

**EVALUACION FINANCIERA DE LA PLANTA TERMODORADA EN FUNCION
DEL ESQUEMA REMUNERATORIO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**



WILFER IGNACIO ARANGO FERNÁNDEZ

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2011**

**EVALUACION FINANCIERA DE LA PLANTA TERMODORADA EN FUNCION
DEL ESQUEMA REMUNERATORIO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

WILFER IGNACIO ARANGO FERNÁNDEZ

**Monografía para optar al título de
*Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos***

**Evaluador
CESAR ACEVEDO
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2011**

Nota de aceptación:

Firma del director

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, -----

A Dios:
De nuevo me bendices con esta meta cumplida

A Mariana y Sebastián:
Fuentes de infinito orgullo y sentido de superación y ejemplo

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION	10
1. GENERALIDADES DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO Y DEL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	12
1.1 EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO	12
1.1.1 Política y regulación	13
1.2 TECNOLOGIAS DE GENERACION	15
1.2.1 Tecnología térmica	17
1.3 CAPACIDAD INSTALADA Y POTENCIAL DE GENERACION DE ENERGIA ANUAL	24
1.3.1 Capacidad efectiva neta y generación	24
1.3.2 Obligaciones de energía firme	27
1.3.3 Competitividad en el mercado de generación	28
1.3.4 Evolución histórica	32
1.4 ESQUEMA REMUNERATORIO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	35
1.4.1 Variables rectoras del cargo por confiabilidad	36
1.4.2 Subasta para la asignación de OEF	40
1.4.3 Lo más reciente en materia del cargo por confiabilidad	45
2. PLANTA TERMODORADA EN EL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	50
2.1 PLANTA TERMODORADA	50
2.1.1 Cifras operativas	51
2.1.2 Cargo por confiabilidad	51
2.2 EVALUACION DE PARTICIPACION EN LA SUBASTA	53
2.2.1 Categoría de la planta	53
2.2.2 Definición de ítems de participación en la subasta	55
3. EVALUACION FINANCIERA	61
3.1 METODOLOGIA GENERAL	62
3.2 INFORMACION BASE TECNICO- ECONOMICA	63
3.2.1 Tasa representativa del mercado	64
3.2.2 Costo del capital	65
3.3 INGRESOS	66
3.3.1 Cargo por confiabilidad	66
3.3.2 Generación	66
3.4 EGRESOS	68
3.4.1 Cargos regulados	68

3.4.2 Combustible	68
3.4.3 AOM	69
3.5 INVERSIONES	69
3.6 RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA	70
3.6.1 Escenario 1: con cargo por confiabilidad	70
3.6.2 Escenario 2: sin cargo por confiabilidad	72
3.6.3 Comparativo de escenarios	74
3.6.4 Análisis de sensibilidad	74
3.6.5 Escenarios	77
CONCLUSIONES	79
BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	81

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 – Capacidad Efectiva Neta año 2010	25
Tabla 2 – Variables Operativas 2010	29
Tabla 3 – Evolución de la generación en Colombia por Tecnología	33
Tabla 4 – Consumo de combustible en el SIN (GBTU)	35
Tabla 5 – Resultados de las subastas 2008	43
Tabla 6 – Parque de Generación previsto para 2018	43
Tabla 7 – Demanda objetivo periodo 2015-2016 / Proyecciones UPME	47
Tabla 8 – Ficha técnica Planta Termodorada	50
Tabla 9 – Generación Histórica Termodorada	51
Tabla 10 – Parámetros planta Termodorada	55
Tabla 11 - ENFICC Planta Termodorada	59
Tabla 12 – Información base	63
Tabla 13 – Variación precio del cargo	64
Tabla 14 – WACC CHEC	65
Tabla 15 – Generación Termodorada	67
Tabla 16 – Cargos Regulados	68
Tabla 17 – Combustible Termodorada	69
Tabla 18 – Costos AOM Termodorada	70
Tabla 19 – Criterios de aceptación del proyecto	71
Tabla 20 – Indicadores financieros sin cargo	73
Tabla 21 – Sensibilidad TRM y Precio de combustible	74
Tabla 22 – Sensibilidad del VPN a la generación en mérito	75
Tabla 23 – Generación en mérito límite para VPN=0	76
Tabla 24 – Sensibilidad del VPN a la generación en mérito y al precio del JET A1	76
Tabla 25 – valores límite combustible y generación de seguridad	77
Tabla 26 – Escenarios de evaluación del proyecto	77

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1 – Estructura Institucional del Sector Eléctrico	14
Figura 2 – Diagrama Generación a gas	19
Figura 3 – Central termoeléctrica a gas	19
Figura 4 – Reservas de gas natural	23
Figura 5 – Composición de la generación 2009-2010	26
Figura 6 – Asignaciones de OEF periodo 2010-2011	28
Figura 7 – Participación de la generación por Tecnología	29
Figura 8 - Precios de oferta por combustible principal en el 2010	30
Figura 9 - Evolución de la generación en Colombia por Tecnología	33
Figura 10 - Evolución de la CEN por Tecnología	34
Figura 11 – Consumo de combustibles en el SIN 2010	35
Figura 12 – Esquema general de la subasta	39
Figura 13 - Desarrollo del proceso de asignación subasta	40
Figura 14 – Firmeza y expansión de la generación	44
Figura 15 – Esquema remuneratorio del Cargo por confiabilidad	52
Figura 16 – Subasta del cargo plantas existentes	54
Figura 17 – Modelo general participación en la subasta	61
Figura 18 – Evolución TRM	65
Figura 19 – Ingresos cargo por confiabilidad	66
Figura 20 – Flujo de caja del proyecto inicial	71
Figura 21 – Recuperación de la inversión	72
Figura 22 – Flujos de caja sin cargo por confiabilidad	73

INTRODUCCION

Uno de los activos importantes de generación de la CHEC S.A. E.S.P. corresponde a la planta térmica Termodorada, cuyos ingresos esenciales se desprenden de las asignaciones de obligaciones de energía firme (OEF) del esquema remuneratorio del cargo por confiabilidad, el cual define para el país la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y la expansión del sistema. Sin embargo, ante la imposibilidad de obtener contratos en firme de gas se hace necesario determinar la viabilidad financiera de esta planta, considerando la nueva subasta del cargo para el periodo 2015-2016 (Res. CREG 056 de abril de 2011) y la permanencia de la planta dentro de este esquema.

En este marco general, la evaluación financiera de la planta con sus respectivas sensibilidades, representa una necesidad para la Empresa para poder soportar la toma de decisiones, precisamente donde este proyecto de grado se inscribe. Para tener una idea del significado de los ingresos del cargo por confiabilidad para la planta, estos están alrededor de unos US\$4 millones por año, valor nada despreciable, hecho que motiva de manera importante la pertinencia de esta evaluación en relación con los intereses reales incluso del grupo empresarial EPM.

El objetivo general corresponde entonces a evaluar financieramente la permanencia del activo de generación Termodorada dentro del esquema remuneratorio del cargo por confiabilidad, considerando dentro de ello los escenarios más representativos que corresponden en sí a estar dentro del esquema del cargo o por fuera del mismo.

Se presenta un recorrido general por el sector eléctrico colombiano, destacando las particularidades de la generación de los últimos años con especial atención en el componente térmico, para luego dar lugar al tratamiento específico del esquema remuneratorio del cargo por confiabilidad. Dentro de este esquema se evalúa la participación de Termodorada según los ítems regulatorios definidos y las respectivas variables asociadas.

La evaluación financiera se realiza a partir de indicadores como el valor presente neto y la TIR, considerando el WACC propio de la empresa para efectos de evaluación de este tipo de proyectos. Así, el método de evaluación parte del descuento de los flujos de caja libre al considerar las variables de ingreso y egreso que conforman este proyecto de tipo comercial sin exigencia de inversión en activos fijos y, consecuentemente, sin requerimientos de financiación por parte de terceros. Adicionalmente las variables más representativas del proyecto se someten a un análisis de sensibilidad para estimar su impacto en relación con la aceptación o rechazo del proyecto. Dentro de toda la evaluación el combustible asociado a la planta corresponde al JET A1, el cual ha sido contratado para la planta ante la imposibilidad de acceder a contratos de gas natural en firme en el mercado nacional y la inviabilidad de importación de gas natural licuado (LNG).

Finalmente, y con base en los resultados obtenidos se presentan las conclusiones y su marco de referencia con el fin de establecer recomendaciones precisas para el proyecto.

1. GENERALIDADES DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO Y DEL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

1.1 EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

Tal como es descrito por el XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.¹, el sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes, sin la intervención del Estado.

El sector eléctrico en Colombia está mayormente dominado por generación de energía hidráulica seguido de la generación térmica, y esto hace señalar que el gran potencial del país en nuevas tecnologías de energía renovable (principalmente eólica, solar y biomasa) apenas si ha sido explorado. Es un hecho, las grandes plantas de energía hidráulica dominan los planes de expansión actuales.

¹ Véase XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. <http://www.xm.com.co>

El sector eléctrico ha sido desagrupado en generación, transmisión, red de distribución y comercialización desde que se llevaron a cabo las reformas del sector eléctrico en 1994. Ya más de la mitad de la capacidad de generación es privada, y el suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN comprende la tercera parte del territorio, proveyendo cobertura al 96 por ciento de la población. El sistema ZNI, que cubre las dos terceras partes restantes del territorio nacional, solamente provee servicio al 4% de la población, y es servido principalmente por pequeños generadores diesel, muchos de los cuales no están en buenas condiciones de funcionamiento.

El porcentaje de participación térmica en la generación se ha incrementado desde mediados de la década de 1990. Esto sucedió en respuesta a la crisis de 1992-1993 ocasionada por las sequías asociadas a El Niño y la alta dependencia de la generación de energía de instalaciones hidroeléctricas que carecían de capacidad de almacenaje para múltiples años. Como resultado de las nuevas políticas adoptadas por el país, el predominio de energía hídrica en la cartera de generación se ha reducido del 80 por ciento a principios de la década de 1990 a un 67 por ciento actualmente. El programa de expansión prevé agregar nueva capacidad, la cual vuelve a dar predominio a las fuentes hídricas como se desprende de las asignaciones futuras de energía firme del <<esquema del cargo por confiabilidad>>².

1.1.1 Política y regulación

² Véase Resolución CREG 071 de 2006. Esquema Remuneratorio del Cargo por Confiabilidad.

Colombia cuenta con un mercado energético liberalizado desde 1995. El sector se caracteriza por un marco que desagrupa generación, transmisión, distribución y comercialización. La estructura del mercado energético colombiano se basa en las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley de Electricidad) de 1994, y está plenamente definido a nivel institucional como ilustra la Figura 1. El Ministerio de Minas y Energía es la principal institución del sector energético de Colombia. Dentro del Ministerio, UPME (Unidad de Planeación de Minería y Energía) es responsable del estudio de los futuros requerimientos de energía y escenarios de suministro, así como de la elaboración del Plan Nacional de Energía y Plan de Expansión.

Figura 1 – Estructura Institucional del Sector Eléctrico³



La CREG (Comisión Reguladora de Gas y Energía) está a cargo de regular el mercado para un suministro eficiente de energía; CREG define estructuras de tarifas para consumidores y garantiza libre acceso a la red, cobros de transmisión, y normas para el mercado mayorista, garantizando la calidad y confiabilidad del servicio y eficiencia económica. Entre otros, CREG es responsable de elaborar regulaciones que garanticen

³ Tomado de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. <http://www.xm.com.co>.

los derechos de los consumidores, la inclusión de principios de sostenibilidad ambiental y social, la mejora de la cobertura, y la sostenibilidad financiera de las entidades participantes.

La dotación de servicios públicos (agua, electricidad, y telecomunicaciones) a usuarios finales es supervisada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). La operación y la administración del mercado la realiza XM, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC).

1.2 TECNOLOGIAS DE GENERACION

La actividad de generación⁴ consiste, de forma simplificada, en transformar mediante una tecnología concreta una energía primaria (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en energía eléctrica. Cada tecnología de generación tiene su propia estructura de costos y características técnicas, y resulta especialmente adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica.

Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de costo y seguridad de suministro) la energía que demandan los consumidores en cada momento. Se tienen tecnologías con costes fijos muy altos pero con costes variables muy bajos. Estas tecnologías son las más adecuadas para producir un número de horas al año muy elevado; por el contrario, hay

⁴ Fuente: <http://www.energiaysociedad.es>.

tecnologías con costos fijos muy bajos pero con costos variables muy altos, siendo las más adecuadas para producir durante un número reducido de horas al año (aquellas en las que la demanda es más alta).

Adicionalmente, una característica propia de la electricidad es la imposibilidad de almacenar energía. Por ello, se debe producir en cada instante exactamente la energía que se demanda. Dada la volatilidad en el corto plazo de la demanda y de la producción con energías renovables, son necesarias tecnologías que puedan incrementar o reducir su producción muy rápidamente para poder seguir las variaciones de la demanda neta de la producción con renovables.

En los últimos tiempos es cada vez más necesario disponer de tecnologías que permitan satisfacer las restricciones medioambientales (generar electricidad sin contaminar) y que aporten seguridad de suministro en el sentido de mitigar el riesgo de, por ejemplo, desabastecimiento de combustibles provenientes del exterior (riesgo geopolítico) o el derivado de factores no controlables. Es evidente que cada tecnología presta un servicio concreto en la cobertura de la demanda y que todas ellas son necesarias ya que se complementan unas con otras para suministrar la energía demandada en cada momento de la forma más adecuada posible en términos técnicos, económicos y medioambientales.

Dentro de las tecnologías de generación empleadas en Colombia, se destacan la hidráulica, la térmica y, en una escala mínima, la eólica. Dentro de la generación térmica preponderan el gas y el carbón como combustibles primarios, siendo el primero de ellos el más representativo desde el punto de vista de tecnología de generación según la potencia

instalada. Se centrará el interés en la generación de índole térmica (combustible gas natural y/o combustible líquido), ello en función de los objetivos de este trabajo.

1.2.1 Tecnología térmica

Esta tecnología se basa en quemar algún tipo de combustible fósil para producir vapor, el cual es turbinado para producir electricidad. Los combustibles utilizados básicamente son carbón, gas natural y fuelóleo. Este tipo de centrales (muy especialmente las de carbón y fuelóleo) tienen un gran impacto ambiental debido a la emisión de gases contaminantes y partículas a la atmósfera. Para paliar en la medida de lo posible este efecto negativo, se están incorporando a las centrales diversos elementos y sistemas que permiten reducir dichas emisiones.

Las centrales de fuelóleo y las de gas natural son flexibles (modifican su nivel de producción con cierta rapidez), mientras que las de carbón son significativamente rígidas. En las centrales térmicas de *ciclo combinado* la energía térmica del gas natural es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos, primero una turbina de gas y después una turbina de vapor. Esta tecnología tiene una alta eficiencia (rendimiento muy superior al de cualquier central térmica convencional) y es poco contaminante (emisiones de CO₂ por unidad producida menores que las de centrales térmicas convencionales, emisiones de SO_x y NO_x prácticamente nulas y tasas de emisión de partículas muy reducidas).

