

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

**Plan de Expansión
de Referencia
Generación Transmisión
2002-2011**

UPME

Unidad de Planeación Minero Energética

Avenida 40A N° 13-09 • Pisos 5 y 14 Edificio UGI

PBX: 287 5334 Fax: 288 7419 - 573 3321

E-mail: info@correo.upme.gov.co

www.upme.gov.co • Bogotá, D. C., Colombia



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Plan de Expansión
de Referencia
Generación Transmisión
2002-2011

Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética

Ministro de Minas y Energía
Luis Ernesto Mejía C.

Director General UPME
Julián Villaruel 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
UPME

Adriana Contreras D.
José Vicente Dulce C.
Claudia Estrada M.
Manuel Gómez P.
Ana Gimena Hernández R.
Camilo Quintero M.
Luis Carlos Romero R.
Francisco Toro Z.
Oscar Urrea
Henry Josué Zapata L.

Consultores

Francisco Gáfaró G.
Jaime Orjuela V.
Juan Carlos Posada V.
Jorge Ramírez G.

Pre-Prensa

www.digitosydiseños.com

Impreso por

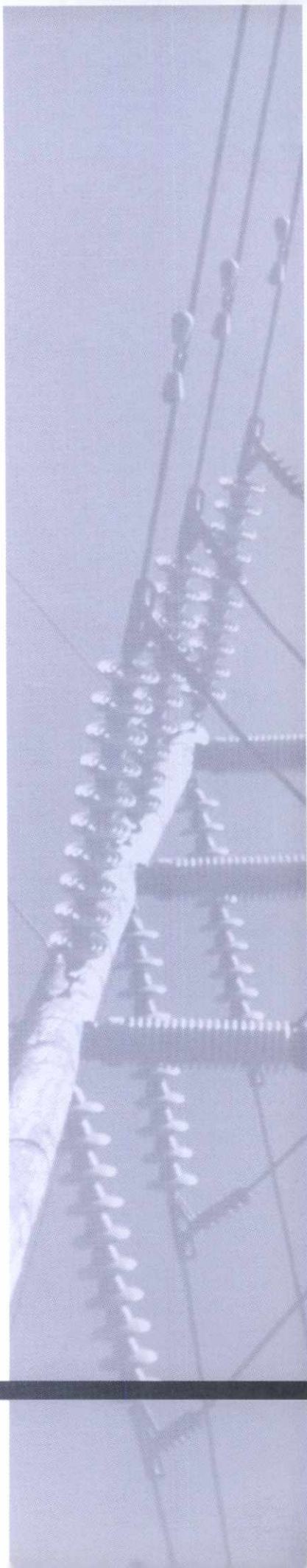
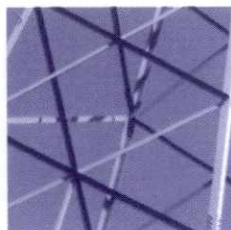
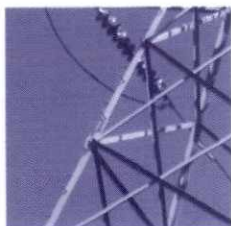
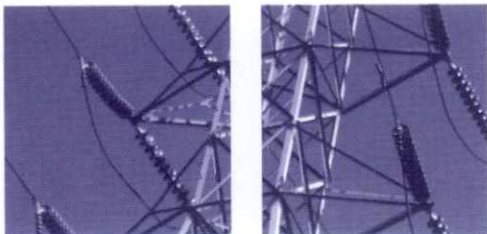
www.digitosydiseños.com

Hecho en Colombia

CONTENIDO

Introducción	5
DIAGNÓSTICO. EL SECTOR ELÉCTRICO A FINALES DEL AÑO 2001	11
Capítulo 1. Situación Económica y Energética	13
La economía colombiana a comienzos del Siglo XXI	14
Electricidad y economía	15
Capítulo 2. Mercado Colombiano de Electricidad	17
Demanda	18
Oferta	20
Precio de la energía eléctrica en el MEM en el 2001	26
Capítulo 3. Sistema de Transmisión Nacional	31
Descripción del Sistema de Transmisión Nacional	32
Aspectos comerciales del transporte de energía	36
Capítulo 4. Distribución y comercialización de energía eléctrica	51
Electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación	57
PROSPECTIVA	59
Capítulo 5. Tendencias Internacionales	61
Evolución tecnológica esperada	62
Integración eléctrica de la Comunidad Andina	66
Capítulo 6. Tendencias Nacionales	71
Aspectos coyunturales. Los atentados a la infraestructura eléctrica	72
Aspectos estructurales. Las señales para la expansión y el impacto de la Resolución CREG 034 de 2001	75
Capítulo 7. Proyecciones de Energía Eléctrica	79
Supuestos de la proyección	81
Escenarios de proyección de potencia máxima	82
Proyecciones sectoriales de consumo de energía eléctrica	83
Capítulo 8. Disponibilidad de Recursos y Precios de los Combustibles	87
Carbón	88
Gas Natural	90
Capítulo 9. Potencialidad de los Recursos Energéticos Renovables	95

Capítulo 10. Evaluación Financiera Indicativa de los Costos de Generación	99
Metodología para la evaluación financiera de los proyectos del plan de generación	100
ANÁLISIS DE PROSPECTIVA	103
Capítulo 11. Alternativas de Expansión de la Generación	105
Generación en el corto plazo	106
Generación de largo plazo 2007-2011	122
Capítulo 12. Expansión de la Transmisión	133
Enfoque del análisis para la revisión del plan	134
Análisis complementarios de los proyectos propuestos en planes anteriores	134
Señales de expansión para el sistema	148
Resultados del plan 2002	161
Análisis complementarios. Interconexión Colombia-Ecuador	163
ANEXOS	165
Anexo A. Descripción de eventos y disponibilidad de subsistemas eléctricos del sistema de transmisión nacional período Diciembre 2000-Diciembre 2001	167
Descripción de eventos de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN	168
Descripción de eventos de los subsistemas eléctricos definidos a partir de los transformadores de uso y conexión	171
Anexo B. Análisis del impacto del proyecto de 500 kV en la tarifa al usuario final	173
Impacto del proyecto en la componente T	174
Impacto esperado del proyecto en la componente O	175
Impacto total del proyecto en el CU	175
Anexo C. Mapas de recursos energéticos renovables	177
Mapa de potencial hídrico	180
Mapa de potencial de biomasa	181
Mapa de potencial de geotermia	182
Mapa de radiación solar	183
Mapa de vientos	184
Anexo D. Proyectos de generación registrados en la UPME	185
Descripción de las fases de los proyectos de generación	186
Anexo E. Costos indicativos de generación	187
Resumen de información técnica y económica	188
Anexo F. Principales proyectos de expansión planteados por los operadores de red al nivel del STN y al nivel IV de tensión. Horizonte 2002-2007	191
Anexo G. Metodología de planeamiento	207
Generación	208
Transmisión	208
Marco legal y regulatorio	209
Criterios de planeamiento	209
Descripción del problema a resolver	210
Evaluación económica	210
Anexo H. Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN	211



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Toda vez que la infraestructura energética del País se convirtió en un elemento de presión por parte de los alzados en armas, el 2001 fue un año que impuso un reto muy grande a las diferentes instituciones nacionales, que directa o indirectamente están involucradas en garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica. Reto que en principio ha sido superado con éxito, no sin que el País haya dejado de pagar un alto costo económico por ello y en particular los usuarios, quienes o se han visto limitados del servicio, o han tenido que asumir altos sobrecostos.

Esta situación llevó a la CREG a tomar cartas en el asunto e intervenir los precios de oferta bajo ciertas condiciones. Si bien es cierto que esta medida era necesaria, es hora de hacer una revisión en su aplicación a la luz de las señales que ella puede estar dando a los diferentes agentes que concurren al mercado de energía mayorista e incluso las limitaciones que se han encontrado en la realización del ejercicio del planeamiento.

Es por esto, que la revisión del Plan de Expansión Generación Transmisión de Referencia centra gran parte de su contenido en el análisis de aquellos aspectos que a pesar de ser coyunturales están retrasando la toma de decisiones que garantizarán la prestación del servicio de energía eléctrica bajo los principios establecidos en nuestras leyes y en nuestra Constitución e incluso restringiendo oportunidades de negocio para el País. No por ello se deja de lado el análisis de otros temas cuya consideración es imprescindible en la elaboración del Plan.

El Plan está constituido por tres secciones, en la primera se tiene un diagnóstico del comportamiento del sistema, en la segunda se presentan las consideraciones y supuestos para realizar la prospectiva y en la tercera se tienen todos los análisis de prospectiva para las actividades de generación y transmisión.

En el tema eléctrico se destaca un modelamiento más detallado de las áreas que va a permitir a los agentes involucrados tener una mayor información para evaluar sus necesidades de expansión.

Esta versión del Plan de Expansión incluye una revisión más exhaustiva del tema de las energías alternativas teniendo en cuenta que cada día se constituyen en una realidad desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

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.expansion@correo.upme.gov.co, los cuales serán considerados para la próxima publicación.

SIGLAS

ACOGAS	Asociación Colombiana de Gas
ACPM	Aceite combustible para motor (diesel)
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
AOM	Administración, operación y mantenimiento
CIPLP	Costo incremental promedio de largo plazo
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EEUU	Estados Unidos
EMCALI	Empresas Municipales de Cali
EPM	Empresas Públicas de Medellín
FOB	Free on board (libre a bordo)
GLP	Gas licuado del petróleo
GNC	Gas natural comprimido
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning System
MMA	Ministerio del Medio Ambiente
MME	Ministerio de Minas y Energía
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

UNIDADES DE MEDIDA

UNIDADES BÁSICAS

p	Pie
m	Metro
gal	Galón
lt	Litro
B	Barril
t	Tonelada Métrica
lb	Libra
g	Gramo
W	Watio
cal	Caloría
BTU	Unidad Térmica Británica
s	Segundo
h	Hora
d	Día
a	Año

Múltiplos y Submúltiplos

Prefijo	Símbolo	Factor
mili	m	0.001
centi	c	0.01
deci	d	0.1
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000

UNIDADES DE MEDIDA

Unidades compuestas

pc	Pie cúbico
Mpc	Millones de pies cúbicos
MPCD	Millones de pies cúbicos día
GPC	Giga pies cúbicos
km	Kilómetro
mc	Metro cúbico
kB	Miles de barriles
kBEP	Miles de barriles equivalentes de petróleo
tEP	Tonelada equivalente de petróleo
Mt	Millones de toneladas
kt	Miles de toneladas
kg	Kilogramos
kV	Kilovoltios
kW	Kilowatios
MW	Megawatios
kWh	Kilowatios hora
GWh	Gigawatios hora
kcal	Kilocaloría
MBTU	Millones de BTU
B/d	Barriles por día
B/a	Barriles por año
US\$	Dólares de los Estados Unidos
USc	Centavos de dólar de los Estados Unidos
\$/kWh	Pesos por Kilovatio hora
US\$/kW	Dólares americanos por kilovatio
Us¢/kWh	Centavos de dólar americano por kilovatio-hora
MUS\$	Millones de dólares
MTns	Millones de toneladas
Tcal	Teracalorías (Un millón de millones de calorías)
TPC	Tera pies cúbicos

Equivalencias

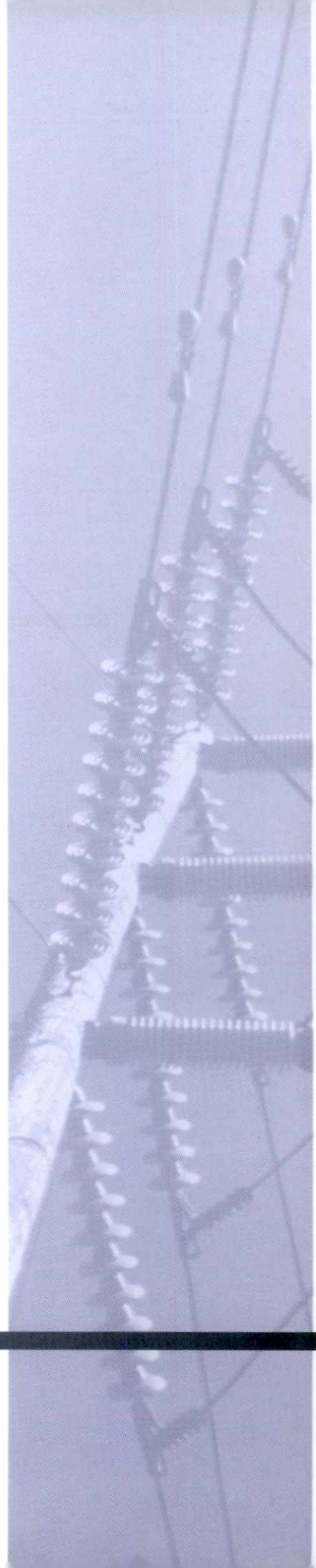
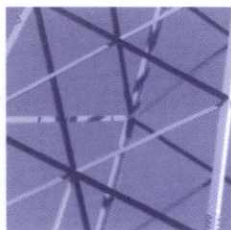
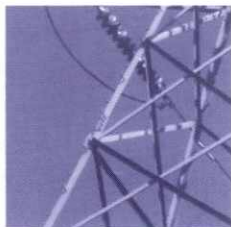
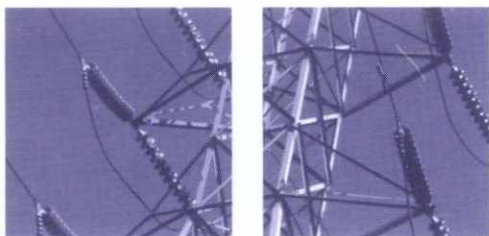
1 m	=	3.28 p
1 gal	=	3.78 lt
1 B	=	42 gal
1 kg	=	2.22 lb
1 kWh	=	860 kcal
1 BTU	=	252 cal
1 tEP	=	10 ⁷ kcal
1 tEP	=	7.33 BEP
1 kpc	=	1 MBTU

Diagnóstico

Diagnóstico

**El sector eléctrico
a finales del año 2001**





Capítulo 1

Situación Económica y Energética

1. SITUACIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA

El dinamismo del proceso de reestructuración institucional que se adelantó en el Sector Eléctrico en los años 90 y que involucró toda la cadena de suministro eléctrico, se ha visto desacelerado recientemente y enfrenta una coyuntura de estancamiento y fragilidad sectorial, derivada del débil crecimiento económico reciente y las difíciles condiciones de orden público. A pesar de estas dificultades y fragilidad, el servicio eléctrico ha respondido a las extremas exigencias que se le han planteado. En la encrucijada actual, el sector requiere para su recuperación y consolidación, de su reestructuración, además del mejoramiento del clima político y económico, de una nueva agenda de reformas lideradas por el gobierno que le permitan mejorar su solidez para apoyar y acelerar el crecimiento económico futuro del país.

La relación economía-energía continúa siendo estrecha y el comportamiento del consumo eléctrico se ha convertido en un indicador útil para anticipar la tendencia del Producto Interno Bruto (PIB), principal indicador del estado de avance de la economía. A continuación se hace un resumen de la coyuntura económica y su incidencia sobre la demanda de energía eléctrica.

1.1 LA ECONOMÍA COLOMBIANA A COMIENZOS DEL SIGLO XXI

El año 2001 fue un período de bajo crecimiento debido a la incidencia de condiciones externas desfavorables y a la continuación del ajuste en el frente interno. En cuanto a lo primero, la recesión económica mundial, que empezó a evidenciarse desde comienzos del año, se acentuó luego de los ataques terroristas del 11 de septiembre en Nueva York y Washington. El conjunto de medidas anticíclicas y antiterroristas adoptadas por Estados Unidos de América con el apoyo de la mayoría de la comunidad internacional, hicieron posible la recuperación económica a partir del cuarto trimestre en Europa y Estados Unidos de América, a su vez el Japón mantuvo la tendencia deflacionista y recesiva que traía desde mediados de los años 90. A nivel latinoamericano el crecimiento promedio del PIB fue de apenas 0,5% en el año y estuvo afectado tanto por el desempeño de la economía mundial, como por la crisis argentina que se manifestó a finales del año. También incidieron en Colombia las medidas de ajuste adoptadas en Venezuela. El entorno de recesión externa se vio reflejado en Colombia a través de la baja de ingresos de exportación en los renglones de petróleo y café principalmente, como resultado de la baja de precios y volúmenes exportados.

A nivel interno, el año 2001 se puede caracterizar como un período de ajuste económico, requerido para poder respaldar las posibilidades de crecimiento futuro. Los aspectos más relevantes de este ajuste fueron las reformas estructurales en transferencias del presupuesto nacional a las regiones, control de la inflación y déficit fiscal, así como la baja en la tasa de interés del Banco de la República. Como resultado, a partir del tercer trimestre del año se logró la reducción del desempleo en 4 puntos, reactivación del crédito para el despegue de la construcción, el comercio y el sector agropecuario y la recuperación de las exportaciones no tradicionales y la inversión privada. La producción de minerales e hidrocarburos tuvo una disminución de 4,8% en el año, determinada por la restricción en exportaciones a causa de los atentados terroristas. Colombia logró cerrar el año con un crecimiento promedio de 1,5% del PIB el cual es aceptable dentro del contexto del comportamiento de la economía mundial y del promedio de Latinoamérica. Como síntomas negativos al final del año se tenían: la difícil situación de orden público y el alto nivel de deuda pública del gobierno central, que se duplicó entre 1997 y 2001 llegando al 45% del PIB en este último año. Para el año 2002 se tienen expectativas favorables sobre la continuación de la recuperación en las economías de Estados Unidos de América y de Europa, la cual impulsará el crecimiento en otras partes del mundo. Esta recuperación

favorece a Colombia, a través de mejores precios y mayor demanda para sus exportaciones tradicionales y no tradicionales. Los mejores precios del petróleo, que reaccionaron desde comienzos del año, contribuirán a disminuir los efectos del ajuste en Venezuela, el segundo mercado de exportación de Colombia. Además de este comportamiento favorable en la demanda externa, a nivel interno, el Departamento Nacional de Planeación proyecta la continuación de la recuperación de la demanda interna, propiciada por la reducción en las tasas de interés, repatriación de capitales y política monetaria expansiva, lo cual hará posible una mayor oferta en los sectores de construcción, comercio, agropecuario y servicios. Para la producción minera y energética se espera bajar la tasa de disminución de 4,8% a 2,5%. La inflación está bajo control y se espera cumplir la meta de 6% para el año, con el Banco de la República manteniendo un mercado muy líquido y reducción de las tasas de interés para las operaciones de mercado abierto. Con las menores tasas de interés se está recuperando también la inversión, que se espera alcance en el presente año niveles de 16% del PIB. Con estas expectativas, el conjunto de la economía colombiana se espera que crezca entre 2% y 2,5% en el año. Al igual que en el año anterior, esta tasa de crecimiento estará por encima de la prevista para el conjunto de América Latina, que es 0% en 2002.

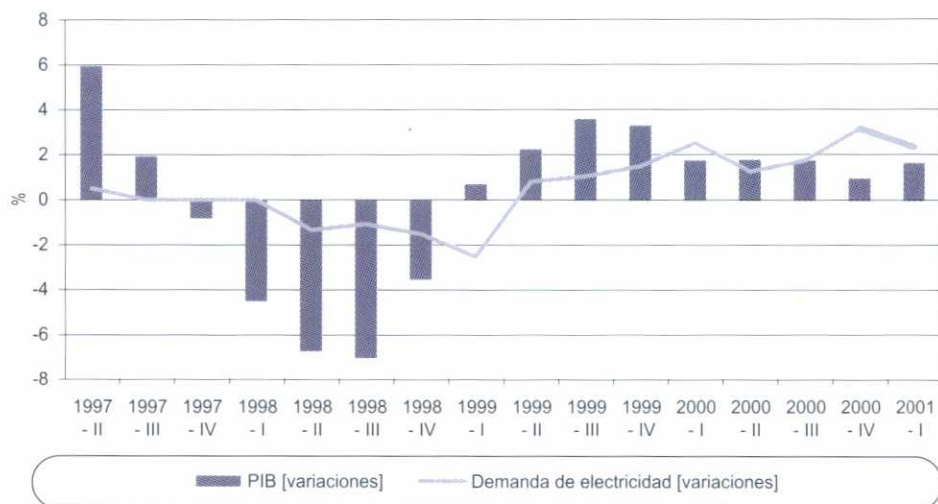
Como se dijo antes, la deuda del sector público continúa siendo el problema, lo cual hace prioritario el avance en el ajuste fiscal para disminuir los requerimientos de financiamiento externo y propiciar la sostenibilidad de las finanzas públicas, como garantía para un sano crecimiento en el mediano y largo plazo. El principal rubro pendiente en el ajuste fiscal es el componente de pensiones, incluidos los regímenes especiales, que se encuentra en el Congreso. Se tienen otras presiones en contra del logro de la estabilidad fiscal, en razón de los crecientes requerimientos de gastos para enfrentar el conflicto interno y las incertidumbres sobre los cambios de políticas con la entrada de un nuevo gobierno.

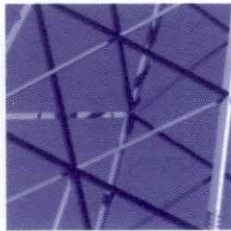
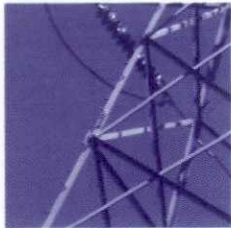
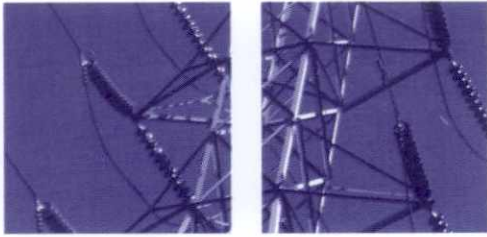
El reto de Colombia, hacia el futuro, es lograr volver a índices de crecimiento de 4,5% anual. Para mejorar la inversión y la productividad se requiere de un clima adecuado caracterizado por la estabilidad y gobernabilidad económica, más ahorro, estabilidad jurídica y de reglas del juego, así como el fortalecimiento del capital humano.

1.2 ELECTRICIDAD Y ECONOMÍA

En Colombia se tiene una alta correlación entre el crecimiento de la economía y el consumo de electricidad, como se indica en el gráfico 1.1, donde se compara la evolución de estas dos variables en los últimos años. Así entonces, el repunte que muestra la demanda de energía eléctrica en los primeros meses del año se toma como indicio de una moderada recuperación de la economía en 2002.

Gráfico 1.1 Relación PIB y demanda de energía eléctrica





Capítulo 2

Mercado Colombiano de Electricidad

2. MERCADO COLOMBIANO DE ELECTRICIDAD

La evolución del mercado eléctrico colombiano en los últimos dos años, ha estado caracterizada por una moderada recuperación de la demanda y crecimiento de la oferta disponible. A continuación se analizan los componentes fundamentales del mercado y otros factores, que a causa de elementos ajenos al mismo, han afectado los precios.

2.1 DEMANDA

La demanda de energía eléctrica creció 2,16% durante el año 2001. Mientras que para el 2000 la demanda de electricidad llegó a los 42.462 GWh, para el 2001 ésta llegó a los 43.379 GWh. La tabla 2.1 presenta el nivel mensual de la demanda de energía eléctrica para el año 2001.

Tabla 2.1 Demanda mensual de Energía Eléctrica 2001

Mes	Energía (GWh)
Enero	3.558
Febrero	3.321
Marzo	3.668
Abril	3.494
Mayo	3.668
Junio	3.502
Julio	3.630
Agosto	3.767
Septiembre	3.635
Octubre	3.762
Noviembre	3.614
Diciembre	3.760
Total	43.379

Fuente: CND

Al comparar las demandas mensuales del año 2001 con las correspondientes a las del año 2000, se tiene que la demanda del mes de febrero de 2001 reporta un crecimiento negativo con respecto a la del mes de Febrero de 2000, esto debido básicamente a que el año 2000 fue bisiesto lo que le agrega un día más de demanda de energía, en promedio 120 GWh, de no ser así el crecimiento para el mes en mención hubiese estado alrededor del 2,1%.

El mes de Junio presenta un crecimiento limitado en la demanda debido al bajo desarrollo de la economía nacional, lo que se evidencia a través del PIB correspondiente al segundo trimestre del año 2001 que fue de 0,13% frente a lo ocurrido en el tercer trimestre del mismo año (0,74%), evidenciando así la estrecha relación entre el PIB y la demanda de energía.

El pequeño repunte observado para el mes de Julio se explica en parte por la realización de la Copa América en nuestro país, ya que a través del seguimiento diario de la demanda, se observan niveles altos en comparación con los históricos, especialmente para los días correspondientes a aquellos en los que se realizaron las eliminatorias de la misma.

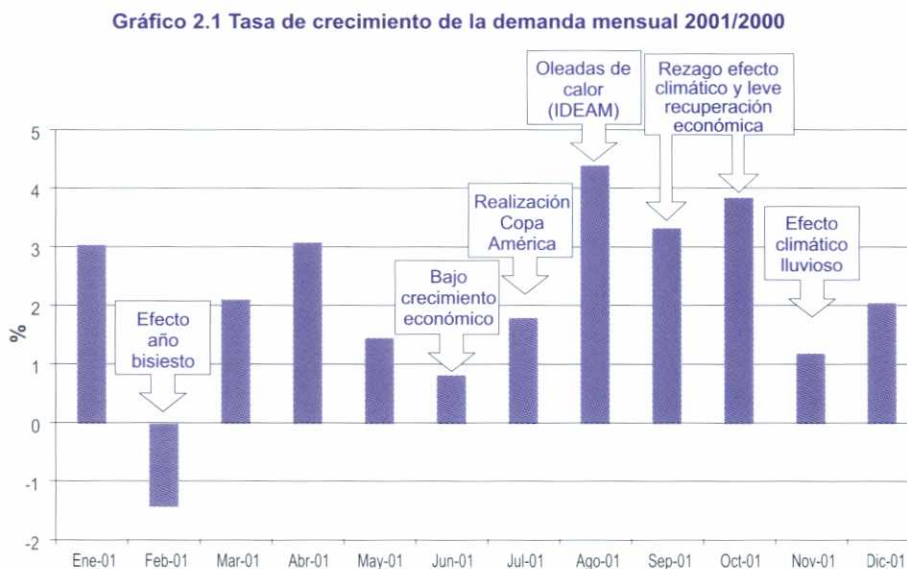
¹ www.ideam.gov.co/informes/historico

El mes de Agosto del año 2001 se observó un crecimiento importante debido principalmente a las oleadas de calor y la disminución en el nivel de lluvias a lo largo de todo el territorio nacional¹, lo que repercute directamente en los consumos de energía pues se intensifica el uso de artefactos que acondicionan el ambiente (aire acondicionado y ventiladores) y el bombeo de aguas para la agricultura.

Los crecimientos de los meses de Septiembre y Octubre se ven incrementados posiblemente por rezagos del efecto climático y la evolución de la economía para ese periodo, ya que ésta mostró una recuperación.

Sin embargo, el mes de Noviembre presenta un crecimiento bajo con respecto al mismo mes de Noviembre del año 2000, tan solo 1,2%, esto debido principalmente a que las precipitaciones para el mes de noviembre de 2000 estuvieron entre "muy por debajo" y "por debajo" del valor normal en la mayor parte del país, a diferencia de lo ocurrido en el mes de Noviembre del año 2001, durante el cual el nivel de lluvias en la mayor parte del territorio nacional estuvo entre normal y por encima de lo normal, lo que incide en el consumo de energía eléctrica empleada en el acondicionamiento de ambientes y bombeo de aguas.

En el gráfico 2.1 se presenta la evolución de la tasa de crecimiento de la demanda, con la descripción de los aspectos que incidieron en las variaciones mensuales.



El seguimiento histórico de la demanda de energía eléctrica evidencia que en el año 2001 continuó una recuperación del consumo a partir de la crisis económica del año 1999, lo que permite suponer una ligera recuperación de la economía nacional. Dado que en la actualidad existen factores tan importantes como la penetración del Gas Natural y la aparición de tecnologías más eficientes, se puede afirmar que los crecimientos aún están lejos de alcanzar los evidenciados en el año 1994 (5,2%) y más aún de los que se presentaron para 1986 (7,0%).

En lo que se refiere a la demanda de potencia eléctrica, el seguimiento histórico evidencia la dificultad de su predicción, ya que no presenta periodicidad en su ocurrencia, aunque se ha logrado establecer una alta probabilidad de que se presente en determinada hora del día en un mes específico. Así, la potencia pico del año 1998 se presentó en Marzo, mientras que para el siguiente año ésta ocurrió en Diciembre (mes de mayor probabilidad de ocurrencia). Además, los valores de esta potencia pico no presentan relación o tasas de crecimiento consistentes o relacionados con alguna variable explicativa.

Observando en detalle lo ocurrido para el año 2001 según la tabla 2.2, se tiene que la demanda pico de potencia alcanzó su máximo valor el día 12 de diciembre durante el periodo 20 (8:00 pm.) llegando a 7.787 MW, 75 MW más que la potencia pico del año 2000.

Tabla 2.2 Comportamiento de la demanda de potencia 2001

Mes	Potencia (MW)	Periodo	Fecha	Día
Enero	7.282	20	31-Ene	Miércoles
Febrero	7.285	20	19-Feb	Lunes
Marzo	7286	20	13-Mar	Martes
Abril	7.268	20	24-Abr	Martes
Mayo	7.241	20	07-May	Lunes
Junio	7.195	20	28-Jun	Jueves
Julio	7.224	20	25-Jul	Miércoles
Agosto	7.348	20	14-Ago	Martes
Septiembre	7.350	20	11-Sep	Martes
Octubre	7.382	20	03-Oct	Miércoles
Noviembre	7.501	19	29-Nov	Jueves
Diciembre	7.787	20	12-Dic	Miércoles
Máxima	7.787	20	12-Dic	Miércoles

Frente a las proyecciones realizadas por la UPME, se encuentra que el valor real que se presentó estuvo dentro de la franja construida por los escenarios medio y bajo de potencia, lo que permite presumir que las proyecciones realizadas con base en los factores de carga mensuales, con una relación estrecha entre energía y potencia resultan satisfactorios.

2.2 OFERTA

Después de una década en la que se incrementó la capacidad total del sistema en más de 4.000 MW, la expansión ha reducido su ritmo de crecimiento, siendo Miel I el proyecto de mayor magnitud (375 MW) que se estima entre en operación en el segundo semestre del 2002.

2.2.1 Evolución de la capacidad de generación

La capacidad de generación del sistema alcanzó al 31 de diciembre de 2001 una capacidad efectiva neta de 13.168 MW. De la capacidad total, el 97,59% corresponde a plantas despachadas centralmente y el 2,41% a plantas fuera del despacho central. En las tablas 2.3 y 2.4 se presenta en detalle la composición del parque generador instalado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tabla 2.3 Capacidad de las plantas despachadas centralmente en el 2001

Tipo	Capacidad	
	MW	%
Hidráulicas	8.431	65,6
Térmicas a Gas	3.700	28,8
Térmicas a Carbón	720	5,6
Total	12.851	100,0

Tabla 2.4 Capacidad de las plantas no despachadas centralmente en el 2001

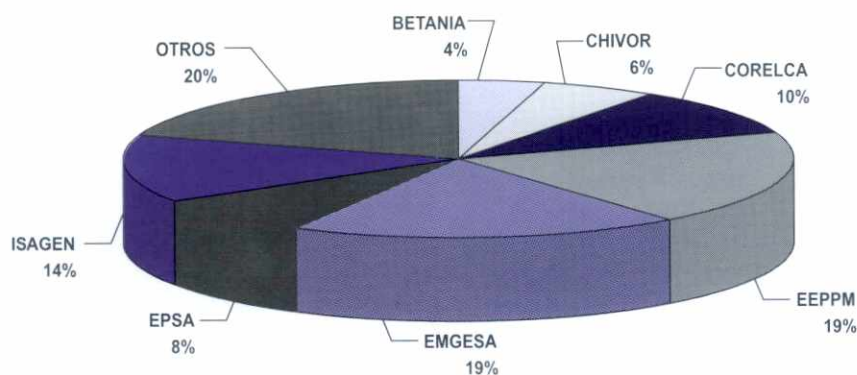
Tipo	Capacidad	
	MW	%
Hidráulicas	251	78,9
Cogeneradores	64	20,2
Térmicas a gas	3	0,95
Total	318	100,0

La capacidad instalada del país discriminada por recurso energético es de 8.681 MW en plantas hidráulicas, 3.703 MW en plantas de gas, 720 MW en plantas de carbón y 64 MW en plantas de autogeneradores y cogeneradores, los cuales generan a partir de gas, bagazo y otros energéticos.

Con respecto al año anterior, el aumento de la capacidad de generación fue de 588 MW, debido a la entrada en operación de las tres unidades de Porce II (405 MW) y el cierre de ciclo de Termosierra (183 MW), estos incrementos corresponden a un crecimiento del 4,67% en la capacidad instalada.

Una alta proporción de la capacidad instalada es de propiedad de siete empresas generadoras, como puede observarse en el gráfico 2.2.

Gráfico 2.2 Capacidad Instalada por Empresa en el 2001



2.2.2 Disponibilidad de Recursos Energéticos

2.2.2.1 Hídricos

El componente hidráulico constituye más del 65% de la capacidad instalada del país y se caracteriza por su baja regulación hidrológica. Mientras en épocas de invierno se pueden presentar vertimientos en los embalses, en épocas de verano y especialmente bajo la presencia del fenómeno de El Niño, Oscilación del Sur (ENOS), los niveles de los embalses pueden llegar a sus valores mínimos. Esta característica del sistema determina la volatilidad de los precios de la energía y aumenta el riesgo de falla en el suministro de electricidad en situaciones extremas.

La capacidad total para almacenamiento de energía en el sistema es de 16.376 GWh que equivalen al 38% de la demanda del año 2001. Si se descuentan los mínimos técnicos, ésta capacidad es de 15.270 GWh que equivalen al 35% de la demanda de este mismo año.

En el gráfico 2.3 se presenta el comportamiento histórico del nivel de los embalses desde 1996. Se puede observar el efecto del fenómeno del niño 1997-1998, donde los aportes hídricos durante la estación húmeda de 1997 solo permitieron alcanzar un nivel máximo de embalse del 73% con lo que al final de la estación seca de 1998 los niveles llegaron en algunos casos hasta los mínimos operativos. Los años 1999 y 2000, más húmedos que el promedio, presentaron niveles de embalse más altos y el efecto de la estación seca apenas se puede observar al final de dicha estación. Para el 2001, cuyos aportes en los primeros meses del año estuvieron por debajo de la media histórica, se hace pronunciado el efecto de la estación seca.



En la tabla 2.5 se presentan las características de los embalses más representativos del sistema.

Tabla 2.5 Características de los principales embalses del sistema

Embalse	Almacenamiento Gwh	Capacidad %	Capacidad descontando mínimos Gwh	Capacidad descontando mínimos %	Plantas asociadas
Peñol	4.905	29,95	4.502	30,10	Guatapé, Playas, San Carlos
Agregado Bogotá	4.028	24,60	3.710	24,81	Paraíso, Canoas, El Salto, La guaca, Laguneta, Colegio
Guavio	2.239	13,67	2.175	14,54	Guavio
Esmeralda	1.178	7,19	1.127	7,54	Chivor
Betania	299	1,83	180	1,20	Betania
Total	12.649	77,23	11.693	78,20	

Si bien los embalses de El Peñol, Agregado Bogotá, Guavio y La Esmeralda representan más del 75% de la capacidad total de almacenamiento de energía, es importante anotar que a pesar de esta condición, los aportes hídricos a estos embalses en el 2001, representaron menos de la mitad del total nacional.

Los aportes hídricos totales al finalizar el 2001 fueron equivalentes a 37.241 GWh correspondientes al 84,3% de la media histórica, 6.991 GWh menos que en lo ocurrido durante el año 2000. Esta situación influyó para que la disponibilidad del parque hidráulico se redujera con respecto a los dos años anteriores, particularmente húmedos. En el gráfico 2.4 se comparan los aportes hídricos mensuales entre los años 2000 y 2001 con la generación hidráulica mensual para el mismo período.

Gráfico 2.4 Aportes Hídricos y Generación Hidráulica 2000-2001



2.2.2.2 Gas

El parque térmico de gas natural en el año 2001 presentó importantes niveles de consumo. Esto se debió fundamentalmente a la necesidad de despachar por fuera de mérito los recursos térmicos del sistema de la Costa Atlántica en razón a la operación aislada del sistema de la Costa Atlántica.

El consumo total de gas natural para generación térmica en el año 2001 fue de 223 MPCD, presentando una ligera reducción con respecto al año 2000. Al respecto, algunos factores que influyeron fueron los atentados al gasoducto Ballena - Barranca y la disponibilidad de los circuitos de 500 kV, que comparativamente con el año 2000 tuvo una leve mejora.

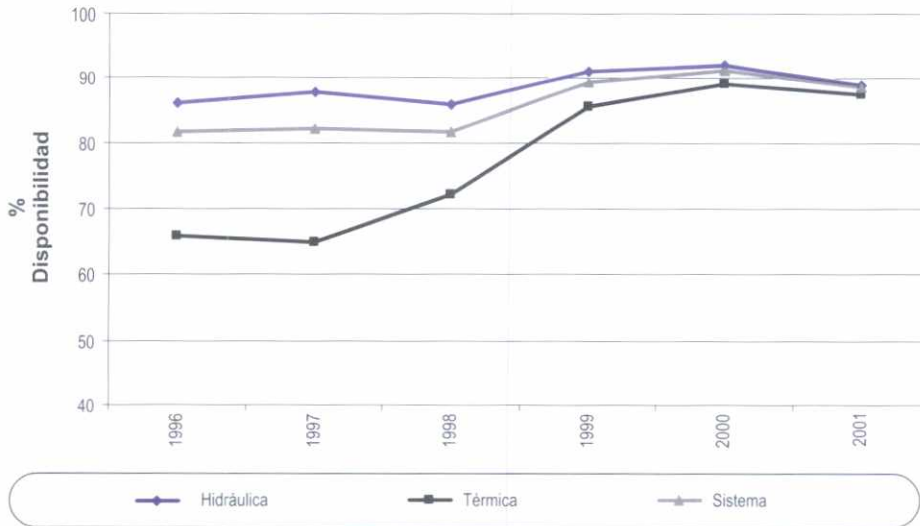
2.2.2.3 Carbón

El consumo de carbón para generación térmica en el año 2001 fue de 831.678 Ton, que al compararse con lo demandado en el año 2000 se incrementó en 6,98%. Este crecimiento se debió a la necesidad de despachar las plantas carboeléctricas para atender las generaciones de seguridad requeridas para atender las restricciones del sistema de transmisión nacional.

2.2.3 Disponibilidad del Parque de Generación

La disponibilidad hidráulica se redujo con respecto al año 2000, alcanzando un valor de 88,43%. Por el contrario, las plantas térmicas incrementaron su disponibilidad al 86,65%, la cual es alta si se compara con la registrada para los años 1997 y 1998 cuando se presentó la ocurrencia del último fenómeno del niño. Al respecto, en el gráfico 2.5 puede observarse la evolución de la disponibilidad promedio por tipo de planta desde el año 1996.

Gráfico 2.5 Disponibilidad del parque de generación

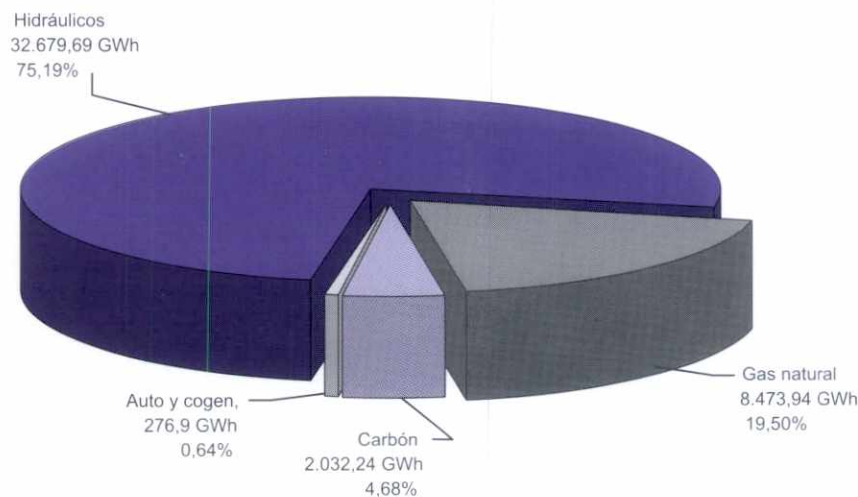


2.2.4 Generación

La generación del año 2001 se caracterizó por las condiciones climáticas y por las generaciones de seguridad requeridas a causa de los atentados al Sistema de Transmisión Nacional. De los 43.463 GWh generados durante el año 2001, el 96,42% correspondió a plantas despachadas centralmente mientras que el resto provino de plantas que no son despachadas centralmente. Del total de generación, el parque hidráulico contribuyó en 32.679 GWh (75,19%) y el parque térmico en 10.783 GWh (24,81%), tal como se puede observar en el gráfico 2.6. Por otra parte, de la generación térmica despachada centralmente (10.493 GWh), el 80,63% correspondió a las plantas que operan con gas natural y el 19,37% a plantas que operan con carbón mineral.

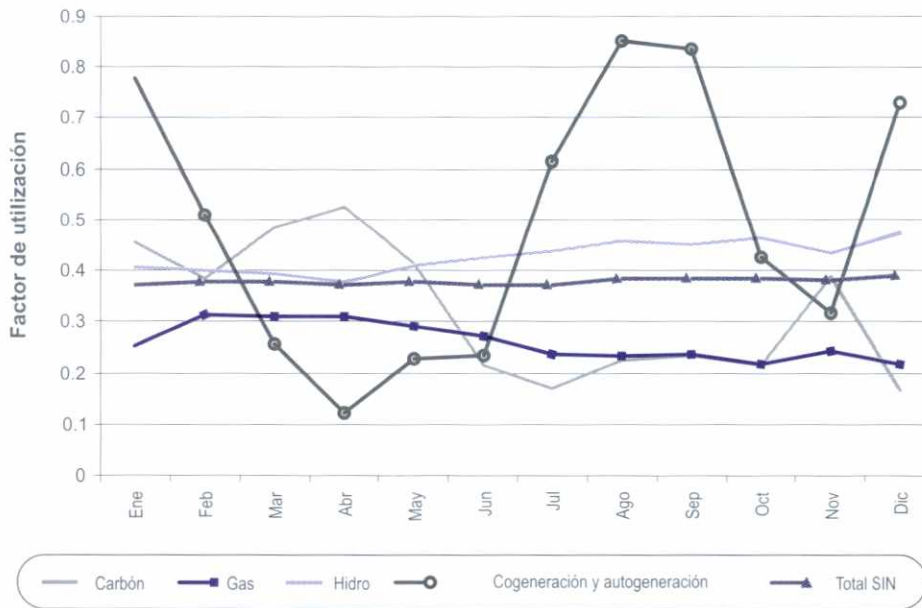
Con respecto al año 2000 no se presentan grandes cambios en la distribución de la generación total, a pesar de que los aportes hidráulicos fueron menores. Gran parte de la generación térmica se empleó para dar respaldo al Sistema de Transmisión Nacional, debido al aislamiento del que fue objeto el subsistema de generación de Antioquia, donde se encuentra instalado más del 40% de la capacidad hidroeléctrica del país. De no haberse presentado el aislamiento, para el año 2001 se tenía prevista una participación del componente hidráulico superior al 85% de la generación total. El aislamiento de las áreas operativas generado por los atentados terroristas, obligó a abastecer la demanda con recursos locales de generación, impidiendo la operación integral del sistema dentro de condiciones de eficiencia económica.

Gráfico 2.6 Generación por recursos en el 2001



El gráfico 2.7 presenta el factor de utilización promedio para el periodo enero-diciembre de 2001. El factor de utilización promedio para el sistema fue del 37,8% y el de las plantas hidráulicas del 42,8%, lo cual pone en evidencia que pese al aislamiento de algunas áreas, el recurso hídrico sigue siendo el energético más empleado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A su vez, la utilización de las plantas térmicas en épocas de hidrologías no críticas se ve relegada a los picos de carga y a las generaciones de seguridad.

Gráfico 2.7 Factor de utilización por tecnología



2.2.5 Agentes del mercado

El número de empresas de comercialización registradas en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) al finalizar el año 2001 era de 102 mientras que la cantidad de empresas de generación era de 58, seis más que las registradas en el año 2000.

2.2.6 Transacciones

La energía total transada en el MEM durante el año 2001 fue de 62.526 GWh, cerca del 70% de este valor correspondió a la demanda comercial del año, mientras el 30% restante fue destinado por los agentes para cubrir su riesgo.

Las transacciones totales en la bolsa de energía entre generadores y comercializadores fueron de 17.724 GWh, de las cuales 198 GWh fueron debidas a los intercambios internacionales de energía. Con respecto al año anterior se presentó un incremento del 11% en las transacciones totales en bolsa y un incremento de 1,38% en las transacciones internacionales.

Tomando como base la demanda comercial, la participación de las transacciones en la bolsa fue del 41,1% mientras en el año 2000 fue del 38,2%. En general, desde el inicio de la operación de la bolsa de energía, ha ocurrido que las compras de energía por parte de los generadores han sido realizadas en gran parte en bolsa, mientras las compras de los comercializadores han sido realizadas en su mayoría mediante contratos. Este comportamiento se fundamenta en el principio de aversión al riesgo, que conduce a los comercializadores a cubrirse frente a la volatilidad de los precios en bolsa y a los generadores a adquirir sus faltantes de energía en la bolsa, especialmente en períodos húmedos.

En los gráficos 2.8 y 2.9 se aprecian respectivamente, las compras y ventas de energía intercambiada por los generadores y comercializadores en la bolsa.

Gráfico 2.8 Compra de energía en bolsa por parte de generadores y comercializadores

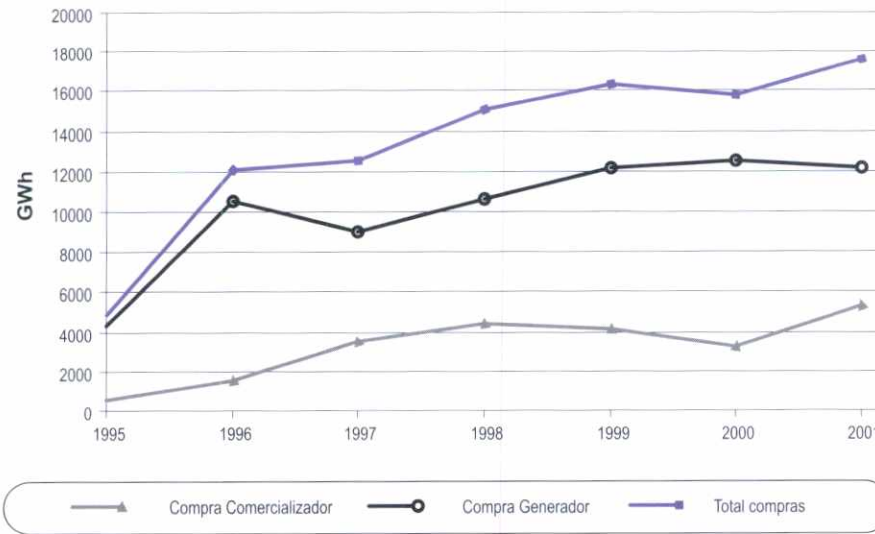
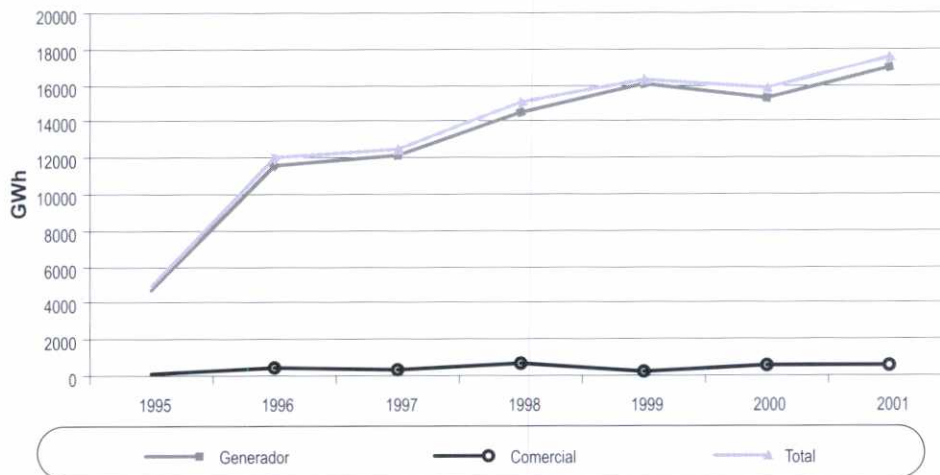


Gráfico 2.9 Venta de energía en bolsa por parte de generadores y comercializadores



2.3 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM EN EL 2001

Desde la implementación del esquema de mercado en el sector eléctrico colombiano el papel desempeñado por la CREG ha sido fundamental en la evolución del mismo. Se han establecido cambios regulatorios en las diferentes actividades, como por ejemplo la asignación de los sobrecostos originados por restricciones del sistema, el cálculo del ingreso regulado para los transportadores y la asignación de los cargos en los agentes comercializadores y generadores, las reglas de oferta por parte de los generadores y la limitación en los precios de reconciliación de generaciones forzadas fuera de mérito.

A continuación se presenta la evolución de los precios promedio de oferta, bolsa y contratos, durante el periodo comprendido entre enero de 2000 y marzo de 2002, intentando establecer la relación de las variaciones de estos precios con la regulación que se ha dado en dicho periodo.

2.3.1 Modificaciones regulatorias en los dos últimos años

En los dos últimos años la CREG han emitido varias resoluciones que modificaron los siguientes aspectos: el procedimiento para declarar precios y disponibilidades, el periodo de optimización del despacho realizado por el CND, el mecanismo para establecer los precios de reconciliación, la asignación de los cargos por uso, entre otros afectando los precios de oferta y por tanto los precios de bolsa y contratos.

La Resolución 062 de 2000 define la metodología, criterios y procedimientos para identificar y clasificar las restricciones y las generaciones de seguridad del SIN.

La Resolución CREG 063 de 2000, por una parte fija una nueva regla para establecer el precio de reconciliación positiva de las generaciones forzadas, buscando que los precios de oferta de los agentes que sirven estas generaciones no presenten volatilidad en comparación con los precios de oferta en los periodos en que es despachado por mérito. Por otra parte, congela por un periodo de siete días los precios de oferta de los agentes que sólo atienden generaciones fuera de mérito, lo cual implicó que los generadores incluyeran en sus ofertas su valoración del riesgo.

La Resolución CREG 026 de 2001 estableció dos modificaciones fundamentales: la primera establece un tratamiento de planta única a las cadenas hidráulicas y a ciertas unidades térmicas, obligándose a presentar un único precio de oferta y la segunda modifica el periodo de optimización del despacho realizado por el CND de horario a diario.

El objetivo de estas resoluciones pretende estabilizar los precios de oferta por una parte, y por otra, permitir distribuir el costo de las inflexibilidades en las ofertas.

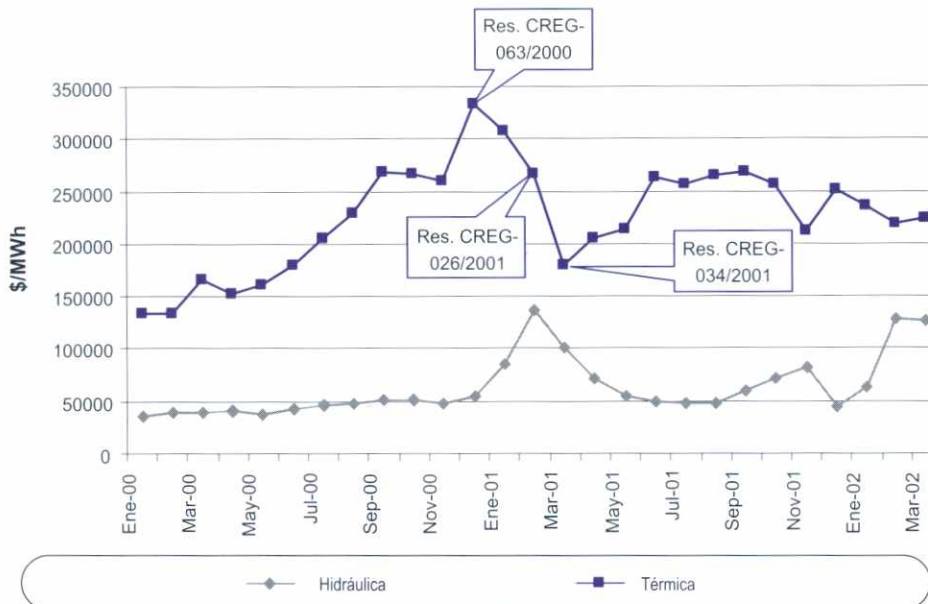
Las Resoluciones CREG 034, 038 y 094 de 2001 fijan un techo para las generaciones forzadas fuera de mérito, tanto para los generadores térmicos como para los generadores hidráulicos. Adicionalmente, se modifica el procedimiento para liquidar la energía inflexible asociada con generaciones fuera de mérito, asignándole el valor de las reconciliaciones positivas y se cambia la regla para establecer el precio de las reconciliaciones negativas, haciendo que este sea igual al promedio entre el precio de oferta de la generación desplazada y el precio de bolsa. Uno de los principales factores que motiva la expedición de dichas Resoluciones tiene que ver con las condiciones de concentración de la oferta en algunas zonas, debido a las condiciones de la red, lo cual propicia condiciones de no competencia.

2.3.2 Precio de oferta

El gráfico 2.10 muestra los precios promedio de oferta de los generadores térmicos e hidráulicos.

Durante los tres primeros trimestres de 2000 es clara la tendencia al alza que presentaron los precios de oferta de la generación térmica, en contraste con las ofertas de los generadores hidráulicos que prácticamente permanecieron constantes. Se aprecia claramente que el efecto de la Resolución CREG 063/00 fue transitorio a la baja sobre los precios de oferta de los térmicos mientras que en términos prácticos no tuvo efecto sobre los precios de oferta de los generadores hidráulicos. Al respecto, debe mencionarse que el nivel del embalse ofertable, que se mostró en el gráfico 2.3, se mantuvo en condiciones normales para la época, a la par que comparativamente los precios del gas natural tuvieron un incremento acumulado del 34% durante los años 1999 y 2000.

Gráfico 2.10 Evolución de los precios de oferta 2000-2001



A partir del mes de diciembre del año 2000 hasta el primer cuatrimestre del 2001 se presentó un cambio de tendencia de las ofertas, el cual se puede asociar con el desembalse propio de la estación de verano. A su vez, durante los meses de enero y febrero de 2001 los aportes fueron ligeramente inferiores a la media histórica correspondiente.

Los precios promedio de oferta de la generación térmica para el mes de marzo del año 2001 presentaron una baja, coincidente con la expedición de las Resoluciones CREG 026 y 034. El efecto de la Resolución CREG 034/01 en los precios de oferta de los generadores hidráulicos, consistió en llevar estos precios a su promedio observado en el año 2000.

A partir del mes de mayo se revirtió nuevamente la tendencia de las ofertas coincidiendo con un nuevo periodo de embalsamiento. De acuerdo con esto último, los precios de oferta de los generadores térmicos se incrementaron hasta llegar a niveles que se mantuvieron cercanos a 250 \$/kWh.

Por otra parte, no existen suficientes elementos para deducir un mecanismo que vincule los eventos de atentados a la infraestructura de transmisión con la formación del precio de oferta de los generadores. Si bien en principio no se observa claramente una relación entre el número de circuitos indisponibles por los atentados y la dinámica de los precios de oferta, eventualmente un estudio más pormenorizado debería considerar circuitos específicos indisponibles por estas causas y análisis más detallados de las ofertas.

No obstante lo anterior, se aclara que la indisponibilidad de la red ha tenido efectos en la utilización del recurso hídrico ya que ocasionó atrapamientos de energía en algunas zonas del país, lo cual pudo generar señales de escasez relativa del recurso.

2.3.3 Precios de oferta y cantidades generadas

Los gráficos 2.11 y 2.12 muestran los precios de oferta y las cantidades generadas con el recurso hidráulico y térmico, respectivamente. Se observa la contraposición de picos de precios de oferta con valles de cantidad de energía generada, ratificando este hecho el efecto de los atentados terroristas a la infraestructura eléctrica, situación que ocasiona atrapamientos de energía en ciertas regiones del país en particular el área de Antioquia y Chocó.

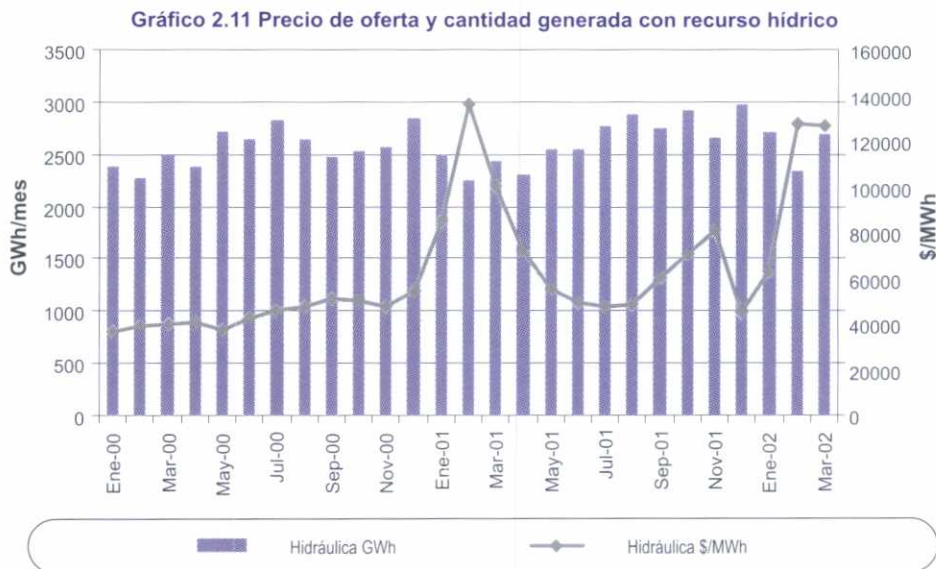
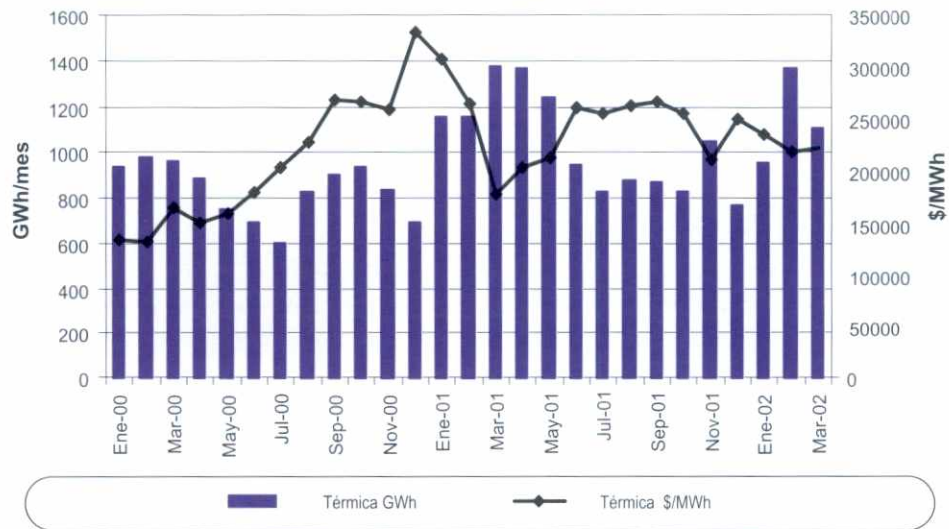


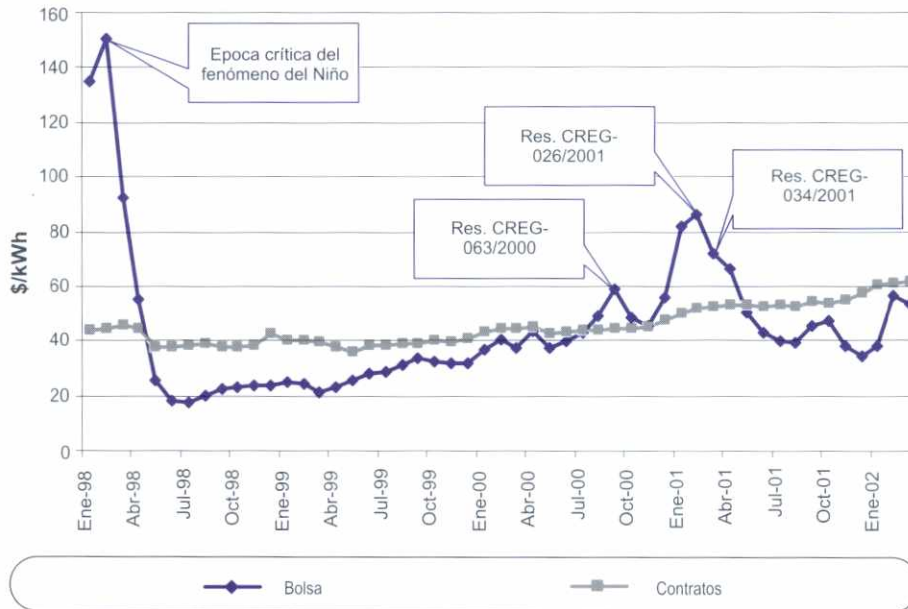
Gráfico 2.12 Precio de oferta y cantidad generada con recurso térmico



2.3.4 Precio de bolsa y contratos

En el gráfico 2.13 se observa la evolución de los precios promedio mes de la energía transada en bolsa y contratada para el periodo en estudio. Se resaltan los hitos regulatorios.

Gráfico 2.13 Evolución del precio de bolsa y contratos



Los precios de bolsa durante los dos últimos años han estado determinados principalmente por variables como el embalse ofertable, la disponibilidad de los recursos de gas y carbón y las limitaciones propias de la red.

Es así como durante el periodo comprendido entre los meses de mayo y septiembre de 2000, el precio de bolsa presenta una tendencia creciente que puede asociarse con los incrementos del precio de oferta de los generadores térmicos. Luego, la CREG expide en septiembre la Resolución 063 como una medida para reducir la volatilidad de las ofertas lo cual se reflejó de manera transitoria en el precio de bolsa.

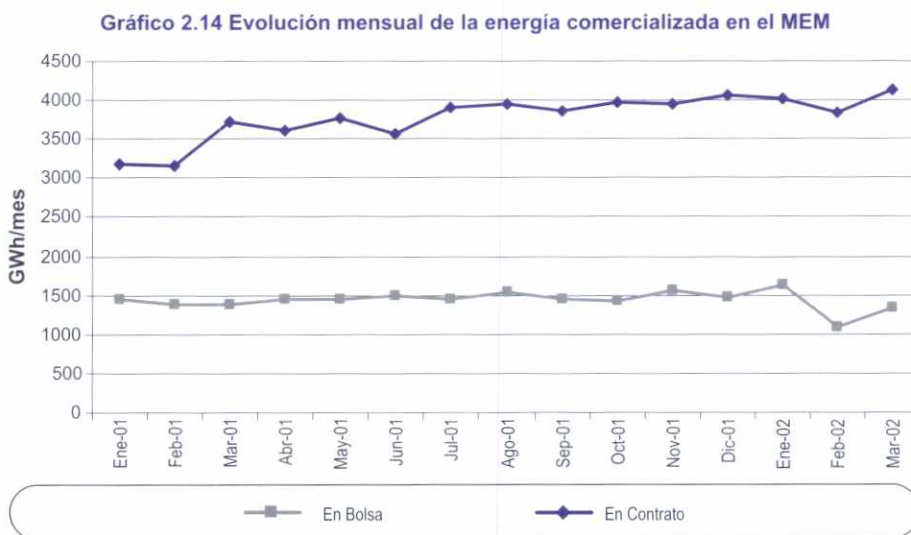
A partir de noviembre de 2000 se observa un alza del precio de bolsa que combina factores como la evolución del embalse ofertable y el efecto de los atentados que ocasionaron atrapamientos de energía hidráulica. Para el mes de marzo se presentó el valor máximo del precio promedio de bolsa alcanzando los 87 \$/kWh.

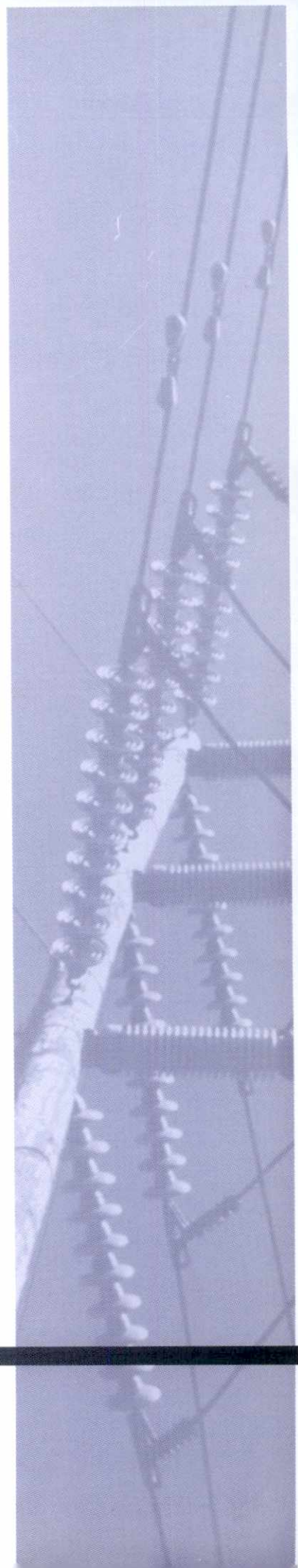
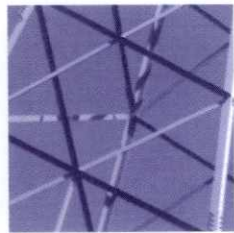
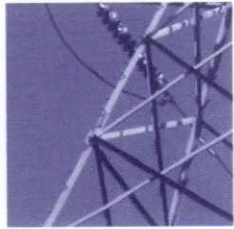
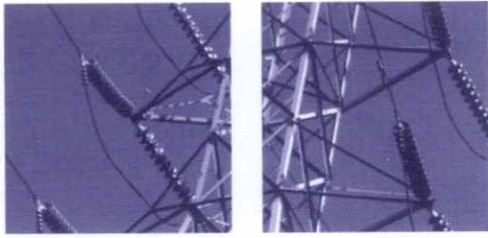
Luego de que se expidieron las Resoluciones 026 y 034 el precio de bolsa disminuye de manera significativa coincidiendo con una disminución de los atentados a la infraestructura y un incremento del embalse ofertable. Sin embargo, a finales de 2001 e inicios de 2002 ante una nueva oleada de atentados y una expectativa de ocurrencia del fenómeno del Pacífico se observa un repunte en el precio de bolsa sin llegar a los niveles de precios observados previamente a la expedición de la Resoluciones 026 y 034 de 2001.

Con respecto a los precios en contratos en el periodo estudiado, en términos reales se puede ver una ligera tendencia al alza desde 1999, la cual se ha pronunciado durante el último año. Sin embargo, no se puede establecer un nexo directo entre la regulación y el precio establecido en los contratos.

2.3.5 Cantidad de energía comercializada en el MEM

Con respecto al total de energía eléctrica comercializada en el Mercado de Energía Mayorista para el año 2001 a nivel nacional e internacional (61.655 GWh), se tiene que el 71% de esta energía se despachó a través de contratos a largo plazo y el 29% restante se comercializó por medio de la bolsa nacional de energía.





Capítulo 3

Sistema de Transmisión Nacional

3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

A partir de 1998 el esquema definido para el desarrollo de la actividad de transmisión, en lo que corresponde a la expansión del sistema, tiene tres instancias a saber: elaboración por parte de la UPME del Plan de Expansión de Transmisión² con una periodicidad anual; definición del Plan de expansión por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME) y ejecución de los proyectos de expansión mediante la escogencia de un proponente, seleccionado dentro de un proceso competitivo denominado Convocatoria Pública Internacional³.

Respecto a la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, se realiza un ejercicio de planeación de mínimo costo, donde la función objetivo de dicha minimización está constituida por los costos de inversión y operación. Para llevar a cabo correctamente dicha tarea, es necesario analizar adecuadamente las condiciones del entorno del sector eléctrico y en particular lo que se refiere a la actividad de transmisión.

De acuerdo con lo anterior, en este capítulo se efectúa el diagnóstico de la actividad del transporte de energía y como tal este se ha dividido en tres partes. La primera realiza una descripción del Sistema de Transmisión Nacional presentando incluso la expansión ejecutada recientemente. La segunda parte concierne a algunos aspectos comerciales de este negocio y de su relación con otros elementos del mercado eléctrico. Finalmente, la tercera parte hace un recuento de los avances recientes encaminados a la ejecución del Plan de Expansión definido por el ministerio de Minas y Energía en los años 2000 y 2001.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente y que se presenta en la gráfico 3.1, está constituido por una red de circuitos a 230 kV de 10.823 km de longitud y por una troncal de circuitos a 500 kV de 1.449 km de longitud, de la cual ISA es el propietario del 72%. Los proyectos de expansión del STN que entraron en operación el año anterior incorporaron al sistema un total de 719 km de circuitos a 230 kV. Respecto a la capacidad de transformación del STN, ésta es de 3.960 MVA, mientras que la capacidad de transformación en los puntos de conexión de los Operadores de Red con el STN es de 11.863 MVA.

De acuerdo con el Informe de Operación 2001 del Centro Nacional de Despacho (CND), en promedio los activos de uso del STN cumplieron los estándares de calidad impuestos por las normas vigentes. De acuerdo con este informe, el Índice de Disponibilidad de los Activos (IDA) durante el año 2001 fue el siguiente para los activos más representativos: circuitos 230 kV (longitud > 100km), 99.92; circuitos 230 kV (longitud = 100km), 99.91; circuitos 500 kV, 99.98.

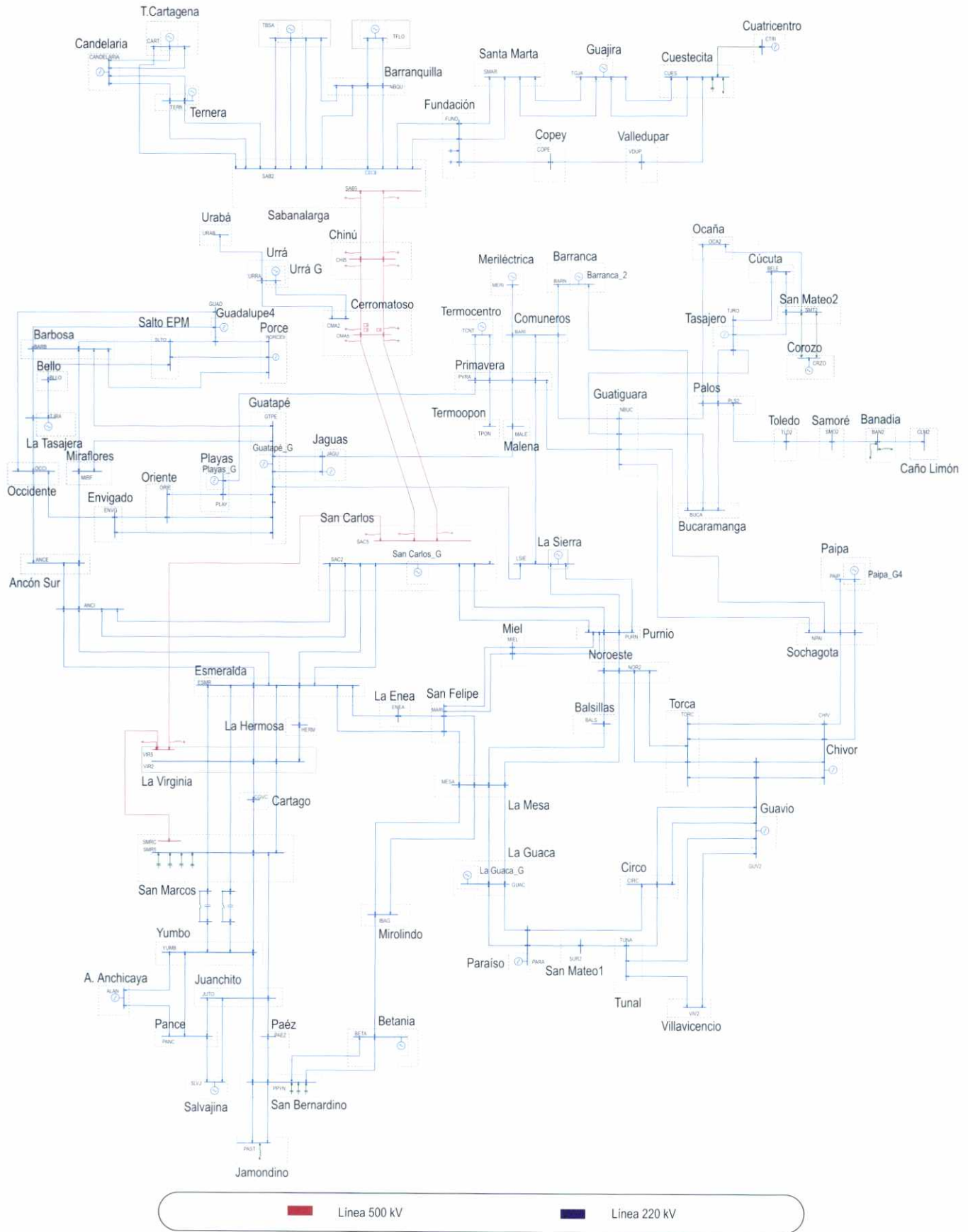
Las metas de calidad del STN vigentes para el año 2002 y siguientes años, fueron fijadas en la resolución CREG 011 de 2002. Respecto a las metas vigentes durante el año 2001, para las bahías de línea y transformación estas se incrementan de 24 a 15 horas acumuladas de indisponibilidad anual y de 48 a 15 horas para las bahías de compensación.

Las metas para los demás activos no son modificadas.

² La UPME debe apoyarse en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, el cual debe hacer comentarios al Plan de expansión Preliminar que presente la UPME.

³ Consultar resolución CREG 022 de 2001

Gráfico 3.1 Diagrama Unifilar Sistema de Transmisión Nacional-STN



Adicionalmente a las normas de calidad, la resolución CREG 063 de 2000 establece pagos por concepto de reconciliaciones positivas de generaciones de seguridad a aquellos agentes propietarios de activos de conexión que incumplan con las metas de calidad. En cuanto a la operación, la resolución CREG 062 de 2000 introduce e implementa el concepto de subsistemas eléctricos* para la definición de los criterios de planeación y operación de corto plazo. En el Anexo A se presenta una descripción discriminada e índices promedio por subsistema de los eventos de indisponibilidad de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN y de los transformadores de conexión con el mismo, correspondientes al periodo diciembre de 2000 a diciembre de 2001.

3.1.1 Expansión del sistema de transmisión

Los proyectos de transmisión que entraron en operación durante el año 2001 y el primer trimestre de 2002, los cuales se presentan en la tabla 3.1, comprenden aquellos definidos en planes previos y los que su ejecución fue asignada mediante Convocatorias Públicas Internacionales.

Tabla 3.1 Expansión del sistema de Transmisión ejecutada

Nombre Proyecto	Agente	Descripción	Fecha Entrada
S/E Porce	EEPPM	Bahías de línea	06/01/01
Porce II-El Salto Barbosa	EEPPM	Un circuito a 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Porce (62.9 km)	06/01/01
S/E La Sierra	EEPPM	Módulo de conexión para la tercera unidad generación	15/01/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la primera unidad generación	31/03/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la segunda unidad generación	24/04/01
Porce II - Guadalupe	EEPPM	Un circuito a 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Porce (2.04 km)	30/04/01
S/E Porce	EEPPM	Módulo de conexión para la tercera unidad generación	30/05/01
Sabanalarga Termocartagena [1]	ISA	Circuito sencillo 230 kV para la eliminación de restricciones en la zona Norte (Cartagena) (81.51 km) [2]	25/08/01
La Sierra Purnio	ISA	Doble circuito 230 kV, para incrementar la capacidad de transporte del STN en el área del Magdalena Medio (100.7 km)	31/08/01
Primavera-Guatiguará Pasajero[1]	ISA	Circuito sencillo 230 kV para mejorar el suministro de energía y reducir restricciones en Nordeste (282.5 km) [2]	27/09/01
Purnio-Miel I San Felipe	ISA	Doble circuito 230 kV, asociado con el proyecto de generación de Miel y con el aumento de la capacidad de transporte del STN (84.2 km)	27/10/01

Adicionalmente, los puntos de conexión al STN que fueron aprobados por la UPME se presentan en la tabla 3.2.

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

Tabla 3.2 Nuevos puntos de conexión con el SNT aprobados por la UPME

Punto de conexión	Tipo de proyecto	Proyecto	Propietario Punto de Conexión	Fecha
S/E Virginia 230 kV	Confiabilidad área Chocó	Conexión del transformador 230/115 kV - 90 MVA	ISA	10/04/01
S/E El Bagre 44 kV	Generación	Conexión de 3 MW excedentes de la planta Hidroeléctrica Mineros de Antioquia	EADE	26/09/01
S/E Jamondino 230 kV	Interconexión Eléctrica con Ecuador	Conexión del circuito Pasto-Pomasqui 230	ISA	20/03/02
S/E Valledupar 230 kV	Conexión de demanda	Transformador 220/110 kV - 60 MVA	TRANSELCA	21/03/02

3.1.2 Inventario de Activos del STN

De acuerdo con la resolución CREG 022 de 2001, la UPME debe mantener un Inventario de Activos del STN con el propósito de que este sirva de base al Liquidador y Administrador de Cuentas del MEM para efectuar el cálculo del ingreso regulado de los transportadores del STN.

