

**ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

JAVIER SÁNCHEZ GÓMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**

**ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

JAVIER SÁNCHEZ GÓMEZ

**Trabajo de monografía presentado para optar el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director

**Oscar Vanegas Angarita
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**

LISTA DE TABLAS

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO	1
1.1 RESERVAS Y OFERTA	2
1.2 DEMANDA DE ENERGÍA	3
1.3 EL GAS NATURAL	4
1.4 ENERGÍA ELÉCTRICA	4
1.5 POLÍTICA NACIONAL	5
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL EN COLOMBIA	8
2. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL	12
2.1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	12
2.2 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL	17
2.2.1 La Cogeneración a Gas Natural.	19
2.2.2 Sistemas de Cogeneración a Gas Natural.	24
3. ASPECTOS ECONOMICOS DE LA GENERACION EN COLOMBIA	49
3.1 MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD	49

3.1.1 Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad.	49
3.1.2 Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad	50
3.2 CARGO POR CAPACIDAD	52
3.3 INTERVENCIÓN DE PRECIOS DE OFERTA DE GENERADORES HIDRÁULICOS CON EMBALSES	54
3.4 MERCADO MAYORISTA EN SITUACIÓN DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA	55
3.5 CÓMO EVALUAR LA VIABILIDAD DE LA COGENERACIÓN	58
3.6 CONCEPTOS ECONÓMICOS PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN	65
3.6.1 Valor Internacional del Uso de la Potencia Cogenerada.	66
3.6.2 Diseño por Demanda de Rata de Energía.	66
3.6.3 Diseño por Rata Tiempo del Día.	68
3.6.4 Cargos por Demanda Fija.	69
3.6.5 Diseño de Rata Única de Energía.	70
3.6.6 Valor de la Potencia Cogenerada Vendida a La Empresa Local.	71
3.6.7 Valor del Calor Recuperable.	71
3.7 COSTOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE	72
3.7.1 Costos de Compra de Potencia	72
3.7.2 Rata de Compra de Potencia.	72
3.7.3 Ratas de Venta de la Potencia Cogenerada.	72
3.8 COSTOS DE CAPITAL DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN	73
3.9 DISEÑOS CONCEPTUALES	74
3.10 SITUACION FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	75

4. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL EN COLOMBIA	81
4.1 LA INTERVENCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA	82
4.2 LA DEUDA DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA	85
4.3 CARGO POR CAPACIDAD	87
4.3.1 Tasa de Descuento.	88
4.3.2 Inversión Inicial.	89
4.3.3 Factor de Corrección de Potencia en el Post-Proceso.	90
4.3.4 Impacto Sobre la Tarifa.	91
4.4 LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	91
4.5 MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE JUEGO	95
4.6 LA INCERTIDUMBRE SOBRE LA EXPANSIÓN FUTURA	95
5. PROPUESTAS PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA	99
5.1 PROPUESTAS SOBRE LA INTERVENCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA	99
5.2 PROPUESTAS PARA CON LA DEUDA DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA	99
5.3 PROPUESTAS PARA CON EL CARGO POR CAPACIDAD	100
5.4 PROPUESTAS SOBRE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	100
5.5 PROPUESTA SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE JUEGO	101
6. CONCLUSIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	105

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de Generación Eléctrica con Gas Natural	18
Figura 2. Emisiones Usando Diferentes Combustibles	21
Figura 3. Sistema de Cogeneración	25
Figura 4. Turbina de Combustión a Gas	27
Figura 5. Sistemas de Cogeneración Móviles	33
Figura 6. Sistema de Potencia con Turbina de Vapor	35
Figura 7. Sistema de Cogeneración de Ciclo Combinado	38
Figura 8. Balance de Energía en un Motor Reciprocante	41
Figura 9. Módulo de Cogeneración Ensamblado de Fábrica	45
Figura 10. Sistema Operativo Bolsa de Energía	57
Figura 11. Proceso Global de Evaluación de la Cogeneración	62
Figura 12. Demanda por Rata de Energía	66
Figura 13. Demanda por Rata de Energía Simple	67
Figura 14. Demanda por Rata Tiempo del Día	69
Figura 15. Demanda Fija	70
Figura 16. Rata de Sólo Energía	71
Figura 17. Resultados Financieros Actividad de Generación	76
Figura 18. Rendimiento de Activos	79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Potencia de Turbinas y su Costo por KWH	31
Tabla 2. Relaciones de Compresión Según el Combustible Gaseoso	40
Tabla 3. Criterios Evaluados en Caso de Racionamiento	56
Tabla 4. Tarifa Binomio	69

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL EN COLOMBIA*

AUTOR: JAVIER SÁNCHEZ GÓMEZ **

PALABRAS CLAVES: Sector Energético, Cogeneración, Gas, Electricidad, Mercado Energía, Economía.

DESCRIPCIÓN: Este libro presenta el resultado del desarrollo de un proceso de investigación teórica y de campo realizado con el objetivo de plantear y consignar una serie de reflexiones y propuestas sobre la problemática de la Generación Eléctrica con Gas Natural en Colombia, mitigando la incertidumbre sobre la expansión futura.

Se presenta la teoría básica sobre los aspectos técnicos y económicos de la generación eléctrica con gas natural, se analiza la situación financiera de los agentes del mercado, la intervención estatal en el mercado de la energía, se estudia la deuda del mercado mayorista de energía y de igual forma se aborda el tema del cargo por capacidad, la interconexión internacional y la modificación de las reglas de juego.

Se realiza un enfoque al tema de la cogeneración como nuevo elemento para el aprovechamiento de los recursos y se finaliza con una serie de propuestas para solucionar la problemática del sector enfocada la deuda del mercado mayorista, de energía el cargo por capacidad, las interconexiones y la modificación de las reglas de juego (leyes y reglamentaciones).

Presenta una serie de conclusiones en las cuales se evidencia la necesidad de generar una cultura del gas en el sector industrial y comercial, La falta de uniformidad de precios del gas en el país, la necesidad de crear incentivos tributarios y regulatorios para favorecer los proyectos de cogeneración, que el Gobierno tome las medidas que se requieren para devolverle viabilidad financiera a las distintas actividades de la cadena eléctrica y la revisión las medidas regulatorias que han menguado la credibilidad de los inversionistas en la actividad de generación eléctrica en Colombia.

*Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ingeniero Oscar Vanegas Angarita.

SUMMARY

TITLE: ANALYSIS OF THE ELECTRICAL GENERATION WITH NATURAL GAS IN COLOMBIA *

AUTHOR: JAVIER SANCHEZ GOMEZ **

KEY WORDS: Power Sector, Cogeneration, Gas, Electricity, Market Energy, Economy.

DESCRIPTION: This book presents the result of the development of theoretical and field research out with the purpose of set out and records a series of reflections and proposals about the problems of the Electrical Generation with Gas in Colombia, mitigating the uncertainty of the future expansion.

The basic theory is presented about the technical and economic aspects of the electrical generation with natural gas, the financial situation of the market agents, and the state intervention in the energy market are analyzed, the debt of the whole sale market is studied, the subject of the charge by capacity, the international interconnection and the modification of rules of the game is approached as well.

An approach to the cogeneration subject as a now element to take advantage of the resources is made, and it finishes with a series of proposals to solve the sector problems, focused on the wholesale market debt, of energy charge by capacity, the interconnections and the modification of the rules of the game (laws and regulations).

It presents a series of conclusions which show the need of generate a gas culture, in the commercial and industrial sector, the lack of uniformities of the gas prices in the country, the necessity to create tax and regulatory incentives to favor the cogeneration projects, that the Government takes the required measures to give back financial viability to the different activities of the electrical chain, and the checking of the regulatory measures that have diminished the investor's credibility in the electrical generation activity in Colombia.

* Monograph.

** Engineering Physicochemical Faculty, Petroleum Engineering School, Engineer Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

El sector energético en Colombia y en el mundo entero es de gran importancia al ser decisivo en el desarrollo económico, industrial y comercial al ser su fuente primaria para los diferentes procesos productivos.

En esta monografía se busca realizar un acercamiento a la problemática que vive nuestro país y específicamente la generación eléctrica a partir de gas. De igual forma es importante tener como base del estudio el desarrollo legal y jurídico en esta materia pues se convierte en un delimitante del desarrollo del sector energético.

El estudio de ésta temática es de vital importancia no solo para quienes trabajan de forma directa en el negocio energético sino también para los consumidores finales quienes y todos aquellos de que forma indirecta dependen de él para su actividad.

Como complemento es importante exponer algunas recomendaciones y sugerencias que permitan realizar reformas y transformaciones que permitan la recuperación del negocio y la confianza de quienes participan de él.

1. GENERALIDADES DEL SECTOR ENERGÉTICO

El sector energético Colombiano ha venido registrando una serie de reformas muy importantes, plasmadas en las leyes 142 y 143 de 1994 y en numerosas resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Estas reformas se pueden sintetizar en los siguientes aspectos:

- Conformación de una nueva institucionalidad basada en la idea que la función principal del Estado en materia de energía debe ser la de regular y controlar y no la de ser empresario. Se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP).
- Promoción de la participación privada en el sector eléctrico: Hasta 1992 toda la cadena eléctrica era propiedad del Estado. A partir del Decreto 700 de 1992 y de las Leyes 142 y 143 de 1994 se dan las condiciones para una participación privada en todas las actividades.
- Estructuración de un mercado competitivo en generación y creación de la bolsa de energía eléctrica, la cual entra en funcionamiento el 20 de julio de 1995.
- Creación de un mercado no regulado de usuarios de energía eléctrica. En este momento cualquier usuario con una demanda máxima mayor a 500 Kw puede hacer parte de ese mercado.
- Libertad de acceso a la red de transmisión. Con lo cual se busca garantizar la competencia en generación y facilitar la competencia en el mercado mayorista.
- Libertad de acceso a la red troncal de gas.
- Definición de un esquema de precios basado en costos económicos de prestación del servicio de electricidad y de gas.
- Ampliación de la red troncal de gas e incremento del número de usuarios y de la cobertura a nivel nacional.

- Liberación parcial de los precios de la gasolina y otros derivados del petróleo.
- Mejora de las condiciones de contratación para la exploración y producción de petróleo crudo y gas.

1.1 RESERVAS Y OFERTA

Colombia es un país que cuenta con recursos energéticos relativamente importantes. Posee reservas probadas de petróleo de alrededor de 1.500 millones de barriles, lo que significa una relación reservas/producción de 4 años, y reservas probadas de gas natural de 7 Tpc. las cuales podrían alcanzar para más de 25 años produciendo al ritmo actual. El carbón es el principal recurso con que cuenta el país, sus reservas probadas son de 6.000 millones de toneladas, que al ritmo de producción actual alcanzarían para 200 años, más del 80% de excelente calidad por su alto poder calorífico y bajo contenido de azufre y cenizas, están localizadas en la zona norte del país, lo que le da una gran posibilidad al desarrollo de proyectos destinados a la exportación.

El potencial hidroeléctrico fue estimado hace varios años en más de 90.000 MW para proyectos mayores de 100 MW. La capacidad actual instalada neta de generación eléctrica en el país es de 11.597 Mw, de los cuales 7.892 Mw son hidráulicos y 3.705 Mw son térmicos.

En cuanto a nuevas fuentes de energía, se puede decir que el país cuenta con un buen nivel de radiación solar, con posibilidades localizadas para la utilización de la energía eólica y con considerables residuos de biomasa aprovechables.

Se puede afirmar que, desde la perspectiva de recursos, el problema de Colombia no es su disponibilidad, sino su contribución a la economía y su uso eficiente tomando en cuenta la abundancia relativa, los costos de producción y los impactos sociales y ambientales derivados de la explotación y utilización.

En términos de oferta interna de energía primaria, en el 2003 el petróleo representó el 48.4% del total, el gas natural el 20.5%, la hidroenergía el 9.5%, el carbón mineral el 5.6%, y la biomasa (leña y bagazo) el 15.2%. La producción de petróleo en el 2003 fue de 193 millones de barriles, la de gas natural fue de 1.296 Gpc, la de carbón fue de 42.754.000 Toneladas. La capacidad de refinación del país es de 320.000 barriles por día.

1.2 DEMANDA DE ENERGÍA

La dinámica de la demanda de energía se explica por la actividad industrial y comercial, el crecimiento de la población y el incremento del área urbana. En el período 1980-2000, el consumo final de energía creció a una tasa anual promedio del 4%, índice ligeramente superior al crecimiento del PIB en el mismo período.

En el 2003, el consumo de energía final fue del orden de 250.000 Teracalorías (TC) y el consumo útil del orden de 120.000 TC. La participación de los sectores en el consumo final de energía es del 18% en el sector residencial, con una alta participación de la electricidad y aún de la leña y una creciente participación del gas natural; del 28% en el sector industrial, con una importante participación del carbón, los residuos vegetales y el gas natural; del 34% en el sector transporte que depende básicamente de derivados del petróleo; y del 4% del sector comercial y público con participación de la electricidad, el diesel oil y el gas natural.

La estructura del consumo por fuentes en el 2003, indica que el petróleo y sus derivados son la principal fuente energética (con más del 43.9% del consumo total), seguido por la biomasa (leña más bagazo) con el 18.4%, la energía eléctrica con el 12.7%, el gas natural con el 6.4% y el carbón con el 6.2%. Esta estructura ha permanecido similar en la última década, salvo por el pequeño incremento en la participación en el consumo del gas natural y la importante reducción de la leña.

1.3 EL GAS NATURAL

El consumo de gas natural ha evolucionado, en la medida en que se han ido extendiendo los gasoductos troncales a lo largo del país. Hasta 1995, prácticamente el mercado del gas se localizaba en la Costa Atlántica, el Huila, Santander, Meta, Casanare y parcialmente en Bogotá. En la actualidad el gas natural cubre además, los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Tolima, Caldas, Quindío, Risaralda y Valle. Estas interconexiones y la ampliación en la producción de los campos de Chuchupa, en la Guajira, hicieron posible la instalación de varias plantas termoeléctricas a base de gas natural, tanto en la Costa como en el interior, lo que duplicó prácticamente el consumo en este sector en los últimos años.

El uso de **GNC** como combustible automotor se ha intensificado en la década del 90, especialmente en la Costa Atlántica, sin que todavía se logre su masificación ni su desarrollo en el interior del país, debido especialmente a barreras tecnológicas y de precios, frente a otros combustibles.

En 1999 se presentó un descenso en el consumo interno de gas, ocasionado principalmente por la disminución en el consumo de las plantas térmicas. Para los años siguientes el consumo ha aumentado levemente debido a la recesión económica del País. El consumo total de gas en el 2003 fue de 580,7 millones de pies cúbicos - día.

1.4 ENERGÍA ELÉCTRICA

La calidad de un flujo energético está asociada fundamentalmente a la capacidad de conversión de dicho flujo en otros tipos de energía. Así, la energía eléctrica es considerada una forma noble de energía, ya que puede ser totalmente convertida en cualquier otra. El calor, y por ende los combustibles, determinan su calidad en

función de la temperatura a la cual se verifica el flujo energético correspondiente; a niveles más altos de temperatura corresponde mayor calidad energética en el flujo de calor.

Este importante aspecto del análisis de sistemas energéticos desafortunadamente muchas veces es olvidado, comparándose magnitudes energéticas con bases muy distintas y evaluándose así las pérdidas de modo equívoco. Tales consideraciones son oportunas al presentarse la cogeneración, ya que se busca con este procedimiento de conversión energética mejorar la calidad de la energía producida por un combustible.

Los sistemas de generación de energía eléctrica industriales de gran potencia se basan en equipos, cuya fuente es el vapor saturado o sobrecalentado (en un nivel controlado), utilizado para entregar energía térmica en una turbina de vapor conectada a un generador, además de lo anterior es necesario contar con una subestación encargada de mantener sincronizado el generador con el eje de la turbina para evitar al máximo el desfase de la onda sinusoidal de la corriente alterna. Muy poco tiempo transcurrió para que se aprovechara la energía térmica de los flujos de escape de los equipos de generación ya sea como fuente de energía para secado, refrigeración u otra turbina de vapor.

Al desarrollarse una nueva tecnología en materiales, las turbinas a gas natural entran a jugar un papel preponderante en los sistemas de generación y cogeneración, en estos últimos debido a que la mezcla estequiométrica de combustible para una turbina de gas es rica en aire, los productos de combustión resultantes van a ser limpios, pudiéndose aprovechar en forma directa en equipos de generación de vapor o refrigeración, sin ser una amenaza crítica la corrosión, además esta riqueza de oxígeno puede ser aprovechada como comburente en la post-combustión, usando quemadores en vena de aire.

La importancia de los sistemas de cogeneración radica en que se aprovecha al máximo la energía de los recursos no renovables, como son: combustibles fósiles y el biogás (gas resultado de la descomposición de la materia orgánica), generando energía eléctrica y térmica para proceso. De hecho, se trata de un procedimiento muy empleado en los países desarrollados y nuevamente en expansión, ya que sus niveles más altos de eficiencia implican reducir el consumo de combustibles y todos los costos asociados, inclusive el costo ambiental, reduciendo la entropía del proceso.

Teniendo en cuenta estas posibilidades y frente a las nuevas estructuras institucionales y legales del sector energético, con mayor participación del sector privado en la oferta de electricidad, la generación con gas natural viene ampliándose significativamente en países europeos, EUA y Japón. También ha contribuido a esta expansión la mayor disponibilidad de gas natural y la evolución de las turbinas de gas. Por otra parte, los países latinoamericanos y caribeños han desarrollado muy poco esta tecnología en sus sistemas eléctricos, a pesar de las potencialidades existentes en toda la región, en Colombia ya existen proyectos en marcha, pero se hace necesaria su difusión en el sector industrial y de servicios, para de ésta manera buscar que ésta tecnología de una salida amplia al mercado del gas natural para cumplir las proyecciones del Plan de Masificación del Gas Natural.

En Colombia, donde no se consideran posibles las redes públicas de calefacción, es fundamental el estudio de la cogeneración en usuarios bajo el concepto de autoproducción, sin tener en cuenta obligatoriamente las interconexiones o transacciones de excedentes de energía térmica.

Muchas veces se piensa, equivocadamente, que generación con gas natural ó cogeneración con otros recursos no renovables es lo mismo que autoproducción interconectada. Otro equívoco común es asociar la cogeneración necesariamente

con producción de electricidad, ya que cogeneración presupone producción de calor útil y trabajo, sea como energía eléctrica o mecánica, por ejemplo, en un eje de un compresor. De hecho, para la producción de electricidad en los generadores, la energía mecánica es una forma intermedia.

1.5 POLÍTICA NACIONAL

La **UPME** dentro de las funciones que le fueron asignadas por ley tiene la tarea de elaborar y actualizar el **Plan de Expansión del Sector Eléctrico Colombiano**. El Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto y largo plazo a los diferentes agentes económicos sobre la inversión en generación y transmisión de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad en el país.

El Plan es el resultado de un proceso de análisis que relaciona el sector eléctrico con el sistema energético y socioeconómico, en concordancia con los lineamientos del **Plan Energético Nacional** y del **Plan Nacional de Desarrollo**. Para su elaboración se toman en consideración los siguientes criterios:

- Atender la demanda con una confiabilidad superior al 95% en el largo plazo.
- Incrementar la firmeza del sistema, aumentando la participación térmica.
- Mejorar la eficiencia energética, considerando tecnologías más eficientes y limpias.
- Diversificar el uso de fuentes energéticas disponibles en el país como el agua, el carbón y el gas natural.

De acuerdo con la resolución 051 de 1998 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el plan una vez comentado por los agentes, servirá de base para la definición de las obras de transmisión que serán construidas a través de procesos de convocatoria pública internacional.

Igualmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha expedido numerosas resoluciones concernientes a la generación de energía eléctrica con gas natural, incentivando la inversión privada en este sector y limitando otros actores de la cadena del gas. Por ejemplo, el artículo 7º de la resolución 071 de 1998 de la CREG, establece que los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar directamente la actividad de generación eléctrica a gas natural, pero podrán poseer hasta un veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa que desarrolle tal actividad.

Se exceptúa de esta regla al transportador que participe en generación eléctrica a gas natural, en plantas ubicadas fuera de su Área de Operación. Pero, el párrafo 1º de la misma resolución permite transitoriamente hasta el 31 de diciembre del año 2005 que las empresas productoras de gas natural podrán poseer hasta el 50% del capital de una empresa generadora de electricidad bajo las siguientes condiciones: que la nueva planta de generación se ponga en operación dentro de los cinco años siguientes al 2 de noviembre de 1995, de conformidad con lo establecido en el artículo 3 de la resolución 041 de 1995, y que al cabo de los cinco años de la puesta en marcha, tal participación accionaria no exceda del 25% del capital de la empresa generadora. Bajo estos parámetros, algunos productores y transportadores de gas natural hicieron inversiones considerables que no han alcanzado a recuperar en el lapso de tiempo fijado por ley.

1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL EN COLOMBIA

Durante los últimos 12 años quedó demostrada la importancia estratégica para Colombia de la generación de una importante parte de la energía eléctrica a partir de gas natural; pues ha sido gracias a esta fuente energética que se han superado las crisis eléctricas, aun más fuertes que la del apagón vivido en el año 1992.

La reforma del sector eléctrico introducida a principios de la década anterior, permitió la llegada al país de importantes inversionistas, quienes confiando en la estabilidad de las reglas establecidas, inyectaron recursos financieros por más de 7 mil millones de dólares durante el período 1996 – 1999, tanto en la compra de activos eléctricos, como en la construcción de nuevos proyectos de generación; sin embargo, en el corto plazo, los resultados financieros de los agentes son preocupantes y las perspectivas del mercado en el largo plazo no son claras.