Generación Termoeléctrica a Gas. El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituida por metano y etano, y

en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente, esta mezcla contiene impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno. Otras veces puede contener impurezas como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio. El gas natural se encuentra en yacimientos subterráneos en uno de los siguientes estados: a) asociado, cuando está mezclado con el crudo. b) Libre o no asociado, cuando se encuentra en un yacimiento, el cual sólo contiene gas. Por tanto, su composición, gravedad específica, peso molecular y poder calorífico son diferentes en cada yacimiento.

Centrales térmicas a gas. Según el fluido que acciona las turbinas y la disposición del equipo de generación, las plantas termoeléctricas se clasifican en plantas a vapor y plantas a gas. En las primeras se utiliza agua evaporada en una caldera y en las segundas el fluido que produce el movimiento está constituido por los gases de combustión, que elevados a temperatura y presión adecuadas, mueven los álabes de la turbina y la hacen girar. Las centrales en ciclo simple aprovechan la energía química almacenada en el combustible mediante una o varias turbinas a gas. El proceso se rige termodinámicamente por el *Ciclo Brayton*. La energía térmica y cinética de un gas a alta presión y temperatura es convertida en trabajo rotativo, que el generador aprovecha para producir la energía eléctrica.

Con las turbinas a gas no es posible extraer todo el contenido calórico del gas, pero existe la posibilidad de aprovechar más eficientemente la energía en un proceso de Ciclo Combinado, quemando el gas en una turbina a gas y aprovechando contenido calórico de los gases de combustión para producir vapor en una caldera y mover una turbina a vapor.

Figura 2 – Diagrama Generación a gas⁵

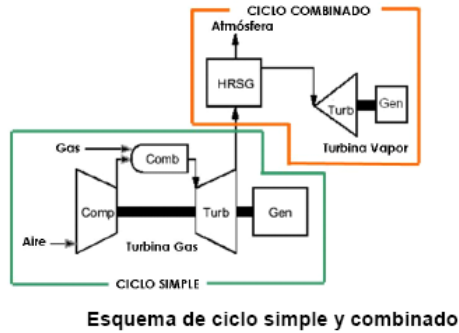


Figura 3 – Central termoeléctrica a gas⁶



Central en ciclo simple y combinado

La turbina es el equipo encargado de convertir la energía química almacenada en el combustible en movimiento rotatorio. La turbina a gas se puede dividir en los siguientes procesos:

⁵ Tomado de <http://www.siel.gov.co>. Generación.

⁶ *Ibíd.*

- Compresión: el compresor succiona aire y lo comprime para llevarlo a la cámara de combustión.
- Cámara de combustión: en la cámara se mezcla el aire comprimido y el combustible (Gas Natural) produciéndose la combustión y generando calor.
- Turbina: Los gases de combustión pasan a la turbina donde chocan con los álabes generando el movimiento.

El generador recibe la energía mecánica de rotación producida en la turbina y la transforma en energía eléctrica. En general, son diseñados para rotar a una velocidad de 3600 RPM.

Los diversos equipos mecánicos y eléctricos requeridos en centrales a gas, conocidos como Balance of Plant (BOP), constituyen los equipos auxiliares de este tipo de plantas y se componen principalmente del filtro para el aire, compresores de gas, el sistema contraincendio, válvulas, entre otros. En cuanto al sistema de refrigeración, en plantas de generación con ciclo simple de turbina de gas las necesidades en materia de agua refrigerante son despreciables. Los principales consumos son para el personal y agua de servicio para procesos químicos e industriales como el lavado de la turbina.

En cuanto a una planta de ciclo combinado, esta tecnología presenta mayor eficiencia que un ciclo simple, dado que se aprovecha en mayor cuantía la energía almacenada en el combustible, mejorando substancialmente la eficiencia del ciclo total. Éste está compuesto por una turbina de gas en ciclo simple, acoplada a un sistema de recuperación de calor y a una turbina de vapor, cada turbina cuenta con un generador independiente. La implementación del ciclo combinado se debe a que los ciclos **Brayton (Gas)** y **Rankine**

(vapor) son complementarios, ya que la alta temperatura de salida de los gases de la turbina de gas (490 a 570 °C) se puede aprovechar para producir vapor sobrecalentado en un dispositivo denominado caldera de recuperación de calor. Las plantas de ciclo combinado, además de los equipos del ciclo simple, incorporan:

- **Caldera Recuperadora de Calor:** elemento donde se aprovecha el calor contenido en los gases de escape de la turbina. Los gases circulan a través de un conjunto de intercambiadores de calor que contienen el agua que es convertida en vapor. Éste proceso se realiza cuando los gases calientes cruzan diferentes módulos conocidos como evaporador, economizador, supercalentador y recalentador.
- **Turbina a vapor:** es el elemento de conversión de la energía potencial, contenida en el vapor, a la energía mecánica que se entrega al generador. El vapor, luego de ser calentado, es conducido hasta la turbina a vapor, mediante tuberías, donde se expande produciendo trabajo. La turbina cuenta con un conjunto de álabes en acero inoxidable, solidarios a su eje y contra los que choca el vapor generando el movimiento rotatorio. El agua que circula por el conjunto caldera – turbina – condensador es de tipo desmineralizada y constituye un ciclo cerrado de recirculación.
- **Plantas de tratamiento y sistema de refrigeración:** el sistema de refrigeración se compone principalmente del condensador y las torres de enfriamiento. El condensador es un dispositivo de refrigeración donde se realiza la condensación del vapor (agua desmineralizada) mediante la circulación de agua fría (refrigeración) a través de conductos en forma de serpentín. El agua de refrigeración es agua cruda que circula por el circuito cerrado condensador – torres de enfriamiento. En el condensador dicha

agua absorbe calor el cual es rechazado en las torres de enfriamiento mediante intercambio con el aire atmosférico.

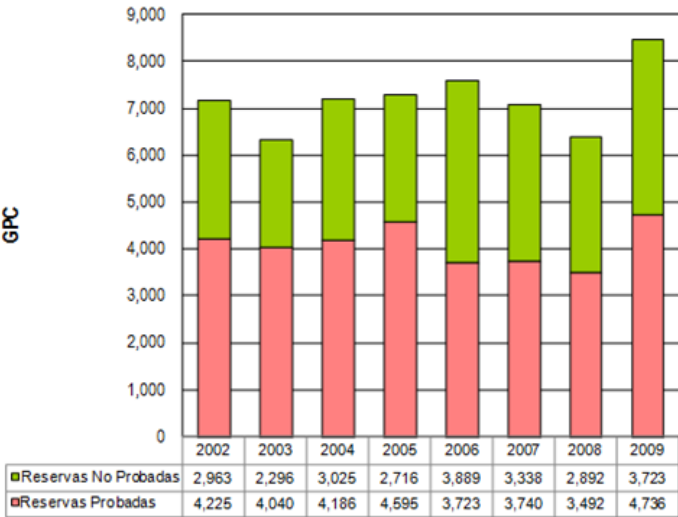
Generación termoeléctrica a gas en Colombia. En cuanto al potencial del gas para la generación termoeléctrica, vale la pena recordar que en el año 1992 la combinación de unas condiciones hidroclimáticas particularmente secas (fenómeno de El Niño) junto con la precaria capacidad de embalse y regulación en un sistema predominantemente hidráulico, con una insuficiente capacidad de generación térmica, restringieron ostensiblemente la disponibilidad de energía firme del sistema eléctrico del país llevando a una situación de racionamiento, con graves consecuencias para la economía nacional.

Tal acontecimiento puso de manifiesto la necesidad de diversificar la oferta energética nacional, aumentando el componente térmico, disminuyendo así la dependencia del ciclo hidrológico. El aporte del gas natural al sector de la electricidad es particularmente importante, ya que permite sustituir electricidad de manera directa en el sitio de consumo. Por otra parte, permite generar energía firme, ya sea en boca de pozo ó a grandes distancias, mediante el transporte por gasoducto allí donde se encuentre disponible, en tanto que las carboeléctricas por su parte se ven restringidas por la disponibilidad vial y el alto costo de transporte de carbón (mucho mayor que el de gas), así como por las pérdidas en transformación, transporte y distribución de la electricidad desde una planta situada en boca de mina hasta los centros de consumo.

De acuerdo con la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, al 31 de diciembre de 2009 el país contaba con unas reservas de gas natural de 8,490 Giga pies cúbicos – GPC. Del total de las reservas de gas natural, 4,736 GPC corresponden a la

categoría de reservas probadas disponibles para su uso, y 3,723 GPC a la de reservas no probadas.

Figura 4 – Reservas de gas natural



La producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente en los últimos años, pese a la declinación normal de las reservas remanentes de los campos productores. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda.

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en el interior en los campos de Cusiana y Cupiagua. Durante el año 2009, los campos de La Guajira y Cusiana, fueron

responsables del 86% del suministro, de los cuales el 66% corresponde a Guajira y el 20% a Cusiana, que equivalen a 665 MPCD y 200 MPCD, respectivamente.

Generación Termoeléctrica con combustible líquido. Los combustibles líquidos son usados en centrales térmicas colombianas como Termocentro, Termosierra, Termovalle, y a partir del 2012 en Termodorada, pero son considerados únicamente como combustibles alternos debido a su alto costo. Estos combustibles son en general más costosos que el Carbón y el Gas Natural, debido a las estrechas reservas con las que cuenta el país y la alta presión que ejerce sobre el consumo el parque automotor y aeronáutico (para el caso del JET A1). Adicionalmente el uso de combustibles líquidos aumenta los costos de mantenimiento de las turbinas a gas, lo que desmotiva aun más su uso para una operación continua.

En relación con la generación térmica a gas tratada anteriormente, los equipos centrales son los mismos (turbina y generador), adicionando a la infraestructura lo relativo al almacenamiento y trasiego del combustible líquido que incluye tanques de almacenamiento, diques de contención, bombas, estación de recibo, entre otros.

1.3 CAPACIDAD INSTALADA Y POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ANUAL

1.3.1 Capacidad efectiva neta y generación

En Colombia se tiene una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas y térmicas, con una participación mayoritaria por parte de las primeras. Con

base en las cifras reportadas por el XM⁷ (Tabla 1), en función de la Capacidad Efectiva Neta (CEN), para atender la demanda nacional de energía de 56,1 TWh y de potencia de 9,1 TW, al 31 de diciembre de 2010 el SIN contó con una capacidad instalada de 13.289,5 MW, presentando una disminución del 1.5% en relación con el total del año 2009 (13.495,8 MW). Tal disminución se ha debido principalmente a la disminución de la capacidad térmica por el paso, al iniciar en diciembre, de las plantas Flores 2 y Flores 3 (281 MW en total) al ciclo combinado Flores IV, que se encuentra en pruebas, cuya entrada en explotación comercial está prevista para inicios de 2011 con una capacidad efectiva neta de 450 MW. También se resalta el incremento en capacidad de los cogeneradores en 56.9% y de las plantas menores en un 8.2%.

Tabla 1 – Capacidad Efectiva Neta año 2010⁸

Recursos	MW	%	Variación (%) 2010- 2009
Hidráulicos	8,525.0	64.1%	0.0%
Térmicos	4,089.0	30.8%	-6.3%
Gas	2,478.0		
Carbón	990.0		
Fuel - Oil	434.0		
Combustóleo	187.0		
ACPM	0.0		
Menores	620.6	4.7%	8.2%
Hidráulicos	518.8		
Térmicos	83.4		
Eólica	18.4		
Cogeneradores	54.9	0.4%	56.9%
Total SIN	13,289.5	100%	-1.5%

En relación con lo acontecido en el pasado año, el XM resume convenientemente lo acontecido:

⁷ COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Informe Anual 2010. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

⁸ Ibid.

La operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y la administración del Mercado de Energía Mayorista durante el año 2010 estuvo altamente influenciada por la dinámica de dos fenómenos macroclimáticos que se desarrollaron en el Pacífico Tropical: El Niño acompañado de una reducción en los aportes hídricos a los embalses del SIN, inició en el segundo semestre de 2009 y finalizó durante el primer semestre de 2010, y luego la transición hacia La Niña durante la segunda mitad del año 2010. Este último fenómeno se tradujo en altos aportes hídricos al SIN.

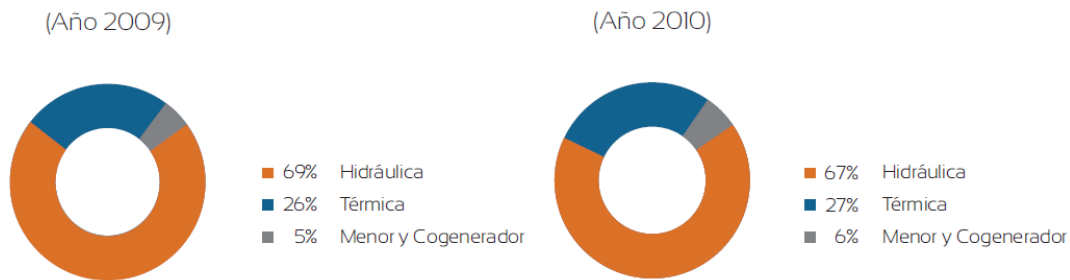
Durante los meses de presencia del fenómeno de El Niño 2009 - 2010, a pesar de los trece meses continuos (mayo 2009 - junio 2010) de aportes hídricos deficitarios registrados en el sistema, se garantizó la atención de la demanda de electricidad colombiana, a diferencia de otros países donde este fenómeno ocasionó racionamientos de energía eléctrica⁹.

Y precisa el XM, como en el 2010 la generación de energía eléctrica en Colombia fue de 56,887.6 GWh, 1.6% por encima de la registrada en 2009 (55,965.6 GWh) debido al incremento en la demanda. Durante 2010 la composición de la generación estuvo impactada por El Niño - La Niña; la generación térmica participó en la generación del SIN hasta en un 53.3% (enero de 2010) en pleno desarrollo de El Niño, mientras en el segundo semestre la participación fue en promedio un 17% de la generación total. Por tanto la generación de los años 2009 y 2010 estuvo impactada por los extremos climáticos, los cuales condicionan la participación de la generación térmica. La Figura 5 ilustra la composición de la generación 2009 - 2010.

Figura 5 – Composición de la generación 2009-2010¹⁰

⁹ Ibid.

¹⁰ Ibid.



La generación de electricidad¹¹ en años secos es de aproximadamente 55% hídrica, 40% térmica y 5% menores, mientras que en años húmedos es de 80% hídrica, 15% térmica y 5% menores. Lo anterior muestra que la generación de electricidad en el país, es muy sensible a los cambios climáticos que implican reducción o aumento de la precipitación en las zonas en donde se ubican los embalses. El fenómeno climático que más ha afectado al sector en el pasado es la secuencia de eventos el Niño y la Niña, hasta el punto que en el Niño de los años 91 y 92 que tuvo una duración e intensidad sin precedentes provocó racionamiento del 15% en el SIN con consecuencias económicas y sociales desastrosas.

