

# Plan de expansión de Referencia

Generación - Transmisión 2004 - 2018

ISBN 958 - 97505 - 7 - 5



REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

**Ministerio de Minas y Energía**  
Unidad de Planeación Minero Energética

**Ministro de Minas y Energía**  
Luis Ernesto Mejía Castro.

**Director General UPME**  
Carlos Arturo Flórez Piedrahita

**Subdirector de Planeación Energética**  
Alberto Rodríguez Hernández

**Elaboró**  
Subdirección de Planeación Energética

Con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, conformado por:

Emgesa S.A. E.S.P.  
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.  
Cerromatoso  
Occidental de Colombia, Inc  
Díaco S.A.  
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.  
Codensa S.A. E.S.P.  
Empresas Municipales de Cali E.S.P.  
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.  
Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P.  
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.  
Centro Nacional de Despacho - CND (Invitado Permanente)

**Equipo de trabajo UPME**  
Camilo Quintero Montaño  
Claudia Cristina Estrada  
José Vicente Dulce  
Francisco Toro  
Luis Carlos Romero  
Ana Gimena Hernández  
Denice Jeanneth Romero  
Javier Andrés Martínez  
Jaime Fernando Andrade  
Juan Carlos Posada  
Henry Josué Zapata  
Ismael Concha



# Índice

INTRODUCCIÓN .....	7
1. SITUACIÓN ECONÓMICA Y ENERGÉTICA .....	9
1.1 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2002 - 2006 - HACIA UN ESTADO COMUNITARIO .	11
1.2 INDICADORES ECONÓMICOS .....	12
1.2.1 Crecimiento de la economía .....	12
1.2.2 Tasa de desocupación .....	14
1.2.3 Tasa de devaluación .....	15
1.2.4 Deuda externa .....	16
1.3 SECTOR EXTERNO .....	17
2. DIAGNÓSTICO .....	19
2.1 CAPACIDAD INSTALADA .....	21
2.1.1 Disponibilidad de plantas de generación .....	21
2.1.2 Disponibilidad de recursos hídricos .....	21
2.1.3 Generación de energía eléctrica .....	23
2.1.3.1 Hidráulicas .....	23
2.1.3.2 Gas natural .....	24
2.1.3.3 Carbón mineral .....	25
2.2 LA TRANSMISIÓN .....	25
2.2.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional .....	25
2.2.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional .....	25
2.2.3 Ingreso regulado del STN .....	27
2.3 DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	28
2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL 2003 .....	36
3. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA .....	41
3.1 METODOLOGÍA .....	43
3.2 SUPUESTOS MARZO DE 2004 .....	43
3.2.1 PIB .....	44
3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN .....	44
3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución .....	45
3.2.4 Cargas especiales .....	45
3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA .....	46
4. DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS .....	49
4.1 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS .....	51
4.1.1 Carbón .....	51
4.1.2 Gas Natural .....	51

4.2	PROYECCIÓN DE PRECIOS .....	51
4.2.1	Carbón .....	51
4.2.2	Gas Natural .....	53
	4.2.2.1 Precio máximo del gas natural colocado en los puntos de entrada a los sistemas de transporte .....	54
	4.2.2.2 Precio máximo del gas natural puesto en los puntos de entrada a los sistemas de transporte .....	55
5.	ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN .....	59
5.1	SUPUESTOS EMPLEADOS EN LOS ANÁLISIS DE GENERACIÓN .....	61
5.1.1	Caso Colombia .....	62
5.1.2	Caso Ecuador .....	62
5.1.3	Caso Panamá .....	62
5.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN EN COLOMBIA .....	63
5.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE ECUADOR .....	66
5.4	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN EN PANAMÁ .....	67
5.5	COSTOS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN .....	68
5.6	ESTADO DE LA GENERACIÓN EN EL CORTO Y LARGO PLAZO EN COLOMBIA .....	68
5.7	ALTERNATIVAS DE CORTO PLAZO .....	69
5.7.1	Alternativa CP – 1 .....	79
5.7.2	Alternativa CP – 2 .....	70
5.7.3	Alternativa CP – 3 .....	70
5.7.4	Confiabilidad en el corto plazo .....	70
5.8	ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO .....	71
5.8.1	Estrategia de largo plazo LP – 1 .....	71
5.8.2	Estrategia de largo plazo LP – 2 .....	71
5.8.3	Estrategia de largo plazo LP – 3 .....	71
5.8.4	Confiabilidad en el largo plazo .....	72
5.9	COSTO MARGINAL DE LA ENERGÍA PARA EL CORTO Y LARGO PLAZO .....	72
5.10	INTERCAMBIOS DE ENERGÍA .....	73
5.11	SENSIBILIDAD AL LARGO PLAZO .....	74
5.11.1	Caso Sensibilidad 1 – S1 .....	74
5.11.2	Caso sensibilidad 2 – S2 .....	75
5.11.3	Caso sensibilidad 3 – S3 .....	75
5.11.4	Resumen .....	76
5.12	PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN 2014-2018 .....	77
5.13	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	77
6.	EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....	79
6.1	ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN .....	81
6.2	INFORMACIÓN BÁSICA .....	81
6.3	ANÁLISIS DE LARGO PLAZO .....	84
6.3.1	Análisis del Área Bogotá .....	84
6.3.2	Análisis del Área Nordeste .....	85
6.3.3	Análisis del Área CQR (Caldas – Quindío – Risaralda) .....	85
6.3.4	Análisis del Área EEPPM .....	86
6.3.5	Análisis del Área EPSA .....	86

6.3.6	Análisis del Área Tolima – Huila – Caquetá .....	86
6.3.7	Análisis Área Cauca - Nariño .....	87
6.3.8	Análisis del Área Bolívar .....	87
6.3.9	Análisis del Área Guajira – César – Magdalena .....	87
6.3.10	Análisis del Área Chinú .....	87
6.3.11	Análisis Área Cerromatoso .....	87
6.4	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO .....	87
6.4.1	Ampliación de la Interconexión Colombia - Ecuador .....	88
6.4.1.1	Caudal Máximo .....	90
6.4.1.2	Caudal Medio .....	95
6.4.1.3	Caudal Mínimo .....	98
6.4.1.4	Resumen Resultados .....	103
6.4.1.5	Análisis Eléctrico .....	104
6.4.1.6	Conclusiones y Recomendaciones de la ampliación Interconexión Colombia – Ecuador .....	104
6.4.2	Análisis por Área .....	105
6.4.2.1	Análisis Área Bogotá .....	105
6.4.2.2	Análisis Área Meta .....	107
6.4.2.3	Análisis Área Nordeste .....	108
6.4.2.4	Análisis Área CQR (Caldas – Quindío – Risaralda) .....	108
6.4.2.5	Análisis Área EEPPM .....	108
6.4.2.6	Análisis Área EPSA .....	109
6.4.2.7	Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá .....	109
6.4.2.8	Análisis Área Cauca - Nariño .....	110
6.4.2.9	Análisis Área Bolívar .....	110
6.4.2.11	Análisis Área Chinú .....	110
6.4.3	Análisis de la Interconexión Colombia – Panamá .....	111
6.4.3.1	Alternativa 1 .....	111
6.4.3.2	Alternativa 2 .....	111
6.4.3.3	Alternativa 3 .....	112
6.4.3.4	Conclusiones del estudio de conexión .....	113
6.4.3.5	Valoración Preliminar de Beneficios económicos de la Interconexión Colombia - Panamá .....	114
6.4.4	Nivel de Cortocircuito en las subestaciones del STN .....	119
6.4.4.1	Alternativa 1: Seccionamiento de la subestación .....	120
6.4.4.2	Alternativa 2: Derivación de dos unidades de generación directamente a 500 kV. ....	121
6.4.4.3	Alternativa 3: Modificar la topología actual en 230 kV para derivar inyección de corriente. ....	122
6.4.4.4	Conclusiones .....	123
6.4.5	Conexión del Proyecto de generación Porce III .....	123
6.5	RESULTADOS DEL PLAN 2004 .....	123

7.	COSTO DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EXPANSIÓN ELÉCTRICA .....	125
7.1	COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN TRANSMISIÓN .....	127
7.2	COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN GENERACIÓN .....	129
7.2.1	Alternativas de Corto Plazo .....	129
7.2.2	Estrategias de Largo Plazo .....	130
7.2.3	Pago de transferencias por venta de energía e inversión del 1% .....	130
7.2.4	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	131
Anexo A.	Costos de referencia de generación .....	133
Anexo B.	Planes de expansión OR y diagramas unifilares .....	141
Anexo C.	Descripción de eventos y disponibilidad de subsistemas eléctricos del STN .....	161
Anexo D.	Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN .....	169
Anexo E.	Diagramas unifilares de Ecuador .....	173
Anexo F.	Diagramas unifilares de Panamá .....	181
Anexo G.	Resultado de la proyección de precios de gas natural .....	187
Anexo H.	Fuentes no convencionales de energía .....	195

# Introducción

Nos complace presentar el Plan de Expansión Versión 2004-2018, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 181737 de diciembre de 2004. Queremos en primera instancia resaltar que este no es un producto exclusivo de la UPME, es el resultado de una consulta a los agentes y por tanto es necesario dar el reconocimiento a todas las entidades y personas que han participado en la elaboración del mismo, bien sea enviando sus comentarios a la versión preliminar del Plan o con su participación directa en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión CAPT.

Es la demanda el insumo fundamental para establecer un Plan, en este sentido vemos con optimismo que el país ha retomado una senda de crecimiento que nos ha permitido establecer un túnel de proyección con un orden de acierto del escenario medio frente a los valores reales de la demanda de menos del uno por ciento. Esto implica que tenemos un compromiso mayor cuando realizamos recomendaciones de expansión en generación y en transmisión. Ha sido fundamental el trabajo coordinado que se ha venido desarrollando con el CND al mantener un grupo de proyección de demanda.

Por otra parte se ha cumplido el primer año de operación del esquema de TIE's entre Colombia y Ecuador, mostrando beneficios reales para los dos países. En este sentido la Unidad ha realizado un pequeño aporte al desarrollar una metodología que le ha permitido evaluar económicamente las interconexiones internacionales y del mismo modo establecer un procedimiento que le permite aplicar dicha metodología con las herramientas que siempre hemos empleado. Como resultado concreto este Plan contiene recomendaciones precisas con respecto a la ampliación de la capacidad de interconexión entre los dos países, mediante la ejecución del proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Pasto (Jamondino) – Pomasqui – Santa Rosa 230 kV en doble circuito, este proyecto cumple con la doble función de integrar sólidamente el sur occidente colombiano al STN y aumentar los intercambios de energía eléctrica entre los países. Debe reconocerse el aporte de las autoridades ecuatorianas responsables de la expansión de la transmisión, en particular el CONELEC, CENACE y TRANSELECTRIC con quienes se ha hecho un trabajo conjunto que ha permitido concretar las recomendaciones y asegurar una coordinación que de seguro resultará en la ejecución oportuna de los proyectos.

En lo que tiene que ver con la expansión de la generación estamos dando recomendaciones para asegurar que el país no solo pueda atender de manera confiable el crecimiento esperado de la demanda, adicionalmente el país debe estar preparado para superar cualquier choque de crecimiento económico que le lleve a escenarios de crecimiento alto, para superar contingencias hidrológicas que ya nos han ocurrido en el reciente pasado, para mantener en el mediano y largo plazo una franja de capacidad que garantice una operación segura y para mantener nuestra

condición de país exportador de energía. Si bien la CREG ha manifestado el compromiso de mantener la remuneración del cargo por capacidad y ha realizado una propuesta metodológica para su cálculo y distribución, la misma aún se mantiene en discusión.

Finalmente y sin ignorar que hay aspectos por mejorar esperamos que este documento sea una fuente de información confiable no sólo para los agentes involucrados en el sector sino también para aquellos que no lo son.







# 1. Situación Económica y Energética

## 1.1 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2002 - 2006 - HACIA UN ESTADO COMUNITARIO

El Plan Nacional de Desarrollo 2002 - 2006, fue aprobado mediante Ley 812 de 2003. Los supuestos macroeconómicos bajo los cuales se estructura dicho Plan son los mostrados en la Tabla 1-1:

**Tabla 1-1. Supuestos Macroeconómicos**

Indicador Macroeconómico	2003	2004	2005	2006
Crecimiento Real (%)	2.0	3.3	3.7	3.9
IPC (%)	5.5	4.5	3.5	3.0
Déficit Cta. Cte. (% del PIB)	-1.2	-1.5	-1.6	-2.0
Déficit Fiscal (% del PIB)	-2.5	-2.1	-2.0	-2.2
Relación deuda/PIB	51.5	52.1	51.7	51.4

Fuente: DNP

En cuanto a la prestación de servicios públicos domiciliarios, dentro del cual se enmarca el servicio de energía eléctrica, se definen, entre otros, los siguientes objetivos:

- Promoción de la participación privada.
- Aseguramiento de la oferta energética y fortalecimiento del mercado.
- Desarrollo de esquemas para determinar la viabilidad de la prestación del servicio en las zonas no interconectadas.
- Promoción de la integración energética regional, especialmente la integración de las redes de transmisión eléctrica con Panamá, Venezuela y Ecuador.

En la actualidad todas las actividades de la cadena de energía eléctrica cuentan con la participación privada; se han establecido mecanismos encaminados a solucionar la crisis financiera del sector, principalmente de las empresas distribuidoras y comercializadoras; en el corto plazo el País cuenta con suficiente capacidad instalada para abastecer su propia demanda y exportar a los países vecinos, se continua el proceso de vinculación de inversionistas; se han establecido mecanismos para asegurar el servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas y ampliar la cobertura

del servicio tanto en estas zonas como en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional, a través de los fondos FAER y FAZNI; igualmente se estructuró el fondo para la normalización de redes en barrios subnormales.

En cuanto a la integración energética regional, se han adelantado acciones tendientes a la armonización de los marcos normativos, especialmente de los países de la Comunidad Andina de Naciones. Por otra parte, con Panamá se acordó realizar los estudios necesarios con el propósito de lograr la interconexión energética, en particular la eléctrica.

