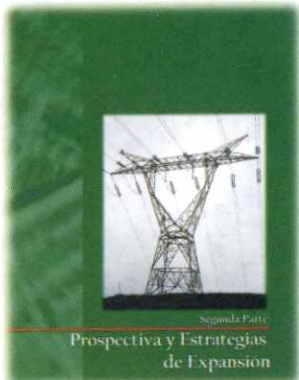
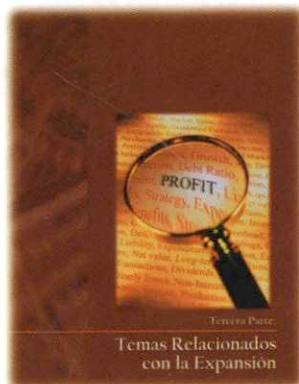
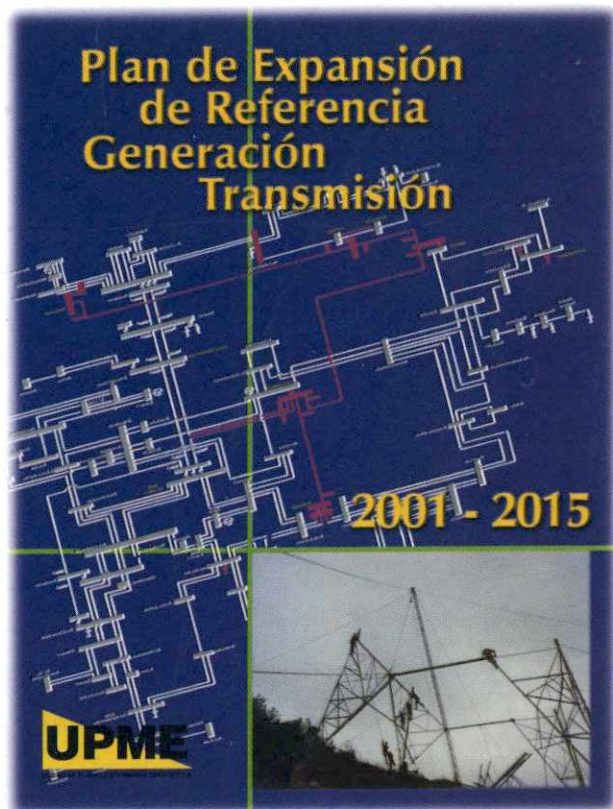


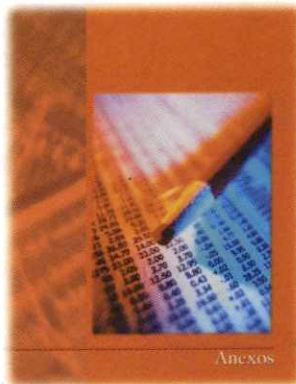
Primera Parte
El Diagnostico



Segunda Parte
Prospectiva y Estrategias
de Expansión



Tercera Parte
Temas Relacionados
con la Expansión



Anexos



MINISTERIO DE
MINAS Y ENERGIA



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



Av. 40A No. 13-09 Pisos 5 y 14 Edificio UGI PBX: 287 5334 Fax: 573 3325 - 288 7419
Línea gratuita: 9800 11729 E-mail: info@correo.upme.gov.co - www.upme.gov.co
Bogotá, D.C. - Colombia

**Plan de Expansión
de Referencia**

Generación - Transmisión



2001 / 2015

Bogotá, D.C., 12 de octubre de 2001



REPÚBLICA DE COLOMBIA



MINISTERIO DE MINAS
Y ENERGÍA



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Ministro de Minas y Energía

Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Viceministro de Minas y Energía

Eva María Uribe Tobón

Director General Upme

Julián Villarruel Toro

Subdirector de Planeación Energética

Camilo Torres Trujillo

Elaboró

Subdirección de Planeación Energética
con la asesoría del Comité Asesor del Planeamiento
de la Transmisión –Capt–

Equipo de Trabajo

Claudia Estrada M.
Gilberto Jaimes F.
Jaime Orjuela V.
Jorge Ramírez G.
José Vicente Dulce C.
Juan Carlos Posada V.
Manuel Gómez P.
María Cecilia Concha A.
Mauricio Llanos B.
Oscar Urrea R.

Diseño e Impresión

Gráficas Ducal Ltda.
PBX: 341 7434
Bogotá, D.C. - Colombia

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2001 - 2015

INTRODUCCIÓN	9
PRIMERA PARTE: EL DIAGNÓSTICO	11
1 EL SECTOR ELÉCTRICO A FINALES DEL AÑO 2000	14
1.1 Situación Económica y Energética	14
1.1.1 La Economía Colombiana al Final de los Años 90	14
1.1.2 Economía y Energía	14
1.1.3 Electricidad, Economía y Energía	15
1.2 Evolución Reciente del Mercado Eléctrico	15
1.2.1 Demanda	15
1.2.2 Comportamiento del Consumo Final de Electricidad	17
1.2.3 Oferta	21
Generación de Electricidad	21
Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	22
Bolsa de Energía	22
Precios en el Mercado Mayorista	24
Deuda, Recaudo y Cartera	24
1.3 Evolución Reciente del Sistema de Transmisión Nacional	25
1.3.1 Disponibilidad del STN	25
1.3.2 Costo de las Restricciones	27
1.3.3 Desarrollo de la Expansión del STN	30
Obras Recientes	30
Avance de los Procesos de Convocatorias para la Ejecución de Obras Resultantes del Plan de Expansión	30
1.4 Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica	32
SEGUNDA PARTE: PROSPECTIVA Y ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN	35
2 PROSPECTIVA	38
2.1 Tendencias Internacionales	38
2.1.1 Crecimiento de la Industria Eléctrica	38
2.1.2 Transformaciones Estructurales	39
2.1.3 Mayor Uso de Gas Natural en la Generación	39
2.1.4 La Situación Eléctrica en Centro y Sur América	40
2.2 Tendencias Nacionales	41
2.2.1 Aspectos Coyunturales	41
2.2.2 Aspectos Estructurales	42
2.3 Escenarios de Demanda de Electricidad 2001 – 2015	42
2.3.1 Supuestos e Información Básica	42
2.3.2 Metodología de Proyección	42
2.3.3 Supuestos para la Proyección	43
2.3.4 Escenarios de Proyección de la Demanda de Potencia Eléctrica	45
2.4 Disponibilidad de Recursos y Precios de los Combustibles	46
2.4.1 Recursos Renovables	46
2.4.2 Recursos No Renovables	47

3	ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	54
3.1	Generación de Corto Plazo 2001 – 2005	54
3.1.1	Aspectos Generales	54
	Proyectos de Generación Registrados	54
	Retiro de Unidades de Generación	54
3.1.2	Alternativas de Corto Plazo	56
3.1.3	Confiabilidad de las Alternativas de Corto Plazo	59
3.1.4	Sensibilidad al Retiro de Plantas en el Corto Plazo	60
3.1.5	Resultados de Corto Plazo	61
3.1.6	Conclusiones del Corto Plazo	67
3.2	Estrategias de Largo Plazo 2006 – 2015	67
3.2.1	Aspectos Generales	67
3.2.2	Largo Plazo 2006 – 2010	67
3.2.3	Evaluación de la Confiabilidad en el Largo Plazo	68
3.2.4	Resultados de los Análisis de Largo Plazo	69
3.2.5	Conclusiones del Largo Plazo	72
3.2.6	Largo Plazo 2011 – 2015	72
4	EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	74
4.1	Enfoque del Análisis para la Revisión del Plan	74
4.2	Información Básica	75
4.3	Análisis de Corto y Mediano Plazo	76
4.3.1	Despachos de Generación	76
4.3.2	Estudios Eléctricos	77
4.3.3	Análisis Eléctricos Complementarios	80
4.4	Identificación de Alternativas de Expansión del STN	80
4.4.1	Análisis de la Solución para el Área Nordeste	81
4.4.2	Análisis de la Solución para el Área del Centro	82
4.5	Evaluación Económica de la Solución Propuesta para el Área de Nordeste	82
4.6	Seguimiento a las Pérdidas	85
4.6.1	Pérdidas Esperadas en el STN	85
4.7	Definición de las obras del Plan 2001	89
4.7.1	Definición de los Procesos de Convocatoria Pública Internacional a Realizar	89
TERCERA PARTE: TEMAS RELACIONADOS CON LA EXPANSIÓN		91
5	INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	94
5.1	El Caso Colombiano	94
5.2	Aspectos Institucionales, Regulatorios y Operativos	96
5.3	Barreras para la Integración de los Sistemas Eléctricos	101
5.4	Conexiones Internacionales – Aspectos Técnicos	101
5.4.1	Interconexión Colombia – Ecuador	101
5.4.2	Interconexión Colombia – Venezuela	101
5.5	Viabilidad de Exportación de Energía hacia Venezuela	102
5.5.1	Análisis de Casos	103
5.5.2	Resultados	104
6	ASPECTOS RELEVANTES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	106
6.1	Amenazas Contra el Esquema del Sector Eléctrico Colombiano	106
6.1.1	Coordinación Entre la Regulación y el Control	107

6.1.2	Separación de Roles entre el Sector Público y el Sector Privado	108
6.1.3	Competencia y Precios en el Mercado Mayorista	109
6.1.4	Situación Financiera de las Empresas de Distribución bajo el Control del Gobierno Central	110
6.1.5	Administración de las Distribuidoras de Electricidad	112
6.1.6	Transferencia de Fondos para Cubrir Subsidios	114
6.1.7	Conflicto Armado Interno y Volatilidad de los Precios en Bolsa	115
6.1.8	Remuneración de la Actividad de Distribución	116
6.2	¿En qué se Refleja la Amenaza al Esquema?	116
6.2.1	Remuneración de la Confiabilidad en la Generación	116
6.2.2	Balance entre Competencia e Inversión en el Sistema	117
6.3	Acciones Gubernamentales Respecto de las Distribuidoras del Interior	117
6.4	Acciones Adicionales Propuestas para Superar la Situación	118
6.4.1	Fortalecer la Coordinación entre la Sspd y la Creg	118
6.4.2	Definir el Papel del Estado en el Sector	118
6.4.3	Mejorar el Desempeño Técnico y Financiero de las Empresas de Distribución	119
6.4.4	Adecuar los Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico	119
6.4.5	Generar Señales de Largo Plazo	119
7	COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA	122
7.1	Costos de Gestión Ambiental en la Generación	122
7.1.1	Alternativas de Corto Plazo	122
7.1.2	Estrategias de Largo Plazo	124
7.2	Análisis Comparativo Estrategias	128
7.2.1	Costos Potenciales Etapa de Operación	128
7.2.2	Indicadores de Impacto Potenciales	129
7.2.3	Pago de Transferencias por Ventas de Energía e Inversión del 1%.	131
7.3	Costos de Gestión Ambiental en Transmisión	132
7.3.1	Costos Potenciales en Etapa de Construcción	132
7.3.2	Costos Potenciales en Etapa de Operación	134
7.3.3	Indicadores de Impacto Potenciales	134
ANEXOS		137
Anexo A	Descripción de Eventos y Disponibilidad de Subsistemas Eléctricos del Sistema de Transmisión Nacional. Periodo Junio 2000 - Junio 2001	139
Anexo B	Metodología de Planeamiento del STN	145
Anexo C	Evaluación del Impacto del Atraso del Tercer Circuito 500 Kv	149
Anexo D	Proyectos de Expansión de los Principales Operadores de Red en los STR´S y SDL´S. Horizonte 2001 - 2006	157
	- Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	158
	- CODENSA S.A. E.S.P.	159
	- Electricaribe - Electrocosta S.A. E.S.P.	160
	- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	164
	- Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.	164
	- Empresas Públicas de Medellín	165
	- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	166
Anexo E	Nivel de Cortocircuito en las Subestaciones del STN	171
Anexo F	Costos Indicativos de Capacidad y Energía del Sistema Interconectado Nacional	175

INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética presenta a los agentes involucrados y relacionados una cuantificación y análisis de las perspectivas de desarrollo del sector eléctrico colombiano, a través de la actualización del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión para el periodo 2001 – 2015.

Como en años anteriores, la Upme basa el ejercicio de planeación, en los aspectos técnicos, institucionales, económicos y ambientales relacionados con la evolución del sector eléctrico colombiano, con el fin de impulsar la competitividad de la economía colombiana a través de un adecuado balance entre la demanda y la oferta de energía.

Conscientes de que en el nuevo entorno del sector eléctrico colombiano, el desarrollo de planes indicativos en generación y normativos para transmisión, plantean el reto de conjugar esfuerzos con los agentes del sector, en el desarrollo de este Plan se contó con la permanente asesoría del Comité Asesor del Planeamiento de la Expansión de la Transmisión en el cual tienen participación empresas de generación, transmisión y comercialización de electricidad así como el Centro Nacional de Despacho, operador del sistema interconectado, con el fin de asegurar que los supuestos utilizados en los análisis y las obras determinadas como necesarias, sean pertinentes técnica, económica y socialmente.

El Plan se ha basado en dos lineamientos generales. El primero relacionado con el desarrollo social y económico del país, orientado a impulsar el desarrollo de la red de transmisión para promover el acceso de la población a la electricidad en condiciones más favorables de calidad, precio y oportunidad, facilitando al mismo tiempo la integración del sistema eléctrico colombiano con los países vecinos de manera que se aprovechen las ventajas complementarias de cada país para la satisfacción de sus necesidades de suministro de cada país. El segundo, de orden sectorial, promueve el desarrollo de la red con el fin de reducir o eliminar las restricciones que causan sobrecostos en la operación del sistema.

Para ello ha establecido un diagnóstico de la situación actual del sector eléctrico en lo relacionado con la evolución de la oferta y de la demanda de electricidad y su relación con la dinámica social y económica del país, así como el análisis sobre la evolución de algunas variables relacionadas con el mercado mayorista de electricidad y del Sistema de Transmisión Nacional, conformando así el primer capítulo del documento.

En el segundo capítulo presenta las expectativas del sector eléctrico a nivel nacional e internacional, así como la proyección de demanda de electricidad y la disponibilidad de recursos energéticos del país, utilizados como información base para los análisis de expansión.

A partir de la información disponible del diagnóstico y de los análisis sobre demanda y disponibilidad de recursos, se construyeron las alternativas de expansión de la generación y los análisis sobre la evolución energética del sistema interconectado, que se presentan en el tercer capítulo.

En el cuarto capítulo se describen los análisis técnicos realizados para determinar las obras necesarias para la expansión del sistema de transmisión nacional con el fin de solucionar los problemas identificados a nivel del sistema de transmisión nacional y de los sistemas regionales y se presentan los resultados de las evaluaciones económicas de dichas obras.

Así mismo, de acuerdo al interés de la Upme de promover la expansión de la red de manera que facilite la integración del sistema eléctrico con el de los países vecinos, en el quinto capítulo se presenta un análisis sobre la perspectiva de las interconexiones con los sistemas de Ecuador y Venezuela en el corto plazo.

En el sexto capítulo se presenta un análisis sobre los retos que debe superar el sector eléctrico colombiano en el corto plazo con el fin de consolidar el proceso de reforma del Sector Eléctrico, analizando algunos de los problemas más relevantes que actualmente se afrontan y planteando acciones a desarrollar en los próximos meses.

El séptimo capítulo contiene la evaluación de los costos ambientales y la cuantificación de las emisiones producto de las alternativas de expansión de la generación evaluadas.

El documento contiene siete anexos en los cuales se presenta información relevante utilizada en los análisis. El primero de ellos contiene la descripción de eventos y de la disponibilidad de los subsistemas eléctricos del sistema de transmisión nacional.

En el segundo anexo se describe la metodología de planeamiento que utiliza la Upme para determinar la expansión del sistema de transmisión nacional.

En el tercer anexo se presenta una evaluación del impacto del atraso de la entrada en operación del tercer circuito a 500 kV determinado como obra de expansión del STN en la actualización del plan de expansión del año 2000.

El cuarto anexo contiene los proyectos de expansión de los principales operadores de red a nivel de sistemas de transmisión regional y de distribución local, mientras que en el quinto anexo se presenta el nivel de cortocircuito de las subestaciones del STN.

En el sexto anexo se presentan los costos indicativos de capacidad y energía del sistema interconectado colombiano, mientras que en el séptimo anexo se presentan los diagramas unifilares de algunos operadores de red.

De esta manera, la Upme presenta en este documento la actualización anual del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión para el periodo 2001 – 2015, cumpliendo la función asignada por la Ley 143 de 1994 y por las resoluciones 051 de 1998, 004 de 1999 y 022 de 2001, emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Finalmente la Upme invita a los particulares interesados en el sector eléctrico colombiano, a enviar sus comentarios y opiniones sobre el Plan al correo plan.expansión@correo.upme.gov.co, los cuales serán considerados para mejorar la próxima publicación.



Primera Parte:

El Diagnóstico

EL SECTOR ELÉCTRICO A FINALES DEL AÑO 2000

1



1. El Sector Eléctrico a Finales del Año 2000

Luego del proceso de reestructuración adelantado en la década de los 90 en la prestación del servicio de energía eléctrica, a comienzos del siglo XXI el sector eléctrico colombiano presenta un nuevo perfil con características marcadamente definidas, en cuanto al interés del Estado de no actuar en la actividad empresarial e incentivar una creciente participación de la inversión privada en la propiedad y administración de la infraestructura existente y en los proyectos de expansión en lo referente a generación, transporte, comercialización y distribución de electricidad.

La desfavorable evolución de la economía y el impacto en el precio de los recursos primarios y secundarios de energía en Colombia, han sido los principales determinantes del comportamiento del sector eléctrico en los últimos años, que se ven reflejados en su situación actual. En el presente capítulo se presenta un breve análisis del entorno económico y del sector energético, como marco de referencia para evaluar en detalle el mercado eléctrico y sus componentes.

1.1 Situación Económica y Energética

1.1.1 La Economía Colombiana al Final de los Años 90

En la segunda mitad de los años 90, la economía colombiana se caracterizó por un período recesivo, con un crecimiento promedio de 0.9% anual entre 1996 y el 2000. El año de 1999 fue el más crítico en este periodo y en la historia de la economía colombiana, ya que el PIB presentó una reducción del 4.3% con respecto a 1998.

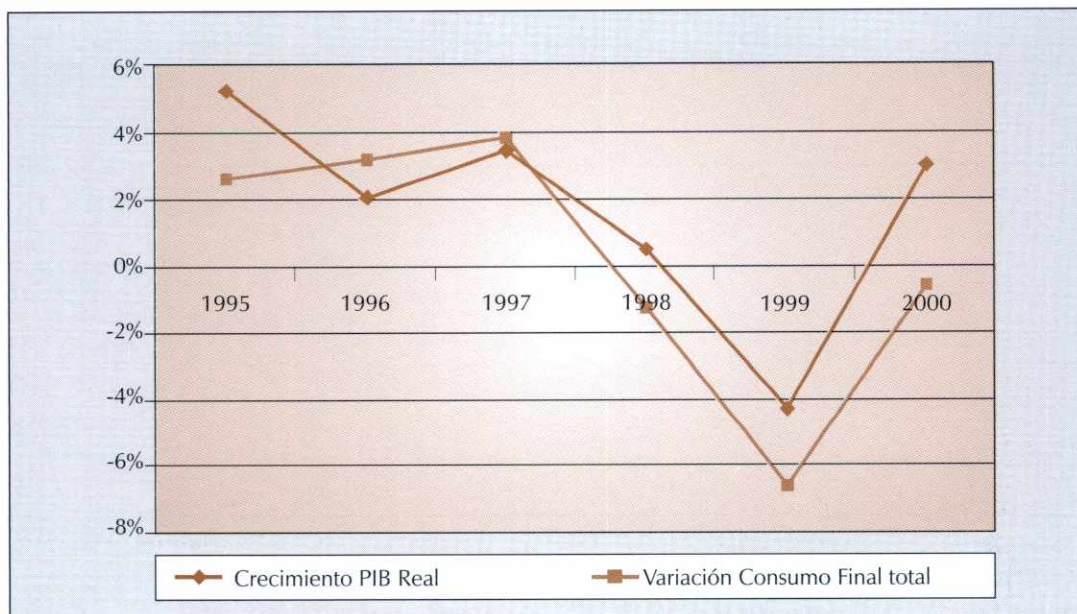
Este comportamiento de la economía colombiana tiene como principales razones el incremento del gasto público y privado a lo largo de los años 90, financiado por un acelerado crecimiento del déficit fiscal y del endeudamiento externo. El cambio de las expectativas a causa de la crisis asiática en 1997 llevó a la restricción del crédito y de la inversión extranjera y a la pérdida de confianza del sector privado, en medio de la aplicación de una política monetaria restrictiva utilizada para compensar la falta de control sobre el déficit. Las medidas económicas recientes se orientan a corregir los desbalances estructurales de las finanzas públicas, cuyo financiamiento absorbió la disponibilidad de endeudamiento externo e interno y restringió las posibilidades de endeudamiento e inversión del sector privado¹. Un avance notable en esa dirección fue la expedición de una nueva reforma tributaria a finales del 2000 y la reforma constitucional para controlar y regular las transferencias fiscales a las administraciones regionales y locales.

1.1.2 Economía y Energía

Tal como se observa en el gráfico 1.1, la recesión se reflejó en la disminución del consumo final de energía, incluida la electricidad. En el año más crítico, es decir 1999, el consumo final de energía presentó una disminución del 6.6% con respecto a 1998.

¹ Economist.com, Junio 17, 2001.

Gráfico 1.1
Variación en el PIB y en el consumo total de energía



Fuente: Upme.

1.1.3 Electricidad, Economía y Energía

Como se sabe, la electricidad es uno de los principales componentes de la demanda de energía y al mismo tiempo para su generación requiere de la utilización de fuentes primarias, en particular hidroelectricidad, carbón, gas natural y recursos secundarios como los derivados del petróleo. Por esta razón, el sector eléctrico es altamente sensible no sólo a la evolución económica, sino a la disponibilidad y precios de los recursos requeridos para su producción.

A continuación se presenta un análisis acerca de la demanda, el consumo final y la oferta de electricidad en el mercado mayorista colombiano.

1.2 Evolución Reciente del Mercado Eléctrico

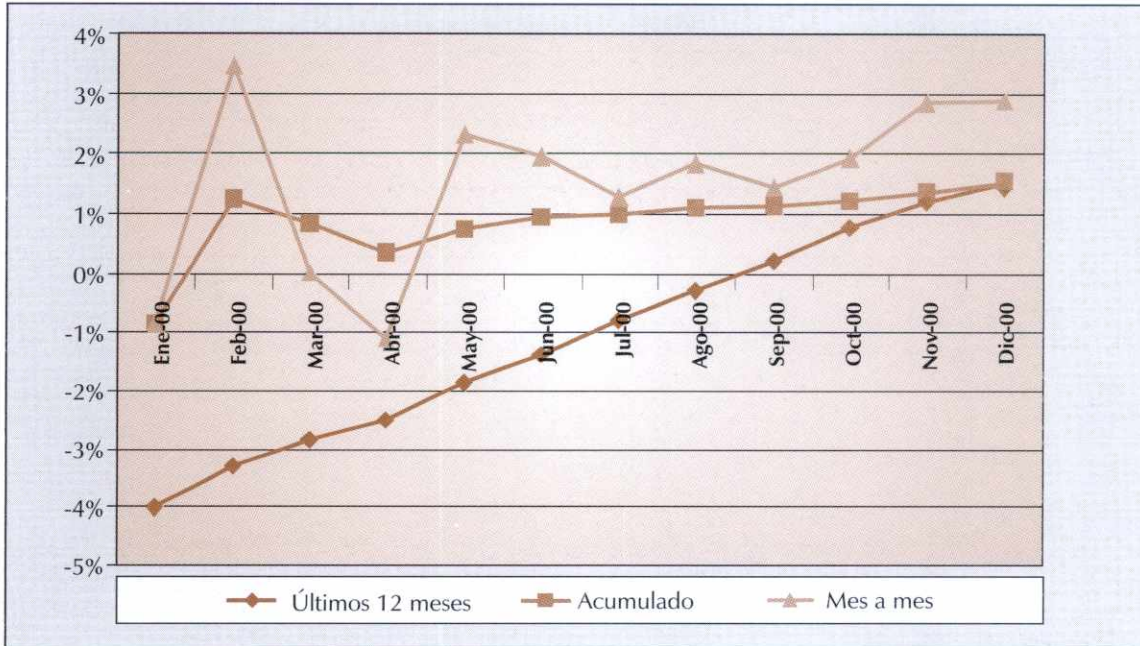
En el último año, el mercado eléctrico colombiano, ha estado caracterizado por una moderada recuperación de la demanda y un crecimiento de la oferta disponible. A continuación se analizan los principales factores que han incidido en el comportamiento del mercado, así como la incidencia de elementos perturbadores, como los atentados a la infraestructura de transmisión, que han repercutido severamente en los precios resultantes del mercado mayorista.

1.2.1 Demanda

La actividad económica es el principal determinante del comportamiento de la demanda de energía y de la electricidad en particular. La evolución positiva de la demanda eléctrica en el 2000 refleja una incipiente recuperación económica luego de la aguda recesión durante 1998 y 1999. En el año 2000, la demanda de energía eléctrica fue de 42,460 GWh, que en comparación con la registrada en 1999 presenta una tasa de crecimiento de 1.42%, la cual es inferior a la registrada por el PIB en dicho año (2.88%), lo que se explica por los efectos de la sustitución de electricidad por gases combustibles en el consumo doméstico y el comportamiento de las tarifas.

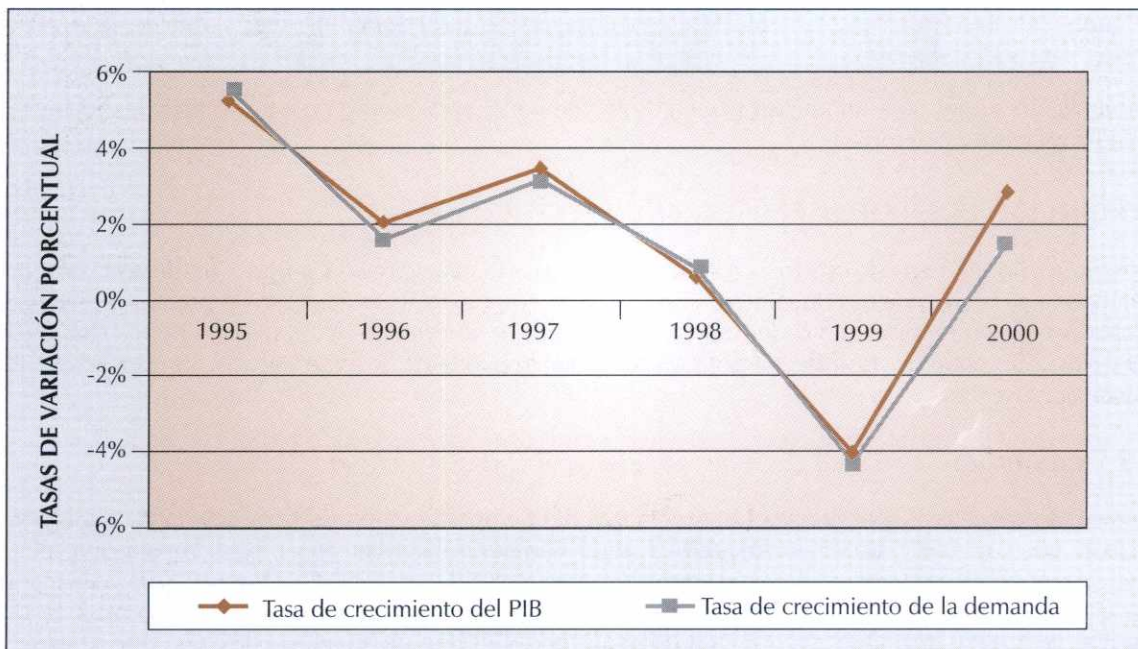
En el gráfico 1.2 se observa la evolución mensual de la demanda de energía eléctrica a lo largo del 2000, especialmente su recuperación a lo largo del año, ya que luego de iniciar el primer semestre con algunas tasas de crecimiento negativas la demanda alcanzó un crecimiento positivo durante el segundo semestre, acorde con la recuperación económica que experimenta el país.

Gráfico 1.2
Variación de la demanda de energía eléctrica



Fuente: Upme.

Gráfico 1.3
Crecimiento del PIB y tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. 1995 - 2000



Fuente: Upme.

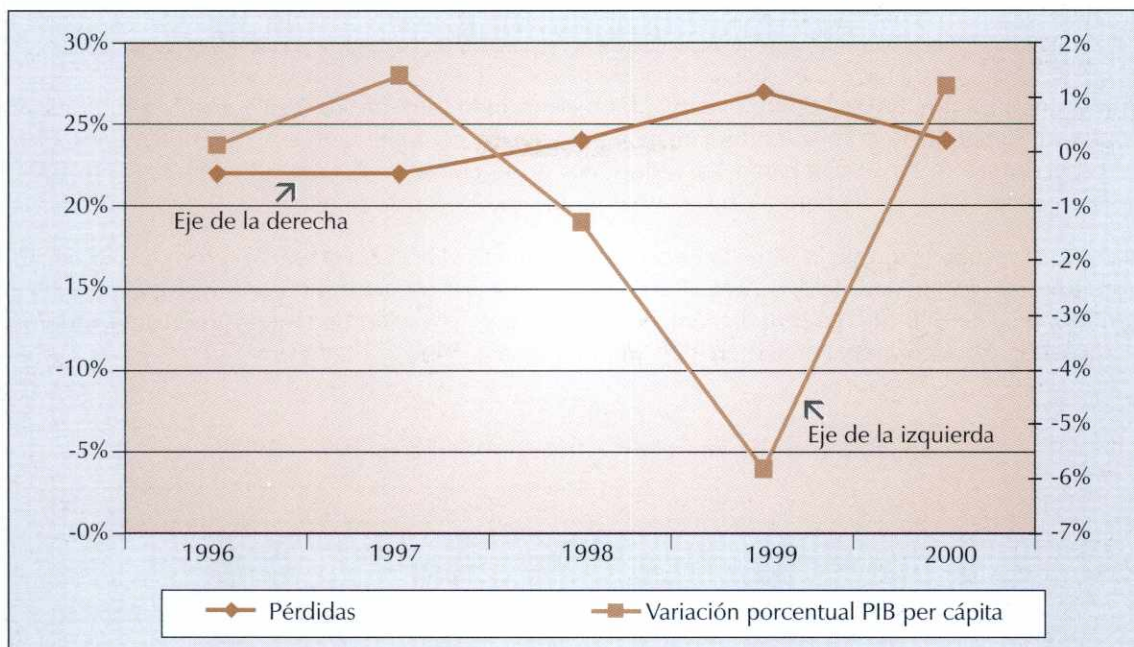
Pese a que la demanda de energía eléctrica ha seguido fielmente el comportamiento económico del país durante los últimos cinco años como se observa en el gráfico 1.3, las ventas de electricidad (la demanda sin considerar las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema), han mostrado una reducción de su elasticidad con respecto al PIB, pasando de 1.189 para el quinquenio 1990 – 1995 a 0.733 para el siguiente periodo 1995 – 2000.

Este comportamiento en las ventas se origina principalmente por la saturación en la cobertura urbana, la sustitución de electricidad por gases combustibles y el incremento de la eficiencia en la utilización de la energía eléctrica.

Las pérdidas en distribución presentaron una tendencia creciente durante el periodo 1996 – 1999 haciendo que la demanda no disminuyera su elasticidad con respecto al PIB, pese a la disminución de la correlación entre ventas y crecimiento económico. La tendencia creciente en las pérdidas es explicada en parte por los efectos que la recesión económica ha causado sobre el ingreso de la población, hecho que se puede analizar mediante el comportamiento del ingreso per cápita durante el periodo en mención.

En el gráfico 1.4 se puede identificar un comportamiento contra cíclico entre el nivel de pérdidas en distribución y el ingreso per cápita. A medida que disminuye el ingreso de los hogares aumenta el nivel de pérdidas de distribución en el país tanto técnicas como no técnicas, como consecuencia del incremento de la cartera morosa de las empresas de distribución que restringe los recursos que pueden destinar al mantenimiento de las redes y del robo de electricidad en los sistemas de distribución. Es así, como para el año 1999, en el que se presentó la crisis económica en el país, coincide con el nivel de pérdidas más alto del periodo de análisis.

Gráfico 1.4
Relación Pérdidas en distribución y PIB per cápita



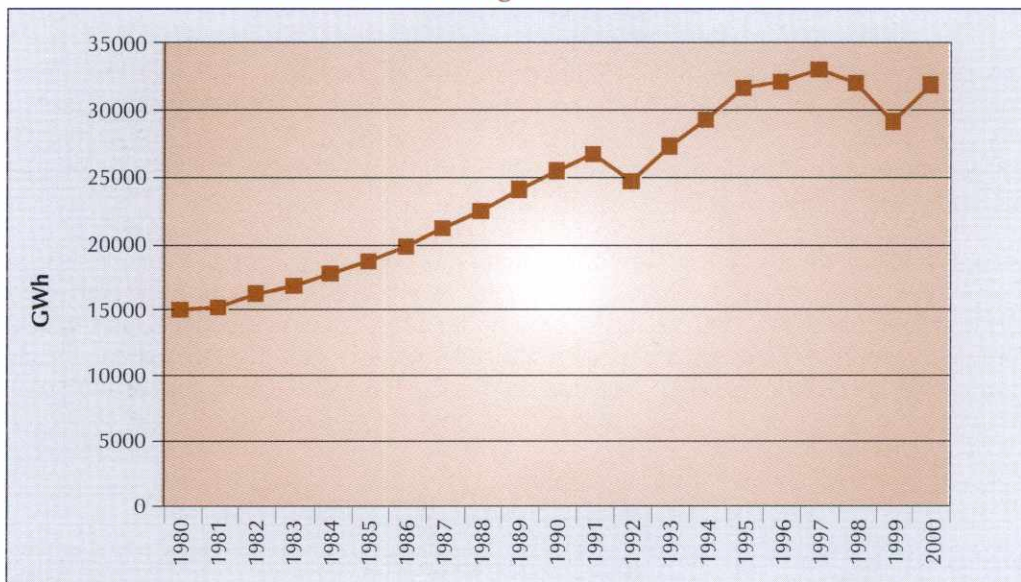
Fuente: Upme.

1.2.2 Comportamiento del Consumo Final de Electricidad²

El nivel de ventas al consumidor final de electricidad, si bien aumentó en el último año, en comparación con 1999, registra un nivel similar al de 1996 en los principales sectores de consumo, fenómeno que ha sido determinado por los cambios en los patrones de consumo de energía de los hogares y en particular por la disminución del ingreso per cápita y el desempeño de la actividad económica del país, como se muestra en el gráfico 1.5.

² El consumo final de electricidad se entiende como el consumo de los usuarios finales, los cuales se reconocen como los sectores contemplados en las estadísticas nacionales: residencial, comercial, industrial, etc.

Gráfico 1.5
Consumo final de Energía Eléctrica 1980 – 2000³

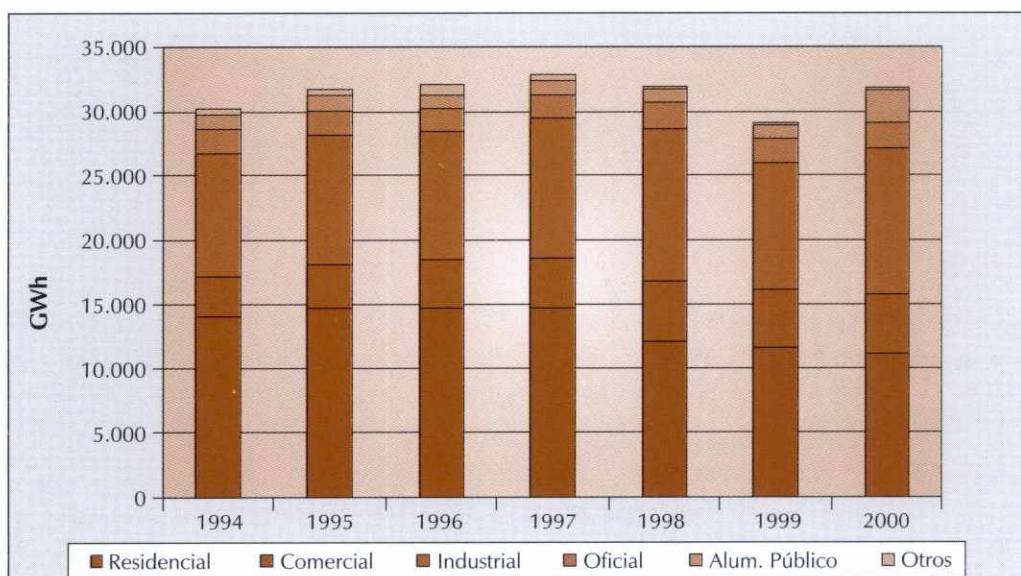


Fuente: Upme.

La crisis económica que tuvo su punto más agudo en el segundo trimestre de 1999, acentuó el estancamiento en el consumo, siendo incluso la causa fundamental para que se contrajera en 3% y 9% durante los años 1998 y 1999 respectivamente. Si se comparan las variaciones en el consumo durante el racionamiento de 1992 y durante la crisis de 1999, se encuentra que esta última fue mayor en un punto.

Es así como la recuperación de la actividad económica durante el año 2000 (2.8%), promovió un incremento en el consumo de electricidad del 9% para el año en mención en el sector industrial (ver gráfico 1.6), el cual creció en términos del PIB en 16%, fundamentalmente por la reactivación de la industria manufacturera, cuyo aporte al valor agregado nacional creció en 10% durante el año 2000.

Gráfico 1.6
Consumo final de Energía Eléctrica por Sectores 1996 – 2000⁴



Fuente: Upme.

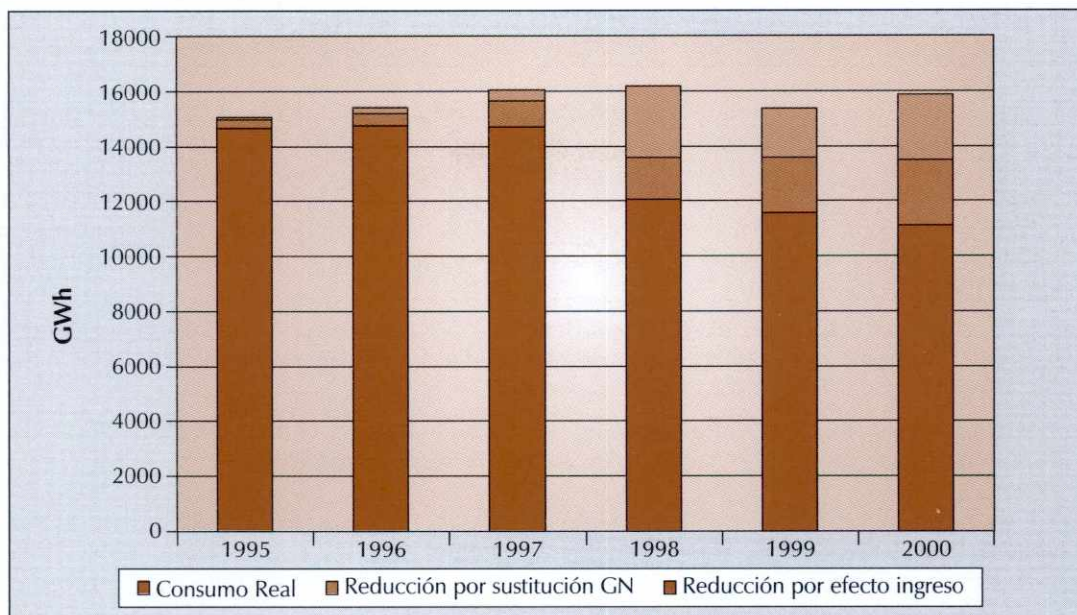
3-4 No se incluyen pérdidas no técnicas.

Pese a la recuperación de la economía durante el año 2000, el consumo del sector residencial presentó una variación negativa del 4% durante el año en mención, evidenciando los efectos de la sustitución de la electricidad por gas natural y de pérdida de poder adquisitivo de los hogares.

Antes de 1998, la fuerte penetración del gas natural en los centros urbanos como resultado del programa de masificación, junto con la propicia relación de precios para el gas de uno a cinco con respecto a la electricidad en términos de unidad de energía, explicaba la reducción en el consumo de electricidad en el sector residencial. A partir de 1998, año en que se comienza a evidenciar la crisis económica, a ese hecho se sumó la reducción en el ingreso per capita y la implementación del programa de reducción de subsidios legales y extralegales. Estas condiciones han llevado a que el consumo medio de electricidad por usuario residencial haya descendido de 2.6 MWh/año en 1994 a 1.9 MWh/año en el 2000.

Si se hubiesen mantenido las relaciones entre el ingreso per capita y el consumo de electricidad, observadas durante el periodo 1990 – 1995, al igual que el crecimiento de las instalaciones domiciliarias de gas natural durante este lapso, el consumo de electricidad en el sector residencial presentaría los niveles que se presentan en el gráfico 1.7.

Gráfico 1.7
Estimación de la reducción en el consumo de electricidad en el sector residencial 1995 – 2000⁵



Fuente: Upme.

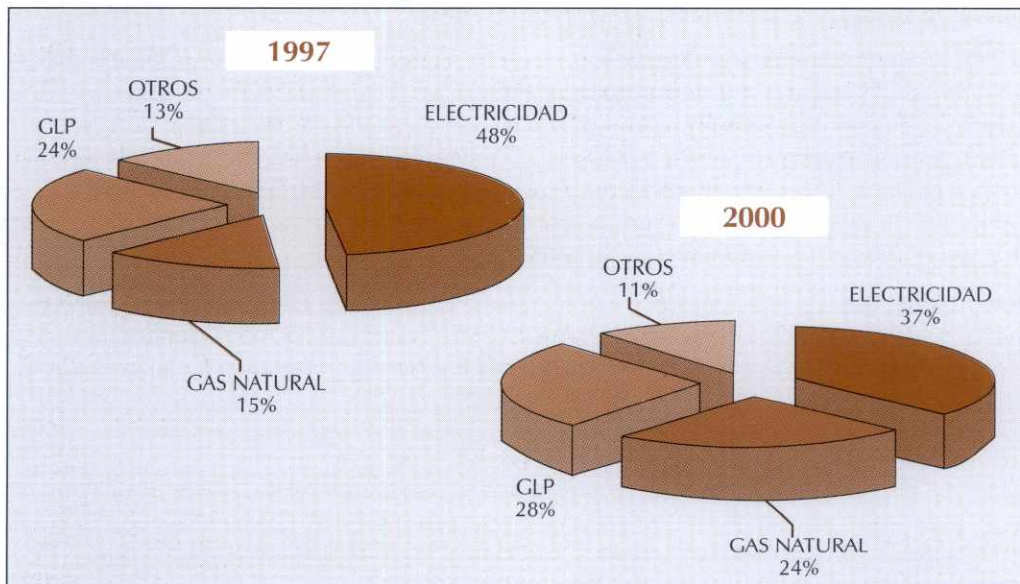
Se estima que hacia el año 2000, el efecto ingreso explicó el 51% de la reducción, mientras que la sustitución por gas natural explicó el 49% restante. En términos absolutos, se estima que la reducción en el consumo de electricidad del sector residencial en el año 2000 fue de 4,764 GWh.

Estas modificaciones en el comportamiento del consumo de electricidad del sector residencial han originado cambios en la estructura de consumo energético de este sector. Esto puede ser comprobado al comparar la estructura de consumo energético en el sector residencial urbano entre los años 1997 y 2000. En el gráfico 1.8 se puede observar como la electricidad reduce su participación del 48% durante 1997 al 37% durante el 2000.

En el sector industrial, históricamente el segundo consumidor de electricidad en el país, el consumo de este energético ha respondido básicamente al comportamiento de la industria manufacturera. En el gráfico 1.9 se presentan las variaciones porcentuales anuales del valor agregado de esta industria y del consumo de electricidad en el sector industrial. Por otra parte, el gas natural en este sector no compite con la energía eléctrica, ya que esta última es utilizada principalmente para fuerza motriz, mientras que el gas es utilizado para usos calóricos exclusivamente.

⁵ No se incluyen pérdidas no técnicas.

Gráfico 1.8
Estructura del consumo energético del sector residencial urbano 1997 – 2000



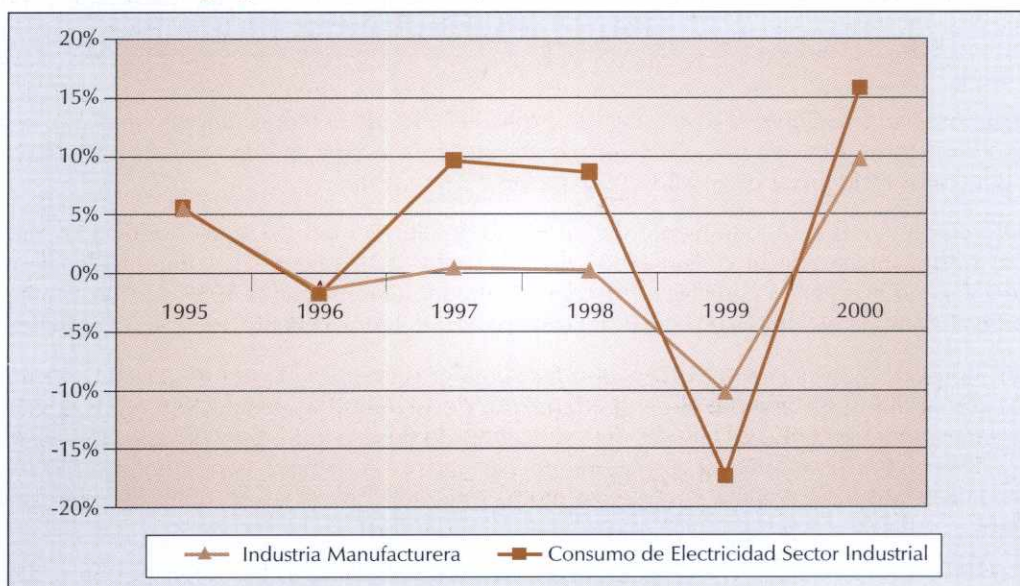
Fuente: Upme.

Adicional a la recuperación de la industria manufacturera durante el año 2000, el mercado no regulado de electricidad se amplió en forma significativa, con el aumento del número de usuarios en 164%, como consecuencia de la disminución del nivel exigido de 0.5 MW de capacidad instalada a 0.1 MW, pasando de 1,043 en 1999 a 2,751 grandes consumidores registrados en el 2000. La participación de este mercado en la demanda total de electricidad creció en 4% con respecto a 1999, representando 6,369 GWh, es decir el 25% del total nacional. Este hecho permitió que el consumo del sector industrial se recuperara aún más, a través de la negociación de tarifas más atractivas para este sector.

Al observar las cifras de consumo del sector residencial e industrial para el año 2000, se tiene que por primera vez, desde la masificación del consumo de electricidad en el país en la década de los ochentas, el consumo del sector industrial fue mayor al del residencial.

En términos generales, estos dos sectores continúan determinando el comportamiento del consumo de electricidad en el país y lo continuarán haciendo en las dos próximas décadas.

Gráfico 1.9
Variación anual del valor agregado de la industria y del consumo de electricidad en este sector 1995 – 2000



Fuente: Upme.

1.2.3 Oferta

La evolución de la oferta de electricidad muestra un importante crecimiento, como resultado de las adiciones de capacidad de generación y una hidrología favorable. Durante el año 2000 y parte del año 2001 entraron en operación comercial al SIN un total de 1,060 MW de los cuales 490 MW corresponden a proyectos hidráulicos y los restantes 570 MW corresponden a proyectos a gas, representando cerca de 2,800 GWh de energía firme, adicionales para el sistema. En el cuadro 1.1 se detallan los proyectos que entraron en operación.

Cuadro 1.1
Proyectos que entraron en operación al SIN

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	ENTRADA EN OPERACIÓN
Termopiedras	Gas	3.0	Ene – 2000
Río Piedras	Hidráulico	19.4	Mar – 2000
Urrá	Hidráulico	340.0	Jun – 2000
Termocandelaria	Gas	300.0	Jul - 2000
Termocentro*	Gas	85.0	Nov - 2000
Termosierra*	Gas	182.0	Ene - 2001
Porce II primera unidad	Hidráulico	131.0	Abril- 2001
Total		1,060.4	

* Cierre de ciclos simples

La capacidad instalada efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a diciembre 31 de 2000 fue de 12,580 MW, de los cuales el 97.5% correspondió a plantas despachadas centralmente; el 65.4% a plantas hidroeléctricas y el 34.6% a plantas termoeléctricas. La disponibilidad del parque de generación hidroeléctrica, se mantuvo en índices similares a los de 1999 (90.4%), mientras que la disponibilidad de las plantas termoeléctricas disminuyó de 85.6% a 80.6%.

Al finalizar el año 2000, los aportes hídricos al sistema fueron equivalentes a 44,232 GWh, superando en 5.95% a la media histórica. Este hecho determinó la alta disponibilidad de las plantas hidroeléctricas a lo largo del año, presentando un comportamiento similar al de los años 1999 y 1996, en los cuales se presentaron aportes hídricos acumulados al SIN de 43,958 GWh/año y 41,218 GWh/año, respectivamente, equivalentes al 108.91% y al 106.03% de la media histórica respectivamente. Este hecho, como se describe a continuación, determina un mayor despacho de las plantas hidroeléctricas que de las termoeléctricas, de acuerdo a la forma más económica de atender la demanda.

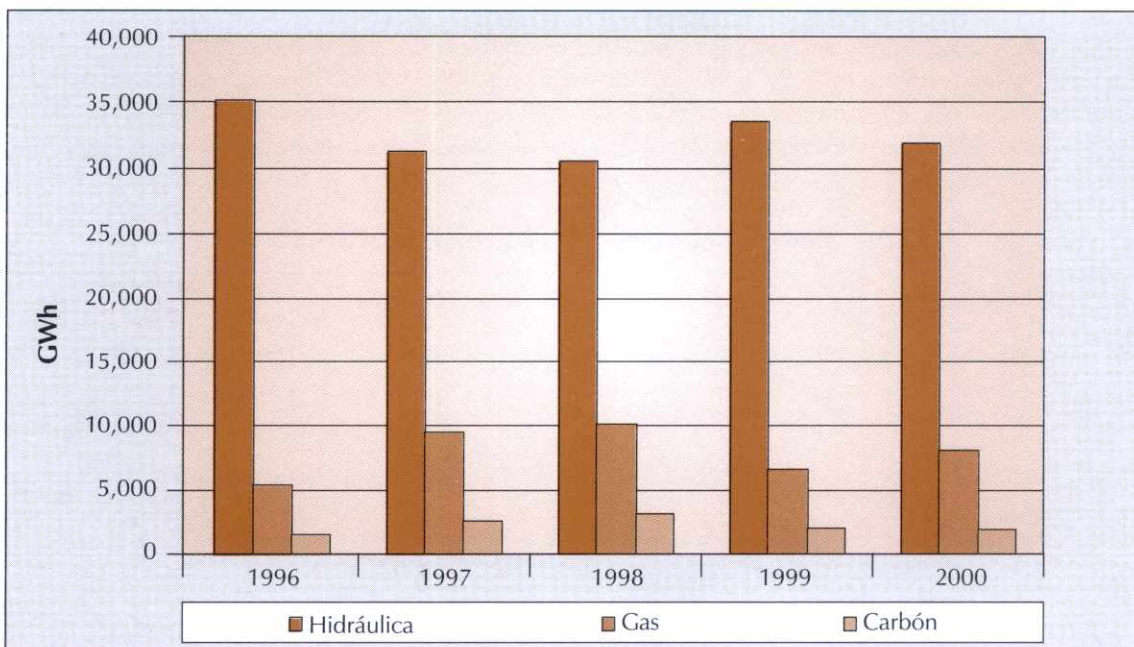
Generación de Electricidad

La generación de energía eléctrica durante el año 2000 fue de 42,296 GWh. Con respecto a 1999, la participación hidroeléctrica disminuyó de 75% en ese año a 72.8%, con un factor de utilización de 44%, aún cuando se contó con abundancia de aportes hídricos.

El parque de generación termoeléctrica tuvo un factor de utilización de 30% y su participación dentro de la generación total se incrementó de 25% a 27.2% con respecto a 1999. Este hecho fue originado por la necesidad de respaldar la operación del sistema de transmisión nacional (STN), especialmente en la región de la Costa Atlántica y por el aislamiento del que fue objeto el subsistema de generación de Antioquia por efecto de los atentados contra el SIN.

En el gráfico 1.10 se detalla la composición de la generación en los últimos cinco años por tipo de energético.

Gráfico 1.10
Generación de energía eléctrica por tipo de fuente 1996 - 2000



Fuente: ISA.

Como se ha mencionado anteriormente, al igual que durante 1999, en el año 2000 la generación se vio afectada por el comportamiento del clima y los atentados a la infraestructura eléctrica del país. El componente climático dio origen a aportes hídricos por encima del promedio durante gran parte del año como consecuencia del fenómeno de «La Niña», utilizándose las reservas de los embalses apenas para generar el 7.8% de la hidroeléctricidad.

De otro lado, los atentados a diferentes circuitos del Sistema de Transmisión Nacional ocasionaron el aislamiento de algunas áreas operativas, obligando a abastecer su demanda con recursos propios de generación e impidiendo la operación integral del sistema dentro de condiciones técnicas que permitieran alcanzar la eficiencia económica en la utilización de los recursos de generación.

Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

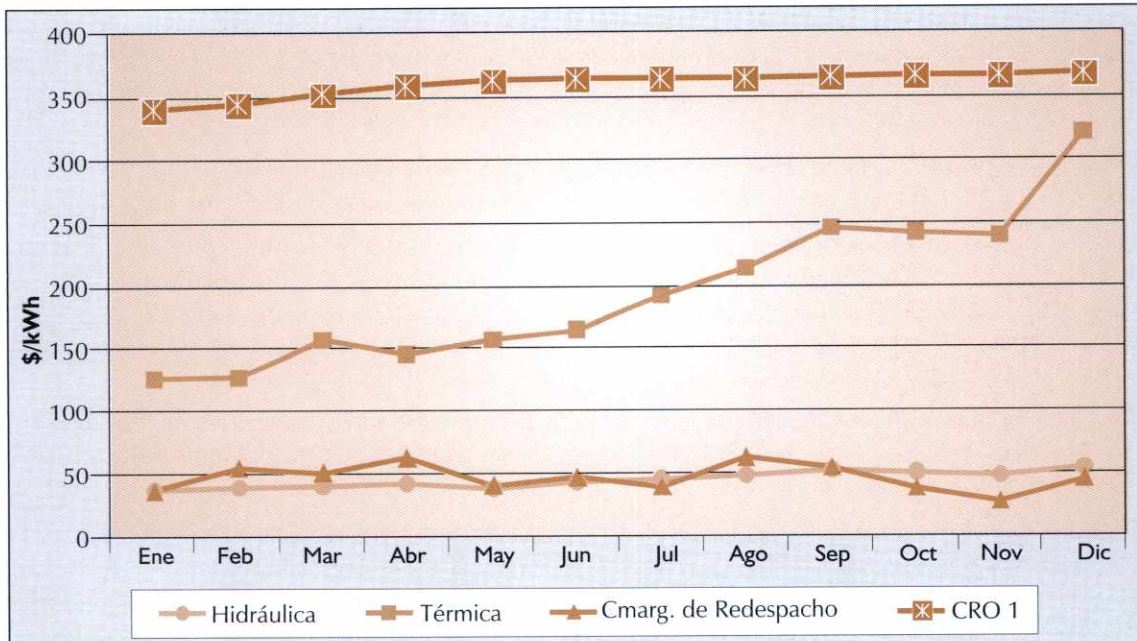
El aumento del número de agentes en el Mercado Mayorista de Electricidad, continuó en el año 2000. Esta tendencia elevó a 89 el número de comercializadores de electricidad y a 50 el número de agentes generadores, los cuales negociaron 5.1 billones de pesos, superando en 35% el valor transado en 1999, debido en parte al efecto de los precios de oferta crecientes de los generadores. De este total, 3.2 billones correspondieron a transacciones por concepto del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) y del sistema de Liquidación y Administración de Cuentas (LAC), monto superior en 49% al alcanzado durante 1999.

Bolsa de Energía

Las transacciones totales de energía en la Bolsa entre generadores y comercializadores fueron 15,799 GWh (38,21% de la demanda comercial) y presentaron una disminución de 3.17% con respecto a 1999, aún cuando se registró un aumento en la demanda comercial del 1.95%. Así mismo, los agentes incrementaron sus transacciones a través de contratos de largo plazo, con el fin de protegerse contra el riesgo en la Bolsa, razón por la cual las transacciones de electricidad en contratos a largo plazo ascendieron a 41,530 GWh durante el año 2000, superando en 4.3% a las de 1999.

En promedio en el año, se pagaron 44.97 \$/kWh, para un valor total de las transacciones en bolsa de \$710,481 millones de pesos, presentando un incremento de 54.56%, con respecto al año 1999, hecho que se explica por el incremento de precios de oferta de las plantas termoeléctricas e hidroeléctricas, y especialmente de éstas últimas en los meses finales del año 2000, ya que son ellas las que determinan durante la mayor parte del tiempo el precio de la bolsa, tal como se observa en el gráfico 1.11.

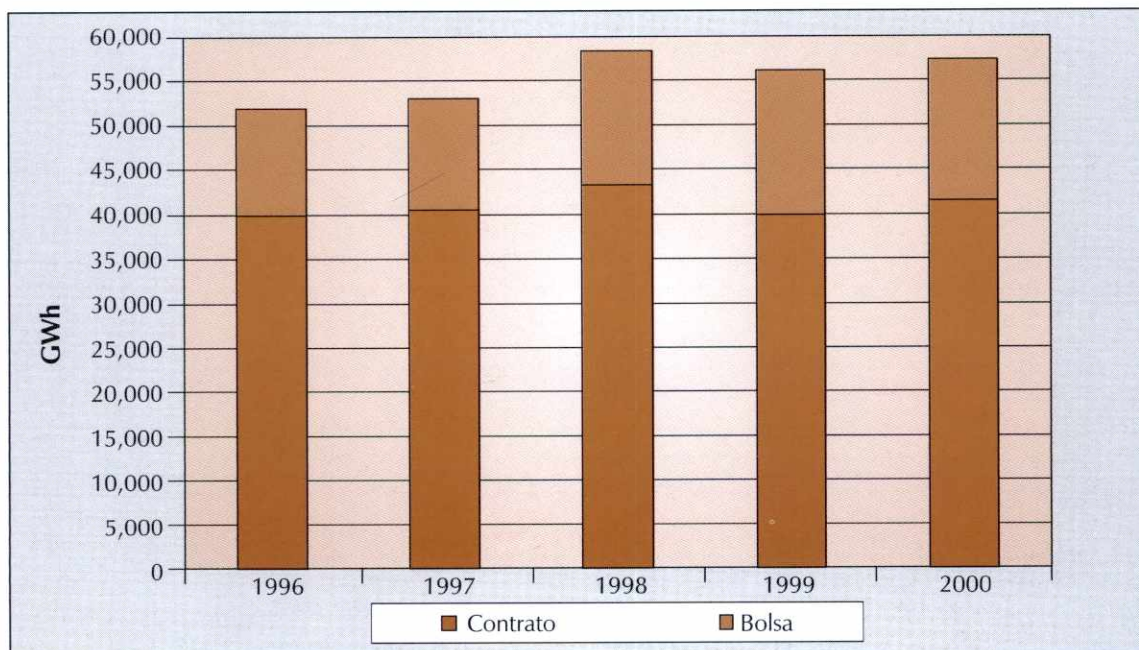
Gráfico 1.11
Precios de oferta por recurso y del costo marginal de redespacho - 2000



Fuente: ISA.
CRO1: Primer Escalón de Costo de Racionamiento.

En el gráfico 1.12, se presenta la evolución de las transacciones de electricidad en el Mercado Mayorista de Energía.

Gráfico 1.12
Transacciones de energía eléctrica en MEM 1996 - 2000



Fuente: ISA- MEM.

Precios en el Mercado Mayorista

Como se anotó anteriormente, los precios en Bolsa continuaron registrando una tendencia creciente, superando los precios de los contratos, tal como se aprecia en el gráfico 1.13, hecho que se había registrado únicamente en noviembre de 1995 y durante el periodo agosto de 1997 a marzo de 1998, probablemente por la falta de experiencia en el mercado por parte de los agentes, en la primera oportunidad y por causa del fenómeno del Niño, en la segunda ocasión.

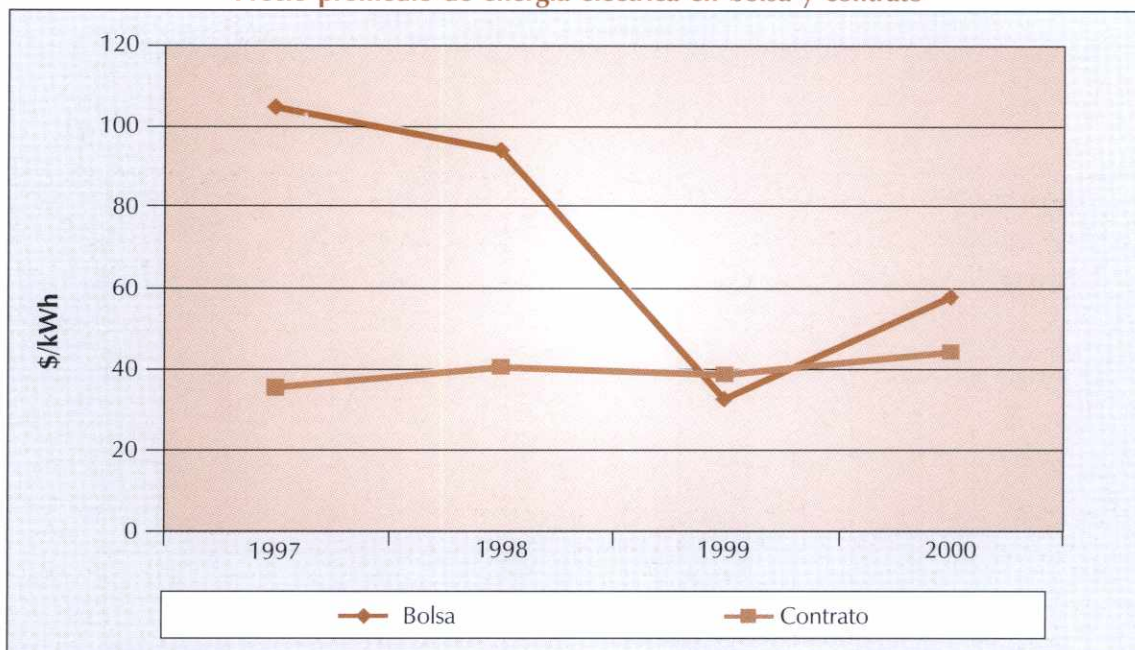
Tanto los precios en bolsa como en los contratos registraron incrementos durante el año 2000, los cuales fueron de \$16.8/kWh para el precio en bolsa y \$4.7/kWh en contratos, con respecto a 1999.

Así mismo, durante el año 2000, la volatilidad de los precios de Bolsa se incrementó por la incertidumbre generada por aspectos relacionados con la operación del sistema como la alta disponibilidad de recursos hídricos y la limitación de la capacidad de transporte del STN originada por los atentados y por aspectos exógenos a la operación como el comportamiento de la tasa de cambio. Estos hechos hicieron que los agentes modificaran con demasiada frecuencia su valoración de la energía en el tiempo.

Dicha volatilidad inició una escalada desde principios de 2000, registrando su máximo valor en octubre, mes en el cual la variación de los precios se ubicó en el 309%, la más alta en la historia del mercado y finalizó el año con valores cercanos al 300%.

En el año 2000 el precio promedio diario de la energía en Bolsa fue de \$44.97 /kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre \$37.15 /kWh y \$59.44 /kWh. El máximo precio horario fue \$ 96.05 /kWh, registrado durante las horas de alta demanda de los días 27 y 28 de diciembre, mientras que el mínimo se presentó durante varias horas entre el 25 y el 29 de marzo, con \$ 21.53 /kWh.

Gráfico 1.13
Precio promedio de energía eléctrica en bolsa y contrato



Fuente: ISA - MEM.

Deuda, Recaudo y Cartera

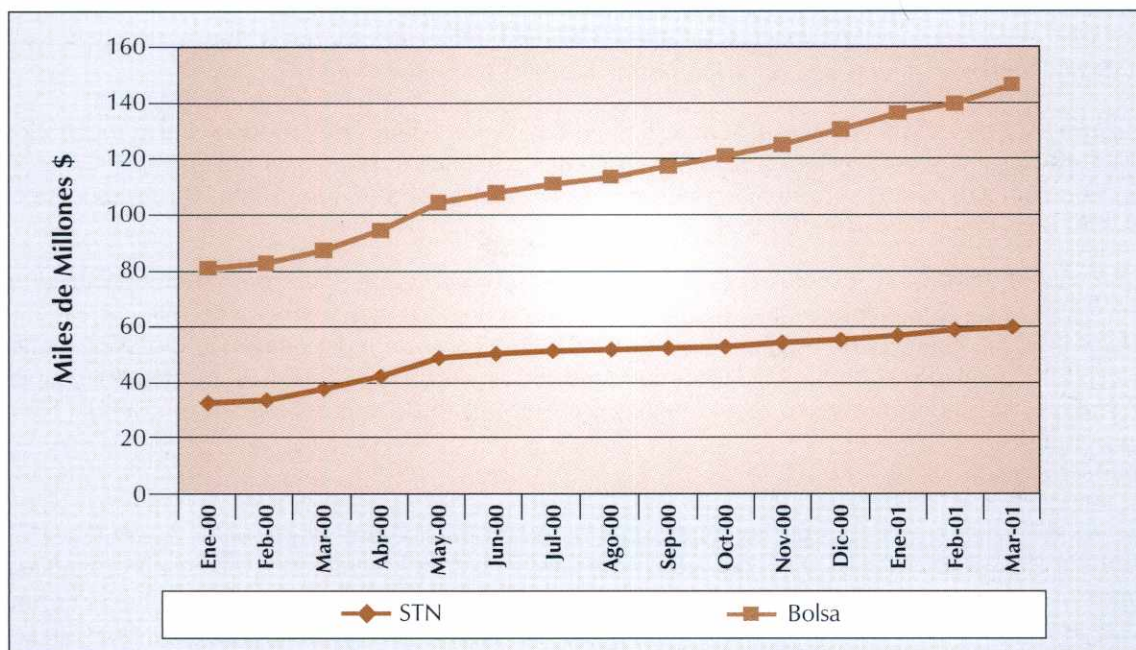
A 31 de diciembre de 2000, la deuda por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y por transacciones en la Bolsa de Energía ascendió a \$185 mil millones de pesos, de los cuales el 63.7% corresponde a deudas de empresas que se encuentran actualmente en operación comercial y el 36% restante corresponde a las obligaciones pendientes de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica que aún están en proceso de reestructuración.

