información está en idioma castellano.

Todos los costos y arreglos relacionados con la traducción e interpretación serán responsabilidad del Invitado.

1.5 REVISIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

Se recuerda a los visitantes que el contenido de la Sala de Información está sujeto al Convenio de Confidencialidad.

1.6 MANEJO DE LA INFORMACIÓN

La información contenida en la Sala de Información no podrá ser archivada, guardada, gravada ni fotocopiada.

1.7 SOLICITUDES DE INFORMACIÓN ADICIONAL

Quienes tengan acceso a la Sala de Información no deberán solicitar ni pedir información o dato alguno al personal de ESSA.

El Invitado y sus representantes no podrán solicitar ni aceptar directamente de manos de los funcionarios o empleados de ESSA ninguna información escrita.

Todas las solicitudes de información adicional deberán dirigirse al Administrador de la Sala de Información.

2. VISITAS A LAS INSTALACIONES

2.1 PROCEDIMIENTO DE LAS VISITAS A LAS INSTALACIONES Y ENTREVISTAS CON LA ADMINISTRACIÓN

El Invitado y sus representantes tendrán oportunidad de reunirse con el personal directivo de ESSA y, de recorrer sus oficinas, sucursales y demás instalaciones. En ninguna visita podrán participar más de cinco (5) personas por cada área o especialidad (jurídica, financiera, contable, técnica, etc.), incluyendo los asesores y traductores.

Como condición para participar en una visita, el Invitado estará obligado a aceptar y firmar el formato para entrevistas con la administración y visitas a las instalaciones de ESSA que se anexa a este documento.

2.2 INFORMACIÓN A PRESENTARSE

A fin de programar una visita a las instalaciones de ESSA el Invitado deberá enviar una forma de solicitud de visita a las instalaciones de ESSA a:

Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA – Valores - BBVA

Atn. Fabio Macías
Carlos Soto

Bogotá D.C.

Fax: 57 (1) 3123079

Tel: 57 (1) 3122726

Dirección: Carrera 7 No. 71-52 Torre B Oficina 1504 de Bogotá D.C.

Correo electrónico: fmacias@inverlink.com.co
carlos.soto@bbva.com.co

Las formas de solicitud de visita a las instalaciones de ESSA estarán disponibles en la Sala de Información.

2.3 PROGRAMACIÓN

Todas las entrevistas con la administración y las visitas a las instalaciones de ESSA se programarán debidamente.

Un delegado del Asesor Externo de la Nación asistirá y estará presente en el curso de todas las visitas y entrevistas en que participe el Invitado.

2.4 COSTO DE LAS VISITAS

Todos los costos relacionados con las entrevistas con la administración y las visitas a las instalaciones de ESSA (transporte, hoteles, traductores, etc.) serán responsabilidad del Invitado.

No se garantiza que en la Sala de Información se encuentre toda la información y documentación que pueda requerir el Invitado. En consecuencia, el Invitado deberá efectuar una evaluación independiente y su eventual decisión de participar en la Invitación será producto exclusivo de sus propios análisis e investigaciones.

FORMATO DE ENTREVISTAS CON LA ADMINISTRACIÓN Y VISITAS A LAS INSTALACIONES DE ESSA

Cada uno de los suscritos declara que se le ha permitido entrevistar a ciertos miembros del personal directivo de ESSA y visitar ciertas instalaciones de ESSA como parte de la Invitación únicamente con base en las declaraciones y convenios que se detallan a continuación:

(i) él o ella está proporcionando asesoría o asistencia al Invitado para la Invitación que se identifica a un lado del nombre de dicha persona;

(ii) él o ella conoce los términos y condiciones del Convenio de Confidencialidad, y conviene en sujetarse a los términos y condiciones del mismo, los cuales se tienen por reproducidos en este documento formando parte integrante del mismo; y

(iii) él o ella conviene en que ni la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público, ni la Nación – Ministerio de Minas y Energía, ni Fonade, ni el Asesor Externo de la Nación, ni sus respectivos directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, asesores o consultores, otorgan, otorgarán, ni se considerará que han otorgado declaración o garantía alguna expresa o implícita en cuanto a la exactitud, confiabilidad o integridad de la información contenida en las declaraciones efectuadas durante el transcurso de alguna visita efectuada por cualquiera de dichas personas a cualquiera de la instalaciones de ESSA.

INFORMACIÓN DEL VISITANTE

Nombre	Firma	Interesado

ANEXO 3A

CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCION 1

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Nombre del Invitado: **Departamento de Santander**

Respetados señores:

En desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar solicitud de precalificación dentro de la Invitación, razón por la cual relacionamos los documentos incluidos en el Sobre para Precalificación.

1. La opción por la cual se presenta solicitud de precalificación es la **OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

2. Identificación del Invitado

2.1. El Invitado es el Departamento de Santander

2.2. El Operador Idóneo es: _____
[nombre o denominación social del Operador Idóneo]

2.3. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 son (se diligencia en caso de aplicar):

2.3.1. [_____]
[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1]

2.3.2. [_____]
[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1]

2.3.3. [_____]

[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1]

3. Documentos del Sobre para Precalificación

De conformidad con las disposiciones del Reglamento, a continuación se relacionan los documentos que hemos introducido en el Sobre para Precalificación:

3.1. Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 3A del Reglamento, debidamente firmada.

3.2. Los documentos que acreditan la existencia y representación del Departamento, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.3. Los documentos que acreditan la existencia, representación y capacidad del Operador Idóneo, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.4. En el evento en que participen Municipios del Departamento, los documentos que acreditan la existencia y representación de dichos Municipios, de conformidad con lo establecido en el reglamento.

3.5. Los documentos que acrediten el cumplimiento de los requisitos técnicos del Operador Idóneo de conformidad con lo indicado en el Numeral 5.4 del Reglamento.

3.6. Carta de no objeción emitida por la Superintendencia de Industria y Comercio a la adquisición de las acciones o certificación de no necesitar de dicha no objeción en las condiciones establecidas en el Numeral 6.4.1.4 del Reglamento y con las declaraciones allí indicadas.

3.7. Convenio de Confidencialidad suscrito por el Operador Idóneo.

3.8. En el evento en que participen Municipios del Departamento, los Convenios de Confidencialidad suscritos por cada uno de dichos Municipios.

3.9. Acreditación de pagos a la seguridad social y aportes parafiscales del Operador Idóneo, en las condiciones previstas en el Numeral 6.4.1.6. del Reglamento.

4. Declaraciones Adicionales

Para todos los efectos legales a que hubiere lugar, declaramos conocer, aceptar y someternos íntegramente a las disposiciones contenidas en el Reglamento y nos obligamos a cumplir con los términos allí establecidos, y en desarrollo de las mismas manifestamos que:

4.1 Todo el Material de Evaluación al que tuvimos acceso con el objeto de preparar y presentar el Sobre para Precalificación es confidencial, y dicha obligación de confidencialidad compromete no solo a quien suscribe el Convenio de Confidencialidad y

que tuvo acceso a la Sala de Información, sino también al Invitado Oferente, junto con sus funcionarios, agentes, asesores y representantes.

4.2 La decisión de presentar el Sobre para Precalificación está basada exclusivamente en nuestras propias averiguaciones, estudios, auditorías y proyecciones hasta donde lo hemos considerado conveniente y, por lo mismo, no se sustenta ni tiene origen en declaraciones de causalidad o manifestaciones formuladas por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, por Fonade, por el Asesor Externo de la Nación, ni por sus representantes, mandatarios, agentes o asesores y en consecuencia la decisión de participar ha sido adoptada de manera autónoma.

4.3 Declaramos que no tenemos inhabilidades o incompatibilidades para consumar las operaciones a que se refiere la Invitación.

4.4. Manifiesto que acepto expresamente que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA, y en consecuencia, es mi responsabilidad efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión y por ende renuncio a presentar cualquier tipo de reclamación por dichos hechos o circunstancias.

4.5. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que de resultar Invitado Adjudicatario, el Operador Idóneo, para la fecha en que se presente Oferta Económica y para la fecha en que se adquieran las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, cumplirá con los límites previstos en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

4.6. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que el Operador Idóneo adquirirá como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

4.7 Manifiesto expresamente que la información suministrada es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio y autorizo expresamente la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan.

4.8 Manifiesto que: (i) de no haber presentado la carta de no objeción emitida por la Superintendencia de Industria y Comercio; (ii) de presentar Formato de Oferta Económica y, (iii) resultar Invitado Adjudicatario, asumo la total responsabilidad por cualquier perjuicio que le pueda causar a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía por no haber presentado dicha solicitud de no objeción ante la Superintendencia de Industria y Comercio, y por consiguiente, asumo la obligación de indemnizar la totalidad de los perjuicios que eventualmente se le puedan causar a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía por este hecho.

4.9. Se aclara que el hecho que el Departamento y los Municipios (de ser el caso) suscriban la presente Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, no implica que estos se obliguen solidariamente al cumplimiento de las obligaciones derivadas del Reglamento, puesto que el cumplimiento de las obligaciones derivadas del presente Reglamento (tanto para el Departamento como para el Operador Idóneo), se encuentra sujeta a que resulte adjudicatario y el Departamento obtenga las respectivas autorizaciones y en consecuencia se presente el Sobre de Autorizaciones en las condiciones y términos previstos en el presente Reglamento.

4.10. Para efectos de notificaciones al Invitado y a todas las personas que presentan la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 de forma conjunta con el Invitado, éstas podrán enviarse a:

Nombre: _____
Dirección: _____
Teléfono: _____
Fax: _____
Correo Electrónico: _____

4.11. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en esta Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Operador Idóneo
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____

Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

[La Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 3B

CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCION 2

[Fecha]

Señores
Ministerio De Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Nombre del Invitado: **Departamento de Santander**

Respetados señores:

En desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar solicitud de precalificación dentro de la Invitación, razón por la cual relacionamos los documentos incluidos en el Sobre para Precalificación.

1. La opción por la cual se presenta solicitud de precalificación es la **OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO**

2. Identificación del Invitado

2.1. El Invitado es el Departamento de Santander

2.2. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 son: (se diligencia en caso de aplicar)

2.2.1. [_____]
[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2]

2.2.2. [_____]
[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2]

2.2.3. [_____]
[nombre del municipio que presenta conjuntamente la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2]

3. Documentos del Sobre para Precalificación

De conformidad con las disposiciones del Reglamento, a continuación se relacionan los documentos que hemos introducido en el Sobre para Precalificación:

3.1. Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 3B del Reglamento, debidamente firmada.

3.2. Los documentos que acreditan la existencia y representación del Departamento, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.3. En el evento en que participen Municipios del Departamento, los documentos que acreditan la existencia y representación de dichos Municipios, de conformidad con lo establecido en el reglamento.

3.4. En el evento en que participen Municipios del Departamento, los Convenios de Confidencialidad suscritos por cada uno de dichos Municipios.

4. Declaraciones Adicionales

Para todos los efectos legales a que hubiere lugar, declaramos conocer, aceptar y someternos íntegramente a las disposiciones contenidas en el Reglamento y nos obligamos a cumplir con los términos allí establecidos, y en desarrollo de las mismas manifestamos que:

4.1 Todo el Material de Evaluación al que tuvimos acceso con el objeto de preparar y presentar el Sobre para Precalificación es confidencial, y dicha obligación de confidencialidad compromete no solo a quien suscribe el Convenio de Confidencialidad y que tuvo acceso a la Sala de Información, sino también al Invitado Oferente, junto con sus funcionarios, agentes, asesores y representantes.

4.2 La decisión de presentar el Sobre para Precalificación está basada exclusivamente en nuestras propias averiguaciones, estudios, auditorías y proyecciones hasta donde lo hemos considerado conveniente y, por lo mismo, no se sustenta ni tiene origen en declaraciones de causalidad o manifestaciones formuladas por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, por Fonade, por el Asesor Externo de la Nación, ni por sus representantes, mandatarios, agentes o asesores y en consecuencia la decisión de participar ha sido adoptada de manera autónoma.

4.3 Declaramos que no tenemos inhabilidades o incompatibilidades para consumar las operaciones a que se refiere la Invitación.

4.4. Manifiesto que acepto expresamente que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia,

valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA, y en consecuencia, será mi responsabilidad efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión y por ende renuncio a presentar cualquier tipo de reclamación por dichos hechos o circunstancias.

4.5 Manifiesto expresamente que la información suministrada es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio y autorizo expresamente la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan.

4.6. Manifiesto expresamente que conozco que no podrán convertirse en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, un número de acciones ordinarias mayor al cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito y pagado de ESSA, y que en el evento en que por alguna razón se presente una Oferta por un número de acciones superior a dicho límite, ésta se disminuirá automáticamente al límite máximo permitido en la ley.

4.7. Para efectos de notificaciones al Invitado y a todas las personas que presentan Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 de forma conjunta con el Invitado, éstas podrán enviarse a:

Nombre: _____
Dirección: _____
Teléfono: _____
Fax: _____
Correo Electrónico: _____

4.8. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en esta Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____

Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

[La Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2 debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 4A

CARTA DE PRESENTACIÓN DE LA OFERTA – OPCIÓN 1

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que fuimos designados como Invitados Precalificados, en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar Oferta Económica dentro de la Invitación, razón por la cual relacionamos los documentos incluidos en el Sobre de Documentos de la Oferta- Opción 1.

