



**“VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN
COMERCIAL DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA MENOR A
CARBÓN EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA
COLOMBIANO”**

**HELMUTH ANDREY HERNÁNDEZ AMAYA
JOETH ALFONSO GÓMEZ PINTO
NICOLÁS ANTONIO VERA MACÍAS**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2013



**“VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN
COMERCIAL DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA MENOR A
CARBÓN EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA
COLOMBIANO”**

**HELMUTH ANDREY HERNÁNDEZ AMAYA
JOETH ALFONSO GÓMEZ PINTO
NICOLÁS ANTONIO VERA MACÍAS**

**MONOGRAFÍA DE GRADO PRESENTADA COMO REQUISITO PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS**

ASESOR

Dr. Germán Oliveros Villamizar

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2013



NOTA DE ACEPTACIÓN

Aprobado por el Comité de Trabajos de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para adquirir el título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

Firma del Presidente del Jurado

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	8
1 MERCADO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA	10
1.1 ANTECEDENTES.....	10
1.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA	10
1.3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA	12
1.4 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	12
1.5 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA	16
1.5.1 Poder de negociación de los clientes.....	17
1.5.2 Algunos Generadores - Comercializadores y Comercializadores Puros de Energía Eléctrica en Colombia.....	18
2 PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	19
3 EXPLICACIÓN DEL PROYECTO	20
3.1 TECNOLOGÍA DE CARBÓN PULVERIZADO DE ALTA EFICIENCIA PARA CALDERAS DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS	22
3.2 COSTOS DE TECNOLOGÍA EN PLANTAS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN	25
3.3 IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A PLANTAS CARBOELÉCTRICAS Y EQUIPOS DE ABATAMIENTO UTILIZADOS PARA MITIGARLOS.....	26
4 NATURALEZA DEL NEGOCIO ASOCIADO AL PROYECTO.....	29
5 ASPECTOS TÉCNICOS, LEGALES Y SOCIALES DEL PROYECTO.....	33
5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	33
5.2 PROVEEDORES.....	33
5.3 INCORPORACIÓN DE NUEVOS JUGADORES AL NEGOCIO	33
5.4 PRECIOS Y ESQUEMA DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA... 34	
5.5 REQUERIMIENTOS LEGALES.....	35
5.6 CLIENTES POTENCIALES.....	37
5.6.1 Bolsa de Energía	37
5.6.2 Clientes Finales Industriales	37
5.6.3 Comercializadores de Energía.....	37
5.6.4 Comisionistas de Bolsa.....	38
5.7 LA MINA.....	38
5.7.1 Localización Topográfica.....	40



5.8 FACTORES RELEVANTES DE DESARROLLO Y COMPETITIVIDAD ASOCIADAS AL PROYECTO.....	43
5.8.1 Para la población (del área de influencia)	43
5.8.2 Para la región.....	44
5.8.3 Para el país	44
6 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO.....	45
6.1 INVERSIÓN DEL PROYECTO	45
6.2 ASPECTOS FINANCIEROS DEL PROYECTO.....	46
6.3 MANEJO DEL CRÉDITO PARA LA FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	47
6.4 FLUJO DE CAJADEL PROYECTO.....	49
7 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL ASOCIADA AL PROYECTO	50
CONCLUSIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53
ANEXOS.....	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Marco Legal del Sector Eléctrico Colombiano.....	11
Figura 2. Estructura Institucional del Sector Eléctrico Colombiano	12
Figura 3. Caracterización del Sector Eléctrico Colombiano.....	13
Figura 4. Evolución Demanda de Energía en Colombia.....	15
Figura 5. Gráfica de consumo por sectores en Colombia	16
Figura 6. Estructura del Mercado de Electricidad en Colombia.....	17
Figura 7. Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado Nacional - SIN.....	20
Figura 8. Esquema general de una planta de generación a carbón.....	21
Figura 9. Caldera de carbón pulverizado de quemador tangencial.....	23
Figura 10. Funcionamiento de un Ciclo Rankine con caldera a carbón pulverizado.....	24
Figura 11. Despacho Económico de las plantas del sistema en el MEM.....	30
Figura 12. Desviaciones permitidas a un programa de generación diario en el MEM	30
Figura 13. Representación visual y espacial de un proyecto	31
Figura 14. Interconexiones internacionales con Colombia	36
Figura 15. Producción de carbón por Departamentos.....	39
Figura 16. Ubicación del título GC8-09P (Achurado y delimitado entre puntos rojos).....	40
Figura 17. Panorama morfológico del sector	42
Figura 18. Contacto fallado entre las formaciones Chipaque y Plaeners.....	42
Figura 19. Afloramiento de la formación.....	43
Figura 20. Criterios para la Formulación y Evaluación del Proyecto.....	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cambios del Sector Eléctrico con la creación de la Bolsa de Energía.....	11
Tabla 2. Empresas con transacciones en el MEM a diciembre de 2012	14
Tabla 3. Capacidad Instalada por Fuente Energética.....	14
Tabla 4. Principales Comercializadores de Energía en Colombia en 2013	19
Tabla 5. Costos de Inversión Centrales Carboeléctricas Modernas	25
Tabla 6. Costos O&M en Centrales Termoeléctricas Modernas	26
Tabla 7. Costo de Combustibles en Centrales Carboeléctricas Modernas	26
Tabla 8. Emisiones Atmosféricas de Centrales Termoeléctricas Modernas	27
Tabla 9. Equipos de Abatimiento para emisión de material particulado.....	28
Tabla 10. Equipos de Abatimiento para emisión de SO ₂	28
Tabla 11. Equipos de Abatimiento para emisión de NO _x	29
Tabla 12. Generación de Residuos Sólidos.....	29
Tabla 13. Proyección precios promedio venta energía en Contratos Bilaterales.....	35
Tabla 14. Reservas de carbón bituminoso en Colombia a 2009	38
Tabla 15. Reservas de carbón en Cundinamarca y Boyacá.....	39
Tabla 16. Alinderación de la zona donde se ubicaría la mina	41
Tabla 17. Inversión del proyecto.....	46
Tabla 18. Resumen Aspectos Financieros Importantes del Proyecto	47
Tabla 19. Manejo del crédito para la financiación del proyecto.....	48
Tabla 20. Flujo de caja del proyecto a 20 años en pesos (\$)	
Tabla 21. Indicadores Financieros del Proyecto	50
Tabla 22. Cotización de referencia planta de generación eléctrica - Año 2013	58



LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO	55
ANEXO 2. COTIZACIÓN PLANTA DE 20 MW POR DONGFANG ELECTRIC Y CHEAN INDUSTRIES	57
ANEXO 3. REGULACIÓN APLICABLE A PLANTAS MENORES DE 20 MW EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN DE COLOMBIA.....	61

INTRODUCCIÓN

Al igual que el resto del mundo, la electricidad en Colombia es un servicio esencial y no admite interrupciones prolongadas ni frecuentes, dadas las condiciones de inelasticidad de la demanda. Cada tecnología utilizada para producirla, tiene características específicas como: el tiempo de construcción, la eficiencia, el costo de inversión y su vida útil, entre otros.

La existencia de dificultades prácticas en los mercados reales de electricidad (fallas de mercado), llevan a que la formación de precios de mercado, no siempre asegure una asignación eficiente de los recursos. Así, por ejemplo, aunado a que la electricidad es un bien no inventariable, los mercados eléctricos con una componente importante hidráulica (como lo es el caso colombiano), dependen de un recurso que no es provisto por el mercado (recurso hídrico), y a diferencia de otros insumos, el agua no tiene una función de oferta determinada.

Otra característica importante, es que los procesos de inversión para instalar nueva capacidad de generación son de larga maduración. Así mismo, la frecuente aplicación de *price caps* por parte del Regulador, limitan los posibles ingresos que los generadores pueden obtener del mercado.

La falta de respuesta de la demanda frente a los cambios de precio (inelasticidad de la demanda), la no determinación por parte de los consumidores del nivel de confiabilidad deseado y la inexistencia de un sustituto de la electricidad, ayudan a que cualquier mercado eléctrico, naturalmente sea incompleto, y sea necesario implementar mecanismos complementarios, tales como incentivos regulatorios. Adicionalmente, la incertidumbre asociada a la provisión del recurso hídrico conduce a una elevada volatilidad del precio de mercado (precio *spot* o precio de bolsa para el caso colombiano) que se refleja en ingresos inciertos para los generadores.

De otra parte, el hecho que la electricidad sea considerada un bien esencial, impone una característica adicional al mercado bien importante y es que el sistema requiere de una “sobre instalación casi obligatoria” y que necesariamente esto conduzca en la mayoría de los casos a que los precios marginales de los sistemas de potencia sean inestables.

En consecuencia, el cumplimiento de ciertos objetivos de la política energética, como la garantía de suministro de largo plazo y la diversificación de las fuentes de generación, deben ser acompañados de incentivos regulatorios y de una estrategia comercial de venta adecuada, en donde, se minimice el riesgo asociado en estos sistemas, a través de Contratos OTC de largo plazo.

Se explica entonces que los mercados eléctricos basados en el costo marginal (como el caso colombiano), puedan no proporcionar la señal económica requerida para incentivar la instalación de nueva capacidad, y llevan a que las autoridades regulatorias diseñen mecanismos

que complementen el mercado y que permitan transmitir a los agentes las señales económicas correctas que materialicen las directrices de los estados en lo que a política energética respecta.

Esta dificultad condujo a que en Colombia, al momento de efectuar las reformas del sector eléctrico, se introdujera desde la misma ley el concepto de generación de respaldo, que inicialmente fue reglamentado como Cargo por Respaldo y luego la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG lo desarrollara bajo la figura de Cargo por Capacidad, que estuvo vigente por diez años a partir de enero de 1997 y posteriormente migrara para convertirse en el actual Cargo por Confiabilidad.

Por tanto, se encontró indispensable implementar un esquema de remuneración que permitiera hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de manera eficiente en condiciones críticas de abastecimiento hídrico (por la alta dependencia de este recurso en nuestro sistema), a través de la estabilización de los ingresos del generador, tanto hidráulico como térmico. Este esquema está incorporado en la legislación colombiana desde la Ley 143 de 1994 - Artículo 23.

El Cargo por Confiabilidad, Cargo por Respaldo, Cargo por Capacidad o Potencia, u otro nombre que quiera dársele, es un tipo de remuneración muy específica en mercados de energía. Es muy poco común o infrecuente, que un tipo de cargo así se presente para otro tipo de servicio o *commodity*. Es así que dicho cargo, se convierte en un incentivo muy importante para que nuevas plantas se construyan y para que las existentes entreguen su atributo de firmeza al sistema.

Dadas las características técnicas del parque generador de Colombia, resultó conveniente analizar el desempeño del sistema y las señales que brinda el Cargo por Confiabilidad para que realmente se cumpla el objetivo de tener suficiencia energética y respaldo confiable en períodos críticos, razón por la cual nació la idea de instalar una planta que asegurara su despacho en la base (como lo haría una planta menor), y que adicionalmente contara con la firmeza del energético (en este caso carbón), necesario para generar a plena carga durante toda su vida útil, sin importar las condiciones hídricas del sistema (inclusive las más severas como lo podría un Fenómeno de El Niño).

Con esto, también se aseguraría la remuneración que por Cargo por Confiabilidad tiene derecho por ser una planta menor y generar por consiguiente en la base. Así, no necesitaría participar en ninguna subasta de Obligaciones de Energía Firme - OEF designadas para tal fin. Consecuentemente con lo anterior, se tendría la posibilidad de honrar los compromisos adquiridos en el largo plazo, y así contribuir a que no exista un desabastecimiento de la demanda (racionamiento) en períodos de criticidad hidrológica.

1 MERCADO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

1.1 ANTECEDENTES

Hacia finales del año 1991 el sector eléctrico colombiano era un sector netamente público conformado por diversas empresas de carácter nacional, departamental y municipal tanto en el negocio de generación como de transmisión y distribución.

Su parque de generación hidráulico representaba más del 80% de la capacidad del país y estaba distribuido en las regiones centro, occidental y sur del país. El parque de generación térmico no alcanzaba el 20% de la capacidad y estaba distribuido en las zonas norte y nororiente del país con unidades de gas en su mayoría obsoletas e ineficientes.

Luego del fuerte racionamiento sufrido por el país en el año 1992, el estado colombiano procedió a reestructurar el sector eléctrico mediante la implantación de un esquema de libre mercado de energía, la privatización de varios de sus negocios y el fomento de la inversión de capitales privados en generación, entre otras.

Adicionalmente, a partir de este racionamiento se vio la necesidad de impulsar la interconexión eléctrica con los países vecinos, la cual surgió primordialmente con miras a atender deficiencias de tipo coyuntural, pero que rápidamente mostró que la interconexión más que suplir este tipo de deficiencias podía generar beneficios permanentes para todos los países.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

El sector eléctrico colombiano se basa en un esquema que combina la división de actividades, el libre mercado, la participación abierta y la regulación por parte del Estado. Este esquema es el resultado del proceso de modernización que empezó con la promulgación de la Constitución Política de 1991 y de las Leyes 142 y 143 de 1994.

El Estado colombiano determinó que el camino más adecuado para crear un sector eléctrico eficiente era abandonar el modelo de monopolio eléctrico. Como consecuencia, el Sector Eléctrico fue abierto a capitales privados, estimuló la competencia y creó reglas para brindar una operación y administración confiables.

Otra de las innovaciones más importantes fue la división de actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

1.3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

En el ámbito institucional, se han consolidado las autoridades del sector y se tiene un sistema con separación clara de funciones, entre ellas: Dirección (Ministerio de Minas y energía), Planeación (Unidad de Planeación Minero Energética), Regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas), y Control y Vigilancia (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

Para complementar este esquema existen tres organismos que dan recomendaciones sobre la operación, las funciones comerciales y la expansión, los cuales son: El Consejo Nacional de Operación - CNO, El Comité Asesor de Comercialización - CAC y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT.

Finalmente, se tiene un operador del Sistema y un Administrador del Mercado adscritos a XM - Compañía de Expertos en Mercados.



Figura 2. Estructura Institucional del Sector Eléctrico Colombiano
Fuente: Propia

1.4 CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

Todos los negocios del sector electricidad en Colombia han alcanzado un alto grado de madurez gracias a la desregulación del mercado, que ha proporcionado inversión nacional, inversión

Al 31 de diciembre de 2012, el número de empresas registradas en cada negocio y que realizaron transacciones en el Mercado de Energía Mayorista - MEM, fue:

Agentes del mercado

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	50	44
Transmisores	11	9*
Operadores de red	30	26*
Comercializadores	92	64
Fronteras usuarios regulados	7,189	-
Fronteras usuarios no regulados	5,422	-
Fronteras de alumbrado público	403	-

*Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Tabla 2. Empresas con transacciones en el MEM a diciembre de 2012
Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados

A la misma fecha, el país contaba con una Capacidad Efectiva Neta - CEN instalada en el SIN de 14.361 MW. Comparada al 31 de diciembre de 2011, permaneció prácticamente igual (disminuyendo sólo un 0,4%), y al 31 de diciembre de 2010, fue superior en un 8,1%, debido principalmente, a la entrada en operación de la central Porco 3 con su primera unidad (180 MW) el 11 de enero, incrementándose a 370 MW el 2 de mayo, luego a 550 MW el 10 de junio para alcanzar finalmente los 660 MW el 2 de septiembre; y al aumento de la capacidad térmica en un 11.2% debido a la entrada de Termoflores 4 con 450 MW el 12 de agosto de 2011.