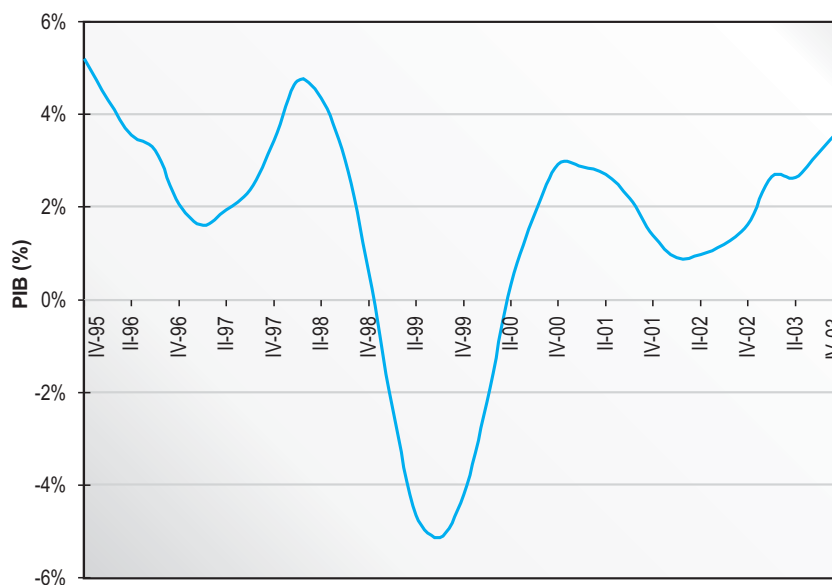
El proyecto de interconexión con Panamá crea un hito importante en el desarrollo de la integración energética regional, en el que Colombia ejerce un papel vital, ya que posibilita la interconexión de dos mercados regionales: el de la Comunidad Andina de Naciones con el mercado Centroamericano, potencializado por el proyecto SIEPAC.

## 1.2 INDICADORES ECONÓMICOS

### 1.2.1 Crecimiento de la economía

Al finalizar el año 2003 el Producto Interno Bruto nacional presentó un crecimiento anual de 3.74% en términos reales con respecto al año inmediatamente anterior, siendo este el más alto de los últimos cinco años, como se observa en la Gráfica 1-1. En valores corrientes el PIB ascendió a Col\$ 223.2 billones<sup>1</sup>. Este indicador superó el supuesto establecido en las proyecciones macroeconómicas diseñadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2002 - 2006, el cual se fijó en 2.0% anual.

**Gráfica 1-1. Crecimiento del PIB**

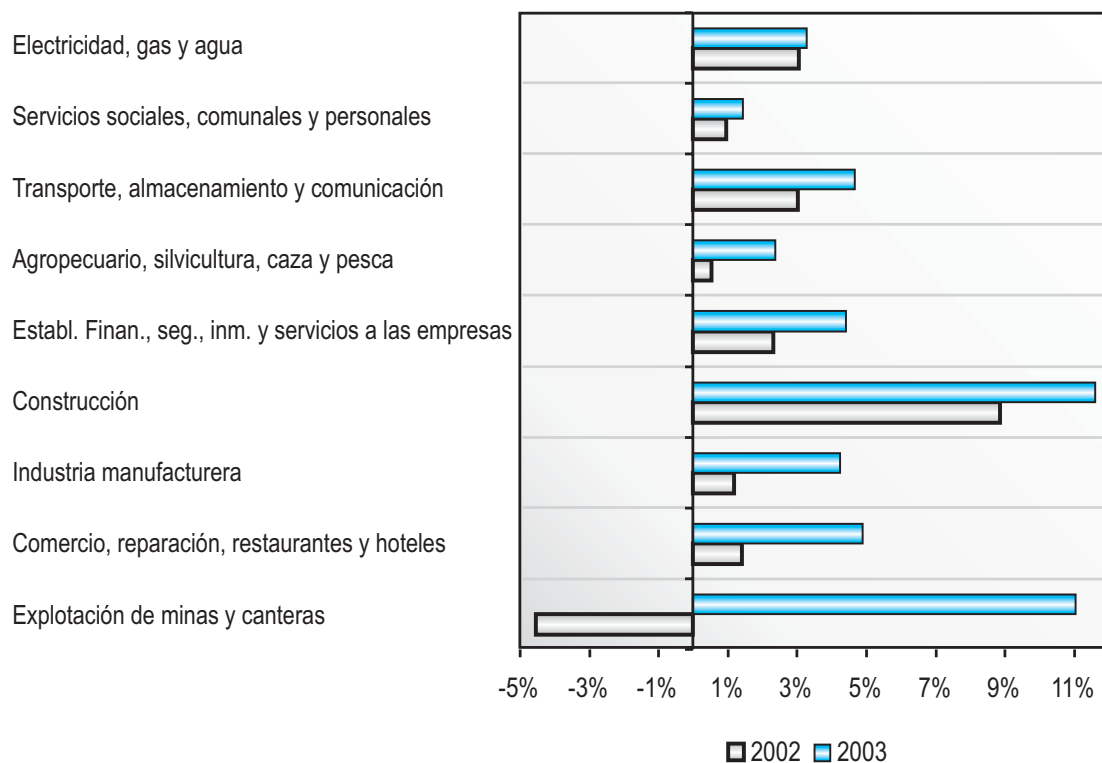


Fuente: DANE

<sup>1</sup> El PIB del año 2003, en pesos constantes de 1994, equivale a 79,4 billones

Se destaca que todas las actividades de la economía nacional crecieron en el período 2002 a 2003, como se muestra en la Gráfica 1-2. Las actividades con mayor crecimiento en este período corresponden a la construcción (11.6%), explotación de minas y canteras (11%) y derechos e impuestos sobre importaciones (10.3%); otras actividades como comercio, transporte, comunicaciones, seguros e industria manufacturera, registraron crecimientos mas moderados, entre el 4.2% y 4.9%. Por otra parte, el agregado de electricidad, gas y agua, presentó una variación del 3.3% con respecto al año 2002, mientras que el sector agropecuario, silvicultura, caza y pesca, creció 2.4%.

**Gráfica 1-2. Actividades Económicas**



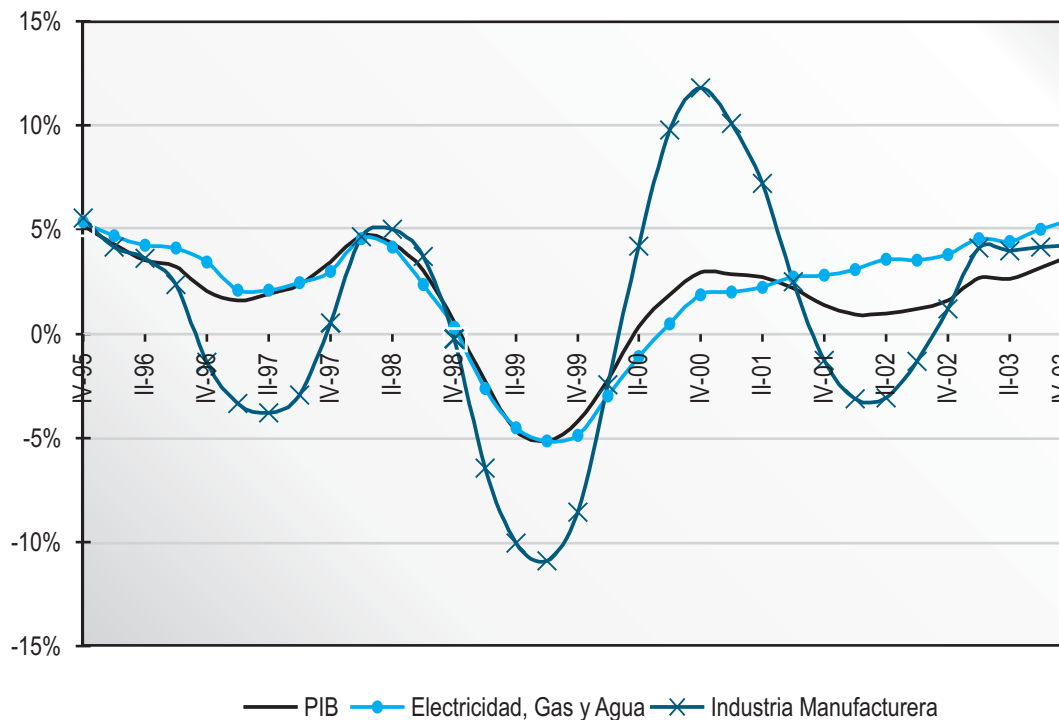
Fuente: DANE

La explotación de minas y canteras presentó el mayor repunte en la variación anual del PIB, pasando del -4.6% en el año 2002 a +11.0% en el 2003, mientras que la actividad de electricidad, gas y agua, fue la de menor variación anual al pasar de 3% a 3.3%.

Las actividades que más contribuyeron al PIB en el año 2003, son en su orden los servicios sociales, comunales y personales, con una participación del 20.4%; los establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas, con el 17.2%; la industria manufacturera con una participación de 14.04% y el sector agropecuario, silvicultura, caza y pesca con el 13.9%. Por el contrario, el sector de electricidad, gas y agua, fue el de menor contribución al PIB, con el 3.16%.

La Gráfica 1-3 compara la variación anual del PIB nacional y de los sectores de electricidad, gas y agua, y el de un sector electrointensivo como lo es el de la industria manufacturera. Se observa que existe una fuerte correlación entre el PIB nacional con el de electricidad, gas y agua, y que la industria manufacturera ejerce una gran influencia sobre el comportamiento del PIB nacional, siendo comparable el comportamiento de sus ciclos económicos.

**Gráfica 1-3. PIB vs Sectores Electricidad**

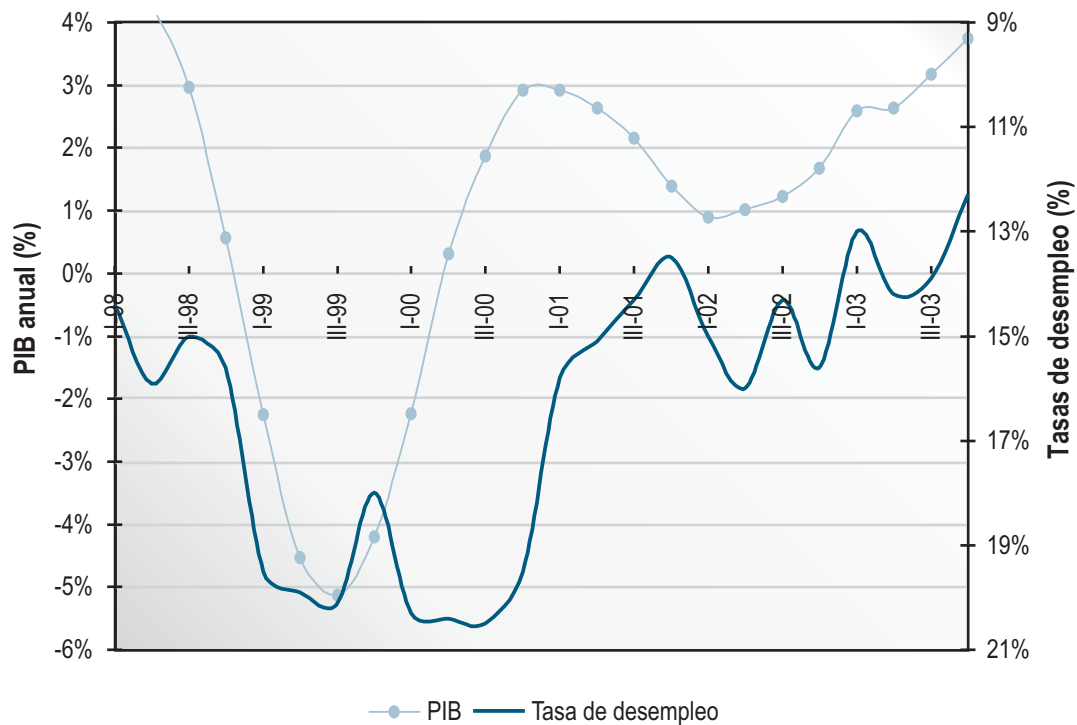


Fuente: DANE

### 1.2.2 Tasa de desocupación

Como se muestra en la Gráfica 1-4 la tasa de desempleo a nivel nacional presenta una disminución del 20.5% en el tercer trimestre del 2000 al 12.3% al finalizar el año 2003, mencionando que hubo un cambio en la metodología empleada para realizar este cálculo. En las trece principales ciudades, la tasa de desocupación en el cuarto trimestre del 2003 llegó al 14.7% de la población económicamente activa.

Gráfica 1-4. Tasa de Desempleo Vs PIB



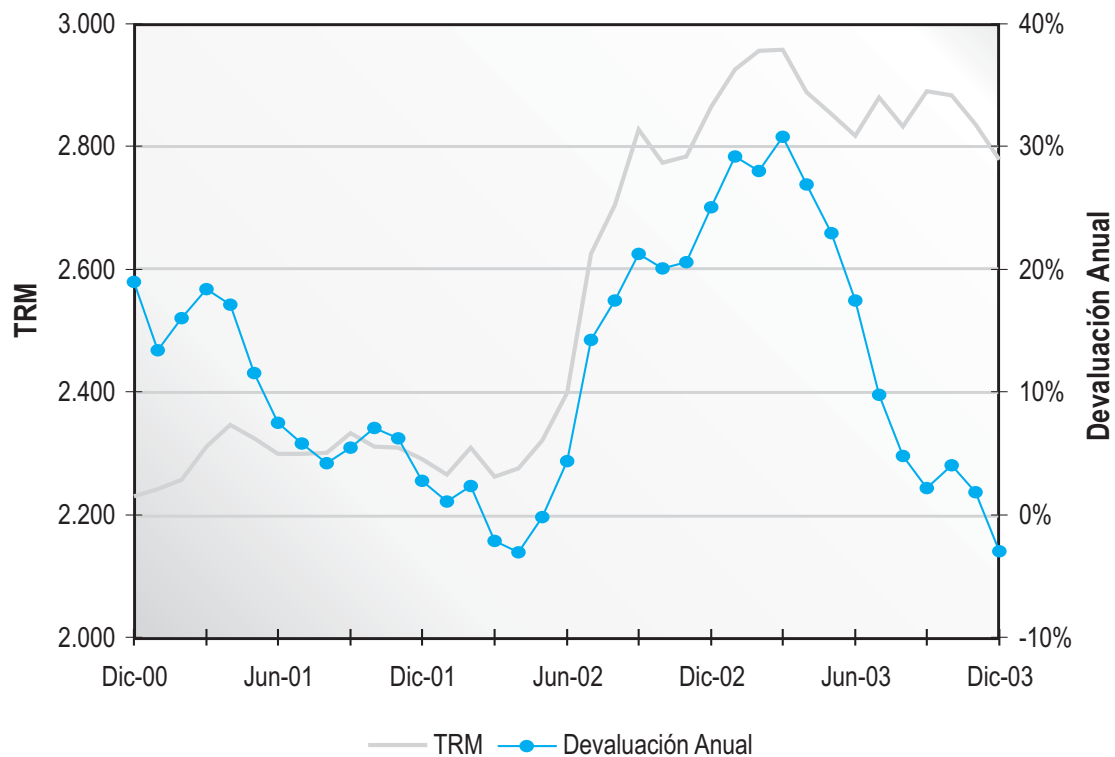
Fuente: DANE

Aunque en los dos últimos años la tasa de desempleo ha presentado un comportamiento oscilante, su tendencia es a disminuir siguiendo el comportamiento registrado de aumento en el PIB.