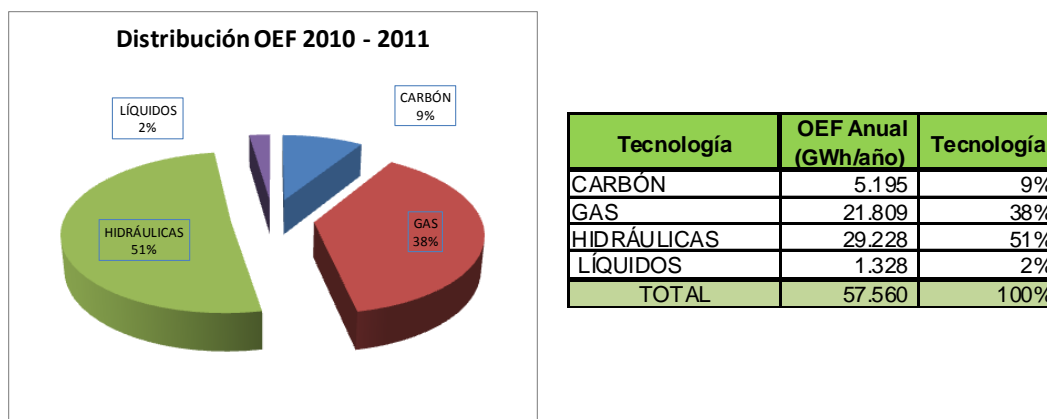
1.3.2 Obligaciones de energía firme

Bajo el esquema remuneratorio del cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006), el cual se tratará con más detalle más adelante, se define la energía firme que puede aportar cada una de las plantas inscritas dadas condiciones hídricas severas (ENFICC). En función de las asignaciones de obligaciones de energía firme (OEF) para el periodo 1 diciembre 2010 a 30 noviembre 2011 (Figura 6), predomina en asignaciones la

¹¹ Véase Formulación de un Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia. CORPOEMA – UPME. Versión preliminar. 2011.

tecnología hidráulica que alcanza un 51%, seguida de las plantas térmicas a gas con un 38%.

Figura 6 – Asignaciones de OEF periodo 2010-2011¹²



La Tecnología de generación a partir de combustibles líquidos (ACPM y Combustóleo) comporta la más baja participación en el esquema de firmeza (2%), básicamente por los costos de los mismos y su disponibilidad en el país.

1.3.3 Competitividad en el mercado de generación¹³

En Colombia, como se ha expuesto, la generación hidráulica es la más competitiva en condiciones climáticas normales, al punto que dadas las condiciones de disponibilidad de recurso hídrico presentan los precios más bajos del mercado alcanzando la mayor participación en la generación, tal como ilustra la tabla y gráficos anteriores.

¹² Fuente: XM – Cálculos propios

¹³ Las cifras y gráficas de este comparativo se soportan en la información disponible en el XM.

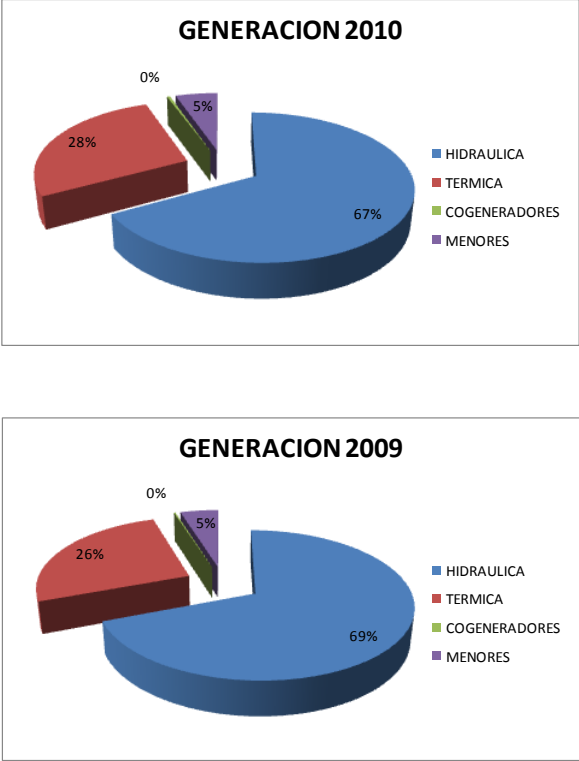
En condiciones normales, esto es fuera de eventos climáticos extremos, la tecnología a gas alcanza los valores más altos en precio de oferta, siendo la menos competitiva del mercado en comparación con la generación a carbón o agua. La hidroelectricidad resulta entonces con los precios más competitivos en general, con soporte en los niveles mínimos de costos variables en comparación con otras tecnologías, hecho que sin lugar a dudas da cuenta de la matriz energética de Colombia.

Tabla 2 – Variables Operativas 2010¹⁴

VARIABLES DE LA OPERACIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010				
GENERACIÓN EN GWh	2009	2010	VARIACIÓN	CRECIMIENTO
HIDRAULICA	38.713,80	38.088,62	- 625,18	-1,61%
TERMICA	14.487,70	15.590,74	1.103,04	7,61%
COGENERADORES	106,20	222,59	116,39	109,60%
MENORES	2.658,00	2.985,62	327,62	12,33%
TOTAL GWh	55.965,70	56.887,57	921,87	1,65%
TRANSACCIONES EN MILLONES DE \$	2009	2010	VARIACIÓN	CRECIMIENTO
CONTRATOS	6.670.473,00	6.982.086,00	311.613,00	4,67%
COMPRAS EN BOLSA	2.503.652,00	2.381.620,00	- 122.032,00	-4,87%
VALOR A DISTRIBUIR CXC	1.619.945,00	1.452.100,00	- 167.845,00	-10,36%
TOTAL GWh	10.794.070,00	10.815.806,00	21.736,00	0,20%
PRECIOS EN \$/KWh	2009	2010	VARIACIÓN	CRECIMIENTO
PRECIO BOLSA	143,64	130,42	- 13,22	-9,20%
PRECIOS MERCADO REGULADO (Mc)	115,98	121,27	5,28	4,55%
PRECIOS CONTRATOS NO REGULADOS	97,73	99,12	1,40	1,43%

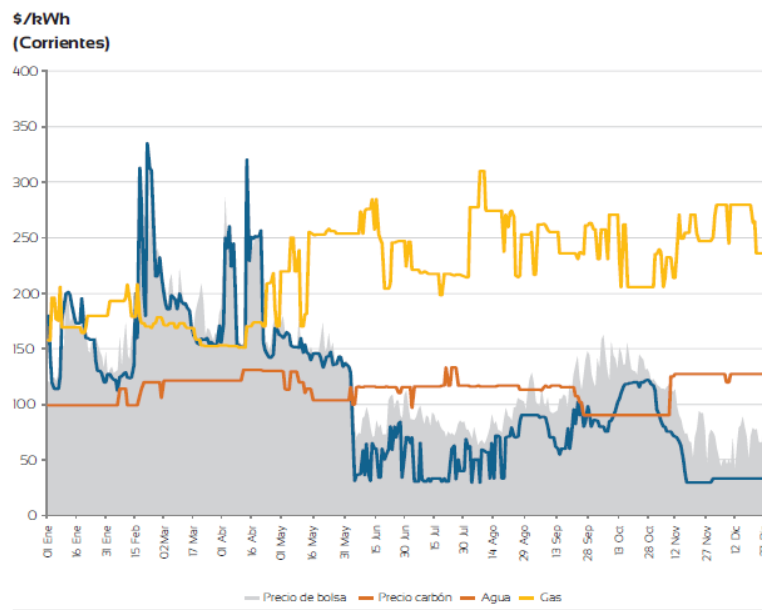
¹⁴ Fuente de datos XM. Elaboración propia.

Figura 7 – Participación de la generación por Tecnología



No obstante lo anterior, y con base en el desempeño del 2010 (ver Figura 8), se advierte claramente como hasta mayo la generación a Carbón fue la más competitiva con precios alrededor de los \$120/kWh, época Niño, lo que permite validar como este tipo de generación y su respectivo recurso cobran vigencia como una generación de respaldo y confiabilidad importante para el país ante eventos climáticos, fuera de las posibilidades de generación con plantas en cercanías a las minas para situaciones normales.

Figura 8 - Precios de oferta por combustible principal en el 2010¹⁵



Son claras las diferencias técnicas a la hora de evaluar los costos de inversión y AOM entre las diferentes tecnologías. Pero además de ello, un factor diferencial crucial lo representa el combustible y su impacto en los costos variables. La generación hidráulica y eólica no tienen costo de combustible como tal, pero éste sí hace aparición dentro de la generación térmica.

En Colombia el combustible de mayor costo para generación lo representa el combustible líquido, que además tiene serias restricciones de abastecimiento para las plantas mayores. El JET A1, turbocombustible, puede alcanzar un costo de US\$20/MBTU, mientras que el gas natural unos US\$6/MBTU, aspecto que marca la competitividad de la generación por tipo de combustible. El Carbón puede alcanzar precios inferiores a los del

¹⁵ Tomado de COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Informe Anual 2010. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

gas, contando con la cercanía de la planta a la mina de extracción, aspecto que por costo y firmeza le da mayor competitividad en el espectro de generación térmica.

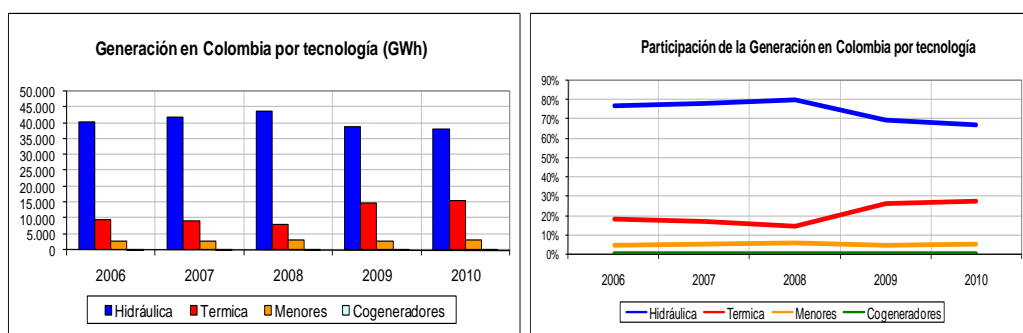
La competitividad de la generación termoeléctrica con gas se ve favorecida por los menores costos de capital y menores costos de instalación respecto a las centrales hidroeléctricas, aun cuando su vida útil suele ser mucho menor. Su factibilidad se ve restringida por la disponibilidad de gas que depende de la escala de explotación de las reservas probadas y el hallazgo de nuevas reservas, así como de la disponibilidad de gasoductos para su transporte, todo lo cual se ve reflejado en el costo, lo que redundando a su vez en el costo de generación y por tanto en la competitividad en el Mercado Mayorista.

En zonas del país donde se combinan la falta de potencial hidráulico con la disponibilidad de gas (alta Guajira, por ejemplo), y donde las restricciones del sistema interconectado nacional exigen la generación, las plantas de gas constituyen una de las opciones más atractivas. Así mismo, para atender demandas privadas reemplazando compras en el MEM por parte de grandes consumidores o consumidores industriales, que podrían entrar a participar como agentes autogeneradores, la generación a gas puede igualmente resultar bastante atractiva. Para el caso de las plantas térmicas de combustible líquido, que en general quedan incluidas en la categoría de plantas a gas duales (como sucede con Termocentro y Termosierra), los costos de inversión pueden asimilarse dentro de los rangos de costo establecidos, pero los costos AOM se ven castigados en relación con la operación con gas por mayores requerimientos de mantenimiento.

1.3.4 Evolución histórica

La composición del parque generador del país en función de la potencia instalada destaca el predominio de la tecnología hidráulica, que al incluir las plantas menores alcanza un 66.7% en el 2010, situación que se corresponde con la abundancia hídrica que direcciona la composición de la canasta energética. Por su parte la potencia térmica, incluyendo menores, registra un 32.9% de participación, siendo la tecnología de gas natural la más representativa alcanzando dentro del parque generador térmico de plantas mayores un 63.2%. Al revisar los últimos 5 años (ver Tabla 3 y Figura 9), es posible detectar como la mayor generación térmica se presentó en los años 2009 y 2010, a propósito de la incidencia del Fenómeno del Pacífico que bien se ha ya resaltado.

Figura 9 - Evolución de la generación en Colombia por Tecnología¹⁶



¹⁶ Elaboración propia. Datos tomados de COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

Tabla 3 – Evolución de la generación en Colombia por Tecnología¹⁷

Generación en Colombia por tecnología (GWh)					
Tipo de planta	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	76,98%	77,99%	80,01%	69,17%	66,95%
Termica	18,10%	16,86%	14,22%	25,89%	27,41%
Menores	4,74%	5,01%	5,68%	4,75%	5,25%
Cogeneradores	0,18%	0,14%	0,10%	0,19%	0,39%
Generación Total	100%	100%	100%	100%	100%

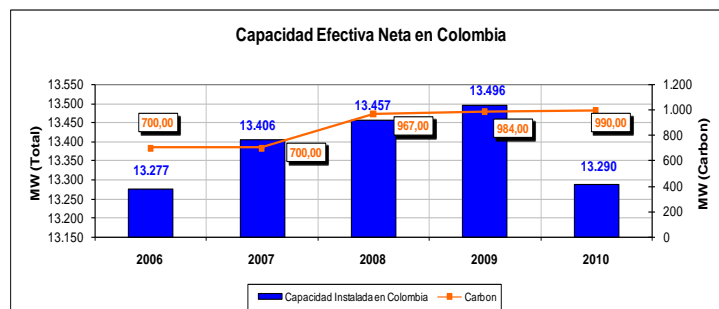
Generación en Colombia (GWh)					
Tipo de planta	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	40.288,80	41.822,60	43.520,00	38.713,80	38.088,60
Termica	9.474,00	9.041,50	7.733,30	14.487,70	15.590,70
Gas	6.886,00	6.137,80			
Carbon	2.588,00	2.903,70			
Menores	2.483,00	2.687,40	3.089,90	2.658,00	2.985,60
Hidraulica Termica	2.420,00	2.637,50			
Eolica	63,00	49,90			
Cogeneradores	94,10	72,60	51,90	106,20	222,70
Generación Total	52.339,90	53.624,10	54.395,10	55.965,70	56.887,60

Ahora, en función de la capacidad efectiva neta (CEN), entre el 2006 y el 2010 (ver Figura 10) no se han presentado cambios significativos en la potencia total del parque generador del país. El crecimiento del parque generador del país está ubicado en años posteriores con la entrada de nuevos proyectos inmersos dentro del mecanismo de expansión soportado por el cargo por confiabilidad.

Al prestar atención en el consumo de combustibles, éste se concentra principalmente en el gas y carbón. También se utilizan combustibles líquidos como fuel oil, ACPM y querosene. La Tabla 4 muestra el consumo de combustibles en los tres últimos años, siendo notorio el incremento del consumo en los años 2009 y 2010 por las causas climáticas ya expuestas. Particularmente, el carbón registra para el 2010 un total de 32.164,40 GBTU, con una participación del 23%, siendo los meses de enero a mayo y octubre los de mayor consumo (Figura 11); este porcentaje es bajo al lado de un 172,9% del gas natural.