En particular, la capacidad con base en gas, tuvo un notorio incremento, ya que creció de 2.478 MW en el 2010, a 3.053 MW en el 2011 (aumento del orden del 23.2%).

La distribución de la CEN, por tipo de recurso o fuente energética, y su comparación entre 2011 y 2012 se puede apreciar también en la tabla:

Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2011 y 2012

Recursos	2011 MW	2012 MW	Participación %	Variación (%) 2012 - 2011
Hidráulicos	9.195	9.195	64.0%	0.0%
Térmicos	4.545	4.426	30.8%	-2.6%
Gas	3.053	2.122		
Carbón	991	997		
Fuel - Oil	314	0		
Combustóleo	167	307		
ACPM	0	678		
Jet1	0	46		
Gas-Jet A1	0	276		
Menores	635	630	4.8%	9.1%
Hidráulicos	533	591		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	55	57	0.4%	4.6%
Total SIN	14.420	14.361	100%	-0.4%

Tabla 3. Capacidad Instalada por Fuente Energética
Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados

El comportamiento de la demanda de energía en Colombia ha presentado una tendencia creciente la cual se ha sostenido desde el año 2000, incluyendo los años 2009, 2010 y 2011, pese a la crisis financiera mundial. La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2011 alcanzó los 57.157,5 GWh, con un crecimiento en términos absolutos respecto al 2010 de 1.009,9 GWh, equivalente al 1,8%, crecimiento relativo inferior al presentado en 2010 (2,7%) y similar al 2009 (1,8%).

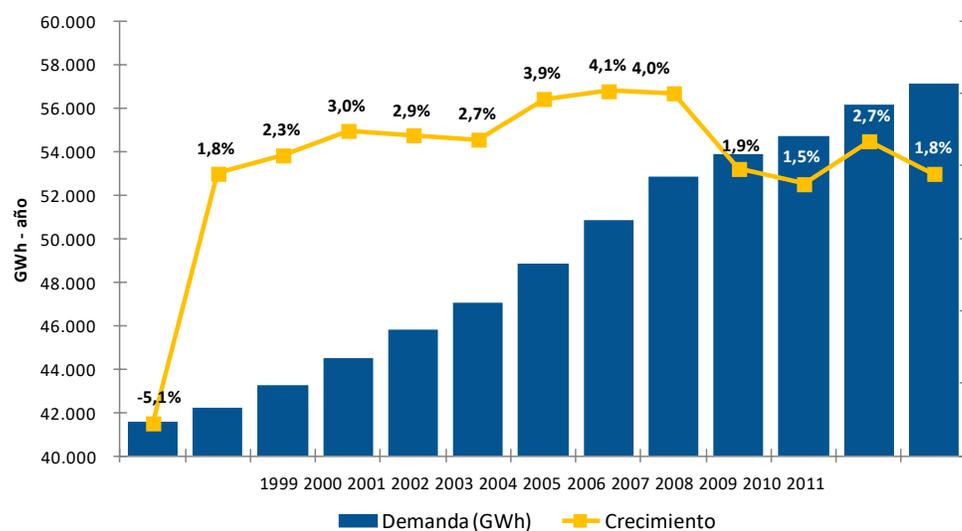


Figura 4. Evolución Demanda de Energía en Colombia
Fuente Datos: XM - Compañía de Expertos en Mercados

Así, las posibilidades de crecimiento del negocio son bastante atractivas para los inversionistas, debido al estrechamiento oferta y demanda por incremento de la demanda de energía y por complementariedad en el parque generador del país, para de esta manera reducir la dependencia de la estacionalidad en la atención de la demanda, además, en los momentos de estiaje se ayuda a disminuir el precio de la energía por menor utilización de combustibles fósiles derivados del petróleo.

Dadas las condiciones anteriores, es una gran oportunidad de negocio generar energía térmica a través del carbón, ya que el Estado está recurriendo a fuentes de energía sustitutas que permitan al país, estar preparados para una eventualidad de racionamiento como la ocurrida en los años 90's, permitiendo de esta manera el crecimiento económico del país.

En la siguiente gráfica se observa el consumo de electricidad en Colombia por sectores:

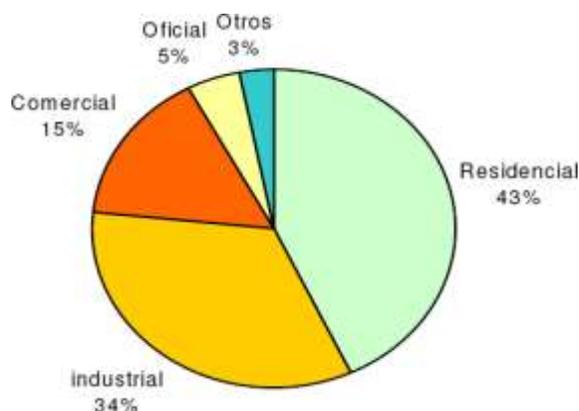


Figura 5. Gráfica de consumo por sectores en Colombia
Fuente Datos: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

1.5 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

Con el fin de introducir competencia en la generación de electricidad, la reforma eléctrica implantada en las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un Mercado Mayorista de Energía competitivo, en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad. La Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG definió los alcances de este mercado y estableció dos (2) grandes espacios para realizar sus transacciones:

- ✓ **Mercado Mayorista - MM:** En él, participan como compradores y vendedores los agentes autorizados por la Ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista. Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el Mercado de Contratos (o mercado de largo plazo) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo).
- ✓ **Mercado Libre - ML:** En él, participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores los comercializadores de electricidad. La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, en el cual los generadores que se encuentren registrados en el mismo, deben informar diariamente sus ofertas y declaración de disponibilidad, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo. El lado de la demanda no participa directamente en la Bolsa. En síntesis, la Bolsa se orienta a minimizar el costo del despacho. Los grandes consumidores no pueden acceder en forma directa al MM, ya que para hacerlo tendrían que constituirse como Empresas de Servicios Públicos - E.S.P. según lo dispuesto en la Ley. Sin embargo, pueden beneficiarse de las oportunidades de este mercado, ligando al comportamiento del mismo los acuerdos comerciales que realicen con los agentes económicos del MM. En la siguiente Gráfica se aprecia la estructura del mercado de electricidad.

En la siguiente gráfica se aprecia la estructura del mercado de electricidad:

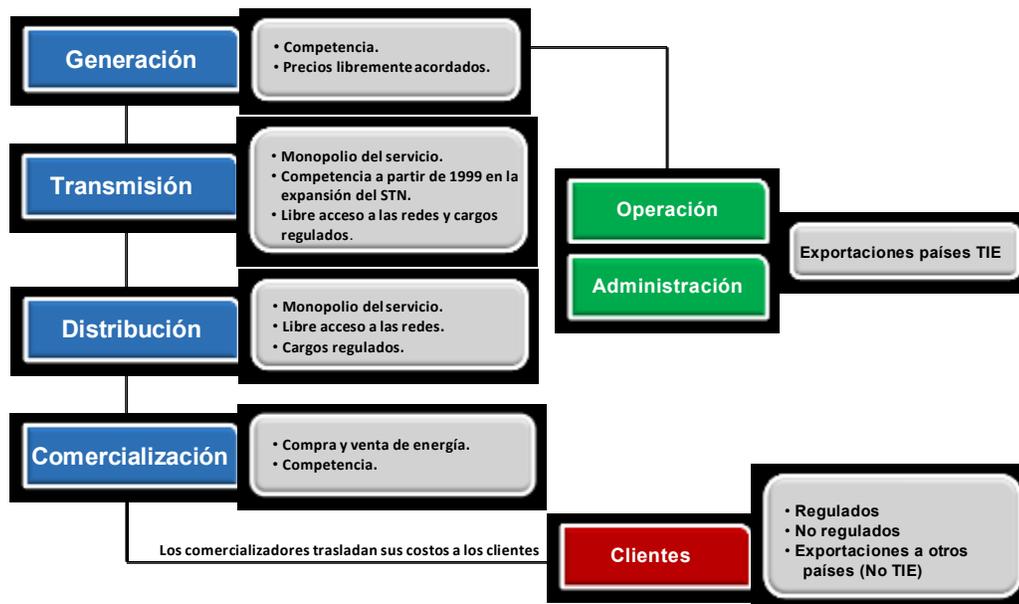


Figura 6. Estructura del Mercado de Electricidad en Colombia
Fuente: Propia

1.5.1 Poder de negociación de los clientes

La venta de energía a los comercializadores se hace mediante contratos a mediano y largo plazo, donde se establece el precio y la energía.

El Mercado de Energía Mayorista - MEM en Colombia está clasificado en: Mercado No Regulado (MNR) al que pertenecen hoy todos los clientes cuyo consumo mensual sea igual o superior a 55.000 KWh o que demanden una potencia promedio igual o superior a 100 kW, que en su gran mayoría son grandes y medianas industrias, comercio; y Mercado Regulado (MR) al cual pertenecen todos los demás clientes. En cualquier caso, los clientes deben ser representados ante el MEM por un agente comercializador.

La energía puede ser transada entre generadores y comercializadores a través de transacciones de corto plazo y mediante la firma de contratos bilaterales, ya sea por oferta pública o por negociación directa.

Los comercializadores de energía que representan clientes regulados, están obligados a hacer la compra de energía a través de oferta pública, de tal forma que garanticen un proceso de compra transparente y al menor precio. De otra parte, los clientes clasificados como no regulados pueden negociar en forma directa el precio de la energía con cualquier Comercializador.

La bolsa de energía es un sistema de transacciones en el cual los generadores y comercializadores del MEM realizan las transacciones de electricidad, mediante ofertas de precios y declaración de disponibilidad de los recursos de generación, mientras que la demanda es representada por los Comercializadores, bien sea, directamente en la bolsa o a través de contratos.

Desde el 1 de octubre de 2005, este sistema es administrado por la empresa XM - Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., adscrita a ISA, la cual tiene dentro de su objeto ejercer las funciones del Centro Nacional de Despacho - CND, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC y del Liquidador y Administrador de Cuentas de los Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional - LAC.

Estos Comercializadores trabajan con unos altos márgenes de rentabilidad, especialmente cuando se trata de proyectos de generación que tienen garantizado el combustible con el que se va a generar la energía eléctrica, razón por la cual, en este proyecto estamos seguros de que la totalidad de la energía generada tendrá una alta demanda por ellos.

1.5.2 Algunos Generadores - Comercializadores y Comercializadores Puros de Energía Eléctrica en Colombia

Los siguientes son algunos Comercializadores puros ó Generadores-Comercializadores inscritos en Colombia, los cuales serían los potenciales compradores de la energía producida por la central, por cuanto estarían en capacidad de adquirir la energía directa y libremente, sin necesidad de convocatorias públicas, dado que dicha energía estaría destinada a la atención del Mercado No Regulado y/o el respaldo de contratos de venta de energía:

Comercializadora Eléctrica de Colombia S.A. E.S.P.	COEDECO S.A. E.S.P.	Medellín
Ruitoque Energía S.A.S. E.S.P.	RUITOQUE S.A.S. E.S.P.	Floridablanca - Santander
Distribuidora & Comercializadora de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	DICELER S.A. E.S.P.	Cali
ITALCOL Energía S.A. E.S.P.	ITALCOL ENERGÍA S.A. E.S.P.	Girón - Santander
Energía Confiable S.A. E.S.P.	ECONSA E.S.P.	Barranquilla
Energía De Colombia S.A. E.S.P.	ENERCO S.A. E.S.P.	Cali
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.	ENERGÍA SOCIAL S.A. E.S.P.	Barranquilla
Energía de la Montaña S.A. E.S.P.	ENERMONT S.A. E.S.P.	Medellín - Antioquia
Enerser S.A. E.S.P. - Comercializadora de Energía S.A. E.S.P.	ENERSER S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
Gas y Electricidad S.A. E.S.P.	GELECSA E.S.P.	Bogotá D.C.
ISAGEN S.A. E.S.P.	ISAGEN S.A. E.S.P.	Medellín
COENERSA S.A. E.S.P.	COENERSA S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
Generadora Unión S.A. E.S.P.	GENERADORA UNIÓN S.A. E.S.P.	Medellín

Energía Total S.A. E.S.P.	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	Cali
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	E.P.M. E.S.P.	Medellín
EMGESA S.A. E.S.P.	EMGESA S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
AES CHIVOR S.A. E.S.P.	AES CHIVOR S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
CELSIA S.A. E.S.P.	CELSIA S.A. E.S.P.	Medellín
GENERARCO S.A. E.S.P.	GENERARCO S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	GECELCA S.A. E.S.P.	Barranquilla

Tabla 4. Principales Comercializadores de Energía en Colombia en 2013
Fuente: Comité Asesor de Comercialización - CAC

2 PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La capacidad instalada para generación de electricidad para el Sistema Interconectado Nacional comprende un 66,90% de generación hidráulica, 27,50% de generación con gas y solo 5,60% de generación con carbón y otros energéticos. Las altas participaciones de la generación con agua y gas son tan beneficiosas en cuanto a emisiones de CO₂ para el país, como perjudiciales en el evento en que se presente escasez de estos recursos energéticos.

Los fenómenos naturales recurrentes como el Fenómeno del Pacífico (El Niño) que influyen en la disminución considerable de los aportes hídricos a las cadenas hídricas de nuestro país y la incertidumbre en la disponibilidad de gas natural impulsan la búsqueda de la diversificación de la matriz energética.

Para tener en cuenta este planeamiento en la diversificación de la matriz energética se realizó un estudio de la factibilidad de generación con otras fuentes de energía para lo cual se tuvo en cuenta:

- ✓ Disponibilidad del recurso energético
- ✓ Confiabilidad en el suministro de este recurso
- ✓ Garantías en la normatividad para la generación (normatividad para generadores menores, generación distribuida, proyectos MDL, generación de energía renovable, aspectos ambientales, estabilidad de precios, etc.)
- ✓ Acceso al uso de la tecnología de generación escogida
- ✓ Factibilidad técnica - económica de esta generación (impacto en la red eléctrica, Costos de Conexión a la Red de Distribución, etc.)

Según el “Plan de Expansión Generación - Transmisión 2010 - 2024” elaborado por la Unidad de Planeamiento Minero Energético - UPME, la disminución de las reservas y la alta variabilidad de los precios de petróleo en los mercados internacionales, conllevaron a que el carbón fuera visto como una alternativa energética, teniendo como principal fundamento su

bajo costo y abundancia en el país en comparación con este otro energético. No obstante, y ante los efectos del uso del carbón sobre el medio ambiente, en los últimos años se han desarrollado formas más eficientes y limpias de convertir carbón en energía, por lo cual no habría problema en este sentido.