### 1.2.3 Tasa de devaluación

Como se muestra en la Gráfica 1-5, a partir de mayo del año 2002 y hasta el primer trimestre del año 2003, la moneda nacional presenta una fuerte devaluación respecto al dólar de los Estados Unidos, hasta alcanzar en marzo de 2003 un valor máximo de 30.8% y una TRM de 2,958.25. A partir de ese momento, el peso colombiano se ha venido revaluando frente al dólar alcanzando en diciembre de 2003, un valor de Col\$ 2,778.21, lo que equivale a una tasa de devaluación anual de menos tres por ciento (-3%)

Gráfica 1-5. Tasa de Devaluación



Fuente: DANE

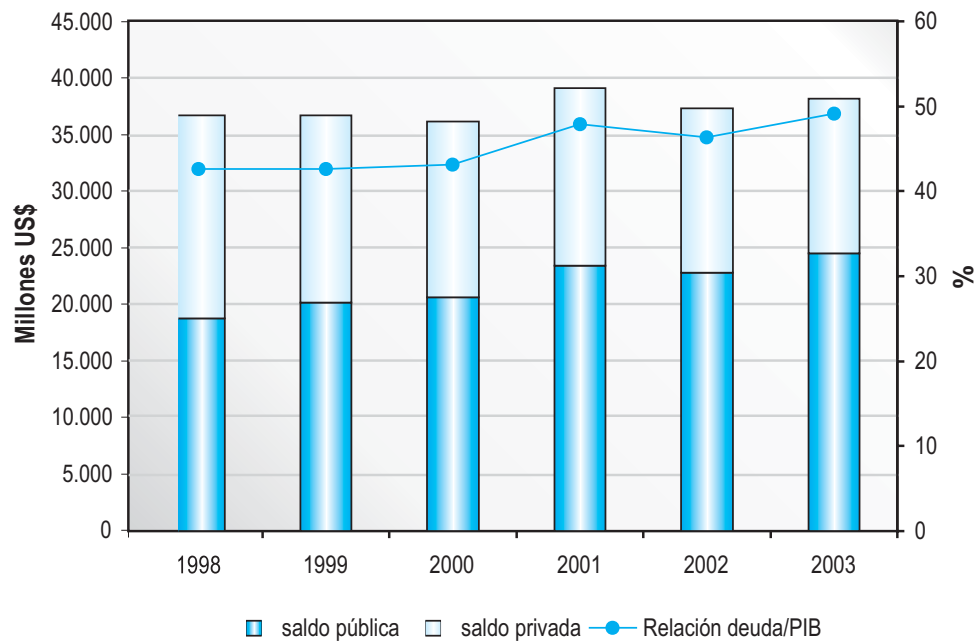
#### 1.2.4 Deuda externa

La deuda externa se ha incrementado de US\$36,681 millones en el año 1998 a US\$38,163 millones en el año 2003, como se muestra en la Gráfica 1-6. Este incremento representa una variación de US\$1,482 millones, en el período considerado, lo que equivale a un aumento del 4% con respecto a la deuda existente en 1998, sin embargo, la relación Deuda/PIB, presenta una variación significativa al pasar del 42.6% en el año 1998 al 49.2% en el año 2003.

En los últimos seis años, la componente de deuda privada con respecto al saldo total de la deuda externa, ha disminuido del 48.7% al 35.7%, esto implica que la deuda pública ha aumentado, pasando del 51.8% en el año 1998 al 64.2% en el 2003.



Gráfica 1-6. Deuda Externa

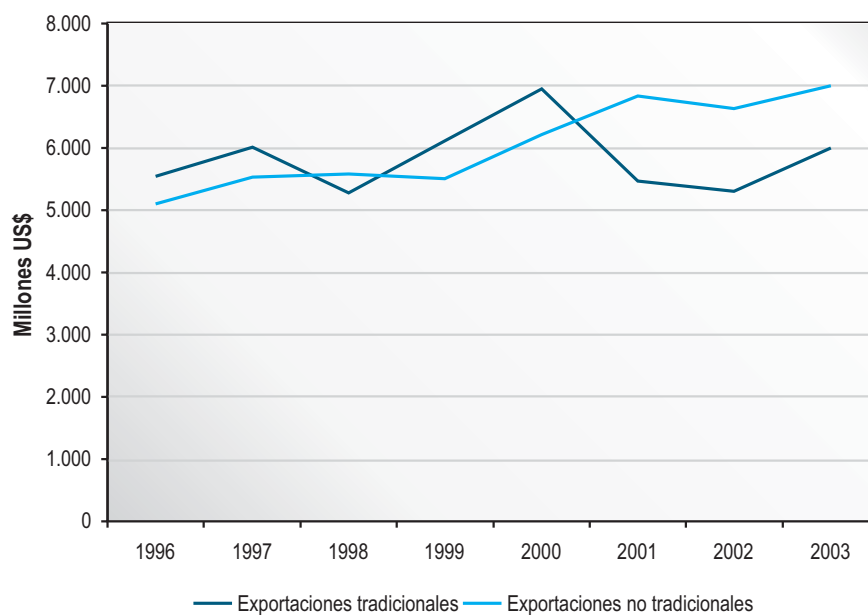


Fuente: DANE

### 1.3 SECTOR EXTERNO

A partir del año 2000, las exportaciones tradicionales presentan una declinación, retrocediendo a valores del año 1998, como se muestra en la Gráfica 1-7.

Gráfica 1-7. Nivel de Exportaciones



Fuente: DANE



A large concrete dam with a reservoir in the background. The dam is a curved structure made of light-colored concrete. The water in the reservoir is a deep blue. The surrounding landscape is arid and rocky. The text "Diagnóstico" is overlaid on a large, semi-transparent brown oval in the foreground.

# Diagnóstico



## 2. Diagnóstico

### 2.1 CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad efectiva neta instalada del sistema de interconexión nacional a diciembre 31 de 2003 era de 13,200 MW de los cuales 12,847 MW (97.32%) son despachados centralmente y 353 MW (2.68%) no despachados centralmente.

De la capacidad efectiva neta despachada centralmente 8,549 MW (66.54%) corresponden a plantas hidráulicas, 3,606 MW (28.07%) a plantas que operan con gas natural y 692 MW (5.38%) a plantas que operan con carbón mineral.

De la capacidad efectiva neta no despachada centralmente 299 MW (84.70%) corresponden a plantas hidráulicas, 35 MW (9.91%) a plantas que operan con gas natural y 19 MW (5.39%) a cogeneradores y autogeneradores.

#### 2.1.1 Disponibilidad de plantas de generación

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía eléctrica en el año 2003 fue de 12,994.2 MW, de los cuales 9,729.74 MW corresponden a plantas con despacho central y 3,264.46 MW a plantas no despachadas centralmente.

La disponibilidad mínima en el año 2003 fue de 10,881.830 MW la cual ocurrió en el mes de abril de 2003 y la máxima fue de 12,985.720 MW ocurrida en el mes de enero de 2003.

#### 2.1.2 Disponibilidad de recursos hídricos

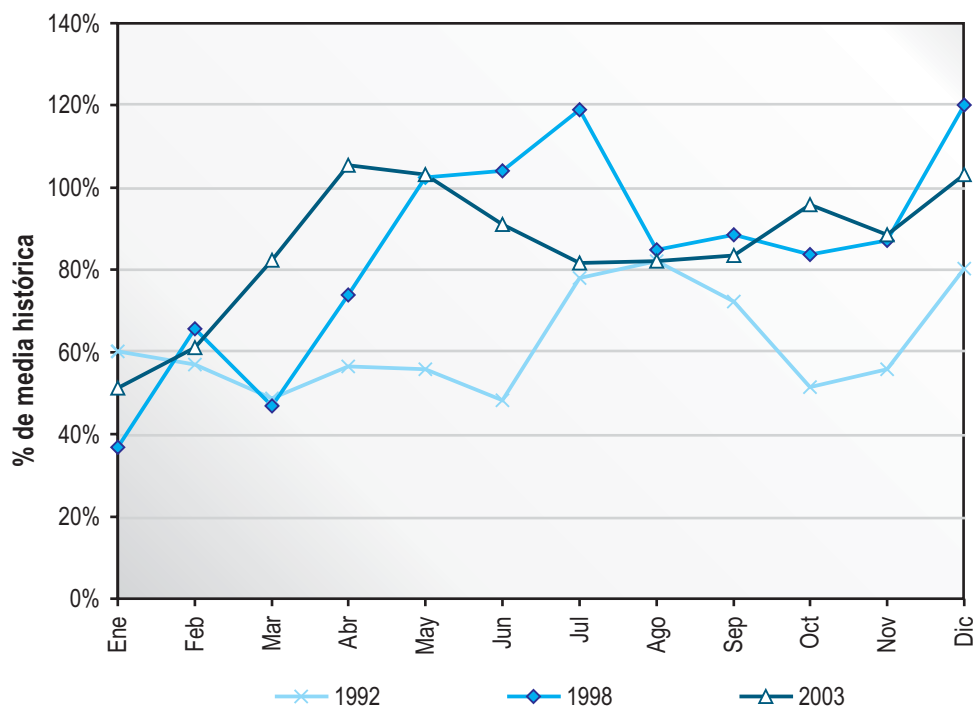
El total de aportes durante el año 2003 fue de 47,442.6 GWh, siendo los meses de febrero y julio los que presentaron el menor y mayor nivel de aportes medios (1,941.5 GWh y 5,452.6 GWh) respectivamente.

En la Gráfica 2-1 se presenta el nivel de aportes correspondientes a la media histórica presentada para los años 1992, 1998 y 2003. Como se observa, los aportes medios históricos del año 2003 presentaron niveles superiores a los presentados en el año 1992 y mayores a los ocurridos en el primer semestre de 1998.

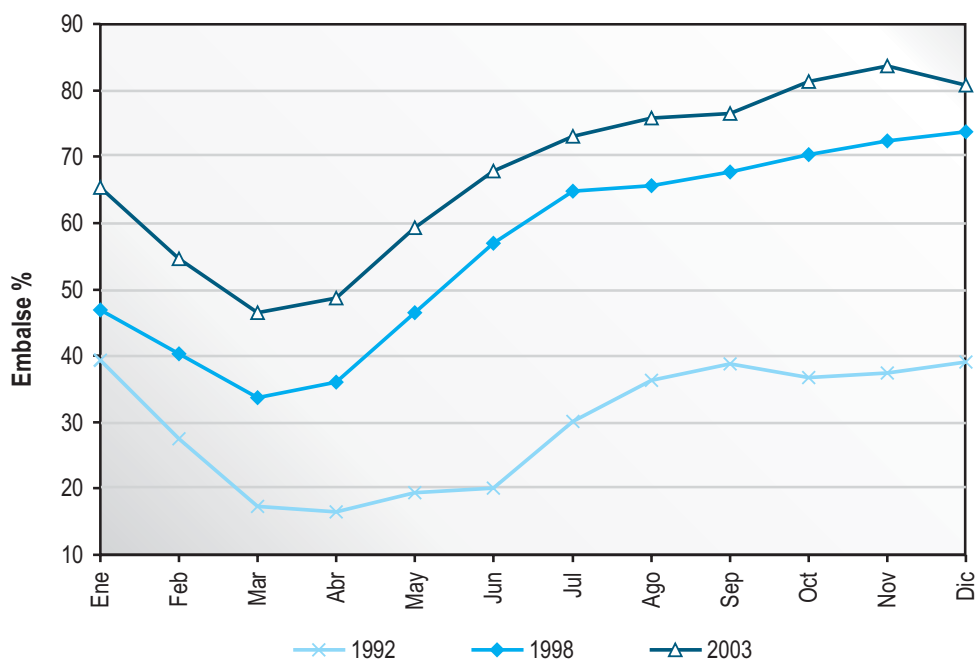
El nivel del embalse agregado al finalizar el mes de diciembre de 2003 fue 13,188.2 GWh, es decir un 80.71% de su capacidad máxima. En los meses de marzo y noviembre se presentaron los niveles mínimo y máximo del embalse con 46.53% y 83.62% de su capacidad total<sup>2</sup>, en la Gráfica 2-2 se presenta la evolución de los embalses para los años 1992, 1998 y 2003.

