

**MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN
PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO**

**GISED PAOLA SILVA ROJAS
WILMAN MORALES REY**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2009

**MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN
PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO**

**GISED PAOLA SILVA ROJAS
WILMAN MORALES REY**

**Monografía como requisito para optar el título de Especialista en
Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director
HERNÁN PABÓN BARAJAS
Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2009

CONTENIDO

RESUMEN	14
SUMMARY	15
TITULO	16
INTRODUCCIÓN	16

PARTE I

1. Planteamiento del Problema

1.1. Identificación	18
1.2. Título	19
1.3. Planteamiento	19
1.3.1. Descripción	19
1.3.2. Elementos – Esquema	22
1.4. Formulación del Problema	22

2. Justificación **23**

3. Alcance **24**

4. Objetivo General **25**

5. Objetivos Específicos **26**

6. Marco de Referencia **26**

6.1. Marco Contextual **26**

6.1.1. Antecedentes **26**

6.1.2. Estado del Arte	32
6.1.3 Otros Proyectos	33
6.2. Marco Teórico	37
6.3. Marco Conceptual	45
6.4. Marco Legal	50

PARTE II DESARROLLO DEL PROYECTO

<u>7. Modelo Financiero de riesgo compartido para un proyecto de generación Termoeléctrico</u>	52
7.1. Comportamiento de Variables del mercado Colombiano	52
7.1.1. Demanda Energía	52
7.1.2. Precio de Bolsa y Precios de venta de energía de Largo Plazo	54
7.1.3. Disponibilidad y Precios de Gas Natural	55
7.2. Características Técnicas de las Unidades Seleccionadas	58
7.3. Estructura de Costos Unitarios de Producción	61
7.4. Estructura de Ingresos	69
7.5. Análisis de Modelos Contractuales de Riesgo Compartido con sus implicaciones tributarias y legales	70
7.5.1. Características del contrato	71
7.5.1.1. Atípico e Innominado	71
7.5.1.2. Prurilateral	71

7.5.1.3.	Transitorio	72
7.5.1.4.	De objeto específico	72
7.5.1.5.	De colaboración	73
7.5.1.6.	No constituye una persona jurídica diferente de sus integrantes	74
7.5.1.7.	Oneroso	74
7.5.1.8.	Aleatorio	75
7.5.1.9.	Consensual	76
7.5.1.10.	Participación	76
7.5.2	Estipulación Usuales del contrato	77
7.5.3	Obligaciones de las Partes	80
7.5.4	Responsabilidades de las Partes	81
7.5.5	Régimen Tributario	82
7.6.	Esquema de Fuentes de Financiación	83
7.6.1.	Banco de Comercio Exterior de Colombia	84
7.6.2.	Empresa Colombiana de Petróleos	87
7.6.3.	Financiera Energética Nacional	89
7.6.4.	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo	92
7.6.5.	Fondo Nacional de Regalías	95
7.6.6.	Banco Interamericano de Desarrollo	97
7.6.7.	Recursos de Crédito Externo	100

7.7.	Modelo financiero riesgo compartido para la adquisición, montaje y puesta en funcionamiento de una unidad de Generación Térmica a gas de 100 mw de potencia.	103
7.8.	Modelo financiero de ajuste de operación comercial	106
8.	<u>Conclusiones</u>	111
9.	<u>Recomendaciones</u>	113
10.	<u>Bibliografía</u>	114

LISTA DE TABLAS

Tabla No.1	Capacidad Instalada, Febrero de 2008.	31
Tabla No.2	Proyectos de Generación Registrado ante la UPME	35
Tabla No.3	Proyectos en expansión en Colombia	36
Tabla No.4	Proyección de demanda	52
Tabla No.5	Demanda Comercial por Región Geográfica	53
Tabla No.6	Proyección de Ventas en Contratos y Bolsa	55
Tabla No.7	Proyección de Gas Precios	56
Tabla No.8	Datos de Desempeño	60
Tabla No.9	Ciclos de Mantenimiento	61

LISTA DE FIGURAS

Figura No.1	Gráfica disponible frente a las proyecciones de Demanda de Energía UPME de Noviembre de 2006.	20
Figura No.2	Esquema institucional del mercado eléctrico colombiano	28
Figura No.3	Composición de Generación	31
Figura No.4	Cadena Productiva de Energía	
Figura No.5	Proyección Demanda Nacional	53
Figura No.6	Supuestos de Precios gas natural boca de Pozo	57
Figura No.7	LMS 100 ^R FLEXIBLE POWER	59
Figura No.8	Diagrama del Modelo Financiero	

LISTA DE ANEXOS

Anexo No.1	Programa de Seguros y garantías para una planta de Generación.	114
Anexo No.2	Bases	117
Anexo No.3	Ingresos	118
Anexo No.4	Estado de Resultados	119
Anexo No.5	Balance General	120
Anexo No.6	Flujo de Fondos	121
Anexo No.7	Modelo de Análisis Financiero Proyecto	122
Anexo No.8	Sensibilidades	123

RESUMEN

TITULO:

MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.*

AUTORES:

GISED PAOLA SILVA ROJAS – Ingeniero Financiero
WILMAN MORALES REY – Ingeniero Electricista **

PALABRAS CLAVES

Riesgo compartido; Ajuste Operación Comercial; Unidad de Generación.

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía es el resultado de darle viabilidad y mejores condiciones económicas y financieras a los inversionistas que deseen participar en el mercado de energía en Colombia ya que es un mercado estable y en crecimiento, los precios, la sostenibilidad y la regulación existente, son señales positivas y claras que garantizan inversiones rentables.

La importancia de que los inversionistas crean en este mercado es debido al crecimiento de la demanda de energía en el país y las nuevas posibilidades de exportar a otros mercados de la región, son pruebas muy importantes que potencian la inversión privada en el sector eléctrico colombiano.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– presentó el nuevo Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia a Largo Plazo, aprobado el 3 de octubre de 2006 y aplicable desde el 1º de diciembre del mismo año, de manera tal que los participantes actuales en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los potenciales inversionistas conozcan las ventajas de este mecanismo y los compromisos que se derivan de él.

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad, se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

Como se observa el sector eléctrico ofrece una oportunidad de negocio para nuevas inversionistas para lo cual se espera que este proyecto sirva de iniciativa al sector eléctrico colombiano.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas – Escuela de Estudios Industriales y Empresariales – Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos – Director: Hernán Pabón – Ingeniero Industrial

SUMMARY

TITTLE

FINANCIAL MODEL OF SHARED RISK FOR A THERMOELECTRIC PROJECT OF GENERATION.*

AUTHORS

GISED PAOLA SILVA ROJAS – Financial Engineering
WILMAN MORALES REY – Electrical Engineering **

KEY WORDS

Shared risk; Adjustment Commercial Operation; Unit of Generation.

DESCRIPTION

The present monograph is the result of giving viability and better economic and financial conditions to the investors who want to participate on the energy market in Colombia due to it being in growth, the prices, the sustainability and the existing regulation, are positive and clear signs that guarantee profitable investments.

It is highly important that the investors believe in this market due to the growth of the demand in the country and the new possibilities of exporting to other markets of the region, they are very field relevant proofs that promote the private investment in the Colombian electrical.

The Commission of Regulation of Energy and Gas –CREG–) presented the new Regulative Scheme on assure the Reliability in the Supply of Electric power in long-term for Colombia, which was approved October 3, 2006 and applicably from the 1 ° of December of the same year, in a such way that the current participants on the Market of Energy (MEM) and the potential investors know the advantages of this mechanism and the commitments that rise from.

Afterwards of ten years of utilization of a similar tool of stabilization of income designated Charge by Capacity, considered necessary migrate to a diagram of market that provide the signal of long term required to promote the expansion of the park of generation in Colombia and that, incidentally, allow to assure that the resources of generation not only should be available to supply the demand(lawsuit) in situations of shortage of energy, but this supply is effected(carried out) to an efficient price.

As the electrical sector is observed offers an opportunity of business for new investors for which hopes that this project uses as initiative to the electrical Colombia sector.

* Monograph

** Faculty of Engineerings Physical Mechanical.-School of Industrial and Managerial Studies – Specialization in Evaluation and Project Management – Director: Hernán Pabón – Industrial Engineering

TÍTULO

MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.

INTRODUCCIÓN

Para el mercado de energía en Colombia es necesario de que el sistema de generación de energía de Colombia se expanda, con el fin de garantizar una adecuada atención de la demanda en el mediano y largo plazo. Una forma de lograr los niveles de capacidad de generación que requiere el país es estimulando la inversión a través de modelos financieros que apalanquen los riesgos de un mercado en competencia que cuenta con precios marginales (Precio de la energía en Bolsa) con altos grados de volatilidad.

Las condiciones actuales de crecimiento económico en Colombia se refleja en el incremento de la demanda de energía, este mismo crecimiento da condiciones de confianza al sector Inversionista para que participe en el fortalecimiento de la oferta de energía que armonice una adecuada dinámica entre demanda y oferta con márgenes adecuados de confiabilidad y seguridad para el desarrollo económico del país.

Uno de los mecanismos para la viabilidad del proyecto es que la nación está incentivando la construcción de nuevos proyectos de generación de energía, y eliminar la norma que fija un tope máximo de participación del 25% dentro del sistema, a las empresas que hacen parte de este mercado.

Dado es este estímulo, la nación creó una política energética que consiste en garantizar la sostenibilidad, la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. Debido a la estructura que tiene el parque de generación eléctrica en Colombia, el cual se compone mayoritariamente de plantas de generación hídrica, a la vulnerabilidad del sistema y a la creciente demanda del servicio

de energía eléctrica, fue necesario que en el 2006 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableciera un mecanismo regulatorio, conocido como el Cargo por Confiabilidad, que permite incentivar la construcción y puesta en funcionamiento de nuevos proyectos de generación eléctrica.

Aprovechando que el sector eléctrico cuenta en la actualidad con las posibilidades necesarias para que los empresarios del sector inviertan en nuevos proyectos de generación de energía eléctrica para Colombia: La existencia de un mercado estable y en crecimiento, los precios, la sostenibilidad y la regulación existente, son señales inequívocas y claras que garantizan inversiones rentables.

Dadas a las necesidades del mercado de energía en Colombia y con la premisa de la dificultad de adquisición o escasez de recursos de inversión, es indispensable buscar alternativas o estrategias de inversión para el desarrollo de actividades de generación de energía. Para lo cual, en este proyecto se presentará un modelo financiero de riesgo compartido que optimiza y facilita la adquisición de los recursos de inversión para el desarrollo de una planta de generación Térmica.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. IDENTIFICACIÓN

Dadas las condiciones actuales del mercado de energía en Colombia se ha generado un modelo de competencia perfecta, para la prestación de este servicio sometido a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado.

El constante crecimiento de la demanda de energía en Colombia (una tasa de crecimiento superior al 4%), el no crecimiento de la oferta debido a los factores de riesgo regulatorio³, riesgo financiero y riesgo país, no ha permitido que indicadores de oferta garantice la confiabilidad del suministro de energía a mediano plazo (después del año 2010 los niveles de confiabilidad disminuyen).

La composición actual del parque generador del país⁴: 8.511 MW de capacidad instalada hidráulica, 4.262 MW de capacidad instalada térmica, determina que los precios de la energía y la oferta de la misma sean muy sensibles a la presencia de fenómenos climáticos o específicamente de aportes hidrológicos y por ende de las lluvias. Lo anterior se ha evidenciado con la ocurrencia del llamado fenómeno climatológico “El Niño” el cual como ocurrió en el año 1991 originó racionamientos de energía.

Como se evidencia el mercado eléctrico colombiano necesita nuevas plantas de generación, la regulación esta dando señales de estabilidad y remuneración, es necesario implementar en el corto plazo plantas de

³La Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG) hasta finales del año 2006 no daba señales regulatorias para invertir en generación, mediante regulación CREG No 071 de 2006 nace el Cargo por Confiabilidad que remunera las nuevas plantas de generación mediante una figura de segu.

⁴ La capacidad total instalada en el País es de 13.277 MW, incluyendo las plantas menores y la cogeneración.
Fuente XM febrero de 2008

generación térmica⁵ que contrarreste la volatilidad de los precios de la energía por efectos climáticos y que garanticen la confiabilidad eléctrica en el mediano plazo.

La estructuración de modelos financieros de riesgo compartido que garanticen vía flujos de caja a futuro, retornos y recuperación de la inversión, incentivan a que se realicen asociaciones contractuales entre dos o mas inversionistas que permitan la adquisición que recursos de inversión para desarrollar proyectos.

En el anterior escenario se pueden enmarcar la estructuración de proyectos de generación de energía eléctrica que permitan dar respuesta en el mediano plazo a las necesidades de oferta que el mercado eléctrico del país requiere.

1.2 TITULO

MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.

1.3. PLANTEAMIENTO

1.3.1 Descripción

El comportamiento de la demanda de energía en Colombia presenta una tasa de crecimiento superior al 4%⁶, la oferta de energía dadas las condiciones económicas, regulatorias y sociales no está presentando

⁵ El periodo de entrada en operación comercial de un proyecto térmico es menos a dos años, un proyecto hidráulico mayor a 100 MW puede superar los cinco años.

⁶ Fuente, XM, Enero de 2008

indicadores de crecimiento que garantice la confiabilidad del suministro de energía que demanda el país, en la siguiente gráfica cuya fuente es el Mercado de Energía Mayorista en Colombia (MEM) se evidencia que las curvas de demanda y oferta de energía se “acercan” y por consiguiente el riesgo económico y de la disponibilidad de las fuentes de suministro de energía para el desarrollo del país se ven seriamente amenazadas.

En la siguiente figura No.1 cuya fuente es el Mercado de Energía Mayorista en Colombia (MEM) se evidencia que las curvas de demanda y oferta de energía se “acercan” y por consiguiente el riesgo económico para el desarrollo del país se ven seriamente amenazado.

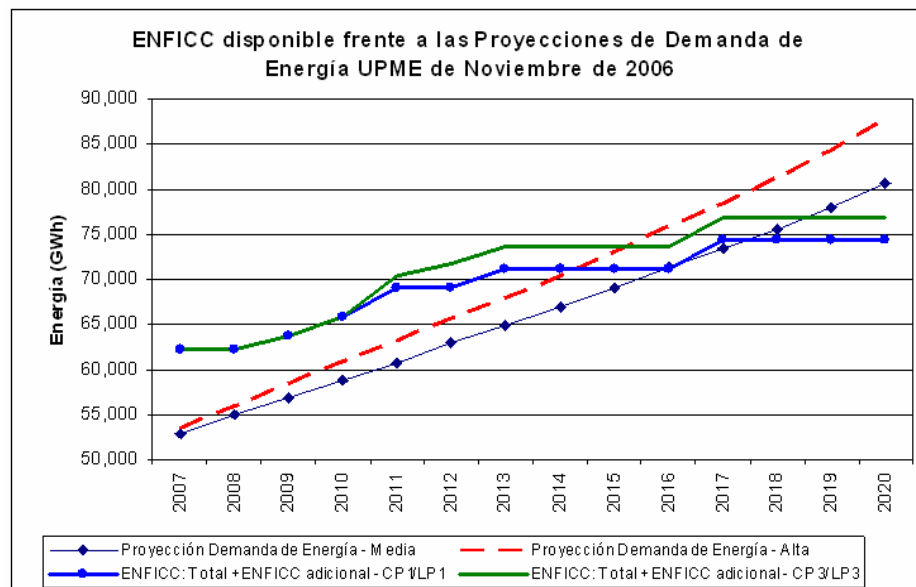


Figura No.1 Proyección de Demanda

Obsérvese en la figura No.1⁷ como a partir del año 2010 los niveles de disponibilidad de energía (oferta) no satisfacen la necesidad de la demanda, incluso si este comportamiento persiste en el año 2014 en adelante el país entraría a una contingencia de disponibilidad de energía.

⁷ Nota: ENFICC: Energía en Firme, UPME: Unidad de Planeamiento Minero Energético

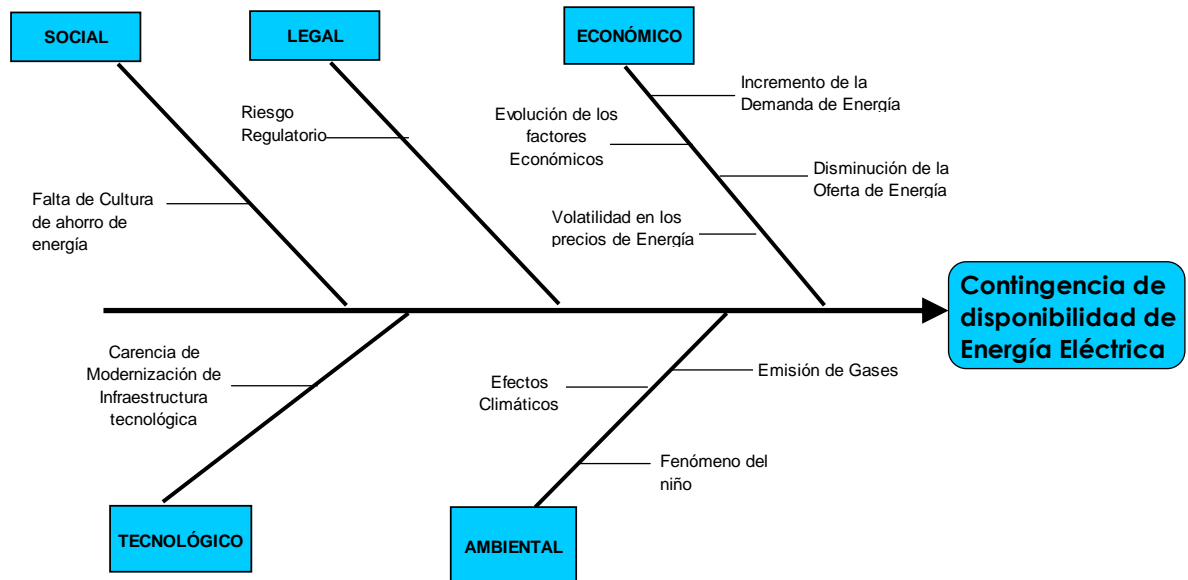
La composición actual del parque generador del país: 8.511 MW de capacidad instalada hidráulica, 4.262 MW de capacidad instalada térmica, determina que los precios de la energía y la oferta de la misma sean muy sensibles a la presencia de fenómenos climáticos o específicamente de los aportes hidrológicos y por ende de las lluvias. Lo anterior se ha evidenciado con la ocurrencia del llamado fenómeno climatológico “El Niño” el cual como ocurrió en el año 1991 originó racionamientos de energía.

Como se evidencia el mercado eléctrico colombiano necesita nuevas plantas de generación, la regulación en la actualidad está dando señales de estabilidad y remuneración, es necesario implementar en el corto plazo plantas de generación térmica⁸ que contrarresten la volatilidad de los precios de la energía por efectos climáticos y que garanticen la confiabilidad eléctrica en el mediano plazo.

La estructuración de modelos financieros de riesgo compartido que garanticen vía flujos de caja a futuro, retornos y recuperación de la inversión, incentivan a que se realicen asociaciones contractuales entre dos o más inversionistas que permitan la adquisición de recursos de inversión para desarrollar proyectos.

⁸ El periodo de entrada en operación comercial de un proyecto térmico es menor a dos años, un proyecto hidráulico mayor a 100 MW puede superar los cinco años.

1.3.2 Elementos – Esquema



1.4. Formulación del problema

El mercado eléctrico colombiano necesita en el mediano plazo incorporar al sistema nuevos proyectos de generación de energía que garanticen el crecimiento de su demanda, que reduzca la volatilidad de los precios de la energía por efectos climáticos y que garanticen los niveles de confiabilidad eléctrica requeridos.

Dado los altos costos de inversión, el riesgo incorporado en el país y los riesgos financieros de inversión que involucran los proyectos de generación de energía eléctrica, incentivan a estructurar e incorporar modelos financieros de riesgo compartido que posibilitan la participación conjunta de inversionistas y que motivan a que estos participen en el crecimiento de la oferta de energía eléctrica en Colombia

2. JUSTIFICACION

Es necesario que el sistema de generación de energía eléctrica del país se expanda, con el fin de garantizar una adecuada atención de la demanda en el mediano y largo plazo. Una forma de lograr los niveles de capacidad de generación que requiere el país es estimulando la inversión a través de modelos financieros que apalanquen los riesgos de un mercado en competencia que cuenta con precios marginales (Precio de la energía en Bolsa) con altos grados de volatilidad.

Las condiciones actuales de crecimiento económico en Colombia se reflejan en el incremento de la demanda de energía, este mismo crecimiento da condiciones de confianza al sector inversionista para que participe en el fortalecimiento de la oferta de energía que armonice una adecuada dinámica entre demanda y oferta con márgenes adecuados de confiabilidad y seguridad para el desarrollo económico de país.