¹⁷ Ibid.

Figura 10 - Evolución de la CEN por Tecnología¹⁸



Capacidad Instalada en Colombia (MW)					
Tipo de planta	2006	2007	2008	2009	2010
Hidraulica	8.511,00	8.525,00	8.525,00	8.525,00	8.525,00
Termica	4.262,00	4.298,00	4.343,00	4.362,00	4.089,00
Gas	3.562,00	3.598,00	2.757,00	2.757,00	2.478,00
Carbon	700,00	700,00	967,00	984,00	990,00
Combustoreo			187,00	187,00	187,00
ACPM			0,00	0,00	0,00
Fuel-Oil			432,00	434,00	434,00
Menores	479,70	558,20	564,20	573,80	620,60
Hidraulica y Termica	461,30	539,80	545,80	555,40	602,20
Eólica	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40
Cogeneradores	24,50	24,50	24,50	35,00	54,90
Total	13.277,20	13.405,70	13.456,70	13.495,80	13.289,50

Tabla 4 – Consumo de combustible en el SIN (GBTU)¹⁹

Combustible (1)	2008	2009	2010	Participación En 2010
Gas	49,137.8	92,694.4	102,178.9	172.9%
Carbón (2)	22,048.7	37,108.1	32,162.4	23.0%
ACPM	4.1	2,154.4	3,737.9	2.7%
Fuel Oil	222.7	1,096.0	2,012.4	1.4%
Queroseno	0.0	61.9	12.8	0.0%
Total	71,413.3	133,114.9	140,104.4	100.0%

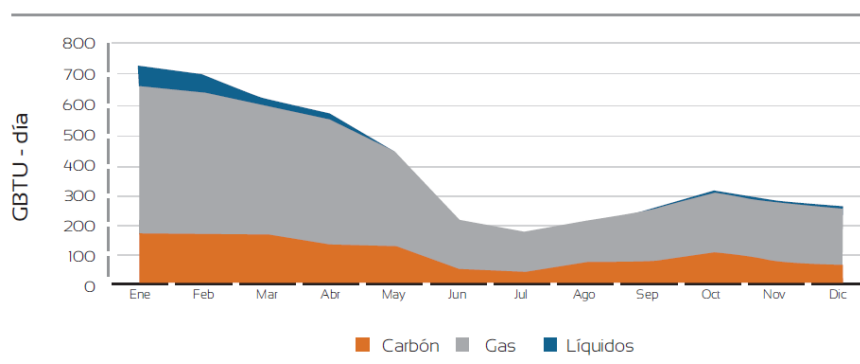
(1) Consumo declarado por los agentes generadores ante el ASIC

(2) El consumo de carbón se calcula a partir de la curva de eficiencias declarada

¹⁸ Elaboración propia. Datos tomados de COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

¹⁹ Tomado de COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Informe Anual 2010. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

Figura 11 – Consumo de combustibles en el SIN 2010²⁰



1.4 ESQUEMA REMUNERATORIO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

Luego de diez años de aplicación del cargo por capacidad (Resolución CREG 116 de 1996), la CREG diseñó el esquema de cargo por confiabilidad, que conserva lo esencial en cuanto a liquidación, facturación y recaudo de aquél esquema, pero como su nombre lo indica se basa en la confiabilidad de la energía y no de la potencia. Como presenta la Comisión, el cargo por confiabilidad es en sí el “Esquema Regulatorio para Garantizar la Confiabilidad en el Suministro de Energía”²¹.

La alta dependencia de la generación hidráulica en el país ha hecho indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda en situaciones críticas. Esto para evitar los racionamientos con sus consecuencias sociales y económicas como las vividas en el periodo 92-93. Y uno de los principios subyacentes en un sistema de precios como el diseñado para el MEM en Colombia, es que este debe proporcionar la señal económica

²⁰ Ibid.

²¹ CARGO POR CONFIABILIDAD. Presentación CREG. Disponible en internet: <http://www.creg.gov.co>.

de largo plazo para la expansión de la capacidad instalada requerida por el país. Asimismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

1.4.1 Variables rectoras del cargo por confiabilidad

El despliegue regulatorio, comercial y operativo del cargo por confiabilidad se basa en una serie de variables, o conceptos, sobre los cuales se soporta el esquema, dentro de lo cual se destaca lo siguiente.

- **ENFICC.** Corresponde a la Energía Firme para el cargo por Confiabilidad, y es la máxima cantidad de energía que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. La metodología de cálculo de esta energía depende del tipo de tecnología²². Para plantas hidráulicas la pauta la marcan los caudales en las épocas de más baja hidrología y la capacidad del embalse (si se tiene), y para las plantas térmicas la cantidad de suministro y transporte de combustible contratados en firme.
- **Obligación de energía firme (OEF).** Uno de los componentes esenciales del esquema es la existencia de las OEF, que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. La OEF es un producto diseñado para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes. Cuando el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al precio

²² Véase Anexo 3 – Res. CREG 071/2006.

de escasez (P_e), reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad, el generador al que se le asignó una OEF debe generar, según el *despacho ideal*, una cantidad diaria determinada de energía.

Las OEF serán adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada, y que resulten seleccionados en la subasta.

El **precio de escasez**, establecido por la Comisión y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles, tiene una doble función. Por una parte indica a partir de qué momento las OEF son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales Obligaciones sean requeridas.

- **Período de vigencia de la obligación (PVO).** El número de periodos anuales depende del tipo de planta, pero cada anualidad está comprendida entre el 1 diciembre del año t al 30 de noviembre del año $t+1$. Para una planta nueva la OEF puede ser de 1 a 20 años; si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la obligación que respalde este activo puede ir hasta 10 años, y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de 1 año.

Es importante señalar que la asignación de OEF tiene fundamentalmente dos mecanismos. Si la ENFICC existente es suficiente para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG con base en las proyecciones de la UPME para el periodo de asignación, entonces se realiza a prorrata entre las plantas existentes, respetando asignaciones previamente realizadas y descontando la energía de contratos de plantas no despachadas centralmente.

Si la ENFICC no es suficiente, entonces se convoca a subasta (Figura 12), la cual puede ser primaria (que incluye plantas nuevas) o subasta GPPS, esta última para plantas cuya construcción es superior al periodo de planeación de la subasta.²³

- **Precio del cargo por confiabilidad.** El Precio del Cargo por Confiabilidad se define de manera particular en casos especiales de Subasta. Cuando no hay Subasta el Precio del Cargo por Confiabilidad corresponde a la actualización del Precio de Cierre de la última Subasta que se haya ejecutado de manera exitosa, es decir, cumpliendo con las condiciones establecidas por la CREG. La primera subasta, realizada en el 2008, y con asignaciones de OEF a partir del 1 diciembre de 2012, tuvo un precio de cierre de US\$13,998/MWh, el cual igualmente le correspondió a las plantas GPPS para asignaciones a partir del periodo 2013-2014 según las reglas aplicadas a este tipo de subasta. Se anota que el precio inicial de remuneración del cargo (año 2006) fue de US\$13,045/MWh, sin distinción por tecnología de generación.

²³ Al respecto la Resolución CREG 071/2006 define en su Artículo 41: “OPORTUNIDAD PARA LLEVAR A CABO LA SUBASTA O EL MECANISMO DE ASIGNACIÓN QUE HAGA SUS VECES. Durante el primer semestre de cada año la CREG verificará si la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación es mayor o igual a la Demanda Objetivo calculada para el año que inicia el 1o de diciembre del año t+p, de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de esta resolución. La CREG fijará, mediante resolución, la oportunidad en que el ASIC debe llevar a cabo la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse durante los Periodos de Precalificación y de Planeación de la Subasta, o las fechas máximas de ejecución de las actividades asociadas al mecanismo de asignación, según sea el caso”.

Figura 12 – Esquema general de la subasta



A nivel operativo, el esquema del cargo define *pruebas de disponibilidad*²⁴, la cuales siendo aleatorias o discrecionales, permiten verificar la disponibilidad de la capacidad efectiva neta declarada para las plantas para determinado número de horas y bajo cierta tolerancia. El no cumplimiento de estas pruebas puede acarrear la pérdida de la remuneración del cargo.

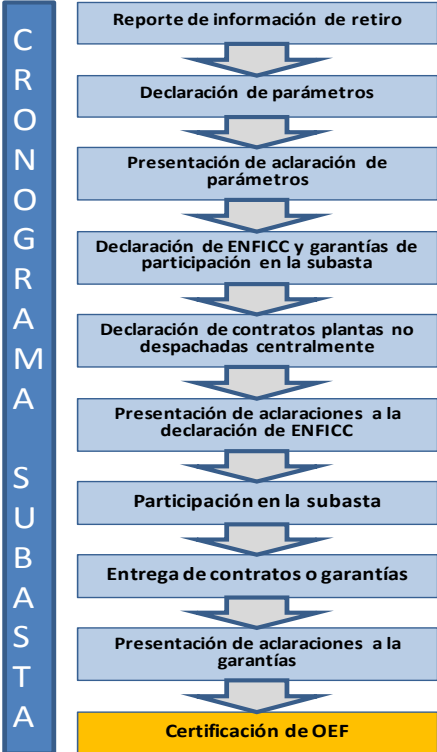
Cabe agregar otro aspecto relevante del mecanismo de confiabilidad, y obedece a los *anillos de seguridad*. Estos anillos permiten a los agentes cumplir sus OEF cuando no lo pueden hacer por cuenta propia, es decir, posibilitan el respaldo de la planta. En su orden de utilización corresponden a: mercado secundario (cobertura por parte de otros agentes generadores), demanda desconectable voluntariamente, generación de última instancia y subastas de reconfiguración. El mercado secundario es el más utilizado actualmente por

²⁴ Véase Resoluciones CREG 085/2007 y 177/2008.

los agentes, en el cual puede hablarse por estos días de un precio promedio de US\$9,0/MWh, aclarando que el agente vendedor debe igualmente estar registrado en el esquema del cargo y solo puede vender su ENFICC adicional, esto es, aquella no comprometida en sus asignaciones de OEF.

1.4.2 Subasta para la asignación de OEF del cargo por confiabilidad

Figura 13 - Desarrollo del proceso de asignación subasta



Ya se ha expresado como la CREG emplea dos mecanismos básicos de asignación de OEF, prorrata y subastas. Hasta el momento vía prorrata han sido asignados los periodos 2006-2007, 2007-2008, 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011, 2011-2012, 2013-2014 y,

próximamente 2014-2015). Vía subasta se ha asignado el periodo 2012-2013 y, próximamente, 2015-2016. Los periodos 2015-2016 y 2014-2015 se han conectado particularmente para asignaciones de plantas térmicas que respalden sus OEF con gas natural importado (GNI); si una planta recibe asignaciones de OEF en la subasta 2015-2016 y adelanta obras para el periodo 2014-2015, podrá entrar en la prorrata de las asignaciones según detalla la Resolución CREG 121 de 2011.

En general, el cronograma para las asignaciones de OEF es similar para los mecanismos citados, con la diferencia de la subasta como tal de reloj descendente. La figura 13 ilustra la secuencia de asignación.

La información de retiro aplica para plantas existentes, cuya participación en la subasta es pasiva (tomadoras de precio), ya que a cierto nivel de precio pueden retirarse de la subasta. Los parámetros son los en sí requeridos para calcular la ENFICC según el tipo de tecnología como se aclaró anteriormente, y estos son sujetos a revisión por parte de la CREG antes de la declaración de la ENFICC. La subasta se convoca para una fecha específica, a partir de la misma se establece el precio para la remuneración de las plantas que resulten con asignación de OEF (precio único), y este precio corresponde al techo para la subasta que se realice para las plantas GPPS. Posterior al cierre de la subasta, se presentan los contratos de combustible o las garantías exigidas por la regulación (Resolución CREG 061/2007), y finalmente se produce la certificación de las asignaciones por parte del ASIC.

Centrando la atención en la subasta ya realizada, y en relación con la expansión del sistema eléctrico colombiano, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) expone:

Con el fin de garantizar la confiabilidad –y también como mecanismo para incentivar la expansión del sistema que remunera a las nuevas plantas- se estableció el esquema de remuneración de Cargo por Confiabilidad para la capacidad instalada de generación existente. Según este mecanismo las plantas y/o unidades de generación que aspiraran a percibir ingresos por este concepto, debían en el caso de las hidráulicas, garantizar niveles de embalse que permitieran su despacho sin comprometer la confiabilidad del Sistema Eléctrico; y, en el caso de las térmicas, debían respaldar el suministro y el transporte de los combustibles requeridos para su operación, mediante contratos en firme. Así mismo, se permitió que las plantas generadoras térmicas a gas con tecnología dual gas-diesel, respaldaran su capacidad de producción con este último combustible²⁵.

Y precisa la UPME como a raíz del racionamiento de 1992-1993 se trazó como directriz de política la diversificación del portafolio de generación con el que contaba el país, pasando de una composición hidro-térmica del parque 80/20, a una composición objetivo de mediano plazo de 60/40, reduciendo la vulnerabilidad del sector eléctrico ante eventos climatológicos extremos. “Este objetivo, que a la fecha de hoy estaba cerca de ser alcanzado experimentará un retroceso en el mediano y largo plazo, teniendo en cuenta el plan de expansión previsto resultante de las últimas subastas”²⁶. La cita de la UPME sirve de introducción para profundizar aun más en el esquema citado, que como se ha dicho soporta los planes de expansión de generación del país.

²⁵ UPME-UNIVERSIDAD NACIONAL-FUNDACION BARILOCHE. PEN (Plan Energético Nacional) 2010-2030. En proceso de revisión - Julio 2010. P. 39.

²⁶ Ibid. P. 40.

Las subastas de energía firme realizadas en el año 2008 han definido la expansión de la generación en el país por tecnología, como se resume en las Tablas 5 y 6, y se ilustra en la figura 14.