<sup>2</sup> En los meses de enero a julio la capacidad máxima del embalse era de 15,892.9 GWh

Gráfica 2-1. Evolución de aportes hídricos



Gráfica 2-2. Evolución del embalse agregado



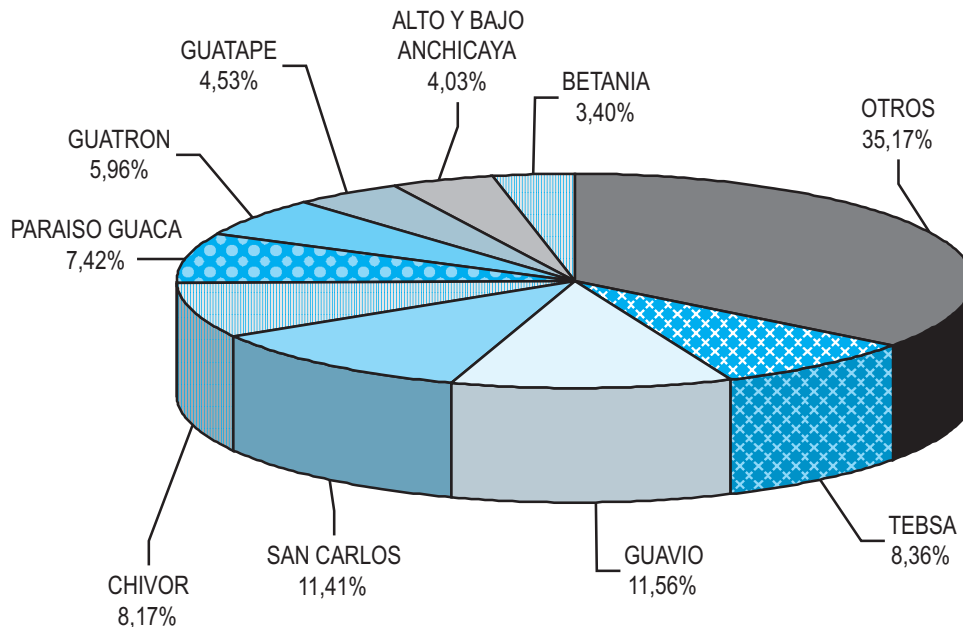
Los vertimientos presentados en los diferentes embalses del sistema totalizaron (472,14 millones de m<sup>3</sup>), siendo el embalse de Betania el que presentó mayores vertimientos.

### 2.1.3 Generación de energía eléctrica

El Sistema Interconectado Nacional, en el año 2003 tuvo una generación de<sup>3</sup> 46,734.19 GWh, sin incluir la generación de OXY, ni transferencias internacionales de energía eléctrica. De dicha generación un 76.9% fue realizada por recursos hídricos, 14.5% por plantas que operan con gas natural, 5.7% por plantas que operan con base en carbón mineral, 2.7% por plantas menores y el 0.2% restante por autogeneradores y cogeneradores.

La planta que presentó el mayor aporte a la generación de energía eléctrica en el 2003 fue Guavio la cual generó un 11.6% de la generación del sistema, seguida de las plantas de San Carlos con 11.41% y Tebsa con 8.36%. De la generación presentada por estas plantas solo Tebsa generó gran parte de la energía a través de restricciones, mientras que las otras plantas lo hicieron por orden de mérito. La Gráfica 2-3 presenta la participación en porcentaje de las plantas con respecto a la generación de energía eléctrica en el año 2003.

**Gráfica 2-3. Participación de plantas a la generación de energía eléctrica en el 2003**

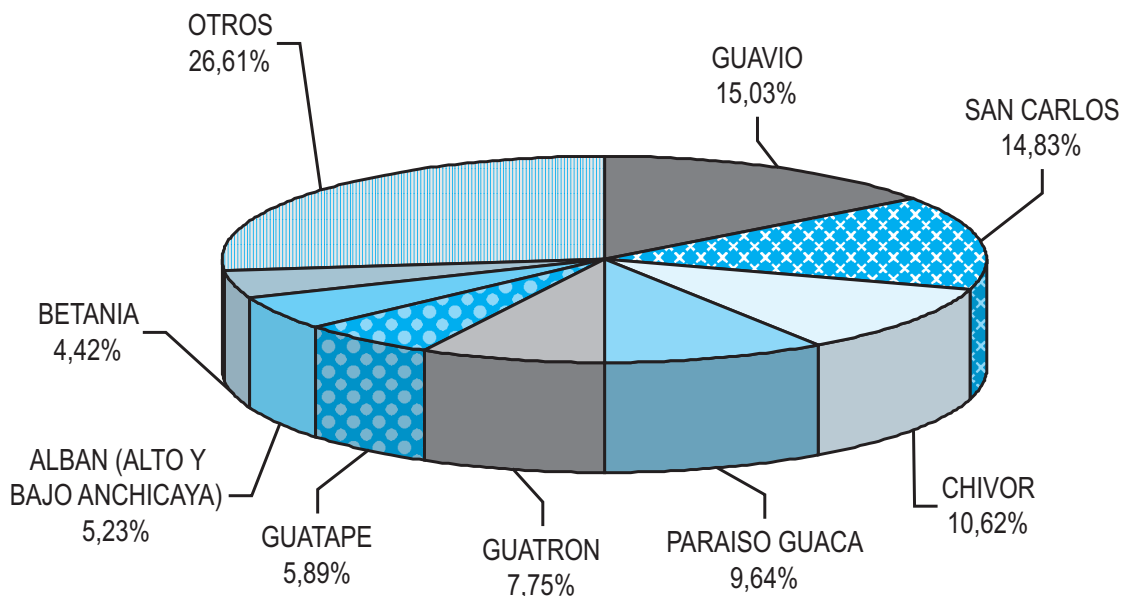


#### 2.1.3.1 Hidráulicas

La energía generada con recursos hidráulicos fue de 35,958.19 GWh, de los cuales Guavio participó con 15%, seguida de las plantas San Carlos y Chivor con 14.8% y 10.6% respectivamente. Gran parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito. La Gráfica 2-4 presenta el porcentaje de generación en el 2003 de las diferentes plantas de generación hidráulica.

<sup>3</sup> Fuente Neon. Octubre de 2004

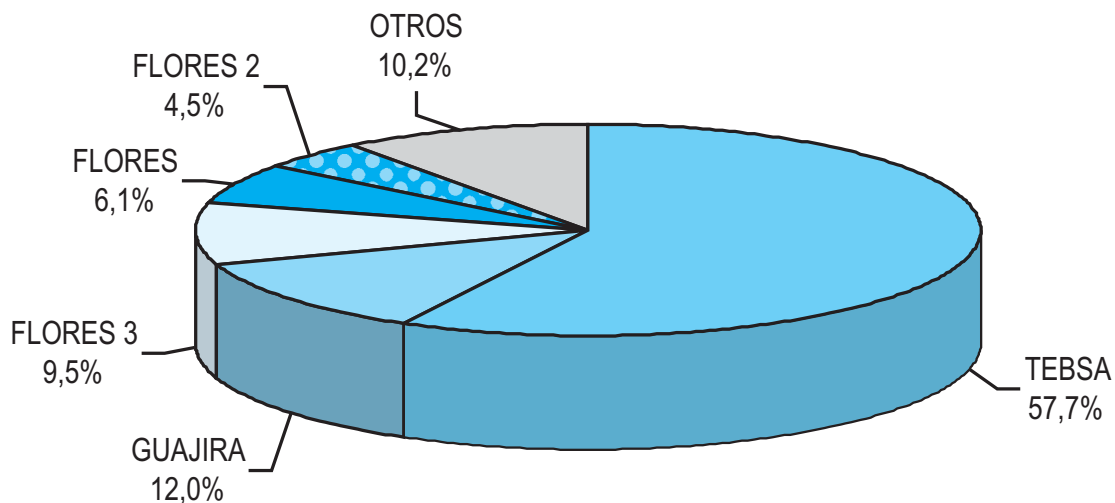
**Gráfica 2-4. Porcentaje de participación en la generación de plantas hidráulicas en el 2003**



### 2.1.3.2 Gas natural

Durante el año 2003, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural fue de 6.769.93 GWh, de los cuales el 57.7% fue atendido por la planta de Tebsa, el 6.1% por la planta Flores 1, el 9.5% por la planta Flores 3, y el 12% Termoguajira. En la Gráfica 2-5 se aprecia la participación en la generación realizada por diferentes plantas que operan con gas natural.

**Gráfica 2-5. Porcentaje de participación en la generación de plantas a gas natural en el 2003**

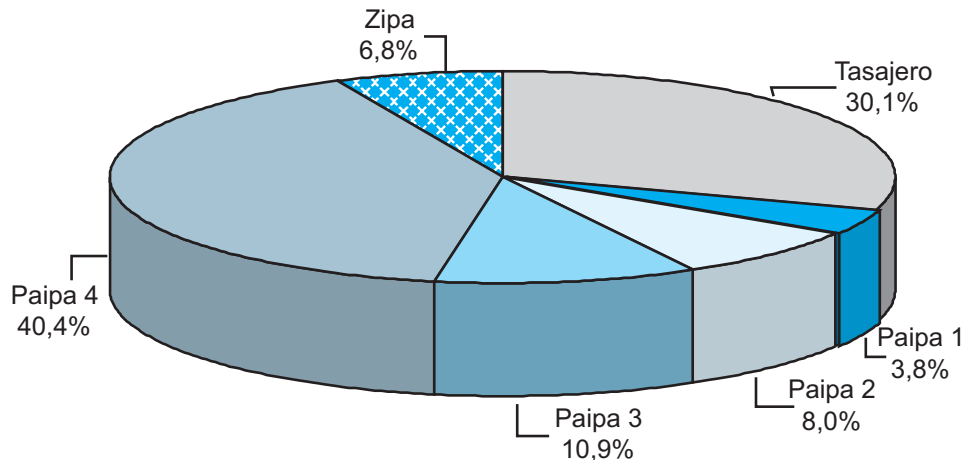




### 2.1.3.3 Carbón mineral

En el año 2003, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 2.631,8 GWh de los cuales el 40.4 % fue realizado por Paipa 4, el 30.1% por la planta de Tasajero y el 10.9% por la planta de Paipa 3. En la Gráfica 2-6 puede observarse la participación de las diferentes plantas de generación que operan con carbón mineral.

**Gráfica 2-6. Porcentaje de participación en la generación de plantas a carbón en el 2003**



## 2.2 LA TRANSMISIÓN

### 2.2.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente está constituido por 10999 km de red a 230 kV y por 1449 km de red a 500 kV, de los cuales ISA es propietario del 68,5%. La capacidad de transformación del STN es del orden de 3960 MVA y la capacidad de transformación en los puntos de conexión de los Operadores de Red con el STN es de 12031 MVA.

### 2.2.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

Durante el año 2003 entró en operación la interconexión Colombia – Ecuador mediante un doble circuito entre las subestaciones Jamondino 230 kV (Colombia) y – Pomasqui 230 kV (Ecuador). El tramo Colombiano tiene una distancia de 75 km y su propietario es ISA.

De otro lado, durante el año 2003 se llevó a cabo el proceso de selección mediante convocatorias públicas para la ejecución de los proyectos Costa 500 kV, Bogotá 500 kV, la compensación 75 MVAR en la subestación Noroeste 115 kV y la compensación 60 MVAR en Cúcuta 115 kV.

Los proyectos Bogotá y Costa 500 kV fueron adjudicados a ISA con una oferta conjunta de 294.8 MUS\$. Las compensaciones en Bogotá y Cúcuta fueron adjudicadas a la EEB, con una oferta de 0.85 MUS\$ y 1.65 MUS\$ respectivamente.

Adicionalmente, la UPME emitió los conceptos a estudios de conexión que se muestran en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Conceptos de conexión

Punto de Conexión	Tipo de Proyecto	Descripción	Propietario Punto de Conexión	Solicitante Punto de Conexión	Fecha Concepto
S/E Tunal 230 Kv	Confiabilidad área Bogotá	Conexión del tercer transformador Tunal 230/115 kV - 168 MVA	EEB	CODENSA	14/03/2003
S/E Canoas 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica Charquito 19.4 MW	CODENSA	EMGESA	27/06/2003
S/E Salto 2 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica San Antonio 19.4 MW	CODENSA	EMGESA	27/06/2003
S/E Laguneta 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica El Limonar 18 MW	CODENSA	EMGESA	08/10/2003
S/E Colegio 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica La Tinta 19.4 MW	CODENSA	EMGESA	22/10/2003
S/E Candelaria 220 kV	Generación	Ampliación de la capacidad asignada a Termocandelaria de 300 MW a 314 MW	TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA	23/10/2003
S/E Salto 1 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica Tequendama 19.4 MW	CODENSA	EMGESA	31/10/2003
S/E Cartagena 220 kV	Generación	Ampliación de la capacidad asignada a Termocartagena de 178 MW a 187 MW.	TRANSELCA	TERMOCARTAGENA	31/10/2003
S/E Cuestecitas 220 kV	Generación	Conexión de la planta eólica Jepirachi 19.5 MW	TRANSELCA	CARBONES DEL CERREJON LLC	31/10/2003
S/E Caño Limón 230 Kv	Demanda	Aumento Demanda. Instalación nuevo transformador 50 MVA y ampliación Autogeneración de OXY.	ISA	OXY	19/12/2003
S/E Reforma 220 kv	Confiabilidad área Meta	Ampliación de la transformación en la Subestación la Reforma de 150 MVA	ISA	EMSA	19/12/2003
S/E Paipa 230 kV	Confiabilidad área Boyacá	Conexión de transformador Paipa 230/115 kV - 180 MVA	EBSA	EBSA	10/02/2004
S/E Flores 110 kV	Generación	Ampliación de la capacidad asignada a Flores 2 de 100 MW a 112 MW	TERMOFLORES	TERMOFLORES	18/03/2004
S/E Flores 220 kV	Generación	Ampliación de la capacidad asignada a Flores 3 de 150 MW a 175 MW	TERMOFLORES	TERMOFLORES	18/03/2004
S/E Yopal 115 kV	Generación	Conexión de la planta Termoyopal 46 MW	EBSA	TERMOYOPAL	03/05/2004
S/E Comuneros 230 kV	Generación	Ampliación de la capacidad asignada a Merilétrica de 154.5 MW a 186.5MW	ISA	MERILÉCTRICA	07/07/2004

En la Tabla 2-2 se presentan los conceptos emitidos por la UPME, en aplicación de la Resolución CREG 082 de 2002, la cual establece: “cuando entren en operación nuevos activos de uso del nivel de tensión 4 o de conexión al STN durante el periodo tarifario, el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 o el costo anual de los activos de conexión al STN, podrán ser revisados por la comisión, para lo cual se deberá cumplir lo siguiente:

- Que los proyectos de conexión al STN hayan sido aprobados por la UPME y se haya suscrito el respectivo contrato de conexión, con sujeción a la regulación vigente...”.
- Que los proyectos relacionados con activos de uso del Nivel de Tensión 4, solicitados por un OR, hayan sido aprobados por la UPME de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional, adoptados por el Ministerio de Minas y Energía...”.

