



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Documento para Discusión

DOCUMENTO CREG-039

12 DE JUNIO DE 2006

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	6
2. GENERALIDADES DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA EL SECTOR TÉRMICO	7
3. COMBUSTIBLES ALTERNOS PARA GENERACIÓN TÉRMICA.....	8
3.1. Combustibles Alternos para Generación	9
3.2. Potenciales Proveedores	9
3.3. Balance de Oferta y Demanda de Combustibles en el Mercado Interno	9
3.4. Normatividad Vigente para la Compra de Combustibles	10
3.5. Consideraciones sobre el Abastecimiento de Combustibles Líquidos.....	11
3.6. Régimen de Precios.....	11
3.7. Balance de Oferta y Demanda de Carbón.....	11
4. ESQUEMAS CONTRACTUALES PARA SUMINISTRO DE GAS NATURAL	13
5. AMBITO INTERNACIONAL.....	16
6. PROPUESTA REGULATORIA.....	18

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1. Días sin Utilización de las Unidades de Gas.....	7
Figura 2. Balance Combustibles Derivados del Petróleo	10
Figura 3. Reservas de Carbón en Colombia (Millones de Toneladas).....	12
Figura 4. Balance Producción – Consumo de Carbón Térmico	12
Figura 5. Contrato “Pague lo Contratado”	14
Figura 6. Generación Real durante el año 2005 para algunas Plantas Térmicas.....	15
Figura 7. Capacidad de Generación por Combustible (GW).....	17
Figura 8. Costos de Inversión Requeridos para el Consumo de Combustible Alterno	20

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En este documento se presenta un análisis de la contratación del suministro de combustibles para efectos de la remuneración del cargo por confiabilidad; a partir del cual se desarrolla una propuesta relacionada con las exigencias contractuales que se harán efectivas para asegurar la energía firme ofrecida al sistema y las verificaciones que esto implica.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En 1996 cuando se estableció el método de cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, se exigió a los agentes térmicos la presentación de contratos de suministro y transporte de combustible para poder acceder al cargo por capacidad. No obstante lo anterior, en los últimos años la Comisión ha avanzado hacia la flexibilización de esta obligación, y fue así como en 1999 se dejó en libertad a los agentes térmicos para la contratación del combustible, con el argumento de que: *"(...) dada la composición marcadamente hidráulica de nuestro sistema, la mayor expectativa de remuneración del parque térmico se centra en su despachabilidad durante los períodos de verano. Si un generador térmico se arriesga a ser exigido durante el verano y no está disponible por no contar con el combustible necesario, estaría comprometiendo su ingreso y su viabilidad (...)"*¹.

De otra parte, en su sesión del 20 de diciembre de 2005, la Comisión adoptó el plan de trabajo y ratificó el cronograma previsto en el Documento 072 de 2005 para la regulación de la remuneración del cargo por capacidad y dispuso continuar con el análisis y desarrollo de las acciones contempladas en los diferentes "módulos" previstos en la propuesta mencionada. Entre los módulos mencionados se contempló uno para definir el esquema de contratación de suministro y transporte de combustibles para efectos de reconocimiento del cargo por capacidad.

En tal sentido, en esa misma sesión se aprobó la Resolución CREG 125 de 2005, en donde se estableció que: *"(...) Los generadores térmicos que aspiren a ser remunerados por concepto de Cargo por Capacidad deberán reportar la información referente a la contratación firme de suministro y transporte de combustible, que será tomada en cuenta para efectos de la valoración de la energía firme a ser utilizada en la asignación de dicho Cargo a partir de diciembre de 2006 (...)"*.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este documento se desarrolla la propuesta relacionada con el cumplimiento del requisito señalado en la Resolución CREG 125 de 2005, a partir del análisis de los aspectos relativos al suministro del combustible para este tipo específico de consumidores, y de la flexibilidad que puede otorgarse en este tipo de exigencias, de tal forma que se asegure la continuidad del servicio.

¹ FLEXIBILIZACIÓN DE EXIGENCIAS EN CONTRATOS DE COMBUSTIBLE PARA EL CARGO POR CAPACIDAD. Documento CREG 070, Octubre 14 de 1999

2. GENERALIDADES DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA EL SECTOR TÉRMICO

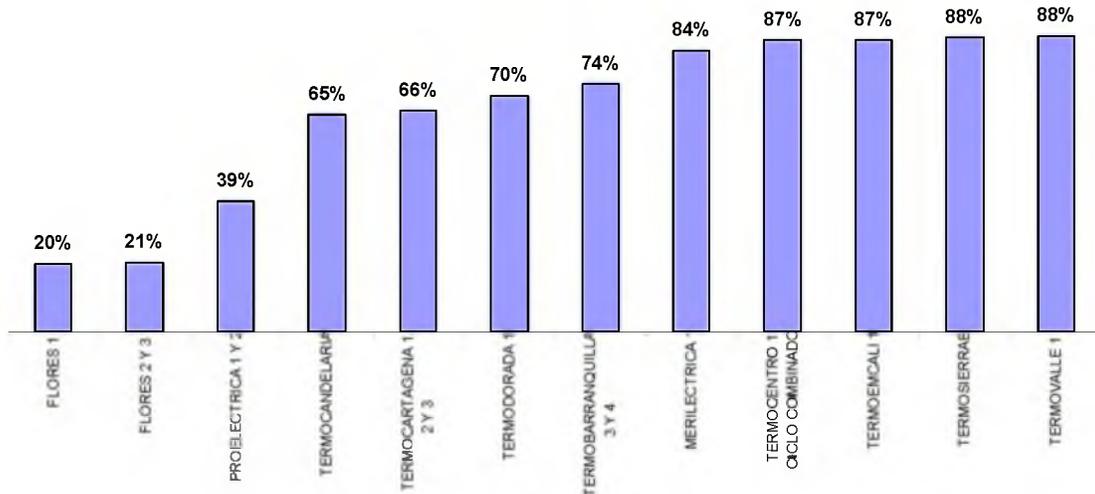
Como se puede ver en la Tabla 1, que muestra el tipo de combustibles utilizados para generación térmica en Colombia, la mayoría de las plantas térmicas del SIN operan con gas natural como combustible principal (23 de 32 unidades de generación térmica), y en la actualidad algunas de ellas tienen la capacidad para generar con un combustible alterno, entre los que se encuentran fuel oil, carbón y acpm.

Tabla 1. Combustible Principal de las Unidades Térmicas del SIN

Unidad	Combustible Principal
Barranquilla 3 y 4	Gas Natural
Cartagena 1, 2 y 3	Gas Natural
Flores 1, 2 y 3	Gas Natural
Guajira 1 y 2	Gas Natural
Merilectrica 1	Gas Natural
Paipa 1, 2, 3 y 4	Carbón
Palenque 3	Gas Natural
Proelectrica 1 y 2	Gas Natural
Tasajero 1	Carbón
Tebsa	Gas Natural
Termocandelaria 1 y 2	Gas Natural
Termocentro 1	Gas Natural
Termodorada 1	Gas Natural
Termoemcali 1	Gas Natural
Termosierra	Gas Natural
Termovalle 1	Gas Natural
Termoyopal 2	Gas Natural
Zipa 2, 3, 4 y 5	Carbón

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – Neón

Figura 1. Días sin Utilización de las Unidades de Gas



Fuente: Cálculos CREG con datos del Neón entre Ene-99 y Dic-05

El número de días de utilización de muchas de estas unidades de generación es reducido y permanecen la mayor parte del tiempo sin ser utilizadas como se observa en la Figura 1. Además de lo anterior, el comportamiento de los despachos presenta una volatilidad significativa por efecto de las cambiantes condiciones hidrológicas y las necesidades del sistema, agrega incertidumbre a la proyección precisa de la utilización futura de dichas plantas y, dificulta la estimación acertada de las necesidades de combustible.