Estos resultados están mostrando, en el caso de los generadores hidráulicos, que el esquema de remuneración basado en precios y cargo por capacidad, genera ingresos insuficientes para recuperar la inversión comprometida. Para los generadores térmicos con carbón o gas natural, cuyos ingresos por despacho inframarginal son menores, las pérdidas anuales son mucho mayores. En esta situación, no sólo no parece haber perspectivas de participación privada en la expansión, sino que se corre el riesgo de que haya desinversión, por el retiro de agentes cuya situación financiera llegue a ser insostenible.

El aumento de la capacidad instalada permitió al país superar, sin contratiempos, el Fenómeno de El Niño del año 1997, que produjo una sequía más severa que la que dio lugar al apagón del año 1992, y también permitió afrontar con éxito el Niño presentado el período 2002 – 2003. Sin embargo, hacia el futuro cercano no se avizoran garantías en el suministro de gas para las plantas térmicas del interior del país. Es preocupante, no obstante, la demora en el aumento de la disponibilidad de la oferta de gas para generación eléctrica, así como la lentitud y retraso en el proyecto de construcción de la planta de tratamiento de gas de Cusiana.

La reflexión sobre la problemática de la Generación Eléctrica, en general, y de las térmicas con gas natural, en particular, es importante y coyuntural hacerla en este momento, puesto que aunque la nueva capacidad de generación ha sido clave

para poder asegurar la atención de la demanda durante estos últimos años, las dificultades descritas en el planteamiento del problema, la demora en el aumento de la disponibilidad de la oferta de gas natural y los continuos ataques de la guerrilla a la red eléctrica nacional, a los cuales hoy poco se le da publicidad, han generado gran desconfianza en los inversionistas, quienes en diversas manifestaciones públicas han manifestado su descontento y preocupación por la destrucción sistemática de valor de sus inversiones en los últimos seis años, donde no han tenido utilidades contables en ninguno de ellos.

El descontento y la preocupación de los generadores se ha manifestado desde el fin del gobierno anterior, pero éste ha tenido oídos sordos a sus reclamos a pesar de ser el sector eléctrico estratégico para el apalancamiento de la economía del país, por ser el soporte del movimiento industrial productivo, de la sinergia comercial y del mejor vivir.

Es importante también resaltar que las inversiones realizadas en la última década en el sector, liberaron al Estado de la enorme carga fiscal que tuvo que soportar durante más de 30 años para mantener a flote la generación de energía eléctrica. Igualmente, el sector se ha convertido en una fuente importante de recursos para atender las necesidades del Estado mediante el pago de impuestos de timbre, a la renta, a la seguridad democrática, y transferencias cuantiosas para la preservación del medio ambiente.

En consecuencia, no obstante las bondades del nuevo esquema sectorial, en los últimos años se observa una pérdida de interés de los inversionistas, de por sí nerviosos con el deterioro en el clima de inversión en Latinoamérica, debido a la grave situación financiera de la actividad de generación, a la insolvencia en que se encuentra la actividad de distribución, y a la existencia de varios factores de perturbación, especialmente de índole regulatorio, que podrían hacer fracasar la reforma eléctrica a que se ha hecho mención.

Un estudio reciente del Banco Mundial sobre la inversión privada en el sector eléctrico en los países en vías de desarrollo, demuestra que el nivel de insatisfacción de los inversionistas en Colombia es del 83%, sólo superado por Argentina, y que cinco de cada seis inversionistas se irían del país si pudieran.

Además de demostrar la pérdida de confianza de los inversionistas en el sector eléctrico colombiano, el estudio deja entrever una señal preocupante sobre el futuro del sector, donde, sin el concurso del sector privado, difícilmente se podrá asegurar la demanda futura, ya que la crítica situación fiscal de la Nación le impide asumir la totalidad de las inversiones requeridas.

2. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL

2.1 EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sector Eléctrico se ocupa de los procesos y sistemas necesarios para la generación, transporte, distribución y consumo de la Energía Eléctrica de manera eficiente y segura.

Un sistema eléctrico fuerte, confiable y desarrollado, es el indicador del grado de avance tecnológico de un país. El sistema eléctrico Colombiano, ha venido fortaleciéndose en varios escenarios, tales como la transmisión, sobretodo si corresponde a la interconexión internacional.

También la demanda del país ha mostrado crecimientos sostenidos del 2,8–3% en los últimos años, pero en el sector de la generación se observa un leve estancamiento que puede preocuparnos en el futuro cercano.

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se inició a finales del Siglo XIX y su desarrollo fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y comercializar electricidad. El esquema de propiedad privada se mantuvo durante la primera mitad del Siglo XX, presentándose luego un cambio gradual en la propiedad de las empresas existentes hasta su completa estatización, cambio que fue presionado por la clase política de las diferentes regiones, fundamentado en el paradigma que relaciona electricidad y desarrollo económico para el país, sobre todo en la región rural.

A comienzos de la década de los 90's, un diagnóstico efectuado sobre la gestión y logros que habían alcanzado las empresas de electricidad en manos del Estado, mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera que registraban las empresas. El sector considerado globalmente, enfrentaba la quiebra financiera, quiebra que finalmente se tradujo en un racionamiento de energía eléctrica a nivel nacional que abarcó el período 1991-1992.

Con este panorama, el país, a partir de la Constitución de 1991, admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia donde fuera posible y la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en prestarlos.

En 1992, como consecuencia del severo racionamiento de energía que sufrió el país, el Gobierno expidió, haciendo uso del “estado de emergencia económica” previsto por la Constitución, el Decreto 700. Este Decreto entre otras decisiones, fijó normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación y facultó al Gobierno para tomar decisiones sobre construcción de nuevas plantas de generación y el otorgamiento de las garantías respectivas a quienes quisieran prestar este servicio.

Bajo este marco, se dio impulso a varios proyectos previstos en el Plan de Expansión - algunos bajo esquemas BOOM - y se autorizó a las empresas oficiales involucradas a firmar contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) con los consorcios escogidos para tales efectos. Hay nació la Comisión de Regulación Eléctrica y Gas –CREG.

Las primeras Resoluciones expedidas por la CREG para el sector eléctrico, datan de finales de 1994 y desarrollan en general los siguientes temas: Marco regulatorio aplicable a las actividades de la cadena del sector como: Generación,

Transmisión, Distribución y Comercialización. Las resoluciones reglamentan los aspectos empresariales, comerciales, técnicos y operativos de estos negocios.

Los agentes a los que se les denomina genéricamente “Generadores”, son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

Las Plantas Menores, son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la Resolución CREG-086 de 1996.

Se define como Autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. (Resolución CREG-084 de 1996).

Se define como Cogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración. Entendiendo como Cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la Resolución CREG-085 de 1996.

Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de

líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red. Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: TRANSELCA, Empresa de Energía de Bogotá-EEB, Empresas Públicas de Medellín- EEPPM, Empresa de Energía del Pacífico-EPISA, Electrificadora de Santander-ESSA, DISTASA S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas-CHEC, Centrales Eléctricas de Norte de Santander-CENS, Central Hidroeléctrica de Betania-CHB y Electrificadora de Boyacá - EBSA.

Así mismo, algunos de estos transportadores son accionistas de ISA S.A. E.S.P., destacándose el caso de EEPPM que posee el 13.5% de las acciones y el caso de EPISA que es propietario del 5%. De las once (11) empresas que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, tres (3) de ellas son privadas o mayoritariamente privadas: EPISA, Distasa S.A. y CHB.

El marco regulatorio de esta actividad fue modificado recientemente, y se encuentra en proceso de transición. Los principios conceptuales básicos del anterior marco, que involucraban en la práctica la creación de zonas y subzonas eléctricas con diferentes cargos por uso, no daban señales claras para la localización de nueva generación y nueva demanda, así como tampoco eran apropiados para agentes ya establecidos. Se logró comprobar que el costo diferencial de la transmisión no influía significativamente en la localización de la oferta debido principalmente a su poco peso relativo dentro de la estructura de costos y cargos de las actividades.

El nuevo marco regulatorio para esta actividad considera estampillar los cargos por uso del STN y pasarlos 100% a la demanda (comercializadores); sin embargo

se consideró necesario establecer un período de transición hacia el nuevo marco regulatorio, en el cual los cargos por uso se trasladan 75% a la demanda y 25% a la oferta (generadores) que estará vigente hasta diciembre de 2004.

Se entiende como Distribución, los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). A continuación se definen cada uno de ellos como:

- Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.
- Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras. La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Numeral 9.2) establece que es derecho de los usuarios de los servicios públicos, la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización.

Esta norma dio origen a la concepción del negocio de comercialización como actividad independiente. Se encontró que la separación de este servicio era la única opción que viabilizaba en términos económicos las disposiciones y los

objetivos previstos en la Ley. El negocio de Comercialización en Colombia consiste básicamente en la prestación de un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre Usuarios Regulados y No Regulados, las empresas comercializadoras tienen potencialmente varios ámbitos de acción: i) Pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; ii) Pueden comercializar energía exclusivamente en el mercado no regulado; o iii) Pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, de manera genérica la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final es la siguiente:

Generación + Transmisión + Distribución + Comercialización + Otros Costos

Los componentes de la cadena de costos de prestación del servicio para la atención de usuarios en los dos mercados son idénticos, no así el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, manejo que dependerá del mercado en el cual actúe.

2.2 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL

La generación de energía eléctrica por sistemas convencionales tiene rendimientos del 35-40% con hasta un 65% de la energía primaria consumida desperdiciada como calor residual.

El gas natural se ha constituido en un combustible atractivo para la generación de electricidad con alto rendimiento en toda una serie de aplicaciones, ofrece las

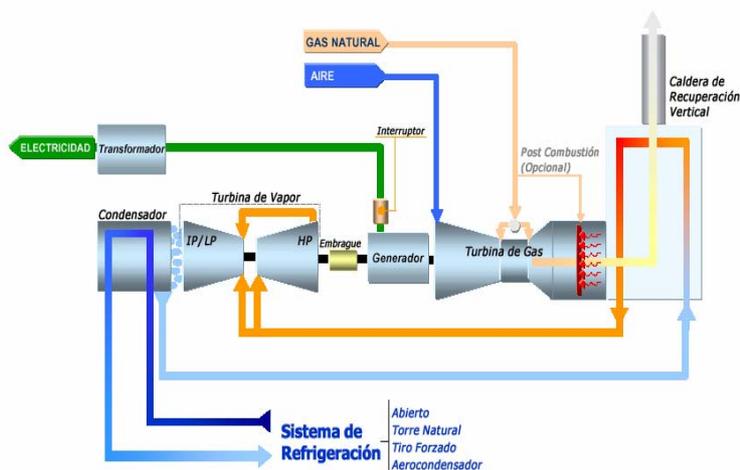
mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental. Estas ventajas pueden conseguirse tanto en grandes centrales como en pequeñas centrales y unidades de cogeneración termoeléctrica.

Son razones para el renovado interés en el uso del gas natural para generación de electricidad:

- El desarrollo de ciclos combinados a gas con turbina de gas (CCGT),
- El considerablemente menor impacto ambiental que aporta la generación eléctrica con gas que con otros combustibles sólidos.
- La disponibilidad a largo plazo de grandes y crecientes reservas de gas,
- Las centrales CCGT pueden ser construidas con relativa rapidez y con costos de inversión relativamente bajos.

En la figura 1 se muestra un esquema sobre la configuración central de la generación eléctrica con gas natural.

Figura 1. Sistema de Generación Eléctrica con Gas Natural



Fuente: BENITEZ, José Antonio, Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.

El principal sistema utilizado en el mundo es la Cogeneración, término de origen norteamericano que sirve para designar una serie de procedimientos empleados por los industriales desde hace muchos años, para cubrir sus propias necesidades de energía mecánica o eléctrica. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de la energía primaria. Hoy día se ha producido un resurgimiento de estos procedimientos como consecuencia del encarecimiento de la energía eléctrica generada en las centrales térmicas convencionales.

Hoy día la cogeneración es una tecnología de conversión energética consistente en la producción secuencial de energía mecánica (preferiblemente eléctrica) y una o varias formas aprovechables de energía térmica (en forma de gases o líquidos calientes), a partir de una misma fuente de energía primaria, que en nuestro caso es el Gas Natural.

2.2.1 La Cogeneración a Gas Natural. Dos terceras partes de la energía consumida por las plantas de generación eléctrica convencionales se arrojan al ambiente, los sistemas de cogeneración aprovechan mucha de esa energía térmica desperdiciada y la usa para varios fines (por ejemplo, calefacción y acondicionamiento de espacios, refrigeración, y otros procesos industrialmente necesarios). Los sistemas de cogeneración se basan en un diverso número de equipos y tecnologías comercialmente disponibles, que ofrecen ventajas de eficiencia en relación con los sistemas de generación convencionales, como:

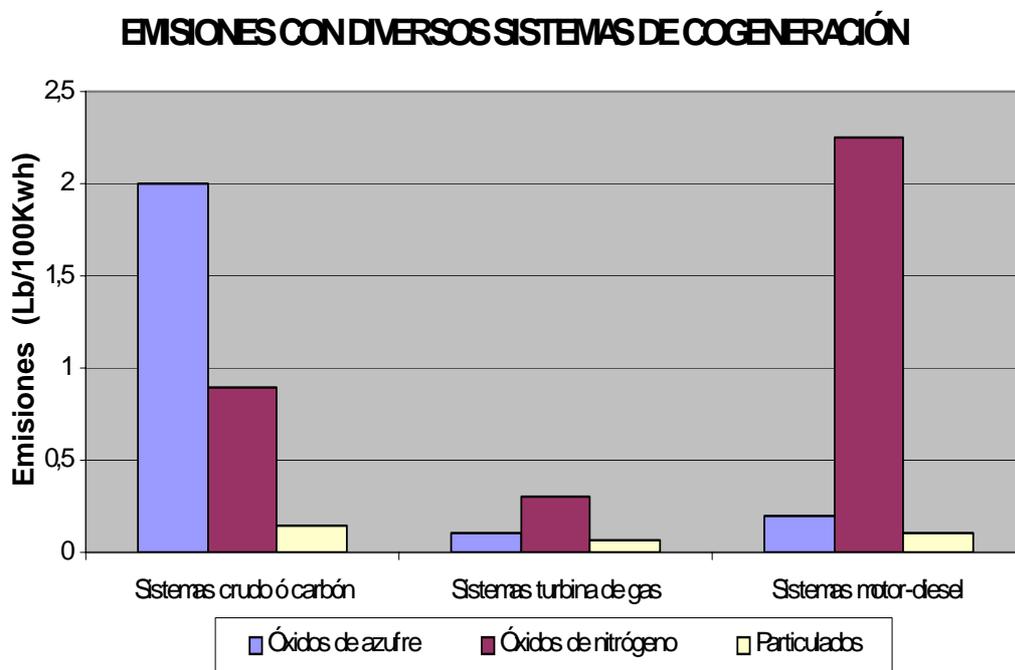
- Hay ahorro de energía primaria (combustibles) entre un 30 a 60%, debido a la eficiencia del sistema de cogeneración.
- Crecimiento económico nacional por la disminución de combustibles importados; por la generación de riqueza en la intermediación bancaria por los créditos destinados a éste fin y en la compra de seguros; la generación de empleo, entre otras.

- Reducción de la contaminación ambiental al reducir la entropía del proceso.
- Diversificación de la canasta energética, uno de los objetivos del Plan de Masificación del Gas.
- Surgimiento de parques industriales en zonas alejadas de las redes de distribución eléctrica debido a la autosuficiencia energética.
- Economía para el generador debido a la reducción de los costos.
- Independencia de suministro de energía eléctrica.
- Incremento en las utilidades de las empresas cogeneradoras, pues los sobrantes de energía se pueden vender.
- Mayores ganancias para productores, transportadores y comercializadores de Gas Natural, por el incremento en la demanda.

Se escoge el gas natural como combustible para los sistemas de cogeneración por las siguientes razones:

- El gas natural es un combustible ambientalmente amigable por la reducción de emisiones comparados con otros combustibles usados, como lo muestra la figura 2.
- Además el gas natural extiende el tiempo de vida útil de los equipos de combustión debido a su elevado número octano y a la cantidad reducida de contaminantes que posee. Los combustibles líquidos por la presencia de metales afectan los álabes de las turbinas, reduciendo su vida útil.
- El avanzado desarrollo de las turbinas de gas natural ha permitido alcanzar ahorros de energía de entre el 15 y el 40%. La investigación y desarrollo de nuevas tecnologías está abriendo continuamente nuevas fronteras con rendimientos todavía mayores y por consiguiente menos contaminación.

Figura 2. Emisiones Usando Diferentes Combustibles



Sin embargo, en Colombia existen aspectos que desaniman a los consumidores de energía para invertir en tecnologías de cogeneración, esto es particularmente cierto para el sector residencial y en menor grado para el sector comercial e industrial. Esos obstáculos influyen directamente en la decisión de implantar o no un sistema de cogeneración. Entre ellos se incluyen:

- **Carencia de capital.** Las inversiones no esenciales como la cogeneración tendrán una baja prioridad para muchas compañías con capital limitado, a pesar del posible alto retorno esperado.
- **Alta tasa de retorno requerida.** Negocios irregulados han tenido históricamente un alto requerimiento de retorno para inversiones no directamente relacionados con sus negocios primarios.

- **La no-familiaridad con las inversiones en energía.** Mientras muchas de las grandes industrias conocen de inversiones en energía y equipo para tal fin, la mayoría de las pequeñas no lo conocen. El desconocimiento de tales inversiones hace que muchas firmas rechacen la cogeneración. En éste ámbito las empresas distribuidoras y comercializadores de Gas natural deben participar capacitando al respecto.
- **Respecto a operación y mantenimiento de equipo** existe restricción debido al desconocimiento e inexperiencia existente en las compañías.
- **La falta de familiaridad con la cogeneración como una opción energética.** No todos aquellos que podrían emplear la cogeneración están enterados de que ésta opción es factible o que ésta existe.
- **Confusión de la regulación gubernamental.** Muchas de las regulaciones estatales afectan las decisiones de invertir en la cogeneración, los distribuidores y comercializadores de Gas Natural son entidades familiarizadas con la regulación y pueden seleccionar la opción de cogeneración apropiada al marco legal vigente.
- **Incertidumbre del futuro de los precios de la energía.** Los distribuidores y comercializadores de Gas manejan mejor las proyecciones de los precios de la energía a largo plazo, sin éste conocimiento muchas firmas podrían hacer un imprudente cambio de combustible, basados únicamente en las tendencias del precio de la energía a corto plazo.
- **Inhabilidad para tener beneficios tributarios.** Organizaciones sin ánimo de lucro y con baja responsabilidad tributaria pueden no ser buenos candidatos para créditos de inversión con bajos intereses y la depreciación de inventarios, los cuales hacen más atractivas las inversiones en cogeneración. Los comercializadores y distribuidores a través de cualquiera de sus subsidiarias o a través de su conocimiento de las diferentes opciones financieras, podrían maximizar potencialmente los beneficios tributarios.

Por lo tanto, para que la demanda de la cogeneración a Gas Natural alcance en un futuro próximo un máximo potencial en el sector industrial, residencial y

comercial, se requiere que las comercializadores y los distribuidores de Gas natural en Colombia cubran el mercado de las facilidades de la cogeneración. Ellas podrían participar ofreciendo financiamiento y asistencia a los clientes potenciales para estudios de factibilidad, diseño e instalación de facilidades o a través de subsidiarias que desarrollen, posean y operen facilidades de cogeneración para clientes específicos, o como socio en un Joint-ventury o como propietario total de la planta.

Para superar el obstáculo de la disponibilidad de capital de los propietarios potenciales de la cogeneración, las comercializadoras y los distribuidores de gas tendrán la necesidad de participar en la financiación de los proyectos de cogeneración. Este financiamiento puede tener muchas formas:

- **Préstamo de recursos.** Las comercializadoras y los distribuidores de gas pueden montar una subsidiaria que actúe como una institución financiera para proyectos de cogeneración a gas natural.
- **Constitución de sociedades.** Los consumidores de energía y los comercializadores y los distribuidores de gas podrán, con o sin la participación de otros inversionistas, invertir en un proyecto de cogeneración. Esto disminuye el riesgo y beneficia al proyecto.
- **Leasing.** Las comercializadoras y los distribuidores de gas podrán financiar la inversión total, arrendando el equipo al cogenerador, con opción de compra al final del arriendo. Un acuerdo de venta y retorno podrá tener ciertas ventajas tributarias para ciertos cogeneradores, comercializadores y distribuidores de gas.
- **Propiedad completa (Outright ownership).** Las comercializadoras y los distribuidores de gas podrá poseer el equipo completo y la carga del consumidor para demandar energía de las facilidades instaladas.

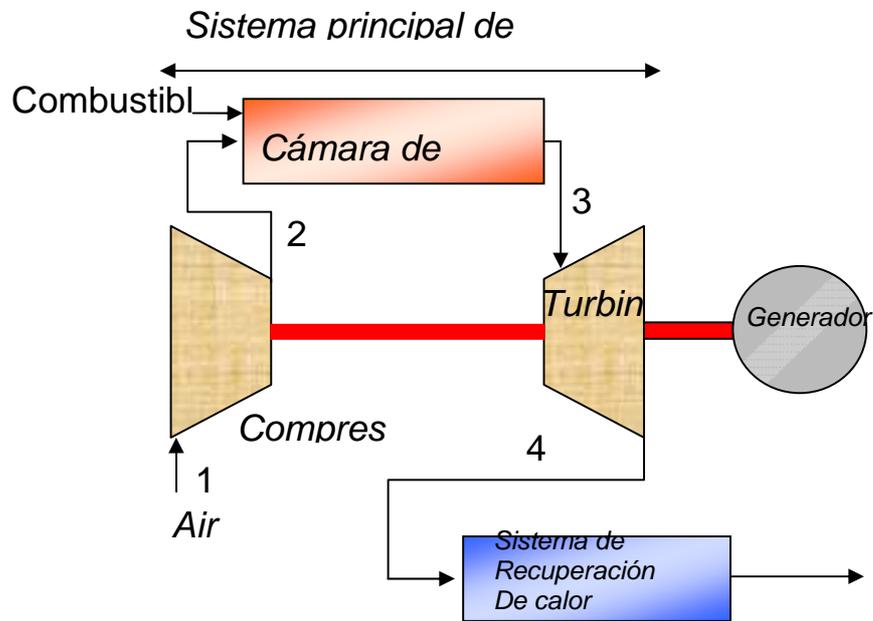
Finalmente viendo que las mayores ventajas las recibirá la nación es justo que el estado impulse ésta tecnología a través de créditos blandos, exenciones

tributarias y regulación favorable a las empresas que decidan implantar la cogeneración, por medio de las entidades estatales tales como Ecogás, ICP, CREG, UPME, entre otras.