En Colombia, la eficiencia promedio de las plantas de carbón instaladas es de aproximadamente 34%, bastante inferior si la comparamos con el 45% de eficiencia de las plantas desarrolladas actualmente, y de las cuales se quiere hacer uso en este proyecto. Esto debe ser una de las principales motivaciones para incentivar la conversión de las plantas existentes en nuestro sistema eléctrico.

3 EXPLICACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad, la legislación colombiana busca incentivar y diversificar el portafolio de generación mediante energías alternativas, plantas menores, cogeneradores y unidades térmicas cuyo combustible sea preferiblemente distinto al gas natural (por su insuficiencia), con el fin de eliminar la dependencia de la energía hidroeléctrica (que es de aproximadamente el 65% de la capacidad instalada) y minimizar el impacto en la atención de la demanda y costo de la energía ante situaciones de escasez (Fenómeno de El Niño).

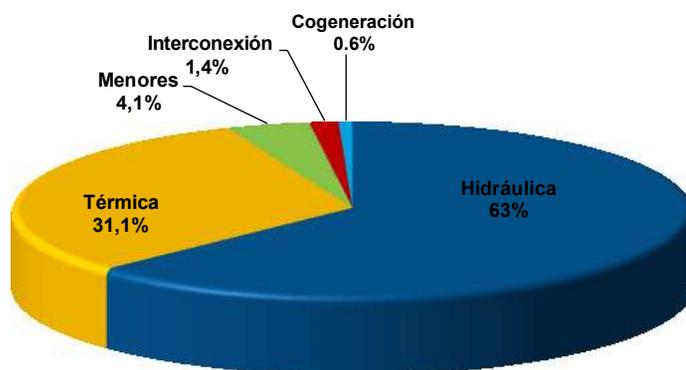


Figura 7. Capacidad Instalada en el Sistema Interconectado Nacional - SIN
Fuente: Propia

Es así como el objetivo del proyecto, consiste en evaluar financieramente la construcción y operación de un activo de generación térmico a carbón en Colombia que respalde una Obligación de Energía Firme tácita, con el fin de percibir por 20 años en principio (en caso de no repotenciarse la planta) un pago constante (en \$/kWh) por la energía entregada al sistema en condiciones de escasez o no (por ser una planta menor, NO despachada centralmente).

El carbón es la principal fuente de energía mundial, representando un poco más del 40% de la totalidad de energía producida. Se estima que actualmente hay más de 1.500 grandes plantas de

generación de electricidad a carbón en todo el mundo y otras 400 están en construcción, lo cual denota un continuo incremento de su uso y hace prever que están muy lejos de ser retiradas del mercado. Lo anterior, se soporta en su competitivo costo de inversión y operación, frente a otras alternativas energéticas, y también, por la mejora continua de su tecnología que hoy la hace menos contaminante que hace una década, acorde con las exigencias que los distintos mercados han impuesto.

La central termoeléctrica propuesta y evaluada financieramente tendrá 20 MW de potencia instalada, dividida en dos (2) módulos de generación de 10 MW cada uno, con el fin de manejar eficientemente el tema de mantenimientos; y será construida a boca de mina (es decir, que se alimentará directamente del carbón extraído de la mina por medio de una banda transportadora, evitando con esto el transporte de este combustible). Contará con un sistema de *caldera(s) supercrítica(s)* cuya tecnología sería de carbón pulverizado de alta eficiencia (diseñadas para trabajar en un rango supercrítico de vapor, esto es, alrededor de 240 bares y sobre 565 °C), con el fin de aprovechar el carbón cuya granulometría no fuera atractiva dentro de la comercialización de la mina (< 6mm conocido en la industria como “*ripio*”). Esto con el fin de optimizar los ingresos tanto de la mina como de la planta, dado que este carbón nunca se comercializa en un desarrollo minero, y por el contrario, sí se convertiría en el principal insumo para la planta.

El esquema general de la planta de generación de electricidad que aprovecharía la producción de carbón de la mina, mediante la implementación de una tecnología moderna y limpia, se muestra a continuación:

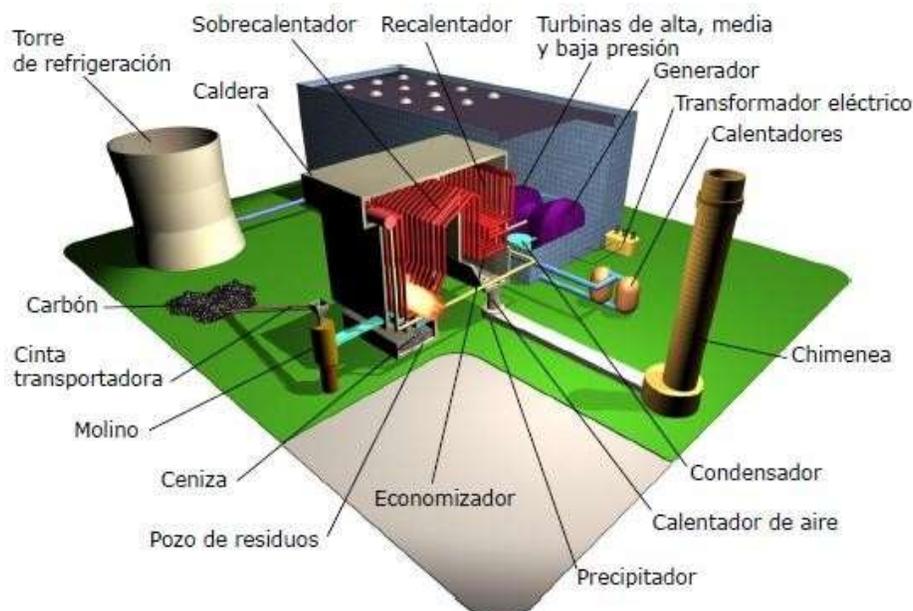


Figura 8. Esquema general de una planta de generación a carbón
Fuente: Carbunión

3.1 TECNOLOGÍA DE CARBÓN PULVERIZADO DE ALTA EFICIENCIA PARA CALDERAS DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS

El carbón ha sido durante años el combustible más utilizado para la generación de vapor, y consecuentemente, de electricidad. Debido a las características de su combustión y manejo, las tecnologías tradicionales han estado asociadas a grandes emisiones atmosféricas y considerables producciones de residuos sólidos, como ceniza y escoria.

El carbón pulverizado es una tecnología que data desde hace más de medio siglo. Los avances en este tipo de calderas corresponden al diseño y operación de las mismas en un rango *supercrítico* para el vapor de 240 bares y sobre 565 °C, donde su principal beneficio es la mayor eficiencia alcanzada respecto a sus predecesoras, las calderas de carbón pulverizado *subcríticas* (Vapor a 160 bares y 540 °C). De hecho, el desarrollo de esta tecnología seguirá esta tendencia, considerando que ya se están planificando las centrales *ultrasupercríticas*.

A continuación se describen los componentes principales del sistema de una caldera con tecnología de carbón pulverizado, que funciona de acuerdo al *Ciclo Rankine*:

- ✓ **Almacenamiento y Manejo del Carbón:** El carbón es recibido en una cancha, abierta o cubierta, la cual tiene capacidad suficiente como para almacenar el combustible necesario para el funcionamiento de la planta por días o semanas. La gestión del combustible, en el caso de utilizar más de un tipo, se hace de manera tal, que se mantenga cubierto (asegurado) el requerimiento energético.

De forma previa a su ingreso en la caldera, el carbón pasa por un proceso de conminución, reduciéndose el tamaño del mineral hasta obtener un tamaño óptimo para la combustión. Luego, el carbón pulverizado (típicamente, 80% bajo malla 200) es almacenado en un silo ó patio, desde donde se alimentarán los quemadores de la cámara de combustión de la caldera.

- ✓ **Caldera a Vapor:** El carbón pulverizado es introducido hasta los quemadores mediante suspensión de aire (*aire primario*) y, una vez introducido en la caldera, se incorpora aire (*aire secundario*) en la cantidad necesaria para producir la combustión completa del carbón. Tanto el aire primario como el aire secundario se calientan previamente por medio de un calentador regenerativo que usa el calor de los gases de escape de la combustión. De esta forma, los gases de la combustión calientan el agua que es circulada por el interior, transformándola en vapor a alta temperatura y presión (*condición supercrítica*, como ya se ha mencionado).

Dentro de las distintas alternativas de calderas a carbón pulverizado, se destacan los siguientes tres (3) tipos:

1. Quemador tangencial
2. Fogón horizontal (o de pared)
3. Sistema de combustión vertical (o de arco)

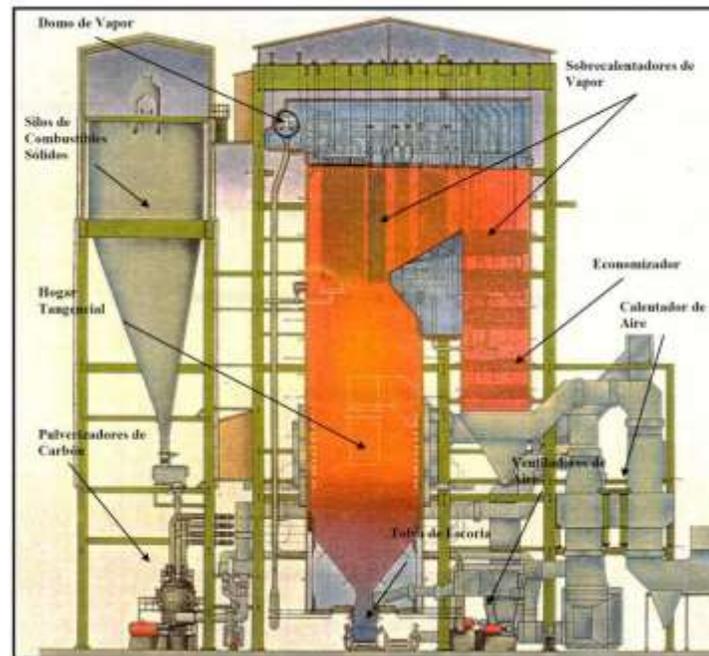


Figura 9. Caldera de carbón pulverizado de quemador tangencial
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

- ✓ **Turbina y Generador:** El vapor a alta presión y temperatura proveniente de la caldera es conducido a la turbina, donde se hace pasar haciendo girar los álabes. A su vez, el eje al que están conectados los álabes mueve al generador eléctrico, mientras el vapor que ha pasado se expande perdiendo temperatura y presión. Desde el generador, la electricidad obtenida es llevada a los transformadores, para luego ser despachada.
- ✓ **Condensador:** Desde la turbina, el vapor que sale ingresa al condensador donde, mediante intercambio térmico con ductos que se mantienen a una baja temperatura gracias a un flujo de agua fría en contracorriente, es condensado obteniendo como resultado agua caliente la cual es aprovechada como agua de reposición (*make up*) para la caldera. El condensador es necesario para lograr una operación eficiente al generar un gran diferencial de presión del vapor, bajando la presión de salida.

Se requiere un flujo constante de agua de baja temperatura en los tubos del condensador para mantenerlo a una presión adecuada y asegurar así la generación de electricidad a una mayor eficiencia. Durante el proceso de condensación el agua de enfriamiento se entibia, por lo cual se requiere de un manejo adicional de ésta, lo que termina definiendo la forma de enfriamiento de la central. En un sistema de *enfriamiento abierto*, el agua tibia se retorna a la fuente de agua (mar, río, lago, pozo natural o artificial, etc.).

En un sistema de *enfriamiento cerrado*, el agua tibia es enfriada y devuelta al condensador, lo cual se efectúa mediante torres de enfriamiento o mediante un intercambiador de calor

que utiliza grandes masas de agua (de mar, río, lago, pozo natural o artificial, etc.), donde el calor adicional que ha adquirido el agua es transferido al aire. Usualmente se utilizan sistemas de enfriamiento cerrado, ya que sólo requiere una pequeña cantidad de agua adicional (1/20 del agua consumida por un sistema abierto).

- ✓ **Sistemas de Control de Emisiones:** Del proceso de combustión realizado en la caldera, se generan gases de combustión y material particulado, los cuales deben ser tratados de forma previa a ser emitidos a la atmósfera por la chimenea, por medio de *sistemas de abatimiento de emisiones*. En todo caso, a cualquier tipo de central térmica a carbón se le puede adaptar este equipamiento adicional para hacerlas más eficientes ambientalmente, pudiendo convertir una central muy antigua en una planta moderna y eficiente en términos de impacto ambiental.

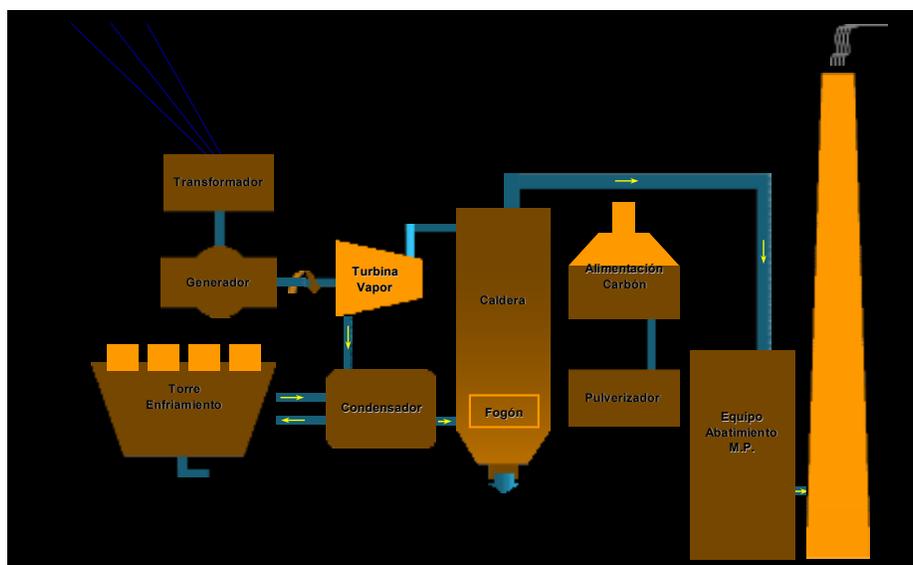


Figura 10. Funcionamiento de un Ciclo Rankine con caldera a carbón pulverizado
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

En la actualidad, casi toda la electricidad generada en el mundo a través de plantas térmicas a carbón, es producida usando sistemas de carbón pulverizado. Más del 90% del parque generador térmico a carbón instalado en el mundo, es de este tipo de tecnología.