Con estas características, el suministro del combustible (en particular del gas natural), se convierte en un aspecto crítico, especialmente para aquellas unidades que tienen unas utilidades menores, teniendo en cuenta que los esquemas contractuales ofrecidos por los proveedores del gas natural no se ajustan a los perfiles de consumo de este tipo de usuarios, como se mostrará más adelante.

3. COMBUSTIBLES ALTERNOS PARA GENERACIÓN TÉRMICA

Con el objetivo de analizar la viabilidad de utilización de combustibles alternos al combustible principal, mediante las Circulares CREG 014 y 015 de 2006, se solicitó a los agentes generadores de energía eléctrica el reporte de la siguiente información:

- Costos de capital necesarios para acondicionar la planta de generación (para aquellas plantas en las que fuera factible) para la utilización de un combustible alternativo al que consume actualmente, de tal forma que pueda atender los requerimientos de energía durante una estación de verano (instalación de equipos, almacenamiento, logística, etc).
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento en que se incurre por la utilización del combustible alternativo.
- Costos estimados de suministro del combustible alternativo en puerta de planta desagregando suministro, transporte y todos los demás costos en que debe incurrir para disponer del combustible.
- Condiciones comerciales y características de firmeza en el suministro. Proveedores potenciales.

En este proceso se recibieron las siguientes comunicaciones:

Remitente	Radicado CREG
Termoemcali S.C.A. ESP	E2006-003627
ISAGEN S.A. ESP	E2006-003637
Termocandelaria S.C.A. ESP	E2006-003730
Proelectrica S.C.A. ESP	E2006-003732
Chec S.A. ESP	E2006-003740
Termovalle S.C.A. ESP	E2006-003780
CORELCA S.A. ESP	E2006-003798
Merilectrica S.A. ESP	E2006-003799
Emgesa S.A. ESP	E2006-003812
EPSA S.A. ESP	E2006-003899

Con la información recibida y la disponible en la Comisión, se encontraron las siguientes particularidades:

3.1. Combustibles Alternos para Generación

Si bien la mayoría de las plantas consumen gas natural, todas tienen viabilidad técnica de sustitución (las que no lo pueden hacer actualmente, pueden ejecutar algunas inversiones y adaptar la planta para el consumo de un combustible alternativo). Entre los combustibles alternos que están en capacidad de consumir las diferentes plantas térmicas, según la viabilidad técnica manifestada por los agentes generadores en la información remitida, se encuentran los siguientes:

Tabla 2. Combustibles Alternos Plantas Térmicas

Agente	Unidad	Combustible Alternativo
Termoemcali	Termoemcali	Fuel Oil No. 2
Isagen	Termocentro	Jet A1
Termocandelaria	Termocandelaria 1 y 2	Fuel Oil No. 2 / No. 6
Proeléctrica	Proeléctrica	Fuel Oil No. 2
Chec	Termodorada	Jet A1 / Avigas
Epsa	Termovalle	Fuel Oil No. 2
	Termoflores 1	Fuel Oil No. 2
Corelca	Termobarranquilla 3 y 4	Fuel Oil No. 6
	Tebsa	Fuel Oil No. 2 / No. 6
Merilectrica	Merilectrica	Fuel Oil No. 2
Emgesa	Termocartagena	Fuel Oil No. 6
EEPPMM	Termosierra	Fuel Oil No. 6

Fuente: Reportes Circulares 014 y 015 de 2006

3.2. Potenciales Proveedores

Según se presenta en las comunicaciones, entre los posibles proveedores nacionales de los combustibles se encuentran ECOPETROL, Terpel, Exxonmobil y Chevron para los combustibles líquidos derivados del petróleo. Para el caso del carbón, CORELCA manifiesta que cerca de la zona donde se encuentra ubicada Termoguajira existen proveedores que pueden ofrecer firmeza en el suministro, entre los que se encuentran: Carbones de Cerrejón, Prodeco y Drummond.

Con base en los análisis realizados por la Comisión, se ha encontrado que a nivel internacional existe un mercado competido de proveedores de combustibles, lo cual hace factible el suministro desde este punto de vista (Asesoría para el Estudio del Mercado Regional de los Derivados del Petróleo, Agosto de 2004, DNP-PNUD).

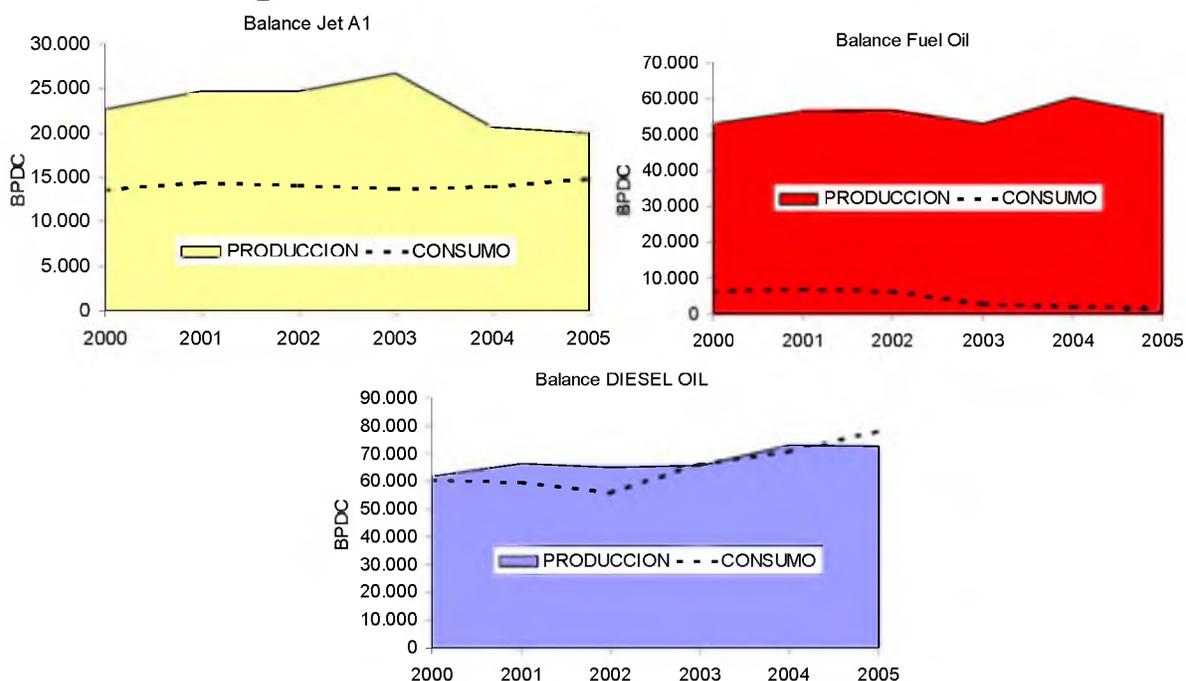
3.3. Balance de Oferta y Demanda de Combustibles en el Mercado Interno

La situación del mercado nacional de combustibles líquidos derivados del petróleo indica que la actividad de refinación es desarrollada por ECOPETROL en Cartagena y en Barrancabermeja, y que en los últimos años, el balance entre producción y consumo

interno del Diesel (Fuel Oil No. 2), el Fuel Oil (Fuel Oil No. 6)² y el Jet A1 ha tenido el comportamiento que se presenta en la Figura 2. Como se puede ver, tanto en Fuel Oil como en Jet A1 el país produce más de lo que consume y tiene excedentes disponibles, sin embargo, la producción de Diesel ya no es suficiente para abastecer la demanda interna, y en los últimos años ECOPETROL ha tenido que importar este combustible.

Según lo anterior, las necesidades de suministro de las plantas térmicas que consumen Fuel Oil y Jet A1 pueden ser atendidas con producción nacional, bien sea a través de ECOPETROL o de un distribuidor mayorista. Para las plantas térmicas que utilicen Diesel presumiblemente se requerirá importación del producto.