Tabla 2-2. Nuevos Activos de Uso de Nivel 4

Descripción Proyecto	Propietario Punto de Conexión	Solicitante Aprobación	Fecha Concepto
Conexión del tercer transformador Tunal. 230/115KV-168 MVA	EEB	CODENSA	10/06/2003
Conexión de transformador Paipa 230/115 kV - 180 MVA	EBSA	EBSA	10/02/2004
Construcción de la subestación La Insula 115 kV.	CENS	CENS	11/03/2004
Construcción de la línea Paipa - Tunja - Chiquinquirá 115 kV	EBSA	EBSA	03/05/2004

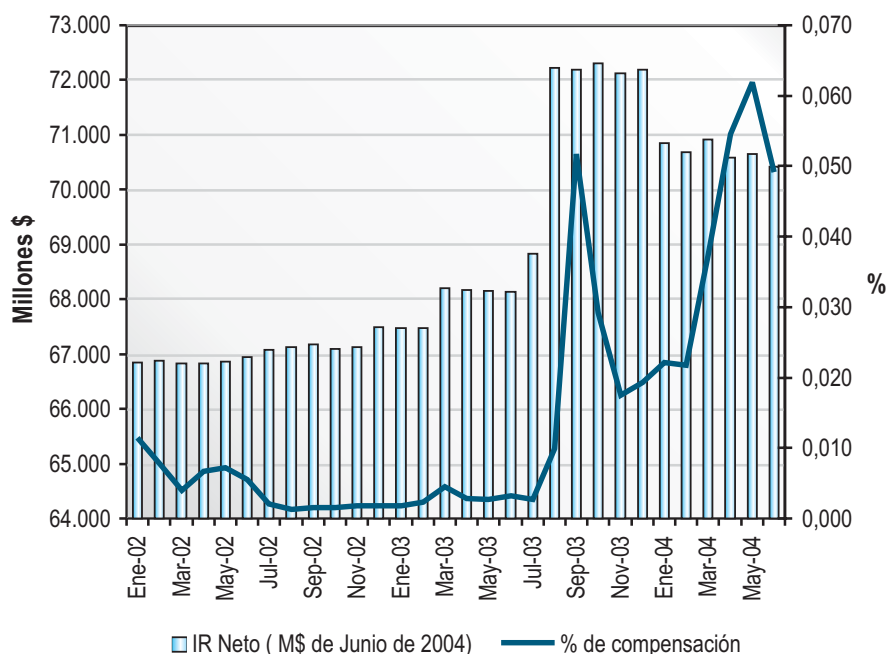
### 2.2.3 Ingreso regulado del STN

Por concepto del Ingreso Regulado del STN para el año 2003, los comercializadores pagaron 837,5 miles de millones de pesos de Junio de 2004. Estos se cancelaron en mensualidades que promediaron los 69,8 miles de millones de pesos.

La Gráfica 2-7 muestra el flujo del Ingreso Regulado neto<sup>4</sup> por concepto del STN y la variación mensual de la compensación a causa de la indisponibilidad de activos del STN.

Adicionalmente, en la gráfica se puede observar que el nivel de compensaciones por indisponibilidad de activos del STN aumentó al 0.060 % del Ingreso Regulado en el mes de Mayo de 2004. La Tabla 2-3 muestra la proporción en que el ingreso Regulado se distribuye entre los diferentes transmisores nacionales.

Gráfica 2-7. Ingreso Regulado del STN y porcentaje de compensación



<sup>4</sup> Descontando las compensaciones por indisponibilidad de activos, conforme a las normas de calidad del STN.

**Tabla 2-3 . Distribución del Ingreso Regulado entre los Transmisores Nacionales**

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

## 2.3 DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta una descripción general del mercado que operan las principales empresas que realizan simultáneamente las actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional.

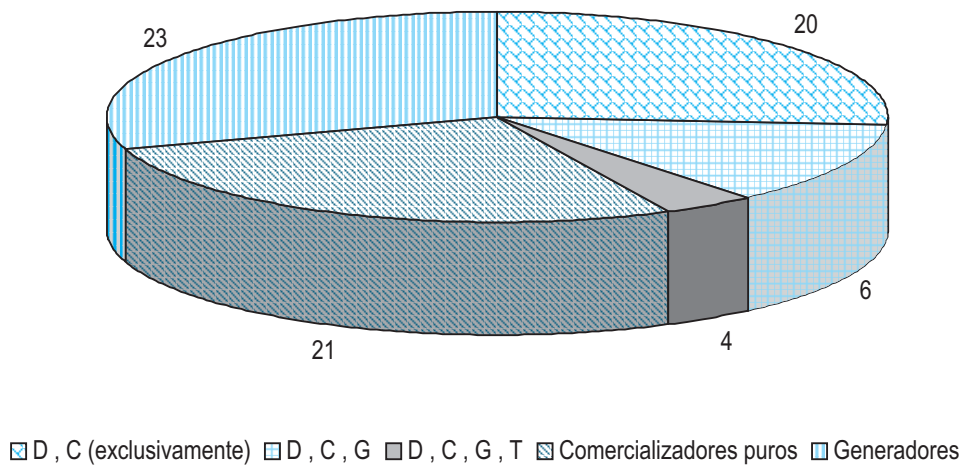
En el Sistema Interconectado Nacional, operan aproximadamente 30 empresas que desarrollan simultáneamente las actividades de comercialización y distribución. Las áreas de cubrimiento de las diferentes electrificadoras tienen sus orígenes en la división política del país, que en la mayoría de los casos corresponden a zonas departamentales, aunque existen también algunas de carácter regional, que agrupan varios departamentos, como en el caso de las electrificadoras que atienden la zona norte del país (caribe).

Existen empresas que atienden mercados altamente concentrados, con una participación mayoritaria de usuarios urbanos, destacándose aquellas empresas que atienden las ciudades de Bogotá, Cali y Medellín. La mayoría de electrificadoras departamentales y regionales presentan niveles medios de concentración de mercado, en las que se combinan áreas urbanas con alta concentración de mercado y zonas rurales con alta dispersión. Algunas empresas distribuidoras atienden mercados de baja concentración como es el caso de aquellas que prestan el servicio de energía a los departamentos de Chocó, Caquetá y el sur del país.

La Ley Eléctrica (143 de 1994) permite desarrollar de manera independiente la actividad de comercialización de energía eléctrica y establece que aquellas empresas constituidas con posterioridad a la entrada en vigencia de la Ley, no pueden realizar más de una actividad, exceptuando la posibilidad de que las comercializadoras puedan desarrollar simultáneamente una de las actividades de generación o distribución. Para las empresas constituidas con anterioridad a esta Ley, se permite la integración vertical de actividades.

De un grupo de 30 empresas distribuidoras-comercializadoras, que operan en el SIN, 7 son privadas y las restantes 23 son públicas, 10 realizan simultáneamente la actividad de generación y existen cuatro empresas, ESSA, EBSA, EPSA y EEPPM con integración vertical de las cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización.

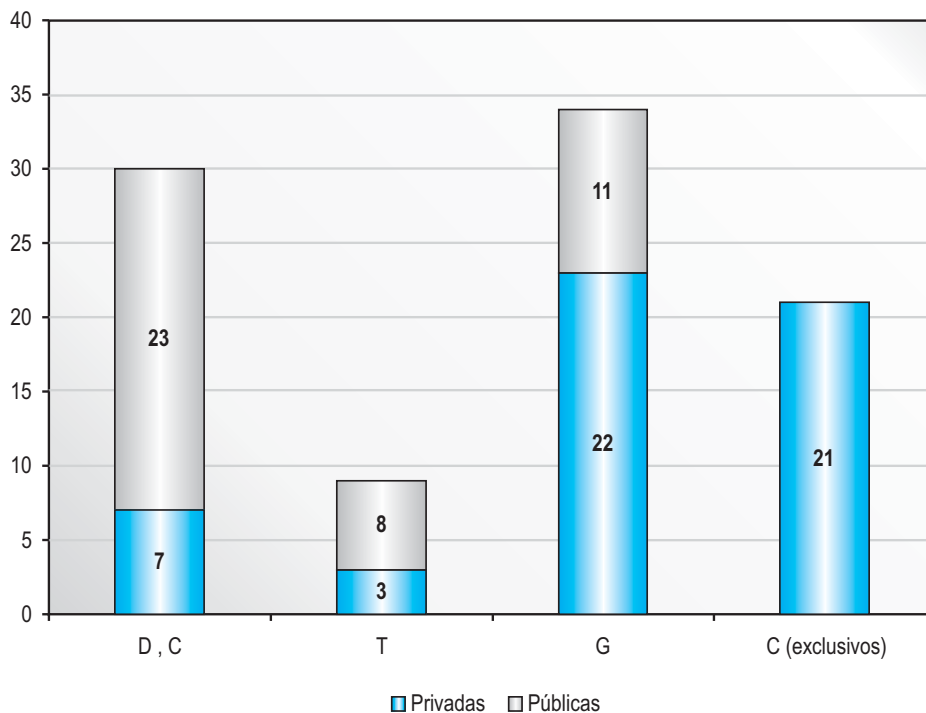
**Gráfica 2-8 Integración vertical de actividades**



Fuente: CREG

En total operan 11 transmisores, de los cuales tres son empresas privadas y las restantes son públicas. De un total de 33 empresas generadoras, 22 son privadas y las restantes 11 son públicas. Los comercializadores puros son en su totalidad privados.

**Gráfica 2-9 Distribución de la propiedad de empresas**



Fuente: CREG

Las empresas de distribución - comercialización se agruparon en las siguientes seis zonas:

**Tabla 2-4 Agrupación de empresas D – C por zona**

Zona	Empresas
Caribe	Electrificadora de la Costa Atlántica Electrificadora del Caribe
Andina Norte	Centrales Eléctricas de Norte de Santander Electrificadora de Santander Empresa de Energía de Arauca Empresa de Energía de Boyacá
Andina centro	Empresa de Energía de Cundinamarca Codensa Electrificadora del Tolima Electrificadora del Huila Electrificadora del Meta Electrificadora del Caquetá
Viejo Caldas	Central Hidroeléctrica de Caldas Empresa de Energía de Pereira Empresa de Energía del Quindío
Antioquia y Chocó	Empresa Antioqueña de Energía Empresas Públicas de Medellín Distribuidora del Pacífico
Andina sur	Empresas Municipales de Cali Empresa de Energía del Pacífico Empresas Municipales de Cartago Compañía de Electricidad de Tuluá Centrales Eléctricas del Cauca Centrales Eléctricas de Nariño Empresas Municipales de Energía Eléctrica Empresa de Energía del Putumayo Empresa de Energía del Valle del Sibundoy Empresa de Energía del Bajo Putumayo

El número de usuarios regulados localizados en el Sistema Interconectado Nacional en el año 2003 asciende aproximadamente a 8.8 millones, de los cuales el 91.6% corresponden al sector residencial, el 6.8% al sector comercial, el 0.8% al sector industrial y el porcentaje restante se distribuye entre oficial, cargas especiales y alumbrado público.

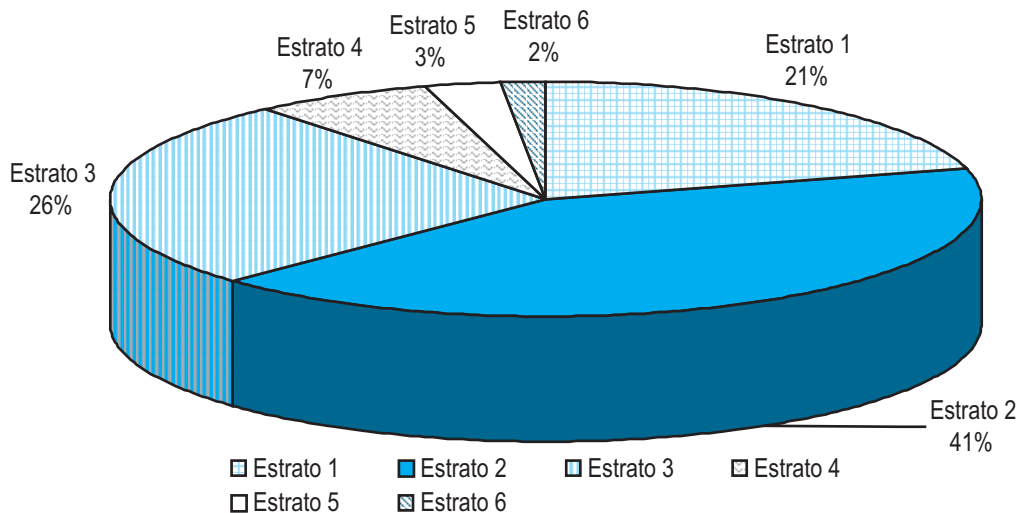
**Tabla 2-5 Número de usuarios regulados por sector**

Usuarios regulados por sector		(%)
RESIDENCIAL	8.095.057	91,6%
COMERCIAL	603.362	6,8%
INDUSTRIAL	72.963	0,8%
OFICIAL	58.268	0,7%
OTROS	2.970	0,03%
<b>TOTAL USUARIOS</b>	<b>8.832.620</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: SUI y empresas

La distribución del sector residencial por estratos se observa en la Gráfica 2-10. La suma de usuarios en los estratos 1 y 2 representa aproximadamente el 62% del total de usuarios, mientras que los usuarios de los estratos 5 y 6 representan aproximadamente el 5%.