Uno de los mecanismos para la viabilidad del proyecto es que la nación incentiva la construcción de nuevos proyectos de generación de energía, y elimina la forma que fija un tope máximo de participación del 25% dentro del sistema, a las empresas que hacen parte de este mercado.

Adicionalmente se encontró indispensable implementar un esquema de remuneración que permita hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, a través de la estabilización de los ingresos del generador. Para lo anterior la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006.

El Mercado Eléctrico Colombiano cuenta en la actualidad con una adecuada regulación y normatividad que da las bases de confianza y estabilidad regulatoria para la participación del sector productivo en proyectos de generación de energía eléctrica.

3. ALCANCE-LIMITACIONES

La presente monografía pretende ofrecer un modelo financiero de riesgo compartido para un proyecto de generación Termoeléctrico, para lo cual se hace necesario un diagnóstico general del mercado, una evaluación de la disponibilidad del gas, un estudio de los costos de producción y las proyecciones de los precios de venta de la energía, una evaluación del comportamiento de la demanda y la oferta de la energía, un evaluación de viabilidad técnica de la tecnología escogida de la unidad (s), un estudio y análisis de los proyectos de riesgo compartido y sus implicaciones contractuales, tributarias y legales; una estructuración de un modelo financiero en la que se involucre una evaluación en VPN, TIR, relación costo-beneficio de los posibles inversionistas; un análisis de sensibilidad y un modelo contractual de ajuste financiero cuando el proyecto entre en operación comercial y en el que se refleje la figura del riesgo compartido.

Para el desarrollo de lo anterior, se hace necesaria: la recopilación de la información a través de fuentes primarias como la que se posee en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P y relacionada entre otros con el comportamiento de la demanda de energía, oferta, estudios técnicos de instalación de unidades térmicas generadoras a gas etc, se contará además con la información recibida en la Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos.

Como fuentes secundarias de información se acudirá a la contenida en el MEM (Mercado de Energía Mayorista), CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), CND (Centro Nacional de despacho), Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), Departamento Nacional de Planeación, información técnica de unidades generadoras a gas, información contractual de riesgo compartido e información financiera entre otras y la Internet.

Con respecto a las limitaciones presentadas se resaltan la disponibilidad de información para estructurar los costos reales de generación, dada la confidencialidad de esta variable en un mercado en competencia, por lo anterior se utilizaron modelos de costos estándar. Adicionalmente y dada la volatilidad de los precios en bolsa se utilizó el modelo de proyección desarrollado por XM.

Referente a la información del gas (disponibilidad y precios) y las características técnicas de las unidades, se utilizó la información pública disponible.

4. OBJETIVO GENERAL

Diseñar un modelo financiero de riesgo compartido que permita contribuir con el crecimiento de la oferta de energía en Santander en 100 MW de capacidad instalada de generación térmica a gas en los próximos dos (2) años.

5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1 Informar y proyectar el comportamiento de variables del mercado eléctrico colombiano: demanda de energía, precio de bolsa, disponibilidad de gas natural, precios del gas y el precio de la energía.
- 2 Estructurar los costos unitarios de producción de un proyecto termoeléctrico a gas, particularizándolos a un proyecto de 100 MW instalado a boca de pozo del gas.
- 3 Evaluar el proyecto con el fin de determinar el esquema más conveniente de diferentes fuentes de financiación, el fomento de la participación del sector privado en la ejecución y administración de los proyectos de generación térmica.
- 4 Diseñar una formula de ajuste de operación comercial que sean la base de financiera del proyecto y con la que se permita conseguir los recursos de inversión necesarios.

6. MARCOS DE REFERENCIA

6.1. MARCO CONTEXTUAL.

6.1.1. ANTECEDENTES

Desde principios de los noventa, el Estado Colombiano determinó que el camino más adecuado para fomentar la eficiencia en el sector eléctrico era abandonar el modelo centralizado. Como consecuencia, el Sector Eléctrico se dividió en actividades: generación y comercialización, donde se permitió la

competencia; transmisión y distribución para las cuales se mantuvo el monopolio natural y se regularon los ingresos. A las empresas que estaban integradas verticalmente se les hizo separar contablemente sus negocios. Adicionalmente, se crearon reglas para brindar una operación y administración confiables, las cuales por delegación de la CREG están a cargo del operador del Sistema y administrador del Mercado eléctrico, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., empresa de servicios públicos mixta, sometida al régimen jurídico de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994), Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) y normas del derecho privado.

Estos cambios se iniciaron desde la Constitución de 1991 y marcaron una evolución del papel del Estado frente a los servicios públicos, pasando de tener la obligación de prestarlos, a garantizar la prestación de los mismos. Posteriormente, las leyes 142 y 143 de 1994 dieron los lineamientos precisos para la creación del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.

La evolución de la institucionalidad del Estado en el sector eléctrico se ve reflejada en el papel que cumple: dirección a través del Ministerio de Minas y Energía -MME-, planeación a través de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, regulación a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- y supervisión y control, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-. Adicionalmente existen tres organismos ligados a la operación, a las funciones comerciales y a la expansión de la transmisión, los cuales son: el Consejo Nacional de Operación -CNO-, el Comité Asesor de Comercialización -CAC- y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT- respectivamente. (Ver siguiente Figura).

ESQUEMA INSTITUCIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO⁹



Figura No.2 Esquema Institucional del Mercado Eléctrico Colombiano

El actual Mercado Colombiano de Energía tiene su origen en 1994 cuando el Congreso Nacional de ese país promueve las leyes N° 142 y N° 143, donde se regulan las cuatro actividades del sector: generación, transmisión, distribución y comercialización. A través de estas leyes el Estado se compromete a promover la libre competencia en las actividades del sector y a regular aquellas en que la libre competencia no garantice eficiencia en términos económicos (como lo es la distribución y en menor medida la transmisión). Además se crea el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MEM) y define una nueva estructura y regulación para el mercado.

La Comisión Nacional de Energía y Gas (CREG) es la encargada de regular el Mercado Eléctrico Colombiano, lo cual se realiza a través de dos resoluciones: la resolución 024 del año 1995 en la cual entrega las reglas comerciales para el Mercado Eléctrico Mayorista; y la resolución 025 del año

⁹ Fuente Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Febrero de 2008

1995 en la cual detalla las reglas de operación del mercado eléctrico Colombiano. Con esto se completan las bases para la creación del Mercado de Energía en Colombia, el cual comenzó su operación en Julio de 1995.

El mercado Colombiano fue estructurado de manera similar al mercado de Inglaterra & Gales, es decir, un mercado centralizado de contratos financieros y de ofertas auditadas. Las transacciones de energía en el mercado colombiano –MEM- se efectúan bajo las siguientes modalidades:

2. Transacciones horarias en la bolsa de energía o mercado Spot en las cuales la energía se transa a un precio de mercado dependiendo de las condiciones eléctricas del sistema.
2. Contratos bilaterales financieros de energía: en los cuales se vende la energía a un precio fijo.
3. Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme, del Cargo por Confiabilidad, que sustituyó al Cargo por Capacidad.

Colombia fué el primer país en Latinoamérica en diseñar e implementar un mercado de energía tipo bolsa, siguiendo el modelo ingles de mercado, por lo que su experiencia sirve para otros países que desean realizar una regulación orientada en esa dirección.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– presentó el nuevo Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia a Largo Plazo, aprobado el 3 de octubre de 2006 y aplicable desde el 1º de diciembre del mismo año, de manera tal que los participantes actuales en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los

potenciales inversionistas conozcan las ventajas de este mecanismo y los compromisos que se derivan de él.

Luego de diez años de utilización de una herramienta similar de estabilización de ingresos denominada Cargo por Capacidad, se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que, adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente.

Demanda de Energía

La demanda de energía eléctrica del SIN ha tenido un comportamiento creciente, al igual que el PIB a partir del año 2000, presentando una tasa de crecimiento en el año 2005 (4.1%) cuyo valor se mantuvo aproximadamente igual en el año 2006; para el año 2007 la demanda de energía del país fue 52.851 que representa un aumento del cuatro por ciento (4%) en relación al año 2006¹⁰. La máxima potencia demandada en el año 2007 fue de 8.474 MW que represento un crecimiento del 4% en comparación al año 2006.

Oferta de Electricidad

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas a gas y carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. La Capacidad Instalada de Generación, se resume en la Tabla siguiente

¹⁰ Fuente XM, Febrero de 2008

Tipo de Recurso	MW	%
Hidráulica	8,511.0	64.1
Térmica	4,262.0	32.1
Gas	3,562.0	
Carbón	700.0	
Menores	479.7	3.6
Hidráulica y térmica	461.3	
Eólica	18.4	
Cogenerador	24.5	0.2
Total SIN	13,277.2	100.0

Tabla No.1: Capacidad Instalada, Febrero de 2008

El total de la energía producida en el año 2007 fue de 52.851 Gwh, la composición de esta generación se puede apreciar en la siguiente figura.

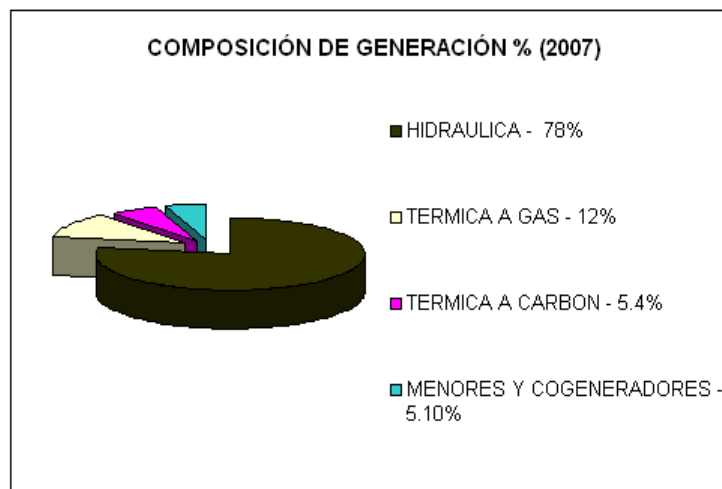


Figura No.3 Composición de Generación

Factor de utilización

Como se planteó, el componente hidráulico en la capacidad instalada del país es cercano al 64% (ver Tabla No 1), lo anterior implica la sensibilidad que existe en la disponibilidad de energía ante variables climáticas que reduzcan los aportes hidrológicos y por ende la generación de energía.

Lo anterior se refleja en el indicador de factor de utilización, que para el caso hidráulico representó para el año 2007 un factor del 58%.

Lo anterior implica que aunque el país cuenta con una disponibilidad de potencia instalada, no necesariamente puede satisfacer los requerimientos de energía que se demanda, debido a las variables climáticas correlacionadas con los aportes hídricos.

Un factor de gran relevancia es que en los últimos cuatro años la oferta de energía en Colombia no a crecido, la capacidad instalada ha permanecido alrededor de los 13.200 MW¹¹, lo anterior se debe sustancialmente a las señales regulatorias de remuneración a los generadores, situación que se espera mejorar con la expedición de la resoluciones sobre la remuneración del cargo por confiabilidad emitidas por la CREG a finales del año 2006 y lo transcurrido en el 2007.

6.1.2. Estado del arte

El proyecto que se presenta esta enmarcado dentro de la dinámica del mercado de energía en Colombia, el cual para el caso del sector de generación es un mercado en competencia.

En la actualidad la expansión o el crecimiento de la oferta en generación de energía del país esta comprometida, como se ha mencionado anteriormente la demanda de energía crece a una tasa del 4% y el crecimiento de la oferta prácticamente es nulo.

El ente regulador del sector (CREG) ha dado señales de remuneración a los generadores con el objetivo de incentivar el crecimiento de la oferta y se

¹¹ Fuente XM, Febrero de 2008

espera que el mediano plazo (antes del 2010) se cuente con nuevos proyectos de generación.

Los periodos de implementación de nuevos proyectos dependen de su tecnología, en el caso de proyectos hidráulicos de importancia (superiores a 50 MW) implican periodos de contracción superiores a los cinco (5) años; y con costos unitarios de instalación de cerca de US\$ 2.000 por KW instalada.

Para el caso de los proyectos térmicos, estos tienen periodos de construcción inferiores a dos (2) años y costos unitarios de instalación de cerca de US\$ 1.000 por KW instalado. Lo anterior implica una oportunidad de la instalación de proyectos térmicos dada a su ventaja comparativa.

Adicional a lo anterior la instalación de plantas térmicas en boca de pozo de gas reduce los costos de producción por efecto del transporte de gas.

6.1.3. Otros Proyectos

Basados en la señales de remuneración del cargo por confiabilidad dada por la CREG, algunos inversionistas han mostrado interés en participar en la instalación de nuevas unidades generadoras. En las siguientes Tablas se relacionan los diferentes proyectos inscritos en la Unidad de Planeamiento Minero Energético y sus posibles fechas de entrada en operación comercial.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas Capacidad registrada: 1743 MW							
Tebsa	45	Ciclo Combinado	Soledad	Atlántico	Dic - 07	GECELCA S.A. E.S.P.	2
Termocol	210	Gas - Fuel	Santa Marta	Magdalena	Dic - 09	GRUPO POLIOBRAS S.A	2
Merilectrica CC	103	Ciclo Combinado	B/meja	Santander	Nov - 2009	MERILECTRICA	2
TermoFlores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Nov - 2009	TERMOFLORES S.A E.S.P.	2
CC - Endesa 1	400	Ciclo Combinado	Tauramena - Manaure	Casanare - Guajira	2012	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yariguíes	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico a Carbón Capacidad registrada: 100 MW							
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sep -09	Termocauca E.S.P.	2
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 9930 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Sep - 10	EEPP M	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Quimbo	400	Turbina Francis	Gigante, Garzón	Huila	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Chapasía	800	Turbina Pelton	Miraflores, Páez	Boyacá	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Gualco	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG - I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG - II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suárez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero - Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléct. Pescadero - Ituango S.A.	1

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 556.16 MW							
Trasvase Guarinó	--	--	Victoria	Caldas	Jun - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Trasvase Manso	--	--	Samaná y Norcasia	Caldas	Ene - 11	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	II - Sem - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Bugalagrande	40.5	--	Tulúa	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Amalme	18.6	--	Palmira - Cerrito	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Mon tañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S. P.	2
Guanaquitas	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Ocos y Gómez Plata	Antioquia	Jun - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
Caruquia	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Ocos	Antioquia	Dic - 09	HMV INGENIEROS LTDA	1
Barroso	19.9	Turbina Pelton	Salgar	Antioquia	Dic - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
PCH de Neusa	2.91	--	Cogua - Tausa	C/marca	Sin confirmar	INGAMEG	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocomá	29.7	Sin Información	Cocomá	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Eólicos Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktaí	20	Turbina eólica	Uribí	Guajira	Sin confirmar	WAYUJ S.A.	1
Cogeneración Capacidad registrada: 25MW							
Mayagüez	25	Turbina Vapor	Candelaria	Valle del Cauca	Nov - 08	Mayagüez S.A.	1

Tabla No.2 Proyectos de generación registrados ante la UPME

Los proyectos cuentan con estudios técnicos a nivel de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación de electricidad, los cuales fueron transferidos a la Nación en cabeza de la UPME como resultado del proceso de reducción de capital de ISAGEN.

Teniendo en cuenta que la UPME no asume funciones de ejecución o construcción de proyectos de generación de electricidad, elaboró el documento “Portafolio de Proyectos de Generación de Energía” para dar a

conocer las principales características técnicas de algunos proyectos, el estado de avance de los estudios realizados, promocionar y ponerlos en venta a diferentes inversionistas.

Proyecto	Tipo	Potencia MW	Entrada en Operación
Tebesa	Gas Vapor	45	Dic / 07
Cartagena 2	Fuel	63	Feb / 08
Mayagüez ¹⁰	Cogeneración	18	Nov / 08
Argos	Carbón	51	Dic / 09
Bugalagrande	Hidro	40,5	Dic / 09
Amalme	Hidro	18,6	Dic / 09
Flores IV	Gas Vapor	160	Dic / 09
Termocol	Fuel Oil	210	Dic / 09
Trasvase Guarinó	Hidro	--	Jun / 10
Amoyá	Hidro	78	Jul / 10
Porce III	Hidro	660	Sep / 10 - Ene / 11 - Abr / 11 - Jul / 11
Trasvase Manso	Hidro	--	May / 11
El Manso	Hidro	27	May / 11
TOTAL			1.203,1

Tabla No.3 Proyectos en expansión en Colombia¹².

Es importante recordar que en el mercado de energía en Colombia lo relacionado con el negocio de generación es un mercado en competencia, por lo que la estructuración de los costos de producción es la variable de gran relevancia para participar en el mercado.

El proyecto que se presenta se estructura en la base de la instalación de una (s) planta de generación térmica a gas en boca de pozo, lo que implica una reducción sustancial en los costos de producción por efecto del transporte del combustible.

¹² Fuente: UPME

6.2. MARCO TEÓRICO

La cadena productiva de la energía eléctrica desde su producción hasta su consumo final se divide en actividades específicas que en el caso colombiano se resumen en la siguiente Figura, en la cual se describen las características generales y principales de cada actividad.

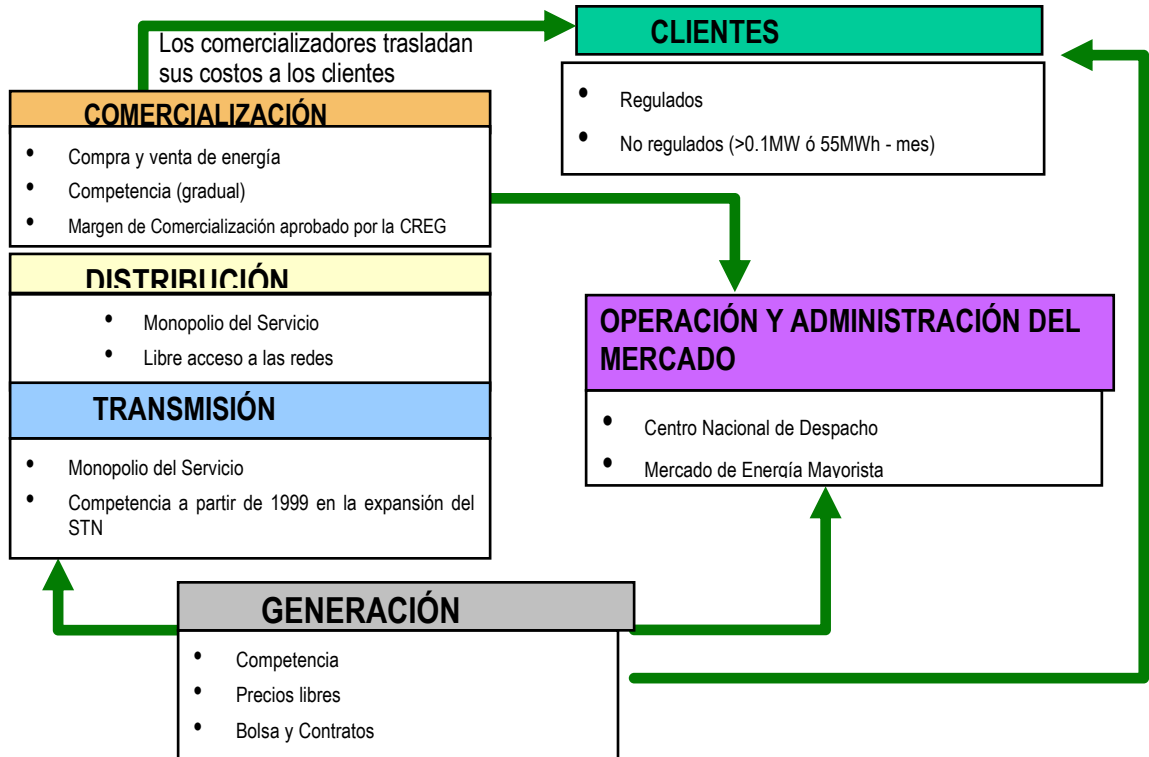


Figura No. 4: Cadena Productiva de la Energía Eléctrica

Para el caso de la actividad de generación que es en la que esta inmersa el presente proyecto se identifican condiciones particulares como son:

Un mercado en competencia, que implica la libertad de entrada y salida de competidores, lo anterior esta plenamente regulado por la CREG.

Los ingresos de un generador en Colombia se reducen a tres tipos fundamentales: (i) Los relacionados con las ventas en bolsa o mercado Spot,

(ii) Los originados por contratos bilaterales (pactación libre de precios) y (iii) Ingresos de cargo por confiabilidad.

Dado a que los ingresos de cargo por confiabilidad son el modelo de remuneración implementado por la CREG para incentivar la inversión y el crecimiento de la oferta se presenta un pequeño resumen sobre el mismo.