Figura 2. Balance Combustibles Derivados del Petróleo



Fuente: ECOPETROL

3.4. Normatividad Vigente para la Compra de Combustibles

Para las plantas térmicas que requieran Diesel, la normatividad vigente permite la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para consumo o distribución dentro del territorio nacional por parte de terceros diferentes a ECOPETROL³. Así mismo, por el nivel de consumo que tienen las plantas térmicas, éstas se pueden constituir como Grandes Consumidores, lo cual les permite contratar directamente el suministro con el

² "Definitions of Petroleum Products and Other Terms". EIA, Petroleum Supply Monthly, 2005. Ver Anexo 1

³ Ministerio de Minas y Energía – Decreto 4299 de 2005: Tiene por objeto establecer los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto GLP, señalados en el Artículo 61 de la Ley 812 de 2003

refinador, el importador o el distribuidor mayorista (mayor a 10.000 galones por mes según lo establece el Decreto 4299 de 2005), y por lo tanto contar con alternativas diferentes a ECOPETROL para el abastecimiento, incluso para los demás productos derivados del petróleo.

3.5. Consideraciones sobre el Abastecimiento de Combustibles Líquidos

Desde el punto de vista logístico para disponer del combustible en la planta, existe libre acceso a la infraestructura de transporte (sistema de poliductos) que es operada por ECOPETROL⁴, y a la capacidad de almacenamiento en la terminales de propiedad de los diferentes agentes almacenadores (definición del Decreto 4299 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía). En el Anexo 2 se muestra la ubicación de las plantas térmicas en relación con la infraestructura de transporte de combustibles líquidos.

No obstante lo anterior, es deseable adoptar el Reglamento de Transporte por poliductos y asegurar la neutralidad de ECOPETROL en la prestación de este servicio. Por otra parte, también es fundamental contar con instrumentos contractuales que generen compromisos claros y explícitos de seguridad de suministro.

3.6. Régimen de Precios

En cuanto a los precios, el Ministerio de Minas y Energía define mensualmente la estructura de precios de las gasolinas y el Diesel, así como los cargos de transporte de estos productos por el sistema de poliductos. Por su parte, los precios a nivel de productor del Fuel Oil (Fuel Oil No. 6) y el Jet A1 son libres, y sus valores son publicados mensualmente por ECOPETROL (En el Anexo 3 se presentan los precios publicados por ECOPETROL para Marzo de 2006).

El mercado internacional de derivados del petróleo se caracteriza por su liquidez, con lo cual el precio se forma por la interacción de la oferta y la demanda. Existen también sistemas de información de mercado confiables y diversos instrumentos financieros de cobertura de riesgos.

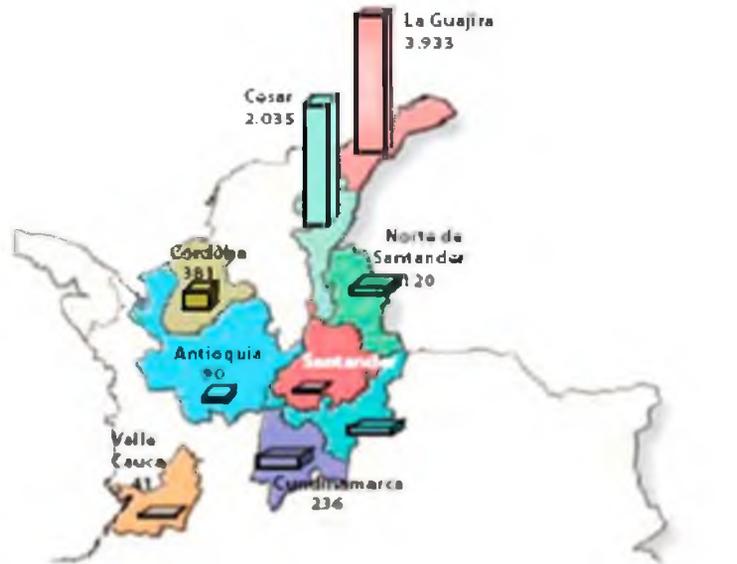
3.7. Balance de Oferta y Demanda de Carbón

El mercado nacional del carbón tiene las siguientes características: Las reservas medidas del país ascienden a 7.064 millones de toneladas (UPME, 2006), las cuales al nivel de producción de 2004 (53 millones de toneladas) serían suficientes para 133 años. La distribución de estas reservas se presenta la Figura 3.

En los departamentos de la Guajira y Cesar se encuentran los mayores yacimientos productores de carbón térmico. La producción nacional de carbón térmico ha mantenido un crecimiento constante en los últimos años, no obstante, el consumo interno destinado a la actividad de generación eléctrica se ha reducido desde 1998, como se muestra en la Figura 4.

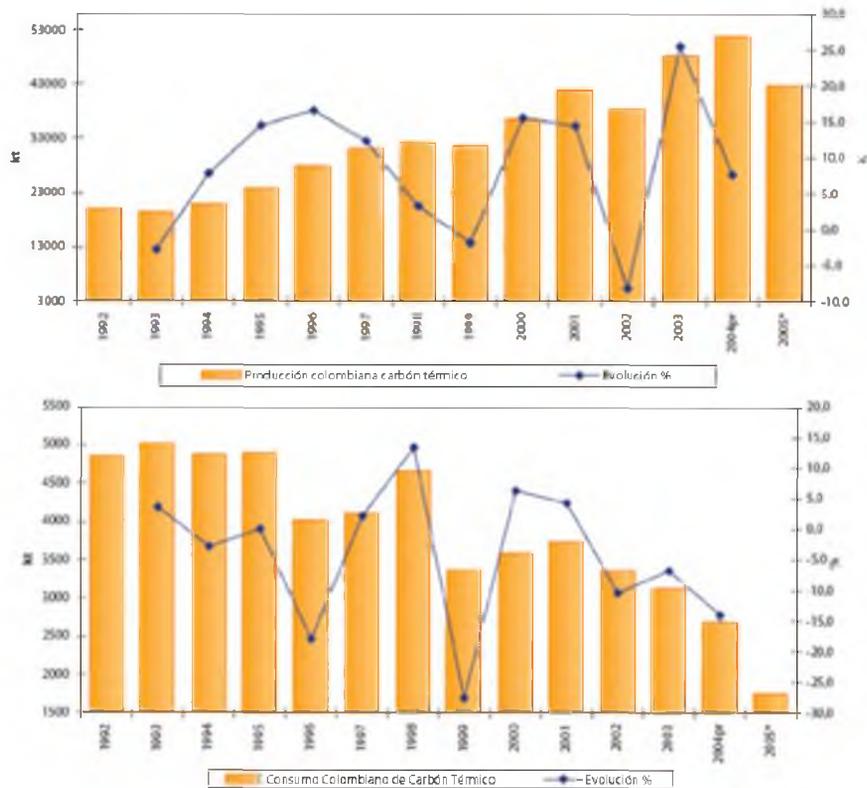
⁴ Artículo 13 de la Ley 681 de 2001

Figura 3. Reservas de Carbón en Colombia (Millones de Toneladas)



Fuente: Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano, UPME (2006)

Figura 4. Balance Producción – Consumo de Carbón Térmico



Fuente: Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano, UPME (2006)

En cuanto a los precios de suministro, éstos son libres y en general han sido inferiores a los precios de los otros energéticos con los que compite el carbón. No obstante, en los últimos años se ha registrado un incremento en los precios internos, impulsado por la situación del mercado internacional.

4. ESQUEMAS CONTRACTUALES PARA SUMINISTRO DE GAS NATURAL

En términos generales los esquemas contractuales que se han utilizado para generación térmica son del tipo “Pague lo Contratado” o “Take or Pay” (ToP). Para las unidades que están en competencia con toda la oferta eléctrica y que por lo tanto tienen utilidades cercanas al porcentaje de ToP definido, este tipo de contrato es una alternativa de suministro adecuada. No obstante, cuando se trata de unidades de generación con utilidades menores al porcentaje de ToP, este tipo de contrato no se ajusta a sus características de consumo y eleva los costos de abastecimiento del producto (En la siguiente Tabla se presentan los porcentajes de ToP que tienen los contratos de suministro analizados).