Tabla 5 – Resultados de las subastas 2008²⁷

Proyectos 1a subasta	Empresa	Tecnología	Capacidad(MW)
Amoyá	ISAGEN	Hidroeléctrica	78
Gecelca	GECELCA	Carbón	150
Termocol	POLIOBRAS	Diesel	204
SUBTOTAL			432
Proyectos subasta GPPS	Empresa	Tecnología	Capacidad(MW)
Cucuana	EPSA	Hidroeléctrica	60
Miel 2	GENSA	Hidroeléctrica	135
El Quimbo	ENDESA	Hidroeléctrica	395
Porce IV	EEPPM	Hidroeléctrica	400
Hidrosogamoso	ISAGEN	Hidroeléctrica	800
Pescadero ituango	EEPPM-EDA	Hidroeléctrica	1.200
SUBTOTAL			2.990
TOTAL asignación OEF			3.422

Tabla 6 – Parque de Generación previsto para 2018²⁸

PARQUE EXISTENTE MÁS PREVISTO		
Tecnología	MW	%
Hidráulica	12.084,0	71,43%
Hidráulicas	11.612,0	
Menores	472,0	
Térmica (1)	4.834,4	28,57%
Gas	2.757,0	
Carbón	1.134,0	
Fuel-Oil	434,0	
Combustóleo	187,0	
ACPM	204,0	
Menores	83,4	
Cogeneradores	35,0	
Eólica	18,4	0,11%
TOTAL SIN	16.918,4	100,00%

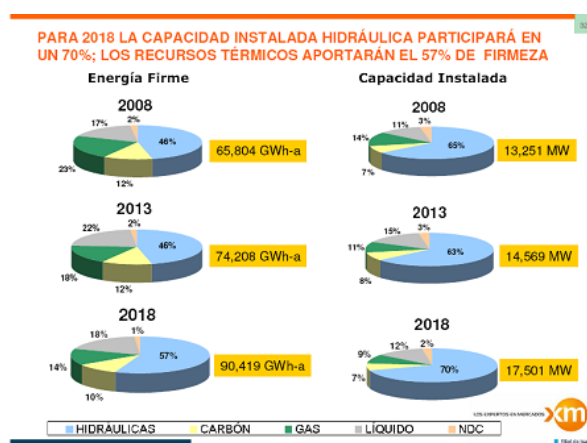
²⁷ Ibid. P. 42.

²⁸ Ibid. P. 41.

En la primera subasta (para un plazo de 4 años) la expansión se propició para plantas de desarrollo rápido, de manera que primó la tecnología térmica (82%), destacando la entrada de Gecelca con una planta a carbón de 150 MW. Ya para la segunda subasta (GPPS), la señal arrojó el sistema a plantas fundamentalmente hidráulicas. “Así en los hechos la expansión por tecnologías se fijó mediante las condiciones de las subastas, pero sin un encuadre global y una visión energética integral de Colombia”²⁹.

En cifras concretas, de los 3.422 MW de expansión producidos a partir de las asignaciones de OEF por subastas, la tecnología hidráulica barre en mayoría con un 89.7% (3.068 MW), y al 2018 (Tabla 3), como presenta el XM, el 71% de la potencia instalada corresponderá a las plantas hidráulicas. Ante esto es notable el clamor por la baja diversificación de la matriz de generación del país, dadas las bondades del recurso hidráulico; se anota un riesgo ante situaciones críticas de hidrología e incumplimiento de las OEF previamente asignadas.

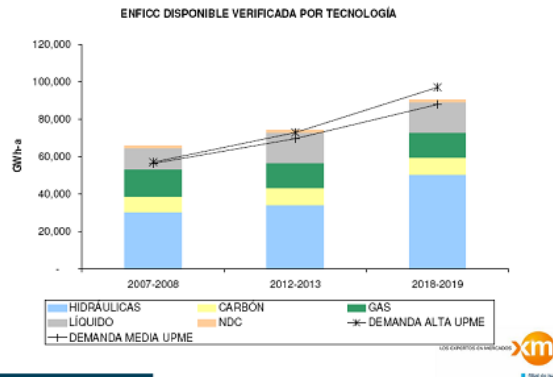
Figura 14 – Firmeza y expansión de la generación³⁰



²⁹ Ibid. P. 41.

³⁰ Fuente COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. - XM. Informe Anual 2010. Disponible en internet: <http://xm.com.co>.

LA ENERGÍA FIRME QUE VE EL MERCADO REFLEJA LA MATRIZ DE FUENTES PRIMARIAS DISPONIBLES EN EL PAÍS



Es de anotar que a la fecha estas cifras son materia de ajuste dada la situación de algunos de los proyectos de expansión. Porce IV (400 MW) está suspendido por aspectos sociales, Miel II no ajustó garantías por atraso por lo que queda fuera del esquema, y otros proyectos vienen presentando atrasos importantes como el caso de Termocol.

1.4.3 Lo más reciente en materia del cargo por confiabilidad

Las decisiones y disposiciones de la CREG para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las OEF del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016, están contenidas en la Resolución 056/2011, modificada por la Resolución CREG 109 de 2011. Dentro de las consideraciones se dejan en claro los objetivos que son: “abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes

recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos”³¹.

De esta manera muy recientemente se ha convocado a los agentes con Plantas o Unidades de generación existentes, existentes con obras, especiales y nuevas a participar en la Subasta para la asignación de Obligaciones. Esta subasta tendrá como fecha de apertura el 27 de diciembre de 2011. La subasta busca cubrir una demanda objetivo de 77 TWh-año (ver Tabla 7) para el periodo Dic-15/Nov-16, y da a entender que la ENFICC del sistema no cubre esta necesidad, pues de lo contrario la CREG habría optado por asignación vía prorrata sobre la ENFICC total declarada por las plantas.

La ENFICC para el periodo 2013-2014 corresponde a unos 71 TWh-año, y si bien ya se ha producido la declaración de parámetros y ENFICC para el periodo 2014-2015, está aún no ha sido publicada para tener una idea del margen en relación con el periodo anterior.

Puede pensarse también ocupando la posición del regulador, que dada la incertidumbre de las plantas térmicas del interior en cuanto a la consecución de contratos de combustible para respaldar sus OEF (gas y/o combustible líquido), ha optado por abrir la puerta a otras tecnologías para suplir el posible retiro de estas plantas del mecanismo del cargo por confiabilidad, o incluso ante el incumplimiento de nuevos proyectos como el de Miel II.

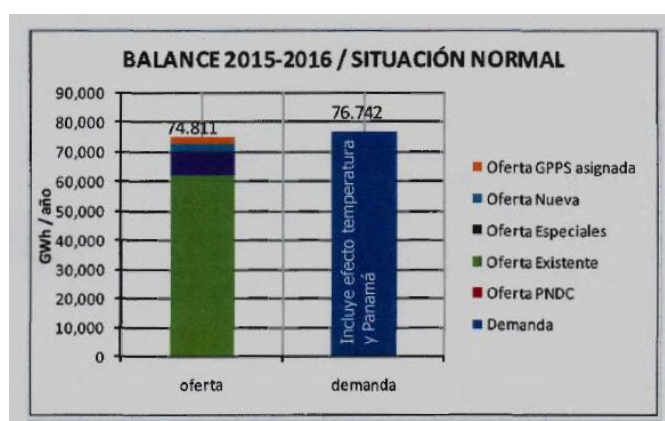
Queda claro como se posibilita la incursión de plantas térmicas que puedan contar con contratos en firme, como puede darse para el caso de carbo-eléctricas que convenientemente se ubiquen en proximidades de la mina y desplieguen su negocio cosa

³¹ Resolución CREG 056/2011. Disponible en internet: <http://www.creg.gov.co>

tal que pueda propiciarse tanto la explotación del recursos para efectos de comercialización en general como para atender las necesidades de la planta térmica, asegurando la prima que genera el cargo por confiabilidad.

Tabla 7 – Demanda objetivo periodo 2015-2016 / Proyecciones UPME³²

ALTO - GWh	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Total
Dic-15/Nov-16	6,359	6,251	6,176	6,383	6,353	6,458	6,350	6,468	6,589	6,511	6,606	6,496	77,000
Dic-16/Nov-17	6,643	6,576	6,300	6,761	6,525	6,769	6,605	6,759	6,848	6,796	6,908	6,790	80,280
Dic-17/Nov-18	6,905	6,872	6,605	7,062	6,843	7,081	6,908	7,081	7,164	7,089	7,249	7,108	83,967
Dic-18/Nov-19	7,233	7,190	6,922	7,361	7,186	7,439	7,208	7,438	7,483	7,425	7,579	7,429	87,894
Dic-19/Nov-20	7,598	7,541	7,427	7,724	7,540	7,730	7,561	7,823	7,820	7,809	7,934	7,777	92,284
Dic-20/Nov-21	7,953	7,894	7,654	8,137	7,928	8,130	7,986	8,174	8,232	8,205	8,309	8,198	96,801
Dic-21/Nov-22	8,362	8,249	8,001	8,488	8,269	8,517	8,339	8,504	8,638	8,562	8,667	8,557	101,153



- **Subasta 2015-2016**

En función de la participación de la planta Termodorada en dicha subasta, se resaltan los siguientes apartes de la Resolución CREG 056/2011.

³² Tomado de Resolución CREG 056/2011 y Documento CREG 041/2011 (Análisis de asignación de OEF 2015-2016).

Objeto. Mediante la presente resolución se establece la fecha en que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del Mercado de Energía Mayorista (ASIC) debe llevar a cabo la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016, así como el cronograma de las actividades que se deben ejecutar durante los Períodos de Precalificación y de Planeación de la Subasta y las fechas máximas de ejecución de las actividades asociadas a la asignación.

Fecha de Apertura de la subasta. La fecha de apertura de la Subasta será el día cinco (5) de diciembre de 2011.

Período de Vigencia de las Obligaciones de Energía Firme que se asignarán en la subasta. En la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme de que trata la presente Resolución se asignarán Obligaciones de Energía Firme para el período de vigencia comprendido entre el primero (1°) de diciembre de 2015 y el treinta (30) de noviembre de 2016.

Cronograma. Durante el Período de Precalificación definido en la Resolución CREG 071 de 2006 los agentes que deseen ser habilitados para participar en la Subasta de Reloj Descendente para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deberán remitir la información establecida en el Anexo 2 de esta Resolución y quienes deseen ser habilitados para participar en la Subasta GPPS deberán remitir la información establecida en el Anexo 3 de esta Resolución.

La Resolución CREG 056/2011 fue modificada por la Resolución CREG 109/2011, particularmente en los siguientes ítems:

Fecha de Apertura de la Subasta. La fecha de apertura de la Subasta será el día veintisiete (27) de diciembre de 2011.”

Modificación de los Anexo 2 y 3 de la Resolución CREG 056 de 2011. Se modifican los Anexo 2 y 3 de la Resolución CREG 056 de 2011 (Cronograma), los cuales quedarán como se presentan en el anexo de esta Resolución.

2. PLANTA TERMODORADA EN EL ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

2.1 PLANTA TERMODORADA

La planta Termodorada está ubicada en el municipio de La Dorada Caldas, y está conformada por un par de turbinas aeroderivadas (ver Tabla 8). Inició su operación comercial en septiembre de 1997 y fue parte de las inversiones que en su momento promulgara el gobierno desde la crisis energética del 92.

Tabla 8 – Ficha técnica Planta Termodorada

TURBINA	
Marca	Pratt & Whitney
Modelo	FT 8 - Twin Pack
Numero Turbinas	2
Factor Conversión	9.117 BTU/Kwh
Eficiencia Termica	37.4 %
R:P:M	3.600

GENERADOR	
Marca	Brush Electric
Capacidad	13.8 Kv
Fases	3
Ciclos	60 Hz
Factor de Potencia	0.90
Potencia de Planta ISO	51.1Mw
Energía Media Anual	370 Gwh/año

COMBUSTIBLE	
Combustible Principal	Gas natural
Combustible Alterno	JET A1
Encendido de Emergencia	Planta Diesel

NOTA : Turbina Aeroderivada (T. Avion) con una rata de carga de 10 Mw/minuto. **Turbo Power** es el encargado del Mantenimiento Mayor y Menor para las turbinas de Potencia y los Generadores de Gas.

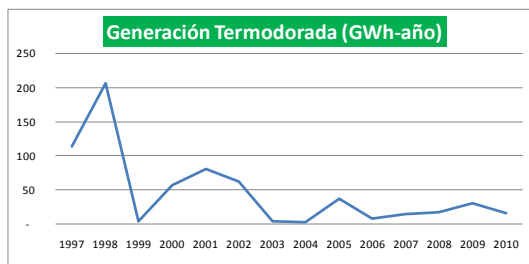
2.1.1 Cifras operativas

Desde el inicio de su operación, y hasta el 2010, la generación histórica de la planta (Tabla 9) registra un factor de uso promedio del 10%, generación promedio de 47 GWh-año y total acumulada de 653 GWh, con unas 12.500 horas de operación en total. Entre el 2006 y el 2010 (últimos 5 años corridos), la generación promedio es de 17 GWh-año (4% de factor de uso), de lo cual las generaciones de seguridad pueden alcanzar un 98%, y si se quita el año Niño (2010) el promedio obedece a 13,8 GWh-año, de lo cual la generación en mérito sería del 1% (0,14 GWh-año).

Tabla 9 – Generación Histórica Termodorada

GENERACION HISTORICA PLANTA TERMODORADA

Año	Generación (GWh-año)	Factor de uso (%)
1997	114	25%
1998	206	46%
1999	4	1%
2000	57	13%
2001	81	18%
2002	62	14%
2003	4	1%
2004	2	1%
2005	37	8%
2006	8	2%
2007	14	3%
2008	17	4%
2009	31	7%
2010	16	3%

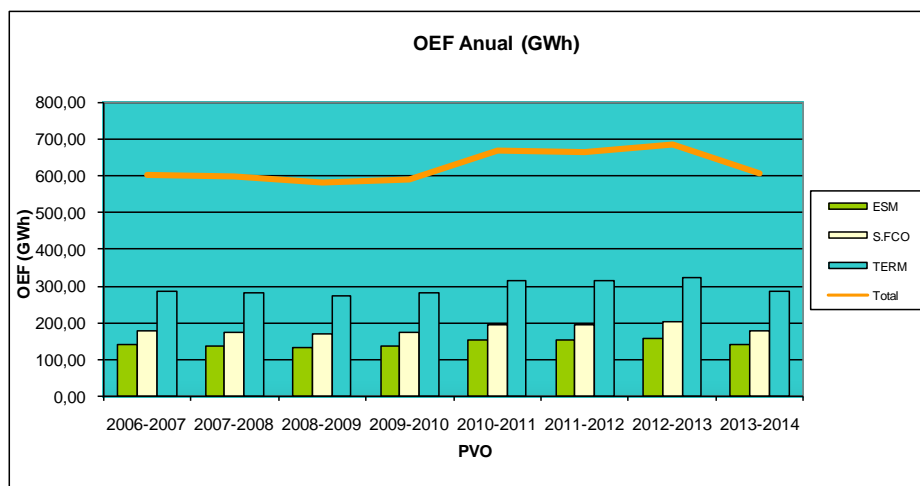


2.1.2 Cargo por confiabilidad

En relación con el cargo por confiabilidad (Figura 15), la planta hace parte de tal esquema remuneratorio desde sus inicios en el 2006, y hasta el 2014 ha recibido una asignación

acumulada de 2370 GWh, lo que representa unos US\$33,5 mill para la CHEC, comportando el 48% de los ingresos de la empresa por este concepto.