Cargo por Confiabilidad

Durante el año 2006 se modificó el esquema de remuneración de cargo por capacidad, el cual consistía en un cargo asignado mediante un mecanismo central administrado y que se aplicó durante diez años.

A partir de diciembre de 2006 comenzó a funcionar un nuevo esquema que remunera la confiabilidad, su asignación tanto de precio como de cantidad se realiza mediante un mecanismo de mercado (subastas), en donde concurren la oferta y la demanda, ésta última representada por la CREG.

Se estableció un período de transición de tres años en donde el precio está fijado por el regulador. Se realizarán subastas anuales para asignar las obligaciones de energía firme con períodos de anticipación de tres años. También se definió un mercado secundario de energía firme en donde participan solo los agentes generadores.

A cambio de la remuneración, el agente generador adquiere la obligación de entregar la energía firme comprometida en los eventos de escasez.

Dentro de este Marco Conceptual es importante tener presente los siguientes términos y conceptos técnicos que se desarrollan en el presente proyecto.

Generación Hidráulica

La generación hidráulica utiliza un recurso renovable, como es el agua disponible en la geografía de un país, no presenta altos riesgos técnicos y ofrece una vida útil larga. Su cuantioso requerimiento de inversión y lenta recuperación de la misma, hace indispensable el respaldo crediticio de los organismos financieros multilaterales y normalmente dada su alto nivel de inversión requieren del apoyo del sector público.

Generación Térmica.

Utiliza diferentes tipos de combustibles para el proceso de transformación de energía, térmica (obtenida de un procesos de combustión) a eléctrica. Presenta varios elementos favorables como es el hecho de utilizar menores requerimientos de inversión, no depender de variables climáticas, tener establecida previamente la disponibilidad del recurso. Dentro de sus debilidades se debe señalar el hecho de que dependen de recursos no renovable (combustibles), los impactos ambientales y control de precios ante flotaciones mundiales del precio del petróleo.

La selección del combustible depende de muchos factores tales como la disponibilidad, costos y el medio ambiente. Cada combustible tiene sus limitaciones:

- 1 **Carbón:** El mas abundante, limitaciones ambientales
- 2 **Oil:** Limitaciones ambientales y de disponibilidad.
- 3 **Gas Natural:** Limpio. Reservas limitadas.
- 4 **Combustible nuclear:** Problemas de disposición de residuos.
- 5 **Biomasa:** Relativamente nuevo y prometedor.

MEM (Mercado De Energía Mayorista)

El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el Sistema Interconectado Nacional -SIN, que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo.

En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

Son agentes del MEM los generadores y los comercializadores. Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el CND. Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM.

Cualquier generador que ingrese a este mercado puede desarrollar la actividad de generación mediante su participación libre, en igualdad de condiciones.

Este esquema operativo, así como las reglas de funcionamiento y participación han permanecido estables desde la entrada en operación del MEM, incorporando solamente las modificaciones necesarias para promover la competencia y la eficiencia en el mercado.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)

La comisión de Regulación de Energía y Gas es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía creada por las Leyes 142 y 143 de 1994.

Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Para ello tendrán las siguientes funciones y facultades especiales:

- 1 Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
- 2 Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:
 - Ⓢ Competir deslealmente con las de servicios públicos;
 - Ⓢ Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
 - Ⓢ Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.
- 1 Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de

servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.

- 2 Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.
- 3 Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore, cuando encuentre que son necesarias.
- 4 Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.
- 5 Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia
- 6 Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.
- 7 Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, acerca de quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad. La resolución debe atender, especialmente, al propósito de minimizar los costos en la provisión del servicio.

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.

Está igualmente encargado 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.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)

Es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004.

Su objetivo es realizar la Planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Fue creado por las Leyes 142 la 143 de julio 11 de 1994, su función Principal (Art. 172, Ley 142) Acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica.

EL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN es el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de esta ley y a la preservación de las condiciones de competencia. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación serán apelables ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible. Conformación (Art. 37, Ley 143)

El Consejo Nacional de Operación estará conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema de interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al 5% del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el 1% y el 5% del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución.

JOINT VENTURE

Es una modalidad de contrato de cooperación que une a dos a más personas para desarrollar un específico proyecto de carácter comercial con el propósito de obtener utilidades asumiendo los riesgos que le son propios.

6.3. MARCO CONCEPTUAL

Cargo por confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.” Resolución CREG 071 de 2006.

Permite la expansión del parque de generación en el largo plazo bajo un esquema de mercado, para lo cual se asigna una remuneración fija a las empresas generadoras, independientemente de su generación real, siempre y cuando se mantengan disponibles y cumplan con sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) cuando se presenten condiciones hidrológicas críticas.

XM: Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP es una filial del grupo empresarial ISA, encargada de prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica en el Mercado Mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional. Igualmente, presta servicios especializados afines para diferentes sectores productivos del país y la región.

SIN: Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre si: 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, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

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.

Está igualmente encargado 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.

MEM: (Mercado de Energía Mayorista) Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

CNO: Centro Nacional de Operación. Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energético: es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004.

CREG: La Comisión de Regulación de Energía y Gas regula los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido

de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

Bolsa de Energía: Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas del Reglamento de Operación, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

Mercado Regulado: Mercado de energía eléctrica en el que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.

Usuario Regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas

Mercado No Regulado: Mercado de energía eléctrica en el que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de electricidad.

Usuario No Regulado: Es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la CREG, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la

utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.

Fuel Oil: es un combustible elaborado a partir de productos residuales de los procesos de refinación del petróleo crudo, es usado especialmente como combustible en hornos, secadores y calderas. También puede utilizarse para calentadores (unidades de calefacción) y en plantas de generación de energía eléctrica.

Heat Reate: Consumo térmico específico de una planta generadora de energía.

Ciclo Brayton: Es un ciclo regenerativo que permite obtener amplios intervalos de temperatura de operación. Puede operar a temperaturas altas, porque el intercambio de calor entre el refrigerante magnético y el fluido no se realiza en los procesos de cambio de entropía isotérmico (como en el ciclo de Carnot), sino en procesos en los que la intensidad magnética permanece constante.

MBTU: Una BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales

CEE Kwh: Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad

Fazni Kwh: El fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas, FAZNI, es un fondo cuenta especial del ministerio de minas y energía colombiano, creado a partir de la Ley 633 de 2000 en sus artículos 81 al 84, y reglamentado por el gobierno nacional a través del Decreto 2884 de 2001. Su objetivo principal es el de financiar los planes, proyectos y programas de inversión destinados a la construcción e

instalación de infraestructura energética para la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía eléctrica en las Zonas no interconectadas. Dichos proyectos pueden ser presentados por las empresas privadas prestadoras del servicio de energía eléctrica, entidades territoriales o como resultado de la gestión del IPSE en soluciones energéticas para dichas zonas.

AGC Kwh: Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

OEF (Obligación de energía en Firme): Cuando el precio de bolsa supere, al menos por una hora del día, el Precio de Escasez, lo cual refleja una situación crítica, el generador al que se le asignó una OEF debe generar, según el despacho ideal, una cantidad diaria.

Desviaciones: Diferencia entre el despacho programado y la generación real para cada planta o unidad de generación que no participa en la regulación. Si la diferencia excede una tolerancia definida (5%) se aplica un criterio de penalización. Si la generación real está dentro de la banda de tolerancia, o el generador participó como regulador en la operación del sistema, a las unidades o plantas ofertadas no se le evalúa su desviación.

Mc: Precio Promedio Ponderado energía transada mediante contratos de largo plazo entre agentes del mercado mayorista de electricidad

INVERSIONISTA “A”: Cualquier inversionista o Inversionistas que participan en el proyecto, su función contra en la Operación y Mantenimiento de la Unidad de Generación a través de los suyos o terceros.

INVERSIONISTA “B”: Además de aportar, compra la energía producida por la **Unidad de Generación (UG)** y la vende al Mercado de Energía Mayorista.

6.4. MARCO LEGAL

El Mercado de energía en Colombia mediante la Ley 142 de 1994, también llamada Ley de Servicios Públicos y con base en mandatos de la Constitución de 1991, introdujo el modelo de mercados en competencia para la prestación de los servicios públicos en Colombia, sometidos a la regulación, control y vigilancia por parte del Estado.

El Estado en cuanto a la prestación de servicio de energía en particular, mediante al Ley 143 de ese mismo año, estableció el esquema aplicable a las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, estableciendo políticas energéticas, regulados , vigiladas y controladas..

La política energética está a cargo del Ministerio de Minas y Energía - MME, apoyado esencialmente en la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, quien establece requerimientos energéticos, el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión en Generación y Transmisión, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

La regulación es establecida por la CREG, de la cual son miembros el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Director de Planeación Nacional, además de los Expertos de la Comisión, y la vigilancia y control lo ejerce la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

Para la Generación de energía en especial con la ley 143 entro a regir:

- ✓ Resolución No. 18 0036 de Enero 17 de 2006, se definió la metodología para establecer los volúmenes máximos a los grandes consumidores ubicados en las Zonas de Frontera

- ✓ Resolución CREG-025 de 2007 establece las normas sobre la participación en la actividad de generación de energía eléctrica
- ✓ Resolución CREG-091 de 2007 por la cual se establecieron las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas no interconectadas.
- ✓ El cargo por confiabilidad, el cual consiste en un cargo asignado mediante un mecanismo central administrado y que se aplicó durante diez años. Este nuevo cargo que reemplazó al Cargo por Capacidad, opera desde el primero de diciembre de 2006 y permite asegurar la disponibilidad de recursos para abastecer la demanda y un precio eficiente de dichos recursos. Funciona subastando entre generadores las OEF (Obligación de energía en Firme) requeridas para cubrir un nivel de demanda del Sistema. Al generador que se le asigna una OEF (Obligación de energía en Firme) recibe una remuneración conocida y estable en un periodo determinado, y se compromete a entregar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral previamente establecido. La liquidación la realiza el ASIC y es pagada por los usuarios a través de tarifa. (Resolución CREG 071).
- ✓ Ley 222 de 1995:

Respecto a la ley aplicada al tipo de contratación que se podría manejar este proyecto respecto a la modalidad de Joint Venture son:

- ✓ Ley 80 de 1993 Artículo 7-Solo compromete las rentas y otros hechos sujetos a impuestos de los consocios y uniones temporales, con ocasión de las relaciones jurídicas relativas a dicha contratación.

- ✓ Estatuto Tributario artículo 13- Se incorporo el Joint Venture como sujeto tributario

PARTE II: DESARROLLO DEL PROYECTO

7. MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA UN PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO

7.1. COMPORTAMIENTO DE VARIABLES DEL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO.

7.1.1. DEMANDA DE ENERGIA.

Con el objetivo de alcanzar una adecuada información para el desarrollo del modelo financiero, se incorporaron datos actuales de Demanda de energía y potencia máxima, entregados por la UPME en el plan de expansión 2008-2022, y con la información suministrada se tomó como base el año 2007 y la proyección de acuerdo con una combinación de modelos econométricos, de participación y de optimización, con el fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico.

PROYECCIÓN DE DEMANDA (PESOS CORRIENTES)						
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL(Gwh)	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTANDER(Gwh)	CRECIMIENTO DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL (%)	DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA NACIONAL(MW)	DEMANDA DE MAX POTENCIA ELÉCTRICA SANTANDER(MW)	CRECIMIENTO POTENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL (%)
2009	59.019	1.823,80	4,80%	9.967	536	4,33%
2010	61.678	1.905,87	4,50%	10.404	560	4,39%
2011	64.155	1.982,49	4,02%	10.810	581	3,90%
2012	66.980	2.069,72	4,40%	11.246	605	4,03%
2013	69.562	2.149,61	3,86%	11.696	629	4,01%
2014	72.351	2.235,81	4,01%	12.152	654	3,90%
2015	75.189	2.323,45	3,92%	12.615	679	3,81%
2016	78.320	2.420,11	4,16%	13.094	704	3,80%
2017	81.238	2.510,14	3,72%	13.600	732	3,87%
2018	84.418	2.608,54	3,92%	14.117	759	3,80%
2019	87.787	2.712,62	3,99%	14.664	789	3,88%
2020	91.157	2.816,78	3,84%	15.176	816	3,49%

Tabla No.4 Proyección de Demanda

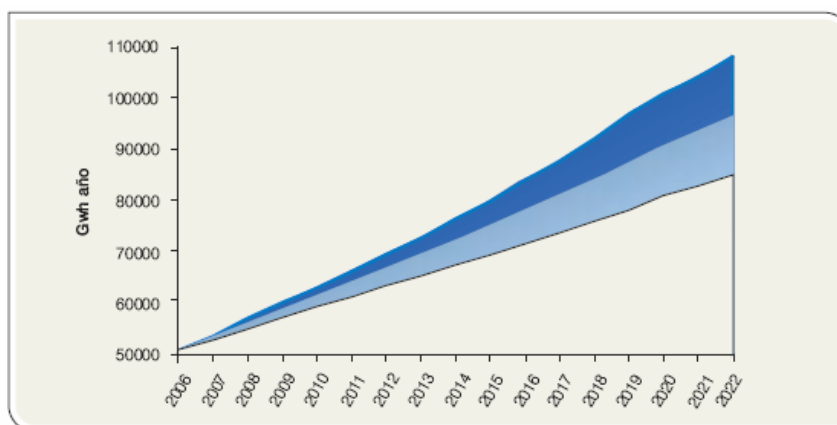


Figura No. 5 Proyección de demanda Nacional 2007-2022

En la tabla No. 5 se presenta un comportamiento real a Agosto de 2008 de la demanda de energía comercial por regiones geográficas del país, obsérvese que el crecimiento de la demanda de la región del Nordeste en la que se encuentra involucrado el Departamento de Santander creció a un 4.6% porcentaje que es superior al promedio Nacional que es del 0.8%, la cual se ha venido incrementando sustancialmente, y que lleva a la incorporación de nuevos proyectos de generación en especial el departamento de Santander.

Demanda Comercial por Región Geográfica

Gwh/Mes

REGION	AGO-2007	AGO-2008	CRECIMIENTO (%)
CENTRO	1,163.1	1,175.8	1.1
SUROCCIDENTE	1,080.2	1,068.3	-1.1
COSTA ATLÁNTICA	868.2	895.1	3.1
ANTIOQUIA	704.3	692.9	-1.6
NORDESTE	440.7	461.1	4.6
CARGA STN Y TIE	280.9	278.5	-0.9
CHOCÓ	13.1	13.9	6.8
TOTAL	4,550.5	4,585.7	0.8

Tabla No.5 Demanda Comercial por Región Geográfica

7.1.2. PRECIO DE BOLSA Y PRECIOS DE VENTA DE ENERGIA DE LARGO PLAZO.

El mercado de energía como generador o comercializador necesita una serie de parámetros representativos con el fin de hacer un seguimiento a la dinámica del sector eléctrico colombiano que son: a). El precio de Bolsa, el cual se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación. Para el caso de las plantas Termoeléctricas que es el estudio exclusivo que se le está haciendo al proyecto el precio fijado es de acuerdo con el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta. b) Contratos de compra y venta de energía con comercializadores u otros generadores a precios acordados libremente entre las partes, para este caso se definió solo precio de venta en contratos.

De acuerdo con los parámetros mencionados anteriormente se realizó una proyección de precios promedio de bolsa y de precios promedio de contratos de venta, basados en las series históricas conocidas de estas dos variables y efectuando una consulta a XM para la corrida del modelo estadístico de proyección de precios de mercado (Modulo del programa MPODE), se estableció la siguiente proyección de precios corrientes.

Año	PRECIO PROMEDIO PONDERADO VENTAS EI CONTRATOS (\$/Kwh)	PRECIO PROMEDIO PONDERADO EI BOLSA (\$/Kwh)
2009	104,50	103,80
2010	119,00	118,72
2011	132,10	130,00
2012	151,50	157,30
2013	171,60	175,00
2014	195,00	191,00
2015	222,00	225,60
2016	231,24	230,90
2017	239,84	239,49
2018	249,24	248,88
2019	259,18	260,40
2020	269,14	250,80

Tabla No.6 Proyección de Ventas en Contratos y Bolsa¹³

7.1.3. DISPONIBILIDAD Y PRECIOS DEL GAS NATURAL.

La disponibilidad del suministro de gas y su precio son las variables más importantes en la viabilidad financiera del presente proyecto, ya que es una de las fuentes de generación de energía la cual es empleada por un ciclo combinado para alimentar las turbinas y así generar energía eléctrica.

En la actualidad los precios del gas son regulados por la CREG y la variable del costo del transporte ha incrementado notoriamente el precio de colocación del gas en centrales de generación que vuelven inviable la producción de energía eléctrica a base de gas. En la tabla No.7, se presenta el resumen de los precios del gas natural actual y proyectado para el Departamento de Santander.

¹³ Fuente: XM. ESP

Proyección GAS Nacional

Año	DEMANDA GAS NATURAL	PROMEDIO PRECIO GAS NATURAL	PROMEDIO PRECIO BOCA POZO
2007	400.95	6,630	4,587
2008	412.12	6,599	4,556
2009	418.38	6,303	4,260
2010	423.58	4,710	2,494
2011	426.36	4,568	2,353
2012	430.08	4,443	2,228
2013	433.58	4,345	2,129
2014	436.77	4,290	2,074
2015	440.05	4,319	2,104
2016	443.37	4,375	2,159
2017	446.8	4,418	2,188
2018	450.22	4,442	2,226
2019	453.75	4,478	2,262
2020	457.3	4,515	2,299
2021	493.88	4,569	2,326
2022	533.39	4,623	2,354

Tabla No.7 Proyección de Gas Precios/ Demanda¹⁴

Obsérvese que con los anteriores precios la generación de energía eléctrica a base de gas no sería competitiva, máxime que como se explicó anteriormente la componente hidráulica de generación es cercana al 70%.

La disponibilidad de gas a boca de pozo, reduce los costos de transporte y por ende su precio. Por lo anterior generar energía eléctrica a boca de pozo es la estrategia.

En el caso del gas natural, para la estimación del precio en boca de pozo de los campos de Guajira, Opón y Payoa se utilizan los procedimientos establecidos en la resolución CREG 119/2005, empleando la proyección de Fuel Oil NY del EIA-DOE. El precio del gas proveniente de Cusiana se estimó en 1.50 US\$/MBTU constantes de 2003 para el horizonte de proyección. Ver figura No.8

¹⁴ Fuente: UPME

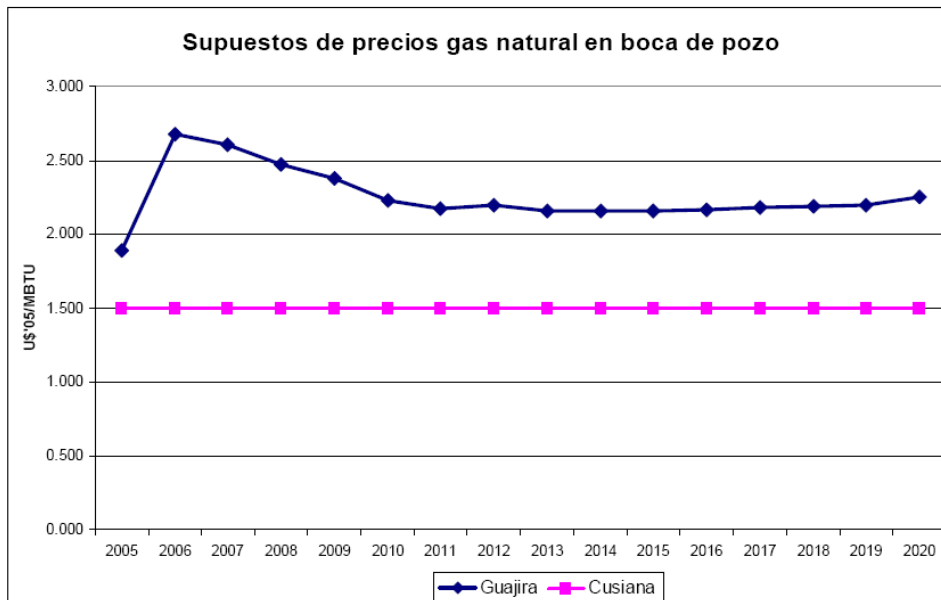


Figura No. 6 Supuestos de precios gas natural boca de pozo¹⁵

El costo de transporte de cada tramo de gasoducto es proyectado aplicando las resoluciones vigentes. El valor del transporte del gas para cada planta de generación es la suma del costo de los tramos necesarios para llevar el gas desde su fuente de suministro hasta la planta. El precio final es la suma del precio boca de pozo (de un campo determinado según los contratos definidos o el que represente el costo mínimo), más el costo del transporte desde el campo productor a la planta de generación. Para realizar el análisis de proyección de acuerdo con la Figura No. 8 la UPME lo consideró como base los contratos de suministro y transporte vigentes.