Tabla 2. Porcentaje de “Take or Pay” de los Contratos Vigentes

Compañía	% ToP
TERMOYOPAL S.A. ESP	60%
FLORES II S.C.A. ESP	70%
CORELCA S.A. ESP	70%
PROELECTRICA S.C.A. ESP	70%
ISAGEN S.A. ESP	25%
EPPMM ESP	25%
MERILECTRICA S.A. ESP	25%
TERMOVALLE S.C.A. ESP	25%
CHEC S.A. ESP	25%

Fuente: Contratos de suministro solicitados por la Comisión en el año 2005

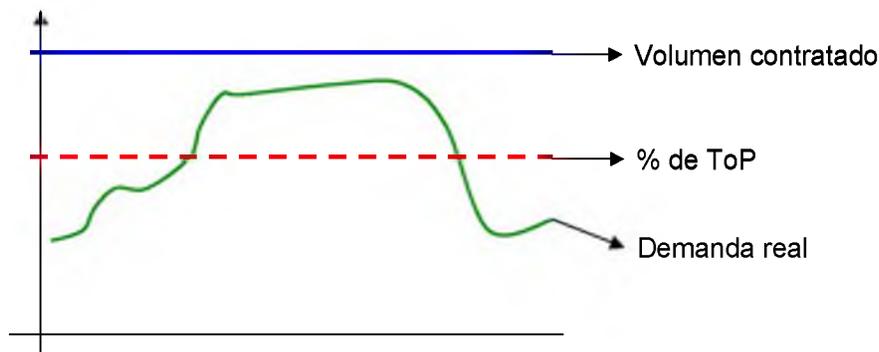
En un contrato ToP, el comprador se obliga a pagar mensualmente una cantidad mínima, independientemente de su consumo, a cambio del suministro de gas en firme y como remuneración al vendedor por el hecho de tener disponible una cantidad en firme para el comprador en todo momento. En estos contratos se establecen: i) el volumen máximo contratado, ii) el porcentaje de ToP y iii) el precio, el cual debe tener un descuento inversamente proporcional al porcentaje de ToP (ver Figura 5).

El desarrollo de un contrato ToP tiene las siguientes características. Cuando el comprador consume una cantidad inferior al porcentaje de ToP, se genera una cantidad de deficiencia a favor del comprador (cantidad pagada y no tomada) que el vendedor debe reservar para utilización por parte del comprador durante un período de 12 meses a partir del pago⁵. Esta cantidad a favor del comprador, puede ser tomada durante este período de 12 meses, siempre y cuando el consumo del mes en que pretende ser tomada sea superior al porcentaje de ToP. En todo caso, la cantidad máxima que puede ser solicitada

⁵ Los balances para efectos de determinar las estas cuentas, se hacen sobre una base mensual

por el comprador en un mes determinado no puede superar el volumen contratado. Finalmente, si transcurridos los 12 meses no se han tomado las cantidades que el comprador tiene a su favor, éste pierde su derecho sobre ellas y el vendedor puede venderlas a otros compradores (en el Anexo 4 de este documento se presenta en detalle el funcionamiento de un contrato ToP).

Figura 5. Contrato "Pague lo Contratado"



De lo anterior se puede deducir que aquellos compradores que tienen una buena estimación de su consumo, y éste además tiene un perfil estable en el tiempo, pueden entrar en un contrato Pague lo Contratado sin que el porcentaje de ToP represente mayores efectos por concepto de derechos vencidos que fueron pagados y no tomados.

Sin embargo, las plantas de generación térmica tienen un perfil de consumo incierto, como se puede observar en la Figura 6, donde se presenta el comportamiento histórico de la generación real de dos plantas termoeléctricas, la utilización diaria tiene una alta dispersión y no responde a una tendencia estacional, lo que representa un consumo volátil de gas natural en términos diarios.

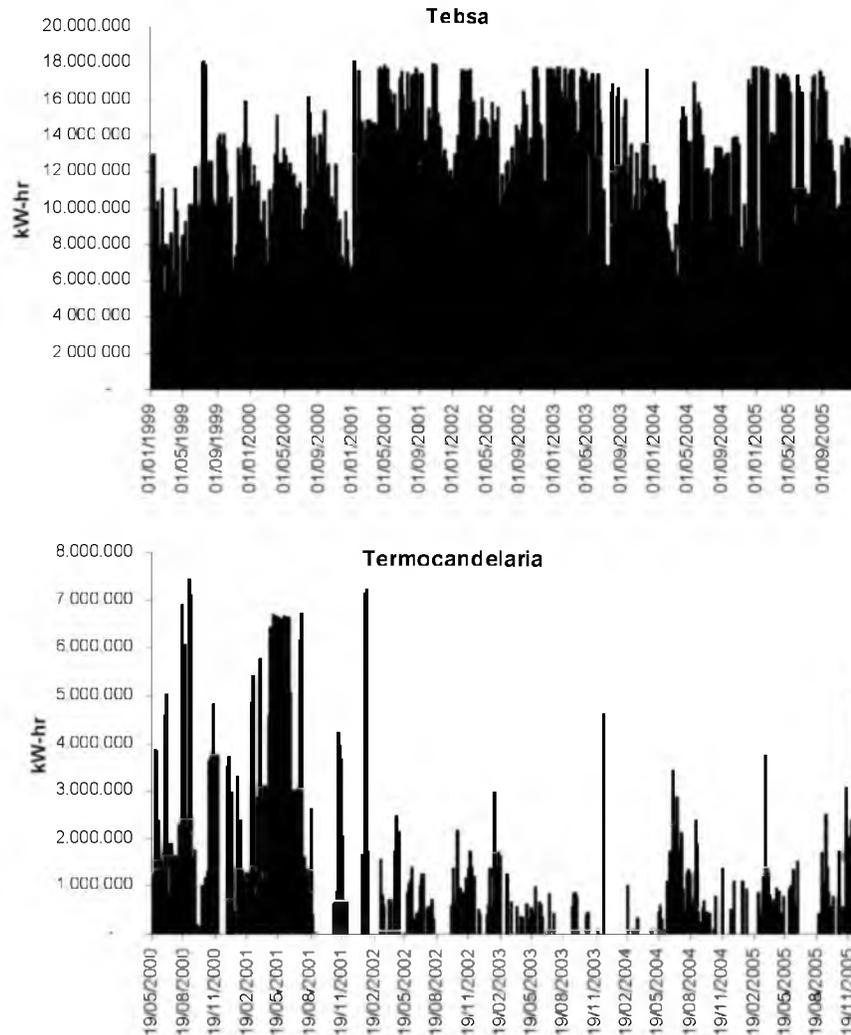
Cuando una planta térmica entra en un contrato Pague lo Contratado, por un volumen igual al requerido para la operación a máxima capacidad, el porcentaje de ToP se convierte en la variable crítica que determinará el balance financiero al que se enfrentaría el comprador en este contrato. En efecto, lo razonable sería que el porcentaje de ToP refleje la utilización promedio, así sea histórica, no obstante lo anterior, el vendedor tiene un nivel mínimo de ToP con el que debe cubrir sus costos fijos, y un porcentaje de ToP inferior a ese nivel, en la práctica trasladaría el riesgo de demanda al vendedor, sin la remuneración adecuada (podría convertir el contrato en un Pague lo Demandado).

En el mercado, el menor porcentaje de ToP que existe es 25%⁶, lo que significa que una planta térmica no tendría pérdidas por derechos vencidos, cuando el promedio de utilización es mayor o igual al 25%. En general, cuando el porcentaje de ToP acordado en el contrato de suministro es superior al promedio de utilización, el comprador debe enfrentar pérdidas por concepto de derechos vencidos de gas que fue pagado y no fue consumido.