1. La opción por la cual se presentó solicitud de precalificación y por ende la opción por la cual se presenta la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 y Oferta Económica es **LA OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

2. Identificación del Invitado Precalificado

2.1. El Invitado Precalificado es el Departamento de Santander.

2.2. El Operador Idóneo es: _____
[nombre o denominación social del Operador Idóneo]

2.3. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 y por ende, la Oferta Económica son:

2.3.1. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.2. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.3. [_____]

[nombre del municipio]

[NO ES POSIBLE INCLUIR O ELIMINAR DE LA OFERTA NINGUNA PERSONA JURÍDICA DIFERENTE DE AQUELLAS QUE SUSCRIBIERON LA CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCIÓN 1]

3. Documentos del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1

De conformidad con las disposiciones del Reglamento, a continuación se relacionan los documentos que hemos introducido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1:

3.1. Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 en el formato incluido en el Anexo 4 A debidamente firmada.

3.2. Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 en las condiciones y con la documentación exigida en el Reglamento.

4. Declaraciones Adicionales

Para todos los efectos legales a que hubiere lugar, declaramos conocer, aceptar y someternos íntegramente a las disposiciones contenidas en el Reglamento, y en desarrollo de las mismas manifestamos que:

4.1 Hemos presentado el Formato de Oferta Económica – Opción 1 en las condiciones indicadas en el presente Reglamento, la cual se depositó en la urna dispuesta para la recepción del Sobre de Oferta Económica – Opción 1.

4.2. Todo el Material de Evaluación al que tuvimos acceso con el objeto de preparar y formular la Oferta Económica – Opción 1 es confidencial, y dicha obligación de confidencialidad compromete no sólo al Invitado que suscribió el Convenio de Confidencialidad y que tuvo acceso a la Sala de Información, sino también al Invitado Precalificado, junto con sus funcionarios, agentes, asesores y representantes.

4.3 La Oferta Económica – Opción 1 que formulamos está basada exclusivamente en nuestras propias averiguaciones, estudios, auditorías y proyecciones hasta donde lo hemos considerado conveniente y, por lo mismo, no se sustenta ni tiene origen en declaraciones de causalidad o manifestaciones formuladas por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, por Fonade, por el Asesor Externo de la Nación, ni por sus representantes, mandatarios, agentes o asesores.

4.4. Reconocemos que la Oferta formulada es irrevocable e incondicional, en la medida en que se cumplan las condiciones establecidas en el Reglamento.

4.5 Aceptamos que la Oferta que presentamos estará vigente hasta la fecha en que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía de por terminada la Invitación.

4.6 Declaramos que no tenemos inhabilidades o incompatibilidades para consumar las operaciones a que se refiere la Invitación.

4.7 Declaramos que los recursos utilizados para la adquisición de las acciones tienen origen lícito, y en general, no provienen de ninguna actividad contraria a la ley.

4.8. Manifiesto que aceptamos expresamente que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA, y en consecuencia, será mi responsabilidad efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión, y por ende renuncio a presentar cualquier tipo de reclamación por dichos hechos o circunstancias.

4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008, éstos no pertenecerán a quien resulte Invitado Adjudicatario.

4.10. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que el Formato de Oferta Económica – Opción 1 que presento se ajusta a la autorización de la Superintendencia de Industria y Comercio que fue incluida en el Sobre para Precalificación y por ende no presento Oferta que no me esté permitido de acuerdo con dicha autorización. [solamente aplica para aquellos que hayan presentado autorización de la Superintendencia de Industria y Comercio]

4.11. Manifiesto que desde la fecha en que presenté el Sobre para Precalificación y la fecha de presentación del Formato de Oferta Económica – Opción 1 no ha ocurrido transacción alguna que me obligue a presentar por primera vez o nuevamente solicitud de no objeción ante la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de presentar la Oferta Económica.

4.12. Manifiesto que tanto las obligaciones previstas en esta Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1, como en la Oferta Económica – Opción 1 se encuentran sujetas a la condición suspensiva consistente en que resulte adjudicatario y el Departamento obtenga las autorizaciones respectivas de la Asamblea Departamental, caso en el cual se deberá presentar el Sobre de Autorizaciones en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones.

4.13. Manifiesto que en el evento en que resulte adjudicatario y el Departamento obtenga las autorizaciones de la Asamblea Departamental para adquirir las acciones, se entenderá cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetas las obligaciones previstas en la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 y en la Oferta Económica – Opción 1 y será por ende obligatorio la presentación del Sobre de Autorizaciones.

4.14. Manifiesto que reconozco que en el evento en que resulte adjudicatario y alguno de los Municipios incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1 no obtenga la autorización para adquirir las acciones por parte de su respectivo concejo municipal pero el Departamento si obtenga las autorizaciones para adquirir las acciones de la Asamblea Departamental, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetas las obligaciones previstas en la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 y en la Oferta Económica – Opción 1, y será por ende obligatoria la presentación del Sobre de Autorizaciones. En este caso las acciones serán adquiridas entre el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, teniendo en cuenta que el Operador Idóneo adquirirá como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA y el Departamento deberá comprar como mínimo una (1) acción de ESSA.

4.15. Manifiesto que de resultar adjudicatario y presentar Sobre de Autorizaciones, me comprometo a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones.

No obstante lo anterior, declaro que reconozco que durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo, siempre y cuando el Operador Idóneo mantenga al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

4.16 Manifestamos que autorizamos a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía a llenar los espacios en blanco del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia, en el evento en que éstos se presenten en el Sobre de Autorizaciones.

4.17. Manifiesto bajo la gravedad de juramento que en la fecha de presentación de esta Oferta Económica, el Operador Idóneo cumple con los límites previstos en la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en esta Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____

Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Operador Idóneo
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

[La Carta de Presentación de la Oferta – Opción 1 debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 4B

CARTA DE PRESENTACIÓN DE LA OFERTA – OPCIÓN 2

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que se nos designó como Invitados Precalificados en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar Oferta Económica dentro de la Invitación, razón por la cual relacionamos los documentos incluidos en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2.

1. La opción por la cual se presentó solicitud de precalificación y por ende la opción por la cual se presenta la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 y Oferta Económica es **LA OPCION 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO**

2. Identificación del Invitado Precalificado

2.1. El Invitado Precalificado es el Departamento de Santander.

2.2. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 y por ende, la Oferta Económica son:

2.2.1. [_____]
[nombre del municipio]

2.2.2. [_____]
[nombre del municipio]

2.2.3. [_____]
[nombre del municipio]

[NO ES POSIBLE INCLUIR O ELIMINAR DE LA OFERTA NINGUNA PERSONA JURÍDICA DIFERENTE DE AQUELLAS QUE SUSCRIBIERON LA CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCIÓN 2]

3. Documentos del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2

De conformidad con las disposiciones del Reglamento, a continuación se relacionan los documentos que hemos introducido en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2:

3.1. Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 en el formato incluido en el Anexo 4B debidamente firmado.

3.2. Dos (2) originales del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 7 del Reglamento, debidamente firmado.

3.3. El Acuerdo de Accionistas debidamente suscrito, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 9 del Reglamento.

3.4. Dos (2) originales del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia –Primer Grado o Segunda Grado, según corresponda, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 11A o 11B del Reglamento, según corresponda, debidamente firmado. (deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan presentado de forma conjunta Oferta y que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2.)

3.5. Original de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, junto con los documentos exigidos en el Reglamento.

3.6. Los documentos que acreditan la capacidad y autorizaciones del Departamento, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.7. Los documentos que acreditan la capacidad y autorizaciones de los Municipios, de conformidad con lo establecido en el Reglamento. (de ser el caso)

4. Declaraciones Adicionales

Para todos los efectos legales a que hubiere lugar, declaramos conocer, aceptar y someternos íntegramente a las disposiciones contenidas en el Reglamento, y en desarrollo de las mismas manifestamos que:

4.1 Hemos presentado en el Sitio de Presentación de la Oferta – Opción 2, el Formato de Oferta Económica – Opción 2 en el Sobre de Oferta Económica en las condiciones indicadas en el presente Reglamento.

4.2. Todo el Material de Evaluación al que tuvimos acceso con el objeto de preparar y formular la Oferta Económica es confidencial, y dicha obligación de confidencialidad compromete no solo al Invitado que suscribió el Convenio de Confidencialidad y que tuvo acceso a la Sala de Información, sino también al Invitado Precalificado, junto con sus funcionarios, agentes, asesores y representantes.

4.3 La Oferta Económica que formulamos está basada exclusivamente en nuestras propias averiguaciones, estudios, auditorías y proyecciones hasta donde lo hemos considerado conveniente y, por lo mismo, no se sustenta ni tiene origen en declaraciones de causalidad o manifestaciones formuladas por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, por Fonade, por el Asesor Externo de la Nación, ni por sus representantes, mandatarios, agentes o asesores.

4.4. Reconocemos que la Oferta formulada es irrevocable e incondicional, en las condiciones establecidas en el Reglamento.

4.5 Aceptamos que la Oferta que presentamos estará vigente hasta la fecha en que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía de por terminada la Invitación.

4.6 Declaramos que no tenemos inhabilidades o incompatibilidades para consumar las operaciones a que se refiere la Invitación.

4.7 Declaramos que los recursos utilizados para la adquisición de las acciones tienen origen lícito, y en general, no provienen de ninguna actividad contraria a la ley.

4.8. Manifiesto que aceptamos expresamente que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA, y en consecuencia, será mi responsabilidad efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión, y por ende renuncio a presentar cualquier tipo de reclamación por dichos hechos o circunstancias.

4.9. Manifiesto que conozco y acepto que si hubiera dividendos pendientes por pagar a la Nación- Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008, éstos no pertenecerán a quien resulte Invitado Adjudicatario.

4.10. Manifiesto que las acciones que adquirirá:

4.10.1. El Departamento son : [_____]
[incluir con el número de acciones que adquirirá el Departamento]

4.10.2. El municipio de: [_____] son : [_____]
[incluir con el número de acciones que adquirirá el municipio que se haya incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2]

4.10.3. El municipio de: [_____] son : [_____]
[incluir con el número de acciones que adquirirá el municipio que se haya incluido en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2]

4.11. Manifiesto que acepto que en ningún momento podrá convertirse en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, un número de acciones ordinarias mayor al cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito y pagado de ESSA, por lo tanto en el evento en que por alguna razón se presente una Oferta por un número de acciones superior a dicho límite, ésta se disminuirá automáticamente al límite máximo permitido en la ley, lo cual acepto expresamente.

4.12. Manifiesto que las acciones solamente se convertirán en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, tal como lo establece el Numeral 2.1 del Reglamento, en el evento en que acaezcan las condiciones previstas en el Numeral 5.2 del Reglamento.

4.13. Manifiesto que de resultar adjudicatario, me comprometo a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha en la cual dichas acciones sean efectivamente enajenadas y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones.

4.14. Manifiesto que en el evento en que las condiciones previstas en el Numeral 5.2. del Reglamento no acaezcan, se me devolverán los recursos depositados en la Cuenta de Fonade con los rendimientos que genera una cuenta de ahorros en las condiciones previstas en el Reglamento a las siguientes cuentas:

4.14.1 Cuenta del Departamento: Cuenta No. _____ del Banco [_____]

4.14.2 Cuenta del Municipio [_____]: Cuenta No. _____ del Banco [_____]

4.14.3 Cuenta del Municipio [_____]: Cuenta No. _____ del Banco [_____]

4.15. Manifiesto que autorizó a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía a llenar los espacios en blanco del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones, del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia y del Acuerdo de Accionistas.

Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en esta Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

[La Carta de Presentación de la Oferta – Opción 2 debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 5A

FORMATO DE MATERIAS A CUBRIR POR LA GARANTÍA DE SERIEDAD DE LA OFERTA – OPCIÓN 1

1. La Garantía de Seriedad de la Oferta deberá ser emitida por una Compañía de Seguros Aceptable o por un Banco Aceptable a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía.

2. El monto de la suma asegurada debe corresponder a la suma de $ 29.000.000.000.

2. En el texto de la Garantía de Seriedad de la Oferta se debe designar como beneficiario y asegurado a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía.

3. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1, deberá amparar sujeto a las condiciones previstas en el Reglamento, el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1, del Sobre de Oferta Económica – Opción 1 y del Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, y particularmente lo siguiente:

(i) Que en el evento en que el Invitado Precalificado resulte Invitado Adjudicatario y el Departamento obtenga las autorizaciones de la asamblea departamental para adquirir las acciones en las condiciones previstas en el Reglamento, se presente correctamente el Sobre de Autorizaciones y se pague el precio de las acciones adjudicadas, en las condiciones previstas en el Reglamento.

(ii) Que el Invitado, tanto como Invitado Precalificado como Invitado Adjudicatario cumpla, sujeto a las condiciones previstas en el Reglamento, todas y cada una de las obligaciones previstas en el Reglamento.

NOTA: Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este formato, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

ANEXO 5B

FORMATO DE MATERIAS A CUBRIR POR LA GARANTÍA DE SERIEDAD DE LA OFERTA – OPCIÓN 2

1. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 deberá ser emitida por una Compañía de Seguros Aceptable o por un Banco Aceptable a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía.