¹⁵ Fuente: Proyección de Demanda de Gas Natural. UPME

7.2. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS UNIDADES SELECCIONADAS

El mercado de unidades de generación térmicas que emplean turbinas a gas consideran una gran gama de clases y modelos, en esencia la identificación o determinación de la unidad a seleccionar se basa en dos aspectos fundamentales:

La eficiencia térmica o Heat Reate (Consumo térmico específico), y el régimen de trabajo.

En el presente proyecto se propone adquirir e instalar una unidad de generación térmica a gas de ciclo Brayton cuya eficiencia térmica si bien es cierto no es optima (El Heat reate oscila a entre 7.500 o 14.500 BTU/Kwh), si son de fácil y rápida instalación (Unidades modulares bajo costo de inversión).

El régimen de trabajo al que será sometida la unidad es un régimen continuo que en el largor técnico se conoce como un régimen de trabajo pesado. Por la anterior razón después de un análisis técnico de precios de disponibilidad de repuestos de asistencia técnica, de programa de mantenimiento se recomendó adquirir unidad de marca General Electric de referencia LMS 100^R.

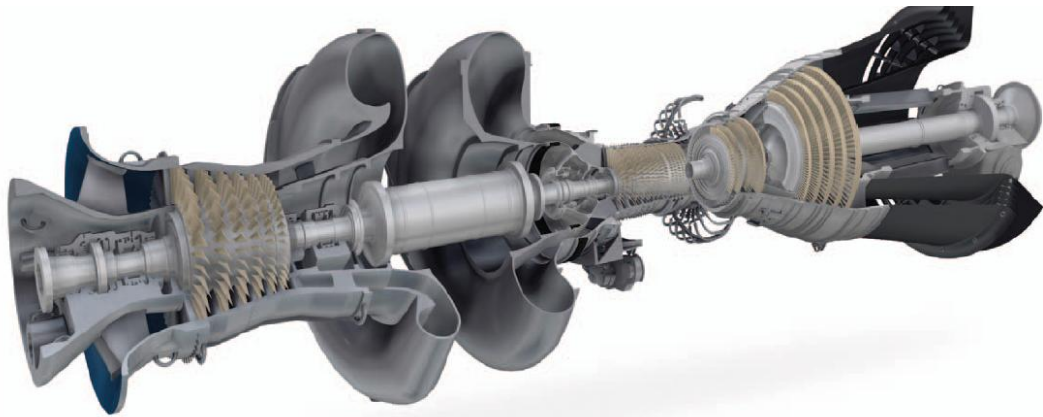


Figura No. 7 LMS100^R FLEXIBLE POWER

Los datos técnicos de la unidad seleccionada se resumen a continuación:

La LMS100, de 100 megavatios, representa la primera combinación en General Electric de componentes de turbinas de gas industrial de GE Power Systems con turbinas de gas aeroderivadas de GE Aircraft Engines, generando una importante ganancia en la eficiencia de la turbina de gas.

En ciclo simple, la LMS100 tiene una eficiencia del 46 %, un 10% más que la turbina GE más eficaz hasta ahora, la LM6000. En ciclo combinado, la eficiencia es del 54%. Un punto clave de estos altos niveles de eficiencia es la utilización de tecnología de refrigeración externa al motor pero que forma parte del sistema de compresión de la turbina. La LMS100 es la primera turbina de gas en utilizar esta tecnología.

La LMS100 puede ser empleada en varias aplicaciones: ciclo simple, ciclo combinado para la generación de energía eléctrica y también en aplicaciones en las que se combina la energía térmica y eléctrica. En el futuro también se dispondrá de una aplicación para usos de accionamiento mecánico.

Presenta características no disponibles en otras turbinas de gas de 80 a 160

MW como: alto rendimiento a carga parcial, posibilidad de hacer ciclos en diferentes regímenes sin afectar el coste del mantenimiento, en días calurosos el ratio de pérdida de potencia no es muy acentuado, también dispone de un diseño modular que facilita el mantenimiento y mejora la disponibilidad. Puede alcanzar plena carga en 10 minutos y tiene capacidad de adaptación a la variación de carga. También cuenta con una eficiencia eléctrica del 40% a una carga parcial del 50%, es decir, más que la mayoría de las turbinas a plena carga. La LMS100 puede operar con aplicaciones de 50 y 60 hertzios sin caja reductora.

LMS100 ISO Performance Data

Model	ISO Base Rating (kW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Efficiency%	Mass Flow (lb/sec)	Turbine Speed (RPM)	Exhaust Temp (F)	Comments
LMS100PB	97,718	7,592	45.0%	453	3,600	783	DLE, 25 ppm NO _x
LMS100PB	97,878	7,579	45.0%	453	3,000	784	DLE, 25 ppm NO _x
LMS100PA	103,112	7773	43.9%	469	3,600	770	water injected to 25 ppm NO _x
LMS100PA	103,162	7769	43.9%	469	3,000	767	water injected to 25 ppm NO _x

Conditions: Performance at the generator terminals; NO_x = 25 ppm or 50 mg/Nm³; 59F or 15C, 60% Relative Humidity; No Losses; Fuel Spec. Gas (LHV= 19,000 BTU/lb)

Tabla No.8 Datos de Desempeño

Los ciclos de mantenimiento de la unidad son los que se presentan a continuación.

LMS100 service intervals

Interval	Scheduled Maintenance Action	Outage Duration
4,000 hours (every 4K h)	Borescope inspection (includes cool-down time)	12 hours
25,000 hours	Hot section interval* 1) On-site hot section replacement (combustor, HPT, IPT)	4 days ^(a)
50,000 hours	Depot maintenance ^(b) 1) Major hot section overhaul (combustor, HPT, IPT) 2) Inspect booster, intercooler, scroll frames, HPC, aft shaft and bearings ^(c) 3) Power turbine overhaul	4 days ^(a)
75,000 hours	Hot section interval ^(b) 1) On-site hot section replacement (combustor, HPT, IPT)	4 days ^(a)
100,000 hours	Depot maintenance ^(b) 1) Major hot section overhaul (combustor, HPT, IPT) 2) Inspect booster, intercooler, scroll frames, HPC, aft shaft and bearings ^(c) 3) Power turbine overhaul	4 days ^(a)

(a) Rotable module installed during maintenance period.

(b) Lease/spare "supercore" and Power Turbine modules are installed during maintenance period. For depot maintenance, outage duration is 60 days if no spare/lease module(s) are used.

(c) Roller and ball bearings are replaced at 50,000 hours; hydrodynamic bearings are inspected.

Tabla No.9 Ciclos de Mantenimiento

Los supuestos de las características de la unidad se puede observar en el anexo No.2

7.3. ESTRUCTURA DE COSTOS UNITARIOS DE PRODUCCION.

El objetivo fundamental de la planificación del costo de producción, consiste en la determinación previa de los gastos indispensables para obtener la generación de energía eléctrica efectiva de la unidad LMS 100 de 100 MW de potencia, con la calidad establecida y en cumplimiento de las normas ambientales y regulatorias del sector eléctrico colombiano.

Teniendo en cuenta las condiciones contractuales y financieras del modelo de riesgo compartido y dadas las características del mismo que se explicarán mas adelante, la estimación de los costos del proyecto es fundamental. La técnica de valoración de los costos de producción se baso en el uso de costos predeterminados.

■ **Costos predeterminados- Teóricos**

Los costos predeterminados, como puede apreciarse en las definiciones conceptuales, son aquéllos que se calculan antes de comenzar el proceso de producción de energía eléctrica; y según sean las bases que se utilicen para su cálculo, se dividen en Costos estimados y Costos estándar.

El costo estimado indica lo que podría costar una actividad o elemento con un grado de aproximación relativo, ante la inexistencia de normas que permitan calcularlo con absoluto rigor. El objeto de los costos estimados es conocer de forma aproximada cual puede ser el costo de producción.

El costo estándar constituye la técnica más avanzada de los costos predeterminados. Para su establecimiento se requiere una rigurosa base normativa en los aspectos metodológicos y organizativos, así como una confiabilidad y exactitud en los datos que se utilicen para su cálculo.

Representa el "costo objetivo" de la empresa, es decir lo que debe costar un producto o grupo homogéneo de productos, por lo que permite el análisis preciso de la eficiencia alcanzada en la actividad productiva.

Cuando aún las condiciones organizativas y la calidad de las normas que exige el costo estándar no han sido logradas, se utiliza el costo normado, el cual permite una determinada precisión, al contar con una base normativa menos rigurosa y condiciones organizativas aceptables.

Con vistas a asegurar el correcto análisis del comportamiento de la eficiencia productiva en cada Kwh generado, es necesario el cálculo del costo unitario, que es la base de la oferta de la energía producida.

La determinación de los costos y el costo unitario de producción debe ser lo más profundo posible, ya que es la base teórica de los costos del Modelo financiero que se explicara mas adelante.

Las **desviaciones** entre los costos reales y lo previsto (teórico), son los ajustes que se explicarán en el Modelo financiero de ajuste de operación comercial y que tiene por objetivo compensar las desviaciones entre las partes del modelo de riesgo compartido.

- **Costos Predeterminados Teóricos De Este Proyecto Para La Administración, Operación Y Mantenimiento De La Planta De Generación Lms 100 De 100 Mw son:**

Gastos de Administración (CAjt)

Pagos Asociados a los costos Administrativos, corresponde a los Salarios, administración de oficina, Honorarios Asesoría contable, Revisoría fiscal, Honorarios Médicos, Honorarios Asesorías técnicas , Servicios Públicos, Arriendo oficinas, Aseo y cafetería, Útiles papelería y fotocopias, Transporte, Hoteles, parqueaderos.

Para la determinación anual del valor se utilizaron valores estándar mediante un sistema de comparación con empresas óptimas similares. Arrojando un valor \$482.000.000

Reservas para Mantenimientos (COP) (RM_{jt})

Corresponde a una Provisión para los Mantenimientos programados que se muestran en el numeral 7.2. Esta provisión se basa en unos criterios de confiabilidad y calidad de servicio de energía eléctrica¹⁶. La metodología de cálculo consiste en que por cada MWh generado se aprovisionan 3,3 US\$.

Para determinar el valor teórico se considera un factor de utilización de la unidad del 80% es decir, la unidad generaría:

Generación Anual de la Unidad = $100 \text{ MW} * 365 \text{ Días} * 24 \text{ Horas} * 0,8$

Generación Anual de la Unidad = 700.800 MWh.

Este factor de utilización se tendría entre la relación de energía efectivamente producida y la energía máxima posible.

Se considera que por cada arranque y parada de la unidad, se “consumen” 20 horas de generación de la unidad, se planteo un supuesto de que la unidad anualmente tendría 12 arranques y paradas.

Para los años en que se efectúen los mantenimientos programados el factor de utilización se reduce al 75%. Se debe por el periodo de mantenimiento, dado que se toman 20 días adicionales para el anterior mantenimiento.

Con los anteriores datos se efectúa la provisión anual de las Reservas de Mantenimiento.

Seguros y garantías (SG_{jt})

¹⁶ Los criterios corresponden en la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Corresponde a los Pagos de seguros todo riesgo del proyecto y responsabilidad civil y garantías. Se efectuó una investigación de este mercado y se considero un valor estándar de US\$ 240.000 anual (Ver Anexo No.1), que involucra una cobertura del 100% del valor de reposición a nuevo y del 100% del Incremento de los Costos Operacionales (ICO), el deducible es del 10%.

Consumo de Gas (Gas_{jt})

Los precios del Gas a utilizar se muestran el numeral 7.1.3, que en resumen significan 0.7 US\$ por MBTU como costo total.

Para determinar el consumo del gas se emplea el consumo térmico específico (Heat Rate) de la unidad LMS 100 garantizada por el fabricante y cuyo valor es de 7.592 BTU/Kwh. Este valor esta dado con el poder calorífico bajo del gas (HLV) por lo que es necesario incrementarlo en un 10% para referenciarlo al poder calorífico alto del gas (HHV) lo que implica un consumo de 8.352 BTU\Kwh.

Con la energía proyectada a generar cada año en Kwh. y con un poder calorífico del gas a quemar de 1.050 BTU /Pies Cúbicos se proyecta que la unidad o planta de generación consumirá 15.27 Millones de pies cúbicos día (MPCD) de gas.

Los resultados del valor del gas se muestran en el modelo financiero.

Dada la importancia del gas en este proyecto se efectuó el análisis de las reservas comprobables del mismo y se solicitaron las respectivas pruebas extendidas para garantizar que la disponibilidad del mismo fuera superior a

los 20 años. El gas fue caracterizado físico-químicamente para comprobar que se puede utilizar como combustible en la Unidad LMS 100^R.

Sobre el contrato de suministro de gas se comprobara que este debidamente soportado y que en el se garantice la confiabilidad y disponibilidad del mismo.

Costos Corporativos (CC_{ojt}): Nomina personal, seguridad, HSE, Salud Ocupaciones, Relaciones con la comunidad. Arrojando un valor de \$540.000.000

Consumibles ($Cbles_{jt}$) : Lubricantes, Combustibles, Grasas, Filtros. \$120.000.000

Operación y Mantenimiento Línea ($O\&ML_{jt}$): Contrato de conexión de la planta, Contrato de Operación en subestación. El documento soporte de esta contratación serán las tarifas aprobadas por la CREG para conexión y costos a negociar en el contrato de operación y mantenimiento. Para este caso el valor teórico será de \$104.000.000

Operación y Mantenimiento de la Planta ($O\&MP_{jt}$): Los costos de administración para la operación y mantenimiento de la planta, para este caso el valor teórico será de \$660.000.000

Impuestos de Operación ($lpto_{jt}$): Se ajustará con corte al año de operación comercial, a partir de la entrada.

■ **Costos Asociados de Generación (CG_{jt})**

Compra de Energía en Bolsa (CEB_{jt}): Cargo por el cual el Inversionista “A y B” tendría que pagar a prorrata de su participación al ASIC, si existiera una eventualidad en la UG, que no permitiera cubrir sus obligaciones de Venta de Energía al Mercado de Energía Mayorista. Para este modelo se contemplará otros conceptos que complementan las compras en Bolsa que son: Desviaciones, Responsabilidad Comercial AGC, Regulación primera de frecuencia, holgura.

CEE Kwh (CEE_{jt}): Costo equivalente de energía del cargo por capacidad, que es usado para efectos de cotización en bolsa se calcula cada mes mediante la fórmula:

$$CEE = \frac{CRT \times VMC}{ETDP}$$

donde,

- CRT (kW), Capacidad Remunerable Teórica.
- ETDP (kWh), Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes.

VMC (\$/kW-mes), Valor Mensual del Cargo por Capacidad calculado en pesos a la tasa representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE.

Este valor es publicado por XM archivo CC versión TXF que respalda la facturación.

Fazni Kwh: Fondo de Apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas, corresponden a recursos por contribución según el artículo 81 de la Ley 633 de 2000, en el cual se reglamenta que por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del

sistema de intercambios comerciales (ASIC) recauda un peso (\$1.00) m/cte de los agentes generadores.

AGC Kwh: Costo de Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

Cálculo correspondiente a la responsabilidad por **AGC**:

$$AGC_k = \frac{\sum_{i=1}^n 2 * HO_i * Pof_i}{\sum_{i=1}^m Q_i}$$

Donde:

j: Generador despachado en el Despacho Programado

n: Número total de generadores despachados para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

m: Número total de generadores despachados en el Despacho Programado

k: Período horario del Despacho Programado

AGC: Costo unitario del servicio de AGC

HO: Holgura asignada al generador j

Qj: Generación programada para el recurso j en el Despacho Programado

Pofj: Precio de Oferta del recurso j en la hora k.

Ley 99: Es distribuido de acuerdo con el porcentaje de las ventas brutas por generación termoeléctrica.

La distribución del 4% de las ventas brutas de energía por generación propia en caso de generación termoeléctrica de que trata el artículo 45 de la Ley 99 de 1993 se hará así:

1. El 2.5% para la Corporación Autónoma Regional para protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.
2. El 1.5% para el municipio o municipios donde está situada la planta generadora, que será destinado para obras previstas en el Plan de Desarrollo Municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental, entendidos como ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

Cuando la planta se encuentre ubicada en más de un municipio o distrito, el 1.5% se distribuirá a prorrata del área que cada municipio o distrito tenga con respecto al área total de la planta.

Otros Egresos (oTROSE_{jt}): Deducible de los seguros en caso de siniestro.

7.4. ESTRUCTURA DE INGRESOS

Ingresos por pagos del Inversionista “A” del año j (Ijt) : La Facturación del Inversionista “A” al Inversionista “B”. El Ajuca de la UG reflejará la correspondiente factura.

Ingresos por cargo por Confiabilidad del año j (CCjt): Ingreso del Inversionista “A” que es publicado por XM archivo cc. Versión TXF.

Otros ingresos del año j no contemplados en el modelo relacionado con la operación comercial (Oijt): Estos ingresos son publicados por el informe de ventas de XM.

Estos ingresos se pueden observar en los anexos No. 2 y No. 3

7.5. ANALISIS DE MODELOS CONTRACTUALES DE RIESGO COMPARTIDO CON SUS IMPLICACIONES TRIBUTARIAS Y LEGALES.

El contrato de Joint Venture o contrato a riesgo compartido es una modalidad de contrato de cooperación que une a dos o mas personas para desarrollar un específico proyecto de carácter comercial con el propósito de obtener utilidades asumiendo los riesgos que le son propios¹⁷. Dicho en otras palabras, es un acuerdo de voluntades por el cual un número plural de personas ponen a disposición de un proyecto particular y concreto, su dinero, propiedades, tecnologías, tiempo, experiencia, con la obligación de compartir riesgos, ganancias o pérdidas de manera proporcional al esfuerzo aportado y con la responsabilidad solidaria frente a terceros¹⁸. Dentro de las características de esta modalidad contractual se precisan las siguientes:

1. Como contrato de Colaboración o agrupación exige la coparticipación de dos o más sujetos de derecho¹⁹.
2. Exige una división del trabajo y de la responsabilidad, pues la causa del contrato es optimizar las ventajas comparativas que ofrece los integrantes del mismo como adecuación de los medios para lograr el objetivo empresarial trazado¹⁷.
3. Característica esencial es compartir tanto los riesgos como los logros del proyecto. Es decir, cada uno de sus miembros participa de los riesgos, de las perdidas o de las utilidades, en proporción porcentual a su participación¹⁸.

¹⁷ ARRUBLA PAUCAR, Jaime Alberto. Contrato Mercantiles Tomo II 2 Edi Bogotá

¹⁸ CUBEROS DE LAS CASAS, Felipe Aproximación al contenido del contrato de Joint Venture

¹⁹ LE PERA, Op cit.,p69, la Obra de Rowey "Modem Law of Partnership

¹⁷ Idid., p.70 La definición de Kirkpatrick. Smith,248 P 2d

¹⁸ ROITMAN, Horacio y otros. Joint Ventures Revista del Derecho Comercial y de las Obligaciones. Ediciones Depalma

4. No constituyen una persona jurídica pues se trata de un contrato de coordinación entre empresas y empresarios
5. No cuenta con patrimonio propio
6. No son sujetos de derecho
7. No dan nacimiento a un ente distinto a los miembros que la integran

De lo que no existe duda, es que su aplicación tiene un origen contractual, creado por un conjunto de personas que en la actualidad conforman en ente, que combinan sus propiedades y por tanto el desarrollo del mismo dependerá de los términos del contrato, de las actuaciones de las partes, y de la naturaleza de las empresas.

7.5.1. CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO

7.5.1.1 ATÍPICO E INNOMINADO

Este es un contrato atípico por cuanto sus elementos esenciales y denominación no se encuentran determinados en la ley, sino en la costumbre y en la aplicación del derecho comercial comparado¹⁹.

7.5.1.2 PRURILATERAL

Se trató de un contrato originado en la pluralidad de partes, que pueden ser personas naturales o como lo establecen algunas legislaciones comparadas solo entre personas jurídicas nacionales o extranjeras, públicas o privadas, las cuales se unen para el desarrollo o ejecución de una obra, servicios o

¹⁹ ARRUBLA, PAUCAR, OP. Cit. P 258

suministros concretos, que deben ser complementarios o accesorios del objeto social de los participantes²⁰.

Al igual que el contrato de sociedad el Joint Venture supone la unión de actividades de dos o más sujetos para el logro del objetivo específico. Todos los integrantes están de frente al objetivo, no como en el contrato bilateral que tiene como esencia únicamente dos partes con intereses correlativos.

7.5.1.3 TRANSITORIO

Como quedó señalado éstos contratos son de carácter transitorio, lo que quiere decir que están destinados a perecer, una vez se cumplan los objetivos específicos para los cuales fueron celebrados y por lo tanto están sujetos a un plazo determinado, que coincide con la realización del objeto para el cual fue creado²¹.