⁶ Este porcentaje es el resultado de una negociación particular, por el efecto de la situación geológica del campo Opón que iba a suministrar el gas que requerían las plantas que se ubicaron en su zona de influencia

En condiciones de competencia, donde existen suficientes jugadores tanto en el lado de la oferta como de la demanda, y no existe posición dominante de ninguna de las partes, el porcentaje de ToP acordado en el contrato seguramente reflejaría la utilización promedio de las unidades (por lo menos para las que operan en condiciones de competencia con toda la oferta eléctrica), sin convertirse en una carga onerosa para ninguna de las partes.

Figura 6. Generación Real durante el año 2005 para algunas Plantas Térmicas



Fuente: Neón – XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP

No obstante, en el mercado colombiano los productores-comercializadores de gas natural ostentan un poder de mercado debido a la concentración que existe en esta etapa de la cadena desde el punto de vista de la oferta⁷. Al respecto, la CREG ha recibido comunicaciones de los agentes térmicos en las que manifiestan, la existencia de

⁷ Documento CREG 057 de 2005 publicado con la Resolución CREG 082 de 2005 y Documento CREG 107 de 2005 publicado con la Resolución CREG 111 de 2005.

situaciones que pueden constituir abuso de la posición dominante que ostentan los productores-comercializadores en las negociaciones de contratos de suministro de gas natural⁸.

En conclusión, estructurar un contrato de suministro de gas natural que garantice firmeza para un consumo con las características del sector térmico (algunas plantas en particular), puede ser complejo y puede resultar en esquemas onerosos para los compradores, en particular para aquellas unidades térmicas que tienen despachos menores y que son requeridas por el sistema como respaldo para incrementar la confiabilidad. De otra parte, se debe tener en cuenta que los contratos de suministro también tienen como objeto permitirle al vendedor recuperar total o parcialmente los costos fijos y de inversión que enfrenta.

5. AMBITO INTERNACIONAL

En esta sección se presenta una breve descripción del uso de combustible alternativo para generación térmica a nivel internacional, desde el punto de vista de las estrategias de abastecimiento de combustible para operación (Figura 7), de tal forma que se tenga un punto de referencia para enriquecer el análisis de las propuestas contenidas en este documento.

En el mercado europeo, el sector térmico viene impulsando en los últimos años el crecimiento del consumo de gas natural y se prevé que esta situación continúe en el futuro (IEA, 2004). No obstante, los agentes generadores analizan en forma permanente la situación de precios de otros combustibles, con el fin de reducir costos y optimizar el retorno de sus inversiones, lo cual reduce eventualmente el uso de gas natural para generación y mantiene en competencia los diferentes energéticos. En tal sentido cerca del 40% del parque de generación tiene posibilidades de consumir un combustible alternativo (Figura 7).

En el caso particular del Reino Unido, la oferta térmica a base de gas natural se ha incrementado en forma significativa en los últimos años, al punto que se ha incorporado a la carga base (base-load power), reduciendo la estacionalidad en el consumo y la producción de gas natural. No obstante, cerca del 70% del suministro de gas natural para el sector térmico corresponde a un servicio interrumpible y la capacidad de sustitución a combustibles alternos (“switching capability”) es limitada. A pesar de lo anterior, la seguridad del suministro eléctrico no se afecta ante interrupciones en el suministro de gas para generación térmica, teniendo en cuenta el excedente de capacidad de generación que existe, situación que evidentemente cambiará en la medida que dicho excedente se reduzca (IEA, 2002).

En Estados Unidos, la generación a base de carbón representa la mayor proporción de la generación térmica, no obstante las plantas que se utilizan para atender los picos de demanda (“peaking units”) en el verano y el invierno, que representan los activos que le dan la confiabilidad al sistema eléctrico, en general son unidades que consumen gas natural. Estas unidades cuentan con la capacidad de sustitución para operar con

⁸ Contenido en la parte considerativa de la Resolución CREG 125 de 2005

destilados del petróleo (diesel y fuel oil) que les permite ajustar su consumo con base en la señal de precios del momento. En el invierno 2002-2003 por ejemplo, debido al incremento de los precios del gas natural, se incrementaron las ventas de diesel y fuel oil, por la sustitución de todas las plantas térmicas (Energy Information Administration – EIA-DOE, 2004).

En los países de la OCDE, alrededor del 36% de suministro de gas natural para generación eléctrica está contratado a través de un servicio interrumpible, lo que implica que la mayoría de las plantas térmicas tienen la capacidad de sustituir el consumo por otro combustible, lo cual les permite atender los picos de la demanda eléctrica sin comprometer la confiabilidad del sistema (ver Figura 7).

En términos generales, se puede afirmar que a nivel internacional en los mercados de gas natural que han avanzado hacia la desregulación propiciada por un desarrollo de la competencia, la demanda de gas natural es más sensible a los cambios de precios (mayor elasticidad). Así mismo, en el caso particular de los consumidores térmicos, han desarrollado esquemas de suministro de sus requerimientos de combustible que les permiten ajustarse a las condiciones puntuales del mercado y atender sus compromisos, con lo cual la responsabilidad de gestionar los riesgos relativos al negocio recae sobre los mismos agentes.

Figura 7. Capacidad de Generación por Combustible⁹ (GW)

	IEA North America	IEA Europe	IEA Pacific
Total electricity generating capacity (public utilities + autoproducers)	944.16	682.22	365.26
Total capacity by combustible fuels	663.19	350.24	242.80
Of which Single fuel-fired	394.64	220.84	206.05
Of which Multi-fired	268.55	129.40	36.75
Solid-Gas	40.29	8.72	1.00
Solid-Liquids	6.29	47.59	4.62
Liquids-Gas	56.98 ²⁷	55.72	30.49
Liquids-Solids-Gas	164.99	17.37	0.64
% multi-fired/total generating capacity	28%	19%	10%
% multi-fired/thermal generating capacity	40%	37%	15%
% liquids-gas/multi-fired generating capacity	21%	43%	83%
% liquids-gas/total generating capacity	6%	8%	8%

Source: IEA (2002g).

Fuente: IEA, 2002

⁹ Información a diciembre de 2000. La cifras corresponden a capacidades máximas y no tienen en cuenta el factor de utilización

Adicionalmente, el estado de desarrollo de los mercados de gas natural, en particular los de corto plazo (“spot markets”) ha permitido la utilización de mecanismos de contratación de largo plazo más flexibles para los compradores. Por una parte, los vendedores de gas natural se enfrentan a ambientes más competitivos que si bien representan retos mayores en términos de la atracción y mantenimiento de clientes, imponen menores riesgos comerciales que fomentan la búsqueda de nuevas reservas garantizando la oferta. Por otro lado, los compradores cuentan con más alternativas para el suministro, y de no lograr acuerdos de largo plazo que se ajusten a sus necesidades, se ven favorecidos por la liquidez de los mercados de corto plazo donde pueden encontrar el suministro del combustible requerido.

6. PROPUESTA REGULATORIA

Como se presentó anteriormente, las características propias del consumo térmico hacen que los esquemas contractuales del tipo “Pague lo Contratado” que se utilicen para el suministro de gas en firme sean onerosos, teniendo en cuenta las condiciones del servicio (que garantiza firmeza).

Además, de lo anterior, por los antecedentes de desarrollo del sector de gas natural en Colombia, aún persiste el poder de mercado y la concentración de la oferta¹⁰. En este contexto, la obligación que tienen los agentes generadores de energía eléctrica de suscribir contratos de largo plazo de suministro de combustible en firme, en el caso del gas, podría incrementar el poder de mercado de los productores-comercializadores.

El poder de mercado se acentúa si se tiene en cuenta que aún con la liberación de precios de suministro, la Comisión tiene serias limitaciones para regular las cantidades de gas disponibles para el mercado nacional. Dichas limitaciones tienen que ver con la asignación a otra agencia del Estado de la determinación de la cantidad de gas destinada a la exportación y principalmente con la autonomía de las partes de los contratos de asociación y concesión para disponer del uso del gas.