Con respecto a la deuda de las empresas en operación comercial, el 92% le corresponde a cinco agentes: Empresas Públicas de Cauca S.A. E.S.P. (26%), Electrificadora del Chocó S.A. E.S.P. (22%), Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. (10%), Empresas Municipales de Cali E.S.P. (22%) y Empresa de Energía Eléctrica de Arauca E.S.P. (12%), empresas que actualmente están intervenidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Así mismo, en la Bolsa de Energía la deuda aumentó de \$76,430 millones de pesos a \$129,778 millones de pesos en lo corrido del año 2000, mientras que el porcentaje de recaudo mejoró del 93.4% a 94.7% y la rotación de cartera se redujo de 26 días a 20 días.

Por su parte, el porcentaje de recaudo por uso del STN se deterioró al pasar de 96% a 94.1%, al igual que la rotación de cartera que pasó de 24 días a 34 días y la deuda de \$32,942 millones de pesos a \$ 54,918 millones de pesos. En el gráfico 1.14 se presenta la evolución de la deuda en bolsa y en el STN.

Gráfico 1.14
Deuda por concepto de cargos por uso de SIN año 2000



Fuente: ISA - MEM.

1.3 Evolución Reciente del Sistema de Transmisión Nacional

1.3.1 Disponibilidad del STN

La evolución de la disponibilidad del Sistema de Transmisión Nacional ha estado afectada por dos factores fundamentalmente. El primero se refiere a la entrada en vigencia, a mediados de septiembre de 2000, de las resoluciones Creg 061 y 062 que establecieron las normas de calidad aplicables a los servicios de transporte de energía del STN y la metodología para la identificación de las restricciones, y el segundo a los atentados a la infraestructura eléctrica que condujeron a la operación fragmentada del sistema con las consecuentes implicaciones en el costo de las restricciones del sistema interconectado nacional.

Disponibilidad de los Subsistemas del STN

Para hacer una evaluación básica del desempeño en operación normal del STN en términos de su disponibilidad, se presenta en el Anexo A la estadística de los eventos que causaron indisponibilidad de los subsistemas eléctricos⁶ del STN para el periodo comprendido desde junio de 2000 hasta junio de 2001. Dicha estadística

⁶ Conjunto de activos que presentan indisponibilidades interdependientes, típicamente está conformado por el activo principal (línea, transformador o compensación) y sus bahías asociadas.

El Sector eléctrico

a finales

del año 2000

es la registrada por el CND para efectos operativos y comerciales de acuerdo a lo estipulado en la resolución Creg 062 de 2000, excluyendo los eventos originados en atentados a la infraestructura eléctrica y salidas o retiros programados de los equipos o elementos del sistema.

En dicho anexo, se presenta el registro de eventos para el conjunto de subsistemas definidos a partir de las líneas, transformadores y compensaciones (convencionales y no convencionales) a nivel del STN, detallando las cifras de los eventos relevantes, la disponibilidad acumulada y los promedios más significativos de los eventos registrados.

El cuadro A.1 del anexo corresponde a la historia acumulada de eventos de indisponibilidad de los subsistemas eléctricos conformados a partir de las líneas de transmisión a 220 kV, 230 kV y 500 kV, incluyendo las líneas de conexión particular a generadores e interconexiones internacionales. En total, estos subsistemas presentaron durante el periodo de estudio 479 eventos con una duración promedio de 1.28 horas, de los cuales el 78% se ocasionaron por desconexiones forzadas y un 8% se debió a solicitudes de consignaciones de emergencia de equipos por parte de los agentes.

Para el caso de los 10 subsistemas eléctricos del STN conformados a partir de los transformadores de uso (Cuadro A.2), se registraron cinco eventos de indisponibilidad, originados todos en desconexiones forzadas en tres de dichos subsistemas, con una duración promedio de 0.23 horas.

Los cuadros A.3, A.4 y A.5 del Anexo A, muestran en detalle los eventos de indisponibilidad registrados para los subsistemas eléctricos establecidos a partir de las compensaciones convencionales y no convencionales⁷ del sistema. En acumulado estos subsistemas presentaron 47 salidas, el SVC representó 18 de los 47 eventos, acumulando una disponibilidad de 99.91%.

Aunque solo el 30% de los eventos registrados para los subsistemas de líneas de transmisión tuvieron una duración significativa, ya que los eventos restantes presentaron una duración inferior a 10 minutos, las líneas de transmisión implican como es de esperarse, gran parte de las causas de indisponibilidad de los elementos del sistema. En el acumulado, la disponibilidad de los subsistemas eléctricos del STN es en promedio superior al 99.9%, con una frecuencia promedio de al menos un evento diario de indisponibilidad al nivel del STN.

Atentados a la Infraestructura Eléctrica

El año 2000 se caracterizó por difíciles condiciones de orden público que se presentaron y que afectaron el suministro de energía eléctrica en diferentes zonas del país. Debido a los atentados dinamiteros cometidos por los grupos insurgentes, el año finalizó con un balance de 370 torres del sistema interconectado nacional afectadas, lo que suscitó situaciones críticas para la operación del sistema que obligaron a dejar de atender demanda y requerir generación de alto costo, superando en esta forma cifras históricas de racionamientos forzados e incrementando la tarifa de la energía eléctrica al usuario final.

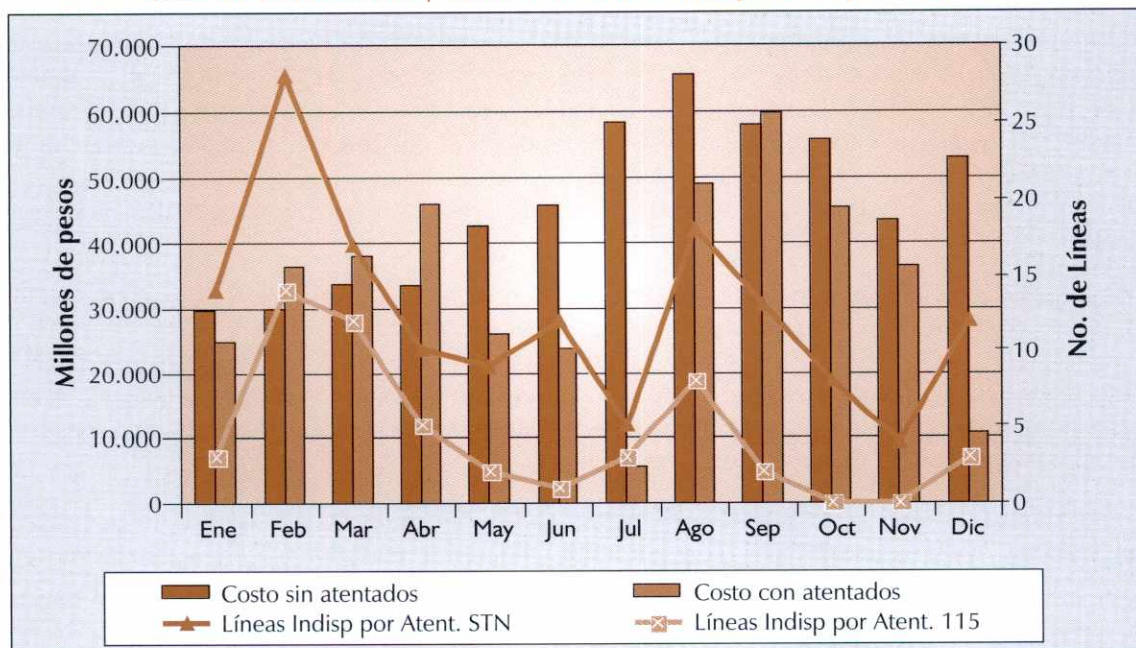
El gráfico 1.15 presenta la evolución del costo de las restricciones en conjunto con la evolución del número de circuitos indisponibles, tanto para el STN como para los STR's. Se observa una correlación entre el número de circuitos indisponibles (por causa de los atentados) y el costo de las restricciones del sistema, en los meses inmediatos a los ataques.

Esta correlación se hace más notoria en función de los circuitos que hayan sido interrumpidos. Por ejemplo, se observa que en los meses de agosto y septiembre aumentó el costo de las restricciones debido a que a principios de agosto fueron derribados los dos circuitos San Carlos – Cerromatoso a 500 kV y a mediados de ese mismo mes, los circuitos Palos – Ocaña – San Mateo, eventos que aislaron a la Costa Atlántica por cerca de cuatro meses y a la zona Nordeste por un mes.

En contraste, el mes de febrero que contabilizó el mayor número de elementos indisponibles, 42 líneas y 66 torres derribadas fundamentalmente del área de Antioquia, no presenta los mayores sobrecostos por operación debido a la relativa rapidez en su reparación. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que desde mediados de enero hasta el mes de junio se encontraba indisponible el segundo circuito San Carlos – Cerromatoso de 500 kV.

⁷ SVC (compensador de VARs estático) S/E Chinú.

Gráfico 1.15
Costo de Restricciones y Número de Líneas Indisponibles por Atentados



Fuente: ISA.

Respecto a las restricciones, en cuatro de los 12 meses del año, los atentados hicieron que se superara el costo de las generaciones de seguridad con respecto a su nivel en condiciones normales de operación. Del costo total de restricciones para el año 2000, el 42% correspondió a los requerimientos adicionales de generación para garantizar la seguridad del sistema ante los atentados a la infraestructura. Así mismo, a partir del mes de abril se observa una tendencia creciente en el costo de las restricciones, efecto que pudo originarse por el incremento de las ofertas de las plantas que atendían las generaciones de seguridad justificadas por los atentados.

Las áreas de Antioquia y Chocó fueron las más afectadas por cortes en el suministro de energía eléctrica atribuibles a los atentados dinamiteros. En total se dejaron de atender en el año 2000 aproximadamente 42 GWh⁸, que equivalen a la tercera parte de la demanda de un día de todo el sistema interconectado nacional, hecho que ocasionó fuertes repercusiones e impactos tanto económicos como sociales en la población de las zonas afectadas.

El impacto y los sobrecostos generados por las acciones subversivas contra la infraestructura eléctrica nacional, más allá que arrojar un balance negativo, imponen la exigencia a los grupos al margen de la ley de frenar la oleada de atentados contra bienes de uso común, cuyos costos y consecuencias económicas y sociales, termina asumiendo el consumidor final.

1.3.2 Costo de las Restricciones

El costo de restricciones durante el 2000 fue determinado por el estado y la disponibilidad del STN y el cambio regulatorio estipulado en las resoluciones Creg 062, 063 y 064 de 2000. Para el sistema el costo total de restricciones fue de \$950,741 millones de pesos (el costo por AGC fue de \$98,011 millones de pesos), del cual, la situación de orden público reflejada en los atentados a la red representa cerca de \$1,100 millones de pesos de sobrecosto diario.

La disponibilidad de la interconexión Costa Atlántica y el interior del país a 500 kV tuvo el mayor impacto en los costos atribuibles a restricciones, ya que dicho costo disminuyó en los meses de mayo, junio y julio con la operación normal de los dos circuitos y en noviembre de uno solo de ellos.

De otro lado, a partir de octubre entraron en vigencia las resoluciones mencionadas anteriormente, mediante las cuales se establecieron las normas de calidad de los servicios de transporte y conexión en el STN, las bases

⁸ Informe de operación 2000 - ISA.

El Sector eléctrico

a finales

del año 2000

metodológicas para identificación y clasificación de las restricciones y generaciones de seguridad y los criterios de asignación de los costos asociados entre los agentes.

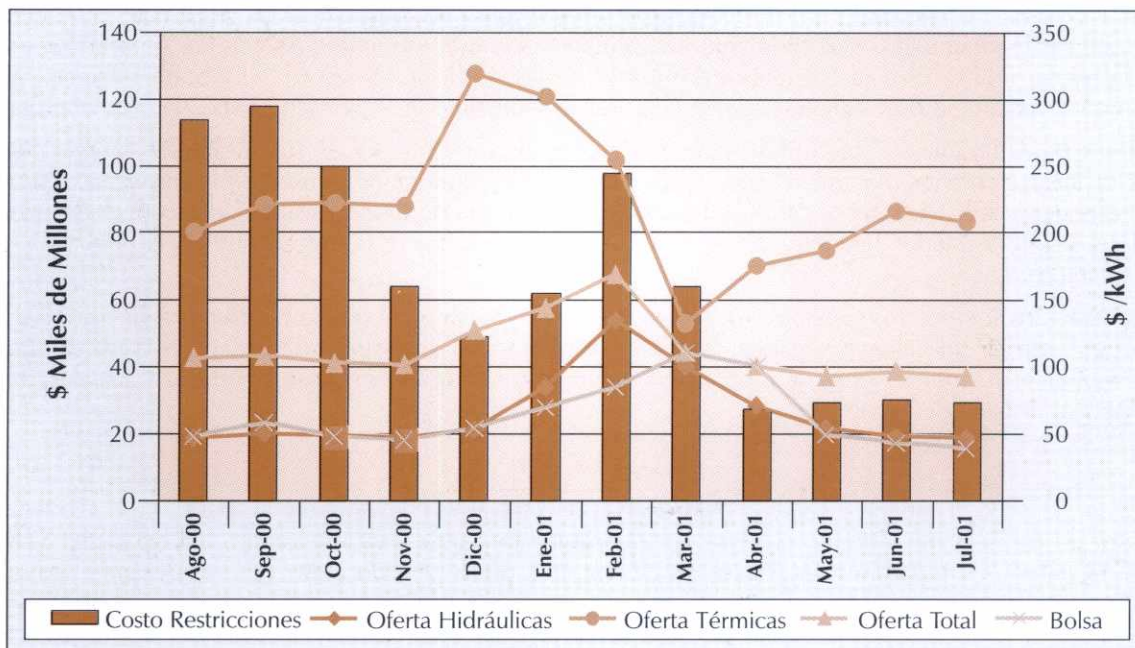
Así mismo, estas resoluciones ampliaron y detallaron la clasificación de las restricciones del sistema determinando las siguientes categorías: Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN; Cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC); Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP); Consideraciones de estabilidad del STN solicitada por un OR por restricciones o soporte de tensión en infraestructura con tensión de operación inferior al Nivel IV; Restricciones Eléctricas y/o requerimientos de soporte de reactivos en STR's y/o SDL's en el Nivel IV de tensión; y Seguridad asociada a restricciones relacionadas con transacciones internacionales de electricidad.

La aplicación de estas resoluciones a los procedimientos comerciales, implicó la adición al costo de restricciones por seguridad de una componente correspondiente a límites de intercambio.

Durante el periodo comprendido entre agosto de 2000 y julio de 2001, la ola de atentados terroristas al sistema de transmisión y la entrada en vigencia de la resolución Creg 034 de 2001, fueron las variables que afectaron el comportamiento del costo de las restricciones.

Los meses de agosto, septiembre y octubre del año 2000 presentan los mayores costos de las restricciones llegando a valores de \$120 mil millones de pesos en septiembre de ese año como se puede observar en el gráfico 1.16. Esto contrasta con el nivel de los costos luego de la entrada en vigencia de la resolución Creg 034 de 2001, la cual, entre otras cosas, limita los precios de oferta de las empresas y ha mantenido el costo agregado de las restricciones entre \$20 mil y \$30 mil millones de pesos desde abril de este año.

Gráfico 1.16.
Evolución de los costos de las restricciones Agosto de 2000 a Julio de 2001



Fuente: CND - Informe mensual de restricciones, agosto de 2001.

En el gráfico 1.17 se pueden apreciar que las plantas ubicadas en la región de la Costa Atlántica (incluida la hidroeléctrica de Urrá), tuvieron la mayor participación en las reconciliaciones positivas entre julio de 2000 y julio de 2001⁹. Entre éstas, la central que mayor participación tuvo fue Tebsa, lo cual es consistente con el respaldo que esta planta ofreció al sistema durante los periodos de aislamiento parcial o total del sistema de la Costa Atlántica del resto del STN.

⁹ Si bien a la fecha de elaboración del diagnóstico no se contaba con los informes mensuales del CND correspondientes a los meses de marzo, mayo y junio de 2001, el análisis conserva su validez.

El gráfico 1.18 presenta el costo de las restricciones totales del sistema por áreas eléctricas. Se puede concluir que las áreas de la Costa, Bogotá y Nordeste continúan siendo las áreas que presentan los mayores costos de generación de seguridad del sistema, sin embargo debe señalarse que los incrementos consideran los sobrecostos causados por los atentados.

Gráfico 1.17.
Plantas con mayor participación en el valor de las reconciliaciones positivas

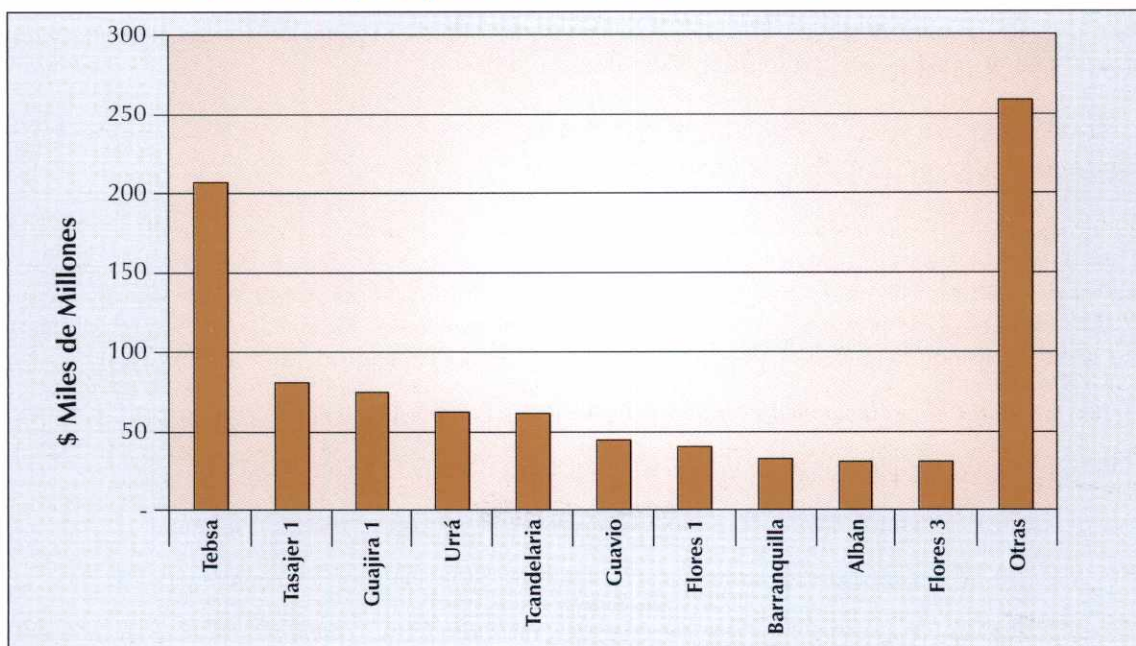
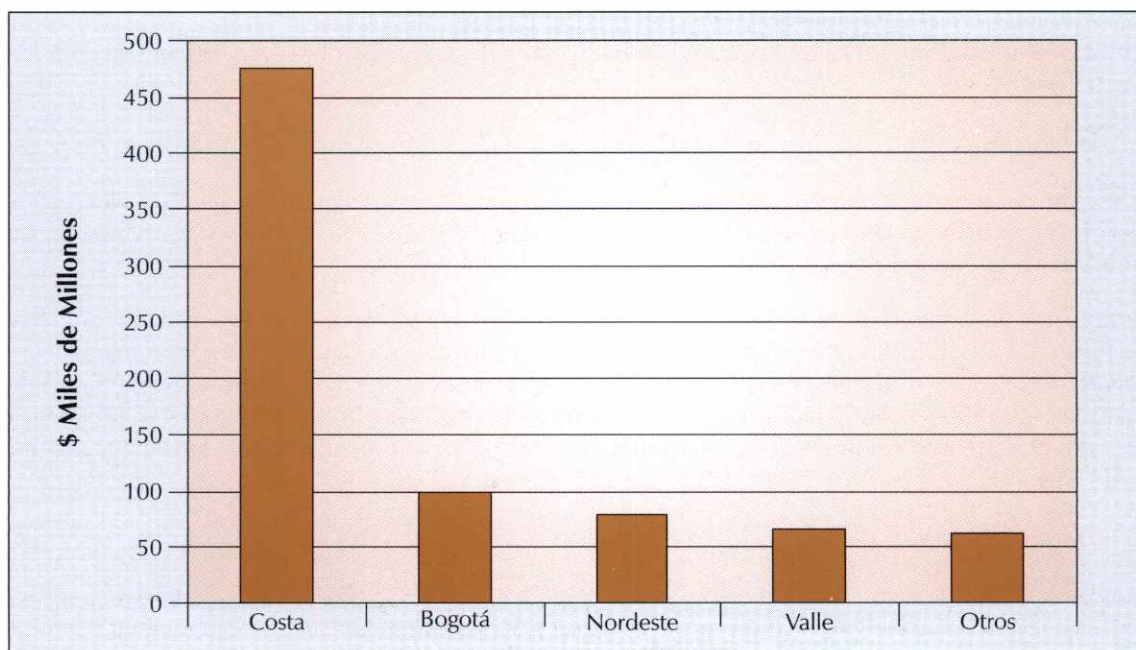


Gráfico 1.18.
Costo de las restricciones por áreas eléctricas



Fuente: Datos ISA - NEÓN.
Elaboró: UPME

Las obras de expansión Sabanalarga – Cartagena a 230 kV y Primavera – Guatiguará – Tasajero a 230 kV que entraron en operación comercial en agosto y Septiembre de 2001, contribuirán a reducir o eliminar los problemas de tensión de sus áreas de influencia.

Al respecto, el CND presentó en su informe trimestral del mes de octubre de 2001 la evaluación del impacto de la entrada del circuito Sabanalarga – Cartagena a 230 kV. Considerando que a la fecha el circuito llevaba 20 días de operación, se determinó el beneficio de la entrada del proyecto calculando la diferencia entre el costo de las restricciones con y sin la línea. Del análisis se concluye que se alcanzan beneficios diarios del orden de \$10 millones de pesos, aún teniendo en cuenta que esta valoración se efectuó considerando el esquema de ofertas previsto en la resolución Creg 034 de 2001.

1.3.3 Desarrollo de la Expansión del STN

Obras Recientes

A octubre de 2001 el Sistema de Transmisión Nacional está constituido por 1,449 kilómetros de líneas a 500 kV y 10,899 kilómetros de líneas a 230 kV, incluidas las interconexiones internacionales y 783 kilómetros de línea a 230 kV correspondientes a los proyectos que entraron en operación durante el año 2001.

- Línea a 230 kV circuito sencillo entre las subestaciones Porce y Guadalupe, 2.04 km.
- Línea a 230 kV circuito sencillo entre las subestaciones Porce y El Salto, 10.91 km.
- Línea a 230 kV circuito sencillo entre las subestaciones Porce y Barbosa, 52.02 km.
- Línea a 230 kV circuito sencillo entre las subestaciones Sabanalarga y Termocartagena, 82 km.
- Línea a 230 kV circuito sencillo entre las subestaciones Primavera, Guatiguará y Tasajero, 266 km.
- Línea a 230 kV doble circuito entre las subestaciones Purnio y La Sierra, 100.7 km.
- Línea a 230 kV doble circuito entre las subestaciones Purnio, Miel y San Felipe¹⁰, 84.2 km.

Adicionalmente, se está adelantando el proceso para la apertura de las convocatorias para la ejecución del proyecto a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá y sus obras asociadas, con una longitud aproximada de 923 km.

Avance de los Procesos de Convocatorias para la Ejecución de Obras Resultantes del Plan de Expansión

El esquema de convocatorias fue definido por la Creg como mecanismo de expansión del Sistema de Transmisión Nacional, mediante la expedición de la resolución 051 de 1998, siendo el Ministerio de Minas y Energía (MME) o la entidad que éste delegue, la responsable del proceso.

La Upme fue encargada en el mismo año por delegación del MME, de los procesos de selección de proponentes para las obras resultantes de las revisiones de los planes de expansión. Desde la expedición de la mencionada resolución, se ha encontrado necesario ejecutar obras en los años 1998 y 2000, dando lugar a convocatorias en 1999 y a la iniciación del proceso de selección para las convocatorias a adelantar como resultado del plan de expansión de 2000. A continuación se presentan los resultados del primer proceso y el avance del segundo.

Convocatorias 1999

El plan de expansión de la transmisión elaborado en 1998 recomendó la ejecución de las líneas de transmisión a 230 kV Primavera – Guatiguará – Tasajero y Cartagena – Sabanalarga con sus correspondientes módulos de subestación, que dieron lugar a las Convocatorias Upme 01 y 02 de 1999.

¹⁰ Está prevista su entrada en operación comercial para el día 25 de octubre.

En noviembre y diciembre de 1999 la Creg expidió las resoluciones oficializando a ISA como transportador seleccionado en ambas convocatorias y el ingreso anual esperado para los dos proyectos. Éstos iniciaron labores inmediatamente y tuvieron un avance satisfactorio logrando cumplir los tiempos programados por ISA o aún anticiparse, con respecto al cronograma.

Es importante resaltar que las actividades consideradas críticas se desarrollaron dentro de los plazos previstos (aproximadamente siete meses para los Estudios de Impacto Ambiental y cerca de 12 meses para el otorgamiento de la Licencia Ambiental por el Ministerio de Medio Ambiente), permitiendo llevar a cabo la construcción oportunamente en los tiempos programados.

Los estudios de Impacto Ambiental se desarrollaron de acuerdo con lo programado y en la obtención de la licencia ambiental se lograron tiempos menores a los presupuestados. La adquisición de servidumbres se finalizó después de la fecha prevista (30 de noviembre de 2000), momento para el cual se tenía un avance de 94.5% y 83.3% para las Convocatorias 01 y 02 en esta tarea, respectivamente. La adquisición de las servidumbres restantes fue solucionada, sin que se presentaran demoras para las otras actividades.

Lo anterior muestra que la programación de los proyectos fue adecuada y que la ejecución de los mismos fue eficaz y eficiente, con lo cual la línea Primavera – Guatiguará – Tasajero, correspondiente a la Convocatoria Upme-01-1999, pudo entrar en operación en el plazo previsto (1 de octubre de 2001) y la línea Cartagena – Sabanalarga objeto de la convocatoria Upme-02-1999 inició operación el 31 de agosto, con un mes de anticipación al plazo estipulado.

Convocatorias de Obras Resultantes del Plan de Expansión 2000 – 2015

El Plan de Expansión efectuado en el año 2000 definió como técnica y económicamente justificadas la construcción y operación de las líneas de transmisión a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá y las subestaciones, módulos y obras complementarias correspondientes. De acuerdo con el Plan y teniendo en cuenta los tiempos requeridos para las convocatorias, selección de proponentes, actividades preliminares, suministros, construcción y montaje, se encontró conveniente que la ejecución de estas obras se iniciara en el año 2001.

Consecuentemente con lo anterior, la preparación de los Documentos de Selección para una Convocatoria, incluyendo todo el proyecto, se inició desde octubre de 2000, los cuales se enviaron para revisión a la Creg en diciembre del mismo año. No obstante, con base en encuestas adelantadas con firmas que habían mostrado interés en las convocatorias de 1999, se encontró conveniente introducir algunas modificaciones al esquema de convocatorias definido en las resoluciones Creg 051 de 1998 y 004 de 1999, con miras a hacer más atractivas las convocatorias para los potenciales proponentes. Visto lo anterior, la Creg mediante la resolución 106 de 2000 aplazó la apertura de las convocatorias hasta el 28 de febrero de 2001.

Posteriormente, la Creg mediante la resolución 022 de 2001 expedida el 20 de febrero de 2001 modificó las resoluciones 051 de 1998 y 004 de 1999 en aspectos que implicaban cambios al esquema de las convocatorias y mediante la resolución 021 de 2001 expedida el 20 de febrero de 2001 aplazó nuevamente la apertura de las Convocatorias hasta el 28 de abril de 2001 para permitir la incorporación de los cambios mencionados.

Dada la magnitud y complejidad técnica de los trabajos a adelantar dentro de este proceso, así como el valor estimado para los mismos, la Upme siguiendo lo establecido en la resolución 022 de 2001, consideró necesario incluir en el Anexo de Descripción del Proyecto unas especificaciones técnicas mínimas para las componentes principales de los proyectos y dividir el proyecto en dos convocatorias para facilitar la participación de proponentes, pero cuidando que cada proyecto sea eléctricamente funcional.

La división del proyecto quedó planteada como sigue:

- Convocatoria Upme-01-2001 consistente en la línea a 500 kV entre las subestaciones Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera incluyendo las subestaciones a dicho nivel de tensión excepto la última de ellas, la transformación a 220 ó 230 kV, y las obras a estas tensiones para conexión al sistema en Cartagena, Valledupar y en las subestaciones existentes.
- Convocatoria Upme-02-2001 que comprende la línea a 500 kV entre las Subestaciones Primavera – Bacatá con las subestaciones a este nivel de tensión, la conexión de la subestación Primavera a uno de los

circuitos a 500 kV San Carlos Cerromatoso, la transformación 500/230 kV y las conexiones a 230 kV en Primavera y al sistema en Bogotá.

La Upme, una vez modificados los Documentos de Selección con todos sus anexos, los sometió a la revisión del Capt, con base en los cuales se ampliaron algunas especificaciones. En este estado se envió una nueva versión a la Creg también para revisión el 10 de abril de 2001.

Después de acordar entre la Upme y la Creg algunos cambios y adiciones de requerimientos técnicos, principalmente en los aspectos del Anexo de Descripción del Proyecto, la Creg mediante la resolución 041 de 2001 expedida el 26 de abril de 2001 aplazó la apertura de convocatorias hasta el 31 de mayo de 2001 mientras se continuaba con la revisión. El 22 de mayo la resolución Creg 093 de 2001 estableció que el MME es la entidad encargada de fijar la fecha correspondiente.

A la fecha, el MME ha considerado conveniente profundizar en los estudios sobre el esquema de convocatorias y sobre los aspectos técnicos pendientes con el propósito de incentivar la participación de proponentes en los procesos de estas convocatorias, para lo cual ha abierto un concurso para seleccionar un grupo de Banca de Inversión que se encargue de estudiar tales aspectos y de la promoción del proyecto. Se ha previsto que en el primer trimestre de 2002 estará finalizado el estudio y se procederá a iniciar el proceso de convocatorias de los proyectos correspondientes al plan 2000 – 2015.

1.4 Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

A partir de la información reportada por las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía sobre sus suscriptores y teniendo en cuenta las proyecciones de población del Dane, en el cuadro 1.2 se presenta la estimación que hace la Upme sobre la evolución que ha tenido la cobertura del suministro de energía eléctrica para el sector residencial en las zonas interconectadas del país.

Como se observa, la cobertura presenta una tendencia creciente, aún cuando los datos de los últimos años permiten identificar que su tasa de crecimiento anual ha disminuido.

Cuadro 1.2
Evolución de la Cobertura en el sistema interconectado

AÑO	1995	1996	1997	1998	1999	2000 ¹¹
Estimación de la Coberura	76%	79%	81%	84%	86%	87%

Fuente: Cálculo UPME

Para el caso de las Zonas No Interconectadas del país, con base en las encuestas¹² realizadas para una muestra representativa de estas áreas, se encontró una cobertura del servicio de electricidad del orden del 74% para los centros poblados.

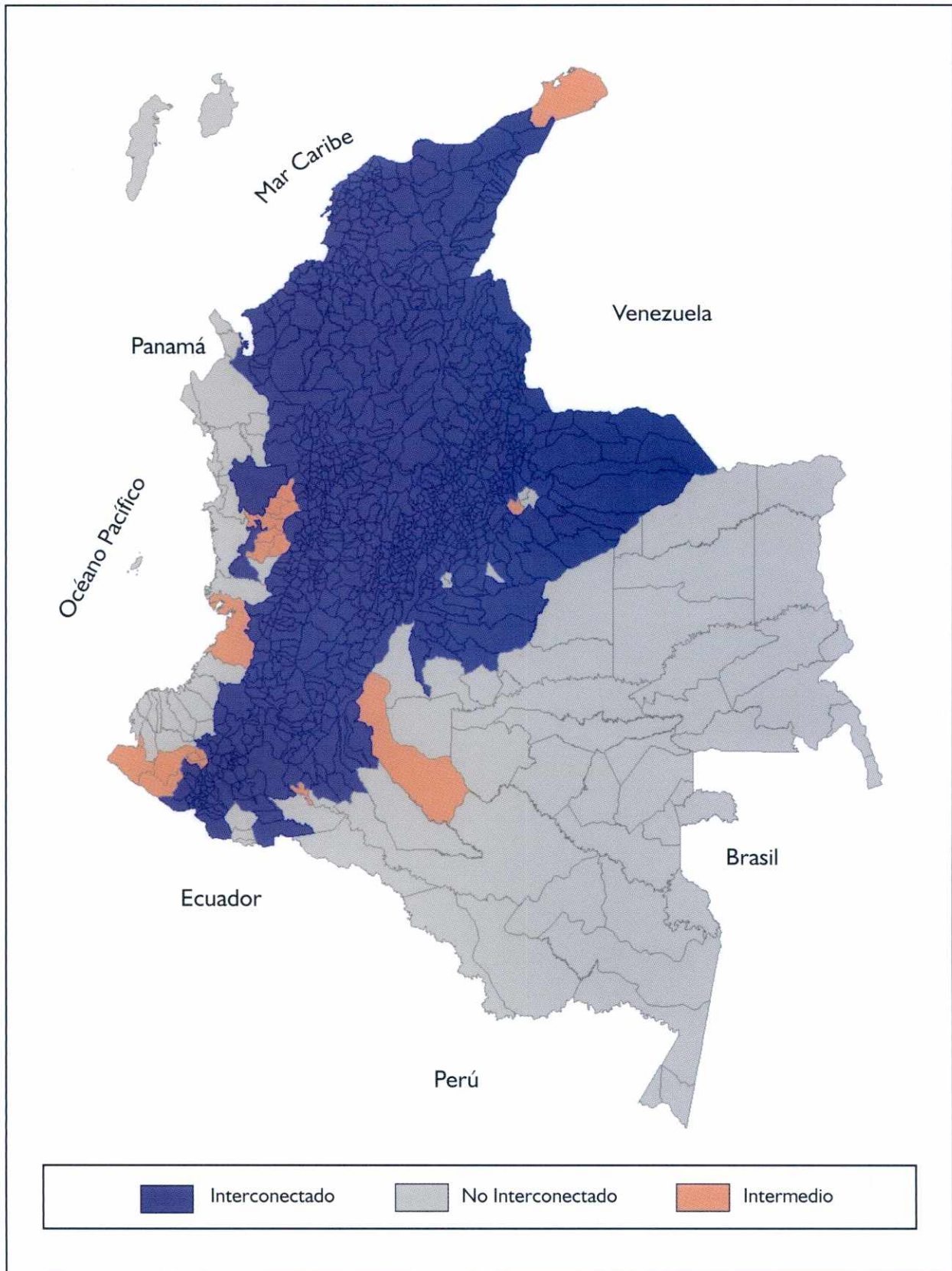
El gobierno adelanta numerosos proyectos para incrementar el acceso de la población, tanto de las zonas no interconectadas como de las interconectadas del país, priorizando y supervisando la utilización de los recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías en los entes regionales. Sin embargo, entre las principales dificultades a superar para lograr este objetivo se encuentran la dispersión geográfica de los usuarios, sus bajos niveles de consumo y los elevados costos de acceso al servicio, así como la baja disponibilidad de pago de la población de estas zonas.

En el gráfico 1.19 se presenta el mapa de las áreas interconectadas y no interconectadas del país y su nivel de cobertura.

¹¹ Datos preliminares sujetos a revisión.

¹² Estudio: "Establecimiento de un Plan Estructural, Institucional y Financiero que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas, con participación de las comunidades y del sector privado", realizado por Hagler Bailly – Aene para el Gobierno Nacional.

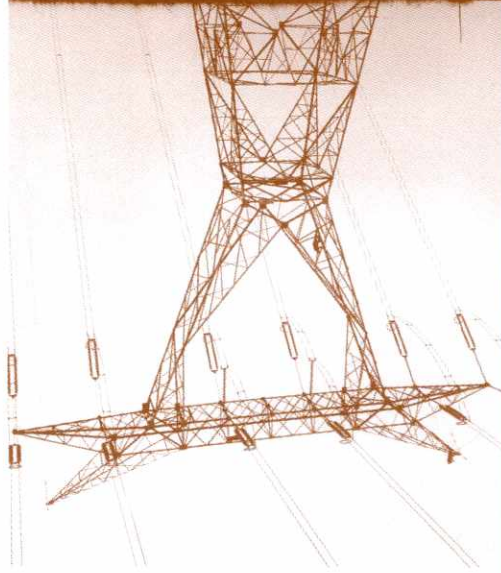
Gráfico 1.19
Municipios Interconectados y No Interconectados





Segunda Parte:

Prospectiva y Estrategias de Expansión



2

PROSPECTIVA

2 Prospectiva

2.1 Tendencias Internacionales¹

2.1.1 Crecimiento de la Industria Eléctrica

La demanda eléctrica y la inversión en nueva infraestructura de suministro mejoraron a finales de los años 90 por la recuperación económica en Asia y Rusia y por la dinámica del crecimiento en las economías de EE.UU. y de Europa. En los años 2000 – 2001 el panorama eléctrico ha estado caracterizado por la crisis del suministro en California y Brasil y la desaceleración económica, a nivel global.

En el futuro el crecimiento esperado en la generación de electricidad va a depender de los avances tecnológicos que se desarrollen para ampliar la cobertura de suministro a la población, especialmente el desarrollo de la generación distribuida con base en el desarrollo de las celdas de combustible y las microturbinas que modificarán radicalmente el suministro de la electricidad al disminuir los requerimientos de expansión sobre los sistemas de transporte de electricidad. Así mismo se espera que las preocupaciones ambientales le otorguen un mayor incentivo al uso de fuentes renovables diferentes a la hidroelectricidad, especialmente en Europa.

Se pronostica que los países en desarrollo de Asia y América Latina liderarán los incrementos en el uso de la energía eléctrica, con tasas de crecimiento en el consumo de 4.6% anual para los primeros y 4.2% para los últimos. La razón de estos incrementos radica en el crecimiento esperado de la población, extensión del servicio e industrialización de estos países.

Cuadro 2.1
Consumo Mundial de electricidad por regiones (Teravatios)

REGIONES	1997	2005	2010	2015	2020
P. Industrializados	7,287	8,252	8,960	9,628	10,255
Europa Oriental y Antigua U. Soviética	1,484	1,550	1,720	1,873	2,115
P. en Des. de Asia	2,103	3,071	3,899	4,707	5,957
P. en Des. de Centro y Suramérica	624	875	1,092	1,272	1,619
Otros P. En Des.	792	985	1,155	1,348	1,628
Total Mundial	12,260	14,713	16,826	18,828	21,574

Fuente: International Energy Outlook 2000, EIA.

¹ EIA, International Energy Outlook 2000, marzo de 2000.
P. en Des: Países en Desarrollo.

2.1.2 Transformaciones Estructurales

Con el cambio de milenio aparecen y se consolidan las empresas multinacionales dedicadas al negocio eléctrico. En efecto, a tiempo que los gobiernos a través de la regulación han estado desintegrando y privatizando los monopolios eléctricos estatales para promover la competencia, muchas empresas eléctricas se han globalizado e integrado internacionalmente, a través de fusiones, adquisiciones, asociaciones y alianzas estratégicas. Varias de ellas han extendido su actividad a la producción y suministro de gas natural, otras se han especializado únicamente en transmisión y distribución o en generación y algunos han extendido sus negocios a la adquisición de intereses en telecomunicaciones, agua y otras industrias diferentes a la energía.

De las nuevas instituciones producto de la transformación estructural de los sectores eléctricos se tienen las Bolsas de Energía, como mecanismo para facilitar las transacciones y la formación del precio en el mercado. En un reciente estudio del BID², se analiza la experiencia del funcionamiento de los diferentes modelos de bolsas y se concluye que ha sido fundamental el papel que ellas han representado para el desarrollo del mercado competitivo en electricidad.

El flujo de capital privado hacia proyectos eléctricos en países en desarrollo ha sido superior a los US\$ 142 mil millones desde 1990. Por regiones, América Latina ha sido la más agresiva en privatización de activos eléctricos, mientras que Asia ha preferido limitar la inversión extranjera a la participación en construcción de nuevos proyectos.

2.1.3 Mayor Uso de Gas Natural en la Generación

Con los avances tecnológicos han disminuido los costos de capital para plantas generadoras a gas natural y se ha incrementado en gran medida la competitividad de este recurso en comparación con otros combustibles para la generación eléctrica. Así por ejemplo, el costo de capital por kilovatio instalado de la generación actual de plantas a gas de ciclo combinado o de cogeneración es de US\$ 449 (dólares de 1998) en comparación con US\$ 1,102 para una planta a carbón.

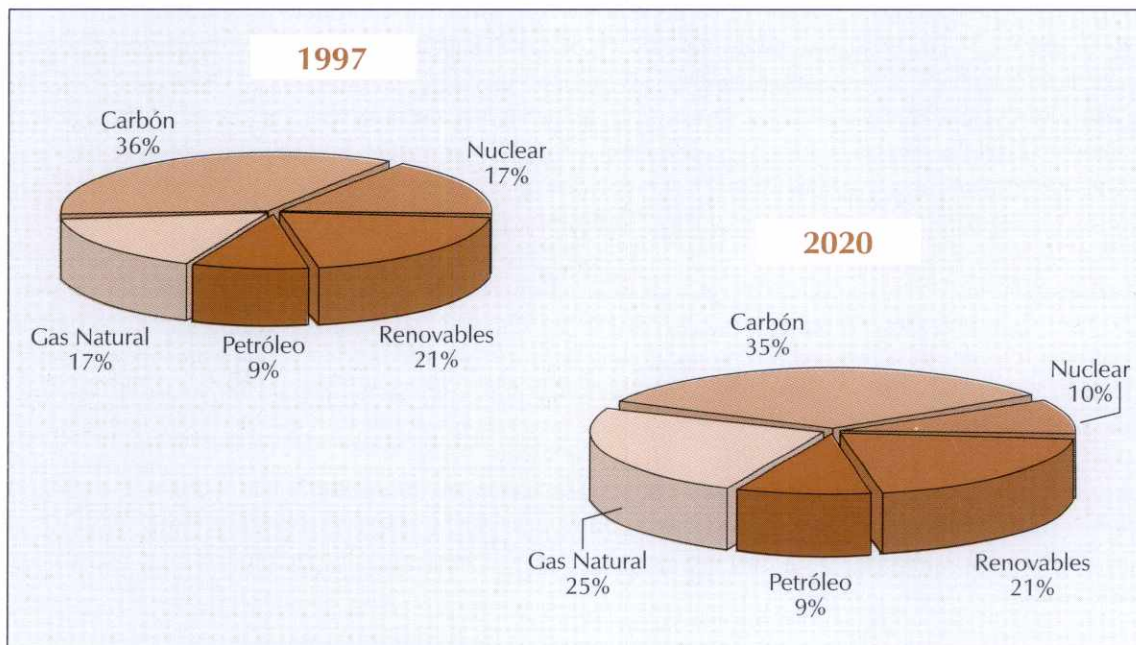
Para el año 2020 se espera que el uso de gas natural para generación eléctrica se elevará a más del doble, en comparación con los niveles actuales, con crecimientos más acentuados en Europa Occidental, Norte América y Latinoamérica. Con ello, el gas natural representará el 25% del mercado de combustibles para generación eléctrica en el 2020, en comparación con el 17% reflejado en 1997, como se indica en el gráfico 2.1. Estos desarrollos generan a su vez, nuevos enfoques de política y de regulación económica para la electricidad y el gas que estimulan la integración de estas dos industrias.

La participación de la energía nuclear en generación eléctrica disminuirá debido a preocupaciones sobre el manejo del combustible utilizado y el impacto ambiental de eventuales accidentes. El carbón mantendrá su posición mayoritaria, aunque disminuirá en su participación porcentual de 36% a 34%, con un acentuado crecimiento de este energético en China. Las tendencias de Estados Unidos y la Unión Europea son contrarias con respecto a este energético, y mientras que Estados Unidos centra su atención en la destinación de recursos a la investigación y desarrollo de tecnologías limpias para el carbón, la Unión Europea centra su atención en el desarrollo de fuentes renovables diferentes a la hidroelectricidad.

En general se espera que las fuentes renovables jueguen un papel importante en el futuro con base en la disminución de los costos de capital y de operación de estas tecnologías por el incremento de recursos para investigación y desarrollo en este tipo de fuentes y a la implementación de directivas orientadas a reflejar la preocupación ambiental de la sociedad, especialmente en los países de la Unión Europea.

² Millán, J. La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina, BID, abril 2000.

Gráfico 2.1
Estructura del Consumo Mundial de Energía para Generación Eléctrica



Fuente: EIA, 2000.

La hidroelectricidad mantendrá su participación de 21% en el suministro mundial de electricidad, presentando los mayores incrementos en China, con la entrada en el 2009, de la totalidad de los 18,200 MW de la represa de Las Tres Gargantas.

2.1.4 La Situación Eléctrica en Centro y Sur América

El crecimiento acelerado de consumo de electricidad en Centro y Sur América se va a dar especialmente en Brasil, con una tasa de 4.9% anual. Se espera que la participación de recursos renovables en el mercado eléctrico, especialmente la generación hidráulica, disminuya de 77% en la actualidad a 54% en el 2020, mientras que aumenta la generación a gas de 11% en la actualidad a 34% en el 2020.

En la región latinoamericana han continuado los procesos de privatización y de identificación y desarrollo de proyectos de integración eléctrica. “La complementariedad eléctrica entre países vecinos y subregiones es un nuevo elemento aplicado en América Latina y el Caribe: Las interconexiones existentes entre Brasil y Argentina, Argentina y Chile, y Colombia y Venezuela, así como el proyecto Siepac que une los seis países de América Central, son un ejemplo de este proceso”³. Es previsible entonces la intensificación de las iniciativas de interconexión internacional, lo cual llevará seguramente a la integración eléctrica de toda la región latinoamericana antes del 2020.

A nivel subregional, Colombia cuenta con la interconexión eléctrica por la Guajira y Norte de Santander con Venezuela y en la actualidad se adelanta, con el apoyo de ISA y en conjunto con entidades gubernamentales de Colombia y Ecuador, el estudio de la interconexión eléctrica Colombia – Ecuador – Perú.

Una parte fundamental de este proyecto es el análisis comparativo de los marcos regulatorios de los tres países, el cual se lleva a cabo bajo la coordinación de las comisiones de regulación de los tres países y que permitirá definir propuestas de armonización para facilitar la interconexión. En el capítulo cinco de este documento se presenta un análisis sobre el tema de las interconexiones analizando para el caso colombiano las oportunidades, las barreras y los aspectos regulatorios, institucionales y operativos en relación con los países de Ecuador y Venezuela.

Otras actividades de integración energética que afectarán la situación eléctrica futura son las relacionadas con proyectos y estudios de interconexión gasífera, como los de Colombia – Panamá, Colombia – Venezuela y Colombia – Ecuador.

³ Informe Energético de América Latina y Prospectiva 2000–2020. OLADE, Quito, 2000, p. 9.

2.2 Tendencias Nacionales

Con la creciente globalización que se ha venido dando desde comienzos de los años 90, la economía colombiana, al igual que el caso de la mayoría de países en desarrollo, se ve afectada, en forma directa o indirecta, por las crisis y problemas en otras regiones del mundo. Las recientes reformas macroeconómicas en Colombia, además de buscar dar soluciones a los problemas estructurales internos, se orientan también al fortalecimiento y diversificación de la economía para enfrentar efectos globales, como los anotados.

En este marco de referencia, las expectativas de demanda de energía eléctrica en el país y la inversión en nueva infraestructura para atenderla, dependerán del crecimiento económico que se prevea a nivel internacional y de la política nacional de desarrollo económico y social. Esto en cuanto se refiere a factores externos al sector eléctrico y que inciden en su desarrollo. Adicionalmente a ello se requiere analizar y evaluar la situación y tendencias institucionales y estructurales que resultan de los cambios adelantados en los últimos 10 años en la industria eléctrica.

En el mediano plazo es previsible una creciente recuperación de las tasas de crecimiento económico del país, a niveles acordes con los objetivos de desarrollo y mejora del bienestar de la población colombiana. En otras palabras, se espera que el país requiriera cada vez, mayores cantidades de energía eléctrica y un cubrimiento más extenso de este servicio en el territorio nacional.

La expansión de la generación eléctrica nacional dependerá, como sucede en la actualidad, además de la disponibilidad de los recursos, de los avances tecnológicos disponibles para mejorar la eficiencia en el suministro y disminuir los costos de producción, y de las políticas para ampliar la cobertura a un mayor porcentaje de la población.

2.2.1 Aspectos Coyunturales

En la actualidad, el sector eléctrico colombiano enfrenta una fase de transición, caracterizada por retos y problemas de naturaleza coyuntural y estructural, los cuales afectan tanto el desempeño, como las expectativas de los agentes que en él participan.

En 1994 se inició la aplicación de un nuevo esquema para el desarrollo del sector eléctrico, el cual ha generado indudables beneficios para la sociedad en general, pero que a su vez no ha podido concretar completamente los objetivos que se plantearon para el proceso y cuyo logro es una condición para la sostenibilidad futura del nuevo esquema.

La reforma del sector eléctrico se basó en el diseño y adopción de un esquema de mercado competitivo que se plasmó en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), el cual ha permitido generar señales de eficiencia para los agentes de la industria. Este esquema ha contado como base fundamental con la participación de los inversionistas privados en la financiación y administración de la infraestructura necesaria para la operación del sistema.

No obstante estos avances, la reforma del sector eléctrico colombiano, al igual que aquellas iniciadas en otros países, requiere de un periodo de maduración y de ajuste, durante el cual se consoliden las modificaciones a las estructuras de mercado e institucional con el fin de adecuarlas a las particularidades propias del sistema previsto.

Infelizmente en Colombia, este proceso de ajuste ha tenido una fuerte influencia de aspectos exógenos al sector, tales como el orden público; el manejo político de modificaciones a la Ley de Servicios Públicos y a la Ley Eléctrica; la inestabilidad jurídica que ha introducido fuertes modificaciones a la situación tributaria de las empresas y a su flujo esperado de ingresos; y el comportamiento recesivo de la economía, que redujo el poder de compra tanto de las empresas como de las familias e indujo, durante dos años seguidos, a disminuciones de la demanda.

Esta multiplicidad de factores ha confluído para debilitar la situación financiera de algunas empresas, especialmente de aquellas distribuidoras y comercializadoras que atienden mercados predominantemente residenciales, de bajo ingreso y alta dispersión. La principal amenaza para el nuevo sistema consiste en la incorporación de estas condiciones de carácter coyuntural, como parte permanente de la problemática del sector.

2.2.2 Aspectos Estructurales

Existen varios aspectos concernientes a la situación institucional y a la estructura del mercado que merecen ser analizados, con el fin de identificar los mecanismos que pueden ser empleados para garantizar que la eficiencia y la competencia sean los pilares de esta industria.

Por una parte, el sector eléctrico colombiano ha realizado un tránsito incompleto de la propiedad estatal a la propiedad privada en todas las fases de la industria, lo cual ha generado la interacción de agentes públicos y privados en el ejercicio de las actividades económicas, con percepciones divergentes en cuanto al desempeño en el sistema. Así mismo, algunas de las empresas estatales han trasladado los problemas financieros de los cuales adolecían con anterioridad a la reforma, al nuevo mercado, acarreado el incremento de los niveles de deuda y la disminución de la liquidez del sistema.

Según se observa, los estándares de remuneración establecidos por la regulación difieren de los márgenes esperados por las empresas en cuanto a la expansión de la infraestructura y el grado de cumplimiento de niveles de calidad o cobertura. Así mismo, en el caso de las empresas de distribución, los niveles de pérdidas de energía reflejan la carencia de recursos para realizar la gestión de mantenimiento de las redes, hecho que a su vez, afecta sus resultados económicos.

En cuanto a la estructura institucional, se percibe un desbalance entre las políticas establecidas por el gobierno, la regulación emitida para encaminar al sector de acuerdo con esas políticas y la capacidad de seguimiento y control de las conductas reguladas por dichas políticas.

En el capítulo seis de este documento se presenta un análisis realizado por la Upme con base en el trabajo desarrollado con el Banco Interamericano de Desarrollo –BID– y Fedesarrollo, sobre la sostenibilidad de las reformas implementadas en el sector eléctrico, en el cual se identifican de manera objetiva los principales factores de orden institucional, político y de estructura de mercado que han determinado el desempeño del sector eléctrico, se establecen las amenazas a la sostenibilidad del esquema vigente y se plantean algunas recomendaciones para desarrollar en el corto plazo.

2.3 Escenarios de demanda de electricidad 2001 – 2015

2.3.1 Supuestos e Información Básica

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el futuro dependerá de factores de diversa índole, en especial la continuidad en el proceso de reactivación económica, la efectividad de programas de uso eficiente de electricidad, el éxito que se logre en los programas de disminución de pérdidas y la continuidad en el proceso de sustitución de electricidad que se desarrolla, particularmente en el sector residencial, como resultado de la política de masificación del uso de gases combustibles en todo el país.

2.3.2 Metodología de Proyección

En general, las proyecciones de demanda de energía tienen un apoyo importante en la historia de los consumos pues de su análisis se desprenden relaciones matemáticas precisas entre la variable que se estudia y uno o más determinantes que explican su comportamiento en el tiempo.

En la actualidad la Upme viene aplicando metodologías de proyección integrada de demanda, las cuales tiene como objetivo central, calcular los requerimientos energéticos de la economía nacional para un determinado escenario macroeconómico, dentro del horizonte de proyección especificado, mediante un programa de distribución del mercado entre competidores.

Los análisis integrados consideran las diferentes posibilidades de sustitución de los energéticos, superando así la “miopía” que puede ser causada por la revisión de cada mercado de forma aislada. En general, se utilizan modelos econométricos para determinar los requerimientos futuros de energía, sin considerar la fuente que satisfaga tales necesidades, y a través de los modelos analíticos se pueden modelar las competencias entre los diferentes energéticos, programas de uso racional de energía, nuevas tecnologías, etc. Ver gráfico 2.2.

Los modelos analíticos con que actualmente trabaja la Upme, son el módulo *Balance* del modelo *Enpep*⁴, el modelo *Leap*⁵ y el modelo de sustituciones denominado *Multiobjetivo*, desarrollado por el IDEE⁶.

4 ENPEP (Energy and Power Evaluation Program).

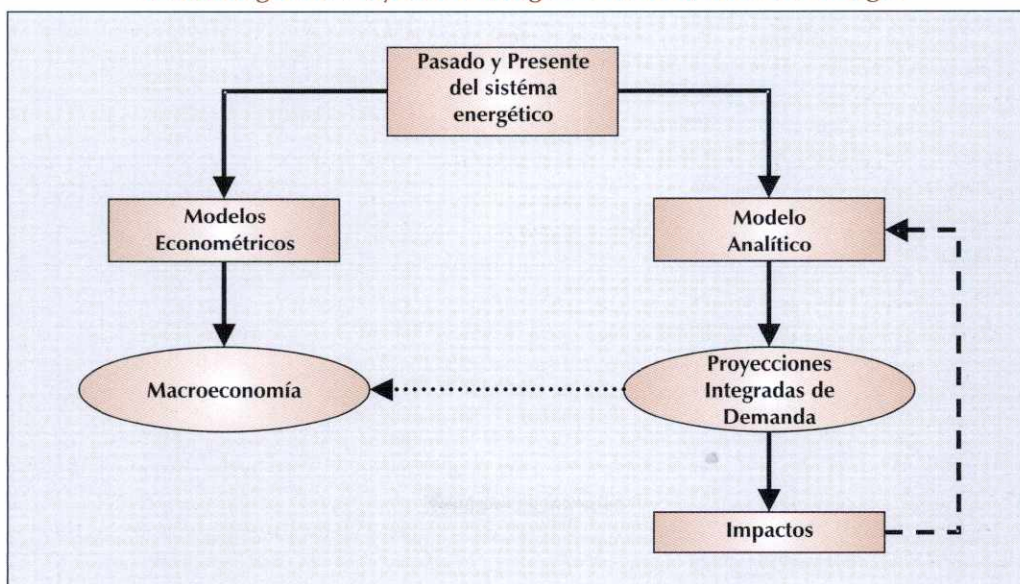
5 Long-Term Energy Alternatives Planning system.

6 Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche, Argentina.

2.3.3 Supuestos para la Proyección

El análisis de proyección de la demanda se resume en tres escenarios, determinados básicamente por supuestos de variables de carácter socioeconómico, energético, tarifario, de política y de suministro de energía, entre otros.

Gráfico 2.2
Metodología de Proyección Integrada de Demanda de Energía



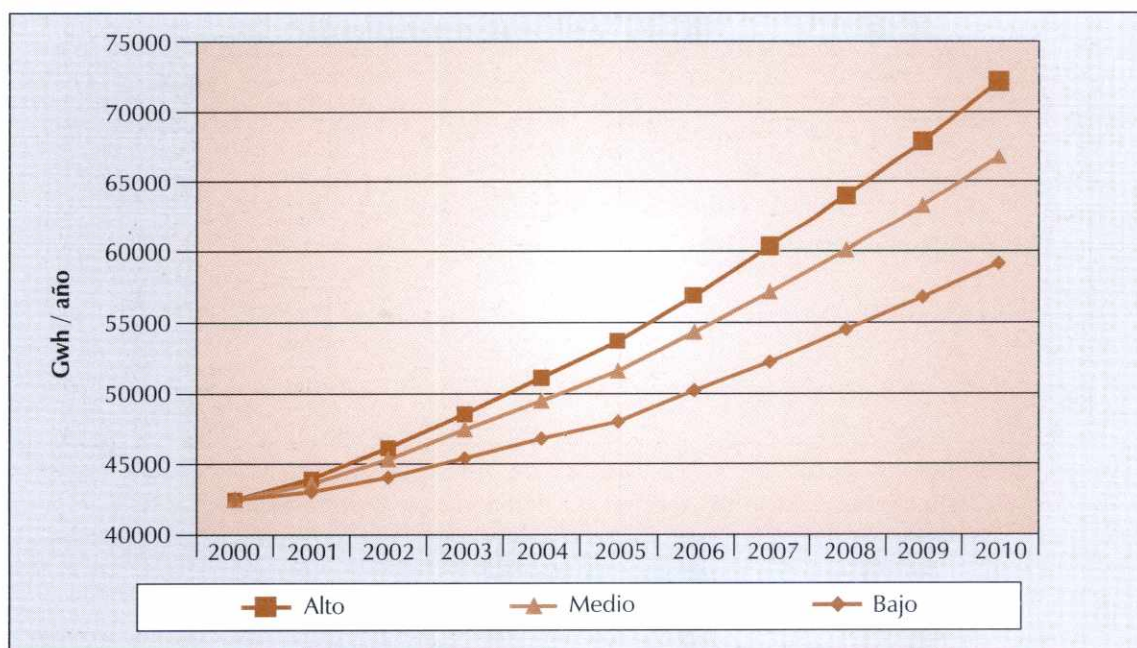
Cuadro 2.2
Supuestos para la proyección de demanda de Energía Eléctrica

VARIABLE	SUPUESTO
PIB	Esc. Medio: 2001: 3.4%, 2002: 3.8%, y 4.5% en adelante
	Esc. Alto: 2001: 3.8%, 2002: 4.8%, y 5.0% en adelante
	Esc. Bajo: 2001: 3.0%, 2002: 3.4%, y 4.0% en adelante
Crecimiento Poblacional	De acuerdo a la proyección del Dane hasta el 2005. Hacia adelante se toma la tasa media del 1.8% anual.
Precios de energéticos	Se toman los precios actuales de los diferentes energéticos (año 2000) y hacia adelante se considera que las distancias relativas se conservan.
Sector Industrial	La eficiencia de los procesos se mantiene constante en los tres escenarios.
Aspectos Tecnológicos	Para los escenarios Medio y Alto , se mantienen constantes las eficiencias de los procesos de conversión de energía en los sectores residencial, comercial. En el escenario Bajo , con base en el estudio «Global Energy Perspectives», las eficiencias de los procesos en los sectores residencial y comercial mejoran en 8% durante los primeros 20 años del siglo XXI.
Pérdidas	Esc. Alto: Se aplican en el mediano plazo los planes de reducción de pérdidas de las empresas, presentadas en los planes de gestión y resultados. Esc. Bajo: Se considera un atraso en los indicadores de disminución de pérdidas presentados por las empresas en los planes de gestión y resultados. Esc. Medio: Se hace una ponderación de los valores de los escenarios alto y bajo.

Teniendo en cuenta los anteriores supuestos, los resultados que se obtienen se presentan en el gráfico 2.3 y en el cuadro 2.3.

A la fecha de elaboración de este documento, se realizó una revisión de las expectativas de crecimiento económico por parte de los entes gubernamentales encargados de esta labor. Como resultado de la revisión se obtuvo una reducción en las expectativas de crecimiento económico para los próximos años, retrasando la recuperación de la economía colombiana y por ende el crecimiento de la demanda de electricidad. Se estima que en el largo plazo, el escenario medio de demanda, considerando estos nuevos supuestos de crecimiento del PIB, se aproximará al escenario bajo utilizado en este documento.

Gráfico 2.3
Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica



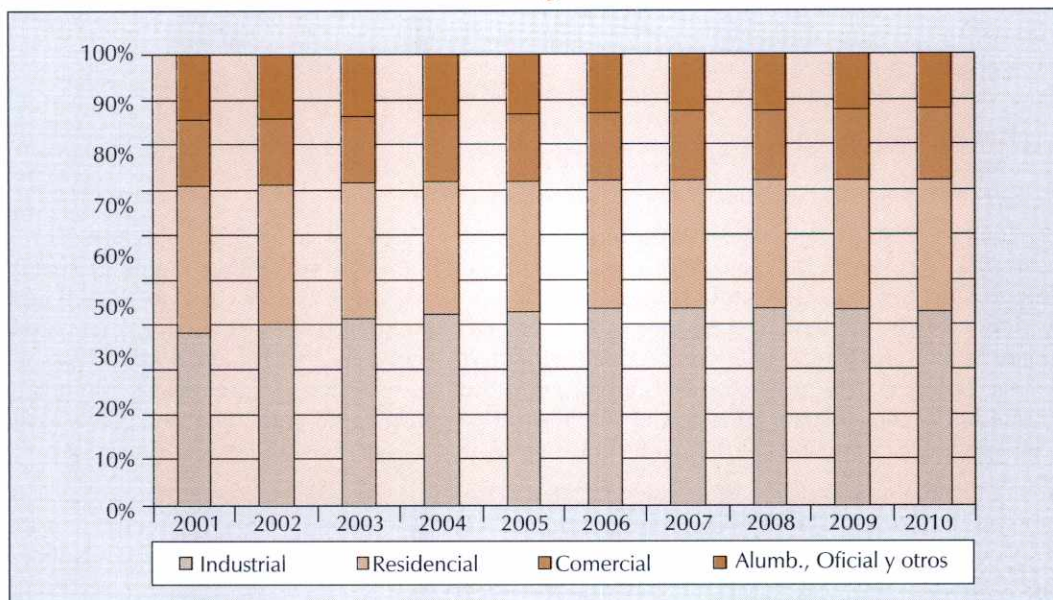
Fuente: Upme.

Cuadro 2.3
Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica

Año	ALTO		MEDIO		BAJO	
	GWh	Tasa (%)	GWh	Tasa (%)	GWh	Tasa (%)
2000	42,462		42,462		42,462	
2001	43,982	3.6	43,715	3.0	43,060	1.4
2002	46,175	5.0	45,399	3.9	44,135	2.5
2003	48,585	5.2	47,401	4.4	45,537	3.2
2004	51,086	5.1	49,446	4.3	46,857	2.9
2005	53,670	5.1	51,520	4.2	48,050	2.5
2006	56,929	6.1	54,258	5.3	50,132	4.3
2007	60,390	6.1	57,144	5.3	52,290	4.3
2008	64,063	6.1	60,182	5.3	54,524	4.3
2009	67,960	6.1	63,382	5.3	56,833	4.2
2010	72,095	6.1	66,749	5.3	59,214	4.2

Con base en el escenario medio, se presenta en el gráfico 2.4 la estructura sectorial del consumo final de energía eléctrica para el periodo de proyección.

Gráfico 2.4
Estructura sectorial del consumo de energía eléctrica 2000-2010 Escenario Medio



Fuente: Upme.

En el gráfico 2.4 se puede observar que la participación del sector industrial aumenta a lo largo del periodo de proyección, dado que la industria es uno de los principales determinantes del crecimiento económico a futuro. Por otra parte el sector residencial disminuye gradualmente su participación dentro de la estructura de consumo, básicamente por la consolidación del plan de masificación de gas, aunque hacia finales del periodo de proyección su participación se estabiliza.

2.3.4 Escenarios de Proyección de la Demanda de Potencia Eléctrica

Asociada a las proyecciones de energía se realizó una revisión de los escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia, los resultados se presentan en el cuadro 2.4.

Cuadro 2.4
Escenarios de proyección de la demanda máxima de potencia eléctrica

Año	ALTO		MEDIO		BAJO	
	GWh	Tasa (%)	GWh	Tasa (%)	GWh	Tasa (%)
2000	7,712		7,712		7,712	
2001	7,981	3.5	7,924	2.8	7,813	1.3
2002	8,374	4.9	8,218	3.7	8,002	2.4
2003	8,787	4.9	8,573	4.3	8,251	3.1
2004	9,214	4.9	8,934	4.2	8,486	2.8
2005	9,649	4.7	9,295	4.0	8,694	2.5
2006	10,187	5.6	9,760	5.0	9,049	4.1
2007	10,748	5.5	10,239	4.9	9,406	3.9
2008	11,337	5.5	10,736	4.9	9,769	3.9
2009	11,959	5.5	11,257	4.9	10,141	3.8
2010	12,622	5.5	11,810	4.9	10,530	3.8

2.4 Disponibilidad de Recursos y Precios de los Combustibles

Además de los escenarios de demanda, para la definición de las alternativas y estrategias de generación y suministro eléctrico, tanto en el corto como en el mediano y largo plazo, el Plan de Expansión de Referencia considera la evolución y las expectativas acerca de la disponibilidad de recursos renovables y no renovables (petróleo, gas natural y carbón), incluyendo reservas, costos de explotación y transporte y precios. Ello permite establecer las alternativas para satisfacer las necesidades de combustibles de las plantas térmicas en el futuro.

2.4.1 Recursos Renovables

Hídrico

Según el inventario sistemático de recursos hidroeléctricos en Colombia de 1975 se estimó un potencial técnico de 96 GW con proyectos que poseen una capacidad superior a 100 MW. Sin embargo, los expertos concuerdan en que los aspectos ambientales introducidos a partir de 1993 reducen este potencial a aproximadamente 50 GW y que los aspectos económicos relacionados con la estructura del mercado mayorista de electricidad hacen que el potencial con factibilidad técnica, económica y ambiental se reduzca a cerca de 20 GW. De este potencial, los proyectos que brindarían un mayor beneficio a la sociedad colombiana son los de carácter multipropósito, relacionados con el suministro de agua potable para algunas ciudades del país y el desarrollo de proyectos multinacionales de transporte fluvial en las cuencas de los ríos Amazonas y Orinoco.