Si bien la UPME cuenta con el Inventario de Activos actualizado, se hace necesario definir un procedimiento que permita coordinar a la UPME con los agentes y las entidades del sector involucradas en temas relacionados con la remuneración, cambio de características técnicas de activos del STN y fecha de explotación comercial de los activos, entre otros y de este modo mantener debidamente actualizada la base para el cálculo de los ingresos del transportador.

Al respecto, la UPME ha presentado al CND, LAC y al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) una propuesta de procedimiento para manejar el Inventario de Activos del STN, la cual está en proceso de discusión.

3.1.3 Resumen del contenido del Inventario de Activos del STN

De acuerdo con el contenido del inventario de activos del STN, la longitud total de los circuitos del sistema alcanza los 12.272 km, siendo Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca los propietarios mayoritarios de la red. En lo que corresponde a las subestaciones, se cuenta con 86 subestaciones del STN (contando los patios de 500 kV); de éstas, 22 tienen configuración barraje principal y transferencia, 14 están configuradas como Interruptor y medio y 12 son barra sencilla, entre las más abundantes a nivel de 230 kV, mientras que las 4 subestaciones del sistema de 500 kV son de configuración Interruptor y medio.

A continuación, la tabla 3.3 presenta a modo de resumen el contenido simplificado del Inventario de Activos del STN.

Tabla 3.3 Resumen simplificado del contenido del inventario de Activos del STN

Empresa	Longitud circuitos del STN (km)		Total empresa	Porcentaje de participación (%)	No. Subestaciones
	230 kV	500 kV			
Distasa	30,5		30,5	0,25	1
Transelca	1.417,1		1.417,1	11,55	12
Epsa	273,2		273,2	2,23	5
Epm	798,3		798,3	6,50	13
Eeb	690,8		690,8	5,63	8
Isa	7.407,1	1.449,4	8.856,5	72,16	40
Essa	206,2		206,2	1,68	3
Cens					1
Chb					1
Corelca					1
Ebsa					1
Total	10.823,3	1.449,4	12.272,6		86

3.2 ASPECTOS COMERCIALES DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA

Entre los aspectos más relevantes que vinculan los temas comerciales con el planeamiento del sistema de transmisión, se encuentra el nivel del ingreso regulado del STN y la relación de este con el nivel de las restricciones. A su vez, estos dos aspectos se reflejan en la tarifa al usuario final. Por lo anterior, a continuación se analizan las variables mencionadas a fin de que estos elementos sean tenidos en cuenta en el análisis de prospectiva que se presentará más adelante.

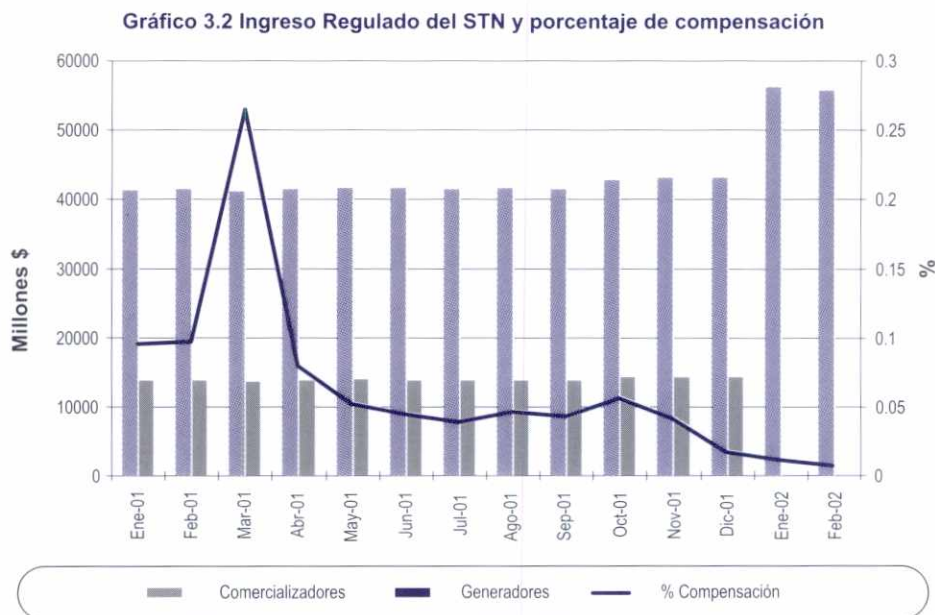
3.2.1 Ingreso regulado del STN

Por concepto del Ingreso Regulado del STN para el año 2001, se pagaron 670.54 miles de millones de pesos de febrero de 2002. Estos se cancelaron en mensualidades que promediaron los 55.8 miles de millones de pesos, de los cuales el 75% corrió a cargo de las empresas de comercialización y el 25% restante a las empresas de generación.

El gráfico 3.2 muestra el flujo del Ingreso Regulado Neto⁴ por concepto del STN y la variación mensual de la compensación a causa de la indisponibilidad de los activos del STN.

Adicionalmente, del gráfico se puede observar que el nivel de compensaciones por indisponibilidad de activos del STN no supera el 1% del Ingreso Regulado, si bien es de resaltar que para el mes de marzo de 2001 se alcanzó el monto más alto de compensaciones de este año, cuando no se cumplieron las metas de calidad en algunos puntos de la infraestructura de dos empresas de transporte.

El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del sistema determinó, a partir del inventario de activos del STN, el ingreso regulado correspondiente al año 2002 en 685.05 miles de millones de pesos el cual debe ser cancelado en su totalidad por los comercializadores⁵ en mensualidades de 57.08 miles de millones de pesos. En el gráfico anterior, se puede apreciar comparativamente con el año 2001, el ingreso mensual para enero y febrero de 2002. La tabla 3.4 muestra la proporción en que este ingreso se cancela a favor de los trasmisores nacionales.



⁴ Descontando las compensaciones por indisponibilidad de los activos, conforme a las normas de calidad del STN.

⁵ Artículo 4º de la Resolución CREG 103 de 2000.

Tabla 3.4 Participación de los transmisores en el ingreso del STN

Agente Transmisor Nacional	Porcentaje de participación
CENS	0,2
CHB	0,3
CORELCA	0,3
DISTASA	0,4
EBSA	0,2
EEB	7,4
EEPPMM	7,9
EPSA	3,2
ESSA	1,5
TRANSELCA	10,2
ISA	68,4

3.2.2 Reconciliaciones

En el desarrollo de la actividad de planeamiento del sistema de transmisión nacional la función objetivo a minimizar está representada por los costos de operación (pérdidas, generación fuera de mérito y confiabilidad) e inversión. En los últimos años los costos de operación del Sistema han presentado valores relativamente altos, debido a la presencia de generaciones fuera de mérito en condiciones de monopolio local, resultantes de una red de transmisión débil a causa de los atentados terroristas a la infraestructura eléctrica.

En el Plan de Expansión Generación Transmisión de la Referencia 2000, la UPME planteó un proyecto de refuerzo de la interconexión de las diferentes áreas operativas del país, siendo uno de los beneficios de este proyecto la reducción de las generaciones forzadas. Posteriormente y en respuesta a estos altos costos la CREG expidió la Resolución 034/01, mediante la cual se limitan los precios de oferta de las generaciones forzadas fuera de mérito, las cuales ocasionan las denominadas reconciliación positiva y se modificó la regla que establece las reconciliaciones negativas, las cuales representan el ajuste que se hace al ingreso de los agentes que estando incluidos en el despacho ideal deben disminuir su generación en el despacho real a consecuencia de las generaciones forzadas.

A continuación se realiza el análisis de la evolución de estos costos y el impacto que la regulación ha tenido sobre los mismos, comprendiendo las limitaciones impuestas a los agentes que cubren esas generaciones y los mecanismos de asignación de estos sobrecostos a los diferentes agentes. Si bien este análisis no pretende ser exhaustivo en los valores obtenidos, si pretende establecer de forma sencilla, cual ha sido el efecto de la regulación en los sobrecostos operativos y su efecto en la señal de expansión al STN en el periodo comprendido entre Octubre de 2000 y Marzo de 2002.

- ▶ Antes de la Resolución CREG 034/01, a las generaciones forzadas fuera de mérito se les reconciliaba su energía al precio de su oferta.

$$I_{gf} = P_{of} * E_f = CRP$$

- ▶ Antes de la Resolución CREG 034/01, la generación desplazada del despacho ideal, se reconcilia al precio de oferta del generador desplazado.

$$I_{gd} = P_b * E_i - P_{od} (E_i - E_r)$$

$$P_{od} (E_i - E_r) = CRN$$

- ▶ Posterior a la Resolución CREG 034/01, a las generaciones forzadas fuera de mérito se les reconcilia su energía a un precio igual al mínimo entre su precio de oferta y el valor límite establecido por la CREG.

$$I_{gf} = P_{of} * E_f = CRP$$

- ▶ Posterior a la Resolución CREG 034/01, la generación desplazada del despacho ideal, reconcilia a un precio resultante del promedio entre su oferta y el precio de bolsa.

$$I_{gd} = P_b * E_i - \frac{1}{2}(P_{od} + P_b)(E_i - E_r)$$

$$\frac{1}{2}(P_{od} + P_b)(E_i - E_r) = CRN$$

Siendo

- I_{gf} : Ingreso del generador que atiende generación forzada
- P_{of} : Precio de oferta de la generación forzada
- E_f : Cantidad de energía forzada
- CRP: Costo de la Reconciliación Positiva

- I_{gd} : Ingreso de un generador con menor generación en el despacho real con respecto al despacho ideal.
- P_b : Precio de Bolsa
- E_i : Energía en el despacho ideal.
- E_r : Energía despachada realmente.
- P_{od} : Precio de oferta de generación desplazada
- CRN: Costo de Reconciliación Negativa

En el gráfico 3.3 se muestra el valor total, en millones de pesos, de las reconciliaciones negativas y positivas. Es importante mencionar que si bien el valor total de reconciliaciones positivas es muy alto, no se puede desconocer que también existe un valor alto de reconciliaciones negativas, el cual fue de \$ 809,5 miles de millones durante este periodo.



3.2.2.1 Reconciliaciones Positivas

Los gráficos 3.4 y 3.5 muestran para las distintas áreas del sistema, su participación en la energía y en el costo de las reconciliaciones positivas, respectivamente, para cada uno de los meses del periodo en estudio. Al respecto se observa que en los meses de febrero y marzo de 2001 y febrero de 2002, la energía y el porcentaje de participación fueron mínimos para la Costa y máximos para Bogotá, lo cual se explica por la reducida disponibilidad de la interconexión entre la Costa y el Interior (circuitos de 500 kV), a causa de los continuos atentados a estas líneas de transmisión.

Los gráficos 3.6, 3.7 y 3.8 presentan el agregado de los meses de estudio, en términos de la energía, costos y porcentaje de participación en el costo, de las reconciliaciones positivas para cada una de las áreas del sistema. En general, se observa que las áreas de la Costa y Bogotá son las más representativas en lo que se refiere a las reconciliaciones positivas.

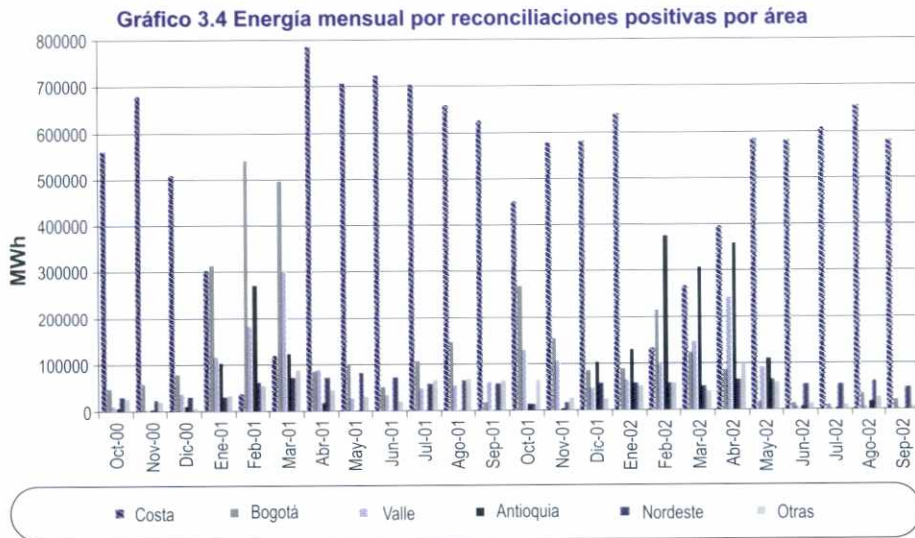


Gráfico 3.6 Agregado por área de la energía por reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02

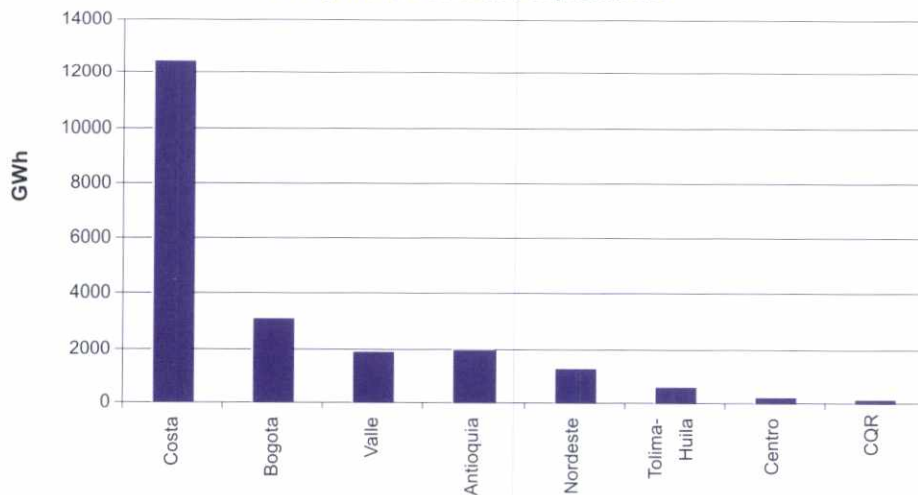


Gráfico 3.7 Agregado por área del costo por reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02

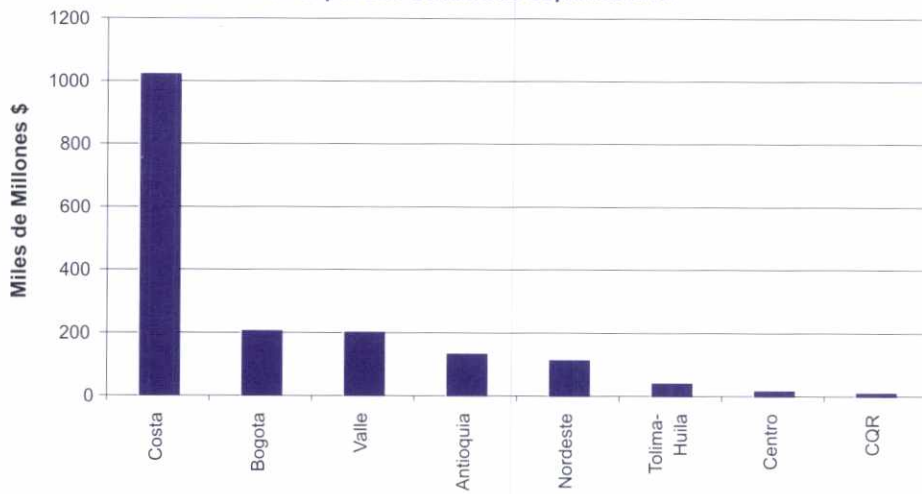
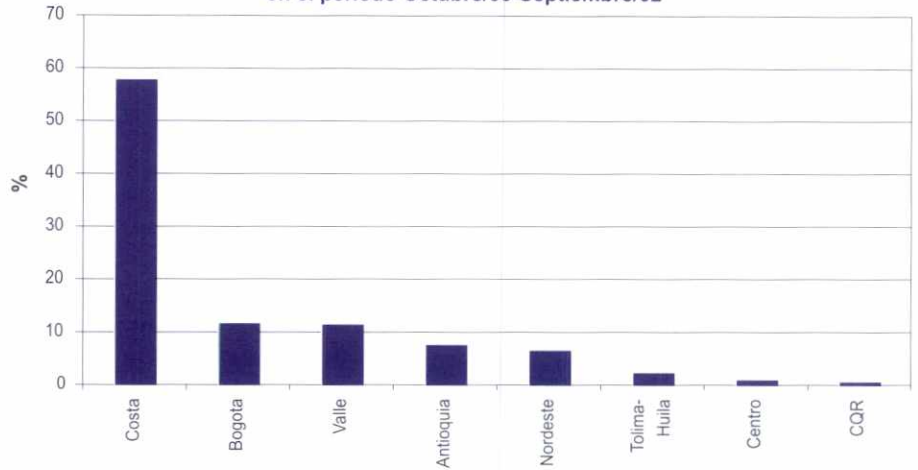
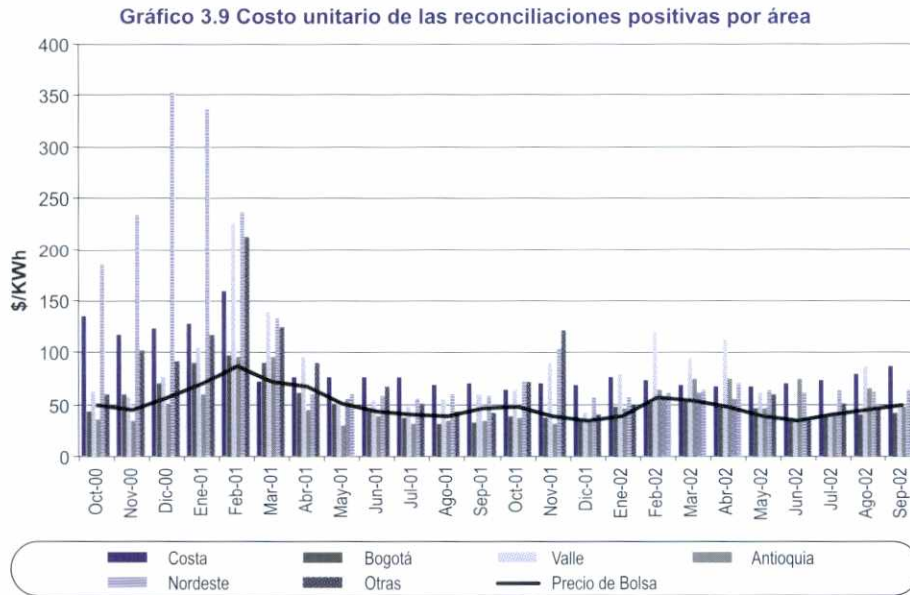


Gráfico 3.8 Agregado por área de la participación en el costo por reconciliaciones positivas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02



En el gráfico 3.9 se observan los costos en promedio mensual por kilovatio-hora de las reconciliaciones positivas para el periodo de análisis. Se puede apreciar que los valores más altos se ocasionaron en el área de Nordeste entre octubre de 2000 y febrero de 2001, alcanzando valores hasta de 350 \$/kWh. Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 034 en marzo de 2001, estos costos disminuyeron a valores alrededor de 60 \$/kWh, exceptuando los meses de octubre y noviembre en los cuales el promedio se incrementó a 72 \$/kWh y 103.4 \$/kWh, respectivamente. Esto último se explica por la salida a mantenimiento de la planta Termotasajero lo que implicó la utilización de recursos más costosos del área.



Adicionalmente, se tiene que el promedio mensual de las reconciliaciones positivas desde octubre de 2000 hasta marzo de 2001, estuvo entre 132 y 106 \$/kWh, disminuyendo a partir de ese momento a valores entre 76 y 57 \$/kWh.

3.2.2.2 Reconciliaciones Negativas

Los gráficos 3.10 y 3.11 muestran para las distintas áreas del sistema, su participación en la energía y en el costo de las reconciliaciones negativas, respectivamente, para cada uno de los meses del periodo en estudio. Se observa que la generación desplazada por las plantas que reconciliaron positivamente, corresponde aproximadamente a un 80% a las zonas de Bogotá, Antioquia y Nordeste.

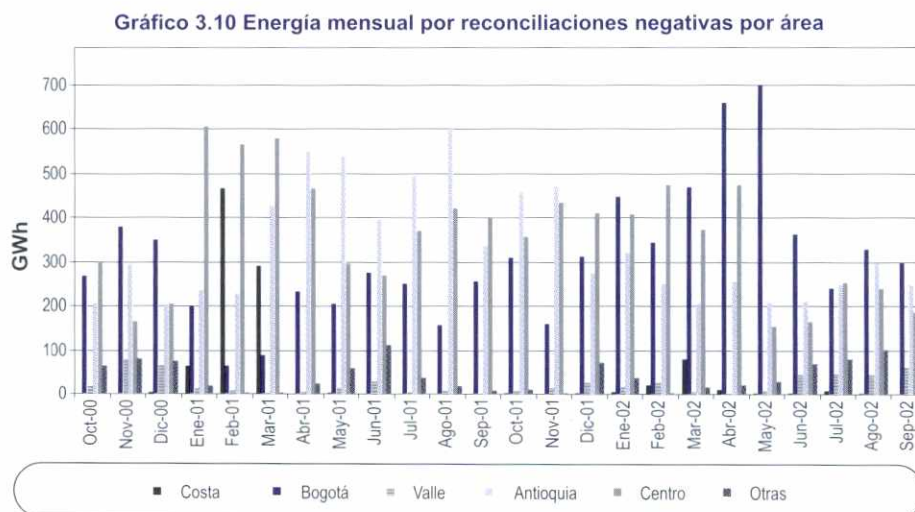
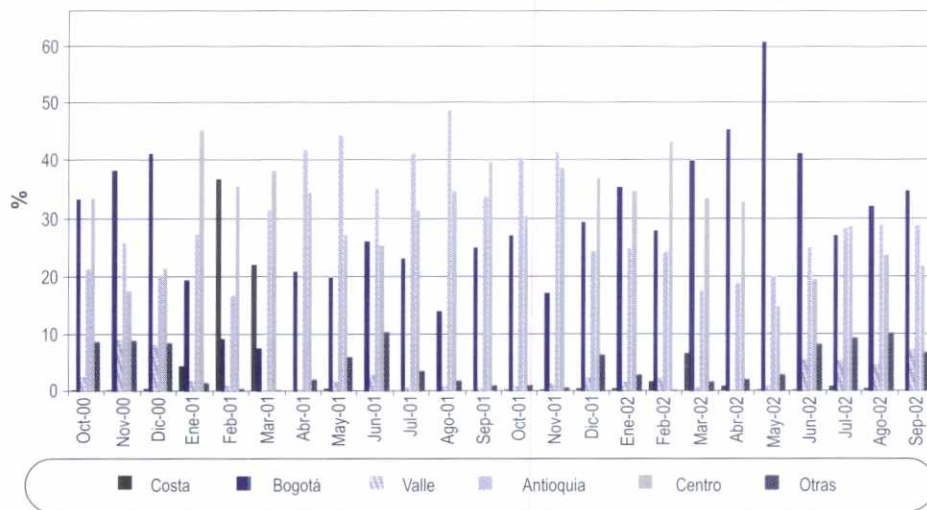


Gráfico 3.11 Participación mensual en el costo por reconciliaciones negativas por área



Los gráficos 3.12, 3.13 y 3.14 presentan el agregado de los meses de estudio, en términos de la energía, costos y porcentaje de participación en el costo, de las reconciliaciones negativas para cada una de las áreas del sistema. Igualmente, las áreas de la Costa, Bogotá y Valle totalizan más del 80% de los costos por reconciliaciones negativas.

Gráfico 3.12 Agregado por área de la energía por reconciliaciones negativas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02

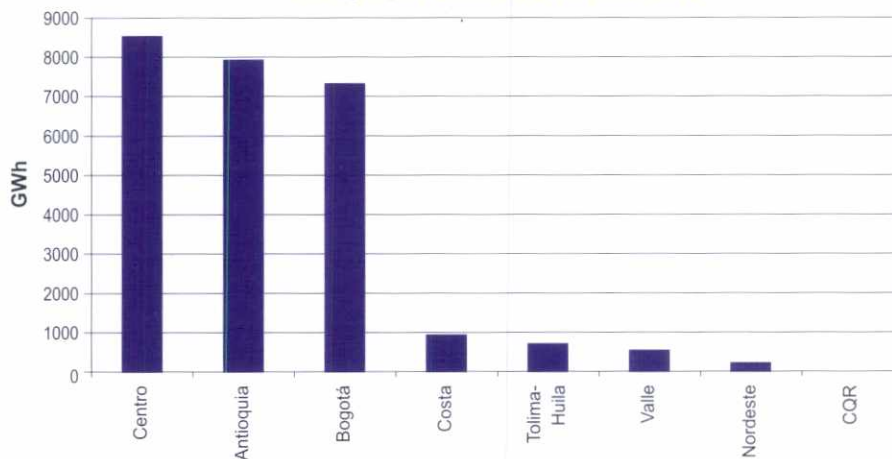


Gráfico 3.13 Agregado por área del costo por reconciliaciones negativas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02

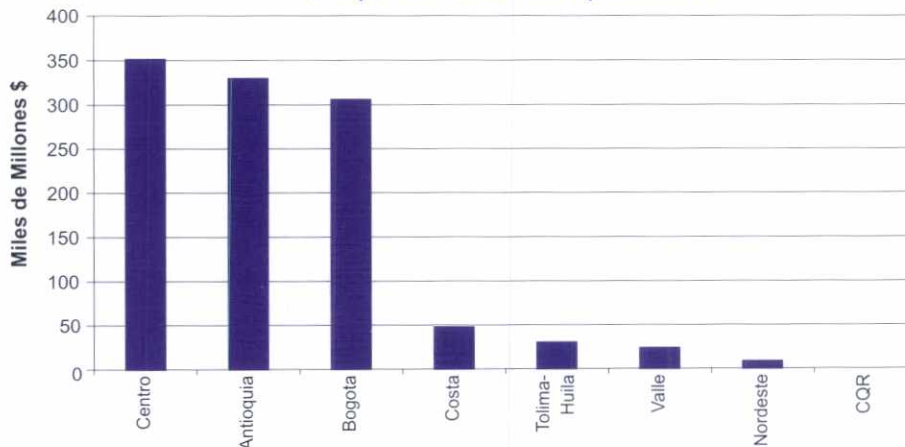
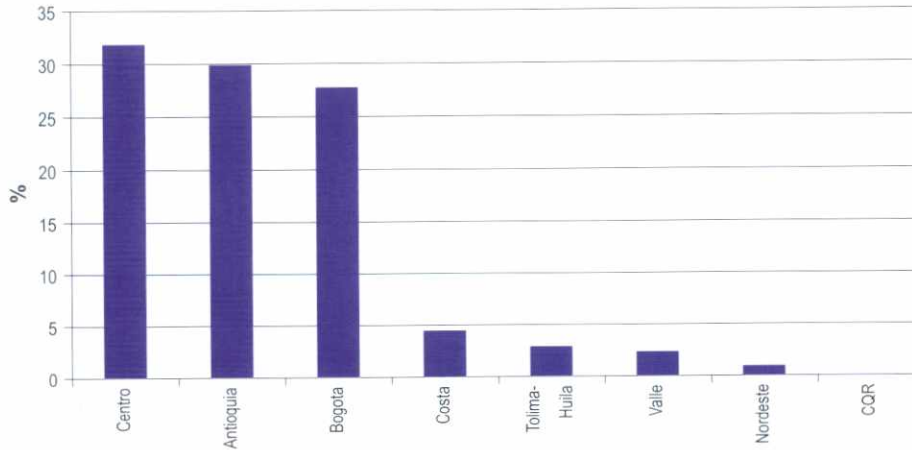


Gráfico 3.14 Agregado por área de la participación en el costo por reconciliaciones negativas en el periodo Octubre/00-Septiembre/02



En el gráfico 3.15 se presentan los precios promedio mensual del kilovatio-hora ofrecido por los generadores que atienden energía forzada, por los generadores desplazados del despacho ideal y el precio de bolsa promedio mes.

Gráfico 3.15 Costo unitario de las reconciliaciones



En los meses en los cuales el precio de oferta promedio de la generación desplazada del despacho ideal aparece igual a cero significa que no se dispone de la información necesaria para establecer dicho precio.

3.2.3 Sobrecostos operativos

El gráfico 3.16 muestra el sobrecosto mensual impuesto al sistema para el periodo estudiado. Este sobrecosto tiene dos componentes, la primera de ellas está relacionada con la diferencia de costo de las generaciones forzadas fuera de mérito y el precio de bolsa. La segunda componente está asociada con el costo que se paga a por la energía desplazada del despacho ideal. A continuación se presenta la formulación de estas componentes que sumadas totalizan el sobrecosto pagado por el sistema.

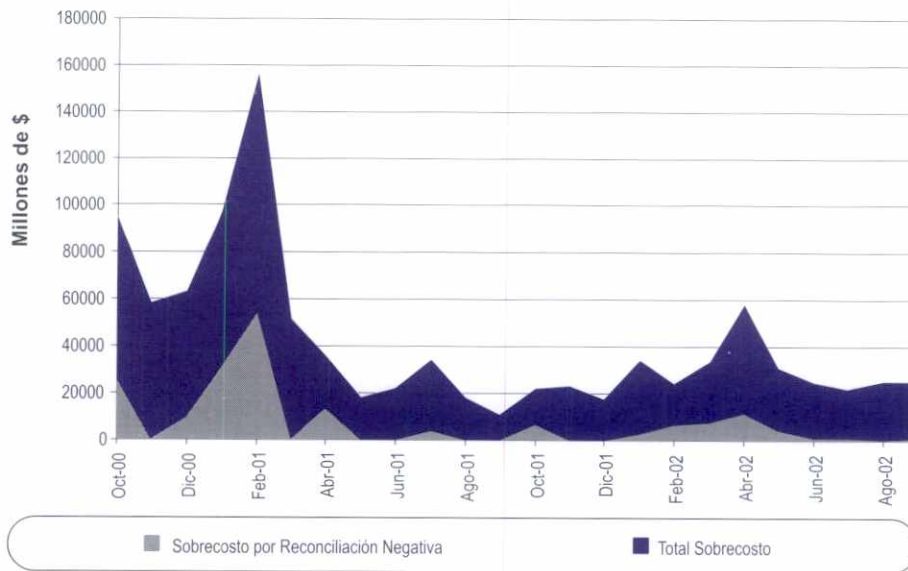
$$SCM^+ = CRP - \sum P_{bi} * E_i^+$$

$$SCM^- = \sum P_{bi} * E_i^- - CRN$$

Donde:

- SCM⁺: Sobrecosto mensual asociado a la energía reconciliada positivamente.
- SCM⁻: Sobrecosto mensual asociado a la energía reconciliada negativamente.
- CRP : Costo mensual de las reconciliaciones positivas.
- CRN : Costo mensual de las reconciliaciones negativas.
- Σ : Sumatoria sobre cada hora del mes.
- P_{bi} : Precio de bolsa del periodo i.
- E_i^+ : Energía reconciliada positivamente en el periodo i.
- E_i^- : Energía reconciliada negativamente en el periodo i.

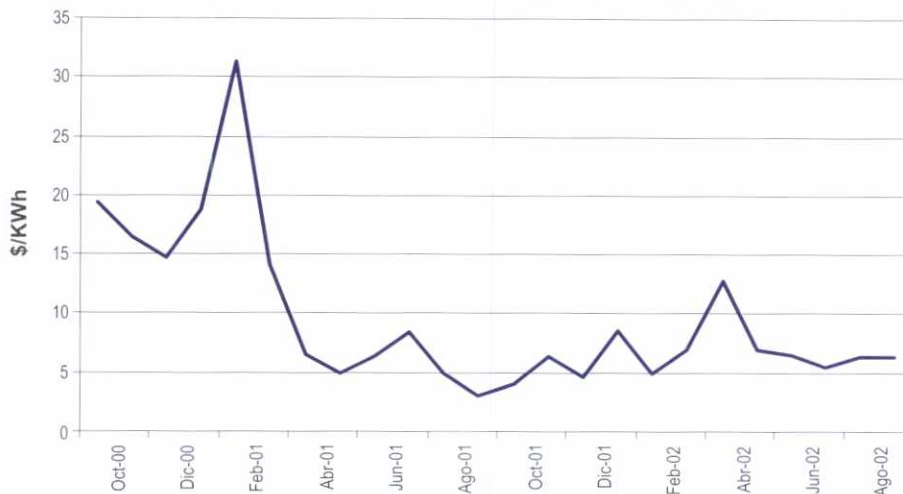
Gráfico 3.16 Composición del sobrecosto de operación total



El gráfico 3.16 confirma el efecto de la Resolución CREG 034/01, en el sentido de disminuir los sobrecostos operativos, asociados tanto a las reconciliaciones positivas como a las generaciones desplazadas.

El gráfico 3.17 presenta el sobrecosto por kilovatio-hora de la demanda total mensual. Se puede apreciar que con posterioridad a la Resolución CREG 034 de 2001 éste ha disminuido a valores inferiores a diez pesos y antes de dicha Resolución se alcanzaron sobrecostos por kilovatio-hora demandado de hasta 32 pesos.

Gráfico 3.17 Sobrecosto por kilovatio-hora demandado

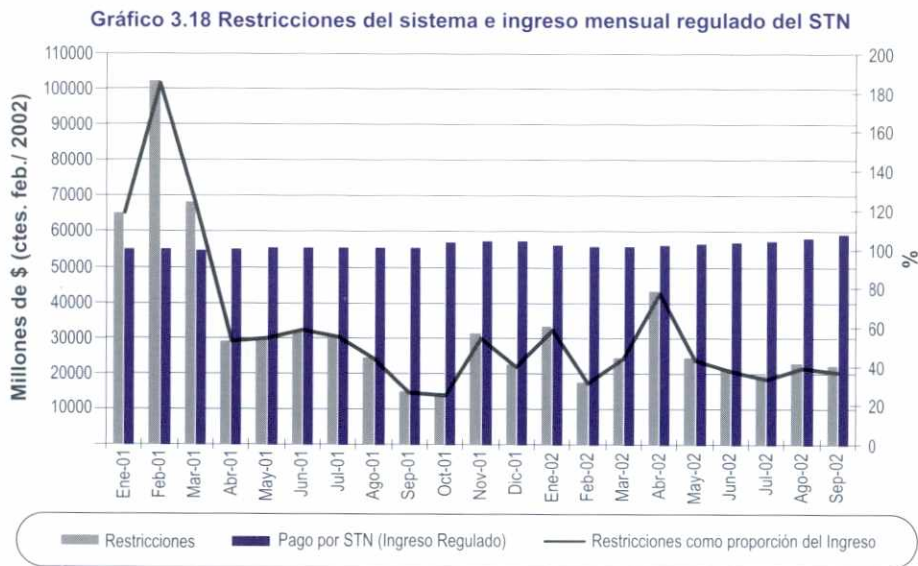


3.2.4 Cargos por Uso y Restricciones del STN durante el año 2001

Mediante la figura de los cargos por uso del STN, que a partir de enero de 2002 es cancelado únicamente por los comercializadores de energía, el STN recauda su remuneración. Por otra parte, del adecuado desempeño del STN depende la viabilidad del mercado eléctrico en la medida en que el sistema de transmisión facilita y hace posible las transacciones de energía entre todos los agentes. El nivel de las restricciones del sistema constituye un indicador de la eficacia del mismo en la medida en que muestran la dificultad para realizar las transacciones de energía.

De acuerdo con lo anterior, al realizar una comparación entre el costo de las restricciones del sistema y el valor cancelado por concepto del STN, se puede determinar que tan eficiente ha sido el gasto asumido por concepto del sistema de transmisión en la medida en que no existan restricciones al transporte.

El gráfico 3.18 presenta comparativamente el ingreso cancelado mensualmente por concepto del STN y la evolución del costo de las restricciones para el periodo entre enero de 2001 y febrero de 2002. Se puede identificar que en el periodo de enero a marzo de 2001, el nivel de las restricciones superó notablemente el ingreso para los transportadores nacionales aprobado para dichos meses. Esto es representativo, si se considera que los usuarios finales deben asumir, vía tarifa, el costo de las restricciones y el cargo para remunerar el STN.



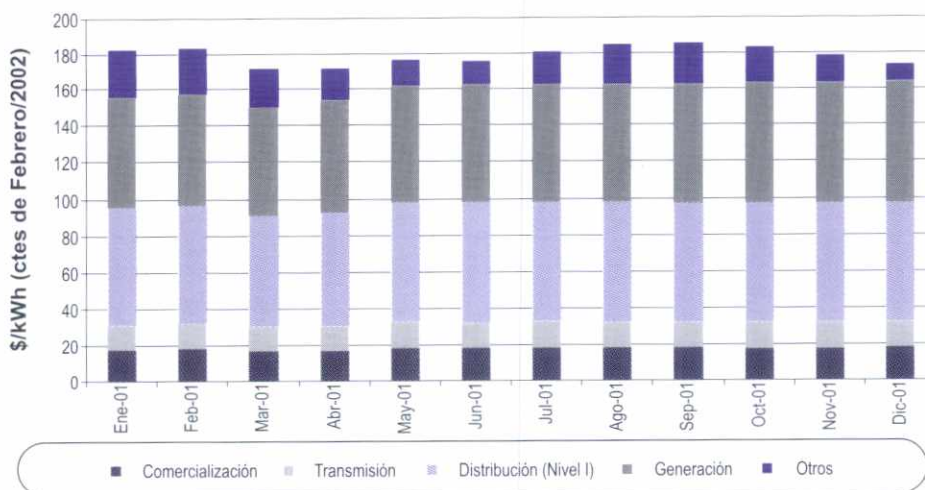
No obstante, debe aclararse que el valor por concepto de las restricciones de los tres primeros meses del año en cuestión, combinan las situaciones de debilidad de la red (aumento en la proporción de la demanda de energía atendida mediante generaciones de seguridad) y el precio unitario de dicha energía, que fueron altos en dichos meses por efecto de los atentados a la infraestructura y las ofertas de los agentes generadores.

3.2.5 Evolución de las componentes Transmisión (T) y Otros (O) en la fórmula tarifaria

Durante los tres primeros meses de ese año se observó una tendencia alcista en el costo de las restricciones, a causa de los atentados a la infraestructura eléctrica, lo cual se reflejó directamente con un rezago de 3 meses en el costo unitario (CU) de la energía eléctrica. A partir de abril, con la vigencia de la resolución CREG 034 de 2001, el tope fijado a las reconciliaciones positivas y la ampliación de la ventana para el recaudo del valor de las restricciones, condujo a que la componente O de la fórmula tarifaria presentara fuertes variaciones con una tendencia a la baja.

El gráfico 3.19 presenta la variación en la composición del costo unitario del servicio de electricidad, durante el año 2001, pasando de 182.8 \$/kWh en enero hasta 173.8 \$/kWh en diciembre, para un costo promedio del servicio de 179.2 \$/kWh (en pesos de febrero de 2002). Uno de los factores que sufrió más alteraciones fue el componente Otros, que inició el año representando el 15% del costo unitario y terminó en 5.3%. Al respecto del componente Transmisión, éste representó en el promedio del año el 7.68% del costo unitario.

Gráfico 3.19 Variación del costo unitario del servicio de electricidad



Las normas regulatorias expedidas fueron efectivas en controlar la tendencia explosiva del costo de las restricciones y su impacto en el usuario final y propiciaron un efecto indirecto en el comportamiento de los precios de la energía en bolsa, como se detallará más adelante.

3.2.6 Evolución de las pérdidas del STN

Conforme a lo establecido en la resolución CREG 039 de 2000, el gráfico 3.20 presenta la evolución de las pérdidas del STN. Debe recordarse que la metodología adoptada establece las pérdidas como la diferencia entre las importaciones y las exportaciones del Sistema de Transmisión Nacional, a partir de la cual se calcula el índice de pérdidas como un promedio anual móvil mensual, tomando como base las importaciones del STN.

Gráfico 3.20 Evolución del índice de pérdidas de energía del STN



Del gráfico puede observarse que la variación de este índice no muestra una tendencia que pudiera atribuirse a condiciones del sistema, sino que ha dependido de las condiciones del STN afectado por el fraccionamiento debido a causas exógenas. Por lo tanto, se considera que no es pertinente recomendar proyectos de expansión a partir del análisis de las pérdidas del STN, que se han visto modificadas por circunstancias ocasionales más que por la estructura del mismo.

3.2.7 Seguimiento al avance del plan de expansión vigente

A la fecha se encuentran aprobados por el Ministerio de Minas y Energía los proyectos recomendados por la UPME en sus planes de expansión de los años 2000 y 2001. Estos proyectos se refieren a la línea Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas (en adelante denominado proyecto de 500 kV), definido en el Plan del año 2000 y las compensaciones capacitivas de 60 MVAR y 75 MVAR en el área del Nordeste y Bogotá, respectivamente, que fueron definidas en el Plan del año 2001. Adicionalmente, al momento de editar la versión definitiva de este documento, se confirmó la entrada en operación comercial, el 23 de noviembre de 2002, de la línea Guatapé - Variante Ancón Sur/Esmeralda para resolver la problemática generada en el Oriente Antioqueño por los atentados a la infraestructura de transmisión.

3.2.7.1 Estructuración de las Convocatorias del proyecto de 500 kV

Con miras a hacer más atractivo el proyecto Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas para los potenciales inversionistas, el gobierno contrató, previo un concurso de méritos, una firma de banca de inversión apoyada por un grupo legal y técnico, los cuales constituyeron una Unión Temporal, con la misión de estudiar la estructuración más conveniente para las Convocatorias Públicas Internacionales necesarias para definir el agente que se encargará de ejecutar las obras correspondientes. A la fecha la Unión Temporal presentó el Informe Final de la primera fase de la asesoría, que consiste en una propuesta para estructurar las Convocatorias Públicas, la cual está siendo analizada por el gobierno para realizar los ajustes del caso.

En relación con los aspectos jurídicos y financieros, el Comité Técnico que Supervisa la asesoría, ha considerado la posibilidad de incorporar en la regulación las siguientes recomendaciones del asesor: revisar la tarifa correspondiente al ingreso anual esperado establecido por el proponente seleccionado, a fin de disminuir los riesgos del proponente y permitir la participación de peritos en las decisiones del proyecto. Por el contrario, se han descartado otras propuestas del asesor, que en concepto del Comité no guardan relación con la filosofía de las Convocatorias Públicas (la Nación no debe asumir riesgos por los proyectos). De cualquier manera, las propuestas de ajuste a la regulación deberán ser aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía y por la CREG antes de que ellas sean adoptadas como parte del marco jurídico aplicable a las Convocatorias.

En cuanto a la estructuración técnica, se ha considerado ejecutar el proyecto completo, es decir, la línea "Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá a 500 kV". No obstante, las convocatorias deben permitir adjudicar, bajo el criterio beneficio-costos, proyectos parciales (Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera y/o Primavera-Bacatá) o el Proyecto Completo. A su vez, se ha complementado la información respecto a los equipos de compensación de las líneas de transmisión, algunas características de las subestaciones y transformadores, las obligaciones de los proponentes y la interventoría.

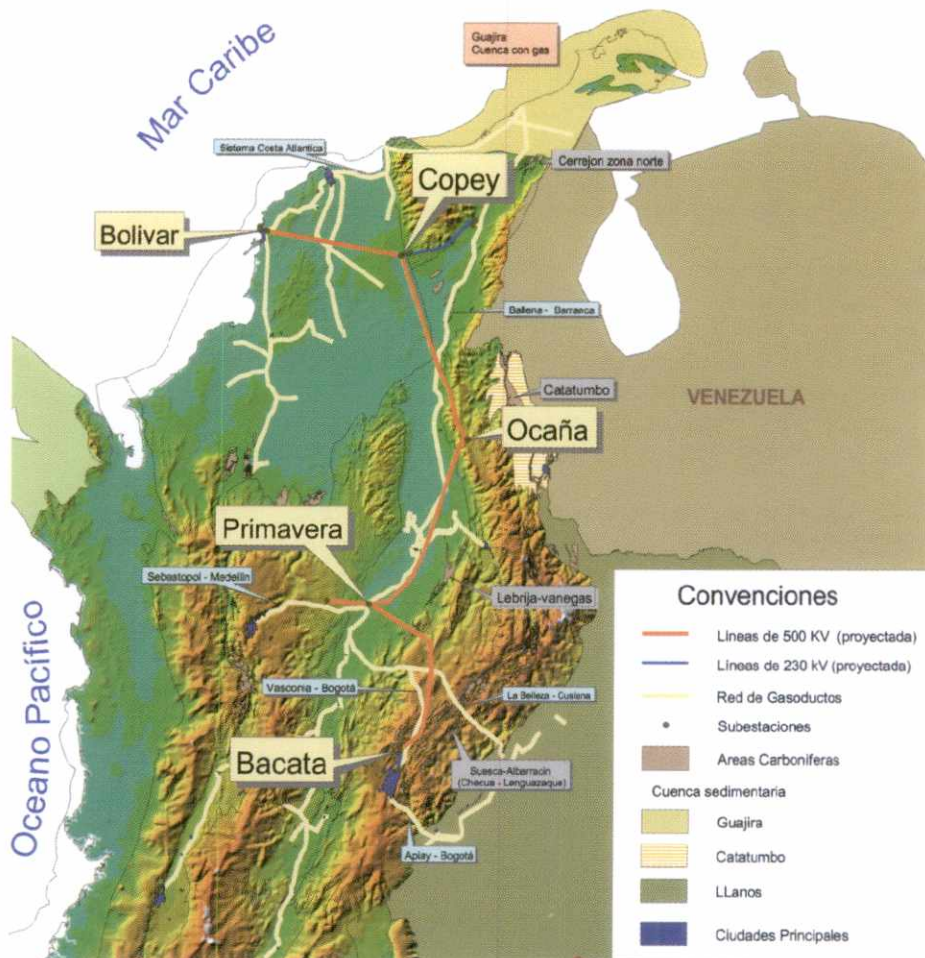
Las características y ruta del Proyecto, cuya disposición geográfica se presenta en el gráfico 3.21, permiten identificar una serie de beneficios de los cuales no todos pueden ser cuantificados. En esta medida, el proyecto presenta algunos beneficios incorporados en la evaluación económica y otros beneficios que constituyen externalidades económicas positivas. En el capítulo 10 se presenta la revisión a la evaluación económica de dicho proyecto.

3.2.7.2 Estructuración para ejecutar las obras del Plan 2001

Con respecto a las compensaciones capacitivas para el Nordeste (60 MVAR) y para el área de Bogotá (75 MVAR) definidas en el Plan del año 2001, se ha determinado la posibilidad de ejecutarlas parcialmente a 115 kV y a 230 kV, por razones técnicas, particularmente disponibilidad de espacio en las subestaciones y por razones económicas.

La UPME ha preparado los documentos de selección que contemplan las dos posibilidades, pero para iniciar los procesos de selección se requiere la definición de la fecha de apertura de los mismos, por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Gráfico 3.21 Ubicación geográfica del proyecto de expansión de 500 kV



3.2.7.3 Ejecución de la variante Guatapé - Ancón Sur/Esmeralda

Al momento de edición de este documento ISA informó que la variante Guatapé - Ancón Sur/Esmeralda entró en operación comercial a partir del 18 de noviembre de 2002. Esta variante consiste en una línea de doble circuito a 220 kV de 13,2 km entre la subestación Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón Sur o San Carlos - Esmeralda.

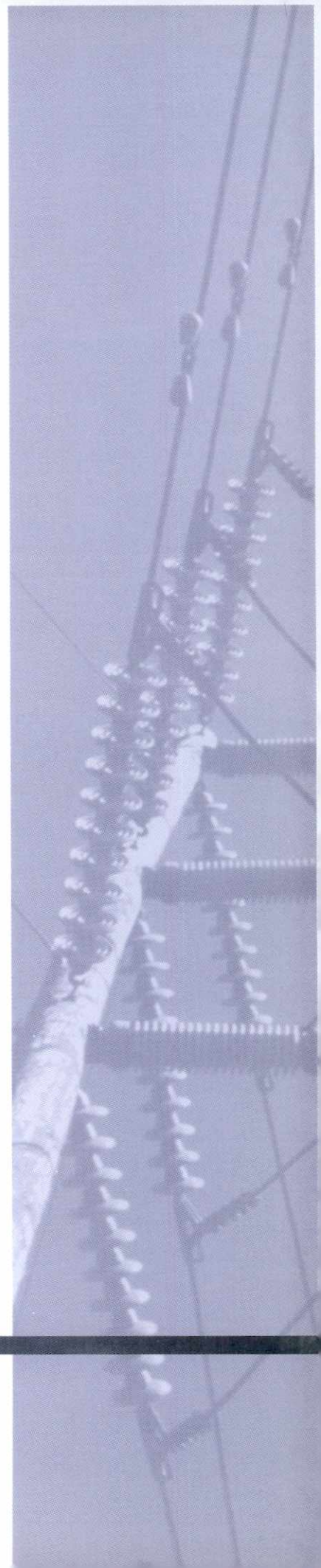
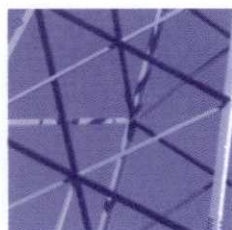
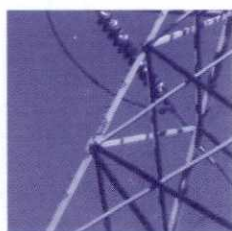
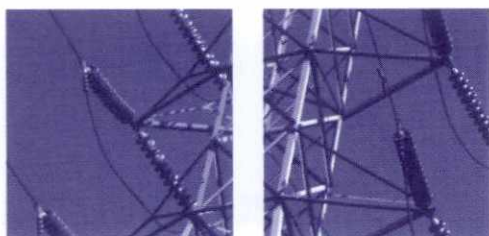
Dicha variante surgió como resultado de un requerimiento del Ministro de Minas y Energía en el sentido de analizar la situación del STN y proponer alternativas para enfrentar los problemas que el sistema enfrentaba en virtud de los atentados a la infraestructura. Al respecto, el CND analizó varias alternativas y conceptuó que la variante en mención presentaba los mayores beneficios y permitía configurar los circuitos Guatapé-Ancón Sur o Guatapé-Esmeralda dependiendo de las conveniencias operativas.

A su vez, la CREG mediante la Resolución 147 de 2001 determinó de que un Transportador puede construir directamente variantes de líneas de transmisión, no contempladas en el Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, para superar problemas de confiabilidad por voladuras de torres. Así mismo, estableció un mecanismo de remuneración para tales obras.

Al respecto la Resolución menciona en sus considerandos lo siguiente:

"Que la Comisión después de analizar la información enviada por el CND e ISA, ha concluido que la puesta en operación de los activos eléctricos, asociados a la alternativa propuesta por dicha empresa, es viable desde el punto de vista técnico y económico, considerando la remuneración de dicho proyecto según la metodología establecida en la Resolución CREG-022 de 2001 para proyectos existentes, y los beneficios del mismo para la operación del sistema en los términos definidos por las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que dadas las condiciones de transitoriedad y oportunidad asociadas a la entrada en operación de las unidades constructivas que se han mencionado, y teniendo en cuenta una remuneración de estos activos con base en costos eficientes de unidades constructivas, no resulta apropiado incluir dichos proyectos en el Plan de Expansión de Referencia y realizar el procedimiento de convocatoria previsto en el Artículo 4o. de la Resolución CREG-022 de 2001;"



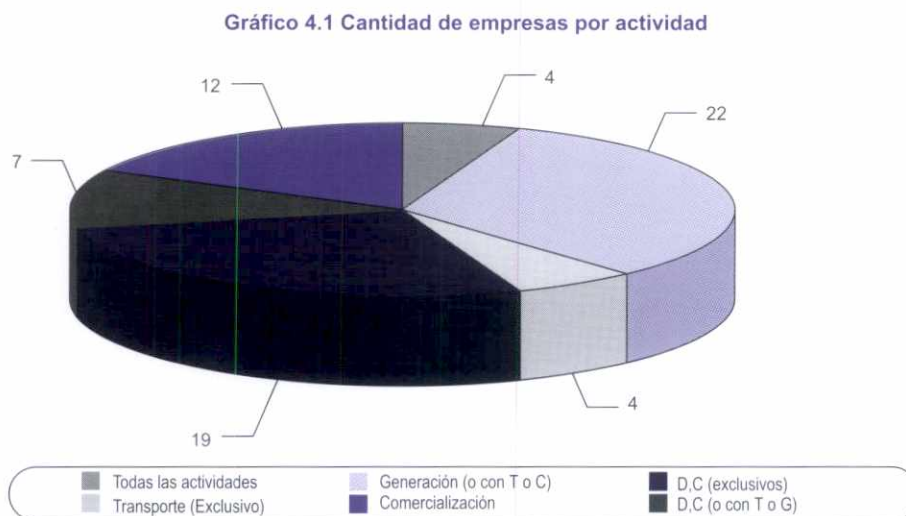
Capítulo 4

**Distribución y Comercialización
de Energía Eléctrica**

4. DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

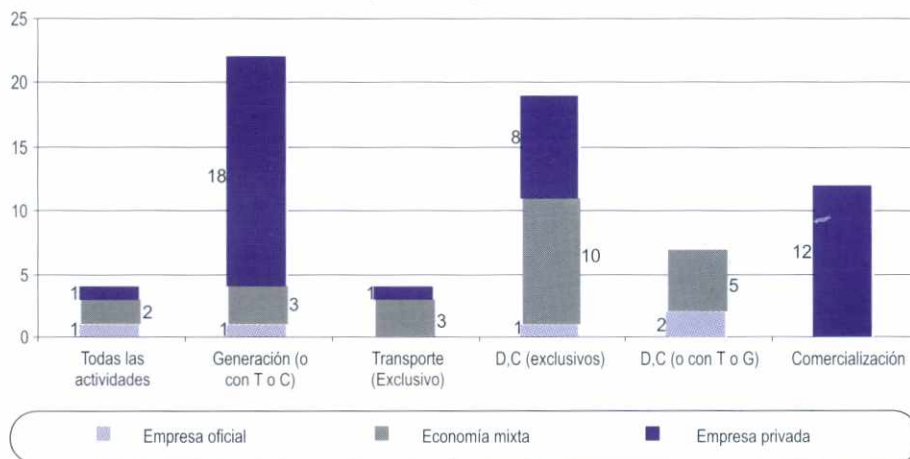
El Artículo 74 de la Ley 143 de 1994 establece que las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley no pueden realizar más de una actividad, exceptuando la posibilidad para que las empresas comercializadoras puedan realizar en forma combinada una de las actividades de generación y distribución. Por otra parte aquellas empresas constituidas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley que se encontraban integradas verticalmente, podrán desarrollar conjuntamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas.

Como se puede observar del gráfico 4.1, de un grupo de 68 empresas del sector eléctrico, entre las que se encuentran las principales empresas que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, se observa que 4 están verticalmente integradas en todas las actividades del sector (G, T, D y C), estas son: ESSA, EBSA, EPSA y EPM; mientras que la actividad de comercialización simultáneamente con la actividad de distribución la realizan 19 empresas, 7 distribuidoras - comercializadoras realizan simultáneamente las actividades de transmisión o generación, 22 son generadores dedicados exclusivamente a esta actividad o en conjunto con la comercialización. De este grupo de empresas 12 son comercializadores puros en el mercado interconectado, 10 generadores puros y cuatro transportadores puros.



De acuerdo con su naturaleza jurídica, del grupo de empresas consideradas, cinco son oficiales: EMCALI, EPM, EPP, EMCARTAGO y URRRA; 23 son empresas de economía mixta y 40 tienen naturaleza privada, como se muestra en el gráfico 4.2.

Gráfico 4.2 Empresas según naturaleza jurídica



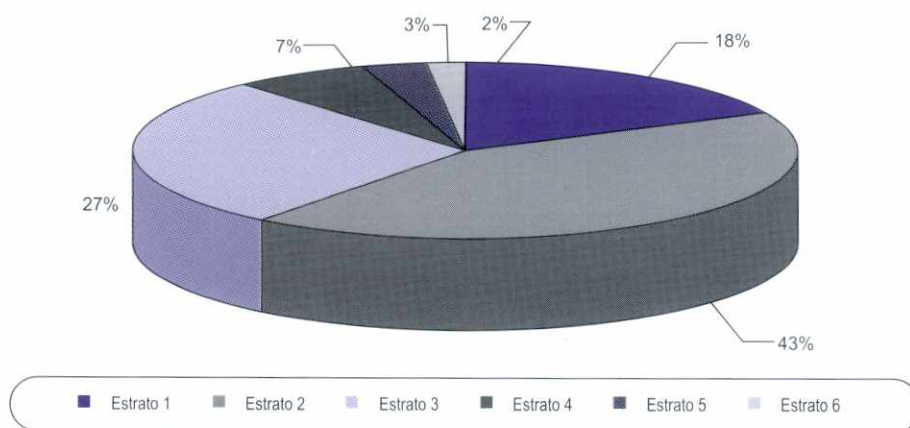
En la tabla 4.1 se muestra la composición de los usuarios atendidos por las empresas que desarrollan las actividades de distribución - comercialización, a diciembre de 2001. Se destaca que estas empresas atienden un mercado conformado principalmente por usuarios residenciales, quienes representan el 91,6% del total de usuarios localizados en las zonas interconectadas del país.

Tabla 4.1 Número total de usuarios por sector

Sector	Número Usuarios	(%)
Residencial	7'478.189	91,6
Comercial	550.797	6,7
Industrial	69.310	0,8
Oficial	52.982	0,6
Alumbrado público	4.844	0,1
Usuarios no regulados	1.679	0,0
Otros	7.555	0,1
Total usuarios	8'165.356	100,0

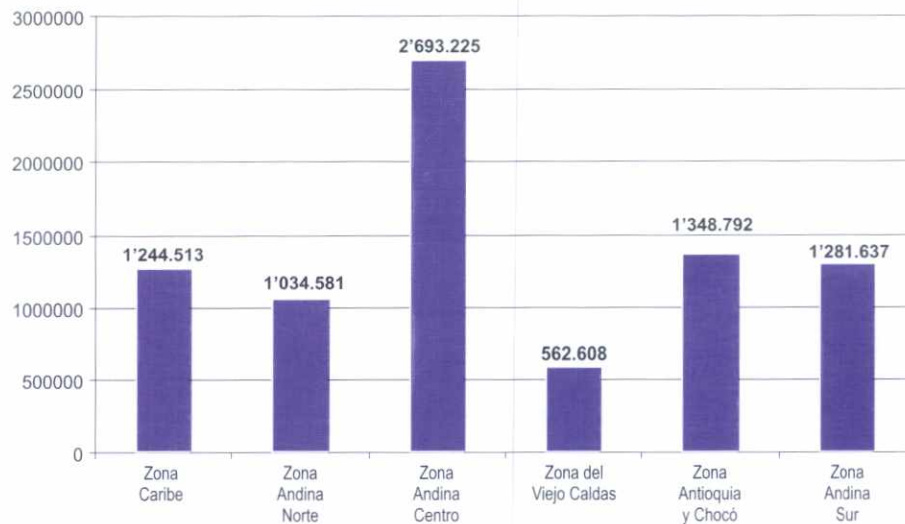
La distribución de los usuarios residenciales según estrato se presenta en el gráfico 4.3. La suma de usuarios de los estratos 1, 2 y 3 asciende a 6.581.050 y representa el 88% del total de usuarios residenciales y el 81% de la totalidad de usuarios.

Gráfico 4.3 Distribución de usuarios residenciales por estrato



El gráfico 4.4 presenta la participación de los usuarios por zona. La participación porcentual de los diferentes sectores en cada una de las zonas presenta un comportamiento similar al consolidado nacional. Por su parte, de la distribución de los diferentes estratos del sector residencial en cada zona se destaca que la zona Caribe es la que presenta la mayor participación de estrato 1 (35%); el estrato 2 tiene participación mayoritaria en la zona Andina Norte (57%) y el estrato 3 en la Andina Centro (32%). El 90.5% de usuarios residenciales se localiza en zonas urbanas, mientras que el 9.5% restante se encuentra en zonas rurales.

Gráfico 4.4 Cantidad de usuarios por zona geográfica



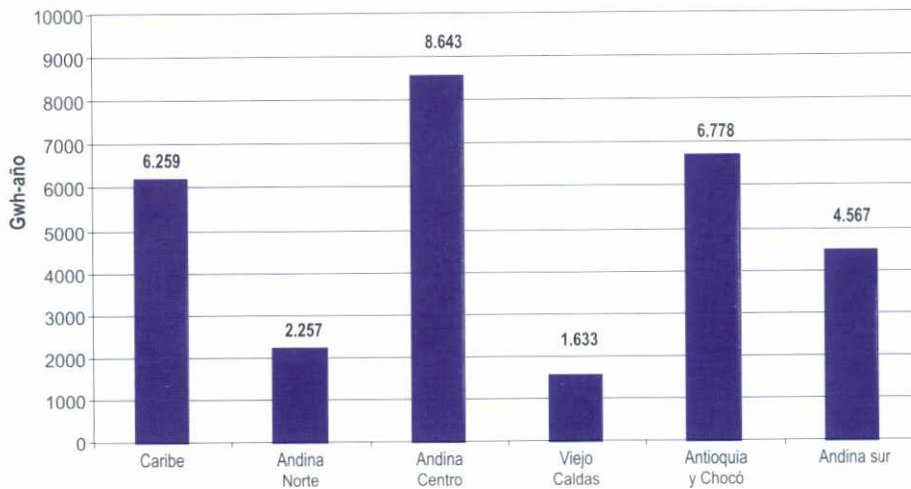
De acuerdo con la información suministrada por las empresas analizadas, el total de energía vendida en el año 2001 por las empresas distribuidoras fue de 30.138 Gwh-año. El consumo de energía de los diferentes sectores y su participación porcentual con respecto al total, se presenta en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Consumo de energía por sector

Sector	Consumo de energía (Gwh-año)	(%)
Residencial	14.222	47,2
Comercial	3.996	13,3
Industrial	3.276	10,9
Oficial	1.455	4,8
Alumbrado público	968	3,2
Usuarios no regulados	6.060	20,1
Otros	162	0,5
Total	30.138	100,0

El consumo de energía por zona en el 2001, se muestra en el gráfico 4.5 y en la tabla 4.3 se presenta el consumo de energía (Gwh-año) de los diferentes sectores.

Gráfico 4.5 Consumo de energía por zona geográfica



El valor total acumulado en el año 2001 por concepto de venta de energía asciende a \$3,948,371 millones. La tabla 4.4 presenta la facturación por venta de energía en los diferentes sectores y su participación dentro del total facturado.

Tabla 4.3 Consumo de energía por zona geográfica (GWh-año)

Zona	Zona Caribe	Zona Andina Norte	Zona Andina Centro	Zona del Viejo Caldas	Zona Antioquia y Chocó	Zona Andina Sur	Total
Consumo Total	6.259	2.257	8.643	1.633	6.778	4.567	30.138
Residencial	2.793	1.254	4.385	840	2.852	2.099	14.222
Comercial	860	325	1.424	201	652	533	3.996
Industrial	956	343	1.035	356	311	274	3.276
Oficial	372	154	501	76	155	198	1.455
Alumbrado público	154	146	383	68	29	187	968
Usuarios no regulados	1.125	20	897	72	2.730	1.216	6.060
Otros	0	14	18	20	50	60	162

Fuente: Información empresa

Tabla 4.4 Facturación de energía por sectores

Sector	Facturación (\$ Millones)	(%)
Residencial	1'925.267	48,8
Comercial	677.994	17,2
Industrial	402.876	10,2
Oficial	212.278	5,4
Alumbrado público	128.979	3,3
Usuarios no regulados	578.112	14,6
Otros	22.865	0,6
Total	3'948.371	100,0

El valor de la energía vendida en los diferentes sectores de consumo por zona, se presenta en la tabla 4.5.

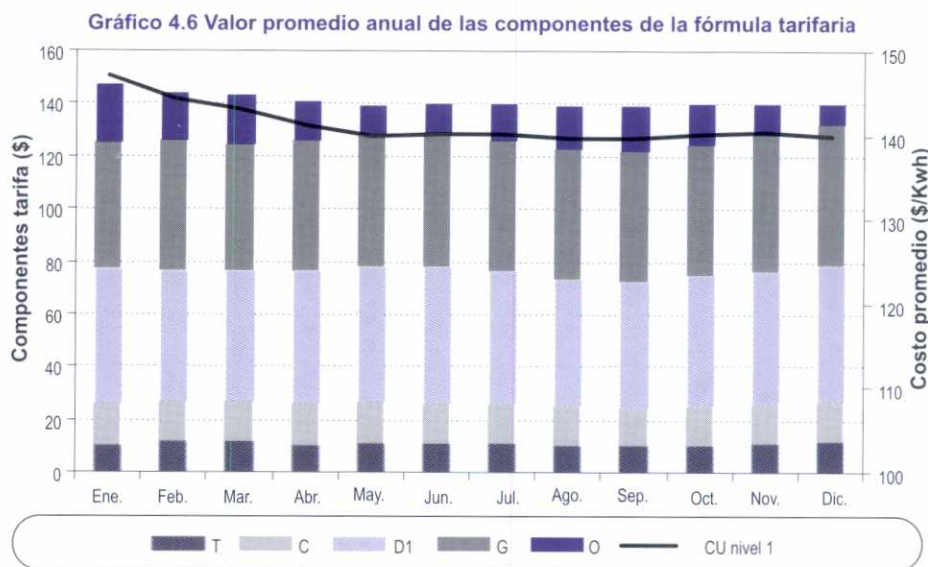
Tabla 4.5 Facturación de energía por sectores (Millones\$)

Zona	Zona Caribe	Zona Andina Norte	Zona Andina Centro	Zona del Viejo Caldas	Zona Antioquia y Chocó	Zona Andina Sur	Total
Venta total de energía	641.661	416.229	1'196.646	242.123	864.288	587.425	3'948.371
Residencial	372.838	233.048	545.325	123.028	366.194	284.833	1'925.267
Comercial	82.000	67.211	268.335	41.690	118.394	100.364	677.994
Industrial	34.282	58.945	160.154	44.802	55.551	49.141	402.876
Oficial	45.820	28.250	70.732	11.770	24.844	30.864	212.278
Alumbrado público	6.801	26.539	53.082	8.934	4.897	28.726	128.979
Usuarios no regulados	99.919	0	95.820	8.137	288.789	85.447	578.112
Otros	0	2.236	3.199	3.761	5.619	8.050	22.865

Fuente: información empresas

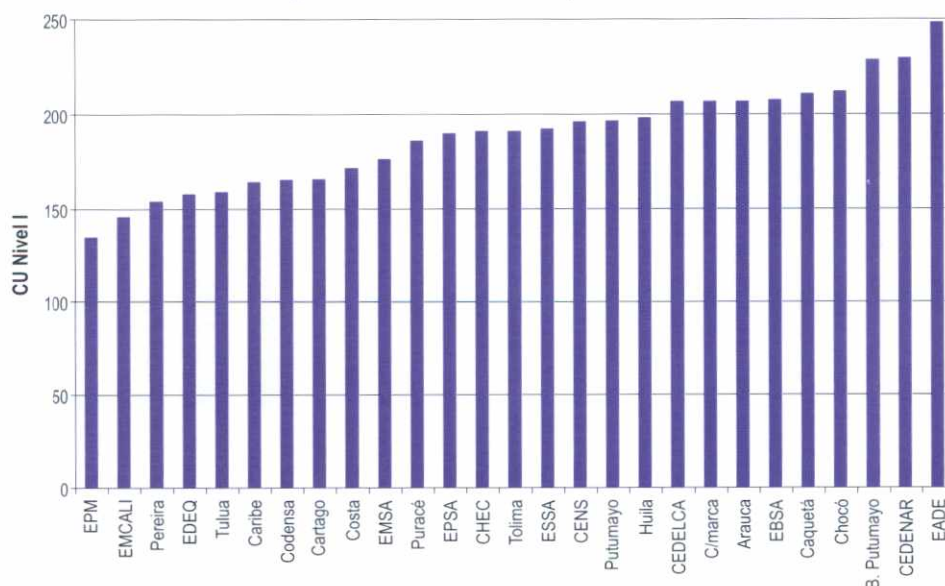
El gráfico 4.6 presenta la tarifa promedio a usuarios regulados y sus componentes (G, T, D, O y C), en pesos corrientes de diciembre de 2001, calculados a partir del consumo y facturación acumulada del año 2001 de cada una de las empresas, agrupadas en las diferentes zonas. Para el cálculo mensual, se estimó un consumo y facturación promedio uniforme en los doce meses del año. El costo promedio mensual (\$/kWh), de cada mes se escaló a diciembre del 2001 con su correspondiente IPP mensual.

De los cargos mensuales aprobados para cada una de las 27 empresas comercializadoras-distribuidoras consideradas, se observa que a lo largo del año 2001, las componentes de la tarifa T y D presentan variaciones acumuladas, en valores reales de diciembre de 2001, de 8% y 2% respectivamente. Las componentes G y C presentan incrementos acumulados de 11% y 1% respectivamente. El valor promedio de la componente O, en diciembre de 2001, disminuyó en un 35%, en términos reales, con respecto a enero del mismo año.



El gráfico 4.7 presenta el valor del CU, aprobado por la CREG, a diciembre de 2001, se observa que se presenta una diferencia del 83% entre el CU mas bajo (EPM) y el mas alto (EADE). El CU promedio se ubica alrededor de los \$189.

Gráfico 4.7 Valor promedio anual de las componentes de la fórmula tarifaria



4.1 ELECTRIFICADORAS CON PARTICIPACIÓN MAYORITARIA DE LA NACIÓN

En 1997 la Nación adquirió la mayoría accionaria de un grupo de trece (13) electrificadoras⁶, a cambio de cruces de cuentas por compra de energía y toma de pasivos, con el propósito final de facilitar el proceso de vinculación de capital privado en tales empresas.

En 1999 el Gobierno Nacional contrató la Banca de Inversión Rothchild para desarrollar las labores conducentes a la vinculación de capital privado en las electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación. Sin embargo, hasta el momento esto último no se ha llevado a cabo.

En términos generales el grupo de las trece electrificadoras con participación mayoritaria del Estado presentan los siguientes problemas:

Infraestructura: Se presenta un atraso considerable en la expansión de los sistemas de distribución. Esta situación se ha visto agravada en los últimos cuatro años por la decisión de no realizar inversiones en infraestructura durante el proceso de vinculación de capital privado. En consecuencia, la infraestructura de las electrificadoras ha alcanzado un nivel deficiente para la adecuada prestación del servicio.

Liquidez: La falta de liquidez, originada en el no pago oportuno de subsidios y una recuperación de cartera vencida deficiente, amenaza la operación comercial de las empresas, al colocarlas en riesgo de limitación de suministro.

Pérdidas de energía: Como se observa en el gráfico 4.8, los niveles de pérdidas superan ampliamente los valores aceptados por la regulación; para el grupo de empresas con participación mayoritaria de la Nación, la situación es crítica. Electrificadoras como las de Chocó (en proceso de liquidación), Nariño, Caquetá, Huila, Meta, Norte de Santander, Cundinamarca y Cauca, superan el 30% de pérdidas; otras presentan niveles de pérdidas entre el 20% y el 30%, estas son: Electrificadora del Tolima, ESSA y CHEC; del mencionado grupo de empresas la Empresa de Energía del Quindío es la única con pérdidas acorde con la regulación. El problema de las pérdidas de energía se extiende a todo el territorio nacional, incluso empresas privadas como Electrocosta y Electricaribe alcanzan niveles del 33%.

⁶ CHEC, ESSA, EBSA, CENS, TOLIMA, CEDELCA, EEC, CEDENAR, HUILA, EMSA, EDEQ, CHOCÓ Y CAQUETÁ.

Gráfico 4.8 Niveles de pérdidas de las empresas con participación mayoritaria de la Nación



Aspectos regulatorios: Existen aspectos regulatorios que inciden directamente en el desempeño de los negocios de distribución y comercialización de energía eléctrica de las electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación, tales como: tasa de descuento reconocida, gastos de AOM, pérdidas reconocidas por la regulación, acotamiento de la tarifa, entre otros.

Cartera morosa: El total de cartera vencida alcanza los \$326.000 millones, siendo especialmente crítica en empresas como Cundinamarca, Caldas, Tolima, Nariño, Boyacá y Cauca. Cabe señalar que la cartera oficial representa aproximadamente el 50% de la cartera total.

Contratos onerosos: Contratos BOOT y PPA, como el de Flandes - Melgar para la electrificadora del Tolima y contratos para compra de energía de la CHEC con Termodorada y de la EBSA con Termopaipa IV.

El Gobierno Nacional, consciente de los graves problemas por los que atraviesa el conjunto de empresas de las que es accionista mayoritario, ha procedido en consecuencia adoptando un modelo de gerencia coordinada sobre este grupo de electrificadoras, para el mejoramiento de la gestión administrativa, técnica, financiera, regulatoria y jurídica. Esto ha permitido establecer programas de gestión empresarial, adelantar acciones en la reducción de los niveles de pérdidas, recuperación de cartera, pago de subsidios y negociaciones laborales.

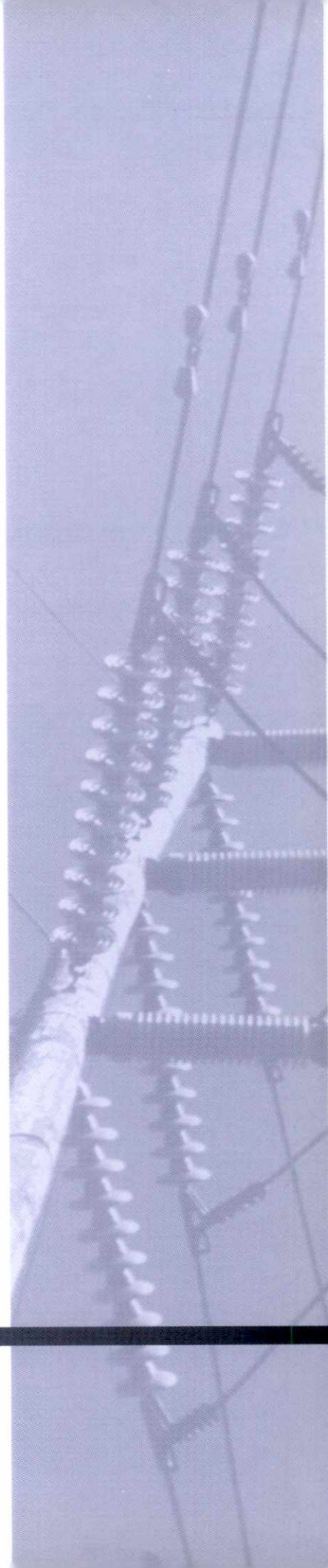
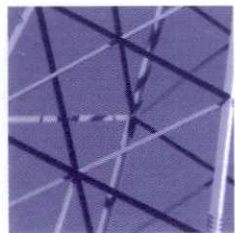
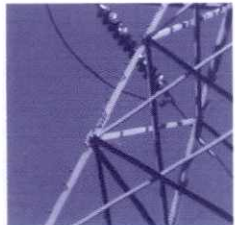
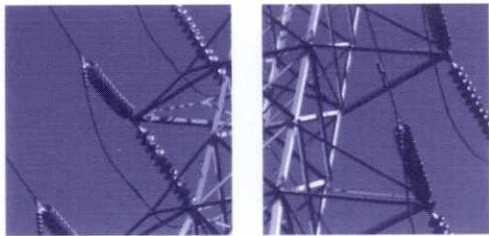
La situación financiera de las electrificadoras con participación mayoritaria de la Nación es preocupante. Únicamente tres de las empresas presentan utilidad operacional positiva, estas son: Centrales Eléctricas de Norte de Santander (\$5.403 millones), Electrificadora del Huila (\$4.893 millones) y Electrificadora del Caqueta (\$300 millones). Las demás presentan utilidades operacionales negativas, que van desde -\$816 millones, en la Empresa de Energía del Quindío, hasta los -\$60.666 millones, en la Empresa de Energía de Boyacá. Igualmente, el margen operacional para la mayoría de electrificadoras de este grupo es negativo.

Por su parte la cartera de las electrificadoras asciende a \$326.000 millones de pesos; la empresa con mayor volumen de cartera es la Empresa de Energía de Cundinamarca con \$43.301 millones, seguido de la CHEC con 43.084 millones; la de menor cartera es la Electrificadora del Caqueta con \$545 millones. Aproximadamente el 48% del total de la cartera corresponde al sector oficial (\$156.879 millones); el 33% corresponde a cartera residencial (\$107.831 millones), el 12% al sector industrial (\$38.307 millones) y la cartera restante es del sector comercial (\$22.609 millones).

Uno de los graves problemas que ha impedido concretar exitosamente el proceso de vinculación de capital privado ha sido la incertidumbre generada por la falta de definición del esquema tarifario para el nuevo período, el cual debe entrar en vigencia a partir del 1 de enero de 2003.

Prospectiva





Capítulo 5

Tendencias Internacionales

5. TENDENCIAS INTERNACIONALES

5.1 EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA ESPERADA

El abanico de alternativas energéticas se va ampliando cada vez, al estar disponibles desarrollos tecnológicos que hacen posible la utilización de sistemas de generación de energía más eficientes, menos contaminantes y que produzcan energía a menor costo. A continuación se presenta una descripción general de las principales tecnologías.