De las alternativas que existen para abordar esta situación, se identifican las siguientes: i) diseñar un contrato de suministro de gas natural por la vía regulatoria, y ii) flexibilizar las exigencias de contratación de combustibles para el cargo por capacidad. Por las consideraciones del sector de gas natural presentadas anteriormente, la primera alternativa no es aconsejable, ya que no sería consistente regular esquemas contractuales que busquen proteger precios regulados del gas en boca de pozo, una vez que la Comisión ha acogido el esquema de libertad de precios del gas natural en boca de pozo.

Ahora bien, en cuanto a la segunda alternativa, la flexibilización total de las exigencias de contratos de combustibles sería factible si existiera un mercado de corto plazo de gas natural lo suficientemente desarrollado y una infraestructura de almacenamiento de gas natural suficiente, de tal forma que se garantizara el suministro incluso en situaciones pico de demanda. Sin embargo, al no contar en Colombia con un mercado con estas

¹⁰ Documentos CREG 057 y 107 de 2005

características, la única alternativa viable sería la flexibilización de la contratación considerando el mercado de los combustibles alternos.

En este sentido, el objetivo de la Comisión es dar las señales regulatorias que permitan a los agentes térmicos determinar libremente el tipo de combustible necesario para ofrecer la energía firme que requiera el sistema.

Así, se propone dejar a cargo de los agentes generadores la selección del esquema contractual de suministro del combustible y del tipo de combustible a utilizar. La teoría de asignación de riesgos indica que éstos deben ser asumidos por: i) la parte que esté en mejor condición de evaluarlos, controlarlos y administrarlos; y ii) la parte que tenga mayor acceso a los instrumentos de protección, mitigación o diversificación, de tal forma que se asegure que la parte que está en capacidad de reducir los riesgos y costos, tenga el incentivo para hacerlo¹¹.

En el caso del compromiso que adquiere el generador de entregar una energía firme en unas condiciones dadas (de acuerdo a la propuesta actual sobre la metodología del cargo por confiabilidad contenida en el Documento CREG 122 de 2005), es precisamente el mismo agente quien dispone de los elementos y el acceso a la información necesaria para gestionar los riesgos implícitos en la atención de los compromisos adquiridos. Uno de estos riesgos es el suministro del combustible y el esquema contractual, así como la tecnología de conversión que seleccione autónomamente el agente de tal forma que cuente con lo necesario para honrar su compromiso con el sistema eléctrico.

Como se presentó en la sección 2 de este documento, si bien la mayoría de las plantas térmicas del país consumen gas natural como combustible principal, los mismos agentes han manifestado la factibilidad técnica de adaptar (en caso de que no tengan la planta adecuada en la actualidad) las unidades para el consumo de un combustible alternativo. Lo anterior, permite afirmar que la infraestructura de generación térmica puede ser flexible en términos del suministro de combustibles.

De esta forma, las plantas térmicas que se enfrenten a contratos de suministro de gas en firme (como combustible principal) que no se ajusten a sus perfiles de consumo, podrán optar por garantizar la energía firme a través de un combustible alternativo. Así mismo, podrán utilizar una combinación de contratos de suministro entre combustible principal y alternativo (combinando suministro y almacenamiento, contratos firmes con interrumpibles, combustibles principales con combustibles alternos), que sumados le permitan cumplir sus compromisos de generación de energía firme y ofrecer la continuidad que requiere el sistema eléctrico y que se está remunerando a través del cargo por confiabilidad. En general, se prevé que sea el mismo agente quien determine la estructura contractual que utilizará.

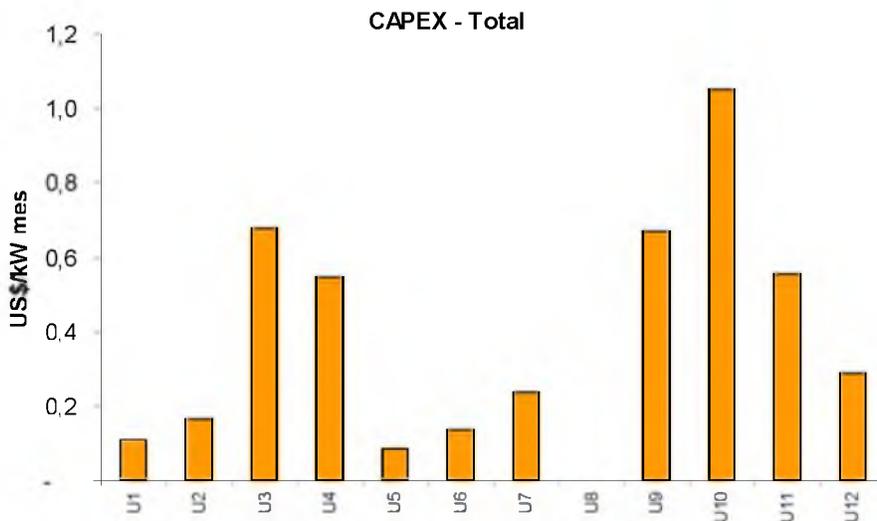
Con base en la información enviada por los agentes térmicos, los costos de inversión requeridos para adaptar las plantas de generación para el consumo de combustibles alternos se resumen en la Figura 8, en la cual se expresan en mensualidades de dólares

¹¹ Departamento Nacional de Planeación, Documento CONPES 3107 del 3 de abril de 2001 “Política de Manejo de Riesgo Contractual del Estado para Procesos de Participación Privada en Infraestructura”

por kilovatio instalado, calculados con una tasa de descuento del 13,5% (para efectos comparativos se utiliza la misma tasa de descuento con la que se determinó el cargo por capacidad en el año 1996) y un período de 15 años (tratándose de inversiones en activos de infraestructura, sería el escenario de tiempo en el cual el agente esperaría recuperar la inversión).

En estos costos de inversión se incluyen: i) la inversión necesaria para adaptar la planta; ii) la inversión requerida en tanques de almacenamiento, obras civiles, tuberías, estaciones de descarga); y iii) el costo del inventario inicial del combustible para el llenado del tanque de almacenamiento. A partir de estos datos, en principio resulta factible que los costos fijos de inversión sean incluidos en la oferta que presenten en la subasta en el contexto del cargo por confiabilidad.

Figura 8. Costos de Inversión Requeridos para el Consumo de Combustible Alterno



Fuente: Cálculos CREG con información reportada por los agentes térmicos

No obstante lo anterior, la Comisión no pretende determinar el esquema más eficiente para conseguir el suministro del combustible. El objetivo es generar las señales regulatorias que le permitan a los diferentes agentes térmicos tomar decisiones y gestionar los riesgos que enfrentan. Así mismo, con esta propuesta se pretende mitigar el poder de mercado que existe en la oferta de gas natural, induciendo la competencia con los combustibles alternos (remunerando las inversiones que esto implique y los costos que demande su operación), y promoviendo la utilización eficiente de los recursos, sin comprometer la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica.

Como propuesta resolutive en relación con la contratación de combustibles para el reconocimiento del Cargo por Capacidad se plantea la siguiente:

Por la cual se complementa la Resolución CREG 125 de 2005 en relación con la forma y términos para el reporte de la información relativa a la contratación de combustibles para la remuneración del Cargo por Capacidad

ARTÍCULO 1. CONDICIONES PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES PARA GENERADORES TÉRMICOS. Para efectos del reporte de la información de que trata el Artículo 1 de la Resolución CREG 125 de 2005, los agentes generadores térmicos deberán tener en cuenta lo siguiente:

- a) Las plantas térmicas deberán disponer del combustible o combustibles alternos que les permitan operar en forma continua.
- b) El esquema contractual de suministro y transporte de combustible o combustibles que se seleccionen por parte de cada agente generador térmico así como los inventarios, facilidades de transporte, almacenamiento, y el tratamiento que se requiera para el abastecimiento de combustibles a unidades térmicas, deberán asegurar que las plantas operen sin interrupciones y en forma continua según las necesidades de la planta.
- c) En el caso de las plantas de generación térmica que cuenten con las adecuaciones de infraestructura necesarias para la operación con combustibles alternos, el abastecimiento del combustible requerido por la planta puede ser obtenido, entre otros, con combinaciones de contratos en firme de suministro y transporte con capacidad de almacenamiento en la planta.