2.2.2 Sistemas de Cogeneración a Gas Natural. Los sistemas de cogeneración se pueden encontrar de pocos Kilowatios hasta sistemas modulares de cientos de Megawatios, según sea necesario. De acuerdo con la posición relativa de la generación de energía eléctrica, los sistemas de cogeneración pueden ser del tipo superior o "topping", cuando la producción de electricidad antecede al suministro de calor, o del tipo inferior o "bottoming", cuando la generación está después del usuario térmico.

Para los sistemas inferiores o "bottoming", debe apuntarse que tendrá sentido cuando se disponga de un calor residual importante procedente de un proceso industrial con temperaturas elevadas, como en un horno cerámico o metalúrgico. Este calor residual se podrá utilizar en una caldera de recuperación para la generación de vapor que al no ser, en estos casos, necesario en el proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de vapor convencional.

Figura 3. Sistema de Cogeneración



Los elementos comunes a todo Sistema de Cogeneración (SC) son:

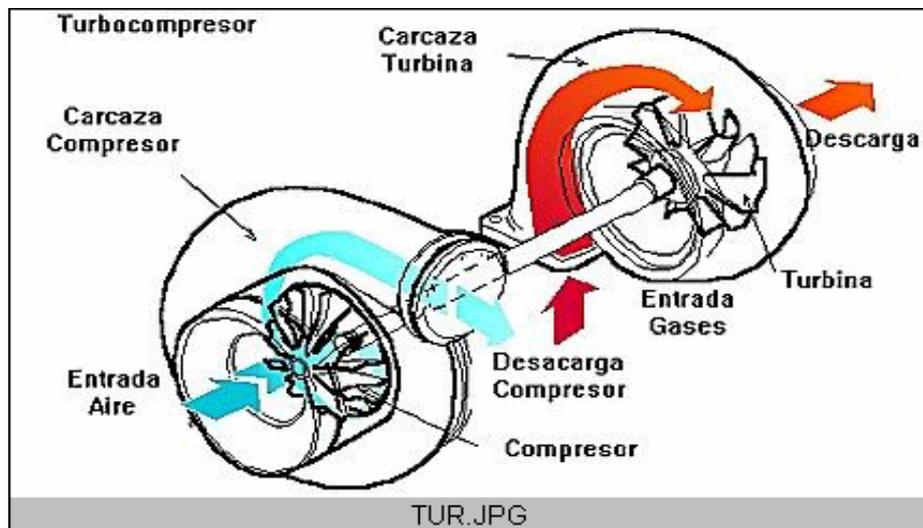
- **Fuente de energía primaria:** Gas natural.
 - **Elemento motor:** Turbina de combustión a gas, turbina a vapor, sistemas de ciclo combinado, motores alternativos o recíprocos y sistemas de cogeneración modular.
 - **Sistema de aprovechamiento de la energía térmica residual:** Caldera convencional, Caldera de recuperación - Hornos y Secaderos, Intercambiadores de calor y chillers.
 - **Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica:** Generadores eléctricos Compresores, bombas, etc.
- **Turbinas de Combustión a Gas.** Las características de una turbina de combustión a gas, tal como se concibe actualmente, comprenden un proceso de

compresión y otro de adición de calor o combustión. Estas características no son nuevas, aunque una máquina práctica de este tipo es un descubrimiento relativamente reciente. Joule y Brayton propusieron independientemente el ciclo que es el prototipo actual de la turbina, el cual se usó por primera vez en 1870 en un motor recíprocante que quemaba aceite. Una turbina que no tuvo éxito se construyó en 1872 y alrededor de 1906 se construyó otra que produjo potencia neta. Para entregar cantidades prácticas de energía se debía vencer ciertos obstáculos revelados por el análisis termodinámico:

- La temperatura al inicio de la expansión debe ser lo más alta posible, esta se encuentra entre 900 °C y 1200 °C, con las últimas tecnologías desarrolladas en materiales.
- El desempeño tanto del compresor como de la turbina debe ser lo suficientemente alto. La metalurgia y la aplicación de los principios aerodinámicos en los compresores de flujo axial y radial, han contribuido a alcanzar estas eficiencias.

Descripción. Los elementos fundamentales que constituyen una turbina de combustión a gas son: el compresor, la cámara de combustión y la turbina propiamente dicha. En cuanto a su funcionamiento, el aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición; los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina, donde se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y la carga, frecuentemente un generador eléctrico. Una turbina de combustión a gas empleada en cogeneración se presenta en la figura 3.

Figura 4. Turbina de Combustión a Gas



Fuente: KENNETH, Wark, Thermodynamics, Cuarta Edición, New York: editorial Mc Graw Hill. 1983

Una concepción frecuente en estos equipos consiste en compartir la expansión de los gases entre la turbina de alta presión, empleada para accionar el compresor, y la turbina de baja presión, que acciona la carga. En este tipo de montaje, al conjunto formado por el compresor y la turbina de alta presión se le denomina usualmente generador de gas. El resto de la turbina se conoce con el nombre de turbina de potencia.

♦ **Clasificación de las Turbinas de Combustión a Gas.** Las turbinas de combustión a gas para cogeneración pueden clasificarse según distintos criterios:

a) Atendiendo al flujo de gases en relación con el eje central:

- **Axiales:** Cuando los gases fluyen coaxialmente al eje de la máquina. Las máquinas axiales, ya sean compresores o turbinas, tienen mejores rendimientos que las radiales, debido a las menores deflexiones de las corrientes que atraviesan la máquina.

- **Radiales:** En este caso los gases fluyen radialmente en relación con el eje, son más sencillas y de menor costo, son competitivas en la gama de pequeñas potencias.

b) Según la forma de montaje del generador de gas y de la turbina de potencia:

- **Monoeje:** Cuando están montados sobre el mismo eje. Por su propia configuración, en las turbinas monoeje, compresor y turbina marchan a la misma velocidad de giro. Cuando se precisa una disminución en la velocidad de giro del eje de salida disminuirá paralelamente el caudal de aire, la presión de salida del compresor y, en consecuencia, la potencia y su par de giro. Cuando se trate de accionar un alternador, para lo que se requiere una velocidad de giro en el eje constante, se mantendrá constante el caudal de aire y se podrá regular la potencia desarrollada modificando únicamente la inyección de combustible en la cámara de combustión sin que varíe la velocidad de giro del rotor. La variación de la cantidad de combustible inyectado con caudal de aire sensiblemente constante, modifica la temperatura de entrada a la turbina y consecuentemente el rendimiento de la máquina.

- **De dos ejes:** Cuando están montados sobre ejes distintos. Los generadores de gas, a su vez, pueden tener más de un eje. En las turbinas de dos ejes, la velocidad de giro del generador de gas es independiente de la turbina de potencia. Cuando se necesite una velocidad de giro del eje de salida menor, el generador de gas podrá seguir girando a alta velocidad poniéndose a disposición de la turbina de potencia, un caudal de gases, incluso a presión creciente. Este tipo de máquinas es especialmente apto para aquellos casos en que se requiera un aumento del par motor a reducido número de revoluciones.

c) Según la concepción original del proyecto de la turbina.

- **Industriales:** Son las turbinas concebidas para uso estacionario, son más pesadas y resistentes, de mantenimiento más sencillo, pero más costosas.
- **Aeroderivadas:** Son las turbinas desarrolladas inicialmente para uso aeronáutico y posteriormente adaptadas para uso estacionario. Generalmente son de buen rendimiento y menor costo, por el volumen de fabricación.

♦ **Rendimiento de las Turbinas de Combustión a Gas.** Se define como la relación existente entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible, independientemente de que se pueda o no aprovechar parte de la energía calorífica contenida en los gases de escape de la misma. Los rendimientos de las turbinas de gas son bastante sensibles a la relación de presión en el compresor y a la temperatura máxima del aire a la entrada de la turbina.

En general, están comprendidos entre el 18% y el 35% y se incrementan considerablemente a medida que aumenta la potencia de la turbina. Una turbina de gran potencia tendrá un rendimiento térmico superior al de una turbina de pequeña potencia, pero al mismo tiempo disminuirá su caudal de gases de escape por kW-H generado y se incrementará la temperatura de emisión de los mismos, debido a una mayor temperatura de combustión. Esta circunstancia debe tenerse muy en cuenta en el diseño de una instalación de cogeneración determinada.

Las turbinas de combustión a gas son producidas por algunas decenas de fabricantes multinacionales, casi siempre como variaciones de proyectos básicos de una reducida lista de empresas, y por tanto están disponibles en una gama finita de modelos, cuyas características pueden encontrarse en catálogos y boletines técnicos.

Al estudiar el rendimiento de una turbina de combustión a gas para una aplicación determinada, los factores que influyen en el mismo son:

- **La temperatura del aire de aspiración en la turbina.** A mayor temperatura de aspiración, es mayor la energía necesaria para mover el compresor del aire, en consecuencia, disminuye el rendimiento y la potencia generada en el eje. Por tanto, conviene situar la toma de aire en aquel punto en que la temperatura de admisión vaya a ser más baja. Un incremento de admisión de 15°C puede llegar a suponer una disminución de potencia al eje comprendida entre el 7 y el 10%.
- **La altitud.** La disminución de la presión atmosférica hace que la potencia disminuya a medida que aumenta la altitud, aproximadamente una diferencia de altitud de 1000ft supone un 3 -5% de disminución de potencia, aunque el consumo de combustible disminuirá en la misma proporción, resultando el rendimiento poco afectado.
- **Las pérdidas de carga en la admisión del aire y la salida de los gases de escape.** Estas pérdidas de carga están en función de la instalación de admisión de aire y de la aplicación que se da a los gases de escape, cada 100 mm de incremento de pérdidas de carga supone aproximadamente un 1% de pérdida de potencia en la turbina.
- **El régimen de funcionamiento de la turbina.** Cuando se trata de turbinas monoeje, el rendimiento disminuirá con la carga, tal y como se ha explicado al hacer la diferenciación entre turbinas monoeje y de dos ejes. Una turbina de gas de una potencia en torno a los 3 MW con un rendimiento aproximado del 25%, trabajando a plena carga verá reducirse dicho rendimiento hasta el 20% al trabajar al 50% de la potencia nominal.

La capacidad de la turbina es especificada normalmente bajo condiciones ISO, presión atmosférica al nivel del mar y temperatura igual a 59 °F, despreciando las pérdidas por caídas de presión a la entrada y salida de la turbina, los fabricantes deben especificar el flujo de combustible para el rateo. Muchos factores afectan el desempeño de las turbinas, a continuación se enumeran los más significativos: capacidad del combustor, masa de los gases de escape y densidad del aire del ambiente.

Costos del equipo. Las turbinas de combustión a gas aeroderivadas son más baratas que las estacionarias (industriales) pero necesitan un plan de mantenimiento más riguroso. La capacidad de los equipos varía desde unos cientos Kw hasta 150 Mw; la eficiencia aumenta con la capacidad; las turbinas de poca capacidad son muy ineficientes comparadas con los motores reciprocantes. La tabla 1.1 muestra el costo de instalación para equipos de diferentes capacidades.

Tabla 1. Potencia de Turbinas y su Costo por KWH

Potencia	Costo US\$/Kw
150Kw. - 5Mw.	400 - 800
5Mw. - 25Mw.	300 - 400
25Mw. - 150Mw	250 - 300

Al trabajar las turbinas a grandes velocidades alcanzando 20000 rpm, es necesario colocar un reductor de velocidad a la salida del eje, introduciendo unas pérdidas mecánicas del orden del 1% al 2%, en las turbinas de cogeneración estas deben impulsar un generador acoplado al mismo eje , presentando unas pérdidas del 2% al 4%. En algunos casos es necesario implementar un compresor

para elevar la presión del combustible permitiendo su entrada en la cámara de combustión, este trabajo parásito se le carga a la potencia de salida de la turbina siendo en el peor de los casos del orden del 5%, esto disminuye la capacidad de entrega de potencia mecánica sin afectar la cantidad de calor recuperable de la turbina.

Mantenimiento e instalación. El mantenimiento tiene una importancia decisiva en la disponibilidad de la turbina de combustión a gas, por regla general los suministradores de turbinas ofertan contratos de mantenimiento de sus equipos que incluyen un seguimiento constante del funcionamiento y una revisión anual que puede realizarse durante el periodo de parada por vacaciones en la industria.

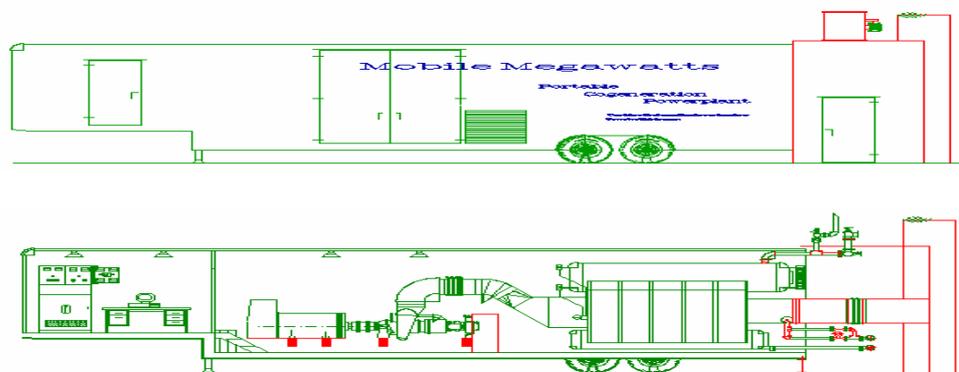
La frecuencia de arranques es uno de los factores importantes para la vida de una turbina de gas. Una inspección de los elementos de combustión tarda de una a dos semanas y debe ser efectuada cada 8.000 horas de operación. Para una inspección de partes calientes, que tarda de dos a tres semanas, conviene efectuarla cada 24.000 horas. La inspección general, que requiere la apertura del generador de gas y la turbina de potencia puede emplear entre cuatro y seis semanas y es normal efectuarla cada 48.000 horas. Siguiendo las normas de mantenimiento, es normal llegar a una disponibilidad cercana al 92 - 94%, con una vida media de la turbina superior a 120.000 horas.

En cuanto a la forma en que puede afectar la instalación de una turbina de combustión a gas al medio en que está ubicada, debe señalarse que la turbina de gas se suministra por regla general para ser montada en el interior de una carcasa sincronizada que permite que el nivel de ruido sea inferior a 65 dB a una distancia de 10 m del perímetro en que se instale.

Con el fin de garantizar una disponibilidad del 100% de funcionamiento del sistema de cogeneración las compañías fabricantes tienen a disposición sistemas

móviles de cogeneración para respaldar el sistema principal durante los períodos de mantenimiento programados, ésta modalidad se pacta al momento de la compra del equipo, la figura 5 muestra un esquema de éstos sistemas, los cuales pueden ser usados incluso en operaciones temporales donde la necesidad requiera de ellos.

Figura 5. Sistemas de Cogeneración Móviles



Fuente: HAY, Nelson, Guide to natural gas cogeneration, Fairmont press, Inc, 1988 USA

Utilización del calor de escape. Los gases de escape de la turbina pueden aprovecharse como calor directo para procesos térmicos o de modo indirecto en la producción de vapor o agua caliente, utilizando una caldera de recuperación ó usando los gases de combustión como comburente en los quemadores convencionales. La temperatura de estos gases se sitúa generalmente entre 420°C y 650°C, con un contenido de oxígeno entre 13 y 17% y una baja concentración de contaminantes.

Algunas de las posibles aplicaciones en uso directo de los gases de escape de una turbina de combustión a gas son el atomizado (arcillas, leche, productos químicos) (Plantas de cerámica SPRAY DRIER), Secado (tableros de maderas,

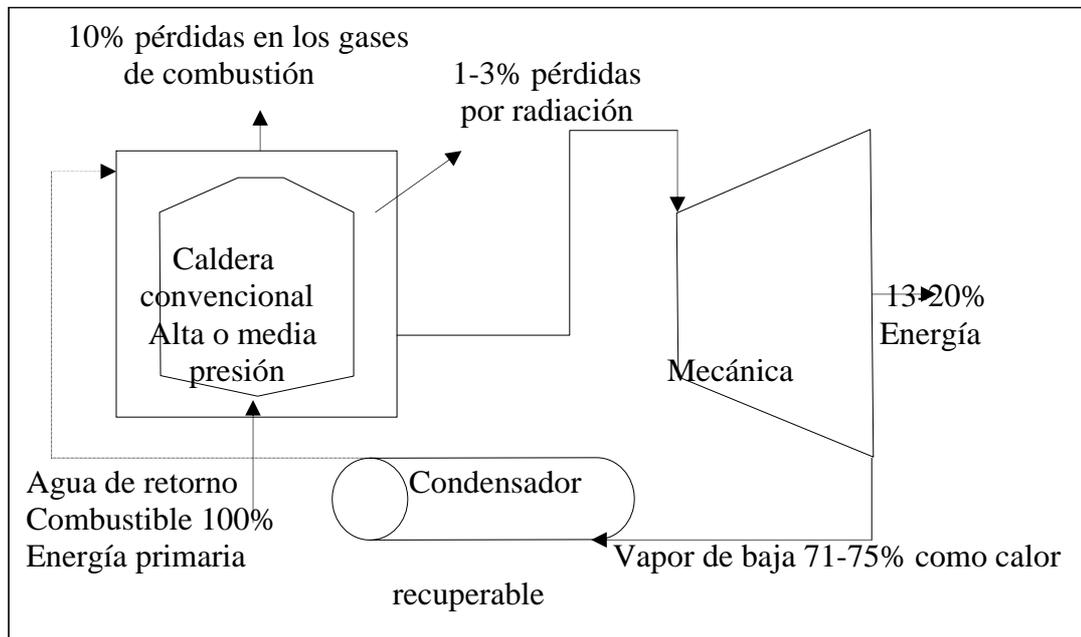
placas de yeso, productos agrícolas y alimenticios) y en hornos metalúrgicos de distensionado y de recalentamiento.

- **Turbinas de Vapor.** Las turbinas de vapor operan desde 1900 y han dominado el mercado de plantas generadoras de potencia, con posibilidades de quemar casi cualquier tipo de combustible, siendo instaladas en generadores de potencia de distribuidores locales, industriales y cogeneradores. Las plantas de vapor modernas alcanzan temperaturas mayores a los 1000 °F (538 °C), entregando vapor a una presión de cientos de libras.

Descripción. En éste caso, el accionamiento de la turbina se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Esta expansión se realiza en toberas y en uno o más escalones, donde la energía contenida en el vapor se transforma en energía mecánica, impulsando los alabes.

La energía mecánica generada puede recibir las mismas aplicaciones que en el caso de la turbina de combustión a gas; sin embargo el vapor de mediana o baja presión procedente de las turbinas, solamente es utilizable en el proceso industrial cuando en el mismo se requiera dicho vapor o dicha energía térmica a un nivel relativamente bajo de temperatura.

Figura 6. Sistema de Potencia con Turbina de Vapor



Fuente: FAIRES MORING, Virgil, Termodinámica, Segunda edición en español 1973, México: Editorial U.T.H.E.A

La turbina de vapor como elemento motor es mucho más sencillo que la turbina de combustión a gas, aunque si se consideran los elementos restantes necesarios para realizar el ciclo (caldera, intercambiadores de calor, bombas), la instalación es indudablemente más pesada y compleja. Por otra parte, es una tecnología más conocida y bien dominada, con muchos fabricantes de equipos, particularmente en el rango de potencias de los sistemas de cogeneración.

Una planta de potencia con turbina de vapor como se muestra en la figura 16 consiste principalmente de:

- Caldera: produce vapor sobresaturado a alta presión.
- Turbina: Es una turbina de vapor donde el fluido de trabajo, se expande entregando trabajo mecánico al eje de la turbina.

- Condensador es el intercambiador de calor donde el vapor y el agua a baja presión, después de la expansión en la turbina, por transferencia de calor alcanza el punto de condensación del vapor.

El diseño del quemador de la caldera, tiene mucho que ver con el incremento de la eficiencia del ciclo y la viabilidad del intercambio de combustible entre livianos, pesados y gas natural.

Para minimizar las pérdidas de energía y la erosión de los alabes de la turbina, se lleva el vapor a un estado sobresaturado elevando su temperatura, evitando al máximo el contenido de agua.

♦ **Clasificación de las Turbinas a Vapor.** Una clasificación de las turbinas de vapor se basa en la forma en que el vapor sale de la turbina y es la siguiente:

- **Turbina de contrapresión o no-condensación.** Es la turbina que expulsa el vapor a presión atmosférica o una mayor, son capaces de operar a muy alta presión de escape.
- **Turbina de condensación:** en este tipo de turbinas el vapor se expande hasta la temperatura y presión de condensación, en el escape. Se utilizan en plantas de generación de electricidad.
- **Turbina de Extracción:** En muchas aplicaciones industriales es necesario entregar potencia eléctrica y ciertas cantidades de vapor, a determinada presión y temperatura, las turbinas de extracción logran lo anterior al tener diferentes puntos o puertos de extracción antes del punto de expansión completa, las cantidad de vapor remanente que queda en la turbina sale a temperatura y presión de condensación, este tipo de turbina no tiene una alta eficiencia mecánica comparándola con la de condensación, pero para los sistemas de cogeneración es muy importante ya que entrega potencia eléctrica y cantidades de vapor a alta presión para proceso.