5.1.1 Tecnologías a gas

Las turbinas a gas han tenido muchas transformaciones desde su incursión operativa en los años cincuenta hasta el presente, cuando pueden operar a temperaturas mayores a los 1250 °C, con capacidades que superan los 25 MW por unidad para sistemas centralizados y eficiencias que oscilan entre el 20 y el 45%¹ para sistemas de ciclo sencillo y de hasta 56% para ciclo combinado, logrando emisiones de NO_x menores a 25 ppm.

Los nuevos enfoques buscan aumentar la potencia y la eficiencia térmica de dichas plantas mediante el uso de nuevos materiales, que permiten operar a mayor temperatura para así mejorar las técnicas de control de combustión. Con esto se espera alcanzar eficiencias del 60%, reducir en un solo dígito las emisiones de NO_x en partes por millón y disminuir entre el 10 y el 20% los costos de inversión logrando que las nuevas unidades puedan operar económicamente en cualquier parte de la curva de carga, es decir en el pico o en la base. Una ventaja adicional es la posibilidad de utilizar combustibles alternos como fuel oil o una combinación de combustibles (sistema dual).

Una alternativa son las microturbinas o pequeñas turbinas con rangos de potencia entre 25 y 500 kW, que emplean gas natural, biogás, hidrógeno, propano o diesel. En esta escala el enfoque tecnológico se orienta a sistemas con recuperación de calor, en la salida, para precalentar el aire de combustión con lo que se logran mejores eficiencias más altas que las de ciclo abierto, además se está empleando el calor para aprovechar las posibilidades de cogeneración.

Las microturbinas se pueden utilizar para sistemas de respaldo, para mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía, supresión de picos y en aplicaciones que requieran cogeneración. Las eficiencias actuales de este tipo de turbinas oscilan entre el 15% para los sistemas sin recuperación de calor hasta el 20 y el 30% para los que tienen recuperación, con posibilidad de incrementar su eficiencia hasta un 85% en sistemas de suministro de calor y electricidad.

En cuanto a costos², se observa que para las microturbinas el costo de capital oscila entre 700 y 1.450 US\$/kW. Los costos de operación y mantenimiento oscilan entre 0,5 y 1,6 US\$/kWh, con intervalos de mantenimiento entre 5.000 y 8.000 horas. En el mediano plazo se espera que el costo de capital llegue a estar por debajo de los 650 US\$/kW.

¹ Limite superior a plena carga, usualmente en las aeroderivadas a nivel del mar y 15°C de temperatura ambiente. Para 50% de carga se puede esperar un 25% menos de eficiencia en la turbina.

² Comisión de energía de California datos a enero de 2002

Para las turbinas de gas de mediano y gran tamaño, el costo de capital oscila entre 300 y 1.000 US\$/kW dependiendo de la potencia (a menor potencia más costo) y si se adiciona un sistema para recuperación de calor, su costo puede oscilar entre 100 y 200 US\$/kW adicionales.

5.1.2 Tecnologías a carbón

Para este energético se ha realizado un gran esfuerzo en la búsqueda de nuevas tecnologías que mejoren el desempeño ambiental y la eficiencia de las plantas, por lo que el desarrollo tecnológico de las plantas a carbón en los próximos años esta ligado al surgimiento y consolidación de las llamadas tecnologías limpias de carbón (Clean Coal Technologies, CCT). Estas tecnologías pueden clasificarse de acuerdo con sus características en: tecnologías para el lavado del carbón, tecnologías de combustión y tecnologías para el control de emisiones (SOx, NOx, emisión de partículas).

Las tecnologías para el lavado de carbón, utilizadas generalmente en la mina, permiten la utilización de un carbón de mejor calidad en las plantas. En el caso colombiano la utilización de las tecnologías para el lavado de carbón no se justifica económica y técnicamente por disponer de carbones de alta calidad.

Respecto a las tecnologías de combustión que se pueden utilizar actualmente, se destacan: carbón pulverizado (PC), combustión por lecho fluidizado atmosférico circulante (ACFB), combustión por lecho fluidizado presurizado (PFBC) y gasificación integrada con ciclo combinado (IGCC). La combustión de carbón en condiciones de temperatura y presión del vapor supercrítica y ultra-supercrítica permitirá alcanzar eficiencias cercanas al 50% con disponibilidad de nuevos materiales.

En la tabla 5.1 se resumen las principales características de las tecnologías de combustión de carbón con datos de costos, eficiencias y emisiones³.

Tabla 5.1 Características de tecnologías de carbón

Tecnología	Costos Inversión US \$/kW	Eficiencia	Costos O&M US\$/kWh	Emisión SO ₂ % ⁴	Emisión No ₂ mg/mj	Emisión Partículas ⁵ Mg/nm ³
PC Subcrítico	1000-1600	36-38	0,2-0,6	0	150-250	10-25
PC Supercrítico	1050-1680	40-42	0,2-0,6	0	150-250	10-25
ACFB	1300-1800	36-38	0,85-1,04	90-95	80-150	10-25
PFBC	1100-1500	42-45	1-1,1	90-99	70-110	10-25
IGCC	1500-1600	42-45	1-1,1	98	35-50	10-25

Finalmente, las tecnologías para el control de las emisiones se han desarrollado en tres frentes: control SOx, control NOx y control de partículas. Todos ellos han presentado grandes avances y reducción de costos en los últimos 20 años. Dependiendo de la tecnología de combustión, la calidad de los carbones y las regulaciones ambientales, se pueden instalar diversos equipos a costos diferentes para realizar el control.

5.1.3 Tecnologías para hidroelectricidad

En cuanto al aprovechamiento del agua en los últimos años se ha cambiado la concepción de los proyectos pasando a ser del tipo multipropósito, es decir, proyectos en los cuales además de generar energía se hace control de inundaciones, riegos, acueductos, etc.

³ Emisiones sin la instalación de equipo especial.

⁴ Porcentaje de reducción de SOx, teniendo en cuenta que la salida para el PC Subcrítico es igual a la entrada de azufre a la planta.

⁵ Con filtro de partículas



Los avances tecnológicos han contribuido a incrementar el potencial técnico. En este sentido es posible encontrar turbinas de gran capacidad como las del tipo Francis que pueden alcanzar potencias de 750 MW por unidad, con su consecuente reducción en el costo por kilovatio instalado y facilidad de explotación. Adicionalmente, los desarrollos han permitido que estas turbinas puedan operar en rangos de caída de agua que anteriormente eran exclusivos para las turbinas del tipo Pelton (entre 10 y 100 m).

Otros desarrollos tienen que ver con la evolución de la construcción de compuertas móviles, que ha hecho posible la explotación de saltos cercanos a 1 m; aumentos en la velocidad específica de las turbinas y un mejor control de la cavitación, mediante la selección apropiada de la altura de aspiración y el mejor diseño de las partes sujetas a la cavitación (rotor y alabes); selección de materiales y capas protectoras anticavitación, protección catódica; admisión de aire, permisión de cavitación controlada. Desde el punto de vista ambiental, los diseñadores de las nuevas turbinas tienen como objetivo minimizar el daño que éstas pueden ejercer sobre los peces.

Hacia el futuro se busca llegar a potencias unitarias de 1200 MW, similares a las capacidades de las turbinas de vapor, no obstante, para poder superar estas capacidades se imponen nuevos retos en mecanización y fundición. Estos se centran en la mecanización de piezas de tamaño considerable lo cual requiere grandes hornos de fundición y tornos para mecanizar los ejes.

5.1.4 Otras tecnologías en recursos renovables⁶

5.1.4.1 Solar

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, la tecnología disponible al momento solo permite tener bajas eficiencias de conversión de energía solar a electricidad, las cuales se encuentran entre el 10 y el 15%. Los sistemas disponibles para conexión a la red, son generalmente de baja y mediana potencia (1kW a 1MW), por lo que se encuentran físicamente muy cerca de los sitios donde se consume la electricidad.

El alto costo de esta tecnología, comparado con las convencionales y el espacio requerido para construir una planta de gran capacidad ha limitado su aplicación. Sin embargo, estimativos basados en su tendencia de desarrollo arrojan que esta tecnología podría lograr precios competitivos para el 2018 ó 2025, según los niveles de inversión en investigación que se hagan en el mundo. Igualmente, se espera que la eficiencia de los sistemas comerciales se incremente en el mediano plazo al rango de 12 a 20% y en el largo plazo se aproxime al 30%.

Entre los desarrollos ya disponibles a nivel comercial se encuentran celdas solares insertas en tejas y en vidrios, por lo que se pueden instalar fácilmente en las diferentes superficies exteriores de construcciones, logrando un mejor aprovechamiento del espacio.

En cuanto a costos, los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red pueden oscilar entre US\$ 5.000 y US\$ 10.000 por kilovatio instalado, dependiendo de la ubicación de la instalación y la tecnología empleada.

Las tecnologías de sistemas solares térmicos para generación eléctrica se encuentran en fase de desarrollo, en esta medida los costos de generación superan los 12 US\$/kwh. Sin embargo, se espera que después del 2010 los desarrollos tecnológicos puedan ofrecer energía entre 4 y 10 US\$/kwh.

5.1.4.2 Energía de la biomasa

La biomasa es la fuente de energía renovable más variada, que se ha clasificado dependiendo de su origen en: natural, residual, cultivos energéticos y excedentes agrícolas. Las tecnologías existentes permiten que esta se utilice para producir: combustibles gaseosos y líquidos, calor directo y electricidad.

⁶ En parte tomado del World Energy Assessment

Los esquemas tecnológicos más aplicados en la producción de electricidad con biomasa son del tipo cogeneración, donde también se obtiene calor o vapor para procesos o calefacción, con lo que la eficiencia neta del sistema puede estar entre 60 y 90%. Otro esquema es el de sistema de co-combustión, donde se combina la biomasa con otros energéticos como carbón o gas. En este caso plantas existentes, por ejemplo de carbón, son modificadas para que se pueda combinar el combustible con biomasa, logrando una disminución de contaminantes y aumento de eficiencias con una mínima inversión.

Si bien la tecnología más empleada actualmente es la de lecho fluidizado, sistemas integrados de gasificación de biomasa y ciclo combinado se encuentran en la fase de desarrollo y demostración. Estos últimos se basan en procesos termoquímicos que son equivalentes a los desarrollados para el carbón. El costo de esta tecnología es aún muy alto (US \$2.800 a US\$ 5.000 por kilovatio instalado).

De la producción de biogás por procesos bioquímicos para producción de energía eléctrica se destaca el aprovechamiento del gas proveniente de rellenos sanitarios y en pequeña escala el empleo de biodigestores con pequeños motogeneradores, generalmente del tipo diesel modificado.

Finalmente, es de anotar que en el mundo la capacidad instalada que aprovecha energía de la biomasa se estima en más de 40 GW.

5.1.4.3 Energía eólica

Los sistemas que aprovechan la energía del viento son los de más rápido crecimiento en los últimos años a nivel mundial, en cuanto a energías renovables. Su desarrollo ha sido impulsado por el desarrollo de tecnologías de otras industrias, que permiten disponer de nuevos materiales y procesos de manufactura permitiendo la reducción de costos.

Esta evolución ha permitido pasar de una capacidad por turbina, que se encontraba entre los 100 y los 150 kW a mediados de la década de los 80, a turbinas que normalmente pueden tener una capacidad de entre 750 kW a 2 MW de capacidad unitaria. A finales de 2002 se espera que sean certificadas para fase comercial las turbinas de 3 MW, equipos que superan los 100 m de diámetro de rotor, y para el 2006 se espera la disponibilidad de turbinas de 5 MW de capacidad unitaria, con un diámetro de rotor de alrededor de 115 m, turbinas que se instalarían en parques eólicos en el mar.

La capacidad instalada en esta tecnología a nivel mundial pasó de cerca de 3.500 MW en 1994 a superar los 24.000 MW a finales de 2001 y se espera que para finales de 2002 la tecnología eólica supere los 30 GW instalados.

El costo de este tipo de equipos oscila entre los 800 y los 1200 US\$/kW. La energía generada por esta fuente renovable depende de la intensidad de los vientos en el lugar de instalación, es así como el costo de generación puede estar entre los 3 y los 5 US¢/kWh, aunque para vientos con velocidades superiores a 8 m/s puede ser inferior a los 3 US¢/kWh.

El desarrollo del aprovechamiento del viento ahora está más enfocado a mejorar el emplazamiento de las turbinas tanto en tierra como en el mar y a aumentar el conocimiento del recurso energético viento, para estimar en forma más precisa su comportamiento en la producción de energía.

5.1.4.4 Geotermia

Los costos de instalación de una planta de energía geotérmica están afectados en gran medida por los costos de las perforaciones requeridas. Por esta razón, los costos de plantas grandes pueden estar entre los 1.500 y los 2.500 US\$/kW y los de plantas menores a 1MW, entre los 3.000 y los 5.000 US\$/kW. Sin embargo, una alternativa es la perforación con diámetro reducido con lo que se pueden obtener costos más favorables.

El costo de producción oscila entre 5 y 10 US¢/kWh. Sin embargo, para plantas que llevan varias décadas produciendo energía se alcanzan costos tan bajos como 1.5 US¢/kWh. Los costos de operación y mantenimiento pueden oscilar entre 1.5 y 4.5 US¢/kWh con una disponibilidad del 90% del tiempo.

Finalmente, para el año 2000, a nivel mundial se reportaba una capacidad instalada en geotermia de 7.974 MW⁷.

5.1.5 Hacia el futuro⁸

5.1.5.1 Celdas de Combustible

Aunque los principios de las celdas de combustible se conocen desde hace más de un siglo, las celdas prácticas solo se fabricaron hasta que estuvo en desarrollo el programa espacial americano.

Las celdas de combustible son similares a las baterías en cuanto a que una reacción electroquímica es la que produce la corriente eléctrica. Una celda de combustible funciona con hidrógeno y oxígeno que se combinan en un proceso catalítico que produce electricidad (inverso a la electrólisis del agua).

Existen cuatro tipos de tecnologías de celdas de combustibles a saber: ácido fosfórico (PAFC), Molten carbonate Fuel cells (MCFC), Oxidante sólido (SOFC) y de membrana de intercambio de protones (PEMFC). Para que funcionen con diferentes combustibles, las celdas de combustible de baja temperatura requieren de convertidores para obtener el hidrógeno necesario, por ejemplo el gas natural se procesa para obtener gas rico en hidrógeno.

Las celdas de combustible actualmente comerciales son las del tipo PAFC de un rango de potencia relativamente bajo, (100-200 kW) y funcionan con diversos combustibles, desde gas natural hasta gas de rellenos sanitarios o biogás y propano. Tienen eficiencias entre el 36 y el 42% y son bastante confiables. Además, su temperatura de operación es de 200 °C lo que permite su empleo en esquemas de cogeneración, con lo que se puede incrementar la eficiencia a un 80 ó 90%.

Se espera que los demás tipos de tecnologías estén disponibles comercialmente después del 2004, con las características que se presentan a continuación:

- ▶ Tecnología SOFC, con capacidades entre 1 kW y 10 MW y eficiencias entre 45 y 60%.
- ▶ Tecnología MCFC que es la más susceptible de emplearse para generación de base. Se fabrica en rangos entre 250 kW y 10MW con eficiencias entre 45 y 55%, permitiendo también su utilización en el esquema de cogeneración.
- ▶ PEMFC, capacidades entre 3 y 250 kW con eficiencias entre 30 y 40%. Se han enfocado principalmente para vehículos de transporte.

En cuanto a los costos, los sistemas existentes están del orden de 5.000 US\$/kW. Sin embargo, las proyecciones indican que sus costos caerán a \$1.500/kW en el corto plazo. Los costos de mantenimiento oscilan entre los 0,5 y 1 US\$/kwh.

5.2 INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE LA COMUNIDAD ANDINA

Recientemente se han firmado acuerdos internacionales que definen los principios generales encaminados a lograr la integración de los mercados eléctricos de los países Andinos. En principio los entes de regulación de cada país deben ajustar las normas regulatorias de sus países con base en los principios del acuerdo internacional. La propuesta regulatoria de la CREG con respecto a este tema, apunta a modificar el tipo de transacciones y la remuneración de los activos que hacen parte de las mismas.

Al respecto, la UPME encontró la necesidad de realizar un estudio con el objeto de incorporar las interconexiones internacionales en la metodología de planeamiento eléctrico. Dicho estudio se está desarrollando y los principales aspectos a considerar en el mismo son:

⁷ Fuente Internacional Geothermal Association.

⁸ Fuente Comisión de energía de California datos a enero de 2002.

Los países a estudiar desde el punto de vista de su potencial de intercambios energéticos, estructura de planeamiento y remuneración de los sistemas de transmisión de energía serán Panamá, Venezuela, Ecuador, Perú, entre otros que puedan resultar luego de una priorización.

Se analizará el enfoque que debería tener el planeamiento del Sistema de Transmisión Nacional teniendo en cuenta que se debe vincular el análisis de potenciales interconexiones eléctricas internacionales.

Se definirá una metodología para hacer una evaluación económica de dichas interconexiones internacionales (teniendo en cuenta que podría ser necesario coordinar las entidades de planeación de los países para identificar proyectos y establecer conjuntamente con los países las señales económicas que permitirían expandir estos sistemas).

Se espera que este estudio aporte elementos de juicio de cara a la integración de los mercados eléctricos y permita al gobierno adoptar líneas de política que armonicen los propósitos nacionales con los principios de la integración.

A continuación se describen los últimos desarrollos en la materia de integración de mercados eléctricos.

5.2.1 Mercado y Perspectivas

Durante la década de los 90's en el área Andina se han venido consolidando los esquemas de mercado en los sectores eléctricos nacionales. Desde 1994, Colombia inició el desarrollo de un mercado eléctrico, circunstancia a la que han venido sumándose los mercados de Ecuador, Perú, y más recientemente de Venezuela.

El siguiente paso, una vez consolidados los mercados nacionales, sería crear un mercado regional.

Sería deseable, lograr el funcionamiento de un mercado integrado de energía eléctrica entre países de la región, que produzca reales ventajas comerciales y de seguridad de suministro para países asociados.

Aunque es un hecho que los países Andinos, y en especial entre Colombia y Venezuela, han aprovechado las oportunidades de integración eléctrica a partir de la realización de proyectos binacionales para facilitar el abastecimiento eléctrico en áreas fronterizas, el comercio de electricidad en la Sub-región sigue siendo restringido en comparación con las oportunidades disponibles.

La falta de conformación de redes nacionales lo suficientemente enmalladas, al igual que otros factores estratégicos y políticos han impedido hasta ahora una mayor integración eléctrica de los países.

Actualmente nos encontramos interconectados por un número limitado de proyectos, los cuales responden más a la solución de necesidades de corto plazo que a la búsqueda de un servicio eléctrico más eficiente para los consumidores en términos de la economía en el abastecimiento y la mejora en la calidad, confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Las políticas que deben implementar los gobiernos Andinos para lograr que se consolide la integración, se deben reflejar en instancias físicas e institucionales.

Para respaldar una reglamentación desarrollada del mercado que se podría crear, se requiere una red de interconexión sólida y de buena capacidad. Para ello es primordial que los países miembros del mercado, trabajen coordinadamente en el fortalecimiento físico de las interconexiones dentro de los Planes de Expansión de cada país.

De otra parte, para lograr interesar a las empresas eléctricas en participar en proyectos de interconexión, deben existir suficientes incentivos financieros y de mercado y esto solo se logra en la medida en que exista una reglamentación clara del mercado y las seguridades jurídicas suficientes. Es necesario que se interesen los inversionistas en la construcción de las redes de interconexión y tener la garantía de que su inversión será remunerada.

Dentro de las medidas relacionadas con los Planes de Expansión estarían:

- ▶ Incluir las interconexiones dentro de los planes de expansión de la red de los diferentes países.



- ▶ Coordinar los planes de expansión eléctrica de los diferentes países para enmallar sus redes mutuamente y para lograr crecimientos armonizados.
- ▶ Promover e impulsar la ejecución de esquemas conjuntos de planeamiento que identifiquen proyectos de conveniencia mutua.
- ▶ Lograr una coordinación técnica entre los diferentes centros de despacho.
- ▶ Desarrollar los acuerdos operativos necesarios para habilitar la operación coordinada de los sistemas.
- ▶ Fortalecer el sistema de información con el concurso de las entidades especializadas.

Hacia el futuro, teniendo en cuenta que hoy las bases están sentadas para lograr el desarrollo de las interconexiones a los niveles que cada país se podría beneficiar, es necesario que se continúen fortaleciendo las líneas de trabajo que se vienen desarrollando a fin de que las interconexiones internacionales hagan parte del portafolio de proyectos que le sirvan a los países, bien sea para garantizar el abastecimiento apropiado de sus necesidades energéticas o como oportunidad para incrementar y diversificar su canasta exportadora.

5.2.2 Acuerdos

Durante el último año un esfuerzo conjunto de los países andinos, ha permitido fomentar la integración eléctrica que parte del compromiso de adaptar los regímenes jurídicos, institucionales y desarrollar un marco normativo regulatorio que permitan la libre comercialización de energía, acceso a las redes de transporte y la operación coordinada de las interconexiones internacionales, así como los esquemas adecuados de remuneración de dichas interconexiones.

En marzo de 2001 en la V Reunión Hemisférica de Ministros de Energía realizada en Ciudad de México, los ministros de Colombia, Ecuador y Perú suscribieron una declaración conjunta en la que destacan que la interconexión eléctrica de los tres países es de interés común. Se establece el interés de fomentar un régimen que permita la libre comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y a través de los países.

Posteriormente en agosto de 2001 se realiza en Lima la primera reunión estratégica de interconexión entre los ministros de Colombia, Ecuador y Perú.

En septiembre de 2001 en Cartagena, Colombia, Ecuador y Perú suscribieron el "Acuerdo para la interconexión regional de los sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía eléctrica". Mediante este acuerdo se fomentan y promueven los regímenes jurídicos que permitan el libre acceso al uso de las redes de transporte de energía eléctrica, se propende por la definición de reglas para la comercialización y operación de las interconexiones internacionales, la operación coordinada de los sistemas nacionales y la realización de transacciones de energía entre los países bajo principios de libre competencia y acceso no discriminatorio a las redes de transmisión.

Finalmente, los ministros de los tres países, suscribieron en Quito en abril de 2002 el "Acuerdo complementario al de interconexión regional". A través de este acuerdo y como extensión de los compromisos pactados en el Acuerdo de Cartagena, los ministros se comprometen entre otras cosas a promover e impulsar la ejecución de esquemas conjuntos de planeamiento que permitan identificar proyectos de interconexión internacional, la complementación y desarrollo de los acuerdos operativos necesarios para habilitar la operación coordinada de los sistemas eléctricos y el acceso libre y oportuno a la información de los mercados de energía de los países.

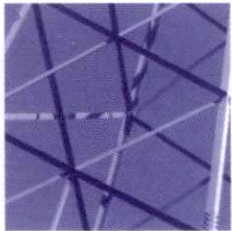
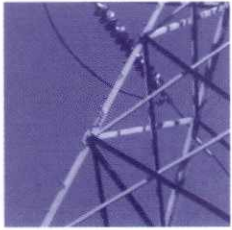
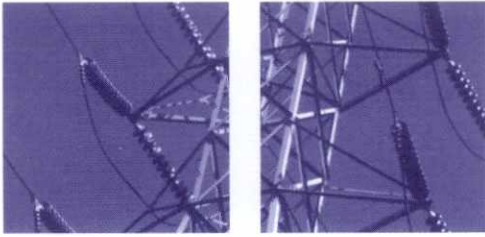
Los grupos de trabajo creados para desarrollar el mandato de los gobiernos andinos, pueden presentar hoy resultados importantes. El grupo de desarrollo de las interconexiones, culminó los estudios que recomiendan la ejecución del proyecto de interconexión a 230 kV entre Perú y Ecuador, avanzó en la definición de principios y criterios de los acuerdos para la operación interconectada de los sistemas y diseñó la configuración de la base de información del mercado andino, considerada una herramienta fundamental para la operatividad de la integración.

5.2.3 Caso Interconexión Colombia-Ecuador

En el año 2001, se identificaron riesgos de atención en el suministro en el sistema eléctrico ecuatoriano, debido al posible impacto de futuros periodos de sequía, los altos costos de la generación térmica y el atraso previsto en la entrada de los proyectos de expansión en generación⁹. Se propuso como posible solución, ejecutar un proyecto de interconexión a 230 kV entre los Colombia y Ecuador.

Habiendo establecido la viabilidad del proyecto, luego de una primera reunión en Bogotá, se realizó en la ciudad de Quito una segunda reunión de ministros, en la cual se suscribió por parte de ISA y Transelectric un acuerdo para la construcción y explotación comercial de la línea de interconexión internacional a 230 kV, cuya entrada en operación se prevé para el 31 de diciembre de 2002.

⁹ «Plan de Electrificación del Ecuador 2002-2011», CONELEC.



Capítulo 6

Tendencias Nacionales

6. TENDENCIAS NACIONALES

6.1 ASPECTOS COYUNTURALES. LOS ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Desde 1998 se han hecho más notorios los atentados terroristas contra la infraestructura energética del País y en particular contra las redes de transmisión de energía, ya sean estas de carácter nacional o local.

Si bien dichos atentados deben ser considerados como un tema coyuntural, el grado de afección que estos han impuesto a todos los sectores productivos del país, ha orientado las discusiones en torno a como debe analizarse el tema de la expansión del sistema y cuales serían los indicadores a considerar para la toma de decisiones.

Como lo indican los análisis de la UPME, la mayoría de los agentes de la cadena del sector eléctrico se ve afectada por los atentados a la infraestructura. A continuación se realiza una valoración aproximada del impacto de estos eventos, a fin de contribuir con algunos elementos para el debate.

La tabla 6.1 presenta el número de torres afectadas por atentados terroristas desde 1999 hasta octubre de 2001, clasificándolas por empresa. Estos atentados han afectado tanto los circuitos pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional como los circuitos de los sistemas de distribución regional.

Tabla 6.1 Torres averiadas desde 1999 hasta Octubre 22 de 2001

Empresa	1999	2000	2001	Total a Octubre 22/01
ISA	179	281	162	622
EEPPM	59	140	24	223
EPSA		9	4	13
EADE		8	4	12
TRANSELCA	6	5	5	16
EEB	2	2		4
ELECT's. COSTA		3		3
EMSA	2			2
CHEC			2	2
Total	248	448	201	897

Para el periodo analizado se afectaron un total de 897 torres, que equivale a derribar una línea de aproximadamente 400 km de longitud cuyo costo aproximado es de US\$ 43.4 millones, el cual debe ser asumido por los transportadores de energía. Del total de torres averiadas, cerca del 70% eran de propiedad de ISA.

En la tabla 6.2 se presenta el costo estimado, por empresa, de la reposición de las torres averiadas durante 2001.

Esta estimación se realizó con las siguientes consideraciones:

- ▶ Los costos índice aprobados en la Resolución CREG 026 de 1999 para activos del STN.
- ▶ Los costos índice para activos de distribución contenidos en la resolución CREG 155 de 1997.
- ▶ No se considera el costo de arrendamiento de las torres de emergencia.

Tabla 6.2 Costo de reposición de las torres averiadas en el año 2001

Empresa	N° Torres	Costo US\$/97	Participación(%)
ISA	162	9'988.571	87,5
EEPPM	24	1'011.925	8,9
EPSA	4	168.654	1,5
EADE	4	87.774	0,8
TRANSELCA	5	109.718	1,0
CHEC	2	43.887	0,4
Total	201	11'410.529	100

Como se puede observar, ISA ha sido la empresa más afectada a consecuencia de estos atentados, alcanzando pérdidas cercanas a los diez millones de dólares.

6.1.1 Pérdida económica del no suministro de energía a consecuencia de los atentados a la infraestructura eléctrica

Uno de los efectos inmediatos de los atentados es la situación de racionamiento parcial que se genera. La tabla 6.3 presenta la energía dejada de suministrar por región y el costo económico de dicho racionamiento forzado, calculado este con el costo por kWh del último escalón de la curva de racionamiento.

Tabla 6.3 Costo económico de la energía no suministrada durante el año 2001 como consecuencia de los atentados a la infraestructura

Área	Energía No Suministrada Mwh	Costo MM Col \$
Antioquia Chocó	4.731	12.107
Cerromatoso	3.645	9.327
Huila-Caquetá	3.044	7.789
Nordeste	2.573	6.583
GCM	2.567	6.567
Atlántico	1.888	4.830
Valle del Cauca	1.534	3.924
Bolívar	1.213	3.103
Cauca Nariño	949	2.429
Meta	709	1.814
Córdoba/Sucre	700	1.790
Caldas-Quindío-Risaralda	454	1.161
Bogotá	103	264
Tolima	84	215
Magdalena Medio	43	110
Total	24.235,6	62.014,1

El total de demanda no atendida a causa de los atentados, 24.2 GWh, equivale a la demanda del país durante 4.9 horas lo cual representa una pérdida en términos económicos del orden de 26.9 millones de dólares.

6.1.2 Pérdida por el pago de los cargos de activos del STN indisponibles

Los atentados contra la infraestructura eléctrica, en particular contra los activos que hacen parte del Sistema de Transmisión Nacional, ocasionaron que 4 circuitos de 500 kV estuviesen indisponibles durante 194 días en promedio y 32 circuitos a 230 kV estuviesen indisponibles durante 40 días cada uno en promedio. Sin embargo, los usuarios del sistema de transmisión debieron pagar estos activos.

La valoración de estos activos indisponibles, considerando los costos índice establecidos en la Resolución CREG 026/99, representó para los usuarios el pago de 24.5 millones de dólares de 1997. Esta cifra equivale aproximadamente a un 8% del pago que anualmente se hace a los transportadores nacionales.

6.1.3 Pérdida para los distribuidores y comercializadores

A partir de las cantidades de energía presentadas en la tabla 6.3 y el valor ponderado nacional de las componentes D y C de la fórmula tarifaria a diciembre de 2001, se estimaron las pérdidas para los comercializadores y los distribuidores, para cada una de las áreas involucradas.

Para realizar esta estimación se partió de los siguientes supuestos:

- ▶ El 80% de la demanda no atendida corresponde a la energía atendida en el nivel de tensión 1 y el 20% a la energía atendida en el nivel 2.
- ▶ En las áreas donde atiende más de un comercializador o distribuidor, se consideraron los valores promedio.

Con los anteriores supuestos se estima un valor de pérdida de \$ 1.300 Millones para los distribuidores y de \$ 710 millones para los comercializadores distribuidos por áreas como indica la tabla 6.4.

Tabla 6.4 Pérdidas estimadas para los comercializadores y distribuidores a causa de los atentados (Millones de Pesos)

Área	Pérdidas para los distribuidores	Pérdidas para los comercializadores
Antioquia Chocó	356	363
Cerromatoso	0	0
Huila-Caquetá	187	102
Nordeste	193	59
GCM	121	39
Atlántico	102	30
Valle del Cauca	90	24
Bolívar	66	20
Cauca Nariño	69	40
Meta	39	17
Córdoba/Sucre	38	11
Caldas-Quindío-Risaralda	27	7
Bogotá	6	2
Tolima	6	2
Magdalena Medio	0	0
Total	1.299,8	716

6.1.4 Sobrecostos operativos

Los sobrecostos operativos corresponden al pago de generación más costosa por incapacidad del sistema de evacuar generaciones más baratas. Estos sobrecostos corren por cuenta de todos los usuarios. La tabla 6.5 muestra los sobrecostos operativos ocasionados en el 2000 a consecuencia de los atentados a la infraestructura eléctrica.

Tabla 6.5 Sobrecostos operativos considerando los atentados a la infraestructura

Fecha	Costo Mensual de las restricciones del Sistema Interconectado Nacional 2000-2001		
	Sin atentados	Con atentados	Total
Ene-00	29,6	25,0	54,6
Feb-00	30,0	36,5	66,4
Mar-00	33,6	38,2	71,8
Abr-00	33,3	46,1	79,4
May-00	42,6	26,2	68,8
Jun-00	45,8	23,7	69,5
Jul-00	58,2	5,4	63,6
Ago-00	65,4	49,1	114,5
Sep-00	58,0	59,9	118,0
Oct-00	55,7	45,3	101,0
Nov-00	43,5	36,2	79,7
Dic-00	53,0	10,5	63,5
Costo total	548,7	402,1	950,7

Costo en Miles de Millones de pesos corrientes
En el 2001 no se calcula el costo por atentados

Con el supuesto de que los sobrecostos operativos ocasionados por los atentados terroristas presentados en el año 2001 fueron iguales a los presentados en el año 2000, el sobrecosto total por esta causa en el periodo 2000-2001 puede ascender aproximadamente a \$ 800 mil millones.

Estas cifras nos presentan la realidad del significado nefasto de estos atentados en la economía colombiana y más aún, podemos ver como todos los agentes que participan en la cadena productiva del sector eléctrico, incluidos en mayor parte los usuarios, se ven afectados por estos actos. Sin embargo, es de resaltar la capacidad de respuesta de los transportadores quienes han respondido eficientemente e igualmente la ventaja que representa contar con recursos de generación cerca de las áreas de consumo, lo cual ha permitido minimizar los racionamientos.

6.2 ASPECTOS ESTRUCTURALES. LAS SEÑALES PARA LA EXPANSIÓN Y EL IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN CREG 034 DE 2001

Con el fin de reducir los sobrecostos operativos ocasionados por las generaciones de seguridad fuera de mérito la CREG expidió la Resolución 034/01, con la cual se modifican los siguientes aspectos relacionados con la remuneración de los generadores que participan en la bolsa de energía:

1. Se pone un precio techo a las ofertas de los generadores tanto térmicos como hidráulicos que cubren generaciones de seguridad fuera de mérito.
2. Se remunera a precio de reconciliación positiva la generación inflexible asociada a generación de seguridad fuera de mérito.
3. Se modifica la regla para establecer el precio de reconciliación negativa. Siendo este ahora el resultado del promedio entre el precio de bolsa y el precio de oferta del agente que reconcilia negativamente.

En el gráfico 6.1 se puede apreciar la evolución de los precios de bolsa y los precios de los contratos desde 1995. Se observa como la media para el precio de bolsa antes de marzo de 1998 es de 46.3 \$/kWh y para el periodo entre marzo de 1998 y febrero del 2002 bajó a 39.6 \$/kWh, frente a una expectativa que pudo haber alcanzado un precio medio de 51 \$/kWh. A su vez se verifica que el precio de los contratos tiende a superar, después de la entrada en vigencia de la Resolución 034/01, el nivel de los precios del mercado spot.

Si bien las medidas adoptadas por la Comisión contribuyeron para acotar la tendencia del precio de las restricciones y su reflejo en la tarifa final, también han generado un clima poco favorable para la expansión de la capacidad de generación, si se tienen en cuenta sus efectos en el largo plazo.



Para realizar el análisis del impacto de dicha Resolución en el largo plazo, se parte de los siguientes supuestos:

- a) El precio de oferta de cada generador es mayor que su costo variable: este supuesto se basa en el principio económico de que los agentes son económicamente racionales.
- b) El precio de contratos de los generadores es mayor al precio de bolsa promedio proyectado: Este supuesto se basa en las siguientes consideraciones acerca de los costos marginales de los generadores:
 - ▶ Un generador con costo marginal bajo tiene menor riesgo a no poseer contratos y realizar sus transacciones a precio de bolsa, obteniendo una renta igual a la diferencia entre su costo variable y el precio de bolsa. Por tanto un contrato deberá representar un nivel de renta superior al que le ofrece el transar en bolsa.
 - ▶ Un generador con costo marginal alto deberá tener contratos a un precio superior al precio de bolsa porque en el evento de no ser despachado deberá honrar sus contratos pagando la energía a a precio de bolsa.

6.2.1 Efecto sobre los generadores que reconcilian negativamente

Teniendo en cuenta que el ingreso de los generadores que reconcilian negativamente se disminuye a consecuencia de la Resolución 034/01, independientemente de que cuenten con contratos o no tal como se indica en la tabla 6.6 y que los generadores que reconcilian negativamente ofrecen precios inferiores al precio de bolsa, la Resolución 034/01 establece a largo plazo una señal de depresión de los precios de bolsa, en la medida de que los agentes no deseen reconciliar negativamente. Este razonamiento se ve reforzado, en la medida en que los agentes que reconcilian negativamente maximizan su ingreso por este concepto en la medida en que oferte precios bajos.

6.2.2 Efecto sobre los generadores que reconcilian positivamente

Son dos los aspectos a estudiar como efecto de esta Resolución sobre los ingresos de los generadores que reconcilian positivamente:

- ▶ Se establece un techo a las ofertas de las generaciones de seguridad fuera de mérito.
- ▶ Las inflexibilidades asociadas con generaciones de seguridad fuera de mérito pasan, de liquidarse a precio de bolsa, a liquidarse a precio de reconciliación positiva.

El primer efecto tiende a disminuir el ingreso de los generadores que atienden estos requerimientos, en la medida en que las ofertas de los mismo fuesen superiores a los valores establecidos según la Resolución 034/01.

Adicionalmente, los generadores que teniendo contratos atienden generaciones de seguridad fuera de mérito, ven limitada su capacidad de gestión de tales contratos, en el sentido de permitir que estos sean cubiertos en la bolsa a un costo inferior a su costo marginal, situación más probable con la Resolución 034/01.

El segundo efecto de la Resolución 034/01 tiende a incrementar el ingreso, sobre los agentes que reconcilian positivamente, involucra a aquellas generaciones de seguridad fuera de mérito que tienen asociadas inflexibilidades. Previa a esta Resolución tales generaciones inflexibles se liquidaban a precio de bolsa, ahora son liquidadas a precio de reconciliación positiva.

Tabla 6.6 Ingresos unitarios netos de los generadores

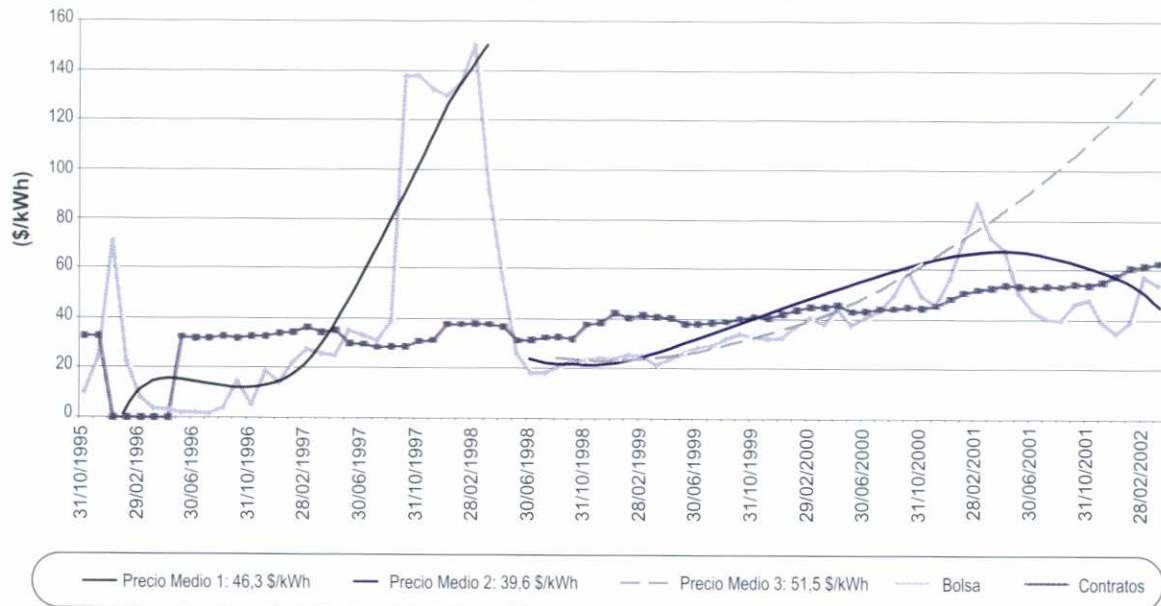
Condición	Contratos		Bolsa		
	Antes 034	Después 034	Antes 034	Después 034	
Despachado	$P_c - C_v$	$P_c - C_v$	$P_b - C_v$	$P_b - C_v$	
No despachado	$P_c - P_b$	$P_c - P_b$	0	0	
Reconcilia positivamente	por restricción	$P_c - P_b + P_o - C_v$	$P_c - P_b + P_o - C_v$	$P_o - C_v$	$P_o - C_v$
	por inflexibilidad	$P_c - C_v$	$P_c - P_b + P_o - C_v$	$P_b - C_v$	$P_o - C_v$
Reconcilia negativamente	$P_c - P_o$	$P_c - 0.5(P_o + P_b)$	$P_b - P_o$	$P_b - 0.5(P_o + P_b)$	

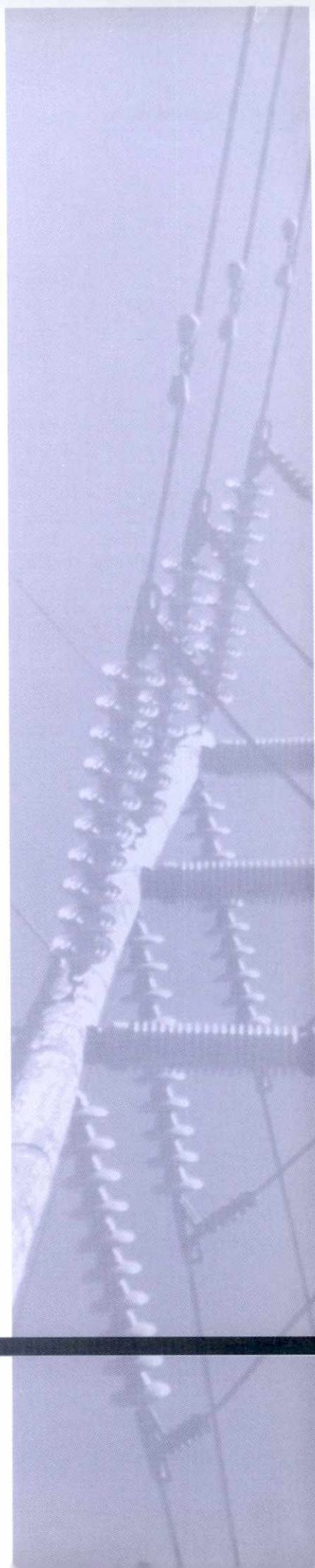
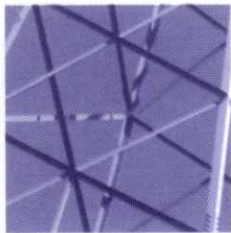
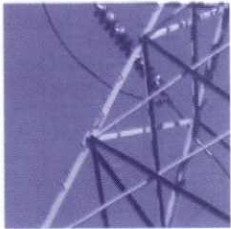
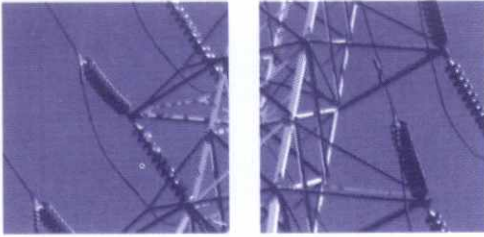
La siglas e hipótesis consideradas en la tabla anterior son:

Cv: costo variable para cada generador; Po: precio de oferta de cada generador; Poi: precio de oferta intervenido de cada generador; Pb: precio de bolsa; Pc: precio de contrato de cada generador.

$P_c > P_b$; $P_o > C_v$ y $P_o < P_b$

Gráfico 6.1 Evolución del precio en bolsa nacional y en contratos





Capítulo 7

Proyecciones de Energía Eléctrica

7. PROYECCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El gráfico 7.1 muestra los escenarios actualizados de demanda de energía eléctrica nacional. Estas proyecciones se realizaron empleando un modelo de demanda que corresponde al tipo dinámico.

La elasticidad PIB - Demanda viene presentando una tendencia decreciente, como se observa en el gráfico 7.2, explicada principalmente por la saturación de la cobertura urbana, los planes de sustitución de electricidad por gases combustibles, una mejor eficiencia en la utilización de la electricidad y un efecto ingreso por la reducción en el ritmo del crecimiento económico.

Sin embargo, el PIB continua siendo una variable explicativa y determinante muy importante en las proyecciones de la demanda de energía, al igual que las pérdidas y los escenarios de sustitución de gas.

Gráfico 7.1 Túnel de proyecciones de demanda nacional de energía eléctrica

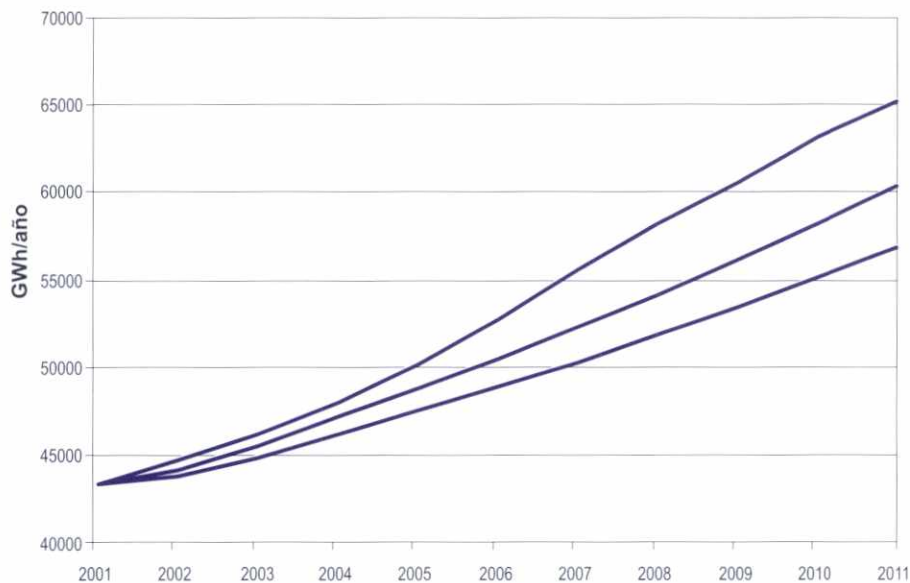
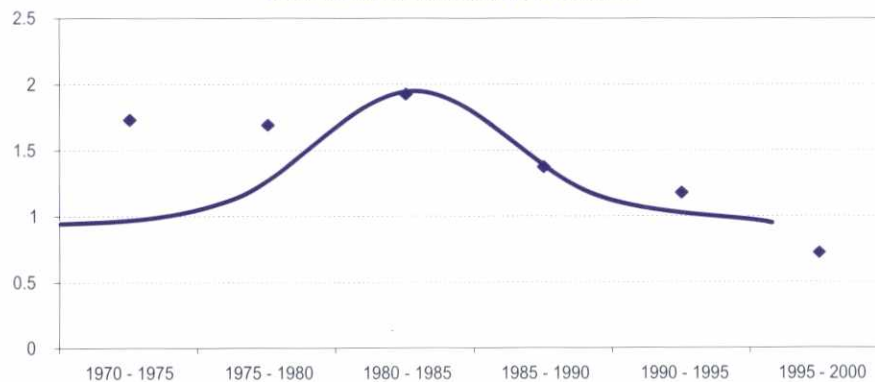


Gráfico 7.2 Elasticidad PIB-Demanda



7.1 SUPUESTOS DE LA PROYECCIÓN

Los supuestos empleados para realizar las proyecciones y las construcciones de los escenarios se presentan a continuación:

7.1.1 Tasa de Crecimiento del PIB

Para el periodo 2002-2003 se consideraron las expectativas de crecimiento económico del DNP, Fedesarrollo, ANIF, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y algunos analistas nacionales e internacionales. Para el escenario alto se consideró el crecimiento esperado por DNP¹⁰ tomando el límite superior de sus proyecciones más un ajuste para el 2002, mientras que para el escenario medio se consideraron las proyecciones presentadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, las cuales apuestan a un 2.5%. En cuanto al escenario bajo se consideraron las expectativas más pesimistas de algunos analistas internacionales que apuntan a un 1.8%. Bajo este rango de proyecciones del PIB se puede ubicar el valor al cual la mayoría de analistas prevén, 2.1%.

Para la construcción de las proyecciones del PIB periodo 2003-2011 y con respecto al escenario alto se usaron las tasas de crecimiento del PIB elaboradas por Fedesarrollo para el ejercicio de Futuros Energéticos, especialmente el escenario en el cual el Gobierno intensifica la lucha contra la guerrilla, logrando victorias significativas que logran debilitarla, lo que posibilita una posterior negociación y por ende una reactivación económica. Para la construcción del escenario medio se tomó el crecimiento promedio histórico del PIB nacional, mientras que para el escenario bajo se consideraron crecimientos inferiores a los del escenario medio en medio punto aproximadamente. Al respecto, se presenta la tabla 7.1 con la tasa de crecimiento del PIB anual en cada escenario.

Tabla 7.1 Tasa de crecimiento del PIB (%)

Año	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2002	3,2	2,5	1,8
2003	4,0	3,2	2,5
2004	4,5	4,0	3,2
2005	5,0	4,4	3,8
2006	5,4	4,4	3,8
2007	5,8	4,4	3,8
2008	6,0	4,4	3,8
2009	5,5	4,4	3,8
2010	4,8	4,4	3,8
2011	4,4	4,4	3,8
2012	4,4	4,4	3,8
2013	4,4	4,4	3,8

7.1.2 Pérdidas

El tratamiento que va a tener esta variable es consistente con la propuesta hecha para los escenarios de noviembre del año 2001, con respecto a que se parte de un nivel de pérdidas actuales muy cercanas al 20%. Para los escenarios alto y medio se propone alcanzar la meta del 13% en pérdidas en el año 2015 tal y como se establece en la Resolución CREG 112 de 1996 en cuanto a las pérdidas reconocidas al Nivel I de tensión, realizando una interpolación

¹⁰ CONPES 3152 De Diciembre de 2001



lineal entre el 22% y el 13% durante el periodo de proyección. Para el escenario bajo, se supuso que en el año 2010 se alcanzará la meta de la CREG (14.75%), de igual manera se emplea una interpolación lineal para realizar la distribución anual.

7.1.3 Programa de sustitución de energéticos

Escenario bajo: Penetración del Plan de masificación de Gas según el 90% de las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas.

Escenario medio: Sustitución de electricidad por gas natural según las simulaciones hechas en el Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP)¹¹ afectadas por el 90%.

Escenario alto: 85% de la sustitución considerada en el escenario medio de electricidad por gas natural, con el supuesto de que el GLP mantiene una alta participación en los sectores rurales.

Con estos supuestos, los escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica se presentan en la tabla 7.2.

Tabla 7.2 Proyección de Energía Eléctrica 2002-2011

Año	Modelo Esc. Alto	Tasa %	Modelo Esc. Medio	Tasa %	Modelo Esc. Bajo	Tasa %
2001	43.379		43.379		43.379	
2002	44.739	3,1	44.210	1,9	43.858	1,1
2003	46.280	3,4	45.545	3,0	44.890	2,4
2004	48.067	3,9	47.243	3,7	46.224	3,0
2005	50.203	4,4	48.876	3,5	47.537	2,8
2006	52.812	5,2	50.536	3,4	48.903	2,9
2007	55.593	5,3	52.314	3,5	50.277	2,8
2008	58.258	4,8	54.174	3,6	51.883	3,2
2009	60.595	4,0	56.173	3,7	53.515	3,2
2010	63.197	4,3	58.225	3,7	55.177	3,1
2011	65.206	3,2	60.342	3,6	56.879	3,1

7.2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

Para la consecución de los escenarios de potencia se parte de los escenarios de demanda de energía eléctrica anualizados, los cuales se mensualizan teniendo como herramienta el efecto calendario¹². Posteriormente, se aplican los factores de carga correspondientes a cada mes y a cada año de acuerdo a una recopilación histórica (1970-2001) y un análisis de los mismos.

En el gráfico 7.3 y en la tabla 7.3 se presentan los escenarios de crecimiento de la demanda máxima de potencia.

¹¹ En este modelo analítico se integran los programas de sustitución de los diferentes energéticos que componen la canasta energética nacional.

¹² El efecto calendario es observar mes a mes y día a día, posibles factores que puedan incidir en la demanda, tal como festivos, semana santa, etc., y de esta manera replicarlos sobre la demanda de energía.

Gráfico 7.3 Túnel de proyección de potencia

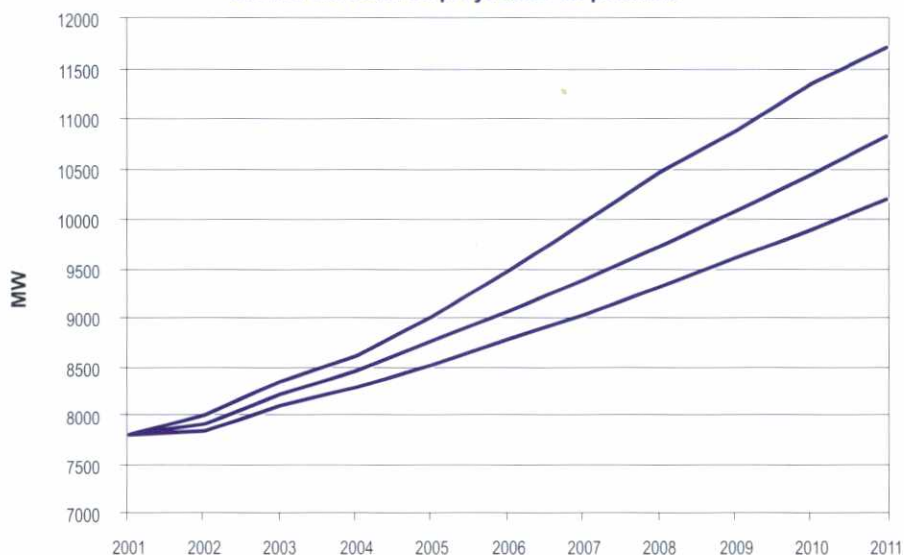


Tabla 7.3 Proyección de Potencia (MW) 2002-2011

Año	Esc. Potencia Alto	Tasa %	Esc. Potencia Medio	Tasa %	Esc. Potencia Bajo	Tasa %
2001	7.787		7.787		7.787	
2002	7.997	2,7	7.902	1,5	7.839	0,7
2003	8.340	4,3	8.207	3,9	8.089	3,2
2004	8.609	3,2	8.461	3,1	8.279	2,3
2005	8.992	4,4	8.754	3,5	8.514	2,8
2006	9.469	5,3	9.061	3,5	8.768	3,0
2007	9.967	5,3	9.379	3,5	9.014	2,8
2008	10.445	4,8	9.713	3,6	9.302	3,2
2009	10.864	4,0	10.071	3,7	9.595	3,1
2010	11.331	4,3	10.439	3,7	9.892	3,1
2011	11.691	3,2	10.819	3,6	10.198	3,1

7.3 PROYECCIONES SECTORIALES DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La UPME retomó la elaboración de proyecciones de energía eléctrica por sectores, a saber: residencial, comercial, industrial y alumbrado público que agrega a su vez el consumo del sector oficial y otros usos.

Con tal fin, se utilizó el módulo Balance del programa analítico Energy and Power Evaluation Program (ENPEP) el cual permite estimar los consumos de energía por sector de acuerdo con una demanda total nacional.

A continuación se muestran las proyecciones sectoriales nacionales teniendo como base el escenario medio de la demanda nacional.

7.3.1 Sector Residencial

El sector residencial históricamente (1996-2001) ha representado el 44% del consumo total nacional en promedio, siendo uno de los más representativos del consumo nacional y a su vez uno de los más estables¹³.

A continuación en la tabla 7.4 se presenta la evolución proyectada de este sector para el periodo 2002-2011 teniendo como base el escenario medio de demanda nacional.

¹³ Varía +/- un punto del promedio presentado.

Tabla 7.4 Consumo para el sector residencial 2002-2011

Año	GWh/año	Tasa %
2001	14.529	
2002	14.613	0,58
2003	14.888	1,88
2004	15.335	3,00
2005	15.909	3,74
2006	16.548	4,02
2007	17.245	4,21
2008	17.985	4,29
2009	18.779	4,41
2010	19.564	4,18
2011	20.393	4,24

7.3.2 Sector Industrial

El sector industrial constituye uno de los sectores más importantes del consumo nacional de energía eléctrica. Representa el 34% del consumo, además es el sector que reacciona de manera más rápida y drástica a los cambios económicos, es así como presenta una variación de más o menos tres puntos del promedio presentado y alcanzó su menor participación nacional en el año de 1999, año de crisis económica nacional.

La tabla 7.5 presenta los consumos esperados para este sector.

Tabla 7.5 Consumo para el sector industrial 2002-2011

Año	GWh/año	Tasa %
2001	11.891	
2002	12.489	5,03
2003	13.107	4,95
2004	13.788	5,20
2005	14.490	5,09
2006	15.284	5,48
2007	16.104	5,37
2008	16.944	5,21
2009	17.808	5,10
2010	18.643	4,69
2011	19.506	4,63

7.3.3 Sector comercial

El sector comercial representa en promedio el 14% del total del consumo nacional. Si bien este sector también reacciona a la situación económica nacional, presenta crecimientos interesantes y por tanto es representativo del crecimiento del consumo nacional.

Las proyecciones esperadas para este sector se presentan en la tabla 7.6.

Tabla 7.6 Consumos del sector comercial 2002-2011

Año	GWh/año	Tasa %
2001	5.003	
2002	5.126	2,46
2003	5.312	3,63
2004	5.555	4,58
2005	5.842	5,17
2006	6.147	5,22
2007	6.470	5,25
2008	6.809	5,24
2009	7.167	5,25
2010	7.533	5,11
2011	7.920	5,14

7.3.4 Sector alumbrado público, oficial y otros consumos

Este último sector que agrupa los consumos por alumbrado público, sector oficial y otros, representa el 11% del total del consumo nacional histórico y presentó un crecimiento del 9% para el año de 1999.

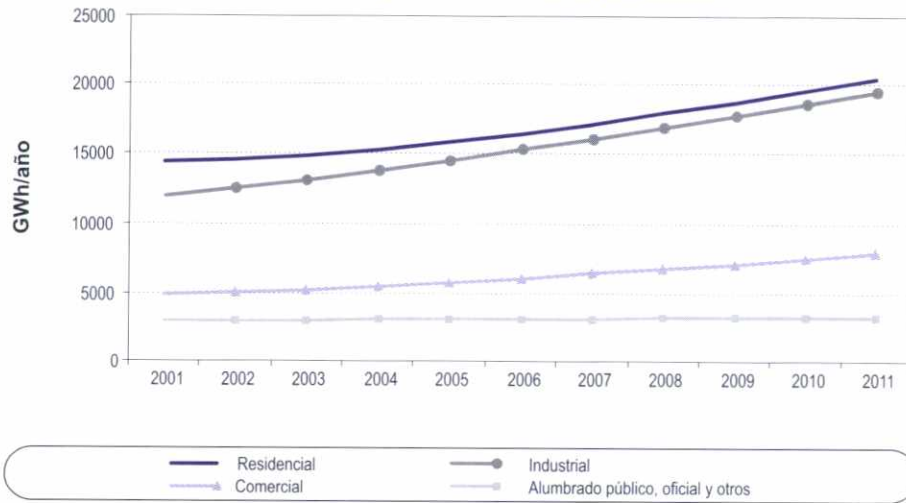
En la tabla 7.7 se presenta el comportamiento esperado para el periodo 2002-2011.

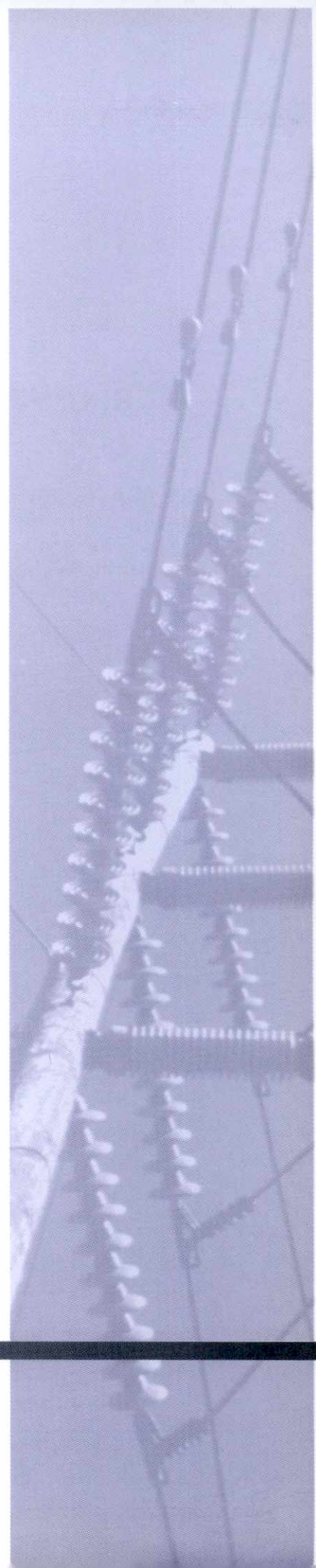
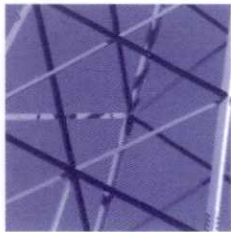
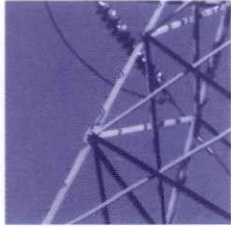
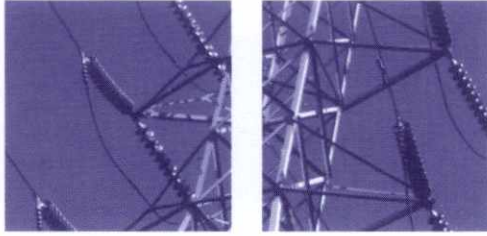
Tabla 7.7 Consumos del sector alumbrado público, oficial y otros

Año	GWh/año	Tasa %
2001	2.977	
2002	3.010	1,11
2003	3.043	1,11
2004	3.075	1,05
2005	3.108	1,05
2006	3.142	1,10
2007	3.176	1,10
2008	3.211	1,10
2009	3.245	1,05
2010	3.279	1,05
2011	3.314	1,06

El gráfico 7.4 presenta de manera conjunta los pronósticos de consumo de los cuatro sectores.

Gráfico 7.4 Comportamiento sectorial proyectado





Capítulo 8

**Disponibilidad de Recursos
y Precios de los Combustibles**

8. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

8.1 CARBÓN

La tabla 8.1 presenta las reservas medidas de carbón en el país son aproximadamente 6.611 MTns, mientras que las indicadas son del orden de 2.932 MTns.

Tabla 8.1 Reservas de carbón al 2001

Reservas de Carbón al 2001 (MTns)			
Zona Carbonífera	Medidas	Indicadas	Tipo de Carbón
Guajira	3.624,3	0	Térmico
Cesar	1.906,6	589	Térmico
Córdoba	380,9	257	Térmico
Antioquia	88,4	225	Térmico y coquizable
Boyacá	167,2	683	Térmico y coquizable
Cundinamarca	236,0	660	Térmico y coquizable
Norte Santander	115,1	315	Térmico
Santander	57,0	114	Térmico y coquizable
Valle del Cauca	19,9	22	Térmico
Cauca	15,9	67	Térmico
Total	6.611	2.932	

Las reservas medidas son aquellas cuya cantidad es establecida a partir de dimensiones obtenidas por afloramientos, trabajos mineros o sondeos. El carácter geológico está bien definido, existe una delimitación correcta de la formación, de su profundidad y su contenido mineral. Las reservas indicadas hacen referencia a aquellas cuyo grado de seguridad en la delimitación de la formación es menor.

La Costa Atlántica cuenta con unas reservas medidas de 5.912 MTns, que equivalen al 89% del total de las reservas del país. De éstas, el 61% corresponden a la Guajira, el 32% al Cesar y el 6% restante a la zona carbonífera de Córdoba.

Las reservas indicadas de carbón se distribuyen, de conformidad con el gráfico 8.1, en mayor porcentaje en Boyacá con el 23% del total, seguida por Cundinamarca (22%), Cesar (20%), Norte de Santander (11%), mientras que el 23% restante en Córdoba, Antioquia, Santander, Valle del Cauca y Cauca.

En relación con el tipo de carbón, las regiones de Cundinamarca, Boyacá y Norte de Santander, son las principales abastecedoras de carbón coquizable, apto para uso metalúrgico.

Algunos aspectos de las principales zonas carboníferas son¹⁴: La Guajira se localiza en el extremo noreste del país, al sur del departamento, en el municipio de Barrancas sobre la cuenca del río Ranchería. Su prolongación cubre unos 50 km desde la falla de Oca al norte hasta el municipio de Fonseca al sur, limitando al este con la Serranía de Perijá y al oeste con las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta; ocupa un área de 480 km².

¹⁴ Guía Ambiental-Visión Minero Ambiental del Carbón. Septiembre 2001.

La zona carbonífera del Cesar está ubicada en el centro del departamento, en la cuenca del río Cesar y ocupa un área de 248 km².

Gráfico 8.1 Mapa zonas de reservas carboníferas



Fuente: Presentación Perspectivas del Carbón como Recurso Energético en Colombia. MME - UPME. Septiembre/2001.

La zona carbonífera de Córdoba se conoce también como Alto San Jorge, ubicada en el departamento de Córdoba entre los valles de los ríos San Jorge, San Pedro y Uré, limitados por las estribaciones de las serranías de San Jerónimo al Oeste y Ayapel al este, comprende dos áreas que son la de la cuenca alta del río San Jorge al occidente, con una extensión de 500 km² y la de San Pedro - Uré al oriente que tiene 265 km².

Los carbones de la zona de Cundinamarca se encuentran en la Formación Guaduas la cual hace parte del centro de la cuenca sedimentaria de la cordillera Oriental, en una extensión de 3.400 km².

Las reservas de la zona carbonífera de Boyacá están distribuidas en las Subcuencas Tunja - Duitama, Chinavita - Umbita - Tibaná y Sogamoso - Jericó, en donde se ubica el 60% de ellas (103 MTns).

La producción nacional de carbón en el año 2001 contabilizó 43,9 MTns, lo cual significa que asumiendo ese nivel de producción, el tiempo de agotamiento de las reservas de carbón sería de 151 años.

8.1.1 Proyección de precios de carbón

El escenario de precios de carbón en planta térmica considera una estabilidad del precio de este energético en términos constantes durante el horizonte de análisis, debido a que supone que continúan los problemas de organización de la industria, de minería ilegal y de la oferta del mineral a precios por debajo de los de equilibrio en la minería organizada del interior del país. Se supone que los precios pueden modificarse en términos corrientes, únicamente al considerar las actualizaciones de costos de transporte desde la boca de mina hasta la planta térmica.

Los valores presentados en la tabla 8.2, parten de los valores reportados directamente por las plantas de generación en el segundo semestre del año 2001.

Tabla 8.2 Proyección de precios de carbón

Planta	Poder Calórico (kcal/kg)	Precio \$/Ton	Periodo
Termozipa	6.700	30.000	Semestre II-2001
Termopaipa	6.300	31.418	Semestre II-2001
Termotasajero	7.000	33.496	Semestre II-2001

Fuente: Plantas Térmicas

8.2 GAS NATURAL

El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, de los cuales 96 TPC corresponden al potencial de gas, distribuidos de la siguiente manera: El 56% en las cuencas con producción¹⁵ y el 44% en las que actualmente no presentan producción. Ver tabla 8.3 del potencial de hidrocarburos de las cuencas.

Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre 31 de 2001, ascendieron a 7.490 GPC. De estos, 4.507 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización, es decir, existe seguridad sobre su venta futura. Así mismo, 2.982 GPC de gas no tienen a la fecha definido un esquema de comercialización.

El interior del país cuenta con unas reservas totales de 4.765 GPC, de las cuales los campos de Cusiana - Cupiagua aportan aproximadamente el 80%, y los de Floreña, Pauto y Volcanera un 13%. También contribuyen a las reservas del interior del país los campos de Río Ceibas, Payoa, La Salina y Opón entre otros.

De otro lado, las reservas de gas de la Costa Atlántica, que al 31 de Diciembre de 2001 sumaban 2.724 GPC, corresponden a los campos de Ballena, Chuchupa, Rihacha y Guepaje. En la tabla 8.4 se presenta la descripción de las reservas de gas.

Tabla 8.3 Potencial de hidrocarburos

Potencial de hidrocarburos			
Cuenca	Millones de Barriles	TPC de gas	Millones de BEP*
Cuencas con producción			
Llanos Orientales	7.040	12	9.198
Valle Superior del Magdalena	1.320	1	1.408
Valle Medio del Magdalena	6.400	11	8.330
Valle Inferior del Magdalena	400	8	1.874
Putumayo	1.440	2	1.756
Catatumbo	700		700
Guajira		20	3.509
Subtotal	17.300	54	26.774
Cuencas sin producción actual			
Cordillera Oriental	1.300	9	2.879
Sinú	1.500	11	3.430
Urabá	250	4	952
Cesar Ranchería	70	1	193
Caguán Vaupés	400	1	488
Cauca	100	2	451
Chocó	200	2	551
Pacífico	150	3	589
Tumaco	150	3	589
Cayos (Área de San Andrés y Providencia)		7	1.228
Amazonas	250	1	390
Subtotal	4.370	42	11.738
Total	21.670	96	38.512

* 1 BEP= 5.700 PC de gas
Fuente: Ecopetrol

¹⁵ Cuencas con Producción: Tienen mayor cantidad de información de superficie y subterránea, también una mejor infraestructura para la producción de hidrocarburos, transporte, refinación y mercadeo, que las cuencas que actualmente no presentan producción.

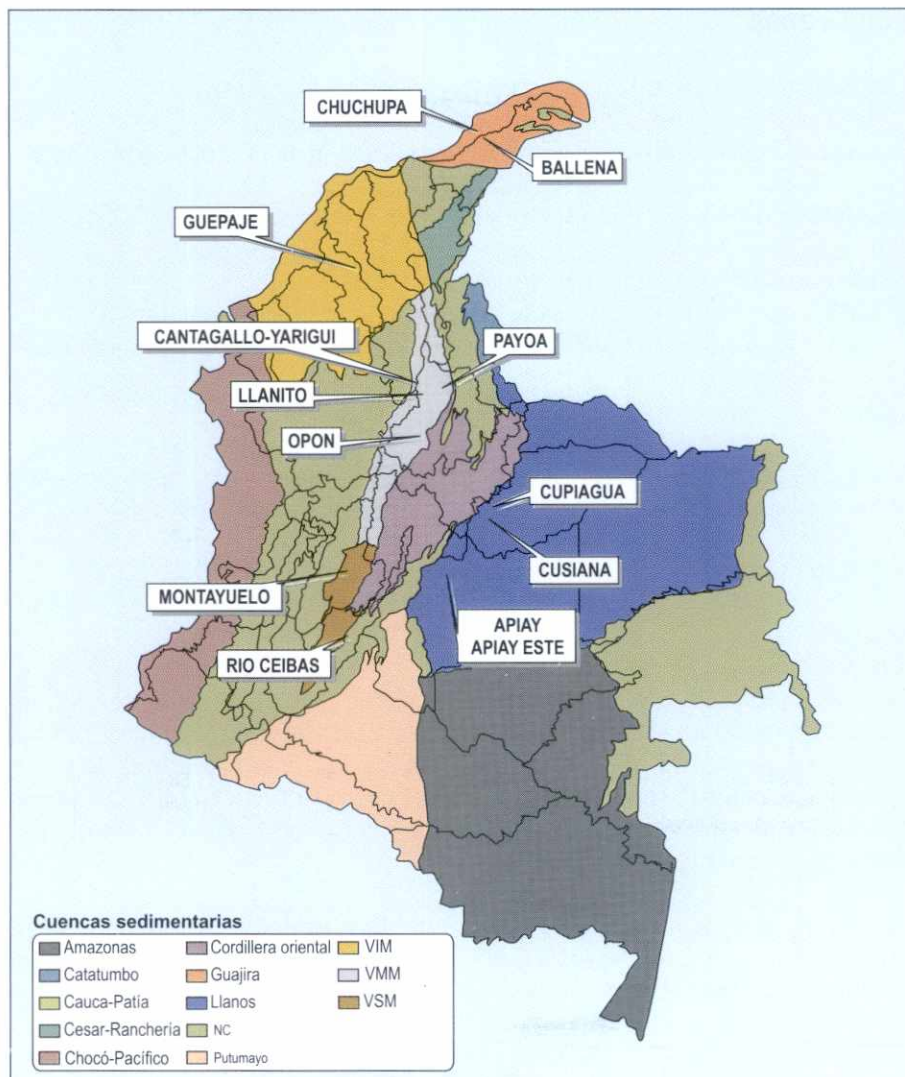
Tabla 8.4 Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural (GPC)

Región	Desarrolladas	No desarrolladas	Total
Guajira	2.477,33	228,60	2.705,93
Guepaje	8,48	10,00	18,48
Total Costa Atlántica	2.485,81	238,60	2.724,41
Sant.Atala-Tauram-Río Chit	1.834,00	1.982,22	3.816,22
Piedemonte-Recetor	0,00	600,00	600,00
Las Monas	58,20	7,50	65,70
Casanare	14,00	24,40	38,40
Otros interior	115,19	129,82	245,00
Total interior del país	2.021,39	2.743,94	4.765,32
Total país	4.507,20	2.982,54	7.489,74

Reservas probadas remanentes: Son aquellas de las que se tiene certeza razonable de ser recuperadas en el futuro de acuerdo con información geológica, económica y de ingeniería actual.

Fuente: Ecopetrol

Gráfico 8.2 Mapa de cuencas sedimentarias y principales campos de gas natural





Considerando el nivel de reservas probadas de gas natural al 31 de diciembre del año 2001 y el nivel de suministro¹⁶ para ese mismo año, de 218 GPC, el tiempo de duración de las reservas de gas sería de 34 años. El gráfico 8.2 presenta el mapa de cuencas sedimentarias y los principales campos de gas natural.

8.2.1 Proyección de precios de gas natural

La proyección de largo plazo para el precio del gas natural en planta térmica, considera el cálculo del precio en boca de pozo y de transporte por gasoducto hasta la planta.

Las proyecciones que se muestran a continuación, fueron realizadas en el mes de enero de 2002, estableciendo dos escenarios (probable y alto) y considerando los aspectos que a continuación se mencionan.

8.2.1.1 Proyección del precio de gas natural en boca de pozo

Para la realización de la proyección del precio en boca de pozo, se consideraron dos periodos de tiempo: 2002 a 2005 y 2006 en adelante, teniendo como base lo estipulado en la Resolución CREG 023 de 2000 que estableció la liberación de precios a partir del mes de septiembre de 2005.

8.2.1.2 Periodo 2002 a 2005

En este periodo se considera la aplicación de la regulación actual.

Los precios en boca de pozo vigentes en el momento de la realización de la proyección (enero de 2002) son:

- ▶ Resolución de la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural No. 039 de 1975: 1.16339 US\$/MBTU.
- ▶ Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 061 de 1983:
 - 1.227 US\$/MBTU (gas natural no asociado de la región oriental y costa afuera)
 - 1.357 US\$/MBTU (gas natural no asociado costa norte y valle medio del magdalena)

Los anteriores valores son los definitivos para el primer semestre de 2002.

Se considera además la aplicación de la Resolución CREG 023/2000 que ratifica las mencionadas resoluciones para la determinación de los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo así:

- ▶ Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, Resolución 039/1975.
- ▶ Para el gas natural libre del campo Opón, Resolución 061/1983.
- ▶ Para el gas natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua: i) El valor fijado por la Resolución 061/83 si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permite inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte (SNT), es inferior a 110 MPCD, ii) US\$1.10/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 110 MPCD e inferior a 180 MPCD y iii) Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento de gas asociado que permita inyectarlo al SNT es superior a 180 MPCD.

De otro lado y considerando que las fórmulas tarifarias establecidas en las mencionadas resoluciones tienen en cuenta el precio del Fuel Oil de exportación precio FOB colombiano para su actualización semestral, se estableció una relación econométrica, para que el Fuel reflejara las variaciones del precio internacional del petróleo crudo¹⁷, $PFOCOL = 0,7371 * PWTI - 0,69$

¹⁶ Hace referencia al gas producido y enviado por gasoducto. No incluye gas lift, reinyección, ni gas consumido en operaciones de campo.

¹⁷ Metodología del Ejercicio de Proyección de Demanda de Gas Natural. Ecopetrol, Texas y UPME. 2001.

De esta forma, los escenarios de precios de crudo WTI son:

- ▶ **ESCENARIO PROBABLE:** Escenario de precios acordado entre Ecopetrol y la UPME, que asume un precio promedio de crudo WTI en el periodo de análisis de 21 US\$corrientes/Bl.
- ▶ **ESCENARIO ALTO:** Para este escenario se consideraron como precios de crudo WTI del año 2002 al 2005 las variaciones anuales del escenario alto (AEO High) del Departamento de Energía de los Estados Unidos DOE. Asume un precio promedio en el periodo de análisis de 25 US\$ corrientes/Bl.

8.2.1.3 Periodo 2006 a 2015

Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 023/2000 estipuló la libertad del precio del gas natural en boca de pozo a partir de septiembre de 2005, se realizó un ejercicio que consistió en determinar un precio único a nivel nacional mediante el procedimiento denominado netback.