A manera informativa, es importante destacar que países con gran crecimiento económico como la India, han elegido al carbón sobre el petróleo y sus derivados para generar electricidad, por ser más barato y menos contaminante. En este sentido, el desarrollado y/o mejora de este tipo de tecnologías, permiten a las plantas que trabajan con este combustible, reducir al mínimo las partículas agresivas. Los apagones en la India, llevaron a ese país al uso intensivo del carbón para alimentar sus centrales de generación térmicas y hoy es el quinto mayor importador de carbón del mundo, con 14 millones de toneladas anuales en promedio.

En el año 2012, este país llegó a la cifra récord de 18 millones de toneladas de carbón importadas, aunque la meta a 2017 es importar 28 millones de toneladas con el propósito de generar 75.000 MWh a partir de este energético.

3.2 COSTOS DE TECNOLOGÍA EN PLANTAS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN

Dentro de los costos asociados a este tipo de centrales, se consideran dos (2) componentes principales: El Costo de Inversión, que considera todos los esfuerzos necesarios antes de comenzar el proceso de operación de la planta, incluyendo desde el costo de las obras civiles, los equipos y componentes auxiliares, hasta el gasto asociado a estudios, mano de obra y obtención de permisos; y el Costo de O&M, el cual es un gasto asociado durante toda la vida útil del proyecto, relativo a su Operación (combustible, otros insumos y gastos de personal) y Mantenimiento.

- ✓ **Costos de Inversión:** Durante años, la industria había mantenido una tendencia a la baja en cuanto a los costos de inversión, debido a mejoras tecnológicas en la construcción de las unidades, mayor grado de estandarización (unidades tipo) y disponibilidad de recursos. Sin embargo, en los últimos cuatro (4) años, los costos han experimentado un alza sostenida debido en gran medida a la poca disponibilidad de uno de los principales insumos para la construcción de los equipos y componentes de una central térmica de cualquier tipo, como lo es el acero, material que ha bajado su disponibilidad debido a una sobredemanda a nivel mundial, lo que se suma a la menor disponibilidad de materias primas para su manufactura: níquel, hierro y cobre.

Considerando lo anteriormente indicado, a continuación se presentan los rangos asociados a la implementación de los diferentes tipos de tecnologías.

Costo (USD/kW)	Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	Lecho Fluidizado	Gasificación Integrada
Al año 2008	1000 - 1500	1250 - 1700	1600 - 2000
Al Año 2013	1600 - 2400	2000 - 2600	2500 - 3200

Tabla 5. Costos de Inversión Centrales Carboeléctricas Modernas
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

- ✓ **Costos de Operación y Mantenimiento (O&M):** Los costos de operación corresponden a los gastos que la central requiere para su funcionamiento a lo largo de su vida útil, siendo uno de sus principales componentes el precio del carbón. A su vez, el mantenimiento de las instalaciones y equipos varía en cuanto a tiempo y costos, dependiendo de la tecnología. En la siguiente tabla se presentan estos costos representativos:

Costos O&M	Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	Lecho Fluidizado	Gasificación Integrada
Costos Fijos (USD/MW-Año)	40 - 45	42 - 72	52 - 90
Costos Variables (USD/MWh)	4,5 - 8	4 - 7	5 - 8

Tabla 6. Costos O&M en Centrales Termoeléctricas Modernas
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

La variabilidad presente en los valores de la tabla anterior, se debe a las fuentes utilizadas, al avance en el desarrollo de dichas tecnologías y a la incertidumbre producida por el precio del petróleo, al cual se encuentran indexados los insumos que definen los costos.

A su vez, los costos de los combustibles, con base a sus respectivos rendimientos, varían de un tipo de tecnología a otra de la siguiente manera:

Costo Combustible (USD/MWh)	Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	Lecho Fluidizado	Gasificación Integrada
Costo Combustible	14,5	13,5	13

Tabla 7. Costo de Combustibles en Centrales Carboeléctricas Modernas
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

De conformidad con lo anterior, fue que se escogió para el proyecto la tecnología de carbón pulverizado tanto por su Costo de Inversión (la cual puede ser un 30% más económica que una de *lecho fluidizado* y hasta un 50% más que una de *gasificación integrada de ciclo combinado - GICC*), como por su bajo Costo de Operación y Mantenimiento (*O&M*) en comparación con las otras tecnologías.

3.3 *IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A PLANTAS CARBOELÉCTRICAS Y EQUIPOS DE ABATAMIENTO UTILIZADOS PARA MITIGARLOS*

Para manejar las exigencias medioambientales del país, la planta dispondrá de equipos para el tratamiento de los gases antes de ser liberados a la atmósfera, tales como lavadores de gases y sistemas de oxido-reducción y su diseño estará basado en las plantas térmicas de carbón más modernas desarrolladas en la última década en Estados Unidos, Europa y en países de Asia como China e India.

Por su tecnología de punta, estará diseñada para trabajar o no con el carbón que se extraiga de la cuenca carbonífera escogida, con lo cual no existe la necesidad de depurarlo y se ajustaría completamente a las más exigentes normas medioambientales no sólo del país sino del mundo.

Los impactos ambientales que cualquier central termoeléctrica podría generar en los principales componentes del medio ambiente serían:

3.2.1 Emisiones Atmosféricas: Para poder predecir y evaluar este impacto, la metodología considera primero las emisiones de las fuentes relativas al proyecto, para luego mediante modelos matemáticos, predecir los niveles de concentraciones que se tendrán en los receptores (personas o recursos naturales renovables, según sea el caso) presentes en el área del proyecto.

A continuación, se resumen las emisiones de cada tecnología considerada, indicándose además el tipo de equipos de abatimiento utilizado.

Tecnología	Equipos de Abatimiento (Eficiencia)	Emisiones (gr/kWh)			
		SO ₂	NO _x	MP	CO ₂
Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	FGD (95%), SCR (95%) y ESP (99%)	2,15	1,10	0,27	774
Lecho Fluidizado	Filtros Ciclónicos (96%)	1,40	0,80	0,10	852
GICC	-	0,02 - 0,14	0,05 - 0,4	0,2	710 - 780

Tabla 8. Emisiones Atmosféricas de Centrales Termoeléctricas Modernas
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

✓ **Equipos de Abatimiento de Emisiones:** Para el control de las emisiones, dependiendo de las tecnologías de generación, se consideran diferentes equipos su abatimiento. A continuación se presentan las tecnologías de abatimiento, clasificadas según contaminante que controlan.

Equipo	Características	Eficiencia
Ciclones	En esta tecnología se aprovecha la velocidad o inercia del caudal de gases de combustión, el cual entra en un equipo de forma circular en donde se ven forzados a recorrer una trayectoria helicoidal, lo cual produce una fuerza centrífuga sobre las partículas forzándolas a que se muevan hacia el exterior de la corriente gaseosa, donde por rozamiento con la pared del ciclón pierden velocidad y así se separan, cayendo en el fondo del mismo.	30% a 85%. En multiciclones, pueden llegar hasta 95%
Filtros de manga	Consiste de uno o más compartimientos aislados conteniendo hileras de bolsas de tela, en la forma de tubos redondos, planos o formados, o de cartuchos plizados. El gas cargado de partículas pasa generalmente a lo largo del área de las bolsas y luego radialmente a través de la tela. Las partículas son retenidas en la cara de las bolsas corriente arriba y el gas limpio es ventilado hacia la atmósfera. El filtro es operado cíclicamente, alternando con períodos de limpieza (aire en sentido inverso o agitación).	98% - 99,7%
Precipitador Electrostático (ESP)	Utiliza campos eléctricos para sacar las partículas de la corriente de gas y depositarlo sobre las placas del colector. A las partículas se les da una carga eléctrica forzándolas a que pasen a través de una corona, una región en la cual fluyen iones gaseosos. El campo eléctrico que atrae a las partículas cargadas hacia las paredes, proviene de electrodos que se mantienen a un alto voltaje en el centro de la línea de flujo. Los precipitadores electrostáticos se usan comúnmente para remover partículas desde flujos continuos de gases de grandes caudales, como las chimeneas de las centrales termoeléctricas.	95% - 99,3%

Lavadores de gases	Los contaminantes son removidos principalmente mediante impacto, difusión, intercepción y/o absorción del contaminante sobre pequeñas gotas de líquido. A continuación, el líquido que contiene al contaminante, es recolectado para su disposición.	50%-99%
--------------------	--	---------

Tabla 9. Equipos de Abatimiento para emisión de material particulado
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

Equipo	Características	Eficiencia
Lavadores de gas húmedos (FGD)	Estos son similares a los lavadores de gases utilizados para capturar partículas, pero en vez de agua utilizan un sorbente alcalino. La absorción es la operación de transferencia de masa en la cual, uno o más componentes solubles de una mezcla de gases se disuelven en un líquido (solvente) que tiene baja volatilidad bajo las condiciones del proceso. La diferencia entre un tipo de lavador y otro está en el sorbente utilizado, pudiendo ser caliza, dolomita o incluso agua de mar (altamente disponible). A la salida, se generan residuos líquidos donde se ha fijado el azufre removido, caudal que debe ser tratado.	90%-99,9%
Combustibles con poco Azufre	Una alternativa adicional es priorizar combustibles con bajos contenidos de azufre, debido a que las emisiones de SO ₂ son directamente proporcionales a la masa de azufre que ingresa a la cámara de combustión.	-
Lecho Fluidizado	Tal como se describió, esta tecnología logra abatir el SO ₂ al hacer reaccionar el azufre presente en la cámara de combustión con la caliza, formando yeso, producto que es posteriormente removido como ceniza de fondo y material particulado.	-

Tabla 10. Equipos de Abatimiento para emisión de SO₂
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

Equipo	Características	Eficiencia
Uso de oxígeno puro para combustión	Debido a que el aire es en un 70% Nitrógeno, al reemplazarse por oxígeno puro se obtiene una importante reducción de emisiones. De esta manera, sólo se emite el NO _x proporcional a aquel que está contenido en el combustible utilizado. En este sentido, también se utiliza para reducir NO _x un consumo limitado de aire.	90%-99,9%
Quemadores de bajo NO _x	Bajo este nombre se incluyen varias tecnologías que permiten obtener una baja formación de NO _x en la llama. Éstos permiten que el combustible y el aire se mezclen y se quemen en forma controlada, en etapas.	50% - 70%
Sistemas de Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	Consiste en introducir un agente reductor (amoníaco o urea) a la corriente de gases de escape. Luego, el agente reductor al pasar a través de un lecho catalítico reduce selectivamente los NO _x , sin reaccionar con otras sustancias tales como el oxígeno.	70% - 95%
Sistema de Reducción Catalítica No Selectiva (SNCR)	Consiste en proporcionar un agente reductor (reactivo) a la corriente de gases de escape, tal como amoníaco (NH ₃) o urea después de la combustión. El reactivo podría reaccionar con algunos otros componentes de los gases de combustión, pero, la reacción química de reducción de NO _x se ve favorecida por sobre las otras al existir un determinado rango de temperatura y por la presencia de oxígeno en los gases de combustión. Por esto se considera un proceso selectivo. Es un proceso similar al Sistema SCR, pero sin utilizar un catalizador. Esto obliga a que los gases de combustión estén a muy alta temperatura.	40% - 80%

Inyección de agua o vapor	Son usadas para turbinas a gas, aplicables en ese caso para la GICC. Consiste en inyectar agua o vapor a la cámara de combustión con el fin de absorber el calor de la llama y así bajarle la Temperatura, reduciendo así el NO _x Térmico.	40% - 80%
---------------------------	---	-----------

Tabla 11. Equipos de Abatimiento para emisión de NO_x
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

3.2.2 Generación de Residuos Sólidos y/o Afectación del Suelo: El impacto se manifiesta por la pérdida de suelo, ó, por compactación y por remoción de capa orgánica; principalmente cuando se considera la disposición de las cenizas y escoria generadas por las centrales, para las cuales se suele implementar en las proximidades de las mismas un botadero de cenizas. De esta forma, el área ocupada por el botadero recibirá el impacto.

A continuación, se presenta un cuadro con la generación de residuos sólidos provenientes de las distintas tecnologías de generación, los cuales causarían el principal impacto en esta componente.

Tecnología	Residuos Generados (gr/kWh)
Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	Cenizas: 25
	Yeso (FGD): 18
Lecho Fluidizado	Mezcla cenizas-yeso-caliza: 52,9
GICC	Escoria: 21,0
	Ceniza: 2
	Azufre: 4

Tabla 12. Generación de Residuos Sólidos
Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile

4 NATURALEZA DEL NEGOCIO ASOCIADO AL PROYECTO

Debido a incrementos en la demanda de energía y a regulaciones ambientales más exigentes, el uso del carbón en tecnologías más eficientes y menos contaminantes ha pasado de una inquietud científica a una necesidad para la sociedad de cara a la utilización de este energético como combustible para la generación de electricidad.

Esto hace que la naturaleza del negocio radique en aprovechar parte de la producción de carbón de una concesión en el interior del país para la generación de energía eléctrica mediante la implementación de una tecnología limpia, que utilizando calderas a condiciones supercríticas (técnica que por su mayor eficiencia y menor cantidad de consumo de combustibles para generar energía eléctrica), permita la emisión de una menor cantidad de gases.

La concesión (mina) en donde estaría ubicada la planta debe tener proximidad a la red eléctrica (Sistema Interconectado Nacional - SIN) y una fuente de agua constante. Por sus características técnicas y la capacidad efectiva neta “declarada” ante el SIN, tiene asegurado su despacho en la base.

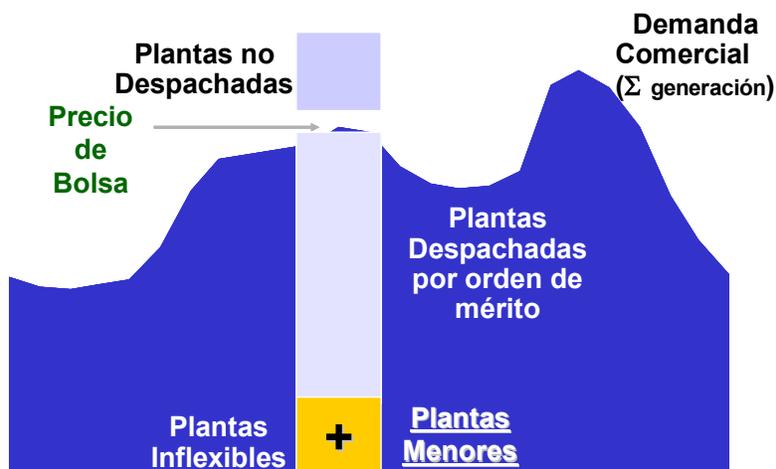


Figura 11. Despacho Económico de las plantas del sistema en el MEM
 Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados

Con esto, sólo tendría diariamente que reportar su programa de generación al Centro Nacional de Despacho - CND (el cual no sería objeto de desviaciones), sin ofertar ningún precio en la Bolsa de Energía (Mercado *Spot*), lo cual la convierte en una planta tomadora de precios en este mecanismo natural (ó cierre financiero). Así, Cada recurso de generación que se desvíe del despacho programado horario (por fuera de la franja de tolerancia del 5%), verá afectadas sus transacciones comerciales (menos las plantas menores ó <20 MW).