2. El monto de la suma asegurada debe corresponder a la suma de $ 9.000.000.000.

3. En el texto de la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se debe designar como beneficiario y asegurado a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía.

4. La Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2, deberá amparar incondicional e irrevocablemente el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 2, del Sobre de Oferta Económica – Opción 2 y del Sobre de Documentos de la Oferta Opción 2, y particularmente que el Invitado cumpla con todas y cada una de las obligaciones previstas en el Reglamento en las condiciones indicadas en el Reglamento.

NOTA: Tanto la póliza de seguros como la garantía bancaria serán de "primer llamado" y, por ende, el garante deberá pagar la suma requerida por la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía de forma inmediata y sin lugar a excepciones. En el caso en que se extienda la vigencia de la Oferta, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2 se deberá extender automáticamente, lo cual deberá estar expresamente previsto en el texto de la póliza de seguros o de la garantía bancaria. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este formato, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

ANEXO 6A

FORMATO DE OFERTA ECONÓMICA – OPCIÓN 1

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que fuimos designados como Invitado Precalificado en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar Oferta Económica – Opción 1 dentro de la Invitación:

1. La opción por la cual se presentó solicitud de precalificación y por ende la opción por la cual se presenta Oferta Económica es **LA OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

2. Identificación del Invitado Precalificado

2.1. El Invitado Precalificado es el Departamento de Santander.

2.2. El Operador Idóneo es: _____
[nombre o denominación social del Operador Idóneo]

2.3. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Oferta Económica son:

2.3.1. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.2. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.3. [_____]
[nombre del municipio]

[NO ES POSIBLE INCLUIR O ELIMINAR DE LA OFERTA NINGUNA PERSONA JURÍDICA DIFERENTE DE AQUELLAS QUE SUSCRIBIERON LA CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCIÓN 1]

3. El precio de la oferta para la adquisición de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado es la suma de _____ Pesos ($_____) (Valor a pagar por la totalidad de las Acciones Ofrecidas al Invitado).

4. Se formula la presente **oferta económica irrevocable** por la totalidad de las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado, sujeta a la condición suspensiva consistente en que el Invitado Precalificado resulte adjudicatario y el Departamento, obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA. Por lo tanto, el Operador Idóneo adquirirá, la diferencia entre la totalidad de las Acciones Ordinarias ofrecidas al Invitado y el número de acciones que adquiera efectivamente el Departamento y los Municipios, que obtengan las respectivas autorizaciones, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

5. De resultar el Invitado Precalificado adjudicatario y en el evento en que: (i) se presente de forma conjunta la oferta con algún o algunos Municipios del Departamento y alguno no obtenga las autorizaciones del Concejo Municipal, y (ii) el Departamento, si obtenga autorización de la Asamblea Departamental en las condiciones anteriormente indicadas, se entenderá por cumplida la condición suspensiva a la cual se encuentran sujetos el Sobre de Oferta Económica y el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, caso en el cual: (a) las Acciones Ordinarias Ofrecidas al Invitado serán adquiridas únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y los Municipios del Departamento que hayan obtenido las respectivas autorizaciones, siendo obligatorio que el Departamento adquiera como mínimo una (1) acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA; (b) **será obligatoria la presentación** del Sobre de Autorizaciones; (c) el Sobre de Autorizaciones deberá ser presentado únicamente con las autorizaciones de la Asamblea Departamental del Departamento y las autorizaciones de los concejos municipales de aquellos Municipios del Departamento que hayan obtenido las autorizaciones; (d) el Convenio Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y el Contrato de Prenda que deberán incluirse en el Sobre de Autorizaciones, deberá ser suscrito únicamente por el Operador Idóneo, el Departamento y aquellos Municipios que hayan obtenido las respectivas autorizaciones; y (e) el Formato de Oferta Irrevocable incluido en el Anexo 8 del Reglamento, deberá ser suscrito únicamente por el Departamento y los Municipios que obtengan las respectivas autorizaciones.

6. En el evento en que el Departamento no obtenga la autorización de la Asamblea Departamental para adquirir al menos una (1) Acción de ESSA, siempre y cuando el Operador Idóneo adquiera como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA, se entenderá por fallida la condición, y no habrá lugar, ni podrá presentarse el Sobre de Autorizaciones, dándose entones por terminada la

Invitación en la Fecha de Presentación del Sobre de Autorizaciones al no presentarse Sobre de Autorizaciones.

7. Declaramos que la Oferta Económica en las condiciones anteriormente indicadas tiene el carácter de irrevocable e incondicional en los términos del Reglamento y conllevan la aceptación expresa de todos los términos y condiciones, sin excepción, establecidos en el Reglamento.

Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este formato, tendrán los significados que se les atribuye en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Operador Idóneo
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

[La Oferta Económica debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 6 B

FORMATO DE OFERTA ECONÓMICA – OPCIÓN 2

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que fuimos designados como Invitado Precalificado en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente nos permitimos presentar Oferta Económica dentro de la Invitación:

1. La opción por la cual se presentó solicitud de precalificación y por ende la opción por la cual se presenta Oferta Económica es **LA OPCIÓN 2 – ACCIONES CON DIVIDENDO PREFERENCIAL Y SIN DERECHO A VOTO.**

2. Identificación del Invitado Precalificado

2.1. El Invitado Precalificado es el Departamento de Santander

2.2. Los Municipios del Departamento que presentan de forma conjunta la Oferta Económica son:

2.2.1. [_____]
[nombre del municipio]

2.2.2. [_____]
[nombre del municipio]

2.2.3. [_____]
[nombre del municipio]

[NO ES POSIBLE INCLUIR O ELIMINAR DE LA OFERTA NINGUNA PERSONA JURÍDICA DIFERENTE DE AQUELLAS QUE SUSCRIBIERON LA CARTA DE SOLICITUD DE PRECALIFICACIÓN – OPCIÓN 2]

3. Se pagará el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto informado en la fecha de Revelación del Precio, por la adquisición de:

3.1. [_____] acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto por el Departamento.

3.2. [_____] acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto por el municipio.

3.3. [_____] acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto por el municipio.

4. Declaramos que la Oferta Económica anteriormente indicada tiene el carácter de irrevocable e incondicional en los términos del Reglamento y conllevan la aceptación expresa de todos los términos y condiciones, sin excepción, establecidos en el Reglamento.

Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este formato, tendrán los significados que se les atribuye en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____

Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

[La Oferta Económica debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 7

MODELO DEL CONTRATO INTERADMINISTRATIVO - CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ACCIONES

CONTRATO INTERADMINISTRATIVO - CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ACCIONES

Entre

LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
LA NACIÓN – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Y

[NOMBRE DEL INVITADO ADJUDICATARIO]

de fecha [___] de [_____] de 200[_]

CONTRATO INTERADMINISTRATIVO - CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ACCIONES

Entre los suscritos a saber, **MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO**, representada en este acto por [_____], identificado con la Cédula de Ciudadanía No. _____ expedida en _____, [_____], y el **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**, representada en este acto por [_____], identificado con la Cédula de Ciudadanía No. _____ expedida en _____, [_____] (en adelante el **MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO** y el **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA** conjuntamente denominados, la "Nación" o el "Vendedor") por una parte y, la(s) persona(s) indicada(s) en el Anexo A del presente Contrato, (en adelante el "Comprador"), por la otra, (en lo sucesivo, al Vendedor y al Comprador se les designa en conjunto las "Partes" e individualmente "Parte"), hemos convenido celebrar el presente Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones, (en adelante el "Contrato"), el cual se rige por las siguientes cláusulas, previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

Que la Electrificadora de Santander ESP (en adelante "ESSA") es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana que tiene por objeto social la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y tiene como su principal accionista a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Minas y Energía.

Que la Nación formuló una Invitación al Departamento de Santander con el fin de que adquiriera las acciones de propiedad de la Nación en las condiciones establecidas en el Reglamento.

Que el artículo 20 de la Ley 226 de 1995 dispone lo siguiente "La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes."

Que como consecuencia de lo anterior, la celebración del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones, se regula por las reglas de contratación administrativa vigentes, y por lo tanto, se indica, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 1 del artículo 77 del Decreto 2474 de 2008, que el Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones se celebra mediante contratación directa, por la causal prevista en el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007.

Que de acuerdo con la Invitación, el Comprador presentó al Vendedor una oferta de compra por la opción [_____]

(la Nación incluirá la opción elegida)

y fue declarado como adjudicatario de la misma, y

Que de acuerdo con los términos y sujeto a las condiciones que se establecen en el presente Contrato, el Vendedor vende al Comprador, y el Comprador compra al Vendedor:

Opción 1 - Totalidad de las Acciones Ordinarias:

La cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el Departamento (se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre – Opción 1 de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas).

La cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el Operador Idóneo (se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre – Opción 1de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas).

La cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el municipio [_____] (se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre – Opción 1 de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas).

La cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el municipio [_____] (se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre – Opción 1 de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas).

Opción 2 - Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto

La cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el Departamento.

La cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el municipio [_____]-

La cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la cantidad de _____ (_____) acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto de ESSA de propiedad del Ministerio de Minas y Energía que serán adquiridas por el municipio [_____].

ARTÍCULO I

DEFINICIONES

Sección 1.1. Definición de ciertos términos

(a) Los términos que se mencionan a continuación, tal y como se utilizan en este Contrato, tienen los siguientes significados:

1. "Acciones en Venta Opción 1" significará en su conjunto _____ (_____) acciones ordinarias representativas del capital suscrito y pagado de ESSA de propiedad del Vendedor, de las cuales _____ (_____) son propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y _____ (_____) son propiedad del Ministerio de Minas y Energía.
(se diligenciará de ser aplicable por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre Opción 1)

2. "Acciones en Venta Opción 2" significará en su conjunto _____ (_____) acciones ordinarias representativas del capital suscrito y pagado de ESSA de propiedad del Vendedor (de las cuales _____ (_____) son propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y _____ (_____) son propiedad del Ministerio de Minas y Energía, que serán convertidas en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, en los términos y sujeto a las condiciones previstas en el presente Contrato, otorgando al Comprador: (i) el derecho a percibir un dividendo mínimo, el cual será pagado de preferencia respecto al que corresponda a las acciones ordinarias, siempre y cuando se haya decretado dividendos de conformidad con las normas legales aplicables; y (ii) el derecho a que se le pague sobre los beneficios del ejercicio, después de enjugar las pérdidas que afecten el capital, deducido el aporte que legalmente se debe destinar para reserva legal, y antes de crear o incrementar cualquier otra reserva, un dividendo mínimo preferencial equivalente al 0.75% anual, sobre el Precio de las Acciones en Venta, siempre y cuando este valor supere el dividendo decretado para las acciones ordinarias. En caso contrario, se reconocerá este último. El

dividendo que reciban los titulares de las acciones ordinarias no podrá ser superior a aquel que se decrete a favor de las acciones con dividendo preferencial. El pago del dividendo preferencial se hará con la periodicidad y forma que determine el órgano competente. Estas acciones solamente se convertirán en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en el evento en que acaezcan las condiciones previstas en la Sección 6.4. del presente Contrato.

(se diligenciará de ser aplicable por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre Opción 2)

3. "Acuerdo de Accionistas" es el Acuerdo de Accionistas suscrito por el Comprador, el cual se encuentra incluido en el Anexo B del presente Contrato y solamente se presenta en el evento en que se haya elegido la Opción 2.

4. "Acto de Cierre Opción 1" tendrá lugar en la Fecha de Cierre – Opción 1 y significará el acto en el cual: (a) se verificará: (i) el pago del Precio de la Operación; (b) el Vendedor firmará y hará entrega al Comprador de un original del Contrato Interadministrativo - Compraventa de Acciones que presentó en su Sobre de Autorizaciones, y (c) se entregará por parte del Comprador al Vendedor el Documento de Instrucciones de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA, Anexo C del presente Contrato (d) el Vendedor dará instrucciones a ESSA para que registre el traspaso de las Acciones en Venta Opción 1 en las condiciones indicadas en el Documento de Instrucciones de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA y expida los nuevos títulos.

5. "Acto de Cierre Opción 2" tendrá lugar en la Fecha de Cierre – Opción 2 y significará el acto en el cual: (a) se verificará el pago en la Cuenta de Fonade del Precio de la Operación; y (b) el Vendedor firmará y hará entrega al Comprador de un original del Contrato Interadministrativo - Compraventa de Acciones que presentó en su Sobre de Documentos de la Oferta.

6. "Asesor Externo de la Nación" significará la Unión Temporal Inverlink S.A. – BBVA Valores BBVA con domicilio en la ciudad de Bogotá D.C. y sus subcontratistas.

7. "Colombia" significará la República de Colombia.

8. "Comprador" significará la(s) persona(s) que se relaciona(n) en el Anexo A del presente Contrato.

9. "Cuenta Bancaria de Fonade" significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de Fonade que se le informe al Comprador con por lo menos Dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 2 para que pague las acciones y la Retribución del Asesor Externo de la Nación. En esta cuenta se mantendrán los recursos anteriormente indicados hasta tanto acaezcan las condiciones previstas en la Sección 6.4 del presente Contrato. Los recursos de esta cuenta se invertirán en cuentas de ahorro y generaran los rendimientos que generen dichas cuentas.