ARTÍCULO 2. REPORTE DE LA INFORMACIÓN SOBRE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES. Los agentes generadores reportarán la siguiente información relativa al suministro y transporte de combustibles en los formatos que para el efecto diseñe el Sistema Único de Información en conjunto con la CREG.

Parágrafo. La validez de la información reportada por los agentes generadores en virtud de lo establecido en el presente Artículo, podrá ser verificada en cualquier momento por la Comisión o por quien ella designe.

REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). “*Documento CREG 070 del 14 de Octubre de 1999 – Flexibilización de Exigencias en Contratos de Combustible para el Cargo por Capacidad*”.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). “*Documento CREG 078 del 6 de Noviembre de 1999 – Precio Económico del Gas en Boca de Pozo*”.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). “*Documento CREG 029 de 1999 – Precios de Suministro de Gas Natural (Resolución Definitiva)*”.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 031 de 2005 – Sistema Electrónico de Contratos normalizados de Largo Plazo – SEC*”.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 057 de 2005 – Análisis del Mercado de Gas Natural y Régimen de Regulación de Precios de Suministro*”.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 107 de 2005 – Comercialización Independiente de Gas Natural*”.
- [7] Mercados Energéticos con Econometría y Consultoría Colombiana. (1998). “*Coordinación de la Operación de los Sectores de Gas y Electricidad en Colombia. Informe Tarea C: Desarrollo de Estrategias de Contratos*”. Proyecto PNUD/COL/94/016 – BIRF 3827-CO.
- [8] Neuhoff, Karsten. Hirschhausen, Christian von. (2005). “*Long term vs. Short Term Contracts: A European Perspective on Natural Gas*”. Paper.
- [9] International Energy Agency – IEA. (2004). “*Security of Gas Supply in Open Markets*”.
- [10] International Energy Agency – IEA. (2002). “*Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*”.
- [11] National Energy Board. (1997). “*Natural Gas Market Assessment, Long-term Canadian Natural Gas Contracts: An Update*”.
- [12] US Department of Energy – Energy Information Administration. (2004). “*Fuel Oil and Kerosene Sales 2003*”.
- [13] Departamento Nacional de Planeación – DNP. (2004) “*Asesoría para el Estudio del Mercado Regional de los Derivados del Petróleo*”. PNUD-COL/96/013 (03/045).

Anexo 1. Definiciones de Productos del Petróleo y Otros Términos

Definiciones tomadas de "Petroleum Supply Monthly, March 2005" elaborado por Energy Information Administration (DOE-US).

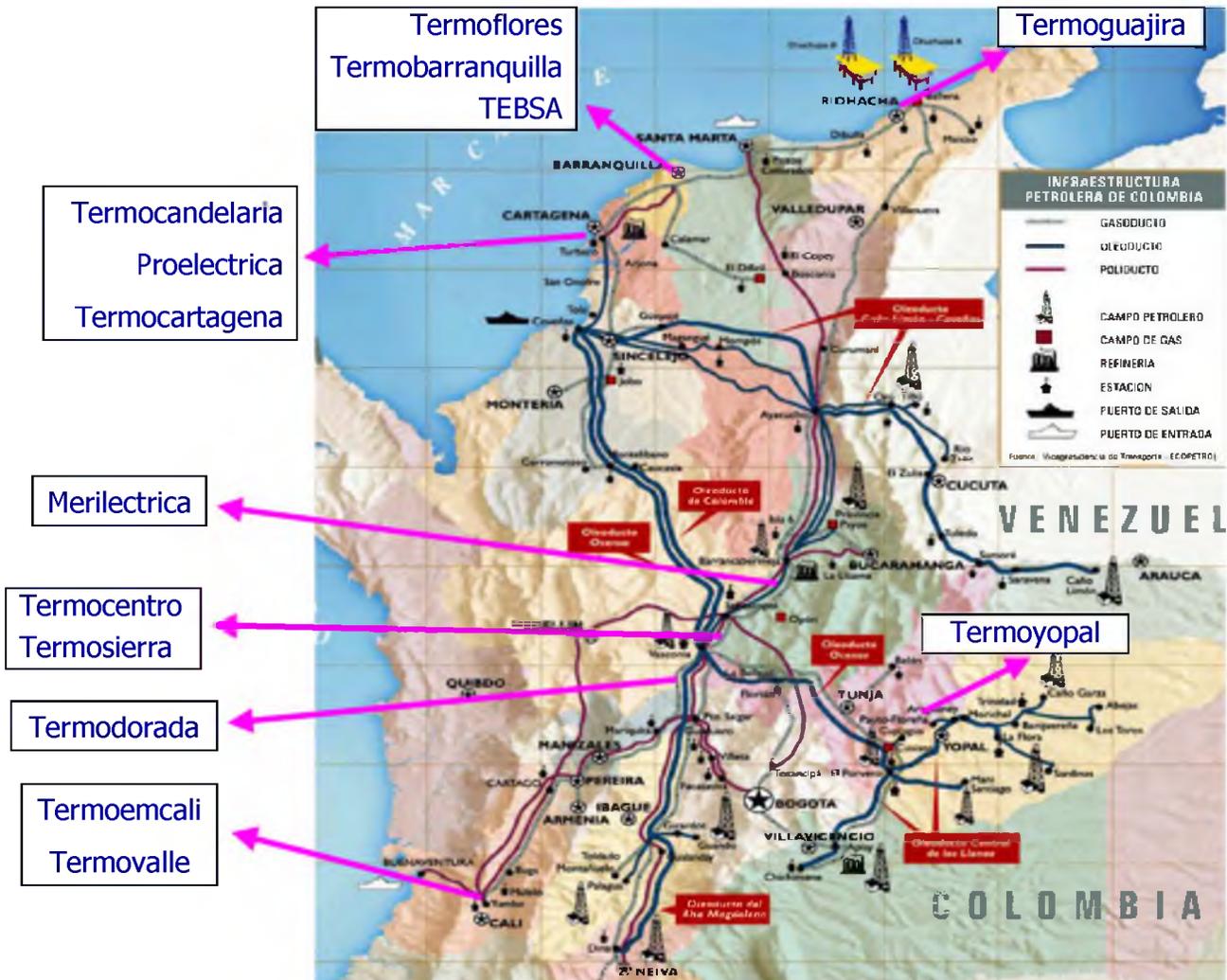
Residual Fuel Oil. A general classification for the heavier oils, known as No. 5 and No. 6 fuel oils, that remain after the distillate fuel oils and lighter hydrocarbons are distilled away in refinery operations. It conforms to ASTM Specifications D 396 and D 975 and Federal Specification VV-F-815C. No. 5, a residual fuel oil of medium viscosity, is also known as Navy Special and is defined in Military Specification MIL-F-859E, including Amendment 2 (NATO Symbol F-770). It is used in steam-powered vessels in government service and inshore powerplants. No. 6 fuel oil includes Bunker C fuel oil and is used for the production of electric power, space heating, vessel bunkering, and various industrial purposes.

Distillate Fuel Oil. A general classification for one of the petroleum fractions produced in conventional distillation operations. It includes diesel fuels and fuel oils. Products known as No. 1, No. 2, and No. 4 diesel fuel are used in on-highway diesel engines, such as those in trucks and automobiles, as well as off-highway engines, such as those in railroad locomotives and agricultural machinery. Products known as No. 1, No. 2, and No.4 fuel oils are used primarily for space heating and electric power generation.