7.5.1.4 DE OBJETO ESPECÍFICO

Están limitados a un fin específico, porque sus actividades son concretas y persiguen la satisfacción de un fin determinado, que debe estar previsto en forma clara y precisa; que puede ser para el desarrollo de una obra, la

²⁰ Ley Española 18 de 1982

²¹ Concepto de 2003 de Octubre 09. Consejo de Estado. Sala de Consulta y Servicio Civil. Aporte Santos, Gustavo "Por eso el acuerdo consorcial y el de unión temporal han sido denominado contrato de colaboración o de agrupación, y como son limitados en el tiempo, pues su objetivo se refiere a una sola contratación, sin perjuicio de que posteriormente surjan otras en las cuales se asocien también, se les consideró en el anteproyecto inicial de legislación comercial que finalmente desembocó en la ley 222 de 1995, como modalidades del llamado contrato de unión transitoria, el cual no quedó consagrado en dicha ley. Es claro que el consorcio o la unión temporal no constituye una nueva persona jurídica y por ello es que todos sus integrantes deben suscribir tanto la propuesta como el contrato, en caso de resultar favorecidos en la licitación o con acuerdo, independientemente de que designen una persona que represente al consorcio o la unión temporal, para todos los efectos", como señala el parágrafo 1 del artículo 7, pues tales agrupaciones no tienen existencia jurídica propia y por ende, cada uno de sus miembros debe obligarse directamente con su firma y marcar así su solidaridad en el compromiso que asume con los otros. La persona nombrada como representante tiene el carácter de representante legal de cada uno de éstos. De igual manera, si los integrantes del consorcio o la unión demandan o son demandados jurídicamente, por causa de la propuesta o contrato celebrado con la entidad, deben para actuar válidamente en el proceso, comparecer todos y así integrar el litisconsorcio necesario activo o pasivo.

prestación de un servicio o para un contrato de suministro, entendiéndose que no es una obra, servicio o suministro en el sentido literal, sino que debe existir una sola finalidad en el desarrollo de las mismas. El Joint Venture debe destinarse a la ejecución de un único proyecto, lo que determina el que su duración sea corta o de ejecución inmediata.

7.5.1.5 DE COLABORACIÓN

El Joint Venture se celebra con expectativa de cada uno de sus integrantes de que los otros tiene una ventaja comparativa de la cual el no goza y sin la cual no puede lograr por si solo la realización de la obra, bien o servicio. De modo que la colaboración o la agrupación entre sujetos con fines comerciales constituyen un elemento esencial del contrato. Para que exista un Joint Venture, todos los participantes deben efectuar una contribución que permite la combinación de los activos, dinero, habilidades y conocimiento de todos los participantes, que tiene como finalidad la obtención de un lucro, en la ejecución de la aventura particular. Lo que genera un derecho de propiedad en común sobre los bienes aportados.

El grado de integración de las empresas, entorno a la participación de cada una de ella es la planeación y realización del proyecto, viene a constituirse en elemento determinante de la formación de joint venture²². La gama va desde la integración absoluta, conforme a la cual las empresas persistentes desaparecen dando paso a una nueva resultante de la concentración (Una fusión); pasando por distintas formas de integración parcial, hasta simplemente la puesta en común de esfuerzos, recursos y elementos al servicio exclusivo del proyecto, sin ningún tipo de integración societaria, que es lo que denominaríamos el joint venture propiamente dicho.

²² GUARDIOLA, S.E. Obra citada. Pag. 297 y298

7.5.1.6 NO CONSTITUYE UNA PERSONA JURÍDICA DIFERENTE DE SUS INTEGRANTES

El Joint Venture no constituye una sociedad, carece de personalidad, no es sujeto de derecho, es un contrato de coordinación entre empresas o empresarios, resultado de acuerdos empresariales que tienden a establecer, organizar y desarrollar operaciones en las que tienen total o parcialmente intereses comunes, con un reparto o división del trabajo en los partícipes para el cumplimiento de la finalidad que los agrupa²³. Las empresas participantes mantienen su propia individualidad. Y se crea un derecho de control mutuo en el gerenciamiento de la empresa²⁴.

7.5.1.7 ONEROSO

El Joint Venture tiene por objetivo la producción de bienes, ejecución de obras o prestación de servicios con destino al mercado, siempre con la finalidad de lucro individual de cada uno de los participantes. En consecuencia exige que todas las partes corran en proporción a su participación con los costos y riesgos del proyecto, con la expresa intención

²³ MARZORATE. Osvaldo. Alianzas Estratégicas y Joint Ventures. Buenos Aires, Argentina

²⁴ Concepto de 1997, enero 30. Consejo de Estado. Sala de Consulta y Servicio Civil. Osorio Isaza, Luis Camilo. “ Tal como puede inferirse de lo expuesto, no se constituye el consorcio en una persona jurídica autónoma e independiente de quienes participan en su conformación para los efectos de la presentación de una misma propuesta para la adjudicación, celebración y ejecución de un contrato, lo cual no obsta de modo alguna para que se designe un representante, con capacidad para contratar y obligar al consocio(art. 6, Ley 80/93). La categoría de persona jurídica, privada o mixta, no puede predicarse de los consorcios ya que carecen de personalidad jurídica. En efecto para la existencia de personas jurídicas se requiere de un acto jurídico positivo (de la constitución, la ley, ordenanza o acuerdo municipal o convenios, en el caso de personas descentralizadas de segundo grado) que les de nacimiento y establezca su estructura y características; tampoco aparece en listado en las denominadas entidades estatales que detalla el art. 2 de la ley 80/93. Por ello carece de los miembros que conforman directamente del consorcio; en el caso de prosperar, que administra recursos públicos y privados de origen cooperativo, tampoco podría afirmarse que su naturaleza es pública o mixta porque carece de personería. El hecho de administrar recursos estatales en cumplimiento de las prestaciones que son objeto de obligaciones contractuales, tampoco imprime personalidad pública al contratista, en este caso el consorcio; como tampoco se trasmite a éste el carácter público o privado de las personas participantes del consorcio. El consorcio es entonces una forma no societaria de relación o de vinculación de actividades e intereses entre distintas personas que no genera otra persona jurídica, con miras a obtener la adjudicación, celebración y ejecución de contratos, regida por las condiciones que tienen a bien acordar los participantes del consorcio.

de obtener utilidad. Búsqueda de Utilidad Común. No es esencial para la existencia de un Joint Venture que las partes intervinientes acuerden dividirse las pérdidas; puede estipularse que todos participen en ellas, o que sólo algunos las soporten²⁵.

7.5.1.8. ALEATORIO

Porque sus integrantes emprenden una empresa común, cada uno de ellos deposita su confianza en que con tales medios comunes se alcanza el objetivo, de tal modo que deben compartir los riesgos. Tradicionalmente el Joint Venture supone la realización de una actividad que antes no tenía precedente de modo que uniendo esfuerzos busca mitigar el impacto de los riesgos, distribuyendo su carga entre todos.

La distribución de los riesgos entre los contratantes puede determinar para uno de ellos mayores costos, o el despliegue de una mayor inversión a la inicialmente prevista. Así mismo, cada una de ellas, determina cuáles serán los riesgos exclusivos que asumirán, según las obligaciones y derechos estipulados; y cuáles serán compartidos.

En él, las partes conocen y aceptan que los ingresos generados por los servicios dependerán de variables previamente determinadas, de manera que las partes asumen el riesgo de recibir la participación de acuerdo a lo que haya pactado²⁶.

Cabe decir que se trata de un contrato regulado por el derecho privado, y por ende la imposibilidad para el ente estatal de establecer o aplicar cláusulas

²⁵ ARRUBLE, Op cit. P 259

²⁶ FARINA, Op cit.

exorbitantes, o ejercer prerrogativas o privilegios que puedan romper el principio jurídico clásico sobre el cual se edifica el contrato de derecho privado, es decir el de la igualdad de las partes, que deviene en otro principio general, en el sentido de que el contrato es ley para las partes, y por ende, no se puede ser desconocido por ninguna de ellas, so pena de resarcir los perjuicios causados.

El equilibrio financiero del contrato no operará dentro de los contratos aleatorios como se ha expuesto con anterioridad, en la medida en que no puede existir un restableciendo del mismo cuando desde el principio se ha determinado la presencia tangible de riesgos y contingencias.

Sin embargo, es necesarios aclarar que el equilibrio financiero que puedan acordar las partes, no obedece a garantizar el cien (100%) por ciento de las utilidades, sin participación de las pérdidas. El objetivo sería el cubrir algunos de los costos derivados de citaciones imprevistas que afecten de manera extraordinaria, así tuvieran un gran impacto financiero en la ejecución del contrato.

7.5.1.9 CONSENSUAL

Por tratarse de un contrato atípico, no se ha previsto en la ley ningún tipo de formalidad para su celebración, y por tanto su celebración esta revestida de la libertad de los contratantes al momento de realizar el acuerdo que contendrá las obligaciones y derechos de las partes.

7.5.1.10 DE PARTICIPACIÓN

Como se trata de unir esfuerzos según las ventajas comparativas de los integrantes, es necesario establecer de manera específica el medio o la

forma como participará cada uno de ellos en el logro de el objetivo común, incluso definiendo la carga de riesgos y costos y la obtención de utilidades en términos porcentuales. No olvidar que se trata de un contrato que tiene como característica esencial la división del trabajo para optimizar el resultado.

7.5.2 ESTIPULACIONES USUALES DEL CONTRATO

- ✓ Su objetivo está constituido por la actividad o actividades que de manera expresa se han identificado por los miembros y que pueden consistir en una obra, servicio o suministro. En otros términos, derechos y obligaciones, responsabilidades y demás estipulaciones bajo las cuales las partes desarrollarán conjuntamente y a riesgo compartido el proyecto previsto.
- ✓ El modelo económico a seguir, en el cual se incluyen las variables financieras por las que se regirán las partes, que tendrán revisiones constantes con el fin de ir incorporando en el desarrollo del contrato, el comportamiento real de las variables previstas. De igual forma se define el margen de riesgo que asumirá cada uno de las partes.
- ✓ El contrato debe estipular de manera precisa el modelo de administración organizacionales y tecnológica del proyecto, identificando las condiciones de la presentación legal y el escenario de relaciones jurídicas con terceros, clientes o usuarios. En lo posible debe conformarse un órgano encargado de desarrollar aspectos operacionales, técnicos, comerciales y de procedimiento, así como mediar en caso de divergencias para encontrar soluciones viables para la presentación del servicio.
- ✓ En función del objeto debe estipularse la determinación concreta de las actividades a cargo de cada uno de los integrantes, esto es que debe

precisarse el enunciado contractual de las actividades tendientes a lograr el cumplimiento del objetivo propuesto, así mismo se establecerá la proporción en que las partes participarán de las utilidades o pérdidas del negocio.

- ✓ Deben estipularse los medios para la realización del objeto, que son las ventajas comparativas de cada miembro y que constituye las obligaciones de hacer y de dar de cada uno.

- ✓ Debe estipularse el plazo contractual que fundamentalmente será igual a la obra, servicio o suministro que constituye el objeto. En este caso, la duración no está determinada por el factor tiempo, sino por la obra o las obras para la cual se constituye o por las labores que tiene que desarrollar en tal obra.

- ✓ Denominación y razón social, requisito indispensable para la representación del grupo en su actividad comercial y para asumir el papel que en un contrato de sociedad juega la razón social que será transitoria teniendo en cuenta la naturaleza del contrato.

- ✓ No habrá una nueva persona jurídica. Cada uno de las partes cuenta con su propia organización y empleados, de ahí que dentro de las estipulaciones es necesario individualizar a cada uno de los participantes haciendo mención de su nombre, razón social, domicilio y demás que permita la plena identificación de los miembros.

- ✓ Es esencial designar la persona del representante de la agrupación de modo que tenga el apoderamiento suficiente de todos y cada uno de los miembros para ejercer los derechos y contraer las obligaciones que hicieren al desarrollo o ejecución de la obra, servicio o suministro. Tal designación debe someterse a las reglas que establezcan leyes

especiales que regulen la materia²⁷ o en su defecto las normas generales del mandato. Tener en cuenta que en la legislación colombiana el representante legal de un Joint Venture debe obtener el poder directamente de cada uno de los miembros para efectos de su representación judicial pues al no gozar de personalidad jurídica para efectos judiciales los miembros de la Joint Venture conforman un litis consorcio necesario.

- ✓ Debe estipularse el sitio o sitios dentro de los cuales se desarrollará el objeto de los Joint Ventures, así como el domicilio a los efectos legales correspondientes.
- ✓ Para efectos de inspección, control y vigilancia y para efectos impositivos y teniendo en cuenta que el Joint Venture tiene por finalidad la obtención de un lucro, y por tanto todos los beneficios serán para las empresas participantes, es necesario estipular la proporción o método para determinar la participación de las empresas en la distribución de los resultados, o en su caso, los ingresos y gastos de la unión.

De otra parte como el Joint Venture no es una sociedad o un sujeto de derecho, en principio, salvo norma expresa en contrario, no debe tributar los impuestos que luego de repartidas las ganancias deberán sufragar individualmente los participantes.

- ✓ Es evidente que el Joint Venture debe estipular expresamente las obligaciones comunes e individuales de cada integrante. Como no es posible determinar unas modalidades de obligaciones típicas porque ellos dependen del proyecto específico que se busca desarrollar con la agrupación se pretende intentar una categorización de operaciones

²⁷ Por ejemplo Artículo 7 de la ley 80 de 1993

propias de cada integrante incluso sobre modalidades de obligaciones típicas porque ellos dependen del proyecto específico que se busca desarrollar con la agrupación se presente intentar una categorización de operaciones propias de cada integrante incluso sobre modalidades de Joint Venture reguladas en Colombia²⁸. Los participantes deben efectuar una contribución, que puede consistir en bienes, derechos o dinero, aportes de industria o de tiempo aplicado a la ejecución del proyecto, creando una comunidad de intereses, garantizando así que cada uno de los miembros actúe en beneficio común.

7.5.3 OBLIGACIONES DE LAS PARTES

En este orden de ideas las obligaciones de las partes podrían ser las siguientes:

1. Poner a disposición de los administradores del Joint Venture, la infraestructura, red de servicios, talento humano o recursos de capital que se ha comprometido a aportar según el objeto del contrato²⁹.
2. Cada uno de las partes del Joint Venture tiene la facultad para obligar a los otros y sujetarlos a la responsabilidad frente a terceros, en cuestiones que estén estrictamente relacionadas con el objeto del contrato³⁰.
3. Cada uno de las partes del Joint Venture tenga o no la facultad para administrar del mismo³¹.
4. Proporcionar las condiciones de permanencia para el funcionamiento de la infraestructura, servicios o medios aportados.

²⁸ Ver Ley 37 de 1993 para el caso de las telecomunicaciones

²⁹ Ver reglamentación del consejo de la Unión Europea No. 4064 de 1989 sobre Joint Ventures

³⁰ GOLDSCHMIDT, Werner. La autonomía conflictual de las partes, su forma y su alcance

³¹ ARRUBLA, Ob. Cit, p 263

5. Responsabilidad por patentes y derechos de propiedad industrial³².
6. Asegurar equipos de la propiedad, personal a cargo, daños a terceros y/o sus bienes.
7. Adelantar los trámites para obtener los permisos, autorizaciones y licencias necesarios para adelantar la actividad aportada.
8. Disponer lo necesario para realizar las actualizaciones tecnológicas requeridas.
9. Responder por su propio personal y subcontratistas.
10. Constituir las garantías que se requieran para asegurar el cumplimiento de las obligaciones del convenio.
11. Deber de no concurrencia. Si bien es cierto que los Joint Venture se deben la más estricta lealtad (Deber de buena fe) en cuanto a la actividad específica, motivo de su unificación; conservan libertad para competir en todos los demás campos por los que no se han unido³³.

7.5.4 RESPONSABILIDAD DE LAS PARTES

En materia de responsabilidad debe distinguirse entre la que surge entre los participantes, de la responsabilidad de los miembros del Joint Venture frente a los terceros, respecto de los primeros debe entenderse que la responsabilidad se ciñe al incumplimiento del contrato y por consiguiente es individual.

En relación con la segunda, se trataría de un fenómeno de responsabilidad solidaria puesto que la esencia del contrato es la de participar en las utilidades pero también en los riesgos y costos del contrato. En materia de contratación estatal la ley 80 de 1993, expresamente, en su artículo 7, consagra la solidaridad pasiva de los miembros de las uniones temporales o

³² FARINA, Ob cit, p738

³³ MARZORATI Ob. Cit, p 151 a 180

consocios que contraten con el Estado, con prescindencia del porcentaje de participación de sus integrantes³⁴.

7.5.5 RÉGIMEN TRIBUTARIO

El artículo 13 del estatuto Tributario,(Dto. 624 de 1989) recogió e incorporó algunas de las modalidades de Joint Venture, como sujeto tributario, asimilando igualmente su régimen al aplicable a las sociedades limitadas. Posteriormente y dada la dificultad de controlar a estos sujetos transitorios, el artículo 83 de la Ley 49 de 1990 excluyó a los consorcios como sujetos pasivos del mencionado impuesto. Sin embargo, el Decreto reglamentario 836 de 1991 estableció un manejo especial para la renta de los coasociados

³⁴ Auto de 2002 mayo 2003. Consejo de Estado. Sala Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Giraldo Gómez, María Elena: a. El consorcio se origina para la representación de una propuesta, para la adjudicación, celebración y para la ejecución del contrato por varias personas en forma conjunta, es decir que puede hablarse o del consorcio limitado a la presentación de la oferta cuando el mismo consorcio no resultó adjudicatario o cuando resultado serlo, para tal situación jurídica particular se extiende para la celebración y ejecución del contrato, por determinación legal. B. La expresión conjunta alude a la pluralidad de personas que lo conforman. C. La persona designada por todos los miembros del consorcio para que lo represente lo hará en la adjudicación, celebración y ejecución de un contrato. Art 7 ley 80 de 1993. Jurisprudencialmente partiendo del contenido de este artículo la sala dedujo que la notificación de la adjudicación hecha al representante del consorcio se hizo a todos los consorciados. D. La expresión solidariamente contenida en el artículo 7 referida a los miembros del consorcio hace visible que el legislador en materia de la responsabilidad parte de que el consorcio no es una persona si no un conjunto de personas, porque precisamente, la solidaridad no se predica de la singularidad sino de la pluralidad de personas. Cuando la demanda no tiene por objeto la declaratoria de responsabilidad del contratista consorciado, como el consorcio por su composición es pluralidad de personas, cada uno de éstas o que lo conforman o que lo conformaron, según el caso- debe venir representada como la ley lo dispone. Vg: demanda del acto de adjudicación por el oferente vencido, o de la nulidad del contrato, etc. Cada uno de las personas consorciadas y la Autoridad que expidió el acto deben estar en juicio. Cuando la administración pretende la declaratoria de responsabilidad contractual puede demandar a cualquier de los actuales miembros del consorcio o de los que lo integraron, según si se demanda dentro de la ejecución del contrato o después de ésta. Ello porque la ley 80 de 1993 prescribe que los consorciados son responsables solidariamente y por tanto, se aplica la regla del código civil, contenida en el artículo 1.568 el cual dice: “() en virtud de la convención del testamento o de la ley puede exigirse a cada uno de los deudores o por cada uno de los acreedores el total de la deuda, y entonces la obligación es solidario o un solidum” Vg: incumplimiento contractual del contratista- consorciado. Cuando se demanda a la Administración contratante o por los actos administrativos contractuales dirigidos contra su contratista – consorciado, o por otras actuaciones o situaciones, la parte demandante tiene que estar integrada por todos los que son miembros del consorcio o por los que lo fueron – quines deberán estar representados legalmente como la ley lo indica -, porque su intervención es forzada y en consecuencia, la relación jurídica que se debate en juicio no puede resolverse sino de manera uniforme para todos (art. 83 del CPC). En este evento puede suceder. Que demandan todos los integrantes del consorcio o quienes lo conformaron, según su caso, dentro de la ejecución o después de la ejecución del contrato; o que no demandan todos los integrantes del consorcio o quienes lo conformaron, según su caso, igualmente dentro de la ejecución o después de la ejecución del contrato El C.C.A refiere, especialmente a que en el proceso contencioso administrativo ordinario que todo persona que conforma un litis consorcio necesario (activo o pasivo) debe estar noticiada del auto admisorio de la demanda; esto se deduce del artículo 207 expresa según la demanda o los actos acusados, tengan interés directo en el resultado del proceso. Por consiguiente existe el mandato legal de gran relevancia jurídica para esta jurisdicción de que los litisconsortes necesarios (activo o pasivos) deben ser notificados del auto admisorio de la demanda, tal vez por entender que el deber del juzgador de integrar el litis consorcio o contradictorio se hace eficaz, se materializa, mediante la notificación del auto admisorio de la demanda, a quienes lo conforman,

y el alcance de la contabilidad del consocio como soporte de los ingresos de los miembros.