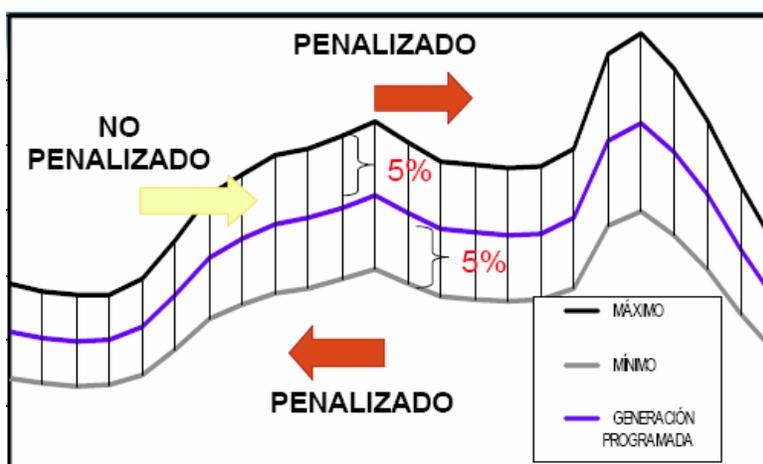


Figura 12. Desviaciones permitidas a un programa de generación diario en el MEM
 Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados

Esta planta carboeléctrica de 20 MW estaría ubicada a “boca de mina”, específicamente dentro de una concesión (título minero) para la extracción de carbón mineral, referenciada por INGEOMINAS con la placa **GC8-09P**. Lo anterior, con el fin de evitar el costo de transportar el carbón desde su lugar de producción hasta su lugar de consumo (planta), lo cual conllevaría adicionalmente a obtener una mayor protección del medio ambiente, al reducirse considerablemente las emisiones de material particulado.



Figura 13. Representación visual y espacial de un proyecto
Fuente: Grupo EBX

Adicional a lo anterior, la planta tendría asegurado el Cargo por Confiabilidad sin necesidad de participar en ninguna Subasta de Energía Firme (ENFICC), lo cual quiere decir que no devolvería CERE (mecanismo por medio del cual se liquida el Cargo por Confiabilidad), siempre y cuando genere y tenga su energía vendida en contratos bilaterales de largo plazo. Dicho esquema está soportado en unas cantidades de energía que se le remuneran todos los días a los generadores, a un precio determinado vía ventas de energía (Contratos y/o Bolsa). Estas cantidades se denominan Obligaciones de Energía Firme - OEF, las cuales son respaldadas con los activos de generación y son honradas para el caso de las plantas menores, entregando la energía diariamente en la Bolsa de Energía, con el fin de cubrir sus contratos de venta a largo plazo que se deben suscribir para dicho caso.

Los montos de dinero requeridos para cubrir los pagos de las Obligaciones de Energía Firme - OEF de todos los generadores, se convierten en una tarifa media denominada CERE (Costo Equivalente Real de la Energía), la cual se incluye en la formación del precio de bolsa, y por

ende, en el precio de los contratos a largo plazo que es un reflejo de este precio diario. Las cuentas del Cargo por Confiabilidad las maneja directamente el Administrador de Intercambios Comerciales - ASIC (Dependencia de XM S.A. E.S.P.) y se contabilizan dentro de las transacciones de la Bolsa de Energía.

Durante su proceso de producción de electricidad, la planta utilizará aproximadamente unas 200 toneladas de carbón al día para trabajar a plena carga (asumiendo el poder calorífico promedio de la mina el cual es 6.000 KCal/Kgr), totalizando 6.000 toneladas mensuales, y unas 72.000 toneladas anuales (entre 1,5 y 2 millones de toneladas durante 20 años de generación a plena carga).

Con la formulación de este proyecto, se busca diversificar el portafolio del desarrollo minero y minimizar con ello el riesgo, por cuanto se estaría complementando el negocio de extracción, transporte y comercialización de carbón con el proceso de generación y comercialización de energía eléctrica.

Un beneficio importante del proyecto de generación de energía por su característica de estar a “boca de mina” (es decir, que la planta estaría ubicada en cercanías del desarrollo minero), es la minimización del impacto ambiental causado por los sistemas de transporte del producto desde la planta hasta el lugar de consumo. Así, se estaría generando energía limpia con una componente de disminución de partículas sólidas, gases nitrosos y sulfurosos dañinos para la población más cercana a la planta.

De esta manera se obtendría una mayor rentabilidad al eliminar los costos de combustibles, seguros, mantenimiento, peajes, administración de personal que están actualmente vinculados al proceso del transporte.

Así, las minas ubicadas en el interior del país, las cuales no pueden exportar carbón por déficit en la infraestructura del transporte, podría aumentar su producción sin afectar el precio de venta del carbón, puesto que el incremento en la producción sería para el consumo de la planta de generación.

En la actualidad se producen plantas de generación a carbón con eficiencias superiores al 42%, incluso, hasta el 50%. Esta tecnología está clasificada dentro de los proyectos certificados como Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL, los cuales son generadores de certificados de reducción de emisión de gases contaminantes (CRE), que a su vez, constituyen un ingreso adicional para el proyecto.

Adicionalmente, cuando se trata de una mina de explotación de carbón tecnificada, de una alta implementación de maquinaria y por ende, alto consumo de energía, la planta de generación tendría como principal función el abastecimiento propio de energía, disminuyendo el riesgo de desatención por parte del operador de red de la zona y garantizando un menor costos por el consumo de energía eléctrica. El excedente de generación se puede entregar a la red para ser vendido a precios de bolsa y/o se puede negociar por medio de contratos bilaterales (OTC).

Adicionalmente, cualquier instalación nueva de plantas de generación ayuda a reducir el margen entre oferta y demanda, disminuyen la probabilidad de racionamiento de energía en el país, al reducir la dependencia de la generación hidroeléctrica, la cual es altamente dependiente de los factores climáticos.

Todo esto implicaría también generar empleo y desarrollo de manera directa e indirecta en la zona de influencia del proyecto, tanto por el desarrollo de la mina como por la operación comercial de esta planta de generación térmica, junto con los proyectos eco sostenibles y de economía verde que se piensan gestar en el área concesionada (área de influencia de la mina y la planta termoeléctrica cercana a las 1.070 Ha). Lo anterior, en el marco de los programas de Responsabilidad Social Empresarial que se piensan asociar al desarrollo de dichos procesos productivos.

5 ASPECTOS TÉCNICOS, LEGALES Y SOCIALES DEL PROYECTO

5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Una central termoeléctrica, es una instalación encargada de generar energía eléctrica por medio de la combustión de ciertos combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo o el gas natural. Estas sustancias, al quemarse, generan calor que es aprovechado para mover un alternador y producir dicha energía eléctrica. Estas centrales térmicas son las más económicas dentro de las instalaciones dedicadas a producir electricidad.

5.2 PROVEEDORES

La materia prima (carbón) va a ser extraída directamente de la mina en donde estará ubicada la planta Térmica, evitando la dependencia de proveedores externos. En cuanto a la oferta de insumos y herramientas para el mantenimiento de la planta se encuentran varias alternativas en el mercado que satisfacen los requerimientos en el desarrollo de la actividad.

5.3 INCORPORACIÓN DE NUEVOS JUGADORES AL NEGOCIO

Pese a que el alto nivel de inversión que se requiere para el montaje de este tipo de proyectos, hace que sea reducido el ingreso de nuevos competidores a dicho mercado, la evolución reciente de la composición hidrotérmica muestra un aumento significativo de la termoelectricidad como resultado de la entrada de inversionistas privados al percibir la necesidad de mercado por la vulnerabilidad ante la ocurrencia de eventos hidrológicos críticos.

Este incremento de la componente térmica ha implicado una mejora significativa de la calidad del parque generador, debido a la entrada de unidades nuevas, más eficientes y modernas, y al retiro de algunas unidades obsoletas. Estos avances garantizan mejores respuestas del lado de

la oferta ante eventualidades desfavorables en los aportes hidrológicos, como efectivamente ha ocurrido en los últimos eventos secos y/o de escasez (Fenómenos de El Niño).

Lo anterior, dado que el gran incremento de la demanda de los próximos años asegura la colocación de la energía a precios que aseguren la recuperación del capital, tal como se muestra en la evaluación financiera.

Para garantizar la disponibilidad de recursos destinados a abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez y asegurar la expansión de generación del sistema, se introdujo el Cargo por Confiabilidad, remunerando la inversión para las plantas mayores de 20 MW que participen en unas subastas desarrolladas para tal fin.

5.4 PRECIOS Y ESQUEMA DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA

La **Resolución CREG 086 de 1996**, reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentren conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El Artículo 3. “Opciones de las Plantas Menores” reza:

.....“Las personas naturales o jurídicas propietarias u operadores de plantas menores tienen las siguientes opciones para comercializar la energía que generan dichas plantas:

Plantas Menores con Capacidad Efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW. Estas plantas podrán optar por acceder al Despacho Central, en cuyo caso participarán en el Mercado Mayorista de electricidad. De tomar esta opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente.

En caso de que estas plantas menores no se sometan al Despacho Central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:

La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.

La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la **Resolución CREG 020 de 1996**, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados...... Resaltado y subrayado con intención.

Así, la energía generada por este proyecto, se “colocaría” (vendería) a uno de tantos comercializadores que actualmente existentes en el país, los cuales llevan éste servicio a los consumidores finales.

El precio resultaría del ejercicio entre oferta y demanda como en un mercado en competencia. Sin embargo, a continuación se presenta el escenario previsto para los precios de venta de electricidad a través de contratos de largo plazo durante los próximos diez (10) años, de conformidad con el tipo de mercado al que estaría dirigida la energía (Mercado No Regulado y/o Cubrimiento de Contratos entre agentes):

**Proyección Precios
Venta Contratos**

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Precios (\$/kWh)											
\$ Corrientes	131,55	135,50	139,56	143,75	148,06	152,50	157,08	161,79	166,65	171,64	176,79

**Tabla 13. Proyección precios promedio venta energía en Contratos Bilaterales
Fuente: Simulación MPODE (Corrida Precios Energía en Bolsa)**

5.5 REQUERIMIENTOS LEGALES

Durante casi todo el año de 1992 y principios de 1993, Colombia experimentó un severo racionamiento de energía como resultado de una prolongada sequía. Esta crisis se vio agravada por la baja disponibilidad de generación térmica y por la demora en el encargo de nuevas plantas. Como respuesta a la crisis, el Gobierno Colombiano decidió reestructurar el sector de eléctrico, involucrando al sector privado en su operación y expansión. Esta reestructuración del se inició en 1994 con la aprobación de las Leyes 142 y 143.

Ley 142 de 1994 "Ley de Servicios Públicos": Define la estructura legal para los servicios públicos domiciliarios, incluyendo los sectores de gas y energía y establece la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG como ente regulador de estos sectores, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, el Centro Nacional de Despacho - CND y el Consejo Nacional de Operación - CNO.

La Ley 142 define la distribución de energía como un servicio público domiciliario. La generación, transmisión y comercialización de energía son consideradas como actividades complementarias y también están sujetas a esta ley. De acuerdo con la ley todas las empresas de servicios públicos deben estar constituidas o como sociedades por acciones o como empresas industriales y comerciales del estado. Las empresas de generación pueden acceder a una exención de impuestos si no distribuyen dividendos.

Las empresas generadoras creadas después de la promulgación del **Decreto Ley 123 de 1995**, cuyo propósito principal sea la generación de electricidad a carbón y que llenen los requisitos ambientales correspondientes, están exentas del impuesto de renta por un período de 20 años.

Ley 143 de 1994 "Ley Eléctrica": Define la estructura legal para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. La ley asigna las siguientes responsabilidades al Gobierno:

- ✓ Promoción de la libre competencia dentro del sector
- ✓ Impedir la competencia desleal y regular los monopolios
- ✓ Proteger los derechos de los usuarios
- ✓ Regular y asegurar el cumplimiento de las normas ambientales
- ✓ Asegurar la prestación del servicio a los usuarios de bajos recursos y a las comunidades rurales
- ✓ Asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de bajos recursos y de las comunidades rurales

A 31 de diciembre de 2012, la capacidad de importación/exportación del Sistema Colombiano era de 236 MW con Venezuela y 190 MW con Ecuador. Se prevé que en dos (2) años, entre en operación la línea que interconectaría a Colombia con Panamá, y por ende con Centroamérica. Dicha interconexión en principios tendría una capacidad de 300 MW, con posibilidad de ser duplicada, con lo cual se ampliaría la capacidad para vender energía a otros países.



Figura 14. Interconexiones internacionales con Colombia
Fuente: Propia

La participación en la capacidad efectiva de generación está condensada en seis (6) agentes generadores (EMGESA, EPM, ISAGEN, CELSIA, CHIVOR y GECELCA), los cuales poseen el 73,3% de la capacidad nacional de producción, mientras que el otro 26,7% está en manos de las 37 empresas restantes.

La entrada en vigencia de la **Ley 963 de 2005 (Ley de Estabilidad Jurídica)**, a través de la cual se pueden estructurar los contratos de manera tal que se garantice que las normas identificadas como determinantes para el desarrollo de las inversiones permanezcan vigentes, protegen la inversión de cualquier modificación adversa durante la vigencia del contrato (normalmente 20 años) eliminando la volatilidad jurídica y garantizando la estabilidad del negocio en este aspecto.

5.6 *CLIENTES POTENCIALES*

La electricidad generada estará dirigida a comercializadores de energía nacionales, los cuales serán elegidos mediante un proceso de oferta de la firmeza energía en firme al mejor postor, teniendo en cuenta factores de evaluación tales como garantías, experiencia, cumplimiento, precio, capacidad financiera, etc.

Con el comercializador elegido se celebrará un contrato de venta de energía eléctrica a un plazo mínimo de un año, con precios fijos durante el mismo, prorrogable por períodos iguales con ajuste de precios de acuerdo con el incremento del IPC. Cada vez que se crea pertinente y se disponga de la energía, se puede buscar un nuevo comercializador.

5.6.1 *Bolsa de Energía*

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia transa la energía por medio de la Bolsa de Energía, siendo este el cliente natural de la energía para todo generador. En este mercado, la energía se transa al precio que determine el cruce entre la oferta y la demanda, registrando un precio para cada hora. De acuerdo con proyecciones de precio de bolsa para los próximos años, y considerando el bajo costo de producción de la energía de este proyecto, se encuentra que el precio de este mercado cubre los costos de producción y se obtienen rentabilidades atractivas para el inversionista.

5.6.2 *Clientes Finales Industriales*

Por medio de contratos bilaterales, el generador puede vender la energía a la industria final, creando su propia comercializadora. Este tipo de comercialización permite garantizar un flujo de caja regulado y predecible para minimizar la volatilidad que tienen los mercados como el transaccional de la Bolsa de Energía.