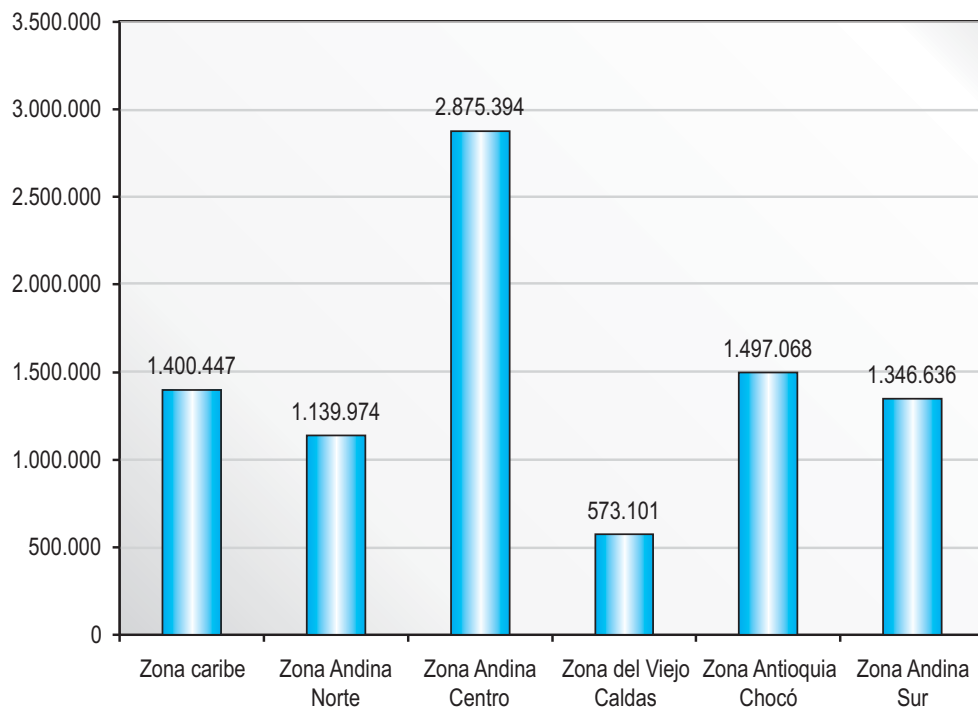
**Gráfica 2-10 Distribución porcentual de usuarios residenciales por estrato**



Fuente: SUI y empresas

La Gráfica 2-11 presenta la distribución aproximada del número de usuarios regulados por región. La Región Andina Centro, concentra aproximadamente el 32.6% del total de usuarios regulados del SIN, seguida por la región de Antioquia - Chocó con 16.9% y la región Caribe con 15.9%.

**Gráfica 2-11 Usuarios regulados por región**



Fuente: SUI y empresas

En el año 2003, el consumo de energía de los usuarios regulados, en las principales empresas distribuidoras conectadas al SIN asciende aproximadamente a 24 TWh-año, distribuidos de acuerdo con la Tabla 2-6.

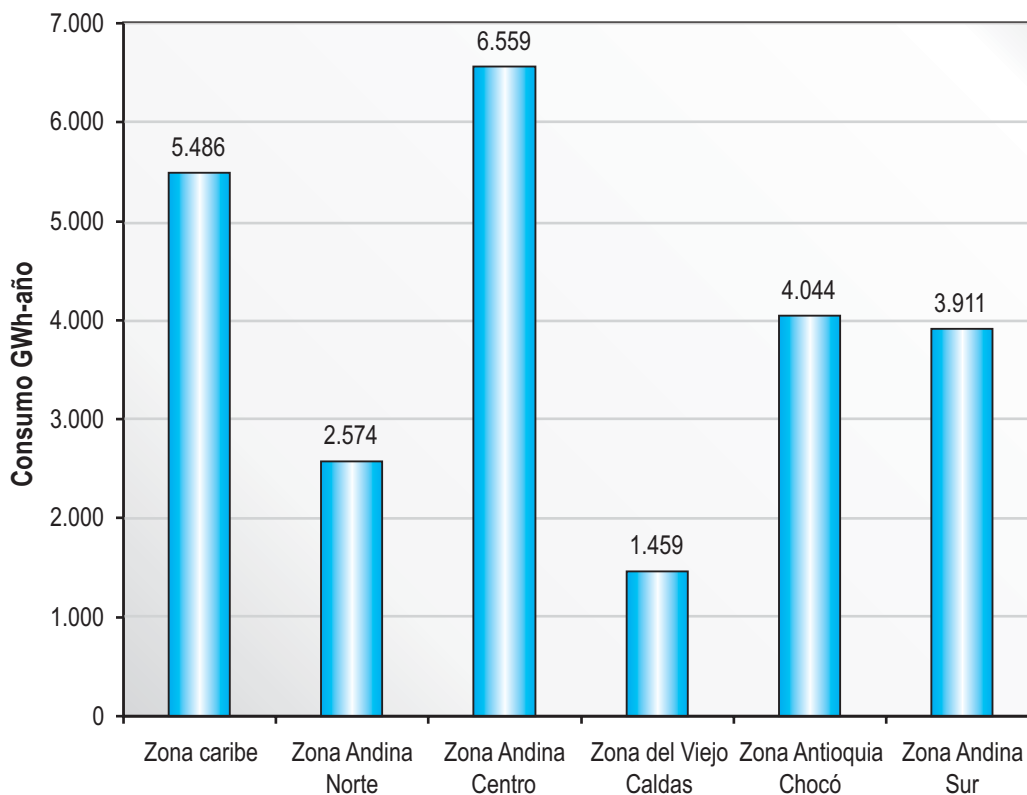
**Tabla 2-6 Consumo (GWh – año) usuarios regulados (Año 2003)**

Consumo facturado por sector- Usuarios Regulados Sistema Interconectado Nacional	(GWh- año)	%
<b>Total</b>	24.032	100,0%
RESIDENCIAL	14.016	58,3%
COMERCIAL	4.381	18,2%
INDUSTRIAL	3.587	14,9%
OFICIAL	1.230	5,1%
OTROS	818	3,4%

Fuente: SUI y empresas

De este consumo la región con mayor participación corresponde a la Andina Centro, que representa el 27.3% del total, seguida por las regiones Caribe y Antioquia - Chocó, con el 22.8% y 17% respectivamente. La región Andina Sur representa el 16.3%, la andina Norte el 10.7% y la región del Viejo Caldas el 6.1%.

**Gráfica 2-12 Consumo (GWh – año) por zonas. Usuarios regulados**



Fuente: SUI y empresas



Los aspectos tarifarios se rigen por las leyes 142 y 143 de 1994 y la Constitución Política Nacional, la cual establece en el artículo 367 que le corresponde a la Ley fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos y la fijación del régimen tarifario, fundamentado en los principios de eficiencia, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

De acuerdo con la regulación vigente, los cargos por uso del sistema de transmisión regional y distribución local tienen una vigencia de cinco años. Para el actual período tarifario, el marco regulatorio se definió en la resolución CREG 082 de 2002.

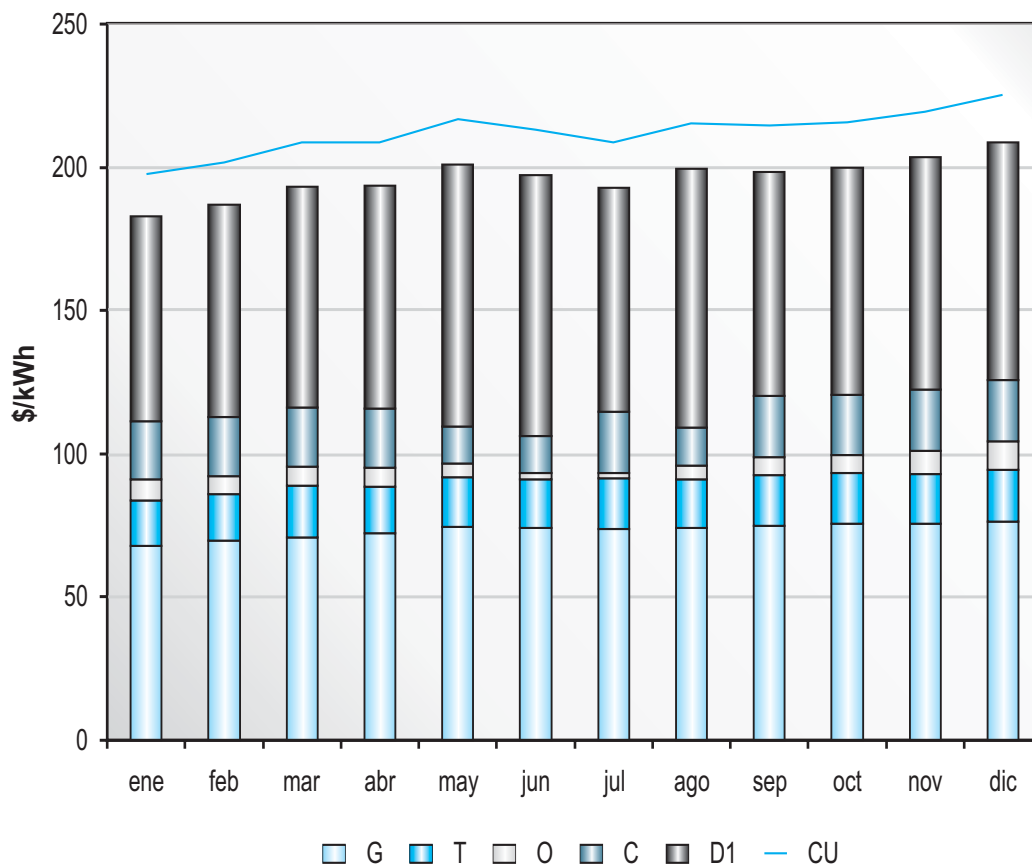
La regulación define cuatro niveles de tensión a nivel de distribución: nivel I, menor a 1 kV; nivel II, mayor o igual a 1 kV e inferior a 30 kV; nivel III, mayor o igual a 30 kV e inferior a 57.5 kV y nivel IV, que corresponde a tensión igual o superior a los 57.5 kV e inferior a 220 kV. La tarifa aplicada a nivel de distribución remunera los costos de reposición a nuevo de los activos de distribución a partir de los costos de unidades constructivas más los costos de AOM y el valor de las pérdidas reconocidas.

La metodología para definir la tarifa a los usuarios regulados, depende del nivel de tensión al que se conecte. La tarifa a nivel IV se define como un cargo de estampilla que remunera la infraestructura eficiente a nivel regional. La tarifa a nivel de tensión II y III se calcula a partir del costo de reposición a nuevo de los activos de cada distribuidor en particular y aplicando un acotamiento por eficiencia a nivel nacional. En el nivel I, la tarifa se determina a partir de la valoración de una red ideal. En el actual período tarifario, se reconocen diferencias en la valoración entre redes rurales y urbanas y redes aéreas y subterráneas

La tasa de descuento reconocida para la remuneración de las inversiones es del 14.06% antes de impuestos, para activos del nivel de tensión IV, y 16.06% antes de impuestos para activos de niveles de tensión inferiores.

La Gráfica 2-13 presenta el comportamiento del Costo Unitario promedio para el nivel de tensión I en el año 2003, la variación anual fue del 14%, igualmente se presenta la variación de las diferentes componentes de la tarifa. Se observa que a lo largo del año 2003, las componentes G y T registraron incrementos del 12%. Las componentes D y C variaron 16% y 5.8%, respectivamente. La componente que presentó la mayor variación porcentual acumulada en el año fue la correspondiente a otros cargos, con un 37%, al pasar de 7,40 \$/kWh en el mes de enero a 10.16 \$/kWh.

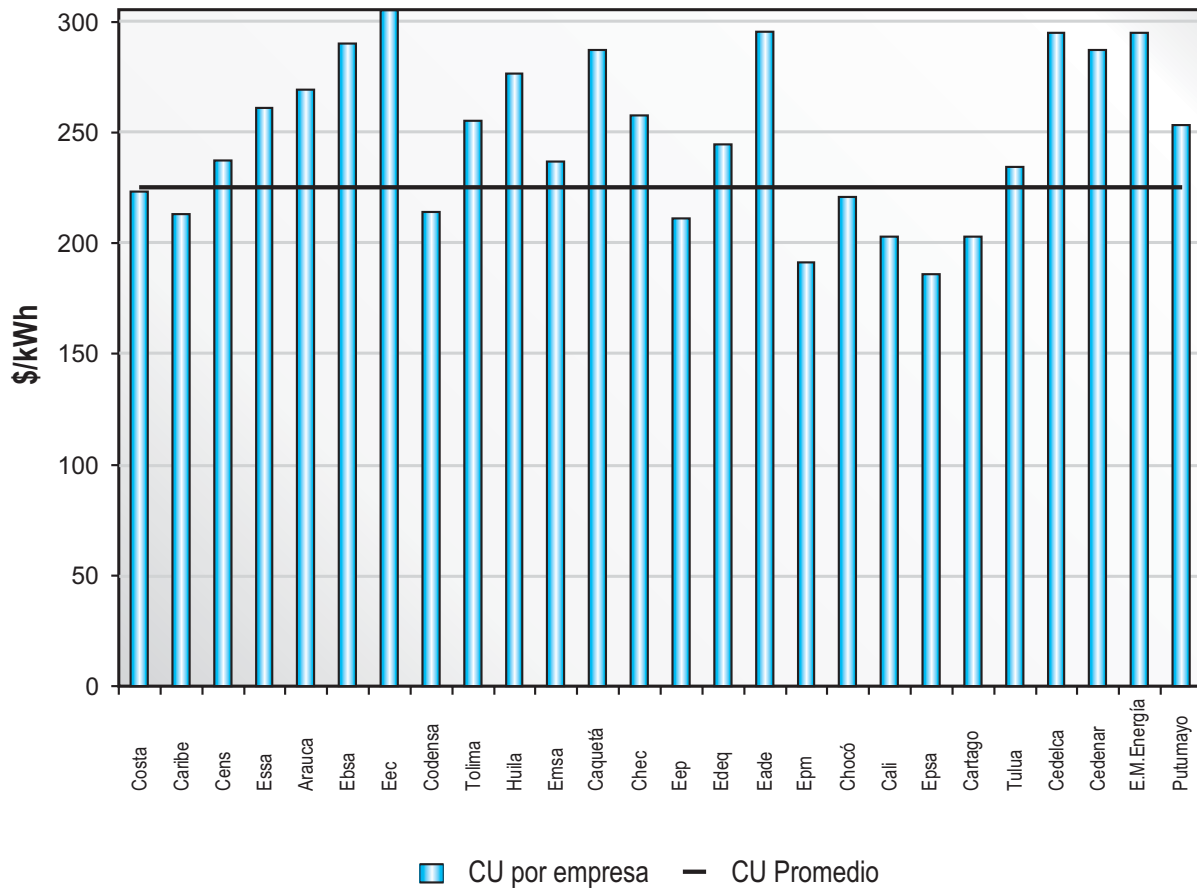
**Gráfica 2-13 Comportamiento mensual del CU nivel de tensión I en el año 2003**



Fuente: CREG

Al finalizar el año 2003, el promedio del CU para el nivel 1 fue del orden de 225.15 \$/kWh. Las empresas con el CU más bajo fueron EPSA con 186.14 \$/kWh y EEPPM con 191.19 \$/kWh. En contraste, la empresa con el CU más alto fue la Empresa de Energía de Cundinamarca con un valor de 305.04 \$/kWh, seguida por EADE (295.71 \$/KWh), CEDELCA (294.96 \$/kWh) y Electrificadora de Boyacá (290.15 \$/kWh). La Gráfica 2-14 presenta el CU aprobado por la CREG para el nivel de tensión I a diciembre de 2003, por empresa en cada una de las regiones consideradas y el CU promedio nacional.