La valoración netback en boca de pozo permite determinar los límites (inferior y superior) que podría alcanzar el precio del gas natural en boca de pozo para seguir siendo competitivo frente a los combustibles sustitutos, así¹⁸:

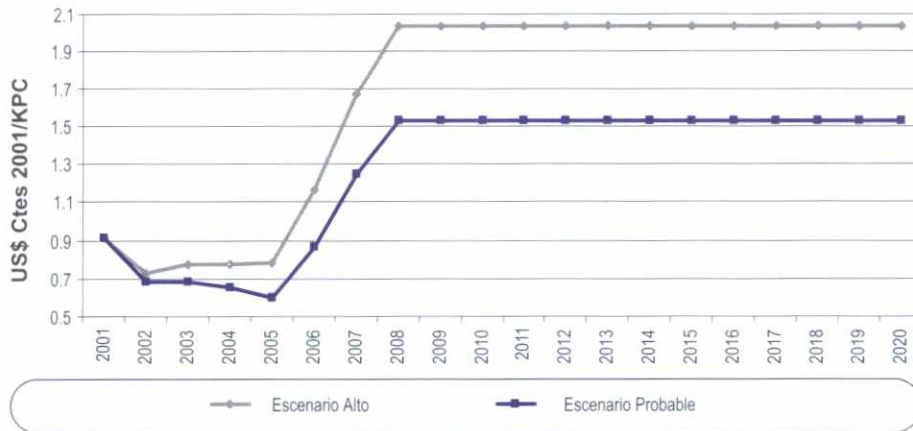
- ▶ **Límite inferior:** El precio del gas en el límite inferior estaría dado por su sustituto más barato, que es el carbón en el sector industrial. Así que la valoración netback en boca de pozo para que el gas sea competitivo con el carbón en el sector industrial muestra un valor límite de 1,22 US\$01/KPC.
- ▶ **Límite superior:** El precio del gas en el límite superior estaría en el sector de generación eléctrica. El precio del gas natural en boca de pozo con el que el carbón y el gas entrarían a competir en la generación eléctrica sería de 2,04 US\$01/KPC.

Finalmente se estableció un precio equivalente a US\$ 1,53/KPC, que refleja las expectativas de los productores.



¹⁸ Metodología del Ejercicio de Proyección de Demanda de Gas Natural. Ecopetrol, Texas y UPME. 2001.

Gráfico 8.4 Precio boca de pozo Gas Cusiana



8.2.2 Transporte por gasoducto

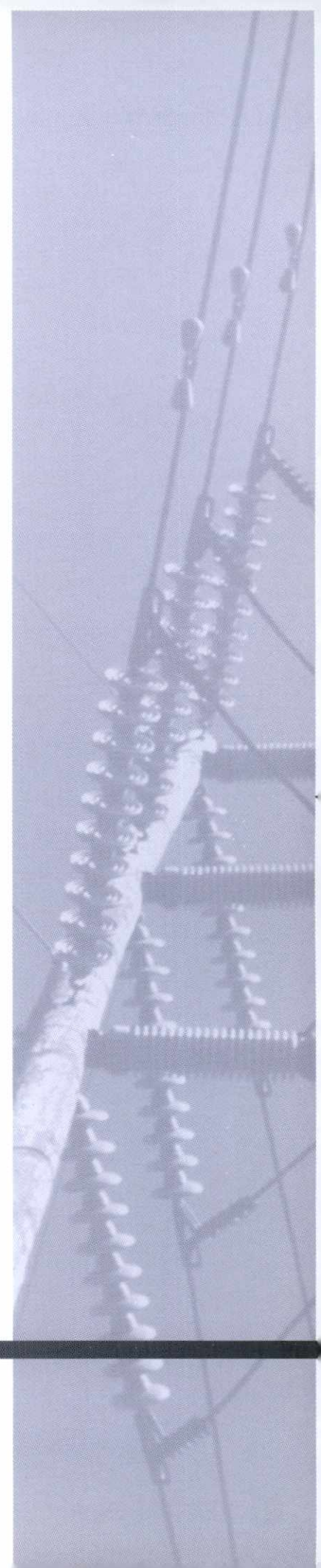
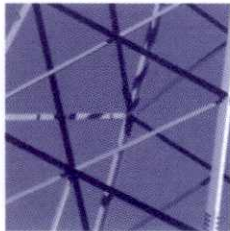
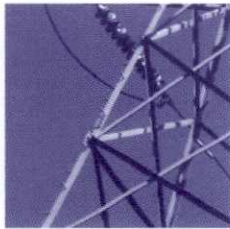
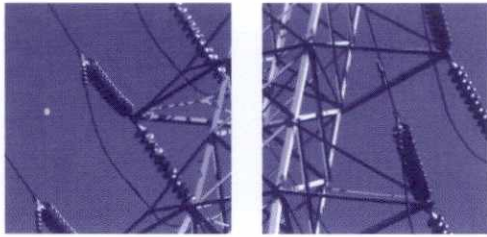
A las plantas de generación térmica ubicadas en el Interior se les aplicaron los cargos de transporte establecidos en la Resolución CREG 057 de 1996. Adicionalmente, para el tramo Barranca-Bucaramanga fue aplicada la nueva tarifa de transporte aprobada para Transoriente (Resolución CREG 016/2001).

A las plantas de generación térmica ubicadas en la Costa Atlántica se les aplicaron los cargos aprobados para el sistema de transporte de Promigas según la Resolución CREG 018 de 2001.

Finalmente, debido a que la nueva metodología para establecer los cargos de transporte expedida por la CREG en la Resolución 001 de 2001, hace posible que los agentes del mercado decidan que porcentaje de su cargo va como costo fijo y que porcentaje como costo variable, el ejercicio según se muestra en la tabla 8.5, supuso la siguiente distribución de los costos de transporte entre fijos y variables, implicando valores distintos del cargo promedio de transporte por KPC para cada periodo (5 años, de acuerdo con la mencionada resolución).

Tabla 8.5 Porcentaje de distribución de los cargos de transporte

	2001 - 2005 %	2006 - 2010 %	2011 - 2020 %
Costa			
Fijo	50	60	70
Variable	50	40	30
Interior			
Fijo	50	50	50
Variable	50	50	50



Capítulo 9

Potencialidad de los Recursos Energéticos Renovables

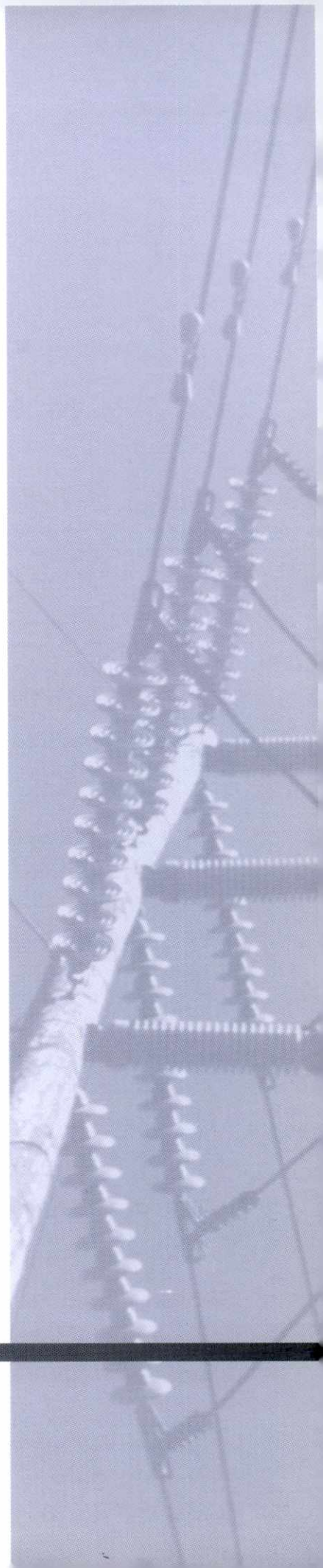
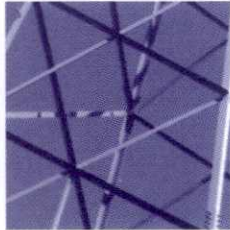
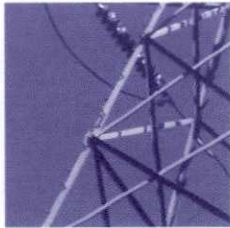
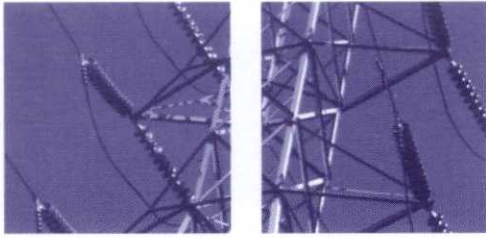
9. POTENCIALIDAD DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Colombia es un país rico en recursos energéticos, de los cuales solo una parte se han aprovechado o utilizado. Dentro de la planeación energética se considera clave el empleo integral de los recursos energéticos, es por eso que a continuación en la tabla 9.1 se hará una breve reseña sobre las potencialidades de los recursos renovables. En el anexo C se pueden observar los mapas de recursos energéticos renovables para Colombia.

Tabla 9.1 Potencialidades en recursos renovables

Fuente	Estado de conocimiento	Conocimiento recurso	Aplicaciones en Colombia
Sol	Mapas del recurso anual y mensual	Se destacan por sus niveles de radiación promedio anual diaria: la zona del Magdalena, Guajira y San Andrés y Providencia, con niveles de radiación entre 5 y 6 kWh/m ² día, los departamentos de Casanare, Arauca, Guainia, Guaviare, Amazonas, Putumayo y Vaupés con niveles de radiación entre 4 y 5 kWh/m ² día y la zona costera del Pacífico con las menores radiaciones inferiores a 3 kWh/m ² día.	Sistemas fotovoltaicos Colectores solares
Bagazo de la Caña (Biomasa)	Estimativo preliminar	Se estima un producción anual nacional cercana a los 7,5 millones de toneladas de bagazo, gran parte del cual se emplea en actividades de producción de calor.	Calderas - cogeneración. Actualmente, la capacidad instalada que aprovecha el bagazo de caña se estima en 25 MW. Si se cuenta con un sistema con combustible mezclado (90% bagazo y 10% carbón) se incrementa en 100 MW aproximadamente la capacidad instalada.
Cascarilla de arroz (Biomasa)	Estimativo preliminar	Con base en la producción total de arroz en el país existe un potencial teórico de producción de más de 457.000 Ton/año. Es de destacar que en el país tres zonas son las de mayor dedicación al procesamiento de arroz: Los Santanderes, los Llanos Orientales y la Costa Atlántica.	Calderas
Rellenos sanitarios (Biomasa)	Estudios preliminares	El aprovechamiento de un relleno sanitario como el de Bogotá podría tener un potencial teórico de alrededor de 11 GWh/ año.	No hay aplicaciones
Biodigestores (Biomasa)	Estimativos	Estimativos del antiguo INEA, daban cuenta de que el aprovechamiento de residuos pecuarios, mediante sistemas de biodigestores para producción de biogas, puede aportar un equivalente energético de 57.411 TJ/h-año	Cocción, generación eléctrica, descontaminación de aguas
Biomasa forestal	Estudio de prefactibilidad	La UPME también realizó a nivel de prefactibilidad un estudio que buscaba explorar las posibilidades de la biomasa forestal aprovechada en condiciones de sostenibilidad en la región de Calamar Guaviare, con resultados interesantes si se compara con los esquemas de suministro energético a Diesel.	No hay aplicaciones
Eólica	Mapa preliminar de vientos	En la región noreste del país se encuentran los vientos de mayor velocidad, destacándose: los departamentos de Guajira, San Andrés y Providencia, Cesar, Atlántico y algunas áreas de Magdalena donde se puede disponer de velocidades de viento superiores a los 6 m/s que puede arrojar una energía producida por kWh muy competitiva con las alternativas energéticas existentes en el país.	Bombeo de agua

Fuente	Estado de conocimiento	Conocimiento recurso	Aplicaciones en Colombia
Hidráulica	Mapa de caídas y caudales.	Se estima que el potencial total del país asciende a 50 GW en proyectos de capacidades de 100 MW y a 70 GW si se consideran los proyectos de mediana y pequeña capacidad.	Generación eléctrica en sistemas aislados
	Estudios de reconocimiento	Los costos de instalación en Colombia oscilan entre 2.000 y 20.000 US\$/kW, desde los proyectos de elevado salto y capacidades mayores de 100 MW a proyectos de saltos reducidos (2 m) y pequeñas capacidades instaladas, de algunas decenas de kilovatios.	Generación eléctrica en sistemas aislados
Geotermia [1]	1. Mapas de recurso geotérmico 2. Estudios preliminares de zonas de interés	<p>El Atlas Geotérmico de Colombia, destaca zonas de mayor potencialidad, donde se han llevado a cabo investigaciones más a fondo a fin de estudiar el recurso geotérmico como sigue:</p> <p>Zona de frontera con el Ecuador, en los volcanes Chiles – Cerro Negro, donde en los 80 se realizó un estudio de prefactibilidad, encaminado a evaluar la existencia de un reservorio económicamente explotable.</p> <p>En el departamento de Nariño, se ha destacado en las 3 coberturas del Atlas, al volcán Azufral que ofrece una gran posibilidad para generación eléctrica, de acuerdo con sus características geológicas y geoquímicas.</p> <p>Parque Natural Nacional de los Nevados, donde existe una anomalía considerable con un valor de 370°C a 3 km de profundidad, obtenida luego de la perforación del primer pozo geotérmico de Colombia en 1997 por parte de un agente privado.</p> <p>Finalmente, otro sitio de interés que ha tenido estudios preliminares realizados por el antiguo ICEL es el área geotérmica de Paipa- Iza en Boyacá.</p> <p>El empleo de la tecnología puede ser una alternativa que puede reducir costos en 2/3 del valor convencional en Colombia.</p>	Generación eléctrica
Mareomotriz	Estimativo preliminar	Un primer inventario en el Pacífico colombiano arrojó un potencial de 500 MW identificando un posible proyecto de 200 MW en bahía de Málaga.	No hay aplicaciones
Olas	Estimativo	Una primera estimación conservadora del potencial en los 3.000 km de costas aproximadamente que posee Colombia resultó en 30 GW.	No hay aplicaciones



Capítulo 10

**Evaluación Financiera Indicativa
de los Costos de Generación**

10. EVALUACIÓN FINANCIERA INDICATIVA DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN

Los costos de generación utilizados en el Plan de Expansión de Generación y Transmisión son de referencia; para la obtención de estos se ha recurrido a diversas fuentes de información entre los que se tienen: registro de proyectos información, de internet, criterios de expertos, catálogo de proyectos, así como información de algunos catálogos de revistas, entre otros.

Los costos de generación presentados en el anexo E corresponden a costos de plantas tipo que han tratado de estandarizarse en ciclos abiertos y cerrados como es el caso del gas natural y unidades convencionales como es el caso de las unidades de carbón. Debe entenderse que esta información es de carácter referencial y por tanto su uso por parte de los agentes es de su entera responsabilidad.

A continuación se presenta la metodología considerada para obtener el costo de energía media para las diferentes tecnologías.

10.1 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS PROYECTOS DEL PLAN DE GENERACIÓN

10.1.1 Inversiones

El costo de inversión presentado en el Plan busca brindar información global acerca de los posibles costos de instalación de una planta de generación. Estos incluyen el costo CIF de los equipos, nacionalización, obras civiles, montajes, ingeniería y administración.

Los análisis el Plan de Expansión no contemplan gastos de financiación.

10.1.2 Costos de operación

Corresponden a aquellos costos en que incurre la planta para poder operar, y están divididos en:

- ▶ Costos fijos y variables de la administración y mantenimiento.
- ▶ Costos de suministro y transporte de combustible.

10.1.3 Costos de combustible

Para los proyectos a gas natural y carbón mineral se emplearon los costos en boca de pozo así como de mina incluyendo el transporte descritos en la sección de precios de combustibles de este plan.

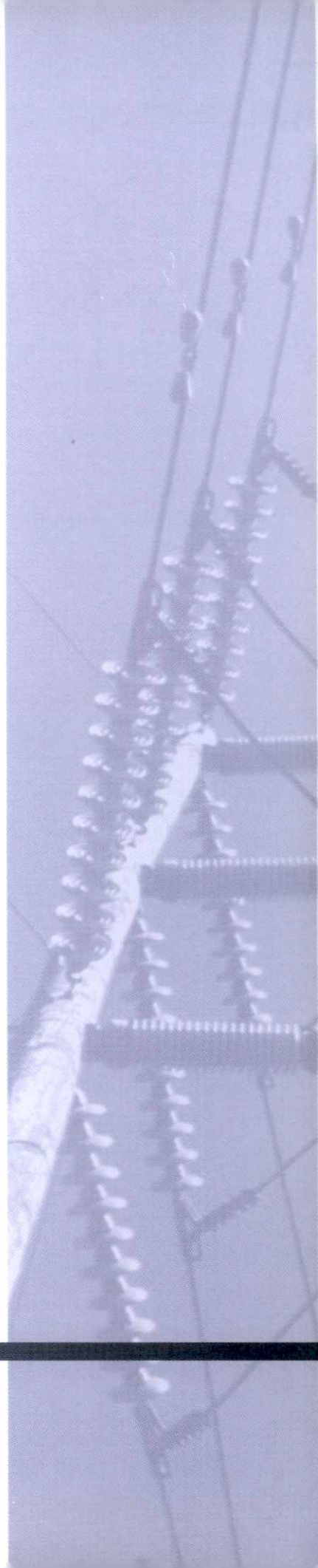
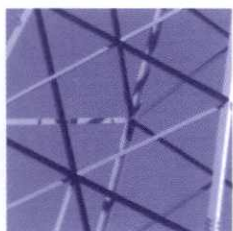
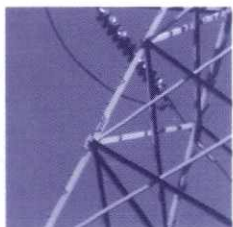
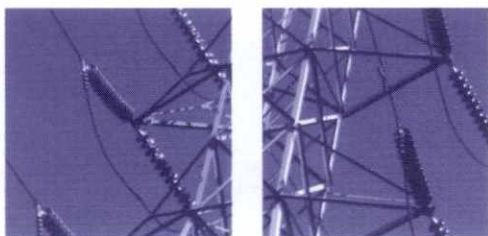
Adicionalmente se consideró un factor de utilización de 0.5 para ciclos abiertos, de 0.7 para plantas a ciclo combinado y carbón mineral. Se supuso períodos de vida útil de 20, 25 y 30 años respectivamente. Así mismo se consideró una tasa de interés del 10%.

En impuestos se consideró costos de operación tanto en renta como de transferencias al sistema nacional ambiental, impuestos de industria y comercio e impuesto predial.



Análisis de Prospectiva





Capítulo 11

Alternativas de Expansión de la Generación

11. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

La dinámica de las variables asociadas a la generación de energía eléctrica hace que sobre estas se requiera un continuo seguimiento con el fin de prever su comportamiento futuro y su impacto sobre el sistema en general. Por ello se hace necesario realizar análisis de generación tanto de corto como de largo plazo, los análisis buscan determinar las necesidades futuras de generación para el período 2002-2011, teniendo como criterio, la planeación de la expansión y la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión de manera integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda de energía con los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad que los usuarios requieren.

Las alternativas y estrategias han considerado entre otras las siguientes variables:

- ▶ Instalación y retiros de unidades de generación.
- ▶ Costos de combustibles.
- ▶ Demanda energía y potencia eléctrica.
- ▶ Ocurrencia de fenómenos tipo El Niño.
- ▶ Registro de proyectos de generación.
- ▶ Criterios de confiabilidad establecidos para el planeamiento.
- ▶ Red de transmisión.
- ▶ Indisponibilidad de unidades de generación y de circuitos de transmisión.
- ▶ Reservas energéticas.
- ▶ Aportes hídricos.

11.1 GENERACIÓN EN EL CORTO PLAZO

El análisis de corto plazo se ha realizado para el período 2002-2006, para ello se han considerado alternativas que representan de la mejor manera posible la ocurrencia de diversos eventos entre los que se destacan: diferentes escenarios de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela, indisponibilidad del sistema de transmisión, eventos hidrológicos, etc. De igual manera se ha contemplado un plan de retiros de unidades de generación que tiene como base la información oportuna de los diferentes agentes de generación, y la revisión de los períodos de vida útil de las plantas que se hallan en operación.

11.1.1 Proyectos de generación registrados

El registro de proyectos de generación resumido en el Anexo D, sirve como base para determinar las posibles plantas a partir de las cuales puede desarrollarse la expansión futura del sistema. Con respecto al anterior Plan de Expansión no han sido muchas las modificaciones que el registro ha tenido, las novedades corresponden a: cambio de promotor de los proyectos hidroeléctricos de La Herradura (19,8 MW) y La Vuelta (11,7 MW), los cuales estaban registrados por EADE y ahora los desarrolla EEPPM; por otra parte se presentó la inscripción de un nuevo proyecto hidráulico: Agua Fresca, con capacidad de 4 MW en el departamento de Antioquia.

En total el registro contiene 51 proyectos inscritos, de los cuales 39 corresponden a proyectos hidroeléctricos, 6 a proyectos de gas natural, 4 a proyectos de carbón mineral, 1 proyecto a fuel oil y 1 en geotermia. El total de la capacidad registrada por los futuros proyectos es de 11.642 MW.

En general, los avances en los diferentes proyectos inscritos en los últimos tres años no han sido significativos, la gran mayoría no tienen cierres financieros, muchos carecen de estudios de factibilidad técnica, siendo incierta su probable fecha de entrada. Por otra parte en los inversionistas se percibe una incertidumbre sobre cómo recuperar adecuadamente las inversiones de los proyectos, máxime cuando se tienen factores como el conflicto sociopolítico, la lenta recuperación de la demanda de energía y algunos aspectos regulatorios que han incidido en la operación de las plantas.

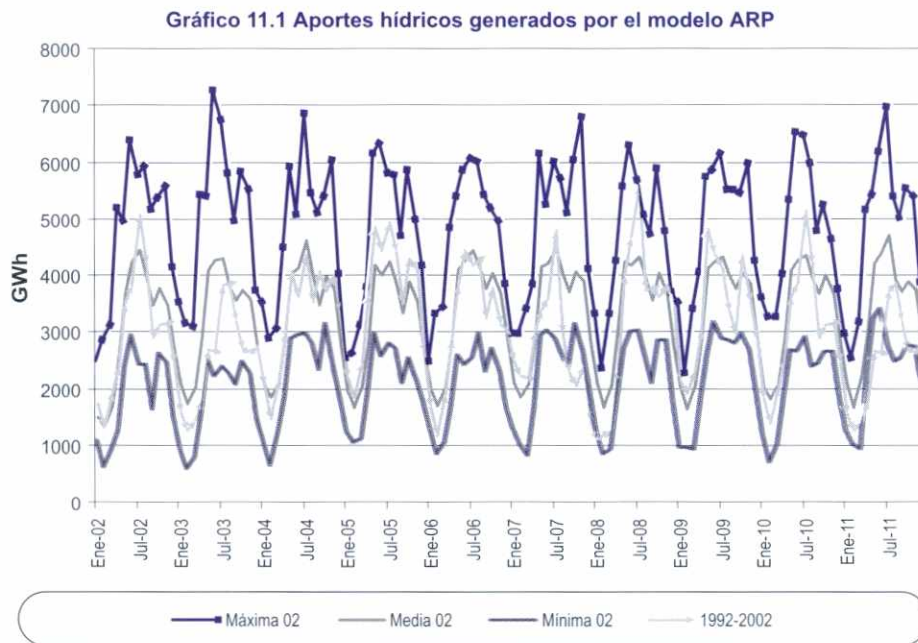
11.1.2 Eventos de hidrología

Dadas las características propias del sistema generación y la influencia de variables determinantes como la hidrología sobre su comportamiento y en especial de eventos como el fenómeno del Pacífico que la afectan desde el punto de vista energético, se hace necesario considerar la hidrología como una variable en la planeación del sistema.

El fenómeno del Pacífico ha sido monitoreado por diversos organismos internacionales y nacionales identificándose las variables que más inciden sobre él. No obstante la predicción del fenómeno presenta ciertas barreras que no permiten determinar con facilidad su inicio, duración y profundidad con bastante anticipación. Los recientes análisis y seguimientos realizados por los diferentes organismos de meteorología anuncian que en el momento se encuentra en desarrollo un fenómeno cálido tipo El Niño en el Pacífico ecuatorial¹ el cual aún no ha tenido una gran incidencia sobre las costas suramericanas. En el país se estima su ocurrencia para finales del año 2002 y comienzos del 2003 y con una posible incidencia de moderada a débil.

Dada la importancia que tiene el fenómeno se hace necesario considerarlo en los diferentes análisis generación, para ello a través del modelo ARP se generaron 100 series sintéticas de caudales a partir de los datos históricos en las diferentes estaciones. Estas consideraron períodos secos como los de los años 1991-1992 y 1997-1998.

El gráfico 11.1 presenta el rango de valores dentro del cual se encuentran los aportes hídricos en gigavatios-hora generados por el modelo y se muestra su relación con respecto a la hidrología ocurrida en la década de los años 90.



¹ Informe de la NOAA, Climate Prediction Center, July 11, 2002.



11.1.3 Retiros de unidades de generación

Teniendo en cuenta el horizonte de planeamiento para el cual se hace el análisis y que en el sistema vienen operando unidades de generación que cumplen más de treinta años desde su instalación, se estimaron retiros de algunas unidades de generación. Adicionalmente, se consideró el retiro voluntario de las plantas de Canoas, Salto, Laguneta, Colegio y Yumbo 3, a partir de información suministrada por su agente representante. Las unidades que van a ser retiradas del sistema de acuerdo con la información de los agentes, su capacidad y su fecha de salida de operación se presentan en la tabla 11.1.

Tabla 11.1 Cronograma de retiros de unidades de generación

Planta	Unidad	Fecha de Retiro	Capacidad MW
Yumbo3	1	29-May-01	29
Canoas	1	1-Jul-02	45
Salto	6	1-Jul-02	35
	7	1-Jul-02	35
Laguneta	2	1-Jul-02	18
	4	1-Jul-02	18
Colegio ²	3	2-Abr-02	50
	4	1-Jul-02	50
	5	1-Jul-02	50
Total			330

La capacidad estimada que se retiró por período de vida útil cumplido, es de 140 MW, de los cuales 77 MW corresponden a plantas que operan con gas natural y 63 MW con carbón mineral.

11.1.4 Alternativas de corto plazo

El criterio con el cual se realizan los análisis de generación de corto plazo consiste en minimizar los costos de operación y mantenimiento de la generación, teniendo en cuenta de forma integral la red de transmisión, la disponibilidad de unidades de generación, los costos de las diferentes fuentes energéticas, la demanda de energía, la hidrología, entre otros. En total se consideraron cinco alternativas para el análisis de corto plazo, las dos primeras buscaron atender la demanda media del país en energía y potencia sin considerar suministros de energía a otros países, mientras que las tres restantes además de atender la demanda media y alta del país, contemplaron suplir la demanda adicional proveniente de las interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. Otros factores considerados para el corto plazo fueron:

- ▶ Las plantas de generación que se encuentran en construcción o con una alta probabilidad de ser incorporadas en el sistema. Algunas de las alternativas contemplan un cierre de ciclo a gas de 150 MW, si bien no existe hasta el momento una iniciativa concreta para ejecutarlo.
- ▶ El costo medio de gas natural en boca de pozo y el costo de transporte que se consideró 50% variable y 50% fijo.
- ▶ El programa de recuperación de los circuitos de transmisión que el CND tenía estimado en marzo y junio de 2002.
- ▶ Las interconexiones con Ecuador y Venezuela se consideraron de la siguiente forma:
 - Para el año 2002 se tuvieron en cuenta exportaciones hacia Ecuador del orden 0,5 GWh/día y hacia Venezuela de 2 GWh/día.
 - Para los años 2003 a 2006 se tuvo en cuenta solo la interconexión con Ecuador, en cuyo caso las exportaciones de energía suponen de 4 GWh/día.

² Se estima que la unidad 3 vuelva a operación al Sistema de Interconexión Nacional en enero de 2003.

Las alternativas de corto plazo planteadas se describen a continuación.

11.1.4.1 Alternativa de Corto Plazo - CP 1

Esta alternativa contempla satisfacer el escenario medio de la demanda de Colombia, sin tener en cuenta la interconexión con Ecuador y Venezuela; considerando el cronograma de retiros y que los circuitos de la red de transmisión indisponibles en marzo de 2002 se recuperan en enero de 2003. Por otra parte se estimó la entrada del proyecto Miel I de 375 MW, al igual que el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Con el fin de cumplir los requerimientos de confiabilidad del sistema se hizo necesario que en esta alternativa se contemplara la entrada de un ciclo combinado a gas de 150 MW. Los requerimientos de generación se presentan en la tabla 11.2.

Tabla 11.2 Alternativa de corto plazo CP-1

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad MW
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
Miel I	1	12-Ago-02	125
	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
CC-costa1	1	1-Ene-06	150
Total			825

11.1.4.2 Alternativa de Corto Plazo - CP 2

En esta alternativa se considera el escenario medio de demanda, la recuperación en diciembre de 2003 de los circuitos de la red de transmisión que se encontraban indisponibles a junio de 2002, el cronograma de retiros de unidades de generación presentados en la tabla 11.1, la entrada de los proyectos hidráulicos Miel I de 375 MW, La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de 11,7 MW, además del reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Esta alternativa no consideró intercambios con Ecuador y Venezuela. Los requerimientos de generación se muestran en la tabla 11.3.

Tabla 11.3 Alternativa de corto plazo CP-2

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad MW
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
Total			706,5

Debido a los supuestos de la red de transmisión diferentes para las alternativas CP1 y CP2, la primera alternativa por criterios de confiabilidad hace que el sistema requiera la instalación de una nueva unidad de gas natural de ciclo combinado de 150 MW en el corto plazo, sin embargo esta capacidad también es requerida en la segunda alternativa pero en el año 2007, por ello la diferencia entre las dos alternativas.



11.1.4.3 Alternativa de Corto Plazo - CP 3

En esta alternativa se plantea que el Sistema de Interconexión Nacional atiende el escenario de demanda media y que el Sistema de Transmisión Nacional opera interconectado con Ecuador y Venezuela. Se consideró el programa de recuperación de la red de transmisión de junio de 2002, que contempla la recuperación de los circuitos de transmisión hasta diciembre de 2003, el cronograma de retiros de unidades de generación presentados en la tabla 11.1 y la entrada de los proyectos hidráulicos Miel I (375 MW), La Herradura (19,8 MW) y La Vuelta (11,7 MW), al igual que el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una, así como el de una unidad de Colegio de 50 MW. Adicionalmente, con el fin de poder atender los requerimientos de demanda, se hace necesario que el sistema en enero de 2006 tenga disponible el cierre de un ciclo combinado de 150 MW. Los requerimientos del sistema se presentan en la tabla 11.4.

Tabla 11.4 Alternativa de corto plazo CP-3

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad Mw
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
CC-costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

11.1.4.4 Alternativa de Corto Plazo - CP 4

En esta alternativa se contempla que el sistema de interconexión nacional atiende un escenario de demanda alta en Colombia y opere con la interconexión internacional de Ecuador y Venezuela, además de considerar el cronograma de retiros de unidades de generación. Se espera que los circuitos de la red de transmisión indisponibles a junio de 2002 logren su recuperación total en el mes de diciembre de 2003. Se consideró la entrada de proyectos como: Miel I de 375 MW, La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de 11,7 MW todos ellos hidráulicos, el reingreso de dos unidades de Chivor de 125 MW cada una y una unidad de Colegio de 50 MW. Dado que la demanda no puede ser atendida dentro de los criterios de confiabilidad establecidos, se hace necesario que el sistema en enero de 2006 disponga de un ciclo combinado de 150 MW adicional. La tabla 11.5 presenta la composición de esta alternativa.

Tabla 11.5 Alternativa de corto plazo CP-4

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad MW
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
Miel I	2	8-Sep-02	125
	3	8-Oct-02	125
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19,8
CC-Costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

11.1.4.5 Alternativa de Corto Plazo - CP 5

En esta alternativa se considera que el sistema de interconexión nacional puede atender el escenario de demanda alta en Colombia y existen interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela. Se considera el programa de recuperación de la red de transmisión a junio de 2002 en cual se estima a diciembre de 2003 tener disponible toda la red, el cronograma de retiros de las unidades de generación presentado en la tabla 9.1. Esta alternativa contempla la entrada de los siguientes proyectos hidroeléctricos Miel I de 375 MW, La Herradura de 19,8 MW y La Vuelta de 11,7 MW, Jepirachi de 20 MW (eólicos) y 50 MW en cogeneración. Además con el fin de poder atender la demanda del sistema se hace necesario que este cuente con una unidad de ciclo combinado de 150 MW en enero de 2006. En la tabla 11.6 se presenta la composición de esta alternativa.

Tabla 11.6 Alternativa de corto plazo CP-5

Planta	Unidad	Fecha	Capacidad MW
Chivor	1	3-May-02	125
	2	3-May-02	125
Colegio	3	1-Ene-03	50
	1	12-Ago-02	125
	2	8-Sep-02	125
Miel I	3	8-Oct-02	125
	1	1-Oct-03	20
Jepirachi	1	1-Oct-03	20
La Vuelta	1	1-Dic-03	11,7
La Herradura	1	1-Abr-04	19.8
Cogeneración	1	1-Ene-06	50
CC-Costa 1	1	1-Ene-06	150
Total			856,5

11.1.5 Evaluación de la confiabilidad de corto plazo

La evaluación de la confiabilidad de energía se mide con el fin de determinar el nivel de riesgo en el suministro de energía a los diferentes usuarios. Esta evaluación se realiza a través de tres índices³: número de casos fallados, valor esperado de racionamiento de Energía (VERE) y valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC).

Las alternativas de corto plazo en las que se considera un escenario de crecimiento medio de la demanda de energía y no se tienen en cuenta las interconexiones con Ecuador y Venezuela (CP1 y CP2), se cumple con los criterios de confiabilidad establecidos. En la alternativa CP3 que incluye una demanda adicional de 4 GWh diarios (1.500 GWh/año) a partir del 2003 en la barra de Jamondino bajo el escenario medio de crecimiento de la demanda, también se satisfacen los criterios de confiabilidad, aunque en el verano del 2003-2004 el VEREC se acerca a su valor límite. Al revisar el número de casos con déficit para dicho periodo, se concluye que el racionamiento que se puede presentar corresponde a una serie hidrológica crítica cuyo efecto se incrementa por los requerimientos de potencia en un punto específico de la red y la indisponibilidad de algunos circuitos.

³ Tomado de la resolución CREG 025 de 1995. Límite de confiabilidad de energía: es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de energía (VERE), expresado en términos de porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%. Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC), corresponde al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo valor límite es el 3% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es 5 casos.

Las alternativas CP4 y CP5, que consideran un crecimiento alto de la demanda además de la interconexión con Ecuador a través de la barra de Jamondino, cumplen con los criterios de confiabilidad, presentando algunos valores de VEREC cercanos al límite en los veranos 2003-2004 y 2004-2005. Para lograr cumplir con los criterios en el verano 2005-2006, en algunas de las alternativas se hace necesario que en el Sistema Interconectado se instalen 150 MW adicionales.

En los gráficos 11.2, 11.3 y 11.4 se presenta el número de casos fallados, el valor esperado de racionamiento y el valor esperado de racionamiento de energía condicionado, en donde se aprecia el comportamiento de la confiabilidad de las alternativas de corto plazo.

Gráfico 11.2 Número de casos fallados en las alternativas corto plazo

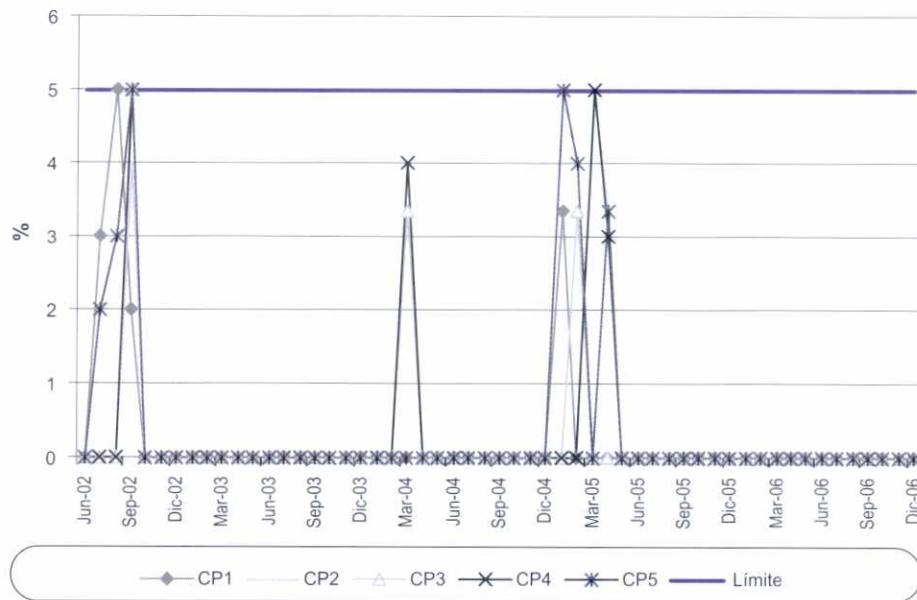


Gráfico 11.3 Valor esperado de racionamiento de energía en las alternativas a corto plazo

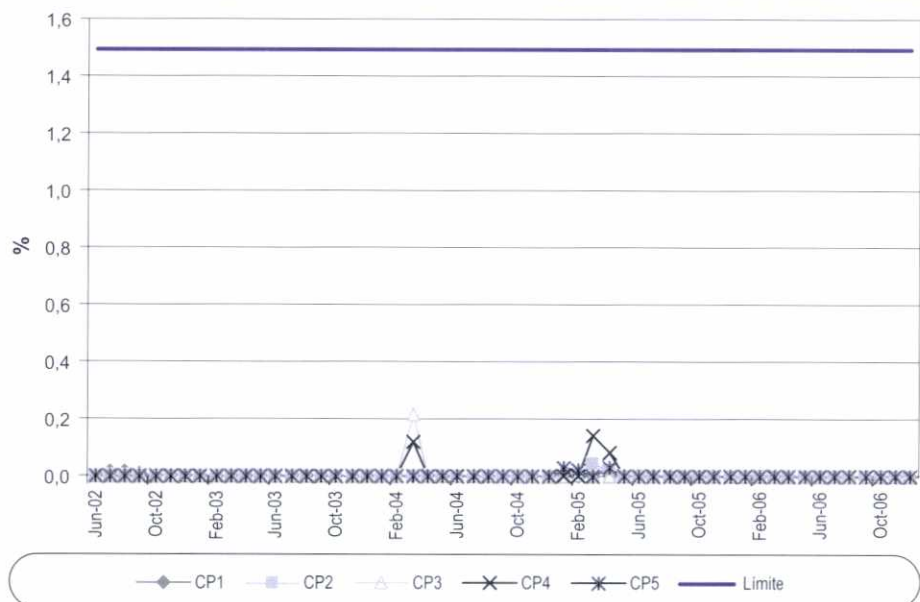
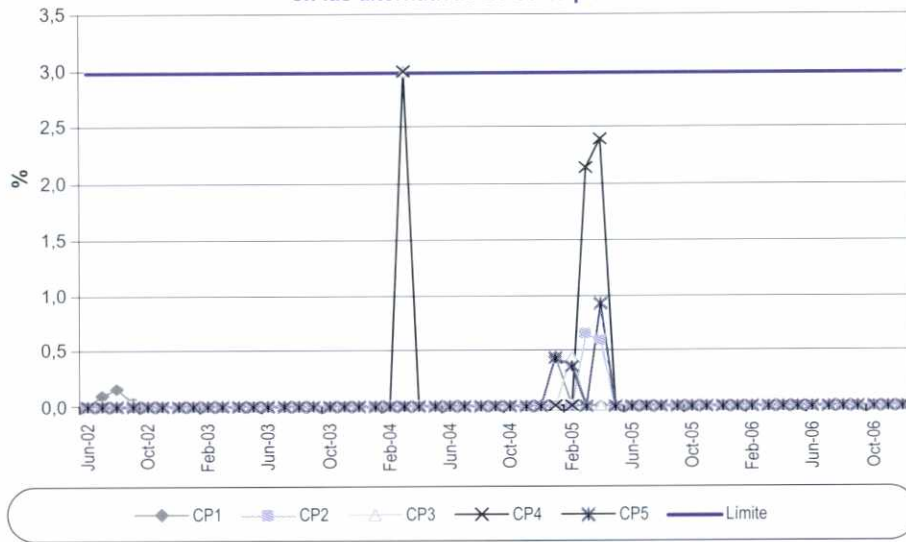


Gráfico 11.4 Valor esperado de racionamiento de energía condicionado en las alternativas de corto plazo

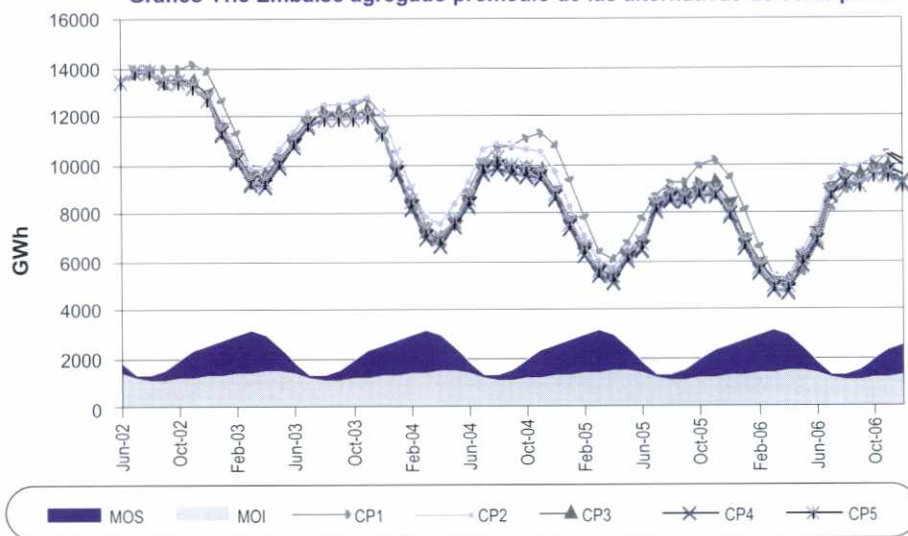


11.1.6 Evolución de las reservas hídricas

El embalse agregado durante el periodo de invierno 2002 ha estado en promedio en el 85% de su capacidad. Para el verano 2002-2003 se espera que con la entrada del proyecto MIEL I cuya capacidad de almacenamiento es aproximadamente 250 GWh y la posible ocurrencia de un fenómeno cálido del Pacífico leve, influirán para que el valor promedio las reservas no se reduzca de manera dramática. La recuperación de la red de transmisión y el crecimiento de la demanda hacen que a partir del año 2003 el nivel máximo y mínimo del embalse sea menor. Al no presentarse diferencias entre las alternativas en cuanto a incremento de la capacidad hidráulica regulada, no se presentan diferencias notables en la energía almacenada para el corto plazo.

La dependencia estacional de la energía almacenada debido a las características del sistema hidroeléctrico, con mínimos en los meses de febrero a abril y máximos en los meses de septiembre a octubre se muestra en el gráfico 11.5, donde se presenta el embalse agregado promedio, de igual forma estos eventos pueden observarse en el gráfico 11.6.

Gráfico 11.5 Embalse agregado promedio de las alternativas de corto plazo



En el gráfico 11.6 se presenta el nivel del embalse en condiciones secas con un percentil 95 de probabilidad de ser superado, en donde se aprecia como el nivel de éste para el verano 2005-2006 puede alcanzar valores entre 10.000 y 11.500 GWh en las diferentes alternativas.

De acuerdo con los supuestos empleados para cada alternativa de corto plazo, de los modelos de operación se obtienen valores esperados de generación por tipo de fuente. La tabla 11.7 presenta el porcentaje de demanda atendida en cada escenario, donde puede observarse como la participación térmica en todos los casos es mayor en los años 2002 y 2003 que en el 2004 a pesar del crecimiento de la demanda; este hecho se debe entre otros al efecto de la indisponibilidad en la red de transmisión.

La cantidad de energía generada en el corto plazo según sea térmica o hidráulica, no solo depende del régimen estacionario, sino de la evolución que se tenga en cuanto a la disponibilidad de la red de transmisión y a la evolución de las restricciones. Mientras la red de transmisión, especialmente la interconexión del área San Carlos con la Costa Atlántica, no esté disponible en toda su capacidad, se espera una generación con recursos térmicos mayor a la que se presentaría en condiciones normales.

11.1.7 Generación térmica e hidráulica en el corto plazo

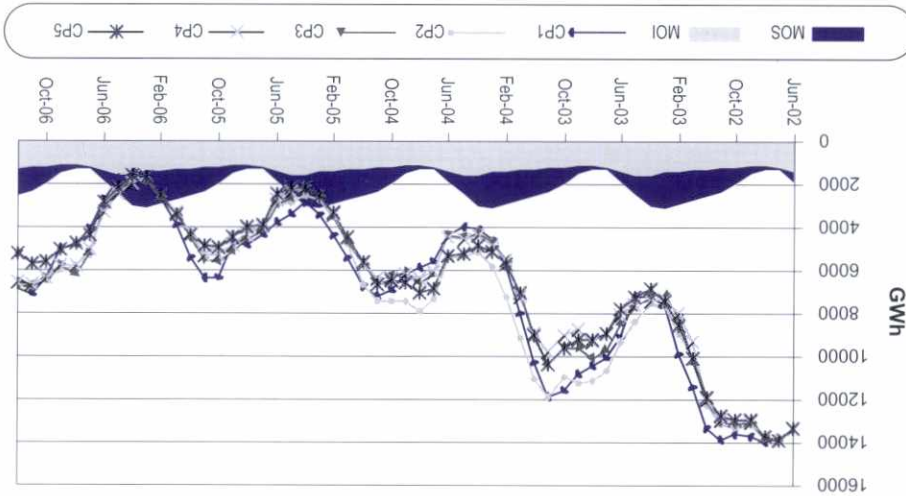


Gráfico 11.7 Embalse agregado percentil 25 de las alternativas de corto plazo

En el gráfico 11.7 se observa la variación que tendría la energía almacenada con condiciones de baja lluviosidad representado como el percentil 25, de acuerdo con las series estocásticas de caudales generadas con el modelo MPODE. Esta condición de extrema sequía lleva los niveles de embalse a valores cercanos a los mínimos operativos.

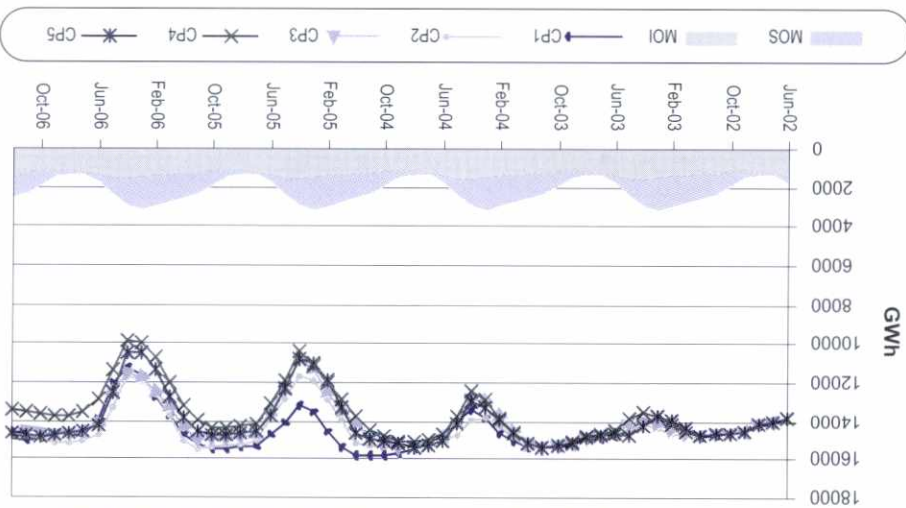


Gráfico 11.6 Embalse agregado percentil 95 de las alternativas de corto plazo

Hasta el año 2005 las alternativas no presentan grandes diferencias en la expansión del sistema, por lo que se espera que el porcentaje de demanda atendida por cada una de las fuentes no difiera entre las alternativas que consideran el mismo escenario de crecimiento de la demanda.

Para la alternativa CP1 que contempla la recuperación total de la red de transmisión en enero del 2003, se espera que el porcentaje de demanda atendida con plantas térmicas disminuya para esa época al tener interconectada la costa Atlántica con el resto del país; para las cuatro alternativas restantes se asume la recuperación de la red a finales del año 2003 por lo cual es de esperarse que el porcentaje de demanda atendida con recursos térmicos disminuya a partir de ese año.

Las alternativas CP4 y CP5 en donde se tiene en cuenta un escenario alto del crecimiento de la demanda, los valores de generación hidráulica esperada son similares a los de las alternativas CP2 y CP3, mientras que la generación térmica esperada especialmente a gas son mucho mayores en dichas alternativas. De los valores presentados en la tabla 11.7, puede observarse como la generación hidráulica continúa siendo la principal fuente de suministro eléctrico, permitiendo el uso intensivo de plantas térmicas sólo en los veranos o por restricciones en la red de transmisión.

Tabla 11.7 Porcentaje de la demanda de energía eléctrica atendida por plantas hidráulicas y térmicas en inviernos y veranos en el período 2002-2006

Periodo	Porcentaje de Demanda Atendida con Generación Hidráulica					Porcentaje de Demanda Atendida con Generación Térmica				
	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5
Invierno 02	90,79%	89,65%	88,87%	88,75%	88,75%	9,21%	10,35%	11,13%	11,25%	11,25%
Verano 02-03	89,18%	88,34%	88,37%	87,70%	87,66%	10,82%	11,66%	11,63%	12,30%	12,34%
Invierno 03	93,45%	91,61%	92,08%	91,29%	91,15%	6,55%	8,39%	7,92%	8,71%	8,85%
Verano 03-04	92,55%	94,23%	92,53%	91,15%	89,84%	7,45%	5,77%	7,47%	8,85%	10,16%
Invierno 04	95,87%	97,12%	95,48%	94,47%	94,49%	4,13%	2,88%	4,52%	5,53%	5,51%
Verano 04-05	91,95%	89,56%	84,52%	82,19%	82,77%	8,05%	10,44%	15,48%	17,81%	17,23%
Invierno 05	93,63%	94,86%	90,92%	89,36%	89,75%	6,37%	5,14%	9,08%	10,64%	10,25%
Verano 05-06	84,20%	84,96%	83,94%	80,40%	79,55%	15,80%	15,04%	16,06%	19,60%	20,45%
Invierno 06	87,07%	89,53%	88,26%	84,39%	85,51%	12,93%	10,47%	11,74%	15,61%	14,49%

11.1.8 Consumo de combustibles en el corto plazo

Bajo las actuales condiciones del mercado, la generación con recursos térmicos es utilizada para atender los requerimientos que no pueden ser cubiertos con el recurso hidroeléctrico. El consumo de combustibles en el corto plazo depende como en el caso de la generación, del estado y la evolución esperada de la red de transmisión y el régimen estacionario. En los gráficos 11.8 y 11.9 se presentan los consumos de gas natural para las termoeléctricas del interior del país y las de la Costa Atlántica.

De los resultados se observa el efecto estacional en los consumos de los combustibles en la costa. La indisponibilidad de la red de transmisión en el verano 2002-2003 hace que en la costa se presente un aumento en el consumo de gas natural, mientras que para el verano 2003-2004 se espera un bajo consumo debido a la recuperación de la red de transmisión lo cual permite que la energía hidráulica almacenada en los embalses pueda ser despachada en dicho periodo.

Para las alternativas en las cuales se podría presentar la ocurrencia de una demanda alta de energía eléctrica se presentan los mayores consumos de gas natural y esta diferencia se acentúa en los picos correspondientes a los veranos.



Gráfico 11.8 Consumo de gas promedio esperado en la costa en el corto plazo

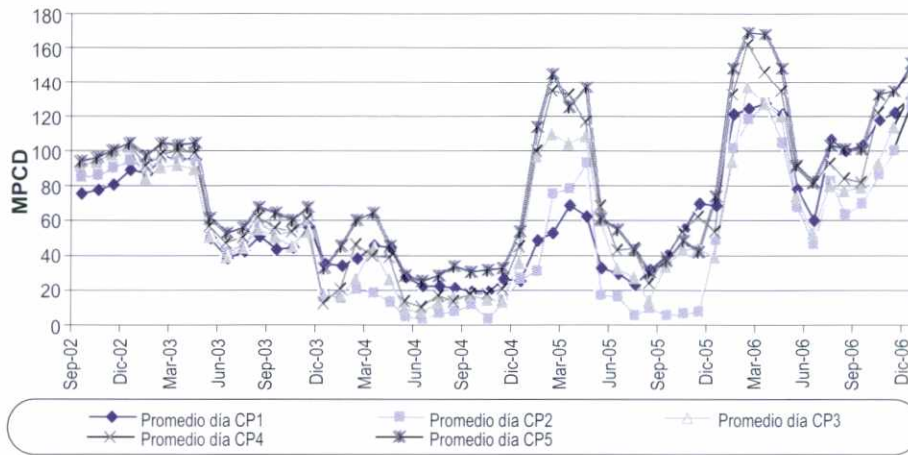
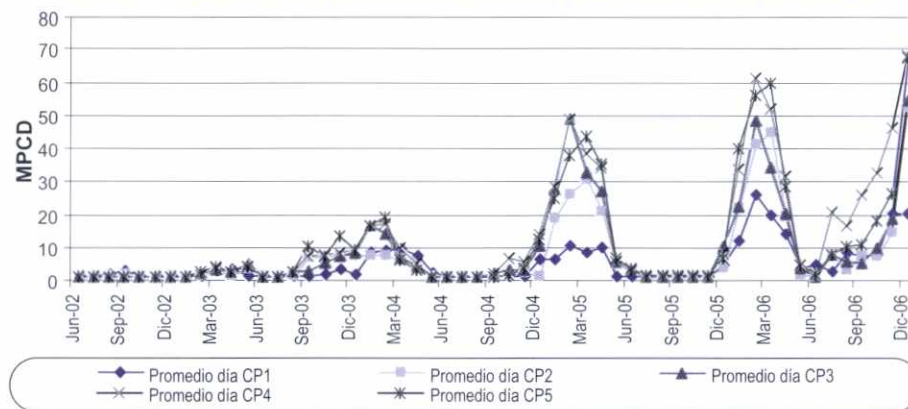


Gráfico 11.9 Consumo de gas promedio esperado en el interior en el corto plazo



De los gráficos anteriores se aprecia que las alternativas que presentan mayor consumo de gas natural son las que consideran un crecimiento alto de la demanda de energía. Contrario a la Costa Atlántica, en el interior se espera un consumo mínimo para el periodo de indisponibilidad parcial de la red de transmisión (2002-2003).

Por otra parte, se espera una recuperación del consumo de carbón mineral a partir del año 2004 en la medida en que la demanda se incremente. De acuerdo con los resultados en las alternativas CP4 y CP5 en los meses de marzo del año 2005 y 2006 pueden esperarse consumos mensuales de hasta 100.000 toneladas.

11.1.9 Sensibilidad al consumo de gas natural

Teniendo en cuenta el impacto en el consumo de gas natural por parte del sector termoeléctrico a causa de la dinámica del estado de la red de transmisión, se construyeron dos escenarios alternos (medio y alto) a los considerados en el análisis de expansión de generación, con el fin de estimar posibles consumos de gas a futuro. Los supuestos sobre el estado de la red alternan situaciones de indisponibilidad de algunos circuitos de 230 y 500 kV entre los años 2004 a 2006, sustentadas en un análisis estadístico de los datos históricos de la indisponibilidad de circuitos del STN por atentados durante los años 2000 y 2001.

El escenario bajo tiene como base la alternativa CP1 y asume hasta comienzos de enero del año 2004 la recuperación total de la red de transmisión. La tarifa del combustible es la misma utilizada en las simulaciones de las alternativas de corto plazo, que corresponde al costo medio del gas natural en boca de pozo y a un porcentaje del costo variable del 50%, con respecto al total del costo de transporte.

El escenario alto tiene como base la alternativa CP5 y se asumen inicialmente los supuestos de red de transmisión manejados en agosto del 2002, incluyendo la entrada de la variante Guatapé-Esmeralda en octubre del 2002 y la recuperación de los circuitos de 230 kV en octubre del 2003 y los de 500 kV en diciembre del 2003. A partir de enero del 2004 y hasta diciembre del 2006 se alterna la disponibilidad de los circuitos de 500 kV que conectan la Costa con el área de San Carlos con la de los circuitos que conectan San Carlos con el Suroccidente y el Magdalena Medio. Además de los supuestos en la evolución de la red de transmisión, se asume una tarifa del costo gas en boca de pozo medio y un costo de transporte como se muestra en la tabla 11.8.

Tabla 11.8 Distribución porcentual del costo de transporte para sensibilidad de consumo de gas-escenario alto

Periodo	Costa		Interior	
	Costo fijo %	Costo variable %	Costo fijo %	Costo variable %
2002-2005	50	50	80	20
2006-2010	60	40	50	50
2011	70	30	50	50

Los gráficos 11.10 y 11.11 presentan los consumos promedios y los valores de consumo con probabilidad del 95% de no ser superada (percentil 95) para los consumos de gas natural en la Costa Atlántica y en el interior del país respectivamente, en los dos escenarios planteados.

Teniendo en cuenta que la capacidad de intercambio de energía entre la costa y el interior del país está restringida por la indisponibilidad de la red de transmisión y que el único recurso hídrico importante con que cuenta esta región es la central de Urrá con una capacidad instalada de 329 MW, es de esperarse que una alta porción de la demanda sea atendida por las plantas térmicas instaladas en la región, elevando notablemente la generación térmica y por lo tanto los consumos de gas natural.

Gráfico 11.10 Sensibilidad al consumo de gas natural en la costa-MPCD

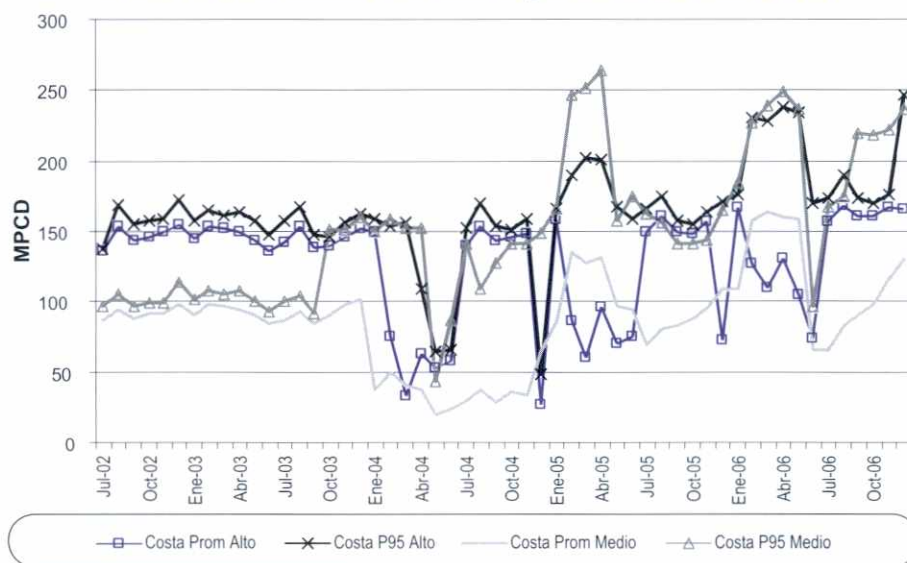
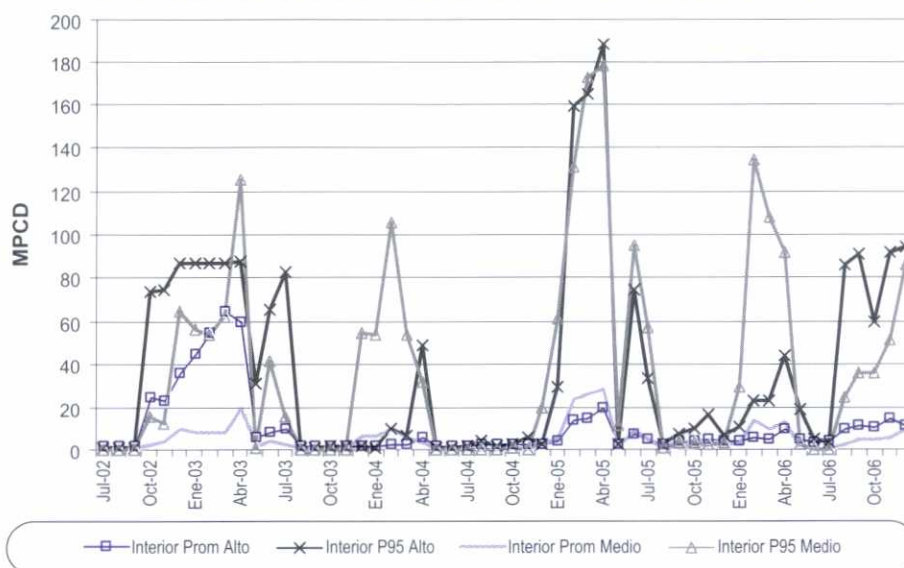


Gráfico 11.11 Sensibilidad al consumo de gas natural en el interior-MPCD



De acuerdo con los resultados presentados en el gráfico 11.10, en el escenario alto para la costa se esperan consumos superiores a los 150 MPCD hasta inicios del año 2004, debido al estado de la red de transmisión que impide las importaciones de energía generada con recursos hídricos en el interior. A partir del año 2004 dependiendo de la disponibilidad de los circuitos de 500 kV y del régimen estacionario, se presentan picos que para el percentil 95 superan los 250 MPCD, así mismo para los meses del periodo de invierno se presentan valores mínimos por debajo de los 50 MPCD. El escenario bajo presenta al inicio del periodo una característica de consumo constante, como en el escenario alto, con valores cercanos a los 100 MPCD. Una vez finalizado el años 2003 el consumo depende entonces del régimen estacionario, esperando exportaciones de energía generada con base en gas natural en la costa durante el verano e importaciones de energía generada con hidroeléctricas en el interior durante el invierno, por esta razón se presentan máximos y mínimos bien caracterizados para cada una de las estaciones.

De acuerdo con los resultados mostrados en el gráfico 11.11, para el interior del país en el escenario medio se esperan consumos promedio similares a los de las alternativas de expansión propuestas para el corto plazo, para el escenario alto hace que se presenten picos en el verano del 2003 que alcanzan los 60 MPCD cifra menor a los 74 MPCD que se presentaron en febrero del 2001.

Los valores con probabilidad del 95% de no ser superada, corresponden a series hidrológicas extremadamente secas que implican bajos niveles de los embalses y por lo tanto elevados consumos de gas natural en los periodos de verano, en los escenarios planteados se alcanzan para el verano 2004-2005 valores cercanos a los 180 MPCD.

11.1.10 Necesidades de suministro y transporte del gas en el corto plazo

Teniendo en cuenta los consumos de gas esperados para el escenario alto planteado en el ejercicio de sensibilidad de la sección 11.1.9 y las proyecciones de las demandas de gas natural en sectores diferentes al termoeléctrico, se identificaron necesidades de transporte y suministro de combustible que pueden presentarse en el corto plazo. Para ello se realizó un balance de oferta-demanda de gas en el interior y en la costa y se determinó el déficit en la capacidad de transporte de cada uno de los tramos principales que componen el sistema nacional de gasoductos.

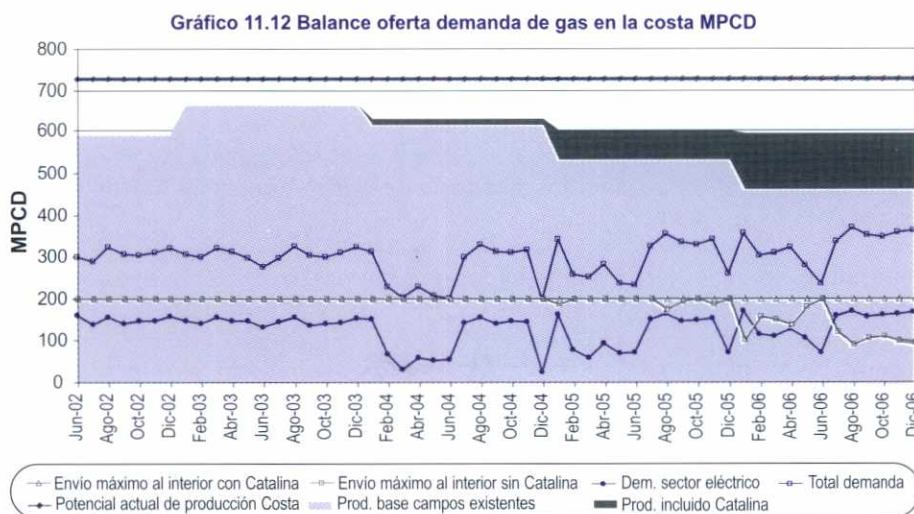
11.1.10.1 Suministro de gas natural al sector termoeléctrico

Los siguientes fueron los supuestos empleados para elaborar el balance de gas en la costa y el interior en el corto plazo:

- Se considera la entrada de los proyectos de Cusiana y Catalina para el año 2004.

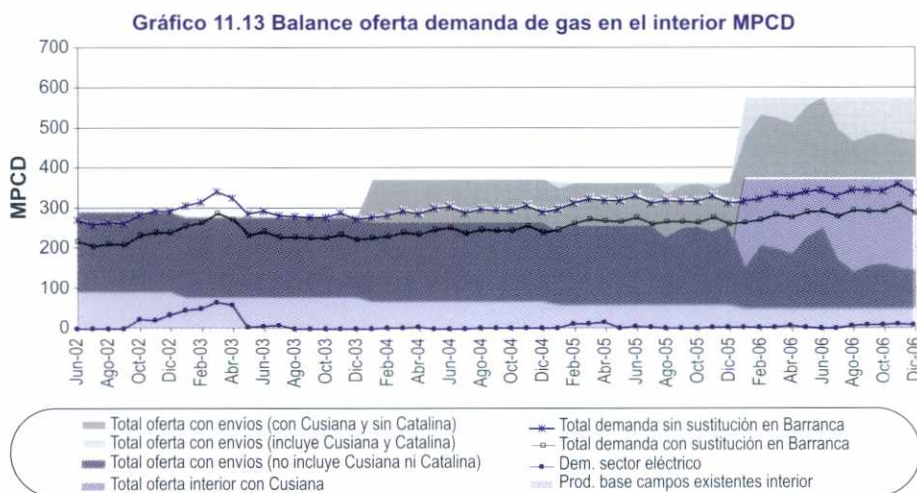
⁴ Al conjunto de expectativas actuales frente a la política de gas natural para el resto de sectores, suele denominarse BAU (Business as Usual).

- ▶ Los escenarios de producción para los campos son los suministrados por Ecopetrol.
- ▶ La capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca es de 200 MPCD y permanece constante para el periodo de análisis, por lo tanto la máxima cantidad de gas que puede ser enviada de la costa al interior es de 200 MPCD.
- ▶ Se considera el escenario alto para la demanda de energía eléctrica y los consumos de gas por parte del sector termoeléctrico iguales a los del escenario alto del ejercicio de sensibilidad planteado en la sección 11.1.9.
- ▶ Las condiciones y expectativas actuales frente a la política de gas natural para el resto de sectores se mantienen⁴.
- ▶ La máxima cantidad de gas que puede ser sustituida de la refinería de Barrancabermeja es 56 MPCD.



En el gráfico 11.12 puede observarse que no se presentan problemas en el abastecimiento de la demanda de la Costa Atlántica durante el periodo de análisis ya que la entrada del proyecto Catalina cubre las expectativas de crecimiento de la demanda de gas en la región.

Para los meses de febrero a junio del año 2003 se presentan algunos déficit en el interior que pueden ser superados con la sustitución en Barranca. A partir del año 2004 como se observa en el gráfico 11.13, la entrada de Cusiana y los envíos desde la Costa Atlántica permiten abastecer la demanda del interior del país.



11.1.10.2 Transporte de gas natural en el sector termoeléctrico

Las tarifas aplicadas para el transporte de gas natural corresponden a las vigentes en el momento de la realización del ejercicio aprobadas por la CREG para cada uno de los gasoductos. Lo anterior significó considerar que el principal esfuerzo de inversión en los gasoductos ya se realizó y que se espera que los requerimientos de ampliaciones a futuro requieran un nivel de inversiones que se compensarían con el crecimiento en la demanda. Por lo tanto, no se espera una variación importante en la relación existente entre el valor presente de la inversión base (incluyendo la inversión existente más las nuevas inversiones) y los gastos de AO&M y el valor presente de la demanda esperada.

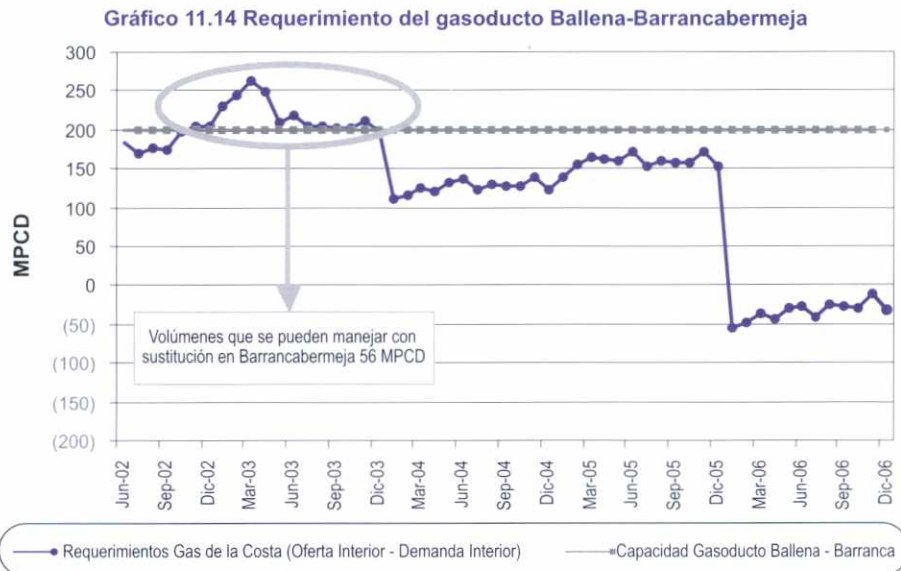
En el corto y mediano plazo (al 2006), además de las inversiones consideradas en las resoluciones CREG aplicadas para la proyección del precio del gas natural en planta térmica, se espera la conversión a gasoducto del tramo Cusiana - El Porvenir con un requerimiento de inversión cercano a los US\$ 18 Millones. Se espera que la tarifa media de transporte esté entre US\$ 0,11/KPC y US\$ 0,065/KPC, dependiendo del volumen a transportar; de esta forma, el transporte desde Cusiana hasta el Porvenir podría estar alrededor de los US\$ 0,70/KPC, comparado con la tarifa de transporte del gasoducto Ballena hasta Vasconia de US\$ 1,4/KPCD (Aplicando la resolución CREG 057 de 1996).

En el largo plazo se estima que la relación entre las inversiones requeridas para la expansión del sistema de transporte y la demanda esperada mantenga un orden similar al actual.

Para los faltantes o excedentes de capacidad de transporte de gas natural se utilizaron los siguientes supuestos, además de los considerados para el balance:

- ▶ Para todos los tramos se asumió la máxima capacidad del gasoducto para el año 2001, reportada por las compañías transportadoras Ecogas y Promigas.
- ▶ Se supone una capacidad constante del gasoducto durante todo el periodo, ya que no se conocen los programas de expansión que tienen previstos las empresas.
- ▶ Para los gasoductos de Ballena - Barranca y el de la Costa Atlántica se empleó la demanda mensual de gas natural, en MPCD, tanto para el sector eléctrico como para el resto de sectores. Para los otros tramos de gasoductos, se aplicó la demanda mensual para el sector eléctrico, y el promedio anual para el resto de sectores.

En el corto plazo no se observaron problemas en la capacidad de transporte para los gasoductos de la Costa Atlántica, Barranca - Sebastopol, Sebastopol - Vasconia y Mariquita - Cali. El gasoducto Ballena-Barranca en el mes de marzo de 2003 excede su capacidad de transporte, las necesidades que surgen pueden manejarse con sustitución en la refinería de Barrancabermeja (56 MPCD), más aun considerando que es por un corto periodo de tiempo. Los requerimientos de transporte para el gasoducto Ballenas-Barranca se presentan en el gráfico 11.14.



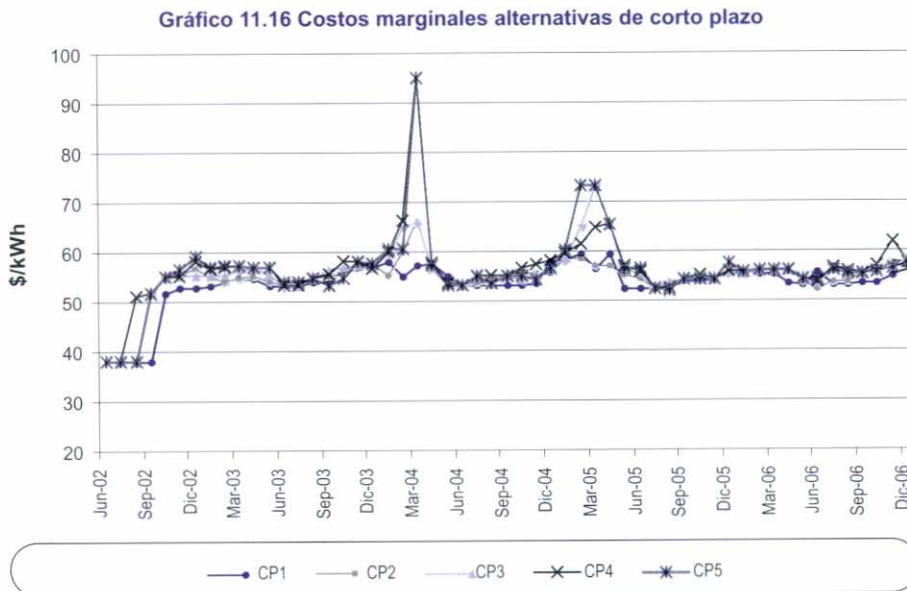
El otro tramo que alcanza su valor máximo de capacidad de transporte es Vasconia - Mariquita en el mes de marzo de 2003, tal como se aprecia en el gráfico 11.15.



11.1.11 Costos marginales de corto plazo

Los costos marginales de operación se calculan a partir de despachos ideales de las diferentes alternativas, teniendo en cuenta el costo del combustible (suministro y transporte)⁵, el costo de operación y mantenimiento⁶ y el costo equivalente de energía CEE⁷.

En el gráfico 11.16 se presenta el valor esperado del promedio mensual de los costos marginales en el periodo de punta para el periodo 2002 a 2006. Se aprecia que en general el costo marginal podría estar entre 53 y 60 \$/kWh en pesos constantes de diciembre de 2001 a lo largo del periodo de análisis, aunque en marzo de 2004 el costo para las alternativas CP4 y CP5 podría alcanzar los 95 \$/kWh y en marzo de 2005 el costo para estas alternativas sería aproximadamente de 73 \$/kWh.



⁵ Costo de combustible calculado a partir del rendimiento térmico (heat rate) y las proyecciones de precio para suministro y transporte de combustible para cada planta.

⁶ Costo AOM de referencia para cada una de las tecnologías utilizadas en el SIN

⁷ Se asume CEE = 28,54 \$/kWh pesos constantes a diciembre de 2001.



11.1.12 Conclusiones de corto plazo

- ▶ A partir del análisis del comportamiento de la demanda de energía eléctrica en lo corrido del año 2002 y de los resultados de las diferentes alternativas de corto plazo, es necesario que el sistema cuente con una nueva planta de generación de al menos 150 MW para el año 2006. Por tanto, se requiere que los empresarios definan este proyecto de manera oportuna, teniendo en cuenta los tiempos de construcción de plantas de este tipo, con el fin de evitar dificultades para la atención de la demanda de energía del país.
- ▶ De acuerdo con las alternativas de expansión planteadas para el corto plazo, en los escenarios medio y alto de la demanda, la entrada del proyecto Miel I a finales del 2002 y la incorporación de 150 MW adicionales en el año 2006, se cumple con los criterios de confiabilidad, si la evolución del estado de la red de transmisión es la esperada o más favorable y aún bajo eventos hidrológicos de sequía como el fenómeno del Niño.
- ▶ Ante la importancia de mantener una alta disponibilidad del parque térmico y teniendo en cuenta que la capacidad de transporte de gas puede llegar a ser insuficiente en algún momento, es importante incentivar las iniciativas por parte de los agentes térmicos a habilitar sus plantas para el uso de combustibles alternos en casos de falla en el suministro de gas.
- ▶ De acuerdo con las proyecciones observadas para el consumo de gas natural en el interior del país se evidencia la necesidad de garantizar los niveles de sustitución en la refinería de Barranca en 56 MPCD como ha sido planteado por Ecopetrol.
- ▶ La incertidumbre en cuanto a la evolución del estado de la red de transmisión dificulta los análisis de generación en el corto plazo. La indisponibilidad de la red pone en riesgo el suministro de energía y genera costos adicionales por las desviaciones del despacho óptimo, además genera distorsiones en los pronósticos acerca del tipo de fuente a utilizar y consecuentemente las proyecciones de demanda de combustible por parte del sector.
- ▶ De acuerdo con el despacho ideal (sin red), la generación térmica en el país sería mínima dadas las condiciones hidrológicas actuales. Las restricciones impuestas al sistema de transmisión limitan la capacidad de importar energía eléctrica hacia la Costa Atlántica, obligando a satisfacer gran parte de la demanda de esta región con los recursos térmicos de esta zona. Por lo tanto, la generación térmica en la costa depende en el corto plazo de las restricciones impuestas a la red de transmisión y las variaciones que tenga la demanda de energía en esta región.

11.2 GENERACIÓN DE LARGO PLAZO 2007 - 2011

La poca intensidad en la expansión del sistema de generación que se espera en el corto plazo, exige la entrada de proyectos que garanticen robustez del sistema en el largo plazo para satisfacer la demanda interna y los compromisos internacionales adquiridos.