- **Turbina de inducción.** Este tipo de turbina es capaz de aceptar como entrada un multiproducto, o sea varios vapores de proceso a diferentes presiones, incrementando la potencia a la salida de la turbina. Estas turbinas son especiales para los ciclos con regeneradores y recalentadores.

Otra clasificación de las turbinas de vapor considera la manera como se extrae el vapor para uso térmico. Según éste aspecto la extracción puede ser:

- Automática o regulada
- No regulable

Las turbinas de vapor con extracción automática o tomas regulables, son proyectadas para permitir la extracción de cantidades variables de vapor a una presión constante, en uno o más puntos de extracción.

Para las turbinas de extracción no regulable, no hay control de la presión del vapor retirado, la cual varía en función de la carga; como en cogeneración la estabilidad de la presión es importante, debido a que de ella depende la estabilidad de la temperatura, son mas frecuentes las turbinas con extracción automática.

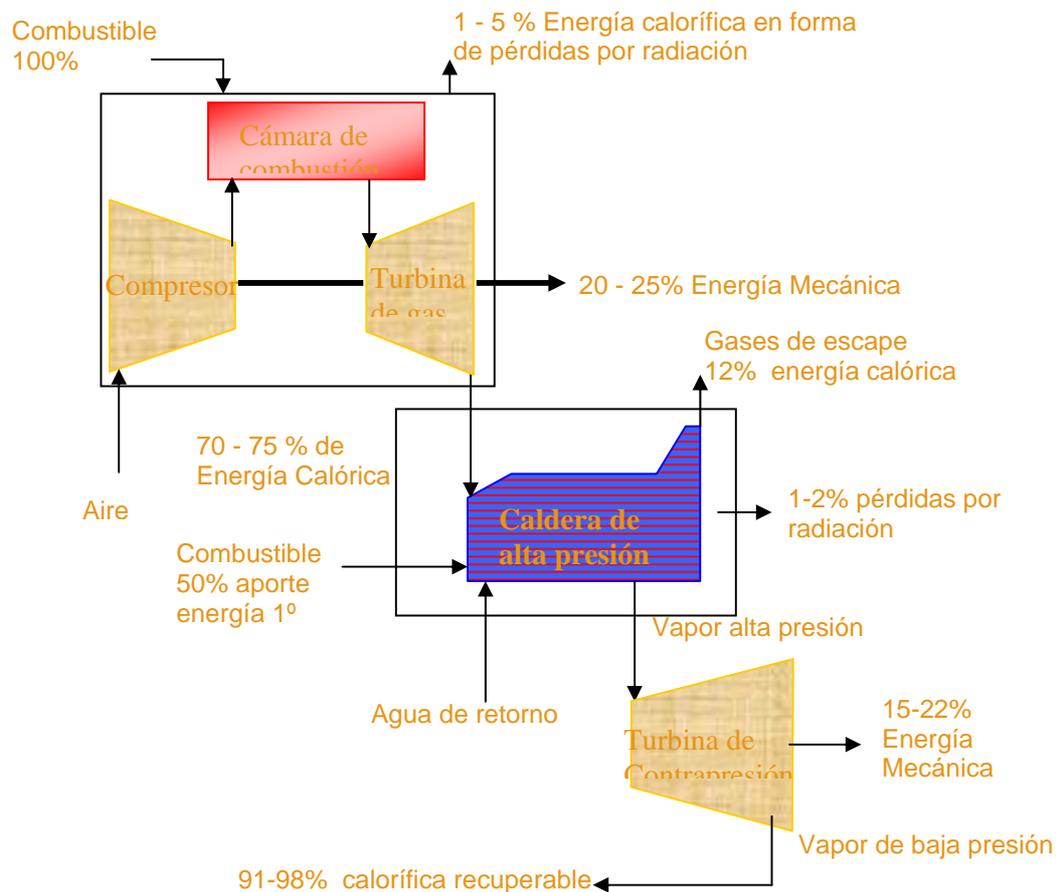
▪ **Sistema de Cogeneración de Ciclo Combinado.** Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de baja presión. Un sistema de cogeneración con ciclo combinado se puede observar en la figura 7 y comprende:

- Turbinas de combustión a gas con producción de energía mecánica en el mismo.
- Aprovechamiento de los gases de escape en caldera de recuperación, o en caldera convencional, para generación de vapor de alta presión.

- Una turbina de vapor con producción complementaria de energía mecánica.
- Aprovechamientos en proceso del vapor de baja presión.

La figura 7 corresponde a un ciclo combinado, que por su mayor complejidad todavía no ha logrado expandirse en las aplicaciones de cogeneración. Sin embargo, estos ciclos son los más eficientes de la actualidad, llegando a convertir alrededor de 50% de energía del combustible en energía eléctrica.

Figura 7. Sistema de Cogeneración de Ciclo Combinado



Fuente: BENITEZ, José Antonio, Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.

Debe observarse que aún los ciclos combinados convencionales, en los cuales no se produce calor útil, no pueden ser considerados sistemas de cogeneración, pues el calor expulsado por la turbina de gas sirve solamente a la generación de electricidad. Un sector industrial en que los ciclos combinados parecen presentar buenas perspectivas para atender demandas eléctricas y térmicas es en la producción de papel y celulosa.

- **Motores Alternativos o Reciprocantes.** El motor de combustión interna a gas es relativamente nuevo. En 1860 Lenoir propuso y construyó un motor sin compresión, el cual aspiraba una carga de gas y aire a la presión atmosférica aproximadamente durante media carrera, en este momento se quemaba la mezcla. La elevación de presión resultante proporcionaba la fuerza motriz necesaria para terminar esa carrera, retornar el pistón hasta el extremo de la siguiente carrera para expulsar los gases quemados y llevarlo nuevamente hasta el punto de combustión de la nueva carga.

Aunque este motor se utilizó durante cierto tiempo, su rendimiento era tan bajo para ser una fuente económica de energía. Los motores de combustión interna a gas han sido usados en la industria para mover: equipos mecánicos, compresores de aire, chillers mecánicos y bombas de calor. Ya sean de encendido por bujía o de encendido por compresión, los motores alternativos también pueden utilizarse en cogeneración, aunque el rendimiento térmico obtenido con estos motores puede ser más alto que el obtenido con las turbinas de gas y de vapor, presentan como inconveniente fundamental una mayor dificultad en la recuperación del calor, la cual está limitada a bajas temperaturas.

Sin embargo, hay muchas situaciones en que estos accionadores representan la mejor alternativa, como es el caso de hoteles y empresas alimenticias con demandas de energía eléctrica por debajo de 1 MW.

El conjunto cilindro-pistón y el mecanismo biela-manivela son los componentes esenciales de los motores alternativos. En la cámara de combustión, formada por la culata y el pistón, en las proximidades del punto muerto superior, tiene lugar el proceso de combustión produciéndose a continuación la expansión de los gases que acciona el pistón. El movimiento alternativo del pistón es transformado en movimiento rotativo en el eje por un mecanismo biela-manivela, accionando la carga.

En los sistemas de cogeneración los motores a gas se utilizan para la generación de energía eléctrica, siendo su costo efectivo beneficioso. Los motores reciprocantes son extremadamente eficientes en tamaños pequeños, existiendo una gran variedad de ellos; con una disponibilidad de operación de 7600 a 8400 horas por año, en aplicaciones de generación de hasta 2 0 3 megavatios.

La eficiencia de los motores de combustión interna a gas, depende directamente de la relación de compresión, siempre se busca alcanzar el más alto nivel, en esto se basan los diseñadores de los motores; pero al desarrollarse un motor con una alta relación de compresión, se está ayudando a la aparición de preignición o ignición espontánea del gas por elevada presión, acarreado una pérdida de eficiencia y capacidad de generación de potencia, incrementando los intervalos de mantenimiento y su costo. Dentro de los combustibles gaseosos se puede observar lo siguiente:

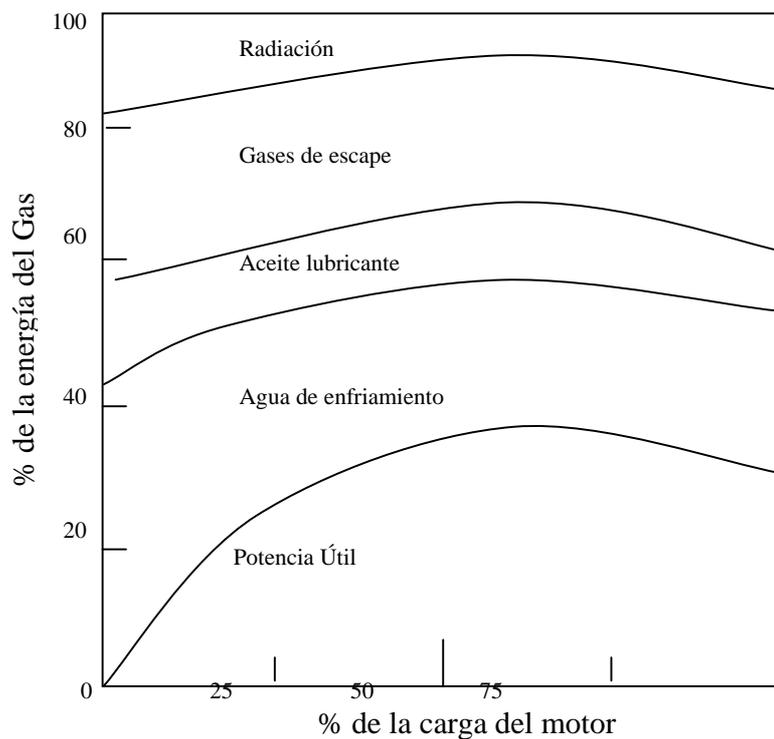
Tabla 2. Relaciones de Compresión Según el Combustible Gaseoso

COMSUSTIBLE	RELACION DE COMPRESIÓN
Metano	15:1
Gas natural	9: 1 a 12: 1

Rendimientos. El rendimiento global de un motor a gas es función del rendimiento termodinámico teórico, de las pérdidas y el rendimiento mecánico, el rendimiento termodinámico aumenta con la relación de compresión, especialmente en los motores de explosión.

Las pérdidas significativas en motores alternativos son las pérdidas de calor en los gases de escape, las pérdidas en el aceite y el agua o el aire de enfriamiento y las pérdidas de calor a través de la superficie del motor. En la figura 8 se presenta como varían las pérdidas en un motor ciclo Otto de aspiración natural, enfriado con agua y empleando gas natural, en función de la carga en el eje.

Figura 8. Balance de Energía en un Motor Reciprocante



Fuente: KENNETH, Wark, thermodynamics, Cuarta Edición, New York: Editorial Mc Graw Hill. 1983

La energía del refrigerante del motor, se puede recuperar por convección natural o forzada; siendo la más eficiente y utilizada la forzada. Es necesaria la instalación de un equipo auxiliar como bombas e intercambiadores. Todo lo anterior depende del diseño del sistema de recuperación. Se han logrado alcanzar temperaturas de recuperación mayores a 260 °F, al alcanzar estas temperaturas se colabora en la disminución de los esfuerzos térmicos del motor, pero se hace necesario una gran rata de flujo de refrigerante.

También se pueden incluir dos sistemas de rechazo de calor por medio de intercambiadores. El primero absorbe la energía de refrigeración y lo envía a proceso evitando la quema adicional de combustible, este intercambiador de calor debe aislarse en casos en los cuales el proceso utiliza agua potable, para evitar contaminación con los gases del motor, para esto es necesario implementar una doble pared en el intercambiador.

El segundo intercambiador absorbe vapor para enviarlo a un sistema de refrigeración por absorción, aunque este sistema no muestra los beneficios económicos de un sistema de cogeneración, si permite la continua operación del motor exista o no demanda térmica.

Mantenimiento. Los motores reciprocantes tienen unos intervalos de servicio de mantenimiento largos. Siendo una pieza dentro de un sistema, es necesario un mantenimiento preventivo, haciendo uso de la inspección visual periódica para detectar fallas, olores, sonidos anormales y fugas de refrigerantes como el aceite y/o agua.

Los motores a gas natural requieren revisiones menores, a intervalos que van desde 12000 horas hasta 18000 horas de trabajo. Por otro lado las revisiones mayores se realizan a intervalos de 36000 horas de trabajo o más. Los procesos de mantenimiento mensuales para motores de alta velocidad a gas natural

requieren de pocas horas, en cambio las revisiones menores y mayores para motores de combustibles pesados, necesitan desde pocos días hasta una semana entera.

- **Sistemas de Cogeneración Modular.** Los sistemas de cogeneración se han desarrollado durante el último siglo y eran diseñados individualmente por ingenieros quienes respondieron al sistema de cogeneración y a los usuarios finales. En ellos sus componentes tales como motor-generator, sistema de recuperación de calor, intercambiadores de calor, radiadores, medidores y controles fueron individualmente especificados y el sistema fue construido en el sitio específico.

Durante los 70s y a comienzos de los 80s fue desarrollada una alternativa cercana a la cogeneración, llamada sistema de cogeneración modular; obteniendo los elementos y ensamblando del sistema en la fábrica. El sistema de cogeneración en paquete (PCS Package cogeneration systems) o modular es entregado en sitio como una unidad integrada. El ingeniero de sitio es responsable por el diseño de la interfase entre el sistema de cogeneración y el usuario de energía final. A continuación se estudiarán los PCS o también conocidos como sistemas ensamblados de fábrica (**factory-assembled Systems**).

El Concepto Modular. El origen del PCS se remonta a los 70s y resulta del esfuerzo por desarrollar opciones con mayor utilidad de costo-efectivo para edificios residenciales y comerciales. Debido a que los sistemas de baja demanda quisieron implantar esta tecnología, surgió un problema inmediato y fue que mientras hubo numerosas oportunidades para aplicar la cogeneración a pequeña escala, los requisitos de inversión eran extremadamente altos, con costos de instalación alrededor de los US\$ 2000 por Kw instalado para sistemas de unos pocos cientos de Kw de capacidad.

Una respuesta a este problema fue el PCS; un pequeño sistema de cogeneración que consistía en un motor-generador, con todo el equipo auxiliar ensamblado y montado de fábrica, todo en una sola unidad. La idea fundamental fue lograr una reducción significativa de costos. El logro de este objetivo hizo posible la instalación de PCS de bajo costo, al punto de hacerlos competitivos con los sistemas diseñados a gran escala. En general este objetivo se logró a través de técnicas de reducción de costos que incluyeron:

- Incorporación del estado del arte en cuanto al perfeccionamiento tecnológico, particularmente dirigido a cambios de equipo y controladores de sitio programados por microprocesadores.
- Limitando el número de opciones disponibles.
- Proporcionando una fuente especializada que logró guiar problemas más complejos tales como el financiamiento o la conexión de los sistemas de cogeneración a la malla eléctrica de la distribuidora de energía local.
- Utilización de equipos simples tales como generadores de inducción.
- Eliminado la necesidad y el costo de un ingeniero de potencia para diseñar el sistema de cogeneración completo.

El uso de módulos proporciona muchas ventajas para cualquier cogenerador potencial:

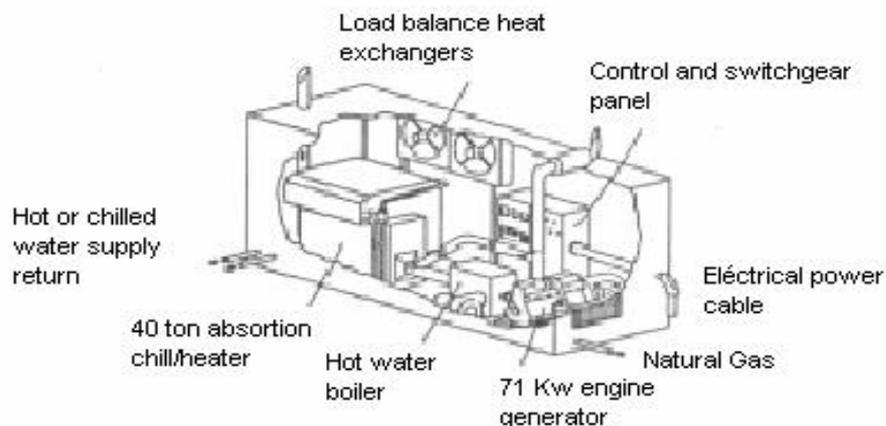
- La primera y principal es el costo de capital.
- La segunda es la facilidad de la instalación y el mínimo espacio de trabajo requerido por el sistema, el poco tamaño de la instalación minimiza los costos y reduce la oportunidad para problemas de campo, además los módulos pueden ser removidos y llevados a la fábrica donde realmente los problemas se identifican y corrigen.
- La tercera es la disponibilidad para seleccionar módulos que posean las interconexiones eléctricas aprobadas por la distribuidora de energía local,

minimizando esfuerzos específicos de sitio al cogenerador potencial para conectarse con la red pública.

- La cuarta ventaja es que el cogenerador potencial posee un singular recurso que es la responsabilidad en el desempeño de los sistemas de cogeneración. Éste recurso es la habilidad que posee un cogenerador potencial de revisar el sistema completo y venderlo, anteriormente esto era posible solo para un propietario potencial, verificar la capacidad de ingeniería, de una pieza particular del equipo o de un contratista. Con módulos es ahora posible revisar el desempeño de los PCS por un consultor con otros cogeneradores que han adquirido e instalado el módulo específico considerado.

Componentes. El concepto básico de los PCS es emplear procedimientos de ensamble en línea para producir un producto estándar como se ilustra en la figura 9.

Figura 9. Módulo de Cogeneración Ensamblado de Fábrica



Fuente: BENITEZ, José Antonio, Sistemas de refrigeración por absorción, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.

En la práctica existe una variación considerable en cada producto. No todos los módulos incluyen los mismos componentes y sus componentes pueden ser: motores, generadores y controladores, los cuales son comunes a todos los módulos, el rango completo de las opciones de equipo y varias alternativas que pueden estar presentes en un módulo son:

- El sistema principal de movimiento puede ser un motor reciprocante o una turbina de combustión a gas. En general muchos de los sistemas de movimiento ofrecidos en los PCS han sido previamente usados en generación comercial y aplicaciones de potencia estacionaria.
- La distinción básica entre los generadores es si el módulo usa un generador síncrono ó de inducción. Los generadores de inducción proporcionan una primera ventaja en costo; sin embargo ellos no están capacitados para operar aisladamente de un recurso de potencia activo como la red eléctrica de la distribuidora. A menos que estén equipados por auto-excitadores no pueden ser usados para proporcionar potencia de emergencia o auxiliar (STANDBY).
- Los motores reciprocantes de los sistemas de cogeneración pueden recuperar calor del aceite de enfriamiento, la camisa, el escape, y si es turbocargado del interenfriador. Algunos PCS se limitan a recuperar el calor del agua de la camisa y el tubo de escape, mientras otros sistemas capturan todo el calor disponible.
- El calor recuperado puede estar dado en forma de agua caliente, vapor o ambos. En general, cuando el vapor es liberado, este es proporcionado por el recuperador de calor del escape de alta temperatura, además algunos sistemas proporcionan vapor a 15 psig por ebullición en el enfriamiento del bloque del motor.
- Muchos sistemas construidos poseen la capacidad de retirar calor al ambiente durante los períodos de baja carga térmica, también conocido como radiador.
- Algunos PCS están disponibles con chillers de absorción como una opción instalada de fábrica. Esto permite una recuperación completa de la energía

térmica durante los meses de verano y puede disminuir el costo total del sistema con la instalación de fábrica del chiller.

- La mayoría de los PCS poseen la habilidad de un seguimiento de la carga eléctrica y térmica. Si el módulo no lleva un seguimiento de carga, durante los períodos de baja carga eléctrica, la electricidad excedente que puede ser vendida a otro usuario no puede ser medida con exactitud.
- Los microprocesadores pueden cumplir una doble función, controlando la salida del motor, decidiendo si usa la potencia adquirida o cogenerada y además proporciona protección a fallas del equipo, los microprocesadores además pueden monitorear y seguir el desempeño de la máquina y disminuir la carga del motor cuando los límites específicos son excedidos.

Tendencias de investigación. La industria de los PCS parece estar bien situada al tomar ventaja en la mejora de muchas tecnologías, incluyendo avances en motores a gas natural, controladores, recuperadores de absorción y chillers de absorción. Avances recientes en controladores basados en el uso de microprocesadores y utilidad de interconexiones tienen un impacto significativo tanto en el capital como en costos de operación del sistema que hace avances predecibles en motores reciprocantes.

Los turbocargadores son otra área de desarrollo. Aunque ésta tecnología fue comercialmente disponible a comienzos de los 60s, sólo en años recientes es que ha comenzado a aplicarse esta tecnología. Perfeccionada la turbo-eficiencia, la confiabilidad y el incremento del desempeño del interenfriador podrán contribuir ambos a incrementar la densidad de potencia y a elevar las eficiencias.

A la fecha la mayoría de aplicaciones de cogeneración a pequeña escala se han basado en motores reciprocantes, la disponibilidad limitada de pequeñas turbinas y sus bajas eficiencias mecánicas son las dos razones principales para esta tendencia. La aplicación de turbinas de combustión a gas en pequeños sistemas

de cogeneración se ha limitado a facilidades donde el usuario final puede consumir todo el calor recuperable que está disponible y requiera aire caliente a altas temperaturas o vapor a presiones mayores de 15 psig. Se ha incrementado la investigación para desarrollar pequeñas turbinas más eficientes con la participación de firmas como **Allison, Garret, Kawasaki, y solar.**

Últimos trabajos desarrollados indican que un mayor número de turbinas de gas podrán estar disponibles muy pronto y que la eficiencia de conversión de potencia será significativamente mayor que la de las actualmente disponibles, algunos fabricantes proyectan eficiencias sobre un 40%.