No. 2 Fuel Oil (Heating Oil). A distillate fuel oil that has distillation temperatures of 400 degrees Fahrenheit at the 10-percent recovery point and 640 degrees Fahrenheit at the 90-percent recovery point and meets the specifications defined in ASTM Specification D 396. It is used in atomizing type burners for domestic heating or for moderate capacity commercial/industrial burner units.

Kerosene-Type Jet Fuel. A kerosene-based product having a maximum distillation temperature of 400 degrees Fahrenheit at the 10-percent recovery point and a final maximum boiling point of 572 degrees Fahrenheit and meeting ASTM Specification D 1655 and Military Specifications MIL-T-5624P and MIL-T-83133D (Grades JP-5 and JP-8). It is used for commercial and military turbojet and turboprop aircraft engines.

Anexo 2. Ubicación de las Plantas Térmicas y Configuración de la Infraestructura de Transporte de Combustibles Líquidos



Fuente: ECOPETROL

Anexo 3. Estructura de Precios de Combustibles Líquidos

Los siguientes valores fueron tomados de la página de internet de ECOPETROL.

ESTRUCTURAS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS VIGENTES A PARTIR DEL 1 DE JUNIO DE 2006.											
(\$/Galón)											
ITEM	Gasolina Corriente	Gasolina Extra	A.C.P.M.	A.C.E.M	Queroseno	Bencina Industrial	Avigás	Crudo Castilla	Combustóleo GCB - GRC		GLP
	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06	01-Jun-06
								CONTADO	CONTADO	30 DIAS	5 DIAS
Ingreso al productor	2.788,50	4.089,19	2.559,17	2.559,17	6.213,69	4.089,19	6.257,86	3.057,64	2.635,90	2.662,26	1.665,46
Tarifa de Marcación	5,10	5,10	3,50	3,50							
Transporte y/o manejo	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)					125,02
Margen de seguridad											120,95
Impuesto global	651,97	749,77	432,11	432,11							
Impuesto a las ventas	446,16	654,27	409,47	409,47	994,19	654,27	1.001,26	305,76	421,74	425,96	
Precio de venta al distr. Mayorista	(**)	(**)	(**)	(**)	(**)	(**)	7.259,12	3.363,41	3.057,64	3.088,22	1.911,43
Margen mayorista	204,26		192,24	192,24							
Precio de venta en planta de abasto mayorista	(**)	(**)	(**)	(**)							
Margen minorista	300,38		288,36	288,36							
Pérdida evaporación	17,47										
Transporte planta de abasto a Est. de servicio	12,02		12,02	12,02							
Sobretasa	1.110,29	1.517,58	228,63	228,63							
Precio de venta al público	(**)	(**)	(**)	(***)							

Estos ítems se publican como una referencia y se calculan de acuerdo con lo dispuesto en las Resoluciones 18 1549 del 29 de Noviembre de 2004 y 18 0822 del 29 de Junio de 2005

(*) Corresponde al costo máximo de transporte a través del sistema de poliductos definido en la Resolución 18 0088 del 30 de ENERO de 2003, modificada por la Resolución 18 1701 del 22 de Diciembre de 2003

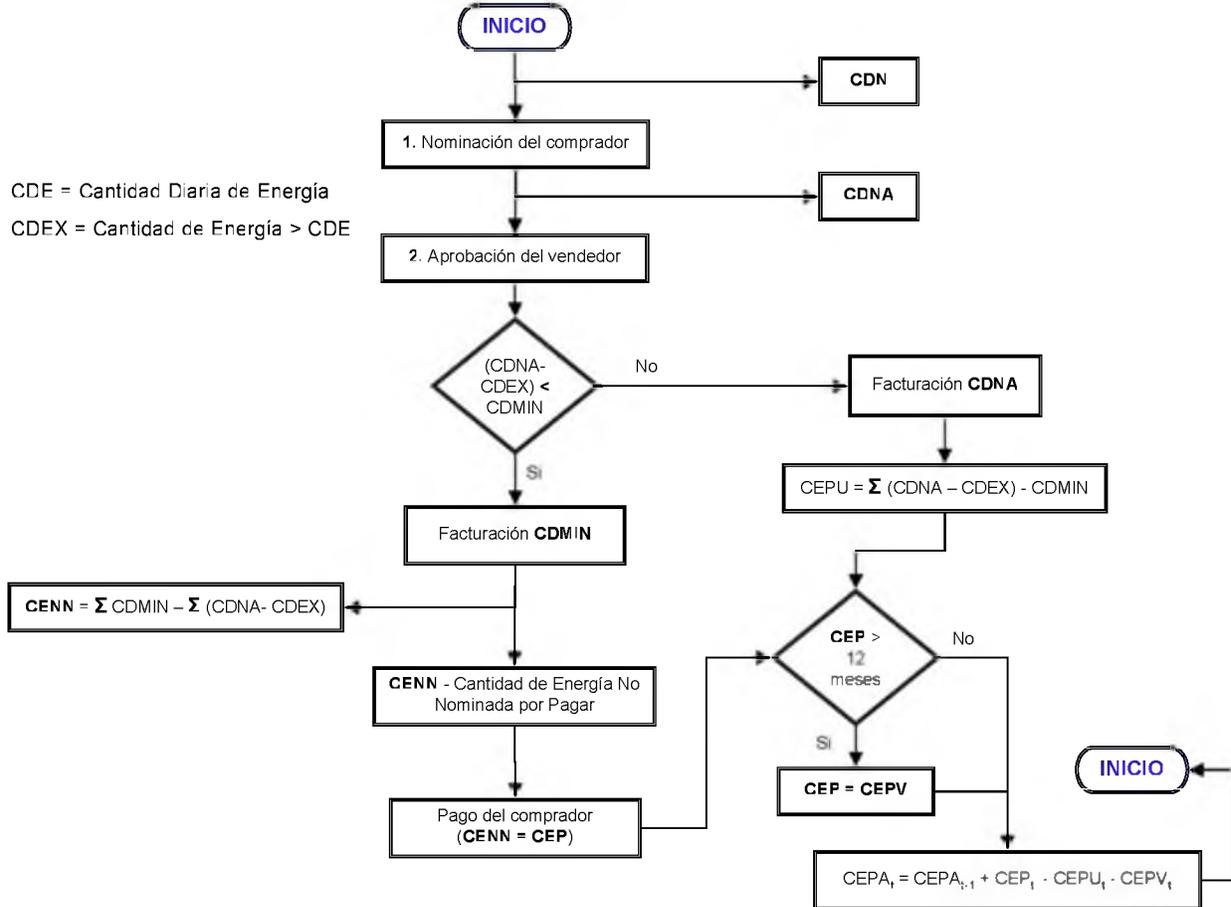
(**) Se calcularán en cada sitio de entrega habilitado dependiendo de la tarifa por poliductos que le corresponda.

(***) De conformidad con lo señalado en el artículo 1 y 2 de la Resolución 18 0479 del 29 de Abril de 2004, según corresponda

(****) De conformidad con lo establecido en la Resolución 8 2439 de 1990, estos ítems serán fijados libremente por cada distribuidor Minorista

Anexo 4. Flujograma de un Contrato TOP de gas natural

Elaborado por la Comisión a partir de los contratos de suministro enviados por los Productores-Comercializadores de gas natural, en 2005.



- CDN: Cantidad de Energía Nominada
- CDNA: Cantidad Diaria de Energía Nominada y Aprobada
- CDMIN: Cantidad de Compra Mínima Diaria de Energía
- CENN: Cantidad de Energía No Nominada por Pagar
- CEP: Cantidad de Energía no Nominada y Pagada
- CEPA: Cantidad de Energía no Nominada Pagada Acumulada
- CEPU: Cantidad de Energía Nominada Pagada Utilizada
- CEPV: Cantidad de Energía no Nominada Pagada Vencida