Figura 15 – Esquema remuneratorio del Cargo por confiabilidad



OEF ASIGNACIÓN ANUAL (GWh-Año)								
PLANTA	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
ESM	139,36	137,83	133,95	136,31	154,04	153,63	158,18	140,06
S.FCO	178,11	176,16	171,19	174,21	196,88	196,35	202,16	179,00
TERM	286,36	283,21	275,24	280,09	316,53	315,68	325,03	287,79
Total	603,83	597,20	580,38	590,62	667,45	665,66	685,37	606,85

REMUNERACIÓN MÁXIMA ANUAL 2006 - 2010 Y REMUNERACIÓN MÁXIMA ANUAL PROYECTADA 2010 - 2014 (Mill US\$)								
PLANTA	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
ESM	1,82	1,82	1,84	1,88	2,17	2,36	2,46	2,21
S.FCO	2,32	2,33	2,35	2,41	2,78	3,02	3,15	2,82
TERM	3,74	3,75	3,79	3,87	4,47	4,85	5,06	4,54
Total	7,88	7,90	7,98	8,15	9,42	10,23	10,68	9,57

2.2 EVALUACION DE PARTICIPACION EN LA SUBASTA

Antes de realizar la evaluación financiera de la planta Termodorada en virtud de su participación en las asignaciones de OEF para el periodo de interés, es necesario establecer las condiciones particulares que le corresponden dentro del esquema regulatorio en cuestión, para lo cual se acude a las reglas de participación establecidas en la Resolución CREG 071/2006 – Anexo 10.

2.2.1 Categoría de la planta

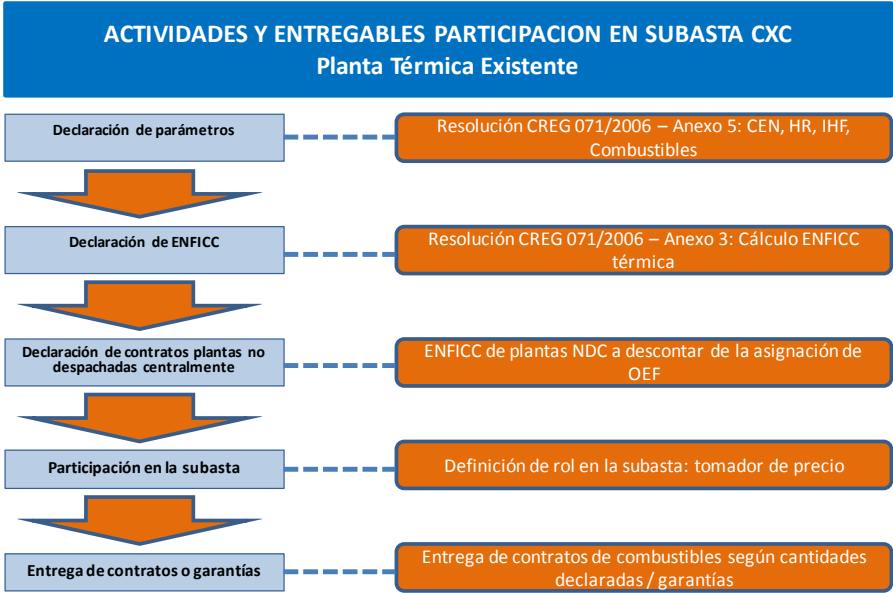
Las plantas que participan en una subasta de asignaciones de OEF pueden corresponder a categorías como:

- Plantas nuevas
- Plantas especiales
- Plantas existentes con obras
- Plantas GPPS
- Plantas existentes

Del tipo de planta dependerán aspectos como su rol en la subasta y los periodos de asignación a los que se puede aspirar. Para el caso de Termodorada, la categoría que le corresponde es la de **Planta existente**, para la cual se especifica lo siguiente en la resolución citada: “El Período de Vigencia de la Obligación al que podrá optar el agente que la respalde con plantas o unidades existente será de un año”.

Ahora, en función del cronograma definido por la Resolución CREG 109/2011, le competen a una planta térmica existente las siguientes actividades con sus respectivos entregables, como se presenta en la Figura 16.

Figura 16 – Subasta del cargo plantas existentes



2.2.2 Definición de ítems de participación en la subasta

- **Declaración de parámetros**

Los parámetros de la planta objeto de declaración obedecen a los definidos por el Anexo 5 de la Resolución CREG 071/2006, siendo: capacidad efectiva neta, Heat Rate, IHF y combustibles, los cuales se presentan a continuación según los formatos establecidos para tal fin (Tabla 10).

Tabla 10 – Parámetros planta Termodorada

PLANTAS O UNIDADES TÉRMICAS - COMBUSTIBLE JET-A1			
Nombre	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Eficiencia (MBTU/MWh)	IHF (%)
Termodorada	45,20	9,9801	16,9845

JET-A1														
ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS (MBTU)														
Planta o Unidad de Generación	Combustible	Horas de Operación	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
Termodorada	JET-A1	8.760	384.055	384.055	346.888	384.055	371.666	384.055	371.666	384.055	384.055	371.666	384.055	371.666

- **Declaración de ENFICC**

El cálculo de la ENFICC térmica obedece a las especificaciones de la Resolución CREG 071 de 2006 – Anexo 3, extractando lo siguiente.

$$ENFICC_{PT} = \frac{\sum_{i=1}^n CEN_i \times \beta_i \times h_i}{d_{año}}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar. En caso de que se utilice más de un combustible al mismo tiempo, el valor de n será igual a uno (1).

CENi: Capacidad Efectiva Neta (MW) con el combustible i o la combinación de combustibles.

β_i : Factor entre 0 y 1 para el combustible i o la combinación de combustibles. Corresponderá al menor valor entre los siguientes índices:

Disponibilidad de la Planta (1-IHF), donde IHF será el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas.

Índice de Disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua (IDS)

Índice de Disponibilidad de Transporte de de gas natural para operación continua (IDT)

hi: Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. La suma de hi para los n combustibles de los que dispondrá la planta para operar, deberá ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

daño: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

En el caso de utilizar una combinación de combustibles los índices asociados al β_i tendrán en cuenta la participación de cada combustible en la combinación.

Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS)

$$IDS = \frac{\left(\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i \right) + CR}{CM}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar al mismo tiempo.

CSi : Cantidad de energía del combustible i, expresada en MBTU, contratada o que será contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

CR: Cantidad de energía de respaldo. Considera la energía contratada o que será contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.

IMMi: En el caso de gas natural, corresponde al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural. Para combustibles distintos de gas, este valor es igual a uno (1).

CAi: Cantidad de energía almacenada del combustible i, expresada en MBTU, disponible al inicio del primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo V de esta resolución.

CM: Cantidad de energía requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme, expresada en MBTU. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$CM = Heat Rate_i \times CEN_i \times h_i$$

donde:

Heat Rate_i: Eficiencia declarada de la planta o unidad de generación térmica con el combustible *i*, o la combinación de combustibles, expresada en MBTU/MWh

CEN_i: Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación con el combustible *i* o la combinación de combustibles, expresada en megavatios (MW).

h_i: Horas de Operación con el combustible *i* o la combinación de combustibles. Si la planta va a hacer uso de combustibles en forma alternada, la suma de los h_i de estos combustibles debe ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

A continuación se da aplicación a lo definido en la regulación para establecer la ENFICC (Tabla 11) correspondiente a la planta Termodorada.

Tabla 11 - ENFICC Planta Termodorada

ENFICC TERMODORADA					
DECLARACION 2015-2016					
Combustible: Jet A 1		CEN (MW): 45,20		IHF: 0,169845	
		HR(MBTU/MWh): 9,9801			
		Factor: 1,113			
IDS			IDT		
IMM			TCR		1,00
CS (MBTU)	4.521.933,90		CT (MBTU)	4.521.933,90	
CA (MBTU)	0,00		CR (MBTU)	0,00	
CR (MBTU)	0,00		CM (MBTU)	4.398.175,94	
CM (MBTU)	4.398.175,94				
IDS	1,0281		IDT	1,0000	
ENFICC (Kwh/dia)		900.552			
SUM INISTRO	TRANSPORTE	B =	MIN:	1-IHF:	0,8302
MBTU/dia	KPC/dia	0,8302		IDS:	1,0281
12.388,86	12.388,86			IDT:	1,0000

Tradicionalmente, y a partir del periodo 2006-2007 (inicio del esquema del cargo por confiabilidad), la CHEC ha declarado para la planta una ENFICC de 890.487 kWh/día. Ahora, la ENFICC obtenida para el periodo 2015-2016 al no superar en un 10% el registro previo, no da lugar para modificación en la declaración como define la Resolución 071/2006.

- **Declaración de contratos plantas no despachadas centralmente**

La CHEC no declarará contratos para este tipo de plantas.

- **Participación en la subasta**

Dentro de la subasta del cargo por confiabilidad para el periodo de interés, Termodorada en su calidad de planta existente, y según las reglas del cargo por confiabilidad, participa

de manera pasiva en la misma, esto es, puede ofertar su ENFICC pero no precio en el mecanismo de reloj descendente. Por consiguiente, la planta se convierte en tomadora de precio en la subasta para una asignación del 100% de su ENFICC.

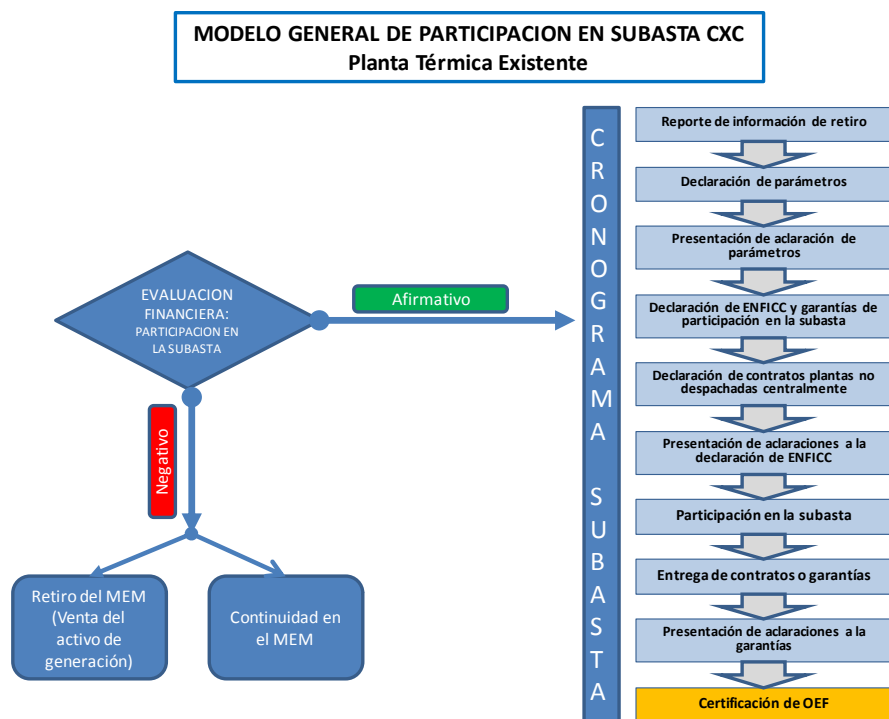
- **Entrega de contratos o garantías**

En este caso el contrato exigido por la CREG corresponde al del combustible líquido JET A-1, cuyos valores de suministro y transporte han de ser consistentes con las cantidades reportadas en el formato de combustibles.

3. EVALUACION FINANCIERA: PARTICIPACION DE LA PLANTA TERMODORADA EN LA SUBASTA 2015-2016

El objetivo central del presente trabajo es evaluar financieramente la participación de la planta Termodorada en la próxima subasta de asignación de OEF para el periodo 2015-2016, y de una manera más general, de la permanencia de la planta en este esquema en el largo plazo. Para ello es procedente presentar un modelo general, Figura 17, el cual fundamentalmente expresa las rutas a tomar según la decisión de participación.

Figura 17 – Modelo general participación en la subasta



Al realizar la evaluación financiera, en la cual se tienen en cuenta las variables que marcan la pauta para aplicar criterios de aceptación de este tipo de **proyecto comercial**, se podrá tomar decisión de participación o no en la subasta. Bajo un caso afirmativo, se estará dando cumplimiento al cronograma que se especifica según el desarrollo del proceso que ya ha sido tratado anteriormente, y para el caso opuesto ya queda en cuestión si la planta se retira del MEM como activo de generación o continua en el mismo.

Para la evaluación financiera se generan dos escenarios principales, entre los cuales puede establecerse el impacto de permanencia en el cargo.

ESCENARIO 1:	Planta con cargo por confiabilidad
ESCENARIO 2:	Planta sin cargo por confiabilidad

3.1 METODOLOGÍA GENERAL

El proceso de evaluación financiera³³ parte de datos técnicos y económicos iniciales, que intervienen sucesivamente en la configuración de Ingresos para la planta térmica a partir de su operación comercial y de los ingresos de corte regulatorio. Luego intervienen los egresos que involucran cargos regulados, consumo de combustibles y costos AOM. No se consideran inversiones puesto que la planta al ser dual está facultada para operar con combustible líquido.

³³ Véase archivo soporte en Excel de Evaluación Financiera planta Termodorada

Los resultados, con la inclusión de variables como depreciaciones, amortizaciones e impuestos, dan lugar a la obtención del flujo de caja del proyecto, el cual al ser descontado al WACC arroja indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN), que permiten definir la aceptación o no para el proyecto, confrontando los dos escenarios descritos. Adicionalmente, se realiza un análisis de sensibilidad para las variables más impactantes del proyecto, lo cual permite establecer su incidencia de cara a la aceptación o rechazo del proyecto.

El horizonte de evaluación del proyecto se ha fijado en 15 años en virtud de la estabilidad regulatoria estimada para las remuneraciones del cargo por confiabilidad, y contando así mismo con la duración del activo sin requerir mantenimiento mayor (Overhaul).

3.2 INFORMACIÓN BASE TECNICO-ECONÓMICA

Tabla 12 – Información base

COMPONENTES OPERATIVOS Y COMERCIALES		
Capacidad planta (MW):		45,20
ENFICC	KWh/día	900.552
	KWh/año	328.701.480
Asignación prorrata OEF:		100%
Precio CxC (US\$/MWh) - 2011		13,85
COMPONENTES ECONOMICOS Y FINANCIEROS		
TAX Colombia		33%
WACC (E.A.):		13,92%
Ajuste anual precio CxC:		1,28%

Se considera la capacidad total de la planta (45,20 MW) para operación con JET-A1, la energía en firme total que puede ofertar la planta y asignación al 100% de la ENFICC y el

precio base del cargo 2011 (13,85 US\$/MWh). El impuesto de renta actual del país es del 33%, el precio del cargo es actualizado según la variación promedio del 2006 al 2011 (Tabla 13).