Del potencial técnico citado, 8.5 GW se encuentran construidos, 0.5 GW se encuentran en construcción, 5 GW cuentan con diseño, 63 GW se encuentran en etapa de reconocimiento, 12 GW cuentan con estudios de factibilidad y 7 GW con estudios de prefactibilidad. Los proyectos, que están distribuidos geográficamente en el país en las cuencas del Magdalena, San Jorge, Sinú, Atrato, Meta, Cauca y Amazonía, requieren una actualización de las series estadísticas de hidrología y adaptar su concepción a las nuevas condiciones técnicas, económicas y ambientales.

En la Upme se han registrado proyectos equivalentes a 8,138.9 MW de los cuales el 92.9% corresponden a proyectos que poseen embalse para una capacidad superior a 100 MW y el porcentaje restante corresponde a proyectos de pequeñas y medianas centrales con capacidades inferiores a 100 MW. En general la mayoría de los proyectos se encuentran inscritos en la fase 1, es decir, se han inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente y poseen estudios de prefactibilidad técnica.

Sin embargo, una posibilidad de aprovechamiento del potencial hídrico sigue siendo la repotenciación de plantas hidroeléctricas que representa alrededor de 0.5 GW a 1 GW, así como el aprovechamiento de obras de riego y acueducto para la generación de electricidad.

Biomasa

El país cuenta con una diversa gama de recursos de biomasa que se pueden utilizar para la generación de energía eléctrica, entre los cuales el bagazo de la caña de azúcar ha tenido la mayor utilización en cogeneración.

Este recurso que se halla disponible especialmente en el Valle del Cauca en donde existen 11 ingenios azucareros, los cuales proveen el 95% de la producción nacional de azúcar, se obtiene a partir del corte y la molienda de la caña de azúcar, alcanzando cuatro millones de toneladas de bagazo anuales y 11.5 millones de toneladas al año en residuos.

El sector azucarero actualmente tiene instalados 80 MW en procesos de cogeneración, de los cuales el 81% son utilizados en el consumo propio. Por otra parte se ha estimado que este sector con los actuales niveles de producción de bagazo tendría un potencial entre 250 a 300 MW.

Un factor preponderante para el impulso de la generación de energía eléctrica a partir de este recurso es la prohibición a la quema abierta de los cañaduzales antes y después del corte (actividad que se hacía con el fin de facilitar la cosecha), a partir del 2005.

Actualmente el programa de las Naciones Unidas GEF (*Global Environmental Facility*), en unión con Asocaña, el Ministerio de Medio Ambiente y la Upme, adelantan actividades orientadas a promover el papel de las *Esco's* (*Energy Service Companies*) en el desarrollo de proyectos de cogeneración en los ingenios. Para ello, se han seleccionado tres proyectos pilotos, con los cuales se adquirirá la experiencia necesaria para replicarlos en este sector al igual que otros sectores industriales como los de la pulpa y el papel.

Eólico

En el país el potencial de desarrollo de proyectos con base en el recurso eólico se centra en la costa norte, la región andina y los llanos orientales. Actualmente Empresas Públicas de Medellín (EE.P.P.M.) está evaluando la posibilidad de instalar aproximadamente 20 MW⁷ en la región de Alta Guajira en donde se cuenta con vientos con velocidades promedio de 7.2 m/s. El proyecto está ubicado entre las localidades de El Cabo de la Vela y Puerto Bolívar, en inmediaciones de Bahía Portete, Municipio de Uribia.

El Banco Mundial ha mostrado interés en este proyecto ya que clasifica dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) definido en el Protocolo de Kioto, adecuados para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

2.4.2 Recursos No Renovables

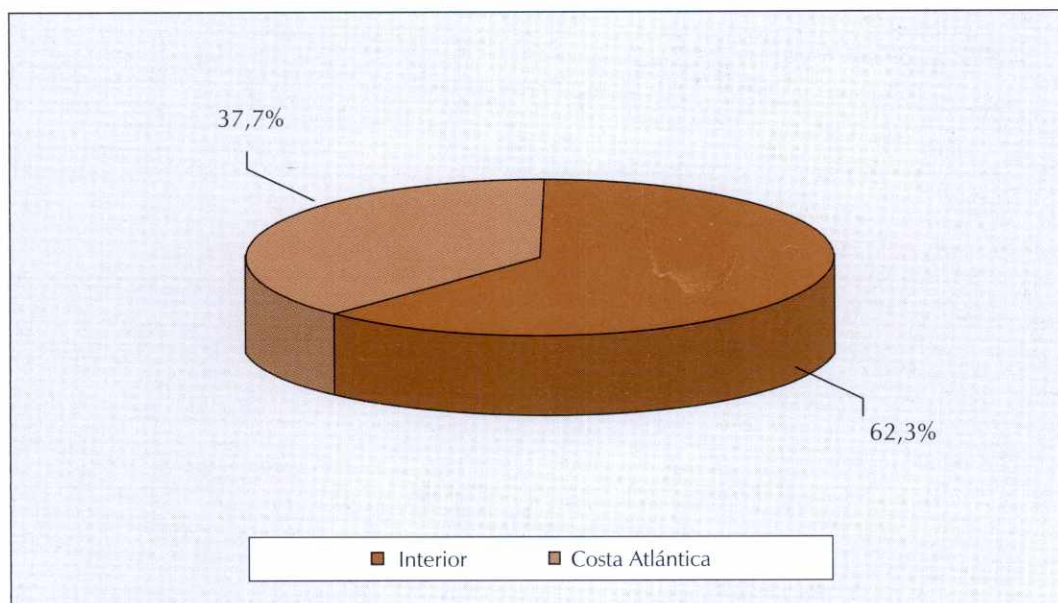
Gas Natural

Las expectativas sobre utilización de gas natural⁸ para la generación eléctrica estarán determinadas, además de los avances tecnológicos por la disponibilidad y costos que se tengan para este energético en las diferentes regiones del país.

Con el descubrimiento de los campos de Cusiana y Cupiagua, en el año 1991, se incrementó sustancialmente el nivel de reservas probadas de gas natural en Colombia. Con posterioridad a ese año no se ha vuelto a contar con descubrimientos importantes y en consecuencia las reservas disponibles han declinado constantemente.

El interior del país cuenta con unas reservas totales de 4,479 GPC (62% del total nacional), localizadas en su mayoría en los campos de Cusiana – Cupiagua, Floreña, Pauto y Volcanera. Por su parte las reservas de gas de la Costa Atlántica, ascendían en el año 2000 a 2,709 GPC, distribuidas en los campos de Ballena, Chuchupa, Riohacha y Guepajé. En el gráfico 2.5 se presenta la distribución de las reservas existentes en el país, entre la Costa Atlántica y el interior.

Gráfico 2.5
Nivel de reservas de gas natural en Colombia (7,188 GPC)



Fuente: Ecopetrol.

Precios de Gas en Boca de Pozo

La proyección de precios en boca de pozo se hizo para un horizonte de corto plazo y otro de largo plazo, diferenciados por la eliminación del control de precios vigente actualmente, lo cual ocurrirá hacia septiembre del 2005.

⁷ Este proyecto no ha sido considerado por la Upme dentro de la línea base para el cálculo de emisiones de CO₂.

⁸ Para una mayor información sobre todos los aspectos relacionados con este energético, consultar "La Cadena del Gas Natural en Colombia". Upme, 2001.

En el corto plazo (2001 – 2005) se consideraron tres escenarios de precios de gas natural en boca de pozo, en los cuales, además de asumir que los precios continúan regulados hasta el año 2005, se suponen tres comportamientos del precio internacional de crudo y de fuel oil de exportación. Un escenario de altos precios de crudo y de fuel oil (escenario 1), otro de precios moderados de crudo y de fuel oil (escenario 2) y un tercer escenario de bajos precios de crudo y de fuel oil en el mercado internacional (escenario 3).

A partir del año 2006 se asume que una vez liberados, los precios de gas natural en boca de pozo van a ser establecidos por el productor a un nivel que permita la competencia entre la generación térmica a carbón y a gas, en un caso, y la cogeneración con gas y carbón en el sector industrial en otro. Adicionalmente, se establece otro escenario que considera un valor entre los límites de precio anteriores.

Bajo estos supuestos, los precios resultantes en boca de pozo, tanto para el gas natural proveniente de la Costa Atlántica como del Piedemonte, se muestran en los gráficos 2.6 y 2.7.

Gráfico 2.6
Escenarios de precios de gas en boca de pozo en la Costa Atlántica

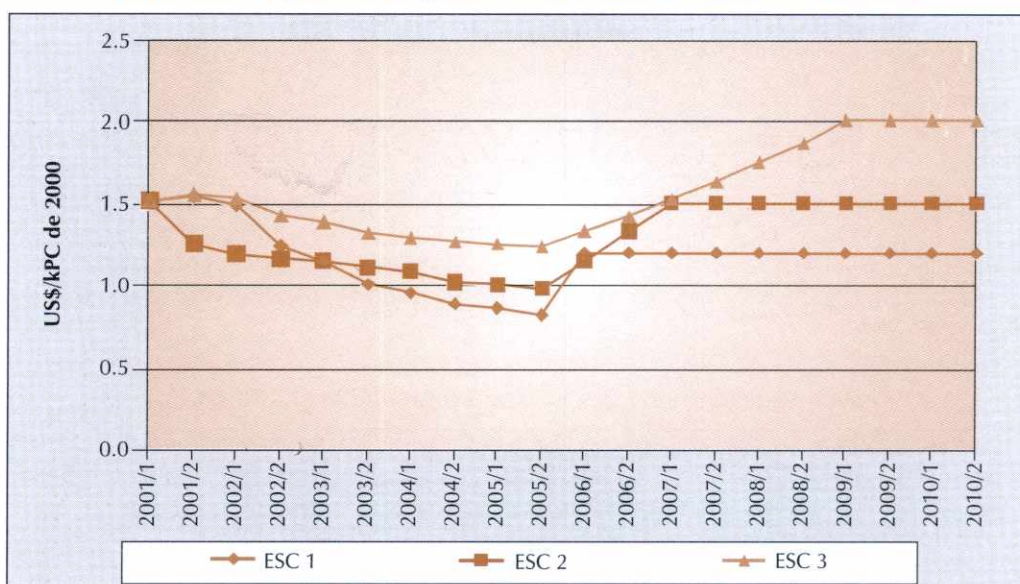
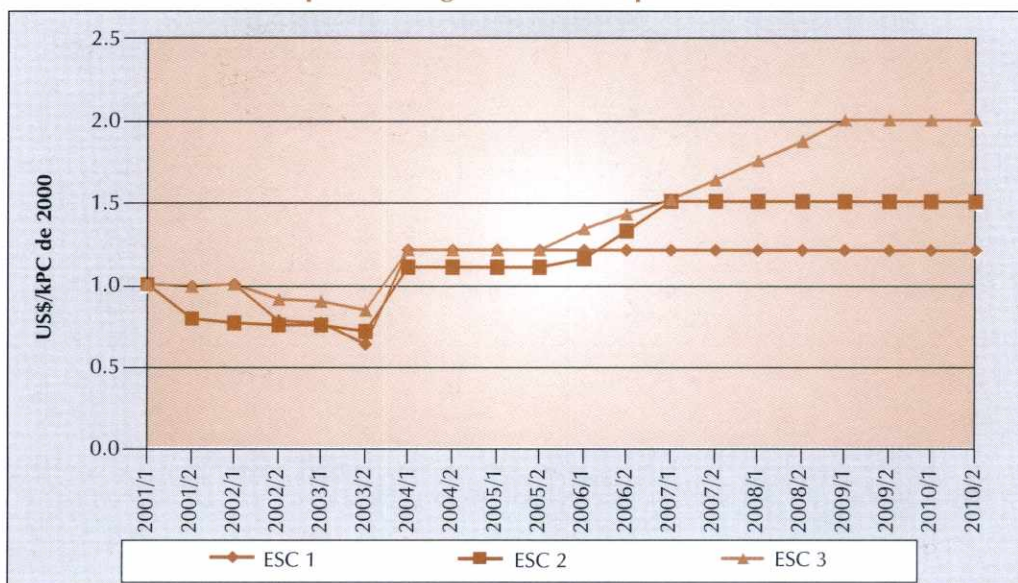


Gráfico 2.7
Escenarios de precios de gas en boca de pozo en el Piedemonte



Tarifas de Transporte del Gas Natural

Para el transporte del gas natural se tienen dos sistemas básicos en el país, el de la Costa Atlántica y el del interior, cada uno con características definidas de capacidad, operación y costos previstos.

El sistema de la Costa Atlántica es administrado por la empresa Promigas, con algunos gasoductos menores de propiedad de Ecogás o de carácter privado (Cerromatoso). Para efectos de la estimación de los costos de transporte por gasoducto en la Costa Atlántica, fueron consideradas las tarifas recientemente aprobadas por la Creg en las resoluciones 018 de 2001 para el sistema de transporte de Promigas. Adicionalmente, las resoluciones 016 y 017 de 2001, fueron usadas para determinar los cargos de los sistemas de propiedad de Transmetano, Transcogas y Transoriente, en los casos en que se requirió.

La red de transporte del sistema del interior pertenece en un alto porcentaje a la empresa de transporte Ecogás, sin embargo existen otras empresas de importancia regional como Transmetano (Medellín), Transoriente (Bucaramanga), Transcogas (Bogotá), Transoccidente (Cali) y Progasur (Neiva). En este caso para el costo del transporte del gas natural en el interior se supuso un cargo de US\$ 0.5/kPC para el gasoducto Ballena – Barranca, y se consideró la resolución Creg 057 de 1996 para el cálculo de las tarifas del sistema del interior.

En el gráfico 2.8, se presenta la red de transporte del gas natural en Colombia y en el gráfico 2.9, los costos de suministro de gas natural desde Ballena a las diferentes plantas, de acuerdo con lo dispuesto en las resoluciones emitidas por la Creg y diversos ejercicios sobre los costos fijos y variables del transporte de gas natural. No obstante, estos costos son de referencia y fueron usados para la obtención de las diferentes alternativas y escenarios de generación.

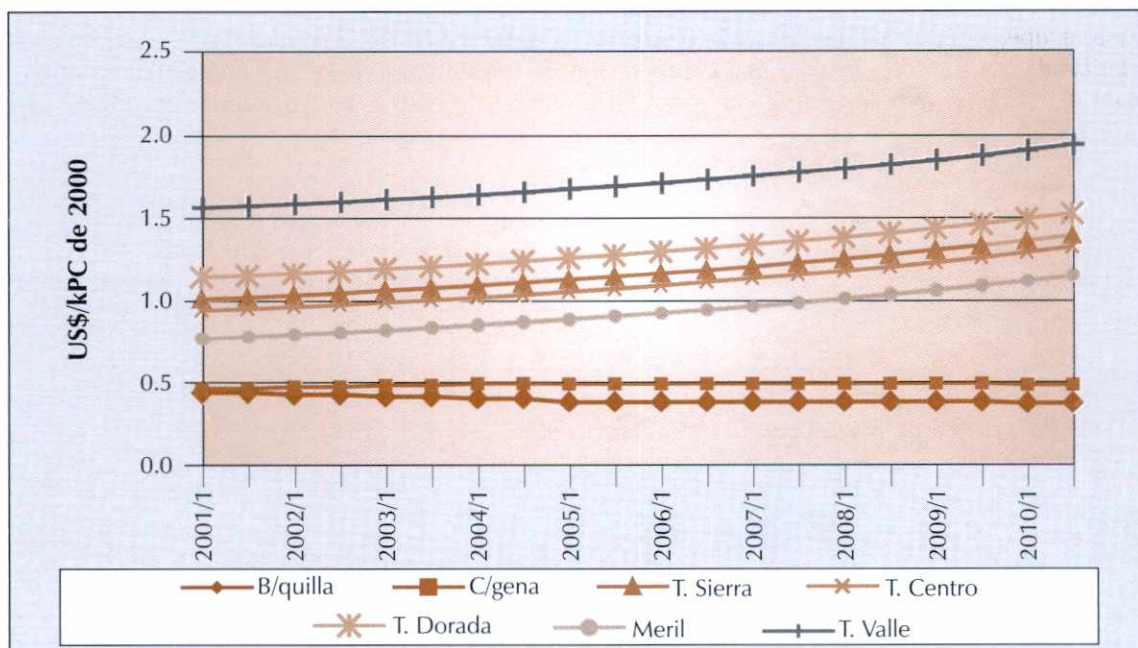
Expansión del Sistema de Transporte de Gas

En el corto plazo (2001-2005) se considera la expansión de la infraestructura que se presenta en el cuadro 2.5. Adicionalmente, debido a que los desarrollos en esta materia dependen de los avances en la ejecución de proyectos en la Alta Guajira y en el Piedemonte, los cuales hasta la fecha no se han definido, para el horizonte 2006 – 2010 no se consideran otros proyectos de expansión de la infraestructura de gas.

Cuadro 2.5.
Nueva infraestructura del Sistema de Transporte de Gas

PROYECTO	AÑO DE ENTRADA
Gasoducto Barranca - Payoa	2002
Gasoducto Sebastopol – Medellín/ Ramales	2002
Gasoducto Cogua – Bogotá/Chía, Pueblo Viejo, San Rafael	2002
Gasoducto a Cúcuta	2002

Gráfico 2.9
Costo de transporte de gas natural (US\$/kPC de diciembre de 2000)



Carbón

Colombia cuenta con reservas de carbón de excelente calidad para la generación de energía eléctrica, concentradas principalmente en la Costa Atlántica destinada a exportación y las de Boyacá, Cundinamarca y Santander orientadas a atender el mercado interno.

De acuerdo con el estudio "Inventario de Proyectos Carboeléctricos: Optimización Ambiental, Técnica y Económica"⁹, en el cual se analizó la selección de sitios con mayor factibilidad para instalación de plantas carboeléctricas, se estableció que se podrían instalar alrededor de 2,300 MW, de los cuales el 46% estaría ubicado en el interior del país. En este estudio se consideraron diversos criterios como restricciones ambientales, información geotécnica, riesgo sísmico y la existencia de recurso hídrico que garantice la localización de una estación de bombeo, entre otros. El mencionado estudio encontró que los sitios en los cuales se podría instalar dicha capacidad se localizan en los departamentos de Cesar, La Guajira, Norte de Santander, Cundinamarca y Antioquia.

Precios de Carbón en Plantas de Generación Termoeléctricas

La minería de carbón en el interior del país se caracteriza por ser tradicional y por no estar totalmente tecnificada. En este medio se aplican técnicas de producción que si bien no corresponden a los estándares internacionales son adecuadas para el medio, aún cuando persiste un bajo porcentaje de minería artesanal.

La evolución del precio real promedio de equilibrio para el carbón en boca de mina se asume determinado por factores tales como un bajo consumo interno; la producción indiscriminada de pequeñas minas ilegales que ofrecen carbón a precios muy bajos a través de la violación de normas laborales de seguridad social e higiene minera; y la restricción presupuestal del Estado para hacer inversiones de capital específico en transporte, con el objetivo de ampliar el mercado de este carbón.

De otro lado, y considerando que históricamente el transporte ha significado entre el 25% y 35% del precio del carbón en la planta de generación, se estima que el valor promedio del precio real para el carbón en planta de generación se incrementará recuperando su tendencia de largo plazo, por efecto del incremento nominal de precios de la gasolina y el acpm sobre las expectativas de tarifas de transporte.

⁹ Estudio desarrollado por Integral S.A. para Ecocarbón, Isagen y la Upme, 1998.

Teniendo en cuenta los anteriores criterios, se sugieren dos escenarios de precio real promedio de carbón puesto en planta de generación eléctrica. El primero de ellos denominado base, determina la continuidad del último nivel de precios real observado en cada central termoeléctrica. El segundo, denominado optimista, prevé una recuperación de los precios reales a su nivel de la tendencia de largo plazo, reflejando una variación en las tarifas de transporte, así como una recuperación de la estructura de oferta, conseguida a través de los planes de legalización minera y ordenamiento del mercado de oferta. Los escenarios se presentan en los gráficos 2.10 y 2.11.

Gráfico 2.10
Estimación de precios de carbón en planta térmica – Escenario base

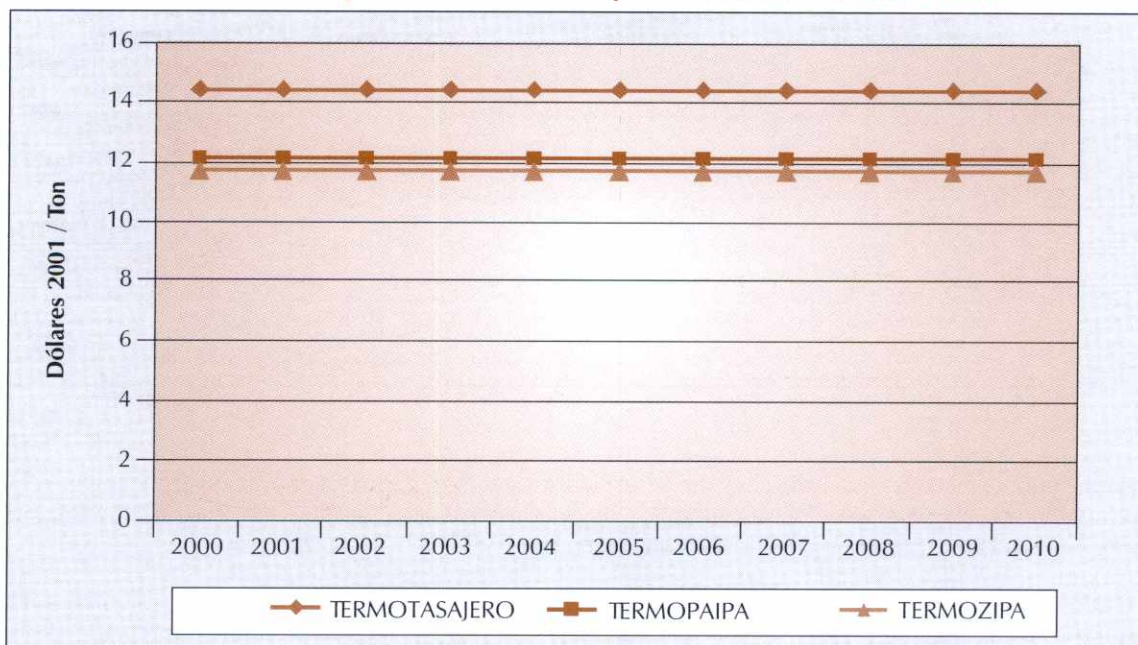
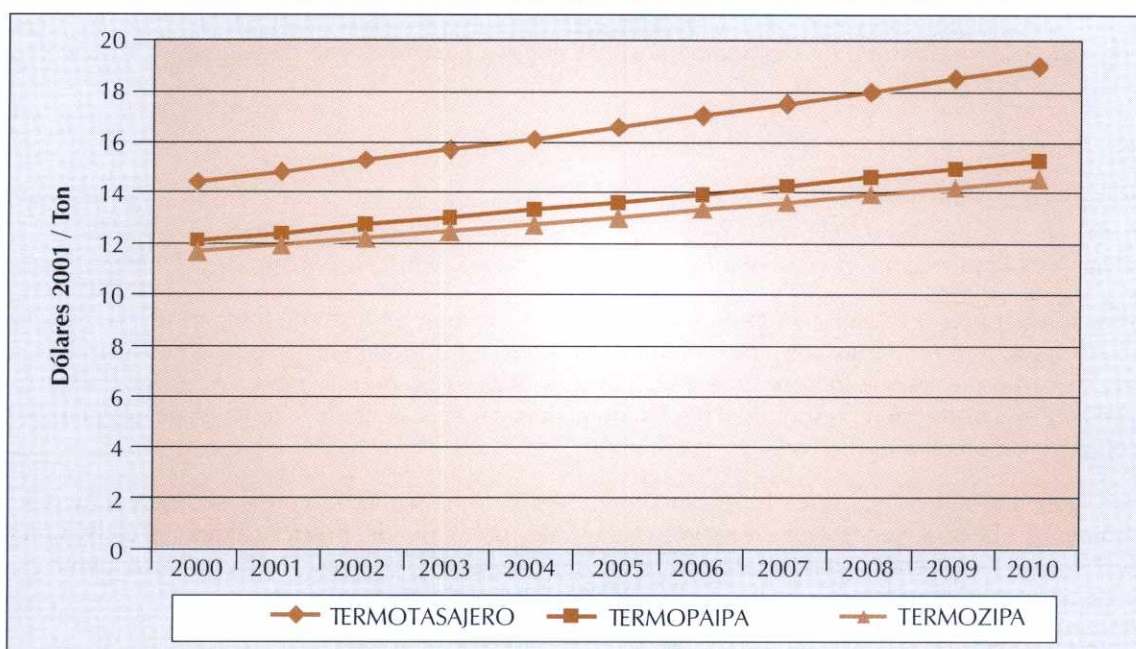
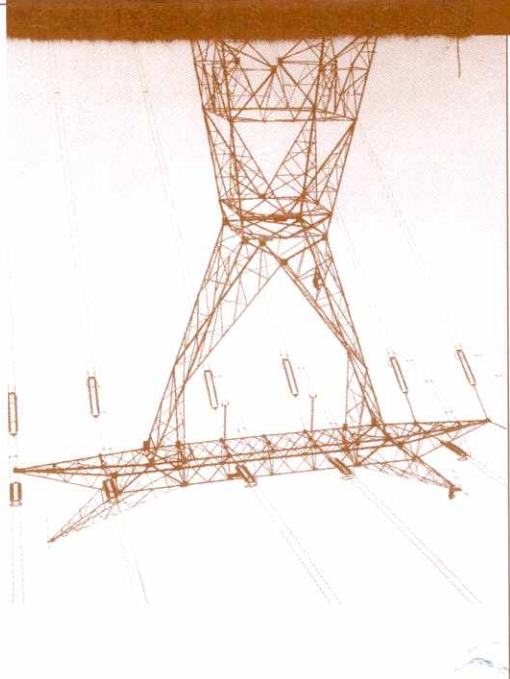


Gráfico 2.11
Estimación de precios de carbón en planta térmica – Escenario optimista





3

ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN
DE LA GENERACIÓN

3 Alternativas de Expansión de la Generación

3.1 Generación de Corto Plazo 2001 – 2005

3.1.1 Aspectos Generales

El análisis de corto plazo de la generación comprende el periodo 2001 – 2005. En este lapso se prevé la entrada en operación de la planta de gas de Cusiana y la liberación de precios del gas natural, eventos que tendrán un efecto importante sobre las condiciones del mercado de gas y sobre los costos de generación eléctrica.

Las variables que se consideraron para la definición de las alternativas de corto plazo fueron el escenario bajo de precios de combustibles; el escenario medio de demanda de energía eléctrica, tanto en energía como en potencia; la ocurrencia de fenómeno del niño en el período 2002 – 2003; la entrada en operación comercial de nuevas plantas de generación, actualmente en construcción; las expectativas de los diferentes agentes y promotores de proyectos; los proyectos de generación registrados en la Upme; el retiro de plantas de generación y los criterios de confiabilidad, número de casos con déficit, valor esperado de racionamiento de energía –VERE– y valor esperado de racionamiento de energía condicionado –VEREC–.

Proyectos de Generación Registrados

Dado el potencial de recursos existentes en el país y el interés por parte de los inversionistas y promotores de proyectos, en la Upme se hallan inscritos un total de 37 proyectos de generación, que se presentan por recurso energético y estado de avance en el cuadro 3.1.

Retiro de Unidades de Generación

Para el análisis de generación de corto plazo se consideró el retiro del sistema¹⁰ por un año, a partir de abril 30 de 2001 de 250 MW de la planta de Chivor y a partir del 30 de diciembre de 2001 el posible retiro de la planta de Tasajero (151 MW).

Adicionalmente analizando los índices de indisponibilidad y los períodos de vida útil de las diferentes unidades de generación que actualmente se encuentran en operación comercial, se consideró el retiro de 140 MW del sistema correspondientes a plantas que operan con gas natural y carbón mineral, a partir del año 2005.

Cuadro 3.1
Proyectos de generación registrados en la Upme

PROYECTO	CAPACIDAD MW	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN		PROMOTOR	FASE ¹¹
			MUNICIPIO	DPTO		
TÉRMICOS A GAS						
Termobiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Electroenergía	1
Termoflores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Flores III Ltda	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Promotora Térmica del Café	1
TÉRMICOS A CARBÓN						
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Termocauca S.A.	2
Genercauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Genercauca S.A	1
Termosabana	7.5	Convencional	Cajicá	Cundinamarca	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Convencional	San Bernardino	Cauca	Somos energía del cauca S.A	1
FUEL OIL Y OTROS						
Petrosur	150	Fuel Oil Vapor	Guachucal	Narió	Petrosur S.A	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Geotermia andina	1
HIDROELÉCTRICA - EMBALSE						
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí	Antioquia	EPPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis		Santander	Hidrosogamoso	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	EPPPM	1
Guamues PMG-I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Empresa PMG S.A	1
Guamues PMG-II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Empresa PMG S.A	1
PMG-Patia I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Empresa PMG S.A	1
PMG-Patia II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Empresa PMG S.A	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Rio Suárez	Santander	Isagen S.A.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Isagen S.A.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Hidroeléctrica Pescadero	1
HIDROELÉCTRICA - MEDIANAS Y PEQUEÑAS CENTRALES						
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías-Santa Rosa	Antioquia	Generadora Unión S.A	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Isagen S.A	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Isagen S.A	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Caloto	Cauca	Cia de Eletricidad de Tuluá	1
Alejandría	16.3	Sin información	Alejandria	Antioquia	Eade S.A	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonson-Abejorral	Antioquia	Eade S.A	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Eade S.A	1
Cocomá	29.7	Sin información	Cocomá	Antioquia	Eade S.A	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Eade S.A	1
Santa Rita (Rehab)	1.0	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Eade S.A	1
Cucua	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Electrificadora del Tolima	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Generadora Unión S.A	1
Coello 1,2,3	3.8	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Hidroestudios	1
La Herradura	23.6	Turbina Pelton	Cañasgordas-Frontino	Antioquia	La Herradura S.A.	1
La Planta	3	Turbina Axial Cat	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Emp. Unipersonal C. Fernandez	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Generadora Unión	1
La Vuelta	9.8	Turbina Pelton	Frontino-Abriaquí	Antioquia	La Vuelta S.A	1

11 Fase 1: Proyecto inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente, posee estudios de prefactibilidad técnica. Fase 2: Proyecto que posee factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y Estudio de Impacto Ambiental -EIA-. Fase 3: Se tienen firmado contratos de suministro de combustibles y está en el proceso de construcción del proyecto.

3.1.2 Alternativas de Corto Plazo

Considerando los criterios de confiabilidad y las variables anteriormente citadas se estimó conveniente evaluar para el análisis de corto plazo, cuatro alternativas de acuerdo a las cuales se espera que evolucione el sector hasta el año 2005.

Alternativa CP 1

Esta alternativa considera las variables y criterios presentados al inicio del capítulo, sin incluir el retiro de la unidad de Tasajero¹².

De acuerdo a los análisis de los modelos de planeamiento y al cronograma previsto para entrada de plantas (cuadro 3.2) se considera que el sistema no requiere el ingreso de nuevas unidades en el corto plazo para una operación segura y confiable, frente a los escenarios previstos para la demanda.

Cuadro 3.2
Escenario de corto plazo – CP 1

FECHA DE ENTRADA	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Ene. 27 2001	TERMOSIERRA ¹³	500
Abr. 08 2001	PORCE 2 – UNIDAD 1	131
May. 06 2001	PORCE 2 – UNIDAD 2	131
May. 26 2001	PORCE 2 – UNIDAD 3	131
Jun. 01 2001	SONSÓN II	9.8
Dic. 30 2001	PATICO – LA CABRERA	1.4
Abr. 30 2002	CHIVOR	250
Jun. 12 2002	MIEL 1 – UNIDAD 1	125
Jul. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 2	125
Ago. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 3	125
	TOTAL	1,529.2

Alternativa CP 2

Esta alternativa considera los criterios y variables descritos al inicio del capítulo, no obstante en esta alternativa se consideró el retiro de la unidad de Tasajero. Bajo estas condiciones se observa que el sistema requiere para el año 2004 la instalación de una nueva unidad de generación de 150 MW a ciclo combinado. El cronograma de entrada en operación de los proyectos se presenta en el cuadro 3.3.

¹² Esta alternativa se consideró debido a que en los días de realización de los análisis de las alternativas, no se tenía comunicación oficial de la aceptación del retiro de Tasajero por parte de la Creg.

¹³ En todas las estrategias de corto plazo se observa que ingresan al sistema 500 MW correspondientes a Termosierra. De esta capacidad, solo 182 MW corresponden a capacidad nueva, mientras que la restante corresponde al reingreso de capacidad que se había declarado indisponible. El mismo caso es válido para Chivor con 250 MW, debidos al reintegro de las dos unidades de esta planta que se encontraban fuera de operación.

Cuadro 3.3
Alternativa de corto plazo – CP 2

FECHA DE ENTRADA	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Ene. 27 2001	TERMO SIERRA	500
Abr. 08 2001	PORCE 2 – UNIDAD 1	131
May. 06 2001	PORCE 2 – UNIDAD 2	131
May. 26 2001	PORCE 2 – UNIDAD 3	131
Jun. 01 2001	SONSÓN II	9.8
Dic. 30 2001	PATICO – LA CABRERA	1.4
Abr. 30 2002	CHIVOR	250
Jun. 12 2002	MIEL 1 – UNIDAD	125
Jul. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 2	125
Ago. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 3	125
Ene. 01 2004	TGC GAS COSTA	150
	TOTAL	1,679.2

Alternativa CP 3

Esta alternativa además de los supuestos usados en la alternativa CP 2, considera el ingreso de 250 MW a gas ciclo combinado hacia el año 2005 en la Costa Atlántica. De acuerdo con este supuesto se observa que el sistema satisface los requerimientos de demanda conforme a los criterios de confiabilidad y seguridad en el período de análisis. La composición de la alternativa para el período de análisis se observa en el cuadro 3.4.

Cuadro 3.4
Alternativa de corto plazo – CP 3

FECHA DE ENTRADA	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Ene. 27 2001	TERMO SIERRA	500
Abr. 08 2001	PORCE 2 – UNIDAD 1	131
May. 06 2001	PORCE 2 – UNIDAD 2	131
May. 26 2001	PORCE 2 – UNIDAD 3	131
Jun. 01 2001	SONSÓN II	9.8
Dic. 30 2001	PATICO – LA CABRERA	1.4
Abr. 30 2002	CHIVOR	250
Jun. 12 2002	MIEL 1 – UNIDAD 1	125
Jul. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 2	125
Ago. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 3	125
Ene. 01 2004	TGC GAS COSTA	150
Ene. 01 2005	TGC GAS COSTA	250
	TOTAL	1,929.2

Alternativa CP 4

Esta alternativa, además de los supuestos usados en la alternativa CP 2, considera el ingreso al sistema de 100 MW en cogeneración en el Valle del Cauca y la instalación de 20 MW eólicos en la Guajira. La composición de la alternativa en el corto plazo se observa en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.5
Alternativa de corto plazo – CP 4

FECHA DE ENTRADA	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Ene. 27 2001	TERMO SIERRA	500
Abr. 08 2001	PORCE 2 – UNIDAD 1	131
May. 06 2001	PORCE 2 – UNIDAD 2	131
May. 26 2001	PORCE 2 – UNIDAD 3	131
Jun. 01 2001	SONSÓN II	9.8
Dic. 30 2001	PATICO – LA CABRERA	1.4
Abr. 30 2002	CHIVOR	250
Jun. 12 2002	MIEL 1 – UNIDAD 1	125
Jul. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 2	125
Ago. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 3	125
Ene. 01 2004	TGC GAS COSTA	150
Ene. 01 2005	COGENERACIÓN Y EÓLICOS	120
	TOTAL	1,799.2

El resumen de la composición de las alternativas de corto plazo teniendo en cuenta las variables planteadas al inicio del capítulo se presenta en el cuadro 3.6.

Cuadro 3.6
Resumen de las alternativas de corto plazo 2001 – 2005 (MW)

AÑO	CP 1			CP 2			CP 3			CP 4		
	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR
2001	500	404.2		500	404.2		500	404.2		500	404.2	
2002		625			625			625			625	
2003												
2004				150			150			150		
2005							250					120
SUBTOTAL MW	500	1,029.2		650	1029.2		900	1,029.2		650	1,029.2	120
TOTAL MW		1,529.2			1,679.2			1,929.2			1,799.2	

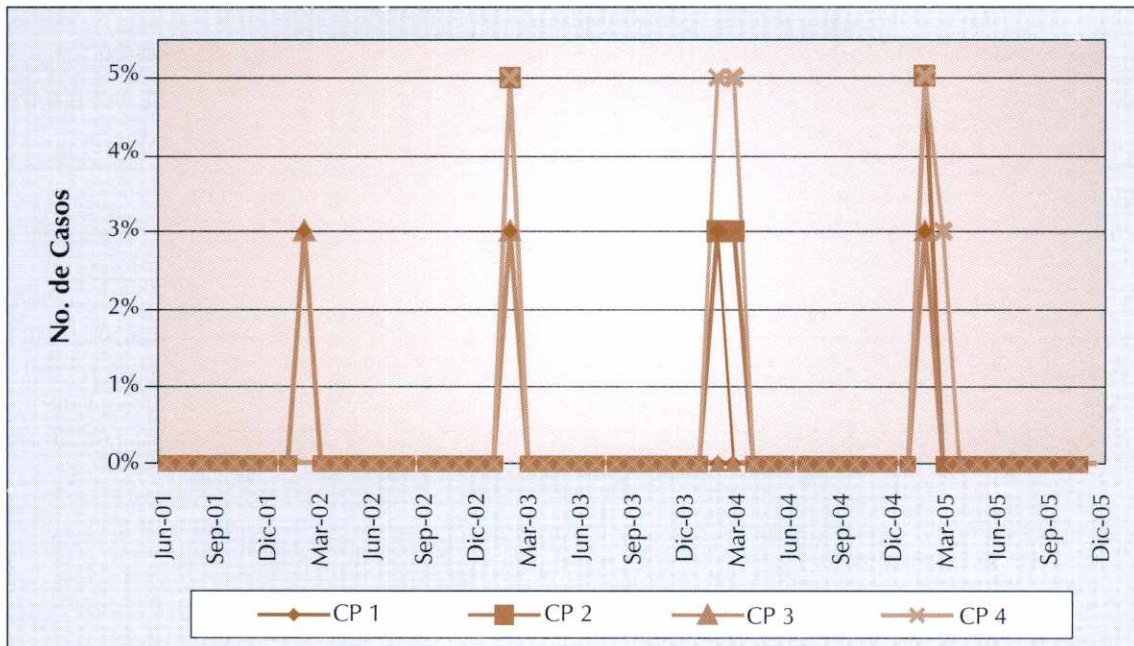
3.1.3 Confiabilidad de las Alternativas de Corto Plazo

Para el análisis de la confiabilidad de corto plazo se evaluaron los siguientes criterios de confiabilidad.

Número de Casos con Déficit de Energía

En el gráfico 3.1 se observa que las diferentes alternativas cumplen con el criterio. Se considera que el sistema puede tener déficits de energía, sin superar el 5% de los casos de simulación, siendo la alternativa CP 2 y CP 4 las que presentan el mayor déficit en los primeros meses de los años 2003, 2004 y 2005.

Gráfico 3.1
Número de casos con déficit de energía para las alternativas de corto plazo



Valor Esperado de Racionamiento de Energía –VERE–

Este criterio establece que los valores esperados de déficit de energía alcancen como máximo el 1.5% de la demanda de energía. Como se observa en el gráfico 3.2, el criterio se satisface con todas las alternativas, siendo la alternativa CP 4 aquella que presentan los mayores valores de VERE.

Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado –VEREC–

Para este criterio se acepta que los valores esperados de déficit de energía en los casos que presentan déficits, alcancen como máximo el 3% de la demanda del período de análisis. En el gráfico 3.3 se observa que las cuatro alternativas de corto plazo satisfacen este criterio siendo las alternativas CP 1, CP 3, y CP 4 aquellas que presentan los mayores valores, a comienzos de los años 2002, 2003 y 2005.

Gráfico 3.2
VERE para las alternativas de corto plazo

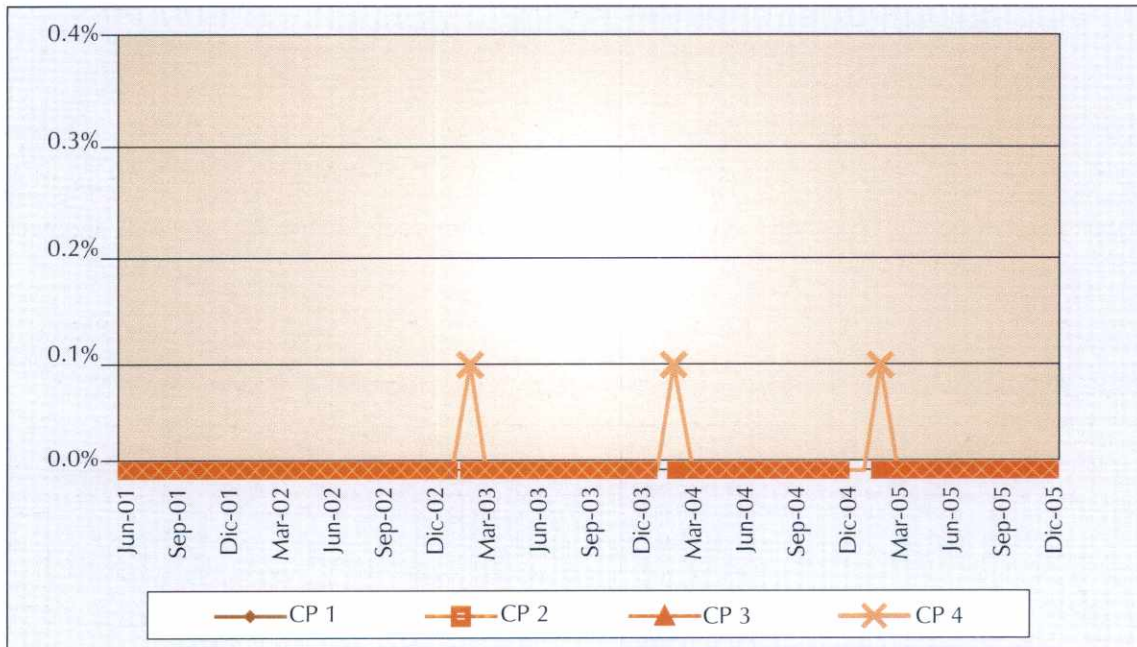
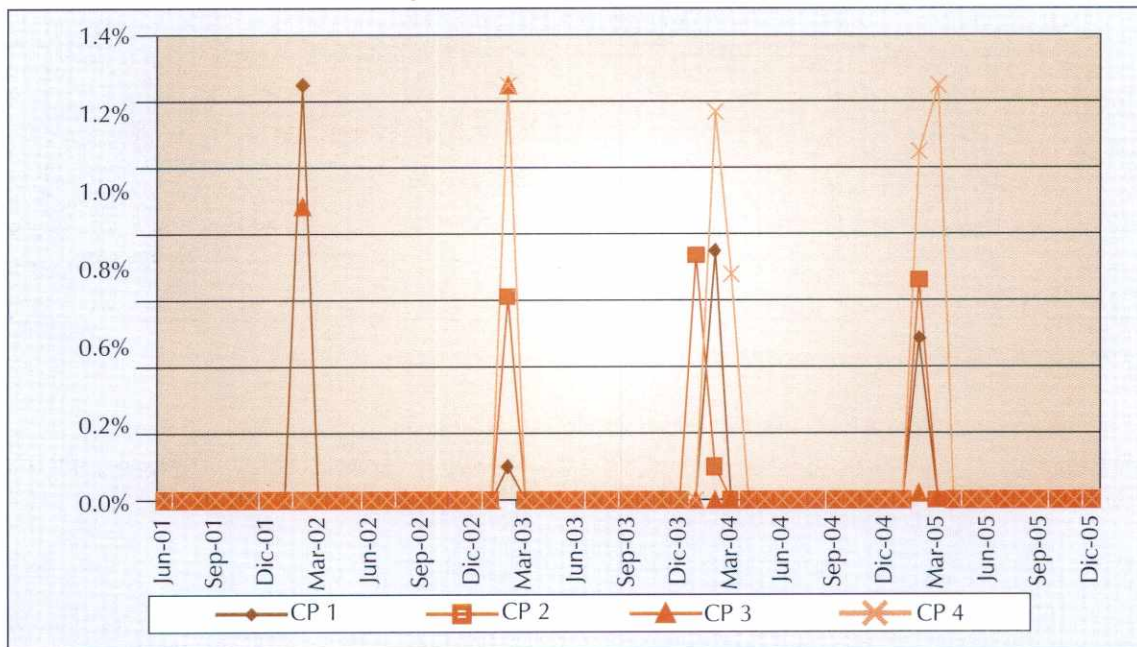


Gráfico 3.3
VEREC para las alternativas de corto plazo



3.1.4 Sensibilidad al Retiro de Plantas en el Corto Plazo

Con el fin de estimar el impacto del anuncio del retiro de 300 MW sobre el Sistema de Interconexión Nacional se realizó una sensibilidad a la generación de corto plazo, para lo cual se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos

- Escenario de precios bajos de gas natural

- Simulación de ocurrencia de fenómeno del niño con hidrologías 1991 y 1992 con ocurrencia en los años 2002 y 2003
- Escenario bajo de demanda
- Retiro de 300 MW - a partir de diciembre de 2001

El sistema ante la ocurrencia de los anteriores supuestos, requiere la instalación de una unidad de 250 MW a gas ciclo combinado en el primer trimestre de 2004. Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro 3.7.

Cuadro 3.7
Sensibilidad al corto plazo ante retiro de 300 MW

FECHA DE ENTRADA	UNIDADES	CAPACIDAD MW
Ene. 27 2001	TERMO SIERRA	500
Abr. 08 2001	PORCE 2 – UNIDAD 1	131
May. 06 2001	PORCE 2 – UNIDAD 2	131
May. 26 2001	PORCE 2 – UNIDAD 3	131
Jun. 01 2001	SONSÓN II	9.8
Dic. 30 2001	PATICO – LA CABRERA	1.4
Abr. 30 2002	CHIVOR	250
Jun. 12 2002	MIEL 1 – UNIDAD 1	125
Jul. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 2	125
Ago. 08 2002	MIEL 1 – UNIDAD 3	125
Ene. 01 2004	TGC GAS COSTA	150
	TOTAL	1779,2

Evaluando los criterios de confiabilidad y considerando la instalación de la unidad de ciclo combinado para el 2004, se observa que el sistema en el año 2005 cumpliría con los criterios de confiabilidad, aunque el criterio de número de casos fallados estaría en su límite.

3.1.5 Resultados de corto plazo

A continuación se presenta la evolución del embalse y de los costos marginales del sistema, obtenidos a partir de las simulaciones, para el corto plazo (2001 – 2005).

Evolución del embalse en el corto plazo

Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones con la hidrología 1991 – 1992 para los años 2002 – 2003, para cada una de las alternativas de corto plazo se presentan en los gráficos 3.4 a 3.7. En los resultados obtenidos se aprecia que el embalse alcanzará niveles mínimos y medios hacia el mes de mayo de 2002 y 2003 y estos niveles persistirían hasta comienzos del 2004.

El embalse tendrá valores promedio entre 6,059 GWh y 6,415 GWh para 5% de probabilidad de ser superado –PSS–. De igual forma, para probabilidades del 50% PSS, el embalse alcanzará valores promedios entre 3,337 GWh y 3,859 GWh y para probabilidades del 95% PSS, el embalse se situará en valores promedios entre 1,579.84 GWh y 1,863.24 GWh.

Gráfico 3.4
Embalse agregado alternativa CP 1

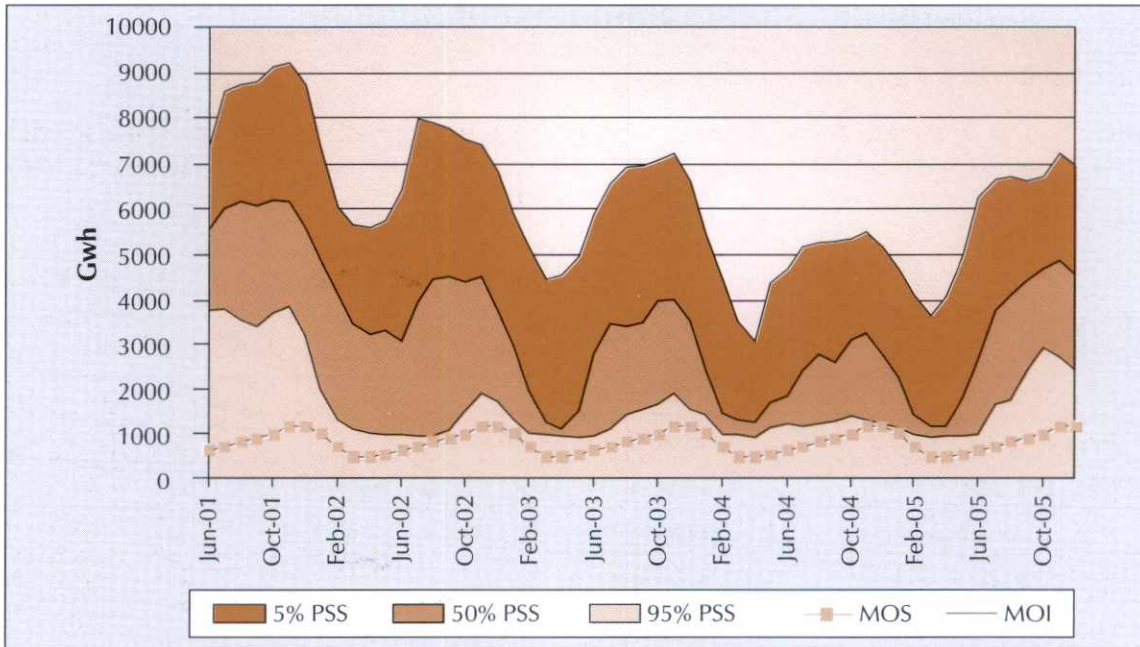


Gráfico 3.5
Embalse agregado alternativa CP 2

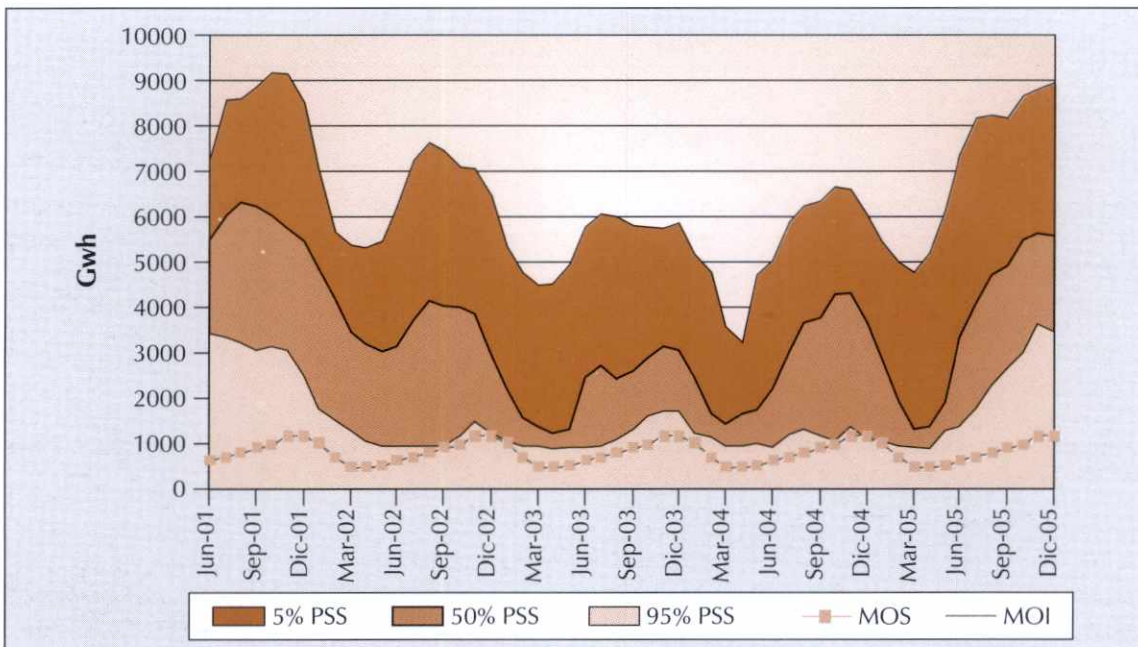


Gráfico 3.6
Embalse agregado alternativa CP 3

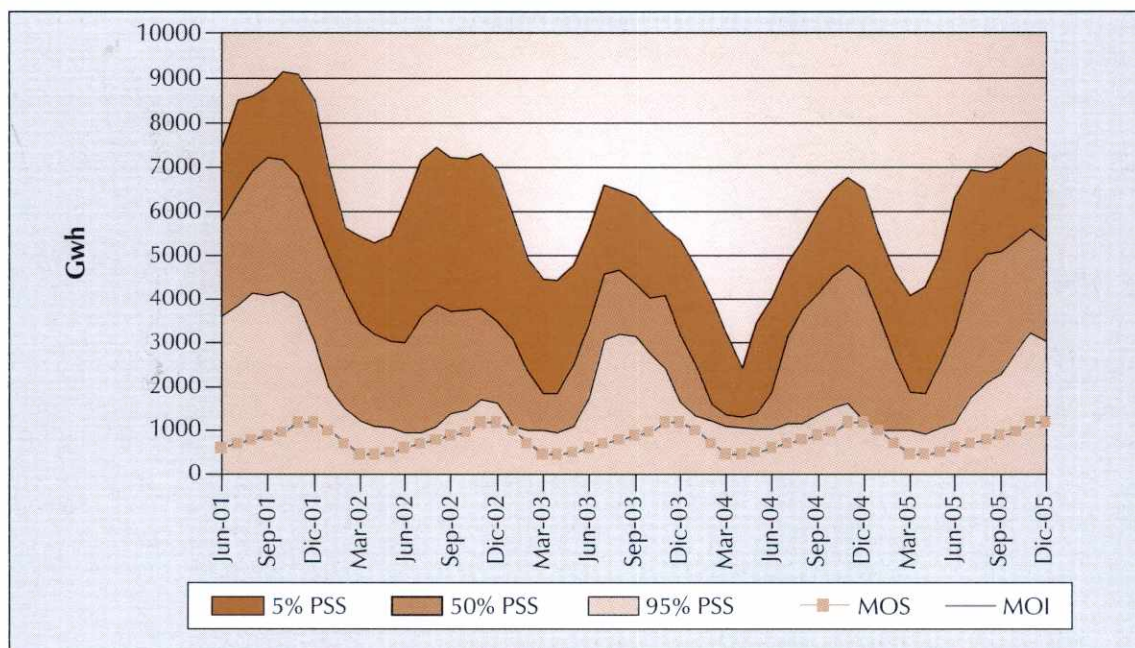
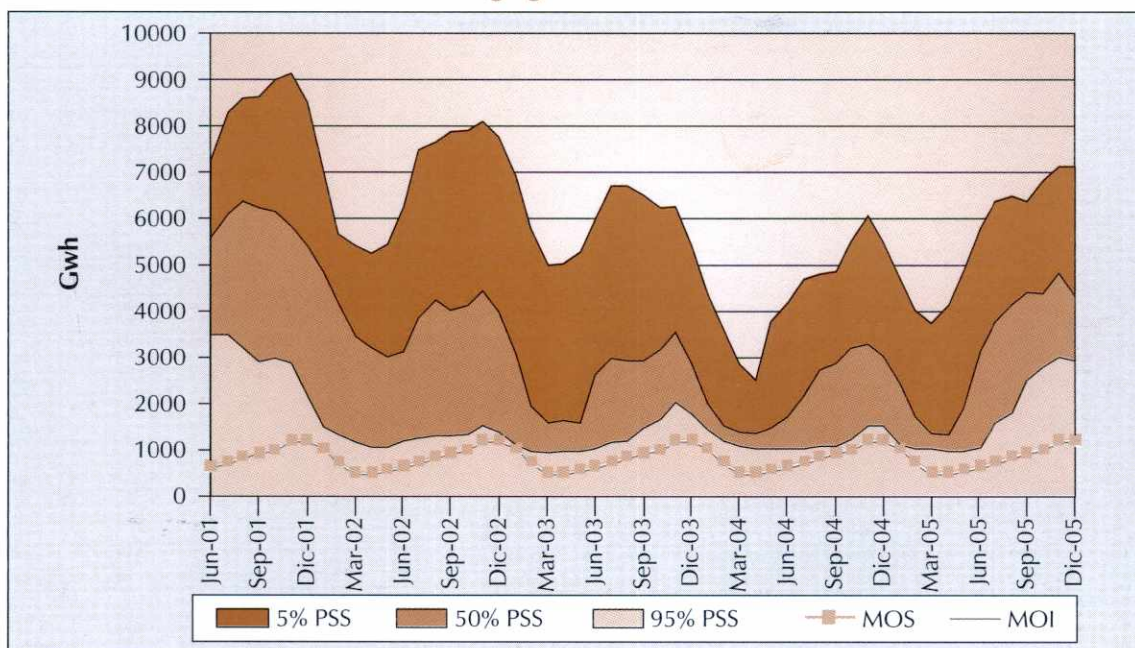


Gráfico 3.7
Embalse agregado alternativa CP 4



Costo Marginal de Corto Plazo

Para cada una de las alternativas se obtuvo el costo marginal de corto plazo a partir de los costos variables de las plantas térmicas, el costo de oportunidad del agua y el costo equivalente de la energía (CEE) por concepto del cargo por capacidad. Los resultados para las cuatro alternativas se presentan en los gráficos 3.8 a 3.11.

Para probabilidades del 5% PSS (probabilidades de ser superadas) se obtuvieron costos marginales entre 91.38 \$/kWh y 104.36 \$/kWh. Para probabilidades del 50% PSS estos costos estuvieron entre 62.41 \$/kWh y 74.90 \$/kWh y para probabilidades del 95% PSS, este costo se situó entre 53.77 \$/kWh y 58.74 \$/kWh.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada una de las alternativas de corto plazo.

Gráfico 3.8
Costo marginal alternativa CP 1

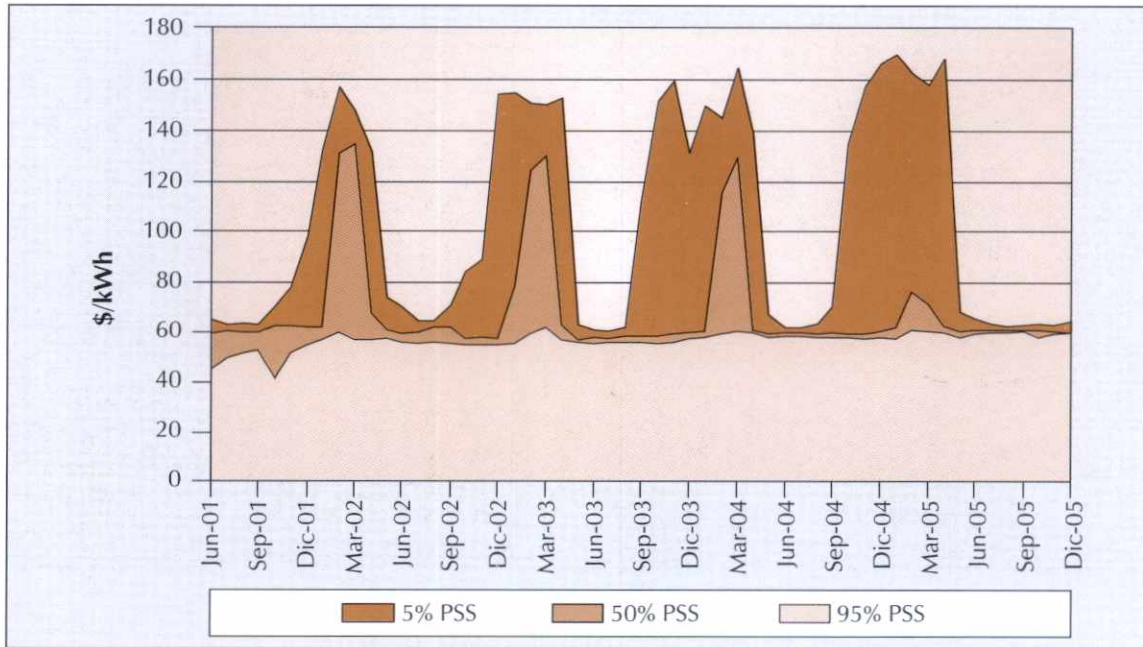


Gráfico 3.9
Costo marginal alternativa CP 2

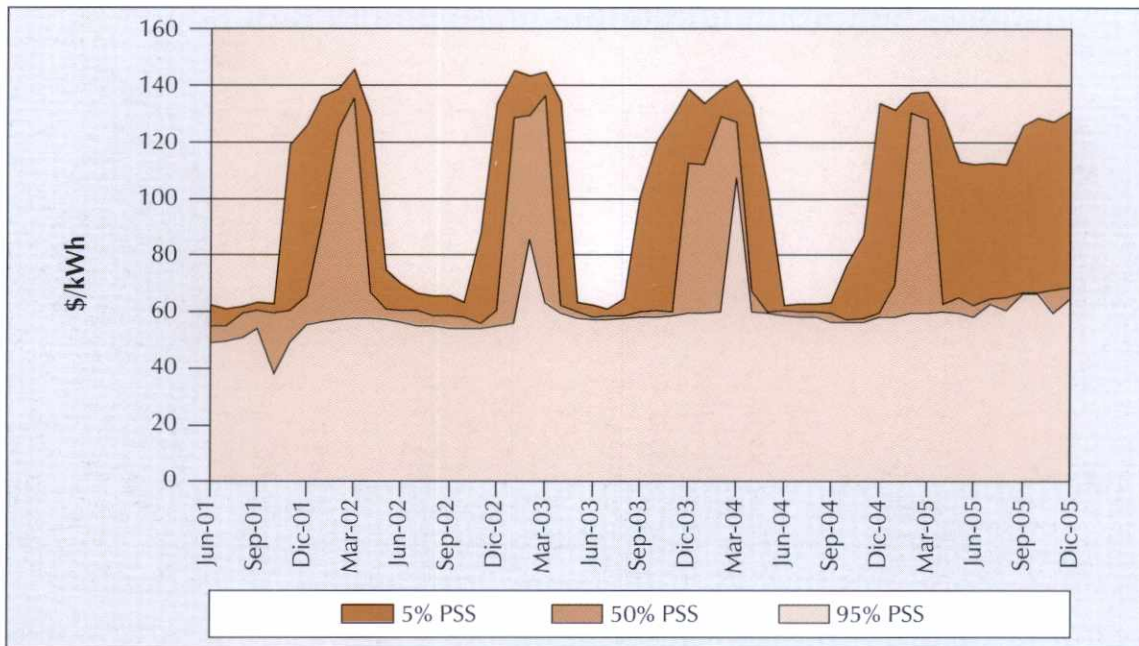


Gráfico 3.10
Costo marginal alternativa CP 3

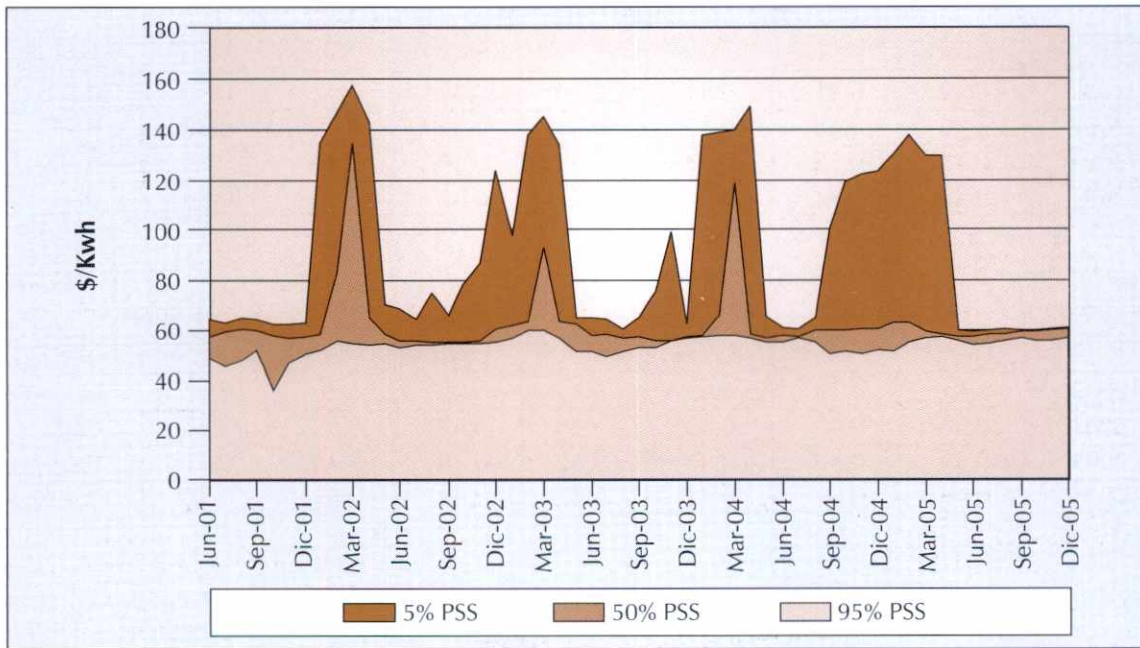
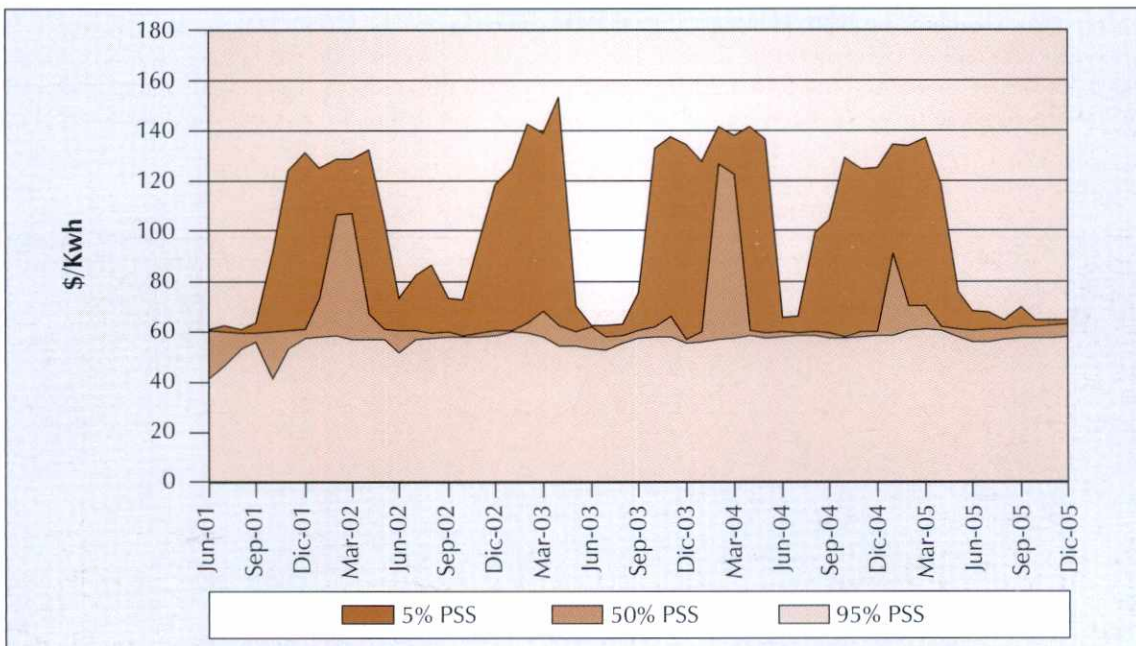


Gráfico 3.11
Costo marginal alternativa CP 4



Factores de utilización

Para cada una de las alternativas de corto plazo se obtuvieron los factores de utilización promedio para las tecnologías de generación, considerando períodos de verano al periodo de diciembre a abril e invierno al periodo mayo a noviembre de cada año. En los Cuadros 3.8 y 3.9, se presentan los resultados obtenidos para los diferentes tipos de generación tanto hidráulico como térmico, para los correspondientes períodos de invierno y verano

Cuadro 3.8

Factores de utilización promedio para plantas hidroeléctricas y termoeléctricas para períodos de verano

VERANO	CP 1		CP 2		CP 3		CP 4	
	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO
2002	0.49	0.41	0.49	0.44	0.42	0.32	0.40	0.37
2003	0.46	0.48	0.45	0.51	0.36	0.45	0.38	0.41
2004	0.45	0.52	0.42	0.54	0.37	0.47	0.35	0.51
2005	0.43	0.51	0.44	0.57	0.37	0.50	0.36	0.54

Cuadro 3.9

Factores de utilización promedio para plantas hidroeléctricas y termoeléctricas para períodos de invierno

VERANO	CP 1		CP 2		CP 3		CP 4	
	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO
2002	0.51	0.36	0.53	0.35	0.43	0.30	0.42	0.31
2003	0.50	0.43	0.52	0.46	0.42	0.38	0.43	0.37
2004	0.50	0.50	0.47	0.52	0.38	0.48	0.41	0.41
2005	0.46	0.51	0.44	0.57	0.38	0.51	0.40	0.47

Consumo de Gas Natural

Los consumos promedio de gas natural para generación termoeléctrica en la Costa Atlántica y en el interior del país, correspondientes a cada una de las alternativas de corto plazo, se presentan en los gráficos 3.12 y 3.13. De los resultados se desprende que el consumo de gas en la costa hacia el año 2005 para las diferentes alternativas estaría entre 250 y 300 MPCD, de igual forma en el interior del país para dicho año, el consumo se situaría entre 70 y 120 MPCD.