10. “Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación” significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes del Asesor Externo de la Nación que se le informen al Comprador con por lo menos dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre Opción 1.

11. “Cuenta Bancaria del Vendedor” significará la cuenta corriente o las cuentas corrientes de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público que se le informe al Comprador con por lo menos dos (2) Días Hábiles de anterioridad a la Fecha de Cierre – Opción 1.

12. “Departamento” significará el Departamento de Santander.

13. “Día Hábil” o “Día” significará cualquier día calendario de lunes a viernes, excluyendo días festivos en la República de Colombia. En el supuesto de que el último día de un período cualquiera establecido en este Contrato no fuese un Día Hábil, el último día de tal período será el Día Hábil siguiente al referido día calendario. Cuando el presente Contrato se refiera a día y no se precise otra cosa se entenderá que es Día Hábil.

14. “Fecha de Cierre – Opción 1” significará la fecha en la cual se llevará a cabo el Acto de Cierre – Opción 1.

15. “Fecha de Cierre – Opción 2” significará la fecha en la cual se llevará a cabo el Acto de Cierre – Opción 2.

16. “Fonade” Es el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo quien ejerce la gerencia del proceso regulado mediante el Reglamento, de acuerdo con el Convenio Interadministrativo No. 194081 de fecha 21 de diciembre de 2004 suscrito entre Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y el Ministerio de Minas y Energía.

17. “Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1” significará la garantía de seriedad que presentó el Comprador en el evento en que haya elegido la Opción 1.

18. “Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 2” significará la garantía de seriedad que presentó el Comprador en el evento en que haya elegido la Opción 2.

19. “Invitación” significará la invitación enviada por el Vendedor al Departamento para que presente oferta para adquirir las acciones de propiedad del Vendedor en las condiciones previstas en el Reglamento.

20. “Oferta” significará el Sobre para Precalificación, la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1 u Opción 2, el Sobre de Oferta Económica, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1, el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2 y el Sobre de Autorizaciones, en la medida en que sean aplicables, debidamente presentados conforme al Reglamento por el Comprador.

21. “Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias” significará la opción en la cual el Comprador adquiere la totalidad de las Acciones en Venta Opción 1.

22. “Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto” significará la opción en la cual el Comprador escoge adquirir la totalidad de las Acciones en venta Opción 2.

23. “Operador Idóneo” Será la persona jurídica que cumple con los requisitos técnicos previstos en el Reglamento.

24. “Pesos” o “$”significará la moneda de curso legal de Colombia.

25. “Precio de las Acciones” significará la suma determinada en el Anexo A del presente Contrato.

26. “Proceso de Vinculación de Operador Idóneo” será el proceso que adelantará la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía dentro de los seis (6) meses siguientes al Acto de Cierre – Opción 2, de conformidad con la legislación aplicable vigente, con el fin de: (i) enajenar la totalidad de las acciones ordinarias que no sean adjudicadas al Comprador en desarrollo de la Invitación, y (ii) vincular un operador idóneo.

27. “Reglamento” significará el reglamento que reguló la Invitación.

28. “Retribución del Asesor Externo de la Nación” significará la retribución que deben recibir los Asesores Externos de la Nación como comisión de éxito por su actuación en la Invitación. La Retribución de los Asesores Externos de la Nación será _____.
(se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía en la Fecha de Cierre Opción 1 o la Fecha de Cierre Opción 2 según corresponda)

29. “Sala de Información” significará el lugar en el cual está contenida, para consulta, información relacionada con los aspectos financieros, técnicos, legales, operativos, inventarios, contratos y otras cuestiones afines a ESSA.

30. “Sobre de Autorizaciones” significará el sobre presentado por el Comprador que haya elegido la Opción 1, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

31. “Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1” significará el sobre presentado por el Comprador de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

32. “Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2” significará el sobre presentado por el Comprador de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

33. “Sobre para Precalificación” significará el sobre presentado por el Comprador de conformidad con lo establecido en el Reglamento, el cual contiene la información mediante la cual se acreditaron los requisitos jurídicos, técnicos y operativos previstos en el Reglamento.

34. "Sobre de Oferta Económica" significará el sobre presentado por el Comprador de conformidad con lo establecido en el Reglamento, que contiene la oferta económica del Comprador.

(b) Además de los términos definidos en la Sección 1.1(a), los términos que se mencionan a continuación tendrán los significados asignados a los mismos en las Secciones que se indican al lado de dichos términos:

"Contrato" Preámbulo
"ESSA" Considerandos
"Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía" Preámbulo
"Parte" y "Partes" Preámbulo
"Precio de la Operación" Sección 2.2
"Vendedor" Preámbulo

Sección 1.2. Referencias a disposiciones legales

Cualquier referencia a una disposición legal incluirá dicha disposición según se reforme, modifique o adicione, en la medida en que dicha reforma, modificación o adición sea o pueda ser aplicable a cualquier Artículo y/o Sección del presente Contrato.

Sección 1.3. Interpretación

(a) Los títulos son solamente para fines de conveniencia y no afectan la interpretación de este Contrato.

(b) A menos que el contexto requiera lo contrario, las referencias a una Parte de este Contrato incluirán a los cesionarios autorizados y adquirentes de los derechos y/u obligaciones de dicha Parte.

(c) A menos que el contexto requiera lo contrario, las referencias a un Anexo, Artículo, Parte, Apéndice o Sección, son referencias al Anexo, Artículo, Parte, Apéndice o Sección correspondiente de este Contrato.

(d) A menos que el contexto requiera lo contrario, las referencias a este Contrato o a cualquier otro contrato, documento o instrumento, son referencias a este Contrato o a dicho otro contrato, documento o instrumento tal y como se reformen periódicamente.

(e) Ninguna regla de este Contrato se podrá aplicar en perjuicio de alguna de las Partes por el hecho de que dicha Parte haya sido responsable en la preparación de este Contrato.

ARTÍCULO II

COMPRAVENTA

Sección 2.1. Compraventa de las Acciones

De acuerdo con los términos y sujeto a las condiciones de este Contrato, en la Fecha de Cierre Opción 1 o en la Fecha de Cierre Opción 2, según corresponda, el Vendedor venderá al Comprador y el Comprador comprará al Vendedor, las Acciones en Venta _____ [se incluirá la opción elegida por el Comprador] al Precio de la Operación, sujeto a las condiciones previstas en el presente Contrato.

Sección 2.2. Precio de la Operación

El Precio de la Operación es el valor resultante de la suma de: (A) el Precio de las Acciones en Venta y, (B) la Retribución del Asesor Externo de la Nación.

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias, el pago del Precio de la Operación por el Comprador se hará mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 1, de la siguiente forma: (i) en la Cuenta Bancaria del Vendedor de la suma a que se refiere el literal (A) del párrafo anterior, y (ii) en la Cuenta Bancaria del Asesor Externo de la Nación de la suma a que se refiere el literal (B) del párrafo anterior.

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, el pago del Precio de la Operación por el Comprador se hará mediante depósito de fondos en Pesos inmediatamente disponibles en la Fecha de Cierre Opción 2 en la Cuenta Bancaria de Fonade.

Sección 2.3. Cierre

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones, la transferencia por el Vendedor de la propiedad de las Acciones en Venta Opción 1, se realizará en la Fecha de Cierre – Opción 1.

En el evento en que el Comprador haya elegido la Opción 2 – Acciones con Dividendo Preferencial y sin Derecho a Voto, la transferencia por el Vendedor de la propiedad de las Acciones en Venta Opción 2, se realizará en el evento en que acaezcan las condiciones previstas en la Sección 6.4 del Contrato.

ARTÍCULO III

DECLARACIONES DEL VENDEDOR

El Vendedor en este acto declara que los hechos y circunstancias que se indican a continuación son, en la Fecha de Cierre Opción 1 o en la Fecha de Cierre Opción 2, según corresponda, ciertos y no omiten información relevante para la veracidad de los mismos.

Sección 3.1. Constitución de ESSA

ESSA es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana que tiene por objeto social la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la cual se encuentra debidamente constituida y válidamente existente conforme a las leyes de Colombia.

Sección 3.2. Facultades y capacidad del Vendedor

El Vendedor tiene plenas facultades y poderes para suscribir el presente Contrato, cumplir con sus obligaciones, y perfeccionar y ejecutar las operaciones previstas en el mismo.

Sección 3.3. Emisión de las Acciones en Venta

La totalidad de las Acciones en Venta – Opción 1 se han emitido válidamente y se encuentran íntegramente pagadas.

La totalidad de las Acciones en Venta – Opción 2 se han emitido válidamente y se encuentran íntegramente pagadas y su conversión en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones establecidas en el numeral 2 del literal a) de la Sección 1.1. se encuentra sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en la Sección 6.4. del presente Contrato.

Sección 3.4. Propiedad de las Acciones en Venta Opción 1 y de las Acciones en Venta Opción 2

La Nación a través del – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Ministerio de Minas y Energía es la única y exclusiva propietaria registrada y beneficiara de las Acciones en Venta Opción 1, las cuales se encuentran libre de todo gravamen, prenda, carga, limitación o demanda de cualquier naturaleza.

La Nación a través del – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Ministerio de Minas y Energía es la única y exclusiva propietaria registrada y beneficiara de las Acciones en Venta Opción 2, las cuales se encuentran libre de todo gravamen, prenda, carga, limitación o demanda de cualquier naturaleza y serán convertidas en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto, siempre y cuando acaezcan las condiciones previstas en la Sección 6.4. del Contrato.

Sección 3.5. Ausencia de conflictos

La suscripción y perfeccionamiento de este Contrato por el Vendedor: (a) no está en conflicto con algún tratado, ley, reglamento u orden judicial que obligue al Vendedor, y (b) no han dado ni darán como resultado un incumplimiento (ni darán lugar a ningún derecho de terminación, cancelación o rescisión) conforme con cualquier contrato, título o documento del que sean parte o al cual se encuentren sujeto el Vendedor, o cualesquiera de sus activos o propiedades, salvo por aquellos incumplimientos (o derechos de terminación,

cancelación o rescisión) respecto de los cuales se han obtenido las dispensas o los consentimientos necesarios.

La Nación saldrá al saneamiento de las Acciones en Venta Opción 1 o de las Acciones en venta Opción 2, según corresponda, en los casos de ley.

Sección 3.6. Consentimientos y autorizaciones gubernamentales

Todas las aprobaciones y consentimientos que el Vendedor está obligado a obtener de parte de agencias gubernamentales u órganos judiciales nacionales o internacionales o de terceros y todas las aprobaciones que el Vendedor está obligado a presentar ante los mismos en relación con la firma y el cumplimiento del presente Contrato, han sido obtenidos o presentados por el Vendedor.

Sección 3.7. Responsabilidad del Vendedor

El Vendedor no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA.; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA y por ende renuncio a presentar cualquier tipo de reclamación por dichos hechos o circunstancias.

SALVO POR: LAS DECLARACIONES REALIZADAS POR EL VENDEDOR EN ESTE ARTÍCULO III Y SUJETO A LAS LIMITACIONES PREVISTAS EN EL PRESENTE CONTRATO, NI EL VENDEDOR, NI ESSA NI SUS ACCIONISTAS (INCLUYENDO, DE MANERA ENUNCIATIVA PERO NO LIMITATIVA, A CUALQUIER OTRA AUTORIDAD GUBERNAMENTAL DE COLOMBIA), NI CUALQUIER OTRA PERSONA QUE ACTÚE POR CUENTA DE LOS MISMOS, HACEN DECLARACIÓN O GARANTÍA ALGUNA, EXPRESA O IMPLÍCITA, Y EL VENDEDOR EN ESTE ACTO DESCONOCE CUALESQUIERA OTRAS DECLARACIONES, SEAN DEL VENDEDOR O DE CUALQUIERA DE SUS RESPECTIVOS DIRECTORES, FUNCIONARIOS, EMPLEADOS, AGENTES, REPRESENTANTES U OTRAS PERSONAS CON RESPECTO A ESSA O A CUALQUIER CUESTIÓN RELACIONADA CON ESTE CONTRATO O CON LAS OBLIGACIONES EMANADAS DEL MISMO O EN CUALQUIERA DE LOS DOCUMENTOS DE LA ENAJENACIÓN. POR TANTO, SALVO POR LAS DECLARACIONES DEL VENDEDOR EN ESTE ARTÍCULO III Y SUJETO A LAS LIMITACIONES PREVISTAS EN EL PRESENTE CONTRATO, NI EL VENDEDOR, NI ESSA, NI SUS RESPECTIVOS DIRECTORES, FUNCIONARIOS, EMPLEADOS, AGENTES O REPRESENTANTES (O CUALQUIER OTRA PERSONA QUE ACTÚE POR CUENTA DE LOS MISMOS) OTORGA AL COMPRADOR O A SUS DIRECTORES, FUNCIONARIOS, EMPLEADOS, AGENTES, REPRESENTANTES U OTRAS PERSONAS, DECLARACIÓN O GARANTÍA ALGUNA, EXPRESA O IMPLÍCITA, CON RESPECTO A CUALQUIER DOCUMENTACIÓN O INFORMACIÓN ENTREGADA O DIVULGADA (INCLUYENDO, DE MANERA ENUNCIATIVA

PERO NO LIMITATIVA, LOS DOCUMENTOS Y DEMÁS INFORMACIÓN PROPORCIONADA EN LA SALA DE INFORMACIÓN, LOS ESTUDIOS PREVIOS, LAS RESPUESTAS A CUALESQUIERA PREGUNTAS CON RESPECTO A DICHOS ESTUDIOS PREVIOS Y CUALQUIER OTRO FOLLETO, PUBLICACIÓN U OTRO DOCUMENTO DISTRIBUIDO O PROPORCIONADO EN RELACIÓN CON ESTE CONTRATO O CON LOS DEMÁS DOCUMENTOS DE LA ENAJENACIÓN O DE LAS OBLIGACIONES PREVISTAS EN LOS MISMOS O EN EL PRESENTE) POR EL VENDEDOR, ESSA O SUS RESPECTIVOS DIRECTORES, FUNCIONARIOS, EMPLEADOS, AGENTES O REPRESENTANTES Y POR ELLO NO ASUMEN RESPONSABILIDAD POR LAS MISMAS.