11.2.1 Estrategias de largo plazo 2007 - 2011

Se obtuvieron cinco estrategias de largo plazo que comprenden el período 2007-2011. Cada una de ellas tiene como base una de las alternativas de corto plazo descritas anteriormente que corresponden con los dígitos 1 a 5. Para la obtención de estas estrategias se tuvo como criterio atender las necesidades energéticas del país a un mínimo costo considerando de manera integral el sistema de transmisión y los recursos energéticos, entre otros.

La composición de las diferentes estrategias de largo plazo es resultado de considerar entre otras variables los costos de instalación, los costos fijos y variables, el escenario medio de precios del gas natural y carbón mineral, así como potenciales proyectos a gas natural, carbón mineral e hidroeléctricos. El análisis energético se realizó asumiendo que no se presentan limitaciones en el suministro de gas natural para las plantas térmicas, la entrada del circuito "Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá 500 kV" que interconecta la Costa Atlántica con Bogotá en el año 2006 y la disponibilidad total de la actual red de transmisión. Principalmente estas variables son consideradas en los modelos de expansión y operación, a partir de los cuales se obtienen las diferentes composiciones de las estrategias y períodos en que son requeridos los proyectos.

Las estrategias de expansión planteadas para el largo plazo se pueden clasificar en dos grupos: las que consideran el escenario medio de la demanda de energía sin considerar la demanda adicional por interconexiones internacionales y las que consideran el escenario alto, atendiendo los requerimientos de energía de Ecuador. Adicionalmente, se obtuvo una estrategia que considera un escenario medio de la demanda de energía, atendiendo los requerimientos de Ecuador.

La composición de las estrategias así como los supuestos considerados se describen a continuación:

11.2.1.1 Estrategia de Largo Plazo - LP 1

Esta estrategia tiene como base en el corto plazo la alternativa CP1. El crecimiento de la demanda corresponde al escenario medio, el país no atiende los requerimientos de demanda de Ecuador y supone un costo medio de gas natural en boca de pozo. Se restringió la entrada de proyectos hidroeléctricos, mientras que los demás proyectos que operan con base en gas natural y carbón mineral se dejaron competir libremente. Los resultados obtenidos en esta estrategia muestran que el país en el futuro requiere de 500 MW a gas natural.

11.2.1.2 Estrategia de Largo Plazo - LP 2

Esta estrategia parte de la alternativa CP2. Supone el escenario medio de demanda, no atiende los requerimientos de energía con Ecuador, asume un costo medio en boca de pozo del gas natural y además compiten libremente proyectos de generación que operan con base en gas natural, agua y carbón. Con el fin de atender los requerimientos energéticos, el sistema necesita una instalación de 810 MW, de los cuales 660 MW son hidráulicos y los restantes 150 MW corresponden a un proyecto a gas natural.

11.2.1.3 Estrategia de Largo Plazo - LP 3

Esta estrategia considera en los primeros años la alternativa CP3, estima un costo medio en boca de pozo del gas natural, libre entrada de proyectos que operan a gas natural, agua y carbón mineral y un escenario medio de evolución de la demanda. A diferencia de las anteriores estrategias se considera que a través de la interconexión con Ecuador se atienden los requerimientos energéticos de éste país por 4 GWh/día. Para poder atender las necesidades energéticas del sistema en estas condiciones, el resultado de los modelos muestra que el país requiere la instalación de 960 MW, de los cuales 300 MW corresponden a unidades a gas natural y 660 MW a proyectos hidroeléctricos.

11.2.1.4 Estrategia de Largo Plazo - LP 4

En el corto plazo esta estrategia considera la alternativa CP4, un escenario alto de demanda, un costo medio de gas natural en boca de pozo y la entrada de proyectos de generación que operarían con base a gas natural, carbón mineral y recursos hidráulicos. Considera la interconexión con Ecuador a través de la cual se suministran 4 GWh/día. Para atender de manera confiable los requerimientos energéticos del país, se hace necesario instalar en el futuro 1.810 MW de los cuales 1.000 MW son a gas natural, 660 MW en proyectos hidráulicos y 150 MW a carbón.

11.2.1.5 Estrategia de Largo Plazo - LP 5

Esta estrategia parte de la alternativa CP5, estima un costo medio de gas natural en boca de pozo, asume el escenario alto de demanda, supone algunas restricciones para la entrada de proyectos hidráulicos por lo cual los proyectos a considerar son con base en gas natural y carbón mineral. Adicionalmente, considera interconexión con Ecuador suministrando 4 GWh/día. Los resultados obtenidos muestran que los requerimientos energéticos de esta estrategia pueden atenderse con la instalación de 1.620 MW de los cuales 1.170 MW corresponden a unidades a gas natural y 450 MW a unidades que operan con carbón mineral.

La tabla 11.9 resume los requerimientos de generación para las diferentes estrategias de largo plazo consideradas en el período 2007 a 2011. Se observa como las estrategias que consideran un costo medio de gas natural en boca de pozo y un escenario medio de demanda, restringen la entrada de proyectos que operen con carbón mineral, tal es el caso de las tres primeras estrategias.

Por otra parte, en general las alternativas de largo plazo que consideran un escenario alto de la demanda muestran la necesidad de instalar, en los primeros meses de los años 2007 y 2008, al menos 250 MW adicionales en generación con el fin de poder atender las necesidades energéticas futuras.

Tabla 11.9 Composición de las estrategias de largo plazo 2007-2011

Año	LP-1			LP-2			LP-3			LP-4			LP-5		
	G	H	C	G	H	C	G	H	C	G	H	C	G	H	C
2007	250			150						250			250		
2008													250		
2009							300			500			200		300
2010	250				660			660		250	660		470		150
2011													150		
Subtotal	500			150	660		300	660		1.000	660	150	1.170		450
Total -MW	500			810			960			1.810			1.620		

De acuerdo con los requerimientos de capacidad mostrados en la tabla anterior, se estima que hacia el año 2011 el sistema pueda tener instalado entre 13.700 MW y 15.100 MW.

11.2.2 Evaluación de la confiabilidad en el largo plazo

Los cálculos de los índices de confiabilidad se realizan a partir de simulaciones de largo plazo del sistema interconectado considerando los criterios de confiabilidad descritos en los análisis de corto plazo. Las estrategias LP1 y LP5 consideran la entrada de proyectos térmicos únicamente, la mayor robustez que implica este hecho se ve reflejada en los valores de los índices de confiabilidad, especialmente en la estrategia LP1 que no tiene en cuenta el suministro de energía a través de la interconexión con Ecuador.

El supuesto de la estrategia LP3 en cuanto a suministrar 4 GWh diarios al Ecuador de forma ininterrumpida, obliga la entrada de 150 MW térmicos adicionales a los que se debería instalar sin esta interconexión (observar estrategia LP2) para cumplir con los criterios de confiabilidad establecidos, especialmente en los periodos de verano.

Por otra parte la estrategia LP2 que basa su expansión en proyectos hidráulicos, presenta valores por debajo del límite para los criterios de VERE y VEREC aunque en el número de casos con déficit se acerca al límite establecido en el final del periodo, veranos 2010-2011 y 2011-2012.

Los índices de confiabilidad de cada una de las estrategias se presentan en los gráficos 11.17, 11.18 y 11.19.

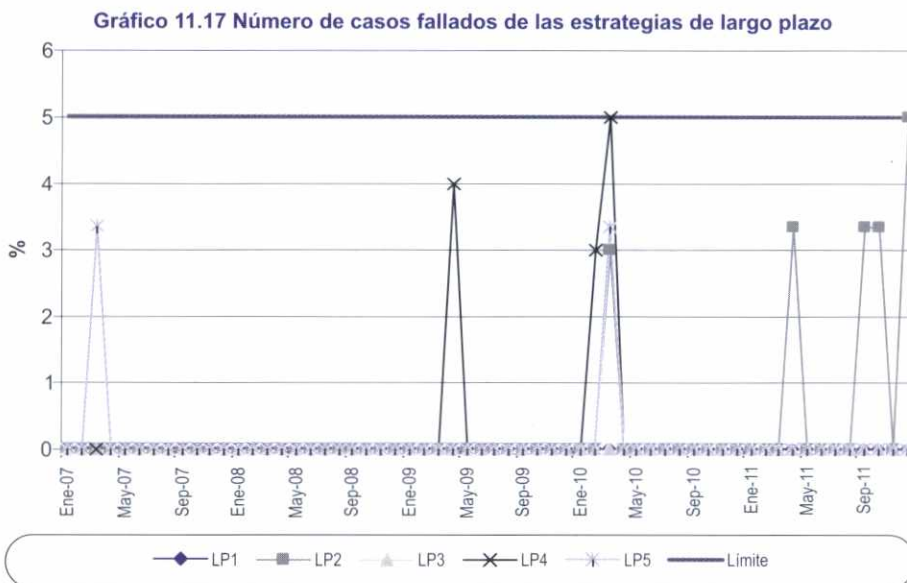


Gráfico 11.18 Valor esperado de racionamiento de energía de las estrategias de largo plazo

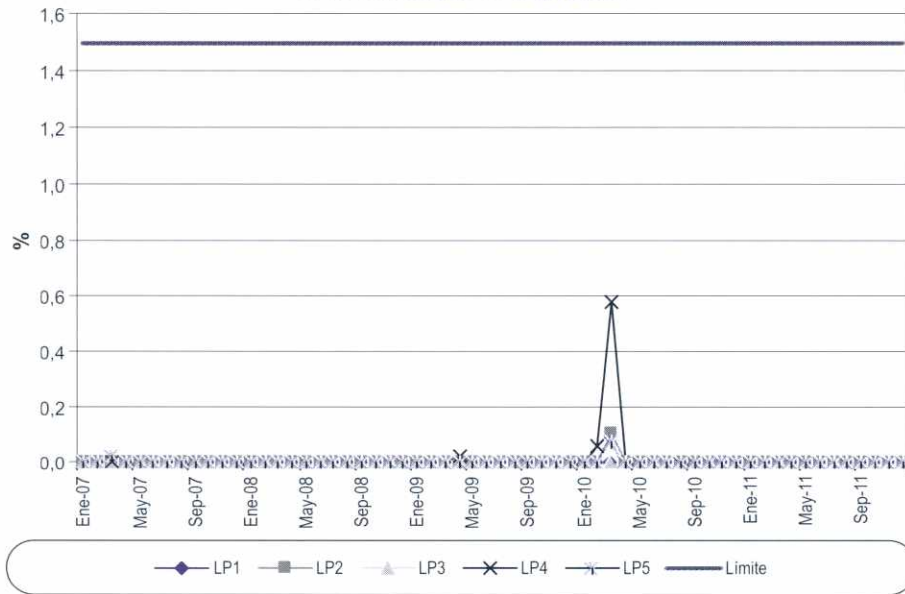
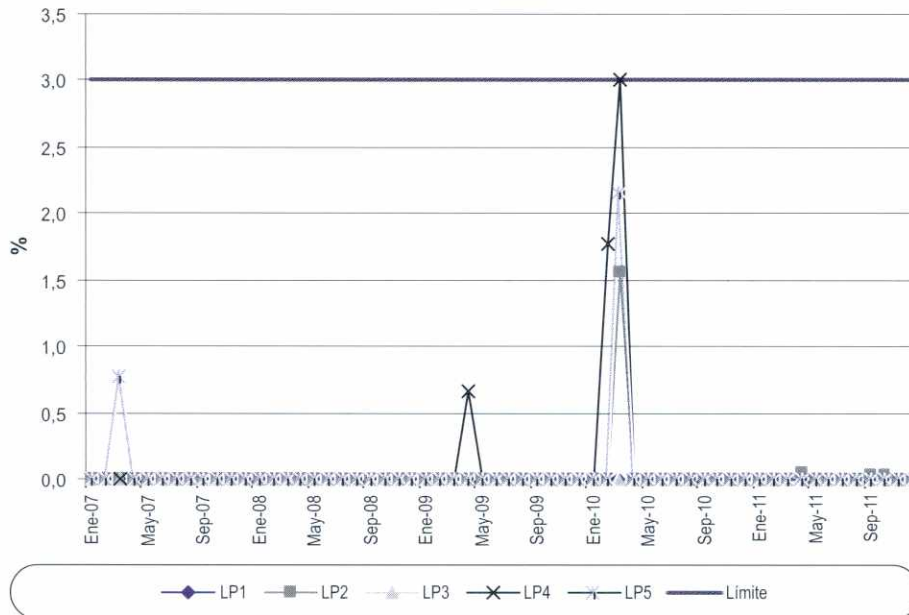


Gráfico 11.19 Valor esperado de racionamiento de energía condicionado de las estrategias de largo plazo



11.2.3 Generación térmica e hidráulica en el largo plazo

Los gráficos 11.20 y 11.21 presentan la generación promedio mensual hidráulica y térmica para cada estrategia de largo plazo. Puede observarse como la energía hidroeléctrica generada sigue estando en la base usando los recursos existentes hasta el máximo valor que permiten las reservas y las condiciones hidrológicas. En el año 2010 la entrada de un proyecto hidroeléctrico con una capacidad de 660 MW planteada para las estrategias LP2, LP3 y LP4 incrementa en más de 2.000 GWh al año la cantidad de energía generada con este tipo de recursos.

En las estrategias LP1 y LP5 donde no se considera la entrada de proyectos hidroeléctricos dentro del periodo de análisis, es de esperarse que la participación térmica sea mayor. En el caso particular de la estrategia LP5 con un crecimiento alto de la demanda, se espera que la participación de la energía anual generada con termoeléctricas



supere el 30% del total, a la vez que en la estrategia LP1 se espera una participación térmica alrededor del 25% del total. En las estrategias LP2 y LP3 se espera que la generación térmica esté entre el 20 y el 25% del total. Para la estrategia LP4 donde se presenta crecimiento alto de la demanda y expansión térmica e hidráulica se espera una participación térmica entre el 25 y el 30% del total.

Gráfico 11.20 Generación promedio de energía hidráulica en el largo plazo

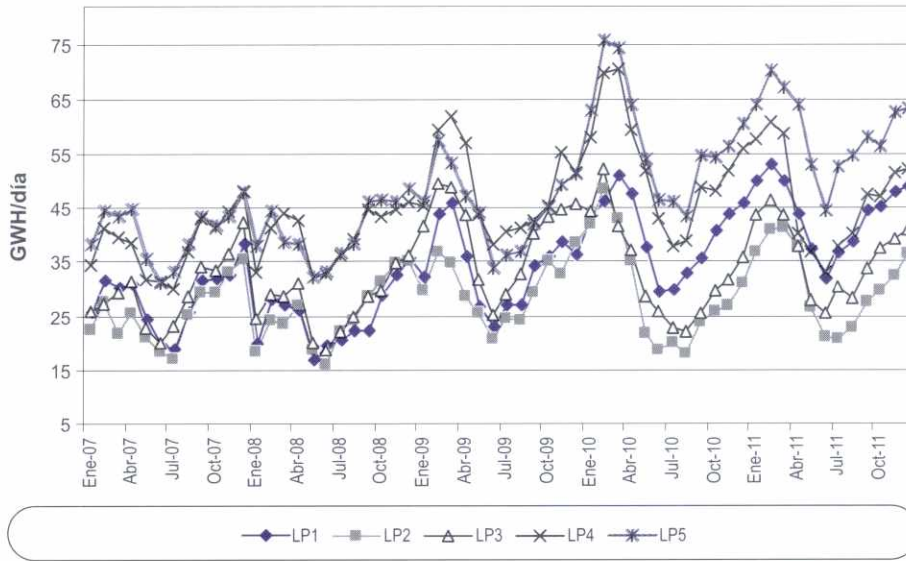
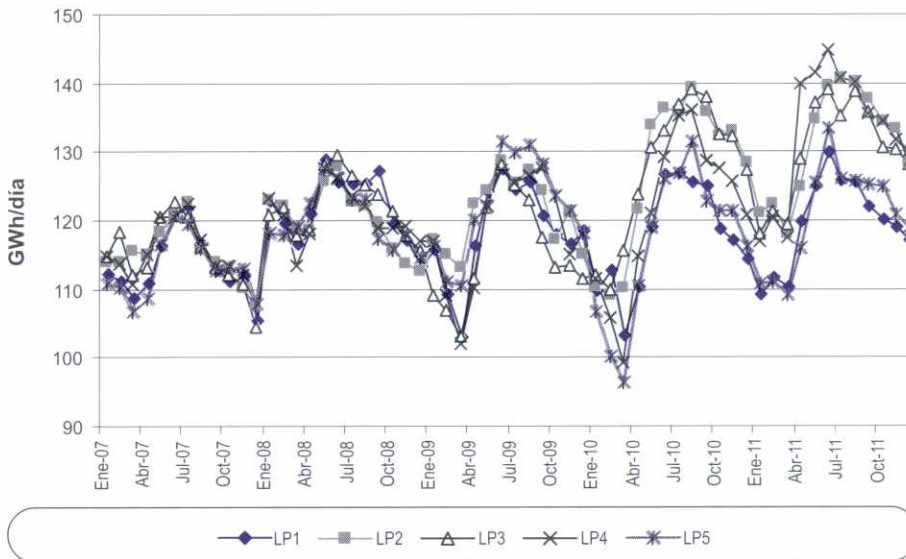


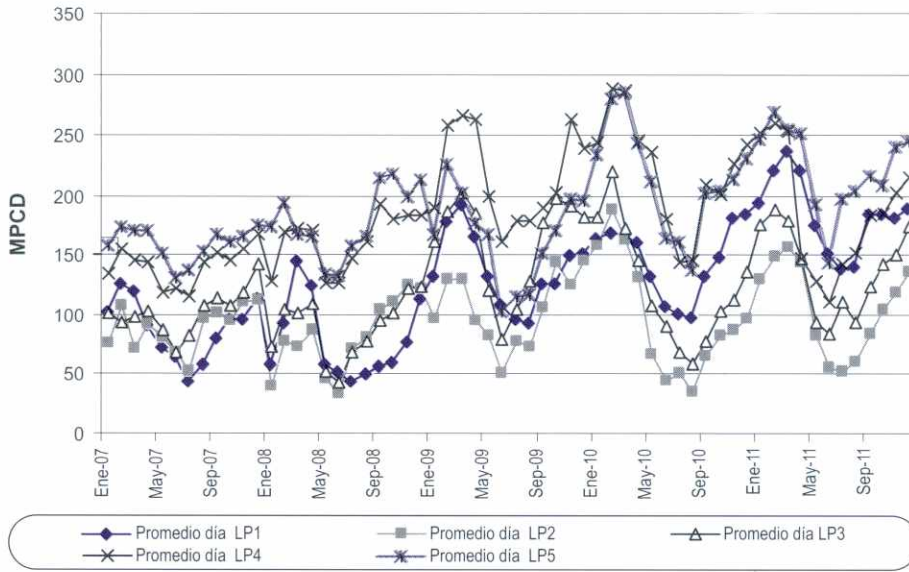
Gráfico 11.21 Generación promedio de energía térmica en el largo plazo



11.2.4 Consumo de combustibles en el largo plazo

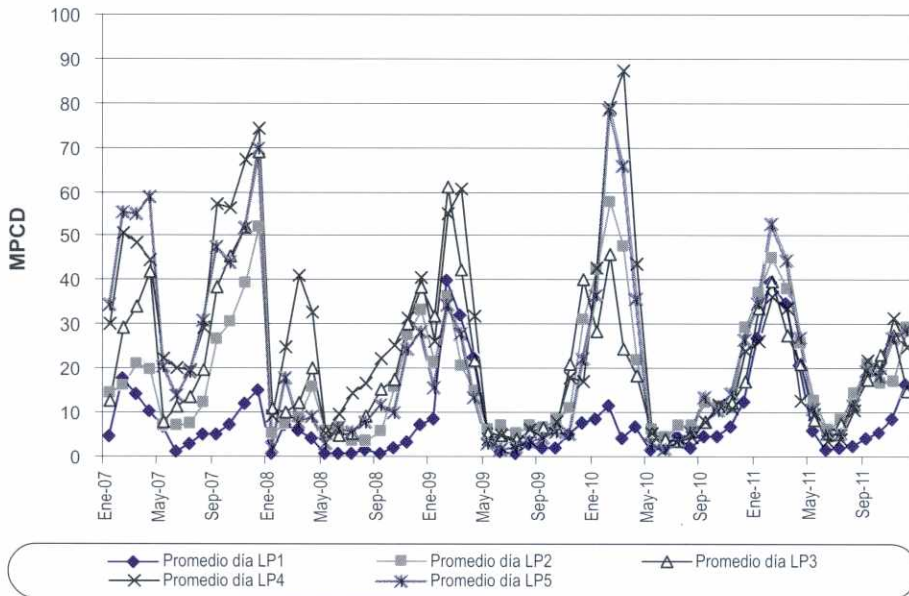
En los gráficos 11.22 a 11.24 se presentan los consumos de combustible promedio del sector termoeléctrico para las alternativas planteadas. De acuerdo con los resultados observados en el gráfico 11.22, el consumo del sector termoeléctrico en la Costa Atlántica alcanzaría en el año 2010 los 290 MPCD para las estrategias LP4 y LP5.

Gráfico 11.22 Consumo promedio de gas natural en la costa en el largo plazo



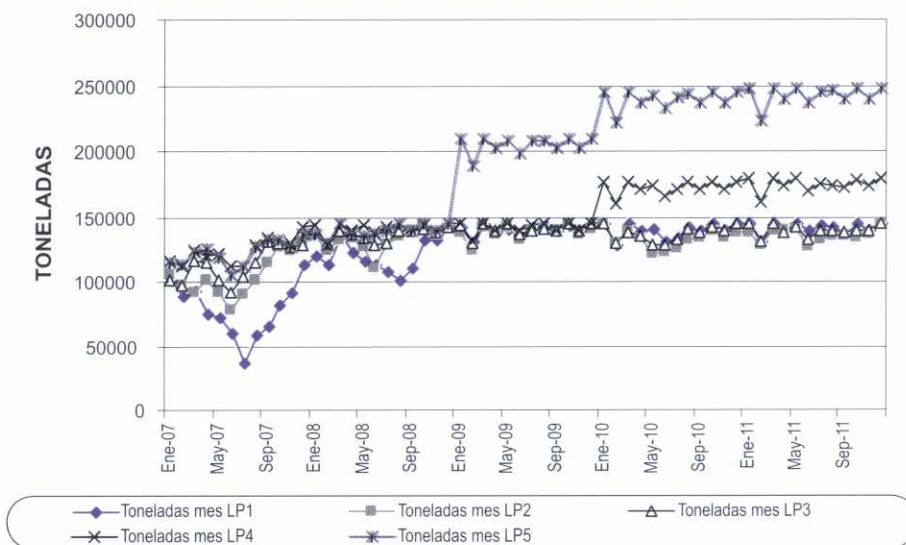
Por otra parte, el consumo de gas por el sector termoeléctrico en el interior del país alcanzará los 80 MPCD en el año 2010, dicho consumo a lo largo del período de análisis es estacional pues generalmente en los inviernos no se alcanzan consumos significativos, ver gráfico 11.23.

Gráfico 11.23 Consumo promedio de gas natural en el interior en el largo plazo



El consumo de carbón mineral en la mayoría de las alternativas estará alrededor de las 150.000 toneladas mensuales en aquellas estrategias que poseen proyectos a carbón como LP4 y LP5 dicho consumo se incrementará notablemente en el año 2010, ver figura 11.24.

Gráfico 11.24 Consumo promedio de carbón en el largo plazo



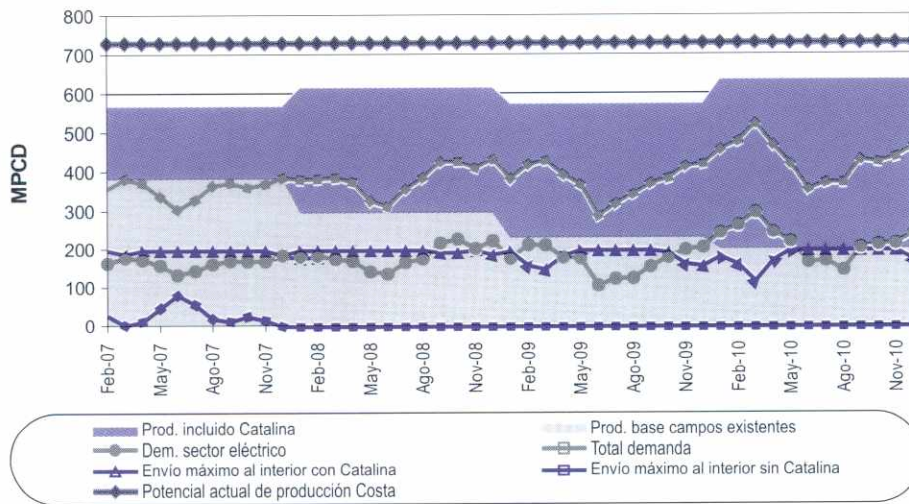
11.2.5 Disponibilidad de gas natural en el largo plazo

Con el objetivo de identificar las necesidades que pueden presentarse en el largo plazo para el suministro de gas natural, se realizó un balance oferta-demanda en la Costa Atlántica y el interior del país teniendo en cuenta la demanda por parte del sector termoeléctrico que pudiera generar la estrategia LP5. Esta estrategia esta compuesta solamente por plantas térmicas y se desarrolla bajo un escenario alto de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los supuestos utilizados para elaborar este balance son similares a los usados en el análisis de corto plazo y se presentan a continuación:

- ▶ Consumos de gas natural para los sectores diferentes al eléctrico del escenario BAU (business as usual) de la UPME de marzo de 2002. Para el sector termoeléctrico se consideran los consumos promedio y el percentil 95 de la estrategia LP5.
- ▶ Se considera la entrada de los proyectos de Cusiana y Catalina en el año 2004.
- ▶ Los escenarios de producción para los campos son los suministrados por Ecopetrol.
- ▶ La capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca es de 200 MPCD y permanece constante para el periodo de análisis, por lo tanto la máxima cantidad de gas natural que puede enviarse de la costa al interior del país es 200 MPCD.
- ▶ La máxima cantidad de gas que puede ser sustituida en la refinería de Barrancabermeja es 56 MPCD.

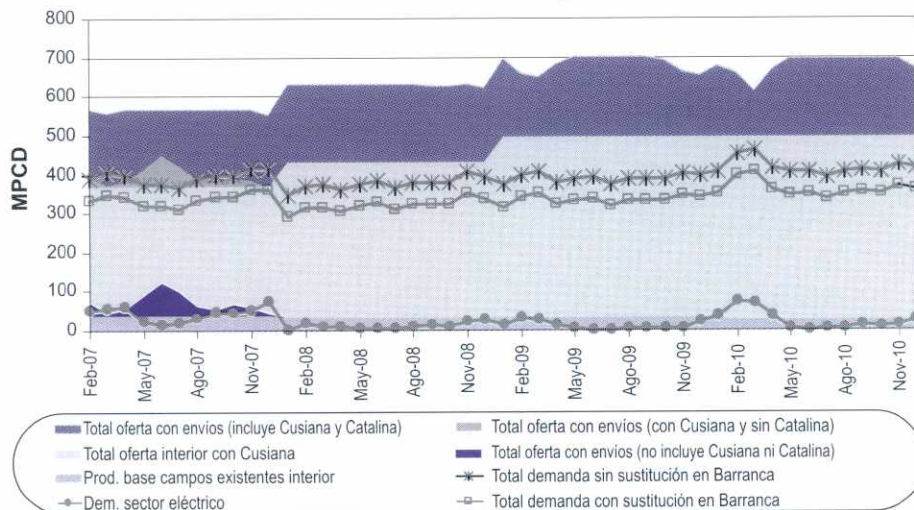
En el gráfico 11.25 se presenta el balance para la Costa, asumiendo como consumos de gas natural por parte del sector termoeléctrico los promedios de la estrategia LP5. En esta región, el proyecto Catalina permite atender satisfactoriamente la demanda para el periodo de estudio, su inclusión permite además mantener el nivel máximo de envíos de gas al interior durante la mayor parte del tiempo. De no entrar Catalina, la demanda de la región no podría ser atendida después del año 2008 y los envíos al interior se acercarían a cero en el año 2007.

Gráfico 11.25 Balance oferta demanda de gas en la Costa-MPCD



El gráfico 11.26 presenta el balance para el interior del país asumiendo que el sector termoelectrico efectúa el consumo promedio de gas natural de la estrategia LP5. Aquí el aporte de Cusiana y Catalina (reflejado a través de los envíos desde la costa) serán necesarios para el abastecimiento de la demanda en el año 2007, la sustitución en Barranca puede llegar a ser importante para garantizar el suministro sin necesidad de envíos desde la Costa. Después del año 2008 en este escenario no se requeriría de envíos desde la costa para suministrar la cantidad de gas demandada en el interior.

Gráfico 11.26 Balance oferta demanda de gas en el interior-MPCD



En los gráficos 11.27 y 11.28 se presentan los balances para la costa y el interior tomando como consumos de gas por parte del sector termoelectrico los valores con percentil 95 de la estrategia LP5. Estos consumos por parte del sector térmico corresponden a series hidrológicas con sequías críticas generadas por el modelo, por lo tanto sirven para simular casos de extrema demanda en el sector.

Gráfico 11.27 Balance oferta demanda de gas en la costa P95-MPCD

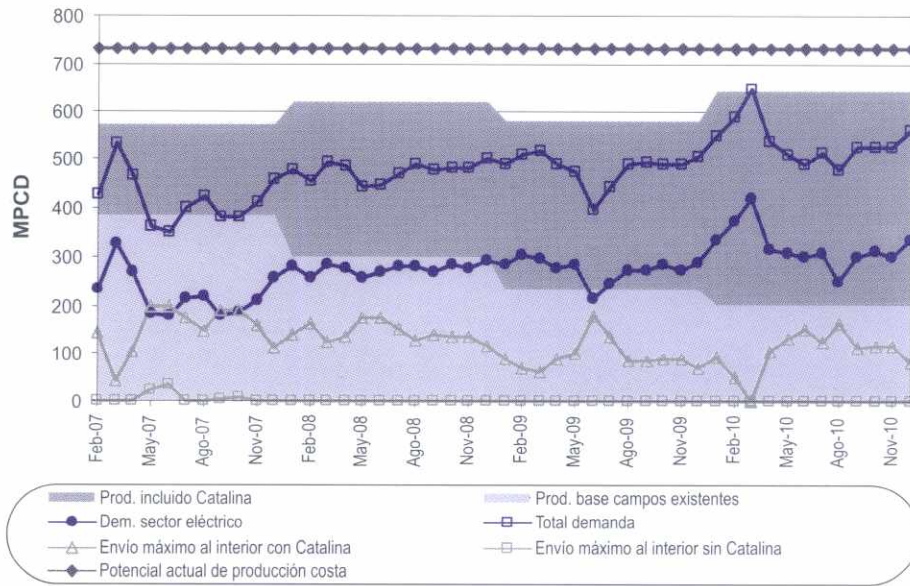
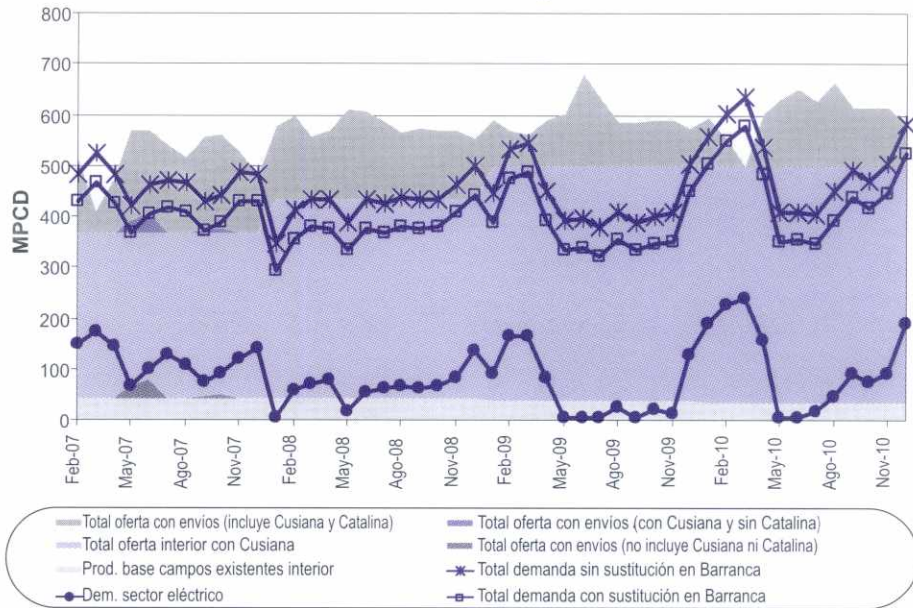


Gráfico 11.28 Balance oferta demanda de gas en el interior P95-MPCD



11.2.6 Costo marginal de largo plazo

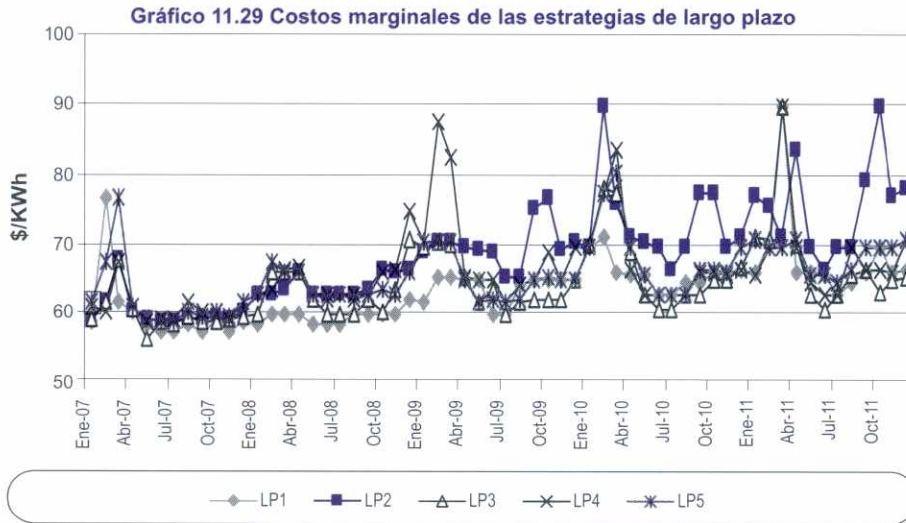
El costo marginal en el largo plazo para el período 2007 a 2011 en las diferentes estrategias, fluctúa entre 60 y 80 \$/kWh en pesos constantes de diciembre de 2001. No obstante en algunas alternativas como la LP3, LP4 y LP5 este costo aumenta a 90 \$/kWh en algunos períodos, debido principalmente a su mayor demanda. Los costos marginales de las diferentes estrategias se presentan en el gráfico 11.29.

Los costos marginales de operación se calculan a partir de despachos ideales de las diferentes estrategias y se basan en el costo del combustible (suministro y transporte)⁸, el costo de operación y mantenimiento⁹ y el costo equivalente de energía CEE¹⁰.

⁸ Costo de combustible calculado a partir del rendimiento térmico (heat rate) y las proyecciones de precio para suministro y transporte de combustible para cada planta.

⁹ Costo AOM de referencia para cada una de las tecnologías utilizadas en el SIN

¹⁰ Se asume CEE = 28,54 \$/kWh pesos constantes a diciembre de 2001.



11.2.7 Cálculo del costo incremental promedio de largo plazo

Con el fin de estimar el costo incremental de la generación de energía con las plantas a instalar en el período 2007 a 2011, se construyó un flujo caja para cada uno de los proyectos considerados en la expansión. Los costos se componen de costos de inversión los cuales consideran cronogramas de obras y desembolsos típicos por tipo de proyecto, costos de operación y mantenimiento tanto fijos como variables y costo del combustible consumido durante el período de vida útil del proyecto. De igual forma se estimó la energía generada por cada proyecto, la cual se obtuvo de los resultados del modelo de operación. El análisis se realizó considerando una tasa de descuento del 10%.

El costo incremental se presenta en la tabla 11.10 para los casos con y sin impuestos.

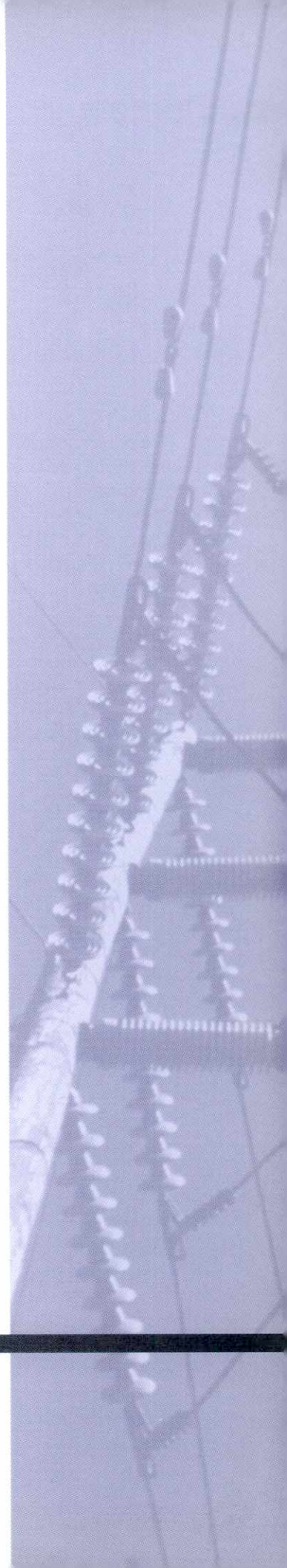
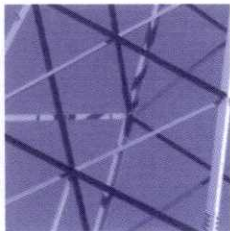
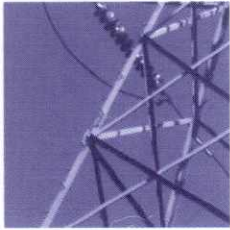
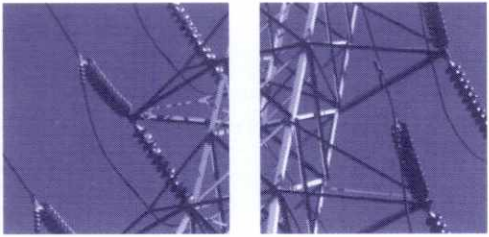
Tabla 11.10 Costo incremental promedio de largo plazo US\$/MWh

Tipo	LP1	LP2	LP3	LP4	LP5
CIPLP Sin Impuestos	34,65	37,11	- 29,85	33,93	38,56
CIPLP Con Impuestos	36,39	41,55	32,73	36,68	40,94

11.2.8 Conclusiones largo plazo

- ▶ El análisis de generación en el largo plazo muestra que el sistema requiere como mínimo la instalación de 250 MW adicionales para comienzos del año 2007.
- ▶ En los resultados de los análisis de largo plazo, se observa que la instalación de proyectos de generación que operen con carbón mineral están sujetos a que en el sistema se presente un escenario alto de evolución de la demanda. La reducción de los costos de instalación para proyectos que operan con carbón mineral y los costos variables menores con respecto a las tecnologías a gas natural hacen que dichas plantas puedan ser competitivas en los casos de demanda alta.
- ▶ Los proyectos hidroeléctricos presentan costos variables de generación menores a los térmicos, por lo que son despachados constantemente, siempre y cuando cuenten con los recursos hídricos suficientes. Se espera que los proyectos hidroeléctricos que entren en operación en el largo plazo presenten altos factores de utilización en los inviernos y que este valor se reduzca en los veranos de acuerdo a las reservas energéticas con que cuente, que dependen de su capacidad de regulación y los caudales afluentes.
- ▶ La ocurrencia de una demanda alta en el país así como el suministro de la energía que ha sido contratada con Ecuador hace que el sistema en el largo plazo requiera de una capacidad adicional entre 1.600 y 1.800 MW, esperándose que el sistema en el año 2011 tenga una capacidad instalada de 15.100 MW.

- ▶ Las estrategias de expansión en el largo plazo propuestas en este plan, contemplan la construcción de proyectos con fuentes tradicionales por ser las mas económicas y robustas en el horizonte de análisis. Esto sin embargo no excluye la urgente necesidad de investigar y estimular el desarrollo en Colombia de nuevas tecnologías que utilicen recursos renovables ya sea de manera central o distribuida. En un horizonte de tiempo mayor, con estos recursos podrán suplirse las necesidades que surjan por restricciones ambientales o desabastecimiento de combustibles.



Capítulo 12

Expansión de la Transmisión

12. EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

La ley 143 de 1994 asignó a la UPME la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, con criterios tanto técnicos como económicos y la CREG en el desarrollo de la regulación ha establecido los criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su elaboración del Plan de Expansión.

Desde el año 1998 la UPME ha venido realizando el Plan de Expansión de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG 051 de ese año y sus modificaciones y como resultado de las diferentes revisiones de dicho Plan se ha propuesto la ejecución de varios proyectos de los cuales han entrado en operación las líneas Primavera - Guatiguará - Tasajero y Sabanalarga - Cartagena 230 kV. En la actualidad, se están revisando las condiciones para llevar a cabo los proyectos definidos en los últimos planes de expansión 2000 y 2001, en los cuales se recomendó la ejecución de la línea a 500 kV Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá y la instalación de compensación capacitiva en Nordeste y Bogotá.

12.1 ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN

Si bien el objetivo primordial del Plan es proponer los proyectos adicionales que requiere el Sistema de Transmisión Nacional, en esta versión, por una parte, se ampliaron los análisis que ratifican la necesidad de los proyectos propuestos en las revisiones 2000 y 2001 y por otra, se detallaron los análisis correspondientes a los sistemas regionales de subtransmisión. Adicionalmente, se estudian y evalúan propuestas alternativas de expansión del STN presentadas por los agentes.

Para el proyecto de 500 kV es importante establecer la fecha de entrada en operación más tardía. Estimando una duración aproximada de 40 meses desde la convocatoria hasta su entrada en operación, la fecha más temprana sería a finales del año 2006, siempre y cuando la apertura del proceso de selección de proponentes para el mismo, se lleve a cabo a más tardar a finales del año 2002.

Para el caso de los proyectos de expansión de los sistemas de transmisión regional, se pretende dar señales que permitan a los agentes involucrados estudiar con mayor detalle sus necesidades de expansión e incorporar en sus presupuestos las inversiones requeridas.

12.2 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS EN PLANES ANTERIORES

A continuación se presenta la revisión de los análisis técnicos y económicos de los proyectos incluidos en Planes de Expansión de Transmisión anteriores y que no se han ejecutado, de tal forma que se consideren los cambios en las expectativas de crecimiento de la demanda, el efecto de la Resolución CREG 034 de 2001, las modificaciones en las expectativas de desarrollo de proyectos de generación y sensibilidad a las inversiones.

La Resolución CREG 034/01 modifica básicamente los siguientes aspectos que afectan la evaluación de los proyectos:

- Fija un techo a las ofertas de generaciones de seguridad fuera de mérito. Este aspecto afecta los beneficios esperados del proyecto, disminuyendo la relación B/C del mismo.

- Las inflexibilidades asociadas a generaciones de seguridad se liquidan a costo de reconciliación positiva. Previamente a la 034, estas inflexibilidades se liquidaban a precio de bolsa. En la medida en que varias generaciones de seguridad están acompañadas de inflexibilidades que abarcan gran parte de las horas del día, esta modificación aumenta la relación B/C de los Proyectos.

Las modificaciones en las expectativas de desarrollo de proyectos de generación explícitamente afectan los niveles de confiabilidad y seguridad, en particular para el área Oriental, para la cual se esperaba en el Plan del 2000, el desarrollo de aproximadamente 800 MW a gas en el mediano plazo. Este análisis pone de manifiesto la disminución de confiabilidad en el área oriental sin el proyecto Bogotá, por tanto aumenta la relación B/C del Proyecto.

Al igual que en la evaluación económica de los proyectos del Plan 2000 y 2001, este año se consideraron los costos de las Unidades Constructivas de la transmisión establecidos en la Resolución CREG 026 de 1999. Adicionalmente, se realizó una sensibilidad al monto de la inversión.

12.2.1 Proyecto Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá 500 kV

Los gráficos 12.1 a 12.7 muestran los principales resultados del impacto del Proyecto de 500 kV en la confiabilidad del sistema.

Para un despacho mínimo en el área de Bogotá sin el proyecto a 500 kV, en el año 2007 se observa violación de los índices de confiabilidad, en algunas barras a nivel de 230 kV y 115 kV, lo cual implica una alta probabilidad de racionamiento en el área, situación que se hace más crítica en la medida en que la relación generación a demanda del área se aproxima a 1. Adicionalmente, se resalta el impacto del efecto del desempeño del STN sobre la red de 115 kV del área, puesto que en las simulaciones realizadas no se modela la indisponibilidad asociada a estos activos. Con la entrada del proyecto de 500 kV en el año 2007 se superan estos problemas.

Para el área de la Costa se observa que ante despachos mínimos en los años 2007 y 2009, sin el proyecto de 500 kV, se presenta violación de los índices de confiabilidad en algunas barras. Si se aumenta la generación de seguridad del área en 10 % (190 MW) en el año 2007 y 17 % (355 MW) en al año 2009, es posible disminuir los índices de corte de carga a niveles inferiores al 1%. Con la entrada del proyecto Costa 500 kV en el año 2007 se logra superar los problemas de confiabilidad sin necesidad de utilizar generaciones de seguridad adicionales en el área.

Gráfico 12.1 Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Bogotá año 2007

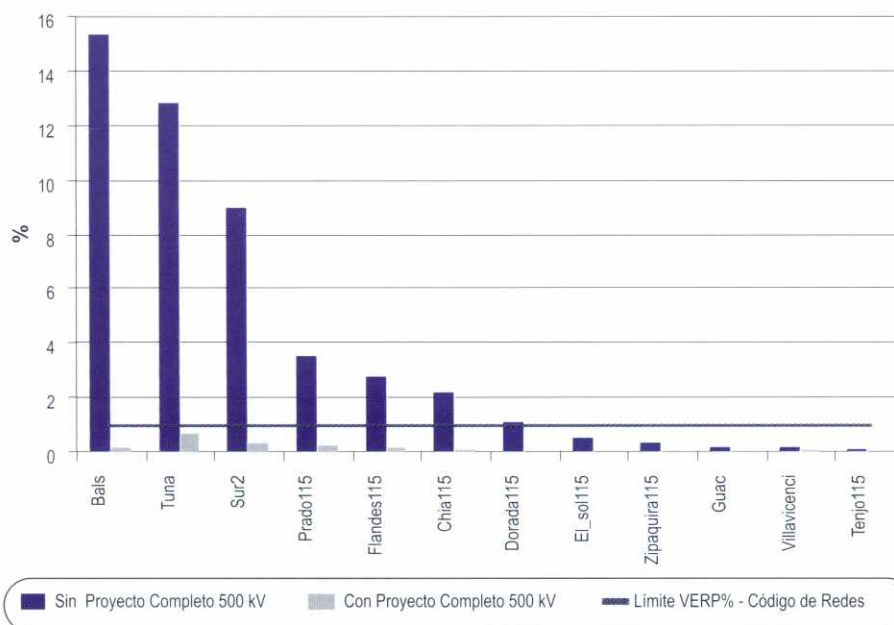


Gráfico 12.2 Probabilidad de Pérdida de Carga por barra despacho mínimo Bogotá año 2007

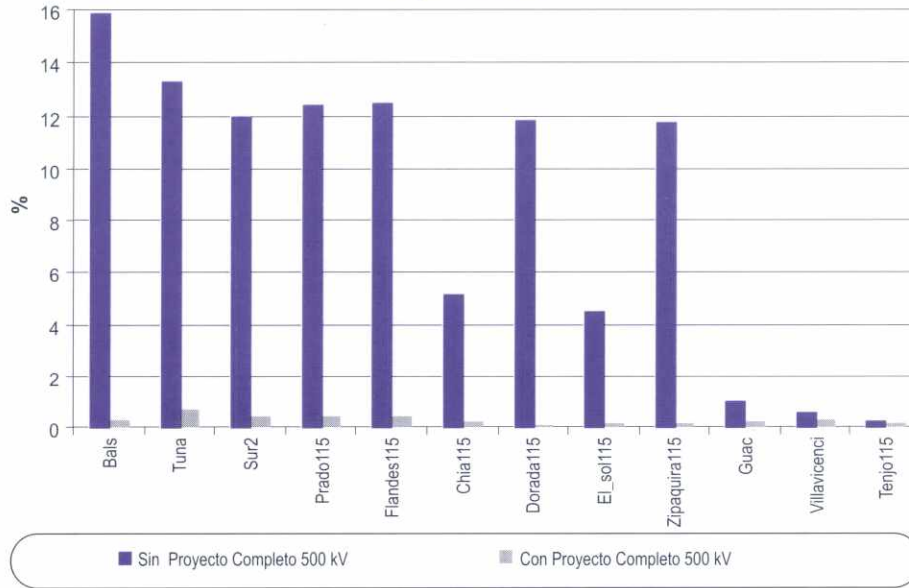


Gráfico 12.3 Demanda vs Capacidad Instalada Área de Bogotá

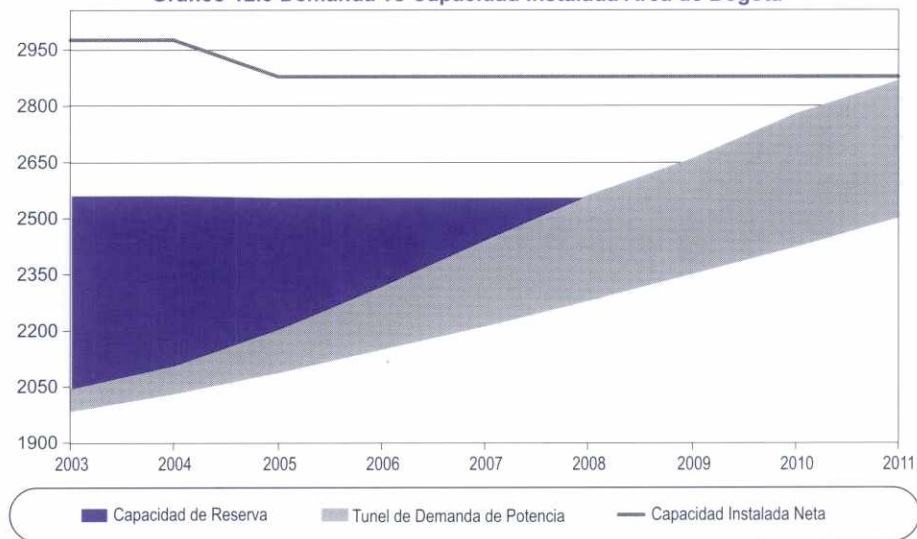


Gráfico 12.4 Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Costa año 2007

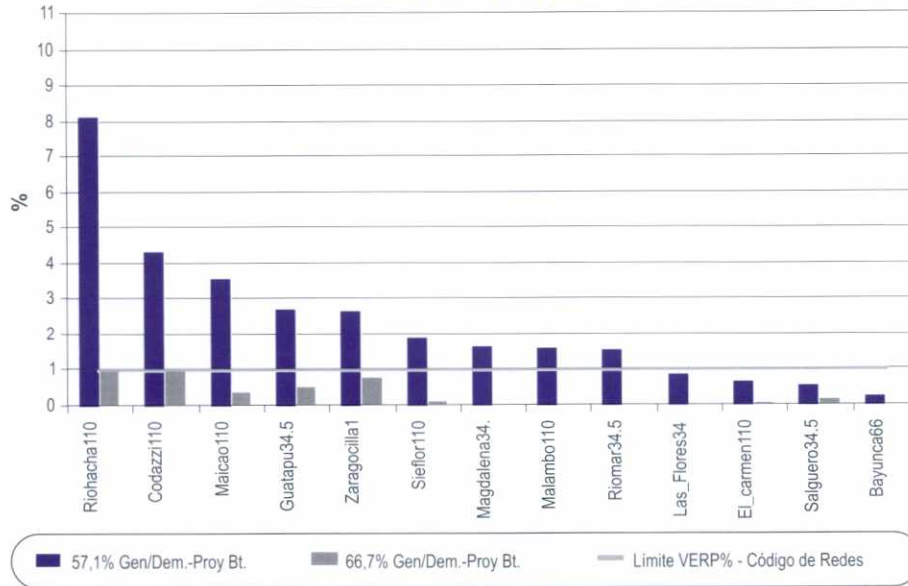


Gráfico 12.5 Probabilidad de pérdida de carga por barra despacho mínimo Costa año 2007

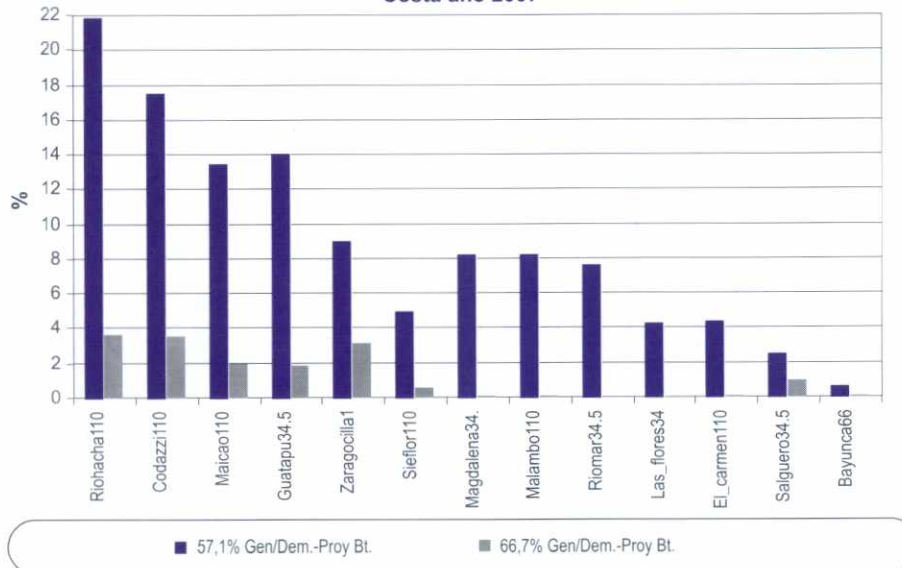


Gráfico 12.6 Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra despacho mínimo Costa año 2009

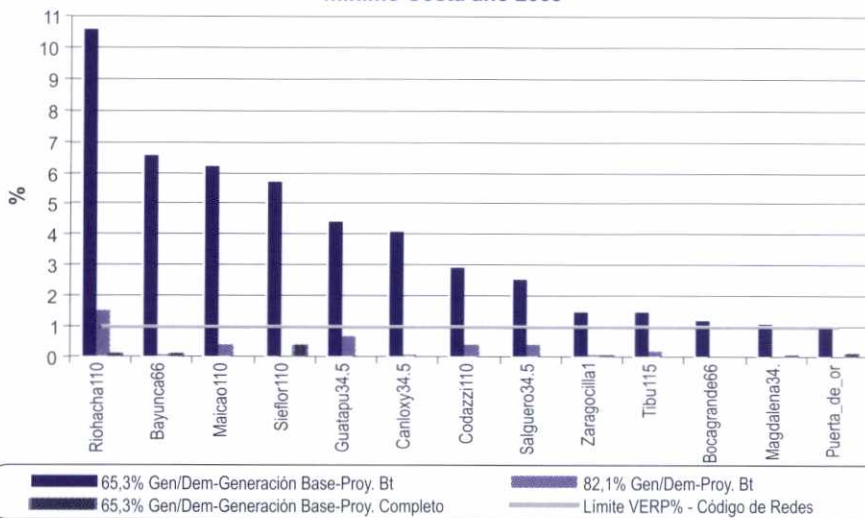
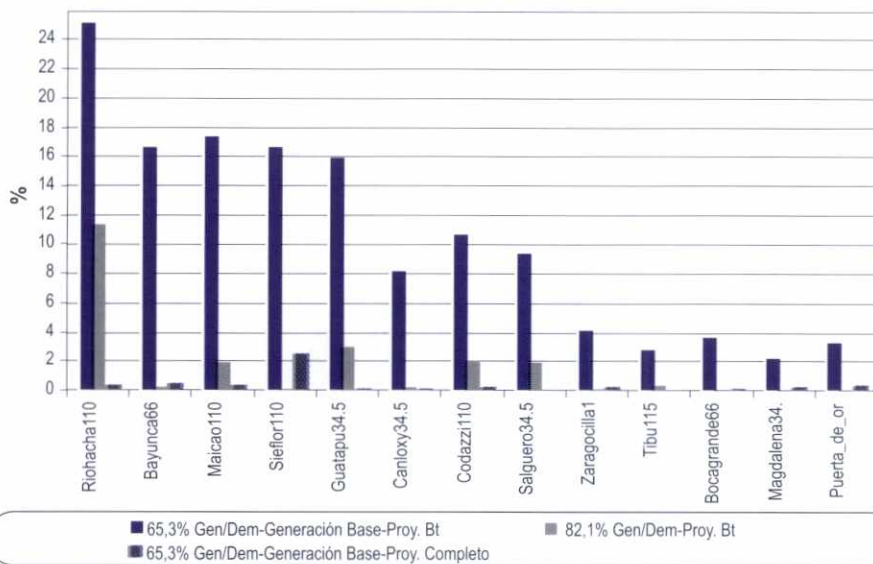


Gráfico 12.7 Probabilidad de Pérdida de Carga por barra despacho mínimo Costa año 2009



Los resultados anteriores muestran la necesidad técnica de la entrada de los proyectos Bogotá 500 kV y Costa 500 kV a finales del año 2006 en la medida en que la confiabilidad de las áreas se ve comprometida.

Para la revisión de la evaluación económica se obtiene la relación Beneficio / Costo de la comparación de los casos con y sin proyecto. Los beneficios considerados son el ahorro obtenido por reducción en generaciones de seguridad (restricciones), el aumento en la confiabilidad y la reducción de pérdidas del sistema. No se valoran otros beneficios de los proyectos, considerados aquí como externalidades positivas de los mismos, los cuales se muestran en la tabla 12.1.

Tabla 12.1 Beneficios del proyecto de expansión de 500 kV

Beneficios identificados que aporta el proyecto	
Beneficios incorporados en la Evaluación económica del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> - Aumenta la capacidad de transferencia Costa – Interior e Interior – Costa. - Disminuye la posibilidad de racionamiento en las áreas de Nordeste y Bogotá ante la indisponibilidad de recursos de generación del área. - Aumenta la confiabilidad en Guajira, Cesar, Magdalena, Nordeste y Bogotá. - En el largo plazo posibilita la operación segura del sistema aún ante atrasos en la entrada de proyectos de generación considerados en el Plan de Expansión 2000, o ante cambio de ubicación de los mismos. - Aumenta la seguridad de la operación disminuyendo el riesgo de colapso de voltaje o pérdida de estabilidad transitoria. - Disminuye el nivel de pérdidas - Aumenta el factor de planta de los recursos de generación existentes.
Externalidades económicas positivas del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> - Permite potencializar el desarrollo de un corredor energético natural. - Hace factible la entrada (conexión) de nuevos proyectos de generación y demanda. - Facilita el desarrollo competitivo del mercado. - Potencializa la capacidad de intercambios de energía hacia Venezuela. - Mejora la seguridad eléctrica ante atentados. - Posibilita el desmonte de la intervención en el mercado.

En la tabla 12.2 se muestran los costos de inversión, administración operación y mantenimiento, del Proyecto propuesto en el Plan 2000 y su separación en Proyecto Costa y Bogotá:

Tabla 12.2 Costos de los proyectos de 500 kV

Item	Desagregación de Costos (US\$ MM)		
	Costa	Bogotá	Completo
Activos, construcción y montaje	265	146	411
Costos de Financiación	12	7	19
AOM	43	22	65
Total	320	175	495

A partir de los análisis eléctricos se obtuvo la evolución de los beneficios en reducción de restricciones para el periodo 2007 a 2011. Los resultados obtenidos fueron ponderados de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia según condiciones estacionales y del despacho para tres segmentos de demanda. Este ejercicio se realizó para el proyecto total y los subproyectos, tal como se muestra en los gráficos 12.8, 12.9 y 12.10.

Gráfico 12.8 Reducción de las restricciones para el proyecto completo (MW)

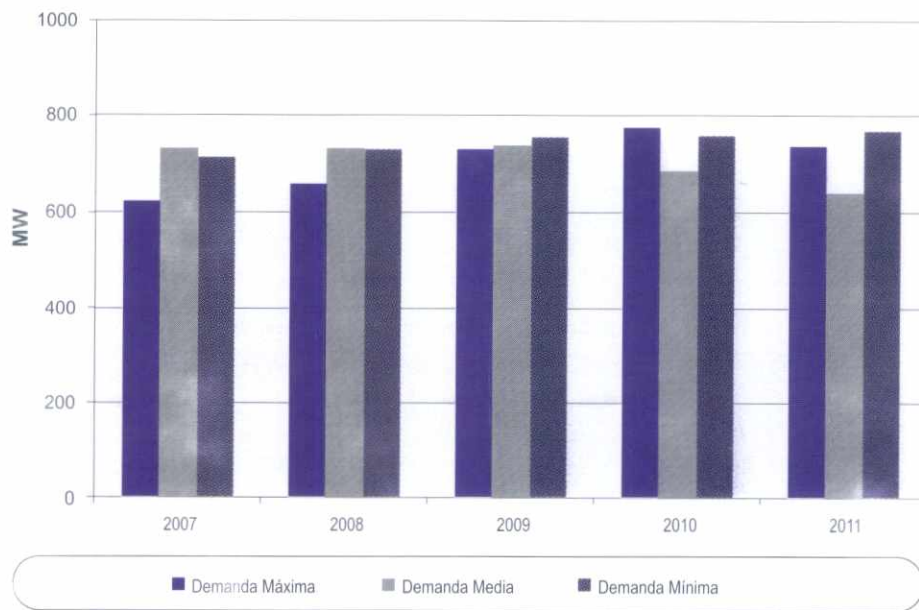


Gráfico 12.9 Reducción de las restricciones para el proyecto Bogotá (MW)

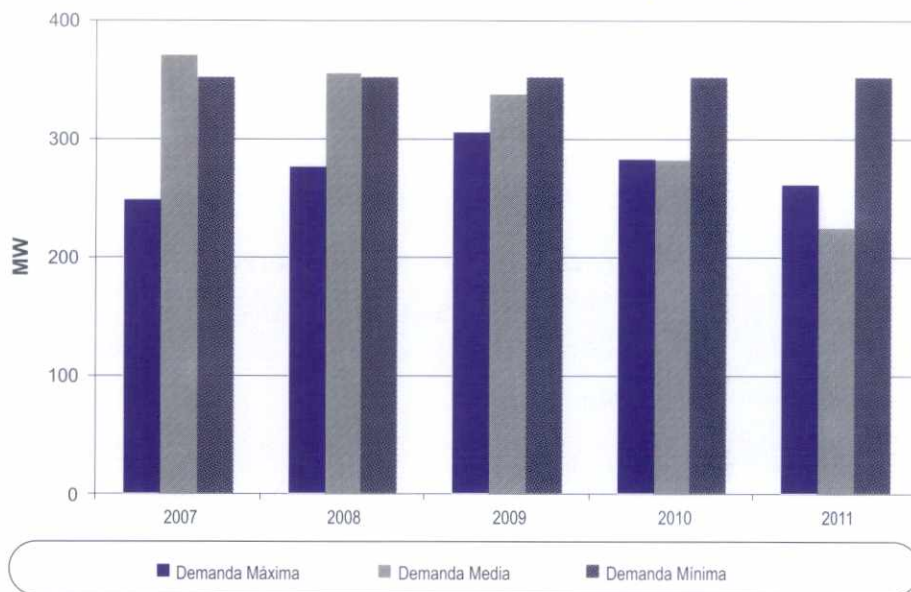
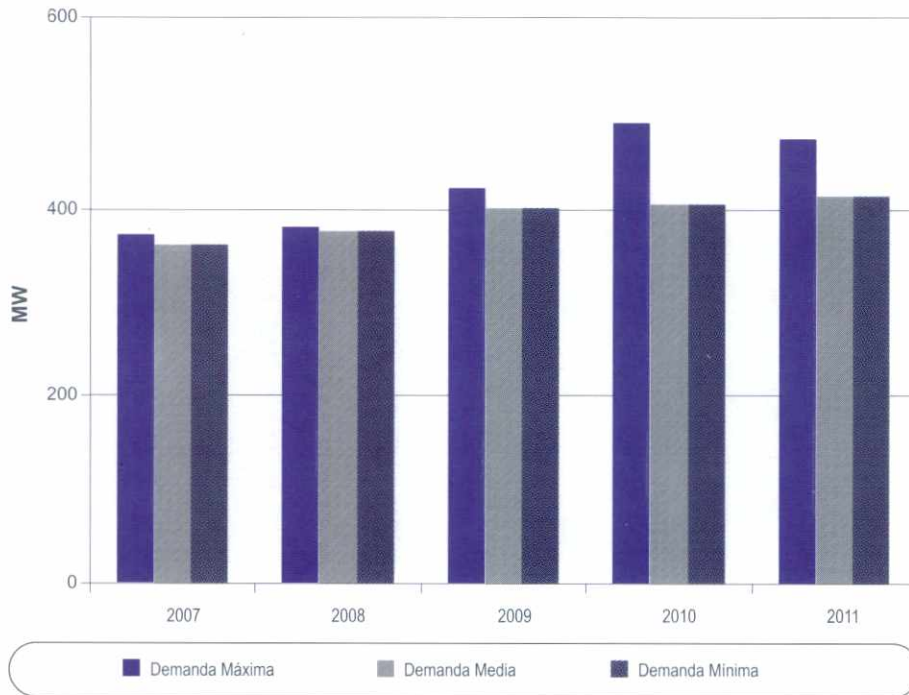


Gráfico 12.10 Reducción de las restricciones para el proyecto Costa (MW)



Los gráficos 12.11 a 12.13 muestran los resultados de la evaluación económica del proyecto completo y desagregado para diferentes valoraciones de los sobrecostos operativos. En estos gráficos el punto más alto de las curvas representa la condición actual en la cual los precios de oferta de las generaciones de seguridad fuera de mérito están intervenidos. Los puntos adicionales equivalen a situaciones con precios históricos previos a la Resolución CREG 034/01.

Tanto para el proyecto completo, como para su desagregación en subproyectos Bogotá y Costa, los gráficos 12.11 a 12.13 muestran la sensibilidad de la evaluación económica (relación B/C) a 1.5 veces la valoración inicial de los proyectos.

Gráfico 12.11 Relación Beneficio/Costo Proyecto Completo

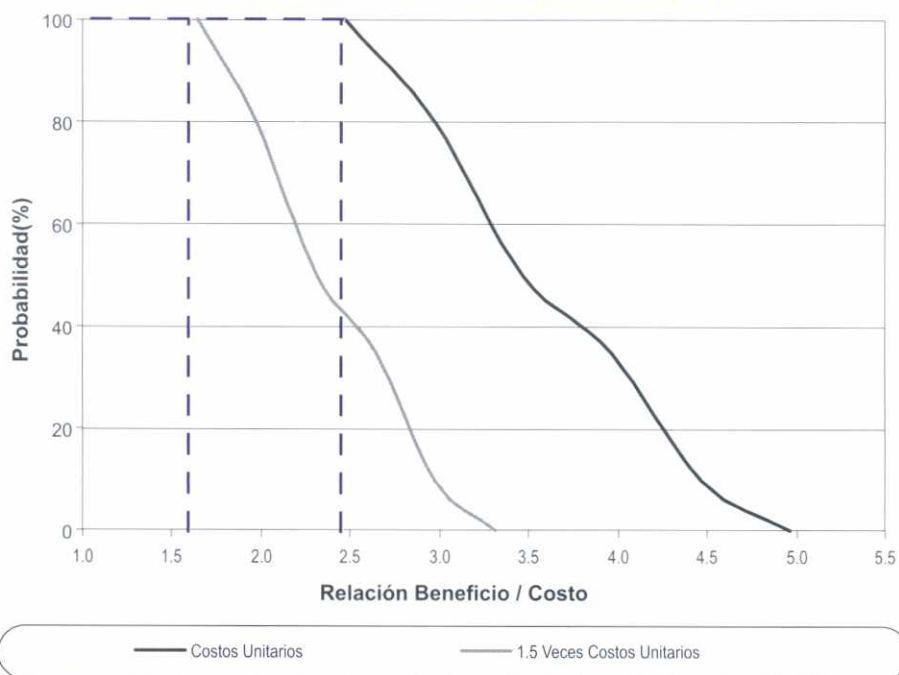


Gráfico 12.12 Relación Beneficio/Costo Proyecto Bogotá

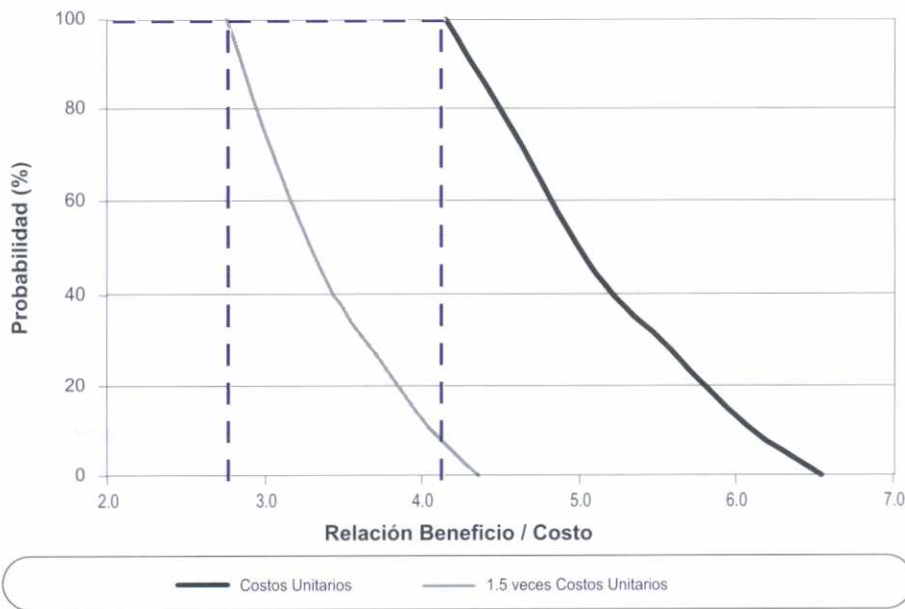
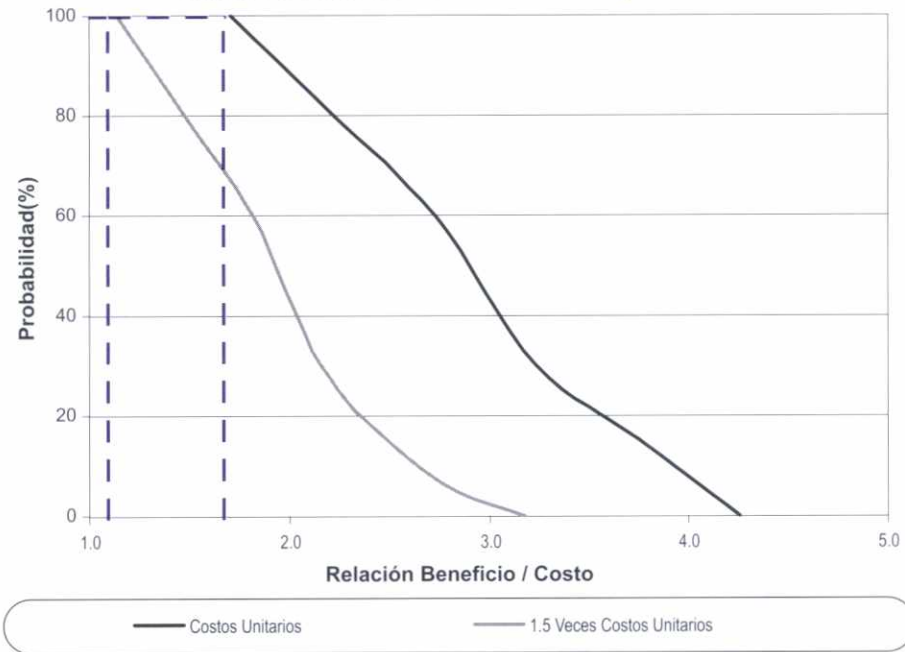


Gráfico 12.13 Relación Beneficio/Costo Proyecto Costa



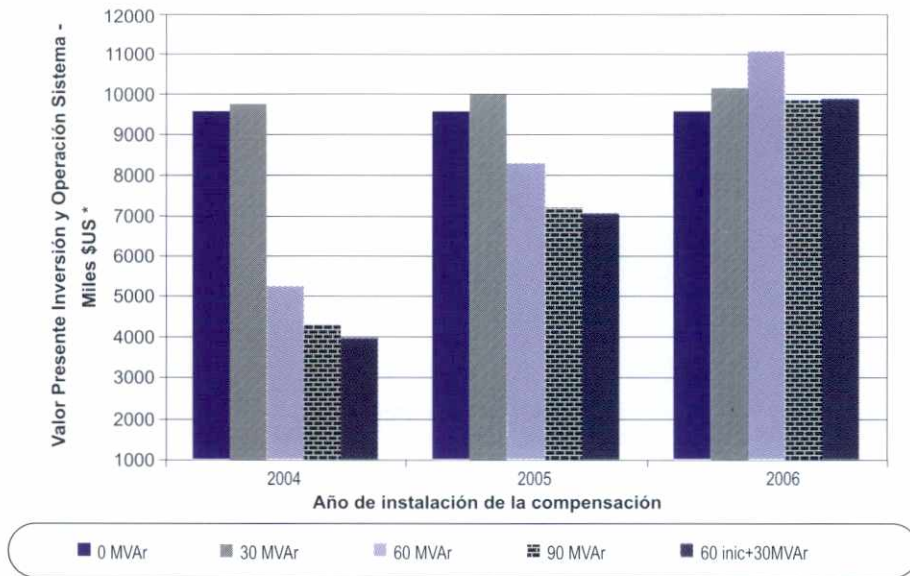
En lo que se refiere al impacto para el usuario final, el proyecto tiene implicaciones en las componentes Transmisión (T) y Otros (O) de la fórmula que establece el costo unitario del servicio de electricidad. En lo que se refiere al proyecto completo, el impacto en la componente T corresponde a un incremento de esta en un 17% (2,4 \$/kWh) mientras que los beneficios por reducción de las restricciones implican la disminución de la componente otros en un 66%. Los detalles del análisis realizado se encuentran en el anexo B.

Una vez efectuada la revisión de los proyectos recomendados en el Plan de Expansión 2000 incorporando las expectativas de crecimiento de la demanda y las modificaciones del marco regulatorio y su impacto en la tarifa, se establece que estos presentan un buen desempeño técnico y económico, por lo cual se reitera la recomendación de acometer los Proyectos a 500 kV, para que entren en operación a finales de 2006.

12.2.2 Compensaciones para Área del Nordeste

De acuerdo a las fechas factibles para la entrada de la compensación del Nordeste y del proyecto de 500 kV, inicios del 2004 y finales del 2006 respectivamente, en el presente análisis se consideró dicho periodo para la evaluación de las necesidades de generación de seguridad en la zona, a ser cubierta con las plantas de Tasajero, Merilétrica y Barranca y con distintas alternativas de compensación. A partir de tal información para cada una de las alternativas de compensación (30 MVAR, 2X30 MVAR, 3x30 MVAR y 2x30 MVAR + 30 MVAR posteriores¹¹) se calculó el valor presente de los sobrecostos de dichas generaciones y de los costos de inversión de las compensaciones con una tasa del 9%. El gráfico 12.14 presenta los resultados de este ejercicio.

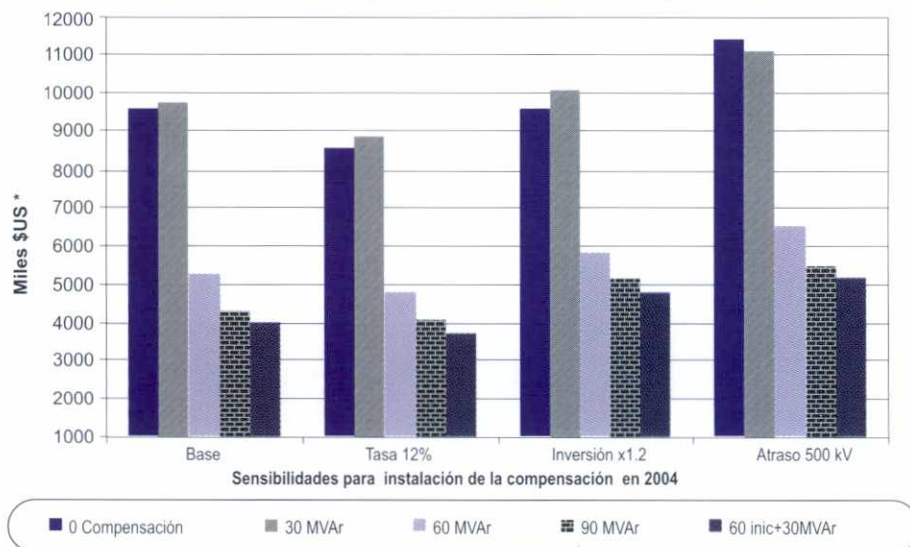
Gráfico 12.14 VPN de los Costos de Inversión y Operación del Sistema-Caso Base



* En el período y a principios de 2002

Adicionalmente en el Gráfico 12.15 se muestra, para la instalación de la primera etapa de compensación en el 2004, la sensibilidad de estos resultados a la tasa de retorno, aumento de la inversión en 20% y atraso de seis meses en el proyecto de 500 kV.

Gráfico 12.15 Sensibilidades para la instalación de la Compensación en 2004



* En el período y a principios de 2002

¹¹ Los 30 MVAR posteriores se consideran para entrar en operación en el año 2006.