El consumo de gas en el corto plazo se ve influenciado por la periodicidad de los veranos. Dado que en tres de las cuatro alternativas el sistema requiere la instalación de 250 MW ciclo combinado en la costa, en esta región hay un mayor consumo hacia final del período de análisis. Por otra parte, el consumo de gas natural en el interior del país crece hacia los meses de enero a marzo del 2002 y 2003 por efecto del verano y hacia el 2005 aumentan debido a que hacia ese período se presenta el retiro de algunas plantas que han cumplido períodos de vida útil en el interior.

Gráfico 3.12
Consumo promedio de gas natural en la costa

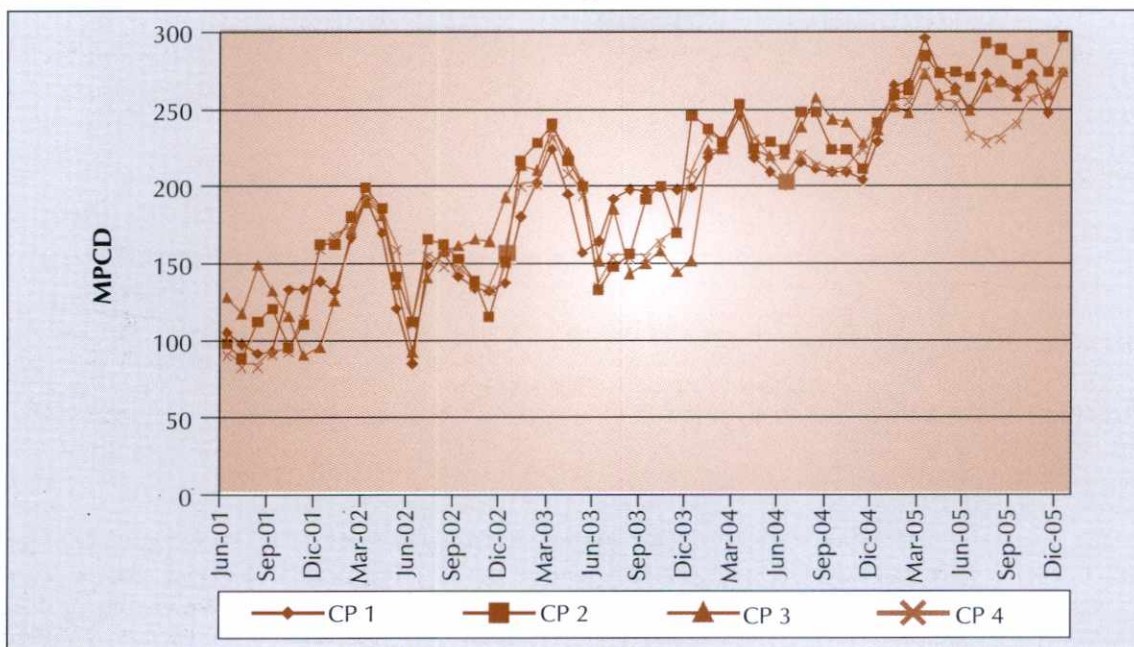
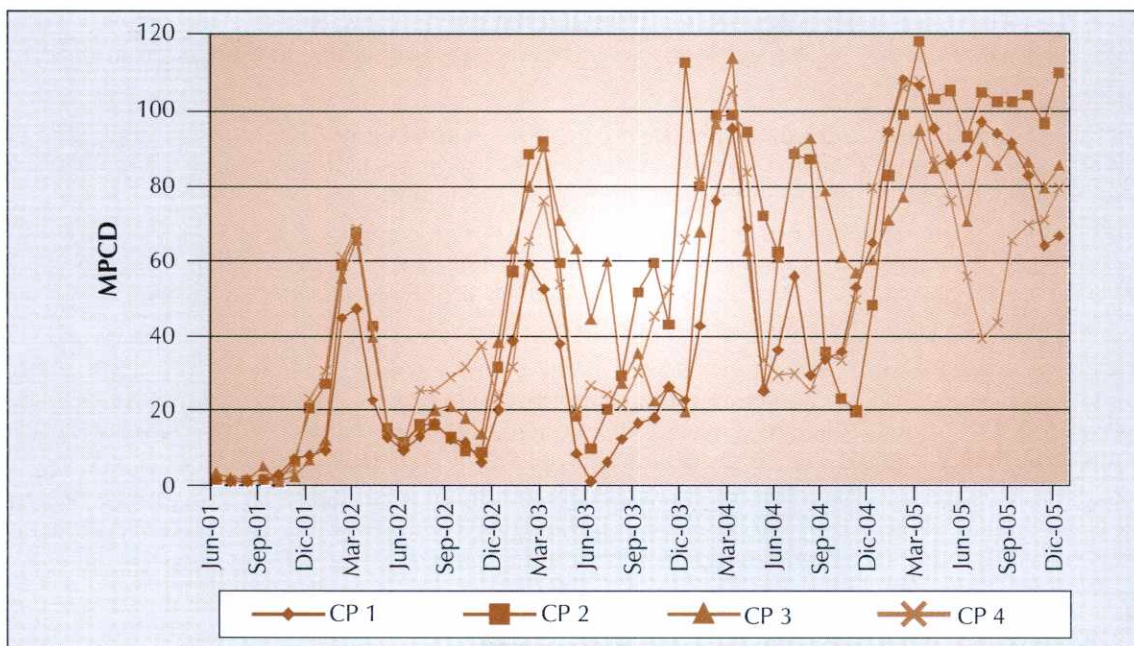


Gráfico 3.13
Consumo promedio de gas natural en el interior



3.1.6 Conclusiones del Corto Plazo

La evolución del sector eléctrico en el corto plazo (2001-2005), se caracteriza por la ocurrencia de un posible fenómeno del niño en los años 2002 y 2003, una demanda de energía la cual presenta crecimientos que fluctúan entre el 3.0% y el 4.2%, al igual que probables retiros de algunas unidades del sistema.

En general se puede prever que si no se retirara ninguna unidad de generación del sistema, dada la capacidad actual y el abastecimiento de gas adecuado, puede superar cualquier contingencia ante un fenómeno de sequía. No obstante el retiro de una unidad como Tasajero implica que el sistema requiera para comienzos del año 2004, el cierre de un ciclo combinado en la Costa Atlántica.

Al realizar sensibilidad sobre el probable retiro de 300 MW se observa que ante condiciones críticas de sequía, el sistema requerirá la incorporación de 250 MW en el primer trimestre del año 2004. No obstante el requerimiento de estas unidades se debe a que no se satisface el máximo número de casos con déficit en las simulaciones.

3.2 Estrategias de Largo Plazo 2006 – 2015

3.2.1 Aspectos Generales

El análisis de largo plazo se dividió en dos períodos, del 2006 al 2010 y del 2011 al 2015, debido a que a partir del 2011 se incrementa la incertidumbre sobre la evolución de algunas de las variables relacionadas con el ejercicio de planeación tales como el escenario de precios de combustibles, el escenario de demanda media tanto en energía como en potencia, las expectativas de los diferentes agentes y promotores de proyectos y se considera necesario plantear las señales de evolución del sistema eléctrico con dicho horizonte.

3.2.2 Largo Plazo 2006 – 2010

Además de las variables consideradas anteriormente, se tomó como base para este análisis, la alternativa de corto plazo CP 2. De acuerdo con esto se estimó realizar un análisis considerando cuatro estrategias, que se describen a continuación.

Estrategia de Largo Plazo LP 1

Esta estrategia consideró un costo de combustible para el gas natural en boca de pozo en el período 2006 – 2010 de US\$ 1.2/kPC, además estima un bajo interés por parte de inversionistas en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. Este supuesto implica que la expansión se realizaría con base en plantas a gas, para lo cual el sistema requerirá la instalación de 1,215 MW. Los resultados de los análisis para este escenario se presentan en el cuadro 3.10.

Estrategia de Largo Plazo LP 2

Esta estrategia considera un costo de combustible para el gas natural en boca de pozo en el período 2006 – 2010 de US\$ 2/kPC. Además estima la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas y la repotenciación de algunas unidades hidroeléctricas que se encuentran en operación comercial.

Bajo esta situación, el sistema requiere 1,265 MW los cuales se componen de 715 MW a gas, 400 MW hidráulicos y 150 MW a carbón. Esto implica que el sistema requerirá en el período 2006 – 2010 de 56.5% en recursos con base en gas natural, 31.6% en recursos hidráulicos y 11.9% en recursos a carbón. La composición de este escenario por año se presenta en el cuadro 3.10.

Estrategia de Largo Plazo LP 3

Esta estrategia plantea un costo de combustible para el gas natural en el período 2006 – 2010 de US\$ 1.2/kPC, así como la instalación de algunos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas y la repotenciación de algunas unidades hidroeléctricas que se encuentran en operación comercial.

Bajo esta condición se estima que el sistema requerirá de 1,365 MW, los cuales se componen de 965 MW en recursos a gas natural y los restantes 400 en recursos hidráulicos, esto implica que el sistema requiera en el período 2006 – 2010 de 70.6 % en recursos con base en gas natural y el 29.4% en recursos hidráulicos. La entrada de la capacidad por año se presenta en el cuadro 3.10.

Estrategia de Largo Plazo LP 4

Esta estrategia plantea un costo de combustible para el gas natural en el período 2006 – 2010 de US\$ 2/kPC, la instalación de algunos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas y la repotenciación de ciertas unidades hidroeléctricas que se encuentran en operación comercial e igualmente el desarrollo de algunos proyectos de cogeneración, cuya viabilidad estaría sustentada por el incremento de la competencia de precios hacia el año 2009.

De acuerdo a estas condiciones se estima que el sistema requerirá de 1,215 MW, los cuales se componen de 715 MW en recursos a gas natural, 200 MW en recursos hidráulicos, 200 MW en recursos a carbón y 100 MW en cogeneración, esto implica que el sistema porcentualmente en el período 2006 – 2010, requerirá de 58.8 % en recursos a gas, 16.4% en recursos hidráulicos, 16.4% a carbón y el restante 8.3% en recursos de biomasa. La composición de este escenario se presenta en el cuadro 3.10.

Cuadro 3.10
Composición de los escenarios de largo plazo en MW período 2006 – 2010

AÑO	LP 1			LP 2			LP 3			LP 4			
	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR	GAS	HID	CAR	COG
2006	250									250			
2007	250			250			250						
2008	250				400		250			250			
2009	250			250		150	250	200			200		100
2010	215			215			215	200		215		200	
SUBTOTAL MW	1,215			715	400	150	965	400		715	200	200	100
TOTAL MW	1,215			1,265			1,365			1,215			

3.2.3 Evaluación de la Confiabilidad en el Largo Plazo

De acuerdo con los criterios establecidos para la expansión del sistema, se evaluó la confiabilidad de los escenarios de largo plazo. De acuerdo con los resultados todas las estrategias de expansión cumplen con los límites establecidos para el número de casos fallados (5% máximo), VERE (1.5% máximo) y VEREC (3% máximo).

3.2.4 Resultados de los Análisis de Largo Plazo

Generación de Energía

En general para las estrategias de largo plazo, considerando a la alternativa CP 2 como la expansión del sistema en el corto plazo, la atención de la demanda de electricidad estaría basada en un 60% en hidroelectricidad y en un 40% en generación térmica, no obstante, esto dependerá de las condiciones hidrológicas que presente el sistema en el futuro.

Los resultados de generación hasta el año 2010 se aprecian en los gráficos 3.14 a 3.17.

Gráfico 3.14
Generación para la estrategia LP 1

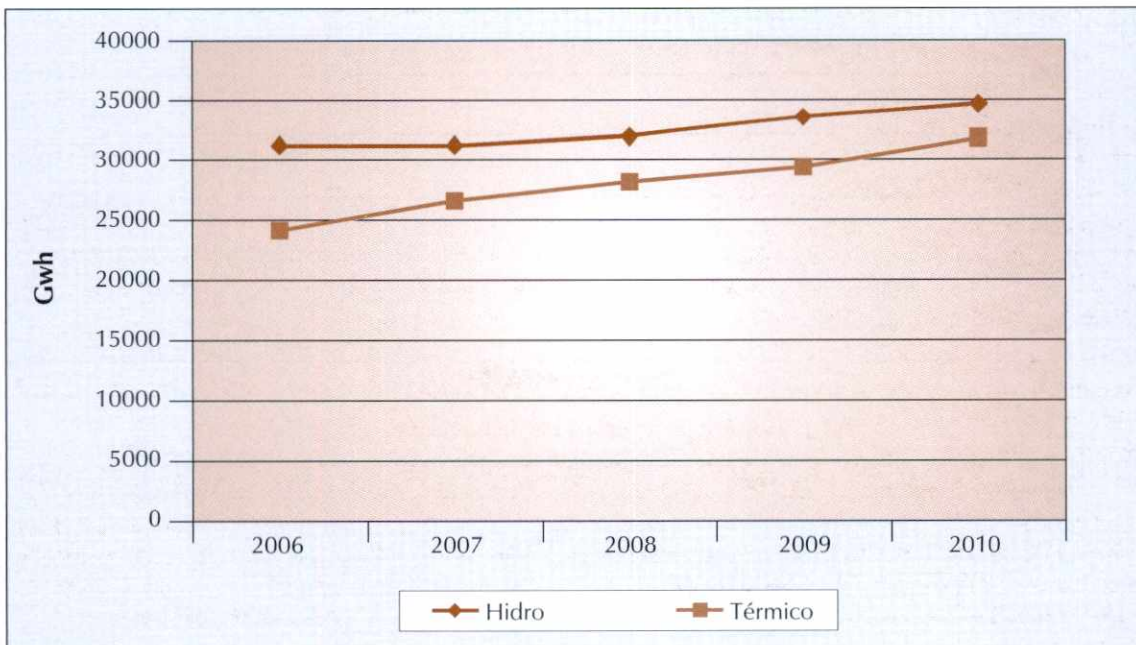


Gráfico 3.15
Generación para la estrategia LP 2

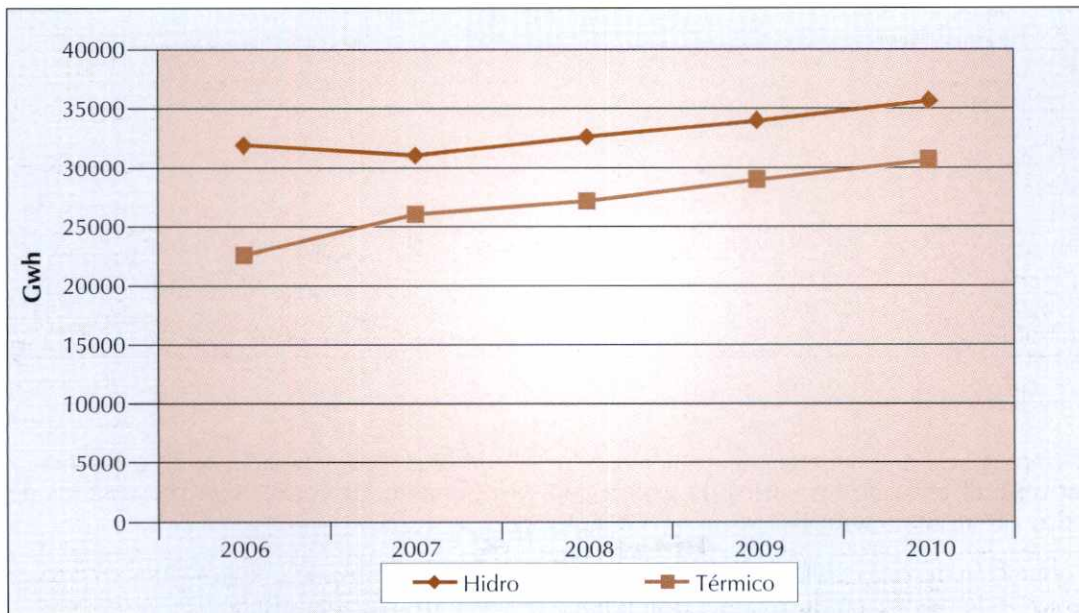


Gráfico 3.16
Generación para la estrategia LP 3

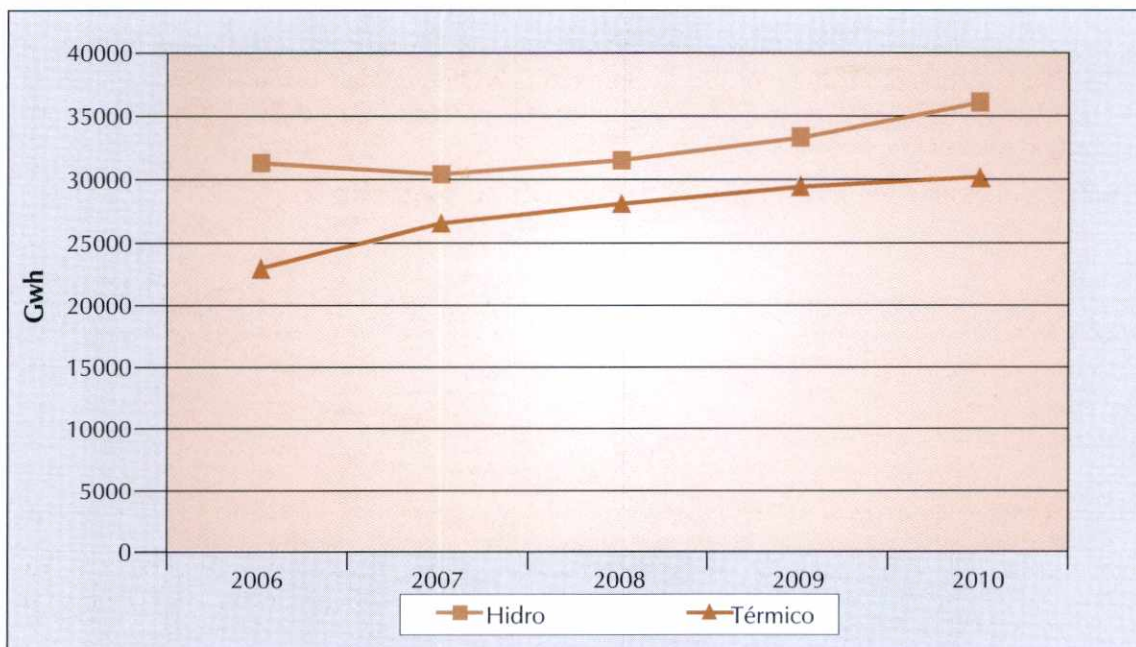
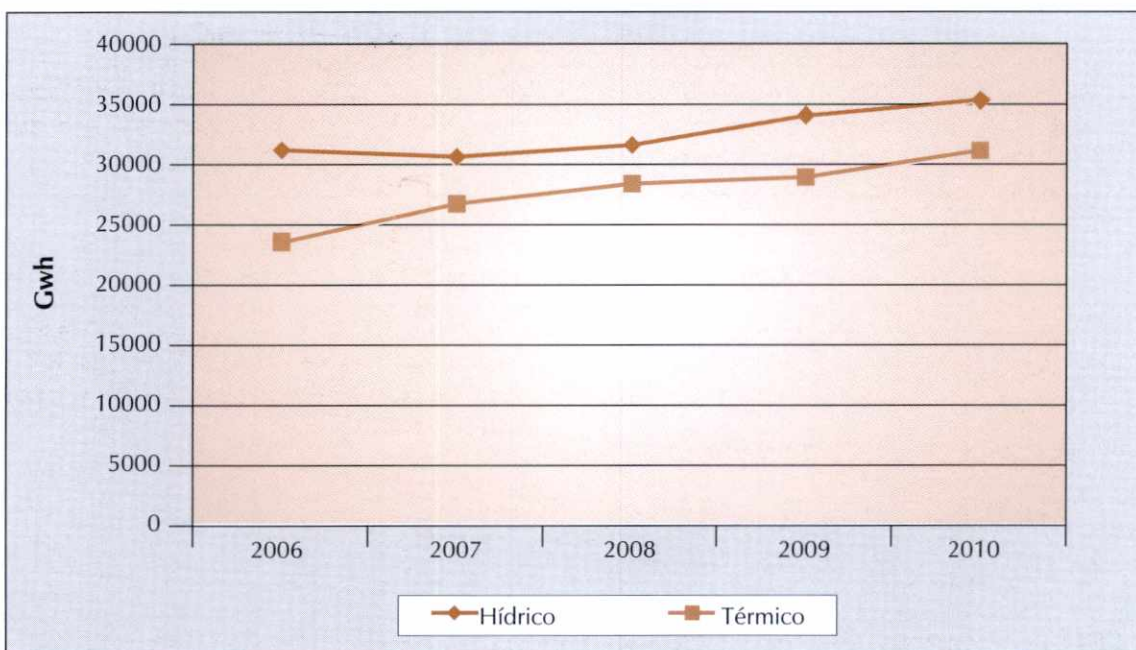


Gráfico 3.17
Generación para la estrategia LP 4



Costos Indicativos de Generación

Dada la importancia que tiene el conocimiento del costo de la energía generada, se ha considerado en este Plan tener un indicativo de los costos de generación. No obstante los costos aquí presentados deben ser considerados como una referencia.

Para la obtención de estos costos, se obtuvo información de promotores de proyectos, información recogida de la operación de plantas en otros países y de publicaciones especializadas disponibles en internet.

Los costos indicativos de generación han tenido en cuenta una serie de aspectos que normalmente son considerados en la instalación de cualquier proyecto, para ello se tuvo en cuenta las inversiones en que incurren los diferentes promotores de los proyectos, estas se componen de los costos CIF en sitio de la planta, los costos de ingeniería, administración, materiales, e imprevistos. No obstante, estos costos no incluyen aquellos ocasionados por la financiación de los diferentes proyectos.

En la operación de los proyectos, se consideraron los costos de operación tanto fijos como variables en los cuales se incurren tanto en la administración como en el mantenimiento de los proyectos. Además se consideró un factor de utilización de 0.5 para plantas a gas ciclo abierto, de 0.7 para plantas de ciclo combinado y de 0.8 para plantas a carbón con tecnología convencional y una tasa de interés del 10%.

Adicional a estos costos se tuvieron en cuenta los costos de operación tanto de renta como de transferencias al sistema nacional ambiental, impuesto de industria y comercio e impuesto predial.

Los costos indicativos de generación para plantas térmicas a gas y carbón, se presentan en el Anexo F, en dólares constantes de 2000.

Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

Para cada una de las estrategias de largo plazo se calculó el costo incremental promedio de largo plazo para el período 2006 – 2010, teniendo en cuenta el escenario medio de demanda. Para la obtención de este costo se consideraron los siguientes aspectos:

- Se emplearon costos de instalación para unidades a gas ciclo abierto de 400 US\$/kW, para unidades a gas ciclo combinado de 650 US\$/kW, para unidades de carbón tecnología convencional, entre 1,250 y 1,350 US\$/kW. Para unidades hidráulicas el costo fue de 1,500 US\$/kW.
- Se emplearon costos de operación y mantenimiento, los cuales se componen entre otros del costo de combustible y transporte para gas natural y carbón mineral. Para el primero se usaron las resoluciones establecidas por la Creg, en las cuales se determinan los cargos fijos y variables para el gas natural, mientras que para el segundo se emplearon aquellos reportados por los agentes.
- Los tiempos de construcción considerados fueron para unidades de gas de ciclo abierto dos años y para unidades a ciclo combinado de tres años. Para las unidades a carbón se utilizó un período de construcción de tres años y para la construcción de plantas hidráulicas se consideró un período entre seis y siete años.
- Se estimó un período de vida útil de 20 años para unidades térmicas a gas de ciclo abierto y de 25 años para unidades térmicas a ciclo combinado. Para plantas de carbón convencional se utilizó un período de vida útil de 25 años y para las plantas hidráulicas el período de vida útil considerado fue de 50 años.
- Se utilizó una tasa de interés del 10%.

Teniendo en cuenta los anteriores supuestos, se presentan en el cuadro 3.11 los costos incrementales promedio de largo plazo sin impuestos y con impuestos para las diferentes alternativas de largo plazo.

Cuadro 3.11
Costo incremental promedio de largo plazo 2005 – 2010 (Dólares de 2000)

ALTERNATIVA	SIN IMPUESTOS US\$MWh	CON IMPUESTOS US\$MWh
LP 1	42.99	46.91
LP 2	40.65	45.38
LP 3	39.16	43.58
LP 4	40.21	44.61

Composición Futura de la Capacidad de Generación

El sistema interconectado colombiano tendría una composición aproximada de 15500 MW a 15700 MW al año 2010, considerando la alternativa CP 2. En el cuadro 3.12, se presentan dicha composición por energético para los diferentes escenarios de largo plazo.

Cuadro 3.12
Composición futura del parque de generación al 2010 (MW)

ENERGÉTICO	LP 1	LP 2	LP 3	LP 4
HIDRO	9,893	10,293	10,293	10,093
GAS	4,949	4,449	4,699	4,449
CARBÓN	720	870	720	920
OTROS	0	0	0	100
TOTAL	15,562	15,612	15,712	15,562

3.2.5 Conclusiones del Largo Plazo

Es posible que la expansión del sistema en el período 2006 – 2010 requiera la instalación entre 1,215 MW y 1,365 MW, no obstante esto dependerá de las condiciones sobre las cuales evolucione la demanda de energía, al igual que los costos de combustibles y su disponibilidad, en especial del gas natural.

De acuerdo a los escenarios considerados en el largo plazo es muy probable que la expansión del sistema se realice principalmente en unidades de generación a gas. La entrada de proyectos de tipo hidráulico y carbonífero, se verá determinada por la disponibilidad y precio del gas natural.

Por otra parte se prevé que en el largo plazo, el sistema diversifique la composición de tecnologías utilizadas para generación de electricidad, mediante la entrada de proyectos de cogeneración, especialmente en el sector azucarero, los cuales por normatividad ambiental se verán incentivados por la restricción a la quema de la biomasa.

3.2.6 Largo Plazo 2011 – 2015

Estrategia 1

Partiendo de la estrategia LP 1 de base, se estima que para este período el sistema requerirá adicionar 2,000 MW a gas y 1,200 MW a carbón, para un total de 3,200 MW durante el período.

Estrategia 2

A partir de la estrategia LP 2 de base, en esta alternativa se requerirán 1,600 MW a gas, 950 MW a carbón y 650 MW hidráulicos, para un total de 3,200 MW en el período.

Estrategia 3

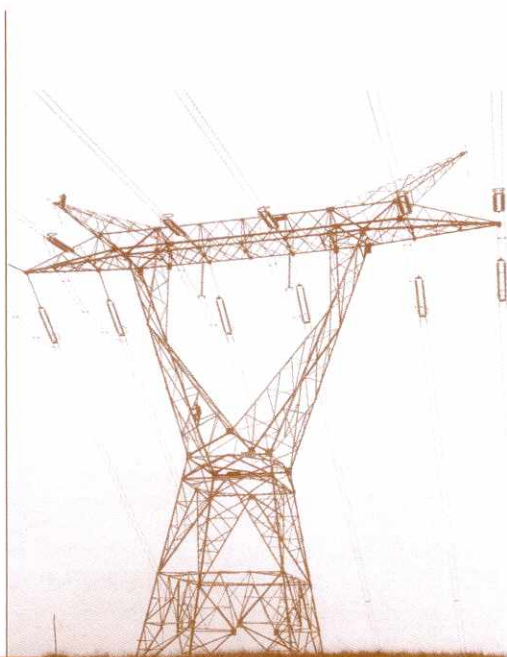
Considerando la estrategia LP 3 de base, se espera que en el sistema se requiera 2,000 MW a gas, 450 MW a carbón y 650 MW hidráulicos, requiriendo en total 3,100 MW.

Estrategia 4

A partir de la estrategia LP 4 de base, se proyectan requerimientos adicionales de 1,800 MW a gas, 750 MW a carbón y 650 MW hidráulicos, para un total de 3,200 MW en el período.

EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

4



4 Expansión de la Transmisión

Dentro del proceso de planeación del Sistema de Transmisión Nacional, la Upme ha realizado un trabajo metódico desde 1998, año en el cual la Creg, mediante la Resolución 051, complementó la reglamentación relacionada con el ejercicio de esta función asignada por la ley 143 de 1994 a la Upme. A partir de ese año, los ejercicios de planeamiento han partido de un análisis en el cual se han resaltado los factores positivos y negativos del desempeño del sistema de transmisión en el año inmediatamente anterior.

Como resultado de cada una de las revisiones, se han efectuado planteamientos y se han tomado decisiones tendientes a resolver los problemas que aquejaban al sector en su momento. A continuación se presentan algunos de los planteamientos y de las decisiones adoptadas.

- **Plan del año 1998.** Se planteó la necesidad de construir los circuitos Primavera – Guatigará – Tasajero a 230 kV y Cartagena – Sabanalarga a 230 kV, para eliminar parcial o totalmente los sobrecostos por generaciones fuera de mérito en estas zonas eléctricas, los cuales constituían en su momento un alto porcentaje de los sobrecostos totales pagados por restricciones. En septiembre y agosto de 2001, respectivamente, estos proyectos entraron en operación comercial, anticipándose a la fecha de entrada prevista para el mes de octubre en el cronograma inicial de las convocatorias.
- **Plan del año 1999.** Se efectuaron análisis que permitieron establecer la importancia de incrementar la capacidad de transporte del corredor de 500 kV, para mejorar las condiciones de intercambio de energía entre las áreas norte y centro del país.
- **Plan del año 2000.** Se definió la ejecución de la línea a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá, la cual permitirá disminuir las restricciones en la Costa Atlántica y Nordeste; proporcionar soporte a las tensiones en las áreas de Nordeste y Bogotá; disminuir a niveles aceptables los valores esperados de racionamiento de potencia en el área de Bogotá; aumentar la seguridad en la operación del sistema; incrementar los intercambios de potencia entre la Costa y el Interior del país y potencializar el desarrollo de proyectos carboníferos y gasíferos del Oriente así como una interconexión eléctrica más firme con Venezuela.

La evolución del sector eléctrico en el año 2000 y 2001, permiten establecer que los análisis realizados sobre la problemática eléctrica regional presentados en el Plan de Expansión de Referencia 2000 siguen vigentes, con mayor razón ante el deterioro de las condiciones bajo las cuales debe operar el sistema, como consecuencia del incremento de los atentados a la infraestructura eléctrica nacional.

Esta situación anormal, ha sido superada con base en el trabajo del personal del Centro Nacional de Despacho (CND), cuya labor ha permitido que el sistema opere dentro de los estándares reglamentados con un sistema eléctrico fragmentado y con un impacto mínimo sobre los usuarios del sistema.

4.1 Enfoque del Análisis para la Revisión del Plan

En los planes de expansión previos se ha buscado reducir o eliminar las restricciones que históricamente se identificaron como más costosas, las cuales a partir de los diagnósticos efectuados estaban ubicadas en las áreas de la Costa Atlántica, Nordeste y Bogotá, razón por la cual se propusieron obras en estas regiones.

Continuando con esta línea de trabajo y siguiendo la metodología de planeamiento descrita en el Anexo B, con este análisis (del cual se excluyen aquellas restricciones para las cuales ya se han propuesto soluciones), se busca reducir las restricciones que ocasionan sobrecostos para el sistema, teniendo en cuenta que la determinación de cualquier obra depende de los resultados de la evaluación económica que se efectúe. Otros objetivos complementarios están relacionados con la optimización de la red de transmisión y el uso de nuevas tecnologías, así como los adelantos en materia de interconexiones eléctricas internacionales que motivan los análisis que se presentan en el capítulo cinco.

Con base en estos lineamientos, en el diagnóstico presentado en la primera parte del documento, en la información básica y empleando el caso base de la expansión de generación (alternativa CP 2 y estrategia LP 1), se presentan los resultados de los análisis del sistema a partir de los cuales se identifican los problemas de las zonas eléctricas sobre las cuales es necesario profundizar los estudios.

Posteriormente, se presentan los análisis considerando los restantes escenarios de generación de corto plazo, así como las implicaciones debidas al cambio de las proyecciones de la demanda de electricidad involucrando las nuevas proyecciones macroeconómicas.

Por otra parte, para considerar la evolución de los acontecimientos que postergaron la apertura de las convocatorias del circuito de 500 kV en mención, adicionalmente se realizó un estudio de confiabilidad del sistema asumiendo la entrada del proyecto en el año 2006. Esta misma consideración la hace el Centro Nacional de Despacho (CND) para otro tipo de análisis, que se presenta en el Anexo C, en los que se evalúa el impacto del atraso del tercer circuito de 500 kV.

4.2 Información Básica

Los insumos básicos de información provienen de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de recursos y precios de los combustibles y los escenarios de generación de corto y largo plazo, descritos en los capítulos anteriores.

Los parámetros eléctricos del sistema fueron suministrados por el CND y las empresas de transporte y distribución. El modelamiento de la red considera todo el Sistema de Transmisión Nacional (STN), las unidades de generación del sistema y en algunos casos las redes de menor nivel de tensión, cuya inclusión dependió de la existencia de generaciones embebidas (en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL)) o de lazos al interior de los STR's y SDL's que pueden tener influencia en el comportamiento del STN.

La información considerada para realizar los análisis tuvo en cuenta los planes de expansión del STN descritos con anterioridad, precisando lo siguiente en los aspectos relacionados con la entrada en operación de los proyectos definidos:

- Se consideró la entrada de las líneas Primavera – Guatiguará – Tasajero a 230 kV y Cartagena – Sabanalarga a 230 kV, en el año 2001.
- Se asume la fecha de entrada del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá a 500 kV en el primer trimestre de 2005.
- Para el estudio del área Nordeste, descrito posteriormente, se consideró necesario asumir la entrada del proyecto de 500 kV a mediados del año 2006.

Igualmente, se consideran los proyectos de expansión de las empresas de distribución, los cuales se presentan en el Anexo D. Debe mencionarse que la expansión prevista en los planes de estas empresas, puede tener un alto impacto en la distribución de la demanda de potencia en subestaciones del STN e incluso puede implicar la definición de proyectos de conexión con el STN o expansión del mismo. Por esta razón, la Upme considera que el suministro de esta información por parte de los distribuidores debe implicar un grado de responsabilidad tal, que impida que se efectúen cambios de información repentinos que conduzcan eventualmente al cambio de los supuestos con los que se elabora el Plan del STN.

La demanda de potencia considerada en las simulaciones se basa en los escenarios de demanda de electricidad, presentados en el capítulo 2. Esta demanda de potencia, ajustada por pérdidas, se distribuyó en las subestaciones

del STN mediante los factores de distribución calculados tomando como base la información enviada por las empresas de distribución. En algunos casos, para obtener la demanda de potencia reactiva en estas subestaciones, se recurrió a información suministrada por el CND en cuanto al factor de potencia típico de la subestación en cuestión.

4.3 Análisis de Corto y Mediano Plazo

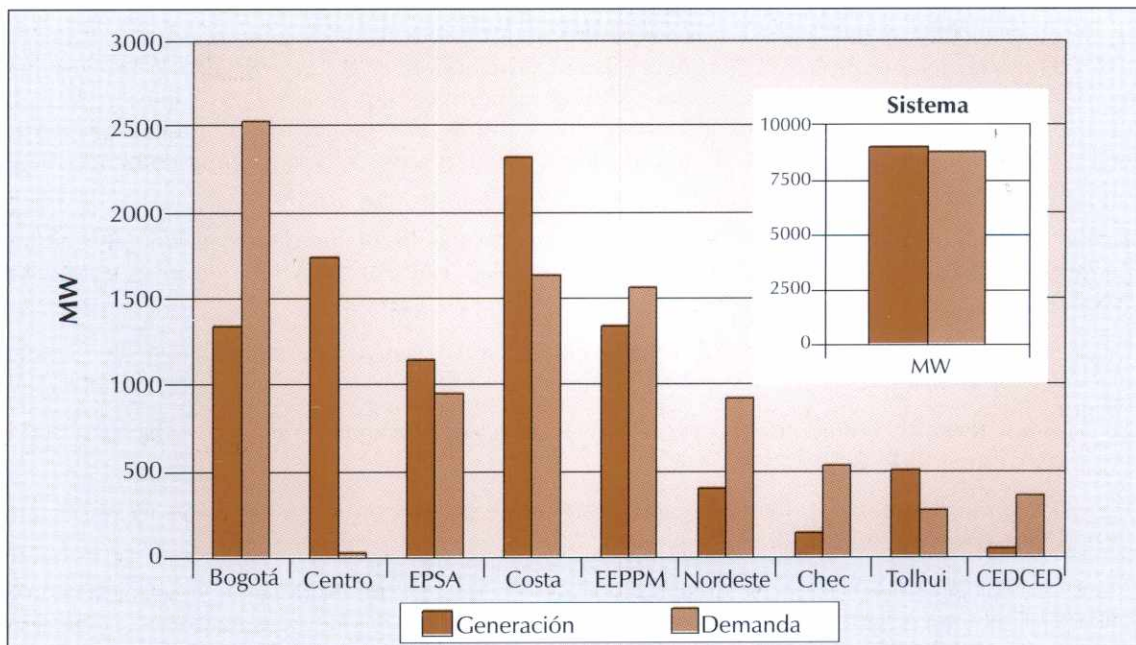
Los análisis eléctricos realizados en el horizonte 2001 – 2010 se basan en los estudios de flujo de carga, corto circuito, estabilidad de tensión, estabilidad de pequeña señal, estabilidad transitoria y confiabilidad.

4.3.1 Despachos de Generación

Los despachos de generación utilizados para efectuar los análisis eléctricos del Plan, se basan en el caso base de generación de corto plazo descrito en el Capítulo 3.

Para el horizonte de análisis se efectuaron simulaciones en escenarios extremos y probables de generación por área, para los periodos de máxima y mínima demanda, con el objeto de simular intercambios críticos entre las áreas eléctricas. De los despachos de generación obtenidos a partir de simulaciones energéticas, se seleccionaron casos extremos por área (despachos mínimos y máximos) para conformar los escenarios a analizar. Un ejemplo del balance de la generación y la demanda por zonas para uno de estos casos se presenta a continuación en el gráfico 4.1.

Gráfico 4.1
Generación y Demanda de Potencia Activa por Área Operativa – Caso de despacho mínimo en el área Nordeste



En el cuadro 4.1 se presentan los casos considerados para demanda máxima, indicando el balance generación-demanda en el área respectiva, así como la probabilidad asociada a cada uno de ellos.

Para el caso de Bogotá se observa que existe un 8% de probabilidad de que en la zona se presente un despacho inferior o igual al 53% de la demanda. Así mismo para el área de Nordeste se encontró que en el 99% de los casos el despacho en la zona es inferior o igual al 35% de la demanda.

Cuadro 4.1
Descripción de los despachos de generación utilizados

Caso de Mínimo despacho en	Generación/Demanda (%)	Probabilidad asociada (%)
Bogotá	53%	8%
Costa	75%	4%
Nordeste	35%	99%
Epsa	51%	2,50%

Si bien en los casos de las áreas Bogotá y Costa se observa una baja probabilidad de ocurrencia de despachos mínimos, se debe tener en cuenta que en la operación real éstas se caracterizan por su alta participación en la atención de generaciones de seguridad.

4.3.2 Estudios Eléctricos

La metodología empleada para efectuar los análisis eléctricos, incluye los análisis de estado estable (flujo de carga y corto circuito), análisis de estabilidad (transitoria, voltaje y pequeña señal) y análisis de confiabilidad del sistema, así como el cálculo del nivel de pérdidas, para los casos analizados.

Desempeño del Sistema en el Horizonte 2001 - 2010

Desde un punto de vista general, en esta revisión se ratificaron las conclusiones del Plan de Referencia del año 2000, con algunas precisiones o resultados complementarios obtenidos de los análisis de estabilidad y confiabilidad probabilística.

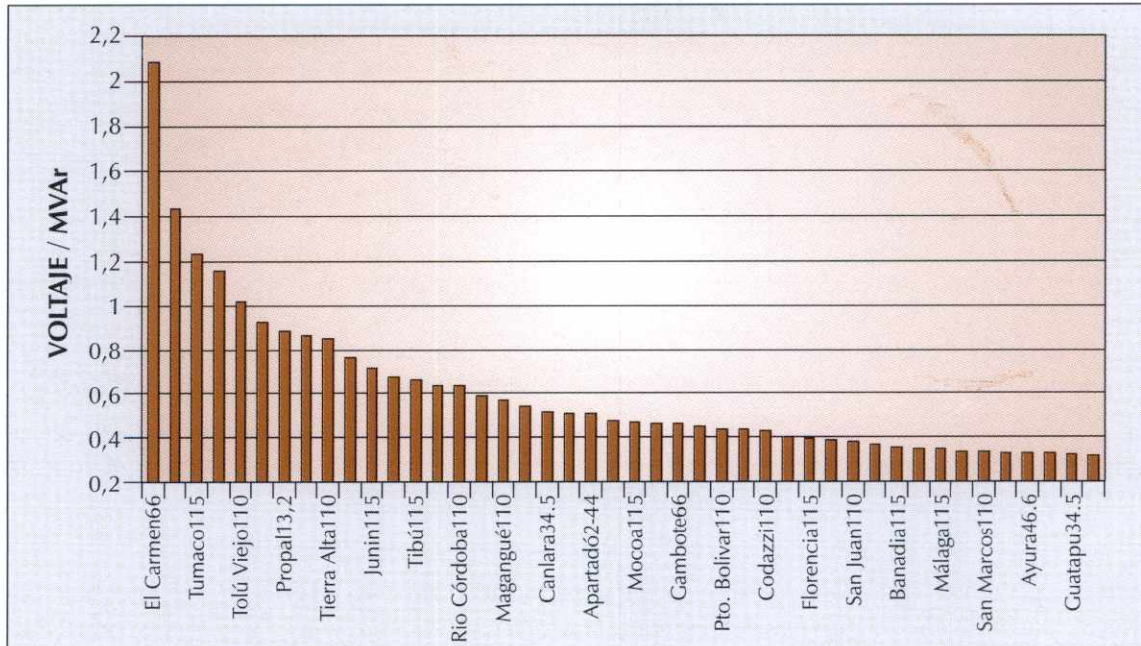
Teniendo en cuenta los criterios de planeamiento establecidos, el comportamiento del sistema de transmisión es satisfactorio en la mayoría de sus áreas eléctricas. Sin embargo, se encontraron algunos problemas que se analizan en detalle posteriormente relacionados con los niveles de cortocircuito de la subestación San Carlos 230 kV y con los niveles de tensión del área Nordeste. Igualmente, se identificaron casos en los cuales se evidencian diferencias entre los niveles de cargabilidad de algunos corredores de transmisión.

En lo que se refiere a la estabilidad transitoria del sistema, se estableció que con la entrada del tercer circuito a 500 kV por el Oriente el límite por estabilidad es cercano a 1,400 MW. Adicionalmente, se encontró que la contingencia de la línea Ternera – Sabanalarga puede ocasionar la pérdida de sincronismo de las unidades de Proeléctrica.

Los análisis de estabilidad de tensión muestran que si bien no resultan valores propios negativos que indiquen inestabilidad de voltaje, se encontró que algunos nodos de demanda de los sistemas de distribución son altamente sensibles a los cambios de potencia reactiva, lo cual puede originar inestabilidad de tensión ante incrementos notorios en la demanda o una expansión subóptima de la red.

Una forma de mitigar estos problemas consiste en la instalación de líneas de distribución en paralelo o de bancos de compensación, cuya definición depende de análisis más minuciosos por parte de las respectivas empresas de distribución. Los nodos más sensibles o cercanos a la inestabilidad de tensión corresponden a El Carmen 66 kV, El Carmen 110 kV y Tumaco 115 kV, tal como se presenta en el gráfico 4.2.

Gráfico 4.2
Análisis de sensibilidad nodal



Por otra parte, los análisis de estabilidad de pequeña señal presentan resultados favorables puesto que todos los modos de amortiguamiento son positivos y cumplen con la reglamentación vigente al respecto. Sin embargo, teniendo en cuenta que los análisis dependen en gran medida de las condiciones de despacho y transferencia entre áreas, al igual que en la revisión del año pasado, se observan modos con amortiguamiento inferior al recomendado internacionalmente (algunas publicaciones consideran aceptable un amortiguamiento superior al 3% y preferiblemente del 5%).

Esta situación se presenta principalmente entre Betania y algunas plantas de la Costa Atlántica como Tebsa y Flores, cuando se da la máxima transferencia entre la Costa y el Interior, así como entre Termodorada y las otras plantas del sistema, cuando Termodorada genera a su máxima capacidad.

En general se encuentra que no se violan los niveles de corto circuito de las subestaciones del STN, con excepción de la subestación San Carlos 230 kV de ISA, caso que será analizado posteriormente. En el Anexo E se presenta el nivel de corto circuito para las subestaciones del STN.

Descripción de problemas encontrados en el STN

A partir de los resultados de los estudios efectuados para el periodo 2001 a 2010, se describen a continuación los problemas identificados en los estudios eléctricos.

Área de Nordeste

Se presentan problemas de bajos voltajes, especialmente en los nodos Ocaña, San Mateo y Cúcuta, que hacen necesaria la generación fuera de mérito de la planta Termotasajero. Con la entrada del proyecto Primavera – Guatiguará – Tasajero a 230 kV, otras unidades de generación ubicadas en la zona Nordeste pueden competir con esta planta por la generación fuera de mérito, reduciendo así el costo de la restricción debido a que se elimina la posición dominante ejercida por Termotasajero.

De no concretarse una solución específica, mientras entra en operación el proyecto a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá, con el cual se superan los problemas de bajas tensiones, el sistema deberá asumir el pago de la generación de seguridad. A octubre de 2001 ésta puede ser atendida por las plantas Merieléctrica, Barranca o Paipa al nivel de 230 kV, en periodos de demanda máxima. Sin embargo el número de unidades requeridas se incrementa en el tiempo.

Área del Centro

Los análisis de corto circuito para los distintos casos indican que en la subestación San Carlos 230 kV se supera el límite de la capacidad de corto circuito con la entrada del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá 500 kV. De no solucionarse esta situación, deberían tomarse medidas operativas que pueden implicar sobrecostos para el sistema.

Área del Valle del Cauca

Los análisis efectuados a partir del año 2005 para escenarios de baja generación y alta demanda en esta área, muestran que las transferencias de potencia proveniente de otras zonas se llevan a cabo principalmente a través del circuito San Carlos – Virginia 500 kV, con cargabilidad superior al 80% y a través de las líneas del sistema 230 kV San Carlos – Esmeralda, Esmeralda – Ancón cuya cargabilidad es inferior al 40%.

El análisis de confiabilidad indica que el VERP de las subestaciones del área es inferior al 1% cumpliendo el criterio de planeamiento. Sin embargo, un análisis determinístico muestra que ante contingencia de la línea Virginia – San Marcos a 500 kV, se sobrecarga el transformador en la subestación Virginia 500 kV, alcanzando niveles hasta del 120%. Esto último puede implicar en el futuro, el despacho de generaciones de seguridad para evitar la sobrecarga del transformador en cuestión.

Área Bogotá

Los análisis de confiabilidad del sistema indican que el VERP en todas las subestaciones del área es inferior al 1%, por lo tanto cumple el criterio de planeamiento. Adicionalmente, se observa que el nuevo corredor Primavera – Bacatá de 500 kV presentaría el mayor porcentaje de cargabilidad con respecto a los corredores a 230 kV Purnio – Noroeste, La Mesa – San Felipe y Chivor – Nueva Paipa.

De los análisis para las áreas del Valle del Cauca y Bogotá, se concluye que para minimizar los desbalances de potencia citados es necesario optimizar la red. Por lo tanto es importante estudiar otro tipo de alternativas que permitan alcanzar este objetivo, antes que plantear como solución única la expansión mediante líneas de transmisión, lo cual puede no constituir la opción de mínimo costo.

Descripción de problemas encontrados en STR

En distintas versiones del Plan de Expansión de la Upme (1998, 1999 y 2000) y en el documento del CND “Expansión de la Transmisión para la Reducción de Restricciones Eléctricas del STN Período 2000 – 2010” de agosto de 2000 se ha recomendado, en algunos casos a operadores de red específicos, la necesidad de acometer obras en sistemas regionales para eliminar o reducir las restricciones o evitar posibles racionamientos.

En la actual revisión del Plan del STN, teniendo en cuenta la información de expansión suministrada por las empresas distribuidoras se observan los mismos problemas que condujeron a efectuar estas recomendaciones. Esto puede poner en evidencia la falta de señales y mecanismos que permitan solucionar los problemas en la prestación del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Entre las recomendaciones que se han planteado se tiene:

- Instalación de compensación en la zona de Bolívar, correspondientes a 40 MVAR en Ternera y 30 MVAR en Cartagena, las dos obras a una tensión de 66 kV o inferior.
- Instalación de compensaciones para eliminar restricciones y mejorar el factor de potencia en la zona de Nordeste, correspondientes a 25 MVAR en la zona de CENS y 35 MVAR en la zona de Essa, así como 20 MVAR en la subestación Cúcuta.
- Estudiar alternativas para resolver los problemas de sobrecarga de los transformadores de Chinú 500/110 kV, Betania 220/115 kV, Jamondino 220/110 kV, Barranca 220/115 kV, Paipa 220/115 kV y Cúcuta 220/115 kV.

A la fecha ninguno de los proyectos mencionados ha sido ejecutado completamente por diversas razones. Sin embargo, para los casos de la instalación de equipos de compensación reactiva en Bolívar y el segundo transformador en Betania la Upme ha podido verificar avances parciales.

Esta descripción conduce a proponer que en las próximas revisiones del Plan de Expansión del STN, la Upme lidere un trabajo coordinado con las empresas de distribución, con el fin de identificar proyectos de expansión de los STR's y de los SDL's, que puedan tener implicaciones directas en el STN y apoyar a las empresas en la definición de alternativas de expansión de su sistema.

4.3.3 Análisis Eléctricos Complementarios

Con el fin de complementar los estudios eléctricos descritos anteriormente, se realizaron análisis adicionales considerando sensibilidades en la evolución de oferta y la demanda de electricidad. Para tal efecto se emplearon los escenarios de generación de corto plazo CP 1, CP 3 y CP 4 y el escenario bajo de proyección de la demanda¹⁴.

Sensibilidad ante Evolución de la Oferta en el Corto Plazo

Con relación al escenario CP 1 se mantienen las conclusiones relacionadas con el área de Nordeste. Teniendo en cuenta que en los análisis se consideraron despachos extremos, en el caso de mínima generación en Nordeste la planta Termotasajero no es despachada en el escenario CP 1, situación que coincide con el supuesto del escenario CP 2.

El escenario CP 3 considera la entrada de 250 MW adicionales en la Costa Atlántica en el año 2005. Los análisis para situaciones de demanda máxima indican que existe disponibilidad de recursos para atender los requerimientos en un escenario seco. Adicionalmente, la entrada del tercer circuito a 500 kV facilita la exportación desde la Costa Atlántica la cual se incrementa con estos 250 MW adicionales.

Con los análisis eléctricos basados en el escenario CP 4, se encontró que en las zonas donde se conecta la nueva generación, el sistema de transmisión se comporta adecuadamente para los despachos extremos que la incluyen.

Consideraciones sobre Evolución de la Demanda

Se espera que en el mediano plazo los nuevos escenarios alto y medio de la demanda, calculados con base en supuestos actualizados a septiembre de 2001 sobre la evolución de la economía, sean equivalentes respectivamente a los escenarios medio y bajo actuales.

A partir de los análisis presentados en este documento, no se identifica la necesidad de obras adicionales a las propuestas en planes anteriores, para garantizar la operación adecuada del SIN. Esta situación garantiza la robustez de los resultados obtenidos, siempre y cuando la demanda real evolucione dentro del túnel de proyección definido en los nuevos escenarios.

4.4 Identificación de Alternativas de Expansión del STN

Si bien se encontraron problemas específicos en las áreas de Nordeste, Centro, Valle del Cauca y Bogotá, la definición de alternativas de expansión del sistema de transmisión se concentra en la eliminación de las generaciones de seguridad descritas en los estudios eléctricos del área Nordeste. Esto debido a que para la solución del área Nordeste se requiere una acción inmediata.

Sin embargo, se considera que la Upme y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (Capt) deben continuar analizando los problemas identificados en las áreas del Centro, Valle del Cauca y Bogotá, con el objetivo de definir soluciones específicas en futuras ediciones del Plan de Expansión. Así mismo, se proponen las siguientes actividades para ser desarrolladas por la Upme con la asesoría del Capt:

- Considerar como prioridad el tema de la optimización de la utilización del STN.
- Determinar los elementos técnicos y regulatorios que permitan identificar y hacer viables alternativas para la optimización de la red.

¹⁴ El escenario bajo de la demanda utilizado en estos análisis, es equivalente al nuevo escenario medio basado en las nuevas proyecciones de crecimiento económico, tal como se mencionó en el capítulo 2.

- Estudiar alternativas de expansión del STN que involucren las tecnologías de Facts (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*).
- Estudiar alternativas de solución más detalladas para el caso del nivel de corto circuito en la subestación San Carlos 230 kV.

4.4.1 Análisis de la Solución para el Área Nordeste

En el Plan de Expansión del año 1998 se definió la necesidad de la línea Primavera – Guatiguará – Tasajero 230 kV en conjunto con una compensación capacitiva en Cúcuta a nivel 115 kV. Sin embargo, a la fecha no se ha desarrollado la obra de la compensación, debido a que no existe un mecanismo adecuado para promover su instalación a un nivel de tensión inferior a 230 kV.

Adicionalmente, como se mencionó en la sección 4.3.2, existe un periodo crítico previo a la entrada del tercer circuito de 500 kV por el Oriente, durante el cual se deben tomar medidas para garantizar que esta área opere bajo los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos por la regulación.

Una de las medidas específicas para reducir generaciones de seguridad en esta zona, consiste en instalar un banco de compensación capacitiva para dar soporte de tensión en el sistema Nordeste. Para determinar la magnitud de esta compensación, se realizaron análisis de estabilidad transitoria y de estado estable, cuyos resultados se describen a continuación.

Para los análisis de estado estable se consideraron tres escenarios en los cuales se supuso la entrada en operación del tercer circuito de 500 kV en el año 2006.

- El primero corresponde al caso base que considera un despacho del conjunto de Termopaipa equivalente al 35% de la demanda de Nordeste.
- El segundo considera el caso base con la generación adicional de Merieléctrica en su mínimo técnico.
- En tercer lugar se contempla el despacho de todos los recursos de generación del área con excepción de Termotasajero.

Con la instalación de compensación capacitiva en el área de Cúcuta, los niveles de tensión en las subestaciones del STN de la zona se mantienen dentro de los estándares de operación permitidos. En el gráfico 4.3 se indica la necesidad de compensación para cada año, según la generación despachada. Se puede observar que la necesidad de compensación evoluciona en el tiempo de acuerdo con el incremento de la demanda. Por otra parte, en caso de que sea despachada Tasajero, no se requiere compensación en el periodo en estudio.

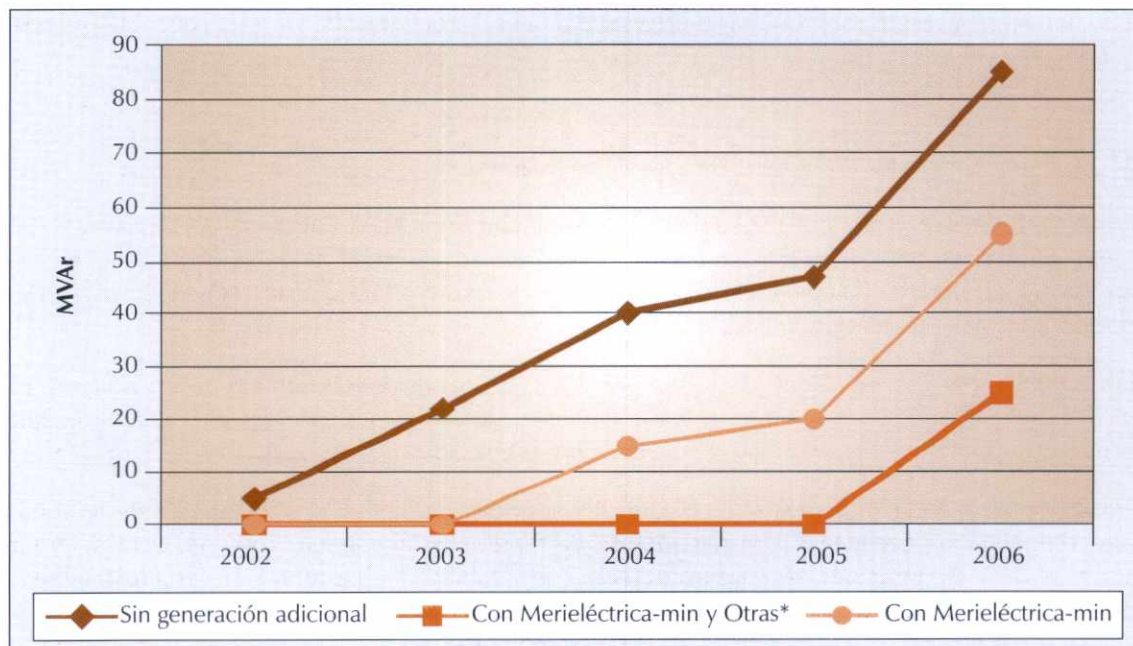
Los resultados con el primer escenario indican que es necesario instalar hasta 90 MVar en el año 2006, siendo necesario iniciar la instalación de la compensación a partir del año 2002 con cerca de 5 MVar.

En el segundo escenario se requiere instalar compensación capacitiva a partir del año 2004 del orden de 15 MVar, llegando a requerir cerca de 60 MVar en el año 2006.

Para el tercer escenario, se requiere instalar del orden de 30 MVar en el año 2006 ya que en este año los recursos disponibles en la zona no son suficientes para proporcionar la seguridad requerida.

De lo anterior, se ratifica la recomendación presentada en el Plan del año 1998, en cuanto a instalar compensación capacitiva en Cúcuta, como una obra complementaria a la línea Primavera – Guatiguará – Tasajero.

Gráfico 4.3
Evolución de los requerimientos de compensación capacitiva en el área de Nordeste



4.4.2 Análisis de la Solución para el Área del Centro

Considerando que el problema del nivel de corto circuito en esta área se activa con la entrada del tercer circuito de 500 kV por el Oriente, la Upme ha adelantado conversaciones con ISA, propietario de la subestación San Carlos, con el propósito de analizar las alternativas factibles y definir la estrategia a adoptar para dar solución al problema.

4.5 Evaluación Económica de la Solución Propuesta para el Área de Nordeste

Para evaluar la instalación de la compensación en el área de Cúcuta, fue necesario determinar el beneficio de reducir tanto las restricciones operativas como los posibles racionamientos de energía.

Para mantener la competencia entre las plantas de generación de Nordeste para atender los requerimientos de generación de seguridad a medida que crece la demanda, se requiere instalar una compensación capacitiva cuya magnitud depende de la demanda futura y del despacho de las plantas de la zona. El periodo considerado para la evaluación económica de la compensación va desde el año 2003 (en el que puede entrar en operación la compensación) hasta mediados del año 2006 (en el que se considera la entrada del proyecto a 500 kV que integra el área del Nordeste mediante la subestación Ocaña).

De acuerdo con las necesidades identificadas en los estudios eléctricos, para la evaluación económica se consideraron compensaciones de 30, 60 y 90 MVAR, con costos estimados a partir del valor de las unidades constructivas de 60 MVAR doble barra más transferencia, definidas en la resolución Creg 026 de 1999 y actualizadas a dólares de 2000.

Por otro lado, se consideró que, aunque la Resolución Creg 034 de 2001 y sus modificaciones son temporales, los costos de generación determinados a partir de ella pueden constituir el límite inferior para los costos aplicables a cada planta. El techo para dichos costos podría llegar al valor histórico máximo para plantas

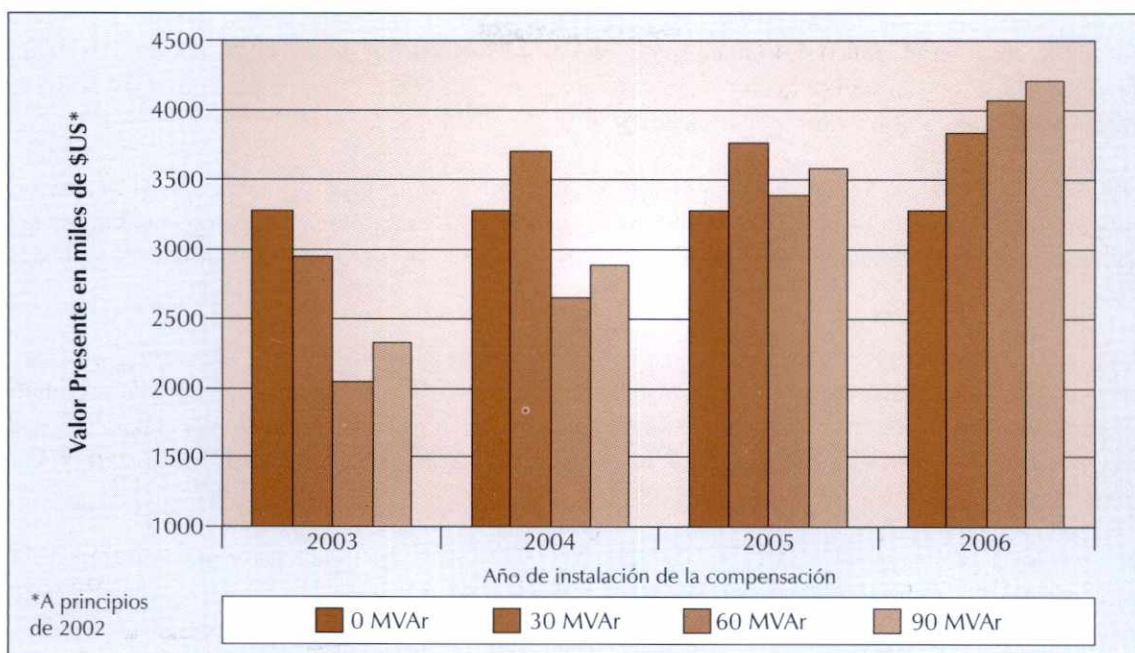
térmicas antes de la resolución, el cual es del orden de magnitud del precio de referencia para Barranca (106 \$/kWh), pero existiendo la competencia, es más probable que se limite al valor promedio histórico que es similar al de referencia de Merieléctrica (86 \$/kWh)¹⁵.

Para los escenarios y para cada alternativa se consideró el conjunto de Paipa generando 300 MW, por lo que sus costos de generación no se incluyeron en la comparación. Para cada una de las alternativas se definió la generación mínima necesaria dentro de la zona según la capacidad reactiva considerada, teniendo en cuenta las indisponibilidades históricas de cada planta y considerando racionamientos únicamente cuando las indisponibilidades o falta de capacidad de generación lo hacen necesario.

Para cada alternativa se calculó el valor presente de los costos de inversión total de la compensación y de operación y de racionamiento del sistema con una tasa de descuento del 9% anual.

En los gráficos 4.4 y 4.5 se presenta para cada año el valor presente neto de los costos de instalación de las alternativas de compensación (0, 30, 60 y 90 MVar), con y sin Termotasajero, respectivamente. Para esta evaluación se adoptaron los precios de referencia para generación y se consideró la entrada del proyecto de 500 kV a mediados de 2006.

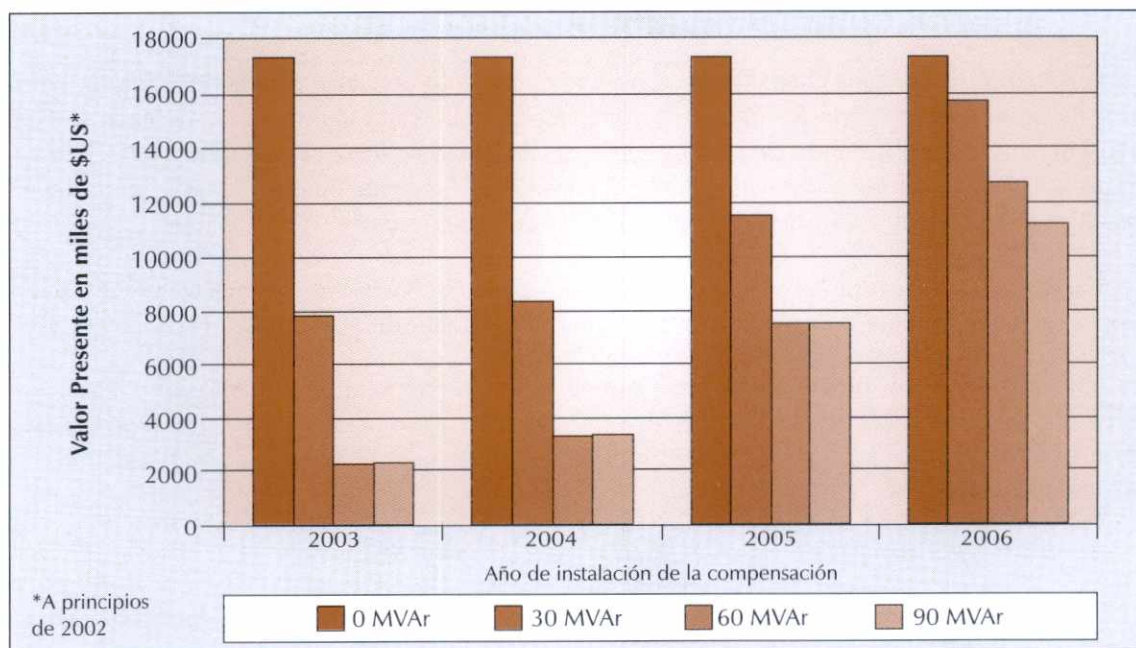
Gráfico 4.4
Costo de generaciones de seguridad, racionamiento e inversión con Tasajero



¹⁵ Fuente: CND. Ver Anexo C.