Tabla 13 – Variación precio del cargo

Año	Precio CXC (US\$/MWh)	Variación
2006	13,045	
2007	13,240	1,49%
2008	13,600	2,72%
2009	13,710	0,81%
2010	13,750	0,29%
2011	13,900	1,09%
Promedio:		1,28%

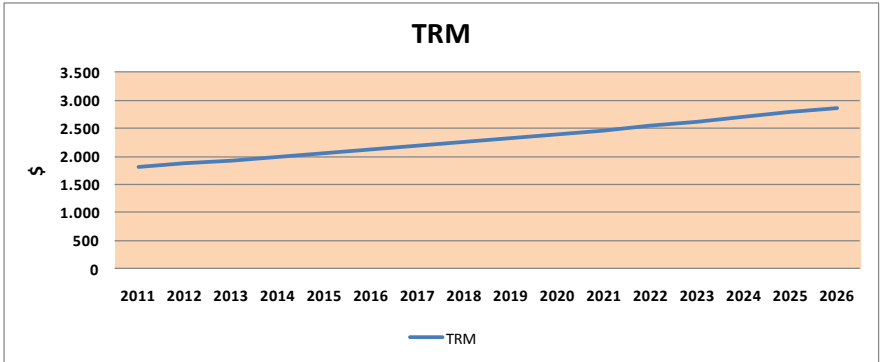
3.2.1 Tasa representativa del mercado

La TRM requerida para expresar en pesos los ingresos provenientes del cargo por confiabilidad y los egresos por consumo de combustible y contrato de administración, operación y mantenimiento (AOM). Esta variable bien es conocida por su fluctuación, lo que dificulta las proyecciones. Para esta evaluación se considera como TRM base la obtenida del promedio entre enero y agosto de 2011 (\$1817,78), y en adelante se considera bajo escenario de crecimiento, esto es, se actualizará anualmente al aplicar el factor de devaluación.

La devaluación proviene de considerar la inflación en Colombia y Estados Unidos entre los años 2003 y 2009, obteniendo un promedio de 3,09%. La proyección de la TRM con

base en este índice arroja un escenario netamente de devaluación para la moneda local (Figura 18).

Figura 18 – Evolución TRM



3.2.2 Costo del capital

En relación con la tasa de descuento para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para el proyecto, y a la vez para someter a evaluación la respectiva TIR, se aplica el WACC de la empresa (Tabla 14).

Tabla 14 – WACC CHEC

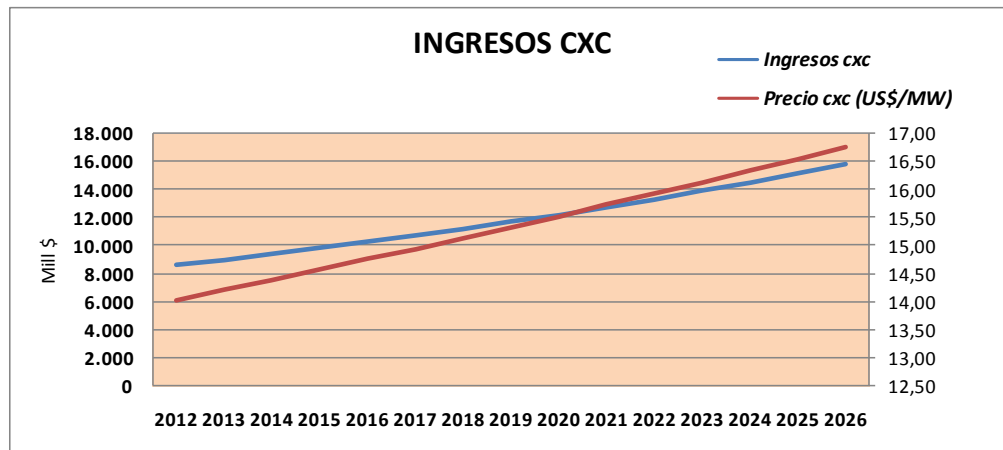
Costo de Capital Promedio Ponderado - CHEC S.A. E.S.P.			
	Estructura	Costo (Despues impuestos)	Poderado
Pasivo	8,70%	5,19%	0,45%
Patrimonio	91,30%	14,75%	13,47%
		WACC	13,92%

3.3 INGRESOS

3.3.1 Cargo por confiabilidad

A partir de las OEF asignadas por la CREG se calculan los ingresos correspondientes al aplicar el respectivo precio (Figura 19). Se parte de una asignación del 100% de la energía declarada, la cual se conservará en los años sucesivos dado el carácter de planta existente de Termodorada. No se considera ampliación de la capacidad existente de la planta para efectos de aspirar a mayores asignaciones de OEF.

Figura 19 – Ingresos cargo por confiabilidad



3.3.2 Generación

La planta puede generar por mérito (bolsa de energía), pruebas y por seguridad (Tabla 15). Las pruebas de disponibilidad corresponden a unos 2,17 GWh/año (pruebas a CEN, durante 12 horas y para cada trimestre del año), y para la generación de seguridad se

parte del supuesto que será equivalente a la generación en pruebas, ya que con combustible líquido este tipo de generación obedecerá a restricciones que insalvablemente deban ser atendidas por la planta.

En cuanto al mérito, esta es la generación más significativa para la planta en tanto que se activaría bajo condiciones críticas y su remuneración tendría como techo el precio de escasez. Se parte de una valor inicial de 0,05 GWh/año, dado que según la referencia del mercado (corridas MPODE) no se vislumbra generación térmica en el mérito en los próximos años. Y dado que es la variable más significativa de la evaluación como se demostrará, será considerada como el *switching value* principal de la evaluación, y se acompañará de la respectiva sensibilidad.

En cuanto a los precios, se parte de las proyecciones propias del grupo EPM para el año 2011 y se realizan los ajustes anuales mediante la inflación considerada (4,20%).

Tabla 15 – Generación Termodorada

Generación				
		2011		CEN (MW) 45,2
Generación en pruebas (GWh/año)	Precio medio bolsa (\$/KWh)			Horas 12
2,17	106,00			Trimestres 4
Generación seguridad (GWh/año)	Precio Reconciliación seguridad (\$/KWh)			
2,17	825,00			Inflación: 4,20%
Generación mérito (GWh/año)	Precio escasez (\$/KWh)			
0,05	425,50			

3.4 EGRESOS

3.4.1 Cargos regulados

Son definidos por las Resoluciones de la CREG, y en conjunto representan en general un porcentaje de los ingresos, como se ilustra en la Tabla 16. Estos costos no se incluyen en la sensibilidad al no considerarse determinantes en la viabilidad del proyecto.

El Costo Equivalente de Energía (CEE) corresponde a los recaudos realizados por XM S.A. E.S.P. para los pagos del cargo por confiabilidad a los agentes del mercado, FAZNI corresponde al Fondo para atención de zonas no interconectadas, Ley 99 registra las transferencias de los generadores para conservación de cuencas, AGC son los pagos por estabilidad de frecuencia, y los cargos CND-SIC son para la administración del mercado.

Tabla 16 – Cargos Regulados

Tipo cargo regulado	Liquidación	Aplica
Costo equivalente de energía (CEE)	5,25%	Sobre ingreso CxC
FAZNI, LEY 99, AGC, CND-SIC	2,30%	Sobre ingresos generación

3.4.2 Combustible

El consumo de combustible (Tabla 17) está asociado a la generación total de la planta (mérito, pruebas y seguridad), que en función de la rata de consumo y el precio del combustible define los egresos por este concepto. El contrato de combustible presenta un

valor promedio para el 2011 de US\$3.9 /galón, y este será el precio inicial a considerar, con crecimiento según el valor medio de inflación considerado para USA en esta evaluación.

Tabla 17 – Combustible Termodorada

Consumo de combustibles		
Turbocombustible: JET-A1	Precio promedio suministro y transporte (US/gal) - 2011	Rata consumo (gal/MWh)
	3,90	75

3.4.3 AOM

Se aplica el costo actual del contrato con el fabricante de las turbinas con actualización según inflación media estimada para U.S.A. (Tabla 18).

3.5 INVERSIONES

No se requiere inversión adicional para la planta para este proyecto comercial, salvo lo correspondiente al capital de trabajo (KT) equivalente al 10% de los ingresos de la planta, recuperables en el año 15 al 100%. En tanto no hay inversión en activos fijos, no se registran depreciaciones en relación con tales inversiones, ni tampoco valor por concepto de salvamento de equipos.

Tabla 18 – Costos AOM Termodorada

COSTOS Y GASTOS FIJOS: Contrato administración, operación y mantenimiento (AOM)			
ITEM	CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	VALOR EN USD/MWh-Año 2011
1	Costo de Personal	Se incluye el valor del jefe de planta, operadores, instrumentista, ayudantes y mecánicos.	USD 0,45
2	Contrato de Mantenimiento y Reparación	Contrato suscrito con el fabricante Pratt & Whitney. Objeto: Mantenimiento preventivo, reemplazo de piezas menores y capacitación al personal de Termodorada - Overhaul	USD 2,42
3	Seguros	Contrato Póliza Todo Riesgo (Incluye Incendio, Daño Material, Terrorismo, otros).	USD 0,75
4	Otros Contratos	Se incluye el valor pagado por seguridad y vigilancia, a su vez el costo de AOM Acometidas.	USD 0,25
5	Otros Costos	Se incluye el valor de servicios públicos, productos químicos y lubricantes, materiales eléctricos, de construcción, materiales para laboratorio.	USD 0,74
Total costos AOM (US/MWh)			USD 4,61

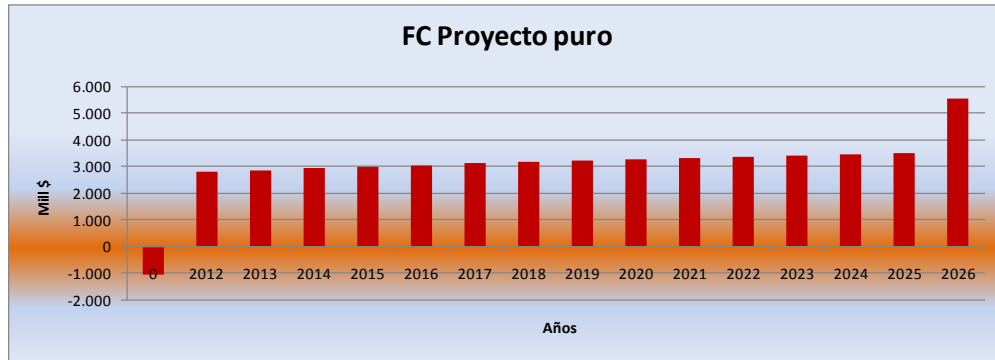
3.6 RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA

3.6.1 Escenario 1: con cargo por confiabilidad

El flujo de caja del proyecto (Figura 20) con los supuestos iniciales solo presenta un valor negativo en el año 0 (2011) de -\$1.077 mill, y en adelante se hace positivo alcanzando el

mayor valor en el año límite de evaluación con \$5.579 mill (donde se recupera la inversión en capital de trabajo).

Figura 20 – Flujo de caja del proyecto inicial



PyG Proyecto	0	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ingresos		11.239	11.730	12.243	12.778	13.336	13.919	14.528	15.163	15.826	16.517	17.239	17.993	18.780	19.601
- Ctos y Gastos variables		3.140	3.317	3.503	3.700	3.908	4.128	4.360	4.606	4.865	5.140	5.429	5.736	6.060	6.402
Margen de contribución		8.098	8.413	8.740	9.078	9.428	9.791	10.167	10.557	10.960	11.378	11.810	12.257	12.720	13.199
-Gastos fijos (costos AOM)		3.718	3.936	4.167	4.411	4.670	4.944	5.233	5.540	5.865	6.209	6.572	6.958	7.365	7.797
- Depreciaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-Amortizaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Operacional (UAI)		4.380	4.477	4.573	4.667	4.758	4.848	4.934	5.017	5.096	5.169	5.238	5.300	5.355	5.402
-Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Antes de Impuestos		4.380	4.477	4.573	4.667	4.758	4.848	4.934	5.017	5.096	5.169	5.238	5.300	5.355	5.402
-Imptos (33%)		1.445	1.477	1.509	1.540	1.570	1.600	1.628	1.656	1.682	1.706	1.728	1.749	1.767	1.783
Utilidad Neta		2.935	3.000	3.064	3.127	3.188	3.248	3.306	3.361	3.414	3.463	3.509	3.551	3.588	3.619
+ Depreciaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+Amortizaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GIF (FC Operación)		2.935	3.000	3.064	3.127	3.188	3.248	3.306	3.361	3.414	3.463	3.509	3.551	3.588	3.619
-Inversiones totales	1.077	49	51	54	56	58	61	64	66	69	72	75	79	82	0
Recuperación															1.960
+Préstamos															
- Abono Capital															
FC Proyecto puro	-1.077	2.885	2.948	3.010	3.071	3.130	3.187	3.242	3.295	3.345	3.391	3.434	3.472	3.506	5.579

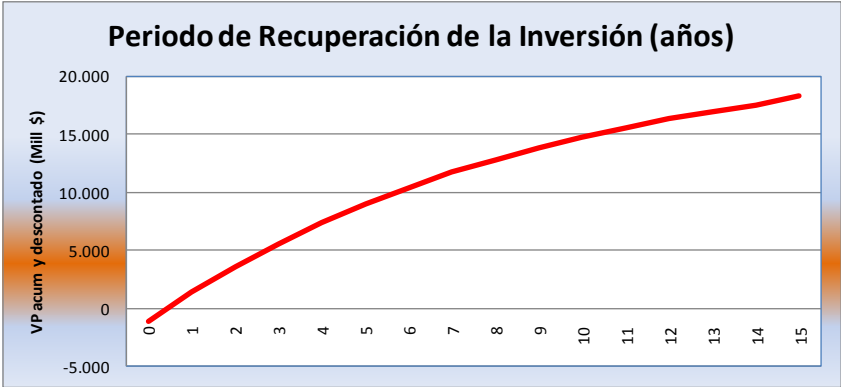
Desde el punto de vista de valor, al ser el VPN > 0, se produce la aceptación del proyecto; al tiempo, la TIR se hace superior al WACC, complementando el criterio de aceptación (Tabla 19).

Tabla 19 – Criterios de aceptación del proyecto

TIR proyecto	264,29%	acepto	WACC	13,92%
Valor Presente año 1 al 15:	19.386		Criterios aceptación:	
-Inversion	-1.077		VPN >= 0	
VPN proyecto	18.310	Acepto	TIR >= WACC	

Por su parte, si se habla de la recuperación de la inversión realizada, esta se recupera al primer año de inicio del proyecto comercial (Figura 21).

Figura 21 – Recuperación de la inversión

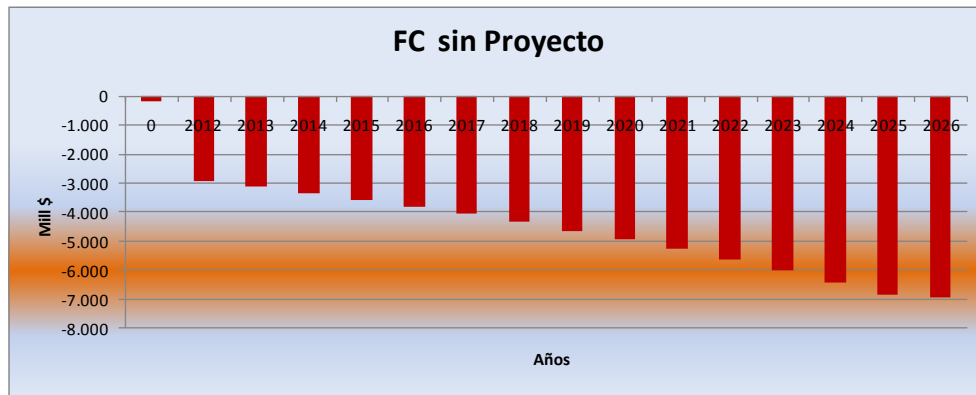


3.6.2 Escenario 2: sin cargo por confiabilidad

Sin considerar los ingresos del cargo por confiabilidad, la planta queda supeditada a las generaciones de seguridad como fuentes de ingreso. En este caso los flujos de caja son todos negativos dados los altos costos AOM de la planta (Figura 22).