Como puede verse, la alternativa de menor costo es instalar 2x30 MVAR lo antes posible, tal como se recomendó en el Plan 2001 y 30 MVAR adicionales para entrar en funcionamiento en el 2006.

Por otra parte, los análisis mostraron que la postergación en la instalación de las compensaciones implica sobrecostos del orden de tres Millones de dólares anuales. Adicionalmente, la instalación de compensación es necesaria para evitar racionamientos en la demanda del Nordeste, que se pueden presentar en el 2006, en el caso de indisponibilidad de Tasajero. Después del año 2005 no se justifica económicamente la puesta en operación de la compensación.

De acuerdo con lo anterior se ratifica la recomendación del Plan 2001 de instalar 2x30 MVAR para lograr que entre en operación a principios de 2004 y complementarla con 30 MVAR adicionales para entrar en operación en 2006. Si se tienen en cuenta los tiempos para convocatoria, fabricación de los equipos, construcción y montaje y puesta en operación de la compensación, debe iniciarse la apertura del proceso a más tardar en enero de 2003 para poder disponer de ella dentro del primer trimestre de 2004.

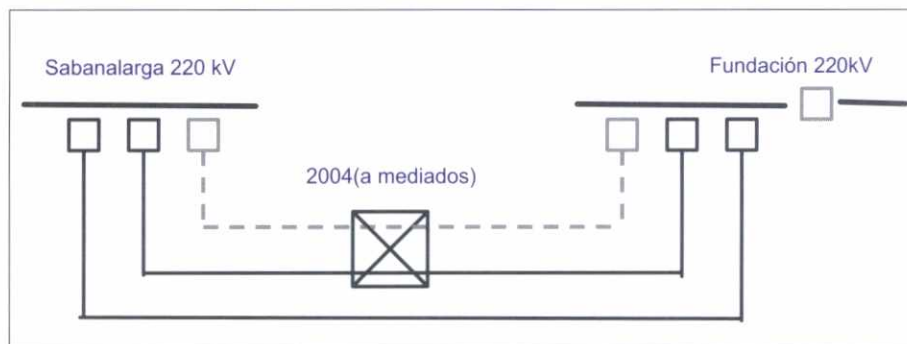
12.2.3 Análisis de Alternativas de Expansión del STN Propuestas por los Agentes

12.2.3.1 Tercer circuito Sabanalarga - Fundación 220 kV

El CND realizó un ejercicio en el cual evaluó y recomendó la realización del tercer circuito Sabana - Fundación 220 kV, para lo cual se emplearía la infraestructura del circuito Sabana - Fundación 2, requiriéndose el vestido de torres y tendido de conductor.

La Unidad ha considerado esta alternativa y a continuación se presentan los resultados de los análisis realizados.

Gráfico 12.16 Alternativa de expansión propuesta por el CND



El gráfico 12.16 muestra la alternativa presentada por el CND, resaltando las obras que deben acometerse. Para realizar la revisión de esta alternativa se consideran los siguientes aspectos:

- ▶ La conversión de circuito sencillo a circuito doble constituye un proyecto de ampliación.
- ▶ El propietario del circuito tiene la primera opción para desarrollar la conversión.
- ▶ La realización de las obras en las subestaciones debe acometerse un proceso de convocatorias.
- ▶ El tiempo estimado para el desarrollo del Proyecto es de un año y medio, por tanto se considera que entra en operación comercial para el segundo semestre de 2004.
- ▶ La entrada del tercer circuito Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera 500 kV se considera para finales del año 2006.
- ▶ Cambio de remuneración de 92,6 km de línea de circuito sencillo a circuito doble.
- ▶ Construcción de dos módulos de línea uno para configuración interruptor y medio y otro para doble barra.
- ▶ Módulo de seccionamiento en la subestación Fundación 220 kV.

- ▶ Costo del terreno de los módulos adicionales.
- ▶ Cambio de remuneración de AOM por 92,6 km de línea de circuito sencillo a circuito doble.
- ▶ Costos de AOM y activo no eléctrico de los activos en las subestaciones.

La tabla 12.3 presenta los costos de inversión de esta alternativa.

Tabla 12.3 Costos de inversión del tercer circuito Sabana-Fundación

Item	Cantidad	Costo Unitario USD/97	Costo Total USD/97
Costo Adicional Línea	92,6	54.680	5'063.368
Módulo de Línea I y ½	1	1'189.986	1'189.986
Módulo de Línea BP+T	1	1'051.895	1'051.895
Módulo de Seccionamiento	1	607.515	607.515

El costo total de esta alternativa es de USD 12,2 millones, incluyendo costos de inversión y AOM.

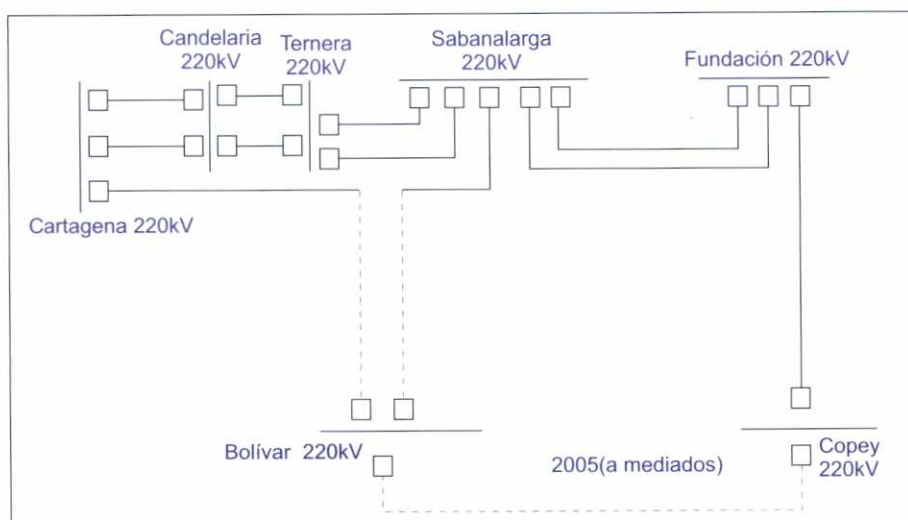
Una vez realizados los análisis del caso, se estableció que con esta alternativa se disminuye la generación de seguridad del área de Guajira Cesar y Magdalena, en el periodo que va desde el segundo semestre de 2004 hasta finales del 2006.

Los resultados de la evaluación económica permiten establecer una relación beneficio -costo de 1,86 para esta alternativa.

12.2.3.2 Pre - energización a 220 kV del Tramo Bolívar - Copey 500 kV

Teniendo en cuenta que la UPME ha recomendado la ejecución del Proyecto Costa, Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera a 500 kV, para iniciar operación a más tardar en el 2006, se analizó la factibilidad de adelantar para mediados de 2005 la fecha de entrada en operación del tramo Bolívar - Copey a 500 kV pre-energizado a 220 kV.

Gráfico 12.17 Pre-energización a 220 kV del Tramo Bolívar-Copey 500 kV





El gráfico 12.17 muestra esta propuesta, resaltando las obras que deben acometerse. Para realizar la revisión de esta alternativa se considera los siguientes aspectos:

- ▶ Se considera la entrada del tramo de línea Bolívar-Copey 500 kV, pre-energizado a 220 kV a mediados de 2005, como parte de la convocatoria del Proyecto Costa, el cual debe entrar a finales de 2006.
- ▶ El tiempo estimado para el desarrollo del Proyecto es de dos años y medio.

La tabla 12.4 muestra la valoración del tramo Bolívar - Copey 500 kV, con costos de unidades constructivas:

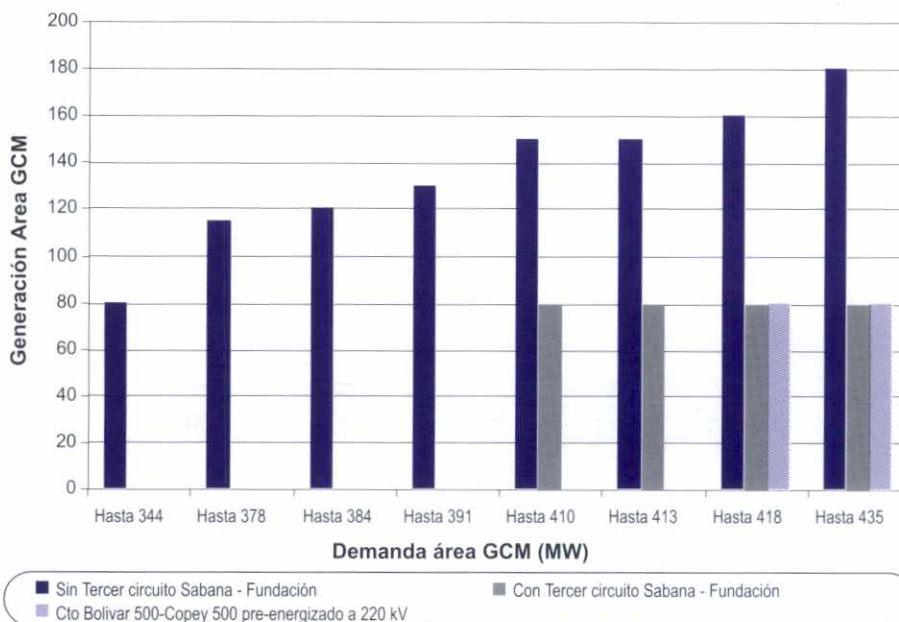
Tabla 12.4 Desagregación de Costos

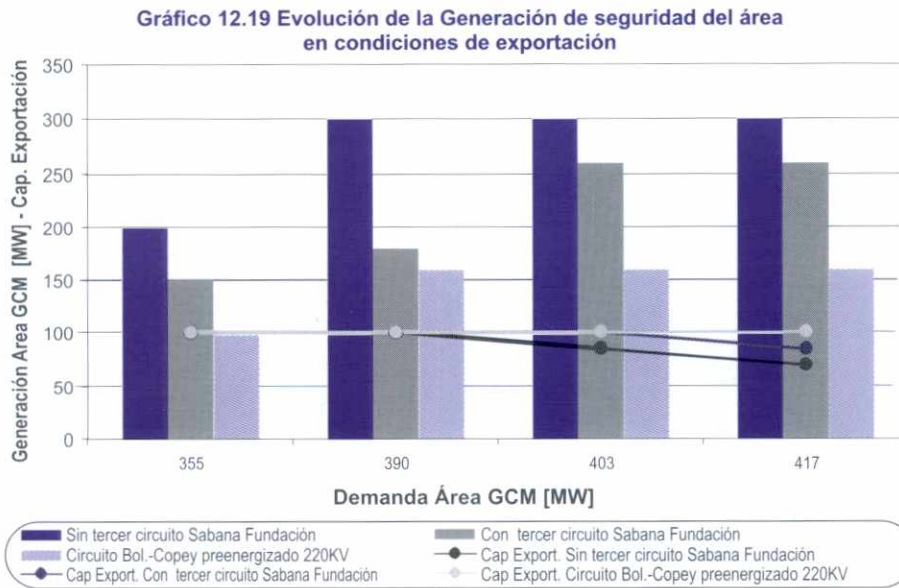
Item	Cantidad	Costo Unitario USD/97	Costo Total USD/97
Línea 500 kV	175	213.639	37'386.825
Línea 220 kV	12	99.240	1'190.880
Módulo de Línea	4	1'053.840	4'215.360
Bahía de Transferencia	1	1'575.178	1'575.178

El costo de esta alternativa que está representado en el adelanto de la inversión de estos activos más los costos de AOM es de USD 7,7 millones.

Los gráficos 12.18 y 12.19 comparan los resultados de la alternativa propuesta por el CND frente a la preenergización a 220 kV del tramo Bolívar - Copey 500 kV, para diferentes niveles de demanda del área e incluyendo exportaciones hacia Venezuela.

Gráfico 12.18 Evolución de la Generación de seguridad del área

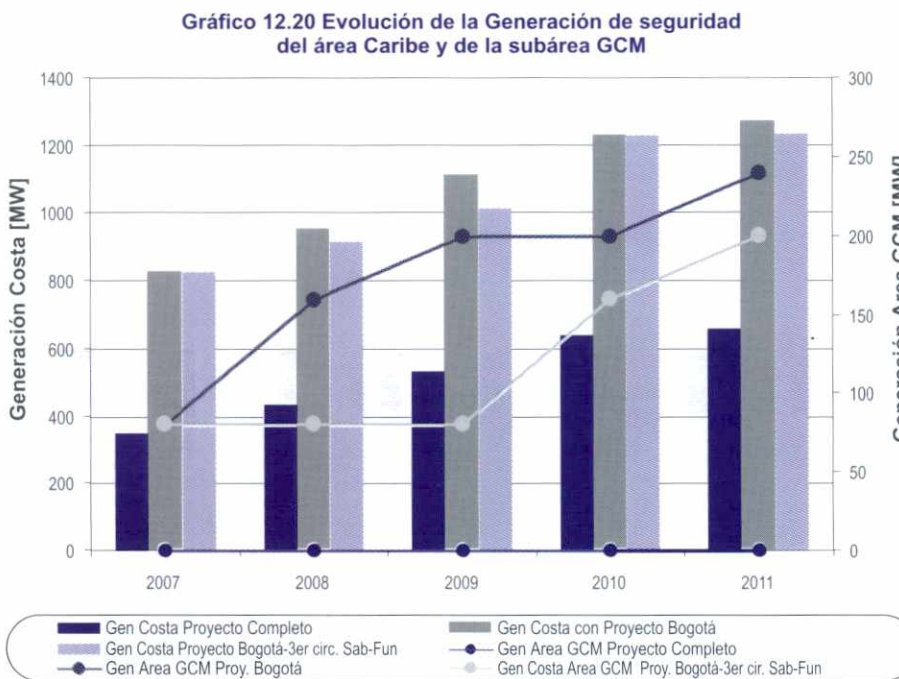


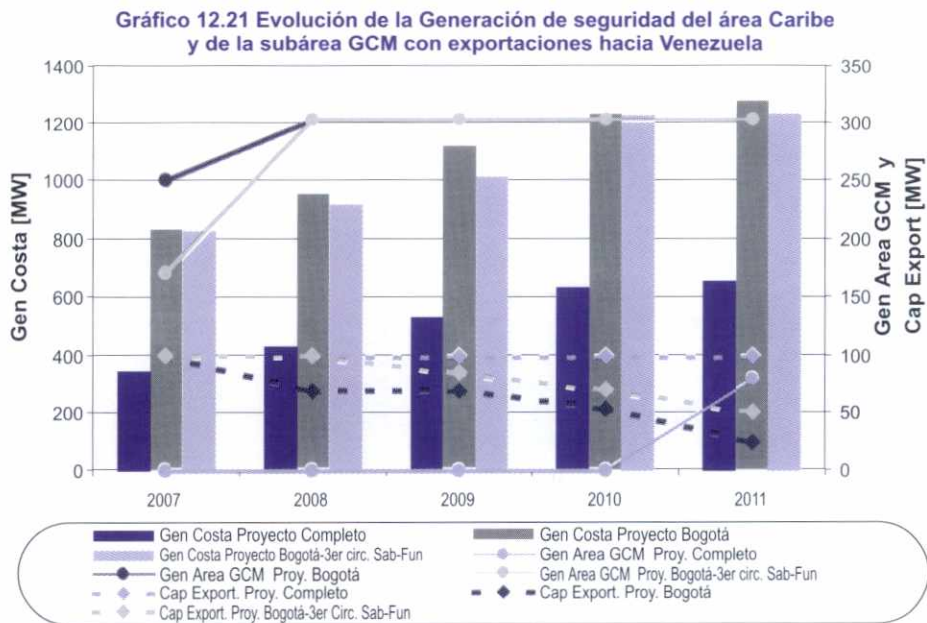


Una vez realizados los análisis, se estableció que con esta alternativa se disminuye la generación de seguridad del área de Guajira, Cesar y Magdalena (GCM), en el periodo que va desde el segundo semestre de 2005 hasta finales del 2006.

Los resultados de la evaluación económica permiten establecer una relación beneficio - costo de 2,61 para esta alternativa.

El gráfico 12.20 resume el comportamiento de la generación de seguridad del área Caribe y de la subárea GCM, para las situaciones en las cuales se considere la entrada o no del proyecto Costa 500 kV y la entrada o no del tercer circuito Sabana - Fundación 220 kV. Adicionalmente, el gráfico 12.21 muestra estos resultados incorporando exportaciones hacia Venezuela.





Con base en los resultados anteriores, la Unidad recomienda el adelanto del tramo Bolívar - Copey pre-energizado a 220 kV para entrar en operación en el 2005 y reitera la recomendación de realizar el proyecto Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá 500 kV para entrar en operación a finales de 2006.

12.3 SEÑALES DE EXPANSIÓN PARA EL SISTEMA

12.3.1 Información Básica

La información básica para estos análisis, es la concerniente a 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, la cual se ha descrito en los capítulos anteriores.

El modelamiento de la red considera todo el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional a nivel IV, las unidades de generación en el nivel de tensión al cual operan incluyendo sus respectivos sistemas de control. La información de la topología y los parámetros eléctricos del sistema fue suministrada por los diferentes agentes y complementada con la disponible en el CND.

Con respecto a las obras de expansión del STN, definidas en los planes anteriores, se asumen las siguientes fechas de entrada en operación:

- ▶ Compensación Capacitiva 75 Mvar en La Mesa, inicio de 2004.
- ▶ Compensación Capacitiva 60 Mvar en Nordeste, inicio de 2004.
- ▶ Pre-energización a 220 kV del tramo Bolívar - Copey 500 kV, para mediados de 2005.
- ▶ Proyecto Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatá a 500 kV, finales de 2006.

Los proyectos de expansión contemplados en los planes de los sistemas de distribución, Anexo F, tienen un alto impacto en el comportamiento de los Sistemas de Transmisión Regional y en algunos casos en el Sistema de Transmisión Nacional, por lo cual se desarrollaron una serie de reuniones con las empresas, buscando la coordinación entre los estudios realizados por la UPME y la ejecución de los planes locales.

Es importante mencionar que la responsabilidad sobre el planeamiento de los STR's corresponde a los operadores de red. En la realización del ejercicio de planeamiento de los STR's, los OR deben incluir aquellas señales económicas que intervienen en la toma de decisiones relacionadas con la realización de inversiones (disminución de costos operativos, compensaciones por incumplimiento de los límites de calidad, disminución en la remuneración, aumento de ingresos por nuevas inversiones etc.). Previamente a la Resolución CREG 063 de 2000, la asignación de los sobrecostos por generaciones fuera de mérito para cubrir restricciones regionales establecía una señal clara para la realización de inversiones. Sin embargo, esta señal se modificó como consecuencia de dicha Resolución y en la actualidad dichos sobrecostos pueden estar siendo asumidos igualmente por todos los usuarios del SIN. En consecuencia, corresponde a la CREG orientar estas señales, de tal forma que sean incorporadas en el proceso de planeamiento realizado por los operadores de red.

La información de indisponibilidades empleada, corresponde al registro de los eventos de los subsistemas eléctricos que administra el CND en cumplimiento de la Resolución CREG 062 de 2000. En el Anexo A se presenta la descripción de los eventos de indisponibilidad de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN, transformadores de uso y de conexión, para el periodo diciembre del 2000 a diciembre de 2001.

12.3.2 Análisis de Corto y Mediano Plazo

Los estudios eléctricos realizados en el horizonte 2002 a 2011 incluyen análisis de estado estable, flujo de carga, cortocircuito, confiabilidad y estabilidad de voltaje, análisis dinámico, estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal.

12.3.2.1 Despachos de Generación

Las estrategias de generación empleadas para los análisis en el corto y en el largo plazo corresponden a los casos base descritos en el capítulo 11.

De los despachos de generación obtenidos a partir de simulaciones energéticas, se seleccionaron los casos extremos por área (despachos mínimos y máximos), a fin de simular intercambios críticos entre las diferentes áreas.

12.3.2.2 Estudios Eléctricos. Desempeño del Sistema en el Horizonte 2002 a 2011

En esta revisión del Plan se encontró que se mantienen los resultados obtenidos en los Planes de Expansión 2000 y 2001, en los cuales se recomendó la ejecución del proyecto de 500 kV y de las compensaciones en las áreas de Nordeste y Bogotá.

Con el objeto de definir los requerimientos detallados de la compensación asociada a las líneas de 500 kV, se encontró necesario efectuar una serie de análisis con diferentes configuraciones para estas líneas. Se estudiaron condiciones de operación normal, apertura y sincronización de tramos en los extremos, así como desconexión y sincronización de los transformadores 500/230 kV en las subestaciones relacionadas con el proyecto.

Considerando en la subestación Primavera compensación de 84 MVAR para el tramo Primavera - Cerromatoso, se determinaron las necesidades de compensación para mantener los voltajes de los barrajes dentro de los rangos establecidos en el Código de Redes y no exceder a lo largo de las líneas un voltaje de 1.1 p.u. Como criterios de sincronización, se consideraron los valores normalmente usados por el CND¹².

De los anteriores análisis se concluyó que la forma conveniente para establecer los requerimientos de compensación, es limitando la magnitud de los reactivos netos que cada tramo de línea compensada puede entregar al sistema en condiciones sin carga. Esto independiza los efectos sobre el sistema, de las eventuales variaciones en longitudes y de la elección de la configuración de la línea que sea diseñada por el Transportador que se encargue del Proyecto. En la Tabla 12.5, se presenta el rango definido como aceptable para tales requerimientos.

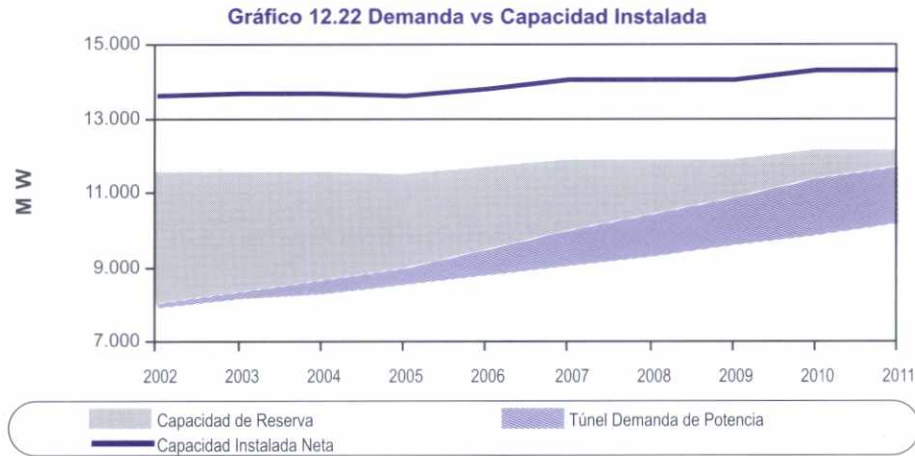
¹² Análisis para la operación del SIN para el año 2001. Documento ISA-UENCND 00-240 diciembre 5 de 2000.

Tabla 12.5 Límites para los reactivos introducidos al Sistema por la Línea

Tramo	Reactivos Admisibles para el Sistema (MVar)
Bolívar-Copey	76 a 85
Copey-Ocaña	53 a 66
Ocaña-Primavera	52 a 65
Primavera-Bacatá	46 a 58

Igualmente, de los análisis se determinó que las dos compensaciones del tramo Copey - Ocaña y los dos lados de Primavera - Bacatá deben ser maniobrables. Adicionalmente, se estableció que el 25% de la compensación correspondiente a cada uno de los tramos Copey - Ocaña y Ocaña - Primavera, en el extremo de Ocaña, se puede instalar en el terciario de dicho transformador y que la compensación correspondiente al tramo Primavera - Bacatá se puede instalar en su totalidad, por partes iguales, en el terciario del transformador de cada extremo.

Finalmente, en general el comportamiento del Sistema de Transmisión es satisfactorio, cumpliendo con los criterios de planeamiento establecidos en el Anexo G. Sin embargo, es importante mencionar que a medida que la demanda crece en el tiempo, se va agotando la reserva disponible con la capacidad instalada de generación actual, disminuyendo del 32% en el año 2002 al 11% en el 2011 con respecto al escenario medio de demanda, como se muestra en el gráfico 12.22. Lo anterior, puede encubrir posibles problemas a nivel del STN ya que se pierde flexibilidad en el despacho.



En lo que se refiere a estabilidad transitoria se encontró que el Sistema es estable y presenta respuestas transitorias con características amortiguadas, para todos los eventos considerados en el sistema de 500 kV y 220 kV, para los cuales se analizaron fallas trifásicas y salida de operación de generadores.

Entre las fallas más representativas se encuentran las cercanas a la planta Betania, en especial sobre la línea Betania - Mirolindo, ya que ocasiona la mayor variación del voltaje en esta subestación alcanzando variaciones hasta del 9%, sin embargo este valor es transitorio y se amortigua alrededor de los 3,5 segundos una vez despejada la falla.

En cuanto a la estabilidad de voltaje se encuentra que todos los valores propios son positivos y mayores a cero, lo que significa que el sistema está operando en una condición estable.

El valor propio más crítico para todos los casos se encuentra asociado a las subestaciones del área Sur, Tumaco 115 kV, Junín 115 kV, Mocoa 115 kV e Ipiales 34,5 kV, el cual es independiente de las condiciones de despacho. En el gráfico 12.23 se muestran los cinco primeros valores propios ordenados desde el más crítico y en el gráfico 12.24 los factores de participación de los nodos en el primer valor propio.

Gráfico 12.23 Valores propios

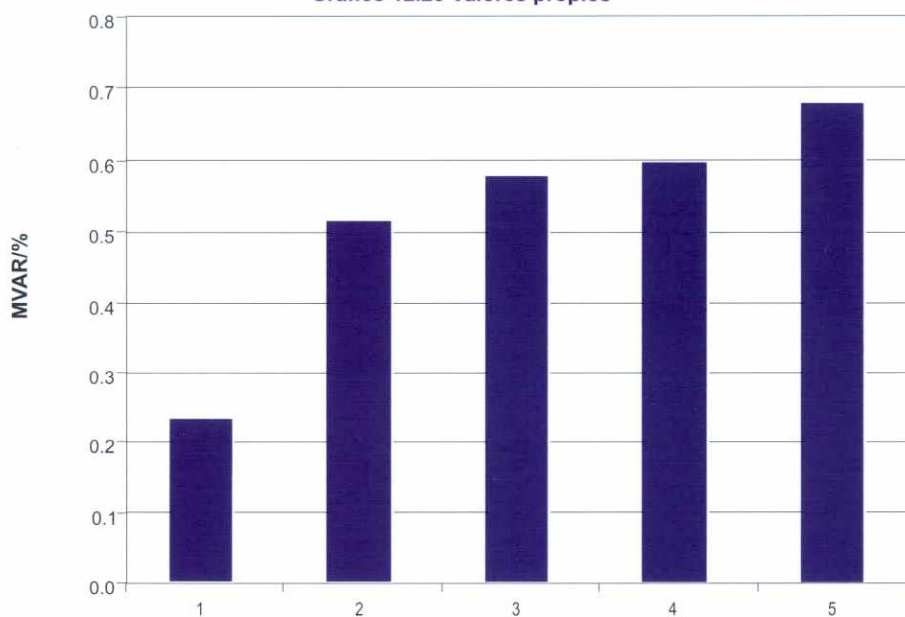
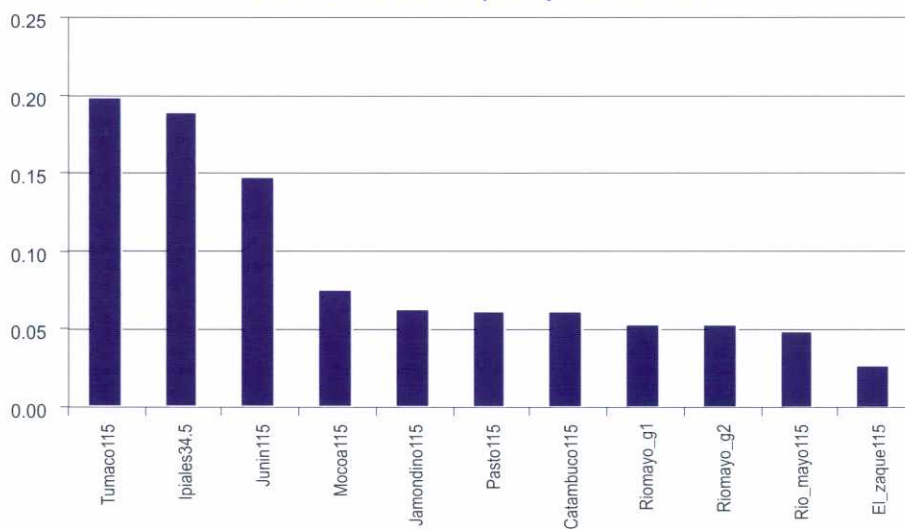


Gráfico 12.24 Factores de participación de nodo

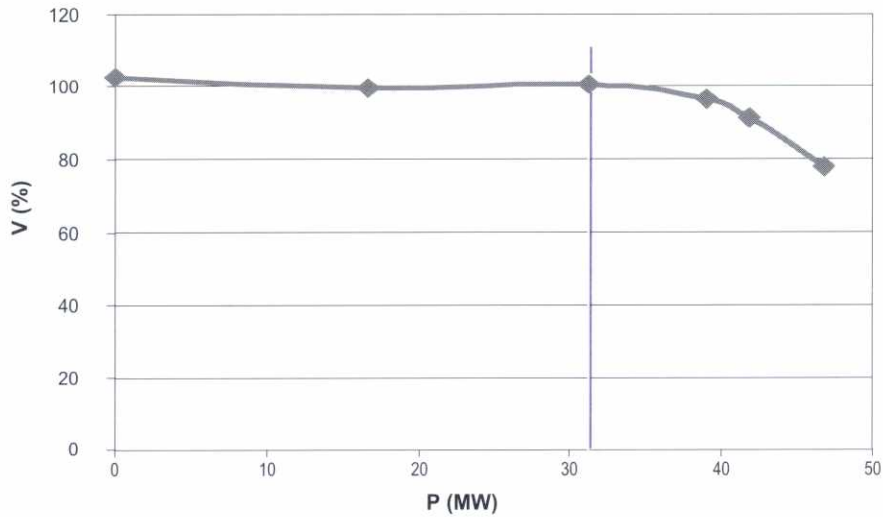


Valor propio1 (0.23)

Para los nodos (subestaciones) más críticos en estabilidad de voltaje, se determinó mediante la gráfica PV su cercanía a la condición de inestabilidad. Los resultados muestran que para el nodo de Ipiales 34,5 kV, que tiene una alta participación en el primer valor propio, existe un margen de potencia activa del 33%, como se muestra en el gráfico 12.25. Este valor resulta adecuado considerando que la literatura al respecto recomienda como mínimo para condiciones normales un valor entre el 5% y 10%.



Gráfico 12.25 Curva PV en Ipiales 34,5 kV

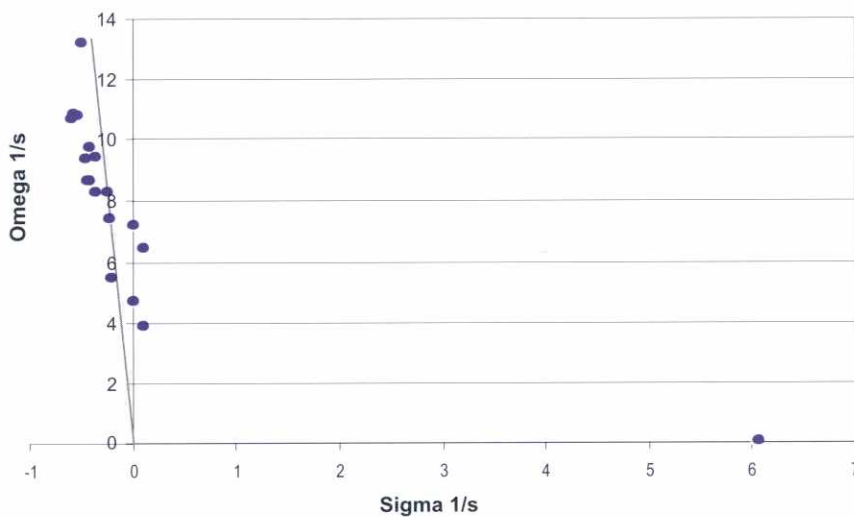


Adicionalmente, se encuentra que existen otras áreas que bajo ciertas condiciones de operación, baja generación, pueden ser débiles en estabilidad de voltaje como es el caso de las áreas asociadas con los siguientes nodos:

- ▶ Flandes, Lancero y Prado.
- ▶ Mompox y Magangue.
- ▶ Gambote, Bayunca y El Carmen.
- ▶ Ballenas, Riohacha y Maicao.
- ▶ Codazzi, Guatapú y Salguero.

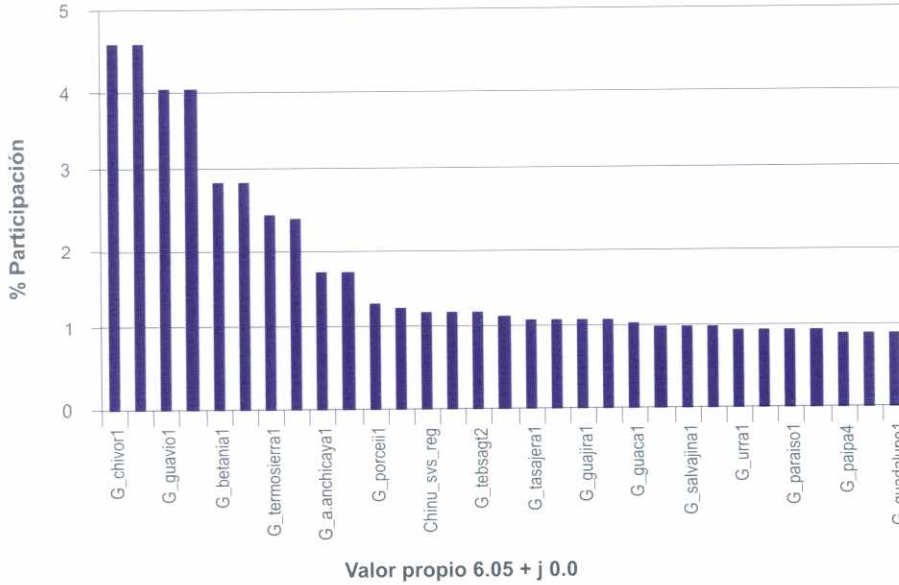
Por otro lado, los análisis de pequeña señal muestran algunos modos inestables en la respuesta del sistema, con y sin el efecto de los controles de los generadores. En el gráfico 12.26 se muestra la respuesta del sistema con dichos controles.

Gráfico 12.26 Valores Propios



Los modos críticos corresponden a los de Sigma positiva, de los cuales se describen los dos de mayor valor de Sigma. Uno de estos modos inestables no es oscilatorio y se encuentra asociado principalmente a las plantas de generación de Guavio, Chivor, Betania, Termosierra y Alto Anchicayá, como se muestra en el Gráfico 12.27.

Gráfico 12.27 Factores de Participación



El otro modo considerado presenta una oscilación de 1,0 Hz y se encuentra asociado fundamentalmente con las plantas de Termosierra, Guavio, Chivor, Tasajera y Porce, como se muestra en el gráfico 12.28. Adicionalmente, en el Gráfico 12.29 se ilustra como ésta oscilación se presenta entre las plantas de generación de Guavio y Chivor contra Porce y Tasajera.

Gráfico 12.28 Factores de Participación

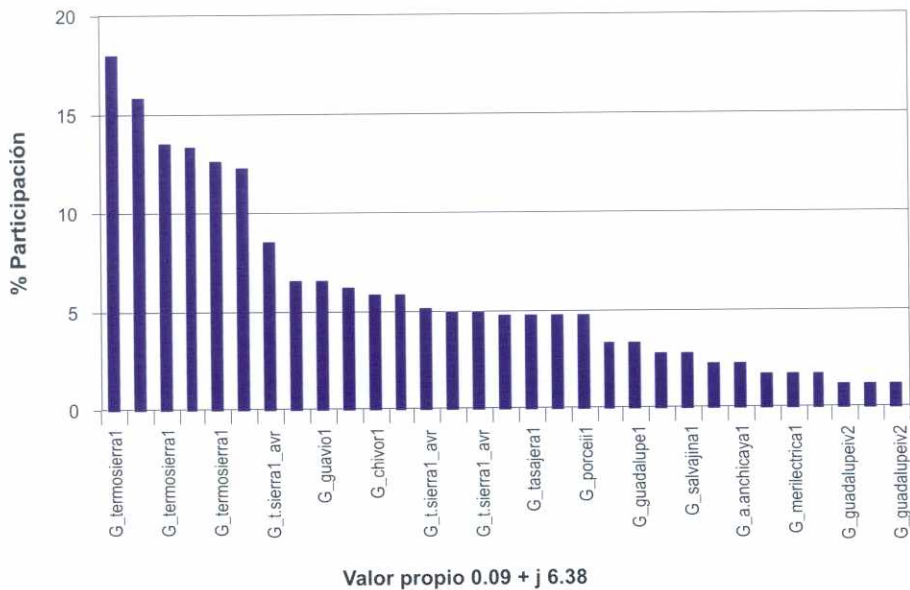
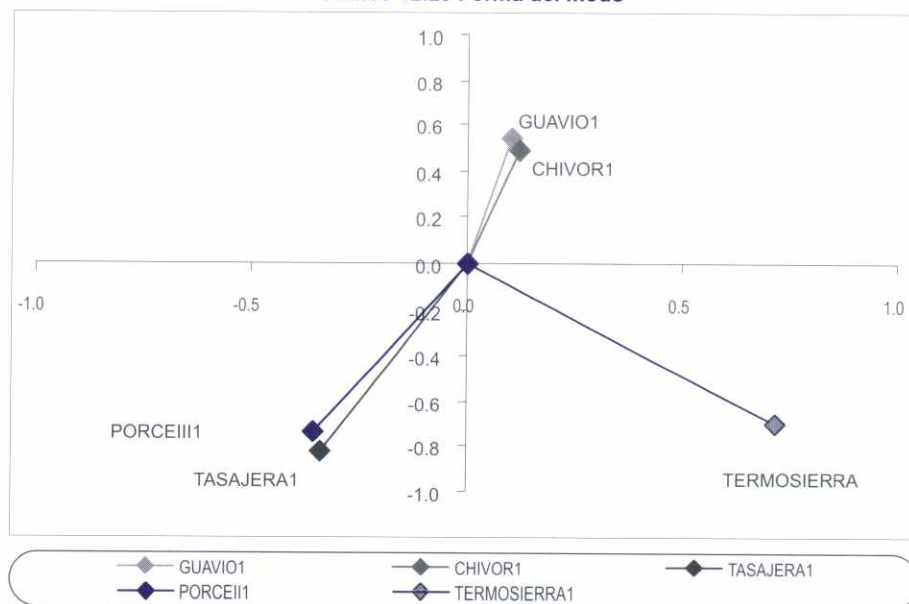


Gráfico 12.29 Forma del modo



Los resultados anteriores indican la conveniencia de que el CND realice un análisis más detallado, a fin de definir los ajustes necesarios para los sistemas de control de generadores, reguladores de tensión y PSS's, para mejorar las condiciones de amortiguamiento del sistema.

Los análisis de confiabilidad muestran que ninguna de las barras del STN incumple el criterio probabilístico de confiabilidad, es decir, no hay racionamientos de potencia que superen el 1% de la demanda reflejada al nivel de 220 kV.

12.3.2.3 Descripción de problemas encontrados

Como se mencionó anteriormente, el comportamiento del STN es adecuado y cumple con los criterios establecidos en el horizonte de planeamiento definido. Sin embargo, como se indicó en la revisión del año 2001, con la entrada en operación del proyecto Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera - Bacatà 500 kV el nivel de corto en San Carlos supera el límite de su capacidad. Esta situación está siendo estudiada por ISA, propietario de la subestación, en aras de identificar alternativas y plantear una solución al problema. En el Anexo H se presenta el nivel de corto para las subestaciones del STN.

Teniendo en cuenta que algunas soluciones en los sistemas regionales permiten eliminar o reducir restricciones o evitar posibles racionamientos, a continuación se describen los problemas identificados a nivel de los STR con sus posibles alternativas de expansión.

12.3.2.3.1 Chinú

Para el año 2005 se observa que los transformadores 500/110 kV de 150 MVA en esta subestación, están cerca al 100% de su capacidad.

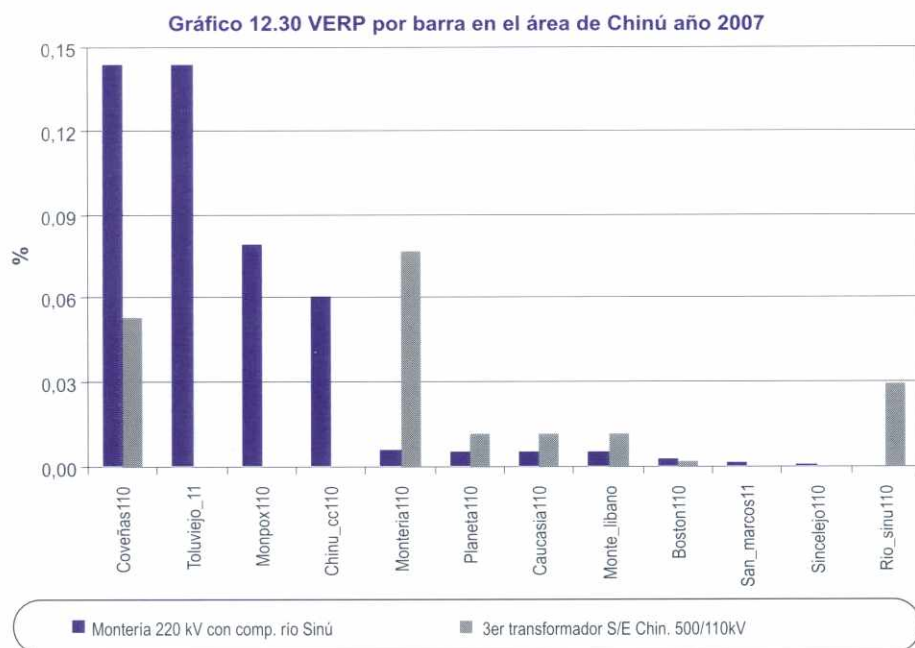
Para el año 2007 se observan sobrecargas en estos transformadores. Adicionalmente, se presentan tensiones inferiores a 0.9 p.u en los nodos de Magangué y Mompo. Estos problemas se evidencian en forma crítica en el año 2011.

Se estudiaron dos alternativas de solución a estos problemas:

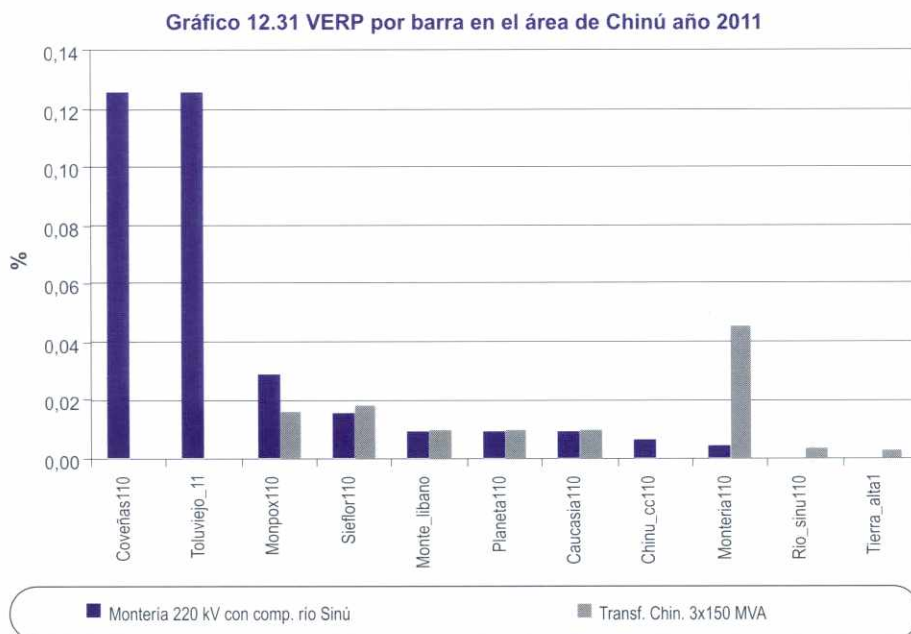
1. Instalación de un tercer transformador 500/110 kV en Chinú y compensación capacitiva de 10 MVar en la subestación Río Sinú 110 kV.
2. Construcción de una subestación a 220 kV en Montería con 150 MVA de transformación 220/115 kV y la línea Montería - Urrá 220 kV de longitud aproximada 99 km.

Adicional a cualquiera de estas soluciones se hace necesario instalar compensación capacitiva de 5 Mvar en cada una de la subestaciones Magangué y Mompox y repotenciar las líneas Chinú - Sincelejo - Magangué 110 kV, que por sus características actuales ocasionan una alta caída de tensión en los nodos receptores.

En cuanto a confiabilidad, si no se cuenta con expansión en el área se pueden presentar racionamientos de potencia del orden del 35% en Mompox y del 7% en el resto de las barras del área, situación que se agrava al considerar que no se está simulando la indisponibilidad de los activos de los STR, excepto las conexiones al STN. En el gráfico 12.30 se muestra el impacto que tiene en la confiabilidad cada una de las soluciones propuestas para el año 2007.



Para el año 2011 si no se cuenta con expansión en esta área, los racionamientos de potencia llegan a niveles críticos del 33% en Mompox y del 21% en el resto de las barras del área. En el gráfico 12.31 se observa el desempeño de las alternativas mencionadas en la confiabilidad del área en ese año.



12.3.2.3.2 Bolívar

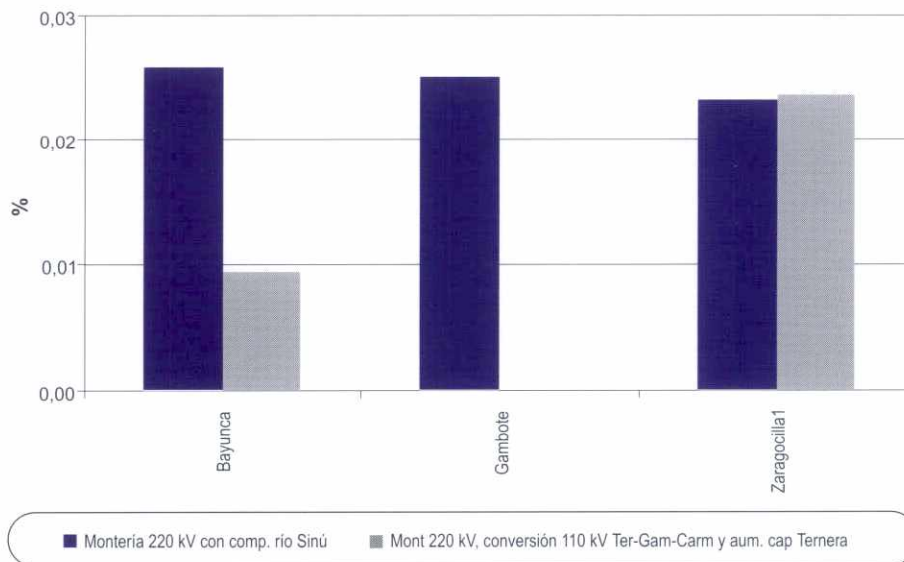
Se observan problemas de bajas tensiones en los nodos de El Carmen 110 kV, Sierra Flor 110 kV y Bayunca 66 kV. Las soluciones analizadas para el año 2005 son:

1. Operar normalmente cerrado el enlace a 110 kV de Boston - Sierra Flor.
2. Energizar la red de Ternera - Gambote - El Carmen a 110 kV y ampliar la capacidad del transformador de Ternera 220/110. Adicionalmente, instalar 20 Mvar de compensación en El Carmen 110 kV.

La alternativa 1 representa una solución a corto plazo, ya que para el año 2011 dicho enlace no es suficiente para eliminar los problemas de la zona.

En el gráfico 12.32 se muestra el impacto que tiene en la confiabilidad cada una de las soluciones propuestas para el año 2007.

Gráfico 12.32 VERP por barra en el área Bolívar año 2007



12.3.2.3.3 Atlántico

En esta zona se observa sobrecarga en la línea Oasis - Silencio 110 kV en operación normal. Si bien pueden considerarse varias alternativas, la más obvia sería un segundo circuito Oasis - Silencio 110 kV.

12.3.2.3.4 Guajira - César - Magdalena

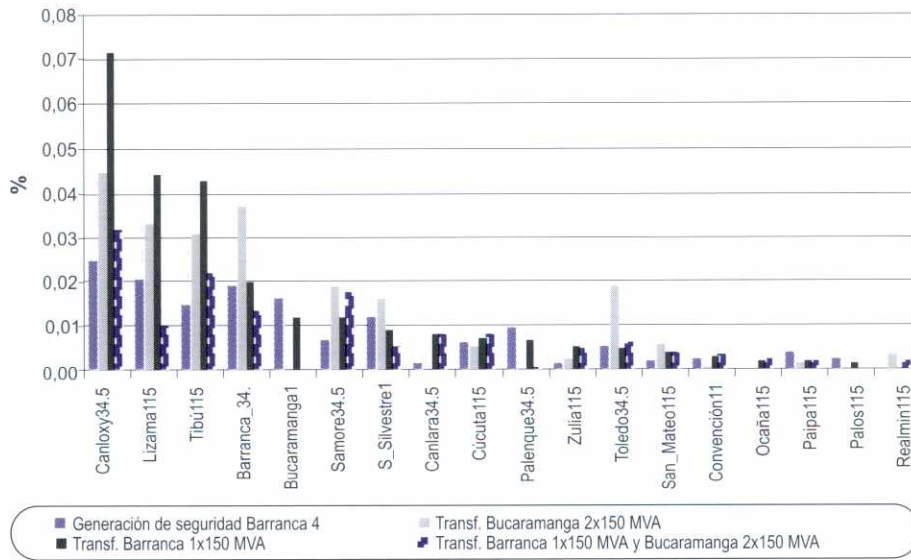
En Guajira - Cesar - Magdalena, se observa sobrecarga en el transformador 220/110 kV de Copey a partir del año 2007, lo que ocasionaría un racionamiento del 4% de la demanda. Por lo tanto, se sugiere ampliar la capacidad de transformación. Igualmente, en este año se sobrecarga el transformador 220/110 kV de la subestación Fundación, siendo necesario también ampliar esta capacidad de transformación.

12.3.2.3.5 Nordeste

En el año 2007 se observan tensiones en el área por debajo de 0,9 p.u y sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Barranca y Bucaramanga. En el año 2011 se agravan estos problemas, presentándose además sobrecargas en el transformador 115/34.5 kV de Palenque. Con el fin de eliminar estas sobrecargas sin recurrir a generaciones de seguridad, se recomienda ampliar la capacidad de transformación en estas subestaciones.

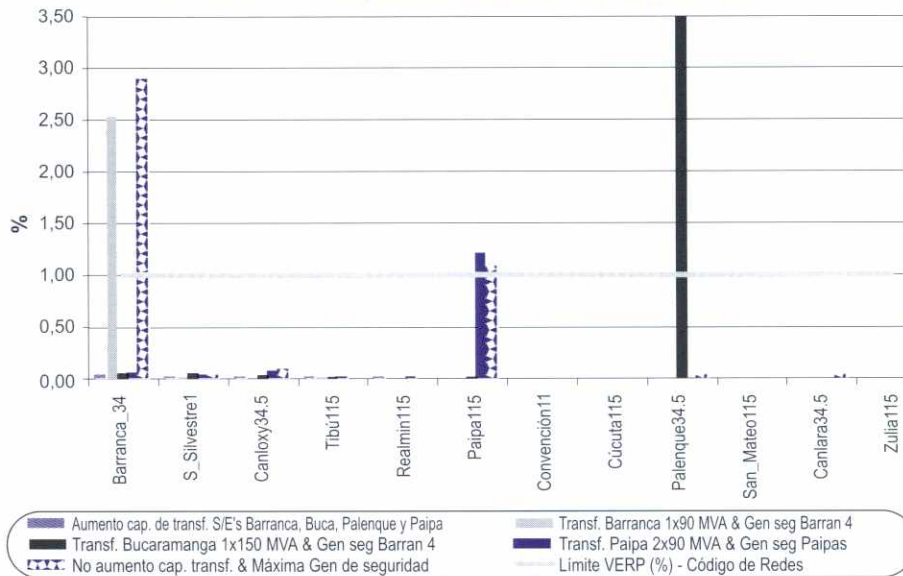
Para el año 2007, si no se cuenta con mayor capacidad de transformación en esta área, se pueden presentar racionamientos del orden del 10% en las barras de esta zona. En el gráfico 12.33 se muestra el impacto en la confiabilidad de cada una de las soluciones propuestas.

Gráfico 12.33 VERP por barra en el área Nordeste año 2007



En el año 2011 de no contar con mayor capacidad de transformación, los problemas de confiabilidad podrían desencadenar racionamientos del orden del 28% en las principales barras. Del gráfico siguiente, que muestra los resultados de la evaluación del impacto en la confiabilidad del área con las alternativas propuestas y las generaciones de seguridad posibles, se concluye que para ese año la capacidad de generación disponible en el área no es suficiente para garantizar la confiabilidad, por tanto, es imperiosa la necesidad de realizar las expansiones mencionadas.

Gráfico 12.34 VERP por barra en el área Nordeste año 2011



Con respecto a la transformación 230/115 kV en la subestación Paipa, se observa que actualmente se presentan sobrecargas, las cuales se alivian con la generación local. Para eliminar o disminuir esa generación de seguridad se debe ampliar la capacidad de transformación o estudiar conjuntamente con el Operador de Red (OR) si existen alternativas de conexión adicionales con el STN.

12.3.2.3.6 Bogotá

Para el año 2009 se observan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Guaca, Villavicencio y el cuarto transformador de Torca.

Como una de las alternativas estudiadas para solucionar el problema de sobrecargas en Villavicencio, se consideró la operación del enlace Cáqueza - Villavicencio 115 kV normalmente cerrado, lo cual no resuelve el problema. Para aliviar las sobrecargas en Guaca y Villavicencio se recomienda ampliar la capacidad de transformación 230/115 kV en estas subestaciones. Para el caso del cuarto transformador de Torca se deben estudiar conjuntamente con el OR otras alternativas como redistribución de cargas en los transformadores, reconfiguración de circuitos de subtransmisión, entre otras, puesto que en esta subestación no se puede ampliar la capacidad de transformación.

En el gráfico 12.35 se ilustra el impacto que tiene en la confiabilidad el aumento de la capacidad de transformación en Guaca y Reforma desde el año 2007 y el gráfico 12.36 muestra la variación en los índices de confiabilidad por barra, ante diferentes alternativas de aumento de capacidad de transformación en el área y empleo de generaciones de seguridad en el 2011. Al igual que en otras áreas, para este año las generaciones de seguridad no son suficientes para resolver los problemas de confiabilidad previstos.

Gráfico 12.35 VERP por barra en el área de Bogotá año 2007

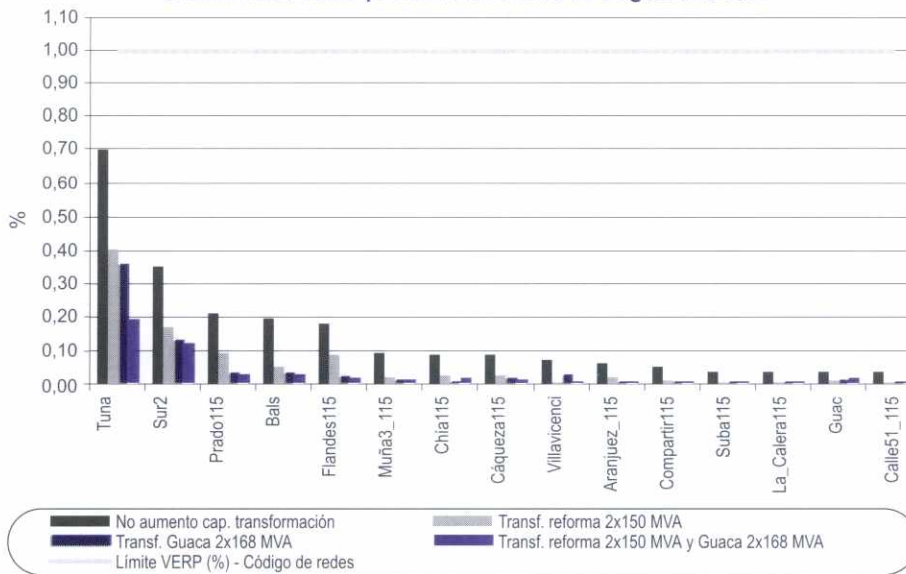
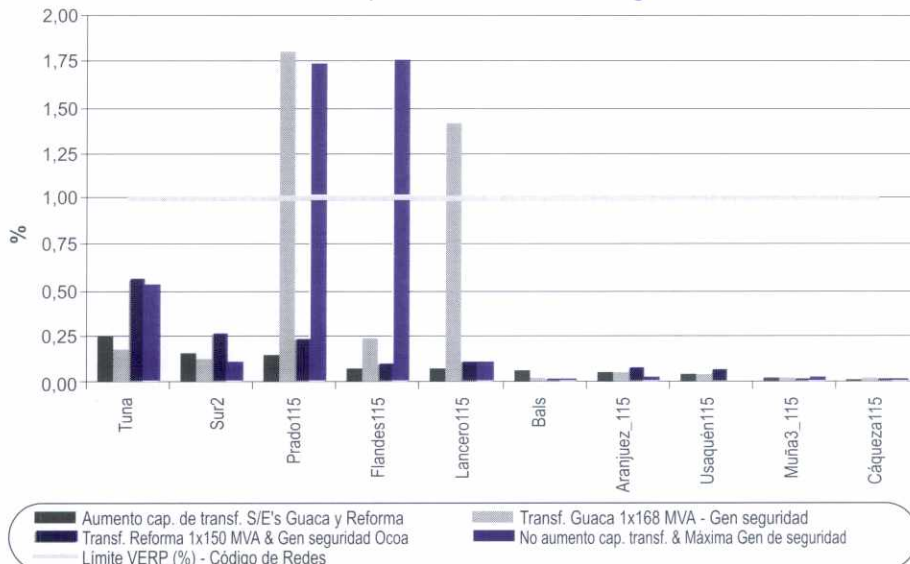


Gráfico 12.36 VERP por barra en el área de Bogotá año 2011

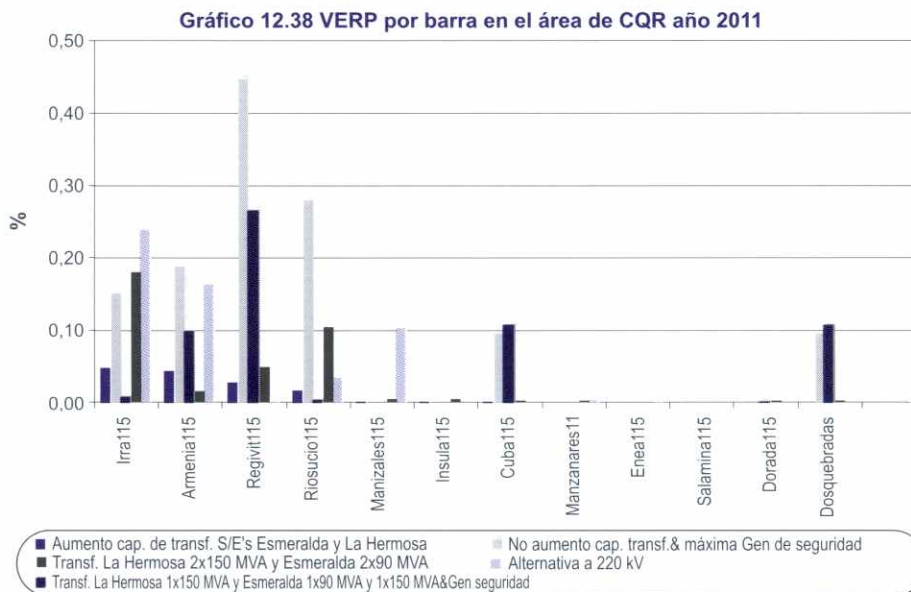
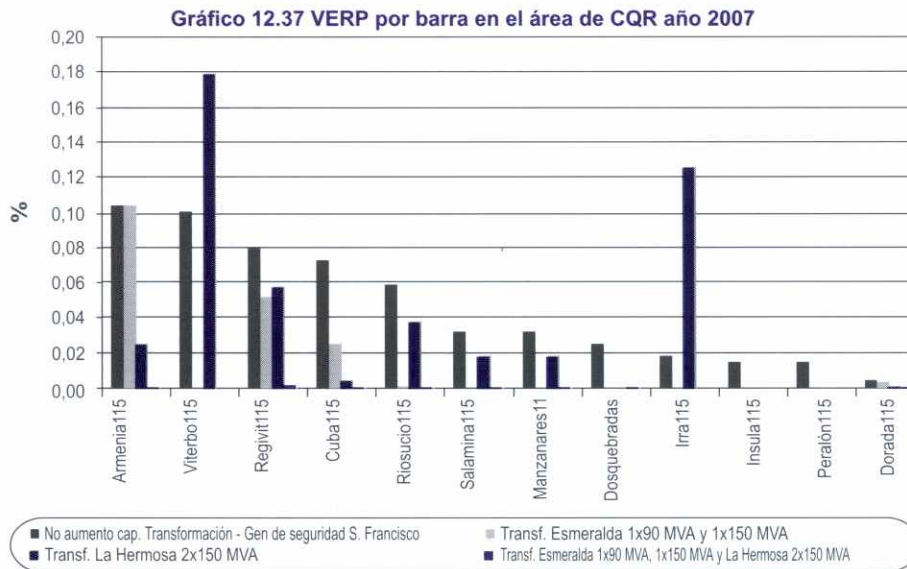


12.3.2.3.7 Caldas - Quindío - Risaralda

Para el año 2007 se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u en esta zona, sobrecargas en la línea La Hermosa - Regivit 115 kV y en el transformador 230/115 kV de Esmeralda. Adicionalmente, para escenarios de baja generación en el suroccidente, se presenta sobrecarga en el transformador de La Hermosa 230/115 kV. Los anteriores problemas se hacen más críticos en el año 2011.

Una posible solución es ampliar la capacidad de transporte de la línea La Hermosa - Regivit y la capacidad de transformación en las subestaciones La Hermosa y Esmeralda. Con miras a determinar otras soluciones, el OR debe establecer si los enlaces existentes, Regivit - Cajamarca 115 kV (Tolima) y Papeles Nacionales - Dosquebradas 115 kV (Cartago), que operan normalmente abiertos, pueden adecuarse para operar normalmente cerrados.

En caso de no llevarse a cabo expansión en el área, se pueden presentar racionamientos del orden del 10% para el año 2007 y del 20% en el 2011. En los siguientes gráficos se muestra el impacto positivo que tiene en la confiabilidad, el aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones Esmeralda y la Hermosa y el aumento en la capacidad de transporte de la línea Regivit - La Hermosa 115 kV a partir del año 2007.



12.3.2.3.8 Tolima - Huila - Caquetá

Para los años 2007 y 2011 no se observan problemas en el área, aún considerando baja generación en Betania. El nodo con voltaje más bajo, pero superior a 0.9 pu, es el de Florencia 115 kV, subestación conectada radialmente. Es importante mencionar que en la realización de estos análisis se incluyeron las obras de expansión reportadas por el OR del área, las cuales se incluyen en el Anexo F.

12.3.2.3.9 Antioquia

Para el horizonte analizado no se observan problemas en la zona.

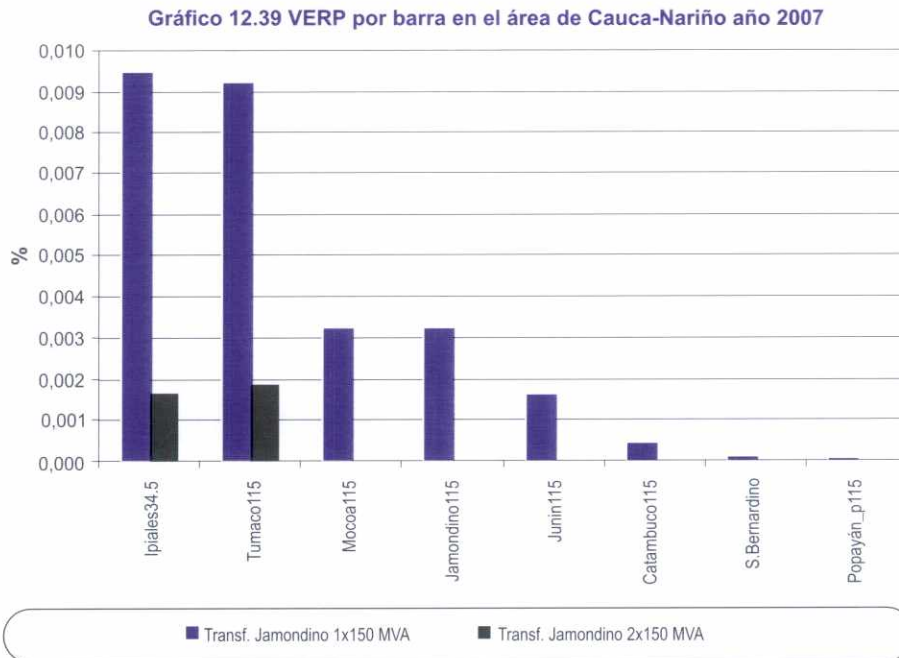
12.3.2.3.10 Epsa

Para el año 2007 y con una baja generación en EPSA a nivel de 115 kV, se observan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Yumbo y Juanchito. Sin embargo, teniendo en cuenta la expansión propuesta por el OR, Anexo F, se logra eliminar estas sobrecargas.

12.3.2.3.11 Cauca - Nariño

Para el año 2007 se presentan sobrecargas en el transformador 230/115 kV de Jamondino, aún estando en operación el enlace Popayán - El Zaque 115 kV. Lo anterior sugiere ampliar la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Jamondino.

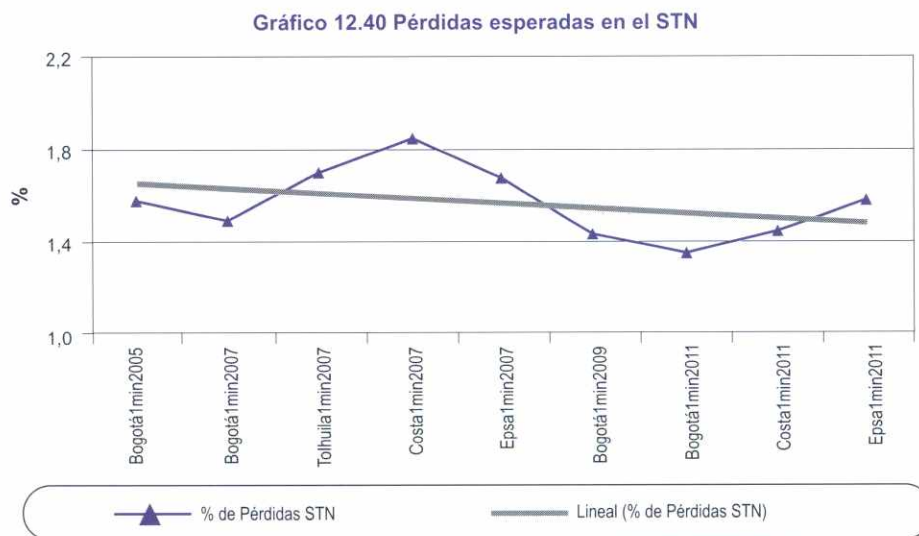
En el gráfico 12.39 se ilustra el impacto que tiene en la confiabilidad del área el aumento de la capacidad de transformación en Jamondino en el año 2007.



12.3.2.4 Pérdidas Esperadas en el STN

A partir de los análisis efectuados en esta revisión del Plan, se determinaron las pérdidas en el STN para los diferentes casos de generación en el horizonte de planeamiento definido.

Las pérdidas de potencia activa del STN, presentan porcentajes similares a los de los años anteriores, permaneciendo por debajo del 2%. El gráfico 12.40 muestra la tendencia del índice de pérdidas determinado en los casos analizados.



12.4 RESULTADOS DEL PLAN 2002

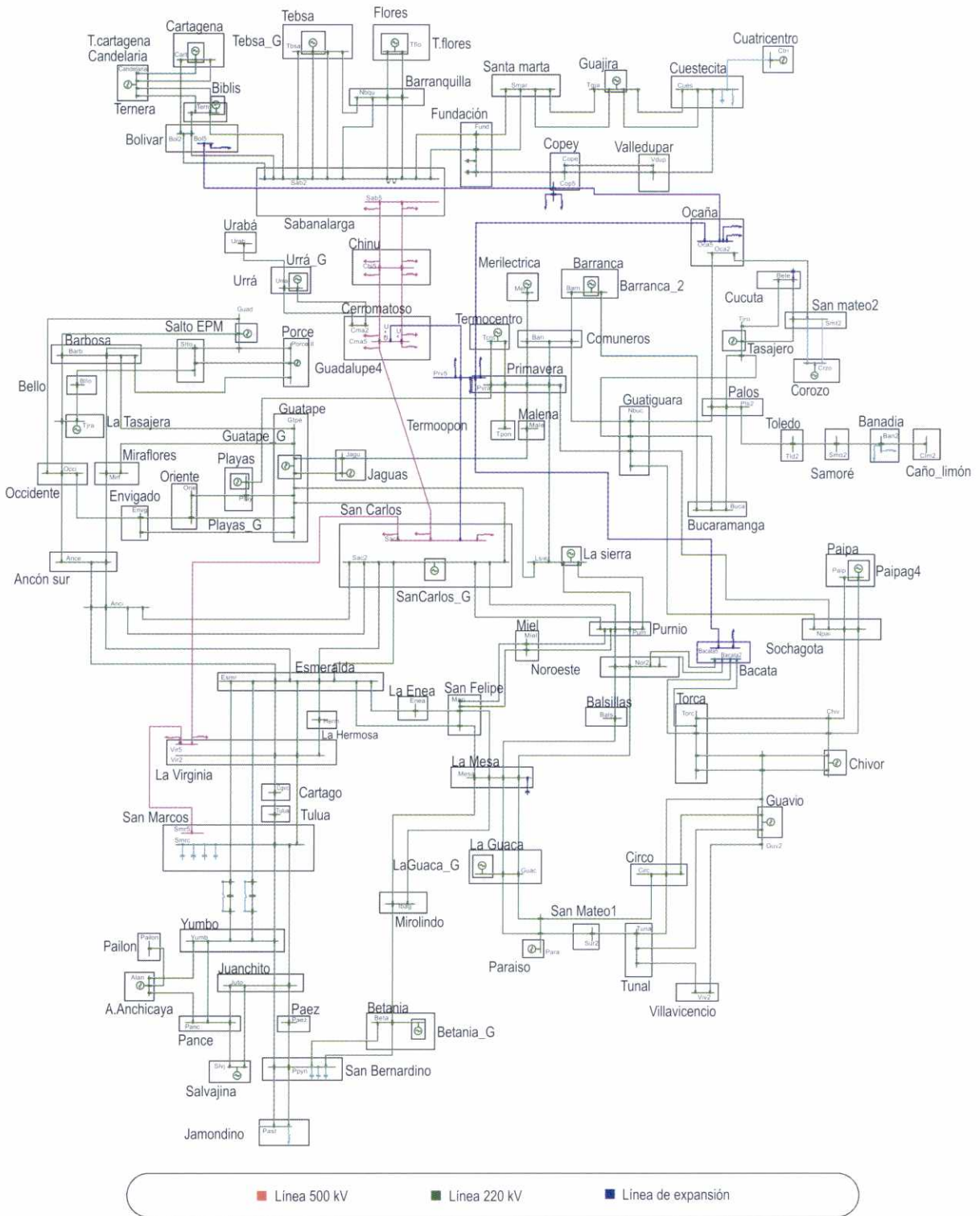
Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan no se encontró necesario ejecutar obras a nivel del STN adicionales a las determinadas en las versiones anteriores. La Tabla 12.6 muestra el listado de proyectos recomendados para ser adelantadas. El gráfico 12.41 presenta el diagrama unifilar del STN).

Tabla 12.6 Proyectos del STN recomendados por la UPME

Proyecto	Fecha Entrada
Compensación Capacitiva 75 Mvar en La Mesa	Dic-03
Compensación Capacitiva 2*30 Mvar en Nordeste	Dic-03
Preenergización a 220 kV del tramo Bolívar-Copey 500 kV	Jun-05
Compensación Capacitiva 30 Mvar en Nordeste	Dic-05
Bolívar-Copey-Ocaña-Primavera-Bacatá a 500 kV	Dic-06

Adicionalmente, la UPME recomienda continuar interactuando con los diferentes operadores de red, a fin de plantear las soluciones óptimas y determinar la fecha de entrada de las soluciones propuestas al nivel de 115 kV.

Gráfico 12.41 Diagrama Unifilar del STN y Proyectos de Expansión



12.5 ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS. INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR

El 26 de marzo de 1982 se suscribió el "Acuerdo Complementario del Convenio de Cooperación Técnica y Científica" entre los Gobiernos de las Repúblicas de Colombia y de Ecuador, en el cual se encargó a INECEL e ICEL - ISA la realización de los estudios técnico - económicos y financieros para la ejecución de la Interconexión eléctrica entre los dos países.

Con base en las disposiciones del Código de Redes, establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su resolución 025 de 1995, la UPME debe realizar el análisis de las solicitudes de conexión al STN y emitir su concepto.

De acuerdo con la Resolución 057 de 1998 las interconexiones internacionales se consideran como conexiones, por lo tanto una vez recibida la solicitud por parte de ISA del estudio de conexión del Sistema Colombiano y Ecuatoriano, la UPME realizó los análisis técnicos necesarios para emitir su concepto.

La interconexión se realizará a través de un doble circuito 230 kV desde la subestación Jamondino (Colombia) hasta la subestación Pomasqui (Ecuador), con una longitud aproximada de 213 km. Adicionalmente, se consideró la instalación de compensación capacitiva de 72 MVAR y reactiva de 25 MVAR en la subestación Jamondino, por parte del propietario de la conexión.

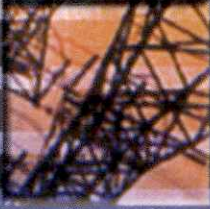
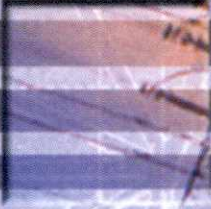
Con la información del Sistema Ecuatoriano suministrada por ISA, la UPME adelantó el modelamiento detallado de los dos sistemas a fin de hacer la evaluación técnica de la interconexión. Con base en los análisis se establecieron las siguientes recomendaciones:

- ▶ Los resultados muestran que dependiendo de las transferencias por la interconexión, se incrementa el nivel de generación de seguridad del área. Por lo tanto el CND deberá evaluar y asignar dichas restricciones de acuerdo con la regulación vigente.
- ▶ A fin de evitar problemas que conlleven a la pérdida de estabilidad de uno u otro sistema (ecuatoriano o colombiano), se requiere implementar un esquema de desconexión de los mismos ante eventos en la interconexión y en algunos elementos del sistema ecuatoriano.
- ▶ En cuanto a estabilidad de pequeña señal se encuentra que todos los modos de la respuesta natural de los sistemas interconectados presentan características amortiguadas.
- ▶ En ninguno de los dos sistemas se presentan zonas con inestabilidad de voltaje.
- ▶ Ante fallas en el sistema colombiano, el sistema ecuatoriano presenta una respuesta adecuada, pero cuando los disturbios ocurren en el sistema ecuatoriano, éste en la mayoría de los casos presenta oscilaciones de lento amortiguamiento.

En la tabla 12.7 se presenta el resumen de los límites de transferencia de la interconexión. Estas transferencias requieren la instalación de la compensación capacitiva de 72 MVAR y reactiva de 25 MVAR en Jamondino, como parte de la interconexión y adicionalmente la generación de 9 unidades en el área suroccidental (Betania, Salvajina y Alto Anchicayá).