Gráfico 4.5

Costo de generaciones de seguridad, racionamiento e inversión sin Tasajero



Como puede verse en el gráfico 4.4 (análisis con Tasajero) la instalación de 60 MVAR resulta más económica siempre y cuando su puesta en operación se efectúe antes del año 2004. A partir del año 2005 no se justifica económicamente la instalación de compensación.

El gráfico 4.5 (análisis sin Tasajero) muestra que la alternativa de instalar 60 MVAR es la de menor valor presente para entrada en operación hasta el año 2005 cuando prácticamente se iguala con la alternativa de 90 MVAR. Si se pospusiera la instalación de compensación mas allá del 2005 sería más económica la instalación de 90 MVAR.

Por consiguiente, la alternativa más económica consiste en la instalación de 60 MVAR a principios del 2003 con una diferencia apreciable respecto a la instalación de 90 MVAR el mismo año, para el escenario con Tasajero y una pequeña diferencia en el escenario sin esta planta. La relación beneficio costo para la instalación de estas compensaciones en el 2003 es de 1.7 en el caso de la compensación de 60 MVAR y de 1.4 para la compensación de 90 MVAR.

La sensibilidad a la entrada del proyecto de 500 kV a principios del tercer trimestre del 2006 ratifica la conclusión establecida para el escenario con Tasajero y en caso de no contar con Tasajero reduce levemente la diferencia entre las alternativas de 60 MVAR y 90 MVAR, aunque la alternativa de 60 MVAR sigue siendo la más favorable para el sistema.

Las sensibilidades a los costos de generación muestran que para un costo de generación de Tasajero de hasta 70 \$/MWh (el precio de referencia para ésta es de 57.73 \$/MWh) es más económica la alternativa de 60 MVAR, pero para costos superiores de ésta planta o para Merieléctrica, la alternativa de 90 MVAR se convierte en la opción más económica. Sin embargo la sensibilidad al incremento del 20% en los costos de inversión incrementa la ventaja de la alternativa de 60 MVAR en el 2003.

En conclusión la alternativa más conveniente desde el punto de vista económico, es la instalación de 60 MVAR de compensación a partir de 2003.

4.6 Seguimiento a las Pérdidas

La Resolución Creg 039 de 1999 estableció como responsabilidad del Capt hacer seguimiento del nivel de pérdidas en el STN, buscando que éstas se mantengan dentro de niveles razonables, para lo cual se está diseñando un sistema de seguimiento y revisión periódico. Se espera que como resultado de esta labor, el Comité cuente con elementos que le permitan proponer proyectos de expansión justificados económicamente por la reducción de pérdidas.

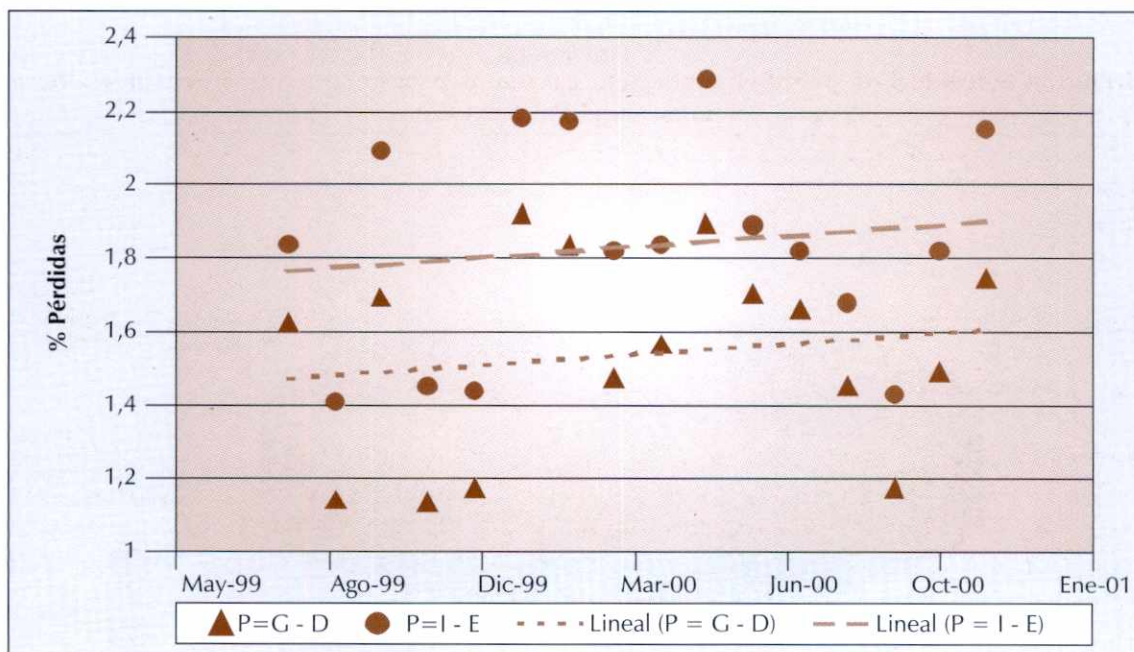
El Capt efectuó un cálculo para determinar las Pérdidas de Referencia definidas como la diferencia entre las importaciones y exportaciones del STN, según la metodología definida en la Resolución Creg 039 de 1999, con el fin de compararlas con los resultados obtenidos mediante la metodología del Mercado de Energía Mayorista¹⁶. El gráfico 4.6 muestra que el índice de pérdidas calculado con estas dos metodologías es inferior al 2%, durante el periodo agosto de 1999 a noviembre de 2000.

4.6.1 Pérdidas Esperadas en el STN

A partir de los análisis para la definición del Plan de Expansión 2001, se determinaron las pérdidas en el STN para los diferentes casos de generación desde el año 2001 hasta el año 2010.

Las pérdidas de potencia activa del Sistema de Transmisión Nacional en el horizonte de planeamiento, presentan la misma tendencia que se ha observado en los años anteriores, permaneciendo cercanas al 2% de la carga total del sistema. La magnitud está determinada especialmente por la condición de demanda diaria y las transferencias de potencia entre las diferentes áreas operativas, las cuales a su vez, dependen de la asignación del despacho entre las diferentes plantas del sistema. El gráfico 4.7 presenta la tendencia del índice de pérdidas para algunos de los casos analizados.

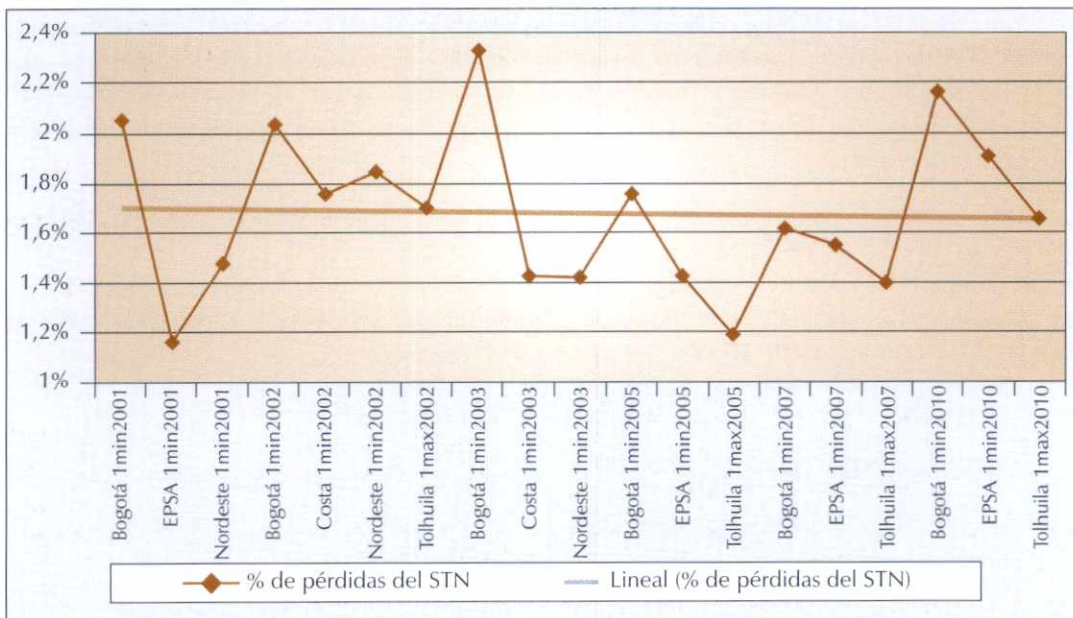
Gráfico 4.6
Índice mensual de pérdidas según las metodologías del MEM y del Capt



¹⁶ Actualmente, la determinación de las pérdidas por parte del MEM, se basa en variables de naturaleza comercial que permiten calcular las pérdidas como la diferencia entre la generación y la demanda.

Gráfico 4.7

Nivel de pérdidas para algunos de los casos analizados en la elaboración del Plan 2001

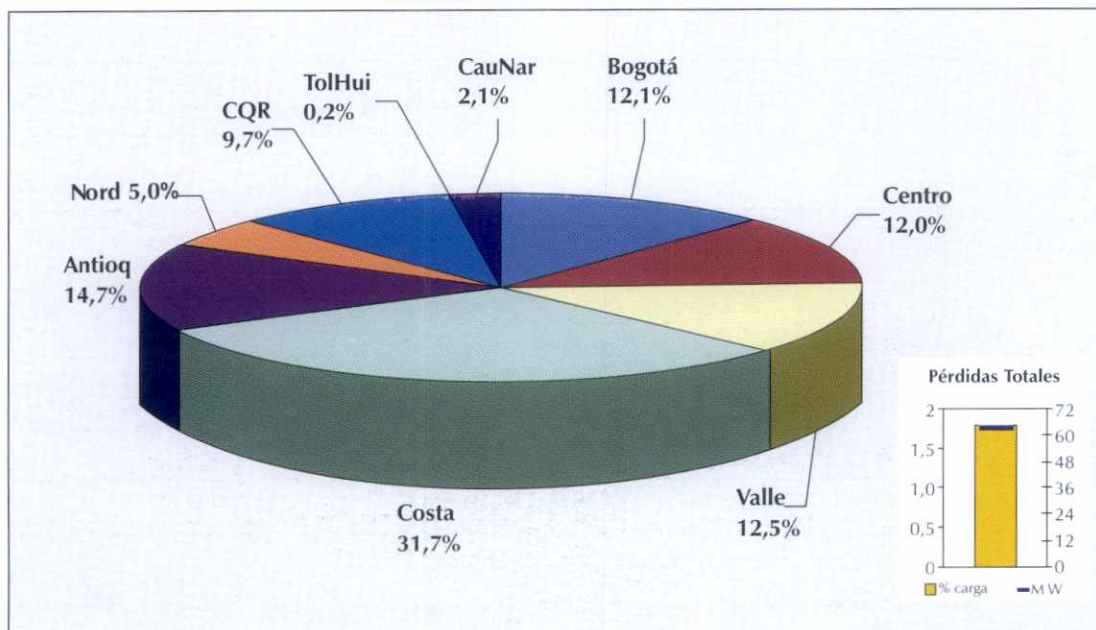


A continuación, se presenta para algunos de los casos simulados, la distribución porcentual de las pérdidas totales para el sistema de transmisión por áreas operativas. En dichos casos se observa, como se mencionó anteriormente, la influencia que tiene la condición de demanda diaria y las transferencias de potencia, sobre el nivel de pérdidas.

El gráfico 4.8 presenta el nivel y distribución porcentual de las pérdidas en demanda máxima para el año 2003, ante una condición de mínimo despacho en el Valle del Cauca. En esta condición, las áreas con la mayor participación porcentual en las pérdidas totales del STN son Centro, Valle y Bogotá, ya que presentan los niveles de transferencia más importantes. El área Centro participa con la exportación de la generación de San Carlos en casi el total de su capacidad hacia las diferentes zonas de consumo, con excepción de la Costa, ya que esta tiene bajos requerimientos de importación de potencia.

Gráfico 4.8

Distribución porcentual de pérdidas por región, para un escenario de máxima demanda y despacho mínimo en el Valle del Cauca



La gráfica 4.9 presenta el nivel y distribución porcentual de las pérdidas en demanda mínima para el año 2003 ante una condición de mínimo despacho en el Valle del Cauca. Como es de esperarse, el nivel total de pérdidas es menor en comparación con la condición de máxima demanda. En cuanto a la distribución porcentual de las pérdidas totales bajo esta condición de despacho y demanda, la Costa representa la mayor participación, seguida de las áreas Antioquia, Valle y Centro. Esta última participa especialmente con la exportación de la generación de San Carlos, despachada a la mitad de su capacidad.

Gráfico 4.9
Distribución porcentual de pérdidas por región, para un escenario de mínima demanda y despacho mínimo en el Valle del Cauca

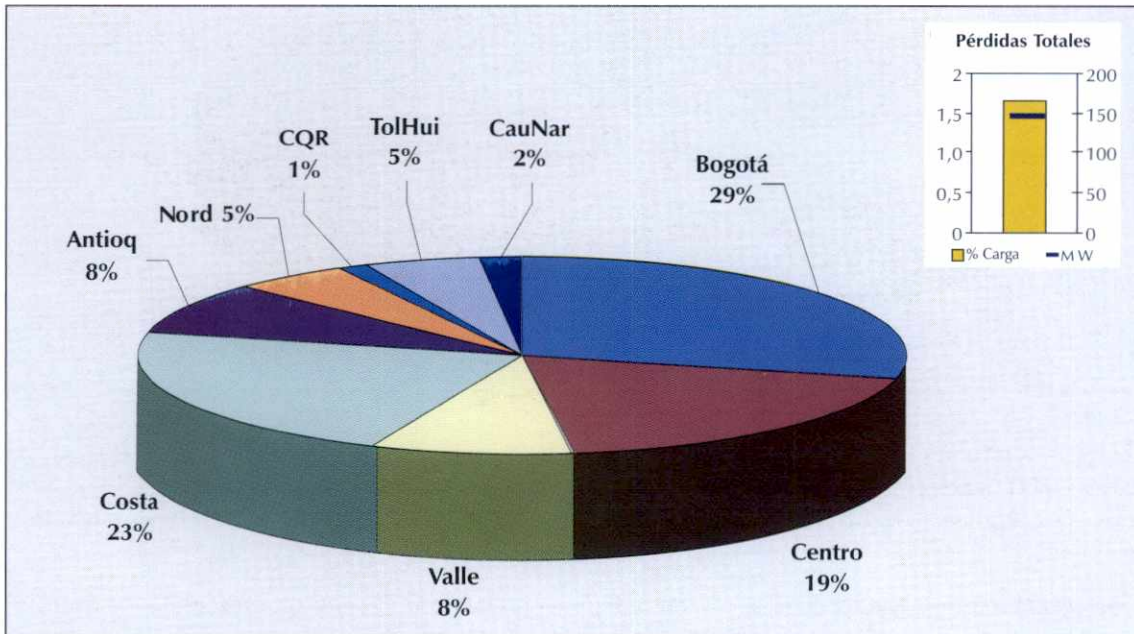


Gráfico 4.10
Distribución porcentual de las pérdidas, por región, para un despacho mínimo en Bogotá en el año 2005

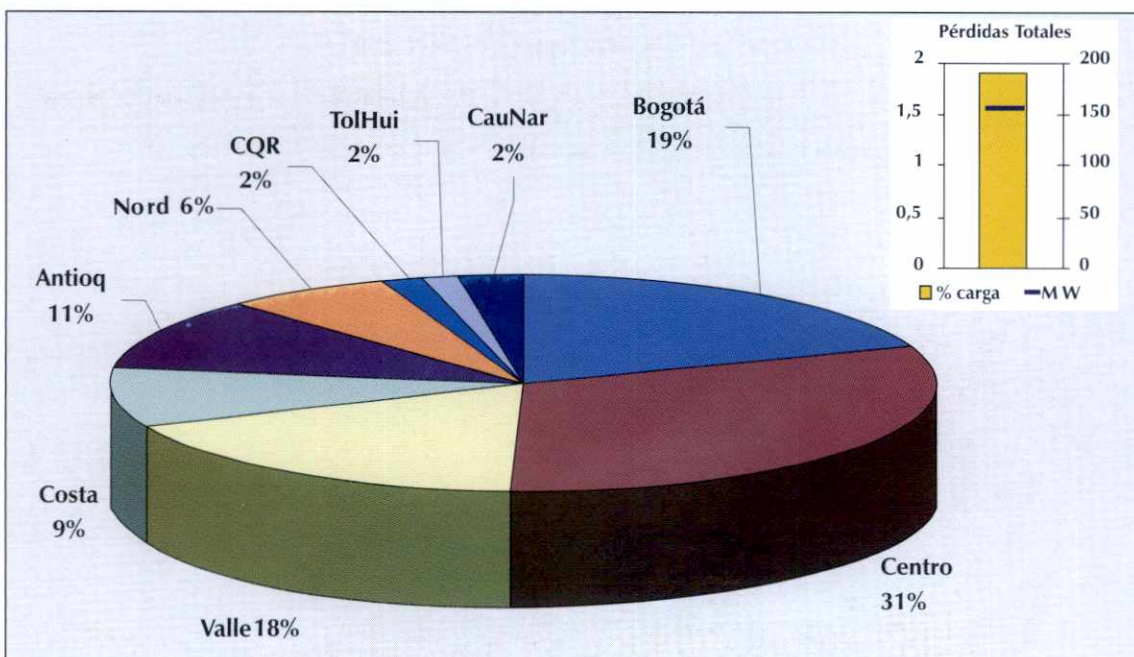
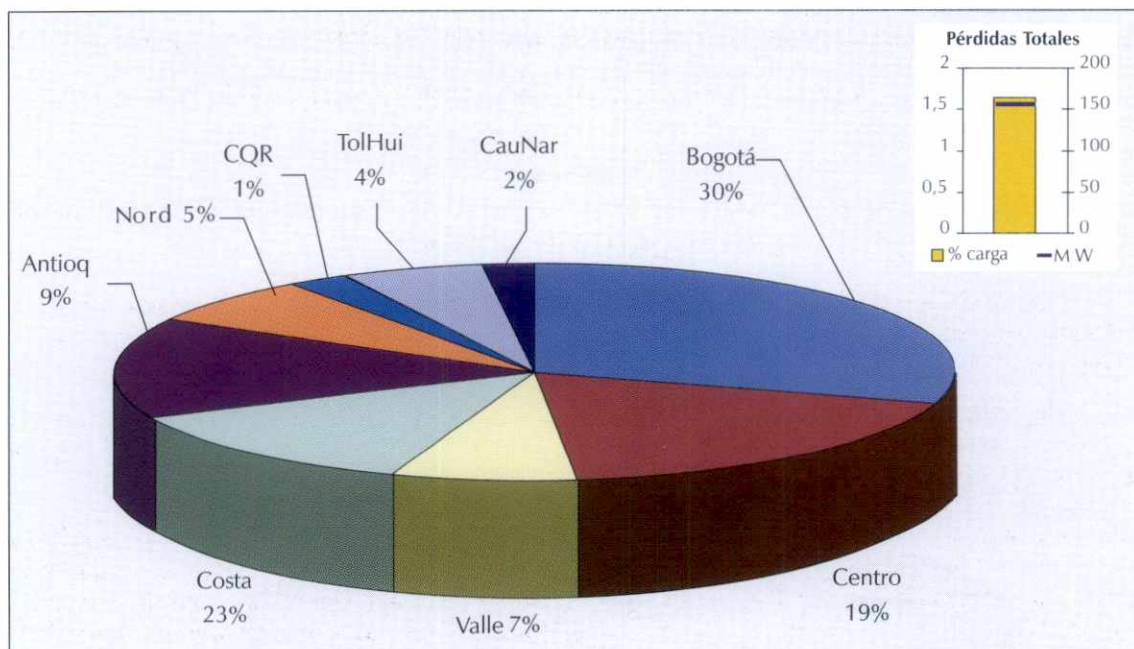


Gráfico 4.11

Distribución porcentual de las pérdidas, por región, para un despacho mínimo en Bogotá en el año 2007



Los gráficos 4.10 y 4.11, corresponden a la condición de mínima generación en el área de Bogotá, para los años 2005 y 2007 respectivamente. Se observa que aún cuando el porcentaje de pérdidas totales es similar en estos dos años, su magnitud, como es de esperar, es mayor en el año 2007 dado el incremento de la demanda para dicho año.

Una de las tareas que a futuro debe acometer la Upme con la asesoría del Capt a partir de los resultados del seguimiento a las pérdidas del STN, consiste en definir en qué circunstancia es recomendable ejecutar un proyecto de expansión con el fin de reducir el nivel de pérdidas. Cuadro 4.12

Cuadro 4.2
Obras para la expansión del STN 2001

No. de proyecto	Descripción	Ubicación	Mes y año de entrada
1	Compensación capacitiva 60 MVAR	Cúcuta	Marzo de 2003

4.7 Definición de las Obras del Plan 2001

Con base en los análisis efectuados, la Upme recomienda la ejecución del proyecto para instalar compensación capacitiva de 60 MVAR en Cúcuta, la cual debe entrar en operación en el primer trimestre del año 2003.

El Gráfico 4.12 muestra el diagrama unifilar del Sistema de Transmisión Nacional indicando los Proyectos del Plan de Expansión.

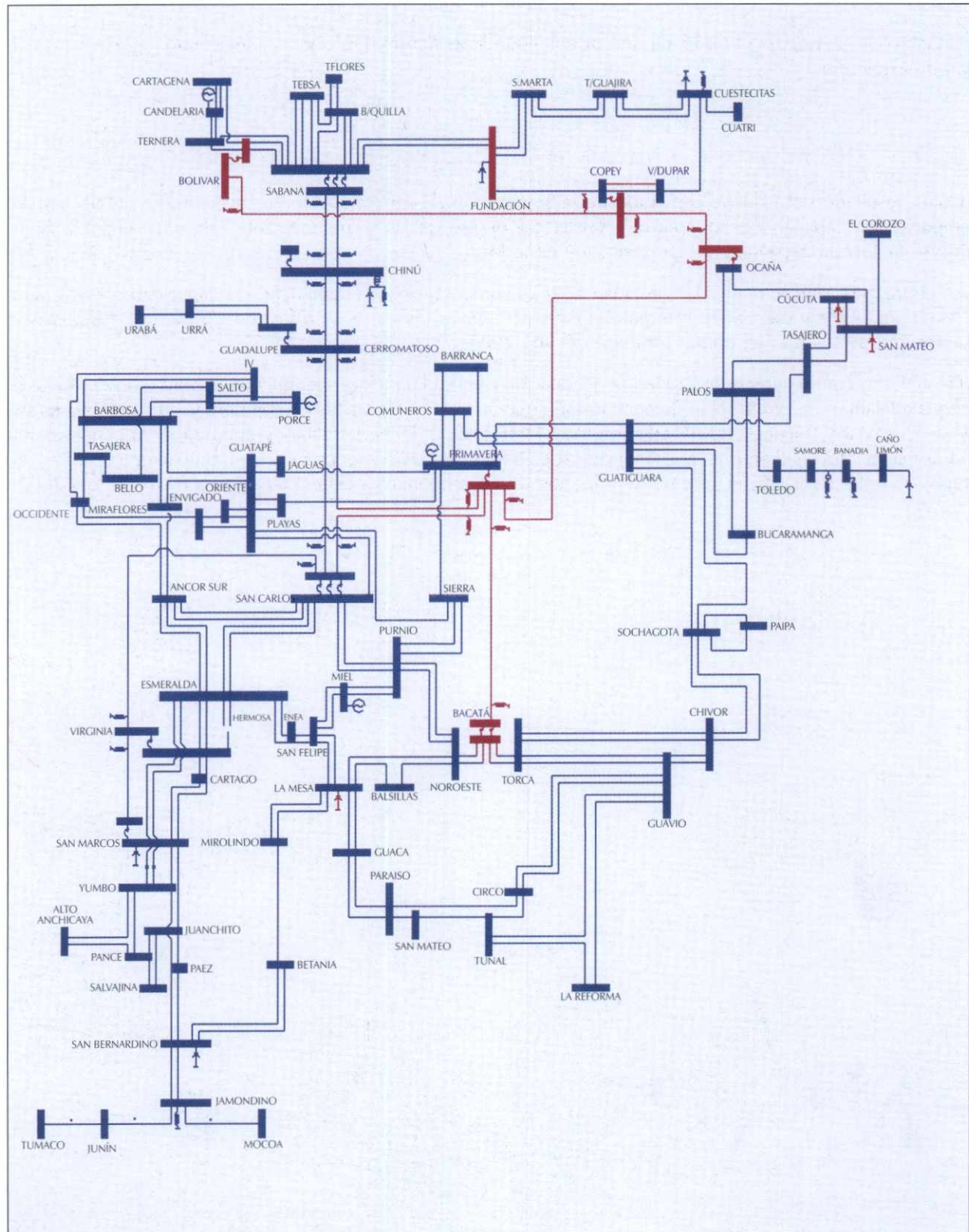
4.7.1 Definición de los Procesos de Convocatoria Pública internacional a Realizar

Como resultado del Plan de Expansión de la Transmisión de 1998 se encontró necesaria la instalación de compensación capacitiva en el área del Nordeste y dentro de las recomendaciones del Plan en su versión 2000 se incluyó la necesidad de compensación en la Mesa.

En el presente Plan se ratifica la necesidad de tales compensaciones manteniendo la capacidad prevista para la Mesa, 75 MVAR y precisando que para el Nordeste deben instalarse 60 MVAR en Cúcuta, las dos para ser puestas en operación en el primer trimestre del año 2003.

De acuerdo con lo anterior la Unidad de Planeación Minero Energética recomienda al Ministerio de Minas y Energía adelantar un solo proceso de convocatoria que incluya los proyectos de compensación capacitiva en La Mesa, 75 MVAR y Cúcuta, 60 MVAR. Para esto el MME deberá definir la fecha de apertura de la convocatoria con la mayor brevedad ya que se estima que si se desea que las compensaciones entren en operación en el primer trimestre del 2003, el proceso de selección de los proponentes deberá culminar a mediados del 2002.

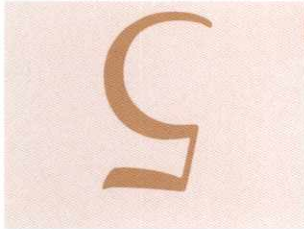
Cuadro 4.12
Diagrama unifilar del STN y Plan de Expansión





Tercera Parte:

Temas Relacionados con la Expansión



INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

5. Interconexiones Internacionales

La integración energética en Europa ha sido uno de los pilares básicos para consolidar el proyecto de integración económica y la electricidad ha jugado un papel destacado dentro de este proceso. Si bien, las primeras interconexiones eléctricas entre países europeos entraron en funcionamiento hace más de dos décadas, aún se tiene como objetivo por parte de la Unión Europea constituir un mercado unificado de electricidad, que integre los mercados nacionales.

En el caso suramericano, existen diversas características en cada uno de los sistemas eléctricos nacionales que permiten identificar potencialidades en su interconexión, a partir de aspectos como la complementariedad hidrológica entre cuencas hidrográficas que obedecen a ciclos hidrológicos desfasados en el tiempo y la complementariedad térmica entre países con diferentes composiciones de su parque de generación, así como la diversidad horaria entre las demandas máximas de cada sistema y los márgenes de reserva disponible en cada uno de ellos.

Sin embargo hasta el momento, sólo se han desarrollado proyectos basados en el aprovechamiento mutuo de recursos hidroeléctricos fronterizos y en la transferencia de energía de países superavitarios en capacidad de generación hidroeléctrica (como en el caso de Paraguay a Brasil) o termoeléctrica (como en el caso de Argentina a Brasil) a países deficitarios, con diferencias apreciables en los costos marginales de largo plazo.

La estructura de los sistemas eléctricos y la tendencia del consumo interno, es decir, la disponibilidad de recursos energéticos, la combinación de tecnologías de generación, su disponibilidad y costos, la capacidad de regulación de los embalses, las restricciones de transmisión en la red nacional y el crecimiento de la demanda interna, son aspectos que determinan los requerimientos de interconexión de los países suramericanos en medio de un ambiente de fuerte competencia por los recursos económicos y financieros para el desarrollo de la expansión.

Igualmente, fenómenos de extrema reducción de las precipitaciones incrementan la necesidad de los sistemas de diversificar sus opciones de abastecimiento de electricidad con el fin de reducir su vulnerabilidad a las oscilaciones aleatorias de los ciclos climáticos.

5.1 El Caso Colombiano

En el caso colombiano es de interés analizar y establecer los beneficios y las barreras que se presentan para su integración con los sistemas eléctricos de Ecuador y de Venezuela, para conformar en el futuro un mercado regional integrado de energía, a través de las interconexiones de Venezuela con Brasil y de Ecuador con Perú.

Como se anotó, las principales oportunidades para establecer interconexiones internacionales se origina en la posibilidad de desarrollar proyectos que permitan optimizar el uso, tanto de los recursos, energéticos usados en su operación, como de los económicos y financieros requeridos para su expansión.

Los sistemas hidrotérmicos de estos tres países poseen diferentes participaciones de generación hidroeléctrica (que en el caso de Ecuador y Venezuela significa un alto grado de dependencia de un solo embalse), altas

capacidades de reserva de potencia (en el caso de Venezuela y Colombia) y ciclos hidrológicos complementarios, que han permitido identificar la conveniencia de establecer enlaces para el intercambio de energía.

Así mismo, la diversidad horaria que se presenta entre las horas de máxima demanda de los sistemas y la relativa importancia que representa el sector residencial en los sistemas de Ecuador y Colombia presentan la oportunidad de hacer efectivos ahorros potenciales en expansión de generación.

Cuadro 5.1
Información básica sobre Ecuador, Venezuela y Colombia

	Colombia	Ecuador*	Venezuela*
Capacidad instalada (MW)	12.580	3.635	21.186
% capacidad hidroeléctrica	65,4%	47,6%	62,4%
Consumo electricidad (GWh/año)	33.335	7.702	59.102
Tasa de crecimiento del consumo último año (%)	4,00%	-6,06%	-0,88%
Consumo per cápita de electricidad (kWh/hab.)	791	621	2.493
Precio de la electricidad a la industria (¢US\$ /kWh)	8,00	5,00	2,90

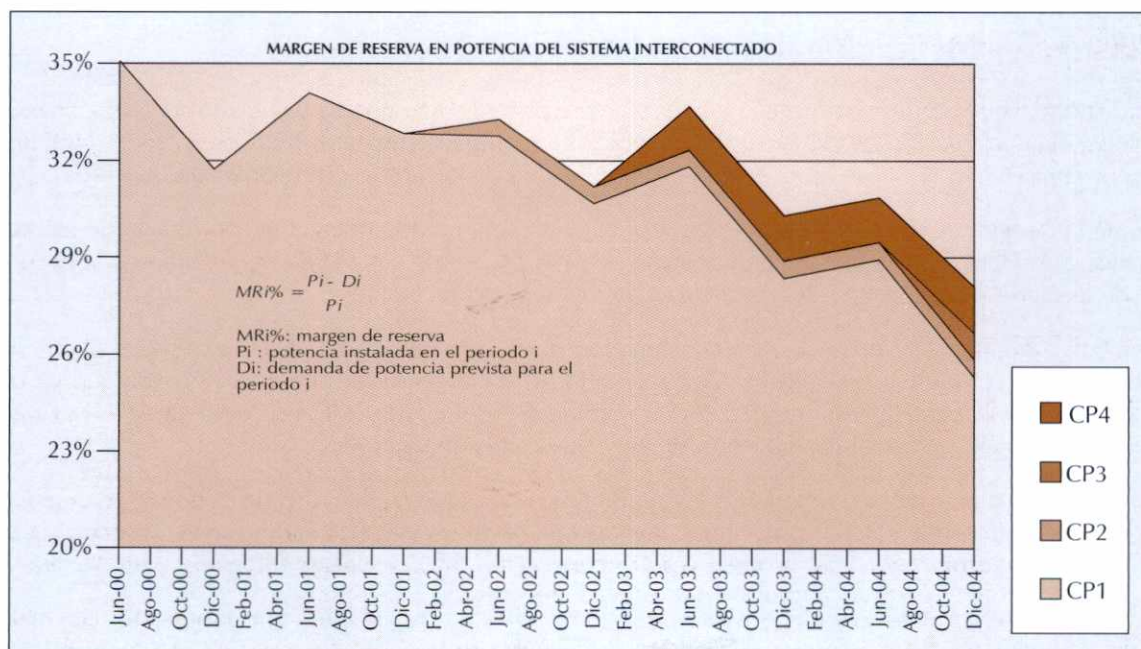
* Datos para 1999.

Fuente: OLADE para Venezuela y Ecuador. Upme para Colombia.

Hasta ahora, las interconexiones realizadas entre Ecuador y Colombia y Venezuela y Colombia han tenido un bajo impacto en el desarrollo de cada uno de los sistemas eléctricos y en el abastecimiento de las respectivas demandas de electricidad, dado que los proyectos actuales de interconexión se han desarrollado para solucionar situaciones coyunturales de desabastecimiento.

Sin embargo en el futuro se espera que los nuevos proyectos permitan incrementar la confiabilidad en el suministro de electricidad en los respectivos sistemas, reducir su costo a partir de las oportunidades de generación

Gráfico 5.1
Margen de reserva del sistema interconectado en términos de potencia instalada



con recursos más económicos y disminuir las necesidades de inversión a partir del uso de la capacidad de potencia disponible temporalmente subutilizada. En el caso de Venezuela el margen de capacidad es de alrededor del 50%, mientras que el sistema de generación colombiano tendrá un margen de reserva de potencia por encima del 25% de la capacidad instalada durante los próximos tres años.

Con base en un crecimiento esperado de la demanda de electricidad más rápido en Ecuador que en Colombia, se prevé que pueda hacerse una transferencia de energía de Colombia a Ecuador, utilizando el margen de reserva de capacidad que posee el sistema colombiano, lo cual incrementaría la participación del parque térmico en el despacho.

En el caso Venezolano, es necesario analizar dos horizontes de tiempo. En el corto plazo (próximos dos años), es factible económicamente que Colombia exporte electricidad a Venezuela dado que los costos de generación del sistema colombiano son inferiores a los del parque de generación de las regiones fronterizas con Colombia (Zulia y Táchira), ya que éstos utilizan fundamentalmente derivados de petróleo como recurso primario.

En el mediano y largo plazo, se pueden presentar dos situaciones. En primer lugar puede habilitarse la exportación de gas de Colombia a Venezuela (2003), a partir de la cual se pueden sustituir los combustibles utilizados actualmente en la generación de la región occidental de este país. En segundo lugar se puede dar la interconexión de los sistemas gasíferos del centro y el occidente venezolano, situación en la cual se daría el mismo resultado descrito anteriormente.

En estos dos casos, la competitividad de la generación eléctrica de cada uno de los países estará determinada por los precios relativos de los recursos, la eficiencia de las plantas de generación y el crecimiento de las respectivas demandas de energía eléctrica. Sin embargo se espera que en el largo plazo, el flujo de energía se establezca de Venezuela hacia Colombia, dado el margen de reserva que posee el sistema venezolano.

Por esta razón, una de las ventajas observadas en el trazado del tercer circuito de interconexión entre el interior colombiano con la Costa Atlántica es precisamente la posibilidad de desarrollar los recursos energéticos de la zona del nororiente colombiano a través de su conexión con la red de 500 kV y fortalecer el STN colombiano en dicha región, para facilitar una interconexión más firme con Venezuela que permita el intercambio de mayores volúmenes de energía que los realizados hasta el momento.

5.2 Aspectos Institucionales, Regulatorios y Operativos

Ha sido normal que el proceso de interconexión eléctrica parta de un esquema basado en acuerdos binacionales orientados a la construcción de proyectos de generación en aprovechamientos hídricos en zonas limítrofes o a establecer enlaces con el fin de aprovechar la disponibilidad de oferta de electricidad de uno de los países.

Una etapa a seguir es la de establecer enlaces orientados a permitir la operación coordinada de los sistemas nacionales y en última instancia a la conformación de un mercado de electricidad que comprenda el conjunto global de la oferta y la demanda de electricidad de los países participantes.

Sin embargo, la conformación de un mercado integrado de energía en el cual participen los países suramericanos o los países que conforman una región geográfica afín, es un proceso de aproximación gradual, ya que su diseño, que no es causal ni espontáneo, debe involucrar además de la transacción de la electricidad la posibilidad de ofrecer y demandar otro tipo de servicios complementarios.

Así mismo, ya sea un esquema de operación coordinada o un esquema de mercado, requiere la armonización de los marcos regulatorios y de los procedimientos operativos de los sistemas participantes, ya que si el diseño de los mercados nacionales es incompatible con la organización de un mercado integrado, éste no será viable.

Con el fin de desarrollar un trabajo más profundo en el tema de las interconexiones internacionales, se presenta a continuación un cuadro comparativo de algunos de los aspectos relacionados con los sistemas eléctricos de Ecuador, Venezuela y Colombia.

Cuadro 5.2
Comparación de los aspectos institucionales, regulatorios y operativos
de Ecuador, Venezuela y Colombia

	COLOMBIA	ECUADOR	VENEZUELA
Organismo Regulador	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg). Regula monopolios, promueve la competencia y protege al usuario. La supervisión y control lo realiza la Superintendencia de Servicios Públicos (Sspd).	Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Regula en lo legal y en lo técnico, elabora Plan de electrificación, aprueba concesiones y otorga permisos, aprueba tarifas.	Comisión Nacional De Energía Eléctrica (CNEE). Regula, supervisa, controla y sanciona. Fijación de mecanismo de formación de precios y determinación de tarifas.
Ingreso de empresas a la Generación	Constituirse como Empresa de Servicios Públicos (ESP), concesión de aguas hasta por 30 años, licencia ambiental y autorización municipal para el uso del suelo	Concesión otorgada por CONELEC para centrales de más de 50 MW y permiso hasta 50 MW. Permiso ambiental.	Concesión de uso de aguas por parte del Ministerio del Ambiente y autorización de la CNEE.
Ingreso de empresas a la Transmisión	Licitación pública internacional, ingreso anual regulado a 25 años. Licencia ambiental. Constituirse como ESP.	Concesión otorgada por CONELEC	Concesión otorgada por Ministerio de Energía y Minas.
Ingreso de empresas a la Distribución	Constituirse como ESP, anuncio ante el Asic, la Creg y la Sspd.	Concesión otorgada por CONELEC	Concesión otorgada por Ministerio de Energía y Minas por un periodo de 30 años.
Ingreso de empresas a la Comercialización	Constituirse como ESP, Garantías ante el Asic, la Creg y la Sspd.	Concesión otorgada por CONELEC	Autorización de la CNEE.
Consumidores - acceso directo a la red	Clientes a partir de 0.1 MW instalados o una demanda igual o superior a 55 MWh/mes son no regulados. Acceden al mercado mayorista representados por un comercializador. En el 2000 hubo 2,751 usuarios no regulados con un 25% de la demanda nacional.	Clientes con 2 MW instalados durante 12 meses consecutivos y un consumo mínimo de 7,000 MWh durante 6 de los 12 meses, son considerados usuarios no regulados. Actualmente cinco usuarios no regulados.	Clientes con capacidad instalada superior a 5 MW son considerados usuarios no regulados.
Estructura de mercado	Desintegración vertical con separación contable para empresas constituidas antes de 1994. Los generadores no pueden participar en distribución. Transmisión es actividad exclusiva. Límites a la participación horizontal de 25%.	Generadores no pueden distribuir energía. Transporte es actividad exclusiva. CONELEC puede autorizar a los agentes a construir sus propias líneas de transmisión de carácter exclusivo. Límite de 25% a participación en generación.	Separación en diferentes personas jurídicas las actividades de generación, transmisión y distribución. Distribuidores pueden conservar plantas hasta de 80 MW. Límite de 25% a la participación en generación y distribución y de 20% en comercialización.

Interconexiones

internacionales

	COLOMBIA	ECUADOR	VENEZUELA
Participación estatal	40% en generación, 87% en transmisión, 60% en distribución comercialización.	El estado es dueño de la mayor parte de la generación (cuatro empresas privadas) y completamente de la transmisión. Es accionista mayoritario de la mayor parte de la distribución a excepción de EMELEC.	87% en generación, Edelca (estatal) posee el 94% de la capacidad hidroeléctrica de generación. 79% en la atención del consumo de energía.
Despacho y mercados	Coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND) - Acuerdos sobre la operación adoptados por los agentes en el Consejo nacional de Operación (CNO) - Administrador de Intercambios Comerciales (ASIC) administra el Mercado Mayorista.	El Centro nacional de Control de energía (CENACE) es la entidad encargada de realizar el despacho y administración del mercado.	En la actualidad está definida la conformación de un mercado mayorista de electricidad con despacho óptimo, precio spot y contratos bilaterales, pero su funcionamiento no se ha reglamentado.
Entidad encargada del despacho	Despacho centralizado coordinado por el CND en orden de mérito con base en ofertas de térmicos e hídricos, incluye generaciones de seguridad y por restricciones.	CENACE realiza el despacho centralizado minimizando costos esperados de operación y de falla a partir de ofertas de térmicos y del cálculo mensual del valor del agua.	La Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) coordina el despacho y la operación. La ley del Servicio Eléctrico prevé su transformación en el Centro nacional de Gestión (CNG).
Mercado y precio spot	ASIC liquida intercambios comerciales, con base en precio de bolsa de despacho ideal (sin restricciones de transmisión).	CENACE calcula precio de mercado en una barra de mercado y aplica factores de nodo a partir de factores nodales y pérdidas marginales de transmisión.	Por reglamentar.
Precio de otros servicios	Pago de cargo por capacidad a generadores, remuneración de generación de seguridad fuera de mérito, regulación de frecuencia.	Generadores reciben un pago mensual por potencia remunerable disponible y no comprometida en contratos. De ser necesario CENACE licita semanalmente reserva adicional de potencia por encima de la potencia remunerable disponible.	
Mercado de contratos bilaterales	Instrumentos financieros pactados libremente entre generadores y comercializadores.	Contratos libres por término mínimo de un año sin comprometer producción mayor a su energía firme.	Existen contratos bilaterales entre EDELCA y otras empresas.

	COLOMBIA	ECUADOR	VENEZUELA
Generación	65% hidro, 35% termo. 40 empresas, entre las cuales las privadas representan el 60%.	12 empresas entre las cuales Paute (estatal) representa el 40% de la capacidad instalada total. La mayor empresa privada representa el 10%.	65% hidro, 35% termo. 13 empresas. Privados participan en el 13% de la capacidad instalada y en el 11% de la generación.
Transmisión	Sistema de transmisión con tensión igual o superior a 220 kV. ISA es dueña del STN con la participación de 11 accionistas principales, entre ellos el Estado con el 82.2%.	Sistema de transmisión constituido por un anillo radial a 230 kV y líneas radiales a 138 kV. El sistema es operado por Translectric, 100% estatal.	Sistema de transmisión con tensiones de 230 kV o superiores.
Remuneración de la Transmisión	Cargo estampilla basado en costos de unidades constructivas.	Remuneración del Costo Medio a través de un cargo fijo en función de un plan decenal de expansión y un cargo variable nodal.	No existe legislación o reglamentación al respecto. La remuneración se hace con base en acuerdos con base en el método de MW-km
Pago del servicio de transmisión	100% por comercializadores a partir de 2002.	Cargo por uso del sistema de transmisión y de conexión activos exclusivos pagado en forma de estampilla por distribuidores y grandes usuarios. Además un cargo variable determinado horariamente.	
Expansión de la red	Plan de Referencia definido por la Upme y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía. Convocatorias internacionales desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía.	Transelectric tiene la obligación de expandir la red, con aprobación de CONELEC. Cualquier agente puede construir líneas exclusivas para entregar o recibir energía del SNT.	La Ley del Servicio Eléctrico define el ejercicio de planificación determinativa que será realizada por el Ministerio de Energía y Minas.
Remuneración de la Distribución	Remuneración para cuatro niveles de tensión reconociendo costos de capital, VNR y tasa de descuento de 9% antes de impuestos. Creg autoriza cobro de una tarifa máxima anual, de acuerdo a la fórmula tarifaria que se revisa cada cinco años.	Remuneración por capacidad, administración, pérdidas y comercialización, con base en el cálculo del Valor agregado de Distribución calculado por el distribuidor y aprobado por CONELEC.	Las normas de remuneración están establecidas en los pliegos tarifarios de las empresas distribuidoras, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas. Los contratos de concesión no explicitan las normas de remuneración.
Pago del servicio de distribución	Subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta de 50%, 30% y 15% respectivamente. Estratos 5 y 6 y sectores comercial e industrial pagan contribución del 20%.	Tarifas a usuario final por periodos anuales. Subsidios de usuario residenciales de mayor consumo a los de menor consumo.	

Interconexiones

internacionales

	COLOMBIA	ECUADOR	VENEZUELA
Calidad	Normas sobre la calidad de la onda (variaciones de tensión y transitorios), Normas sobre límites de frecuencia y duración de fallas (DES Y FES) Res. Creg 025/1995 e índices de calidad del servicio de transmisión Res. Creg 061/2000.		Los contratos de concesión no explicitan las exigencias de calidad.
Comercio internacional	Reglamentación de aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de energía, que se realizan en el mercado mayorista de electricidad, Res. Creg 112/1998.	Proyecto de reglamento para importación y exportación de energía. Solo se puede exportar energía después de cubrir demanda nacional. Importaciones no reciben remuneración por potencia. Generador que exporta no es considerado en cálculo de del costo marginal del sistema. El CENACE debe establecer acuerdos de operación con sus pares.	La Ley del Servicio Eléctrico establece los intercambios internacionales sujetos a aprobación del Ministerio de Energía y Minas, que no disminuyan la calidad y continuidad del servicio en Venezuela.
Medio ambiente	Contribución de las empresas de generación (6% hidro y 4% térmicas sobre generación bruta)		
Cambios importantes previsibles en regulación	Creación del mercado de energía reactiva, modificación de la remuneración de la distribución, modificación del cargo por capacidad	Definición de la reglamentación ambiental, libre acceso a redes, prácticas antimonopolio y exportación e importación de energía.	Reglamentación y puesta en operación del mercado mayorista e iniciación de la planeación de la transmisión.
Expropiaciones y servidumbres	La expropiación por vía administrativa se eliminó de la Constitución Política.	Expropiación por declaración de utilidad pública o interés social. Se autoriza su uso a terceros y se reconoce a los propietarios los pagos a los que se tenga derecho.	Negociación directa con propietarios para adquisición de activos. En caso de que no haya acuerdo se recurre a la expropiación.

5.3 Barreras para la integración de los Sistemas Eléctricos

El principal obstáculo que se puede identificar para el desarrollo de un mercado integrado es el grado de afinidad o de divergencia del marco institucional en el cual se determinan las tarifas y la filosofía con la cual se determinen los precios de cada una de las fases de la cadena del servicio de la electricidad, por ejemplo en el caso de que los criterios para la fijación de las tarifas al usuario final estén orientados a facilitar el manejo de la política económica, antes que al reconocimiento de los costos de prestación del servicio.

Igualmente, otro de los obstáculos que se observan en el desarrollo de proyectos de interconexión entre los países suramericanos radica en la distribución de los beneficios obtenidos a partir del proyecto para cada uno de los países que intervienen en él. Como se señaló, la interconexión representa un incremento de la demanda de electricidad para el país exportador con el consecuente impacto al alza sobre los precios de equilibrio de dicho sistema, mientras que para el país importador acontece el fenómeno inverso.

Sin embargo el impacto sobre los precios puede ser minimizado a través de mecanismos regulatorios como en el caso colombiano en el cual se segmentó el mercado, permitiendo la determinación de un precio para la demanda interna de electricidad y un precio superior a éste para la demanda internacional, dentro del mismo proceso de despacho ideal de los recursos de generación.

Así mismo, hace falta analizar los problemas relacionados con la remuneración de obras de refuerzo relacionadas con los proyectos de interconexión que se identifiquen como necesarias al interior de los sistemas de transmisión, con el fin de preservar la confiabilidad y la seguridad en su operación e identificar esquemas que hagan viable el traslado de dichos costos a los usuarios.

En el aspecto regulatorio, quedan sin embargo algunas etapas por superar dependiendo del alcance que se pretenda obtener con el proceso de integración, es decir, si una vez superada la etapa de intercambios con base en contratos de energía respaldados por los sistemas nacionales se desea establecer esquemas de coordinación de la operación o un mercado competitivo integrado.

En este sentido, la Cier, la Olade y grupos de cooperación binacional, están desarrollando estudios orientados a identificar los temas y los mecanismos que permitirían armonizar los marcos regulatorios de los países suramericanos, con el fin de facilitar el tránsito anteriormente descrito hacia un mercado integrado de energía.

5.4 Conexiones Internacionales – Aspectos Técnicos

5.4.1 Interconexión Colombia – Ecuador

Entre Colombia y Ecuador existe una interconexión a 134 kV entre Ipiales (Colombia) y Tulcán (Ecuador) con una longitud de 17 km y una capacidad de transporte del orden de 35 MW.

Además, se viene desarrollando el proyecto a 230 kV bajo el liderazgo de ISA (Colombia) y Transelectric (Ecuador), con el cual se conectan las subestaciones Jamondino en Pasto (Colombia) con Pomasqui en Quito (Ecuador). La línea tiene una longitud de 213 km, una capacidad inicial de 200 MW y una fecha prevista de entrada en operación para inicios de 2003.

5.4.2 Interconexión Colombia – Venezuela

Entre Colombia y Venezuela existen en la actualidad tres líneas de interconexión que dan posibilidad de exportar energía de Colombia a Venezuela.

- Cuestecitas (Colombia) – Cuatricentenario (Venezuela). Es una línea de circuito sencillo a 230 kV, con una longitud de 130 kilómetros, 45 de los cuales están en Colombia y los restantes 85 kilómetros en Venezuela. De acuerdo con los análisis recientes, por esta línea es posible transferir hasta 150 MW hacia Venezuela.

Gráfico 5.2
Mapa de la interconexión propuesta entre Ecuador y Colombia



- Zulia (Colombia) – La Fría (Venezuela). Es una línea a 115 kV, con una longitud de 29 kilómetros, que une la subestación Zulia en el departamento de Norte de Santander (Colombia) con la central La Fría (Venezuela). La capacidad máxima de exportación de esta línea, según los últimos análisis, es de 25 MW.
- San Mateo (Colombia) – El Corozo (Venezuela). Se trata de una línea de doble circuito a 230 kV, con 10 kilómetros del lado de Colombia y 39 kilómetros del lado de Venezuela. La capacidad de exportación por este sistema, según los últimos análisis, es de 100 MW.

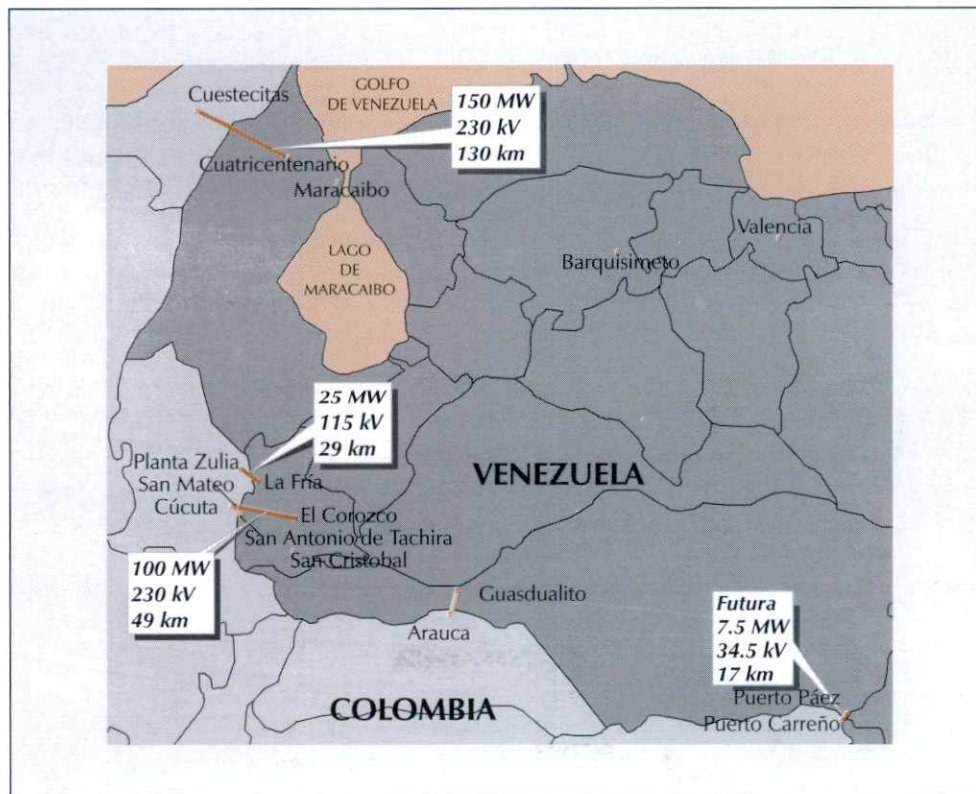
Finalmente, hacia futuro se viene trabajando para la construcción de una línea de 34.5 kV entre Puerto Carreño (Colombia) y Puerto Páez (Venezuela) con una capacidad estimada de 7.5 MW, para el suministro de energía a la localidad del lado colombiano. Esta línea tendría una longitud de 17 kilómetros, de los cuales 14 son en territorio venezolano y los restantes tres (3) en el colombiano.

5.5 Viabilidad de exportación de energía hacia Venezuela

El Ministerio de Minas y Energía le ha informado a la Upme sobre los adelantos de una negociación bilateral para venta de energía entre Termotasajero y Cadafe de Venezuela. El origen de esta negociación se basa en las necesidades que tiene Venezuela en el corto plazo para abastecerse de electricidad debido a la posibilidad de racionamientos que en potencia representan cerca de 300 MW, a causa de problemas de transporte de energía desde la región nororiental de este país hacia el Estado de Zulia.

Actualmente, Colombia exporta energía hacia Venezuela a través de los circuitos San Mateo – Corozo 230 kV de manera radial, llegando a transportar del orden de 80 MW en periodos de demanda máxima, en función de los requerimientos del sistema Venezolano. El límite actual de exportación a través de esta línea ha sido determinado por la fragmentación de la red en esta zona del país, causada por los atentados a la infraestructura.

Gráfico 5.3
Mapa de las interconexiones existentes entre Venezuela y Colombia



Teniendo presente que actualmente las expectativas de exportación de energía hacia Venezuela son del orden de 150 MW, la UPME adelantó un análisis para determinar las posibilidades reales de exportación a partir del año 2002, considerando la entrada en operación de la Compensación Capacitiva de 60 MVAR en Cúcuta a partir del año 2003 y la entrada del circuito Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá 500 kV en el año 2006.

5.5.1 Análisis de casos

En los análisis para definir el límite de exportación, se utilizó el caso base que considera un despacho de Paipa equivalente al 35% de la demanda del área de Nordeste para elaborar los siguientes escenarios:

- **Escenario 1:** considera la operación de la compensación capacitiva de 60 MVAR en Cúcuta.
- **Escenario 2:** considera el despacho de Termotasajero (aunque puede ser despachado otro recurso, Termotasajero permite obtener el valor máximo de la exportación).
- **Escenario 3:** considera el despacho de Termotasajero y la operación de la compensación capacitiva de 60 MVAR en Cúcuta.
- **Escenario 4:** a partir del año 2006 se considera la operación del tercer circuito de 500 kV por el Oriente y el despacho de Termotasajero en su mínimo técnico.
- **Escenario 5:** a partir del año 2006 se considera la operación del tercer circuito de 500 kV por el Oriente y la operación de los 60 MVAR de Cúcuta.

El escenario 1 se evaluó para el periodo 2003 a 2006, los escenarios 2 y 3 se evaluaron para el periodo 2002 a 2006 y los escenarios 4 y 5 se evaluó para los años 2006 y 2010.

5.5.2 Resultados

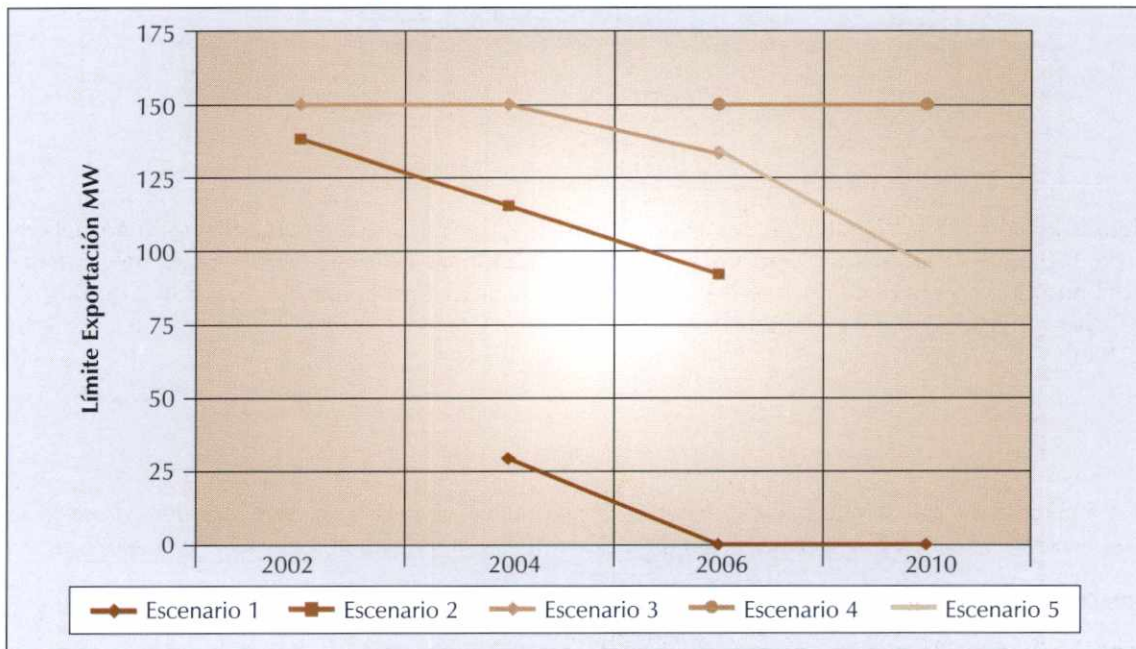
Como se observa en el gráfico 5.4, para el primer escenario se concluye que dado que el soporte de seguridad que puede proveer la compensación de 60 MVAR con respecto a la exportación se reduce en el tiempo, la capacidad de exportación disminuye desde 25 MW en el año 2004 hasta llegar a cero en el año 2006.

El segundo escenario muestra que en el año 2002 se alcanza una capacidad de exportación del orden de 140 MW, la cual se reduce a niveles de 90 MW en el año 2006. El tercer escenario muestra que hasta el año 2004 es posible alcanzar el límite de exportación de 150 MW el cual disminuye a 135 MW en el 2006.

Por último, para los escenarios 4 se observa que el límite de exportación puede permanecer en 150 MW con el soporte de la planta Termotasajero. Para el escenario 5, sin el soporte de esta planta pero con la compensación de 60 MVAR, el límite de exportación es del orden de 135 MW en el 2006 reduciéndose a aproximadamente a 90 MW en el 2010.

No obstante que la entrada del tercer circuito de 500 kV por el Oriente mejora los voltajes de la zona favoreciendo las exportaciones de energía hacia Venezuela a través de los circuitos San Mateo – Coroza, la ubicación de una carga de 150 MW concentrada en un extremo de la red de 230 kV, implica la necesidad de generación local en Nordeste para mantener la exportación en este valor.

Gráfico 5.4
Evolución del límite de exportación de energía hacia Venezuela en demanda máxima



ASPECTOS RELEVANTES PARA LA CONSOLIDACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

6



6. Aspectos Relevantes para la Consolidación del Sector Eléctrico

Los últimos seis años, han sido para el sector eléctrico colombiano un periodo de transición en el cual se han implementado esquemas operativos, comerciales y regulatorios orientados a incentivar la participación privada, fomentar el ejercicio de la competencia y a incrementar la eficiencia en el desarrollo de las actividades y en la asignación de los recursos financieros y energéticos.

El objetivo fundamental de este proceso continúa siendo el de incrementar el bienestar de la sociedad colombiana mediante los beneficios generados a partir del desarrollo del sector eléctrico, tales como el incremento de la calidad en la prestación del servicio, la racionalización de los costos del mismo y la disminución del peso del sector en los gastos del gobierno con la consecuente disminución de su impacto sobre la estructura de impuestos a la población.

A lo largo de este periodo, se ha modificado la estructura institucional del sector, con el fin de generar las instituciones y adoptar los procedimientos requeridos para garantizar el funcionamiento de un esquema competitivo en las actividades de generación y comercialización y regulado en las actividades de transporte de energía.

Sin embargo, luego de transcurrido este significativo periodo de tiempo, el sector eléctrico aún se encuentra en una etapa de transición y de ajuste, situación que genera riesgos para la permanencia del esquema en el tiempo, dado que algunos de los resultados esperados con la reforma, no se han concretado aún.

Como es lógico, todos los procesos de reforma iniciados en diferentes países han pasado por periodos de transición que han estado determinados por sus condiciones particulares. Aún cuando las reformas se han basado en modelos teóricos y en la experiencia generada por procesos desarrollados en otros países, aspectos como la estructura institucional anterior a la reforma, la cultura del país hacia las instituciones (agencias gubernamentales, leyes, derechos de propiedad, mecanismos de solución de conflictos), el momento escogido para iniciar el proceso y su coherencia con el manejo de la economía, son aspectos que inciden en su desarrollo.

Características específicas como la estructura institucional, así como situaciones que han afectado coyunturalmente al sistema eléctrico colombiano, como el conflicto armado interno y la crisis económica, han afectado la evolución de la reforma y han generado diversos riesgos o amenazas en contra de sus objetivos y metas.

La Upme desea identificar las causas de los riesgos que enfrenta la reforma y aportar elementos que permitan reducir su riesgo y fortalecer la estructura institucional del sector con miras a ampliar social y geográficamente los beneficios de este proceso.

6.1 Amenazas contra el esquema del Sector Eléctrico Colombiano

Se han identificado cuatro temas principales como amenaza para el esquema del sector eléctrico colombiano que abarcan problemas institucionales, como la falta de coordinación en la ejecución de las diferentes responsabilidades encargadas al gobierno, problemas coyunturales que tienen su origen en el impacto del

conflicto armado interno sobre la infraestructura del sector eléctrico y problemas de carácter estructural como la situación financiera de las empresas de distribución que no han podido ser superados con la implementación de la reforma.

Estos problemas originan una amenaza en torno a las señales que se generan en el largo plazo, e implican la necesidad de establecer algunos elementos comunes que permitan fortalecer el esquema del sector eléctrico superando sus imperfecciones.

6.1.1 Coordinación entre la Regulación y el Control

La tradición institucional del país en materia de regulación económica, de control de la gestión y planeamiento energético es reducida, ya que el esquema en el cual estas actividades son parte fundamental, data de hace pocos años.

Las instituciones encargadas de ejecutar estas funciones con relación al sector eléctrico, se han orientado a fortalecer su gestión desarrollando procedimientos y herramientas que les permitan cumplir con las responsabilidades asignadas por la ley, descuidando en parte la coordinación interinstitucional en temas o áreas comunes con otras entidades.

Gráfico 6.1
Interacción entre las actividades de Regulación y de Supervisión y Control



Si bien la construcción del marco jurídico y regulatorio del sector eléctrico ha permitido la puesta en marcha del mercado mayorista de electricidad con una significativa participación de inversionistas privados, el proceso de maduración del marco regulatorio y su aplicación han presentado problemas, que han alejado a la estructura del mismo mercado de los objetivos iniciales de la reforma.

La mayor parte de estos problemas se han originado por la ruptura en el ciclo entre regulación y control, dado que el diseño de mecanismos regulatorios y la supervisión de la actuación de las empresas en relación con dichos mecanismos son dos de las etapas de un proceso iterativo, fundamental para la maduración del esquema.

Aspectos relevantes para la consolidación del sector eléctrico

En Colombia a diferencia de Argentina o del sistema de Inglaterra y Gales, el esquema de regulación y control se ha separado en dos instituciones independientes, con el fin de evitar los problemas de conflicto de intereses entre la fijación de las normas y la calificación de conductas y la posible determinación de sanciones con base en ellas.

Sin embargo no se ha dado una satisfactoria coordinación entre estas dos agencias gubernamentales, fundamentalmente por la brecha entre las funciones asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Sspd) y los recursos económicos, técnicos y humanos con los cuales cuenta dicha institución.

Este hecho no le ha permitido a la Superintendencia afrontar exitosamente el análisis y la toma de decisiones en cuanto a las posibles conductas que pueden asumir las empresas de servicios públicos en el desarrollo de sus respectivas actividades empresariales, lo cual ha generado un déficit de información en cuanto al desempeño de las reglas con relación a los comportamientos de las empresas y al bienestar de los usuarios.

Ante la asimetría de información, evidente entre el regulador y los regulados y la carencia de análisis e información sobre el comportamiento de las empresas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) ha orientado su acción hacia el diseño de mecanismos regulatorios de mayor detalle con énfasis en reglas de tipo comando y control, especialmente lo relacionado con la actividad de generación de electricidad.

Este enfoque regulatorio se aparta de la intención original de establecer una regulación de incentivos para la competencia, que formulara lineamientos generales de comportamiento para las empresas y que por supuesto requiriera una infraestructura de control menor. Sin embargo, la regulación expedida por la Creg ha incrementado sustancialmente los requerimientos de información y de capacidad de análisis de la Sspd, sin que ésta haya podido reaccionar para afrontar exitosamente estas nuevas exigencias.

6.1.2 Separación de roles entre el Sector Público y el Sector Privado

Algunos de los principales supuestos sobre los que se basó la reforma del sector eléctrico fueron el ingreso del sector privado como el principal factor de desarrollo de las actividades empresariales, la concentración del Estado en las funciones de determinación de políticas, regulación y control y la determinación de objetivos, metas y procedimientos empresariales para las empresas que el sector público mantuviera bajo su control, con el fin de fortalecer su actividad dentro del nuevo esquema competitivo.