Es conveniente aclarar que el contenido normativo del párrafo segundo del artículo 7. De la ley 80 de 1993 no es de extensión general porque forma parte del estatuto contentivo del régimen de contratación estatal, de manera que su aplicación sólo compromete las rentas y otros hechos sujetos a impuestos de los consocios y uniones temporales, con ocasión de las relaciones jurídicas relativas a dicha contratación.

En virtud de la norma los consorcios y uniones temporales debían presentar declaración de renta respecto de los ingresos obtenidos de la ejecución del contrato estatal de que se trata y pagar el impuesto que corresponda de acuerdo con el régimen establecido en el estatuto Tributario para las sociedades y por lo tanto, los ingresos percibidos por sus miembros no eran, a su vez, gravables.

En resumidas cuentas, conciliando las normas tributarias y la ley 80 en una interpretación sistemática debe concluirse que los verdaderos contribuyentes son los integrantes de la unión temporal, siendo cada uno de ellos responsables de los gravámenes a su cargo por lo que en modo alguno, pueden llegar a ser solidarios frente a la DIAN por este aspecto³².

7.6. ESQUEMA DE FUENTES DE FINANCIACION.

El objetivo de las fuentes de financiación es brindar a las entidades territoriales, servicios o líneas de crédito condiciones para acceder a los recursos a los cuales desee invertir. Es por ello que de acuerdo al sector que pertenece este proyecto se verá a continuación las diferentes fuentes de

financiación en el cual se podría incorporar inversionistas interesados en este proyecto de Generación Termoeléctrica.

FUENTES NACIONALES

1. Banco de Comercio Exterior de Colombia, BANCOLDEX
2. Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL
3. Financiera Energética Nacional, FEN
4. Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo, FONADE
5. Fondo Nacional de Regalías, FNR
6. Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología

FUENTES INTERNACIONALES

1. Banco Interamericano de Desarrollo BID
2. Recursos de Crédito Externo

FUENTES NACIONALES

7.6.1. BANCO DE COMERCIO EXTERIOR DE COLOMBIA S.A., BANCOLDEX

Página web: www.bancoldex.com.

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

Creado por el Decreto 2505 de 1991, como el Banco de Comercio Exterior de Colombia S.A., una sociedad anónima de economía mixta, vinculada al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo que fomenta el desarrollo de la política económica y social del país, buscando satisfacer las necesidades

financieras del comercio exterior y del sector empresarial, en especial de pequeñas y medianas empresas.

Funciones, Servicios, Programas

Banco de redescuento, ofrece productos o servicios financieros a las empresas relacionadas o no con el comercio exterior Colombiano. En el exterior por medio de bancos previamente calificados ofrece financiación para el importador de bienes y servicios colombianos. Sirve de instrumento financiero del estado colombiano para respaldar el Plan Estratégico Exportador (es la carta de navegación para lograr el fortalecimiento del sector productivo Colombiano y su orientación hacia el mercado internacional).

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Exportadores Directos, Exportadores Indirectos (empresas productoras o importadoras de materias primas, insumos o bienes utilizados en la fabricación o comercialización de productos o servicios de exportación; empresas de servicios que contribuyan a la realización del proceso exportador; y empresas concesionarias que desarrollen proyectos de infraestructura vial que contribuyan a mejorar la competitividad de los bienes exportables), Empresas no vinculadas al Comercio exterior (pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos, exceptuando al sector agropecuario), Importadores, Socios o Accionistas (empresas exportadoras e importadoras), Intermediarios Financieros (Bancos, corporaciones, compañías de financiamiento comercial, cooperativas y ONGS); y en el exterior (Compradores de productos y servicios colombianos).

Tipos de Financiación

Se financia en Pesos y en Dólares por el 50%, 70%, 100%, de acuerdo a la opción que le sea conveniente a la empresa solicitante. El plazo, el período de gracia, la tasa de redescuento, el margen de intermediación, la amortización de capital y el pago de interés, es diferente para cada línea o modalidad de crédito.

Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

- Capital de trabajo.
- Actividades de Promoción.
- Inversión en activos fijos y diferidos (cultivos de mediano y tardío rendimiento, gastos de sostenimiento durante el período improductivo, entre otros).
- Leasing.
- Creación, adquisición y capitalización de empresas.
- Consolidación de pasivos (todos los pasivos que registre la empresa, excepto deudas con socios).
- Infraestructura de transporte.
- Liquidez pesos-dólares.
- Programas especiales (proyectos empresariales de productividad, innovación y desarrollo tecnológico; programas de gestión de calidad y gestión ambiental; etc.).
- Garantías MIPYMES (pequeñas y medianas empresas).
- Créditos en el exterior (crédito comprador y servicios de operación bancaria internacional).

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

- Inscripción de la empresa en el Registro Nacional de Exportadores de Bienes y Servicios.
- Tramite de las solicitudes dependiendo la línea de crédito a necesitar.

7.6.2. EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS, ECOPETROL

Página web: www.ecopetrol.com.co.

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

Creado con la Ley 165 de 1948, como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa, y con patrimonio independiente. En su organización interna y en sus relaciones con terceros funciona como una sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus fines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo las excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

Funciones, Servicios, Programas

La administración, conservación, operación, manejo y explotación de campos petroleros, oleoductos, refinerías, etc., y de todos aquellos bienes muebles e inmuebles que el Estado perciba por concepto de reversión de acuerdo con las leyes y contratos de petróleos; realizar estudios técnicos, geológicos y económicos para el conocimiento de las reservas petrolíferas o mineras del país; la comercialización, importación, exportación de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines; la ejecución de cualquier tipo negocio comercial o civil de acuerdo los fines de la empresa; etc.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Empresas relacionadas con la exploración, producción, procesamiento, transporte y comercialización de petróleo.

Tipos de Financiación

Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

Productos y Servicios:

Crudos, Combustibles, Petroquímicos e Industriales, Gas Licuado de Petróleo –GLP-, Gas Natural, Productos para exportación, Servicios de Transporte, Servicios Industriales, Servicios Técnicos, Fichas de Seguridad (reporte estrictamente técnico sobre las características de los materiales que se manipulan en una planta).

Áreas Prioritarias de Inversión

- Exploración y Producción
- Refinación y Mercadeo
- Transporte
- Comercio Internacional y Gas

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

A solicitud de las entidades territoriales, Ecopetrol puede realizar anticipos de las participaciones por regalías que les correspondan por la explotación de hidrocarburos en el área de su jurisdicción, para que estos recursos sean utilizados exclusivamente en la ejecución de los tipos de proyectos establecidos en los Artíc.11 y 12 de la Ley 619/2000 y el artículo 3 de la Ley 617/2000. Ecopetrol deducirá directamente el valor del anticipo de los

correspondientes pagos de participaciones por regalías de las entidades territoriales, en 12 cuotas mensuales continuas de igual valor o por los meses restantes de la administración de Alcalde o Gobernador. Las entidades territoriales solicitantes para garantizar el anticipo pignoraran y cederán a favor de Ecopetrol sus participaciones por regalías futuras en cuantía similar, al 130% del anticipo.

Metodología para la Presentación de Proyectos

Los requisitos para la contratación con Ecopetrol, se encuentran en el Manual de Contratación en la página web de Ecopetrol.

7.6.3. FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A., FEN

Página web: www.fen.gov.co.

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

Creada por la Ley 11 de 1982, modificada por la Ley 25 de 1990. Es una Sociedad de Economía Mixta del Orden Nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Su objeto principal es, ser el Organismo Financiero y Crediticio del sector Energético, que canaliza recursos de crédito hacia todas aquellas personas de derecho público o de derecho privado cuyo objeto social sea el sector eléctrico, el carbón, los hidrocarburos, etc., facilitando el desarrollo del país en este campo.

Funciones, Servicios, Programas

Captar ahorro interno mediante la emisión de títulos valores; celebrar contratos de Fiducia; realizar operaciones de crédito y conceder empréstitos

a entidades del sector energético; prestar asesoría a las empresas del sector privado; promover la creación, reorganización, y expansión de empresas del sector energético; abrir cartas de crédito; otorgar y aceptar avales; asesorar de acuerdo con la exigencia de las autoridades respectivas, el proceso de programación presupuestal de las empresas del sector.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Empresas públicas o privadas del sector energético que desarrollan (generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; exploración, explotación o refinación del carbón, minerales radiactivos, hidrocarburos y derivados; producción y utilización de equipo generador de energía mediante el uso de fuentes no convencionales; producción de bienes y prestación de servicios a entidades del sector energético.

Tipos de Financiación

Proyectos de inversión y obligaciones de pago derivadas de la ejecución de dichos proyectos; obras de infraestructura asociadas a los proyectos de inversión; adquisición de activos fijos; reparaciones mayores de instalaciones y equipos; programas de capitalización y reestructuración administrativa de empresas; programas de uso racional y eficiente de energía y de fuentes no convencionales.

Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

- **Créditos para inversión:** Destinados para la financiación de proyectos o programas de inversión de todas aquellas entidades públicas o privadas, relacionadas con el sector.

- **Créditos para servicio de deuda:** Destinados a financiar los pagos correspondientes al servicio de la deuda externa o de las obligaciones internas derivadas; a refinanciar o reprogramar operaciones de crédito; subrogarse en las obligaciones de pagos derivados de los contratos de empréstitos que hayan celebrado las entidades del sector energético y celebrar con ellas nuevas operaciones de crédito, en virtud de los cuales se obliguen a pagar a la FEN las obligaciones asumidas.

- **Otros créditos de apoyo al sector energético:** La FEN podrá otorgar créditos para apoyar el proceso económico y financiero del sector energético de conformidad con las políticas del Gobierno Nacional.

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

Se otorgan créditos en moneda Nacional o Extranjera, directamente o mediante redescuentos.

- Moneda Nacional: Tasas de interés variables asociadas al DTF mas puntos adicionales (se determinan de acuerdo la actividad a financiar, las garantías ofrecidas, el plazo de financiación y el nivel de riesgo de las operaciones).

- Moneda Extranjera: Un costo de captación, mas un margen de intermediación (según las condiciones del proyecto, el plazo concedido y el nivel de riesgo).

- Período de gracia: Depende del flujo de caja del proyecto de la empresa solicitante, puede extenderse hasta el 40% del plazo total.

Para el otorgamiento de los créditos: Debe existir justificación técnica, económica y financiera; disponibilidad de los recursos, la distribución del riesgo; cumplimiento de condiciones y garantías;

Formalización de los créditos: Celebración de contratos o pagarés, con las condiciones y obligaciones;

Garantías y Contragarantías: Garantía

Bancaria, real y realizable comercialmente (créditos directos).

7.6.4. FONDO FINANCIERO DE PROYECTOS DE DESARROLLO, FONADE

Página web: www.fonade.gov.co

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

Creado por el Decreto 3068/1968, modif. por el Decreto 2168/1992, es una empresa industrial y comercial del Estado de naturaleza especial de carácter financiero.

Asegura la preinversión, gerencia, estructura y promueve proyectos viables e incentiva la participación del sector privado, impulsando el desarrollo socioeconómico del país, principalmente proyectos prioritarios para el Plan Nacional de Desarrollo.

Funciones, Servicios, Programas

Celebra contratos de financiamiento, de Fiducia (mediante el cual una persona jurídica, llamada fideicomitente confía a una sociedad fiduciaria una suma de dinero o de unos bienes muebles o inmuebles para que esta desarrolle una gestión, ya sea de inversión, administración, recaudo ó garantía), de Fomento de actividades científicas, tecnológicas y ambientales; analiza operaciones de crédito interno y externo; capta ahorro interno

mediante la emisión de bonos, celebración de contratos de Fideicomiso (por el cual se entrega a una persona o entidad unos bienes o derechos para que sean administrados, se realicen unas operaciones lícitas y se garantice un rendimiento o utilidad), Garantía (donde un tercero se compromete a responder ante un acreedor, del cumplimiento de la obligación asumida por un deudor, en el caso de que éste incumpla), y Agencia (por medio del cual un comerciante asume en forma independiente y de manera estable el encargo de promover o explotar negocios en un determinado ramo, como representante o agente de un empresario nacional o extranjero); otorga avales y garantías para créditos de preparación proyectos, vende o negocia su cartera; impulsa el desarrollo de las firmas consultoras nacionales y actualiza el Registro Nacional de Consultores.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Entidades del orden Nacional (Ministerios, Institutos especializados, Empresas Industriales y Comerciales del Estado), Entes Territoriales (departamentos, municipios con sus entidades adscritas y vinculadas, principalmente proyectos del Plan Nacional de Desarrollo), empresas del sector privado, personas naturales y consultores.

Tipos de Financiación

- **Financiación de Proyectos de Preinversión y Administración de Convenios Inter administrativos de Preinversión:** Conjunto de estudios técnicos, organizacionales, económicos y financieros que identifican la mejor alternativa o rechazan un proyecto.

Proyectos financiables: Estudios de prefactibilidad, factibilidad, diseño e ingeniería de detalle; estructuración y promoción del proyecto; asesorías legales, financieras, operativas y técnicas para la puesta en marcha del

proyecto; realización de acciones puentes o inversiones preoperativas, que permitan afinar los diseños y realizar las inversiones definitivas; formulación, diseño y evaluación de programas, políticas y planes de desarrollo sectorial o territorial; estudios de mercado.

- **Gerencia, Estructuración, Promoción y Evaluación de proyectos:** diseña la ingeniería financiera de los proyectos (monto de la inversión, condiciones del crédito, variables operacionales y tasas internas de retorno); identifica, selecciona y contacta los potenciales inversionistas; presta asesoría legal; y realiza actividades de promoción de proyectos.

- **Fiducia.**

- **Consultoría: *Capital de trabajo:*** recursos necesarios para atender los gastos básicos en busca de una normal operación de firma consultora, y se financia la Cartera (ingresos a recibir; contratación de servicios; otros gastos operacionales; gastos de personal, pasivos, etc.); ***Capitalización empresarial:*** es el incremento del patrimonio de una empresa, mediante el aumento de capital suscrito y pagado; ***Gestión de calidad:*** permitir el acceso de firmas consultoras a los recursos necesarios para realizar aquellos procesos que garanticen tanto el cumplimiento de unas normas internacionales de calidad, en caso de ser necesarias, como para lograr un mejoramiento de su gestión; ***Activos fijos:*** crédito para personas naturales y jurídicas dedicadas a la consultoría, financiando activos que les permita mejorar su gestión y prestación de servicios.

Requisitos, Procedimientos y Requisitos generales: Solicitud del crédito; información de la empresa; autorización consulta de endeudamiento; autorización de la Junta o Consejo para contraer la deuda; certificado del valor actual de la deuda; garantía bancaria; copia de cédula y Nit; flujo de caja actual y proyectado a 2

Condiciones de acceso a los Recursos

años, y Certificado de Existencia y Representación Legal (excepto Departamentos y Municipios).

- **Departamentos y Municipios:** Presupuesto ejecutado de últimos 3 años; relación servicio de deuda de la vigencia actual; copia acta de posesión de gobernador o alcalde.

- **Empresas Industriales y Comerciales:** Estados financieros y presupuesto ejecutado de los últimos 3 años.

- **Personas jurídicas y naturales:** Estados financieros de los últimos 3 años; copias de declaración de renta; relación y copia de los principales contratos de consultoría; certificado de inscripción en el Registro Unico de Proponentes.

7.6.5. FONDO NACIONAL DE REGALIAS, FNR

Página web: www.minambiente.gov.co ; www.cnr.gov.co ; www.dnp.gov.co

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

El Fondo Nal. de Regalías y la Comisión Nal. de Regalías fueron creadas por la Ley 141 de 1994 y modificado por el Dcrto.2141/1999, se establece el régimen de las participaciones y compensaciones generadas por la explotación de recursos no renovables y define la destinación de recursos del Fondo. La CNR, es una Unidad Administrativa Especial, sin personería

Jurídica adscrita al DNP. El FNR, es un sistema de manejo separado de cuentas, sin personería jurídica.

Funciones, Servicios, Programas

Fondo: Destinar recursos a la promoción de la Minería, la preservación del Medio Ambiente y la Financiación de Proyectos Regionales de inversión prioritarios en los planes de desarrollo de las entidades territoriales.

Comisión: Vigilar y controlar el correcto recaudo, uso y administración de los recursos provenientes de las regalías y compensaciones a favor de los entes territoriales.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Entidades Territoriales, quienes deben formular y presentar los proyectos a la Comisión Nacional de Regalías.

Tipos de Financiación Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

Distribución de los recursos del Fondo:

15% Energización (60% zonas interconectadas y 40% zonas no interconectadas). 60,875% Varios sectores (20% fomento a la minería, 20% proyectos de medio ambiente, 59% proyectos regionales de inversión y 1% libre destinación). 13,125% Proyectos específicos (15,236% Dpto. de Córdoba por 10 años, 75,238% proyectos medio ambientales y 9,624 para proyectos de minería).

Áreas Prioritarias de Inversión

Proyectos de Fomento a la Minería
Proyectos para la Preservación del Medio Ambiente
Proyectos de Inversión Regional: Los que benefician a dos ó más

departamentos y que son de carácter estratégico por su impacto, cobertura y promoción.

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

El procedimiento general es:

La entidad territorial formula, presenta y envía el proyecto oficialmente a la CNR; De acuerdo a la temática del proyecto, el ministerio correspondiente evalúa técnica y financieramente los proyectos. Los proyectos viables son remitidos al DNP, quien los consolida y los pone a consideración de la Comisión Nacional de Regalías para su aprobación. La Comisión mediante resolución, comunica las aprobaciones, define el procedimiento para convenios y desembolsos y el correspondiente esquema de seguimiento. Finalmente, se contrata la interventoría de cada proyecto.

Metodología para la Presentación de Proyectos

El decreto 2141/1999 definió las áreas proyectos y actividades financiables, así como los mecanismos, procedimientos y trámites que deben tener en cuenta las entidades territoriales para acceder a los recursos. Las metodologías que se emplean para la presentación de los proyectos son las avaladas por el Bpin.

7.6.6. BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, BID

Página web:

www.iadb.org/exr/espanol/index_espanol.htm,

www.iadb.org/exr/country/esp/colombia/Index.cfm.

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

Establecido en 1959, está conformado por 46 países, y tiene el propósito de contribuir a impulsar el progreso económico y social de América Latina y el Caribe, mediante el financiamiento multilateral de programas y proyectos de desarrollo económico, social e institucional. Sus dos objetivos principales son: La equidad social y La reducción de la pobreza, y el crecimiento ambientalmente sostenible.

Funciones, Servicios, Programas

- Destinar su capital propio, los recursos que obtiene en los mercados financieros y otros fondos disponibles a financiar el desarrollo de sus países miembros prestatarios.
- Complementar la inversión privada cuando el capital no está disponible, en términos y condiciones razonables.
- Proveer asistencia técnica para la preparación, financiamiento y ejecución de los programas de desarrollo.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, Cobertura

Países Miembros de América Latina y el Caribe:

- Gobiernos nacionales, provinciales, departamentales y municipales.
- Organismos públicos autónomos.
- Entidades de la sociedad civil que cuenten con aval gubernamental.
- Empresas privadas sin garantía gubernamental (hasta el 5% de la cartera).

Tipos de Financiación

- **Préstamos:** Proyectos específicos, Programas de obras múltiples, Créditos Globales, Ajuste Sectorial (mejorar la eficiencia económica de un sector o subsector y transferir recursos que posibiliten esa mejora), Por etapas (para

financiar una porción del total del plan de inversión de un sector o subsector), Facilidad para preparación de proyectos, Financiamiento para pequeños proyectos, Sector privado, Mecanismos de reconstrucción para emergencia.

- **Cooperación Técnica:** Con recursos no reembolsables, Recursos de recuperación contingente, Recursos reembolsables.
- Créditos de Exportación, Créditos Paralelos de otras Instituciones financieras públicas, Otros créditos paralelos.

Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

- Fondo para Operaciones Especiales (FOE): Únicamente para Bolivia, Guyana, Haití, Honduras y Nicaragua.

Areas Prioritarias de Inversión

- Competitividad, mediante el respaldo a políticas y programas que incrementan el potencial de los países para el desarrollo en un entorno de comercio internacional abierto.
- Modernización del estado, a través del fortalecimiento de la eficiencia y la transparencia en las instituciones públicas.
- Programas sociales, por medio de inversiones que amplíen las oportunidades para los pobres.
- Integración regional, facilitando vínculos entre países que desarrollen mercados regionales de bienes y servicios.

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

El BID puede financiar hasta el 60% del costo total de los proyectos en Colombia.

- Préstamos de capital ordinario al sector público: Amortización de 15 a 25 años.
- Préstamos del sector privado, se evalúa cada uno por separado.
- Préstamos Fondo de Operaciones Especiales (FOE): Amortización de 25 a 40 años.