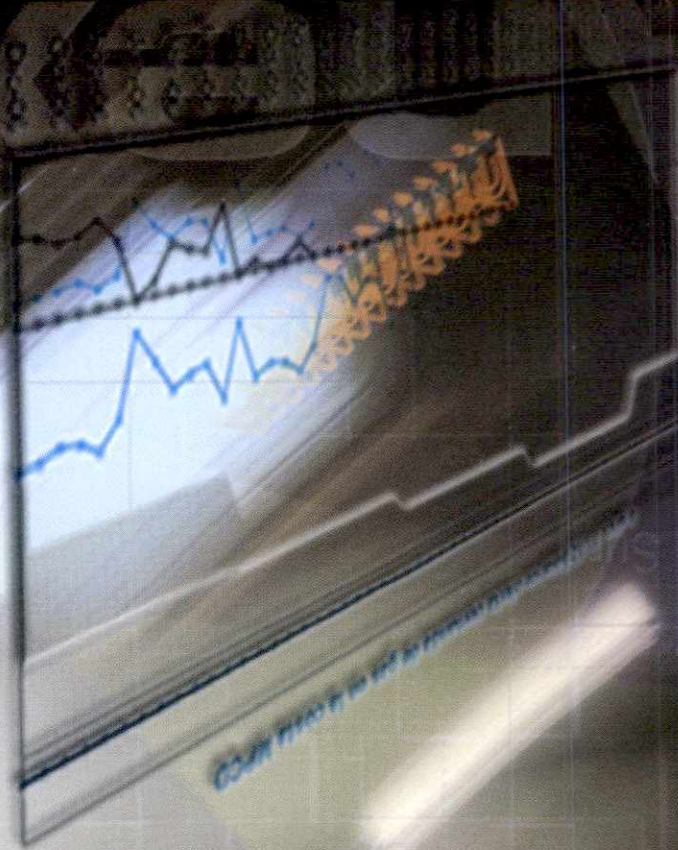
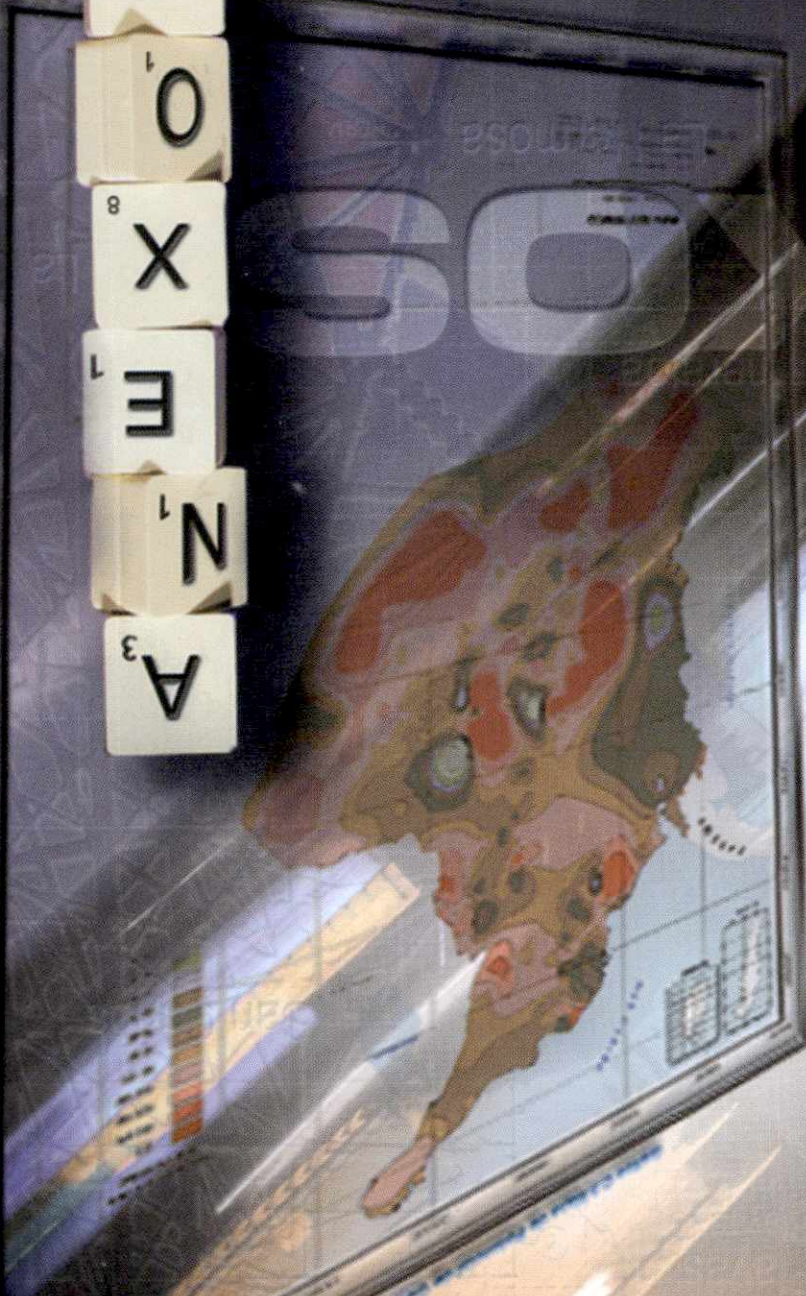
Tabla 12.7 Límites de transferencia de la interconexión

Condición	Demanda	Transferencia (MW)	Operación
Colombia Exportando	Máxima 2003	225	Normal
	Máxima 2006	250	Normal
	Máxima 2010	55	Normal
Colombia Importando	Máxima 2003	130	Normal
	Máxima 2006	155	Normal
	Máxima 2003	70	Contingencia
	Máxima 2010	120	Contingencia

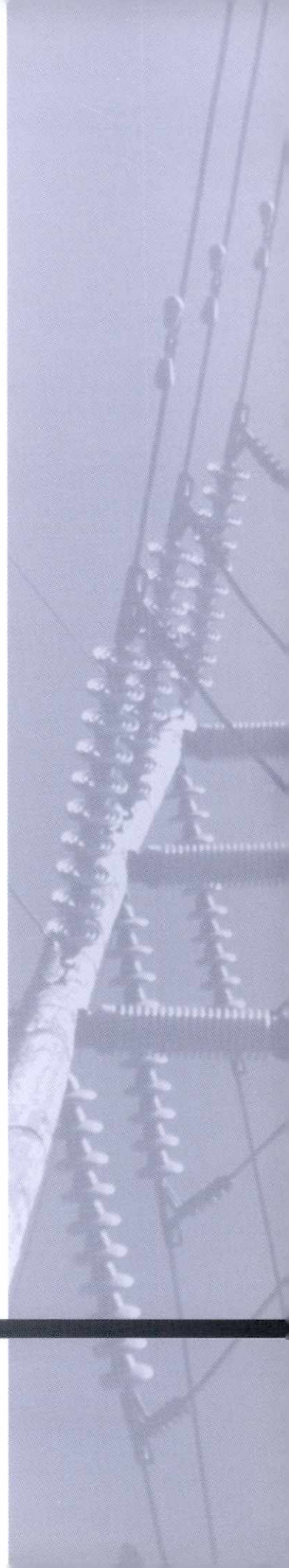
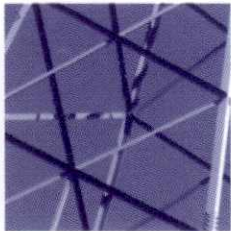
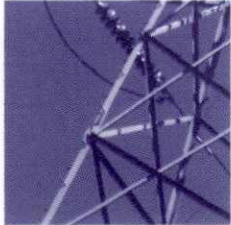
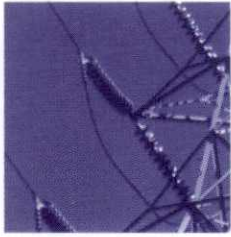


Anexos

¹S
¹O
⁸X
¹E
¹N
³A



COMPTON



Anexo A

Descripción de Eventos y Disponibilidad de Subsistemas Eléctricos del Sistema de Transmisión Nacional Período Diciembre 2000-Diciembre 2001



Tabla A.1 Descripción de eventos de los subsistemas eléctricos definidos a partir de las líneas del STN

Línea asociada al subsistema	Long [km]	Descripción de Eventos						Índices Promedio			Propiedad Mayoritaria				
		Num. Total	Descon. Forzada	Consig. Emerg.	Ter. Cerros Operat.	Cond. Operat.	Forzado Externo	Otra	Even. Num. Dur. [h]	Even. > 10 min Num. Dur. [h]					
Líneas de 500 kV															
CERROMATOSO - SAN CARLOS 1	209.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA	
CERROMATOSO - SAN CARLOS 2	229	2	2	2	0	0	0	0	0	0	2	0.142	-	ISA	
CHINU - CERROMATOSO 1	131	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.042	-	ISA	
CHINU - CERROMATOSO 2	132	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.092	-	ISA	
SABANALARGA - CHINU 1	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA	
SABANALARGA - CHINU 2	185	6	6	0	0	0	0	0	0	0	5	0.053	1	0.533	ISA
SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1	212.9	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.100	-	ISA	
SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1 500 KV	166.8	5	5	0	0	0	0	0	0	0	5	0.073	-	ISA	
Líneas de 220 - 230 kV															
COMUNEROS - MERLECTRICA 1	2.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	CONEXION	
CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 1	4.2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	CONEXION	
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 1	8.2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0.533	CONEXION	
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 2	8.2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.050	-	CONEXION	
SAN MATEO CENS. - COROZO 1**	137	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	1.183	CONEXION	
CUICUTA (BELEN) - SAN MATEO CENS 1	8.5	3	3	0	0	0	0	0	0	0	1	0.100	2	1.892	DISTASA
SAN MATEO CENS. - TALSAJERO 1	18.8	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.092	-	-	EEB
CIRCO - GUAVIO 1	109.5	6	6	0	0	0	0	0	0	0	3	0.089	3	2.489	EEB
CIRCO - GUAVIO 2	109.8	6	5	0	0	0	0	0	0	0	6	0.075	-	EEB	
CIRCO - PARAIÑO 1	50.1	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0.092	-	EEB	
CIRCO - TUNAL 1	29.8	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0.086	2	5.883	EEB
GUAVIO - LA REFORMA 1*	80.7	10	9	0	0	0	0	0	0	1	0	0.081	2	0.233	EEB
GUAVIO - TUNAL 1	155.1	8	8	0	0	0	0	0	0	0	6	0.081	2	-	EEB
LA GUACA - LA MESA 1	5	3	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0.050	-	EEB	
LA GUACA - LA MESA 2	5	3	3	0	0	0	0	0	0	0	1	0.133	-	EEB	
LA GUACA - PARAIÑO 1	7.5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.133	2	2.083	EEB
LA GUACA - PARAIÑO 2	7.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	EEB	
PARAIÑO - SAN MATEO EEB 1	33.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	EEB	
SAN MATEO EEB - TUNAL 1	14.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	EEB	
TUNAL - LA REFORMA 1*	7.5	5	4	0	0	0	1	0	0	0	4	0.046	1	5.633	EEB
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 1	0.4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0.133	1	1.000	EEPPM
ANCON SUR - ANCON SUR ISA 2	0.4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.108	-	EEPPM	
ANCON SUR - MIRAFLORES 1	20	4	2	0	0	0	2	0	0	0	1	0.133	3	3.094	EEPPM
ANCON SUR - OCCIDENTE 1	26.3	3	2	0	0	0	1	0	0	0	2	0.100	1	1.800	EEPPM
BARBOSA - PORCE II 1	5.2	6	6	0	0	0	0	0	0	0	6	0.072	-	EEPPM	
BARBOSA - EL SALTO EPM 1	44.3	8	6	0	0	0	2	0	0	0	4	0.029	4	7.013	EEPPM
BARBOSA - GUADALUPE IV 1	51.4	12	12	0	0	0	0	0	0	0	5	0.090	7	3.074	EEPPM
BARBOSA - GUATAPE 1	35.5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	4	0.042	1	0.717	EEPPM
BARBOSA - LA TASAJERA 1	14.6	3	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0.033	2	0.350	EEPPM
BARBOSA - MIRAFLORES 1	5.4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.033	-	EEPPM	
BELLO - EL SALTO EPM 1	71.7	10	8	0	0	0	0	1	0	0	8	0.088	2	0.567	EEPPM
ENVIADO - GUATAPE 1	63.2	6	6	0	0	0	0	0	0	0	4	0.088	2	2.150	EEPPM
ENVIADO - OCCIDENTE 1	29.1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.033	-	EEPPM	
ENVIADO - ORIENTE 1	26.7	2	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0.567	2	0.922	EEPPM
GUADALUPE IV - EL SALTO EPM 1	8.8	3	3	0	0	0	0	0	0	0	3	-	3	1.108	EEPPM
GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1	81.3	9	9	0	0	0	0	0	0	0	7	0.064	2	-	EEPPM
GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1	2.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	EEPPM	
GUATAPE - MIRAFLORES 1	51.3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.017	-	EEPPM	
GUATAPE - ORIENTE 1	37.4	6	6	0	0	0	0	0	0	0	2	0.067	4	0.733	EEPPM
GUATAPE - PLAYAS 1	21.2	6	6	0	0	0	0	0	0	0	5	0.050	-	EEPPM	
LA TASAJERA - BELLO 1	15.8	6	4	0	0	0	2	0	0	0	3	0.039	3	0.833	EEPPM
OCCIDENTE - LA TASAJERA 1	23	4	3	0	0	0	0	1	0	0	4	0.058	2	0.275	EEPPM
ORIENTE - PLAYAS 1	54.8	5	3	0	0	0	0	0	0	0	2	0.058	1	25.633	EEPPM
PORCE II - EL SALTO EPM 1	10.9	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.075	-	EEPPM	
ALTO ANCHICAYA - PANCE 1	53.7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.050	-	EPSSA	
ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1	54.2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.050	-	EPSSA	
JUANCHITO - PANCE 1	22.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	EPSSA	
JUANCHITO - SALVAJINA 1	63.1	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0.054	-	EPSSA	
PANCE - SALVAJINA 1	49.2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.083	-	EPSSA	
BARRANCA - BUCARAMANGA 1	99.4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	3	0.117	1	0.167	EPSSA
BUCARAMANGA - LOS PALOS 1	36	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0.067	-	EPSSA	
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 1	129.5	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0.058	-	ISSA	
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 2	129.5	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0.088	-	ISSA	
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 1	107.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISSA	
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 2	107.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISSA	
BALSILLAS - LA MESA 1*	27.5	3	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0.033	2	5.367	ISSA
BALSILLAS - NOROESTE 1*	15.3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISSA	
BANADIA - CAMO LIMON 1	86.5	6	6	0	0	0	0	0	0	0	6	0.075	-	ISSA	

Linea asociada al subsistema	Long [km]	Num. Total	Pescor. Forzada	Descripción de Eventos							Indices Promedio		Propiedad Mayoritaria	
				Consig. Energ.	Ter. Ceros Operat.	Forzado Externo	Otra	Even. Num.	Even. Dur. [h]	Even. > 10 min Num.	Even. Dur. [h]			
Lineas de 500 kv														
BANADA - SAMORE 1	51.2	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0.070	1	3.883	ISA
BARRANCA - COMUNEROS 1	11.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
BETANIA - IBAGUE (MIROLINDO) 1	206	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0.050	1	2.200	ISA
BETANIA - SAN BERNARDINO 1	144	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.075	-	-	ISA
BETANIA - SAN BERNARDINO 2	144	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.100	-	-	ISA
CARTAGENA - SABANALARGA 1	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
CARTAGO - SAN MARCOS 1*	147.9	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0.070	-	-	ISA
CERROMATOSO - URRA 1	84.5	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.117	1	2.200	ISA
CERROMATOSO - URRA 2	84.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
COMUNEROS - GUATIGUARA 1*	99.5	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0.079	-	-	ISA
CUICUTA (BELEN) - TASAJERO 1*	13.1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.000	2	1.383	ISA
CHIVOR - SOCHAGOTA 1	119	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
CHIVOR - SOCHAGOTA 2	119	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0.073	1	19.367	ISA
CHIVOR - TORCA 1	104.5	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.058	-	-	ISA
CHIVOR - TORCA 2	104.5	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.067	-	-	ISA
ESMERALDA - LA HERMOSA 1	24.5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.083	-	-	ISA
ESMERALDA - LA VIRGINIA 1	23.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
ESMERALDA - LA VIRGINIA 2	23.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
ESMERALDA - YUMBO 1	193.3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
ESMERALDA - YUMBO 2	193.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
GUATAJUARA - TASAJERO 1	128	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
GUATAJUARA - JAGUIS 1	18.8	9	7	1	1	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
GUATAJUARA - JAGUIS 2	14.5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
GUATAJUARA - SAN CARLOS 1	65.2	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0.058	5	1.373	ISA
GUATAJUARA - BUCARAMANGA 1	35.7	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0.017	2	0.508	ISA
GUATIGUARA - PRIMAVERA 1	13.8	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.033	2	0.833	ISA
GUAVIO - CHIVOR 1*	161.7	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.090	2	5.267	ISA
GUAVIO - CHIVOR 2*	23.5	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.075	-	-	ISA
GUAVIO - TORCA 1*	22.8	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
GUAVIO - TORCA 2*	84.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.087	2	5.017	ISA
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 1	84.7	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 2	86.4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.067	-	-	ISA
JAGUIS - MALENA 1	86.4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.067	-	-	ISA
JAMONDIÑO - SAN BERNARDINO 1	70.1	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0.080	1	0.167	ISA
JAMONDIÑO - SAN BERNARDINO 2	188	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0.063	-	-	ISA
JUANCHIHO - PAEZ 1	188	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0.054	-	-	ISA
JUANCHIHO - SAN MARCOS 1	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
LA ENEA - ESMERALDA 1	21.5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0.090	-	-	ISA
LA ENGA - SAN FELIPE 1	32.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
LA SIERRA - PRIMAVERA 1	67.4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.083	1	1.283	ISA
LA SIERRA - CARTAGO 1*	60.1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
LA VIRGINIA - LA HERMOSA 1	19.8	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.075	-	-	ISA
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1	26.9	1	1	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 230 KV	162.6	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.100	1	0.167	ISA
LOS PALOS - GUATIGUARA 1*	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
LOS PALOS - TOLEDO 1	79.4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.067	-	-	ISA
MALENA - PRIMAVERA 1	3.8	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.083	1	1.283	ISA
MALENA - PURINO 1	25.8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
MIEL - PURINO 2	25.8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
MIEL - SAN FELIPE 1	56.7	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.067	1	1.017	ISA
MIEL - SAN FELIPE 2	56.7	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
NOROESTE - LA MESA 1*	40.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
NOROESTE - TORCA 1*	19.6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.083	-	-	ISA
NOROESTE - TORCA 2*	19.8	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0.044	-	-	ISA
OCCANA - LOS PALOS 1	160.5	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0.058	4	-	ISA
PLAYAS - PRIMAVERA 1	104	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0.063	-	-	ISA
PRIMAVERA - COMUNEROS 1	112.3	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0.092	-	-	ISA
PRIMAVERA - COMUNEROS 2	112.3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
PURINO - LA SIERRA 1	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
PURINO - LA SIERRA 2	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
PURINO - NOROESTE 1	101.6	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.050	-	-	ISA
PURINO - NOROESTE 2	101.6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.017	-	-	ISA
PURINO - SAN CARLOS 1	91.3	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0.046	-	-	ISA
PURINO - SAN CARLOS 2	91.3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.133	-	-	ISA
SAMORE - TOLEDO 1	44.6	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.025	-	-	ISA
SAN BERNARDINO - PAEZ 1	116	2	2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SAN CARLOS - ESMERALDA 1	193.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SAN CARLOS - ESMERALDA 2	193.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SAN FELIPE - ESMERALDA 1	97.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SAN FELIPE - LA MESA 1	78.8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.067	-	-	ISA
SAN FELIPE - LA MESA 2	78.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SAN MATEO CENS - OCCANA 1	120.2	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0.073	2	36.242	ISA
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 1	150	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 2	150	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.117	-	-	ISA
SOCHAGOTA - PAJPA 1	5.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
SOCHAGOTA - PAJPA 2	5.3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0.100	-	-	ISA
TASAJERO - LOS PALOS 1*	101.7	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0.150	1	0.250	ISA
URABA - URRA 1	51	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0.092	2	6.808	ISA
YUMBO - SAN BERNARDINO 1	122.6	2	2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
YUMBO - SAN MARCOS 1	6.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	ISA
CUESTECITAS - GUAJIRA 1	95	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0.107	1	15.433	TRANSELCA
CUESTECITAS - GUAJIRA 2	95	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0.076	1	0.217	TRANSELCA



Línea asociada al subsistema	Long. [km]	Descripción de Eventos								Índices Promedio		Propiedad Mayoritaria	
		Num. Total	Descon. Forzada	Consig. Emerg.	Ter-ceros	Cond. Operat.	Forzado Externo	Otra	Even. =10min Num. Dur. [h]	Even. > 10 min Num. Dur. [h]			
EL COPEY - VALLEDUPAR 1	80	7	7	0	0	0	0	0	7	0.100	-	-	TRANSELCA
FUNDACION - EL COPEY 1	60	1	1	0	0	0	0	0	1	0.033	-	-	TRANSELCA
FUNDACION - SANTA MARTA 1	86	5	5	0	0	0	0	0	5	0.067	-	-	TRANSELCA
FUNDACION - SANTA MARTA 2	86	2	2	0	0	0	0	0	2	0.067	-	-	TRANSELCA
GUAJIRA - SANTA MARTA 1	92	5	5	0	0	0	0	0	4	0.112	1	0.300	TRANSELCA
GUAJIRA - SANTA MARTA 2	92	6	6	0	0	0	0	0	5	0.097	1	0.183	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 1	45.7	5	5	0	0	0	0	0	5	0.107	-	-	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 2	43	1	1	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - SABANALARGA 3	43	2	2	0	0	0	0	0	2	0.100	-	-	TRANSELCA
N. BARRANQUILLA - TEBSA 1	23.5	4	4	0	0	0	0	0	3	0.117	1	0.183	TRANSELCA
SABANALARGA - FUNDACION 1	92.6	5	5	0	0	0	0	0	4	0.088	1	0.283	TRANSELCA
SABANALARGA - FUNDACION 2	92.6	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	TRANSELCA
SABANALARGA - TERNERA 1	80	4	4	0	0	0	0	0	3	0.111	1	0.250	TRANSELCA
SABANALARGA - TERNERA 2	80	2	2	0	0	0	0	0	1	0.117	1	0.250	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 1	38.2	2	2	0	0	0	0	0	1	0.067	1	1.450	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 2	38.2	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	1.517	TRANSELCA
TEBSA - SABANALARGA 3	38.2	1	1	0	0	0	0	0	1	0.017	-	-	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1	3.2	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	0.333	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 2	3.2	3	3	0	0	0	0	0	1	0.033	2	0.475	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - TERNERA 1	3.2	4	4	0	0	0	0	0	4	0.083	-	-	TRANSELCA
TERMOCANDELARIA - TERNERA 2	3.2	4	4	0	0	0	0	0	2	0.042	2	0.183	TRANSELCA
TERMOFLORES - N. BARRANQUILLA 1	7.4	3	2	0	1	0	0	0	3	0.094	-	-	TRANSELCA
TERMOFLORES - N. BARRANQUILLA 2	7.4	4	2	0	2	0	0	0	3	0.094	1	0.650	TRANSELCA
VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1	110	1	1	0	0	0	0	0	1	0.050	-	-	TRANSELCA

* Líneas con multipropiedad.

** Se contabiliza la longitud de los dos circuitos.

Realizada con base en información operativa que administra el CND en cumplimiento de lo establecido en la resolución CREG 062 de 2000. Se excluyen eventos determinísticos



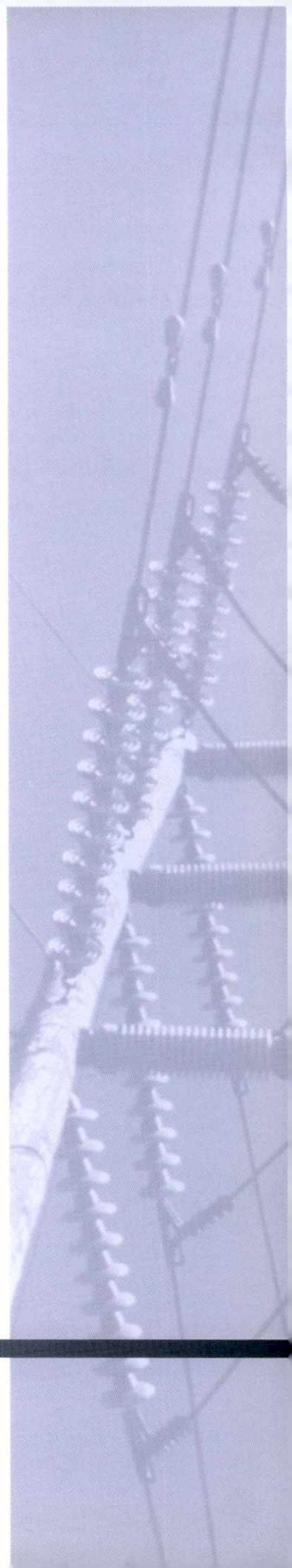
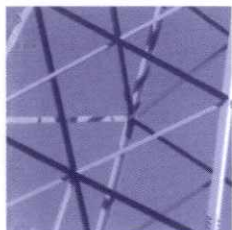
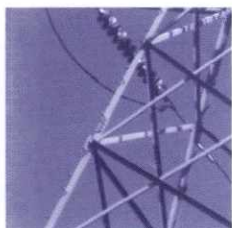
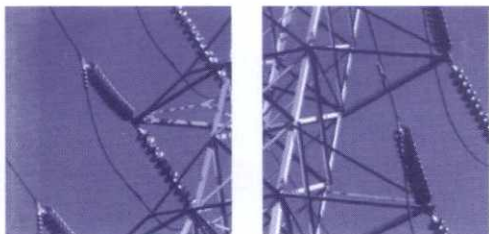
Tabla A.2 Descripción de eventos de los subsistemas eléctricos definidos a partir de los transformadores de uso y conexión

Transformador asociado al subsistema	Capacidad (MVA)	Niveles de Tensión (kV)	Descripción de Eventos							Índices Promedio				
			Num. Total	Descon. Forzada	Consig. Emerg.	Ter-ceros	Cond. Operat.	Forzado Externo	Otra	Even. = 10min Num.	Even. = 10min Dur. [h]	Even. > 10 min Num.	Even. > 10 min Dur. [h]	
Transformadores de Uso														
CERROMATOSO 1	360	500/230/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.100	-	-
LA VIRGINIA 1	450	500/230/34.5	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.050	-	-
SABANALARGA 1	450	500/220/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SABANALARGA 2	450	500/220/34.5	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.083	-	-
SABANALARGA 3	450	500/220/34.5	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-
SAN CARLOS 1	225	500/230/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SAN CARLOS 2	450	500/230/34.5	6	5	1	0	0	0	0	0	5	0.120	1	0.450
SAN CARLOS 3	450	500/230/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SAN CARLOS 4	450	500/230/34.5	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.317
SAN MARCOS 1	450	500/ 230/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
Transformadores de Conexión														
CERROMATOSO 1	150	500/110/34.5	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.550
CERROMATOSO 2	150	500/110/34.5	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0.100	1	0.550
CHINU 1	150	500/110/34.5	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0.067	1	0.333
CHINU 2	150	500/110/34.5	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0.067	1	674.5
ANCON SUR 1	180	220/110/46.6	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-
ANCON SUR 2	180	220/110/46.6	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-
BALSILLAS 1	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
BALSILLAS 2	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
BALSILLAS 3	90	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	5.300
BALSILLAS 5	90	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	5.500
BALSILLAS 1	40	230/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
BANADIA 1	50	230/115/34.5	6	4	0	2	0	0	0	0	6	0.064	-	-
BARBOSA 1	180	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
BARRANCA 1	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
BELLO 1	180	220/110/44	2	2	0	0	0	0	0	0	-	-	2	0.217
BELLO 2	180	220/110/44	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0.150	1	1.467
BETANIA 1	150	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	3.733
BUCARAMANGA 1	150	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.183
CAÑO LIMON 1	50	230/34.5/13.8	3	3	0	0	0	0	0	0	3	0.061	-	-
CAÑO LIMON 2	50	230/34.5/13.8	3	3	0	0	0	0	0	0	3	0.061	-	-
CARTAGENA 1	100	220/66	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.183
CARTAGENA 2	100	220/66	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.183
CARTAGO 1	168	230/115/13.2	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.050	-	-
CIRCO 1	168	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
CIRCO 2	168	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
CIRCO 3	168	230/115/13.2	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.567
CUCUTA (BELEN) 1	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
CUESTECITAS 1	100	220/110/13.8	2	1	0	0	1	0	0	0	2	0.067	-	-
CUESTECITAS 2	60	220/110/13.8	2	1	0	0	1	0	0	0	2	0.067	-	-
CHIVOR 1	10	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	0.200
EL COPEY 1	41	220/110/34.5	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
ENVIGADO 1	180	220/110/44	5	5	0	0	0	0	0	0	3	0.067	2	1.425
ENVIGADO 2	180	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
ESMERALDA 1	90	230/115/13.8	2	1	0	1	0	0	0	0	2	0.133	-	-
ESMERALDA 2	90	230/115/13.8	2	1	0	1	0	0	0	0	2	0.133	-	-
FUNDACION 1	55	220/110/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-
GUADALUPE IV 1	20	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
GUAJIRA 1	40	220/34.5/6.9	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
GUAJIRA 2	40	220/34.5/6.9	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
GUATAPE 1	90	220/110/44	2	2	0	0	0	0	0	0	-	-	2	0.517
GUAVIO 1	40	230/115	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
JAGUAS 1	10	230/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
JAMONDINO 1	150	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
JUANCHITO 1	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
JUANCHITO 2	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
JUANCHITO 3	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
LA ENEA 1	150	230/115/13.8	2	0	0	2	0	0	0	0	1	0.033	1	0.350
LA GUACA 1	168	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	1	4.967
LA GUACA 2	40	230/34.5	3	3	0	0	0	0	0	0	-	-	3	10.211
LA HERMOSA 1	150	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
LA REFORMA 1	150	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-



Transformador asociado al subsistema	Capacidad (MVA)	Niveles de Tensión (kV)	Descripción de Eventos							Índices Promedio			
			Num. Total	Descon. Forzada	Consig. Emerg.	Ter- ceros	Cond. Operat.	Forzado Externo	Otra	Even. = 10min		Even. > 10 min	
										Num.	Dur. [h]	Num.	Dur. [h]
LOS PALOS 1	150	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	1	0.067	-	-
MALENA 1	20	230/44/6.3	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
MIRAFLORES 1	180	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
MIRAFLORES 2	180	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
MIROLINDO (IBAGUE) 1	150	230/115/13.8	3	3	0	0	0	0	0	2	0.033	1	0.183
N. BARRANQUILLA 1	100	220/110	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
N. BARRANQUILLA 2	100	220/110	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
NOROESTE 1	168	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
NOROESTE 2	168	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
OCAÑA 1	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
OCCIDENTE 1	180	220/110/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
OCCIDENTE 2	180	220/110/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
ORIENTE 1	180	220/110/46.6	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
ORIENTE 2	180	220/110/46.6	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
PAEZ 1	90	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	2.833
PAIPA 1	90	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	1	0.067	-	-
PAIPA 2	90	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
PANCE 1	90	230/115/13.2	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	1.000
PANCE 2	90	230/115/13.2	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	1.017
PANCE 3	90	230/115/13.2	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	1.267
PANCE 4	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
PLAYAS 4	90	220/110/44	1	1	0	0	0	0	0	1	0.050	-	-
PLAYAS 5	10	220/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SABANALARGA 1	90	220/110/13.8	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	0.750
SABANALARGA 2	60	220/34.5	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SALTO IV 1	180	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SALTO IV 2	180	220/110/44	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	0.900
SALVAJINA 1	10	230/34.5/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SAMORE 1	50	230/34.5/13.8	2	2	0	0	0	0	0	2	0.025	-	-
SAN BERNARDINO 1	150	230/115/13.8	1	0	0	1	0	0	0	1	0.150	-	-
SAN FELIPE 1	150	230/115/13.8	7	6	0	1	0	0	0	3	0.083	4	0.200
SAN MARCOS 1	168	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SAN MATEO 1	150	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	1	0.100	-	-
SAN MATEO EEB 1	56	230/11.4	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SAN MATEO EEB 2	56	230/11.4	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
SANTA MARTA 1	100	220/110/34.5	2	2	0	0	0	0	0	2	0.092	-	-
SANTA MARTA 2	100	220/110/34.5	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TASAJERO 1	32	230/34.5/6.9	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TEBSA 1	100	220/110/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TEBSA 2	180	220/110/46	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TERMOCANDELARIA 1	100	220/110	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TERMOFLORES II 1	150	220/110	2	1	0	1	0	0	0	1	0.083	1	0.283
TERNERA 1	60	220/110/6.3	12	12	0	0	0	0	0	7	0.038	5	1.313
TERNERA 1	100	220/66	1	1	0	0	0	0	0	1	0.033	-	-
TERNERA 2	100	220/66	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TOLEDO 1	50	230/34.5/13.8	2	2	0	0	0	0	0	2	0.050	-	-
TORCA 1	168	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	1	0.067	-	-
TORCA 2	168	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TORCA 3	168	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TORCA 4	168	230/115/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
TUNAL 1	168	230/115/13.8	5	5	0	0	0	0	0	-	-	5	6.423
TUNAL 2	168	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	1	0.067	-	-
TUNAL 3	60	230/11.4	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
URABA 1	150	220/110/44	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
URRA 1	90	230/110	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
VALLEDUPAR 1	45	220/34.5/13.8	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
VALLEDUPAR 2	60	220/110/34.5	1	1	0	0	0	0	0	1	0.133	-	-
VALLEDUPAR 3	60	220/34.5/13.8	4	4	0	0	0	0	0	3	0.106	1	13.467
YUMBO 1	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
YUMBO 2	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
YUMBO 3	90	230/115/13.2	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-
YUMBO 4	90	230/115/13.8	1	1	0	0	0	0	0	-	-	1	0.300

Realizada con base en información operativa que administra el CND en cumplimiento de lo establecido en la resolución CREG 062 de 2000. Se excluyen eventos determinísticos como atentados.



Anexo B

**Análisis del impacto del proyecto de 500kV
en la tarifa al usuario final**

ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL PROYECTO DE 500 kV EN LA TARIFA AL USUARIO FINAL

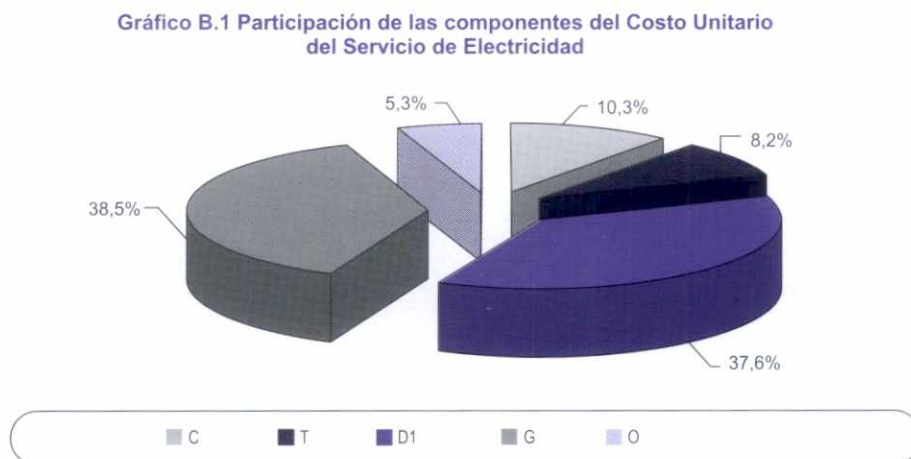
A continuación se presenta el impacto del Proyecto en la tarifa al usuario final. Para realizar este análisis se emplean los valores del Proyecto Completo y desagregado revisados por la Banca y se consideran los impuestos a la renta y al comercio. Se utilizó la fórmula del costo unitario al usuario final establecida por la CREG en la Resolución 031 de 1997.

El objetivo es establecer cuales componentes de la fórmula tarifaria son afectas por el Proyecto. A continuación se describe la fórmula tarifaria:

$$CU = (G+T)/(1 - Pr) + O + D + C$$

- CU: Costo Unitario por \$/kWh
 G: Valor ponderado del costo de la energía contratada y transada en bolsa.
 T: Tarifa por uso del STN (estampilla).
 Pr: Porcentaje de pérdidas reconocido por la CREG.
 O: Otros costos (restricciones, pagos a la CREG, CND, SSP)
 D: Tarifa por distribución
 C: Tarifa por comercialización.

El gráfico B.1 muestra la participación porcentual de cada uno de estos componentes en el Costo Unitario Actual.



Impacto del Proyecto en la Componente T

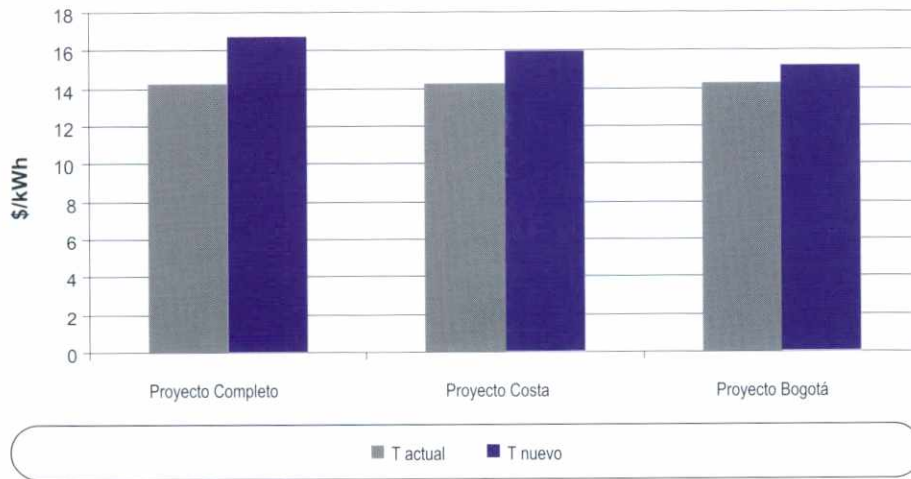
Al aumentar la base sobre la cual se calcula la estampilla por uso del STN, el Proyecto ocasiona un aumento en la componente de pago por uso del Sistema de Transmisión Nacional, T. El gráfico B.2 muestra dicho aumento tanto del Proyecto Completo, como de su desagregación.

El Proyecto Completo representa un aumento aproximado en T de 2.4 \$/kWh, esto equivale a un aumento del 17%.

El Proyecto Costa representa un aumento aproximado de 1.6 \$/kWh, esto equivale a un aumento del 11% en T.

El Proyecto Bogotá representa un aumento aproximado de 0.9 \$/kWh, esto equivale a un aumento del 6% en T.

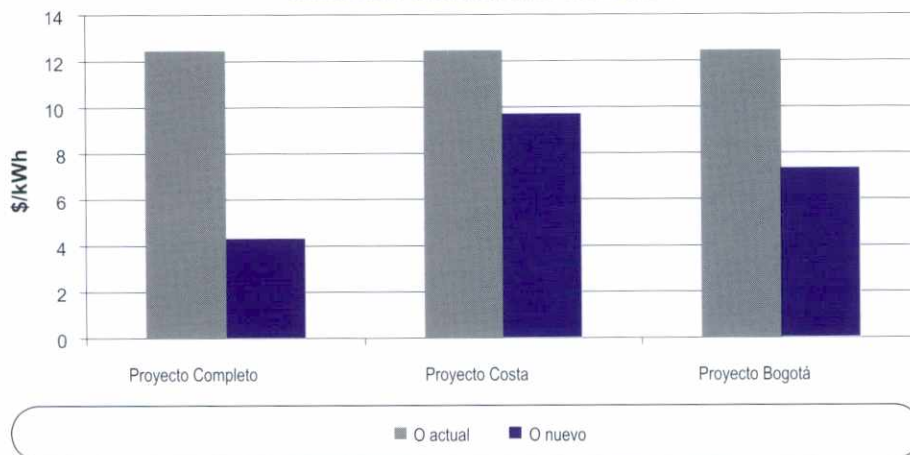
Gráfico B.2 Variación en la Componente T



Impacto Esperado del Proyecto en la Componente O

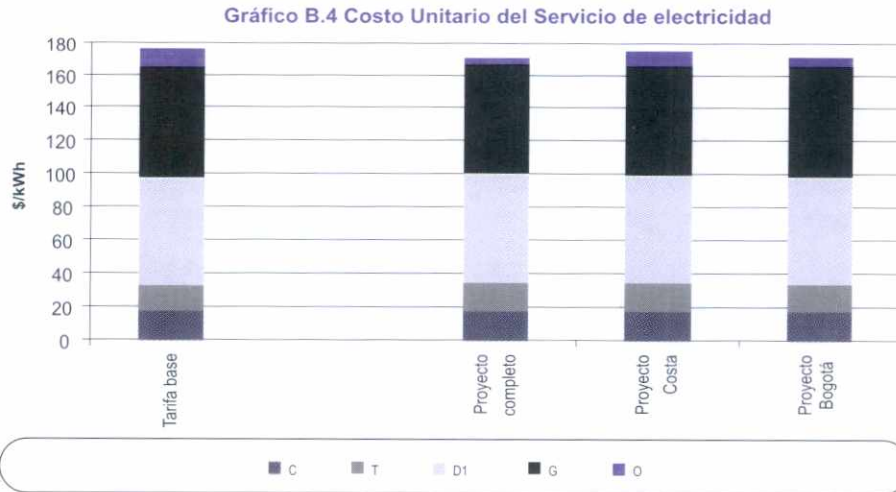
Por otra parte y de acuerdo con las simulaciones del comportamiento del sistema realizadas por la Unidad, el Proyecto debe ocasionar una disminución en los costos operativos, en la medida en que disminuye tanto las pérdidas del sistema como la generación forzada requerida por el mismo. A continuación se presenta el impacto del Proyecto completo y desagregado en la componente O del Costo Unitario:

Gráfico B.3 Variación en la Componente O



Impacto Total del Proyecto en el CU

El Gráfico B.4 muestra el efecto total esperado del Proyecto en el CU:



La componente O representa actualmente un 7% del costo unitario, esto equivale aproximadamente a 12,4 \$/kWh.

Con el Proyecto Completo este valor se reduce a 4,3 \$/kWh, lo que representa una reducción del 66% de la componente O.

Con el Proyecto Costa este valor se reduce a 9,7 \$/kWh, lo que representa una reducción del 22% de la componente O.

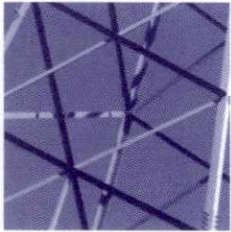
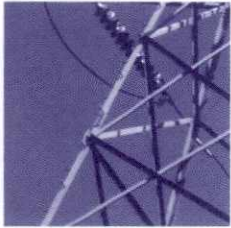
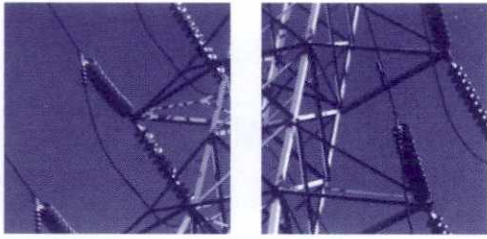
Con el Proyecto Bogotá este valor se reduce a 7,3 \$/kWh, lo que representa una reducción del 42% de la componente O.

Se puede ver que prácticamente el costo de la tarifa en términos reales permanece constante, puesto que el aumento en la componente de Uso del STN se amortigua con la disminución en la componente O.

Tabla B.1 Costo Unitario del Servicio de Electricidad

	Incremento en T		Incremento en O		Reducción en CU	
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%
Proyecto Completo	2,4	17	8,2	66	5,7	2
Proyecto Costa	1,6	11	2,8	22	1,2	1
Proyecto Bogotá	0,9	6	5,2	42	4,3	2

Con este ejercicio podemos concluir que en la situación más pesimista, el Proyecto Completo disminuiría en un 3 % la tarifa al usuario final.



Anexo C

Mapa de Recursos Energéticos Renovables

MAPAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado por sus condiciones especiales, encontrarse en la zona tórrida, en la confluencia de las placas tectónicas y en la región andina donde se trifurca la cordillera de los andes, condiciones que la hacen rica en ecosistemas, especies biológicas, recurso hídrico con caídas aprovechables, recurso solar, eólico y geotérmico. A continuación se muestra una aproximación de los mapas que la UPME ha recopilado desde una perspectiva energética.

MAPA DE POTENCIAL HIDRICO

Como una primera aproximación para establecer el potencial físico hidroenergético se han tomado como base las características del territorio, en este caso, el agua y las posibilidades del terreno para aprovecharla, a partir de dos variables:

1. La escorrentía, cuyos datos proceden del estudio de Balance Hídrico de Colombia, realizado por la Universidad Nacional para la UPME.
2. La pendiente del terreno, ésta se construye como una capa de información a partir de modelos computacionales, tomando como insumos las curvas de nivel que dan cuenta de la topografía y la red de drenajes. Con estos dos insumos se construye un Modelo de Elevación Digital (DEM). A partir de este modelo se obtiene la pendiente en valores de porcentaje.

Para obtener el mapa se realiza la siguiente clasificación de donde se obtienen los seis niveles alto, medio alto, medio bajo, bajo y muy bajo:

- a) Escorrentía (en mm al año) se le asignó un peso de 0.6 en las siguientes 5 clasificaciones: Muy Baja (0 - 1000), Baja (1000- 1500), Media (1500 - 2000), Alta (2000-2500) y Muy Alta (>2500)
- b) Pendiente del terreno (en porcentaje) se le asignó un peso del 0.4 en las siguientes 3 clasificaciones: Baja (0 - 3%), Media (3% - 15%) y Alta (> 15%)

MAPA DE POTENCIAL DE BIOMASA

Como una primera y básica aproximación a partir del Mapa de Cobertura Vegetal. 1:500.000 , IGAC, 1987, Se establece la siguiente clasificación teniendo en cuenta el tipo de vegetación, de acuerdo con su aporte de biomasa:

1. Bajo: pastos, pajonales, páramos y nieves perpetuas, vegetación xerofítica, pantanos y ciénagas, arbustos, ciénagas, áridos.
2. Medio: pastos densos, pastos con cobertura rala, cultivos, rastrojos, misceláneos, banano, café, palma africana, frutales.
3. Alto: bosques primarios, intervenidos, plantado y caña.

MAPA DE POTENCIAL DE GEOTERMIA

El INGEOMINAS como entidad del estado responsable de la información de los recursos del subsuelo Colombiano, tiene la misión de explorar y evaluar el recurso geotérmico, se encuentra que las regiones más promisorias para aprovechamientos energéticos se encuentran en las zonas de volcanes, en la región andina, donde se encuentran anomalías térmicas con valores de gradiente geotérmico de hasta 370 grados centígrados a 3 km de profundidad. En estas regiones es posible encontrar fluidos calientes a profundidades entre 500 y 1000 metros capaces de proveer suficiente energía térmica para un proyecto de generación a pequeña escala, el mapa ilustra las temperaturas en grados centígrados a profundidades de tres kilómetros bajo la superficie.

MAPA DE RADIACION SOLAR

Durante el año de 1992 el antiguo HIMAT y el INEA realizaron el primer Atlas de Radiación Solar de Colombia, tomando series anuales durante el periodo de 1980 a 1990 de 203 estaciones, estableciéndose niveles de radiación promedio anual diaria en kilovatios hora por metro cuadrado (kWh/m²), para la zona del Magdalena, La Guajira y San Andrés y Providencia entre 5 y 6, en la zona de los departamentos de Casanare, Arauca, Guainia, Guaviare, Amazonas, Putumayo y Vaupés entre 4 y 5 y en la zona costera del pacífico las menores radiaciones inferiores a 3.

MAPA DE VIENTOS

Una aproximación al valor del recurso eólico en el país permite establecer que la zona norte cuenta con los mejores potenciales para el aprovechamiento de este recurso, las escalas planteadas están normalizadas en una superficie plana estableciendo la velocidad del viento en metros por segundo. Esta información debe considerarse teniendo en cuenta las características de rugosidad del terreno de la siguiente forma:

Rangos de rugosidad

1	Plana (playa, hielo, paisaje de nieve, océano)
2	Abierta (pasto corto, aeropuertos, tierra de cultivo vacía)
3	Áspera (Cultivos altos en hilera, árboles bajos)
4	Muy Áspera (Bosques y huertos)
5	Cerrada (Pueblos, suburbios)
6	Ciudad (Centros de ciudades, espacios abiertos en los bosques)

Rangos de velocidades del viento en m/s para diferentes rugosidades de terreno

Índice	Rangos de rugosidad de la superficie					
	1	2	3	4	5	6
1	0,0 - 1,5	0,0 - 1,3	0,0 - 1,2	0,0 - 1,1	0,0 - 1,0	0,0 - 0,9
2	1,5 - 2,5	1,3 - 2,2	1,2 - 2,1	1,1 - 1,9	1,0 - 1,6	0,9 - 1,5
3	2,5 - 3,5	2,2 - 3,1	2,1 - 2,9	1,9 - 2,6	1,6 - 2,3	1,5 - 2,1
4	3,5 - 4,5	3,1 - 4,0	2,9 - 3,7	2,6 - 3,3	2,3 - 2,9	2,1 - 2,7
5	4,5 - 5,5	4,0 - 4,9	3,7 - 4,6	3,3 - 4,1	2,9 - 3,6	2,7 - 3,3
6	5,5 - 6,5	4,9 - 5,7	4,6 - 5,4	4,1 - 4,8	3,6 - 4,2	3,3 - 3,9
7	6,5 - 7,5	5,7 - 6,6	5,4 - 6,2	4,8 - 5,6	4,2 - 4,9	3,9 - 4,5
8	7,5 - 8,5	6,6 - 7,5	6,2 - 7,1	5,6 - 6,3	4,9 - 5,5	4,5 - 5,1
9	8,5 - 9,5	7,5 - 7,7	7,1 - 8,2	6,3 - 7,3	5,5 - 6,4	5,1 - 5,8
10	9,5 - 10,5	7,7 - 9,3	8,2 - 8,7	7,3 - 7,8	6,4 - 6,8	5,8 - 6,2
11	10,5 - 11,5	9,3 - 10,2	8,7 - 9,6	7,8 - 8,5	6,8 - 7,5	6,2 - 6,8
12	11,5 - 12,5	10,2 - 11,0	9,6 - 10,4	8,5 - 9,3	7,5 - 8,1	6,8 - 7,4
13	12,5 - 13,5	11,0 - 11,9	10,4 - 11,2	9,3 - 10,0	8,1 - 8,8	7,4 - 8,0
14	13,5 - 14,5	11,9 - 12,8	11,2 - 12,1	10,0 - 10,8	8,8 - 9,4	8,0 - 8,6

Gráfico C.1 Mapa de Potencial Hídrico (preliminar)

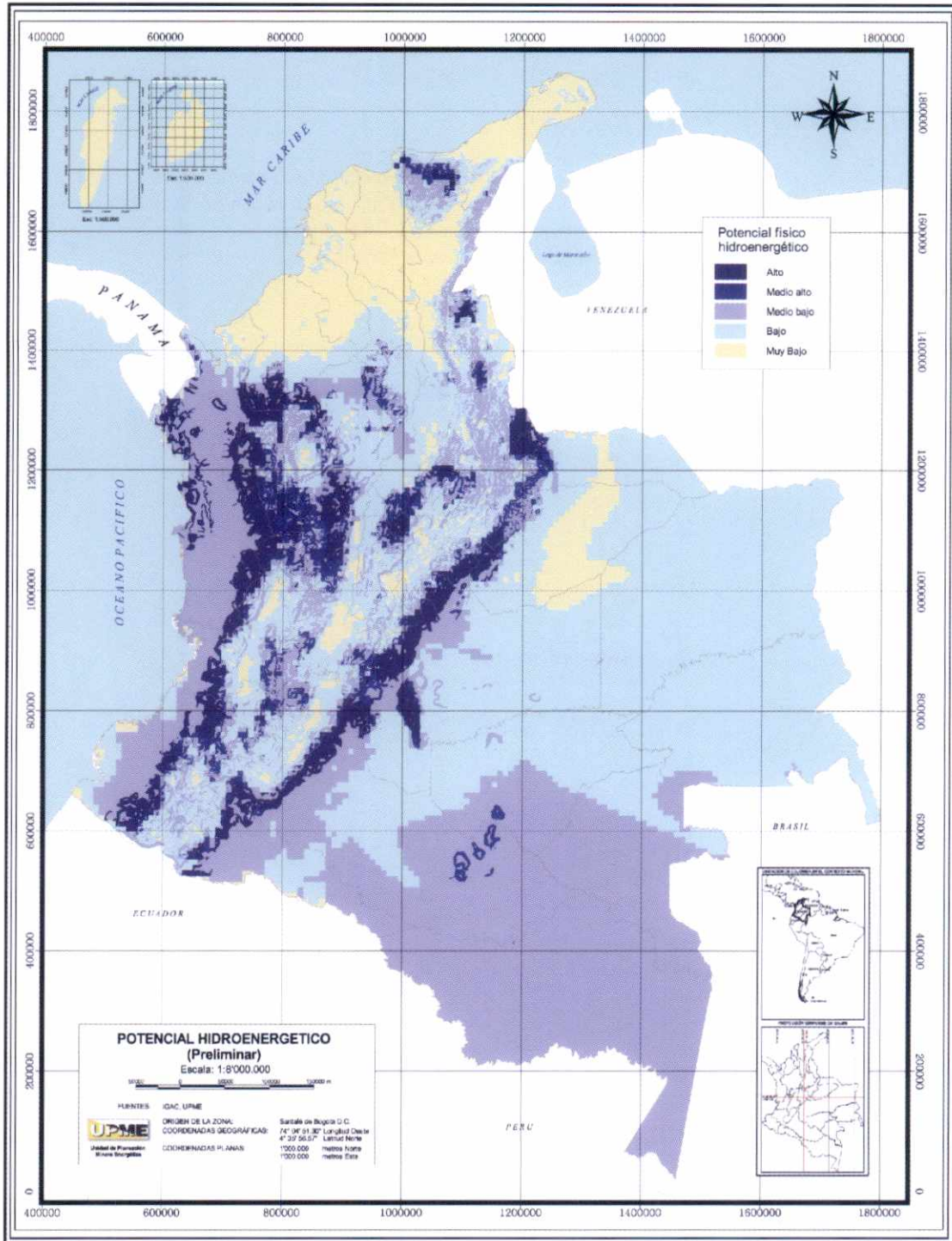


Gráfico C.2 Mapa de Potencial de Biomasa (preliminar)

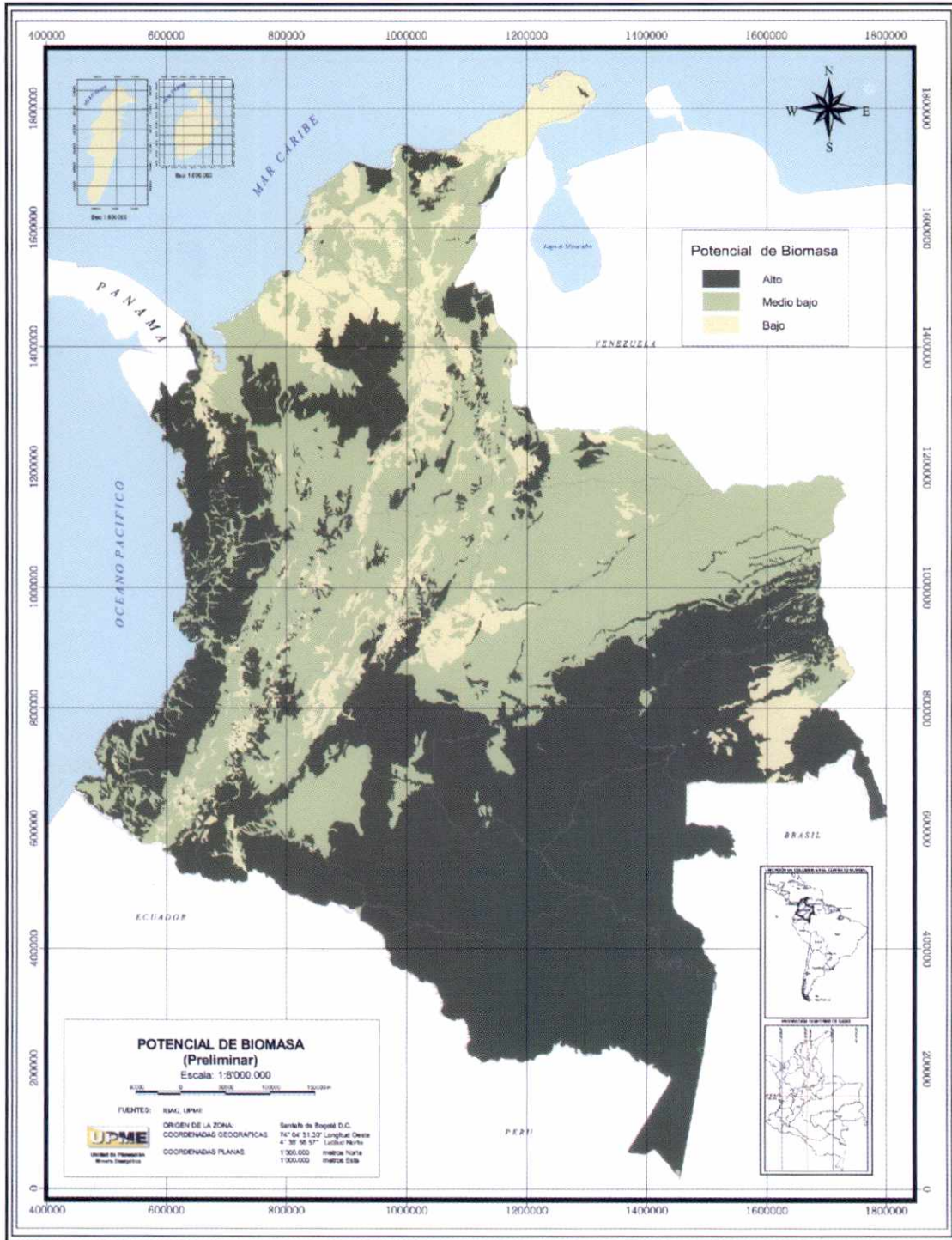




Gráfico C.3 Mapa de Potencial de Geotermia (preliminar)

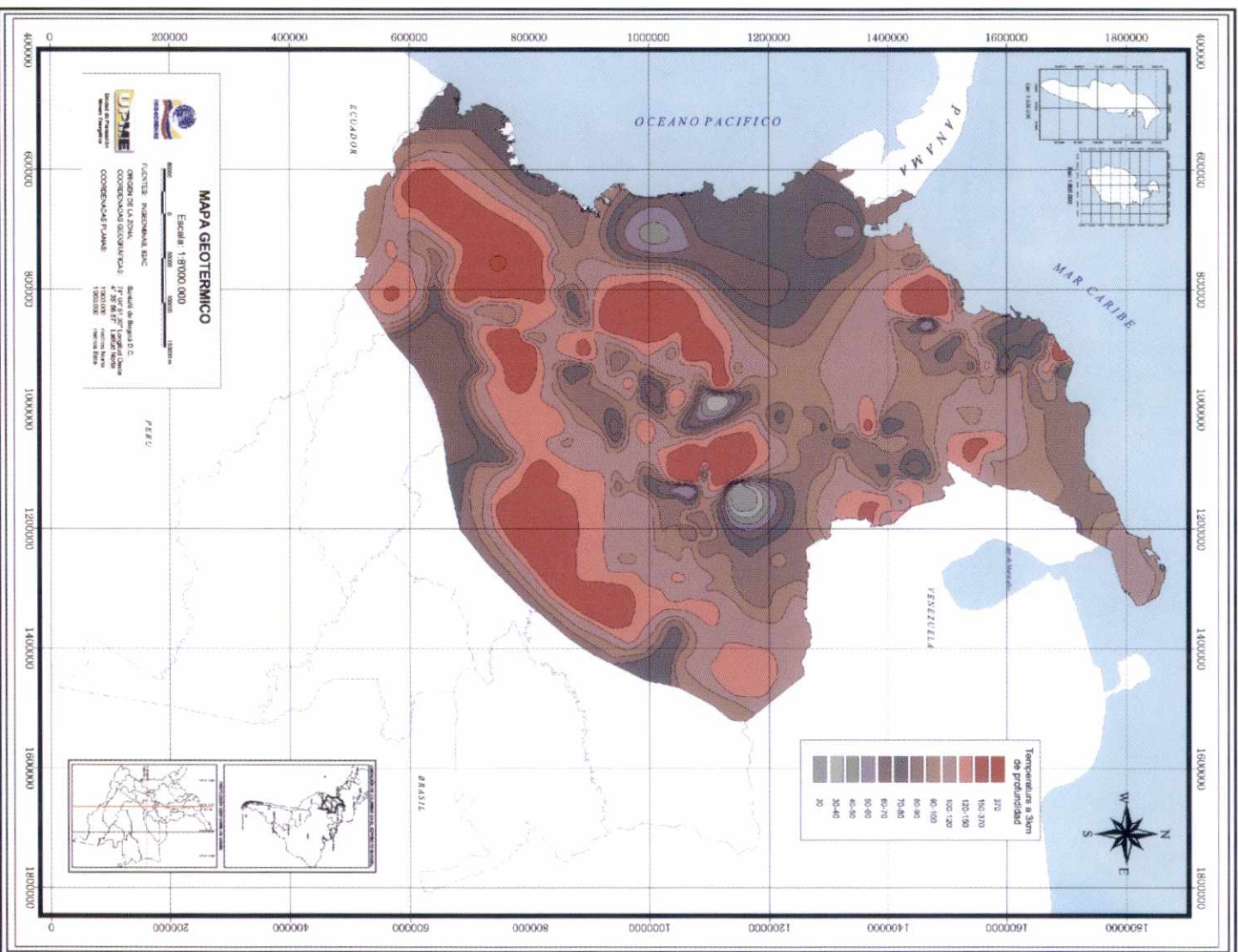


Gráfico C.4 Mapa de Radiación Solar

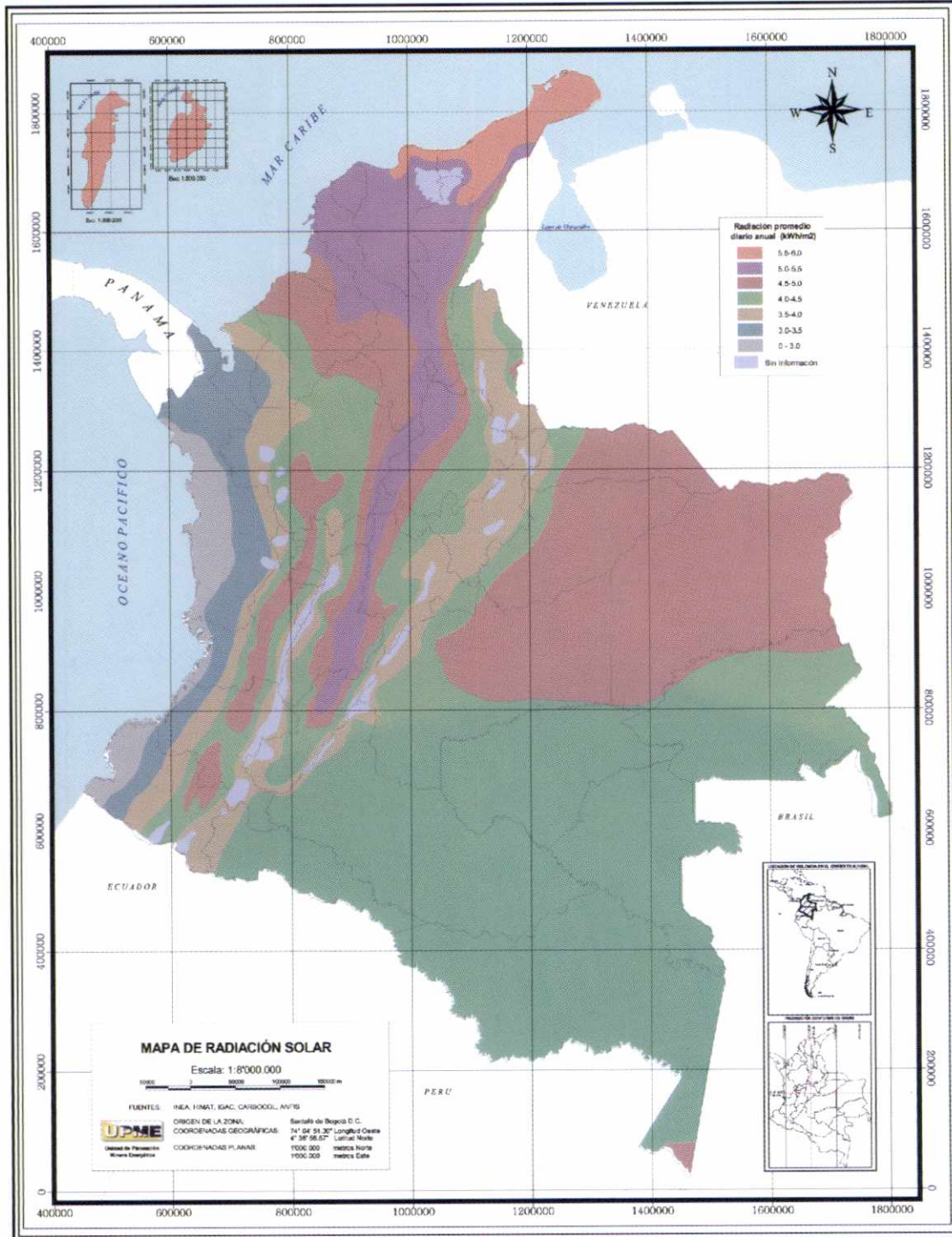
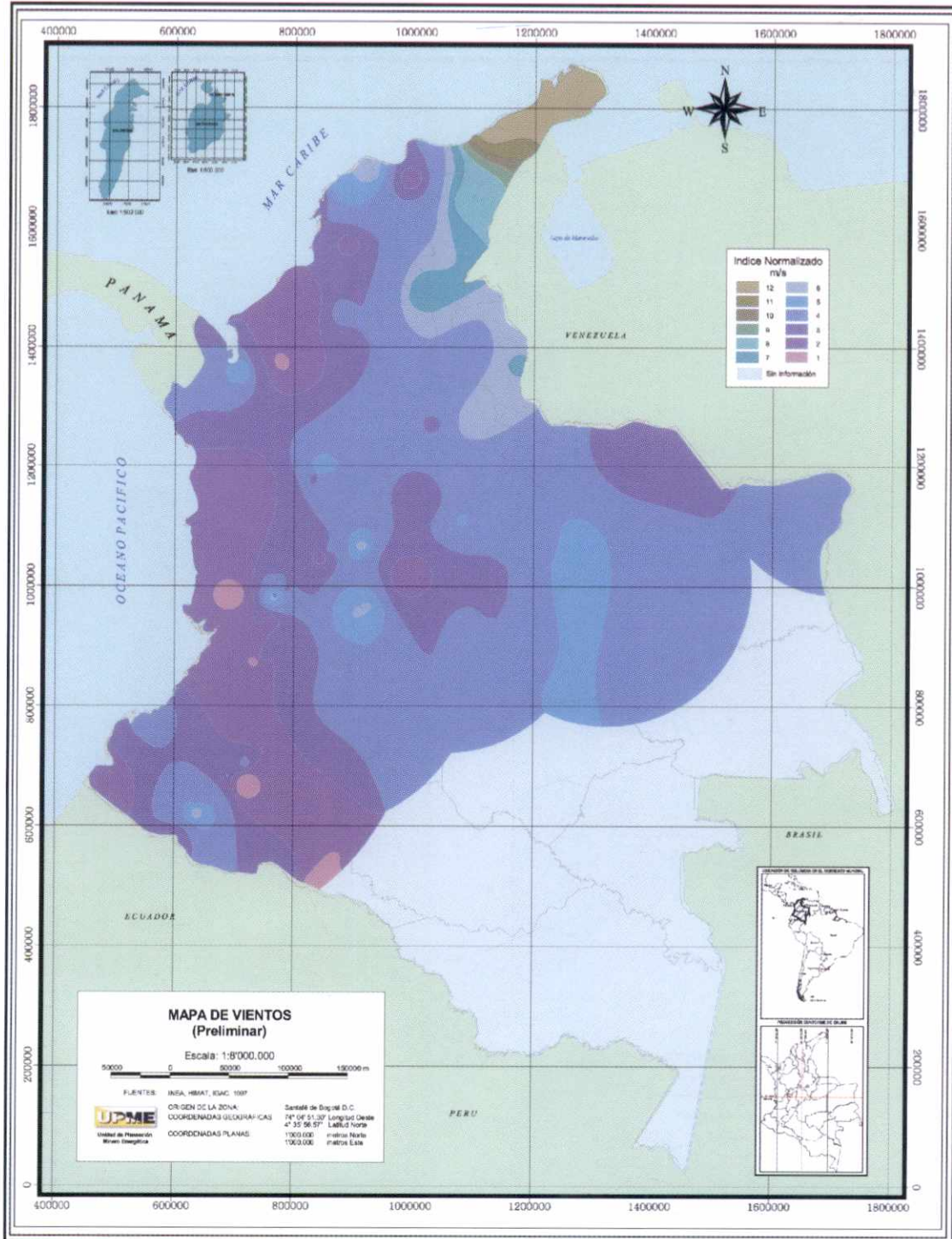
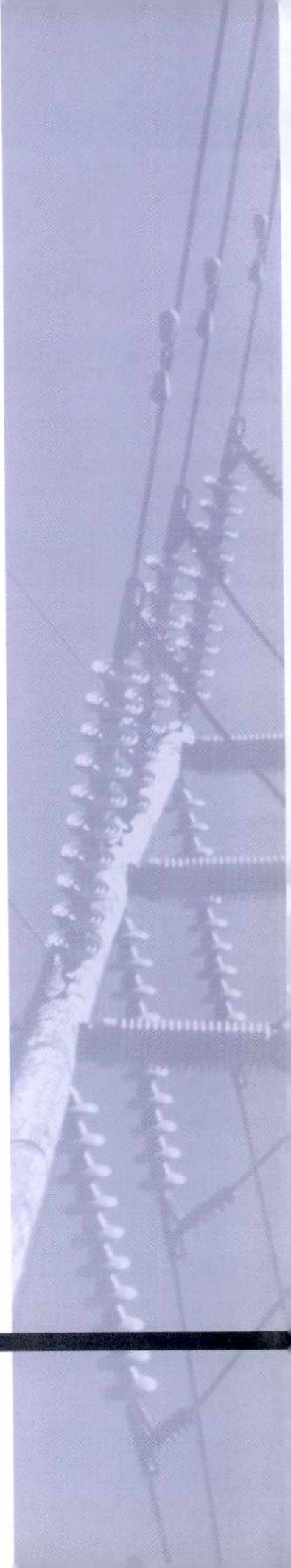
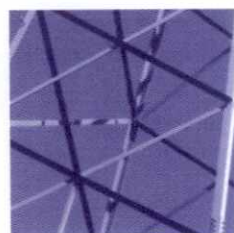
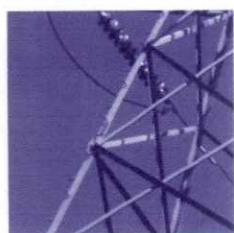
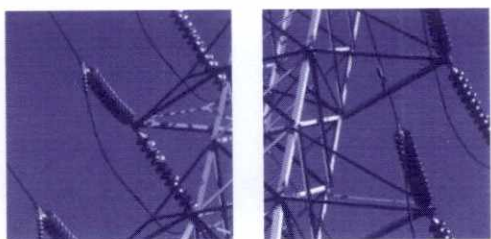


Gráfico C.5 Mapa de Vientos (preliminar)





Anexo D

**Proyectos de Generación
Registrados en la UPME**

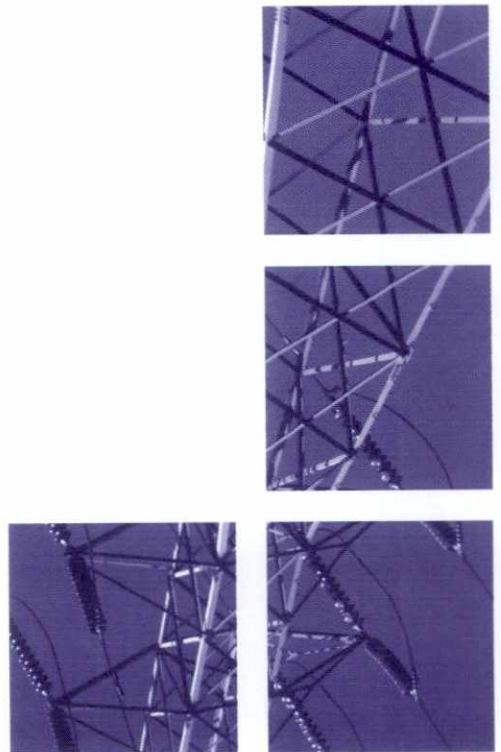
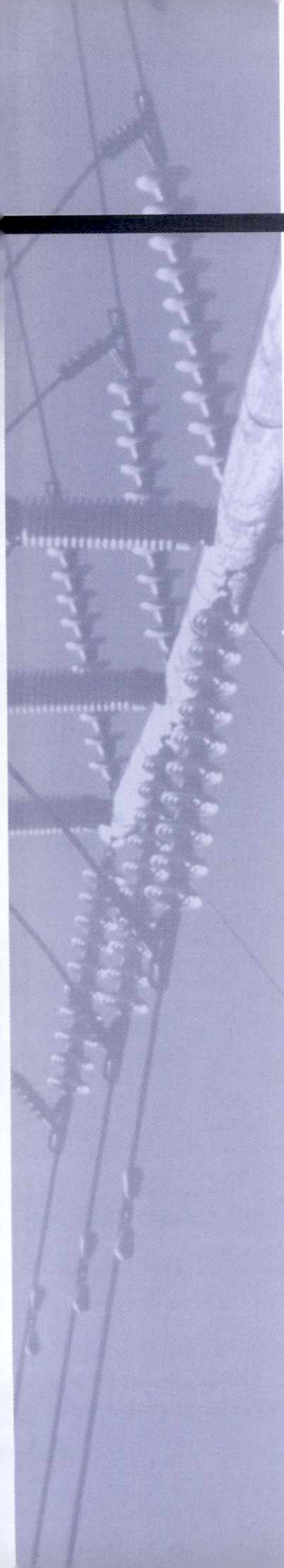
PROYECTOS DE GENERACION REGISTRADOS EN LA UPME

DESCRIPCIÓN DE LAS FASES DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

Fase 1. Proyecto inscrito ante el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), posee estudios de prefactibilidad técnica.
 Fase 2. Tiene factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y Estudio de Impacto Ambiental. Si es térmico, adelanta estudios y trámites de suministro y transporte de combustible.
 Fase 3. Firmados contratos. Comienza la construcción del proyecto.

Proyecto	Capacidad (MW)	Tecnología	Localización (municipio y departamento)		Possible fecha De entrada	Promotor	Fase
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2190							
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Jun 05	Flores III Ltda. & Cia. SCA ESP	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbi	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yanigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW							
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	2
GenerCauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Sin confirmar	GENERCAUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencion- Cogen.	Cajicá	Cundinamarca	Sin confirmar	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	San Bernardino	Cauca	Sin confirmar	Somos Energia del Cauca S.A.	1
Fuel Oil- Otro Capacidad registrada: 300 MW							
Petrosur	150	Fuel Oil Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8265 MW							
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG - I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG - II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Ene 09	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene 12	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene 14	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca-Putumayo	Ene 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 569.8 MW							
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías -Sta.Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaverál	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Caloto	Cauca	Sin confirmar	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandria	16.3	Sin Información	Alejandria	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frio	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucwana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	19.9	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Abr 2004	EEPPM	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Planta	3	Turbina axial Cat	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Sin confirmar	Empresa Unipersonal Carlos Fernández	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Vuelta	11.7	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Dic 2003	EEPPM	1

Anexo E



Resumen de la Información técnica y económica. Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2001)

Tabla E.1 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Carbón-Sin Impuestos

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 equiv. de Ao&m		Costo combustible en planta US\$/MWh	Costo de energía media US\$/MWh
						Fijo US\$/MWh	Variable US\$/MWh		
Antioquia	150	32.850	187,29	1.248,57	26,26	40,78	4,32	5,58	42,81
Boyacá	150	32.850	172,29	1.148,57	21,93	40,78	4,32	5,61	38,51
Cesar	150	32.850	172,23	1.148,18	24,26	40,78	4,32	6,88	42,11
Córdoba	150	32.850	171,09	1.140,57	21,94	40,78	4,32	8,85	41,76
Cundinamarca	150	32.850	173,73	1.158,23	21,89	40,78	4,32	5,88	38,74
Guajira	150	32.850	169,50	1.130,00	21,52	40,78	4,32	9,16	41,65
Norte De Santander	150	32.850	169,50	1.130,00	21,40	40,78	4,32	5,08	37,45
Valle	150	32.850	170,55	1.137,00	26,20	40,78	4,32	7,94	45,11

Factor de utilización 0,7
Vida útil (años) 25

El presupuesto de inversión considera impuestos, aranceles, pero no intereses durante la construcción

Tabla E.2 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Gas Ciclo Combinado-Sin Impuestos

Proyecto	Tipo (1)	Cap. en sitio MW (2)	Energía GWh (3)	Ppto. inv US\$mill. (4)	Costo índice inv US\$/kW(4)	Costo índice inv US\$/MW (5)	Costo índice Ao&m		Costo Transporte		Costo Total (ao&m+transp)		Costo Combust. US\$/mwh	Costo energía media US\$/MWh
							Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	Capac. US\$/MWh-año	var US\$/MWh	Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
Ciclo combinado de 100 MW														
Costa Atlántica	TGC	92,06	564,49	69,19	751,62	14,38	26,45	3,15	11,00	1,10	37,45	4,25	8,40	33,14
Llanos Orientales	TGC	90,07	552,31	72,65	806,61	15,43	26,45	3,22	20,28	5,61	46,73	8,83	7,61	39,50
Magdalena Medio	TGC	90,40	554,32	71,48	790,67	15,13	26,45	3,21	36,07	5,52	62,52	8,73	8,36	42,41
Valle	TGC	88,26	541,21	69,75	790,22	15,12	26,45	3,28	66,94	6,36	93,39	9,64	8,60	48,59
Ciclo combinado de 150 MW														
Costa Atlántica	TGC	138,08	846,73	99,97	724,01	13,85	26,45	3,15	11,00	1,10	37,45	4,25	8,40	32,61
Llanos Orientales	TGC	135,10	828,46	104,97	776,98	14,87	26,45	3,22	20,28	5,61	46,73	8,83	7,61	38,93
Magdalena Medio	TGC	135,60	831,48	103,27	761,62	14,57	26,45	3,21	36,07	5,52	62,52	8,73	8,36	41,85
Valle	TGC	132,39	811,82	100,77	761,19	14,56	26,45	3,28	66,94	6,36	93,39	9,64	8,60	48,03
Ciclo combinado de 200 MW														
Costa Atlántica	TGC	184,11	1.128,98	129,62	704,04	13,09	26,45	3,15	11,00	1,10	37,45	4,25	8,40	31,85
Llanos Orientales	TGC	180,14	1.104,61	136,10	755,54	14,05	26,45	3,22	20,28	5,61	46,73	8,83	7,61	38,11
Magdalena Medio	TGC	180,80	1.108,64	133,90	740,61	13,77	26,45	3,21	36,07	5,52	62,52	8,73	8,36	41,05
Valle	TGC	176,52	1.082,43	130,66	740,19	13,76	26,45	3,28	66,94	6,36	93,39	9,64	8,60	47,23
Ciclo combinado de 300 MW														
Costa Atlántica	TGC	276,17	1.693,47	187,76	679,86	12,64	26,45	3,15	11,00	1,10	37,45	4,25	8,40	31,40
Llanos Orientales	TGC	270,21	1.656,92	197,14	729,60	13,57	26,45	3,22	20,28	5,61	46,73	8,83	7,61	37,63
Magdalena Medio	TGC	271,19	1.662,96	193,95	715,18	13,30	26,45	3,21	36,07	5,52	62,52	8,73	8,36	40,58
Valle	TGC	264,78	1.623,64	189,26	714,77	13,29	26,45	3,28	66,94	6,36	93,39	9,64	8,60	46,76

(*) 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.