ARTÍCULO IV

DECLARACIONES DEL COMPRADOR

El Comprador en este acto declara y garantiza que los hechos y circunstancias que se indican a continuación son, en la Fecha de Cierre Opción 1 o en la Fecha de Cierre Opción 2, según corresponda, ciertos y no omiten información relevante para la veracidad de los mismos:

Sección 4.1. Constitución y facultades del Comprador

El Comprador y cada una de las personas que lo conforman existen conforme a las leyes del país de su constitución. El Comprador tiene plenas facultades y poderes para suscribir este Contrato y cumplir con las obligaciones emanadas del mismo. La ejecución de las obligaciones establecidas en este Contrato a cargo del Comprador ha sido debidamente autorizada y no se requiere ningún otro acto del Comprador para la celebración y el cumplimiento de las obligaciones emanadas de este Contrato. Este Contrato ha sido debidamente firmado y entregado por el Comprador, constituye fuente de obligaciones legales, válidas y forzosas del Comprador, exigibles al Comprador de acuerdo con sus términos, salvo en la medida en que dicha exigibilidad pueda verse limitada por las leyes en materia de liquidación obligatoria, insolvencia, reorganización, moratoria y de otro tipo que afecten los derechos de los acreedores en general.

Sección 4.2. Ausencia de conflictos

Asumiendo que se hayan obtenido todos los consentimientos, aprobaciones, autorizaciones, la celebración y el cumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Contrato a cargo del Comprador no están ni estarán: (a) en conflicto con ningún tratado, ley, reglamento u orden judicial que obligue al Comprador; (b) en conflicto con ninguna disposición de los estatutos (u otros documentos constitutivos similares) del Comprador, y (c) no han dado ni darán como resultado un incumplimiento (ni darán lugar a ningún derecho de terminación, cancelación o rescisión) de cualquier contrato u otro documento del que sea parte o al cual se encuentre sujeto el Comprador o cualesquiera de sus activos o propiedades, salvo por aquellos incumplimientos (o derechos de terminación, cancelación o rescisión) respecto de los cuales se han obtenido las dispensas o los consentimientos

necesarios, sobre la capacidad del Comprador para cumplir con las obligaciones previstas en este Contrato.

Sección 4.3. Consentimientos y autorizaciones gubernamentales

Todas las aprobaciones y los consentimientos que el Comprador está obligado a obtener de parte de agencias gubernamentales u órganos judiciales nacionales o internacionales o de terceros, y todas las autorizaciones que el Comprador está obligado a presentar ante los mismos, en relación con la celebración y el cumplimiento del presente Contrato, han sido obtenidos o presentados por el Comprador.

Sección 4.4. Litigios

No existen acciones legales, procedimientos, demandas o arbitrajes pendientes de resolución en su contra o, hasta donde el Comprador tiene conocimiento, que en caso de resolverse en forma adversa impedirían el cumplimiento de las obligaciones a su cargo previstas en el presente Contrato.

Sección 4.5. Financiamiento adecuado

El Comprador cuenta con los recursos necesarios o con un compromiso firme para el suministro de los recursos necesarios para pagar el Precio de la Operación y los recursos fueron obtenidos legalmente, provenientes del ejercicio de una actividad permitida por las leyes de Colombia.

Sección 4.6. Base de las decisiones

El Comprador reconoce en este acto que: (a) tuvo acceso adecuado y suficiente a los libros y expedientes, las instalaciones, las propiedades, la administración de ESSA y a la Sala de Información; (b) ha realizado todos los análisis, investigaciones y consultas independientes necesarios para determinar las actividades, la situación financiera, la situación legal y el estado de los asuntos de ESSA; (c) ha tenido en cuenta las condiciones económicas, sociales, políticas y de seguridad de Colombia, en las cuales ESSA debe prestar sus servicios, y (d) su decisión de comprar las Acciones en Venta Opción 1 o las Acciones en venta Opción 2 se basa únicamente en sus propios análisis, investigaciones y en las declaraciones incluidas en el Artículo III, sujeto a las limitaciones contenidas en el Artículo III.

Asimismo, el Comprador reconoce que el Vendedor no asume responsabilidad alguna por hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA:, y (v) contingencia alguna de ESSA, y por tanto, el Comprador renuncia expresamente a presentar cualquier tipo de reclamación en contra del Vendedor por los hechos o circunstancias relacionadas en los subnumerales (i), (ii), (ii); (iv) y (v) anteriores.

ARTÍCULO V

ACTOS QUE SE DEBERÁN REALIZAR EN EL ACTO DE CIERRE OPCIÓN 1 Y CON POSTERIORIDAD AL ACTO DE CIERRE OPCIÓN 1

Sección 5.1. Actos del Vendedor

El Vendedor deberá, en la Fecha de Cierre Opción 1, y contra la recepción de las confirmaciones del pago en efectivo del Precio de la Operación conforme con lo establecido en la Sección 2.2, realizar los siguientes actos:

(i) Firma del Contrato:

Firmará el presente Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones

(ii) Títulos de Acciones y Precio de la Operación.

(A) Ordenará de acuerdo con lo indicado en el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Acciones de ESSA, el registro del Comprador en el libro de accionistas de ESSA como accionista, y

(B) Ordenará a ESSA la entrega al Comprador de los nuevos títulos accionarios en reemplazo de los que representaban las Acciones en Venta Opción 1, libres de todo gravamen o limitación de dominio.

(iii) Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1

Devolverá al Comprador la Garantía de Seriedad de la Oferta – Opción 1

Sección 5.2. Actos del Comprador

El Comprador deberá en la Fecha de Cierre Opción 1 pagar el Precio de la Operación conforme a lo establecido en la Sección 2.2. y presentar el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Acciones de ESSA.

Sección 5.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008, éstos no pertenecerán al Comprador, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador.

Sección 5.4. Limitaciones a la enajenación de las Acciones

El Comprador no podrá enajenar sus Acciones, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1.

Si el Comprador enajena su participación accionaria en ESSA, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, el Comprador, deberá pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las Acciones.

No obstante lo anterior, el Departamento y los municipios, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

Es importante anotar que después de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, el Comprador que vaya a enajenar sus acciones deberá dar aplicación al procedimiento previsto en la Ley 226 de 1995 en la medida en que sea pertinente.

ARTICULO VI

ACTOS QUE SE DEBERÁN REALIZAR EN EL ACTO DE CIERRE OPCIÓN 2 Y CON POSTERIORIDAD AL ACTO DE CIERRE OPCIÓN 2

Sección 6.1. Actos del Vendedor

El Vendedor deberá, en la Fecha de Cierre Opción 2, y contra la recepción de las confirmaciones del pago en efectivo del Precio de la Operación conforme a lo establecido en la Sección 2.2, realizar los siguientes actos:

(i) Firma del Contrato:

Firmará el presente Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones

Sección 6.2. Actos del Comprador

El Comprador deberá en la Fecha de Cierre Opción 2 pagar el Precio de la Operación conforme a lo establecido en la Sección 2.2.

Sección 6.3. Dividendos pendientes

De conformidad con lo establecido en el artículo 418 del Código de Comercio, si hubiera dividendos pendientes por pagar al Vendedor decretados en alguna asamblea de accionistas de ESSA del año 2008, éstos no pertenecerán al Comprador, lo cual acepta y reconoce expresamente el Comprador.

Sección 6.4. Conversión de las Acciones en Venta Opción 2

La conversión de las Acciones en Venta Opción 2 se encontrará sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas:

(i) Que en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, el Vendedor enajene la totalidad de las acciones ofrecidas y vincule un operador idóneo a ESSA, y

(ii) la suscripción por parte del Comprador del Acuerdo de Accionistas, en virtud del cual el Comprador le otorga poder a la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público para que: (i) solicite al representante legal de ESSA que cite a una asamblea extraordinaria de accionistas que tendrá lugar en la fecha de cierre del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, según corresponda, en cuyo orden del día se deberá incluir la conversión de las Acciones en Venta Opción 2 por acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones previstas en el numeral 2 del literal a) de la Sección 1.1 del presente Contrato; y (ii) vote favorablemente en nombre del Comprador, de ser el caso, en la asamblea de accionistas de ESSA que se celebre en la fecha de cierre de la primera o segunda fase, según corresponda, del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo: (a) la conversión de las Acciones en venta Opción 2, en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones previstas en el numeral 2 del literal a) de la Sección 1.1 del presente Contrato, y (b) la respectiva reforma estatutaria de ESSA creando este tipo de acciones en las condiciones previstas en el numeral 2 del literal a) de la Sección 1.1 del presente Contrato.

Una vez acaezcan las condiciones anteriormente indicadas, se procederá a ordenar a ESSA el traspaso de las Acciones en Venta Opción 2 y Fonade procederá a girar al Vendedor y al Asesor Externo de la Nación las sumas que a cada uno de éstos corresponda.

En el evento en que en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, no se enajenen la totalidad de las acciones, se entenderán por fallidas las condiciones y en consecuencia, no habrá lugar a la conversión de las Acciones en Venta Opción 2 y por ende las Acciones en Venta Opción 2 no serán enajenadas al Comprador. El Vendedor informará oportunamente al Comprador del acaecimiento del hecho mediante el cual se declaran fallidas las condiciones. Asimismo dentro de los veinte (20) Días Hábiles siguientes al envío de dicha comunicación, Fonade devolverá a la cuenta que indicó el Comprador en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 2, los recursos depositados en la Cuenta de Fonade.

Sección 6.5. Condición suspensiva a la cual se encuentra sujeto el Contrato en el evento en que la opción elegida haya sido la Opción 2 Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto.

Los efectos del presente Contrato, se encuentran sujetos al acaecimiento de las condiciones previstas en la Sección 6.4 del presente Contrato

Sección 6.6. Limitaciones a la enajenación de las Acciones

El Comprador no podrá enajenar sus Acciones, dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha en la cual efectivamente éstas se enajenen y sea registrada dicha enajenación en el libro de registro de accionistas.

Si el Comprador enajena su participación accionaria en ESSA, dentro de los tres (3) años siguientes a la fecha en la cual efectivamente éstas se enajenen y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, el Comprador, deberá pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las Acciones.

Es importante anotar que después de los tres (3) años de la fecha en la cual las acciones sean efectivamente enajenadas y dicha enajenación registrada en el libro de registro de accionistas, el Comprador que vaya a enajenar sus acciones deberá dar aplicación al procedimiento previsto en la Ley 226 de 1995 en la medida en que sea pertinente.

ARTÍCULO VII

DISPOSICIONES GENERALES

Sección 7.1. Comunicaciones

Todas las comunicaciones, notificaciones, solicitudes, reclamaciones, demandas y demás avisos que deban darse bajo el presente Contrato se cursarán por escrito. Para ser consideradas válidamente efectuadas se deberán realizar bajo alguna de las siguientes modalidades: (i) mediante entrega personal; (ii) por servicio de mensajería o por correo registrado o certificado (con el porte pagado y acuse de recibo solicitado por la Parte que la dirige) a las Partes respectivas a los domicilios que se enuncian a continuación (o a aquel otro domicilio de una Parte que se indique en un aviso enviado conforme a esta Sección 6.1), o (iii) por facsímil o correo electrónico, a las Partes respectivas a los números de fax y dirección de correo electrónico que se enuncian a continuación (o a aquel otro número de facsímil o dirección de correo electrónico de una Parte que se indique en un aviso enviado conforme a esta Sección 6.1), la cual se entenderá recibida al Día Hábil siguiente siempre y cuando (a) se haya obtenido en la máquina o del correo electrónico que lo envía confirmación de recibo de la máquina receptora o del destinatario del mensaje electrónico; o (b) que una copia haya sido remitida por correo certificado dentro de los dos (2) Días Hábiles siguientes al envío por facsímil o por correo electrónico. En todos los casos, las comunicaciones, notificaciones, solicitudes, reclamaciones, demandas y demás avisos, se tendrán por efectuadas al día siguiente al cual se hace la entrega o el envío, según el caso.