5.6.3 *Comercializadores de Energía*

Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la compra de energía en el mercado de largo plazo de energía y su venta a grandes consumidores, a empresas distribuidoras o a grupos de

consumidores con tarifa regulada. La venta de energía por este canal también garantiza un flujo de caja constante, minimizando riesgo transaccional.

5.6.4 Comisionistas de Bolsa

Es un comprador de primer orden de certificados de emisiones de proyectos MDL. Compran las llamadas Reducciones Certificadas de Emisiones (CRE) para cumplir con las obligaciones en el marco del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU - ETS).

No se excluye ningún tipo de proyecto o región, sin embargo, las actividades de comercialización del proyecto, deben observar las exigencias estipuladas en la reglamentación vigente y la Organización Mundial del Comercio.

5.7 LA MINA

En el contexto Latinoamericano, Colombia ocupa el primer lugar en la cantidad de reservas probadas de carbón bituminoso, que ascienden a 6.814 millones de toneladas en 2009. El 90% de dichas reservas se encuentran ubicadas en la zona norte del país, el restante 10% se encuentran en la zona interior del país.

Zona	Reservas Medidas M ton. 2004	Calidad BTU/Lb	Producción ton. 2004-2008
Guajira	3,933	11,586	110.9
Cesar	2,035	11,924	117
Córdoba	381	9,280	1.5
Antioquia	90	10,673	1.5
Valle	42	10,761	0.8
Cundinamarca	236	12,151	5
Boyacá	170	12,184	6.5
Santander	56	12,494	0.3
Norte de Santander	120	13,088	6.3
TOTAL	7,064		249.54

Tabla 14. Reservas de carbón bituminoso en Colombia a 2009
Fuente: INGEOMINAS - Hoy SGC

En la zona del interior del país, las **reservas probadas son cercanas a 700 millones de toneladas**, las cuales se concentran en los departamentos de **Cundinamarca**, **Boyacá**, **Antioquia** y los **Santanderes**. Específicamente en los **departamentos de Cundinamarca y Boyacá están el 57% de estas reservas**, más un potencial de 5.160 millones de toneladas en reservas indicadas e inferidas.

Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Cundinamarca	Jerusalen - Guataquí	5,19	5,34	39,09	50,38	13,044
	Guadua-Caparrapi	4,12	5,61	22,43	67,83	12,829
	Guatavita-Gesquille-Choconta	1,98	11,23	34,88	51,91	12,682
	Tablo -Río Frio- Carmen de Carupa	3,77	11,21	19,4	65,6	13,215
	Chequa-Lenguazaque	4,16	10,04	30,32	55,46	13,075
	Suesca-Albarracín	3,92	10,43	33,53	52,12	12,738
	Zipaquirá-Neusa	1,04	14,42	24,33	60,21	12,993
	Paramo de la Bolsa -Macheta	4,42	14,21	35,7	45,67	11,309
Boyaca	Chequa-Lenguazaque	3,56	10	25,19	61,25	11,439
	Suesca-Albarracín	4,69	12,18	33,71	49,42	12,420
	Tunjá -Palpa-Duitama	9,48	11,4	38,03	41,09	11,268
	Sogamoso-Jerico	4,29	9,57	30,19	55,96	13,099
	Betania	1,49	8,36	30,54	59,25	13,859
	Umbita-Laguna de Tota	5,75	13,1	38,34	42,8	11,699

Fuente: Ingeominas, Cifras, Humedad Cz, MV, CF y PC en promedio.

Tabla 15. Reservas de carbón en Cundinamarca y Boyacá
Fuente: INGEOMINAS - Hoy SGC

La producción de carbón en los departamentos de La Guajira, Cesar y Norte de Santander, es de exportación en su mayoría. **Se espera un aumento en la participación de las exportaciones de Boyacá y Cundinamarca con el proyecto del Tren del Carare.**

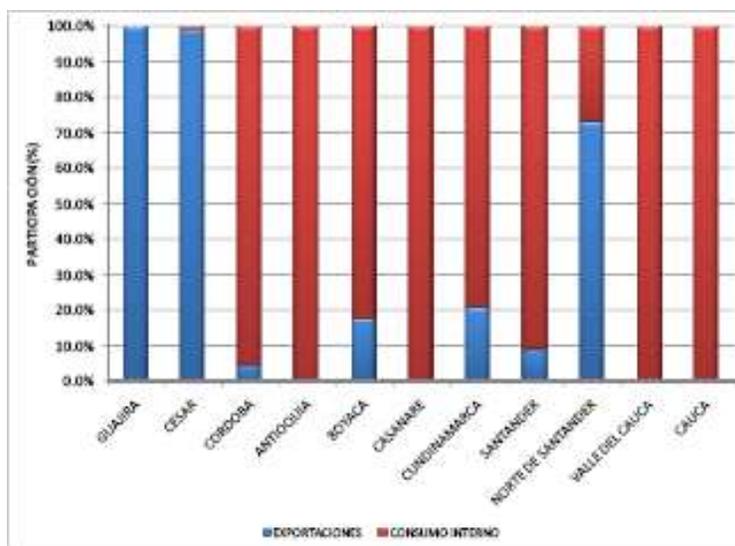


Figura 15. Producción de carbón por Departamentos
Fuente: INGEOMINAS - Hoy SGC

Por todas estas razones, se escogió una mina que se ubicara dentro de alguno de estos departamentos (concretamente Cundinamarca por su cercanía a la capital de la República). El área en donde está la mina (y estaría ubicada la planta), es un área con un alto potencial minero

para la explotación económica del carbón y la ejecución de proyectos asociados a su minería. La concesión para la extracción carbón mineral tiene una extensión de 1089 hectáreas y 9960 m² distribuidos en una misma zona.

La zona referenciada se encuentra al noreste del Departamento y se llega a ella a través de una vía carretable, ubicándose al norte de la sabana de Bogotá, específicamente en la Provincia de Almeidas del Departamento de Cundinamarca, a una distancia aproximada de 68 Km. de Bogotá, y a una altura promedio de 2585 m.s.n.m. La cabecera del municipio más cercano se ubica a 5 Km. de distancia de la autopista central.

El desarrollo minero asociado al proyecto, abarcaría unas actividades específicas las cuales son utilizadas para la exploración de carbón mineral subterráneo, lo cual implicaría también generación de empleo y desarrollo, de forma directa e indirecta en la zona de influencia del proyecto. Este costo se contempla dentro de los preoperativos del proyecto en la evaluación financiera.

5.7.1 Localización Topográfica

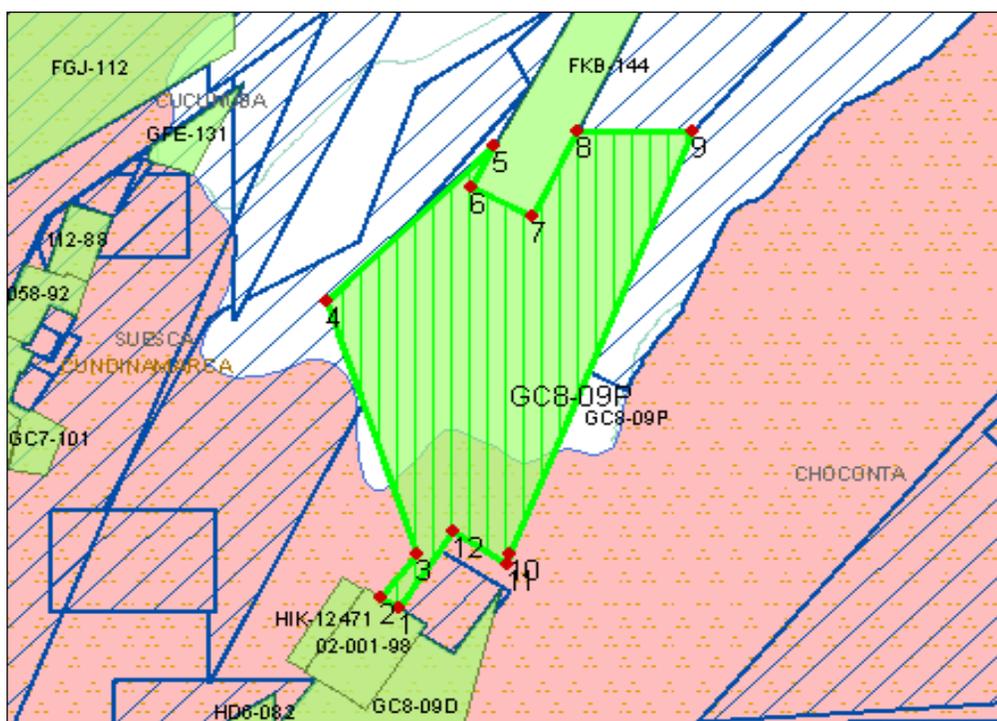


Figura 16. Ubicación del título GC8-09P (Achurado y delimitado entre puntos rojos)
Fuente: INGEOMINAS - Hoy SGC

El área de la concesión está referenciada por el INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTIN CODAZZI - IGAC en una plancha cuyas coordenadas se pueden apreciar en la siguiente tabla:

ALINDERACIÓN	COORDENADAS		
	PUNTO	NORTE	ESTE
P.A.		1055000	1032000
1		1058361	1031783
2		1059255	1032380
3		1058876	1032969
4		1059000	1033000
5		1064000	1035000
6		1064000	1033731
7		1063000	1033250
8		1063350	1032575
9		1063837	10328837
10		1062000	1031000
11		1059000	1032000
12		1058475	1031606

Tabla 16. Alinderación de la zona donde se ubicaría la mina
Fuente. Datos Expediente INGEOMINAS - Hoy SGC

Adicional al estudio realizado en estas áreas, el análisis de las mismas está basado en la información de las minas que se han trabajado en áreas contiguas.

También se cuenta con información disponible en INGEOMINAS (Hoy SGC) y las bibliotecas de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia - UPTC.



Figura 17. Panorama morfológico del sector
Fuente: Propia

Morfológicamente, el área de mayor interés y la que ocupa la mayor extensión, da una expresión típica de valles y colinas. Ésta zona se encuentra en su mayoría cubierta de vegetación, y afectada por pequeñas fallas geológicas y pliegues.



Figura 18. Contacto fallado entre las formaciones Chipaque y Plaeners
Fuente: Propia

Las rocas aflorantes de esta unidad están compuestas por arcillolitas limosas gris oscuro con intercalaciones de areniscas sub-líticas con matriz limo-arcillosa. Su carácter arcilloso da origen a geoformas onduladas con desarrollo frecuente de carcavamiento.



Figura 19. Afloramiento de la formación
Fuente: Propia

El Sector corresponde a la parte Septentrional del área. Los mantos de Carbón se ubican dentro de la Formación Guaduas, sin haberse definido en todo el lugar, su nivel de ocurrencia.

Así, con base en el espesor de los doce (12) mantos evidenciados, se pudo acreditar en el estudio de geología superficial elaborado, unas reservas superiores a las 60 millones de toneladas, que sobradamente asegurarían el suministro permanente de éste energético durante los 20 años de vida útil del proyecto (alrededor de 1,5 millones de toneladas).

5.8 *FACTORES RELEVANTES DE DESARROLLO Y COMPETITIVIDAD ASOCIADAS AL PROYECTO*

5.8.1 *Para la población (del área de influencia)*

- ✓ Mayor protección del medio ambiente, al reducirse considerablemente la emisión de material particulado nocivo para la flora y fauna.
- ✓ Mayor eficiencia en la producción, transporte y distribución - comercialización del carbón y la electricidad, por cuanto en donde se producen dichos bienes, también se consumen.

- ✓ Mejor ajuste entre oferta y demanda energética, lo que tiene como consecuencia la reducción y el equilibrio en los precios de la energía.
- ✓ Mayor inversión social e implementación de procesos productivos de “Economía Verde”, girados en torno a la producción de carbón y electricidad en la zona.

5.8.2 Para la región

- ✓ Incremento de la producción minera, lo cual dinamizará el desarrollo económico de la región.
- ✓ Disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera debido a la no utilización de vehículos para transportar el carbón desde su lugar de explotación hasta los diferentes lugares de consumo, como lo sería la planta de generación.
- ✓ Realización de obras de infraestructura nuevas y mejoramiento de las existentes, tales como las mallas viales (red de carreteras secundarias y terciarias).
- ✓ Generación de nuevas fuentes de empleo para la región (calificadas y no calificadas) y desarrollos en aspectos como el comercio, la industria y el turismo.
- ✓ Generación adicional de ingresos para la administración municipal vía impuestos, regalías y contribuciones.

5.8.3 Para el país

- ✓ Mayor ahorro energético debido a una mayor eficiencia y diversificación de la matriz nacional.
- ✓ Considerable ahorro económico, derivado del uso de un energético abundante en gran parte de la geografía nacional (carbón).
- ✓ Menor consumo de energía primaria para producir la misma cantidad de energía útil, dadas las características tan modernas y eficientes de las tecnologías a implementar tanto en la producción de carbón, como en la de electricidad.
- ✓ Menor impacto ambiental a causa de la producción, tratamiento, transporte y consumo *in situ* de los energéticos producidos (carbón y electricidad).
- ✓ Posibilidad para industrializar zonas del país alejadas de las redes de energía de alta tensión, y por ende, de los grandes centros de consumo.