Investigaciones en el uso de controladores basados en microprocesadores, están dirigidas a la aplicación en productos comercialmente disponibles al desarrollo de la tecnología misma, que es el hardware disponible para sistemas de control automatizado basado en microprocesadores para numerosas aplicaciones cubriendo un amplio rango de actividades.

3. ASPECTOS ECONOMICOS DE LA GENERACION EN COLOMBIA

3.1 MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

El marco regulatorio global que escogió el país, está orientado a organizar de la manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre agentes sectoriales, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura del Sistema Interconectado Nacional, el enfoque adoptado condujo al diseño del denominado Mercado Mayorista de Electricidad, el cual entró en funcionamiento el 20 de Julio de 1995 y que está definido como el "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 de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de operación y demás normas aplicables".

El funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía ("pool de generadores") donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado "spot" con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho CND).

3.1.1 Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad. Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-054 de 1994). Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10

MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-086 de 1996).

Están excluidos del Mercado Mayorista de Electricidad, los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad menor a 10 MW. (Resolución CREG-086 de 1996). Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Resolución CREG-053 de 1994).

3.1.2 Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad. Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades: i), Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o ii), Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

- **Contratos Bilaterales de Compra Garantizada de Energía.** Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996, la cual establece reglas que garantizan la competencia en este tipo de transacción. Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores, siempre y cuando en este último caso, no se infrinjan las disposiciones contenidas en la resolución CREG-020 de 1996.

Los contratos que se suscriben, en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades genéricas: pague lo contratado, pague lo demandado y pague lo consumido, los contratos suscritos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad, no hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición en el mercado "spot", no obstante, se han establecido reglas transitorias que obligan a los comercializadores que atienden Usuarios Regulados, a cubrir un porcentaje mínimo de sus requerimientos de energía mediante contratos bilaterales con otros agentes: (80% para el período comprendido entre el 20 de julio de 1995 y el 30 de noviembre 1996; 60% para los siguientes dos años; y 30% para el quinto año, a partir del sexto año el porcentaje es libre resolución CREG-016 de 1995.

No hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en contratos bilaterales, el respaldo de estos agentes para cubrir sus compromisos contractuales es la adquisición de energía en el mercado "spot" o mediante cubrimiento de riesgo con otros agentes del mercado mayorista.

▪ **Transacciones Directas en la Bolsa de Energía.** Las transacciones realizadas directamente en bolsa, entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento en el "pool":

☀ La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por una dependencia denominada administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC), siendo relevante sobre este tema, las disposiciones establecidas en la resolución CREG-024 de 1995.

☀ Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registran ante el administrador del SIC y deben contener

reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.

☀ Los generadores que participan en el mercado mayorista de electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al centro nacional de despacho (CND) energía por planta y/o unidad de generación, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- Para plantas termoeléctricas: 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.
- Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.
- Las reglas operativas para efectuar ofertas de precio y el cronograma de presentación de dichas ofertas, se describen en la resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación).

3.2 CARGO POR CAPACIDAD

Uno de los principios teóricos subyacentes en el sistema de precios diseñado para el "pool" del sector eléctrico colombiano, es que este debe en el largo plazo, dar la señal económica adecuada para la expansión de la capacidad instalada en el país, así mismo, la evolución y el comportamiento de los precios debe reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

Sin embargo, la altísima volatilidad de los precios en la bolsa constituyen un riesgo muy importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que

cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado "spot".

La volatilidad de los precios en la bolsa de energía en Colombia, se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos (7 meses de invierno y 5 meses de verano). Ante esta situación, y en un país como Colombia donde la opinión pública y política es muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, se encontró necesario implementar un mecanismo que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado "spot".

Con este fin se diseñó un Cargo por Capacidad (Resolución CREG-116 de 1996), cuya concepción y finalidad se resume en los siguientes puntos:

☀ El Cargo por capacidad es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa, como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.

☀ El Cargo por capacidad es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.

☀ El Cargo por capacidad se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Actualmente se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por kW Disponible - Mes.

☀ El Cargo por capacidad garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.

☀ El recaudo del monto a pagar por concepto de Cargo por capacidad se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada kWh generado un precio equivalente del Cargo por capacidad en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio único en el mercado "spot" y se constituye en un piso para aquellos agentes que transan su energía exclusivamente en la bolsa.

☀ El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente.

3.3 INTERVENCIÓN DE PRECIOS DE OFERTA DE GENERADORES HIDRÁULICOS CON EMBALSES

La resolución CREG-100 de 1997, establece la metodología para el cálculo de niveles mínimos operativos para los embalses del sistema interconectado nacional. La reglamentación vigente define dos mínimos operativos (resolución CREG-025 de 1995 Código de Operación), el Superior y el Inferior.

El objetivo de establecer estos mínimos es conseguir suficiente almacenamiento de agua en el sistema, previo al inicio de la estación de verano, con el fin de alcanzar una disponibilidad de energía adecuada para cubrir los requerimientos del país durante esa estación.

Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo de su nivel mínimo operativo superior, se interviene su precio de oferta, el mecanismo de intervención descrito en la resolución CREG-215 de 1997, garantiza que el recurso intervenido

es el más costoso del sistema y por lo tanto será el último en ser despachado, dependiendo de la criticidad de la hidrología, el precio de un recurso hidráulico intervenido puede alcanzar el costo de racionamiento.

3.4 MERCADO MAYORISTA EN SITUACIÓN DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

Dada la composición actual del parque generador del país (capacidad instalada hidráulica vs térmica), el sistema eléctrico es muy sensible a la presencia de fenómenos climáticos de extrema sequía. Como ha ocurrido en el pasado, fenómenos climatológicos como "El Niño" pueden originar racionamientos de energía con cubrimiento nacional, de magnitud y duración incierta y dependiente de las características del fenómeno.

Debido a que las sequías producidas por "El Niño" son recurrentes y el cambio en la composición del parque generador se dará gradualmente, la CREG expidió un estatuto de racionamiento (Resolución CREG-217 de 1997), con base en las disposiciones establecidas en el Artículo No 88 de la Ley 143 de 1994. Los aspectos principales del estatuto se resumen a continuación:

☀ El racionamiento puede ser declarado por uno cualquiera de los siguientes motivos: i) La señal de precios en la bolsa supera el costo de racionamiento; ii) De los análisis sobre la situación energética de mediano y largo plazo elaborados por el CND, se concluye que es necesario aplicar un programa de racionamiento preventivo; iii) Cuando se prevea que los efectos de un racionamiento de emergencia se prolongarán y sus efectos tendrán cobertura nacional.

☀ Para establecer la magnitud del racionamiento además de los análisis energéticos, se tiene en cuenta el nivel de los precios en la bolsa.

- ☀ El precio de bolsa de energía se establece con las mismas reglas vigentes para condiciones de operación "normal" del sistema al igual la liquidación de las transacciones. (en la figura 10 se presenta un esquema del funcionamiento de la bolsa de energía).
- ☀ Para distribuir el racionamiento se priorizan los circuitos que experimentarán suspensiones de acuerdo con los criterios mostrados en la tabla 3.

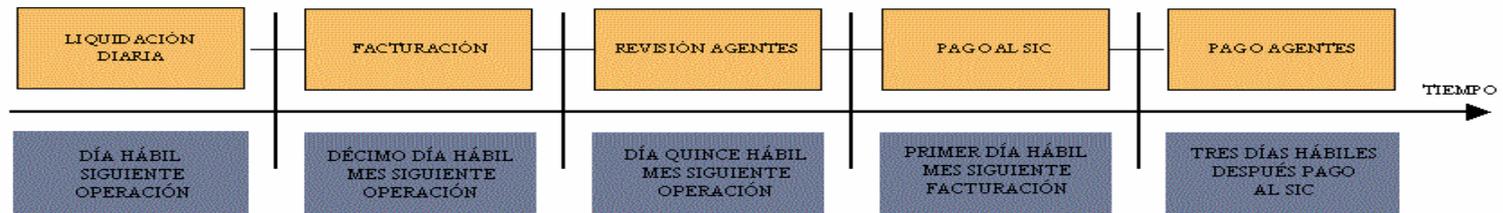
Tabla 3. Criterios Evaluados en Caso de Racionamiento

Magnitud Racionamiento	Aplicación del Racionamiento por tipo de Circuito
1.5% < MR < 3.0%	Residenciales y Oficiales.
3.0% < MR < 5.0%	Residenciales, Oficiales y Comerciales (exceptuando los Usuarios No Regulados eléctricamente aislables).
5.0% < MR < 10.0%	Residenciales, Oficiales, Comerciales e Industriales (exceptuando los Usuarios No Regulados eléctricamente aislables).
MR > 10.0%	Residenciales, Oficiales, Comerciales, Industriales y Usuarios No Regulados eléctricamente aislables.

Figura 10. Sistema Operativo Bolsa de Energía



COMERCIAL (FACTURACIÓN Y PAGOS)



Los lineamientos establecidos en el estatuto de racionamiento son en todo compatibles con el marco regulatorio vigente, en el sentido de que los contratos bilaterales de compra - venta de energía que se suscriben entre los agentes, son instrumentos de cubrimiento de riesgo financiero, pero en ningún caso garantizan la entrega física. En otras palabras, cuando un generador tiene compromisos contractuales, no por eso garantiza el despacho en la bolsa.

Las reglas del despacho económico se mantienen y las plantas se escogen en orden de mérito de los precios de oferta, ya sea para atender total o parcialmente la demanda nacional. Pero el que no haya relación directa entre la energía contratada y la despachada no significa que al comprador se le incumpla. Siempre habrá cumplimiento porque si el generador no es despachado, el SIC entregará la energía al comprador y cargará en la cuenta del generador contratante el precio correspondiente, liquidándolo al precio de bolsa de la hora correspondiente. De todas maneras el generador contratante tendrá derecho a que su comprador le pague lo pactado en el contrato.

3.5 CÓMO EVALUAR LA VIABILIDAD DE LA COGENERACIÓN

Los sistemas de cogeneración han mostrado ser inversiones económicamente atractivas, a nivel internacional las primeras instalaciones se encuentran en facilidades con altas demandas de energía, tales como plantas industriales, hospitales, centros comerciales, grandes complejos residenciales y universidades.

Esos sistemas han sido limitados a aplicaciones donde el usuario final de la energía por lo general es el mismo propietario del sistema de cogeneración, y son quienes tienen el personal con experiencia ó a través de ingenieros consultores para evaluar adecuadamente la viabilidad de un sistema de cogeneración, sin arriesgar un significativo costo financiero. Porque la viabilidad técnico-económica

de la cogeneración se realiza para un sitio específico, realizando análisis detallados para cada aplicación, la cual tiene limitada su aplicación a otras facilidades.

La decisión final de si un sistema de cogeneración es apropiado o no, es usualmente hecha luego de realizar un exhaustivo y detallado análisis de ingeniería. Entre los factores más considerados están:

- ☀ Requerimientos de energía del usuario final
- ☀ Los sistemas electromecánicos instalados
- ☀ La rata de potencia comprada
- ☀ Costos de combustible
- ☀ Espacio disponible
- ☀ Personal
- ☀ Seguros
- ☀ Impuestos y
- ☀ Requerimientos operacionales de sitio.

Además, el estudio puede utilizar datos históricos o simulados del uso de la energía, para modelar los consumos de energía futuros, variaciones potenciales y que el uso y la cantidad de energía compradas puedan ser desplazadas por la potencia y calor cogenerados. Este incluye el análisis de costos de capital y operación para la alternativa de los sistemas convencional y de cogeneración y la selección y optimización de la configuración de cogeneración más atractiva.

Mientras los costos de un análisis de factibilidad final pueden ser bastante significativos, ése estudio puede verse como un paso final en el planeamiento multietapas de un proceso principal, para la selección del sistema con la mejor utilidad efectiva para un sitio específico. Este paso es dado únicamente después de realizar investigaciones previas y simples que son menos comprensivas y que muestran que el costo del análisis detallado se justifica.

Esta sección describe un diagrama general por medio del cual la viabilidad de un proyecto de cogeneración puede ser evaluada. Los parámetros de costos claves, varias medidas económicas, datos de sitio necesarios, técnicas de recolección de datos, procedimientos para el cálculo de costos en la distribuidora local, basadas en sistemas convencionales y de cogeneración, estimación de costos de capital, análisis de flujo de caja, impuestos y por último se resume la parte financiera.

En la evaluación de la factibilidad de una aplicación de cogeneración, esto es importante para utilizar tanta información específica de sitio como sea posible, sin embargo el análisis y desarrollo de ésta información puede ser costoso, sin garantizar que el proyecto pueda producir reducciones globales en los costos de utilidad. Es siguiente paso permite al cogenerador potencial explorar la economía de la cogeneración con una serie de inversiones de recursos cada vez mayor que la anterior y produciendo la información requerida para determinar si el costo del siguiente paso es garantizado. Los tres pasos iniciales se describen a continuación y se esquematizan en la figura 11.

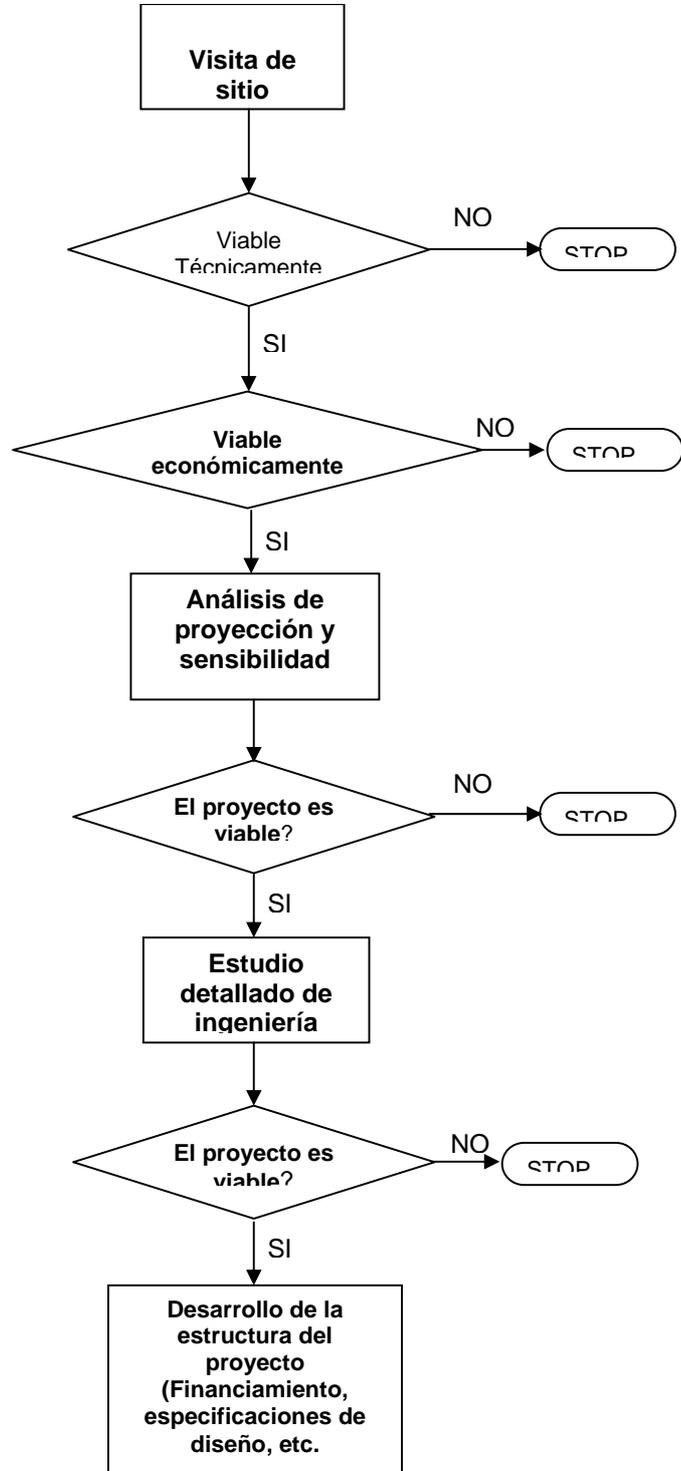
- ☀ Reconocimiento de sitio y proyección técnica
- ☀ Proyección económica preliminar
- ☀ Estudio de ingeniería detallado.

Reconocimiento y análisis de sitio. El objetivo de una inspección inicial del sitio ó reconocimiento son para determinar si el sitio es técnicamente compatible con la cogeneración y si el sitio es potencial para proceder a desarrollar la viabilidad económica. La factibilidad técnica es basada en la compatibilidad técnica entre el sistema de cogeneración y los sistemas electromecánicos del sitio; una determinación de si el espacio disponible es adecuado para una planta de cogeneración, debe incluir el equipo para procesamiento de combustible, y un análisis de si los sistemas de energía existentes son adecuados.

Durante el reconocimiento es necesario desarrollar algunas medidas de la viabilidad económica. Muchos procedimientos pueden ser usados, teniendo cada uno ventajas y desventajas particulares y necesitando diferente información.

Proyección Económica preliminar. El análisis económico de sitio hace muchas suposiciones de simplificación y en general usa promedios anuales, o mensuales de los costos de utilidad, en lugar de costos incrementales. Al proceder a un análisis más exhaustivo, esas suposiciones son reemplazadas por aproximaciones más reales para el sitio específico y el análisis económico se basa en costos incrementales mes a mes.

Figura 11 Proceso Global de Evaluación de la Cogeneración



La

diferencia más significativa entre el análisis proyectado y el acercamiento mas general usado en el reconocimiento es el desarrollo y uso de los datos mensualmente, con datos históricos o proyectados mensualmente de energía convencional, características usadas como base para un análisis actual, a éste punto es importante tener un entendimiento del propósito para el cual el combustible es usado para estimar la fracción del combustible usado en el sitio que puede ser desplazado por el calor recuperado.

Los resultados de éste análisis involucra un número de parámetros que incluye el tamaño aproximado del sistema de cogeneración y los costos de capital de éste, el tipo de elemento motor a mejor a usar, el diseño y filosofía de operación, requerimientos de potencia y combustible anuales y costos, reducción de costos de operación (antes y después de impuestos), flujos de caja proyectados y una medida económica tal como un simple período de pago o una tasa interna de retorno.

En resumen el análisis presenta la información requerida para que quien toma la decisión pueda determinar si puede proceder o no con éste sitio particular y cómo proceder de la mejor manera. A éste punto el propietario del sitio puede acudir a un ingeniero consultor para preparar un análisis más detallado ó llevar la tercera parte a un developer calificado.

Estudio de ingeniería. Es en éste el análisis de factibilidad de ingeniería donde los diseños conceptuales son completamente detallados, los sistemas optimizados y los costos más completamente desarrollados. Los requerimientos de datos para una facilidad existente incluye especificaciones de expansión, planes de construcción, renovación o demolición, tales como planos de construcción y diseños e información de planes de conservación de energía implementados recientemente o anticipados. Esta cantidad de información es requerida para

asegurar que el análisis de factibilidad considera probables condiciones futuras, mejor que patrones históricos los cuales pueden no ser muy relevantes.

Esto además es importante para considerar el impacto de conservación de energía reciente o planeada, porque un efectivo programa de conservación puede significativamente cambiar la economía de la cogeneración. Esos datos del uso de energía son usados para desarrollar un modelo de energía de sitio, el cual es la base para análisis más complejos de las opciones de cogeneración. Varias capacidades del sistema, modos de operación, combinaciones de equipo y opciones de recobro de calor pueden ser examinados con éste modelo.

Los costos de operación y capital pueden ser estimados como una base para un análisis económico con varios propietarios y suposiciones financieras.

Entre la información disponible al completar éste paso está:

- ☀ Energía existente y proyectada, uso de diseños
- ☀ Disponibilidad de combustible
- ☀ Requerimientos de distribución,
- ☀ Requerimientos del proyecto (espacio, servicio de redes, control de ruidos, localización y manejo de combustible)
- ☀ Diseños y dimensionamiento (footprints) de la planta
- ☀ Requerimientos de conexión a la red
- ☀ Permisos requeridos y costos
- ☀ Horario
- ☀ Presupuesto total, y
- ☀ Requerimientos del flujo de caja.

Como se describió anteriormente un análisis de factibilidad consiste de un número de análisis sucesivos, cada uno de los cuales proporcionan detalles adicionales, los cuales son usados como base para definir si se justifica el costo del próximo

análisis. Los datos aproximados en costos generales y desempeño usados en los estudios preliminares, reducen costos y riesgos al propietario.

Los siguientes son otros factores que afectan la viabilidad de un sistema de cogeneración:

- ☀ El valor de la energía eléctrica y térmica de la cogeneración relativa al costo de los sistemas convencionales.
- ☀ El costo del combustible para el sistema de cogeneración.
- ☀ La capacidad en el uso de la energía y todo el calor recuperable que se genera en la planta.

A continuación se presentan algunos conceptos y otros aspectos básicos a tener en cuenta al momento de estimar la viabilidad de un proyecto de cogeneración.

3.6 CONCEPTOS ECONÓMICOS PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN

Una central local convencional de energía opera una planta con una eficiencia en el rango del 25% al 40%. Un industrial o pequeño comerciante, quemando un combustible puede obtener una eficiencia anual del 65% al 85%. Si relacionamos la energía eléctrica y térmica de un usuario final, se pueden alcanzar eficiencias totales entre el 30% y 65%; en contraste un sistema de cogeneración puede operar con una eficiencia total del 75%, porque el sistema de cogeneración requiere menos cantidad de combustible para cumplir con los requerimientos del usuario final, lo que corresponde en una reducción en los costos de operación.