(a) al Vendedor:

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Subdirección Banca de Inversión

Tel: 57 (1) 3811700 ext 3816

Fax: 57 (1) 3509514

Nación – Ministerio de Minas y Energía:

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Av. El Dorado CAN - Bogotá D.C.

Att. Viceministro de Minas y Energía

Tel: 57 (1) 3245212

57 (1) 3245206

Fax: 57 (1) 3245215

(b) al Comprador:

A la dirección que aparece registrada en el Anexo A del presente Contrato.

Sección 7.2. Impuestos

El presente Contrato está exento de impuestos de timbre, en los términos del Artículo 530 del Estatuto Tributario.

Sección 7.3. Comunicados al público

Las Partes coordinarán entre sí el anuncio público y la presentación a la prensa de las obligaciones previstas en este Contrato y los demás contratos relacionados.

Sección 7.4. Individualidad

En el supuesto de que alguno de los términos o disposiciones de este Contrato resulte inválido, ilegal o inexigible conforme a algún tratado, ley o reglamento, todos los demás términos y disposiciones de este Contrato permanecerán sin embargo plenamente vigentes siempre y cuando el presente Contrato no se vea afectado de manera que afecte en forma adversa a alguna de las Partes. Al determinarse que alguno de los términos o disposiciones es inválido, ilegal o inexigible, las Partes negociarán de buena fe la modificación de este Contrato a fin de reflejar en la mayor medida posible su intención original en forma

aceptable para que las obligaciones previstas en el presente Contrato se lleven a cabo, en la mayor medida posible, en la forma originalmente prevista.

Sección 7.5. Cláusula Compromisoria

Las Partes acuerdan que cualquier disputa o controversia que surja entre ellas en relación con este Contrato, incluyendo, pero sin limitarse a las que se deriven de su celebración, cumplimiento o terminación y liquidación, que no pueda ser resuelta amigablemente entre ellas dentro de los cuarenta y cinco (45) días calendario siguientes a la solicitud cursada por escrito por una de las Partes a la otra, se someterá a la decisión de un tribunal de arbitramento designado por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, de una lista de árbitros registrados en la Lista A en dicho centro. El tribunal se regirá por el Decreto 2279 de 1989, la Ley 23 de 1991, el Decreto 2651 de 1991, la Ley 446 de 1998, el Decreto 1818 de 1998 y todas las disposiciones y reglamentaciones que los complementen, modifiquen o sustituyan, y se ceñirá a las siguientes reglas: a) estará integrado por tres (3) árbitros designados de común acuerdo por las partes en un plazo de treinta (30) Días Hábiles y, en caso de desacuerdo, delegan la designación en la Cámara de Comercio de Bogotá; b) la organización interna del tribunal, así como los costos y honorarios aplicables, estarán sujetos a las reglas estipuladas para ese propósito por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá; c) el tribunal se reunirá en el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá; y d) el tribunal fallará en derecho.

Sección 7.6. Acuerdo íntegro

Este Contrato constituye el acuerdo íntegro de las Partes con respecto a la materia del mismo y deja sin efecto todos los contratos y compromisos previos, tanto escritos como verbales, entre el Vendedor y el Comprador con respecto al objeto del presente Contrato.

Sección 7.7. Cesión

Este Contrato no puede cederse por parte del Comprador, sin el consentimiento expreso y por escrito del Vendedor, que podrá otorgarlo o negarlo a su exclusiva discreción.

Sección 7.8. Ausencia de terceros beneficiarios

Este Contrato sólo genera obligaciones a favor de las Partes y sus cesionarios autorizados, y en beneficio de los mismos, nada de lo previsto en el presente Contrato, ya sea en forma expresa o implícita, tiene la intención de conferir ni conferirá a ninguna otra Persona ningún derecho, beneficio o recurso legal de ninguna naturaleza bajo este Contrato o en razón del mismo.

Sección 7.9. Modificaciones

Este Contrato no se podrá reformar o modificar salvo mediante instrumento por escrito firmado por el Vendedor y el Comprador o en representación de los mismos.

Sección 7.10. Exoneraciones y renuncias

La falta de ejercicio de alguno de los derechos de una Parte bajo el presente no constituirá una renuncia a dichos derechos.

Sección 7.11. Constitución en mora

Las Partes renuncian expresamente al requerimiento judicial para la constitución en mora, ante el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en el presente Contrato.

Sección 7.12. Legislación aplicable

(a) Este Contrato se regirá por las leyes de Colombia y se interpretará de acuerdo con las mismas.

(b) Este Contrato se firmará en idioma castellano. Cualquier traducción del mismo a cualquier otro idioma que sea preparada por una o más de las Partes o en representación de las mismas será únicamente para fines de referencia, no obligará en forma alguna a las Partes y no tendrá valor o vigencia legal ni limitará o afectará en forma alguna los derechos y obligaciones de las Partes que se establecen en este Contrato.

Sección 7.13. Perfeccionamiento y Ejemplares

El presente Contrato se entenderá perfeccionado con la suscripción del mismo y el respetivo registro presupuestal cuando fuere el caso. Las Partes podrán firmar este Contrato en uno o más ejemplares, cada uno de los cuales, tras su firma, constituirá un original, y el conjunto de todos los cuales constituirá un mismo y único contrato.

Sección 7.14. Cumplimiento específico

Las Partes convienen que en caso de que alguna disposición de este Contrato no se cumpliera en sus términos las Partes tendrán derecho a exigir el cumplimiento específico de los términos del mismo.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, el Vendedor y el Comprador, por conducto de sus representantes autorizados, han perfeccionado su acuerdo de voluntades en la fecha mencionada al inicio del presente Contrato.

Comprador:

Datos del Departamento de Santander

Firma: _____

Nombre del Representante Autorizado: _____

Cargo: _____

Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Operador Idóneo para el evento en que se haya elegido la Opción 1 – Totalidad de las Acciones Ordinarias
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

[el Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones debe estar suscrito por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO A

1. Identificación del Comprador (Será diligenciado en la Fecha de Cierre Opción 1 o en la Fecha de Cierre Opción 2, según corresponda)

2. Precio de las Acciones en Venta (será diligenciado por la Nación en la Fecha de Cierre Opción 1 o en la Fecha de Cierre Opción 2, según corresponda)

ANEXO 8

FORMATO DE OFERTA IRREVOCABLE

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que el Departamento de Santander obtuvo las respectivas autorizaciones de la Asamblea Departamental para adquirir las acciones de ESSA en las condiciones previstas en el Reglamento, en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, nos permitimos indicar lo siguiente:

1. La opción por la cual se presentó Oferta Económica y resultamos adjudicatarios, es **LA OPCIÓN 1 – TOTALIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

2. Identificación del Invitado Adjudicatario

2.1. El Invitado Adjudicatario es el Departamento de Santander.

2.2. El Operador Idóneo es: _____
[nombre o denominación social del Operador Idóneo]

2.3. Los Municipios del Departamento que obtuvieron autorizaciones son:

2.3.1. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.2. [_____]
[nombre del municipio]

2.3.3. [_____]
[nombre del municipio]

3. Documentos del Sobre de Autorizaciones

De conformidad con las disposiciones del Reglamento, a continuación se relacionan los documentos que hemos introducido en el Sobre de Autorizaciones:

3.1. Formato de Oferta Irrevocable, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 8 del Reglamento, debidamente firmada.

3.2. Los documentos que acreditan la capacidad y autorizaciones del Departamento, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.3. Los documentos que acreditan la capacidad y autorizaciones de los Municipios, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.

3.4. Dos (2) originales del Contrato Interadministrativo - Contrato de Compraventa de Acciones, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 7 del Reglamento, debidamente firmado.

3.5. Dos (2) originales del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia –Primer Grado o Segunda Grado, según corresponda, cuyo texto corresponde al formato contenido en el Anexo 11A o 11B del Reglamento, según corresponda, debidamente firmado. (deberá ser firmado y presentado un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada una de las personas que presentan Oferta, es decir, debe presentarse un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por el Departamento, un Contrato de Prenda Abierta y sin Tenencia por el Operador Idóneo, y un Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia por cada uno de los Municipios del Departamento que hayan obtenido autorizaciones y que hayan sido incluidos en la Carta de Solicitud de Precalificación – Opción 1.)

4. Declaraciones Adicionales

Para todos los efectos legales a que hubiere lugar, declaramos conocer, aceptar y someternos íntegramente a las disposiciones contenidas en el Reglamento, y en desarrollo de las mismas manifestamos que:

4.1. Hemos obtenido todas las autorizaciones para adquirir las acciones en las condiciones previstas en el Reglamento.

4.2 Mediante la presentación del presente Formato de Oferta Irrevocable, aceptamos irrevocable y solidariamente la totalidad de las obligaciones previstas en el Sobre de Precalificación, en el Sobre de Oferta Económica, y en el Sobre de Documentos de la Oferta – Opción 1.

4.3 Como consecuencia de lo anterior, manifestamos que cumpliremos solidariamente con el Operador Idóneo la totalidad de las obligaciones previstas en el Reglamento.

4.4 Manifestamos que aceptamos expresamente que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía no asume responsabilidad alguna por

hechos o circunstancias relacionadas con: (i) riesgos derivados de la insolvencia o iliquidez de ESSA; (ii) riesgos derivados de la solvencia de los deudores de ESSA; (iii) existencia, valor, calidad y situación jurídica de los derechos, bienes o activos de ESSA; (iv) pasivos ocultos, incluyendo pasivos ambientales de ESSA, y (v) contingencia alguna de ESSA, y en consecuencia, será nuestra responsabilidad efectuar una evaluación independiente de ESSA para realizar la inversión.

4.5 Manifestamos que autorizamos a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público–Ministerio de Minas y Energía a llenar los espacios en blanco del Contrato Interadministrativo – Contrato de Compraventa de Acciones y del Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia.

4.6. Manifestamos bajo la gravedad de juramento que el Operador Idóneo adquirirá como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

4.7. Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este Formato de Oferta Irrevocable, tendrán los significados que se le atribuyen en el Reglamento.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que

Representa: _____

[El Formato de Oferta Irrevocable debe estar suscrito por el Departamento y por todos y cada uno de los Municipios que obtuvieron autorizaciones]

ANEXO 9

ACUERDO DE ACCIONISTAS ESSA

[Todos los espacios en blanco serán diligenciados en la Fecha de Cierre – Opción 2 por la Nación -Ministerio de Hacienda y Crédito Público -Ministerio de Minas y Energía)

Conste por el presente documento que entre nosotros, a saber:

(a) el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, representado en este acto por [_____], identificado con la Cédula de Ciudadanía No. _____ expedida en _____, quien obra en su condición de Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía, representado en este acto por [_____], identificado con la Cédula de Ciudadanía No. _____ expedida en _____, quien obra en su condición de Ministro de Minas y Energía;

(b) el Departamento de Santander, representado en este acto por [_____], identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] expedida en [_____], quien obra en su condición de Gobernador del Departamento de Santander, y se encuentra debidamente autorizado para celebrar este contrato, en adelante referido como el "Departamento";

(c) el municipio de [_____], representado en este acto por [_____], identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] expedida en [_____], quien obra en su condición de Alcalde del Municipio de [_____], y se encuentra debidamente autorizado para celebrar este contrato; y

(d) el municipio de [_____], representado en este acto por [_____], identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] expedida en [_____], quien obra en su condición de Alcalde del Municipio de [_____], y se encuentra debidamente autorizado para celebrar este contrato; y

A todos los referidos se les denominará como los "Accionistas" o las "Partes" e individualmente como el "Accionista" o la "Parte"), se ha celebrado un acuerdo de accionistas con base en lo dispuesto por el artículo 70 de la Ley 222 de 1995 (el "Acuerdo") previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

A.- Que los Accionistas son actualmente accionistas de la Electrificadora de Santander S.A. ESP (la "Sociedad");

B.- Que los Accionistas desean regular la forma como deberán votar ciertas proposiciones que se presenten a la asamblea general de accionistas de la Sociedad y así aprobar o improbar las proposiciones que sean presentadas a la consideración de ese órgano societario;

Teniendo en cuenta las anteriores Consideraciones las Partes han decidido celebrar el presente

ACUERDO DE ACCIONISTAS:

PRIMERA.- OBJETO: Las Partes, mediante la suscripción del presente documento, celebran un Acuerdo de Accionistas en beneficio recíproco y en beneficio de la Sociedad y, por lo tanto, aceptan que las disposiciones, entendimientos y compromisos del mismo son irrevocables e inmodificables sin el concurso de la voluntad de las demás Partes.

SEGUNDA.- REPRESENTACIÓN EN LAS REUNIONES DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD: Las Partes, con base en lo dispuesto en el artículo 70 de la ley 222 de 1995, otorgan la representación de la totalidad de las acciones de la Sociedad de las que son titulares, en el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o quien éste delegue. Para acreditar la representación otorgada mediante este instrumento no será necesario el otorgamiento de poderes adicionales y solamente bastará el depósito del presente Acuerdo ante la Sociedad, mediante la entrega del mismo al represente legal de la Sociedad.