Sin embargo, el proceso de participación privada en el sector eléctrico no ha avanzado desde 1998 en la medida de lo esperado, hecho que tiene amplias repercusiones en el financiamiento de la operación y de la expansión del sector, especialmente con relación a las restricciones fiscales que afronta el sector público para acometer las inversiones requeridas.

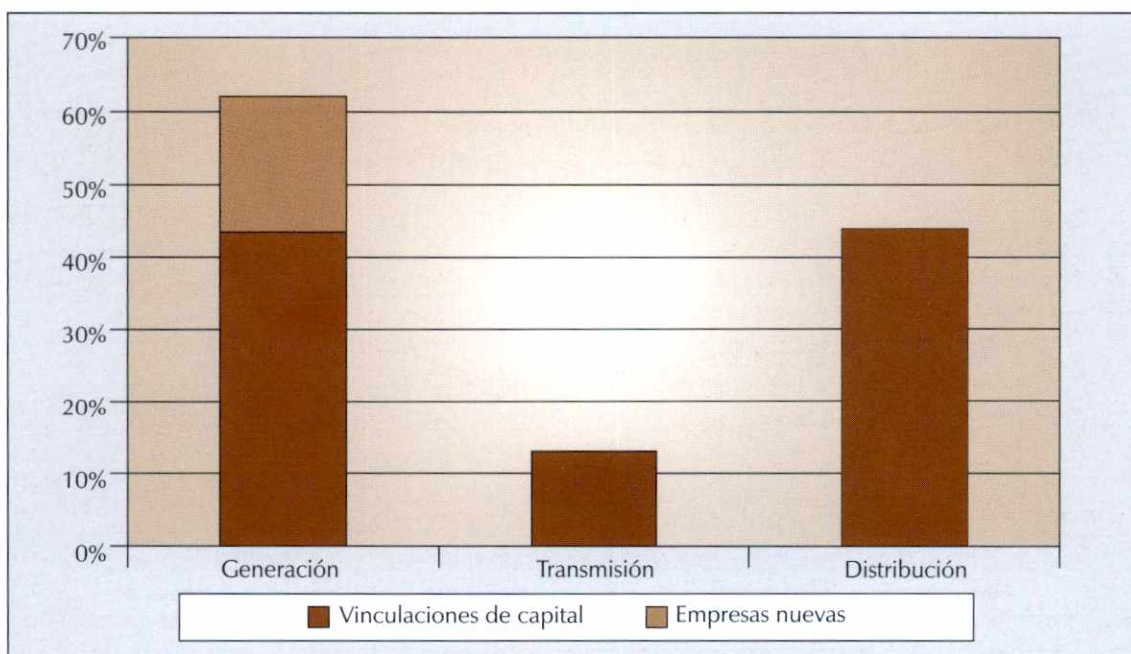
Durante este periodo de tiempo se han identificado los problemas que aquejan el desarrollo empresarial de las empresas de distribución, especialmente a las electrificadoras del centro del país y se ha diseñado la estrategia para su capitalización. Se espera que este proceso culmine durante el primer semestre de 2002.

En lo concerniente a ISA, se desarrolló con éxito un proceso de democratización de la propiedad de la empresa, a través de la emisión y venta de acciones a inversionistas nacionales, fortaleciendo a su vez el mercado interno de capitales y permitiéndole a ISA fortalecer su proyección internacional a través de su participación en licitaciones internacionales para la construcción de obras en otros países y la cotización de sus acciones en mercados bursátiles internacionales.

Así mismo se viene diseñando una solución definitiva para el serio problema de sostenibilidad financiera y empresarial que atraviesa Emcali mediante alternativas a través de la capitalización de la empresa o privatización de sus activos.

De esta manera, el Estado se ha visto obligado a seguir haciendo transferencias al sector eléctrico al mismo tiempo que desarrolla sus funciones como planeador, regulador, supervisor.

Gráfico 6.2
Participación privada en las actividades del sector eléctrico colombiano



6.1.3 Competencia y Precios en el Mercado Mayorista

El mercado mayorista de electricidad (de corto y largo plazo), presenta algunos problemas en cuanto al ejercicio de la competencia y a la determinación de precios.

Algunos análisis han identificado y calificado el comportamiento de algunos generadores como el ejercicio de un moderado poder de mercado en la bolsa de energía y en el mercado de contratos, a través de la estructuración de ofertas que tienden a reducir los precios del mercado *spot*, con el fin de comprar en él la energía para atender sus contratos de venta de energía.

Igualmente, otras situaciones de carácter coyuntural como las restricciones de la red de transmisión y las condiciones de sequía extrema provocadas por Fenómenos del Niño, otorgan poder de mercado a los generadores que bajo esas circunstancias tienen posibilidad de atender los requerimientos de seguridad o de confiabilidad del sistema.

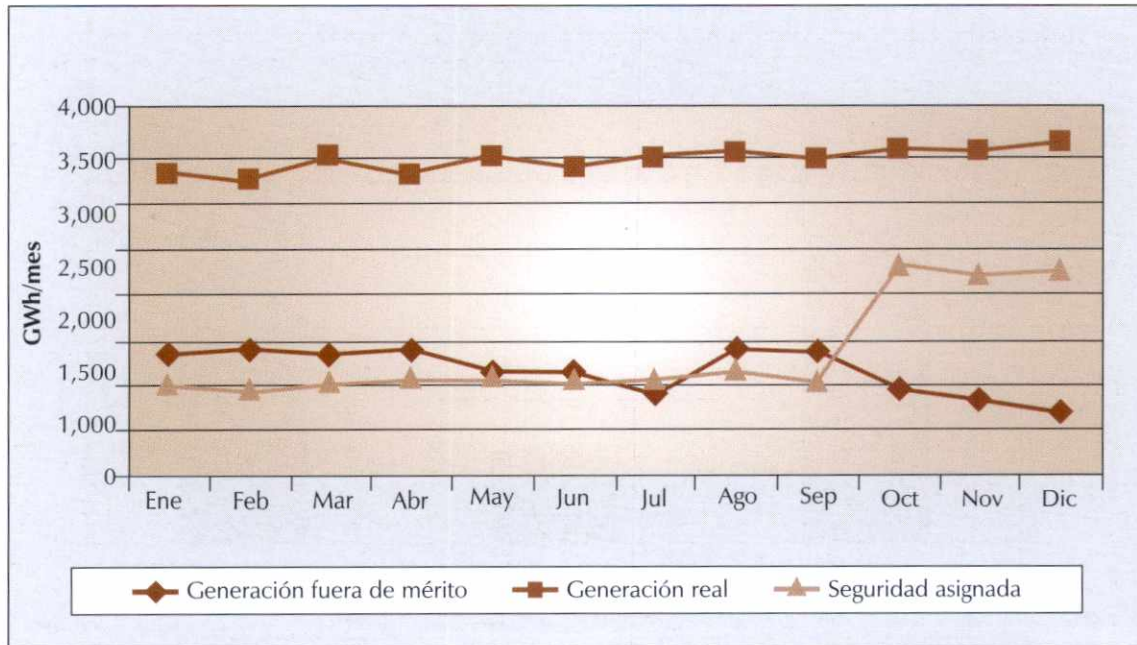
El costo que representan estos hechos para el sistema, se ha visto incrementado como consecuencia de los ataques de los grupos insurgentes contra la infraestructura de transmisión, debilitando los enlaces entre las diferentes áreas del sistema y aumentando los requerimientos de generaciones fuera de mérito para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado.

Adicionalmente, eventos como la redistribución de los ingresos entre los generadores termoeléctricos e hidroeléctricos por concepto del cargo por capacidad y la eliminación o reducción de algunas de las restricciones del sistema, han modificado las expectativas de ingresos de algunos generadores.

Estas razones, al igual que la tendencia devaluacionista del peso colombiano frente al dólar, han motivado a los generadores, en diferente medida en cada caso, a incrementar sus ofertas en la bolsa de energía afectando a las empresas distribuidoras y a los consumidores, a través del incremento del precio de la electricidad en la bolsa y de los cargos por concepto de restricciones.

Si bien la Creg tomó acciones conducentes a racionalizar las ofertas de los agentes a través de las resoluciones 026 y 034 de 2001 y subsiguientes, la situación afectó permanentemente la situación financiera de las empresas

Gráfico 6.3
Generación Fuera de mérito y generación por seguridad durante el año 2000



Fuente: ISA

distribuidoras, que siguen estando expuestas a la volatilidad de los precios de la electricidad en la bolsa, ante la imposibilidad de firmar contratos de compra de energía, incrementando de esta forma sus cuentas por pagar con el sistema y empeorando aún más su desempeño financiero.

6.1.4 Situación financiera de las empresas de distribución bajo el control del gobierno central

El proceso de capitalización y privatización del sector eléctrico se inició con los activos de la generación en tanto que los procesos en la actividad de distribución se limitaron a los grandes mercados disponibles como fue el caso de Bogotá (1997), el área del Valle del Cauca (1997) y la región de la Costa Atlántica (1998).

Con contadas excepciones, las empresas en el renglón de la distribución no se han podido adaptar a las nuevas condiciones del sector eléctrico, es decir no han podido alcanzar niveles eficientes de operación incrementando sus ingresos operativos y disminuyendo sus costos y ejecutando programas de inversión orientados a reducir sus pérdidas tanto técnicas como no técnicas y de facturación.

La mayor parte de los mercados regionales que agrupan cerca del 40% de los usuarios del país, afrontan críticas situaciones financieras con pérdidas cercanas a los \$ 159 mil millones de pesos en el 2000, que comprometen no solo la viabilidad empresarial en la prestación del servicio en sus respectivas regiones, sino la de todo el esquema del mercado eléctrico.

Luego de un proceso de capitalización y saneamiento financiero por parte del gobierno que ha alcanzado cerca de \$ 800 mil millones de pesos en los últimos cuatro años, el grupo de empresas de distribución en las cuales el Estado es accionista mayoritario, no han podido superar los problemas que aquejaban al sector a comienzos de la década del 90.

Problemas como altos niveles de deuda pensional que no han podido ser fondeados adecuadamente, términos desfavorables en la contratación de PPA's y de BOT's, altos niveles de pérdidas y problemas en la facturación y en el recaudo, se suman a las condiciones desfavorables de sus respectivos mercados.

Cuadro 6.1
Situación financiera de las Distribuidoras bajo control del Gobierno
a 31 de diciembre de 2000 (miles de millones de pesos)

Empresa	Activos	Patrimonio	Ingresos Operacionales	Utilidades
Caldas	997	782	158	-36,70
Santander	673	527	249	3,20
Boyacá	523	300	170	-100,30
N. Santander	472	378	113	0,40
Tolima	353	186	115	9,80
Cauca	217	124	52	-
Cundinamarca	168	112	91	-12,30
Nariño	151	62	73	8,30
Huila	146	95	65	-
Meta	140	110	52	2,50
Quindío	98	69	44	1,30
Chocó	34	-35	15	-14,00
Caquetá	22	15	16	-1,50
Total	3.994	2.725	1.213	-139,30

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Cuadro 6.2
Índice de empleados por cliente en las distribuidoras bajo control del Gobierno

Empresa	Empleados / Clientes
Chocó	3.67
Meta	1.89
Tolima	1.50
Santander	1.93
Nariño	2.49
Caldas	2.77
N. Santander	1.79
Huila	2.14
Cauca	1.81
Cundinamarca	2.69
Quindío	2.45
Caquetá	2.49
Boyacá	2.63

Fuente: Spd.

Aspectos relevantes para la consolidación del sector eléctrico

El 92.6% de los usuarios de estas empresas están clasificados en el sector residencial y cerca del 85% de sus clientes y el 61% de sus ventas corresponden a los estratos económicos uno, dos y tres, con consumos promedio por usuario entre 1.13 MWh/año y 1.8 MWh/año, equivalentes al 50% del consumo de un usuario residencial típico de los mercados de EEPPM o de Codensa.

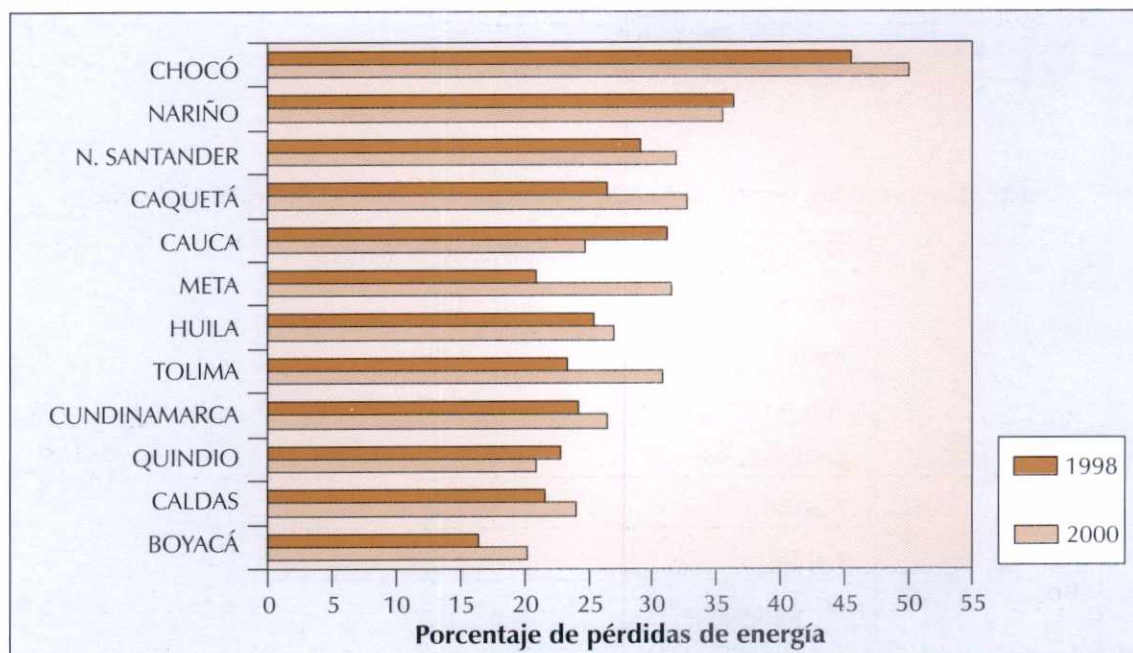
Así mismo, estos mercados presentan bajas densidades de distribución poblacional ya que la población total atendida (cerca de 13'517,832 equivalentes a 2'656,000 usuarios) se distribuye en un área de 434,898 km², para una densidad promedio de seis usuarios por km², lo que implica mayores gastos en facturación, aspecto que se refleja en los índices del número de empleados por cliente, en promedio 3.4 veces superior al de empresas aún como Codensa, que atiende mercados dispersos en Cundinamarca.

Adicionalmente la exposición al riesgo de la bolsa por la imposibilidad de establecer contratos de compra de energía por sus mediocres índices de desempeño financiero, tiende a empeorar dichos índices.

6.1.5 Administración de las distribuidoras de electricidad

Programas de Inversión y evolución de las pérdidas de energía

Gráfico 6.4
Nivel de pérdidas de energía en las distribuidoras bajo control del gobierno central



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Las distribuidoras han sido sometidas a fuertes ajustes presupuestales con el fin de lograr su equilibrio financiero, reduciendo sus presupuestos de inversión desde hace varios años, hecho que ha afectado la reducción de pérdidas de energía que debían acometer para cumplir con las metas definidas por la Creg en esta materia.

Mientras las pérdidas reconocidas por la Creg a los distribuidores han disminuido de 17.5% en 1997 a 14.75% en el 2000 y a 13% en el 2001, las pérdidas reales en dicho periodo han crecido del 20% en 1998 al 27.75% en el año 2000, diferencia que significa pérdidas para estas empresas del orden de los \$ 50 mil millones de pesos al año.

Cuadro 6.3
Índices de calidad del servicio de las distribuidoras bajo control del gobierno

Empresa	FES'c	Desv. Std FES'c	DES'c	Desv. Std DES'c
Chocó	n.d.		n.d.	
Meta	4	3,0	2	3,0
Tolima	7	3,0	6	4,0
Santander	9	2,0	8	5,0
Nariño	10	3,0	9	3,0
Caldas	10	3,0	11	6,0
N. Santander	11	3,0	8	4,0
Huila	11	3,0	10	8,0
Cauca	11	6,0	6	4,0
Cundinamarca	16	5,0	23	9,0
Quindío	23	3,0	15	3,0
Caquetá	29	5,0	43	7,0
Boyacá	30	9,0	30	15,0

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Así mismo, la deficiente gestión en el mantenimiento y la reposición de las redes les ha significado a estas empresas desembolsos del orden de \$ 3,400 millones de pesos en el 2000, por concepto de compensaciones por defectos de calidad, ya que algunas de las empresas presentan índices de duración y de frecuencia de fallas por encima de los niveles permitidos.

Cuentas por cobrar

Las empresas de distribución presentan una deficiente gestión en la recuperación de cartera. A diciembre de 2000, le adeudaban a las distribuidoras del gobierno cerca de 306 mil millones de pesos entre usuarios oficiales y privados, cifra que se ha cuadruplicado desde 1994.

Cuadro 6.4
Cuentas por cobrar por parte de las distribuidoras bajo control del Gobierno

Empresa	Cartera Oficial (millones de pesos)	% del total	Cartera Total (millones de pesos)
Norte de Santander	12.710	37,6	33.793
Tolima	7.337	22,4	32.826
Boyacá	20.000	52,6	38.000
Santander	7.500	36,2	20.715
Chocó	2.450	18,2	13.450
Caquetá	316	64,0	494
Caldas	30.000	88,2	34.000
Cauca	15.733	53,0	29.697
Cundinamarca	21.000	72,4	29.004
Nariño	11.777	38,0	30.993
Quindío	570	25,9	2.200
Meta	21.201	74,2	28.566
Huila	3.200	24,2	13.200
Total	153.794	50,1	306.938

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Aspectos relevantes para la consolidación del sector eléctrico

En promedio, el 50% de dicha deuda le corresponde a entidades oficiales (las cuales en casos como los de las empresas de Caquetá, Caldas, Cundinamarca y Meta pueden ser responsables de un 64% a 88% de la deuda respectiva), que han cesado los pagos por el servicio de electricidad a las empresas de distribución, aún cuando la ley les obliga a hacer las apropiaciones necesarias dentro de su presupuesto, para cubrir dicho gasto.

Hay en esta situación un problema de riesgo moral dado que la administración de estas empresas está en manos de los alcaldes o gobernadores quienes son a la vez, los encargados de realizar los pagos de las entidades oficiales. Es en este caso cuando el gobierno entra a actuar como garante de última instancia, cubriendo el déficit de las distribuidoras.

6.1.6 Transferencia de fondos para cubrir subsidios

Los subsidios a los usuarios de los estratos uno, dos y tres, que componen cerca del 85% de los usuarios de las distribuidoras bajo control gubernamental, son cubiertos utilizando fondos provenientes de las contribuciones de los estratos cinco y seis y de los sectores industrial y comercial y los aportes de los gobiernos municipales, departamentales y del gobierno central, recursos que son manejados a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso (Fssri).

Cuadro 6.5
Contribuciones y aportes del Gobierno para cubrir los subsidios a estratos de menores ingresos

Empresa	Subsidios			Contribuciones			Déficit / Superávit			Fondo (1)			Déficit / Superávit		
	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000
Chocó	5.357	4.526	5.141	283	348	225	-5.074	-4.178	-4.916	2.468	4.618	5.253	-2.606	440	338
Cundinamarca	12.991	11.722	3.292	5.339	5.925	3.839	-7.651	-5.797	547	5.220	4.632	3.424	-2.432	-1.165	3.971
Cauca	16.032	13.660	9.848	2.744	3.078	2.551	-13.288	-10.582	-7.297	5.917	11.040	14.662	-7.371	457	7.366
Nariño	23.080	20.640	18.292	2.124	2.434	2.286	-20.956	-18.206	-16.006	10.848	20.083	30.337	-10.108	1.877	14.331
Norte de Santander	19.131	19.906	14.307	7.982	7.091	5.665	-11.149	-12.815	-8.641	3.490	6.438	10.402	-7.659	-6.377	1.760
Caldas	30.313	18.642	16.830	11.155	9.325	10.877	-19.158	-9.317	-5.953	4.156	12.244	8.644	-15.002	2.926	2.691
Boyacá	18.356	16.355	17.454	10.156	9.128	8.472	-8.199	-7.227	-8.982	2.069	11.617	11.739	-6.131	4.390	2.757
Quindío	6.349	5.067	4.913	3.878	2.270	2.170	-2.471	-2.796	-2.744	1.420	4.053	1.930	-1.051	1.257	-814
Caquetá	3.476	3.354	3.167	624	628	652	-2.851	-2.726	-2.515	576	1.358	2.656	-2.276	-1.368	140
Huila	18.847	13.902	11.577	5.174	3.660	3.163	-13.673	-10.242	-8.414	2.873	7.172	10.741	-10.800	-3.070	2.327
Tolima	22.239	11.580	10.719	9.755	6.879	5.999	-12.484	-4.700	-4.721	2.972	8.112	8.232	-9.512	3.411	3.511
Meta	3.766	7.243	4.991	2.157	3.304	2.896	-1.609	-3.939	-2.095	1.399	1.545	1.499	-210	-2.395	-595
Santander	24.556	22.439	19.267	13.972	13.122	14.725	-10.584	-9.317	-4.541	616	5.143	7.973	-9.968	-4.173	3.431
Grupo de las 13	204.492	169.035	139.799	75.345	67.191	63.521	-129.147	-101.844	-76.278	44.023	98.055	117.491	-85.125	-3.789	41.214
Empresas restantes	376.243	360.162	330.503	261.302	300.838	296.565	-114.942	-59.324	-33.938	33.043	60.874	66.949	-81.899	1.550	33.011
Total	580.735	529.197	470.302	336.647	368.029	360.087	-244.089	-161.168	-110.215	77.065	158.929	184.440	-167.024	-2.239	74.225

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Sin embargo, los recursos necesarios no son girados por todos los entes regionales dado que los gobiernos departamentales y municipales no hacen aportes al Fssri por su crítica situación económica y las contribuciones hechas por los sectores de mayores ingresos no cubren los requerimientos del fondo.

Cuadro 6.6
Contribuciones y aportes del Gobierno para cubrir los subsidios a estratos de menores ingresos

Empresa	1998		1999		2000	
	Contribuciones /Subsidios	Fondo (1) /Subsidios	Contribuciones /Subsidios	Fondo (1) /Subsidios	Contribuciones /Subsidios	Fondo (1) /Subsidios
Grupo de las 13	37%	22%	40%	58%	45%	84%
Empresas restantes	69%	9%	84%	17%	90%	20%
Total	58%	13%	70%	30%	77%	39%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Si bien en los dos últimos años, el esquema ha permitido cubrir el monto total de los subsidios requeridos para los estratos de menores ingresos, la entrega de los recursos se ha realizado con retrasos, afectando la situación financiera de las empresas.

6.1.7 Conflicto armado interno y volatilidad de los precios en bolsa

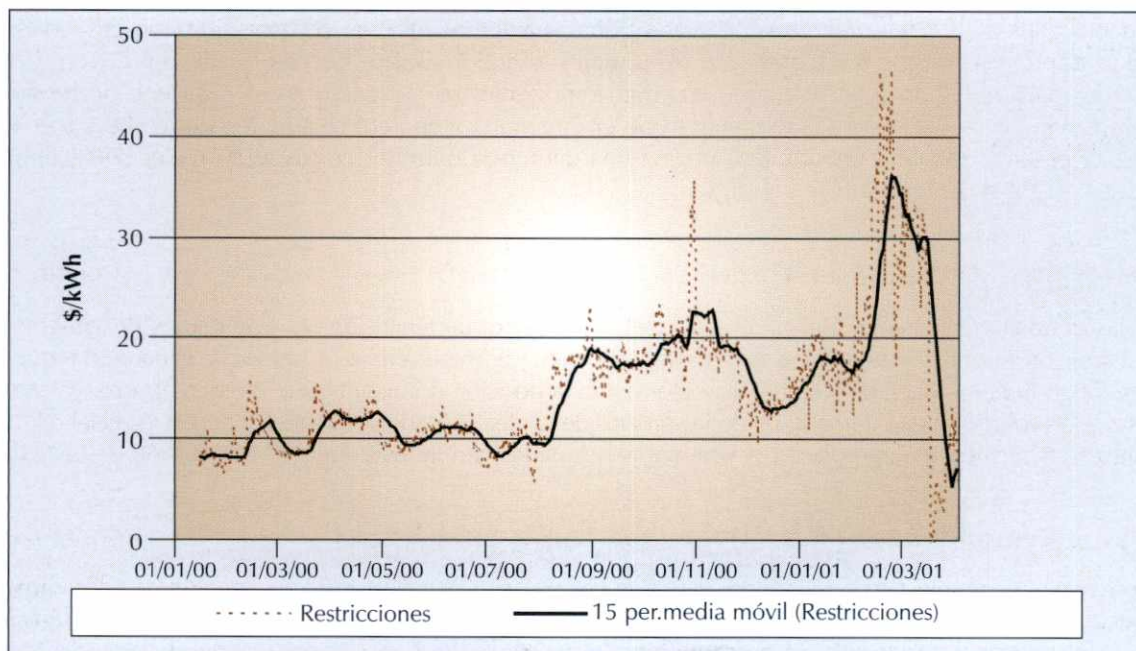
Los ataques de los grupos subversivos al sistema interconectado nacional, especialmente contra el sistema de transmisión, desde 1999 hasta el 2000 han afectado 460 torres, afectando en 1999 tres líneas de 500 kV y seis líneas de 230 kV, cifras que aumentaron a cuatro y diecinueve líneas respectivamente, en el 2000.

Como consecuencia de dichos ataques, se redujo la capacidad de transporte de energía entre las áreas operativas del sistema interconectado quedando algunas de ellas aisladas completamente, lo cual implicó mayores costos operativos al imposibilitar la minimización de costos por medio de la utilización de la totalidad de los recursos disponibles e incrementó los requerimientos de generaciones fuera de mérito para el sistema por concepto de regulación de voltaje y seguridad.

Esta situación le otorgó poder de mercado a algunos generadores que ante la posibilidad de generar por restricciones incrementaron sus ofertas dado que su remuneración bajo estas condiciones dependía por completo del precio ofertado.

La evolución reciente tanto de los precios de la bolsa como de las restricciones, ha afectado negativamente la situación de las empresas de distribución, especialmente al grupo de empresas bajo el control del gobierno. Ante la limitación de suscribir contratos de compra de energía por sus malos indicadores financieros, estas empresas quedaron expuestas al incremento de los precios ocasionados por los ataques subversivos y al mismo tiempo vieron disminuidas sus ventas de energía por el efecto ingreso originado por los incrementos de las tarifas por los costos de restricciones, en un contexto de reducción del ingreso disponible de los hogares.

Gráfico 6.5
Costos unitarios de la generación por generaciones fuera de mérito



Fuente: ISA.

Dado que el esquema tarifario establece un rezago entre el momento en el cual las empresas de distribución pagan sus cuentas al mercado mayorista y el momento en el cual trasladan los respectivos costos a los usuarios, ante una tendencia de incremento de los costos por restricciones la situación financiera de las empresas de distribución se ve afectada al hacer pagos que son recuperados luego de transcurridos tres meses.

Por otra parte, la violencia que vive el país ha generado un proceso de desplazamiento de población de las zonas rurales a los centros urbanos, incrementando los barrios subnormales y la presión sobre las redes de distribución ante el aumento de las acometidas ilegales, incrementando las pérdidas de las empresas tanto técnicas, como no técnicas, así como los gastos para controlar el acceso fraudulento a las redes y los requerimientos de inversión para ampliar el servicio a estos usuarios.

6.1.8 Remuneración de la actividad de distribución

Algunas empresas de distribución, especialmente aquellas que actualmente están bajo el control del gobierno, no han podido alcanzar un nivel de rentabilidad que les permita ser sostenibles financieramente en el corto y el largo plazo.

Las diferencias que presentaban las empresas de distribución en sus condiciones iniciales tanto técnicas como financieras, así como las características geográficas y socioculturales de sus respectivos mercados, y los diferentes resultados obtenidos en sus procesos de reestructuración ha incidido en las diferencias de desempeño empresarial entre ellas.

Estudios realizados por el Comité Colombiano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (Cocier), indican que en general la remuneración de las empresas de distribución no es adecuada y que son inferiores a las de otros países de un contexto similar al colombiano.

Aspectos como de devaluación del peso frente al dólar y su evolución con respecto a la inflación colombiana (con base en la cual se ajustan los cargos), así como el mismo riesgo país hacen que la rentabilidad real de las empresas sea inferior a la esperada en cerca de un 36%.

Uno de los principales aspectos corresponde a la tasa de rentabilidad fijada para la remuneración de los activos, antes de impuestos, la cual en el caso colombiano es de 9% antes de impuestos, en comparación con las tasas de rentabilidad aprobadas para las compañías de Argentina (entre 13.9% y 17.2%), Perú (12%) y Chile (10%).

En cuanto a los costos de administración, operación y mantenimiento, en comparación con otros países, se presentan diferencias importantes entre los porcentajes admitidos sobre los valores de reposición a nuevo reconocidos para remunerarlos. Las diferencias más importantes se presentan en el nivel uno de tensión, ya que para Colombia se admite el 2.5% mientras que en Argentina y en Perú se admiten entre el 8% y el 12.9% y el 4.9% y el 9.4%, respectivamente. Esto origina una diferencia entre los costos AOM reales de las empresas y los costos AOM esperados cercana al 76%.

6.2 ¿En qué se refleja la amenaza al esquema?

Bajo las condiciones actuales del país, aspectos como la competencia en las actividades de generación y comercialización y la entrada de nuevos agentes que financien y administren los proyectos de expansión requeridos, están en riesgo frente a aspectos propios del sector como la posición dominante que pueden alcanzar las actuales empresas y la evolución de la demanda y de los precios de la electricidad. Dos aspectos tienen especial relevancia en cuanto a las señales de largo plazo del sistema, relacionados con la inversión en la expansión del sistema.

6.2.1 Remuneración de la confiabilidad en la generación

Los proyectos termoeléctricos, que por sus bajos costos de instalación en comparación con los proyectos hidroeléctricos, son la tecnología que presenta mayores ventajas para la expansión del sistema, no están siendo remunerados de manera adecuada, ya que ante hidrologías con precipitaciones por encima de la media histórica y un lento crecimiento de la demanda de energía eléctrica, su factor de utilización es muy bajo, de modo que este tipo de tecnologías no puede recuperar sus costos variables de operación en condiciones normales.

Sin embargo en términos energéticos, el sistema puede requerir su aporte ante la eventual presencia de un fenómeno de sequía y el estrecho balance entre el suministro y la demanda de gas natural por restricciones de transporte en el corto plazo y de producción en el mediano y largo plazo.

Para incentivar la expansión que requerirá el sistema en el mediano plazo, es necesario propiciar la participación de las plantas térmicas en el despacho por medio de mecanismos acordes con el esquema de mercado.

6.2.2 Balance entre competencia e inversión en el sistema

Aspectos externos al sector eléctrico como la situación de orden público y su impacto sobre el riesgo país, disminuyen los incentivos para la inversión privada en el sistema, ya que incrementan los costos de los proyectos y obviamente disminuyen las tasas de ganancia de las empresas, otorgándoles cierta ventaja a las empresas que ya han ingresado al mercado.

Ante los requerimientos de privatización y la limitada perspectiva que se tiene en el corto plazo para la entrada de nuevos inversionistas y en medio de la tendencia de conformación de empresas *multi - utilities* y la marcada preferencia que han mostrado las empresas multinacionales por invertir en mercados verticalmente integrados, el Estado puede verse obligado a hacer un balance entre el nivel de competencia que tiene por objetivo alcanzar y el nivel de confiabilidad en la atención de la demanda, permitiendo que las empresas que ya participan en el sistema, incrementen su participación y por ende los niveles de integración vertical y horizontal, por encima de los niveles permitidos actualmente por la regulación.

6.3 Acciones gubernamentales respecto de las distribuidoras del interior

Como estrategia complementaria al proceso de capitalización de las distribuidoras del interior, el gobierno nacional ha diseñado una serie de acciones concretas de seguimiento y de implementación de medidas con el fin de mejorar la situación de dichas empresas.

El gobierno nacional tiene por objetivo que las empresas electrificadoras se caractericen por una elevada calidad del servicio y rigurosos estándares de eficiencia, con niveles de rentabilidad que permitan un adecuado retorno a sus accionistas y generación suficiente de fondos con destino a las inversiones requeridas para su óptima operación y la expansión de sus sistemas.

Las medidas del gobierno nacional para resolver la problemática planteada se concentran en la prestación del servicio, el desempeño administrativo, el estado de la infraestructura física y la situación financiera.

La tarea inmediata es resolver el problema de liquidez para que se pueda proceder a implementar los programas de recuperación empresarial. En una primera instancia el gobierno nacional tramita la transferencia de subsidios por valor de 50 mil millones de pesos a las electrificadoras. Adicionalmente se trabaja en un sistema de cruce de cuentas, apoyándose en una serie de deudas de empresas generadoras de energía con la Nación (Isagen, Corelca, Urrá, Emcali). El objetivo es aliviar la situación financiera para los años 2001 y 2002, liberando recursos para desarrollar proyectos de mantenimiento y adecuación de las redes, con el fin de evitar un mayor deterioro de la infraestructura.

Este cruce de cuentas se hará mediante transferencias de energía a las electrificadoras. Dichas deudas superan los 100 millones de dólares y en algunos casos serían muy difíciles de recaudar. Adicionalmente se trabajará en soluciones de cruces de cuentas o arreglos similares por las deudas vencidas de las diferentes entidades públicas con las electrificadoras.

Simultáneamente se está diseñando un programa de reducción de pérdidas, con participación de inversionistas privados quienes harían las inversiones necesarias y compartirían los beneficios con la empresa. Otro punto en el cual se está trabajando es el de la evaluación del estado de las redes para proceder a aplicar soluciones. Para garantizar transparencia en las inversiones y el buen manejo de los recursos, se está implementando un Sistema Contable Único para todas las empresas y un Sistema de Información Comercial.

Aspectos relevantes para la consolidación del sector eléctrico

Así mismo, el MME ha propuesto hacer una reestructuración organizativa y administrativa y una reducción de la planta de personal. Para ello se contratará un estudio con una firma asesora, para proceder luego a implementar las recomendaciones respectivas. Por lo pronto se debe revisar los equipos directivos de las empresas, para realizar ajustes donde se requiera.

Finalmente cabe mencionar el hecho de que se les está dando un tratamiento especial a los contratos tipo BOT y PPA, que comprometen la viabilidad financiera de las empresas y representan una lesión seria para las finanzas de la Nación. Esencialmente se busca, hasta donde sea posible, revisar o renegociar los términos de los mismos.

A cada empresa se le ha diseñado un Plan de Negocio, el cual contiene las principales directrices en cuanto a resultados a obtener y se estableció un sistema de seguimiento basado en los Planes de Gestión dependientes de la Sspd, así como la implementación del Sistema de Avance Financiero de EE.PPM para el seguimiento del desempeño financiero de estas empresas.

Todos estos procedimientos arriba planteados son estrategias complementarias al proceso de capitalización de las empresas, el cual es considerado como indispensable para la viabilidad del sector.

6.4 Acciones adicionales propuestas para superar la situación

6.4.1 Fortalecer la coordinación entre la Sspd y la Creg

Es necesario mejorar los canales de comunicación de estas dos entidades con el fin de facilitar la retroalimentación de las actividades que cada una de ellas realiza.

Para tal efecto es conveniente:

Adecuar el esquema institucional de la Superintendencia delegada para energía y gas, con el fin de establecer interlocutores con la Creg y la Upme en temas comunes.

Establecer un grupo de trabajo que involucre asesores de la Creg y la Sspd, que analice temas de coyuntura, con el fin de identificar problemas en cuanto a las limitaciones de seguimiento y control de la Sspd y sus soluciones pertinentes, en las diferentes actividades del sector eléctrico.

El Ministerio de Desarrollo en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía debe ejecutar un proceso de rediseño de los alcances (modificación del Manual de Funciones y de los Requisitos para funcionarios) y de las responsabilidades de la superintendencia delegada para energía y gas, redefiniendo el alcance de las funciones específicas de cada una de sus dependencias internas, especificando las responsabilidades para los cargos directivos, asesores y funcionarios de carrera administrativa, incorporando las herramientas y el personal necesario para el cumplimiento de las funciones determinadas y adoptando criterios similares a los de la Creg y la Upme para el nombramiento de sus asesores y funcionarios, con el fin de lograr el fortalecimiento técnico de la entidad.

La Superintendencia delegada, debe establecer un plan de trabajo orientado a fortalecer su plataforma de acceso y de manejo de la información requerida para analizar el comportamiento de las empresas del sector (especialmente las de generación) en coordinación con el Centro Nacional de Despacho y fortalecer su capacidad técnica y sus procedimientos para el análisis de dicha información.

6.4.2 Definir el papel del estado en el sector

Con el fin de establecer un criterio claro para la acción del Estado dentro del sector es necesario:

Limitar el poder de los organismos ejecutivos y legislativos en las empresas públicas estatales de los órdenes nacional, departamental y municipal que sigan desarrollando alguna de las actividades del sector eléctrico, con el fin de que el manejo de estas empresas responda a criterios empresariales coherentes con la dinámica del mercado y con un horizonte de largo plazo.

Establecer un consenso entorno al destino de la inversión de los recursos del Estado colombiano, analizando las opciones que tiene con relación al logro del objetivo de recuperación económica y de solución del conflicto armado interno.

6.4.3 Mejorar el desempeño técnico y financiero de las empresas de distribución

Con el fin de evitar que la deuda de las distribuidoras con el mercado mayorista por concepto de pagos por generación y servicios de transmisión aumente, es necesario:

Resolver el problema regulatorio en cuanto a la remuneración de la distribución, incrementando la rentabilidad permitida para las empresas que ejercen esta actividad, no necesariamente con incrementos de la tarifa, sino con reducciones en el esquema de impuestos de estas empresas, considerando las diferencias geográficas y sociales.

Determinar nuevos plazos para la aplicación de las actuales metas de nivel de pérdidas, costos AOM admitidos e índices DES y FES.

Determinar y realizar las inversiones necesarias para permitir que los índices de servicio y de desempeño financiero de estas entidades no se sigan deteriorando.

Finalizar el proceso de venta o de capitalización de estas empresas.

Establecer por parte del gobierno nacional y de los gobiernos regionales y locales un serio compromiso para el control de la inversión y de la firma de contratos por parte de las correspondientes distribuidoras.

Identificar y controlar las rentas originadas para las empresas de distribución que no están en las mismas condiciones técnicas o financieras.

6.4.4 Adecuar los procedimientos de operación del sistema eléctrico

Con el fin de preservar el carácter competitivo del mercado de electricidad, es conveniente:

Aplicar la regla actual de intervención de las ofertas de los generadores, solo cuando el costo de las restricciones para el sistema supere un límite determinado o para un subsistema cuando se identifique que un generador ejerce poder de mercado.

Definir los eventos y las situaciones en las cuales el mercado deja de funcionar como una unidad y se operan los subsistemas de manera desagregada, así como los criterios aplicables para el despacho de la generación y la atención de la demanda en cada uno de los subsistemas. Igualmente es necesario definir las áreas operativas que integran los subsistemas ante diferentes eventos y los procedimientos para la normalización de las condiciones de funcionamiento del mercado.

6.4.5 Generar señales de largo plazo

Es necesario que el sistema genere señales adecuadas en el largo plazo. Con este fin se requiere:

Incentivar la instalación de autogeneración en el sistema y de adopción de medidas de eficiencia energética, a través de una señal adecuada de los precios de la electricidad y de una adecuada coordinación con las empresas de comercialización.

Adoptar un esquema de promedios móviles estacionales (invierno - verano), en lugar del promedio móvil de 12 meses que se aplica actualmente en la fórmula tarifaria del mercado regulado.

Perfeccionar el cargo por capacidad con el fin de establecer claramente un producto remunerable y un verdadero aporte a la confiabilidad del sistema.

Asignarle a una entidad la facultad de establecer contratos de respaldo ante una coyuntura que restrinja la oferta de electricidad en el sistema y de transferirle los respectivos costos a los usuarios.

COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA

7



7. Costos de Gestión Ambiental en la Expansión Eléctrica

La evaluación que se presenta a continuación sobre los costos de gestión ambiental de la expansión del sistema interconectado colombiano, se ha realizado con base en el modelo de Costos de Gestión Ambiental (CGA), a partir de la estimación de indicadores de impacto que expresan los posibles impactos asociados a la construcción y operación de los proyectos del sector eléctrico (generación y transmisión) y su tratamiento con las diferentes alternativas de manejo ambiental.

Los niveles de impacto de los indicadores (alto, medio, bajo o poco significativo), se determinan al cruzar la información disponible sobre las características del proyecto y del medio en el cual operará dicho proyecto. Esta confrontación se realiza a partir de los indicadores asociados a los impactos potenciales que se pueden esperar al insertar un proyecto de generación o transmisión en un determinado espacio geográfico. El conjunto de información utilizado permite construir una visión de la complejidad ambiental de la zona del proyecto y de los efectos de la implantación del proyecto sobre el medio biótico, físico y social.

Identificada la complejidad ambiental y expresada mediante variables ambientales, se determinan los costos de gestión ambiental a partir de unos costos de referencia. La utilización del modelo se basa en la información disponible de proyectos eléctricos en etapas avanzadas, un sistema de información geográfica y la experiencia en la gestión ambiental del sector eléctrico colombiano.

Adicionalmente, para establecer la estructura de costos que hace parte de la gestión ambiental, el modelo presenta los resultados de los costos de interventoría y gestión que incluyen la gestión ambiental del contratista, la gestión ambiental del dueño del proyecto, la interventoría ambiental y la evaluación y seguimiento por parte de la autoridad ambiental.

Otros costos de gestión ambiental considerados en el modelo, que aportan significativamente a la gestión ambiental del sector eléctrico, son los que hacen las empresas generadoras por el pago de las transferencias por las ventas de energía y el porcentaje del 1% por utilización de las fuentes de agua exigidos por la Ley.

En el uso del CGA se hacen una serie de supuestos con respecto a los proyectos, su localización, la calidad de la información y la experiencia y conocimiento del sector eléctrico de los analistas. Se debe tener en cuenta que el modelo CGA se encuentra en su primera fase y que está sujeto a un continuo proceso de mejoramiento.

Se resalta que los resultados obtenidos con los indicadores de impacto, no pretenden hacer evaluaciones ambientales como las que se realizan en estudios específicos de impacto ambiental.

7.1 Costos de Gestión Ambiental en la Generación

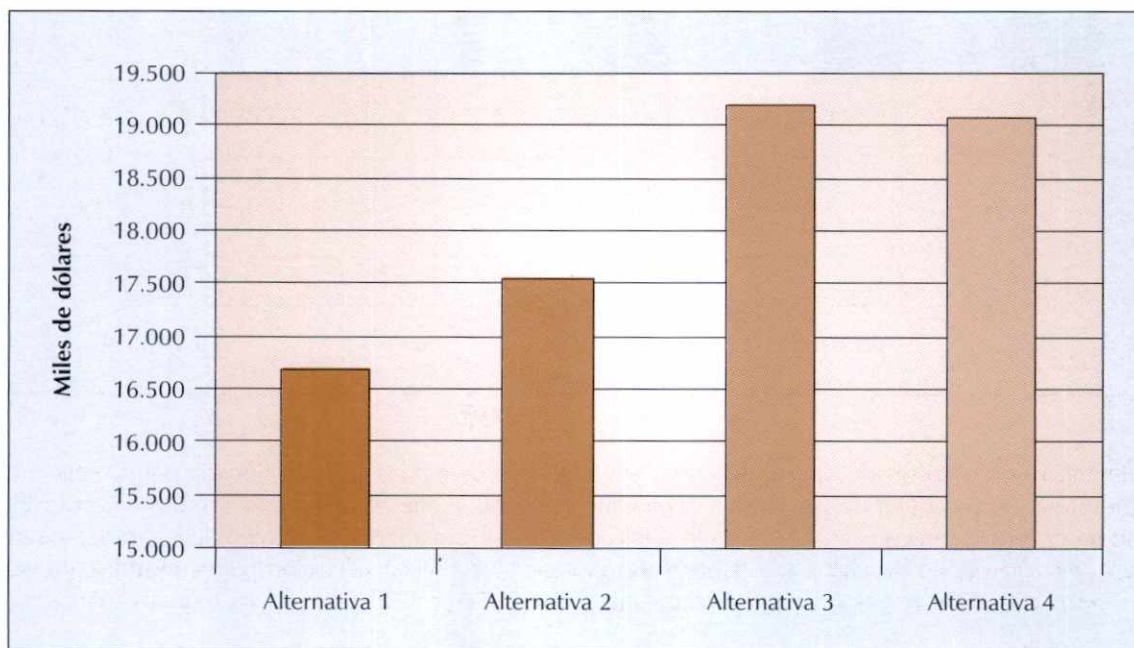
7.1.1 Alternativas de Corto Plazo

Con el fin de realizar análisis comparativos entre los costos potenciales y los reales, se presenta una evaluación de los proyectos de generación que se encuentran actualmente en etapa de construcción y/o operación. En el análisis no se incluye la planta de Chivor que no se encuentra en servicio y que se estima vuelva a entrar en operación en el corto plazo.

Costos potenciales etapa de construcción

El componente principal de los costos potenciales de gestión ambiental en la etapa de construcción para todas las alternativas se debe principalmente a los costos que comprenden la dimensión social, que incluye las actividades de reasentamiento de población en los proyectos de Porce II y Miel I, los cuales representan el 20% del total de los costos potenciales de gestión ambiental.

Gráfico 7.1
Costos potenciales etapa de construcción



En el caso del proyecto Porce II, los costos reales del proyecto son más elevados que los estimados por el modelo, ya que en este proyecto se incurrió en sobrecostos por reasentamiento de la población, en el control de la erosión por el tratamiento de vías sustitutivas y en el programa de rescate arqueológico, inversiones que incrementaron en gran medida los costos de gestión ambiental del proyecto.

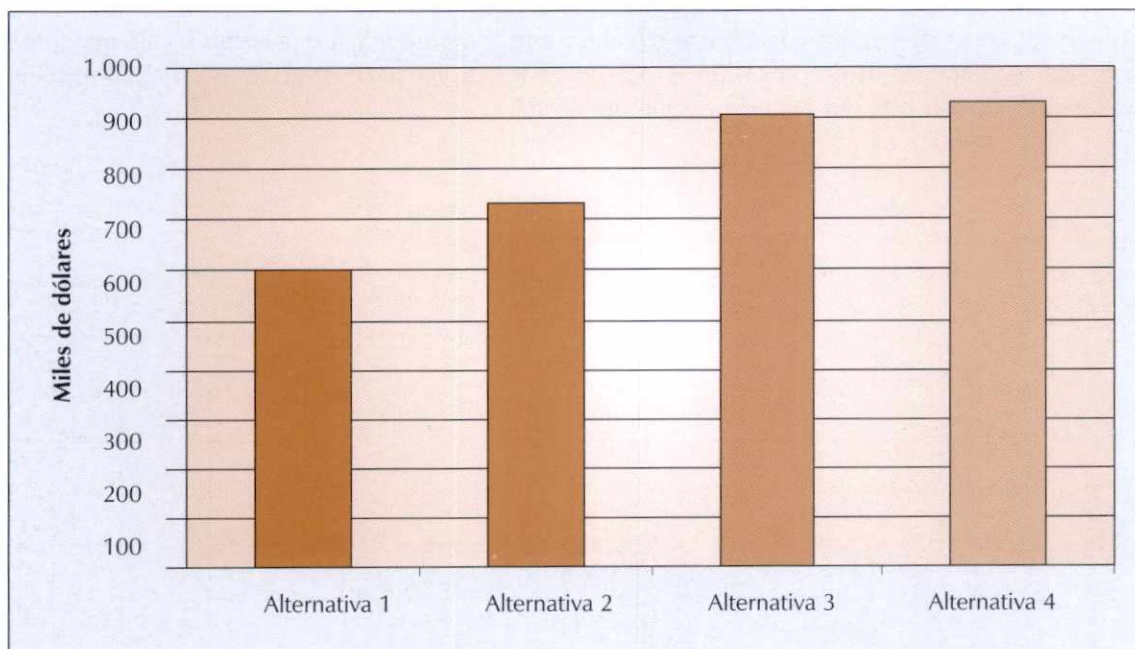
En el proyecto de generación eólica que hace parte de la alternativa 4 de corto plazo, los costos de gestión ambiental en construcción tienen un bajo impacto en la estructura total de costos, ya que los impactos ocasionados en la dimensión física son mínimos y así mismo las inversiones requeridas para el desarrollo de planes de manejo ambiental. En la dimensión biótica se resalta el manejo y conservación de la fauna y reforestación y las actividades de educación ambiental e información comunitaria, en la dimensión social.

Los costos totales de construcción incluyen además los pagos por la gestión ambiental del contratista, la gestión ambiental del dueño del proyecto y la interventoría durante la construcción.

Costos potenciales etapa de operación

Para los proyectos de generación, los costos de operación fueron estimados con base a la capacidad de generación de cada alternativa, para cada año. En el gráfico 7.2 se presentan los costos potenciales de gestión por operación para cada alternativa de corto plazo. Aunque en el modelo CGA se calculan los costos por transferencias y la inversión del 1%, éstos no se consideran en este análisis ya que posteriormente se hace un análisis específico para esta variable.

Gráfico 7.2
Costos potenciales etapa de operación



La diferencia de los costos de operación en las alternativas presentadas está relacionada con la capacidad de generación total de cada una de las alternativas. El alto costo de la alternativa 4 se debe a que ésta incluye un proyecto de cogeneración con caña, lo cual eleva los costos de seguimiento y monitoreo de la emisión de cenizas producto de la quema de la caña y a las labores de reforestación y revegetalización para construir barreras vivas contra vientos y así disponer de un mejor tratamiento del material particulado y de los residuos sólidos.

7.1.2 Estrategias de Largo Plazo

La expansión de generación en el largo plazo no considera la entrada de grandes proyectos hidroeléctricos de gran capacidad pero basa la expansión en centrales térmicas con base en gas y carbón y en además en el aprovechamiento de energías renovables mediante pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH's) y la cogeneración en la industria azucarera. Los proyectos que hacen parte de las estrategias de largo plazo están considerados en un horizonte del 2006 al 2010.

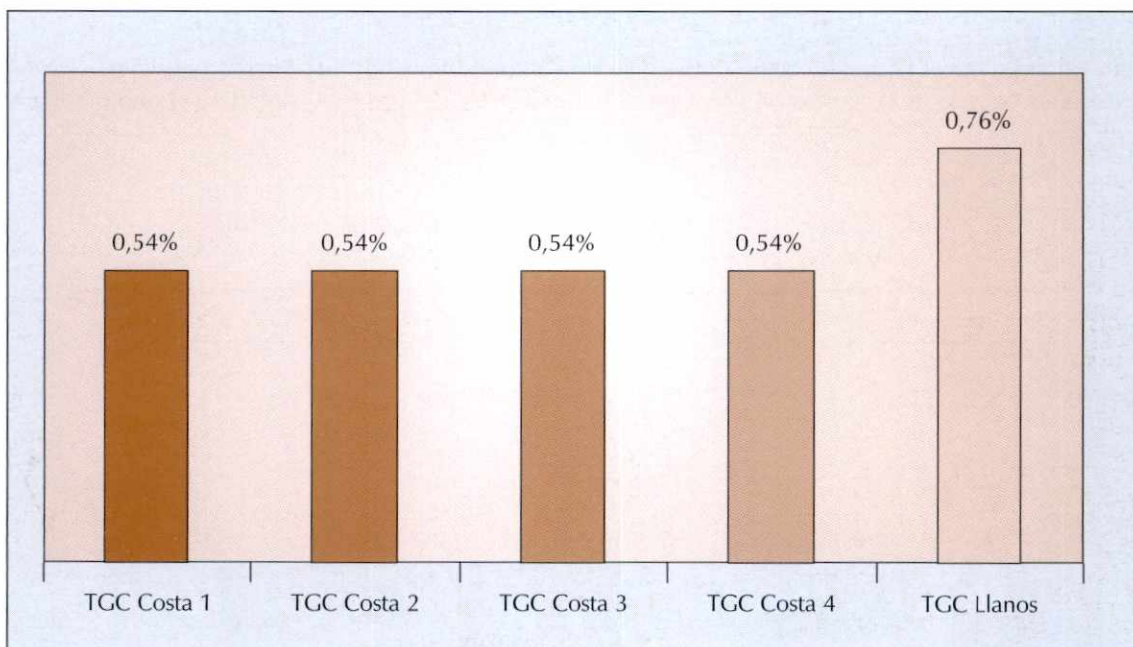
Costos potenciales etapa de construcción

Estrategia LP - 1

Para esta estrategia se presenta en el gráfico 7.3 la participación de los costos potenciales de gestión ambiental en construcción como porcentaje del costo de instalación de la planta para cada uno de los proyectos que componen la estrategia.

Como se observa en el gráfico 7.3, la participación de los costos de gestión ambiental con respecto a los costos del proyecto, es más alta en la térmica a gas (TG) Llanos con una capacidad instalada menor a las otras plantas. Una de las causas de este hecho es que el costo por reforestación para TG Llanos es mayor al tener que compensar la deforestación de un área mayor, en comparación con las térmicas localizadas en la Costa Atlántica que pueden ocupar una mínima área de coberturas con una menor importancia dentro del componente flora. En el cuadro 7.1 se presenta la participación de los costos potenciales por dimensiones y otros costos de gestión.

Gráfico 7.3
Participación de los costos ambientales respecto al costo total
por kW instalado en construcción estrategia LP - 1



Cuadro 7.1
Distribución en % de los costos potenciales por proyecto y por dimensiones en construcción

PROYECTO	INTERVENTORÍA Y GESTIÓN %	SOCIALES %	BIÓTICOS %	FÍSICOS %
CARBÓN 150	45.8	18.0	13.7	22.6
CARBÓN 200	41.6	18.3	16.5	23.6
COGENERACIÓN	46.0	23.1	7.8	23.1
TG LLANOS	58.5	14.6	11.3	15.6
TGC COSTA 1	55.0	16.7	11.8	16.5
TGC COSTA 2	55.0	16.7	11.8	16.5
TGC COSTA 3	55.0	16.7	11.8	16.5
TGC COSTA 4	55.0	16.7	11.8	16.5
PCH 50	62.4	7.8	1.2	28.6

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Estrategia LP - 2

El costo de gestión ambiental con respecto al costo por kW instalado para cada tipo de proyecto se presenta en el gráfico 7.4.

Los costos correspondientes a las PCH's (400 MW) son evaluados para un conjunto equivalente de ocho pequeñas centrales de 50 MW con las mismas características de localización y área. Para la definición de los costos no se tuvo en cuenta el costo por reasentamiento de la población, ni de restitución de infraestructura productiva, ya que este tipo de proyecto suele ocupar un área mínima por lo cual no hay impactos significativos sobre la comunidad.

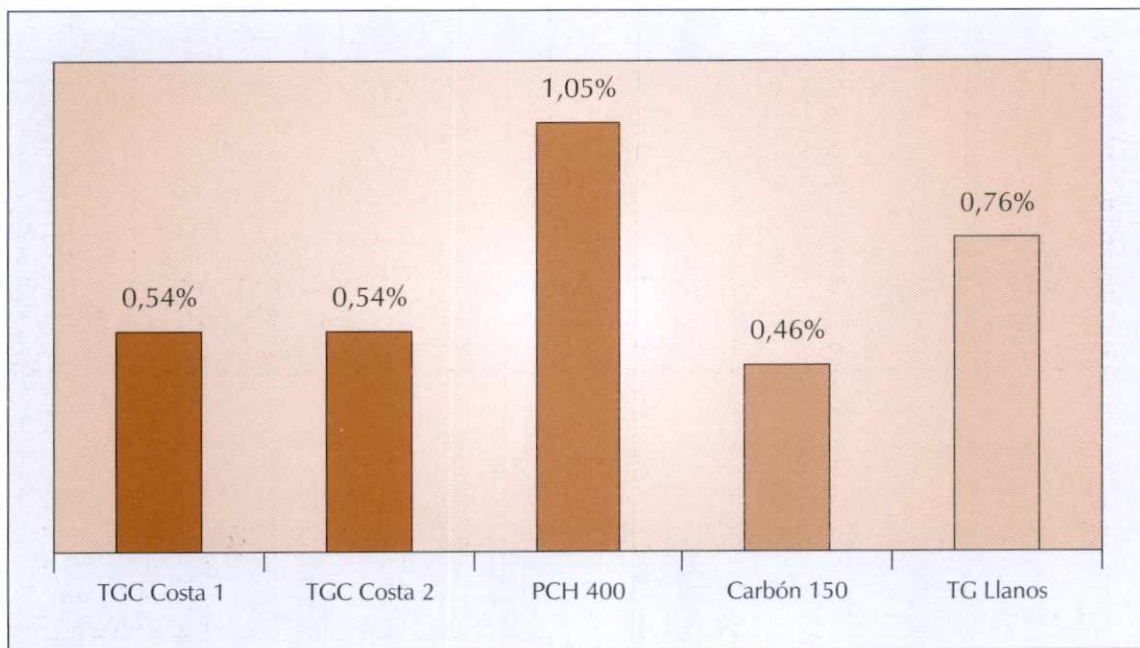
Costos de Gestión Ambiental

en la expansión
eléctrica

Sin embargo, los costos por la gestión y la interventoría ambiental constituyen el 62% de los costos de gestión ambiental en construcción, por lo tanto su participación en el total de la estrategia es la más alta. Se concluye que la gestión en términos porcentuales para proyectos pequeños no depende de la escala del proyecto cuando este se clasifica en el rango de proyectos medianos o pequeños.

Se debe tener en cuenta que los costos totales para un conjunto de ocho PCH's con una potencia equivalente a 400 MW, son mayores a los costos de una central hidroeléctrica de 400 MW, debido a economías de escala.

Gráfico 7.4
Participación de los costos ambientales respecto al costo total por kW instalado en construcción estrategia LP - 2



Estrategia LP - 3

Al igual que en la estrategia 2, se observa una mayor participación para las PCH en cuanto a los costos potenciales de gestión ambiental por kW instalado. La participación porcentual por kW instalado más alta en los llanos respecto a la costa, se debe a su ubicación geográfica y a economías de escala (215 MW en los llanos y 250 MW en La Costa).

Estrategia LP - 4

En el gráfico 7.6 se presenta la participación de los costos potenciales de gestión ambiental por kW instalado. En este caso los costos bióticos en las PCH's, son poco representativos pues el área de pondaje es bastante pequeña comparada con proyectos que generan un embalse de mayor extensión, mientras que los costos de interventoría y la gestión ambiental tanto del contratista como del dueño del proyecto, son los aspectos que más aportan a los costos totales.

El costo de gestión de la planta carboeléctrica, se ve influenciado por las acciones definidas como bióticas en las cuales la reforestación y revegetalización juegan un papel importante para el paisajismo y el tratamiento de material particulado en este tipo de proyectos.

Gráfico 7.5
Participación de los costos ambientales respecto a los costos totales
por kW instalado en construcción estrategia LP - 3

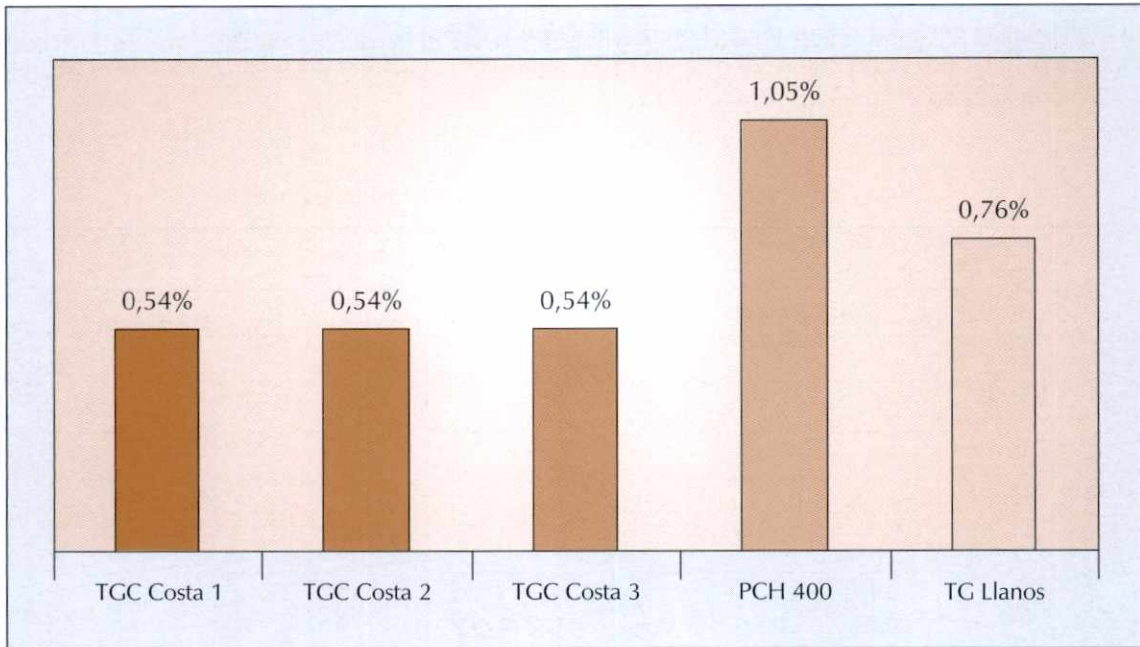
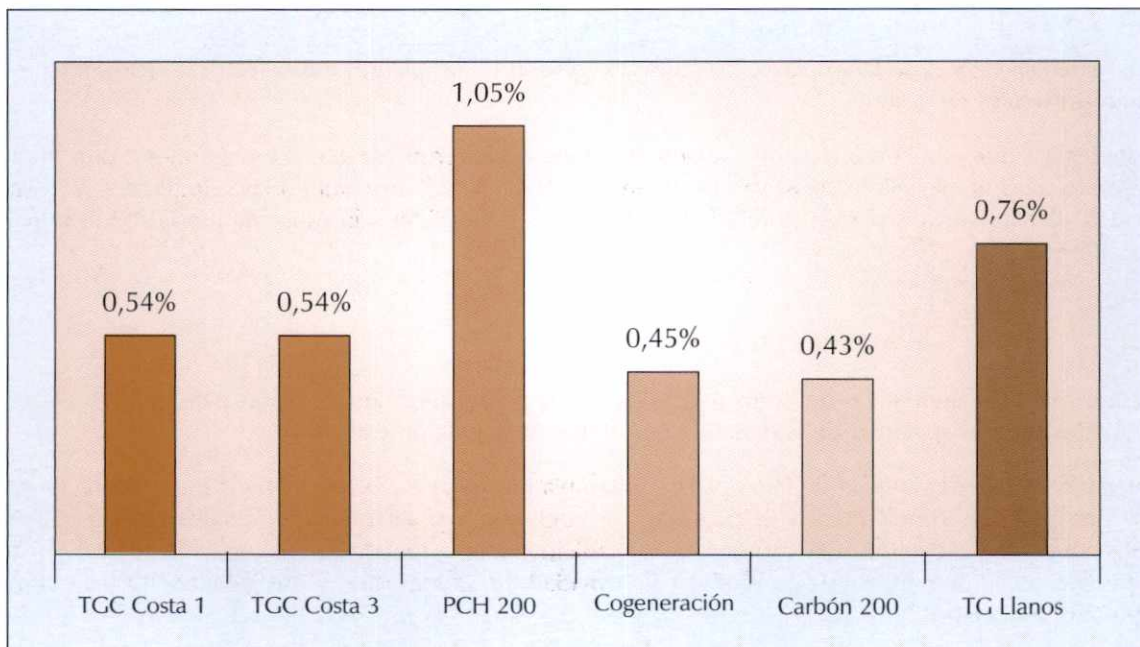


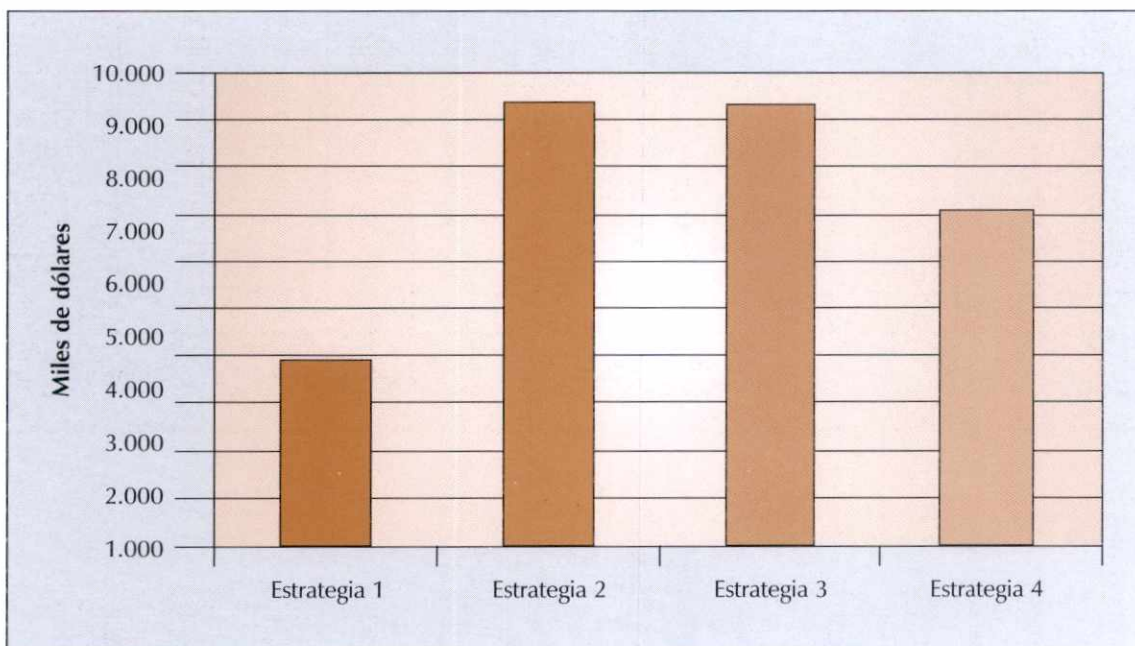
Gráfico 7.6
Participación de los costos ambientales respecto a los costos totales
por kW instalado en construcción estrategia LP - 4



7.2 Análisis comparativo estrategias

Al igual que en las alternativas de corto plazo, para las estrategias de largo plazo, los proyectos de generación hidroeléctrica incrementan los costos de gestión ambiental. En este caso las pequeñas centrales hidroeléctricas marcan la diferencia entre los costos de gestión de una y otra alternativa (véase Gráfico 7.7). Se reitera que los costos totales para las PCH's de 200 MW y de 400 MW equivalen a cuatro y ocho veces los costos de una PCH de 50 MW simulada en el modelo, respectivamente.

Gráfico 7.7
Costos potenciales en etapa de construcción por estrategia



En las estrategias 2 y 3 de largo plazo, los costos de gestión de las plantas hidroeléctricas representan el 66% de los costos totales de gestión.