El objetivo de un estudio de factibilidad es cuantificar los ahorros en costos de la inversión y el monto de la inversión necesaria, para determinar si el sistema de cogeneración provee una adecuada tasa interna de retorno para la inversión.

3.6.1 Valor Internacional del Uso de la Potencia Cogenerada. El valor de la potencia cogenerada depende de la disponibilidad de esa potencia y el diseño de las ratas útiles de energía. En esas aplicaciones donde la potencia desplaza la entregada por la empresa local, las consideraciones de diseño incluyen: la demanda relativa y los costos de energía, las consideraciones de tiempo y día, falta de demanda y ratas de servicio parcial, para proyectos de venta de energía a la empresa local se incluyen otras consideraciones como: créditos de capacidad, créditos de energía y la variación de estos créditos con los fenómenos climáticos.

3.6.2 Diseño por Demanda de Rata de Energía. Considere un usuario que compra potencia para una gran industria o un gran consumidor bajo una tarifa binomia, U\$ 15 por Kw/mes de potencia y U\$ 0.050 de energía Kw.hr, no se consideran variaciones de demanda de días, tiempo o estación. En la figura 12, se representa una rata típica con costos promedios de potencia, incluyendo cargos y ajustes, como una función del factor de carga.

Figura 12. Demanda por Rata de Energía

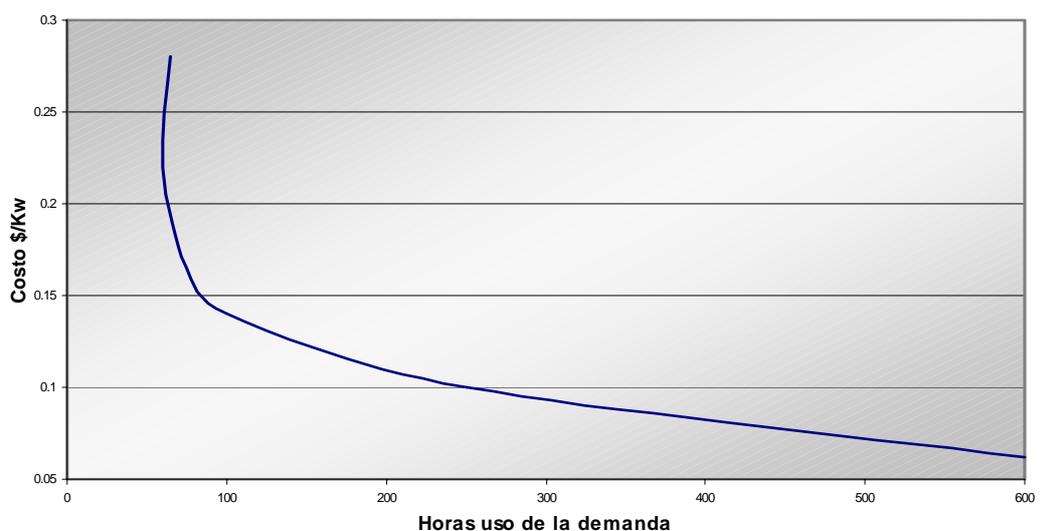
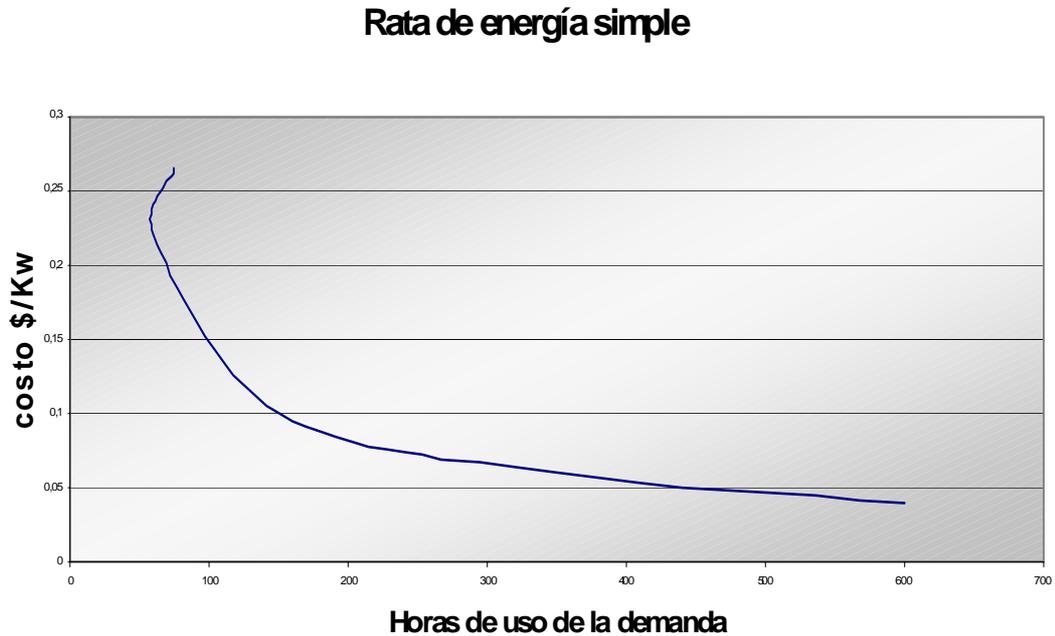


Figura 13. Demanda por Rata de Energía Simple



Como ilustración se toman dos situaciones, se asume que un consumidor industrial de tamaño mediano tiene una carga pico de 10 Mw 5 x 10 kw-h, para un factor de 500 horas de uso de demanda. El costo de esa potencia se determina de la figura 13 con la línea de costo 1, siendo aproximado a US\$ 0.080 por Kw hr, para un total de US\$ 400.000 al mes, tomando 500 horas de uso de la demanda, los US\$ 15 de cargo por potencia son equivalentes a US\$ 0.030 por Kw.hr. Si el usuario cogenera toda la potencia que él requiere, teniendo un precio de US\$0.08 por Kw-hr y si en algún momento la planta de cogeneración entrega una cantidad de energía menor de la requerida, el precio de la potencia cogenerada será el precio del bloque decremental de potencia que no se compra.

Por otro lado se asume que una planta de 5 Mw de cogeneración se instala con una disponibilidad de operación de 684 horas (45%), produciendo 3'420.000 Kw/hr de electricidad, en la anterior situación se ha diseñado un sistema que entrega el

50% de la demanda pico de los requerimientos de energía eléctrica, lo faltante se compra de la empresa local de energía, dando como resultado una energía de 1'580.000 Kwh que equivalen a 316 horas de uso de la demanda.

El costo de la energía comprada se determina de la figura 13, línea de costo 2 US\$ 0.096 por Kwh, dando un total de US\$ 154.000 por mes, con un ahorro de US\$ 246.000 al mes. La energía cogenerada tendrá un costo de US\$246.000 por mes, o sea menos de US\$ 0.08 que sería el costo promedio del Kwh., el resultado sería = $US\$ 246.000 / 3'420.000 \text{ Kwh.} = 0.0719 \text{ UC/Kwh.}$

3.6.3 Diseño por Rata Tiempo del Día. El análisis anterior se complica al involucrar las diferentes demandas en el día, como se sabe, si se trabaja un sistema de cogeneración en paralelo con la empresa local de energía, los costos van a variar según el momento de la demanda, subiendo o bajando el precio de la energía cogenerada, dependiendo del momento de la entrega.

La figura 14 muestra los costos de energía dentro y fuera de las horas pico, para un sistema diseñado por una rata de tiempo del día con una rata promedio base del 30% de la demanda, en horas pico de la demanda de energía eléctrica.

Figura 14. Demanda por Rata Tiempo del Día

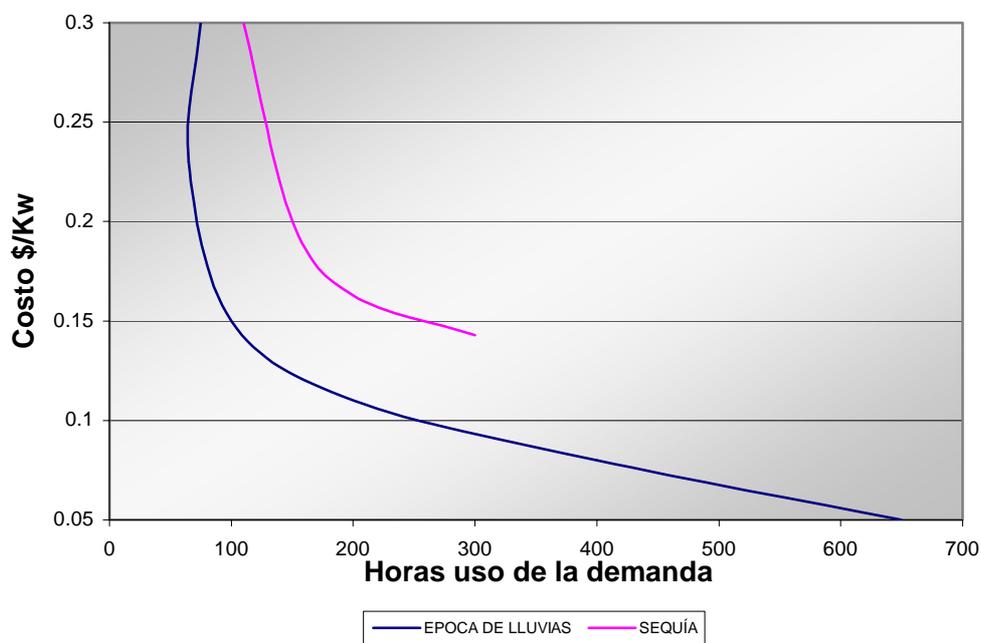


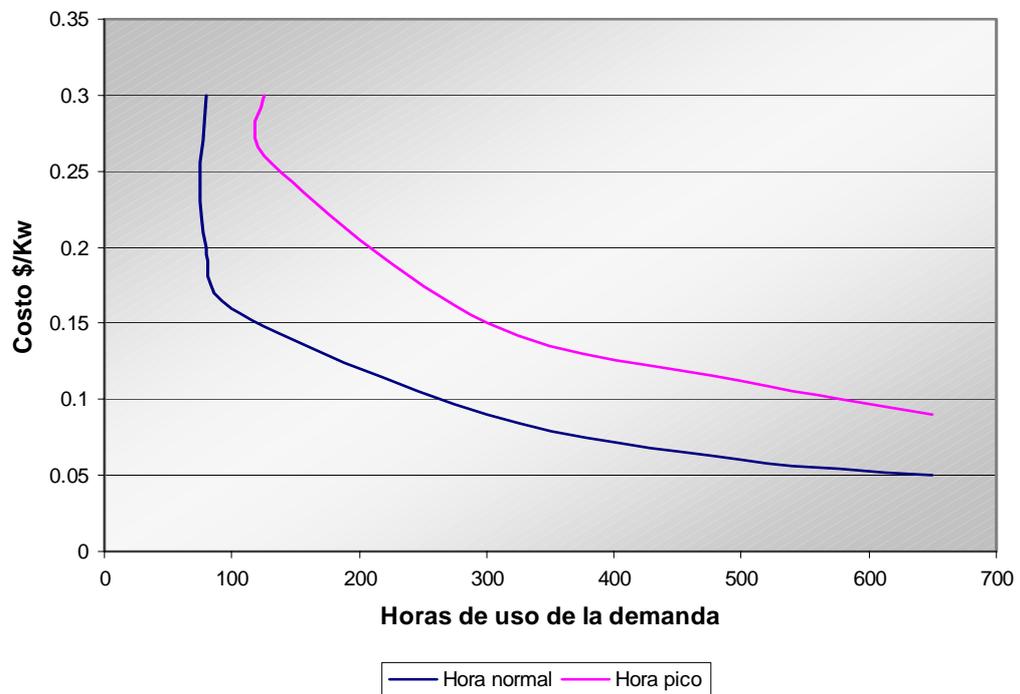
Tabla 4. Tarifa Binomio

Tarifa Binomio		
Hora del día	Costo potencial UC	Costo electricidad US\$/Kw.-HR
Pico	11	0.100
Normal	11	0.040

3.6.4 Cargos por Demanda Fija. Es un costo que se establece con la empresa de energía local sobre un 100% del consumo durante cierto periodo de tiempo, esto es útil en situaciones como la de Colombia, donde en época de sequía el precio del Kwh. puede llegar a incrementarse en un 200% pero en invierno se estabiliza en precios razonables.

El sistema de cogeneración operaría en los momentos en los cuales no se consume el 100% de las demanda, con precio fijo, pactada con la empresa de energía local. En la figura 5.5, se muestran dos curvas de costos, la más baja será a un precio normal promedio y la más alta representa el cargo fijo, con un sobre costo significativo

Figura 15. Demanda Fija

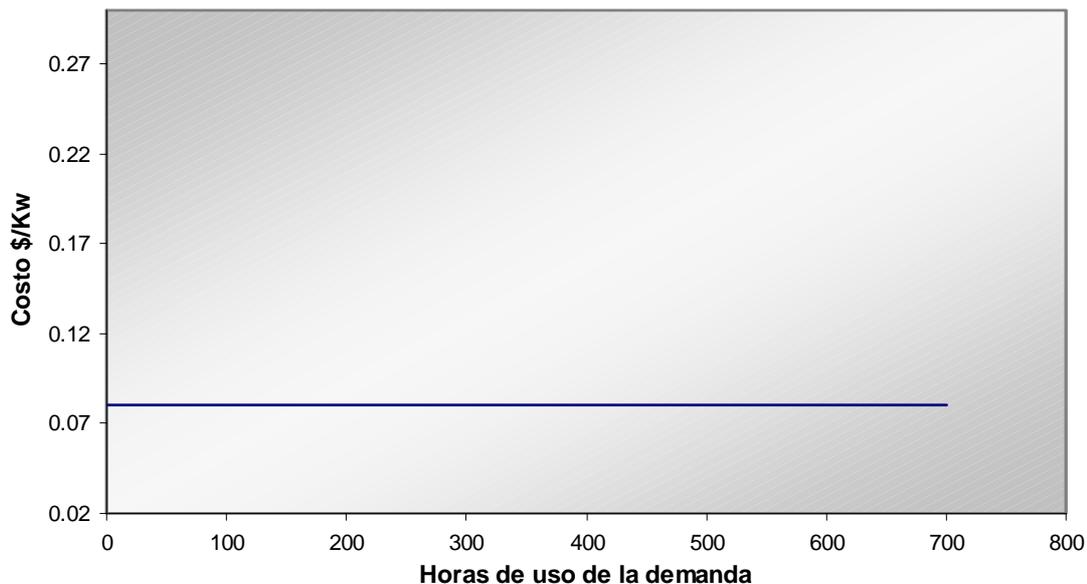


3.6.5 Diseño de Rata Única de Energía. La figura 16 muestra una gráfica de costos donde el valor de la potencia cogenerada no difiere del costo promedio de potencia de la empresa local de energía eléctrica.

El valor de la potencia cogenerada se traduce como los costos que se evita la empresa local de energía, estos se clasifican en: costos de capacidad de

transmisión y costos de la energía, ya sea generándola o comprándola a un generador, los últimos son costos variables mientras que el primero es fijo.

Figura 16. Rata de Sólo Energía



3.6.6 Valor de la Potencia Cogenerada Vendida a La Empresa Local. Lo complicado de acordar el costo de la energía se debe a la evaluación que se debe realizar, que puede incluir: costos de transmisión, costos de desarrollar un proyecto nuevo, costos de financiación para el desarrollo de nuevos proyectos, etc.

3.6.7 Valor del Calor Recuperable. El costo del calor recuperable se basa en el costo del combustible desplazado, gas natural, ACPM, fuel oil, etc. Algo importante en el cálculo del precio es que el combustible desplazado se quema en un equipo de cierta eficiencia, alrededor del 75% para producir calor, el precio del calor recuperable tiene que estar acorde a la cantidad de combustible necesaria para producir la misma energía, relacionando la eficiencia del quemador.

3.7 COSTOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

3.7.1 Costos de Compra de Potencia. Este costo se distribuye en cuatro ítems para todo consumidor:

- ☀️ Cargo por consumo: involucra costos por medidor, acometida, factura, etc.
- ☀️ Cargo por demanda o capacidad: es el cargo por la capacidad de entrega de la potencia que se consume, habitualmente del 50% al 100% del pico de la demanda histórica.
- ☀️ Cargo de energía: es el costo variable del consumo.
- ☀️ Impuestos.

3.7.2 Rata de Compra de Potencia. Los cogeneradores deben cumplir con ciertas normas técnicas para adquirir energía de la empresa local o vendérsela. Las ventas de energía del cogenerador pueden suspenderse debido a una de las siguientes situaciones.

- ☀️ **"Stanby".** Se vende potencia que requiere el cogenerador debido a un corto circuito no programado.
- ☀️ **Suplementaria.** Se vende potencia al cogenerador para cumplir con demandas contratadas, en las cuales existe un faltante de potencia.
- ☀️ **Mantenimiento.** Se vende potencia al cogenerador por mantenimiento programado, estas compras de potencia están acordadas con la empresa de energía local.

Los contratos de suministro de energía deben ser de carácter ininterrumpible o en firme.

3.7.3 Ratas de Venta de la Potencia Cogenerada. Los precios de venta de la energía cogenerada dependen de la disponibilidad de mantener la oferta, tanto

económica como técnicamente, durante un largo período de tiempo, de la cantidad de potencia que se puede vender, de las facilidades técnicas para llevar la energía a la red de distribución y de los costos de operación de la planta.

☀ **Costos de combustible**

☀ **Seguros:** se encuentran en el rango del 0.25% al 2% de los costos de los equipos.

☀ **Impuestos:** son los impuestos por importación, renta y venta.

☀ **Operadores y trabajadores**

☀ **Costos de mantenimiento**

☀ **Costos de administración y dirección:** pueden llegar a ser tan altos como el 5% del total de los costos de operación.

3.8 COSTOS DE CAPITAL DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

El presupuesto para el desarrollo de un sistema de cogeneración incluye costos de equipos y todo el equipo auxiliar, instalación, suministro de combustible, montaje del motor, interconexión eléctrica, caja de escape, etc. y, honorarios por servicios profesionales como: ingenieros, abogados, financistas, los más significativos son los siguientes:

1. **Administración e ingeniería:** para sistemas pequeños se encuentra en el orden del 15% del costo del equipo y su instalación. Los costos de los servicios de dirección de la obra de construcción, pueden ser del 6% al 8% del costo del proyecto.
2. **Legales:** son muy importantes cuando existe una financiación del proyecto o una tercera persona que lo va a desarrollar. Este costo no depende del tamaño del proyecto, puede estar en un rango del 10% del presupuesto del proyecto.

3. Permisos: estos varían según la localización del proyecto, son de construcción, de excavación, ambientales, e.t.c.

4. Interventorías: es indispensable cuando terceras personas están a cargo de la construcción y montaje. Como un porcentaje dentro del presupuesto del proyecto puede estar entre el 1 % al 6%.

5. Costos de la gerencia del proyecto: este puede llegar a ser del orden del 2% al 8% del costo total de instalación.

3.9 DISEÑOS CONCEPTUALES

Para la ingeniería conceptual de un proyecto abarca lo siguiente:

- Configuración conceptual del sistema de cogeneración
- Salidas eléctrica y térmica del sistema
- Consumo de combustible, heat-rate y eficiencia en condiciones de sitio
- Eficiencias eléctrica y global del sistema
- Diseño y parámetros de operación de la HRSG
- Diagrama unifilar simplificado
- Evaluación Financiera Preliminar
- Estimación de costos (inversión, combustible, O&M y otros)
- Estimación de ahorros y beneficios
- Proyección a 15 años del flujo de fondos del proyecto
- Cálculo de indicadores financieros (TIR, VPN y PR)
- Análisis de sensibilidad financiera.

Criterios de diseño. En la concepción de ingeniería de un sistema de cogeneración se podrían emplear los siguientes criterios básicos de diseño:

En lo posible, el sistema debe satisfacer en todo momento las demandas de energía eléctrica y térmica del usuario, sin que se produzcan excedentes o faltantes importantes en ninguna de las dos formas de energía.

El sistema deberá ser capaz de operar en paralelo con la red eléctrica local, tomando de ella los faltantes eventuales o vertiendo en ella los excedentes. Así mismo, las unidades de generación estarán en capacidad de operar en paralelo entre sí.

3.10 SITUACION FINANCIERA DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

La situación financiera de la actividad de generación ha sufrido un deterioro significativo en los últimos cuatro años como consecuencia, entre otras causas, de la caída de la demanda, el castigo obligado a la cartera morosa del mercado mayorista de energía, la expedición de algunas medidas regulatorias, y la imposición de nuevas cargas tributarias, como se aprecia en los estados financieros del periodo 1998-2001 del cuadro y su análisis financiero contiguo.