TERCERA.- SUSTITUCIÓN DE LA REPRESENTACIÓN EN LAS REUNIONES DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD: El representante designado en la cláusula segunda de este Acuerdo podrá sustituir la representación aquí otorgada en la persona que considere pertinente. Para efectos de acreditar la sustitución correspondiente, el representante deberá otorgar un documento de sustitución que, junto con este Acuerdo debidamente depositado ante la Sociedad, serán prueba suficiente para acreditar la representación de las acciones de todos los Accionistas.

CUARTA.- CONDICIÓN SUSPENSIVA: El presente Acuerdo de Accionistas se encuentra sujeto a las siguientes condiciones suspensivas:

1. Que el Departamento y el Municipio de [_____], y el Municipio de [_____] resulten Invitados Adjudicatarios en desarrollo de la Invitación.

2. Que teniendo en cuenta lo anterior, en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía enajenen la totalidad de las acciones ofrecidas y vinculen un operador idóneo a ESSA.

QUINTA.- DECLARACIÓN DE FALLIDA DE LA CONDICIÓN SUSPENSIVA: En el evento en que en desarrollo del Proceso de Vinculación de Operador Idóneo, no se enajenen la totalidad de las acciones, se entenderá por fallida la condición.

SEXTA.- ALCANCE DE LA REPRESENTACIÓN: La representación otorgada mediante este Acuerdo dará derecho al representante para que:

(i) solicite al representante legal de la Sociedad que cite a una asamblea extraordinaria de accionistas que tendrá lugar en la fecha de cierre del proceso de Vinculación de Operador Idóneo, en cuyo orden del día se deberá incluir la conversión de [_____] acciones ordinarias de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de propiedad del Ministerio de Minas y Energía en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto que tendrán las siguientes condiciones: (i) percibir un dividendo mínimo, el cual será pagado de preferencia respecto al que corresponda a las acciones ordinarias, siempre y cuando se haya decretado dividendos de conformidad con la legislación aplicable; y (ii) el derecho a que se le pague sobre los beneficios del ejercicio, después de enjugar las pérdidas que afecten el capital, deducido el aporte que legalmente se debe destinar para reserva legal, y antes de crear o incrementar cualquier otra reserva, un dividendo mínimo preferencial equivalente al 0.75% anual, sobre el Precio de las Acciones con Dividendo Preferencial y sin derecho a Voto, siempre y cuando este valor supere el dividendo decretado para las acciones ordinarias. En caso contrario, se reconocerá este último. El dividendo que reciban los titulares de las acciones ordinarias no podrá ser superior a aquel que se decrete a favor de las acciones con dividendo preferencial. El pago del dividendo preferencial se hará con la periodicidad y forma que determine el órgano competente.

(ii) vote favorablemente en nombre de los Accionistas, en la asamblea de accionistas de la Sociedad que se celebre en la fecha de cierre del proceso de Vinculación de Operador Idóneo: (a) la conversión de [_____] acciones ordinarias de propiedad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y de [_____] acciones ordinarias de propiedad del Ministerio de Minas y Energía en acciones con dividendo preferencial y sin derecho a voto en las condiciones anteriormente indicadas y (b) la respectiva reforma estatutaria de la Sociedad creando este tipo de acciones.

SÉPTIMO.- ARBITRAMENTO: Toda diferencia relacionada con el presente Acuerdo que no sea posible solucionar amigablemente, será dirimida por un tribunal de arbitramento. El tribunal de arbitramento será designado de común acuerdo entre las Partes y, en caso que no se logre acuerdo en un plazo de treinta (3) días calendario, la designación, por expresa delegación que hacen las Partes, será efectuada por la Cámara de Comercio de Bogotá, mediante sorteo entre los árbitros inscritos en las listas que lleva el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantiles de dicha Cámara.

El tribunal así constituido se sujetará a lo dispuesto en el Decreto 2279 de 1989, la Ley 23 de 1991, el Decreto 2651 de 1991, la Ley 446 de 1998, el Decreto 1818 de 1998 y todas las disposiciones y reglamentaciones que los complementen, modifiquen o sustituyan, de acuerdo con las siguientes reglas;

El tribunal estará integrado por tres (3) árbitros, quienes serán ciudadanos colombianos y abogados en ejercicio;

La organización interna del tribunal se sujetará a las reglas previstas para el efecto por el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantiles de la Cámara de Comercio de Bogotá;

El tribunal decidirá en derecho; y

El tribunal funcionará en el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantiles de la Cámara de Comercio de Bogotá.

OCTAVO.- MODIFICACIONES: Todas las modificaciones, adiciones y aclaraciones que se hagan al presente Acuerdo sólo serán válidas cuando consten por escrito, estén debidamente firmadas por representantes debidamente autorizados de las Partes y hayan sido depositadas con la Sociedad.

NOVENO.- INTEGRIDAD: Este Acuerdo contiene en su integridad las estipulaciones entre las Partes sobre la materia objeto del mismo y deja sin efecto cualquier otro acuerdo anterior sobre el mismo asunto. No obstante lo anterior, los aspectos no regulados expresamente aquí, serán resueltos aplicando los estatutos sociales y las normas legales vigentes aplicables a la respectiva materia.

La nulidad, invalidez o ilegalidad de una cualquiera de las cláusulas del presente Acuerdo, no determinará por sí misma la nulidad, invalidez o ilegalidad de las demás cláusulas, las cuales permanecerán en vigor.

DÉCIMO.- DEPÓSITO: El presente Acuerdo será entregado al representante legal de la Sociedad para su depósito en sus oficinas de administración, en los términos y para los efectos del artículo 70 de la Ley 222 de 1995.

UNDÉCIMO.- DEFINICIONES: Los términos que se utilizan con letra mayúscula inicial en este Acuerdo, tendrán los significados que se les atribuye en el Reglamento.

El presente Acuerdo será entregado al representante legal de la Sociedad para su depósito en sus oficinas de administración, en los términos y para los efectos del artículo 70 de la Ley 222 de 1995.

En constancia se firma en la ciudad de ____, a los [____] días del mes de [_____] de 2008.

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander
Firma: _____

Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: Departamento de Santander

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

Datos del Municipio _____
Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa: _____

[el Acuerdo de Accionistas debe estar suscrita por todos y cada uno de los Municipios que presenten de forma conjunta la Oferta]

ANEXO 10

DOCUMENTO DE INSTRUCCIONES DE REGISTRO EN EL LIBRO DE REGISTRO DE ACCIONES Y ACCIONISTAS DE ESSA

[Fecha]

Señores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

Respetados señores:

Teniendo en cuenta que: (i) fuimos designados Invitados Adjudicatarios, y (ii) presentamos correctamente el Sobre de Autorizaciones en desarrollo de las disposiciones contenidas en el Reglamento, por medio de la presente y en la Fecha de Cierre – Opción 1 solicitamos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Minas y Energía procedan a ordenar al secretario general de ESSA, la inscripción de las acciones adquiridas en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA en las siguientes condiciones

1. [_____] acciones deberán ser inscritas a nombre del Departamento.

2. [_____] acciones deberán ser inscritas a nombre del Operador Idóneo (deberá adquirir como mínimo la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA).

3. [_____] acciones deberán ser inscritas a nombre del Municipio [_____].

4. [_____] acciones deberán ser inscritas a nombre del Municipio [_____].

5. [_____] acciones deberán ser inscritas a nombre del Municipio [_____].

Muy atentamente,

Datos del Departamento de Santander

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: **Departamento de Santander**

Datos del Operador Idóneo

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

Datos del Municipio _____

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa: _____

[el Documento de Instrucciones de Registro en el Libro de Registro de Acciones y Accionistas de ESSA debe estar suscrito por el Departamento, el Operador Idóneo y todos los Municipios que hayan obtenido autorizaciones]

ANEXO 11 (A)

CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA
PRIMER GRADO

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

1. Otorgante:

[_____], representado por [_____], actuando en su condición de [_____] identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] de [_____].

(diligenciar **todos** estos espacios para presentar este documento.)

Entre los suscritos a saber, el Otorgante identificado como aparece en el encabezado del presente Contrato, por una parte y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Hacienda y Crédito Público, y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Minas y Energía, (en adelante conjuntamente denominados la "Nación"), por la otra, se ha celebrado el presente Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de primer grado, previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

1. Que tal como se refleja en el título de acciones No. [_____]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación –]

el Otorgante es titular de [_____
_____(_____)]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

acciones de ESSA (las "Acciones").

2. Que el Otorgante, adquirió las Acciones dentro de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación en ESSA

3. Que el día _____de _____ de 2008, mediante la Carta de Presentación de la Oferta, el [para uso exclusivo de la Nación]

Otorgante se comprometió, a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 o a la fecha en la cual efectivamente se enajenen las acciones en la Opción 2 y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones.

No obstante lo anterior, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

4. Que con el fin de garantizar el pago de la sanción pecuniaria señalada anteriormente (en adelante la "Sanción"), el Otorgante acepta constituir mediante este instrumento una prenda abierta de primer grado sin tenencia sobre las Acciones, a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda.

Que en consideración de lo anterior, las partes

ACUERDAN:

PRIMERO: El Otorgante constituye prenda abierta sin tenencia de primer grado sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Minas y Energía. [para uso exclusivo de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o Ministerio de Minas y Energía según corresponda]

SEGUNDO: Que la garantía prendaria constituida por el presente documento respalda la obligación de pago de la Sanción a favor de la Nación.

TERCERO: La prenda abierta de las Acciones aquí documentada, se notificará a ESSA para su inscripción en el correspondiente libro de accionistas. Por medio del presente Contrato, el Otorgante autoriza a la Nación para solicitar el registro del gravamen prendario.

PARÁGRAFO PRIMERO: La prenda aquí constituida no confiere a la Nación los derechos inherentes a la calidad de accionista, sino desde la fecha en que ésta notifique a ESSA el incumplimiento por parte del Otorgante del pago de la Sanción. En consecuencia, el Otorgante podrá seguir ejerciendo los derechos derivados de su condición de accionista, hasta la fecha en que se produzca la referida notificación.

PARÁGRAFO SEGUNDO: De conformidad con lo dispuesto por el numeral 4 del artículo 403 del Código de Comercio, el Otorgante deberá obtener autorización por parte de la Nación para prometer en venta o de cualquier forma vender o enajenar las Acciones o limitar de cualquier manera el derecho de dominio sobre las Acciones, objeto de este Contrato, durante la vigencia del mismo.

Las autorizaciones requeridas de acuerdo con lo anteriormente expuesto, deberán dirigirse a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o a la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, con una antelación mínima de quince (15) Días a la fecha propuesta para realizar la transacción que sea objeto de autorización. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, dirigirá al interesado, con al menos dos (2) Días de antelación a la fecha en la que se proponga realizar la transacción, respuesta autorizando la solicitud formulada o, en su caso, denegándola razonadamente.

CUARTO: El presente Contrato tendrá una vigencia de tres (3) años contados a partir de la firma del mismo. Al cabo de dicho término, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, expedirá a favor del Otorgante el certificado de liberación de la prenda que cubre las Acciones.

QUINTO: El Otorgante desde el momento de la firma del presente Contrato, acepta y consiente cualquier cesión o traspaso que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, hiciere sobre esta garantía, sin limitación ni reserva alguna.

SEXTO: El presente Contrato se encuentra sujeto a la ley colombiana y a la jurisdicción de los tribunales y jueces colombianos competentes.

SÉPTIMO: La celebración del presente Contrato no está sujeta al impuesto de timbre, de acuerdo con lo establecido en el numeral *26* del artículo 530 del Estatuía Tributario, Se acuerda que cualquier otro impuesto generado por la celebración de este Contrato, si lo hubiere, será asumido y pagado en su totalidad por el Otorgante.

OCTAVO: Con excepción a lo dispuesto en contrario en este Contrato, cualquier notificación, demanda, comunicación o solicitud requerida o autorizada por el presente Contrato deberé sur enviada por escrito para ser considerada válidamente efectuada mediante: (i) entrega personal; (ii) envío por correo certificado con porte prepagado y acuse de recibo solicitado por la parte que la dirige, o (iii) facsímil, a las siguientes direcciones.

Si es a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Subdirección Banca de Inversión

Tel: 57 (1) 3811700 ext 3816

Fax: 57 (1) 3509514

Si es a la Nación – Ministerio de Minas y Energía:

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Av. El Dorado CAN - Bogotá D.C.

Att. Viceministro de Minas y Energía

Tel: 57 (1) 3245212

57 (1) 3245206

Fax: 57 (1) 3245215

Si es el Otorgante:

Dirección: [_____]

Teléfono: [_____]

Fax: [_____]

(Diligenciar estos espacios para presentar este documento)

Las anteriores comunicaciones se entenderán recibidas: (i) al Día siguiente si la entrega se hizo personalmente; (ii) al quinto (5°) Día Hábil siguiente a su presentación por correo, y (iii) al Día siguiente si se hizo por facsímil siempre y cuando: (a) se haya obtenido en la máquina que lo envía confirmación de recibo de la maquina receptora, y (b) que una copia haya sido puesta por correo certificado dentro de los dos (2) Días siguientes al envío por facsímil.

Las anteriores direcciones pueden ser modificadas en cualquier momento mediante notificación escrita a la otra parte, por lo menos con quince (15) días calendario de anterioridad a la vigencia de la nueva dirección.