Tabla E.3 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Carbón-Con Impuestos

Proyecto	Capacidad a instalar (MW)	Energía anual (GWh)	Presupuesto de inversión US\$ Millones	Costo índice del inversión US\$/KW	Costo inversión anual US\$/MWh	Costo equiv. de Ao&m		Costo combustible en planta US\$/MWh	Costo de energía media US\$/MWh
						Fijo US\$/MWh	Variable US\$/MWh		
Antioquia	150	32.850	209,20	1.394,65	29,33	40,78	4,32	5,58	47,99
Boyacá	150	32.850	192,44	1.282,95	24,50	40,78	4,32	5,61	42,96
Cesar	150	32.850	192,38	1.282,52	27,10	40,78	4,32	6,38	47,01
Córdoba	150	32.850	191,10	1.274,02	24,50	40,78	4,32	8,35	46,36
Cundinamarca	150	32.850	192,72	1.284,81	24,28	40,78	4,32	5,38	43,02
Guajira	150	32.850	189,40	1.262,66	24,05	40,78	4,32	9,16	46,20
Norte De Santander	150	32.850	189,38	1.262,55	23,91	40,78	4,32	5,08	41,79
Valle	150	32.850	190,50	1.270,03	29,27	40,78	4,32	7,94	50,38

Factor de utilización 0,7
Vida útil (años) 25

El presupuesto de inversión considera impuestos, aranceles, pero no intereses durante la construcción

Tabla E.4 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Gas Ciclo Abierto-Sin Impuestos

Proyecto	Tipo (1)	Cap. en sitio MW (2)	Energía GWh (3)	Ppto. inv US\$mill.	Costo índice inv US\$/kW(4)	Costo índice inv US\$/MW (5)	Costo índice Ao&m		Costo transporte		Costo total (Ao&m+trasp)		Costo combust. US\$/MWh	Costo energía media US\$/MWh
							Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	Capac. US\$/MWh-año	var US\$/MWh	Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
Ciclo abierto de 100 MW														
Costa Atlántica	TG	91,98	402,89	40,03	435,18	12,08	26,45	3,15	16,45	2,28	42,90	5,43	10,57	37,88
Llanos Orientales	TG	88,40	387,21	42,03	475,45	13,20	26,45	3,22	29,60	10,71	56,05	13,93	9,46	49,38
Magdalena Medio	TG	89,80	393,31	41,35	460,49	12,78	26,45	3,21	52,65	10,45	79,10	13,66	10,55	55,05
Valle	TG	84,79	371,39	40,35	475,88	13,21	26,45	3,28	97,71	12,18	124,16	15,46	10,70	67,72
Ciclo abierto de 150 MW														
Costa Atlántica	TG	137,98	604,34	60,04	435,15	12,08	26,45	3,15	16,45	2,28	42,90	5,43	10,57	37,87
Llanos Orientales	TG	132,61	580,82	63,04	475,41	13,20	26,45	3,22	29,60	10,71	56,05	13,93	9,46	49,38
Magdalena Medio	TG	134,70	589,96	62,02	460,46	12,78	26,45	3,21	52,65	10,45	79,10	13,66	10,55	55,05
Valle	TG	127,19	557,08	60,52	475,85	13,21	26,45	3,28	97,71	12,18	124,16	15,46	10,70	67,71
Ciclo abierto de 200 MW														
Costa Atlántica	TG	183,97	805,79	80,06	435,18	12,08	26,45	3,15	16,45	2,28	42,90	5,43	10,57	37,88
Llanos Orientales	TG	176,81	774,42	84,06	475,44	13,20	26,45	3,22	29,60	10,71	56,05	13,93	9,46	49,38
Magdalena Medio	TG	179,59	786,62	82,70	460,49	12,78	26,45	3,21	52,65	10,45	79,10	13,66	10,55	55,05
Valle	TG	169,58	742,77	80,70	475,87	13,21	26,45	3,28	97,71	12,18	124,16	15,46	10,70	67,72
Ciclo abierto de 300 MW														
Costa Atlántica	TG	275,95	1.208,68	120,09	435,18	12,08	26,45	3,15	16,45	2,28	42,90	5,43	10,57	37,88
Llanos Orientales	TG	265,21	1.161,63	126,09	475,44	13,20	26,45	3,22	29,60	10,71	56,05	13,93	9,46	49,38
Magdalena Medio	TG	269,39	1.179,93	124,05	460,49	12,78	26,45	3,21	52,65	10,45	79,10	13,66	10,55	55,05
Valle	TG	254,37	1.114,16	121,05	475,88	13,21	26,45	3,28	97,71	12,18	124,16	15,46	10,70	67,72

(*) 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 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: 0,5
 (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.

Tabla E.5 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Gas Ciclo Combinado-Con Impuestos

Proyecto	Tipo (1)	Cap. en sitio MW (2)	Energía GWh (3)	Ppto. inv US\$mill.	Costo índice inv US\$/kW(4)	Costo índice inv US\$/MW (5)	Costo Índice Ao&m		Costo Transporte		Costo Total (ao&m+trasp)		Costo combust. US\$/MWh	Costo Energía Media US\$/MWh
							Fijo US\$/kW-año	Var US\$/MWh	Capac. US\$/MWh-año	Var US\$/MWh	Fijo US\$/kW-año	Var US\$/MWh		
Ciclo Combinado de 100 MW														
Costa Atlántica	TGC	92,06	564,49	78,88	856,85	16,39	26,45	3,15	11,00	1,17	37,45	4,32	8,40	36,84
Llanos Orientales	TGC	90,07	552,31	82,82	919,54	17,59	26,45	3,22	20,28	5,97	46,73	9,19	7,61	43,95
Magdalena Medio	TGC	90,40	554,32	81,48	901,37	17,25	26,45	3,21	36,07	5,88	62,52	9,09	8,36	46,95
Valle	TGC	88,26	541,21	79,51	900,85	17,24	26,45	3,28	66,94	6,77	93,39	10,06	8,60	53,47
Ciclo Combinado de 150 MW														
Costa Atlántica	TGC	138,08	846,73	113,97	825,37	15,79	26,45	3,15	11,00	1,17	37,45	4,32	8,40	36,21
Llanos Orientales	TGC	135,10	828,46	119,67	885,76	16,95	26,45	3,22	20,28	5,97	46,73	9,19	7,61	43,27
Magdalena Medio	TGC	135,60	831,48	117,73	868,25	16,61	26,45	3,21	36,07	5,88	62,52	9,09	8,36	46,28
Valle	TGC	132,39	811,82	114,88	867,75	16,60	26,45	3,28	66,94	6,77	93,39	10,06	8,60	52,80
Ciclo Combinado de 200 MW														
Costa Atlántica	TGC	184,11	1.128,98	147,77	802,60	14,92	26,45	3,15	11,00	1,17	37,45	4,32	8,40	35,30
Llanos Orientales	TGC	180,14	1.104,61	155,16	861,32	16,02	26,45	3,22	20,28	5,97	46,73	9,19	7,61	42,30
Magdalena Medio	TGC	180,80	1.108,64	152,65	844,30	15,70	26,45	3,21	36,07	5,88	62,52	9,09	8,36	45,33
Valle	TGC	176,52	1.082,43	148,95	843,81	15,69	26,45	3,28	66,94	6,77	93,39	10,06	8,60	51,85
Ciclo Combinado de 300 MW														
Costa Atlántica	TGC	276,17	1.693,47	214,04	775,04	14,41	26,45	3,15	11,00	1,17	37,45	4,32	8,40	34,76
Llanos Orientales	TGC	270,21	1.656,92	224,74	831,74	15,47	26,45	3,22	20,28	5,97	46,73	9,19	7,61	41,72
Magdalena Medio	TGC	271,19	1.662,96	221,11	815,30	15,16	26,45	3,21	36,07	5,88	62,52	9,09	8,36	44,76
Valle	TGC	264,78	1.623,64	215,75	814,84	15,15	26,45	3,28	66,94	6,77	93,39	10,06	8,60	51,28

(*) 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.

Tabla E.6 Costos indicativos de proyectos Termoeléctricos a Gas Ciclo Abierto-Con Impuestos

Proyecto	Tipo (1)	Cap. en sitio MW (2)	Energía GWh (3)	Ppto. inv US\$mill.	Costo índice inv US\$/kW(4)	Costo índice inv US\$/MW (5)	Costo índice Ao&m		Costo transporte		Costo total (Ao&m+transp)		Costo combus. US\$/MWh	Costo energía media US\$/MWh
							Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	Capac. US\$/MWh-año	var US\$/MWh	Fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh		
Ciclo abierto de 100 MW														
Costa Atlántica	TG	91,98	402,89	45,35	493,06	13,69	26,45	3,15	16,45	2,43	42,90	5,58	10,57	41,45
Llanos Orientales	TG	88,40	387,21	47,62	538,68	14,95	26,45	3,22	29,60	11,42	56,05	14,63	9,46	54,22
Magdalena Medio	TG	89,80	393,31	46,85	521,74	14,48	26,45	3,21	52,65	11,14	79,10	14,35	10,55	60,07
Valle	TG	84,79	371,39	45,72	539,17	14,97	26,45	3,28	97,71	12,98	124,16	16,27	10,70	73,50
Ciclo abierto de 150 MW														
Costa Atlántica	TG	137,98	604,34	68,03	493,03	13,68	26,45	3,15	16,45	2,43	42,90	5,58	10,57	41,45
Llanos Orientales	TG	132,61	580,82	71,43	538,64	14,95	26,45	3,22	29,60	11,42	56,05	14,63	9,46	54,22
Magdalena Medio	TG	134,70	589,96	70,27	521,71	14,48	26,45	3,21	52,65	11,14	79,10	14,35	10,55	60,07
Valle	TG	127,19	557,08	68,57	539,13	14,96	26,45	3,28	97,71	12,98	124,16	16,27	10,70	73,50
Ciclo abierto de 200 MW														
Costa Atlántica	TG	183,97	805,79	90,71	493,06	13,69	26,45	3,15	16,45	2,43	42,90	5,58	10,57	41,45
Llanos Orientales	TG	176,81	774,42	95,24	538,68	14,95	26,45	3,22	29,60	11,42	56,05	14,63	9,46	54,22
Magdalena Medio	TG	179,59	786,62	93,70	521,74	14,48	26,45	3,21	52,65	11,14	79,10	14,35	10,55	60,07
Valle	TG	169,58	742,77	91,43	539,16	14,96	26,45	3,28	97,71	12,98	124,16	16,27	10,70	73,50
Ciclo abierto de 300 MW														
Costa Atlántica	TG	275,95	1.208,68	136,06	493,06	13,69	26,45	3,15	16,45	2,43	42,90	5,58	10,57	41,45
Llanos Orientales	TG	265,21	1.161,63	142,86	538,68	14,95	26,45	3,22	29,60	11,42	56,05	14,63	9,46	54,22
Magdalena Medio	TG	269,39	1.179,93	140,55	521,74	14,48	26,45	3,21	52,65	11,14	79,10	14,35	10,55	60,07
Valle	TG	254,37	1.114,16	137,15	539,17	14,97	26,45	3,28	97,71	12,98	124,16	16,27	10,70	73,50

(*) 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.

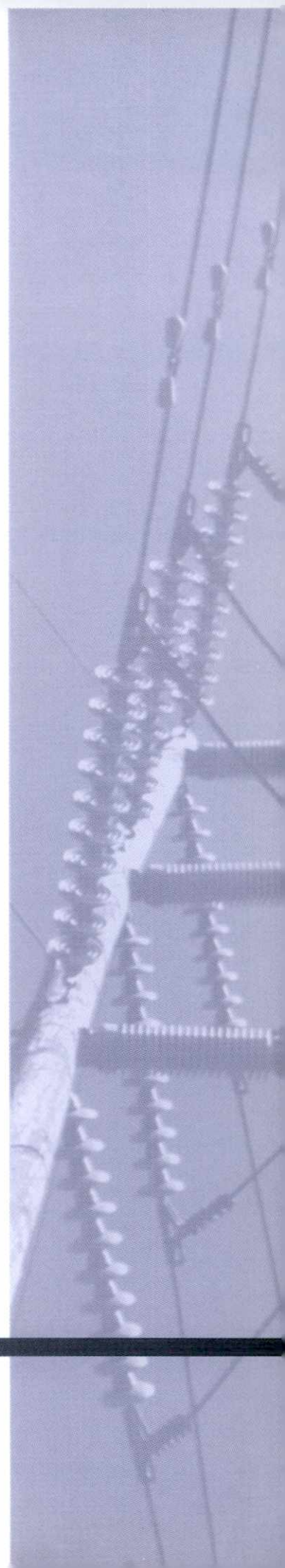
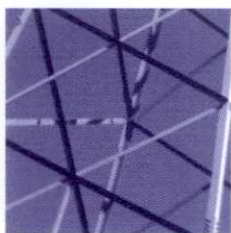
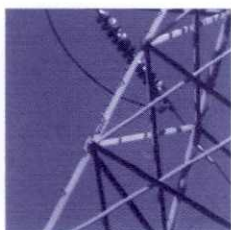
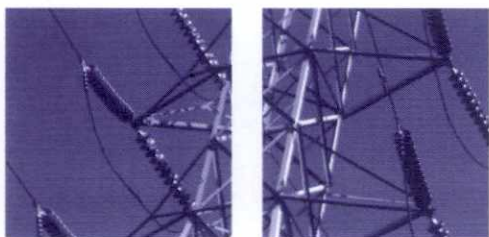
(1) TG: Planta a gas de ciclo combinado.

(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: 0,5

(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.



Anexo F

Principales proyectos de expansión planteados por los operadores de red al nivel del STN y al nivel IV de tensión. Horizonte 2002-2007

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Tabla F.1 Circuitos Proyectados

De	Para	Año de entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión (kV)	Longitud (km)
La Insula	Cúcuta	2002 *	1	Cúcuta - Zulia	115	11.4
La Insula	Zulia	2002 *	1		115	29

*Fecha no confirmada

Tabla F.2 Subestaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Chía	2003	115 / 34.5 - 11.4	STR	Bogotá
Compartir	2004	115 / 11.4	SDL	Soacha

Tabla F.3 Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Noroeste	2003	3ro	230	115	13.8	168	168	60
Tunal	2004	3ro	230	115	13.8	168	168	60

Tabla F.4 Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Tibabuyes	Chía	2003	1	Tibabuyes - Zipaquirá	115	14
Chía	Zipaquirá	2003	1		115	13
Aranjuez	Torca	2004	2	-	115	5.6
Bosa	Compartir	2004	1	Bosa - Laguneta	115	13.7
Compartir	Laguneta	2004	1		115	13.7
Muña	Tunal	2004	1	Muña - San Carlos	115	16.2
Tunal	San Carlos	2004	1		115	10.2

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

Tabla F.5 Subestaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Cabaña	2002	110 / 13.2	SDL	Bello

Tabla F.6 Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Colombia	Cabaña	2002	1	Colombia - Occidente	110	12.8
Cabaña	Occidente	2002	1		110	5.8
Barbosa *	Girardota	2003	1	-	110	15.8

* Repotenciación del circuito preexistente mediante cambio de conductor

ELECTRICARIBE - ELECTRO COSTA S.A. E.S.P.

Tabla F.7 Subestaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Puerta de Oro	2004	110 / 13.8	SDL	B/quilla
Zaragocilla *	2004	110 / 13.8	SDL	Zaragocilla
Chambacú *	2005	110 / 13.8	SDL	Cartagena
Termocartagena **	2005	220 / 110 / 66	SDL	Cartagena

* Energización a 110 kV. Actualmente operan a 66 kV en el lado de alta.

** Energización a 100 kV de uno de los barrajes que actualmente opera a 66 kV.

Tabla F.8 Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Termocartagena *	2005	1ro	220	-	110	100	-	100

* Actualmente de reserva

Tabla F.9 Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura/energiza circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Cereté	Chinu Planta	2003	2	-	66	48
Candelaria	Zaragocilla	2004	1	-	110	12.3
Centro	Nueva B/quilla	2004	1	-	110	3
Nueva B/quilla	Silencio	2004	1	-	110	3
Libertador	Manzanares	2004	1	-	110	2.5
Chambacú	T/Cartagena	2005	1	Chambacú - T/Cartagena *	110	11.8
Chambacú	Zaragocilla	2005	1	Chambacú - Zaragocilla *	110	1.2
Nueva B/quilla	Puerta de Oro	2005	1	-	110	8

* Actualmente energizadas a 66 kV

Tabla F.10 Compensaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad Total [MVar]
El Bosque	2002	Capacitiva	66	43.2
El Carmen	2003	Capacitiva	66	15

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

Tabla F.11 Subestaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Pitalito *	2002	115 / 34.5 / 13.8	SDL	Pitalito

* Ampliación de la actual subestación 34,5/13,8kV

Tabla F.12 Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Betania	2002	2do	230	115	13.8	174	174	36

Tabla F.13 Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Altamira	Pitalito	2002	1		115	40
Altamira	Betania	2003	2	Betania - Hobo *	115	85

* Reconfigura los 17 km del tramo Betania - Hobo y renueva el tramo restante Hobo - Altamira.

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

Tabla F.14 Subestaciones Proyectadas

Subestación	Año de Entrada	Niveles de Tensión [kV]	Servicio	Localización
Sub 220 *	2005	220 / 115	STR - SDL	Calí
Bitaco **	2005	115 / 34.5 / 13.2	STR - SDL	La Cumbre
Sevilla **	2005	115 / 34.5 / 13.2	STR - SDL	Sevilla
Tulua *	2006	220 / 115	STR - SDL	Tulua
Jamundi	2006	115 / 34.5	STR - SDL	Jamundi

* Sujetas a criterio y consideración de la UPME

** Ampliación de la subestación existente.

Tabla F.15 Transformadores de conexión proyectados

Subestación	Año de Entrada	Trafo. No.	Tensión [kV]			Capacidad [MVA]		
			Alta	Media	Baja	Alta	Media	Baja
Sub 220	2005	1ro	220	115	13.8	90	90	30
Tuluá	2006	1ro	220	115	13.2	168	168	60

Tabla F.16 Circuitos proyectados

De	Para	Año de Entrada	Circ. No.	Reconfigura circuito:	Tensión [kV]	Longitud [km]
Pance	Sub 220 *	2005	1		220	13.5
Sub 220	Yumbo *	2005	1	Pance - Yumbo	220	13.2
B. Anchicaya	Sub 220	2005	1	B. Anchicaya -	115	44.2
Sub 220	Chipichape	2005	1	Chipichape 1	115	6
B. Anchicaya	Bitaco	2005	1		115	30
Bitaco	Sub 220	2005	1	B. Anchicaya - Chipichape 2	115	14.2
Sub 220	Chipichape	2005	2		115	6
Cartago	Tulua *	2006	1		220	90
Tulua	San Marcos *	2006	1	Cartago - San Marcos	220	71
Pance	Jamundi	2006	1		115	14
Jamundi	Santander	2006	1	Pance - Santander	115	28.9
Sevilla	Zarzal	2006	1		115	20

* Sujetas a criterio y consideración de la UPME.

Gráfico F.1 Zona Nordeste

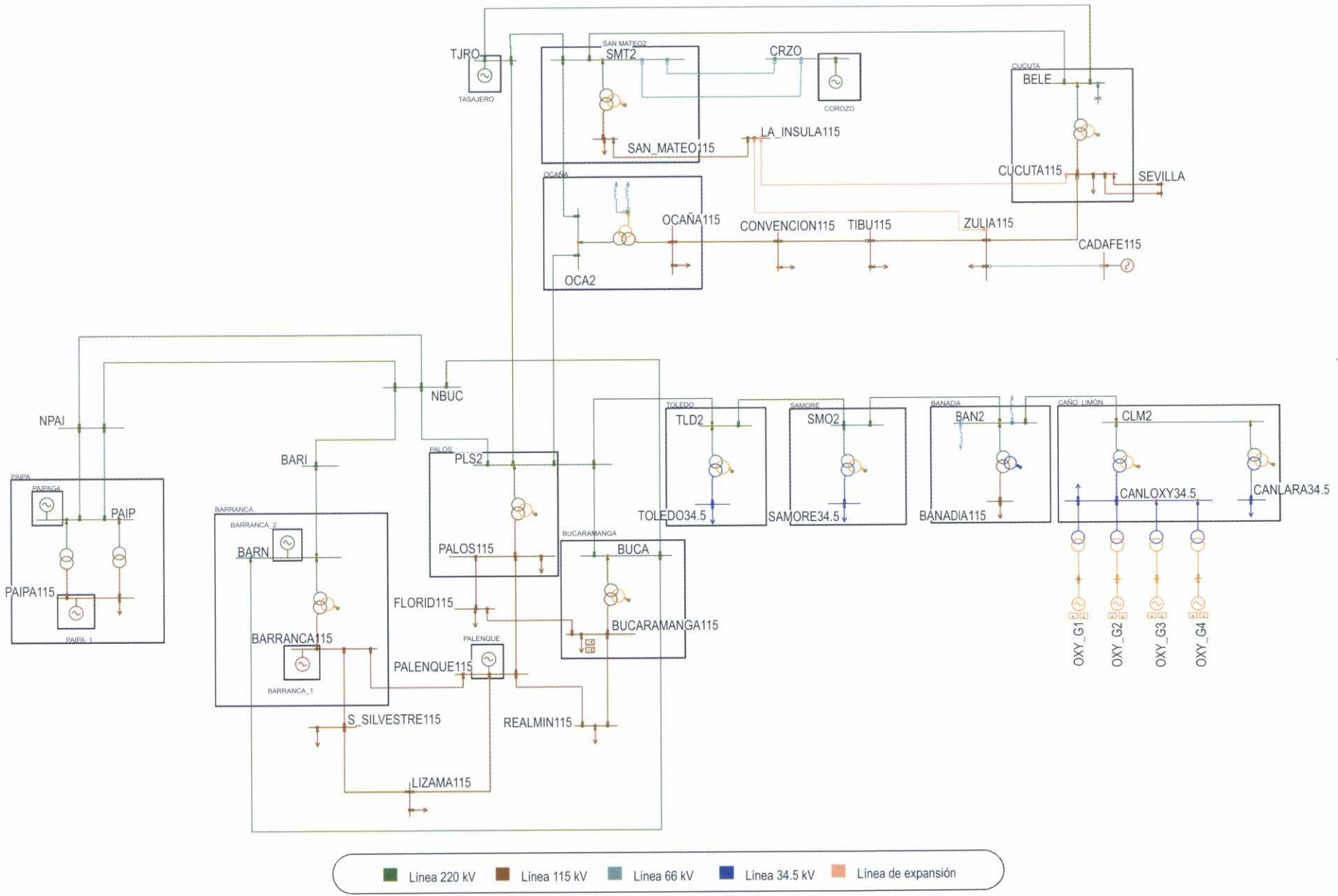


Gráfico F.2 Zona EPM

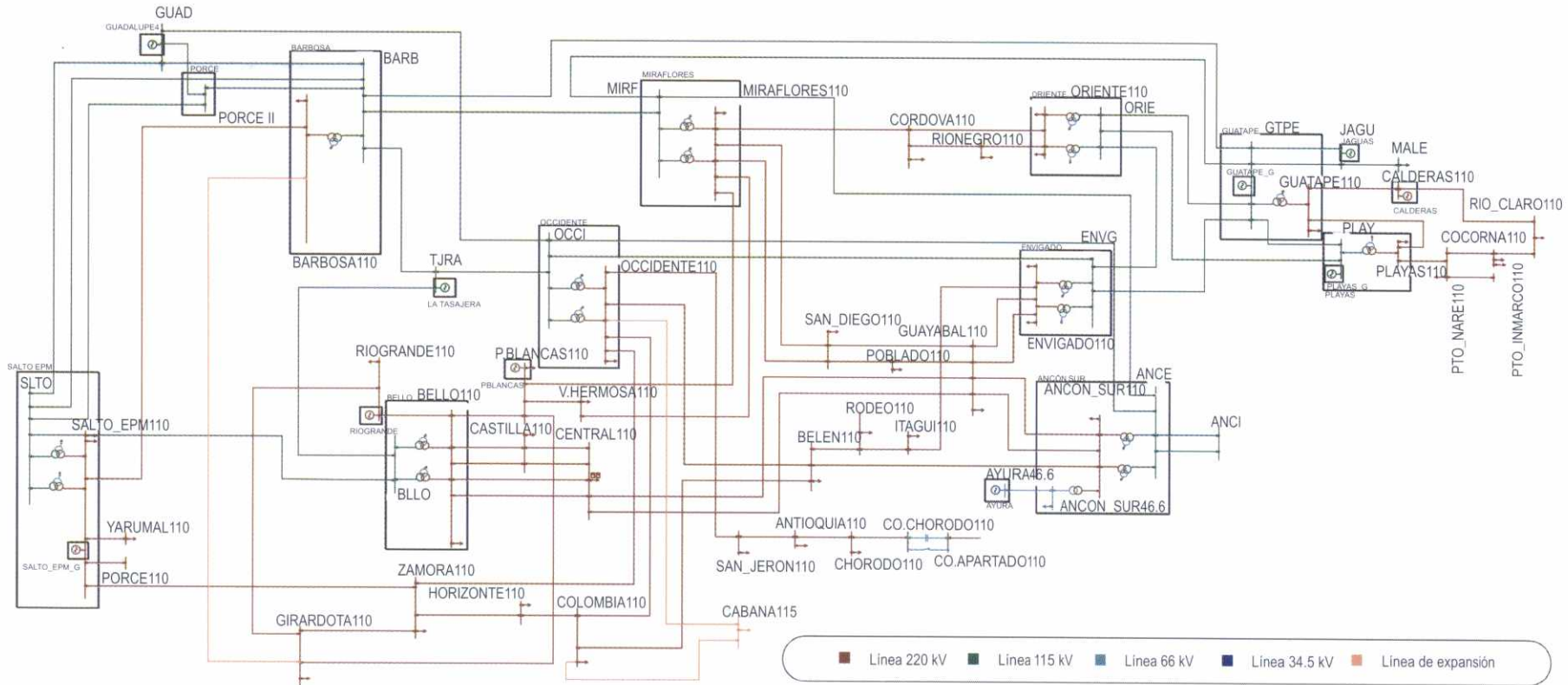


Gráfico F.3 Zona Atlántico

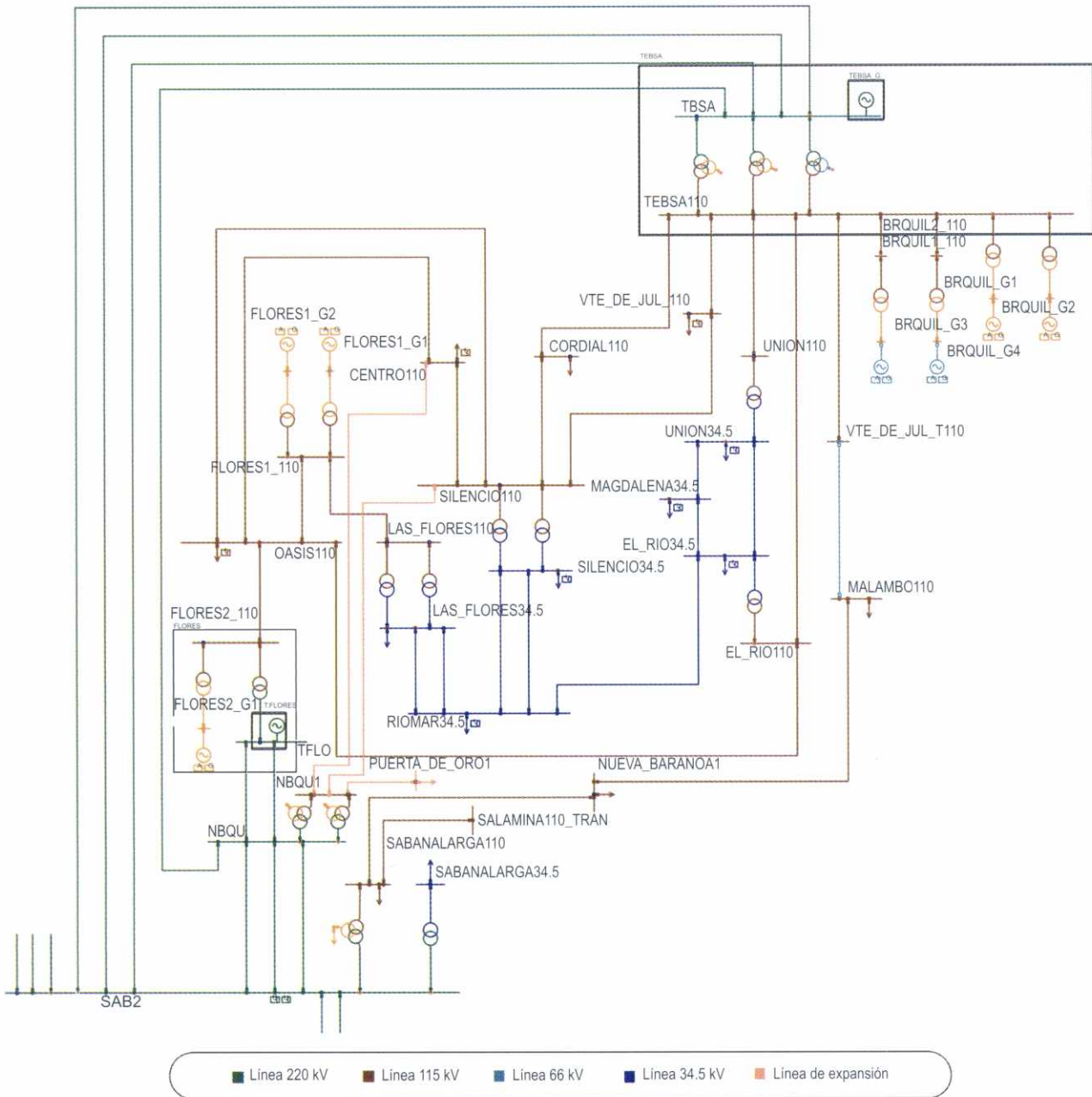


Gráfico F.4 Zona Tolima-Huila

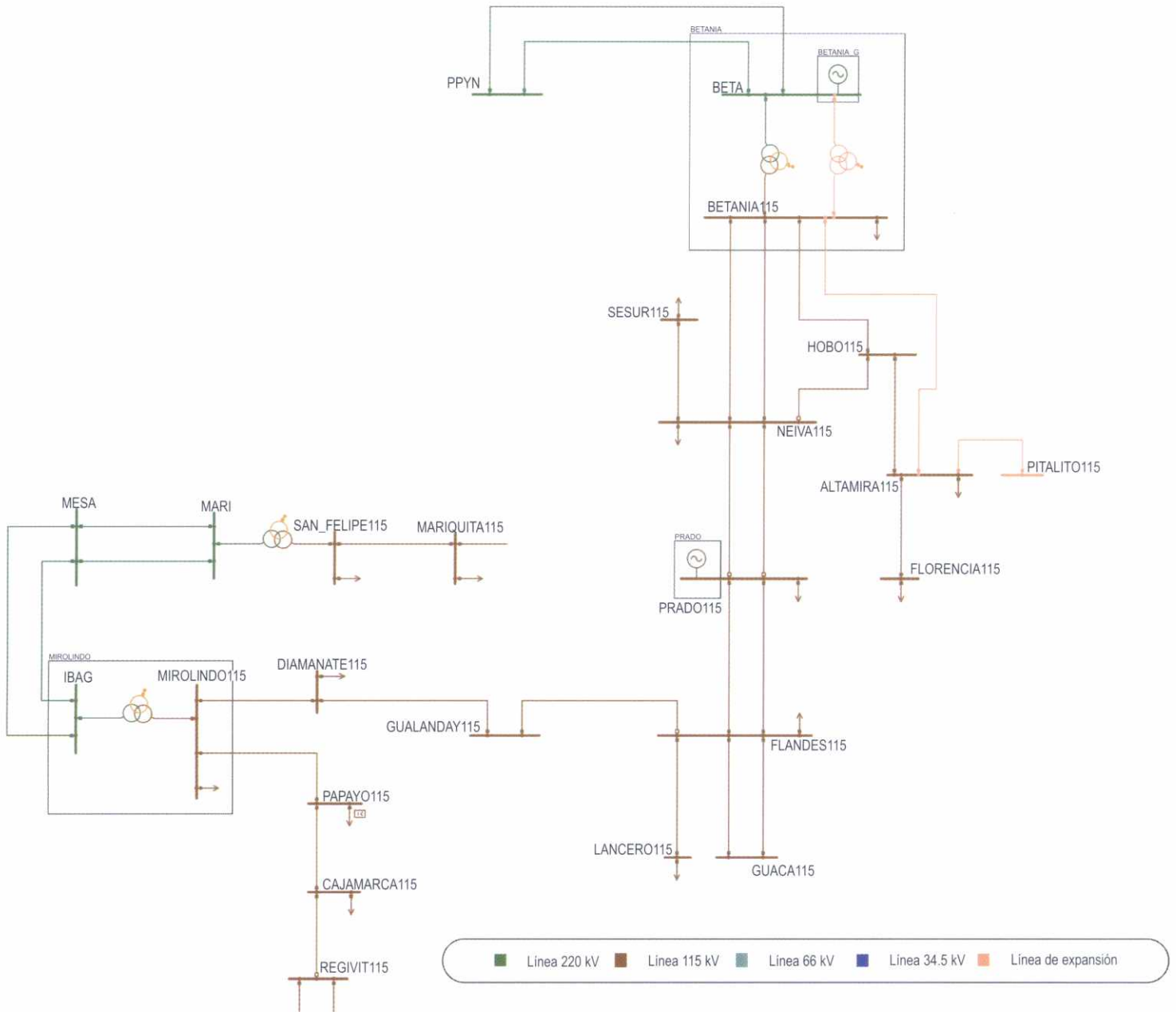


Gráfico F.5 Zona Guajira-Cesar-Magdalena

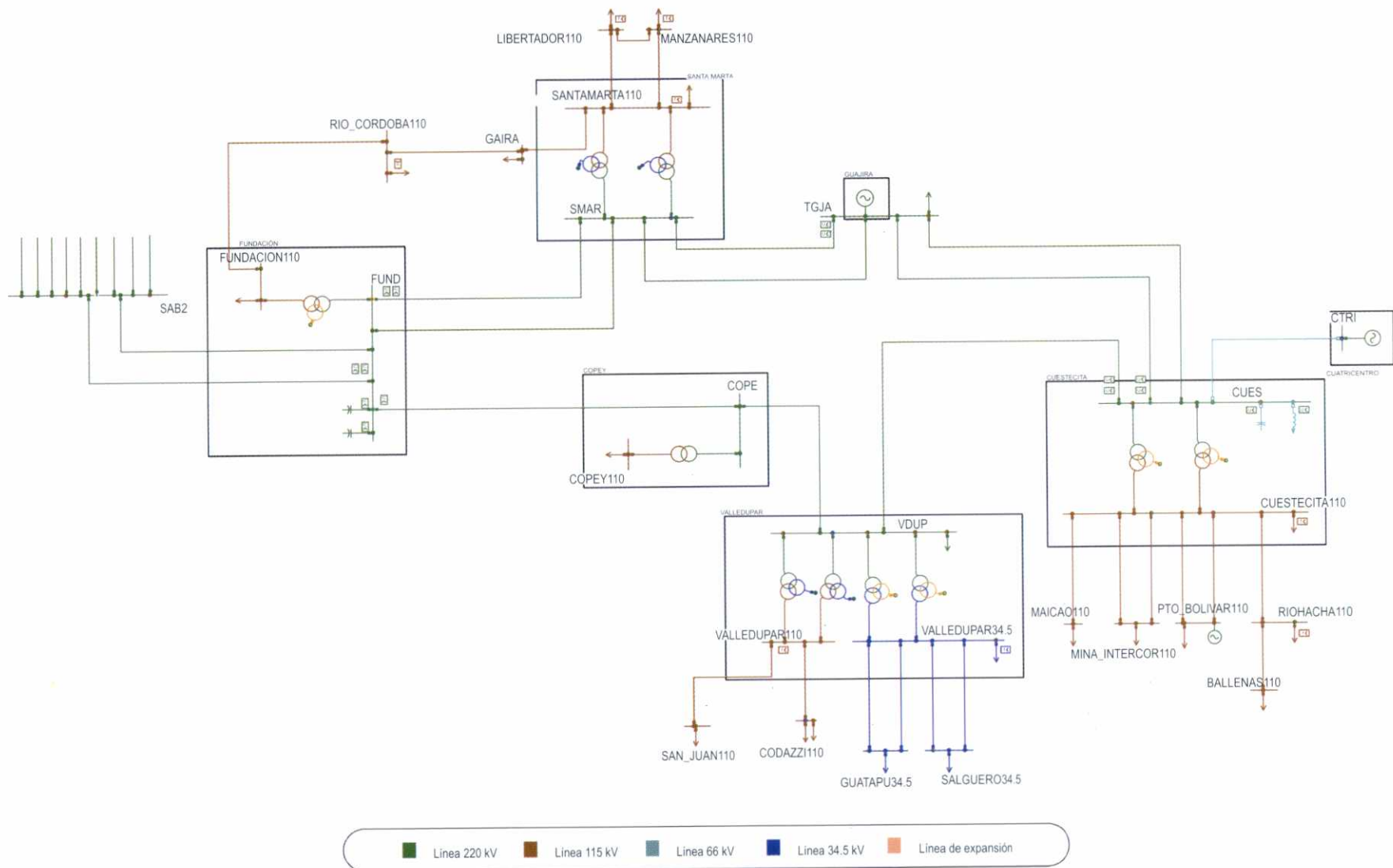


Gráfico F.6 Zona Chinú

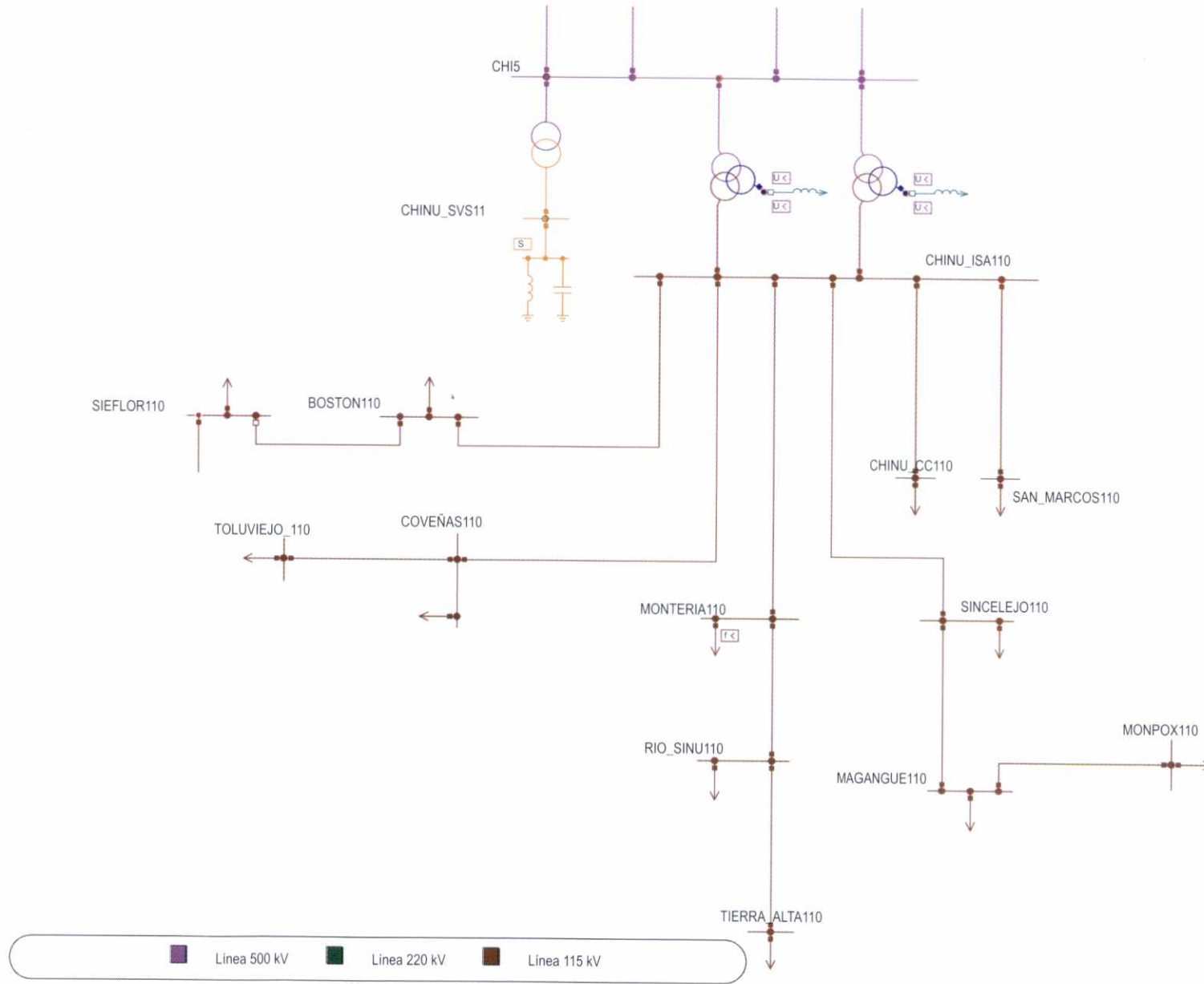


Gráfico F.7 Zona Cerromatoso

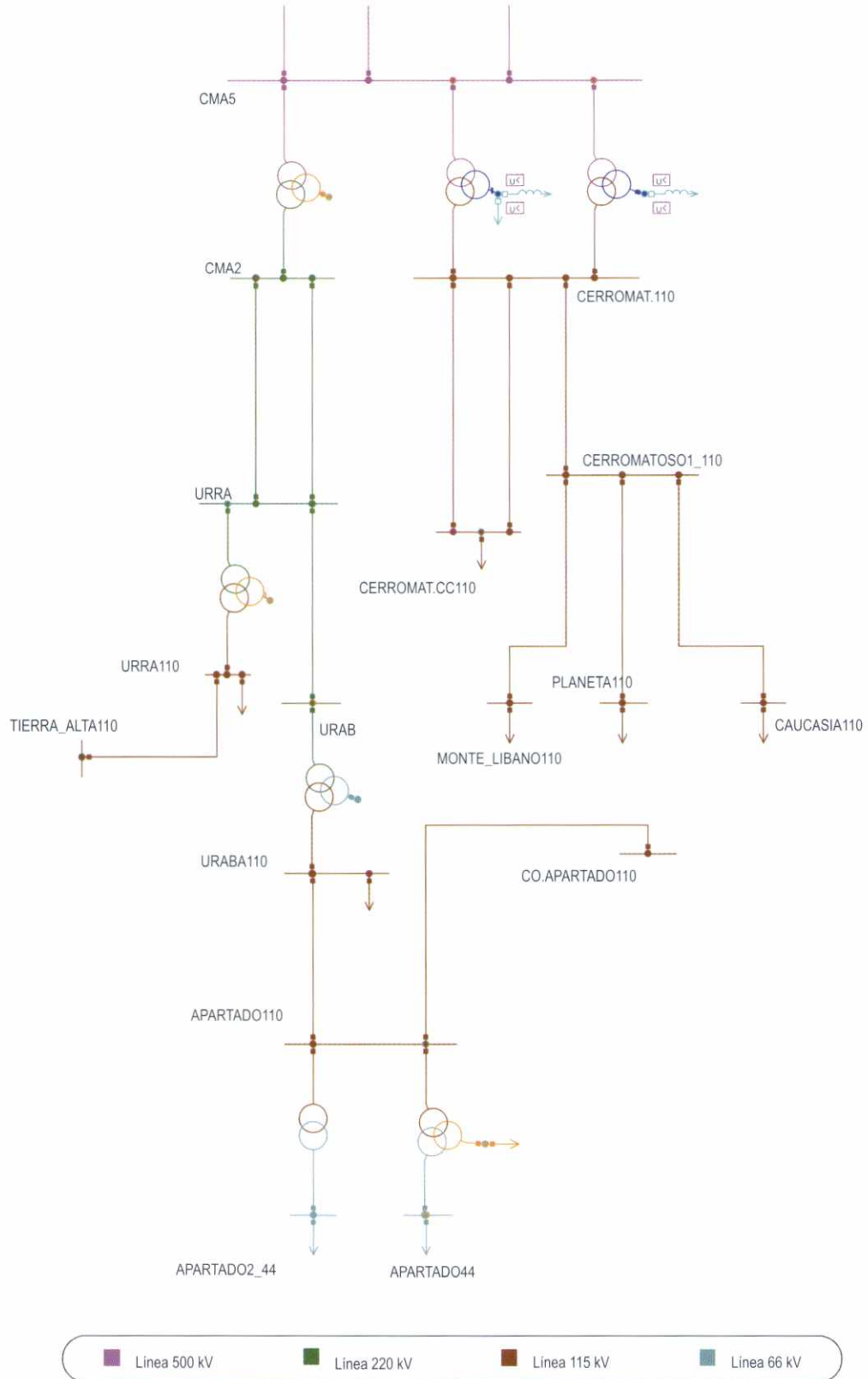


Gráfico F.8 Zona Bolívar

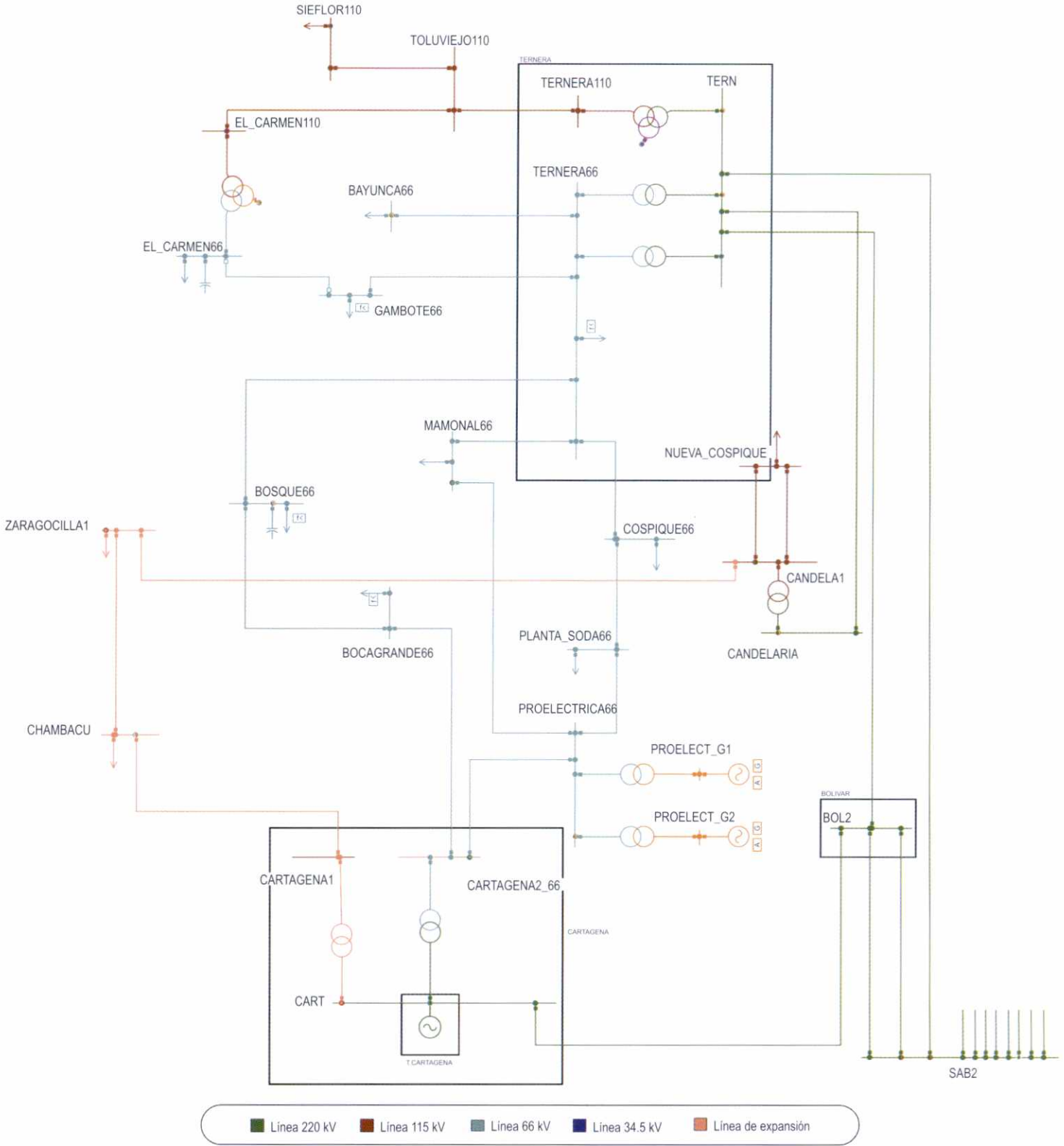


Gráfico F.9 Zona EPSA

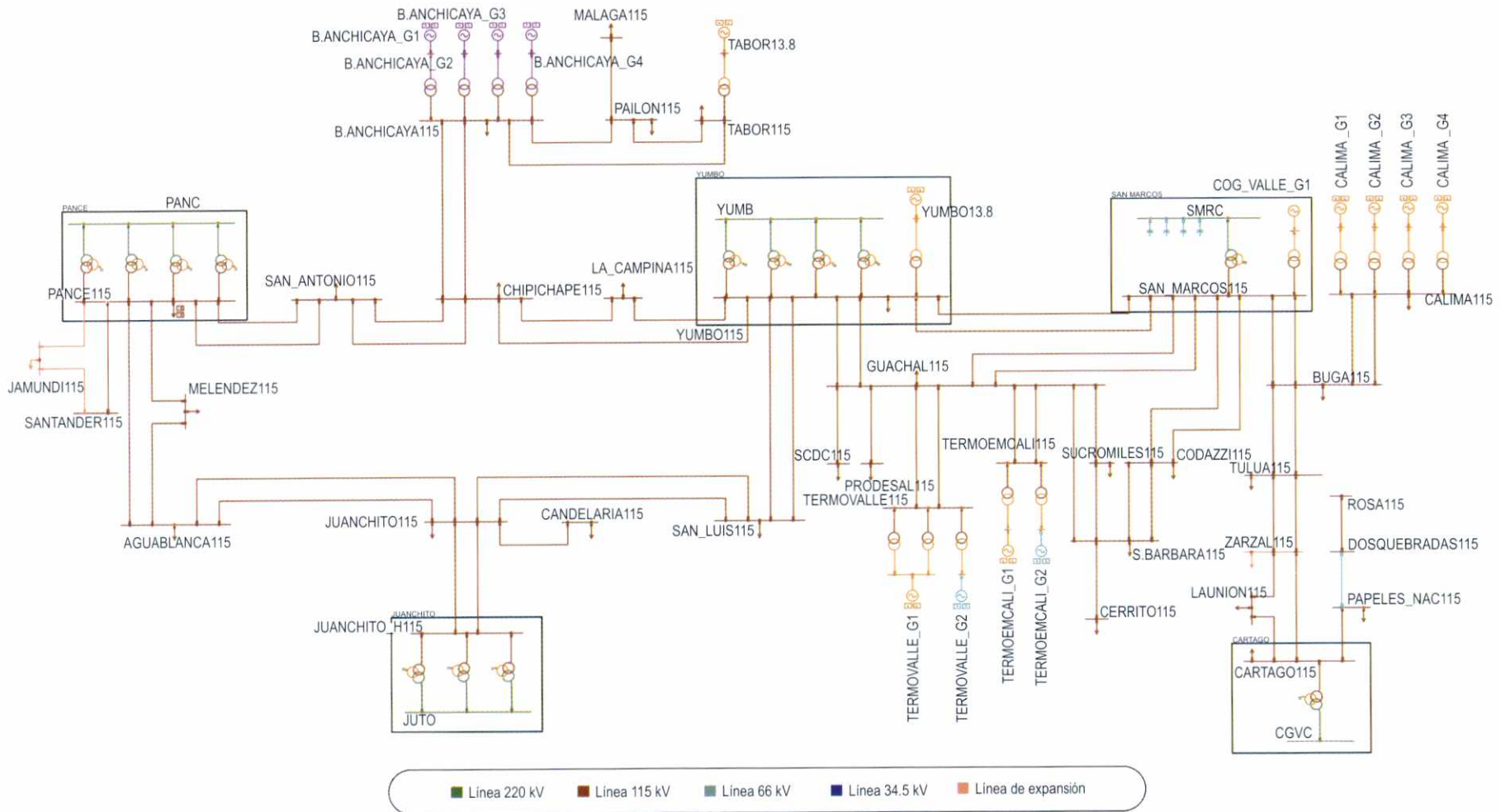


Gráfico F.10 Centrales Eléctricas del Cauca

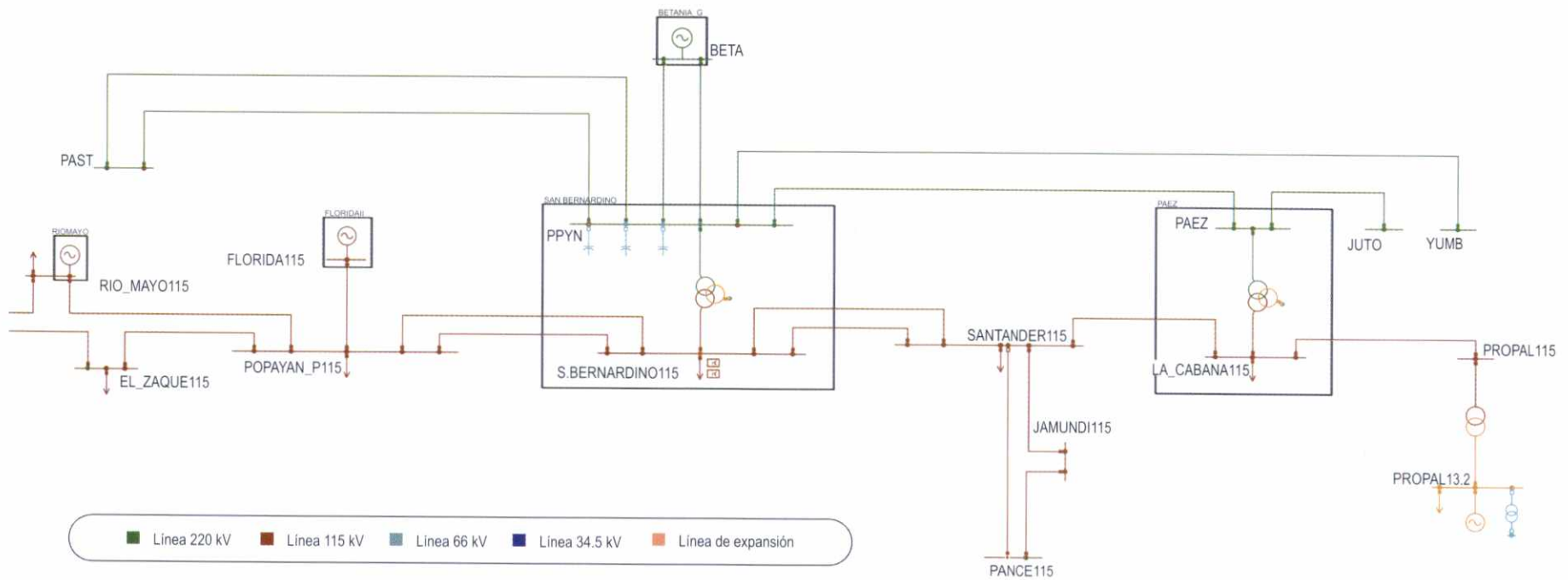
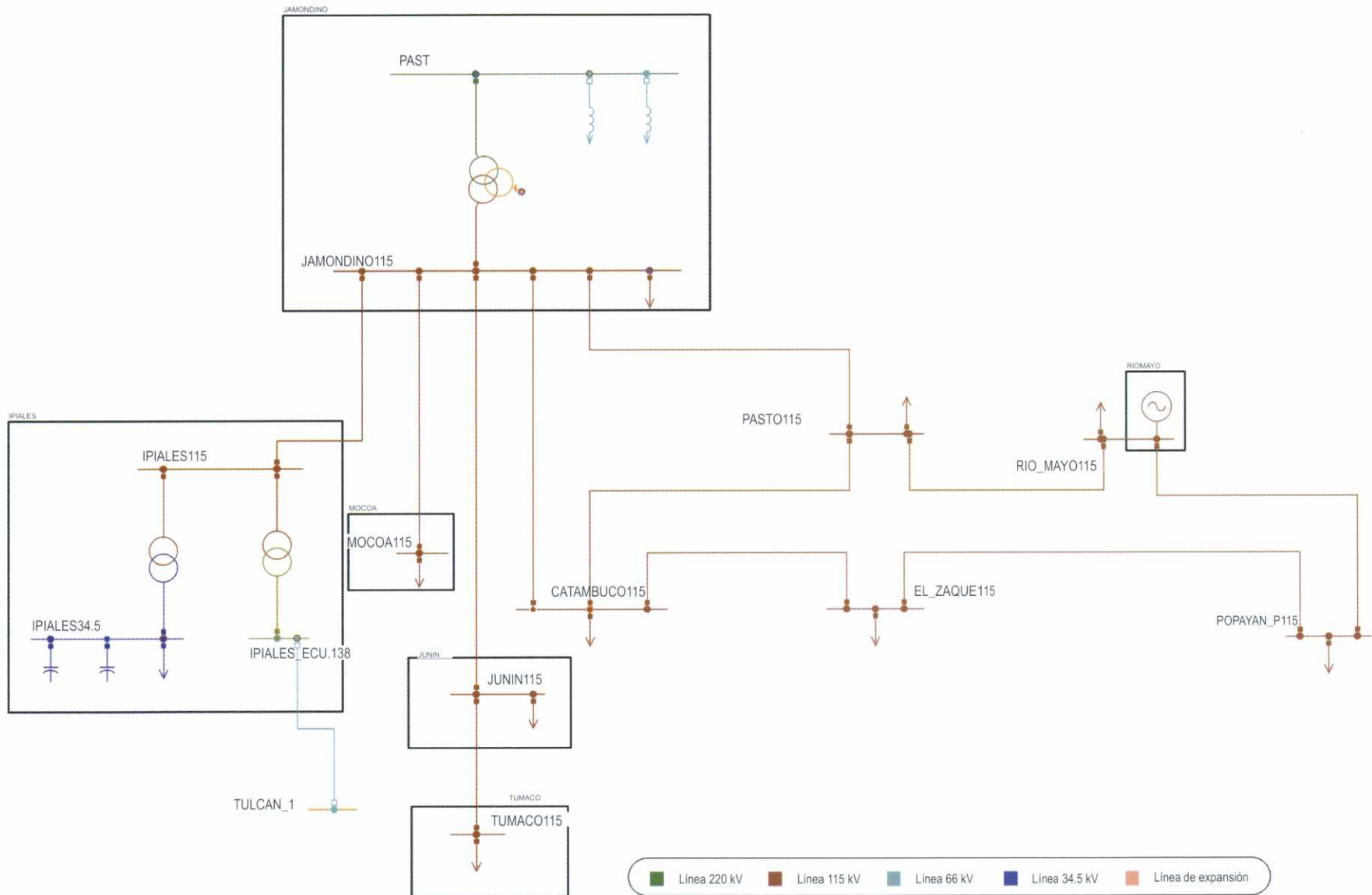
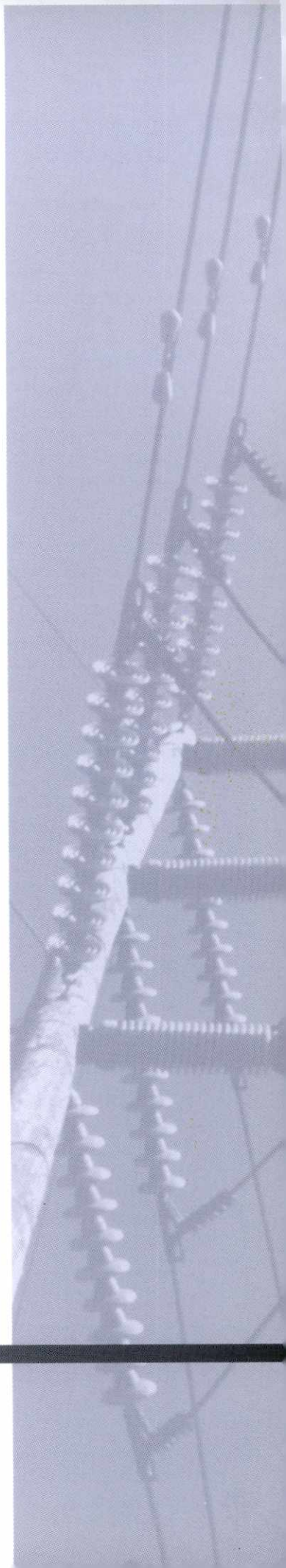
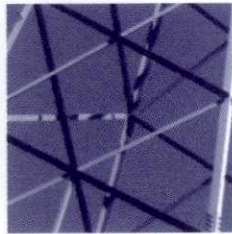
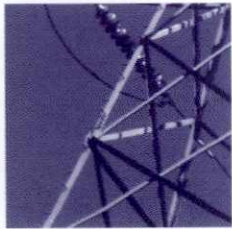
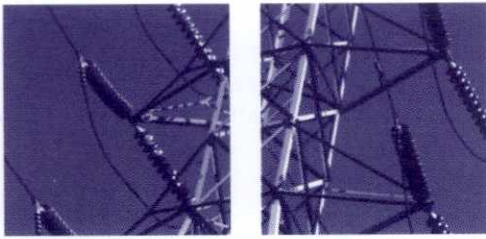


Gráfico F.11 Centrales Electricas de Nariño





Anexo G

Metodología de Planeamiento

GENERACIÓN

La elaboración del plan de expansión de generación inicia con la recopilación y actualización de los costos de referencia (inversión y operación) de las diferentes tecnologías de generación y las eficiencias esperadas de estas, una vez se obtiene dicha información se consideran las probables fechas de entrada de los proyectos de generación que se encuentran en construcción la cual es reportada por los diferentes promotores, estos proyectos junto con los que se encuentran inscritos en el registro de la UPME constituyen el portafolio de proyectos.

Para la obtención de las alternativas y estrategias de generación se emplean los modelos de planeamiento en expansión y operación. El modelo de expansión utilizado es el modelo de planeamiento SUPER/OLADE-BID que genera un plan de expansión óptimo de acuerdo con las proyecciones de la demanda de energía eléctrica, datos históricos de los caudales afluentes en el sistema y la información correspondiente a cada una de las plantas que pertenecen al sistema interconectado incluyendo entre otros capacidad, índices de indisponibilidad histórica, eficiencia, costos de inversión y de operación tanto fijos como variables además del costo de los diferentes combustibles. El plan así obtenido satisface la demanda proyectada, en un horizonte de análisis determinado, incorporando al sistema los proyectos inscritos de menor costo de generación (inversión y operación) en las fechas en que estos son requeridos. Dependiendo de los escenarios de crecimiento de la demanda que se manejen, los escenarios de proyecciones de precio de los combustibles o las restricciones a determinado tipo de proyectos, se generaran diferentes alternativas y estrategias al plan de expansión original.

En el corto plazo, el cual comprende cinco años, no se pueden introducir muchas variaciones ni se pueden incorporar al sistema proyectos diferentes a los que se encuentran en construcción o en fase de diseño; en el largo plazo el cual comprende un período de diez o más años, por el contrario es posible considerar diversos tipos de proyectos, las diferentes opciones obtenidas en el corto plazo se les llama alternativas y a las opciones de largo plazo se les llama estrategias de expansión.

Una vez se obtiene la expansión con las diferentes alternativas de corto plazo y las estrategias de largo plazo se evalúa el comportamiento de estas en la operación del sistema interconectado, para lo cual se emplea el modelo MPODE que genera despachos óptimos teniendo en cuenta las restricciones que implica la red de transmisión. El modelo MPODE realiza la simulación del sistema, para el mismo horizonte de tiempo utilizado en el SUPER/OLADE-BID, con diferentes series sintéticas de caudales generadas a partir de los datos históricos. Con los resultados de las simulaciones se evalúa la confiabilidad de dichas alternativas y estrategias mediante índices de confiabilidad¹, VEREC², VERE y Número de Casos con Déficit, si las alternativas y estrategias cumplen con los criterios establecidos en la regulación en cuanto a los índices de confiabilidad estas son aceptadas, si no cumplen se realizan nuevas simulaciones adelantando la entrada de las plantas o incorporando nuevos proyectos, hasta que la alternativa o la estrategia cumpla con los criterios de confiabilidad.

Finalmente, a partir de las simulaciones de las alternativas aceptadas se determina la generación por cada una de las plantas, los consumos de combustibles, los costos marginales de operación y las demás variables que son presentadas en el plan de expansión.

TRANSMISIÓN

Para el desarrollo de la revisión del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional se consideran los criterios de planeamiento de índole técnico y económico 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.

¹ Los índices de confiabilidad se calculan a través de la simulación del sistema interconectado con 100 series hidrológicas distintas generadas a partir de datos históricos de los caudales. El espectro de las series permite simular situaciones de sequía similares a las de los eventos del año 92-93 o 97-98 y situaciones de abundancia en recursos hídricos como las de los años 99 y 2000. Para cada serie hidrológica generada se obtiene la cantidad de energía racionada por etapa dentro del periodo de análisis y se calculan los índices según lo establecido en la regulación.

² Tomado de la resolución CREG 025 de 1995. Límite de confiabilidad de energía: es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de energía (VERE), expresado en términos de porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%. Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC), corresponde al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo valor límite es el 3% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es 5 casos.

MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La ley 143 de 1994 o "Ley Eléctrica", establece en el Artículo 12 del 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 del mismo capítulo de esta ley se establece: "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 025/95), 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 esta 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 051/98, 004/99 y 022/01 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 versión 2001 son los siguientes:

Horizonte de planeamiento

Para el análisis del Plan de Expansión de Transmisión se han considerado tres periodos: 2002 - 2006, 2007 - 2011 y 2012 - 2015. En los dos primeros periodos se llevan a cabo los estudios del sistema de transmisión de manera rigurosa para encontrar la red óptima. Para el último periodo se realizan análisis del comportamiento del sistema de transmisión, de acuerdo con 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

Tensión: 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%.

Cargabilidad de los elementos del Sistema Interconectado Nacional (SIN): 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.

Sincronización

Los valores extremos para sincronización para líneas y barajes del STN son:

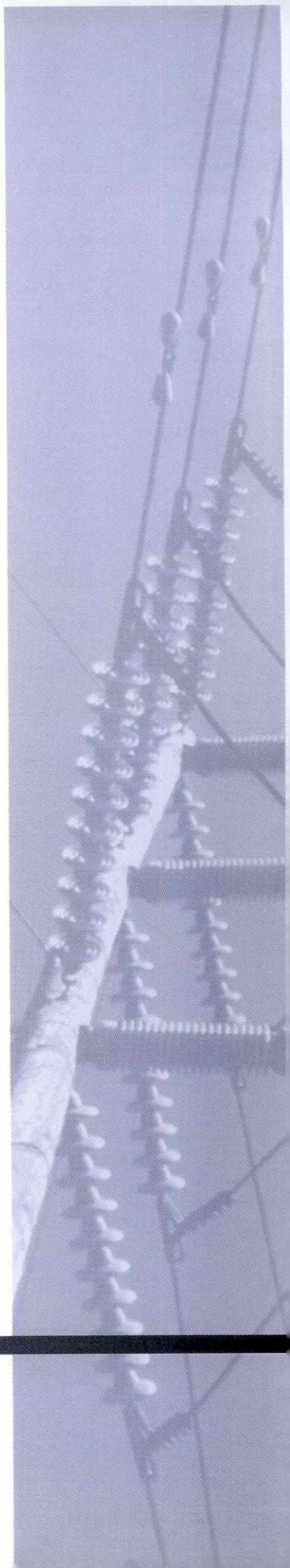
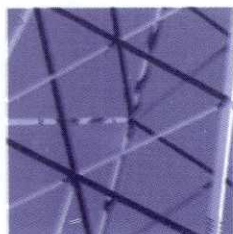
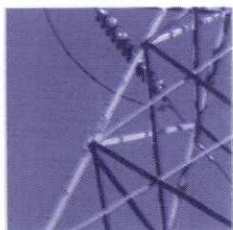
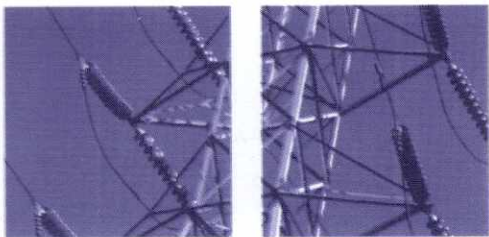
- ▶ Diferencia de voltajes entre extremos a sincronizar 0.10 p.u.
- ▶ Diferencia de ángulo entre extremos a sincronizar 20°.

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 H

Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN

Tabla H,1 Nivel de Corto Circuito en las Subestaciones del STN

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (lb)					
		2001		2007		2011	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bolívar	500	-	-	4,62	4,27	4,62	4,27
Chinú	500	7,18	7,84	7,75	8,28	7,81	8,34
Cerromatoso	500	7,80	7,94	8,80	8,64	8,86	8,72
Copey	500	-	-	4,78	4,23	4,78	4,23
Ocaña	500	-	-	5,38	4,49	5,38	4,49
Primavera	500	-	-	12,30	10,61	12,31	10,62
Sabana	500	7,80	8,98	8,27	9,37	8,28	9,38
San Carlos	500	10,71	11,21	13,65	13,65	13,67	13,66
San Marcos	500	5,14	4,58	5,28	4,68	5,28	4,68
Bacatá	500	-	-	7,04	7,01	7,05	7,01
Virginia	500	6,67	5,76	7,05	5,97	7,05	5,97
Alto Anchicayá	220	9,19	9,29	9,90	10,00	9,90	10,00
Ancón EEPPM	220	17,60	15,75	17,81	15,86	17,82	15,87
Ancón ISA	220	17,56	15,66	17,77	15,78	17,78	15,78
Bacatá	220	-	-	18,34	19,17	18,34	19,17
Balsillas	220	15,51	14,22	15,87	14,48	15,87	14,48
Banadía	220	1,62	1,75	1,66	1,78	1,66	1,78
Barbosa	220	18,78	16,96	18,90	17,03	18,90	17,03
Barranca	220	8,06	8,20	8,65	8,63	8,65	8,63
Belén	220	4,10	4,64	5,11	5,46	5,11	5,46
Bello	220	13,07	11,94	13,12	11,97	13,12	11,97
Betania	220	7,84	9,77	7,85	9,79	7,85	9,79
Bolívar	220	-	-	15,57	15,91	15,61	15,95
Bucaramanga	220	7,03	6,70	8,01	7,32	8,01	7,32
Candelaria	220	16,90	20,81	17,91	21,88	18,10	22,09
Caño Limón	220	1,29	1,42	1,31	1,44	1,31	1,44
Cartagena	220	16,33	19,12	17,30	20,27	17,46	20,43
Cartago	220	8,87	7,94	8,96	7,97	8,96	7,97
Cerromatoso	220	7,41	8,86	7,66	9,11	7,63	9,19
Chivor	220	25,14	28,22	25,26	28,31	25,26	28,31
Circo	220	14,04	12,44	14,49	12,71	14,49	12,71
Comuneros	220	9,02	9,52	9,80	10,14	9,80	10,14
Copey	220	3,29	2,76	7,22	8,19	7,22	8,19
Cuestecitas	220	3,54	3,82	4,33	4,41	4,33	4,41
El Salto	220	16,04	16,86	16,09	16,90	16,09	16,90
Enea	220	9,52	8,00	9,75	8,15	9,75	8,15
Envigado	220	14,43	12,81	14,53	12,86	14,53	12,87
Esmeralda	220	17,58	16,77	18,20	17,19	18,20	17,19
Fundación	220	6,73	5,77	8,39	7,08	8,39	7,08
Guaca	220	19,80	20,81	20,54	21,35	20,54	21,35
Guadalupe	220	16,72	18,26	16,77	18,30	16,77	18,30
Guatapé	220	27,88	29,30	28,43	29,71	28,43	29,71
Guavio	220	27,36	30,71	27,75	31,04	27,75	31,04
Ibagué	220	6,00	4,78	6,05	4,80	6,05	4,80
Jaguas	220	17,52	16,99	17,86	17,24	17,86	17,24
Juanchito	220	12,48	11,41	12,84	11,61	12,84	11,62
La Hermosa	220	10,92	9,52	11,16	9,65	11,16	9,65

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (lb)					
		2001		2007		2011	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
La Mesa	220	19,90	19,70	20,67	20,20	20,67	20,20
La Sierra	220	16,81	16,97	17,51	17,52	17,52	17,52
Malena	220	11,65	9,97	14,67	13,13	14,67	13,13
Merielectrica	220	8,73	9,31	9,44	9,88	9,44	9,88
Miel	220	12,44	8,38	16,24	15,79	16,24	15,79
Miraflores	220	15,37	13,51	15,49	13,57	15,49	13,57
Noroeste	220	19,45	17,77	19,52	17,98	19,52	17,98
Nueva Barranquilla	220	16,38	16,47	18,77	18,83	18,76	18,83
Nueva Bucaramanga	220	8,50	7,98	9,87	8,82	9,87	8,82
Nueva Paipa	220	9,06	8,42	9,21	8,50	9,21	8,50
Ocaña	220	2,45	2,31	6,77	7,74	6,77	7,74
Occidente	220	16,23	14,47	16,34	14,53	16,34	14,53
Oriente	220	13,42	11,62	13,53	11,68	13,53	11,68
Paez	220	7,05	5,72	7,15	5,76	7,15	5,76
Pailón	220	-	-	5,20	4,00	5,20	4,00
Paipa	220	8,62	8,85	8,73	8,93	8,73	8,93
Palos	220	7,47	7,39	8,91	8,37	8,91	8,37
Pance	220	13,15	12,38	13,56	12,63	13,56	12,63
Paraiso	220	18,47	18,92	19,15	19,39	19,15	19,40
Pasto	220	2,51	2,17	2,52	2,17	2,52	2,17
Playas	220	14,68	14,22	14,93	14,41	14,93	14,41
Popayán	220	6,91	5,51	6,96	5,53	6,96	5,53
Porce II	220	16,63	18,42	16,68	18,46	16,68	18,46
Primavera	220	14,49	13,59	20,66	22,04	20,67	22,04
Purnio	220	16,18	11,19	18,51	14,24	18,51	14,24
Reforma	220	7,37	6,30	7,49	6,37	7,49	6,37
Sabana	220	22,60	25,51	24,41	26,89	24,39	26,87
Salvajina	220	7,88	7,90	7,98	7,97	7,98	7,97
Samoré	220	2,01	2,10	2,08	2,15	2,08	2,15
San Carlos	220	30,58	37,88	33,60	41,10	33,62	41,12
San Felipe	220	13,41	10,69	14,58	11,84	14,58	11,84
San Marcos	220	15,94	16,26	16,57	16,68	16,57	16,68
San Mateo (Bogotá)	220	11,07	8,67	11,55	8,94	11,55	8,94
San Mateo (Cúcuta)	220	4,11	4,65	5,22	5,57	5,22	5,57
Santa Martha	220	5,19	4,81	5,86	5,22	5,86	5,22
Tasajera	220	16,86	16,79	16,95	16,85	16,95	16,85
Tasajero	220	4,65	5,38	5,77	6,35	5,77	6,35
Tebsa	220	22,04	25,38	23,16	26,32	23,15	26,32
Termocentro	220	12,97	12,95	17,17	17,68	17,17	17,69
Termoflores	220	14,51	14,74	16,79	17,77	16,78	17,77
Termogujaira	220	6,38	7,68	7,20	8,40	7,20	8,40
Ternera	220	16,97	20,90	18,05	22,03	18,27	22,27
Toledo	220	2,64	2,64	2,77	2,73	2,77	2,73
Torca	220	18,83	17,18	18,08	16,66	18,08	16,66
Túlua	220	-	-	5,07	3,81	5,07	3,81
Tunal	220	13,31	11,54	14,27	12,26	14,27	12,26
Urabá	220	2,86	3,06	2,87	3,07	2,83	3,04

Subestación	Voltaje kV	Interrupción (Ib)					
		2001		2007		2011	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Urrá	220	6,14	7,55	6,22	7,63	6,02	7,46
Valledupar	220	2,57	2,76	4,42	4,51	4,42	4,51
Virgina	220	14,97	15,07	15,45	15,42	15,46	15,42
Yumbo	220	16,78	16,95	17,50	17,48	17,50	17,48