Gráfica 2-14 CU nivel de tensión I de las electrificadoras agrupado por zonas

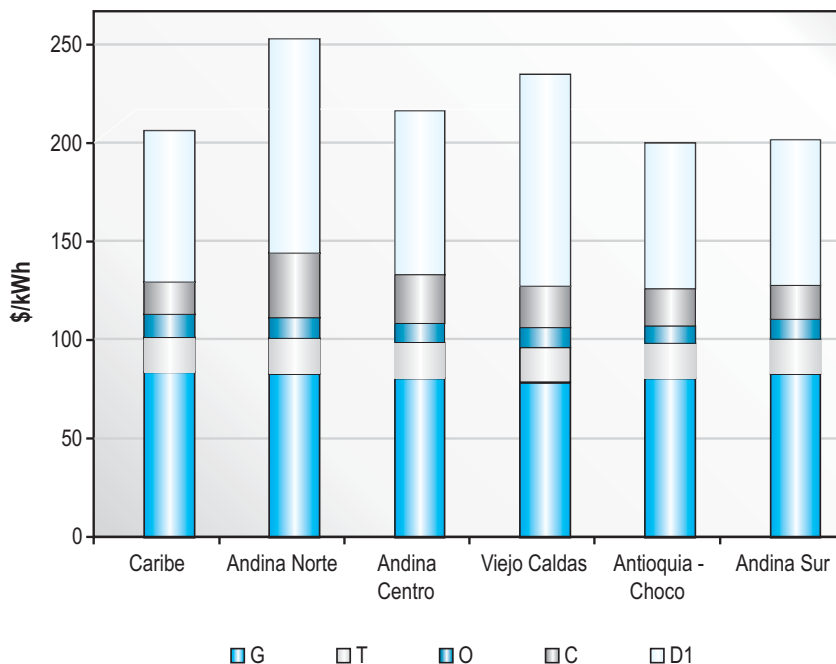


Fuente: CREG

Para las dos electrificadoras de la zona caribe, el CU es comparable y cercano al promedio nacional. En la zona andina norte, el CU aprobado para CENS es 18% más bajo que el de EBSA. En la zona andina centro los valores extremos del CU se presentan entre CODENSA y la EEC con una diferencia del 42%. En la región Antioquia – Choco, el CU para EPM es 35% inferior al de EADE. En la región andina sur la diferencia porcentual entre el CU más bajo (EPSA) y el más alto (CEDELCA) es del 58.4%.

La Gráfica 2-15 presenta el CU promedio de final del año 2003 de cada una de las zonas consideradas. En promedio, la zona andina norte presentó la tarifa más alta al finalizar el año 2003, con un CU de 264.32 \$/kWh; por el contrario, la zona Antioquia- Choco, presentó el CU más bajo entre las regiones consideradas, siendo de 211 \$/kWh. La misma gráfica muestra, para cada una de las regiones consideradas, la composición del costo unitario al finalizar el año 2003.

Gráfica 2-15 CU promedio, nivel de tensión I, por zona



Fuente: CREG

En promedio el cargo por uso de las redes de distribución representa aproximadamente el 37.8% del CU para el nivel de tensión I, la componente de generación (incluidas las pérdidas reconocidas) el 39.2%, las componentes de transmisión (incluidas pérdidas) y comercialización representan el 9.2% y 9.4% respectivamente y la componente de otros cargos el 4.4%

## 2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL 2003

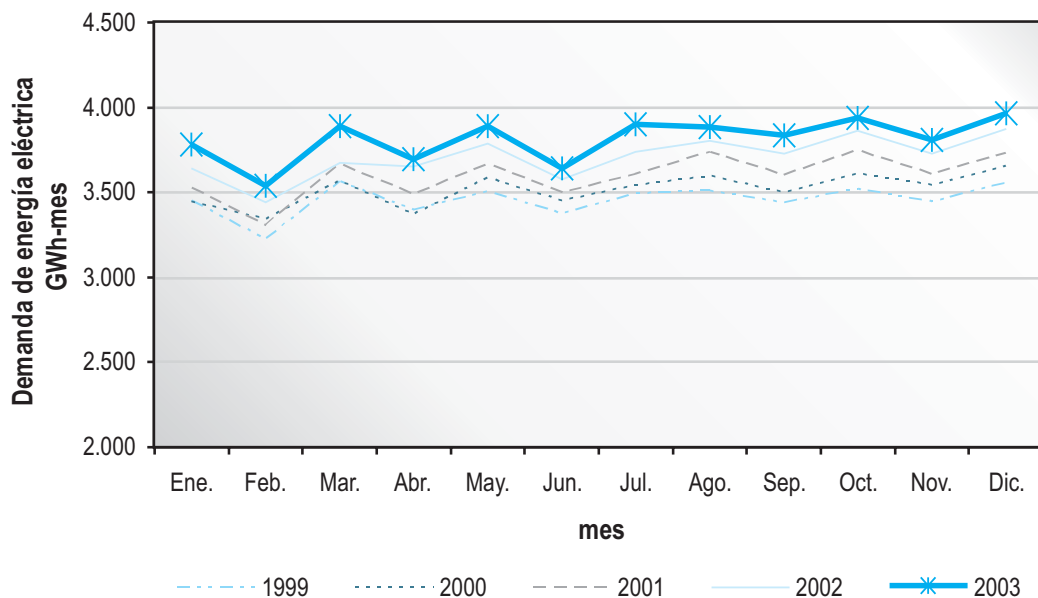
Durante el año 2003 se presentó una demanda de 45771 GWh, que equivale a un crecimiento del 2.8% con respecto al año 2002. El correspondiente comportamiento mensual de la demanda se puede apreciar en la Tabla 2-7 y en la Gráfica 2-16.

**Tabla 2-7 .Demanda mensual de Energía Eléctrica, 2003**

Mes	Energía (GWh)
Enero	3783,0
Febrero	3538,9
Marzo	3891,0
Abril	3693,8
Mayo	3887,2
Junio	3642,1
Julio	3902,6
Agosto	3885,6
Septiembre	3833,6
Octubre	3940,2
Noviembre	3809,4
Diciembre	3963,5
<b>Total</b>	<b>45770,9</b>

Fuente: ISA-AOM, junio 2004.

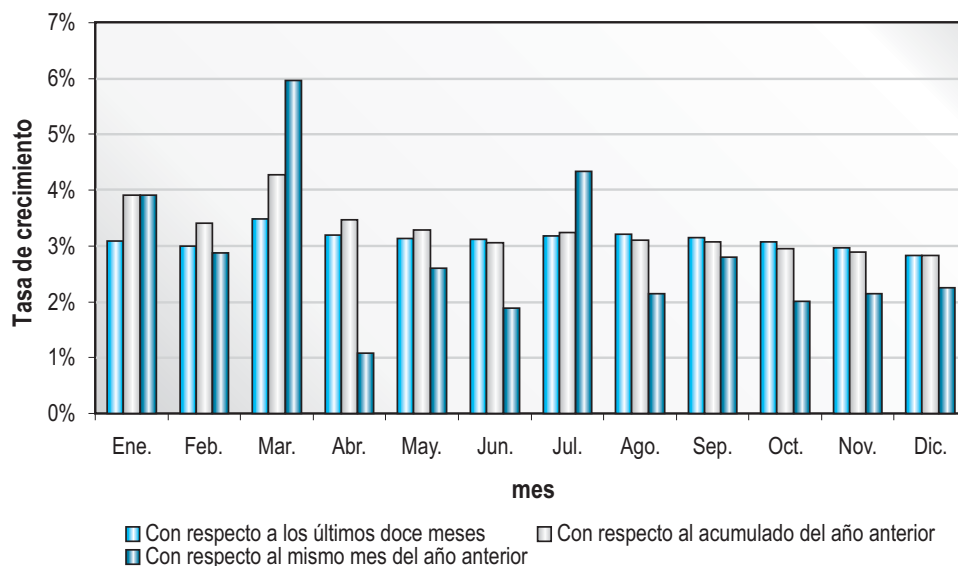
**Gráfica 2-16. Patrón de comportamiento de la demanda de energía eléctrica**



En general se aprecia que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica durante el 2003 es similar al del registro histórico como se ve en la Gráfica 2-17.

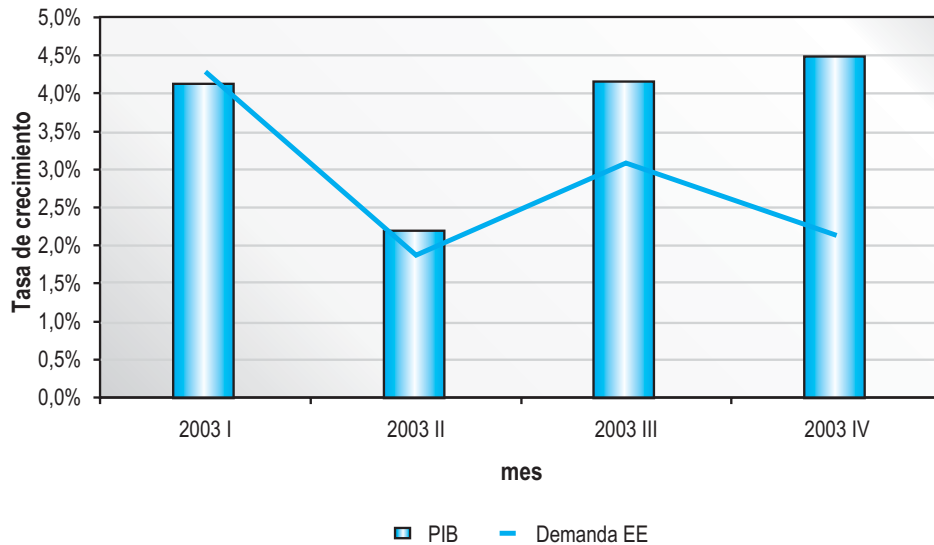
Si se analiza la evolución de la demanda mensual mediante las tasas de crecimiento, (ver Gráfica 2-17), es posible identificar variaciones con respecto al 2002 como son: los efectos de la Semana Santa, que afecta los meses de marzo y abril; las vacaciones de mitad de año que afectan los meses de junio – julio aunado al efecto de los festivos que se presentan en esos dos meses, (en junio de 2002 se tuvieron dos días festivos y en el 2003 se tuvieron 4, por lo cual la tasa de crecimiento es menor, caso contrario de julio que en el 2002 tuvo dos festivos y en el 2003 no tuvo ninguno, por lo que la tasa de crecimiento aumenta).

**Gráfica 2-17. Seguimiento mensual a la demanda de energía eléctrica, 2003**



Cuando se analiza la tendencia de crecimiento de las ventas de energía eléctrica anuales y las tasas de crecimiento del PIB se observa que si bien hay una desaceleración del crecimiento de la demanda en el último trimestre de 2003 respecto a lo que se observa para el PIB, en general se encuentra una alta correlación entre ellas, en la Gráfica 2-18 se aprecia la tendencia a escala trimestral.

**Gráfica 2-18. Evolución de la demanda de energía eléctrica y del PIB**



Al comparar los pronósticos realizados en 2003 frente a la demanda real de energía eléctrica, Tabla 2-8, si bien el comportamiento de la demanda tendió a ser inferior al escenario medio esperado se observa un gran ajuste de las proyecciones con respecto al escenario medio, estando siempre muy por debajo del error aceptable. La mayor desviación observada se dio en los meses de mayo, octubre y diciembre, en el primero debido principalmente al efecto de atentados, en el caso de octubre al efecto de los días de elecciones y en el caso de diciembre que se une al efecto visto en enero de 2004, debido a los puentes de fin de año y posiblemente al efecto de las caravanas turísticas.

**Tabla 2-8. Desviación del escenario medio vs. demanda real de energía eléctrica**

Energía	Desviación de Pronóstico
Enero	0,8%
Febrero	0,3%
Marzo	0,4%
Abril	-0,8%
Mayo	-1,3%
Junio	-1,0%
Julio	0,0%
Agosto	-0,8%
Septiembre	-0,7%
Octubre	-1,2%
Noviembre	-0,5%
Diciembre	-2,5%

Con todo lo anterior la desviación media del pronóstico para el escenario medio con respecto a la demanda real mostró ser 0.6% más alta de lo observado realmente.

En cuanto a la potencia, en el año 2003 esta presentó un máximo en el mes de diciembre de 8257MW que implicó un crecimiento de 2.2% con respecto al 2002.

En la Tabla 2-9 se presenta el comportamiento de la demanda de potencia para el 2003, es de anotar que a diferencia del 2002 donde el máximo se presentó a las 8 p.m. en el 2003 se presentó a las 7 p.m, durante los últimos tres meses.