Al revisar los indicadores financieros (Tabla 20), se encuentra como el VPN es negativo lo que produce una diferencia significativa en relación con la evaluación financiera al considerar los ingresos del cargo.

Figura 22 – Flujos de caja sin cargo por confiabilidad



PyG	0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Ingresos		1.865	1.944	2.025	2.110	2.199	2.292	2.388	2.488	2.593	2.701	2.815	2.933	3.056	3.185	3.318	
- Ctos y Gastos variables		1.264	1.338	1.415	1.498	1.585	1.677	1.774	1.877	1.986	2.101	2.224	2.353	2.490	2.634	2.788	
Margen de contribución		601	606	610	613	615	615	614	611	606	600	591	580	567	550	531	
-Gastos fijos (costos AOM)		3.513	3.718	3.936	4.167	4.411	4.670	4.944	5.233	5.540	5.865	6.209	6.572	6.958	7.365	7.797	
- Depreciaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
-Amortizaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utilidad Operacional (UAI)		-2.911	-3.112	-3.326	-3.554	-3.797	-4.055	-4.330	-4.622	-4.934	-5.265	-5.617	-5.992	-6.391	-6.815	-7.266	
-Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utilidad Antes de Impuestos		-2.911	-3.112	-3.326	-3.554	-3.797	-4.055	-4.330	-4.622	-4.934	-5.265	-5.617	-5.992	-6.391	-6.815	-7.266	
-Imptos (33%)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utilidad Neta		-2.911	-3.112	-3.326	-3.554	-3.797	-4.055	-4.330	-4.622	-4.934	-5.265	-5.617	-5.992	-6.391	-6.815	-7.266	
+ Depreciaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
+Amortizaciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GIF (FC Operación)		-2.911	-3.112	-3.326	-3.554	-3.797	-4.055	-4.330	-4.622	-4.934	-5.265	-5.617	-5.992	-6.391	-6.815	-7.266	
-Inversiones totales	187	8	8	9	9	9	10	10	10	11	11	12	12	13	13	0	
Recuperación																332	
+Préstamos																	
- Abono Capital																	
FC sin proyecto		-187	-2.919	-3.121	-3.335	-3.563	-3.806	-4.065	-4.340	-4.633	-4.944	-5.276	-5.629	-6.004	-6.404	-6.829	-6.934

Tabla 20 – Indicadores financieros sin cargo

Valor Presente año 1 al 15:	-25.380
-Inversion	-187
VPN proyecto	-25.566
	Rechazo

Criterios aceptación:
VPN >= 0
TIR >= WACC

3.6.3 Comparativo de escenarios

ESCENARIO	VPN (Mill \$)
1 – Con cargo	18.310
2 – Sin cargo	-25.566

Con los resultados obtenidos es posible concluir, y aun sin sensibilizar las variables más significativas de la evaluación, como una planta térmica fuera del esquema remuneratorio del cargo por confiabilidad es inviable.

3.6.4 Análisis de sensibilidad

TRM y precio de combustible. Conservando los supuestos iniciales, en general el crecimiento de la TRM impacta positivamente el proyecto, ya que al incrementarse esta variable el VPN igualmente lo hace. Y ahora, si el precio del combustible se incrementa a partir de US\$3,90 bajo una misma TRM, el VPN disminuye por obvias razones (aumento de costos de producción) como se presenta en la tabla 21.

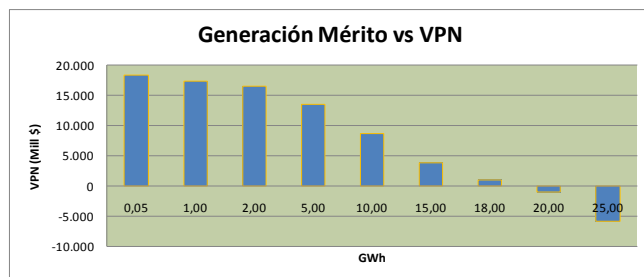
Tabla 21 – Sensibilidad TRM y Precio de combustible

VPN (Mill \$)		TRM												
18.310		1.817,78	1.900	2.000	2.100	2.200	2.285	2.400	2.500	2.600	2.700	2.800	2.900	3.000
Precio JET A1 (US\$)	3,00	21.473	21.976	22.589	23.201	23.813	24.335	25.038	25.650	26.263	26.875	27.487	28.100	28.712
	3,90	18.310	18.670	19.108	19.547	19.985	20.358	20.862	21.300	21.738	22.177	22.615	23.053	23.492
	4,00	17.958	18.303	18.722	19.141	19.560	19.916	20.398	20.817	21.236	21.655	22.074	22.493	22.912
	4,20	17.255	17.568	17.948	18.328	18.709	19.033	19.469	19.850	20.230	20.610	20.991	21.371	21.751
	4,50	16.201	16.466	16.788	17.110	17.433	17.707	18.077	18.400	18.722	19.044	19.367	19.689	20.011
	5,00	14.443	14.629	14.855	15.080	15.306	15.498	15.757	15.983	16.208	16.434	16.660	16.886	17.111
	5,10	14.092	14.262	14.468	14.674	14.880	15.056	15.293	15.499	15.706	15.912	16.118	16.325	16.531
	6,00	10.929	10.955	10.988	11.020	11.052	11.080	11.117	11.149	11.181	11.214	11.246	11.278	11.310

Generación en mérito. Centrando la atención en la generación de la planta por mérito, el supuesto inicial ha sido de 0,05 GWh-año, lo que representa una generación continua de 1,1 horas para cada año. Si esta generación aumenta, conservando el resto de variables en el supuesto inicial, el VPN desciende significativamente (Tabla 22).

Tabla 22 – Sensibilidad del VPN a la generación en mérito

		VPN (Mill \$)
		18.310
GENERACION MERITO (GWh)	0,05	18.310
	1,00	17.391
	2,00	16.423
	5,00	13.522
	10,00	8.686
	15,00	3.849
	18,00	948
	20,00	-987
	25,00	-5.823



Entre 18 y 20 GWh-año el VPN llega al límite de aceptación para el proyecto (VPN = 0), y haciendo esta generación las veces de *switching value* se encuentra que el valor de ruptura corresponde a 18,98 GWh-año (Tabla 23).

Esta generación límite equivale a generar a plena carga 420 horas al año (17 días continuos), y para el horizonte de análisis (15 años) se hablaría de 262 días en total.

Al revisar los datos históricos, y dado el creciente incremento de firmeza en el país por las grandes proyectos hidroeléctricos, tal generación límite es de mínimas probabilidades, factor que se traduce en un mínimo riesgo de cara a la aceptación del proyecto.

Tabla 23 – Generación en mérito límite para VPN=0

Microsoft Excel 12.0 Informe de respuestas			
Hoja de cálculo: [EvalFra_subasta 2015-2016.xls]ESC 1_con CXC			
Informe creado: 17/10/2011 05:16:27 p.m.			
Celda objetivo (Valor de)			
Celda	Nombre	Valor original	Valor final
\$B\$183	VPNproy	18.310	0
Celdas cambiantes			
Celda	Nombre	Valor original	Valor final
\$A\$72	Generación mérito (GWh/año)	0,05	18,98
Restricciones			
NINGUNA			

Generación en mérito y combustible. Si además de incrementar la generación en mérito también se incrementa el precio del combustible (Tabla 24), se detecta como el VPN se hace más sensible al aumento combinado de ambas variables.

Tabla 24 – Sensibilidad del VPN a la generación en mérito y al precio del JET A1

	Precio JET A-1 (US\$)						
	3,00	3,90	4,50	5,00	5,50	6,00	8,00
18.310							
0,05	21.473	18.310	16.201	14.443	12.686	10.929	3.899
1,00	21.238	17.391	14.825	12.688	10.550	8.412	-138
2,00	20.992	16.423	13.378	10.840	8.302	5.764	-4.388
5,00	20.252	13.522	9.035	5.296	1.557	-2.182	-17.139
10,00	19.019	8.686	1.797	-3.944	-9.685	-15.426	-38.389
15,00	17.786	3.849	-5.442	-13.184	-20.927	-28.669	-59.639
18,00	17.046	948	-9.785	-18.728	-27.672	-36.615	-72.389
20,00	16.553	-987	-12.680	-22.424	-32.168	-41.912	-80.889
25,00	15.320	-5.823	-19.918	-31.664	-43.410	-55.156	-102.140

A nivel de valores límite, Tabla 25, un costo del Jet A1 por arriba de los US\$7,56/gal, y una generación en mérito mayor a 1,45 GWh-año harían inviable el proyecto. Esta generación equivale a 20 días de generación a plena carga para el horizonte de evaluación del proyecto.

Tabla 25 – valores límite combustible y generación de seguridad

Microsoft Excel 12.0 Informe de respuestas				
Hoja de cálculo: [EvalFra_subasta 2015-2016.xls]ESC 1_con CXC				
Informe creado: 18/10/2011 03:21:23 p.m.				
Celda objetivo (Valor de)				
Celda	Nombre	Valor original	Valor final	
\$B\$196	VPNproy	18.310	0	
Celdas cambiantes				
Celda	Nombre	Valor original	Valor final	
\$A\$85	Generación mérito (GWh/año)	0,05	1,45	
\$B\$118	JETA1	3,90	7,56	
Restricciones				
NINGUNA				

3.6.5 Escenarios

Se configuran diferentes escenarios para la evaluación financiera al introducir variaciones en las variables más relevantes del proyecto (Tabla 26).

Tabla 26 – Escenarios de evaluación del proyecto

Resumen de escenario					
	Valores actuales:	A	B	OPTIMISTA	PESIMISTA
Celdas cambiantes:					
\$B\$33	1.818	1.818	1.818	2.181	1.454
JETA1	3,90	3,90	3,90	3,12	4,68
Pbolsa	106	85	106	127	85
Psegur	825	660	825	825	660
\$A\$85	0,05	0,05	0,20	0,05	0,20
Celdas de resultado:					
VPNproy	18.310	16.263	18.164	23.426	12.350

- **Escenario A: Precios de bolsa y seguridad inferiores en un 20%**

Al disminuir los precios de energía hasta un 20% el proyecto sigue viable con un VPN de \$16.263 mill, de manera que no se hace frágil ante estas variables para efectos de aceptación conservando el resto de variables en igualdad de condiciones.

- **Escenario B: Generaciones en mérito con incremento del 200%**

Mayor generación en el mérito para la planta hasta alcanzar cuatriplicarse respecto al supuesto inicial no impacta significativamente el proyecto.

- **Escenario Optimista: Variaciones a favor de un 20% para TRM, JET-A1 y precio de bolsa**

Bajo estas condiciones se eleva el VPN del proyecto hasta \$23.426 mill.

- **Escenario Pesimista: Variaciones en contra de un 20% para TRM, JET-A1, precio de bolsa, precio generación de seguridad y de un 200% para generación mérito.**

El proyecto se ve afectado en este escenario disminuyendo su VPN hasta \$12.350 mill pero sin comprometer su aceptación.

CONCLUSIONES

Con base en los supuestos iniciales del proyecto, la evaluación financiera de la planta Termodorada como activo de generación dentro del esquema remuneratorio del cargo por confiabilidad expresa como la planta debe permanecer en tal esquema, produciendo un VPN de \$18.310 millones. Ya, con los mismos supuestos, al extraer la planta del esquema el resultado es nefasto de manera que se comprueba para esta planta, y puede decirse que en general que para las plantas térmicas del interior del país, que fuera del cargo por confiabilidad las plantas se hacen inviables.

De las variables que intervienen en la evaluación se ha encontrado que la generación en mérito de la planta y el costo del turbo-combustible marcan la pauta. Conservando un precio del Jet A1 de US\$3,9/gal (precio promedio 2011), a partir de 17 días de generación continuos a plena carga por año el proyecto se haría inviable. Tal generación para la planta es poco probable, dada la estacionalidad del fenómeno de El Niño, que de hecho no ha arrojado generación térmica importante en el país en el largo plazo según las referencias del sector en las corridas del MPODE.

Al evaluar los distintos escenarios, ante uno de corte pesimista que involucra una generación anual en el mérito de 0,20 GWh-año y un costo de combustible de US\$4,68/gal, el proyecto es viable con un resultado para el VPN de \$12.350 Mill.

En general podría expresarse que existe cierta tranquilidad ante la variable de más alto impacto en la viabilidad del proyecto, la generación en mérito, dados los antecedentes históricos y el hecho de que ante ello las plantas térmicas del interior han tenido continuidad en el esquema del cargo en los últimos años. No puede desconocerse que ante una situación muy crítica podría comprometerse el abastecimiento de combustible líquido para todas las plantas, especialmente en lo que a logística se refiere; sin embargo, y como se vivió en El Niño 2009-2010, las plantas térmicas han dado respuesta satisfactoria incluyendo sustitución por combustible líquido.

Ante los cambios que puede tener el precio de combustible, y gracias al flujo de caja positivo del proyecto durante la operación de la planta, podría anclarse dicho precio en un valor como el considerado en los supuestos iniciales de evaluación, con lo cual se controlaría el riesgo de comprometer la viabilidad del proyecto. Esto se logra, por ejemplo, a través de una opción de compra, cuya prima podría incluso establecerse como un porcentaje de los ingresos del cargo.

El hecho de que Termodorada continúe inscrita en el cargo con combustible líquido no significa que se abandone por completo la opción de gas natural, pues ante el desarrollo de fuentes no convencionales de gas (shale, tight y gas metano asociado al carbón) podría acudir al cambio del combustible. Algo es claro, las plantas térmicas nacieron del racionamiento del país en el 92 y se configuraron como activos de respaldo, y ello significa que para que continúen como tal deben poder acceder a la remuneración del cargo por confiabilidad. Ahora, en función de una mayor confiabilidad de estos activos, si se hace necesario un cambio regulatorio que les permita realizar inversiones remuneradas (infraestructura de regasificación y/o almacenamiento de combustible).

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Resoluciones 071/2006, 085/2007, 177/2008, 056/2011.

Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia. UPME- Integral. 2005.

Formulación de un Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia. CORPOEMA – UPME. Versión preliminar. 2011

UPME-UNIVERSIDAD NACIONAL-FUNDACION BARILOCHE. PEN (Plan Energético Nacional) 2010-2030. En proceso de revisión - Julio 2010.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – Informe Anual 2008, 2009 y 2010.

<http://www.xm.com.co>

<http://www.energiaysociedad.es>

<http://www.siel.gov.co>.

<http://www.fundacionenergia.es>

Contacto:

wi3arango@hotmail.com