Figura 17. Resultados Financieros Actividad de Generación

RESULTADOS FINANCIEROS ACTIVIDAD DE GENERACION													
(CIFRAS EN MILES DE MILLONES DE PESOS)													
	AÑO 1998			AÑO 1999			AÑO 2000			AÑO 2001			
	Hidraulico	Termico	Total										
Ingresos Operacionales	2.076	959	3.035	1.846	1.124	2.970	2.443	1.700	4.143	2.131	1.681	3.813	
Utilidad Operacional	480	33	513	360	18	378	634	84	718	728	(117)	610	
Utilidad Neta	196	(207)	(11)	30	(195)	(165)	19	(254)	(235)	335	(325)	10	
Activos Totales	14.407	2.835	17.242	15.269	3.617	18.886	20.199	3.975	24.174	18.441	3.677	22.118	
Pasivos Totales	4.524	1.887	6.411	4.993	2.516	7.509	7.073	2.394	9.467	6.468	2.480	8.948	
Patrimonio	9.883	948	10.831	10.276	1.101	11.377	13.126	1.582	14.708	11.972	1.261	13.233	
Costo Capital %	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	16,06%	
Costo Capital \$	1.587	152	1.739	1.650	177	1.827	2.108	254	2.362	1.923	202	2.125	
Endeudamiento	1	31%	67%	37%	33%	70%	40%	35%	60%	39%	35%	67%	40%
Perdida Valor - EVA	2	-70%	-78%	-71%	-78%	-90%	-79%	-70%	-67%	-70%	-62%	-158%	-71%
Recuperacion Rendimiento	3	30%	22%	29%	22%	10%	21%	30%	33%	30%	38%	-58%	29%
Margen Operacional	4	23%	3%	17%	20%	2%	13%	26%	5%	17%	34%	-7%	16%
Retorno del Negocio	5	3%	1%	3%	2%	0%	2%	3%	2%	3%	4%	-3%	3%
Margen Neto	6	9%	-22%	0%	2%	-17%	-6%	1%	-15%	-6%	16%	-19%	0%
Rendimiento Capital	7	2%	-22%	0%	0%	-18%	-1%	0%	-16%	-2%	3%	-26%	0%
Rendimiento Activos	8	1%	-7%	0%	0%	-5%	-1%	0%	-6%	-1%	2%	-9%	0%
Capacidadempresas incluidas - MW										7725	3914	11639	
Capacidad Sistema - MW										8665	4383	13048	
										89%	89%	89%	

- 1) Pasivos Totales / Activos Totales
- 2) (Utilidad Operacional - Costo de Capital) / Costo de Capital
- 3) Utilidad Operacional / Costo de Capital
- 4) Utilidad Operacional / Ingresos Operacionales
- 5) Utilidad Operacional / Activos Totales
- 6) Utilidad Neta / Ingresos Operacionales
- 7) Utilidad Neta / Patrimonio
- 8) Utilidad Neta / Activos Totales

Utilidad Operacional incluye todo excepto financieros, extraordinarios, correccion monetaria, ajuste por diferencia en cambio e impuestos

Fuente: BENITEZ, José Antonio, Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.

A continuación se muestran algunos indicadores financieros:

- Pérdida de valor. Si se toma el costo de oportunidad aprobado en la Resolución CREG 013 de 2002 para la actividad de distribución (16.06%), la pérdida de valor de la actividad de generación en el período mencionado fluctúa entre el 70% y el 79%. Para el sector térmico, la pérdida de valor del año 2001 alcanzó el 158%.
- Margen operacional. El margen operacional de la actividad fluctuó entre el 13% y el 17%. Para las térmicas, este margen fue de menos (-) 7% en el año 2001, lo cual no sólo compromete su operación futura, sino que las pone en serias dificultades para honrar, en forma adecuada y oportuna, sus obligaciones de crédito. Algunas de ellas, como Termocartagena y Proeléctrica, se vieron forzadas a acogerse a la Ley 550 de 1999, o de intervención económica, y todo indica que otras centrales van por este mismo camino.
- Retorno sobre el capital. La tasa de retorno del capital, durante el período, fluctuó entre el 2% y el 3%. En el caso de las plantas térmicas a riesgo, el retorno fue de -3% en el año 2001. Por otra parte, el rendimiento sobre activos es prácticamente nulo en el período analizado. No sobra advertir que en concepto de la firma inglesa Power Planning Associates Ltd, el WACC (Weighted Average Cost of Capital) para países en desarrollo, con estabilidad política y económica razonable, es del 15% al 20%. De no revertirse esta situación, a los inversionistas les resultará más atractivo colocar su capital en bonos del tesoro colombiano que ofrece tasas de retorno superiores al 11% en dólares, libres de impuestos, y sólo asumiendo el riesgo país.
- Endeudamiento. El endeudamiento se mantuvo entre un 37% y un 40%, valores que se consideran razonables para inversiones intensivas en capital. Sin embargo, este resultado global, con excepción del caso de Chivor, obedece al peso que tiene el sector hidroeléctrico, donde una buena parte de las plantas superan los 15 años de haber entrado en operación, lo que les ha permitido pagar

una porción importante de los créditos contraídos para su construcción. En el sector térmico, por el contrario, el nivel de endeudamiento alcanzó en el año 2001 el 67%.

Es de resaltar que la rentabilidad negativa de los merchant plants térmicos ha llevado al retiro de inversionistas extranjeros, inclusive regalando a su contraparte colombiana la inversión realizada, y forzado a algunos agentes a tener que acudir a la ley de intervención económica, como se mencionó anteriormente. No obstante lo delicado de la situación financiera, el Estado ha venido incrementando la carga impositiva del sector.

Como lo expresaron al Ministro de Hacienda y Crédito Público en carta suscrita por los gremios del sector (ANDESCO, NATURGAS, ACOLGEN Y ASOCODIS), el 13 de agosto de 2002, el impuesto del 1.2% sobre el patrimonio líquido fue aceptado por las empresas como una manifestación de respaldo a la política de seguridad del Gobierno del Presidente Uribe. El mejoramiento de las condiciones de seguridad es, sin lugar a dudas, el pilar fundamental para acelerar el crecimiento económico y social del país. Esta nueva contribución implicó un esfuerzo del orden de \$ 500.000 millones para las empresas de servicios públicos, lo cual se explica por el elevado patrimonio invertido en la infraestructura de servicios públicos.

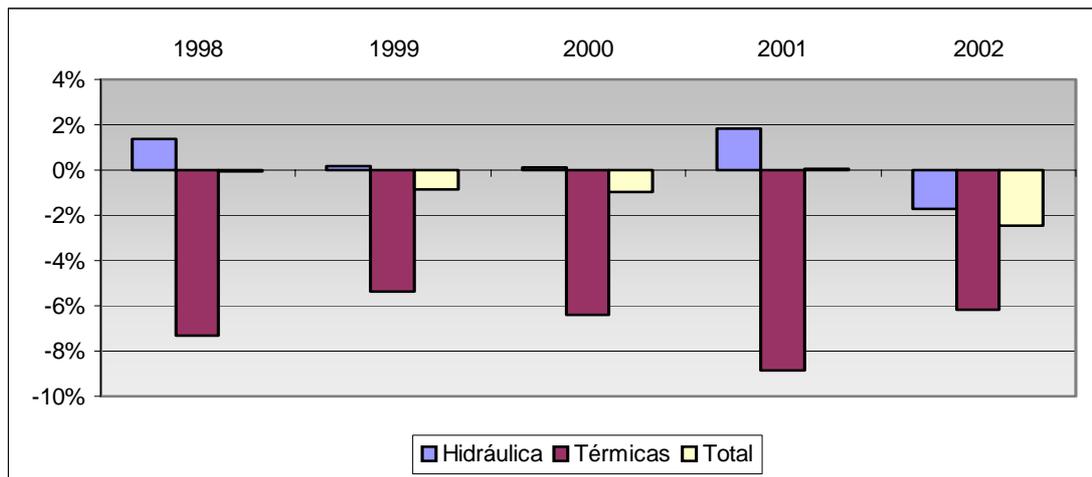
A los generadores les preocupa, por tanto, que esta contribución sea exigible de nuevo en el futuro, o que a través de la reforma tributaria, que actualmente se discute en el Congreso de la República, se decreten nuevas cargas, lo que de seguro, llevaría a la ruina a muchas de las empresas existentes. Por tal razón, le han solicitado al señor Ministro de Minas y Energía analizar con detenimiento esta situación financiera, e interponer sus buenos oficios ante el Ministerio de Hacienda para evitar un deterioro irreversible en las actividades del sector eléctrico por la

imposición de nuevas cargas tributarias.

Si las perspectivas del mercado en el largo plazo no son claras, en el corto plazo, los resultados financieros de los agentes son preocupantes.

La consolidación, en el período 1998-2002, de los resultados financieros de empresas de generación-comercialización que constituye el 89% de la capacidad instalada en el país, arroja los resultados siguientes, en términos de rentabilidad del activo (ROA):

Figura 18. Rendimiento de Activos



Fuente: BENITEZ, José Antonio, Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999

Son cinco años de destrucción sistemática de valor, sin utilidades contables en ninguno de ellos. Cuando la economía, después de dos años de recesión, empezó a recuperarse en el 2001 y 2002, el sector eléctrico da señales de fallas estructurales que le impiden generar utilidades.

Estos resultados están mostrando, en el caso de los generadores hidráulicos, que el esquema de remuneración basado en precios y cargo por capacidad es que los ingresos son insuficientes para recuperar la inversión comprometida. Para los generadores térmicos, cuyos ingresos por despacho inframarginal son menores, las pérdidas anuales son mucho mayores. En esta situación, no solo no parece haber perspectivas de participación privada en la expansión, sino que se corre el riesgo de que haya desinversión, por el retiro de agentes cuya situación financiera llegue a ser insostenible.

4. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON GAS NATURAL EN COLOMBIA

A continuación se hace una breve síntesis de los temas de mayor preocupación mostradas por los generadores en las entrevistas realizadas, y las razones que llevaron a que se marchitara la inversión a riesgo en esta actividad. Las preocupaciones se pueden enmarcar en dos grupos:

Primer Grupo. Su solución está en manos del Gobierno y de la autoridad regulatoria:

- La intervención de los precios de generación.
- La deuda del mercado mayorista.
- El cargo por capacidad.
- Las interconexiones internacionales.

Segundo Grupo. Su solución depende, entre otros factores, de la recuperación de la economía, la evolución del conflicto interno, el alcance de los ajustes en las reglas de juego que introduzca el Congreso de la República, y el clima de inversión en Latinoamérica:

- La situación financiera de la generación eléctrica.
- La amenaza permanente de modificación de las reglas de juego establecidas.
- La incertidumbre sobre la expansión futura.

4.1 LA INTERVENCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA

Si bien la jurisprudencia reconoce la facultad de las comisiones de regulación para intervenir el mercado de energía eléctrica, es apenas evidente que la intervención se debe hacer de manera equilibrada y justa, con un reconocimiento pleno de los costos incurridos para evitar eventuales confiscaciones. No se puede agravar la situación económica de los agentes como consecuencia de la intervención, tal como lo ha señalado la Corte Constitucional:

“... esto significa que la intervención gubernamental... no puede ser adelantada de manera arbitraria sino que se debe desarrollar en forma razonable y proporcionada, tomando en consideración la finalidad de la misma. Es obvio que la intervención en las tarifas no puede ser caprichosa sino que debe estar basada en principios y criterios razonables, como la predicción de los riesgos de salud de los usuarios, los costos de los servicios de las empresas prestadoras, el control a la eficiencia administrativa de esas entidades, etc., a fin de que se logre un resultado que sea satisfactorio tanto para la entidad que presta el servicio como para el usuario que se beneficia del mismo...”
(Sentencia C-176/96,).

No obstante lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) improvisó en tan delicada materia, como lo demuestran los siguientes hechos:

- En septiembre de 2000, expidió las resoluciones 062 y 063, las cuales modificaron la liquidación comercial de las generaciones de seguridad en uno de los momentos de mayor intensidad de los atentados terroristas. Además, crearon incertidumbre y obligaron a los generadores a tener que recuperar los costos variables en períodos muy cortos. Aunque los agentes del sector alertaron sobre los efectos indeseables que se presentarían en el mercado, la Comisión no revisó las medidas, lo cual trajo como resultado un incremento de los precios de las

- ofertas en la bolsa de energía para los generadores con inflexibilidades, una distorsión del mercado, y un aumento del costo de las restricciones.
- En febrero de 2001, expidió la resolución 026, pero en vez de resolver el problema creado, prohibió a los agentes conocer la información básica del sistema eléctrico, violando en forma ostensible la Ley Eléctrica que dice: “Las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las que operen redes de interconexión y transmisión tendrán la obligación de suministrar y el derecho de recibir en forma oportuna y fiel la información requerida para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional y para la comercialización de electricidad...” (Artículo 38, Ley 143). Con la entrada en vigencia de esta resolución se puso, además, en riesgo la operación del sistema interconectado nacional, al impedir al Centro Nacional de Despacho compartir información con los demás agentes del sistema eléctrico.
- En marzo de 2001, expidió la resolución 034, la cual no sólo no reconoció la totalidad de los costos variables incurridos, sino que dejó por fuera las plantas térmicas gas - vapor. Días después, expidió la resolución 038 para corregir esta omisión.
- En junio de 2001, expidió la resolución 094, que tampoco resolvió en forma satisfactoria el problema creado. Recientemente, expidió la resolución 048 de 2002, para corregir el error que impedía utilizar combustibles alternos para generación fuera de mérito.

Es de anotar que la Contraloría General de la República resumió en los siguientes términos el manejo dado a este tema:

“... hay que pensar en el sistema como un todo y evitar los bandazos que está dando la CREG, con resoluciones que modifican la anterior y que, más que fijar las condiciones de operación, están dirigidas a transferir recursos de un lugar de la cadena a otro. Lo que es peor es que las mismas decisiones terminan motivando su desmonte, al incitar al Congreso a legislar sobre lo que no debería ser de su competencia. Si algo fuese catastrófico, es el colapso del sistema. Ello seguramente vendría seguido de decisiones radicales como la desregulación del mercado o el desmonte de las plantas térmicas con un enorme costo social...” (CGR, Revista Economía Colombiana, “La Situación del Sector Eléctrico”, página 10, agosto de 2001).

Como consecuencia de la intervención del mercado, tanto los generadores térmicos con Gas Natural como hidráulicos han salido afectados por esta situación. No se puede decir que es una queja exclusiva de los generadores privados. Las empresas de propiedad del Estado se han visto obligadas a dejar múltiples constancias en sus juntas directivas (todas ellas presididas por agentes del Gobierno), sobre el detrimento económico a que han sido sometidas por las medidas a las que se ha hecho alusión.

De igual manera, la **SSP** aceptó la afectación provocada a Proeléctrica por las medidas de intervención del mercado, cuando autorizó la promoción de un acuerdo de reestructuración de esta empresa al amparo de la Ley 550 de 1999.

Vale la pena recordar que cuando se expidió la Resolución CREG 034 de 2001, el Ministro de Minas y Energía de la época se comprometió públicamente a contratar una auditoría internacional para determinar los costos reales de la generación térmica. Además, en la misma resolución, se estableció que tendría un carácter transitorio mientras se recuperaba el sistema interconectado nacional. Desafortunadamente, el hoy Ex - Ministro incumplió con su promesa, y la

temporalidad de la medida tiende a volverse permanente.

Ante la necesidad de contar con una opinión internacional calificada e independiente, ACOLGEN contrató con la firma Power Planning Associates Ltd. (PPA), de Inglaterra, un estudio denominado: “Dictamen Técnico sobre Costos de Generación de Plantas Térmicas en Colombia”, de abril 2002.

Este estudio determina la estructura de costos para los diferentes tipos de tecnología de las plantas térmicas que operan en el país y realiza una comparación con los valores reconocidos por las resoluciones mencionadas para cada uno de los siguientes rubros: costos de suministro de combustible, costos de transporte de combustible, costos de operación y mantenimiento, costos de arranque y parada y otros costos variables. También hace una comparación de los costos reconocidos por la CREG con los costos de las plantas térmicas instaladas en Colombia y los costos de plantas similares instaladas en otros países.

4.2 LA DEUDA DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA

Este es un problema crónico que sigue sin resolverse. Las electrificadoras estatales, además de su tradicional indisciplina de pago, están atravesando por una situación financiera delicada que tiene a muchas de ellas al borde de la quiebra.

Durante años, los generadores insistieron en la necesidad de adoptar medidas para resolver el grave problema de morosidad en el mercado mayorista de energía. Entre las medidas sugeridas al Gobierno de la época se mencionan: (i) la limitación del suministro a las empresas morosas, (ii) la exigencia de garantías para participar en el mercado mayorista, y (iii) la intervención, por parte de la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP), de las empresas con severos problemas de insolvencia financiera.

Aunque las dos primeras medidas resultaron ser un instrumento eficaz, la tercera no ha dado los resultados esperados. La SSP decidió administrar, con sus propios medios, las empresas tomadas en posesión, sin disponer de recursos técnicos y financieros para ejecutar con éxito esta función. En la actualidad, las empresas intervenidas adeudan a generadores y transportadores más de 200 mil millones de pesos. Lo grave de la situación es que la Superintendencia ni liquida las empresas, ni las rescata financieramente, lo cual ha desvirtuado el mecanismo de toma de posesión.

Aunque se destaca el esfuerzo realizado en los últimos meses por la Superintendencia para lograr la liquidación de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica, y entregar en dación de pago las acciones que estas empresas poseen en Electrocosta y Electricaribe, los generadores observaron con preocupación que el anterior Ministerio de Hacienda, en su condición de acreedor de Electrosucre por obligaciones asumidas en la reestructuración de deudas de ISAGEN, demorara, sin razones conocidas, la expedición de las autorizaciones necesarias para poder concluir este proceso, después de cuatro años de esfuerzos conjuntos.

De igual manera, registraron con gran preocupación las decisiones tomadas por el Gobierno anterior frente a las obligaciones de las electrificadoras de Chocó, Cauca y San Pedro de los Milagros, que superan los cien mil millones de pesos (\$100.000.000.000,00), suma que quedó “embolatada” por la decisión de trasladar la responsabilidad de la prestación del servicio a otros agentes, sin haber tomado antes las previsiones del caso para asegurar el pago de las obligaciones contraídas con generadores y transportadores. En cartas que los generadores enviaron al anterior y a la actual Superintendente de Servicios Públicos, sin

respuesta hasta el momento, manifestaron esta inconformidad en los siguientes términos:

“... En los casos concretos de las Empresas Municipales de Cauca, la Electrificadora del Chocó y el Municipio de San Pedro de los Milagros, las deudas alcanzan los cien mil millones de pesos, por ventas y transporte de energía realizado de manera obligatoria, en cumplimiento de normas impuestas por las autoridades estatales. Es de anotar, que los acreedores y el mismo gobierno, eran conscientes del estado patrimonial y financiero de tales entidades, las cuales no contaban con recursos suficientes para atender las obligaciones derivadas, ni poseían un patrimonio suficiente para honrar los compromisos. Desafortunadamente, ahora se pretende que los acreedores se sometan a los riesgos derivados de la liquidación de las empresas, la mayoría de ellas sin activos para responder por las acreencias. / Por lo anterior, es importante que la SSP adopte las medidas para garantizar el pago de las deudas anteriores, teniendo en cuenta su responsabilidad en las decisiones tomadas, y diseñe con el gobierno un mecanismo para evitar la repetición de este tipo de situaciones en el futuro, pues ellas contribuyen a destruir la confianza de los inversionistas en el sector eléctrico colombiano..” (Comunicación dirigida a la Dra. Evamaría Uribe Tobón, SSP, Septiembre 20 de 2002).

4.3 CARGO POR CAPACIDAD

En un mercado ideal, el nivel de confiabilidad es aquel que los consumidores están dispuestos a pagar. En un mercado real se podría presentar una falla en el nivel de inversión, por el temor de los generadores de no recuperar la totalidad de las inversiones realizadas, entre otras razones, por la falta de madurez de la demanda para valorar, en forma correcta, el costo de la confiabilidad que desea y

exige. Para asegurar el suministro confiable de energía eléctrica en el largo plazo, es necesario asegurar una remuneración básica, distinta a los precios de venta, para poder lograr la confiabilidad deseada.

De acuerdo a la ley, corresponde a la CREG “crear las condiciones para asegurar una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.... En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la generación de respaldo...” (Art. 23, ley 143).

En 1996, la CREG creó el cargo por capacidad para remunerar a los generadores que contribuyan, en forma eficiente, y en condiciones de hidrología crítica, a satisfacer la demanda de energía eléctrica en forma confiable y disminuir la incertidumbre de los precios de la bolsa asociados con la estacionalidad hidrológica, la cual genera una elevada volatilidad e inestabilidad del ingreso. El valor establecido fue de US\$ 5.25/ kw-mes, el cual se obtuvo con los siguientes supuestos:

Tasa de descuento:	12% anual.
Inversión inicial:	US\$ 459 / kW
Vida útil:	20 años
Costo financiero:	6 meses de construcción.

Sin embargo, muchos de los parámetros utilizados en esa época no corresponden a la realidad actual del mercado, por lo cual es necesario revisar, entre otros, la tasa de descuento y el valor de la inversión inicial, al igual que el factor de corrección de la demanda.

4.3.1 Tasa de Descuento. La Comisión aprobó recientemente un costo de oportunidad del capital del 16.06% para las inversiones en distribución de energía

eléctrica y de gas combustible por redes, 7 puntos por encima de la tasa de descuento utilizada en el cálculo de las tarifas vigentes (9%), con fundamento en el estudio realizado por los expertos de la CREG denominado: “Costo de Capital – Metodología de Cálculo para la Distribución de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes”, de marzo 1 de 2002, que tiene en cuenta parámetros tales como el costo de la deuda, la prima de riesgo país, y la prima de riesgo de mercado.

Es un hecho que el flujo de capital hacia cualquier actividad económica sólo es viable en la medida que se creen condiciones adecuadas que permitan a los inversionistas esperar una rentabilidad acorde con el nivel de riesgo asumido. En la estructuración del mercado mayorista se estableció que la actividad de generación de energía eléctrica, conjuntamente con la de comercialización, se desarrollaría en condiciones de riesgo, mientras que la transmisión y distribución tendrían tarifas reguladas. Mientras que en las actividades reguladas el ingreso depende de la tarifa aprobada, y de una gestión eficiente, en las empresas de generación el ingreso no está asegurado y depende, fundamentalmente, del balance oferta – demanda y de la competencia.