La estrategia 1 que esta constituida únicamente por generación térmica a gas, presenta unos costos muy bajos con respecto a las demás alternativas, ya que no incluye las PCH's. Comparando las estrategias 3 y 4, se hace más costosa la alternativa 4 ya que su relación de los costos potenciales a la capacidad instalada es mayor que para la alternativa 3.

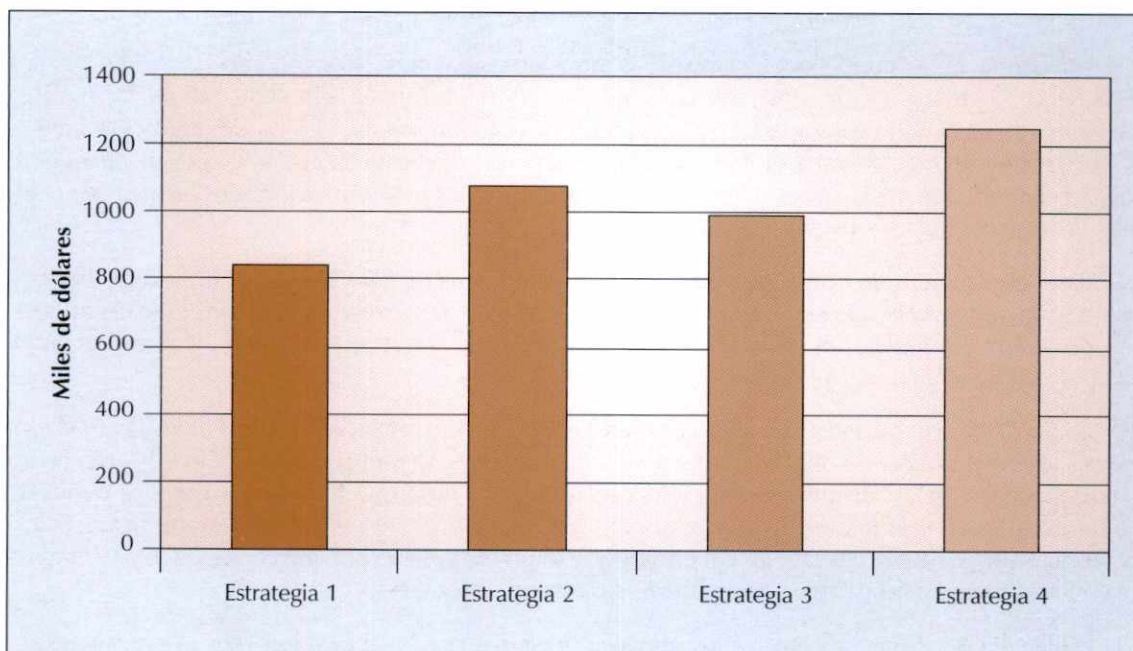
7.2.1 Costos potenciales etapa de operación

Así como para las alternativas de corto plazo, los costos potenciales de operación para el largo plazo están determinados por la capacidad de generación que entra en operación cada año.

En el gráfico 7.8 la estrategia 4 de largo plazo contempla los mayores costos potenciales en operación ya que incluye una planta carboeléctrica y el proyecto de cogeneración azucarera los cuales causan los mismos impactos por el uso del combustible (carbón y caña) y adicionalmente su manejo en operación incluye actividades como programas de monitoreos de emisiones y la actividad de reforestación y revegetalización para el manejo del material particulado.

Al igual que en las alternativas de corto plazo, la capacidad de generación no está directamente relacionada con los costos potenciales de operación, a la mayor capacidad (estrategia 3), no corresponde los mayores costos potenciales de gestión ambiental en operación, véase Cuadro 7.2.

Gráfico 7.8
Costos potenciales de operación



Cuadro 7.2
Relación de los MW instalados y el costo de gestión ambiental
por alternativa de corto plazo y estrategia de largo plazo

Alternativa o estrategia	Capacidad Total (MW)	Costo de gestión ambiental en construcción (miles US\$)	Costo de gestión ambiental en operación (miles US\$)
Alternativa 1	1.279,2	16.690	600
Alternativa 2	1.429,2	17.532	733
Alternativa 3	1.679,2	19.208	905
Alternativa 4	1.549,2	19.064	932
Estrategia 1	1.215	3.988	844
Estrategia 2	1.265	9.386	1.077
Estrategia 3	1.365	9.304	997
Estrategia 4	1.215	7.082	1.250

7.2.2 Indicadores de impacto potenciales

La magnitud de los costos potenciales presentados arriba, en algunos casos está directamente relacionada con los posibles impactos expresados en los indicadores. En otros casos, aunque se obtenga un valor del indicador, puede no incurrirse en un costo de gestión para su tratamiento.

Etapa de construcción

Para la **estrategia 1** que incluye sólo térmicas a gas, el mayor porcentaje de los impactos (60%) es bajo, le sigue el 35% en impactos con una afectación media y sólo un 5% con una afectación alta. Este último porcentaje

Costos de Gestión Ambiental

en la expansión
eléctrica

básicamente está representado por el indicador Presión sobre el recurso fauna acuática el cual presenta un resultado bastante alto por los posibles vertimientos a las corrientes de agua existentes en las zonas donde quedarán instaladas las térmicas, que pueden afectar la fauna acuática

Con la **estrategia 2**, las condiciones cambian al introducir otras tecnologías como las PCH's y una planta carboeléctrica. La distribución del resultado de las afectaciones es diferente al de la estrategia 1: aproximadamente el 25% de los impactos presentan una afectación media, el 54% de afectación baja y el 8% con una afectación alta, se destaca el 16% de impactos poco significativos en los cuales se encuentra el de complejidad cultural, que por su calificación indica que los proyectos no están localizados en áreas de resguardos indígenas ni de comunidades negras.

En este caso la estructura de costos de gestión ambiental en construcción y operación, se incrementa ya que igualmente se incrementa el número de programas que se deben desarrollar para atender dichos impactos, sin incluir el programa de manejo de minorías étnicas ya que en consecuencia con el indicador de complejidad cultural no se debe generar ningún costo. Véase Gráfico 7.7.

Para el grupo de proyectos integrados en la estrategia 2, aparecen calificaciones de indicadores de impacto como *población potencialmente desplazada* y *modificación de la estructura productiva*. Sin embargo como estos proyectos ocupan un área relativamente pequeña con respecto a un proyecto hidroeléctrico, es posible que no se generen costos por *Reasentamiento de población* ni por *Restitución de infraestructura productiva*. Por lo anterior, el evaluador deberá consultar las coberturas que tomó el modelo para realizar los cálculos y confrontarlos con el conocimiento que tenga de la zona donde se instalará el proyecto.

Para la **estrategia 3**, el mayor peso de los impactos medidos por los indicadores, es la participación de las PCH's (400 MW). Aunque ocupan un área relativamente pequeña y generan poco con respecto a una hidroeléctrica convencional, el costo de manejo de los impactos con los programas de gestión no se reduce en la misma escala. Es decir, para la mayor parte de los programas deben utilizarse los mismos recursos. Las afectaciones más representativas dentro de esta estrategia están en la dimensión biótica y social. Se destaca el indicador de *influencia de la fragmentación*, ya que de acuerdo con las bases de datos utilizadas pudo haber impactos sobre áreas de mayor importancia en cuanto a cobertura vegetal como un bosque intervenido o áreas de pantanos y ciénagas; al hacer remoción de esa cobertura se generan parches en los cuales la vida vegetal interrumpe su desarrollo natural. Esto se ve reflejado en los costos de gestión ambiental con las actividades de reforestación.

En la **estrategia 4**, aunque nuevamente tiene en cuenta las PCH's y una planta carboeléctrica, el total de las afectaciones para la estrategia se disminuye, ya que la capacidad de generación de la PCH es inferior en 200 MW a la capacidad de PCH's que ingresa en la estrategia 3, magnitud que influye en el cálculo tanto de los indicadores de impacto como en los indicadores de costo.

Etapa de Operación

En operación, para todas las estrategias que contienen los proyectos de PCH's, los impactos en la dimensión biótica disminuyen o desaparecen. Al contrario para los proyectos de generación con gas y carbón, estos impactos se incrementan principalmente sobre la fauna.

Lo anterior se debe a que la población alrededor de los proyectos puede ejercer mayor presión sobre el recurso fauna terrestre dadas unas nuevas condiciones en la infraestructura vial proporcionada por el proyecto.

Con el proyecto de cogeneración, el indicador de impacto *modificación de la estructura productiva* arroja una calificación media ya que el proyecto está localizado en cobertura de caña de azúcar, la cual es una de las variables que intervienen en el cálculo del indicador. Sin embargo no se considera que se deba incurrir en un costo por *Restitución de infraestructura productiva* ya que las áreas de instalación son mínimas y puede seleccionarse la que no afecte alguna infraestructura significativa, diferente a lo que puede ocurrir en proyectos hidroeléctricos y líneas de transmisión.

Debe tenerse en cuenta que la situación anterior no debe generalizarse. En este caso se debe exclusivamente a la localización de los diferentes proyectos y a la consulta en las bases de datos existentes utilizadas en el cálculo de cada uno de los indicadores, que necesitan ser analizadas.

7.2.3 Pago de transferencias por ventas de energía e inversión del 1%

El Modelo CGA permite calcular los resultados potenciales para el pago de transferencias a las Corporaciones Regionales en los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos para las alternativas de generación de corto plazo y las estrategias de largo plazo, las cuales constituyen proveer una guía para el inversionista al tener una aproximación de la estructura total de los costos de gestión ambiental de los proyectos.

Transferencias por ventas brutas de energía

Para el cálculo del rubro de transferencias se utiliza la siguiente información.

- La potencia nominal instalada en MW
- El factor de utilización hidroeléctrica que expresa la relación entre el promedio de la energía que se espera generar según las condiciones del mercado y la capacidad de generación instalada para la central en estudio, expresada en porcentaje.
- La tarifa de regulación energética según Resolución Creg 135 de 1997 que se debe actualizar de acuerdo con el IPC.
- Tasa representativa del dólar en el mercado,
- Ventas brutas de energía

En el cuadro 7.3. se presenta el valor de las transferencias teniendo en cuenta el factor de utilización.

Cuadro 7.3
Valor de las transferencias

Proyecto	Potencia nominal MW	Factor de utilización	Transferencias (miles de \$US)
PCH	50	50%	195,4
MIEL I	375	75%	2.198
PORCE II	393	75%	2.304
TGC CARBÓN	150	50%	391
TGC CARBÓN	200	50%	521
COGENERACIÓN	100	50%	260,5
TERMOSIERRA	200	50%	521
LLANOS	215	50%	560
TGC COSTA 1	250	50%	651,3
TGC COSTA 2	250	50%	651,3
TGC COSTA 3	250	50%	651,3
TGC COSTA 4	250	50%	651,3
TGC COSTA 5	150	50%	391
EÓLICA	20	80%	83,3

Inversión del 1%

Para el cálculo de la inversión del 1% el modelo requiere el rubro de costos técnicos del proyecto y el total de los costos de gestión ambiental calculados por el modelo.

Para los proyectos que hacen parte del Plan de Expansión, los costos técnicos fueron calculados con respecto a los costos del kW instalado por tipo de tecnología, presentados en el cuadro 7.4:

Cuadro 7.4
Costo índice de instalación por tecnología

Tecnología	US/kW
Hidroeléctrica	1500
Termoeléctrica de gas ciclo simple	400
Termoeléctrica de gas ciclo combinado	600
Termoeléctrica de carbón	1300
Cogeneración	1300
Eólica	1850

Los resultados de la inversión del 1% para los proyectos de generación se presentan en el cuadro 7.5.

Cuadro 7.5
Inversión del 1% para los proyectos de generación¹

Proyecto	Inversión del 1% (miles de \$US)
PCH	758
MIEL I	5.701
PORCE II	5.980
TGC CARBÓN 150	1.959
TGC CARBÓN 200	2.611
COGENERACIÓN	1.206
TERMO SIERRA	1.207
LLANOS	866,5
TGC COSTA 1	1.508
TGC COSTA 2	1.508
TGC COSTA 3	1.508
TGC COSTA 4	1.508
TGC COSTA 5	906
EÓLICA	371

7.3 Costos de Gestión Ambiental en Transmisión

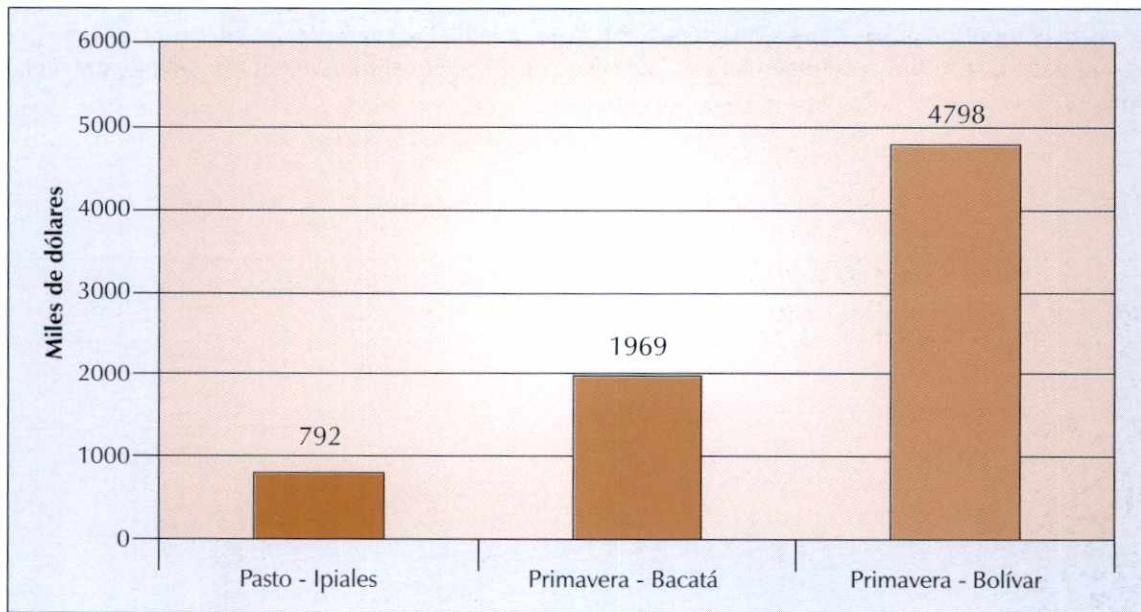
En transmisión se analizan los costos de gestión ambiental para las alternativas de expansión del STN. Para las líneas), Primavera - Bacatá (500 kV, 172 km) y Primavera - Bolívar (500 kV 451 km) se presentan los costos potenciales de la gestión ambiental, los cuales están relacionados directamente con su longitud y nivel de tensión. Igualmente se presentan dichos costos para el tramo colombiano Pasto-Ipiales (230KV, 58,1 Km) de la opción de interconexión entre Pasto (Colombia) y Pomasqui (Ecuador).

7.3.1 Costos potenciales en etapa de construcción

Al igual que en generación, para las líneas de transmisión se presentan factores de escala en función de la longitud del trazado, sin embargo existen algunos programas de la gestión ambiental poco flexibles con respecto a la longitud y al nivel de tensión. Obsérvese el gráfico 7.10 en la cual la línea Pasto - Ipiales tiene un mayor costo por kilómetro con menor tensión y menor kilometraje: 230 kV contra 500 kV y casi ocho veces menor en longitud con respecto a la línea Bolívar - Primavera.

¹ Cálculos realizados con una tasa representativa del mercado de \$2,300 pesos por dólar.

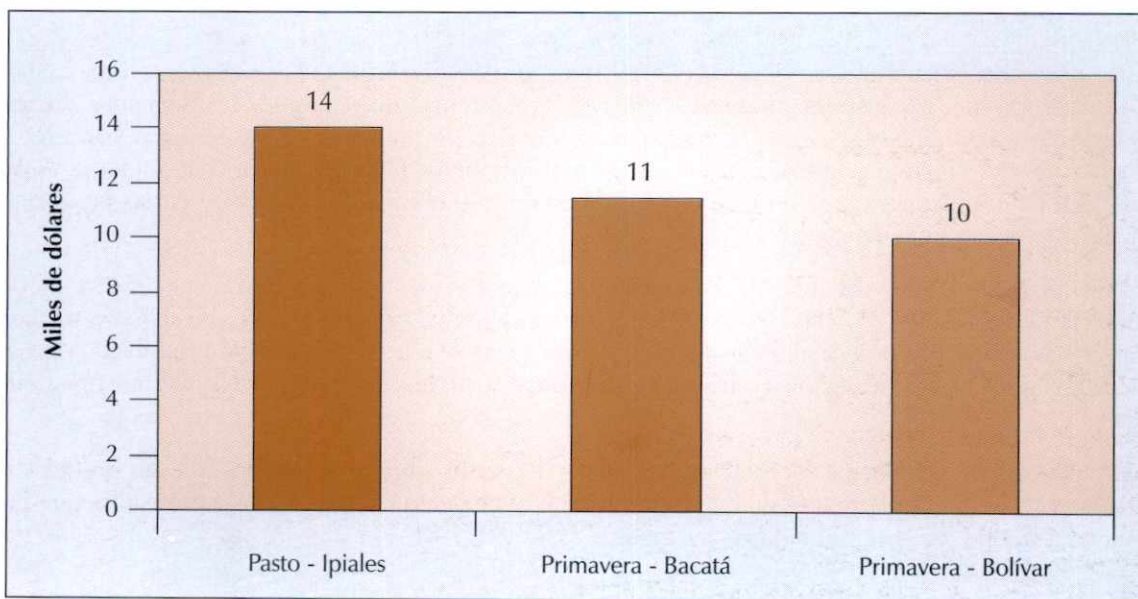
Gráfico 7.9
Costo de la gestión ambiental en construcción



Los costos más representativos para las tres líneas están determinados por la dimensión física en los programas de control de la erosión, en la dimensión biótica por el programa de reforestación y revegetalización y en la dimensión social por la implementación de programas como el reasentamiento de población.

Para las tres líneas no se contempla ningún costo por minorías étnicas, sin embargo deberá revisarse principalmente la línea Pasto - Ipiales en la cual físicamente se pueden encontrar resguardos no registrados en la base de datos actualmente utilizada por el modelo CGA.

Gráfico 7.10
Costos potenciales por km. de la gestión ambiental en construcción para las líneas de transmisión

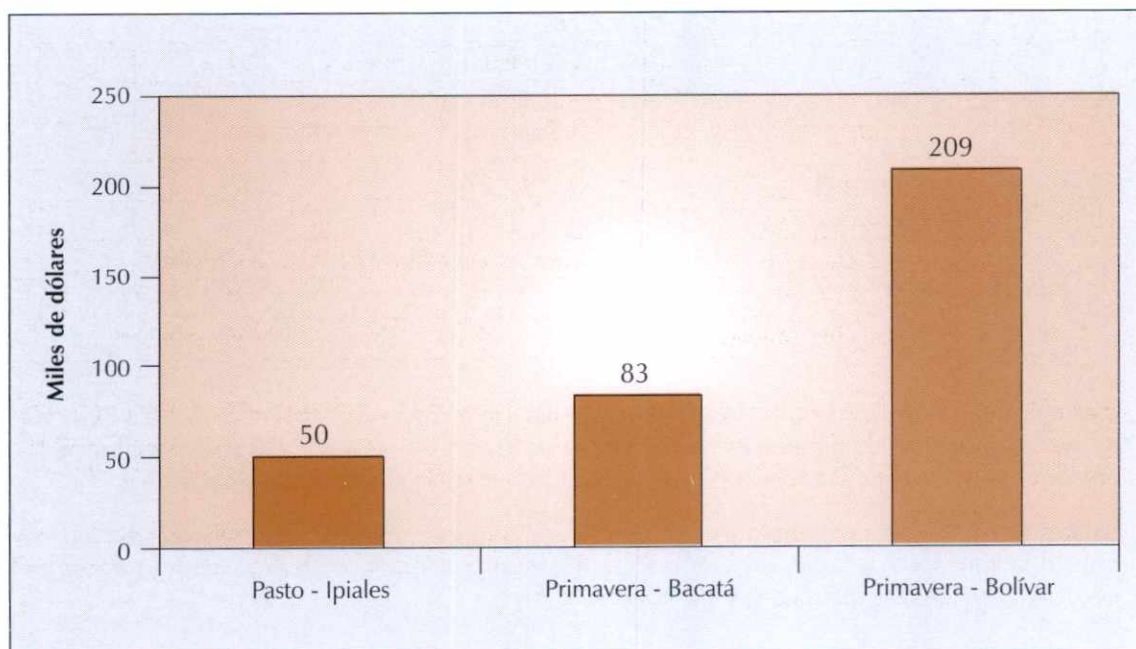


7.3.2 Costos potenciales en etapa de operación

En general los costos potenciales de gestión ambiental en operación son muy bajos ya que se consideran los programas más representativos como Relaciones con la comunidad, Coordinación interinstitucional, poda de árboles y el pago a la Autoridad Ambiental por la evaluación y seguimiento del plan de manejo ambiental, aún cuando para su cálculo se consideró el costo máximo.

Gráfico 7.11

Costos potenciales por km. de la gestión ambiental en operación para las líneas de transmisión



7.3.3 Indicadores de Impacto potenciales

Para las líneas de transmisión en construcción el indicador *complejidad cultural* presenta una calificación baja. Las variables que explican este indicador incluyen la existencia de diferentes comunidades sin referirse exclusivamente a comunidades negras o indígenas. Los costos de manejo de este impacto consisten en la implementación del programa de información y participación comunitaria y el manejo de minorías étnicas. El costo de este último plan de manejo no se incluye debido a que el modelo no registró en las bases de datos ningún resguardo o comunidad negra.

En general los indicadores de impacto registrados por el modelo en la etapa de operación se refieren a la parte biótica. Esto no indica que sólo se desarrollen programas de este tipo para hacer el respectivo tratamiento. Los impactos sociales que potencialmente pueden ocurrir en la etapa de construcción, también son tratados con medidas tanto en construcción como en operación y se refleja en la estructura de costos totales en operación.

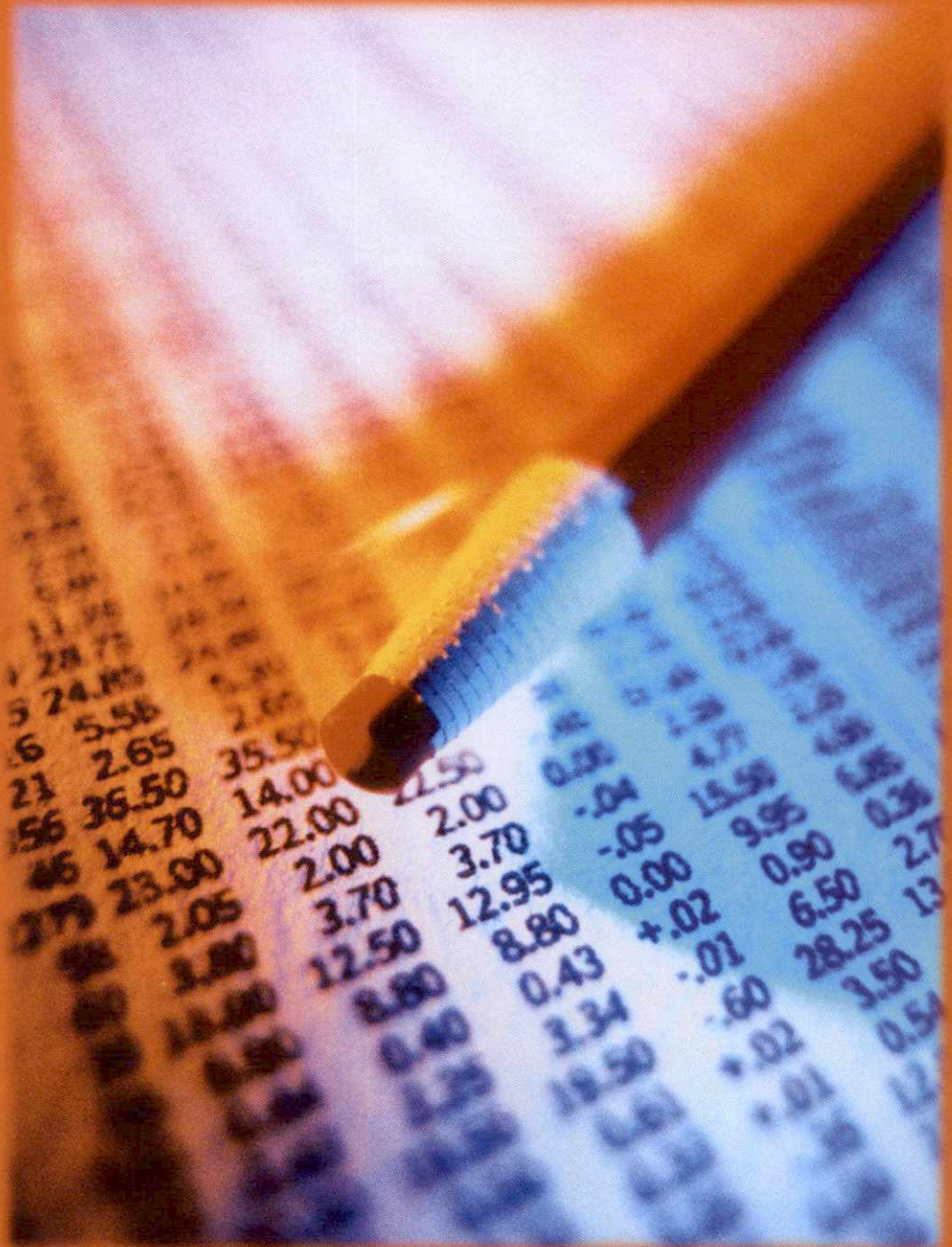
En los proyectos de generación hidroeléctrica y líneas de transmisión los resultados indican que el impacto *disminución del territorio potencial* es nulo. Esto indica que el proyecto no abarca zonas protegidas que pueden disminuir el territorio de las comunidades cercanas.

Notas aclaratorias

1. Para definir los costos potenciales de gestión ambiental por dimensiones, se utilizó la siguiente clasificación.

Costos	Planes de manejo
Costos físicos	Tratamiento de aguas
	Manejo de residuos sólidos Manejo de material particulado
	Monitoreo del ruido
	Estabilización y control de la erosión
Costos bióticos	Reforestación y revegetalización
	Salvamento de fauna (aplica para algunas hidroeléctricas)
	Salvamento de flora (aplica para algunas hidroeléctricas)
	Manejo y conservación de la fauna
Costos sociales	Información y participación comunitaria
	Reasentamiento de población
	Restitución de infraestructura productiva (sólo para hidroeléctricas)
	Rescate arqueológico
	Educación ambiental

2. Se habla de costos potenciales porque de acuerdo con el conocimiento del proyecto más a fondo, se podrá evitar su ocurrencia o el paso o instalación de un proyecto donde puede causar grandes afectaciones y así evitar incurrir en unos altos costos de gestión ambiental tanto en construcción como en operación.



Anexos

Cuadro A.1.

Descripción de eventos y disponibilidad de subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN

Línea asociada al subsistema	Voltaje [kV]	Long. [km]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
ESMERALDA - LA HERMOSA **	230	24.5	5	0.25	99.997%	5	0.25	5	0.25	0	0	-
COMUNEROS - MERILECTRICA 1	230	2.3	2	0.17	99.998%	2	0.17	2	0.17	0	0	CONEXIÓN
CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 1	230	42.0	19	59.57	99.320%	13	0.58	1	0.10	0	0	CONEXIÓN
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 1	230	8.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	CONEXIÓN
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 2	230	8.2	1	20.83	99.762%	0	0	0	0	0	0	CONEXIÓN
SAN MATEO CENS - COROZO ***	230	137.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	CONEXIÓN
CUCUTA (BELEN) - SAN MATEO CENS 1	230	8.5	2	3.63	99.959%	1	0.12	2	3.63	0	0	DISTASA
SAN MATEO CENS - TASAJERO 1	230	18.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	DISTASA
CIRCO - GUAVIO 1	230	109.5	2	0.15	99.998%	2	0.15	2	0.15	0	0	EEB
CIRCO - GUAVIO 2	230	109.8	8	0.72	99.992%	7	0.55	7	0.63	0	0	EEB
CIRCO - PARAISO 1	230	50.1	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
CIRCO - TUNAL 1	230	29.8	3	0.15	99.998%	3	0.15	3	0.15	0	0	EEB
GUAVIO - LA REFORMA 1 *	230	80.7	12	7.07	99.919%	11	0.63	10	0.53	0	0	EEB
GUAVIO - TUNAL 1	230	155.1	7	0.40	99.995%	7	0.40	7	0.40	0	0	EEB
LA GUACA - LA MESA 1	230	5.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
LA GUACA - LA MESA 2	230	5.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
LA GUACA - PARAISO 1	230	7.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
LA GUACA - PARAISO 2	230	7.5	1	4.05	99.954%	0	0	1	4.05	0	0	EEB
PARAISO - SAN MATEO EEB 1	230	33.9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
SAN MATEO EEB - TUNAL 1	230	14.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEB
TUNAL - LA REFORMA 1 *	230	75.0	8	6.07	99.931%	7	0.43	6	5.98	0	0	EEB
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 1	220	0.38	1	0.07	99.999%	1	0.07	1	0.07	0	0	EEPPM
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 2	220	0.38	4	1.55	99.982%	2	0.22	2	0.22	2	1.33	EEPPM
ANCON SUR - MIRAFLORES 1	220	20.0	5	13.48	99.846%	1	0.13	2	7.35	1	4.07	EEPPM
ANCON SUR - OCCIDENTE 1	220	28.3	4	3.67	99.958%	2	0.20	3	2.07	0	0	EEPPM
BARBOSA - PORCE II 1	220	52.0	2	0.13	99.998%	2	0.13	2	0.13	0	0	EEPPM
BARBOSA - EL SALTO EPM 1	220	44.3	3	2.55	99.971%	0	0	1	0.90	0	0	EEPPM
BARBOSA - GUADALUPE IV 1	220	51.4	5	6.77	99.923%	3	0.28	5	6.77	0	0	EEPPM
BARBOSA - GUATAPE 1	220	35.5	5	2.53	99.971%	3	0.08	4	0.80	1	1.73	EEPPM
BARBOSA - LA TASAJERA 1	220	14.6	3	0.60	99.993%	2	0.07	2	0.07	0	0	EEPPM
BARBOSA - MIRAFLORES 1	220	54.0	0	0.00	100%	0	0	0	0	0	0	EEPPM
BELLO - EL SALTO EPM 1	220	71.7	12	2.62	99.970%	8	0.55	9	1.98	1	0.35	EEPPM
ENVIGADO - GUATAPE 1	220	63.2	2	5.70	99.935%	0	0	1	3.47	1	2.23	EEPPM
ENVIGADO - OCCIDENTE 1	220	29.1	1	0.13	99.998%	1	0.13	1	0.13	0	0	EEPPM
ENVIGADO - ORIENTE 1	220	26.7	4	4.63	99.947%	0	0	1	0.30	1	2.12	EEPPM
GUADALUPE IV - EL SALTO EPM 1	220	8.8	4	1.38	99.984%	2	0.10	4	1.38	0	0	EEPPM
GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1	220	81.3	6	2.60	99.970%	4	0.22	6	2.60	0	0	EEPPM
GUATAPE - MIRAFLORES 1	220	51.3	4	28.08	99.679%	2	0.17	3	23.23	1	4.85	EEPPM
GUATAPE - ORIENTE 1	220	37.4	2	0.25	99.997%	1	0.05	2	0.25	0	0	EEPPM
GUATAPE - PLAYAS 1	220	21.2	1	0.03	100%	1	0.03	1	0.03	0	0	EEPPM
LA TASAJERA - BELLO 1	220	15.8	5	1.10	99.987%	2	0.08	3	0.25	0	0	EEPPM
OCCIDENTE - LA TASAJERA 1	220	23.0	3	0.45	99.995%	2	0.07	2	0.07	0	0	EEPPM
ORIENTE - PLAYAS 1	220	54.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EEPPM
ALTO ANCHICAYA - PANCE 1	230	53.7	1	0.08	99.999%	1	0.08	1	0.08	0	0	EPSA
ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1	230	54.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EPSA
JUANCHITO - PANCE 1	230	22.9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EPSA
JUANCHITO - SALVAJINA 1	230	63.1	6	0.33	99.996%	6	0.33	6	0.33	0	0	EPSA
PANCE - SALVAJINA 1	230	49.2	6	0.40	99.995%	6	0.40	6	0.40	0	0	EPSA
PANCE - YUMBO 1	230	26.7	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	EPSA
BARRANCA - BUCARAMANGA 1	230	99.4	4	1.62	99.982%	2	0.25	4	1.62	0	0	ESSA
BUCARAMANGA - LOS PALOS 1	230	36.0	3	1.60	99.982%	1	0.07	2	0.62	1	0.98	ESSA

Línea asociada al subsistema	Voltaje [kV]	Long. [km]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 1	230	129.5	5	0.35	99.996%	5	0.35	4	0.32	0	0	ISA
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 2	230	129.5	6	10.63	99.879%	5	0.32	4	0.28	1	10.32	ISA
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 1	230	107.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 2	230	107.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
BALSILLAS - LA MESA 1 *	230	27.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
BALSILLAS - NOROESTE 1 *	230	15.3	1	3.35	99.962%	0	0	1	3.35	0	0	ISA
BANADIA - CANO LIMON 1	230	86.5	9	0.60	99.993%	9	0.60	9	0.60	0	0	ISA
BANADIA - SAMORE 1	230	51.2	8	0.42	99.995%	8	0.42	8	0.42	0	0	ISA
BARRANCA - COMUNEROS 1	230	11.1	1	0.23	99.997%	0	0	1	0.23	0	0	ISA
BETANIA - IBAGUE (MIROLINDO) 1	230	206.0	4	2.30	99.974%	3	0.10	4	2.30	0	0	ISA
BETANIA - SAN BERNARDINO 1	230	144.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
BETANIA - SAN BERNARDINO 2	230	144.0	2	8.10	99.908%	0	0	0	0	1	1.00	ISA
CARTAGO - SAN MARCOS 1 *	230	147.9	6	1.92	99.978%	5	0.35	5	0.35	1	1.57	ISA
CERROMATOSO - URRÁ 1	230	84.5	3	0.20	99.998%	3	0.20	3	0.20	0	0	ISA
CERROMATOSO - URRÁ 2	230	84.6	2	0.17	99.998%	2	0.17	2	0.17	0	0	ISA
CHIVOR - SOCHAGOTA 1	230	119.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CHIVOR - SOCHAGOTA 2	230	119.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CHIVOR - TORCA 1	230	104.5	2	5.27	99.940%	1	0.03	1	0.03	1	5.23	ISA
CHIVOR - TORCA 2	230	104.5	2	4.13	99.953%	1	0.05	1	0.05	1	4.08	ISA
COMUNEROS - GUATIGUARA 1 *	230	99.5	4	0.28	99.997%	4	0.28	4	0.28	0	0	ISA
CUCUTA (BELENI) - TASAJERO 1 *	230	13.1	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
ESMERALDA - LA VIRGINIA 1	230	23.9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
ESMERALDA - LA VIRGINIA 2	230	23.9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
ESMERALDA - YUMBO 1	230	193.3	3	4.73	99.946%	2	0.07	2	0.07	0	0	ISA
ESMERALDA - YUMBO 2	230	193.3	7	5.13	99.941%	5	0.18	6	2.83	1	2.30	ISA
GUATAPE - JAGUAS 1	230	18.8	13	22.90	99.739%	6	0.48	9	1.60	4	21.30	ISA
GUATAPE - JAGUAS 2	230	14.5	2	0.25	99.997%	1	0.08	2	0.25	0	0	ISA
GUATAPE - LA SIERRA 1	230	65.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
GUATAPE - SAN CARLOS 1	230	35.7	6	1.02	99.988%	3	0.27	6	1.02	0	0	ISA
GUATIGUARA - BUCARAMANGA 1	230	13.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
GUAVIO - CHIVOR 1 *	230	23.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
GUAVIO - CHIVOR 2 *	230	22.8	5	10.72	99.878%	3	0.30	5	10.72	0	0	ISA
GUAVIO - TORCA 1 *	230	84.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
GUAVIO - TORCA 2 *	230	84.7	2	0.10	99.999%	2	0.10	2	0.10	0	0	ISA
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 1	230	86.4	6	2.78	99.968%	5	0.18	6	2.78	0	0	ISA
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 2	230	86.4	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
JAGUAS - MALENA 1	230	70.1	4	0.33	99.996%	3	0.17	4	0.33	0	0	ISA
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 1	230	188.0	1	0.80	99.991%	0	0	0	0	1	0.80	ISA
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2	230	188.0	3	0.05	99.999%	3	0.05	3	0.05	0	0	ISA
JUANCHITO - PAEZ 1	230	34.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
JUANCHITO - SAN MARCOS 1	230	21.5	3	2.12	99.976%	2	0.22	2	0.22	0	0	ISA
LA ENEA - ESMERALDA 1	230	32.9	1	4.73	99.946%	0	0	0	0	1	4.73	ISA
LA ENEA - SAN FELIPE 1	230	67.4	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
LA SIERRA - PRIMAVERA 1	230	60.1	6	0.27	99.997%	6	0.27	5	0.20	0	0	ISA
LA SIERRA - PURNIO 1	230	100.0	7	16.08	99.816%	5	0.28	6	15.88	0	0	ISA
LA VIRGINIA - CARTAGO 1 *	230	19.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
LA VIRGINIA - LA HERMOSA 1	230	26.9	1	0.02	100%	1	0.02	1	0.02	0	0	ISA
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 230 kV	230	162.6	1	0.17	99.998%	0	0	1	0.17	0	0	ISA
LOS PALOS - GUATIGUARA 1 *	230	26.0	4	11.17	99.873%	1	0.02	1	0.02	2	7.03	ISA
LOS PALOS - TOLEDO 1	230	79.4	1	0.05	99.999%	1	0.05	1	0.05	0	0	ISA
MALENA - PRIMAVERA 1	230	3.8	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
NOROESTE - LA MESA 1 *	230	40.4	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
NOROESTE - TORCA 1 *	230	19.6	1	0.08	99.999%	1	0.08	1	0.08	0	0	ISA

Anexo A

Línea asociada al subsistema	Voltaje [kV]	Long. [km]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
NOROESTE - TORCA 2 *	230	19.8	3	0.23	99.997%	3	0.23	3	0.23	0	0	ISA
OCAÑA - LOS PALOS 1	230	160.5	1	3.98	99.955%	0	0	0	0	0	0	ISA
PLAYAS - PRIMAVERA 1	230	104.0	7	6.90	99.921%	6	0.37	6	0.37	0	0	ISA
PRIMAVERA - COMUNEROS 1	230	112.3	4	0.23	99.997%	4	0.23	4	0.23	0	0	ISA
PRIMAVERA - COMUNEROS 2	230	101.7	2	0.18	99.998%	2	0.18	2	0.18	0	0	ISA
PURNIO - NOROESTE 1	230	101.6	4	0.13	99.998%	4	0.13	4	0.13	0	0	ISA
PURNIO - NOROESTE 2	230	101.7	1	0.02	100%	1	0.02	1	0.02	0	0	ISA
SAMORE - TOLEDO 1	230	44.6	1	0.02	100%	1	0.02	1	0.02	0	0	ISA
SAN BERNARDINO - PAEZ 1	230	116.0	2	0.38	99.996%	0	0	2	0.38	0	0	ISA
SAN CARLOS - ESMERALDA 1	230	193.7	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SAN CARLOS - ESMERALDA 2	230	193.7	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SAN CARLOS - LA SIERRA 1	230	66.0	1	6.68	99.924%	0	0	1	6.68	0	0	ISA
SAN CARLOS - PURNIO 1	230	91.3	3	0.13	99.998%	3	0.13	2	0.12	0	0	ISA
SAN FELIPE - ESMERALDA 1	230	97.4	1	0.57	99.994%	0	0.00	0	0	0	0	ISA
SAN FELIPE - LA MESA 1	230	78.8	3	0.30	99.997%	3	0.30	3	0.30	0	0	ISA
SAN FELIPE - LA MESA 2	230	78.8	2	24.57	99.720%	1	0.03	1	0.03	0	0	ISA
SAN MATEO CENS - OCAÑA 1	230	120.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 1	230	150.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 2	230	158.1	1	0.07	99.999%	1	0.07	1	0.07	0	0	ISA
SOCHAGOTA - PAIPA 1	230	5.3	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SOCHAGOTA - PAIPA 2	230	5.3	1	0.07	99.999%	1	0.07	1	0.07	0	0	ISA
TASAJERO - LOS PALOS 1 *	230	101.7	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
URABA - URRÁ 1	230	51.0	1	0.08	99.999%	1	0.08	1	0.08	0	0	ISA
YUMBO - SAN BERNARDINO 1	230	122.6	2	22.92	99.738%	0	0	1	0.22	0	0	ISA
YUMBO - SAN MARCOS 1	230	6.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
EL COPEY - VALLEDUPAR 1	220	80.0	15	1.07	99.988%	15	1.07	15	1.07	0	0	TRANSELCA
FUNDACION - EL COPEY 1	220	60.0	1	0.03	100%	1	0.03	1	0.03	0	0	TRANSELCA
FUNDACION - SANTA MARTA 1	220	86.0	3	0.10	99.999%	3	0.10	3	0.10	0	0	TRANSELCA
FUNDACION - SANTA MARTA 2	220	86.0	10	0.58	99.993%	10	0.58	10	0.58	0	0	TRANSELCA
GUAJIRA - CUESTECITAS 1	220	95.0	8	17.18	99.804%	5	0.47	7	16.15	1	1.03	TRANSELCA
GUAJIRA - CUESTECITAS 2	220	95.0	7	0.57	99.994%	6	0.32	7	0.57	0	0	TRANSELCA
GUAJIRA - SANTA MARTA 1	220	92.0	9	1.42	99.984%	7	0.67	8	0.97	1	0.45	TRANSELCA
GUAJIRA - SANTA MARTA 2	220	92.0	7	0.82	99.991%	6	0.63	7	0.82	0	0	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 1	220	45.7	1	0.03	100%	1	0.03	1	0.03	0	0	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 2	220	43.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 3	220	43.0	1	2.05	99.977%	0	0	0	0	1	2.05	TRANSELCA
NUEVA BARRANQUILLA - TEBSA 1	220	23.5	4	8.87	99.899%	1	0.15	2	0.33	2	8.53	TRANSELCA
SABANALARGA - TERNERA 1	220	80.0	7	1.80	99.979%	5	0.55	5	0.68	2	1.12	TRANSELCA
SABANALARGA - TERNERA 2	220	80.0	2	2.03	99.977%	0	0	1	0.28	1	1.75	TRANSELCA
SABANALARGA - FUNDACION 1	220	92.6	6	1.63	99.981%	4	0.38	5	0.57	1	1.07	TRANSELCA
SABANALARGA - FUNDACION 2	220	92.6	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 1	220	38.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 2	220	38.2	1	1.65	99.981%	0	0	0	0	1	1.65	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 3	220	38.2	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1	220	3.2	4	36.98	99.578%	0	0	1	0.33	0	0	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 2	220	3.2	5	34.37	99.608%	1	0.03	2	0.37	0	0	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - TERNERA 1	220	3.2	12	49.58	99.434%	5	0.38	7	2.37	0	0	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - TERNERA 2	220	3.2	7	59.40	99.322%	2	0.08	3	0.28	0	0	TRANSELCA
TERMOFLORES - N. BARRANQUILLA 1	220	7.4	3	1.80	99.979%	2	0.12	1	0.03	1	1.68	TRANSELCA
TERMOFLORES - N. BARRANQUILLA 2	220	7.4	4	13.02	99.851%	2	0.12	1	0.03	1	12.25	TRANSELCA
VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1	220	110.0	0	0	100%	0	0	0	0.00	0	0	TRANSELCA
CERROMATOSO - SAN CARLOS 1	500	209.6	3	3.10	99.965%	2	0.18	2	0.18	1	2.92	ISA
CERROMATOSO - SAN CARLOS 2	500	229.0	5	0.42	99.995%	5	0.42	5	0.42	0	0	ISA
CHINU - CERROMATOSO 1	500	131.0	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CHINU - CERROMATOSO 2	500	132.0	4	1.03	99.988%	3	0.17	3	0.17	1	0.87	ISA
SABANALARGA - CHINU 1	500	183.0	3	0.33	99.996%	2	0.13	3	0.33	0	0	ISA
SABANALARGA - CHINU 2	500	185.0	4	0.20	99.998%	4	0.20	4	0.20	0	0	ISA
SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1	500	212.9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 500 kV	500	166.8	5	0.38	99.996%	5	0.38	5	0.38	0	0	ISA

* Línea con multipropiedad.

** Dos circuitos de 24.5 km c/u: uno propiedad de CHEC y otro propiedad de ISA.

*** Se contabiliza la longitud de los dos circuitos.

El propietario mayoritario se determinó de acuerdo al agente que conserva la propiedad del mayor porcentaje de la longitud total de la línea.

Para activos de conexión particular, no se detalla el agente propietario.

Cuadro A.2.
Descripción de eventos y disponibilidad de subsistemas eléctricos definidos a partir de los transformadores de uso

Transformador asociado al subsistema	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
CERROMATOSO T1	500/230/13.8	360	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SABANA T1	500/230/34.5	450	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SABANA T2	500/230/34.5	450	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SABANA T3	500/230/34.5	450	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SAN CARLOS T1	500/230/34.5	225	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SAN CARLOS T2	500/230/34.5	450	1	0.33	99.996%	0	0	1	0.33	0	0	ISA
SAN CARLOS T3	500/230/34.5	450	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
SAN CARLOS T4	500/230/34.5	450	3	0.68	99.992%	1	0.12	3	0.68	0	0	ISA
SAN MARCOS T1	500/230/34.5	450	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
LA VIRGINIA T1	500/230/34.5	450	1	0.133	0.999985%	1	0.133	1	0.133	0	0	ISA

Cuadro A.3.
Descripción de eventos y disponibilidad del subsistema eléctrico definido a partir del SVC S/E Chinú

Compensador asociado al subsistema	Voltaje [kV]	Capacidad [MVar]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
SVC Chinú	500	250 / -150	18	7.22	99.918%	16	0.85	17	4.57	1	2.65	ISA

Cuadro A.4.
Descripción de eventos y disponibilidad de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las compensaciones capacitivas

Capacitor asociado al subsistema	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA]	Indisponibilidad Total			Even. < 10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
CAP. PARALELO B1 S/E CAÑO LIMON	34.5	6	6	0.72	99.992%	5	0.40	5	0.57	0	0	ISA
CAP. PARALELO B2 S/E CAÑO LIMON	34.5	3	5	0.57	99.994%	4	0.25	5	0.57	0	0	ISA
CAP. PARALELO B3 S/E CAÑO LIMON	34.5	3	5	0.57	99.994%	4	0.25	5	0.57	0	0	ISA
CAP. PARALELO B4 S/E CAÑO LIMON	34.5	3	5	0.57	99.994%	4	0.25	5	0.57	0	0	ISA
CAP. PARALELO B1 S/E CUESTECITAS	230	40.7	1	0.03	99.9996%	1	0.03	1	0.03	0	0	ISA
CAP. PARALELO B1 S/E FUNDACIÓN	230	39.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
CAP. PARALELO B2 S/E FUNDACIÓN *	230	20	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	TRANSELCA
CAP. PARALELO B1 S/E S. MARCOS	230	72	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B2 S/E S. MARCOS	230	72	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B3 S/E S. MARCOS	230	72	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B4 S/E S. MARCOS	230	72	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B1 S/E S. BERNARDINO	230	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B2 S/E S. BERNARDINO	230	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. PARALELO B3 S/E S. BERNARDINO	230	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. SERIE L. ESMEYUMBO 1 S/E S. MARCOS	230	66	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
CAP. SERIE L. ESMEYUMBO 2 S/E S. MARCOS	230	66	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA

* Existe un tercer banco de igual capacidad

Cuadro A.5.
Descripción de eventos y disponibilidad de los subsistemas eléctricos definidos
a partir de las compensaciones inductivas

Reactor asociado al subsistema	Voltaje [kV]	Capacidad [MVAR]	Indisponibilidad Total			Even. <10 min		Descon. Forzada		Consig. Emerg.		Propietario Mayoritario
			Num. Eventos	Indisp. [h]	Disp. [%]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	Num. Eventos	Indisp. [h]	
RTOR. DE BARRA 1 S/E BANADIA	230	12.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. DE BARRA 1 S/E CUESTECITAS	230	20	1	0.03	99.9996%	1	0.03	1	0.03	0	0	ISA
RTOR. DE BARRA 1 S/E JAMONDINO	230	12.5	1	0.07	99.999%	1	0.07	1	0.07	0	0	ISA
RTOR. DE BARRA 2 S/E JAMONDINO	230	12.5	1	0.07	99.999%	1	0.07	1	0.07	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : SAMORE - (en) BANADIA	230	12.5	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : CERROMATOSO - (en) CHINU	500	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : CERROMATOSO - (en) CHINU	500	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : CHINU - (en) CERROMATOSO	500	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : CHINU - (en) CERROMATOSO	500	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : CHINU - (en) SABANALARGA	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : CHINU - (en) SABANALARGA	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : SABANALARGA - (en) CHINU	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : SABANALARGA - (en) CHINU	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : S. CARLOS - (en) CERROMATOSO	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : S. CARLOS - (en) CERROMATOSO	500	84	4	12.23	99.860%	1	0.03	2	1.60	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : CERROMATOSO - (en) S. CARLOS	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 2 : CERROMATOSO - (en) S. CARLOS	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : LA VIRGINIA - (en) S. CARLOS	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : S. CARLOS - (en) LA VIRGINIA	500	84	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. LINEA 1 : S. MARCOS - (en) LA VIRGINIA	500	60	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 S/E CERROMATOSO	34.5	35	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 S/E CERROMATOSO	34.5	35	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 S/E CHINU	34.5	35	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 S/E CHINU	34.5	35	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 S/E OCAÑA	7.98	9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 S/E OCAÑA	7.98	9	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 B3 S/E S. CARLOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 B3 S/E S. CARLOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 3 B4 S/E S. CARLOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 4 B4 S/E S. CARLOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 B2 S/E S. MARCOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 B2 S/E S. MARCOS	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 1 B2 S/E LA VIRGINIA	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA
RTOR. TERCIARIO 2 B2 LA VIRGINIA	34.5	50	0	0	100%	0	0	0	0	0	0	ISA

Metodología de Planeamiento del STN

Para el desarrollo de la revisión del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional se consideran los criterios de planeamiento de índole técnica y económica definidos en la normatividad regulatoria vigente, conforme a los lineamientos definidos en la Ley. Adicionalmente, estos criterios así como la metodología de planeamiento son discutidos en las sesiones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión –Capt– de la Upme.

Marco Legal y Regulatorio

La ley 143 de 1994 o “Ley Eléctrica”, establece en el Artículo 12, capítulo 3 que:

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

En el Artículo 18 se establece que “compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución”.

Por otra parte, el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, como parte del Código de Redes (resolución Creg 025 de 1995), especifica los criterios y estándares del tipo de información requerida y los procedimientos para suministrarla a la Unidad de Planeación Minero Energética –Upme–, con el objeto de que ésta elabore el Plan de Expansión de Referencia.

Así mismo establece para los transportadores los criterios y estándares para la ejecución del planeamiento de detalle. Lo anterior aplica para el desarrollo del sistema interconectado a tensiones iguales o superiores a 220 kV, denominado Sistema de Transmisión Nacional –STN–, y que deben ser considerados por los Usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas. Adicionalmente, las resoluciones Creg 051 de 1998, 004 de 1999 y 022 de 2001 establecen los mecanismos para llevar a cabo la expansión del STN.

Criterios de Planeamiento

A partir del marco legal y regulatorio los criterios aplicables por la Upme para la revisión del Plan de Expansión de Referencia son los siguientes:

- Horizonte de planeamiento

Para el análisis del Plan de Expansión de Transmisión se han considerado tres periodos: 2001 – 2005, 2006 – 2010 y 2011 – 2015. En el primero de éstos se llevan a cabo los estudios del sistema de transmisión de manera rigurosa para encontrar la red óptima, por cuanto se considera que las alternativas de generación para este periodo están definidas en su gran mayoría y se establece la necesidad de obras de expansión. Para los dos

periodos siguientes, se realizan análisis del comportamiento del sistema de transmisión, de acuerdo a la ubicación futura de nuevos proyectos de generación y a la evolución de la demanda; por esta razón se presenta solamente la visión de la red para dichos periodos.

Calidad

En operación normal la tensión en las barras de carga a 220 kV y 230 kV no debe ser inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%. Igualmente, la tensión en las barras a nivel de 500 kV no debe ser inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 105%.

En operación normal no se permiten sobrecargas en los elementos del STN. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad.

Seguridad

Se debe garantizar que:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.

Confiabilidad

Respecto a este criterio, el sistema debe garantizar que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia – VERP– sea inferior al 1% medido en barras del STN. Para calcular el VERP se asignan índices de indisponibilidad a cada línea y transformador del STN utilizando la información de indisponibilidades contenida en la base de datos que administra el CND, de acuerdo a lo estipulado en las resoluciones 061 y 062 de 2000, no se consideran las indisponibilidades por eventos programados ni por atentados. El Valor Esperado de la Energía no Suministrada –EENS– se valora con el costo incremental de racionamiento de energía.

Descripción del Problema a Resolver

Se considera como función objetivo la minimización de los costos de operación, inversión y pérdidas del sistema, lo cual implica la reducción o eliminación de las restricciones y las pérdidas mediante obras que tengan costos menores a estas.

Evaluación Económica

Se definen los beneficios obtenidos por la entrada de un proyecto de expansión, los cuales se calculan evaluando la diferencia entre los costos de operación del sistema con y sin el proyecto de expansión definido. Finalmente estos beneficios se confrontan con los costos de operación para determinar si llevar a cabo la obra es más apropiado que continuar asumiendo el problema que se pretende solucionar.

ANEXO

C

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL ATRASO DEL TERCER CIRCUITO 500 KV



Evaluación del Impacto del Atraso del Tercer Circuito a 500 kV

En este anexo se presenta la transcripción de la presentación efectuada por el CND a la Upme y al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión en una de sus sesiones ordinarias.

Introducción

El aplazamiento de la apertura de las convocatorias UPME 01-2001 y UPME 02-2001 para ejecutar las líneas a 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera y Primavera – Bacatá con sus obras asociadas, obligan a determinar los efectos que el atraso de este proyecto, previsto inicialmente para entrar en operación en el primer trimestre de 2005, tiene en el comportamiento del sistema en cuanto a la evolución de las generaciones de seguridad.

Supuestos

- Se considera el restablecimiento total del SIN, es decir, red en condiciones normales.
- Se involucra la entrada de los proyectos previstos hasta diciembre del 2010, según el escenario LP1.
- Se analizaron períodos de demanda máxima, media y mínima en cada una de las áreas en las cuales entran proyectos.
- Se utilizó el pronóstico de crecimiento de demanda realizada por la UPME para el periodo 2005 – 2010, en su proyección de enero de 2001.
- Se analizan los proyectos Primavera - Bacatá 500 kV y Primavera - Ocaña - Copey - Bolívar 500 kV de forma independiente.
- Para la evaluación económica se consideró el cálculo de los precios de referencia establecidos en la resolución 034 del 2001.

Escenario de Precios

Los escenarios de costo empleados en el Plan de expansión 2000 – 2015 tuvieron en cuenta las posibles condiciones de monopolio y competencia que se podían presentar antes y después del levantamiento de una restricción al ejecutar un proyecto de transmisión, como se muestra en los cuadros C.1 y C.2.

Cuadro C.1.
Precios para condiciones de monopolio vs. competencia

Proyecto	Escenario	Precio sin el Proyecto	Precio con el proyecto
Costa	S3	4 veces el costo de combustible	4 veces el costo de combustible
	S4	3 veces el costo de combustible	3 veces el costo de combustible
	S5	2 veces el costo de combustible	2 veces el costo de combustible
Oriental	S3	1.5 veces el valor del agua	1.5 veces el valor del agua
	S4	1.2 veces el valor del agua	1.2 veces el valor del agua

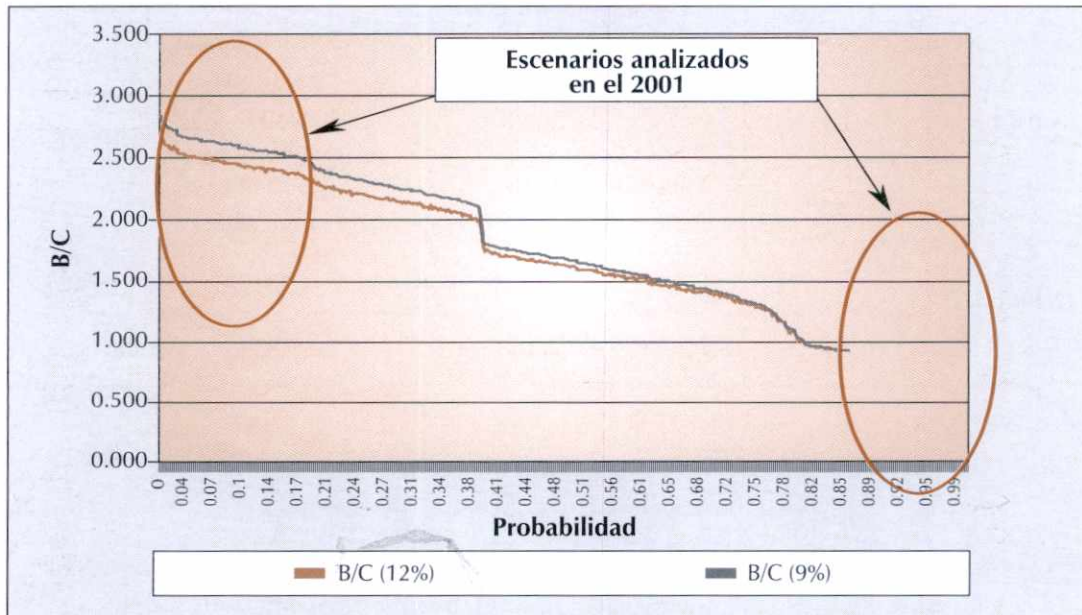
Cuadro C.2.
Precios sin considerar condiciones de monopolio

Proyecto	Escenario	Precio sin el Proyecto	Precio con el proyecto
Costa	S1	Cuatro veces el costo de combustible	Dos veces el costo de combustible
	S2	Tres veces el costo de combustible	Dos veces el costo de combustible
Oriental	S1	1.5 veces el costo de agua	Su valor de agua
	S2	1.2 veces el valor del agua	Su valor de agua

Como resultado de los análisis considerando los anteriores escenarios, el documento en mención presentó la gráfica C.1 que muestra la distribución de probabilidad acumulada de la relación beneficio costo (B/C) del proyecto para tasas de descuento del 9% y del 12%. Se observa que la probabilidad de que la relación beneficio costo sea mayor que uno (1) es del 78% aproximadamente, lo que implícitamente sugiere un riesgo del 22% de obtener tal relación.

Para propósitos de evaluar el proyecto ante el cambio en la forma de liquidar las reconciliaciones positivas y negativas a los generadores, con la entrada en vigencia de la resolución Creg 034/2001, el CND consideró para sus análisis sin condiciones de monopolio el escenario de precios relacionado en la tabla C.3, consistente con esta resolución.

Gráfico C.1.
Distribución de probabilidad acumulada del B/C proyecto Costa e Interior
considerando condiciones climáticas



Cuadro C.3.
Escenario de precios 2001

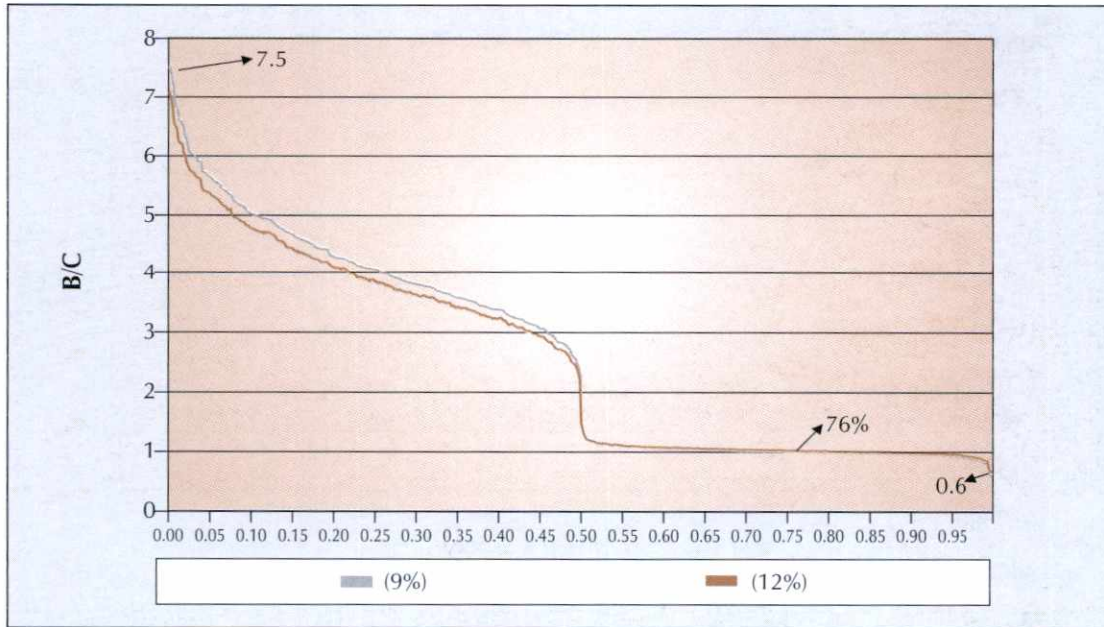
PLANTA	Precio de Ref. (P.R) {\$/Kwh}	Costo Comb (C.C) {\$/Kwh}	P.R/C.C
Paipa 3-4	61.12	12.8	5
Tasajer 1	57.73	14.2	4
Paipa 1-2	62.55	16.8	4
Barranca 1-5	106.87	32.8	3
Merieléctrica	86.09	44.3	2
Palenque 3	111.07	49.0	2
Tebasa Total	69.93	27.9	3
Proelectrica 1-2	71.79	32.6	2
Termoflores I-II-III	84.56	41.9	2
Termogujaira 1-2	81.47	39.1	2
T-Cartagena 1-2	92.40	43.4	2
Bqlla 3-4	83.85	47.0	2
Candelaria 1-2	80.94	39.5	2
Termocentro -1	69.16	49.9	1
T Sierra 1	69.62	48.9	1
Termodorada 1	86.64	48.4	2
Termovalle 1	76.77	38.8	2
Zipa 2-3-4-5	57.86	13.4	4
Yumbo 3	85.03	24.2	4

Resultados obtenidos

Para los casos analizados se tuvo en cuenta la expansión de generación LP1, la entrada del proyecto de 500 kV dividido en los tramos Costa y Bogotá en los años 2005 y 2006, y se realizó una sensibilidad a los costos de inversión entre el 40% y el 60% por encima de los costos unitarios aprobados para unidades constructivas del STN.

Los gráficos C.2 y C.3 presentan la distribución de probabilidad acumulada de la relación beneficio costo del proyecto Bogotá con fecha de entrada en los años 2005 y 2006, respectivamente. Se observa que existe un 76% y un 80% de probabilidad de que la relación beneficio costo sea superior a uno (1) en cada caso.

Gráfico C.2.
Distribución de probabilidad acumulada del B/C del proyecto Bogotá para el año 2005



Las gráficas C.4 y C.5 presentan la distribución de probabilidad acumulada de la relación beneficio costo del proyecto Costa con fecha de entrada en los años 2005 y 2006, respectivamente. Se observa que existe un 60% y un 62% de probabilidad de que la relación beneficio costo sea superior a uno (1) en cada caso.