6 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

6.1 INVERSIÓN DEL PROYECTO

INVERSIÓN DEL PROYECTO			
Ítem	ITEM	(%)	Valor en pesos (\$)
1	ESTUDIOS Y DISEÑOS (CUADRO SIGUIENTE)		2.815.000.000
1	Seguros y garantías		2.255.040.000
2	Costo del lote		850.000.000
3	Dotación oficinas		281.500.000
4	Dotación equipos de cómputo		281.500.000
5	Conexión al sistema interconectado		1.320.000.000
6	Valor estimado de la obra (C. D.)		15.693.485.181
7	Maquinaria central térmica (Incluidos costos de importación y montaje)		20.701.035.802
8	Maquinaria generación (Incluidos costos de importación y montaje)		9.716.190.721
9	Costos preoperativos puesta en marcha (Incluido el desarrollo minero necesario)		9.790.385.726
10	Costos de transporte marino y desplazamientos terrestres		2.937.761.321
11	Imprevistos		735.845.174
12	Otros gastos financieros		588.722.476
13	Impuesto del Cuatro por mil		314.710.953
14	Manejo fiduciario		588.722.476
15	Muebles y enseres oficina gerencia del proyecto		30.000.000
	INVERSIÓN INICIAL	93,58%	68.899.899.829

ESTUDIOS Y DISEÑOS

1	Costos de Constitución de la empresa	0,003%	2.000.000
2	Estudio y levantamiento topográfico		35.000.000
3	Estudio y diseño arquitectónico		35.000.000
4	Estudio y diseño urbanístico		20.000.000
5	Estudio y diseño paisajístico		15.000.000
6	Estudio de suelos y certificación de existencias		50.000.000
7	Estudio y diseño estructural		60.000.000
8	Estudio y diseño hidráulico y sanitario		35.000.000
9	Estudio y diseño eléctrico		60.000.000
10	Estudio montaje mecánico		75.000.000
11	Licencia de construcción		35.000.000
12	Interventoría construcción (% sobre CD)		922.500.000
13	Construcción por administración delegada		607.500.000
14	Estudios de impacto ambiental		25.000.000
15	Estudios socioeconómicos		20.000.000
16	Licencia ambiental		820.000.000
	TOTAL ESTUDIOS Y DISEÑOS	3,99%	2.815.000.000

CAPITAL DE TRABAJO

1	Mano de obra		506.724.000
2	Materia prima		612.507.055
3	Otros (Costos fijos y variables por Operación y Mantenimiento)		595.542.804
	TOTAL CAPITAL DE TRABAJO	2,43%	1.714.773.859

TOTAL INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO (\$)	70.616.673.688
--	-----------------------

TOTAL INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO (USD)	37.186.242
---	-------------------

Tabla 17. Inversión del proyecto

6.2 ASPECTOS FINANCIEROS DEL PROYECTO

La inversión total asciende a \$70.616.673.688 discriminados así:

INVERSIÓN INICIAL	PESOS (\$)	DÓLARES (USD)	(%)
Costos de constitución	2.000.000	1.053,19	0,003%
Costo del lote	850.000.000	447.604,00	1,20%
Costos preoperativos (Puesta en marcha, Dotación muebles, enseres y equipos de cómputo)	10.383.385.726	5.467.817,65	14,70%
Conexión al sistema eléctrico	1.320.000.000	695.102,69	1,87%
Costo construcción obra civil	15.693.485.181	8.264.078,56	22,22%
Costo suministro, transporte, instalación y puesta a punto de la central térmica	22.169.916.462	11.674.521,57	31,39%
Costo suministro, transporte, instalación y conexión del generador	11.185.071.381	5.889.979,66	15,84%
SUBTOTAL INVERSION	61.603.858.750	32.440.157,32	87,24%

COSTOS FINANCIEROS			
Imprevistos	735.845.174	387.490,88	1,04%
Seguros y garantías	2.255.040.000	1.187.488,15	3,19%
Otros gastos financieros	588.722.476	310.017,10	0,83%
Impuesto del Cuatro por mil	314.710.953	165.724,57	0,45%
Manejo Fiduciario	588.722.476	310.017,10	0,83%
SUBTOTAL COSTOS FINANCIEROS	4.483.041.079	2.360.737,80	6,35%

ESTUDIOS Y DISEÑOS	2.815.000.000		
CAPITAL DE TRABAJO (3 MESES NÓMINA, 5 MESES MAT. PRIMA, OTROS)	1.714.773.859		
MONTAJE EXPLOTACIÓN MINERA	2.004.320.439		
TOTAL INVERSIÓN + COSTOS FINANCIEROS	70.616.673.688	37.186.242	100,00%

RESUMEN FLUJO DE CAJA 20 AÑOS			
Ingresos por ENERGIA	700.197.827.101	368.719.234,91	90,84%
Ingresos por CRE's	0	0,00	0,00
Ingresos por Crédito	70.616.673.688	37.186.242,07	9,16%
TOTAL INGRESOS	770.814.500.790	405.905.476,98	100,00%
Administración (nómina y honorarios)	84.391.122.857	44.439.769,80	16,04%
Materia prima	53.856.547.279	28.360.477,77	10,23%
Administración	12.874.026.927	6.779.371,74	2,45%
Mantenimiento	16.253.571.312	8.559.015,96	3,09%
Impuestos y contribuciones	98.898.596.188	52.079.302,89	18,79%
Seguros	2.628.222.945	1.384.003,66	0,50%
Egresos por CRE's	0		0,00%
Montaje planta	70.616.673.688	37.186.242,07	13,42%
Servicio a la deuda	89.576.509.784	47.170.357,97	17,02%
Impuesto a la renta (30% sobre el 40% de los ingresos)	97.122.627.100	51.144.090,10	18,46%
TOTAL EGRESOS	526.217.898.079	277.102.631,95	100,00%
UTILIDAD NETA EN 20 AÑOS	244.596.602.711	128.802.845,03	

INGRESOS/EGRESOS \$ 1,46

Tabla 18. Resumen Aspectos Financieros Importantes del Proyecto

6.3 MANEJO DEL CRÉDITO PARA LA FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

MANEJO CRÉDITO DÓLARES (USD)	
Valor inversión	37.186.242
Valor inversión más comisión éxito	37.929.967
Capitalización de intereses	0
Valor de la deuda	37.929.967
Periodo	10 Años
Periodo de gracia	3 Años
Número de cuotas	14
Cuota Capitalización	0
Número de pagos semestrales	2 Semestres
Tasas de Interés	6,00% E.A.
	2,96% S.V.
	1,50% T.V.
	0,50% M.V.

Comisión de Éxito
743.725

Cuota	Cuota (USD)	Capital (USD)	Interés (USD)	Saldo (USD)
Año 0				37.929.967
1 Año	AÑOS DE CONSTRUCCIÓN			37.929.967
1 Año				37.929.967
2 Año				37.929.967
2 Año				37.929.967
3 Año	0	0	0	37.929.967
3 Año	0	0	0	37.929.967
4 Año	3.830.607	2.709.283	1.121.324	35.220.684
4 Año	3.750.513	2.709.283	1.041.230	32.511.400
5 Año	3.670.418	2.709.283	961.135	29.802.117
5 Año	3.590.324	2.709.283	881.040	27.092.834
6 Año	3.510.229	2.709.283	800.946	24.383.550
6 Año	3.430.135	2.709.283	720.851	21.674.267
7 Año	3.350.040	2.709.283	640.757	18.964.983
7 Año	3.269.945	2.709.283	560.662	16.255.700
8 Año	3.189.851	2.709.283	480.567	13.546.417
8 Año	3.109.756	2.709.283	400.473	10.837.133
9 Año	3.029.662	2.709.283	320.378	8.127.850
9 Año	2.949.567	2.709.283	240.284	5.418.567
10 Año	2.869.473	2.709.283	160.189	2.709.283
10 Año	2.789.378	2.709.283	80.095	0
11 Año	0	0	0	0
11 Año	0	0	0	0
12 Año	0	0	0	0
12 Año	0	0	0	0
13 Año	0	0	0	0
13 Año	0	0	0	0
14 Año	0	0	0	0
14 Año	0	0	0	0
15 Año	0	0	0	0
15 Año	0	0	0	0
16 Año	0	0	0	0
16 Año	0	0	0	0
17 Año	0	0	0	0
17 Año	0	0	0	0
18 Año	0	0	0	0
18 Año	0	0	0	0
19 Año	0	0	0	0
19 Año	0	0	0	0
20 Año	0	0	0	0
20 Año	0	0	0	0
Totales	46.339.898	37.929.967	8.409.931	

Tabla 19. Manejo del crédito para la financiación del proyecto



Por lo tanto, se puede ver que tanto los dos (2) años de construcción del proyecto, como el primer (1) año de operación comercial del mismo, corresponden al período de gracia que se debe otorgar para el pago del préstamo que se gestionó al 6% E.A.

Así mismo, se evidencia que a partir del segundo año de operación comercial de la planta, se empezaría a amortizar capital e intereses, con lo cual se recuperaría la inversión al décimo (10) año después de haberse desembolsado el crédito, es decir, al octavo (8) año de operación comercial.

Con esto, los indicadores financieros del proyecto son:

TIR - TASA INTERNA DE RETORNO	13,23%
VPN - VALOR PRESENTE NETO	\$28.318.683.256
PRI - PERÍODO RECUPERACIÓN INVERSIÓN	7,7 AÑOS
ENTRADA EFECTIVO POR PESO INVERTIDO	\$ 1,46

Tabla 21. Indicadores Financieros del Proyecto

Una vez se amortice completamente el crédito a partir del año diez (10), es decir, tanto la inversión como sus respectivos intereses, la TIR del proyecto aumenta a 19,64% y la entrada de efectivo al proyecto también se incrementa a \$1,78 por cada \$1 invertido.

Así, la operación comercial del proyecto permite: recuperar la inversión (\$70.616.673.688), recibir la tasa de interés pactada (6% E.A.) sobre los saldos adeudados de capital, y adicionalmente a pesos de hoy, obtener una ganancia de \$28.318.683.256.

7 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL ASOCIADA AL PROYECTO

La importancia de ejercer una debida práctica de responsabilidad empresarial, requiere que se aúnan fuerzas con diferentes grupos humanos, con el fin de asumir colectivamente y desde los distintos ámbitos de la gestión, un aporte consciente a la construcción de un mundo sostenible, que brinde oportunidades de desarrollo a la comunidad en general. En este sentido, conjuntamente con las diferentes fuerzas y grupos de interés, el proyecto se propone lograr redes de participación y colaboración que aporten al desarrollo de una sociedad más justa y equitativa para todos.

La responsabilidad social y empresarial, es la proyección de la empresa hacia la comunidad que la rodea, con el objetivo de tener interacciones armoniosas y productivas, contribuyendo a la protección y/o recuperación del medio ambiente y aportando al desarrollo social y al crecimiento económico de manera sostenible y amigable.

Según Jack y Suzy Welch, la primera responsabilidad de una empresa es desempeñarse exitosamente⁽¹⁾, así de esta manera, se podría generar empleo para la región, hacer las contribuciones de ley que le exige la reglamentación, y adicionalmente se realizar aportes al municipio para reforestaciones, educación y otras necesidades apremiantes de la región.

Considerando que se tiene planeado extraer aproximadamente 300 toneladas diarias de carbón para la planta, consecuentemente se calcula que se estaría generando aproximadamente 30 empleos de mano no calificada en la región, empleos que tendrían todo el cubrimiento parafiscal que exige el Estado.

Para la planta de generación se calcula que se requiere un total de 20 empleados, la mayoría de estos son medianamente o altamente calificados. Este tipo de empleados se buscarán primero en la región, y de no encontrarse, se buscarán en otras regiones. Sin embargo, tendrán como lugar de trabajo la zona de ubicación de la planta, lo cual ayudará al desarrollo económico de la región.

Con respecto a los aportes de ley, se destacan los aportes que por Ley 99 o Ley Ambiental tendrían que hacerse. Por este concepto, se podrían realizar aportes del orden de \$10.247 millones (corrientes) durante 20 años. Esos aportes se realizarían al municipio base de la operación productiva y a la corporación ambiental de la región. Estos recursos se destinan a protección y mitigación de impactos ambientales e inversión social.

Como compromiso propio, el proyecto prevé invertir el 1% de los ingresos en obras sociales que impacten positivamente a la comunidad, evidenciando de esta manera, el compromiso con la sociedad, el medio ambiente y la región. El 1% de los ingresos brutos que se generarían representan aproximadamente \$5.882 millones (corrientes). Sin embargo, es de aclarar que nuestra responsabilidad con el medio ambiente comienza desde el propio medio de producción, tanto para la extracción del carbón como para la generación de energía.

Para la extracción del carbón se prevé la utilización de mecanismos tecnológicamente modernos, que minimicen el impacto ambiental y conserven aun más las fuentes de agua y el estéril que es muy útil en la renovación del aire. En el proceso de generación de energía, se tiene programado la instalación de elementos que mitiguen las emisiones hacia la atmósfera, los cuales permiten una purificación del aire hasta el 95%, cumpliendo y superando ampliamente los requerimientos ambientales del Gobierno colombiano.

Consecuente con la política de Responsabilidad Social Empresarial - RSE, el proyecto planea adherirse al "Pacto Global", (*"The Global Compact"*). Con ello se sumará a esta iniciativa de la Organización de las Naciones Unidas - ONU, que agrupa a más de 4.500 entidades en el mundo, 100 de ellas colombianas, las cuales están comprometidas de manera voluntaria con los diez (10) principios señalados en el Pacto, los cuales están basados en declaraciones y convenciones universales aplicadas en cuatro (4) áreas: Derechos Humanos, Medio Ambiente, Estándares Laborales y Anticorrupción.

¹ <http://www.portafolio.co/22> de mayo de 2009

CONCLUSIONES

- ✓ El desarrollo de las tecnologías que utilizan carbón como combustible están orientadas a obtener centrales con mayores eficiencias, lo cual logran incrementando las temperaturas y presiones a las cuales trabajan sus sistemas. De esta forma, al generar mayores diferencias de temperatura entre la entrada y salida de las turbinas, mayores serán también las eficiencias del sistema.
- ✓ Las mayores eficiencias en los sistemas de generación de energía eléctrica, implican menores consumos de carbón, lo cual se traduce en una menor generación de residuos y emisiones por unidad de electricidad generada.
- ✓ Las abundantes reservas de carbón en Colombia, junto con sus excelentes calidades y sus bajos costos de producción (sobre todo en el interior del país), se constituyen en importantes fortalezas para asegurar un continuo desarrollo de este sector y sus actividades conexas en el país.
- ✓ Históricamente, el carbón se ha constituido en una pieza fundamental para el desarrollo industrial y social del país, como motor energético de la mayoría de actividades productivas y como recurso estratégico para la generación de electricidad.
- ✓ La demanda interna de carbón crecerá a una tasa del 4,7% durante los próximos diez (10) años. Se espera una demanda superior a las 6.000 KTon para el año 2013, de los cuales el sector industrial participaría con casi el 80% y el eléctrico con el 20%.
- ✓ Es evidente el enorme potencial energético del país a partir de plantas menores (incluyendo las térmicas). Tal potencial ofrece alternativas de generación de energía sostenible y económicamente atractiva en gran parte del territorio colombiano. Dentro de las innumerables ventajas que ofrecen las plantas térmicas menores para la atención de la demanda eléctrica local, se podrían resaltar:
 1. Un alto porcentaje del país posee un potencial térmico económicamente aprovechable, lo cual representa una importante solución energética para gran parte del territorio.
 2. Las plantas térmicas menores constituyen alternativas financieras atractivas que permiten la participación de inversionistas privados o entidades públicas locales en la expansión del sector.
 3. El monto de la inversión y el tiempo de construcción es mucho menor; situación que facilita la incursión de agentes privados en el negocio de generación eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ UPME (2004). *Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano*. Colombia, Bogotá. Exelsior Impresores.
- ✓ INGEOMINAS (2004). *El carbón Colombiano: Recursos, Reservas y Calidad*. Colombia, Bogotá. Dígitos y Diseños Impresores.
- ✓ THE ROYAL ACADEMY ENGINEERING (2004). *The Costs of Generating Electricity*. Inglaterra.
- ✓ UPME (2005). *La Cadena del Carbón. El carbón Colombiano: Fuente de Energía para el mundo*. Colombia, Bogotá. Dígitos y Diseños Impresores.
- ✓ MANKIW G. (2007). *Principios de Economía*. España, Madrid. Editorial Thomson.
- ✓ GAMMA INGENIEROS (2007). *Apoyo a la Implementación de Normas de Emisión para Centrales Termoeléctricas por parte de la Comisión Nacional de Energía*. Argentina.
- ✓ DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LA FLORIDA (2007). *Clean Coal Technology Selection Study*. Estados Unidos, Florida. Black & Veatch.
- ✓ MASSACHUSETTS INSTITUTE TECHNOLOGY (2007). *The Future of Coal*. Estados Unidos.
- ✓ GESTIÓN AMBIENTAL CONSULTORES (2008). *Estudio de Impacto Ambiental "Central Termoeléctrica Cruz Grande"*. Argentina.
- ✓ <http://www.upme.gov.co> - Web Site de la Unidad de Planeación Minero Energética.
- ✓ <http://www.creg.gov.co> - Web Site de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- ✓ <http://www.superservicios.gov.co> - Web Site de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- ✓ <http://www.xcm.com.co> - Web Site de la Compañía de Expertos en Mercados.
- ✓ <http://www.uc.cl> - Web Site de la Pontificia Universidad Católica de Chile.
- ✓ <http://www.worldbank.org> - Web Site del Banco Mundial.