NOVENO: Si cualquier disposición de este Contrato fuese prohibida, resultare nula, ineficaz o no pudiese hacerse exigible de conformidad con las leyes de la República de Colombia, las demás estipulaciones de este Contrato le sobrevivirán con sus plenos efectos vinculantes y obligatorios para las partes de este Contrato, salvo que la disposición

declarada nula fuera esencial o dejara sin objeto el Contrato, en cuyo caso se obligan las partes a celebrar uno nuevo.

DÉCIMO: Ninguna omisión, demora o acción de cualquiera de las partes en el ejercicio de cualquier derecho, facultad o recurso bajo este Contrato podrá ser considerada como una renuncia al mismo, ni el ejercicio particular de cualesquiera de dichos derechos, facultades o recursos impedirá el ulterior ejercicio del mismo o de cualquier otro derecho, facultad o recurso. La renuncia por escrito de cualquiera de las partes con respecto a cualquier derecho, facultad o recurso no será considerada una renuncia de ningún derecho, facultad o recurso que la parte pueda tener en el futuro, sino expresamente sobre el tema objeto de la renuncia.

DÉCIMO PRIMERO: Toda modificación o enmienda, total o parcial, del presente Contrato solo tendrá validez si es suscrita por un representante autorizado de cada una de las partes y por escrito.

DÉCIMO SEGUNDO: Para todos los efectos a que haya lugar, las partes han escogido a la ciudad de Bogotá D.C, como domicilio contractual.

DÉCIMO TERCERO: La presente prenda abierta de primer grado, sin tenencia del acreedor, impone al Otorgante además de los compromisos contenidos en este Contrato, todas las obligaciones previstas en las leyes vigentes.

DÉCIMO CUARTO: El Otorgante declara que no existen acuerdos anteriores que le impidan la celebración de este Contrato y que tiene las autorizaciones requeridas para su celebración, suscripción *y* cumplimiento,

DÉCIMO QUINTO: Los gastos y costas en que deba incurrir la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o la Nación –Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para hacer efectiva la garantía que por este Contrato se constituye, lo mismo que los correspondientes honorarios de abogado, serán de cargo del Otorgante.

DÉCIMO SEXTO: Los términos en mayúsculas contenidos en el presente Contrato, tendrán el significado que se asigna en el Reglamento, salvo que se manifieste expresamente lo contrario.

En constancia de lo anterior, las partes firman el presente Contrato en tres (3) originales del mismo tenor en la ciudad de Bogotá D.C., a los ____días del mes de ____ del año 200[__].

POR EL OTORGANTE:

Firma: _____

Nombre del Representante Autorizado: _____

Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que
Representa:

POR LA NACION – MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

Ministro de Hacienda y Crédito Público

POR LA NACION – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro de Minas y Energía

ANEXO 11 (B)

CONTRATO DE PRENDA ABIERTA SIN TENENCIA SEGUNDO GRADO

Ref: Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

1. Otorgante:

[_____], representado por [_____], actuando en su condición de [_____] identificado con cédula de ciudadanía No. [_____] de [_____].

(diligenciar **todos** estos espacios para presentar este documento.)

Entre los suscritos a saber, el Otorgante identificado como aparece en el encabezado del presente Contrato, por una parte y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Hacienda y Crédito Público, y, _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ de _____, en su calidad de Ministro de Minas y Energía, (en adelante conjuntamente denominados la "Nación"), por la otra, se ha celebrado el presente Contrato de Prenda Abierta sin Tenencia de segundo grado, previas las siguientes

CONSIDERACIONES:

1. Que tal como se refleja en el título de acciones No. [_____]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

el Otorgante es titular de [_____
_____(_____)]
[Espacio para uso exclusivo de la Nación]

acciones de ESSA (las "Acciones").

2. Que el Otorgante, adquirió las Acciones dentro de la Invitación al Departamento de Santander para presentar oferta para la compra de las acciones de propiedad de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía en ESSA

3. Que el día _____de _____ de 2008, mediante la Carta de Presentación de la Oferta, el [para uso exclusivo de la Nación]

Otorgante se comprometió, a no enajenar la participación accionaria en ESSA que adquiera como consecuencia de la Invitación, dentro de los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1 o a la fecha en la cual efectivamente se enajenen las acciones en la Opción 2 y dicha enajenación sea registrada en el libro de registro de accionistas, sin autorización previa y escrita de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público una sanción pecuniaria del cincuenta por ciento (50%) del valor de las acciones.

No obstante lo anterior, el Departamento y los Municipios que adquieran acciones y hayan elegido la Opción 1, durante los tres (3) años siguientes a la Fecha de Cierre – Opción 1, podrán adquirir acciones de propiedad del Operador Idóneo siempre y cuando éste mantenga durante los tres (3) años al menos un número de acciones igual a la mitad más una de las acciones que representan el capital suscrito y pagado de ESSA.

4. Que con el fin de garantizar el pago de la sanción pecuniaria señalada anteriormente (en adelante la "Sanción"), el Otorgante acepta constituir mediante este instrumento una prenda abierta de segundo grado sin tenencia sobre las Acciones, a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público –Ministerio de Minas y Energía.

5. Que el Otorgante ha constituido prenda en primer grado sobre _____ (_____) Acciones a favor de _____ a fin de garantizar el pago de la financiación obtenida para el pago de las acciones.
(se diligenciará por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de acuerdo con las instrucciones que expresamente le indique el Otorgante)

Que en consideración de lo anterior, las partes

ACUERDAN:

PRIMERO: El Otorgante constituye prenda abierta sin tenencia de segundo grado sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y sobre [_____] Acciones a favor de la Nación – Ministerio de Minas y Energía. [para uso exclusivo de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público o Ministerio de Minas y Energía según corresponda]

PARAGRAFO PRIMERO: El presente gravamen está subordinado a la prenda abierta de primer grado constituida por el Otorgante sobre _____ (_____) acciones a favor de _____ a fin de garantizar el pago de la financiación obtenido para el pago de las Acciones. En el evento en que se ejecute la prenda de primer grado constituida para garantizar el pago de las Acciones, no se entenderá que se ha violado la prohibición de la enajenación de las Acciones prevista en el Reglamento.

PARAGRAFO SEGUNDO: El Otorgante informará a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público o a la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, cualquier cesión de la prenda de primer grado que haya efectuado para efectos de mantener actualizada la información de la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda.

SEGUNDO: Que la garantía prendaria constituida por el presente documento respalda la obligación de pago de la Sanción a favor de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda.

TERCERO: La prenda abierta de las Acciones aquí documentada, se notificará a ESSA para su inscripción en el correspondiente libro de accionistas. Por medio del presente Contrato, el Otorgante autoriza a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para solicitar el registro del gravamen prendario.

PARÁGRAFO PRIMERO: La prenda aquí constituida no confiere a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda los derechos inherentes a la calidad de accionista, sino desde la fecha en que ésta notifique a ESSA el incumplimiento por parte del Otorgante del pago de las Sanciones. En consecuencia, el Otorgante podrá seguir ejerciendo los derechos derivados de su condición de accionista, hasta la fecha en que se produzca la referida notificación.

PARÁGRAFO SEGUNDO: De conformidad con lo dispuesto por el numeral 4 del artículo 403 del Código de Comercio, el Otorgante deberá obtener autorización por parte de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para prometer en venta o de cualquier forma vender o enajenar las Acciones o limitar de cualquier manera el derecho de dominio sobre las Acciones, objeto de este Contrato, durante la vigencia del mismo.

Las autorizaciones requeridas de acuerdo con lo anteriormente expuesto, deberán dirigirse a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, con una antelación mínima de quince (15) Días a la fecha propuesta para realizar la transacción que sea objeto de autorización. La Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, dirigirá al interesado, con al menos dos (2) Días de antelación a la fecha en la que se proponga realizar la transacción, respuesta autorizando la solicitud formulada o, en su caso, denegándola razonadamente.

CUARTO: El presente Contrato tendrá una vigencia de tres (3) años contados a partir de la firma del mismo. Al cabo de dicho término, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, expedirá a favor del Otorgante el certificado de liberación de la prenda que cubre las Acciones.

QUINTO: El Otorgante desde el momento de la firma del presente Contrato, acepta y consiente cualquier cesión o traspaso que la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, hiciere sobre esta garantía, sin limitación ni reserva alguna.

SEXTO: El presente Contrato se encuentra sujeto a la ley colombiana y a la jurisdicción de los tribunales y jueces colombianos competentes.

SÉPTIMO: La celebración del presente Contrato no está sujeta al impuesto de timbre, de acuerdo con lo establecido en el numeral 26 del artículo 530 del Estatuto Tributario. Se acuerda que cualquier otro impuesto generado por la celebración de este Contrato, si lo hubiere, será asumido y pagado en su totalidad por el Otorgante.

OCTAVO: Con excepción de lo dispuesto en contrario en este Contrato, cualquier notificación, demanda, comunicación o solicitud requerida o autorizada por el presente Contrato deberá ser enviada por escrito para ser considerada válidamente efectuada mediante: (i) entrega personal; (ii) envío por correo certificado con porte prepagado y acuse de recibo solicitado por la parte que la dirige, o (iii) facsímil, a las siguientes direcciones:

Si es a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

Dirección: Carrera 8 No 6-64 Piso 8, Bogotá D.C.

Subdirección Banca de Inversión

Tel: 57 (1) 3811700 ext 3816

Fax: 57 (1) 3509514

O a la Nación – Ministerio de Minas y Energía:

Dirección: Transversal 45 No. 26 – 86, Oficina 603, Av. El Dorado CAN - Bogotá D.C.

Att. Viceministro de Minas y Energía

Tel: 57 (1) 3245212

57 (1) 3245206

Fax: 57 (1) 3245215

Si es el Otorgante:

Dirección: [_____]

Teléfono: [_____]

Fax: [_____]

(Diligenciar estos espacios para presentar este documento)

Las anteriores comunicaciones se entenderán recibidas: (i) al Día siguiente si la entrega se hizo personalmente; (ii) al quinto (5°) Día Hábil siguiente a su presentación por correo, y (iii) al Día siguiente si se hizo por facsímil siempre y cuando: (a) se haya obtenido en la máquina que lo envía confirmación de recibo de la máquina receptora, y (b) que una copia haya sido puesta por correo certificado dentro de los dos (2) Días siguientes al envío por facsímil.

Las anteriores direcciones pueden ser modificadas en cualquier momento mediante notificación escrita a la otra parte, por lo menos con quince (15) días calendario de anterioridad a la vigencia de la nueva dirección.

NOVENO: Si cualquier disposición de este Contrato fuese prohibida, resultare nula, ineficaz o no pudiese hacerse exigible de conformidad con las leyes de la República de Colombia, las demás estipulaciones de este Contrato le sobrevivirán con sus plenos efectos vinculantes y obligatorios para las partes de este Contrato, salvo que la disposición declarada nula fuera esencial o dejara sin objeto el Contrato, en cuyo caso se obligan las partes a celebrar uno nuevo.

DÉCIMO: Ninguna omisión, demora o acción de cualquiera de las partes en el ejercicio de cualquier derecho, facultad o recurso bajo este Contrato podrá ser considerada como una renuncia al mismo, ni el ejercicio particular de cualesquiera de dichos derechos, facultades o recursos impedirá el ulterior ejercicio del mismo o de cualquier otro derecho, facultad o recurso. La renuncia por escrito de cualquiera de las partes con respecto a cualquier derecho, facultad o recurso no será considerada una renuncia de ningún derecho, facultad o recurso que la parte pueda tener en el futuro, sino expresamente sobre el tema objeto de la renuncia.

DÉCIMO PRIMERO: Toda modificación o enmienda, total o parcial, del presente Contrato solo tendrá validez si es suscrita por un representante autorizado de cada una de las partes y por escrito.

DÉCIMO SEGUNDO: Para todos los efectos a que haya lugar, las partes han escogido a la ciudad de Bogotá D.C, como domicilio contractual.

DÉCIMO TERCERO: La presente prenda abierta de segundo grado, sin tenencia del acreedor, impone al Otorgante además de los compromisos contenidos en este Contrato, todas las obligaciones previstas en las leyes vigentes.

DÉCIMO CUARTO: El Otorgante declara que no existen acuerdos anteriores que le impidan la celebración de este Contrato y que tiene las autorizaciones requeridas para su celebración, suscripción y cumplimiento,

DÉCIMO QUINTO: Los gastos y costas en que deba incurrir la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o la Nación-Ministerio de Minas y Energía, según corresponda, para hacer efectiva la garantía que por este Contrato se constituye, lo mismo que los correspondientes honorarios de abogado, serán de cargo del Otorgante.

DÉCIMO SEXTO: Los términos en mayúsculas contenidos en el presente Contrato, tendrán el significado que se asigna en el Reglamento, salvo que se manifieste expresamente lo contrario.

En constancia de lo anterior, las partes firman el presente Contrato en tres (3) originales del mismo tenor en la ciudad de Bogotá D.C., a los ____días del mes de ____ del año 200[__].

POR EL OTORGANTE:

Firma: _____
Nombre del Representante Autorizado: _____
Cargo: _____
Documento de Identidad: _____
Nombre de la persona jurídica a la que Representa:

POR LA NACIÓN – MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

Ministro de Hacienda y Crédito Público

POR LA NACION – MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro de Minas y Energía