Gráfico C.3.
Distribución de probabilidad acumulada del B/C del proyecto Bogotá para el año 2006

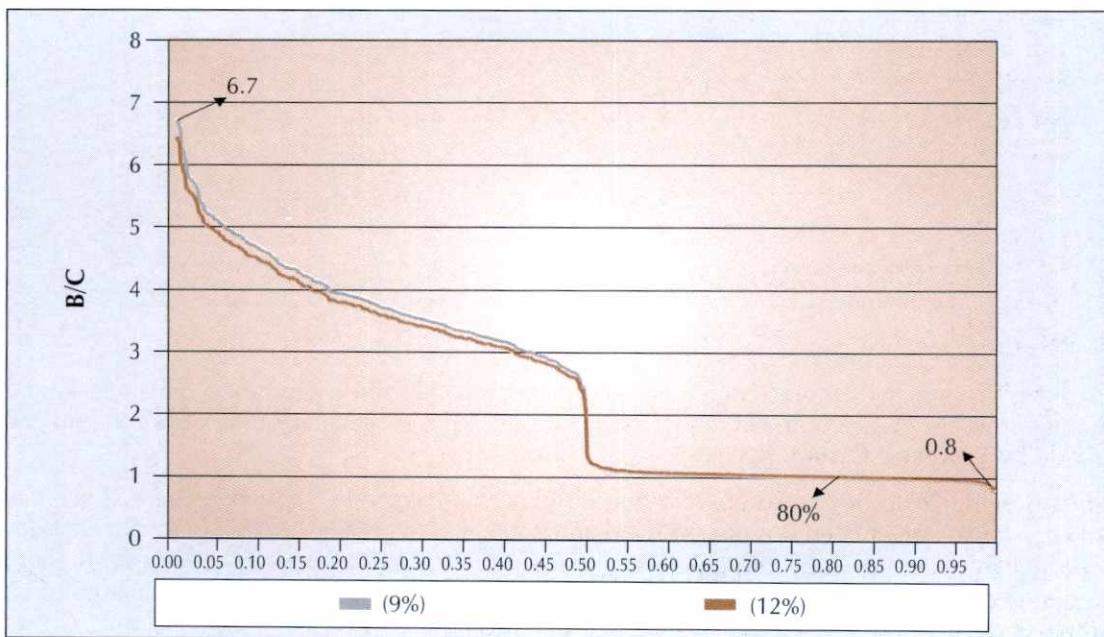


Gráfico C.4.
Distribución de probabilidad acumulada del B/C del proyecto Costa para el año 2005

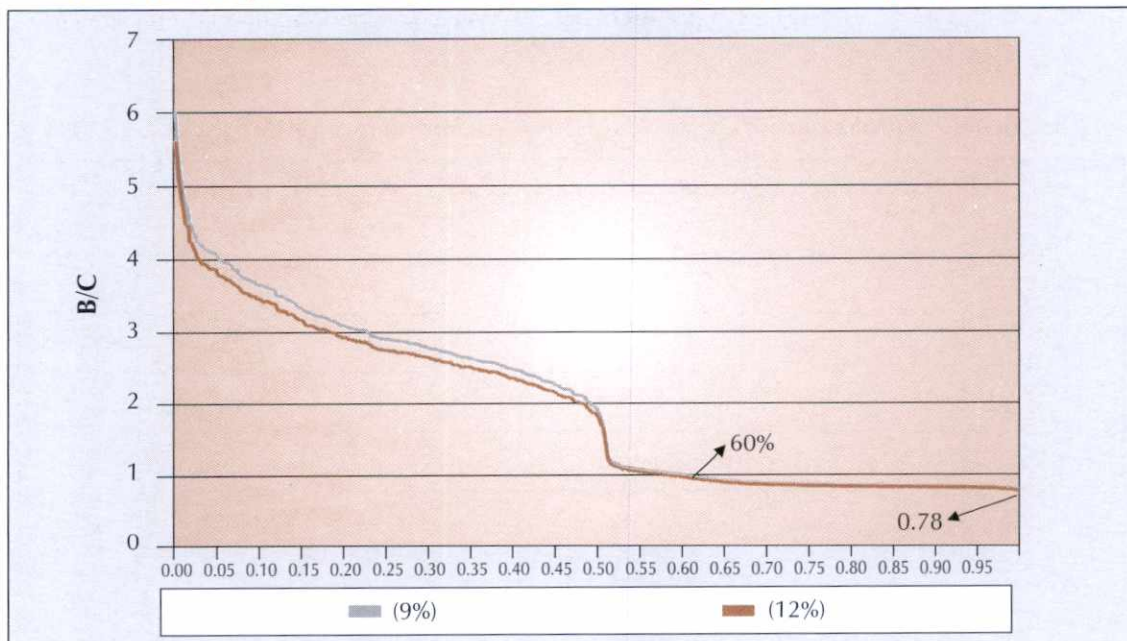
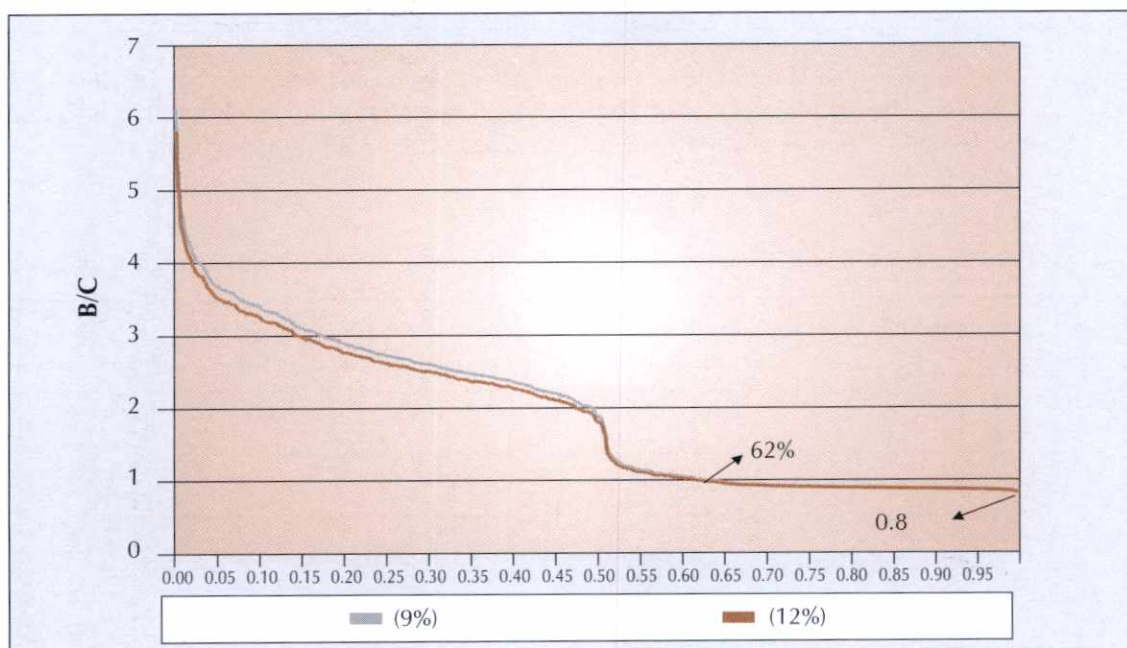


Gráfico C.5.
Distribución de probabilidad acumulada del B/C del proyecto Costa para el año 2006



Con un análisis complementario a la determinación de la probabilidad de ocurrencia de la relación beneficio costo de cada proyecto, se determinó el requerimiento de unidades de generación en cada zona sin considerar la entrada de los proyectos Costa y Bogotá.

Para el caso del área de Bogotá se observó que el número de unidades requeridas para la generación de seguridad en la zona, aumenta en dos unidades del año 2006 al 2007. Sin embargo, la probabilidad de que el número de unidades se encuentre disponible se reduce de 43% a 30% en estos mismos años. También se encontró que si el proyecto no entra en operación, se presentarían racionamientos en esta área los cuales se muestran el cuadro C.4.

Tabla C.4. Racionamiento área Bogotá

	2009	2010
Racionamiento punta [MW]	130	200
Racionamiento energía [MWh]	94,770	145,800
Racionamiento (millones de dólares)	16.2	24.9

Nota: Valorado al costo del primer escalón de racionamiento, US\$ 27.8 millones de dólares en el 2005.

Para el área de la Costa se observó que el número de unidades requeridas para la generación de seguridad en la zona, aumenta en dos unidades del año 2006 al 2007. Sin embargo, a diferencia del área de Bogotá, existe un buen margen de unidades que pueden suplir la generación de seguridad en la zona.

Comentarios

- La valoración de los proyectos depende sustancialmente del valor usado en las ofertas, así como los supuestos de competencia.
- El área Oriental presenta un alto uso de unidades de generación para cubrir la seguridad.
- La probabilidad asociada a que este número de unidades esté disponible es en el 2006 del 43% y en el 2007 del 30%.
- El área Oriental presenta sin este proyecto adicionalmente, un racionamiento en los años 2009 de 130 MW de 200MW para el 2010.
- En el área Caribe se observa que existe un buen margen de unidades para cubrir generación de seguridad

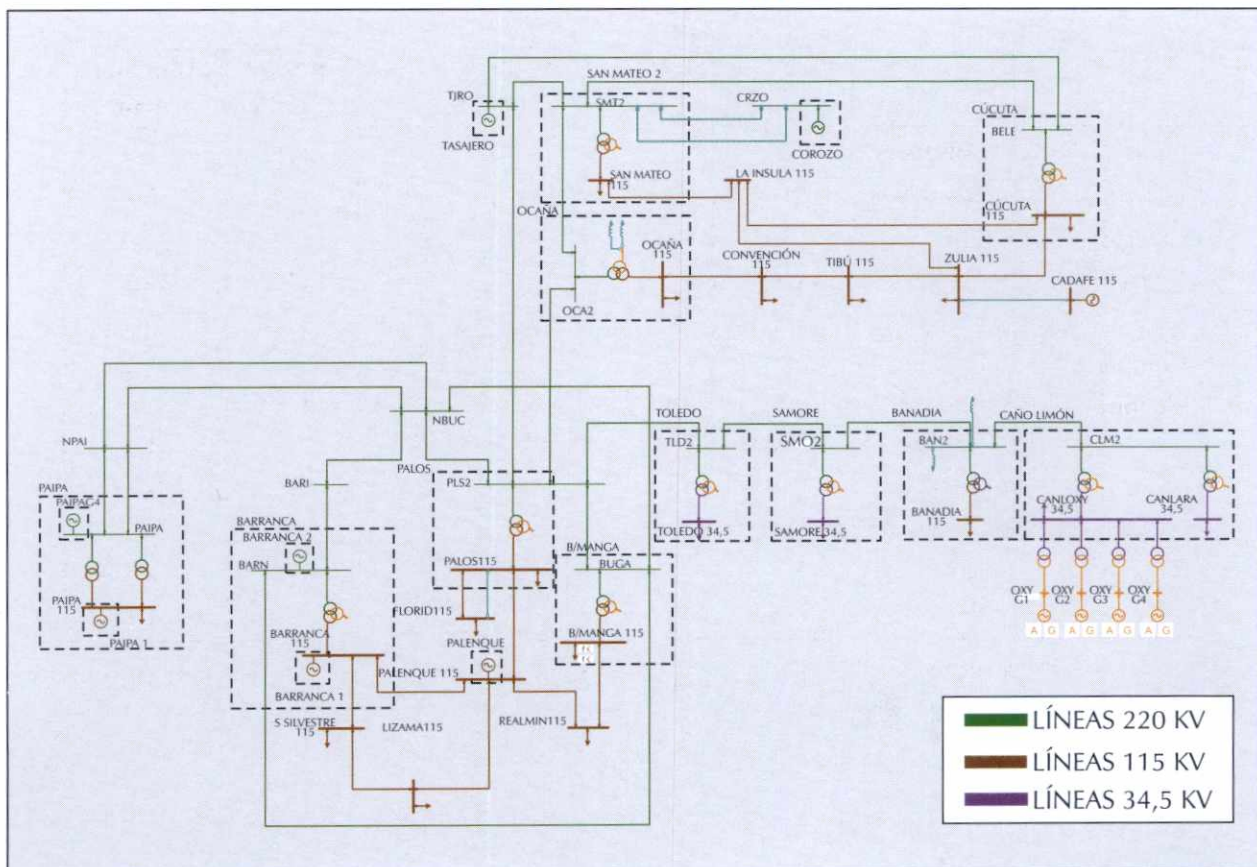
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

Cuadro D.1.
Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
La Insula	Cucuta	2002	1	-	115	9.6
La Insula	Zulia	2002	1	-	115	26.8

La gráfica D.1 muestra la red al año 2005 del sistema de Centrales Eléctricas de Norte de Santander.

Gráfica D.1.
Red eléctrica del sistema CENS



CODENSA S.A. E.S.P.

Cuadro D.2.
Subestaciones proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Chicala	2001	115 / 11.4	SDL	Bogotá
Chia	2003	115 / 34.5 - 11.4	SDL	Bogotá
Compartir	2003	115 / 11.4	SDL	Soacha
Gorgonzola *	2005	115 / 11.4	SDL	Chia

Cuadro D.3.
Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Noroeste	2004	3	230	115	13.8	168	168	60
Tunal	2004	3	230	115	13.8	168	168	60

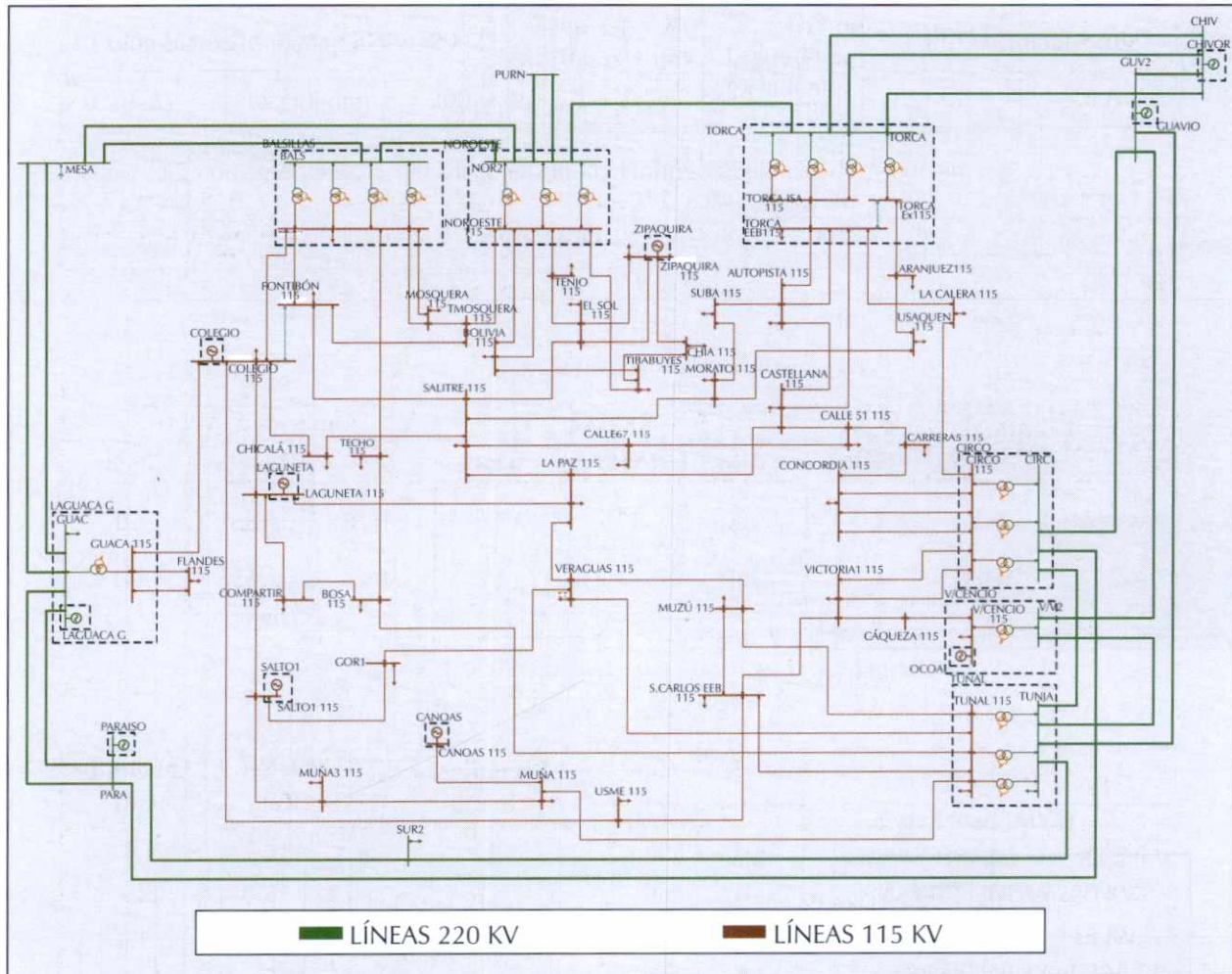
Cuadro D.4.
Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Balsillas	Mosquera	2001	2	-	115	4.5
Noroeste	Tibabuyes	2001	1	-	115	3.5
Colegio	Chicala	2001	1	Colegio - Salitre	115	37.9
Chicala	Salitre	2001	1		115	14.5
Bosa	Compartir	2003	1	Bosa - Laguneta	115	13.7
Compartir	Laguneta	2003	1		115	13.7
Tibabuyes	Chia	2003	1	Tibabuyes - Zipaquira	115	14
Chia	Zipaquira	2003	1		115	13
Muña	Tunal	2004	1	Muña - San Carlos	115	16.2
Tunal	San Carlos	2004	1		115	10.2
Gorgonzola	Salto	2005	1	-	115	24
Gorgonzola *	Veraguas	2005	1	-	115	2.8

* El circuito Gorgonzola - Veraguas 115 kV, corresponde a la conversión del circuito preexistente Gorgonzola - Veraguas 57.5 kV.

La gráfica D.2 muestra la red al año 2005 del sistema de Codensa.

Gráfica D.2.
Red eléctrica del sistema CODENSA



ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA S.A. E.S.P.

Cuadro D.5.
Subestaciones proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Nueva Baranoa	2001	115 / 13.8	SDL	Baranoa
Candelaria	2001	230 / 110	SDL	Cartagena
Nueva Cospique	2001	110 / 13.8	SDL	Cartagena
Puerta de Oro	2004	110 / 13.8	SDL	B/quilla

Cuadro D.6.
Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Candelaria	2001	1	230	-	110	100	-	100

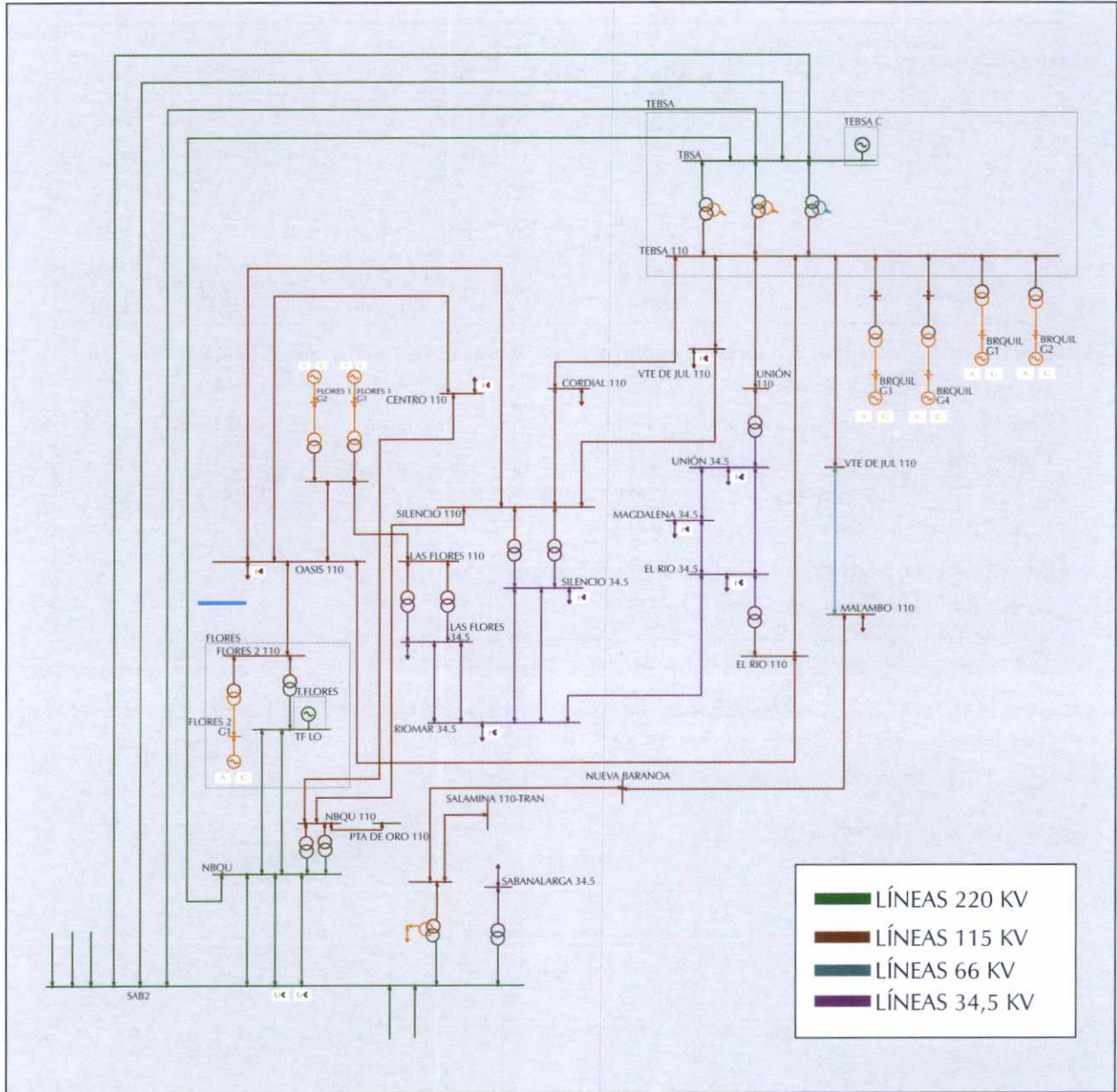
Cuadro D.7.
Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Malambo	Nueva Baranoa	2000	1	Malambo - Sabanalarga	110	20
Nueva Baranoa	Sabanalarga	2000	1		110	18
Candelaria	Nueva Cospique	2001	1	-	110	6
Candelaria	Nueva Cospique	2001	1	-	110	6
Urra	Tierra Alta *	2001	1	-	110	4
Nueva B/quilla	Silencio	2004	1	-	110	3
Nueva B/quilla	Centro	2004	1	-	110	3
Nueva B/quilla	Puerta de Oro	2005	1	-	110	8

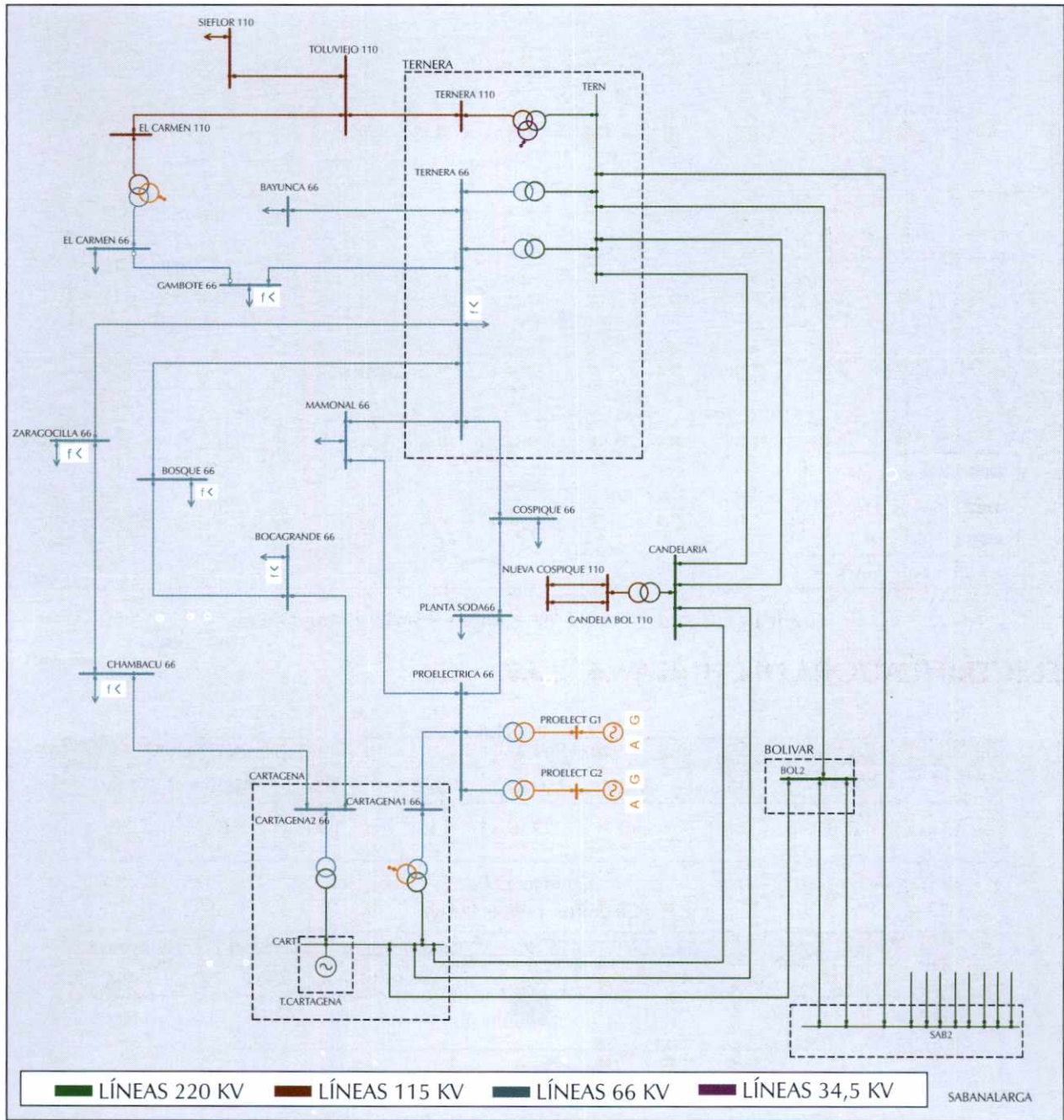
* Corresponde a un tramo adicional de línea para completar el circuito Urra - Tierra Alta 110 kV.

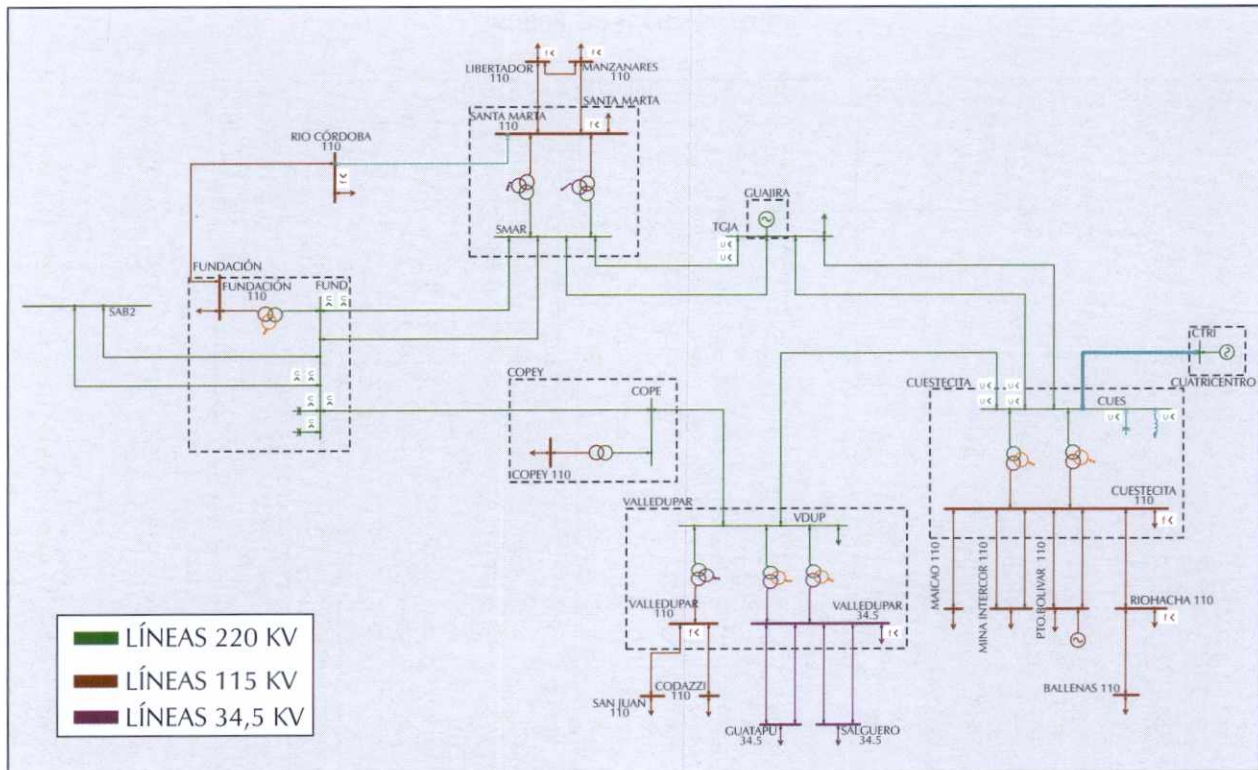
Las gráficas D.3, D.4 y D.5 corresponden a las redes eléctricas de las zonas del Atlántico, Bolívar y Guajira-Cesár-Magdalena, respectivamente, de los sistemas de Electricaribe y Electrocosta.

Gráfica D.3. Red eléctrica del Atlántico



Gráfica D.4.
Red eléctrica de Bolívar





Gráfica D.5. Red eléctrica de Guajira, Cesar y Magdalena

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

Cuadro D.8.

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Betania	2001	2	230	115	13.8	180	180	36

Cuadro D.9.

Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Altamira	Pitalito	2001	1	-	115	40
Altamira	Betania	2002	1	-	115	85
Altamira	Betania	2002	2	-	115	85

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.

Cuadro D.10.

Circuitos proyectados

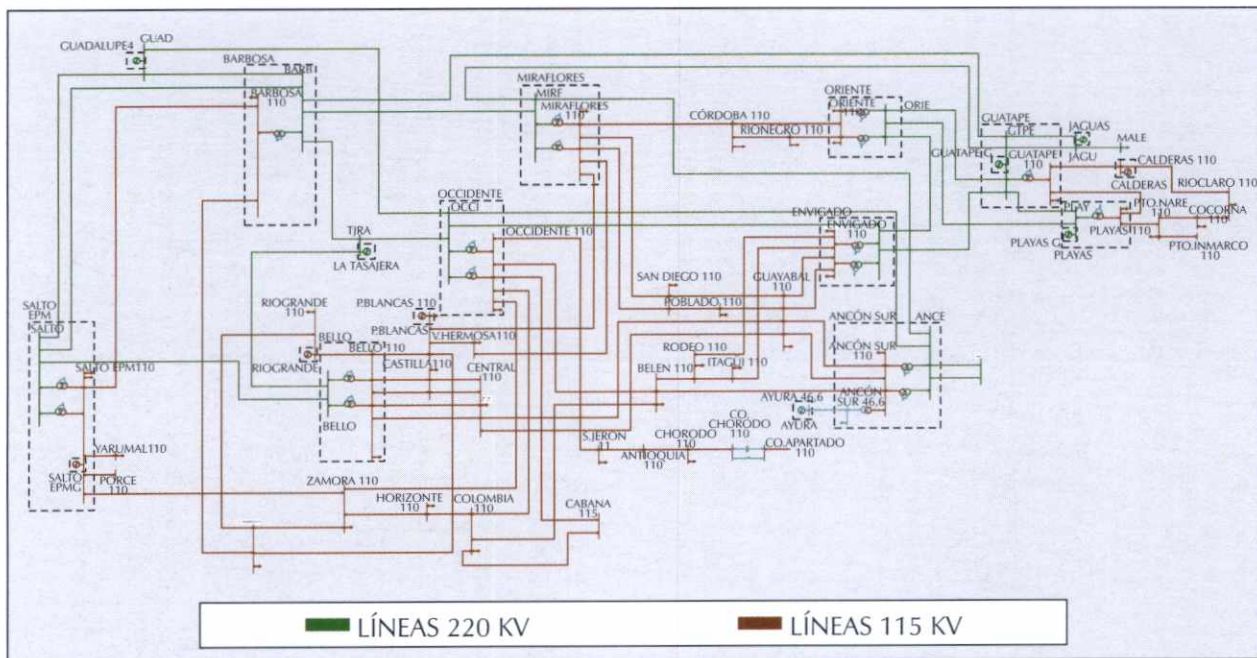
De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Mirolindo	El Papayo	2004	2	-	115	4.5

Cuadro D.12.
Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Colombia	Cabaña	2002	1	Colombia-Occidente	115	12.8
Cabaña	Occidente	2002	1		115	5.8

La gráfica D.7 corresponde a la red eléctrica de las Empresas Públicas de Medellín.

Gráfica D.7.
Red eléctrica de Empresas Públicas de Medellín



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.

Cuadro D.13.
Subestaciones proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Jamundi	2006	115 / 34.5	STR - SDL	Jamundi
Tulua	2006	220 / 115	STR - SDL	Tulua

Cuadro D.14.
Transformadores de conexión proyectados

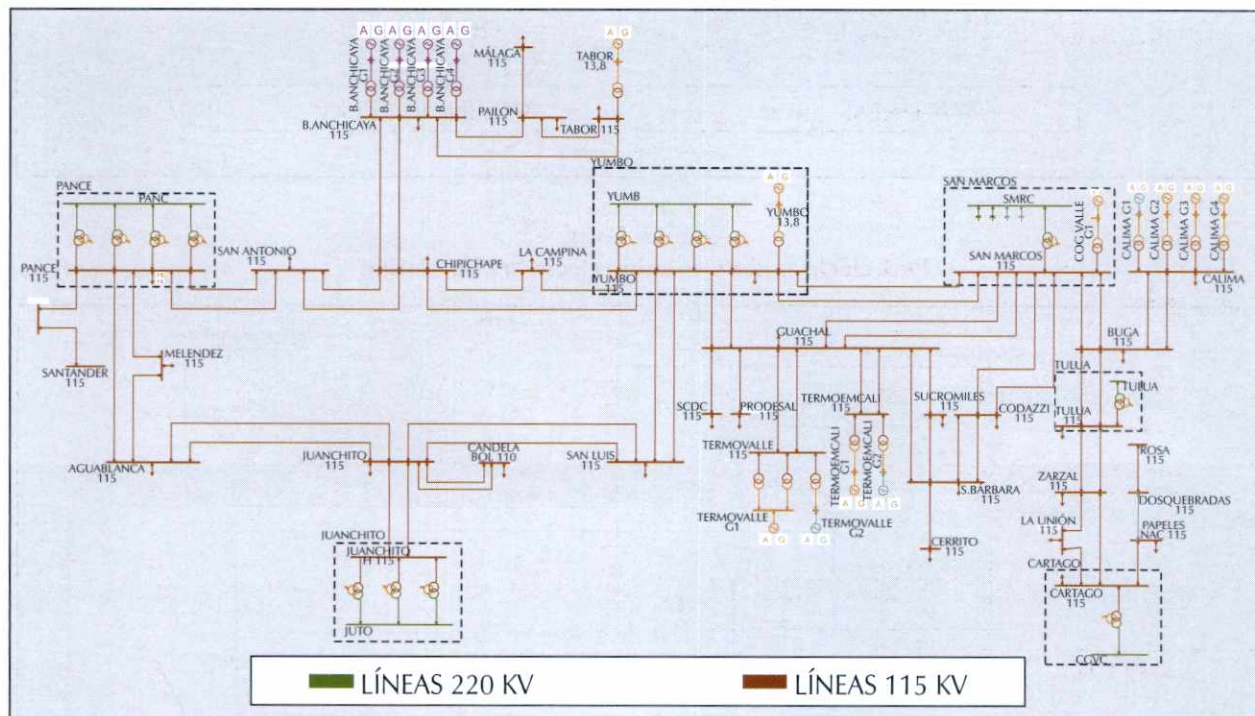
Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Tulua	2006	1ro	220	115	13.2	168	168	60

Cuadro D.7.3.
Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Candelaria	Juanchito	2005	2	-	115	17.4
Pance	Jamundi	2006	1	Pance - Santander	115	14
Jamundi	Santander	2006	1		115	28.9

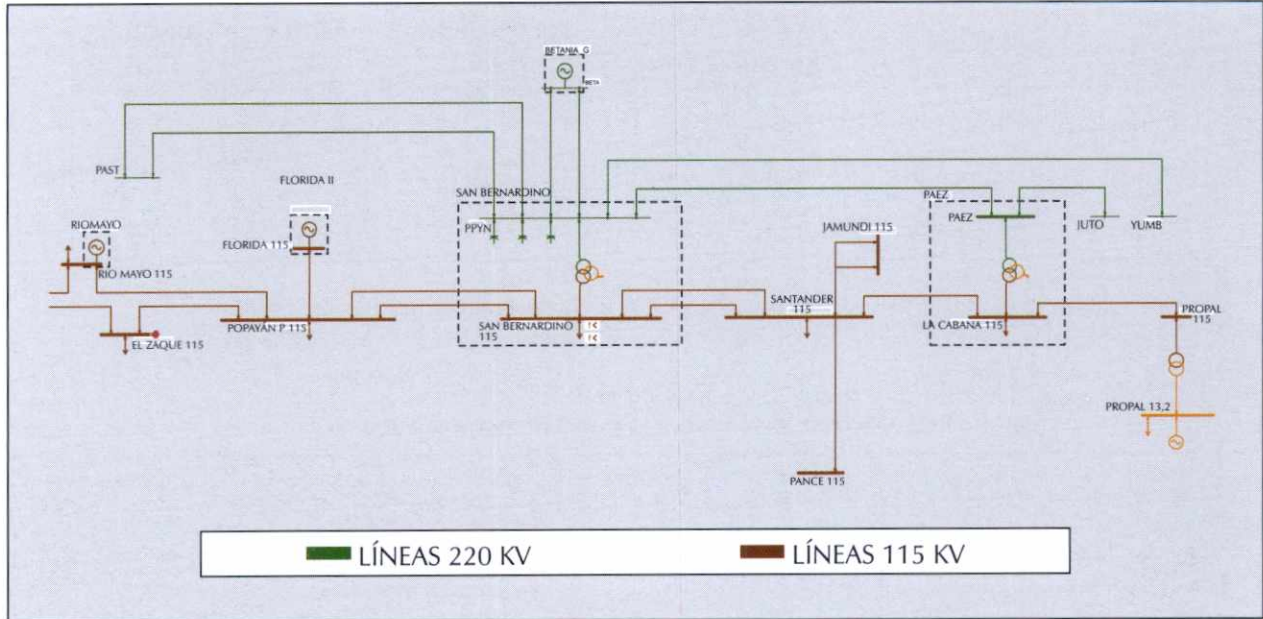
La gráfica D.8 corresponde a la red eléctrica de la Empresa de Energía del Pacífico –EPSA.

Gráfica D.8.
Red eléctrica de la Empresa de Energía del Pacífico

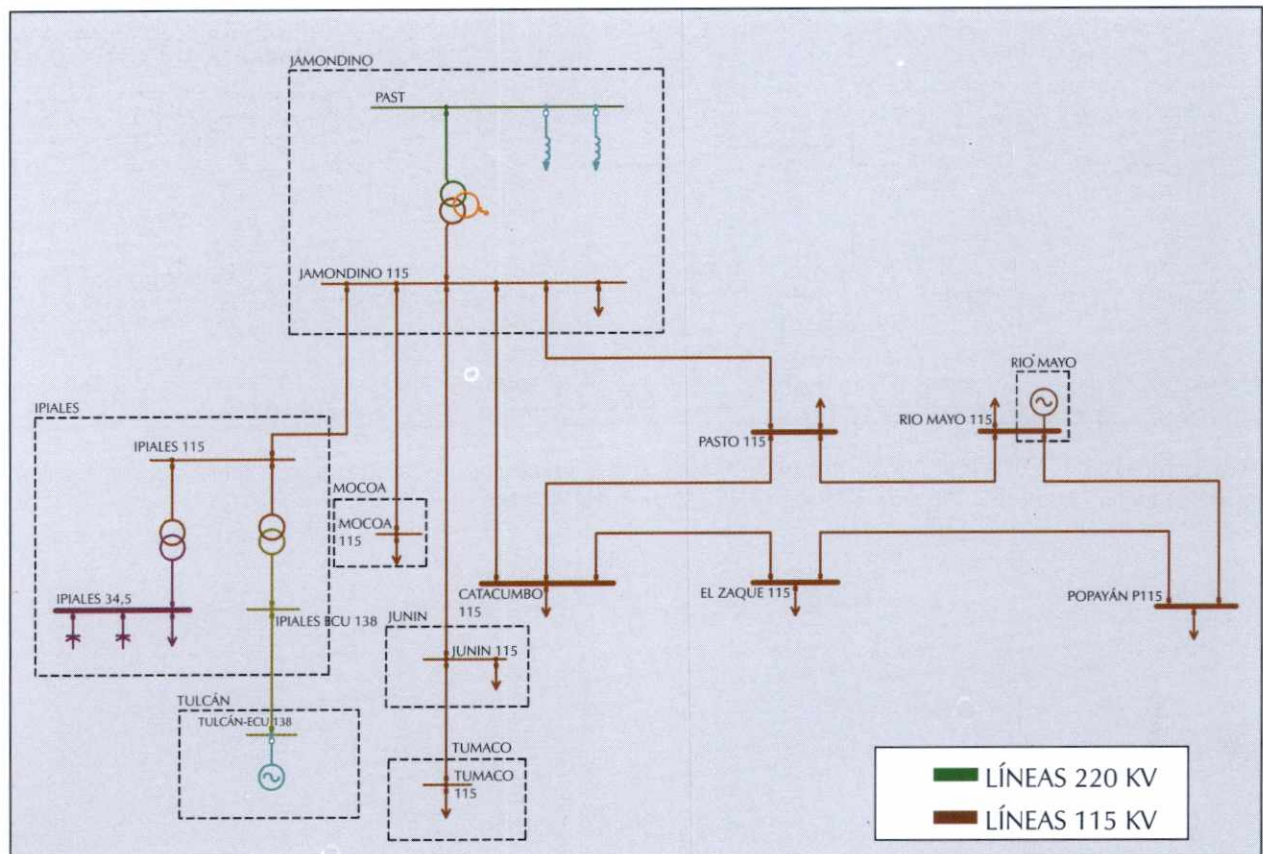


Las gráficas D.9, D.10 y D.11 corresponden a las redes eléctricas de las Centrales Eléctricas del Cauca, Centrales Eléctricas de Nariño y la Central Hidroeléctrica de Caldas.

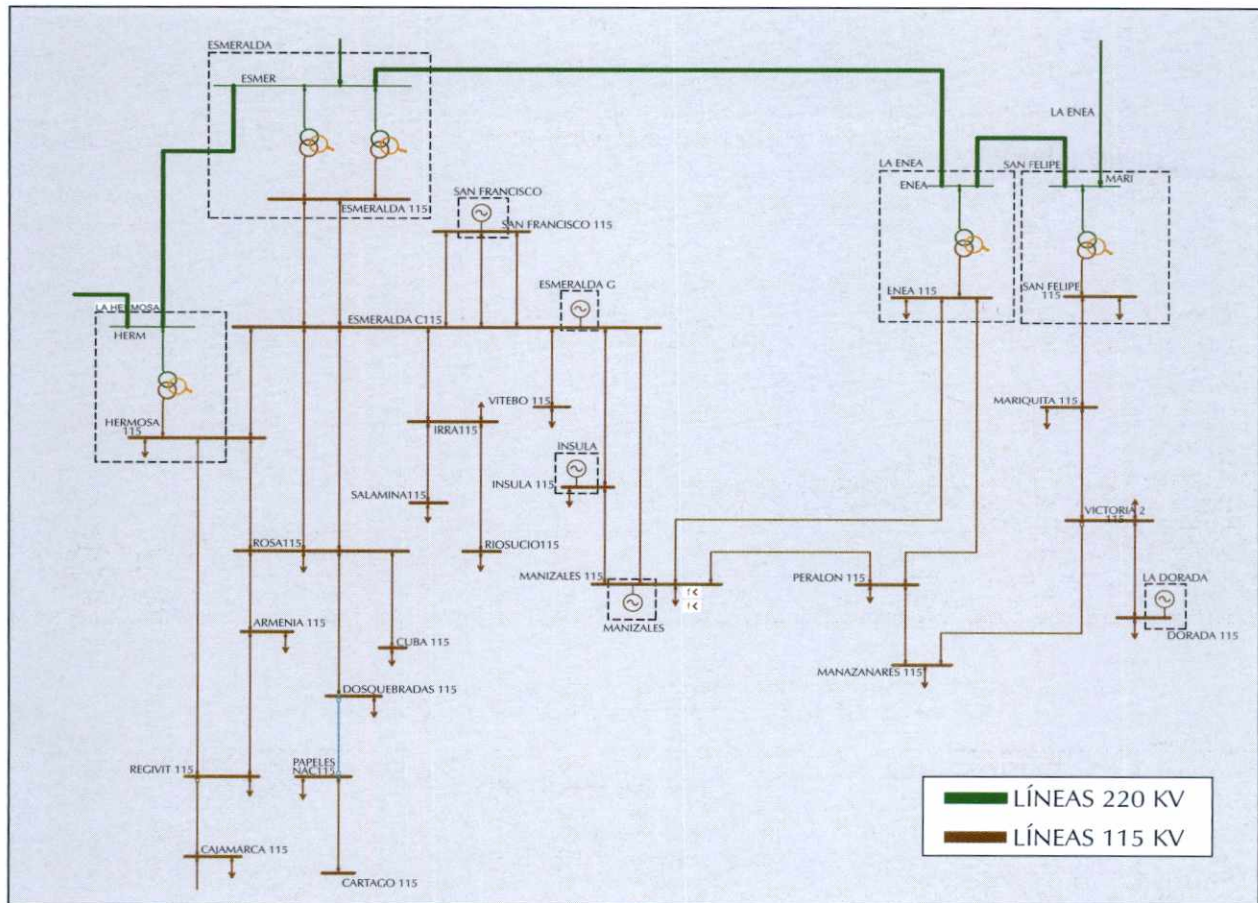
Gráfica D.9.
Red eléctrica de Centrales Eléctricas del Cauca



Gráfica D.10.
Red eléctrica de Centrales Eléctricas de Nariño



Gráfica D.11.
Red eléctrica de Centrales Hidroeléctricas de Caldas



ANEXO

E

NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN



Cuadro E.1.
Nivel de corto circuito en las subestaciones del STN

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (Ib)					
		2001		2005		2010	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bolívar	500	-	-	4,67	4,32	4,67	4,32
Chinú	500	7,20	7,85	7,72	8,26	7,72	8,26
Cerromatoso	500	7,93	8,05	8,86	8,68	8,87	8,68
Copey	500	-	-	4,89	4,31	4,89	4,31
Ocaña	500	-	-	5,62	4,65	5,62	4,65
Primavera	500	-	-	12,57	10,83	12,58	10,84
Sabana	500	7,78	8,92	8,21	9,31	8,21	9,31
San Carlos	500	11,18	11,88	14,08	14,34	14,09	14,34
San Marcos	500	5,13	4,60	5,23	4,66	5,23	4,66
Bacatá	500	-	-	7,38	6,84	7,40	6,85
Virginia	500	6,70	5,85	7,03	6,02	7,03	6,02
Alto Anchicayá	220	9,22	9,31	9,68	9,85	9,68	9,85
Ancón EPPM	220	17,96	15,88	18,08	15,94	18,08	15,94
Ancón ISA	220	17,91	15,79	18,03	15,85	18,03	15,85
Balsillas	220	14,88	13,68	16,37	14,95	16,43	14,99
Banadia	220	1,63	1,77	1,67	1,80	1,67	1,80
Barbosa	220	19,22	17,76	19,28	17,76	19,28	17,77
Comuneros	220	9,13	9,62	9,93	10,27	9,94	10,27
Barranca	220	8,21	8,36	8,82	8,81	8,82	8,81
Belén	220	4,22	4,66	5,21	5,47	5,21	5,47
Betania	220	7,87	9,73	7,88	9,84	7,88	9,84
Bello	220	13,37	13,58	13,39	13,59	13,39	13,59
Bolívar	220	-	-	15,59	15,96	15,59	15,96
Bucaramanga	220	7,45	6,86	8,43	7,46	8,43	7,46
Candelaria	220	16,73	20,27	17,92	21,54	17,92	21,54
Cartagena	220	16,13	18,65	17,34	19,94	17,34	19,94
Cartago	220	8,89	8,56	8,91	8,59	8,91	8,60
Chivor	220	25,18	28,25	25,88	28,84	28,07	32,16
Circo	220	14,02	12,54	18,95	17,35	19,10	17,44
Caño Limón	220	1,30	1,43	1,31	1,44	1,31	1,44
Cerromatoso	220	7,44	8,90	7,67	9,13	7,67	9,13
Copey	220	3,30	2,74	7,25	8,23	7,25	8,23
Corozo	220	1,98	2,13	1,98	2,13	1,98	2,13
Cuatricentenario	220	2,64	2,84	2,64	2,84	2,64	2,84
Cuestecitas	220	3,54	3,82	4,17	4,31	4,17	4,31

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (Ib)					
		2001		2005		2010	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Enea	220	9,57	8,04	9,45	7,98	9,45	7,98
Envigado	220	14,75	13,03	14,81	13,06	14,81	13,06
Esmeralda	220	17,67	16,84	17,12	16,31	17,12	16,31
Fundación	220	6,70	5,72	8,32	7,03	8,32	7,03
Guatapé	220	28,09	29,41	28,52	29,74	28,52	29,75
Guaca	220	19,72	20,83	20,90	21,82	20,98	21,88
Guadalupe	220	17,45	20,68	17,49	20,72	17,49	20,72
Guavio	220	27,39	30,74	28,57	31,79	29,48	32,61
La Hermosa	220	11,22	9,27	11,13	9,21	11,13	9,21
Ibagué	220	5,99	4,77	6,07	4,81	6,08	4,81
Jaguas	220	17,62	17,05	17,90	17,27	17,90	17,27
Juanchito	220	12,54	11,44	12,33	11,32	12,33	11,32
La Sierra	220	17,16	17,26	17,62	17,62	17,62	17,63
Malena	220	11,97	10,25	14,92	13,31	14,93	13,32
San Felipe	220	13,83	11,05	13,42	11,15	13,43	11,15
Merielectrica	220	8,83	9,40	9,56	9,99	9,57	10,00
La Mesa	220	19,81	19,68	21,05	20,70	21,13	20,75
Miel	220	-	-	12,49	12,96	12,49	12,96
Miraflores	220	15,82	13,83	15,89	13,87	15,90	13,87
Nueva Barranquilla	220	16,01	15,18	17,78	17,10	17,78	17,10
Nueva Bucaramanga	220	9,50	8,90	11,05	9,89	11,06	9,89
Noroeste	220	19,26	17,64	23,12	21,97	23,26	22,07
Nueva Paipa	220	9,18	8,49	9,32	8,58	9,37	8,62
Ocaña	220	2,49	2,33	6,90	7,87	6,90	7,87
Occidente	220	16,61	14,79	16,67	14,82	16,67	14,82
Oriente	220	13,55	11,64	13,63	11,69	13,64	11,69
Paez	220	7,09	5,74	7,06	5,74	7,06	5,74
Pailón	220	-	-	5,14	3,97	5,14	3,97
Paipa	220	8,70	8,92	8,81	8,99	8,84	9,02
Pance	220	13,18	12,39	12,96	12,27	12,96	12,27
Paraiso	220	18,42	18,93	19,56	19,81	19,63	19,86
Pasto	220	2,68	2,26	2,69	2,26	2,69	2,26
Playas	220	14,77	14,28	14,99	14,44	14,99	14,44
Palos	220	8,07	7,87	9,59	8,91	9,59	8,91
Porce II	220	16,95	19,56	16,98	19,59	16,99	19,59

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (lb)					
		2001		2005		2010	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Popayán	220	7,06	5,58	7,08	5,59	7,08	5,59
Purnio	220	16,81	11,85	17,10	12,32	17,12	12,33
Primavera	220	15,06	14,19	21,26	22,66	21,27	22,66
Sabana	220	22,39	25,04	24,09	26,55	24,09	26,55
San Carlos	220	31,01	38,65	34,01	41,90	34,02	41,92
El Salto	220	16,00	16,58	16,04	16,61	16,04	16,61
Salvajina	220	7,89	7,91	7,83	7,87	7,83	7,87
Santa Marta	220	5,10	4,75	5,71	5,13	5,71	5,13
Samoré	220	2,04	2,12	2,10	2,17	2,10	2,17
San Marcos	220	15,98	16,18	15,71	15,98	15,71	15,98
San Mateo (Cúcuta)	220	4,20	4,57	5,29	5,47	5,29	5,47
Bacatá	220	-	-	19,97	21,59	20,09	21,69
San Mateo (Bogotá)	220	11,00	8,63	11,84	9,07	11,89	9,09
Tebsa	220	21,96	25,30	23,11	26,27	23,12	26,27
Termocentro	220	13,38	13,36	17,54	18,00	17,55	18,01
Tenera	220	16,83	20,57	18,04	21,91	18,04	21,91
Termoflores	220	14,32	14,14	16,19	16,87	16,19	16,87
Termoguajira	220	6,35	7,66	7,06	8,29	7,06	8,29
Tasajera	220	17,07	17,19	17,13	17,23	17,13	17,23
Tasajero	220	4,84	5,53	5,94	6,49	5,94	6,50
Toledo	220	2,70	2,68	2,82	2,77	2,82	2,77
Torca	220	18,91	17,34	24,05	23,41	24,31	23,59
Túlua	220	-	-	6,06	4,71	6,06	4,71
Tunal	220	13,17	11,47	14,93	12,62	15,01	12,66
Urabá	220	3,00	3,19	3,01	3,20	3,01	3,20
Urrá	220	6,03	7,44	6,10	7,51	6,10	7,51
Valledupar	220	2,59	2,71	4,42	4,42	4,42	4,42
Virgina	220	15,02	15,23	15,08	15,26	15,08	15,26
Reforma	220	7,25	6,20	7,45	6,32	7,49	6,34
Yumbo	220	16,85	16,94	16,11	16,29	16,11	16,29

ANEXO

F

COSTOS INDICATIVOS DE CAPACIDAD Y ENERGÍA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Cuadro F.1.
Costos indicativos de proyectos termoeléctricos a gas - Ciclo Abierto
Tasa de descuento del 10% (Dólares constantes de diciembre de 2000) - con impuestos

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. EN SITIO MW (2)	ENERGIA GWh (3)	PPTO. INV US\$MILL.	COSTO INDICE INV US\$/KW (4)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (5)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
							fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW														
Costa Atlántica	TG	91,98	402,89	41,74	453,76	12,59	13,52	2,09	17,93	3,03	31,45	5,12	11,61	36,50
Llanos Orientales	TG	88,40	387,21	43,83	495,74	13,76	13,52	2,09	43,14	11,35	56,66	13,44	10,72	50,85
Magdalena Medio	TG	89,80	393,31	43,12	480,15	13,33	13,52	2,09	32,63	20,58	46,15	22,67	10,78	57,31
Valle	TG	84,79	371,39	42,07	496,19	13,77	13,52	2,09	48,61	23,17	62,13	25,26	10,65	63,87
CICLO ABIERTO DE 150 MW														
Costa Atlántica	TG	137,98	604,34	62,60	453,73	12,59	13,52	2,09	17,93	3,03	31,45	5,12	11,61	36,50
Llanos Orientales	TG	132,61	580,82	65,73	495,71	13,76	13,52	2,09	43,14	11,35	56,66	13,44	10,72	50,85
Magdalena Medio	TG	134,70	589,96	64,67	480,12	13,33	13,52	2,09	32,63	20,58	46,15	22,67	10,78	57,31
Valle	TG	127,19	557,08	63,10	496,16	13,77	13,52	2,09	48,61	23,17	62,13	25,26	10,65	63,87
CICLO ABIERTO DE 200 MW														
Costa Atlántica	TG	183,97	805,79	83,48	453,79	12,60	13,52	2,09	17,93	3,03	31,45	5,12	11,61	36,50
Llanos Orientales	TG	176,81	774,42	87,66	495,78	13,76	13,52	2,09	43,14	11,35	56,66	13,44	10,72	50,85
Magdalena Medio	TG	179,59	786,62	86,24	480,19	13,33	13,52	2,09	32,63	20,58	46,15	22,67	10,78	57,31
Valle	TG	169,58	742,77	84,15	496,23	13,77	13,52	2,09	48,61	23,17	62,13	25,26	10,65	63,87
CICLO ABIERTO DE 300 MW														
Costa Atlántica	TG	275,95	1208,68	125,21	453,74	12,59	13,52	2,09	17,93	3,03	31,45	5,12	11,61	36,50
Llanos Orientales	TG	265,21	1161,63	131,47	495,73	13,76	13,52	2,09	43,14	11,35	56,66	13,44	10,72	50,85
Magdalena Medio	TG	269,39	1179,93	129,34	480,14	13,33	13,52	2,09	32,63	20,58	46,15	22,67	10,78	57,31
Valle	TG	254,37	1114,16	126,21	496,18	13,77	13,52	2,09	48,61	23,17	62,13	25,26	10,65	63,87

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

(1) TG: Planta a gas de ciclo abierto.

(2) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(3) La energía se calculó con un factor promedio de utilización durante la vida útil de: 0,5

(4) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio

Cuadro F.2.
Costos indicativos de proyectos termoeléctricos a gas – Ciclo Combinado
Tasa de descuento del 10% (Dólares constantes de diciembre de 2000) – Con impuestos

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. EN SITIO MW (2)	ENERGIA GWh (3)	PPTO. INV US\$MILL.	COSTO INDICE INV US\$/KW (4)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (5)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
							fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
CICLO COMBINADO DE 100 MW														
Costa Atlántica	TGC	92,06	564,49	86,83	943,19	18,05	25,80	2,09	12,95	1,56	38,75	3,65	7,69	35,71
Llanos Orientales	TGC	90,07	552,31	79,50	882,70	16,89	25,80	2,09	29,05	6,03	54,85	8,12	7,14	41,09
Magdalena Medio	TGC	90,40	554,32	78,22	865,26	16,56	25,80	2,09	24,31	10,88	50,11	12,97	7,18	44,88
Valle	TGC	88,26	541,21	76,32	864,76	16,55	25,80	2,09	36,06	12,15	61,86	14,24	7,10	47,97
CICLO COMBINADO DE 150 MW														
Costa Atlántica	TGC	138,08	846,73	109,41	792,30	15,16	25,80	2,09	12,95	1,56	38,75	3,65	7,69	32,82
Llanos Orientales	TGC	135,10	828,46	114,88	850,27	16,27	25,80	2,09	29,05	6,03	54,85	8,12	7,14	40,47
Magdalena Medio	TGC	135,60	831,48	113,02	833,47	15,95	25,80	2,09	24,31	10,88	50,11	12,97	7,18	44,27
Valle	TGC	132,39	811,82	110,28	832,99	15,94	25,80	2,09	36,06	12,15	61,86	14,24	7,10	47,37
CICLO COMBINADO DE 200 MW														
Costa Atlántica	TGC	184,11	1128,98	141,85	770,45	14,33	25,80	2,09	12,95	1,56	38,75	3,65	7,69	31,99
Llanos Orientales	TGC	180,14	1104,61	148,94	826,82	15,37	25,80	2,09	29,05	6,03	54,85	8,12	7,14	39,58
Magdalena Medio	TGC	180,80	1108,64	146,53	810,47	15,07	25,80	2,09	24,31	10,88	50,11	12,97	7,18	43,40
Valle	TGC	176,52	1082,43	142,98	810,01	15,06	25,80	2,09	36,06	12,15	61,86	14,24	7,10	46,49
CICLO COMBINADO DE 300 MW														
Costa Atlántica	TGC	276,17	1693,47	205,52	744,17	13,84	25,80	2,09	12,95	1,56	38,75	3,65	7,69	31,50
Llanos Orientales	TGC	270,21	1656,92	215,79	798,61	14,85	25,80	2,09	29,05	6,03	54,85	8,12	7,14	39,05
Magdalena Medio	TGC	271,19	1662,96	212,30	782,83	14,56	25,80	2,09	24,31	10,88	50,11	12,97	7,18	42,88
Valle	TGC	264,78	1623,64	207,16	782,38	14,55	25,80	2,09	36,06	12,15	61,86	14,24	7,10	45,98

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Se considera una vida útil de 25 años.

(1) TGC: Planta a gas de ciclo combinado.

(2) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(3) La energía se calculó con un factor promedio de utilización durante la vida útil de: 0,7

(4) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

Cuadro F.3.
Costos indicativos de proyectos termoeléctricos a gas – Ciclo Abierto
Tasa de descuento del 10% (Dólares constantes de diciembre de 2000) – Sin impuestos

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. EN SITIO MW (2)	ENERGIA GWh (3)	PPTO. INV US\$MILL.	COSTO INDICE INV US\$/KW (4)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (5)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
							fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
CICLO ABIERTO DE 100 MW														
Costa Atlántica	TG	91,98	402,89	36,81	400,21	11,11	13,52	2,09	17,93	2,84	31,45	4,93	11,61	34,83
Llanos Orientales	TG	88,40	387,21	38,65	437,24	12,14	13,52	2,09	43,14	9,05	56,66	11,14	10,72	46,93
Magdalena Medio	TG	89,80	393,31	38,03	423,49	11,75	13,52	2,09	32,63	16,33	46,15	18,42	10,78	51,49
Valle	TG	84,79	371,39	37,11	437,63	12,15	13,52	2,09	48,61	16,95	62,13	19,04	10,65	56,03
CICLO ABIERTO DE 150 MW														
Costa Atlántica	TG	137,98	604,34	55,22	400,18	11,11	13,52	2,09	17,93	2,84	31,45	4,93	11,61	34,82
Llanos Orientales	TG	132,61	580,82	57,98	437,21	12,14	13,52	2,09	43,14	9,05	56,66	11,14	10,72	46,93
Magdalena Medio	TG	134,70	589,96	57,04	423,46	11,75	13,52	2,09	32,63	16,33	46,15	18,42	10,78	51,49
Valle	TG	127,19	557,08	55,66	437,60	12,15	13,52	2,09	48,61	16,95	62,13	19,04	10,65	56,03
CICLO ABIERTO DE 200 MW														
Costa Atlántica	TG	183,97	805,79	73,63	400,24	11,11	13,52	2,09	17,93	2,84	31,45	4,93	11,61	34,83
Llanos Orientales	TG	176,81	774,42	77,31	437,27	12,14	13,52	2,09	43,14	9,05	56,66	11,14	10,72	46,93
Magdalena Medio	TG	179,59	786,62	76,06	423,52	11,76	13,52	2,09	32,63	16,33	46,15	18,42	10,78	51,49
Valle	TG	169,58	742,77	74,22	437,67	12,15	13,52	2,09	48,61	16,95	62,13	19,04	10,65	56,03
CICLO ABIERTO DE 300 MW														
Costa Atlántica	TG	275,95	1208,68	110,44	400,20	11,11	13,52	2,09	17,93	2,84	31,45	4,93	11,61	34,83
Llanos Orientales	TG	265,21	1161,63	115,96	437,23	12,14	13,52	2,09	43,14	9,05	56,66	11,14	10,72	46,93
Magdalena Medio	TG	269,39	1179,93	114,08	423,48	11,75	13,52	2,09	32,63	16,33	46,15	18,42	10,78	51,49
Valle	TG	254,37	1114,16	111,32	437,62	12,15	13,52	2,09	48,61	16,95	62,13	19,04	10,65	56,03

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia. Se considera una vida útil de 20 años.

(1) TG: Planta a gas de ciclo abierto.

(2) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(3) La energía se calculó con un factor promedio de utilización durante la vida útil de: 0,5

(4) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio

Cuadro F.4.
Costos Indicativos de proyectos termoeléctricos a gas – Ciclo Combinado
Tasa de descuento del 10% (Dólares constantes de diciembre de 2000) – Sin impuestos

PROYECTO	TIPO (1)	CAP. EN SITIO MW (2)	ENERGIA GWh (3)	PPTO. INV US\$MILL.	COSTO INDICE INV US\$/KW (4)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (5)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE		COSTO TOTAL (AO&M+TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
							fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
CICLO COMBINADO DE 100 MW														
Costa Atlántica	TGC	92,06	564,49	66,15	718,61	13,75	25,80	2,09	12,95	1,46	38,75	3,55	7,69	31,31
Llanos Orientales	TGC	90,07	552,31	69,46	771,19	14,76	25,80	2,09	29,05	4,80	54,85	6,89	7,14	37,73
Magdalena Medio	TGC	90,40	554,32	68,34	755,95	14,46	25,80	2,09	24,31	8,63	50,11	10,72	7,18	40,54
Valle	TGC	88,26	541,21	66,68	755,51	14,46	25,80	2,09	36,06	8,90	61,86	10,99	7,10	42,63
CICLO COMBINADO DE 150 MW														
Costa Atlántica	TGC	138,08	846,73	95,58	692,21	13,24	25,80	2,09	12,95	1,46	38,75	3,55	7,69	30,81
Llanos Orientales	TGC	135,10	828,46	100,36	742,86	14,21	25,80	2,09	29,05	4,80	54,85	6,89	7,14	37,19
Magdalena Medio	TGC	135,60	831,48	98,74	728,17	13,93	25,80	2,09	24,31	8,63	50,11	10,72	7,18	40,00
Valle	TGC	132,39	811,82	96,35	727,76	13,92	25,80	2,09	36,06	8,90	61,86	10,99	7,10	42,10
CICLO COMBINADO DE 200 MW														
Costa Atlántica	TGC	184,11	1128,98	123,93	673,12	12,52	25,80	2,09	12,95	1,46	38,75	3,55	7,69	30,08
Llanos Orientales	TGC	180,14	1104,61	130,13	722,36	13,43	25,80	2,09	29,05	4,80	54,85	6,89	7,14	36,41
Magdalena Medio	TGC	180,80	1108,64	128,02	708,09	13,17	25,80	2,09	24,31	8,63	50,11	10,72	7,18	39,24
Valle	TGC	176,52	1082,43	124,92	707,68	13,16	25,80	2,09	36,06	8,90	61,86	10,99	7,10	41,34
CICLO COMBINADO DE 300 MW														
Costa Atlántica	TGC	276,17	1693,47	179,55	650,15	12,09	25,80	2,09	12,95	1,46	38,75	3,55	7,69	29,65
Llanos Orientales	TGC	270,21	1656,92	188,53	697,72	12,97	25,80	2,09	29,05	4,80	54,85	6,89	7,14	35,95
Magdalena Medio	TGC	271,19	1662,96	185,48	683,93	12,72	25,80	2,09	24,31	8,63	50,11	10,72	7,18	38,79
Valle	TGC	264,78	1623,64	180,99	683,54	12,71	25,80	2,09	36,06	8,90	61,86	10,99	7,10	40,89

(*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a gas son de referencia.

Se considera una vida útil de 25 años.

(1) TGC: Planta a gas de ciclo combinado.

(2) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.

(3) La energía se calculó con un factor promedio de utilización durante la vida útil de: 0

(4) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.

(5) Indicador calculado a partir de la razón entre el presupuesto actualizado a la tasa de descuento, en el año de entrada en operación de la planta y su capacidad en sitio.

Cuadro F.5.

Costos indicativos de proyectos termoeléctricos a carbón – sin impuestos - Tasa de descuento del 10 % (dólares constantes de diciembre de 2000)

PROYECTO	CAPACIDAD A INSTALAR (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN US\$ Millones	COSTO ÍNDICE DE INVERSIÓN US\$/kW	COSTO INVERSIÓN ANUAL US\$/MWh	COSTO EQUIVALENTE DE AO&M		COSTO COMBUSTIBLE EN PLANTA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VARIABLE US\$/MWh	
Antioquia	150	1051,2	209,04	1393,59	26,49	39,78	4,32	7,81
Boyacá	150	1051,2	191,91	1279,38	24,22	39,78	4,32	7,27
Cesar	150	1051,2	207,15	1380,98	30,93	39,78	4,32	7,94
Cordoba	150	1051,2	207,15	1380,98	26,33	39,78	4,32	10,05
Cundinamarca	150	1051,2	191,91	1279,38	23,97	39,78	4,32	6,86
Norte de Santander	150	1051,2	203,39	1355,94	25,46	39,78	4,32	6,33
Santander	150	1051,2	203,39	1355,94	25,60	39,78	4,32	7,28
Valle	150	1051,2	187,40	1249,36	28,54	39,78	4,32	7,47

Factor de utilización 0,8

Vida útil (años) 25

El presupuesto de inversión considera impuestos, aranceles, pero no intereses durante la construcción

Cuadro F.6.

Costos indicativos de proyectos termoeléctricos a carbón – con impuestos - Tasa de descuento del 10 % (dólares constantes de diciembre de 2000)

PROYECTO	CAPACIDAD A INSTALAR (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN US\$ Millones	COSTO ÍNDICE DE INVERSIÓN US\$/kW	COSTO INVERSIÓN ANUAL US\$/MWh	COSTO EQUIVALENTE DE AO&M		COSTO COMBUSTIBLE EN PLANTA US\$/MWh
						FIJO US\$/kW-año	VARIABLE US\$/MWh	
Antioquia	150	1051,2	236,84	1578,94	26,49	39,78	4,32	7,81
Boyacá	150	1051,2	217,43	1449,54	24,22	39,78	4,32	7,27
Cesar	150	1051,2	234,70	1564,65	30,93	39,78	4,32	7,94
Cordoba	150	1051,2	234,70	1564,65	26,33	39,78	4,32	10,05
Cundinamarca	150	1051,2	217,43	1449,54	23,97	39,78	4,32	6,86
Norte de Santander	150	1051,2	230,44	1536,28	25,46	39,78	4,32	6,33
Santander	150	1051,2	230,44	1536,28	25,60	39,78	4,32	7,28
Valle	150	1051,2	212,33	1415,52	28,54	39,78	4,32	7,47

Factor de utilización 0,8

Vida útil (años) 25

El presupuesto de inversión considera impuestos, aranceles, pero no intereses durante la construcción