En estas condiciones, la tasa de descuento que se debe utilizar en la valorización de las inversiones en generación (entre ellas, la del cargo por capacidad) debe ser superior a la definida para la actividad de distribución. Así se hizo en el pasado, donde se reconoció un spread de 3 puntos a favor de la generación (12% vs. 9% para la distribución), y no hay evidencias que indiquen que este margen haya desaparecido. Por razones de consistencia, la CREG debería, por tanto, definir una tasa de descuento para el cálculo del cargo de capacidad no inferior al 19,06%.

4.3.2 Inversión Inicial. Los costos de nacionalización, transporte, seguros, montaje, así como las tasas impositivas, han venido creciendo de manera

significativa en Colombia, lo que hace que la inversión en una planta de ciclo abierto difiera del valor estimado en 1996.

Existe, por tanto, plena justificación para hacer un nuevo cálculo del cargo por capacidad con base en las nuevas condiciones de inversión. Si se toma como referencia una planta a gas de ciclo simple, utilizada por la UPME en el Plan de Expansión 2001- 2020, se observa que el costo índice para este tipo de tecnologías se encuentra en un rango que varía entre US\$ 453 / kW (Costa Atlántica) y US\$ 496 / kW (Valle del Cauca).

Estos valores no incluyen financiación. Es de anotar que el estudio realizado por la firma inglesa Power Planning Associates Ltd. sobre Costos de Generación Térmica en Colombia, encontró que un valor razonable de inversión en una turbina a gas, ciclo simple, en Colombia, es de US\$ 481/ kW.

4.3.3 Factor de Corrección de Potencia en el Post-Proceso. El cargo por capacidad es una señal de confiabilidad, razón por la cual la totalidad de los parámetros utilizados en su cálculo deben corresponder a una concepción de largo plazo.

Para el caso de la demanda, la CREG dispuso la utilización de los valores proyectados por la UPME para el verano inmediatamente siguiente, que es una variable de corto plazo, corregida por un factor de seguridad del 5%, lo cual no permite asegurar una cobertura tan siquiera equivalente al crecimiento de la demanda media de un período de tres años vista, que es el tiempo mínimo requerido para adicionar nueva capacidad al sistema eléctrico, siempre y cuando existan inversionistas interesados con suficiente respaldo económico.

Es de anotar que con las medidas de ajuste que está tomando el Gobierno, los expertos y gremios especializados pronostican tasas futuras de crecimiento de la economía del orden del 4.5% anual, lo cual conllevará un crecimiento de una magnitud similar de la demanda de electricidad. El factor de actualización de la demanda no debe ser, por tanto, inferior a tres años de crecimiento (14%).

4.3.4 Impacto Sobre la Tarifa. Si se define una tasa de descuento del 19,06%, un costo de inversión de 481 dólares el kW, y un factor de corrección de la demanda de potencia en el post-proceso del 14%, manteniendo constantes los demás parámetros, el impacto sobre la tarifa al usuario final sería del orden de 0.99% mensual durante el primer año de vigencia del nuevo cargo por capacidad.

4.4 LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El incremento de las transacciones internacionales de energía eléctrica es, sin lugar a dudas, un asunto de la mayor conveniencia para el país. Es, además, un instrumento importante para aumentar la utilización de la capacidad eléctrica instalada en Colombia. Sin embargo, hay que buscar que el esquema regulatorio sea coherente con la política energética nacional.

Aunque se reconoce el esfuerzo de las autoridades de Ecuador, Perú, Venezuela y Colombia para concretar la integración energética regional, consideramos que su implementación se debe realizar por etapas. Se propone, entonces, generar un espacio más amplio, a través de foros de discusión con los agentes, para analizar los diferentes temas que se derivan de las interconexiones internacionales, y prever sus implicaciones en el corto, mediano y largo plazo.

Las principales inquietudes de los generadores en relación con este tema son:

- Limitación de las transacciones de corto plazo. Si bien se permite la celebración de contratos financieros, la obligación de tener que cerrar los mismos con el precio de bolsa del país importador genera incertidumbre para el desarrollo de un mercado de largo plazo. Además, no resulta lógico prohibir los contratos físicos, los cuales son comunes en las transacciones eléctricas que se realizan en otros países.
- Mecanismos de optimización. Aunque es loable el propósito de buscar la optimización de los enlaces existentes y futuros, éste no se debe hacer a costa de eliminar las señales que dan los contratos de largo plazo.
- Garantías. No existe ningún tipo de garantías para las transacciones internacionales, lo cual incrementa el riesgo de crecimiento de la cartera; entre otras razones, por la difícil situación financiera de los países vecinos. La simple idea de dar prioridad al pago de las transacciones internacionales no constituye una garantía real de pago. Por tal razón, se recomienda definir un mecanismo para cubrir, por lo menos, el monto equivalente al suministro de energía de 60 días, período que corresponde al máximo riesgo al que se verían enfrentados los agentes antes de entrar a operar el mecanismo de limitación de suministro previsto en el reglamento.
- Congestión. En la propuesta analizada, las transacciones internacionales generan rentas de congestión cuya asignación aún no se ha definido con precisión. Se debe hacer explícito cuál es el porcentaje de las mismas que, por razones de equidad, corresponde a la generación.
- Comercialización. La propuesta convierte a los agentes en comercializadores puros, lo cual no se compadece con las inversiones realizadas en activos de generación.
- Coherencia regulatoria. La experiencia vivida en el mercado mayorista de energía de Colombia indica que antes de acordar un esquema de transacciones spot, es necesario disponer, primero, de un marco regulatorio completo y

operativo, compuesto de metodologías, criterios objetivos y acuerdos operacionales que garanticen un adecuado funcionamiento del sistema. Algunos de los aspectos que merecen ser aclarados con antelación son: (i) remuneración y responsabilidad de los reactivos, (ii) desconexiones, (iii) definición del precio umbral, y, iv) AGC.

- Subsidios. No se encuentra en la propuesta un mecanismo o procedimiento para evitar, en el presente o en el futuro, cualquier tipo de subsidios, impuestos o contribuciones en los precios base de comparación para la determinación de las transacciones spot. Si bien estos son temas del resorte de la política social de cada país, la competitividad y su manifestación en los precios de la energía, debe obedecer a criterios de eficiencia económica y no a distorsiones derivadas de la formación de los precios de oferta.
- Generaciones de seguridad. En la actualidad, las interconexiones existentes requieren de generaciones de seguridad que se cubren con generaciones fuera de mérito. Si se mantienen las medidas de intervención adoptadas por la CREG, los precios de venta de restricciones no corresponden a los costos reales, situación que forzaría a los generadores a otorgar subsidios a la demanda internacional, algo que contradice los principios de eficiencia económica y atenta contra los principios mismos de las transacciones internacionales.
- Situación energética. El esquema propuesto se fundamenta en intercambios de energía en los dos sentidos, situación que es factible de lograr en el largo plazo. Sin embargo, un análisis detallado de la situación energética de los países vecinos en el corto y mediano plazo, no permite prever flujos de energía en los dos sentidos en magnitudes comparables. Esto le brinda a Colombia la posibilidad de desarrollar una vocación exportadora de energía, con evidentes beneficios para el país al disponer de una nueva fuente de divisas, y le permitiría optimizar su capacidad instalada actual. Veamos la situación energética:

- Venezuela. Aunque cuenta con grandes recursos de energía en el oriente del país, su sistema de transmisión es débil e insuficiente para atender la demanda de energía de la región occidental, en donde existe una industria importante que es satisfecha con energía de plantas térmicas obsoletas, las cuales consumen líquidos pesados subsidiados.

- Ecuador. Recientemente adelantó un proceso de compra de energía para atender la demanda de los próximos años. Aunque tiene algunos recursos excedentes, y bajos precios en algunos meses del año, en general va a tener que hacer importaciones de energía, probablemente de Colombia.

- Perú. No tiene excedentes importantes de energía que le permitan realizar exportaciones importantes a otros países, al menos en el corto y mediano plazo.

- Centro América. Si bien no se hace mención a esta región en el documento analizado, en su gran mayoría se abastece con plantas térmicas que tienen costos superiores a los de Colombia. Requiere de energía adicional, la cual se esperaba importar de México, posibilidad que se ha alejado debido a la situación energética de este país.

En resumen se puede decir que en el corto y mediano plazo, el mercado internacional es incipiente, pero podría brindar una oportunidad a Colombia de convertirse en el principal exportador de energía a los países vecinos. Por lo tanto, la estructura regulatoria debe ser coherente con esta situación y evolucionar gradualmente hacia una más compleja, en la medida en que lo exijan las circunstancias de un mercado más robusto.

4.5 MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE JUEGO

Cursan en este momento en el Congreso de la República más de 20 proyectos de ley que modifican el régimen de los servicios públicos, la mayoría de los cuales no se requieren porque las soluciones propuestas se pueden adoptar mediante decretos o normas regulatorias. Por fortuna, hasta ahora, el Congreso ha obrado con sensatez en relación con este tema, y la mayoría de estas iniciativas no han prosperado.

El Estado colombiano debe entender que es difícil crear un clima de confianza entre los inversionistas cuando de manera persistente se pretende cambiar, en forma sustancial, las reglas de juego establecidas. De ahí la importancia de que el Gobierno logre un pacto político con el Congreso tendiente a lograr estabilidad en las reglas de juego establecidas, asunto crucial para atraer inversión hacia sectores intensivos en capital, y con prolongados períodos de recuperación.

4.6 LA INCERTIDUMBRE SOBRE LA EXPANSIÓN FUTURA

En el pasado, el desarrollo del sector eléctrico estuvo soportado en créditos de la banca multilateral avalados por la Nación, y en transferencias del presupuesto nacional, lo cual ocasionó severos problemas de orden macroeconómico, y generó un enorme desequilibrio en la distribución de la inversión pública, en detrimento de los sectores sociales.

Si se recupera la senda de crecimiento de la economía, a una tasa del orden del 4 al 4.5% anual; se consolidan las exportaciones de energía a los países vecinos; y se presenta la ocurrencia de un Fenómeno de El Niño en el período 2006 – 2008; se hará necesario la instalación de nueva capacidad de generación para atender

la demanda de energía. La pregunta obligada es quién va a acometer la construcción de estos nuevos proyectos de expansión.

Si se tiene en cuenta la crisis fiscal actual, el cierre de los créditos de la banca multilateral para el sector eléctrico, y las dificultades de la Nación para refinanciar su deuda externa, no parece factible la ejecución de estos proyectos con recursos estatales. Tampoco es dable pensar que las empresas del Estado van a poder conseguir 500 o más millones de dólares al año en el mercado de capitales, para poder adicionar, cada año, 400 o 500 MW, que es lo que se requeriría una vez la demanda de energía crezca a tasas sostenidas del 4% al 4.5% anual.

La inversión futura descansa, por tanto, en un alto porcentaje, en los privados. Sin embargo, mientras persistan los problemas anotados atrás, muy pocos de ellos van a tener incentivos para asumir los nuevos proyectos en condiciones de riesgo. Esto significa que el Estado tendrá que ofrecer garantías para asegurar las nuevas inversiones, o sea, la suscripción de nuevos contratos PPA (Power Purchase Agreements).

En el pasado, el gobierno justificó estos contratos así:

“Dadas las limitaciones financieras del sector eléctrico, no es posible financiar la totalidad de las inversiones requeridas a través de las empresas públicas. De otra parte, hoy es difícil obtener los créditos externos disponibles en el pasado.../ En la actualidad el sector eléctrico requiere de instrumentos para disminuir los riesgos y asegurar que las inversiones requeridas en expansión, se lleven a cabo por parte de empresas públicas y privadas. Estos instrumentos son principalmente: (i) contratos de compra o suministro de

energía y combustibles a largo plazo; y (ii) garantías financieras a los contratos de compra de energía...” (**Documento CONPES 2641 de 1993**).

Como se ve, las premisas que justificaron los PPA del pasado se están volviendo a presentar en la actualidad. Sin embargo, no va a ser fácil para el Gobierno transitar por este camino, por la estigmatización a que fue sometida esta modalidad contractual, tanto por parte de altos funcionarios del Ejecutivo, como por las autoridades legislativas y de control.

Basta recordar la exposición que hizo el Ministro de Minas y Energía de la época ante la Comisión V del Senado, el día 18 de septiembre de 2001, donde se refirió a estos contratos como lesivos a los intereses del país, y utilizó, en forma errónea, la metodología de comparar sus costos con el precio de corto plazo del mercado mayorista de energía, que no refleja el costo real de la expansión futura.

Esta tesis sirvió de fundamento a la Contraloría General de la República (CGR) para calcular un enorme detrimento patrimonial para el país como consecuencia de la firma de estos contratos. Es de anotar que los resultados hubieran sido distintos si la comparación de costos se hubiera realizado con los costos incrementales de largo plazo calculados por la UPME en el Plan de Expansión de Referencia.

A lo anterior habría que agregar la orden impartida por un Ministro de Minas y Energía de la anterior Administración para que se demandara la nulidad del contrato de Paipa IV, el cual fue celebrado mediante convocatoria pública y avalado por la Financiera Energética Nacional.

Al menos la **CGR**, no obstante el análisis errado del impacto financiero de estos contratos, reconoce los beneficios de los mismos en los siguientes términos:

“A pesar de las pérdidas que arrojan actualmente los PPA y de las esperadas a futuro, los contratos le han brindado confiabilidad al sistema eléctrico, siendo imposible establecer cuál habría sido la pérdida económica en que estaría incurriendo el país de haber tenido que enfrentar racionamientos de energía por no disponer de las plantas...” (CGR, Contratos PPA: El Alto Costo de Evitar el Racionamiento Energético, diciembre de 2001).

En medio del apagón, no deberá extrañar a nadie que el Gobierno de turno se vea obligado nuevamente a firmar contratos PPA's para superar la crisis en la oferta de energía.

5. PROPUESTAS PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA

5.1 PROPUESTAS SOBRE LA INTERVENCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA

En diversos foros públicos, así como en comunicaciones enviadas a la CREG se han propuesto las siguientes fórmulas para resolver esta problemática:

- Permitir la competencia para el suministro de restricciones en aquellas regiones donde existan múltiples agentes.
- Establecer, en forma apriori, para aquellas zonas donde no existan condiciones de competencia, un pago que reconozca los costos fijos y variables totales de suministro de la energía de seguridad, con base en estudios realizados por firmas internacionales de auditoría de costos.
- Reemplazar la curva utilizada para establecer la remuneración de las plantas hidráulicas, por un mecanismo que permita reconocer el costo de oportunidad del recurso, teniendo en cuenta que el mismo depende del nivel del embalse, la estación - invierno o verano-, el estado de los recursos disponibles para generación, y la evolución futura del sistema. Modificar la regla de reconciliación negativa por otra que refleje mejor los costos variables de las plantas cuya generación queda atrapada por indisponibilidad de la red.

5.2 PROPUESTAS PARA CON LA DEUDA DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA

- Apropiar recursos para honrar las deudas de las empresas cuya liquidación fue ordenada por la SSP, en razón a que la energía fue entregada en forma obligatoria

- a través de la bolsa, en acatamiento a normas impuestas por la autoridad regulatoria.
- Apoyar el proceso de dación de pago de las acciones de Electrocosta y Electricaribe, para sanear la deuda de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica.
- Capitalizar las empresas estatales con severos problemas de insolvencia financiera. Si no es posible vincular capital privado a las mismas, entre otras causas, por la pérdida de confianza de los inversionistas, el Estado debe capitalizarlas y entregar su gestión a operadores privados para evitar que se continúe deteriorando el servicio en las regiones por ellas atendidas.

5.3 PROPUESTAS PARA CON EL CARGO POR CAPACIDAD

- Adoptar una tasa de descuento para las inversiones en generación del 19.06%.
- Considerar un costo de inversión de la demanda inicial de 481 dólares el kW.
- Establecer un factor de corrección de la demanda en el post-proceso de 14%.

5.4 PROPUESTAS SOBRE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

- Promover la realización de un foro amplio para analizar a fondo la reglamentación propuesta, antes de que se elevada a norma de la Comunidad Andina.
- Analizar la viabilidad de incorporar las inquietudes planteadas. En particular:
 - Disponer de garantías ciertas y efectivas para respaldar las transacciones realizadas.
 - Permitir la realización de cualquier tipo de transacción, además de las del mercado spot.

- Crear condiciones para que los precios de las transacciones estén acordes con las señales reales de expansión, pilar básico de una verdadera integración de mercados.
- Diseñar mecanismos para impedir una distorsión en el precio de venta de la energía.
- Establecer con claridad los esquemas de pago de las interconexiones internacionales y las condiciones de libre acceso a la red.
- Acordar las reglas básicas para garantizar una operación adecuada, confiable y segura, antes de la entrada en operación de este esquema.
- Aclarar la forma como se va a manejar el tema de las restricciones y la liquidación de las generaciones de seguridad.
- Discutir la conveniencia de trabajar sobre la base de una moneda sólida, como el dólar, y diseñar las medidas pertinentes para minimizar el riesgo cambiario de los mercados.

5.5 PROPUESTA SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE JUEGO

- Convocar a los distintos estamentos del sector para definir una estrategia conjunta para la defensa y consolidación del modelo de prestación de los servicios públicos domiciliarios.
- Analizar la mejor manera de realizar los ajustes legales requeridos a los toques de los subsidios, para cumplir con la promesa del Presidente de la República de mantener, en términos constantes, las tarifas de subsistencia de los estratos sociales bajos.
- Realizar los ajustes institucionales requeridos a la CREG y la SSP utilizando, en lo posible, las facultades extraordinarias solicitadas por el Gobierno para la reforma del Estado.

6. CONCLUSIONES

- Mientras no se genere una cultura del gas en el sector industrial y comercial no serán cumplidos los objetivos del plan de masificación del gas, se hace necesaria una agresiva campaña para educar éstos sectores en la cultura del gas (sus bondades y beneficios).
- La no uniformidad de precios del gas en el país hacen que en varias zonas los proyectos de cogeneración no sean atractivos debido a que la tasa interna de retorno no satisface las perspectivas de los inversionistas, se espera que éste aspecto quede solucionado cuando se empiecen a comercializar las reservas de gas del interior, por la reducción de los actuales costos de transporte del gas natural desde la costa norte.
- El gobierno debe crear incentivos tributarios y regulatorios para favorecer los proyectos de cogeneración, con el fin de impulsar el desarrollo e implantación de ésta tecnología en la industria colombiana, mientras se crea un mercado del gas competitivo y maduro.
- El mercado de pequeños sistemas de cogeneración en el sector comercial y de servicios posee un alto potencial en el país, se hace necesario lograr que éste sector conozca los beneficios económicos de ésta tecnología para lograr su aplicación.
- Un caso especial se ubica en los ingenios azucareros, quienes utilizan como combustible el bagazo de caña, el cual es también la materia prima para la producción de papel, proceso que requiere grandes cantidades de energía térmica

- como vapor, el caso es diseñar un sistema a Gas natural que provea la energía mecánica que requiere el ingenio y la energía térmica necesaria para la producción de papel de bagazo de caña, un aspecto negativo para éste caso sería el alto precio por transporte del gas que hay que pagar en esa zona del país.
- La política de libre competencia en el mercado de la energía y del gas natural que pretende generar el gobierno solo es posible cuando exista diversidad de productores para que traiga resultados saludables al sector energético, la liberación del precio interno del gas en la actualidad sería parar el plan de masificación del gas, debido a que los productores de gas no garantizan un mercado competitivo sino monopolizado en las únicas 3 compañías existentes (TEXAS, ECOPETROL, BP), lo cual generaría precios no saludables.
- Se debe señalar, que aún hay tiempo de evitar un nuevo apagón, pero para ello se necesita que este Gobierno tome las medidas que se requieren para devolverle viabilidad financiera a las distintas actividades de la cadena eléctrica, y, sobretodo, impulse, con éxito, la revisión las medidas regulatorias que han menguado la credibilidad de los inversionistas en la actividad de generación eléctrica.
- Sin lugar a dudas, uno de los mayores retos que afronta el Gobierno del Presidente Uribe, es el de recuperar la confianza perdida para evitar que el país tenga que padecer un nuevo racionamiento de energía que, como se sabe, produce un enorme impacto económico, político y social.
- Los generadores manifestaron que comparten plenamente las palabras del Presidente de la República, en mensaje enviado el 23 de octubre de 2002 al Alcalde Antanas Mockus y los gerentes de la EEB, EMGESA y CODENSA, con

motivo de la celebración del primer lustro de la transformación de la Empresa de Energía de Bogotá:

“...Queremos lograr más inversión y más empleo productivo. Y para hacerlo necesitamos devolver la seguridad y la confianza a los inversionistas nacionales e internacionales. /... Insisto: el Gobierno ha definido que la palabra clave que debemos rescatar entre todos es ¡CONFIANZA! Por eso estamos comprometidos con la seguridad, la estabilidad macroeconómica y la claridad y transparencia en las reglas de juego como presupuesto para que nacionales y extranjeros confíen en Colombia como lugar de residencia, trabajo e inversión”

- Finalmente, como estudiante de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos he querido contribuir con un conjunto de reflexiones y propuestas de solución para evitar que se llegue a una situación crítica en el sector eléctrico, y avanzar en la búsqueda de soluciones eficaces que impidan el desmoronamiento del modelo sectorial, a fin de poder garantizar la atención de la demanda futura de electricidad.

BIBLIOGRAFÍA

BENITEZ, José Antonio, Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.

BENITEZ, José Antonio, Sistemas de refrigeración por absorción, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: Septiembre de 1999.

FAIRES MORING, Virgil, Termodinámica, Segunda edición en español 1973, México: Editorial U.T.H.E.A.

HAY, Nelson, Guide to natural gas cogeneration, Fairmont press, Inc, 1988 USA

KENNETH, Work, thermodynamics, Curate edition, New York: editorial Mc Grew Hill. 1983

NORMA ASHRAE 15 --1992

ORLANDO A, Joseph, Cogeneración plañeras handbook, primera edición 1991, editorial prentice Hall inc. Estados unidos de América.