Metodología para la Presentación de Proyectos

- El banco verifica la capacidad que tenga el prestatario de ejecutar el proyecto, determina sus costos, beneficios y efectos; realiza un estudio del impacto ambiental; y examina la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto.
- El prestatario presenta informes periódicos al BID, en la evolución del proyecto.

7.6.7. RECURSOS DE CREDITO EXTERNO (DNP)

Página web: www.dnp.gov.co.

INFORMACION GENERAL

Naturaleza Jurídica y Objeto Social

La Ley 80 de 1993 y Decreto 2681 del mismo año, reglamenta las Operaciones de Crédito Público Externas, las cuales son las que celebran las entidades públicas con no residentes del territorio colombiano y/o que se pactan en moneda extranjera, pagaderas a través de la misma, y que de alguna forma afectan de manera directa la Balanza de pagos de la Nación por aumento de pasivos en el exterior.

Funciones, Servicios, Programas

Celebrar operaciones de crédito entre entidades públicas y no residentes del territorio colombiano.

OFERTA DE COOPERACION O FINANCIACION

Beneficiarios, cobertura

La Nación, las entidades públicas que cuenten con garantía de la nación y el sector privado sin garantía de la nación.

Tipos de Financiación

- **Préstamos de libre destinación:** Son recursos cuya asignación es libre y autónoma y no está asociada a un proyecto en particular sino a un programa de financiación global.

- **Créditos de destinación específica:** Son los recursos que se obtienen con el fin de destinarlos para un proyecto concreto, se registran en el Banco de Proyectos de Inversión Nacional -Bpin-, para sean tenidos en cuenta para el Presupuesto General de la Nación.

Líneas de Crédito y Modalidades de Acceso

Los créditos externos según su aplicación se clasifican en:

- Libre Destinación:

- a. Bonos: Por medio de agentes se colocan los bonos en inversionistas que pueden ser personas naturales o jurídicas.
- b. Banca Comercial: En bancos internacionales.
- c. Banca Multilateral: El riesgo queda en el banco pero prestan bajo el cumplimiento de reformas económicas.

- **Destinación específica:**

- a. Banca Multilateral: BID, CAF, BIRF, Bancos Europeos.
- b. Proveedores: Firmas que financian bienes a plazo, como prioridad la defensa.
- c. Banca Bilateral: Donde un país financia a otro.

Los créditos bilaterales se pueden otorgar bajo las siguientes modalidades:

- **Ayuda de Capital:** Son recursos que provienen de los presupuestos gubernamentales de los países que deseen contribuir al desarrollo de Colombia y son otorgados en condiciones blandas.

- **Recursos de fomento a las exportaciones:** Estos recursos van ligados a la compra de bienes y/o servicios procedentes del país que otorga el crédito.

Requisitos, Procedimientos y Condiciones de acceso a los Recursos

Fuentes de crédito externo: Organismos Internacionales de Fomento – Banca Multilateral, Gobiernos o Crédito Bilateral, Títulos de Deuda Pública Externa (Bonos, Titularización), Banca Privada o Comercial, Proveedores, Leasing Internacional.

Los créditos de Libre Destinación y de Destinación Específica deben someterse a los siguientes pasos:

1. Autorización: están programados y requieren previa autorización del DNP.
2. Contratación: ya cuenta con firma de aprobación.

Metodología para la Presentación de Proyectos

1. La entidad presenta solicitud de endeudamiento y justificación al DNP.
2. El DNP da concepto sobre el Estudio técnico de la operación y el Análisis Financiero del caso, y el Departamento Administrativo de la Función Pública, informa sobre la capacidad de endeudamiento de las entidades territoriales, para asignar los recursos.

3. La entidad solicitante y el DNP, preparan conjuntamente el documento CONPES.

4. El Conpes y la CICP, Comisión Interparlamentaria de Crédito Público y el Ministerio de Hacienda, emiten concepto favorable único, y resolución de autorización respectivamente, para la contratación del empréstito, otorgamiento de la garantía e inicio de trámites.

5. La fuente de financiamiento negocia el empréstito junto con el Min. Hacienda, quién emite resolución de autorización para suscribir el contrato y otorgar garantías.

6. Se constituyen las Contragarantías, la firma del contrato de crédito y de garantía.

7.7 MODELO FINANCIERO DE RIESGO COMPARTIDO PARA LA ADQUISICION, MONTAJE Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE UNA UNIDAD DE GENERACION TERMICA A GAS DE 100 MW DE POTENCIA.

El Modelo financiero del Proyecto de Generación Termoeléctrico, es estructurado bajo la premisa de que las partes o posibles inversionistas, bajo un esquema de asociación contractual, participan en la rentabilidad y en los riesgos de dicho proyecto, manteniendo los mismos incentivos de rentabilidad y conservando reglas claras de equilibrio en el negocio, comenzando desde la compra del gas y terminando en la venta final a terceros de la energía producida. Todo lo anterior teniendo en cuenta que una parte no se subordina a la otra en términos financieros, más allá de las participaciones que se pactaran para el Proyecto.

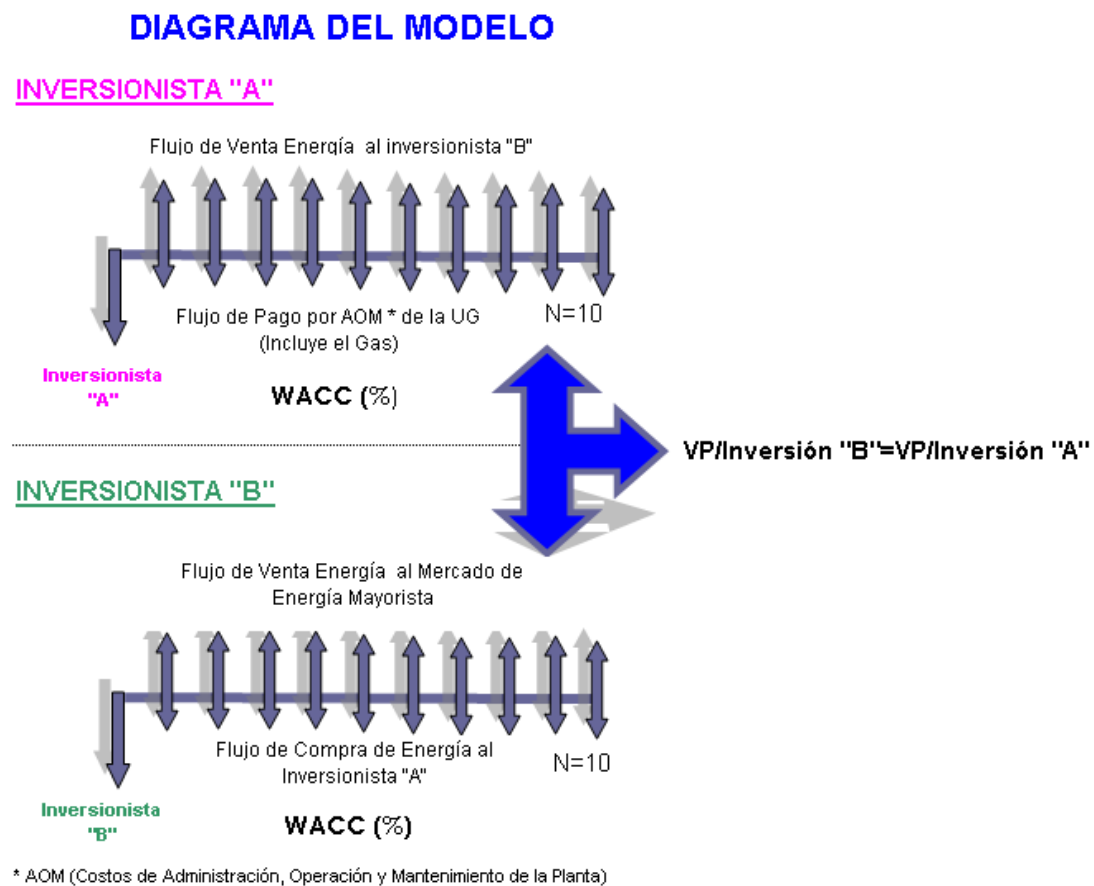
En términos concretos, la rentabilidad del Proyecto se valorará para cada una de las partes a partir del negocio que dicho proyecto significa para cada una, tal como se explica a continuación.

El negocio del Inversionista “A” consiste en: (i) la venta de la energía producida por la Unidad de Generación (UG) descrita en el numeral 7.2, a precios y cantidades fijas al inversionista “B” y (ii) en la administración, operación y mantenimiento de la Unidad de Generación (UG) bajo su cuenta y riesgo, incluyendo el suministro del gas natural requerido para su operación. Estas actividades generan el flujo de caja del Proyecto para el Inversionista “A”, el cual es calculado y proyectado, bajo supuestos acordados por las partes y con la técnica de costos predeterminados relacionados en el numeral 7.3, arrojando resultados teóricos de flujos de caja esperados para el Inversionista “A” para cada año de operación. La relación entre el valor presente de dichos flujos de caja y la inversión realizada por Inversionista “A” para poner en operación la UG, constituye su relación VP/Inversión.

El negocio para el Inversionista “B”, consiste en la compra de la energía producida por la UG, a precios y cantidades fijas, y su posterior venta a terceros dentro del Mercado de Energía Mayorista. Así mismo, esta actividad genera el flujo de caja del Proyecto para el Inversionista “B”, el cual igualmente es calculado y proyectado, bajo supuestos previstos por las partes y representado básicamente por los flujos de caja resultantes de la actividad de compra y venta de la energía contratada con el Inversionista “A”. La relación entre el valor presente de dichos flujos de caja y la inversión realizada por el Inversionista “B” para poner en operación la UG, constituye su relación VP/Inversión.

Siendo consecuentes con la filosofía de equilibrio en el negocio para las partes, se acuerda un modelo financiero que a través de iteraciones sucesivas, converge en un resultado de tarifas de compra de energía por parte de el Inversionista "B", en cada uno de los años, de tal forma que se consigue la igualdad en las relaciones beneficio/costo antes descritas para cada una de las partes (ver el siguiente Figura No.10)

Figura No. 8 DIAGRAMA DEL MODELO FINANCIERO



Así las cosas y en vista de que debe mantenerse la posibilidad de que las partes puedan reestablecer su rentabilidad frente a variaciones de otras variables "no fijas", como son por ejemplo, el precio del gas en pesos y los

precios de mercado de la energía en el país, entre otros, es necesario diseñar una fórmula objetiva para poder calcular las variaciones del desempeño de cada uno de los negocios descritos frente a lo establecido teóricamente y establecer fórmulas de cubrimiento de faltantes y repartición de excedentes que garantizaran el equilibrio en la rentabilidad de las partes (Formula de Ajuste de Operación Comercial).

7.8. MODELO FINANCIERO DE AJUSTE DE OPERACIÓN COMERCIAL

La finalidad del *Ajuste de la Operación Comercial*, es calcular la manera de repartir o asumir, a prorrata de sus respectivas participaciones³⁵, los excesos o faltantes que se producen en cada uno de los negocios que representa el proyecto de generación para cada una de las partes, producto de valorar el desempeño real de la UG frente al teórico establecido. Todo lo anterior con el propósito de que, una vez finalizado el Proyecto, se mantenga equilibrio en los retornos del mismo frente a las inversiones realizadas por cada una de las partes.

A continuación se presenta el modelo de ajuste de la operación comercial para cada inversionista.

El ajuste comercial del Inversionista “A” (AJUCA) es el siguiente:

El ajuste comercial definido con la variable AJUCA, corresponde al cálculo que se realiza anualmente para calcular la diferencia entre el desempeño real del negocio del Inversionista “A” frente al teórico. El flujo real del negocio para el Inversionista “A” producido por la UG se compara con el flujo teórico proyectado por las partes, mediante el cálculo de la diferencia entre las

³⁵ Se determina con el porcentaje de participación en la inversión del proyecto de cada una de las partes

variables que lo componen. La diferencia entre los valores reales y teóricos de dichas variables, componen la variable $AJUCA_j$ para cada año j . El monto positivo o negativo –excedente o faltante- que resulte de aplicar la diferencia, representan según sea el caso, las variaciones entre la realidad y lo teórico proyectado para el negocio del Inversionista “A”.

Cómo se calcula el mencionado Ajuste de operación comercial del Inversionista “A” (AJUCA)?

La variable AJUCA se calcula mediante el cálculo de la diferencia aritmética entre: (i) la suma resultante de calcular la diferencia entre los ingresos reales y teóricos del Inversionista “A”, y (ii) la suma resultante de calcular la diferencia entre los egresos reales y teóricos del Inversionista “A” según sea el caso.

Los ingresos teóricos son aquellos ingresos del Inversionista “A”, escogidos por las partes como sujetos de ajuste, que forman parte de los ingresos proyectados en el modelo que sirvió de base para la determinación de la tarifa y estructuración del Proyecto (Numeral 7.6). Estos ingresos incluyen: los ingresos teóricos por venta de energía al Inversionista “B” e ingresos calculados en el modelo por cargo por confiabilidad.

Los egresos teóricos son aquellos egresos del Inversionista “A”, escogidos por las partes como sujetos de ajuste, incluidos dentro de los egresos proyectados en el modelo que sirvió de base para la determinación de la tarifa y estructuración del Proyecto (Numeral 7.6). Estos egresos incluyen los siguientes rubros debidamente cuantificados: las reservas de mantenimiento, los pagos de seguros y garantías, los pagos por gas, los pagos asociados a la generación (Fazni, Ley 99, AGC y demás regulatorios relacionados con la generación), pagos por CERE, compras de Energía en Bolsa, Costos

Corporativos (en lo que se refiere a seguridad, HSE-salud ocupacional- y relaciones con la comunidad), consumibles, operación y mantenimiento Línea, Operación y Mantenimiento de la Planta (la rutinaria que no incluye mantenimientos mayores), Impuestos y Otros Egresos (incluye el deducible de los seguros en caso de siniestro, garantías al MEM entre otros).

Los ingresos reales son los ingresos reales definidos en el párrafo anterior que tienen realmente el Inversionista “A” en su operación comercial. Además de los descritos anteriormente, estos ingresos incluyen otros ingresos que resulten de la operación comercial de la unidad, tales como las ventas en bolsa.

Los egresos reales son aquellos egresos reales en que incurre el Inversionista “A”, definidos en párrafo anterior.

El ajuste comercial del Inversionista “B” (AJB) es el siguiente:

El ajuste comercial definido con la variable AJB, consiste en el cálculo que se realiza para determinar la diferencia entre el desempeño real del negocio de del Inversionista “B” frente al desempeño teórico. Se calcula como la sumatoria de los doce meses de la variable AJB que corresponde al cálculo mensual de dicha diferencia, mediante la multiplicación de la misma, que resulta entre los precios de venta real de energía del Inversionista “B” (cuyo piso es el M_c ³⁶) y los precios de venta teóricos de energía establecidos, por las cantidades de ventas de energía reales. El monto positivo o negativo – excedente o faltante- que resulte de aplicar las fórmulas, representan según sea el caso, las variaciones entre la realidad y lo teórico proyectado para el negocio del Inversionista “B”. En vista de que la gestión de venta de la

³⁶ Es en términos generales el precio promedio ponderado de contratos calculado mensualmente por el administrador del sistema (XM S.A. ESP)

energía del Inversionista “B” es propia de su negocio y que el Inversionista “A” no tendría injerencia en la misma, se establece que el M_c será el precio mínimo al que racionalmente debe vender el Inversionista “B” sin trasladarle riesgos a la otra parte más allá de este piso.

El precio de venta teórico de energía es el precio o tarifa de venta esperada por parte del Inversionista “B” al Mercado de Energía Mayorista, la cual es calculada en función de los resultados de la corrida del modelo MPODE³⁷ utilizado por los agentes en Colombia para proyectar los precios de energía del mercado en el largo plazo (costo marginal), los cuales son teóricamente la proyección del M_c en el largo plazo. Esta variable es la principal determinante en la rentabilidad del negocio, toda vez, que ambas partes están asumiendo el riesgo de precio final, si dicho precio resulta estar por debajo de las proyecciones acordadas para el mercado.

El precio de venta real de energía, es el precio promedio ponderado de venta de energía del Inversionista “B” en el mercado de energía mayorista para cada mes. Tal como se explicó anteriormente, este precio está acotado con un mínimo que equivale al M_c o precio promedio de venta del mercado.

Las ventas de energía reales es la energía realmente comprada por el Inversionista “B” al Inversionista “A” en cada mes.

Ajuste de la Operación Comercial:

Será el ajuste anual de la liquidación del AJUCA y AJB y se calculará de la siguiente forma:

³⁷ Modelo de Planeación de la Operación Dual Estocástico, el cual es el utilizado por el administrador del sistema para simular los precios del mercado en el largo plazo

*Cuando $B\% * AJUCA_j > A\% * AJB_j$ entonces:*

*Inversionista "A" le paga al Inversionista "B" el equivalente a $B\% * AJUCA_j - A\% * AJA_j$*

En caso contrario:

*Inversionista "B" le paga a Inversionista "A" la equivalencia a $A\% * AJB_j - B\% * AJUCA_j$*

Donde:

B%: Participación Inversionista "B"

A%: Participación Inversionista "A"

Esta fórmula resume la filosofía del acuerdo de riesgo compartido entre las partes, toda vez que en ella se establecen y se reparten, a prorrata de sus respectivas participaciones (B% y A%), los excesos o faltantes que se producen en cada uno de los negocios que representa el proyecto para cada una de las partes, tal como se explico en los numerales anteriores.

Una vez establecidos los excedentes o faltantes para cada año de cada uno de los negocios (AJUCA para Inversionista "A" y AJB para el Inversionista "B"), se aplica el porcentaje de participación de cada una de las partes, a dichos excedentes o faltantes, resultando en la obligación de una de las partes de girarle a la otra la compensación que resulte de calcular el neto de los dos negocios.

8. CONCLUSIONES

- ✓ De acuerdo con la recopilación de la información, se realizó un análisis del comportamiento de las variables del mercado eléctrico colombiano cuyo objeto es alcanzar una adecuada información para el desarrollo del modelo financiero; estas variables son: a). **La demanda de Energía** la cual representa para Santander un crecimiento del 4.6% porcentaje superior al promedio nacional. De ahí fluye la necesidad de incorporar nuevos proyectos de Generación. b) **Precio de Bolsa y Venta de energía**: Respecto al precio de Bolsa se va determinando los costos incrementales de combustible, costo incremental de administración, operación y mantenimiento, costo de arranque y parada, eficiencia térmica de la planta. Cada una de estas variables van inmersa con el precio de Bolsa la cual es reportado por el ASIC. c) **Disponibilidad de la planta y precios de Gas natural**: Para definir el precio de gas se lleva la unidad de Generación a boca de Pozo, ya que su disponibilidad reduce los costos de transporte y por ende su precio.
- ✓ Respecto a la estructura de los costos unitarios de producción se determinó los gastos indispensables para obtener la generación de energía. Para definir estos costos se realizó una técnica de valoración basados en el uso de costos predeterminados que son los que se calculan antes de comenzar la producción de energía y el resultado se deriva de los costos estimados y costos estándar. Los supuesto se puede observar en los anexos No. 2 y 4
- ✓ Para el análisis de Modelos Contractuales de acuerdo con el objetivo del proyecto se definió que el Joint Venture es el más adecuado ya que es una modalidad de contrato de Cooperación que une a dos o más

personas para desarrollar el proyecto específico de carácter comercial con el propósito de obtener utilidades asumiendo los riesgos.

- ✓ Los esquemas de fuentes de Financiación presentados en el proyecto son de carácter informativo, dado a que la estructuración del modelo financiero contempla que cada inversionistas, efectúe su aporte en efectivo (Equity) .

- ✓ Para el diseño del ajuste de Operación Comercial se realizó una formula de tal manera que se calcule a porrata de sus participaciones tanto los excesos como los faltantes que se producen en cada uno de los negocios que representa el proyecto de Generación para cada una de las partes. Todo con el propósito de mantener equilibrio en los retornos del mismo frente a las inversiones realizadas por cada uno de las partes.

9. RECOMENDACIONES

Como resultado de este proyecto, una de las recomendaciones para que este negocio de generación sea atractivo a nuevos inversionistas es:

- ✓ Que el modelo a que hace lugar este proyecto sea de vital importancia implementarlo, pues le permitirá por medio de un acuerdo de riesgo compartido mantener el equilibrio comercial entre las partes, lograr una rentabilidad igual entre las mismas, compartir los resultados finales (utilidades o pérdidas) de dicha operación en la proporción establecida y de igual manera los riesgos en que en ella incurra.
- ✓ Asegurar la participación equitativa de las partes en los rendimientos del proyecto, definiendo los diferentes escenarios y supuestos macroeconómicos y microeconómicos de los modelos utilizados para la evaluación y cálculos de dichos rendimientos.
- ✓ Que los detalles de las negociaciones sean legalmente sustentados conforme al acuerdo de riesgo compartido, soportándose por la regulación vigente aplicable al negocio, por acuerdos de naturaleza técnica, financiera o contable ya que el no cumplimiento de estas actividades implicaría penalización jurídica entre la parte incumplida.

10. BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Código de Comercio Colombiano
- ✓ Publicaciones sobre evaluación financiera de Proyectos
- ✓ Publicaciones sobre proyectos de riesgo compartido (Join Venture)

ARRUBLE, Op cit. P 259

ARRUBLA PAUCAR, Jaime Alberto. Contrato Mercantiles Tomo II 2 Edi Bogotá. Biblioteca Jurídica DIKE.

CUBEROS DE LAS CASAS, Felipe Aproximación al contenido del contrato de Joint Venture.

FARINA, Juan M, “Contratos comerciales modernos” Ed. Astrea Buenos Aires.

LA PERA, Sergio “ Joint Venture y Sociedad” Ed. Astrea de Alfredo y Ricardo Depalma. Buenos Aires, 2001.

MARZORATE. Osvaldo. Alianzas Estratégicas y Joint Ventures. Buenos Aires.

ROITMAN, Horacio y otros. Joint Ventures Revista del Derecho Comercial y de las Obligaciones. Ediciones Depalma.

- ✓ Publicaciones técnicas sobre plantas Térmicas a Gas
- ✓ Publicaciones sobre formulación y estructuración de proyectos

Páginas WEB

- ✓ www.upme.gov.co
- ✓ www.creg.gov.co
- ✓ www.xm.com.co
- ✓ www.dnp.gov.co
- ✓ www.ecopetrol.com.co

Anexo No. 1
PROGRAMA DE SEGUROS Y GARANTÍAS PARA UNA PLANTA DE
GENERACIÓN

El estudio que se realizó es basado a una investigación del mercado con una aseguradora. en donde se presenta la siguiente información y de las cuales son valores con base año 2009:

BIENES ASEGURADOS

SECCIÓN	CUBRIMIENTO	VALORES ASEGURADOS
SECCIÓN 1. INCENDIO Y OBRAS CIVILES TERMINADAS	Turbinas, Generadores, Calderas, Transformadores de potencia y Obras civiles terminadas, Edificios, Muebles y enseres, Mercancías en bodega, toda clase de bienes necesarios para el normal desarrollo de sus actividades.	US\$ 310.024.838
SECCION 2. DE ROTURA MAQUINARIA	Centrales de generación incluyendo todos los equipos mecánicos y eléctricos de generación como Turbinas, generadores eléctricos, Reguladores de velocidad y de tensión, Válvulas de seguridad, Tuberías de carga, puente grúas y Equipos de subestación como Transformadores de potencia, Interruptores de potencia, Tableros de control, Equipos de medida y protección y demás equipos de subestaciones	US\$ 232.059.424
SECCION 3. EQUIPO ELECTRÓNICO	Equipo electrónico de propiedad del Asegurado incluyendo aquellos que se encuentren bajo su custodia, cuidado o control.	US\$ 12.477.242
SECCION 4. ICOW- MAYORES COSTOS DE OPERACIÓN	Cubre las pérdidas consecuenciales que sufra el asegurado al incrementarse sus costos de operación o la pérdida de ingresos como consecuencia de la disminución de algún daño material amparado por la póliza, por un período de 12 meses.	US\$ 5.000.000

LIMITES ASEGURADOS

- ✓ Daños materiales y Rotura de maquinaria: US\$ 100.000.000
- ✓ Actos mal intencionados de terceros: US \$ 10.000.000
- ✓ Equipo electrónico: US \$ 12.477.242
- ✓ Lucro cesante ICOW. US \$ 1.250.000 Trimestral

DEMÉTIRO

✓ TRANSFORMADORES Y EQUIPOS ROTURA DE MAQUINARIA

Años	Demérito
0 a 3	0%
Más de 10	5% máximo 75%

✓ EQUIPO ELECTRÓNICO

Años	Demérito
0 a 2	2% Anual
Más de 2	10% máximo 80%

EXCLUSIONES

1. Transportes tanto cargue como descargue
2. Guerra, Guerra Civil, incluidos sobre costos de operación por bloqueo de subestaciones puestas por la guerrilla.
3. Torres, líneas de transmisión, subtransmisión, distribución, transformadores de distribución.
4. Equipos en garantía y cubrimiento por otras pólizas de montaje todo riesgo construcción
5. Multas y/o penalizaciones por la no prestación del servicio
6. Manejo electrónico de datos por las pérdidas convencionales.

COBERTURAS

- ✓ Predios Labores y Operaciones
- ✓ Polución y Contaminación
- ✓ Bienes bajo cuidado tenencia y control
- ✓ Responsabilidad civil Patronal
- ✓ Vehículos propios
- ✓ Vehículos no propios
- ✓ Garajes y Parqueaderos
- ✓ R. C. Por fallas en la prestación del servicio

RESPONSABILIDAD CIVIL

LEY 222 DE 1995

Toda persona es responsable por ejercer actividades que pueden generar riesgo, en este orden de ideas, de las funciones de los directores y administradores se derivan las siguientes clases de responsabilidad:

Responsabilidad prevista en el Código de Comercio- Ley 222 de 1995, art. 24 . “Los administradores responderán **SOLIDARIA E ILIMITADAMENTE** de los perjuicios que por dolo o culpa ocasionen a la sociedad, a los socios o a terceros...”.

ANEXO No.2

Bases											
Año	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
SUPUESTOS OPERATIVOS											
Escenario											
Generación Total = 1	0										
% Generación (Invierno)	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	
Generales											
Días por año	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Meses/año	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Horas / año efectivas	0	7,032	8,352	8,352	8,352	7,800	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352
Horas por Día	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Días de operación efectiva	0	293	348	348	348	325	348	348	348	348	348
Horas de operación acumuladas	0	7,032	15,384	23,736	32,088	39,888	48,240	56,592	64,944	73,296	81,648
Horas Efectivas por año	0	7,272	8,592	8,592	8,592	8,040	8,592	8,592	8,592	8,592	8,592
Horas Efectivas Acumuladas	0	7,272	15,864	24,456	33,048	41,088	49,680	58,272	66,864	75,456	84,048
Numero de Arranques por año	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Horas Adicionales por arranque	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Particulares Planta											
Capacidad de Generación (MW)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Mínimo Técnico (Capacidad de Generación) MW (Res 34)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Disponibilidad Planta	80.05%	95.34%	95.34%	95.34%	95.34%	88.80%	95.34%	95.34%	95.34%	95.08%	95.34%
Generación Planta (GWh/año)	703.20	835.20	835.20	835.20	835.20	780.00	835.20	835.20	835.20	835.20	835.20
Heat Rate de la Planta (BTU/kWh)	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352	8,352
Generación Planta según despacho al 90% (GWh/año)	0.00	632.88	751.68	751.68	751.68	702.00	751.68	751.68	751.68	751.68	751.68
Particulares Combustible											
Take or Pay de Gas	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Gas Natural (US\$/MBTU) Corrientes	0.7000	0.7197	0.7298	0.7400	0.7504	0.7609	0.7715	0.7824	0.7933	0.8044	0.8155
Analisis											
Prima de disponibilidad con despacho al 90% Corrientes	6,331	7,813	8,123	8,466	8,239	9,194	9,580	9,982	10,401	10,837	11,287
Costo Variable (US\$/MBTU) Corrientes	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Costo Variable Total Corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo Total Corrientes	6,331	7,813	8,123	8,466	8,239	9,194	9,580	9,982	10,401	10,837	11,287
Pagos Gas	8,489	10,418	10,802	11,227	10,897	12,128	12,605	13,101	13,617	14,152	14,707
Diferencia	-2,159	-2,605	-2,679	-2,761	-2,658	-2,934	-3,025	-3,119	-3,215	-3,315	-3,415
SUPUESTOS VENTAS Inversionista "B"											
Tarifa											
Precio Venta Inversionista "B" (Corrientes)			5.3%	8.0%	7.7%	12.8%	9.3%	13.4%	11.7%	12.0%	12.2%
Precio Venta Inversionista "B" (Constantes)	110.00	115.8	125.1	134.7	151.9	166.0	188.3	210.4	235.6	264.4	293.2
	105.6	106.9	111.2	115.3	125.3	131.8	144.0	155.0	167.1	180.6	194.1
SUPUESTOS VENTAS Inversionista "A"											
Bases											
Factor de compensación	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Precio Compra Inversionista "B" (Corrientes)	72.8	77.3	81.3	87.9	94.6	106.7	116.6	132.3	147.8	165.5	185.7
Precio Compra Inversionista "B" (Constantes)	72.8	74.2	75.1	78.1	81.0	88.0	92.6	101.2	108.9	117.4	126.9
Tarifa											
Total Tarifa Equivalente (Corrientes)	72.8	77.3	81.3	87.9	94.6	106.7	116.6	132.3	147.8	165.5	185.7
Total Tarifa Equivalente (Constantes)	72.8	75.5	77.7	81.8	85.6	94.3	100.2	110.8	120.3	130.8	142.5
		3.6%	2.9%	5.3%	4.7%	10.2%	6.2%	10.5%	8.6%	8.8%	8.9%
Análisis Delta Tarifa											
Delta Inversionista "A" por kWh (Corrientes)	1.04	1.03	1.05	1.05	1.10	1.06	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09
SUPUESTOS COSTOS											
Variables Combustible											
Consumo de Gas Take or Pay minimo	8,489	10,418	10,802	11,227	10,897	12,128	12,605	13,101	13,617	14,152	14,707
Crecimiento Real											
Costo de Generación (Marginal + CEE) Constantes	52	55	58	65	72	81	88	101	114	128	145
		2.5%	2.1%	4.6%	4.3%	9.7%	5.9%	10.3%	8.5%	8.8%	9.0%
Costo de Generación (Marginal + CEE) Corrientes	52	57	63	73	84	99	111	133	155	181	212
		4%	4%	6%	6%	13%	9%	13%	12%	12%	12%
Costo de Gas Fijo y Variable	-	8,489	10,418	10,802	11,227	10,897	12,128	12,605	13,101	13,617	14,152
Factor de Crecimiento		40%	40%	40%	40%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Fijos											
Gastos de Administración	482	502	522	542	563	585	607	630	654	679	704
Costos Corporativos	540	563	585	607	631	655	680	706	733	761	789
Consumibles	120	125	130	135	140	146	151	157	163	169	175
Costo Fijos O&M	660	688	715	742	771	800	831	863	896	930	964
Reservas para Mantenimientos (US\$)	2,088,504	2,480,544	2,480,544	2,480,544	2,316,600	2,480,544	2,480,544	2,480,544	2,480,544	2,480,544	2,480,544
Reservas para Mantenimientos (COP)	4,313	5,147	5,263	5,395	5,164	5,668	5,810	5,955	6,104	6,256	6,411
Seguros en (US\$)	240,000	243,360	246,767	250,222	253,725	257,277	260,879	264,531	268,235	271,990	275,744
Seguros y garantías	496	505	524	544	566	588	611	635	660	686	712
Depreciaciones	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722
O&M Línea	104	109	113	117	122	127	131	136	142	147	152
Variables											
Contribuciones al sistema	543	679	734	790	833	974	1,105	1,234	1,382	1,551	1,741
Impuesto de Timbre	314	392	421	451	471	549	615	683	759	846	944
Impuesto 4 por mil	259	313	335	359	377	435	498	541	601	670	749
Impuesto Industria y Comercio	317	384	411	440	462	532	598	663	737	821	916
Subtotal Impuestos	1,433	1,768	1,901	2,040	2,142	2,488	2,806	3,120	3,479	3,888	4,350
Bolsa											
Pago CEE	13,115	15,654	16,007	16,407	15,705	17,237	17,868	18,110	18,563	19,027	19,501
Contratos											
Compras de Energía en Bolsa	7,268	10,341	11,013	10,199	7,268	9,549	10,772	11,660	9,232	7,590	5,948
Total Gastos & Costos	0	39,742	48,542	50,297	50,679	46,692	52,693	55,394	57,797	56,964	57,009
% del Gas sobre el total del Costos y Gastos		32%	32%	32%	33%	34%	34%	33%	33%	35%	36%

✓ Las contribuciones van por el 1% de los ingresos

ANEXO No. 3											
Ingresos											
Año	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INGRESO:											
CARGO POR CAPACIDAD	0	10,307	10,407	10,458	10,694	10,961	11,235	11,516	11,804	12,099	12,402
VENTAS DE ENERGIA POR CONTRATOS(\$MM/año)											
Energía Suministrada por contratos (gWh/año)	0	703	835	835	835	780	835	835	835	835	835
Precio Venta Energía Contratos Comerciales (\$/kWh)		76.39	80.41	86.87	93.54	105.51	115.28	130.75	146.09	163.59	183.58
VENTAS ENERGIA POR CONTRATOS (\$MM/año)	0	53,714	67,159	72,551	78,122	82,301	96,280	109,203	122,011	136,631	153,329
TOTAL INGRESOS (\$MM/Año)	0	64,021	77,566	83,009	88,816	93,262	107,516	120,720	133,816	148,730	165,730

- ✓ En el año 5 la Unidad de Generación entró en mantenimiento mayor
- ✓ En el año 1 la Unidad Opera 293 días, lo que corresponde a un 88.8% de Disponibilidad de la máquina por abalea y aprendizaje y los demás años opera 348 días con una disponibilidad de 94.34%. Para el caso de año 5 que la máquina entrará en mantenimiento mayor su disponibilidad es de 88.8%
- ✓ Lo correspondiente al precio de Venta Energía es el producto del precio de compra al Inversionista "B"

ANEXO No.4											
Estado de Resultados											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
+ Ingresos Operacionales	0	64,662	78,367	83,875	89,748	94,244	108,664	122,023	135,271	150,361	167,560
UTILIDAD MARGINAL	0	64,662	78,367	83,875	89,748	94,244	108,664	122,023	135,271	150,361	167,560
- Costo y Gastos Fijos	0	39,743	48,543	50,297	50,679	46,693	52,693	55,395	57,798	56,966	57,010
UTILIDAD OPERACIONAL	0	24,919	29,825	33,577	39,069	47,552	55,971	66,627	77,474	93,395	110,550
Margen Operacional	N.A.	39%	38%	40%	44%	50%	52%	55%	57%	62%	66%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0	24,919	29,825	33,577	39,069	47,552	55,971	66,627	77,474	93,395	110,550
Impuesto de Renta	0	8,223	9,842	11,080	12,893	15,692	18,470	21,987	25,566	30,820	36,481
UTILIDAD NETA	0	16,696	19,983	22,497	26,176	31,860	37,501	44,640	51,907	62,575	74,068
Margen Neto	N.A.	26%	25%	27%	29%	34%	35%	37%	38%	42%	44%
Distribución de Utilidades											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Utilidad del Periodo	0	16,696	19,983	22,497	26,176	31,860	37,501	44,640	51,907	62,575	74,068
- Reserva Legal	0	0	3,339	4,664	5,432	6,322	7,636	9,027	10,734	12,528	15,021
+ Utilidades Ejercicios Anteriores	0	13,357	18,657	21,729	25,287	30,545	36,109	42,934	50,113	60,082	89,089
- Reparto Dividendos	0	3,339	4,664	5,432	6,322	7,636	9,027	10,734	12,528	15,021	0
Utilidad por Repartir	0	3,339	4,664	5,432	6,322	7,636	9,027	10,734	12,528	15,021	0
Política de Dividendos	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	100%

ANEXO No. 5											
Balance General											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Activos											
Caja	0	27,642	38,609	46,409	55,391	67,485	79,942	94,712	109,987	130,425	116,313
Excedentes de Tesorería	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inventarios											
Propiedad Planta y Equipo	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224
Depreciación Acumulada	0	-2,722	-5,445	-8,167	-10,890	-13,612	-16,334	-19,057	-21,779	-24,502	-27,224
Otros activos											
Total Activos	27,224	52,143	60,388	65,466	71,725	81,097	90,831	102,879	115,431	133,147	116,313
Pasivos											
Impuestos por Pagar	0	8,223	9,842	11,080	12,893	15,692	18,470	21,987	25,566	30,820	0
Provisiones											
Total Pasivos	0	8,223	9,842	11,080	12,893	15,692	18,470	21,987	25,566	30,820	0
Patrimonio											
Capital	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224	27,224
Utilidades distribuidas											
Utilidades del Periodo	0	16,696	19,983	22,497	26,176	31,860	37,501	44,640	51,907	62,575	74,068
Utilidades de Periodos Anteriores	0	0	3,339	4,664	5,432	6,322	7,636	9,027	10,734	12,528	15,021
Total Patrimonio	27,224	43,920	50,546	54,385	58,832	65,405	72,361	80,892	89,865	102,327	116,313
Pasivo + Patrimonio	27,224	52,143	60,388	65,466	71,725	81,097	90,831	102,879	115,431	133,147	116,313
Diferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

✓ Cada inversionista aporta el 100% de la inversión total.

ANEXO No.6											
Flujo de Fondos											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Utilidad Operacional	0	24,919	29,825	33,577	39,069	47,552	55,971	66,627	77,474	93,395	110,550
+ Depreciaciones	0	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722	2,722
EBITDA	0	27,642	32,547	36,300	41,791	50,274	58,693	69,350	80,196	96,117	113,272
- Impuestos	0	0	8,223	9,842	11,080	12,893	15,692	18,470	21,987	25,566	67,302
Generación Interna	0	27,642	24,324	26,458	30,711	37,381	43,001	50,879	58,209	70,551	45,970
DISPONIBLE PARA INVERSIONES	0	27,642	24,324	26,458	30,711	37,381	43,001	50,879	58,209	70,551	45,970
Variación Activos Fijos	27,224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO DE CAJA LIBRE	-27,224	27,642	24,324	26,458	30,711	37,381	43,001	50,879	58,209	70,551	45,970
+ Otros Ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Otros egresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Capitalizaciones	27,224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Pago Dividendos	0	0	13,357	18,657	21,729	25,287	30,545	36,109	42,934	50,113	60,082
FLUJO DE CAJA NETO	0	27,642	10,967	7,800	8,982	12,095	12,456	14,770	15,275	20,438	-14,112
Saldo Inicial de Caja	0	0	27,642	38,609	46,409	55,391	67,485	79,942	94,712	109,987	130,425
Caja Minima											
Saldo Final de Caja	0	27,642	38,609	46,409	55,391	67,485	79,942	94,712	109,987	130,425	116,313
Excedentes de Tesorería	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota

- ✓ En el último año de operación se pagará los años pendientes de Impuesto de Renta. Este proyecto no participa directamente en el tributo; son negocios internos y por ende no es necesario llevarlos al estado.
- ✓ Saldo final caja están los dividendos del último año

ANEXO No. 7

Resultados del Modelo de Análisis Financiero del Proyecto

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CALCULO VALOR PRESENTE SOCIOS											
(-) Inversión	-27,224										
(+) Flujo de Caja	0	27,642	24,324	26,458	30,711	37,381	43,001	50,879	58,209	70,551	45,970
(=) Flujo Neto Total	-27,224	27,642	24,324	26,458	30,711	37,381	43,001	50,879	58,209	70,551	45,970
(%) WACC	15.5%										
Valor Presente sin Inversión	179,996										
Relación VP/INVERSIÓN	6.61										
CALCULO VALOR PRESENTE Inversionista "A"											
(-) Inversión	-27,224										
(-) Flujo de Pago Tarifa	0	-54,355	-67,960	-73,416	-79,054	-83,283	-97,429	-110,506	-123,467	-138,261	-155,158
(+) Flujo Venta E.	0	77,352	96,713	104,477	112,501	118,519	138,650	157,260	175,704	196,757	220,803
(=) Flujo Neto Total	-27,224	22,997	28,753	31,061	33,446	35,236	41,221	46,753	52,237	58,496	65,645
(%) WACC	15.5%										
Valor Presente sin Inversión	179,996										
Relación VP/INVERSIÓN	6.61										
Diferencia											
Variable Principal											
		Tarifa Potencia	Tarifa Venta Inversionista "A"								
		72.87	72.80								Meta
		77.30									

Anexo No.8

Sensibilidades

INCREMENTO Gas	VPN (Inversionista "B")	VPN (Inversionista "A")
0.0%	179,996	179,996
5.0%	178,040	178,040
10.0%	176,084	176,084
15.0%	174,129	174,129
20.0%	172,173	172,173

INCREMENTO Gas	Tarifa de Venta (\$/kWh) (Inversionista "A")
0.0%	72.87
5.0%	73.06
10.0%	73.26
15.0%	73.46
20.0%	73.66

INCREMENTO INVERSION (Inversionista "A")	Tarifa de Venta (\$/kWh)
0.0%	72.87
5.0%	72.87
10.0%	72.87
15.0%	72.87
20.0%	72.87