ANEXOS



Anexo 1. Criterios para la Formulación y Evaluación del Proyecto

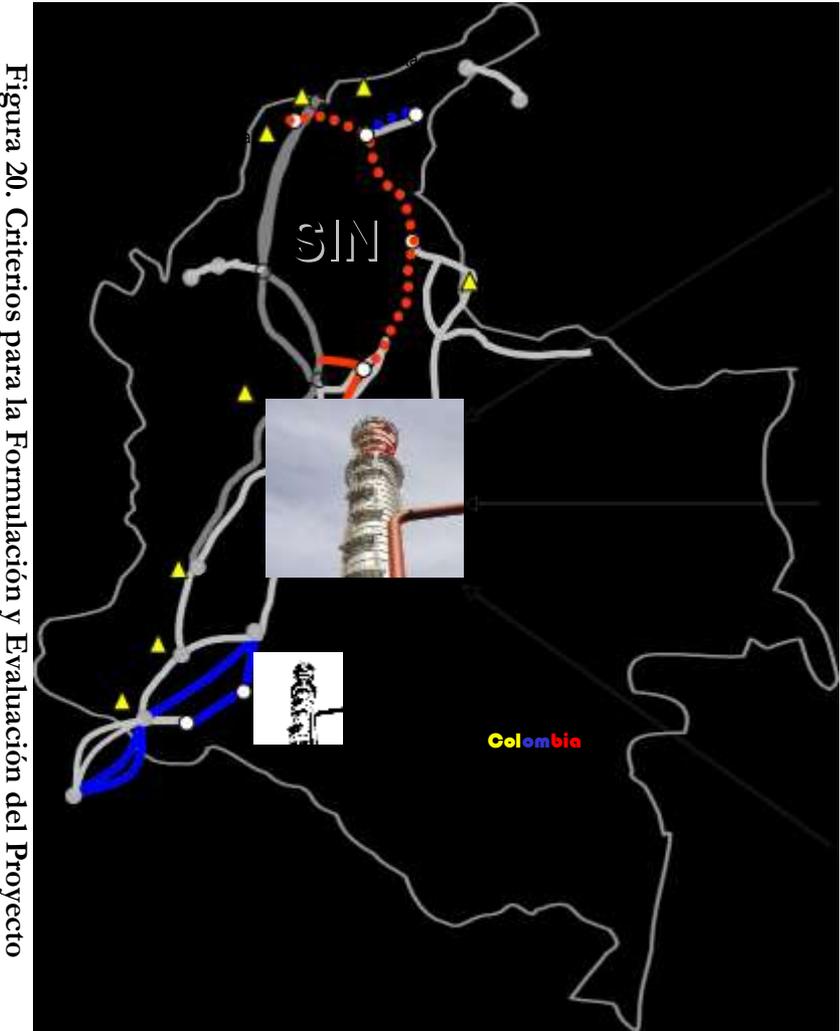


Figura 20. Criterios para la Formulación y Evaluación del Proyecto

Construcción Planta Térmica a Carbón Declarada como Menor

- ✓ Capacidad “declarada” de 19,9 MW ante el MEM.
- ✓ Construcción a “boca de mina” - PARA ELIMINAR TRANSPORTE CARBÓN.
- ✓ Mina de carbón térmico con proximidad a la red eléctrica (SIN) y a fuente de agua constante.
- ✓ NO devuelve CERE - Cargo por Confiabilidad.
- ✓ NO incurre en desviaciones.
- ✓ Reporta diariamente la programación de su generación al CND.
- ✓ NO oferta precio al CND.





**Anexo 2. Cotización Planta de 20 MW por Dongfang Electric y
Chean Industries**

A continuación se presenta la cotización de referencia para la estructuración del Contrato EPC que se celebraría con el objeto de construir y realizar el montaje de la planta de generación de 20 MW, la cual sería de fabricación china, con tecnología alemana.

Project Investment Estimate 20 MW - Total expenses list for (2×45t/h+2×N8) Power Plant			
Item	Name	Expenses (USD)	Valor en Pesos Colombianos (\$)
	Equipment cost		
1	Combustion system	2.945.933	5.594.327.133
2	Thermodynamic system	4.331.444	8.225.412.446
3	Fuel System	1.489.959	2.829.431.903
4	Ash remove System	98.984	187.970.895
5	Supply & Drainage water system	731.734	1.389.562.412
6	Demineralized water system	1.302.965	2.474.331.013
7	Electrical system	3.296.692	6.260.417.913
8	The thermal control and instrumental system	862.939	1.638.720.818
9	Subsidiary production equipment	956.847	1.817.051.989
10	Expense for internal transportation and commodities inspect	628.471	1.193.466.003
11	Expense for marine and insurance	918.534	1.744.295.318
	Subtotal (USD)	17.564.501	33.354.987.843
1	Main materials	2.091.801	3.972.329.757
2	Installation work cost (Ex large construction equipment cost)	2.436.623	4.627.146.262
3	Large construction equipment cost	483.439	918.051.345
4	Detail test & Running-in cost	725.158	1.377.075.774
5	Civil work cost (Ex foundation treatment)	5.344.017	10.148.287.573
6	Foundation treatment	1.283.128	2.436.659.756
7	Mining Development	1.055.461	2.004.320.439
8	Service fee on the site	0	0
9	Spare parts for two year	145.031	275.414.658
	Subtotal (USD)	13.564.658	25.759.285.564
	Total expenses (USD)	31.129.159	59.114.273.408

Tabla 22. Cotización de referencia planta de generación eléctrica - Año 2013

Fuente: Dongfang Electric y Chean Industries

Scope of Quotation

Design

Including method statement of civil work and process (basic design), design of construction drawing (detail design), not including feasible investigation and other consultation in beginning stage. The method statement before design of construction drawing shall be agreed and confirmed together by the Owner.

1. Equipment supply: all equipment depending on the equipment list confirmed by the construction drawing, and deliver them to the site safety, then installation and commissioning of them.
2. Installation & Commissioning: installation and commissioning of all process equipment, steam/water/gas/oil piping and cable wire listed in the construction drawing. And including work, base material, accessories and consumption material, there into all pipeline is installed at the location of boundary.
3. Project management: including technical service, site organization and coordination and project QC/QA etc. during whole project duration.

Exclusions

- a. Land requisition, civil construction and civil material and related organization and coordination work.
- b. Steam/water/gas/oil piping and cable wire etc. outside of the boundary; communication outside of the thermal power station; transportation of coal slag, ash/slag, acid, alkali and so no to outside of the plant.
- c. Soil work related to pipeline routing; tank or box made of concrete.
- d. Water and power used for construction; fuel necessary for test-run and etc.
- e. Office and living facility for staff staying in running plant; purchasing of tools and maintenance equipment.
- f. Inspection/supervision cost arose from local authority department and other management cost; cost for project authorization and so on.
- g. Civil work: including building, structure and related water supply/drainage, fire fighting, lighting for building, earthing, lightning, venting and so on.

Boundary Concerned

Steam piping: 1m. away from inside of the road in area of generation of electricity.

Make-up water: 1m away from inside of the road in area of generation of electricity.

Living water supply/drainage: 1m. away from inside of the road in area of generation of electricity.

Acid & Alkali: from acid & alkali tank (included).

Waste water: 1m away from inside of the road in area of generation of electricity.

Electrical outlet line: from the 10KV switch cabinet (included) of inlet/outlet line.

Other

According to related Chinese code, scope of boiler body includes: steel frame, protection plate, platform, handrail, top shield, steam package, internal equipment, water-cool wall system, super heater, coal-saving device, air pre-heater, combustion device, boiler wall (metal piece), doors and piping, instrument, accessory and spare parts for boiler body.

According to related Chinese code, scope of steam turbine unit includes: turbine body, steam condenser, steam extractor, heater (low-pressure), water filter, drainage, lubrication system, adjusting system and steam piping, oil piping, valve, accessory, instrument and spare parts of turbine body.

According to related Chinese code, scope of generator unit includes: generator body, excitation device, connection piece, instrument/cable/air cooler/piping/valve of the body and special tools etc.

Most of product applied is from China and with high quality, some product is from Chinese manufactory that is cooperation with overseas enterprise, and imported goods or that from foreign capital enterprise will not applied for this project.

Normally, attaching production project is mainly including test room, air compression station, gasification station, maintenance room, warehouse and some other accessorial facilities. For this project, there are air compression station and gasification station; other (like warehouse, maintenance room) will use the existing facilities of Owner's, or use local facility (like electrical test room etc.). Because the site condition is not confirmed, there are only above stations which are necessary for production included here.

Anexo 3. Regulación aplicable a plantas menores de 20 MW en el Sistema Interconectado Nacional - SIN de Colombia

1. Resolución CREG 086 de 1996

Esta resolución es la norma fundamental que reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentren conectadas al Sistema Interconectado Nacional - SIN. Los dos (2) tópicos principales que trata esta norma, son:

✓ **Generación con Plantas Menores**

Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva neta “declarada” ante el SIN menor a 20 MW, las cuales a su vez se subdividen en:

- i) Menores de 10 MW
- ii) Mayores o iguales de 10 MW y menores de 20 MW

Estas pueden ser operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercialicen esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. El régimen de estos últimos agentes, está contenido en la **Resolución CREG 084 de 1996**.

Las plantas menores con capacidad efectiva menor de 10 MW, no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto no participarán en el Mercado Mayorista de electricidad. La energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

- i) La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (1 \$/kWh) indexado conforme a lo establecido en la **Resolución CREG 005 de 2001** (Modificado por la **Resolución CREG 032 de 2001**).
- ii) La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la **Resolución CREG 020 de 1996**, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
- iii) La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados (Modificado por la **Resolución CREG 039 de 2001**).

✓ Condiciones para la Conexión al SIN

Las condiciones para la conexión al STN de las Plantas Menores son las contenidas en las **Resolución CREG 001 de 1994** (Artículos 21, 22 y 23), y para la conexión a los STR o SDL son las contenidas en la **Resolución CREG 003 de 1994** (Artículos 18, 19 y 20).

El transportador (del STN, STR o SDL) tiene la obligación de suministrar toda la información técnica requerida por el propietario de la Planta Menor para realizar los estudios de conexión de su planta generadora. El plazo máximo que tiene el transportador para entregar la información solicitada a partir del momento en que recibe la solicitud, es de dos (2) meses.

Cuando el estudio de conexión de la Planta Menor lo realice el transportador, éste no podrá tomar un tiempo mayor a tres (3) meses para entregar los resultados. En todo caso el costo del estudio será a cargo del propietario de la Planta Menor. Las condiciones técnicas de la conexión deben sujetarse a los códigos y reglamentos vigentes. El contrato de conexión entre el transportador y el propietario de la Planta Menor se acuerda libremente entre las partes.

2. Resolución CREG 024 de 1995

De acuerdo con lo definido en el ANEXO A-3, mediante la Función Liquidación de transacciones (SICLIQU) de esta norma, el ASIC debe "...determinar los pagos a efectuar a los generadores registrados ante el Administrador del SIC que no están despachados centralmente, por concepto de energía generada y no contratada". Para cumplir esta función, el ASIC debe tener disponible la información necesaria sobre la energía de Plantas No Despachadas Centralmente, pues de lo contrario, asume que la energía se está transando directamente en la Bolsa.

En el aparte "Definiciones" de este mismo anexo, modificado por el Artículo 11 de la **Resolución CREG 112 de 1998**, se establece que: "Los Generadores No Despachados Centralmente y registrados ante el ASIC, no se considerarán para propósitos de fijar Precios en la Bolsa de Energía; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al precio en la Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva"

Las plantas de generación no sometidas al despacho central también están sujetas a las normas del Reglamento de Operación y pueden ser objeto de la actividad de liquidación del ASIC en los términos y condiciones establecidos en dicho reglamento. Concretamente, el Anexo A-3 de esta norma indica que el ASIC debe determinar los pagos que se deban realizar a los generadores que no son despachados centralmente por concepto de la energía que hayan generado y que no esté contratada, y que esta energía será liquidada al precio de bolsa para la hora respectiva. El incumplimiento de estas disposiciones para el registro de contratos de plantas menores no sometidas al despacho central, da lugar a que su energía generada se liquide al precio de bolsa y al recaudo del CEE sobre ella.

3. Resolución CREG 006 de 2004

A partir de la entrada en vigencia de esta resolución (1 de marzo de 2003), toda la energía que se inyecta en el SIN, sin importar si se genera como consecuencia del despacho central o no, debe ser medida por una frontera comercial, registrada adecuadamente ante el ASIC y es considerada por éste para efectos de hacer el balance de la energía de cada agente y correr las liquidaciones correspondientes.

4. Resolución CREG 070 de 1998

En su Anexo General (Capítulo 4 - Condiciones de Conexión, Numeral 4.5), se establece el procedimiento para la conexión de generación, refiriéndose a que en el caso de Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores que proyecten conectarse directamente a un STR y/o SDL, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique, según lo dispuesto en las **Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996** y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

5. Resolución CREG 071 de 2006

Mediante esta resolución y sus demás modificaciones, se adoptó la metodología y otras disposiciones para la remuneración del incentivo denominado Cargo por Confiabilidad, otorgado por el Gobierno Nacional en el marco del Mercado de Energía Mayorista colombiano. Las normas contenidas en esta resolución hacen parte del Reglamento de Operación.

De este modo, para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF y de la construcción de la función de demanda de la Subasta se descontará de la Demanda Objetivo, la Energía Firme - ENFICC de las Plantas No Despachadas Centralmente que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir demanda del período de vigencia a subastar.

Asimismo, el Parágrafo del Artículo 20 establece que las Plantas y/o Unidades de Generación No Despachadas Centralmente no participarán en la Subasta o mecanismo que haga sus veces, para la asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF. Por consiguiente, su Obligación Diaria de Energía Firme - ODEF será igual a su Generación Ideal. La liquidación del Cargo por Confiabilidad para las Plantas No Despachadas Centralmente, considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa.

De conformidad con lo anterior, y para efectos de lo dispuesto en el Anexo 8 de esta norma, las Plantas No Despachadas Centralmente solo recaudarán Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.