**Tabla 2-9. Comportamiento de la potencia (MW) en el 2003**

Mes	Potencia MW	Fecha	Periodo
Enero	7484	Jueves 30	20
Febrero	7872	Lunes 24	20
Marzo	7704	Martes 4	20
Abril	7696	Martes 8	20
Mayo	7535	Lunes 5	20
Junio	7494	Miércoles 25	20
Julio	7516	Martes 29	20
Agosto	7483	Lunes 11	20
Septiembre	7691	Jueves 11	20
Octubre	7786	Martes 7	19
Noviembre	7899	Miércoles 19	19
Diciembre	8257	Martes 9	19

Fuente: ISA- AOM









## 3. Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia

### 3.1 METODOLOGÍA

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica depende de la tendencia macroeconómica (PIB), el comportamiento de las tarifas y el crecimiento de la población principalmente, comportamiento que se puede proyectar al relacionar las series de tiempo históricas de esas variables por medio de modelos econométricos. Para modelar eventos puntuales, se utilizan modelos de choque que permiten simular inversiones importantes a nivel regional y para tener en cuenta efectos climáticos, como el fenómeno de El Niño, se emplean modelos de tipo dinámico.

Los modelos dan como resultado ventas domésticas de energía eléctrica, para obtener la demanda de energía eléctrica es necesario agregar de manera exógena las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de cargas industriales especiales OXI, Cerrejón y Cerromatoso y otros efectos conocidos, de esta forma se obtiene el total de demanda doméstica.

Hasta este punto se han obtenido las proyecciones anuales de demanda de energía. Para distribuirla en los doce meses del año, se utilizan las distribuciones históricas y una metodología basada en modelos ARIMA y el Pronóstico Condicionado Óptimo, el cual permite la sintonización para el primer año de proyección.

Partiendo de la demanda total doméstica de energía eléctrica mensualizada, se aplican los factores de carga correspondientes a cada mes teniendo en cuenta lo ocurrido en los tres últimos años, lo cual da como resultado los valores de potencia máxima mensual doméstica, que permiten definir el valor de potencia máxima anual.

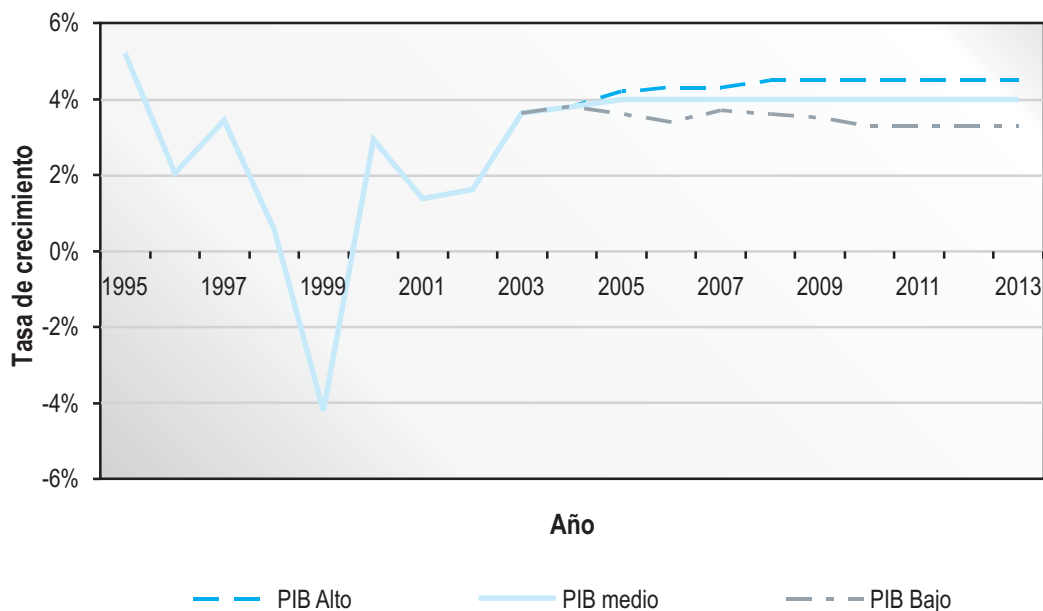
### 3.2 SUPUESTOS MARZO DE 2004

A continuación se presentan los supuestos empleados para la revisión de escenarios realizada en marzo de 2004.

### 3.2.1 PIB

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de crecimiento de la variable económica Producto Interno Bruto- PIB han variado con respecto a los utilizados en la revisión de noviembre de 2003. El DNP oficializó nuevos escenarios alto, medio y bajo de crecimiento del PIB, los cuales contemplan un escenario optimista donde el país crece el 4.5% y un escenario pesimista donde se presenta un desplazamiento de la producción de petróleo. La Gráfica 3-1 y la Tabla 3-1 presentan estos escenarios.

**Gráfica 3-1. Escenarios de crecimiento del PIB**



**Tabla 3-1 Tasas de Crecimiento del PIB**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>PIB Alto</b>	3,80%	4,20%	4,30%	4,30%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
<b>PIB medio</b>	3,80%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
<b>PIB Bajo</b>	3,80%	3,60%	3,40%	3,70%	3,60%	3,50%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%

Es de anotar que para el año 2004 solo está disponible un valor de PIB por lo que se empleó el rango de confianza del modelo de corto plazo para construir el túnel de proyección en el 2004.

### 3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional mantienen su comportamiento histórico, alcanzando en promedio el 2,42% del total de las ventas de energía eléctrica proyectado. Este valor se mantiene a lo largo del horizonte de proyección.

### 3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponden al agregado de pérdidas técnicas y no técnicas que se presentan en este nivel de tensión.

Se mantiene un único escenario de pérdidas para todos los escenarios de proyección. Este escenario fue construido con base en información histórica, datos suministrados por algunos operadores de red y supuestos sobre las condiciones económicas actuales de las empresas, para estimar posibles inversiones en planes de recuperación de pérdidas.

**Tabla 3-2. Porcentaje de pérdidas aplicadas al sistema de distribución**

Año	Pérdidas
2003	23,7%
2004	23,1%
2005	22,6%
2006	22,1%
2007	21,6%
2008	21,1%
2009	20,6%
2010	20,2%
2011	19,7%
2012	19,7%
2013	19,7%

Estos porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos, los valores resultantes son considerados como demanda recuperada, que pasan a ser parte de las ventas con un rezago de un año. Es así como se está considerando que la recuperación de pérdidas del sistema de distribución se realiza principalmente sobre las pérdidas no técnicas y que el efecto ocurre sobre las ventas en el año siguiente.

### 3.2.4 Cargas especiales

Las cargas especiales debido a sus características son consideradas de manera exógena al modelo de proyección de ventas por lo que son sumadas al final. Para la revisión de marzo de 2004 se mantienen las proyecciones de consumos de las “cargas especiales” empleadas en noviembre de 2003, correspondientes a OXI, Cerrejón y Cerromatoso, de manera que para el año 2004 se espera que la suma de estas sea de 1921 GWh/mes y para el 2005 de 1924 GWh/mes, manteniéndose este último valor para el resto del horizonte de proyección.

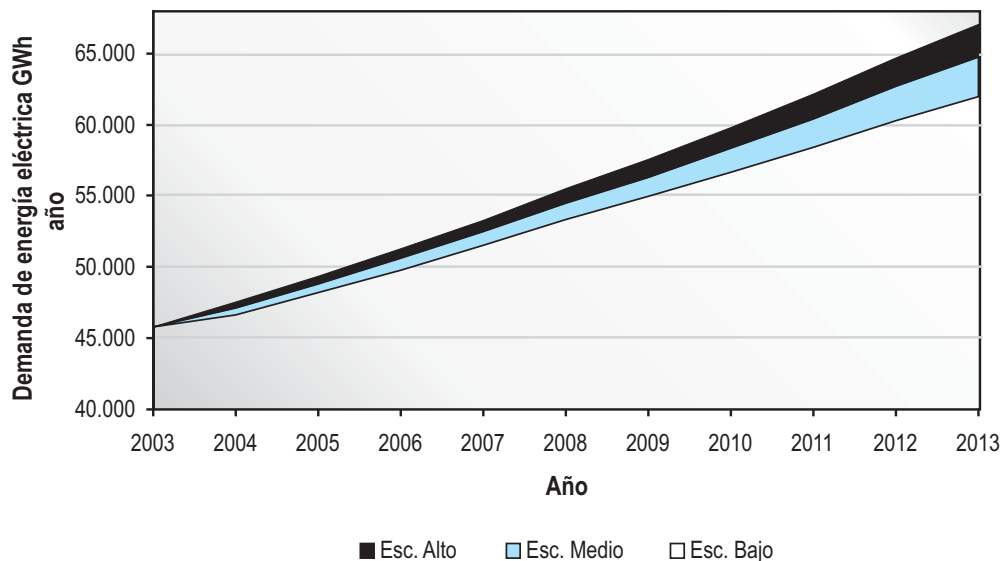
### 3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Con base en los anteriores supuestos se obtuvo la proyección de demanda de energía eléctrica para el periodo 2004-2013, que se presenta en la Tabla 3-3 y en la Gráfica 3-2. Es de anotar que se incluye en la tabla una estimación de largo plazo de la demanda para el periodo 2014 - 2018.

**Tabla 3-3. Escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica**

Año	Alto		Medio		Bajo	
	GWh-año	Tasa	GWh-año	Tasa	GWh-año	Tasa
2003	45771		45771		45771	
2004	47556	3,9%	47094	2,9%	46633	1,9%
2005	49378	3,8%	48836	3,7%	48232	3,4%
2006	51288	3,9%	50625	3,7%	49803	3,3%
2007	53260	3,8%	52468	3,6%	51512	3,4%
2008	55490	4,2%	54486	3,8%	53353	3,6%
2009	57554	3,7%	56321	3,4%	54964	3,0%
2010	59817	3,9%	58336	3,6%	56664	3,1%
2011	62160	3,9%	60413	3,6%	58404	3,1%
2012	64693	4,1%	62661	3,7%	60291	3,2%
2013	67056	3,7%	64716	3,3%	61962	2,8%
2014	69731	4,0%	66971	3,5%	63808	3,0%
2015	72598	4,1%	69300	3,5%	65702	3,0%
2016	75236	3,6%	71835	3,7%	67774	3,2%
2017	77995	3,7%	74188	3,3%	69636	2,7%
2018	80995	3,8%	76754	3,5%	71680	2,9%

**Gráfica 3-2. Túnel de Proyección de demanda de energía eléctrica**



De igual forma, en la Tabla 3-4, se muestran las proyecciones de crecimiento de potencia para cada escenario. Igualmente, se incluye una estimación de largo plazo 2014-2018 sobre su posible evolución.

**Tabla 3-4 Escenarios de proyección de potencia**

Año	Alto		Medio		Bajo	
	MW	Tasa	MW	Tasa	MW	Tasa
2003	8257		8257		8257	2,2%
2004	8506	3,0%	8423	2,0%	8341	1,0%
2005	8820	3,7%	8723	3,6%	8616	3,3%
2006	9161	3,9%	9043	3,7%	8896	3,3%
2007	9514	3,8%	9372	3,6%	9201	3,4%
2008	9952	4,6%	9771	4,3%	9568	4,0%
2009	10344	3,9%	10123	3,6%	9879	3,3%
2010	10751	3,9%	10485	3,6%	10184	3,1%
2011	11172	3,9%	10858	3,6%	10497	3,1%
2012	11604	3,9%	11239	3,5%	10813	3,0%
2013	12052	3,9%	11631	3,5%	11136	3,0%
2014	12704	5,4%	12037	3,5%	11468	3,0%
2015	12999	2,3%	12455	3,5%	11809	3,0%
2016	13499	3,8%	12888	3,5%	12158	3,0%
2017	14018	3,8%	13334	3,5%	12516	2,9%
2018	14557	3,8%	13795	3,5%	12883	2,9%





A golden faucet is shown dripping a stream of coins into a yellow bowl. The background is a dark, textured surface with a blue sky and clouds visible in the upper right corner. The text is overlaid on the yellow bowl.

# Disponibilidad de Recursos y Proyección de Precios



## 4. Disponibilidad de Recursos y Proyección de Precios

### 4.1 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

#### 4.1.1 Carbón

Las reservas medidas de carbón en el país al 31 de diciembre de 2003 fueron 6304,5 millones de toneladas.

El 91% (5759,5 millones de toneladas) de las reservas medidas se ubican en la Costa Atlántica, con el 61% de ellas, es decir, 3535,9 millones de toneladas en el departamento de la Guajira.

De otro lado, las reservas del interior del país alcanzaron los 614,3 millones de toneladas, un 9,7% del total nacional, con el 38% de ellas concentradas en el departamento de Cundinamarca.

#### 4.1.2 Gas Natural

Durante el 2003 se adicionaron 25 GPC de gas comercial a las reservas del país, sin embargo al descontar la producción del período, las Reservas Probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2003 correspondieron a 4039,5 GPC, de acuerdo con la Resolución 180397 del 6 de abril de 2004 del Ministerio de Minas y Energía, un 4,4% por debajo del nivel presentado a la misma fecha del 2002. Estas reservas no contabilizan 2296 GPC que corresponden a aquellas que son consumidas en operación y las que no cuentan con esquema de comercialización.

### 4.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS

#### 4.2.1 Carbón

La proyección de precios de carbón para uso en las carboeléctricas del país parte de la recolección de precios del carbón que la UPME realiza en los meses de octubre de cada año en la cual se solicita a cada empresa que posee plantas térmicas a carbón que informe los precios a los cuales ha comprado el carbón que se utiliza como combustible con el objeto de calcular el Costo por Capacidad.

Dicha proyección de precios considera dos escenarios, uno denominado Base y otro denominado Alto. En lo dos escenarios se presentan las cifras en pesos constantes. El escenario denominado Base no considera ningún incremento real y por consiguiente su valor es el mismo para todos los años mientras que en el escenario denominado Alto se consideran incrementos reales que para cada caso son los siguientes: Termotasajero 2,80% por año, Termopaipa 2,35% por año, Termozipa 2,21% por año y Termoguajira 2,45% por año.

Los precios proyectados en junio de 2004 para cada uno de los escenarios son los siguientes:

**Tabla 4-1. Proyección del precio promedio anual de compra de carbón en planta carboeléctrica, escenario base (\$ de Junio / Tonelada)**

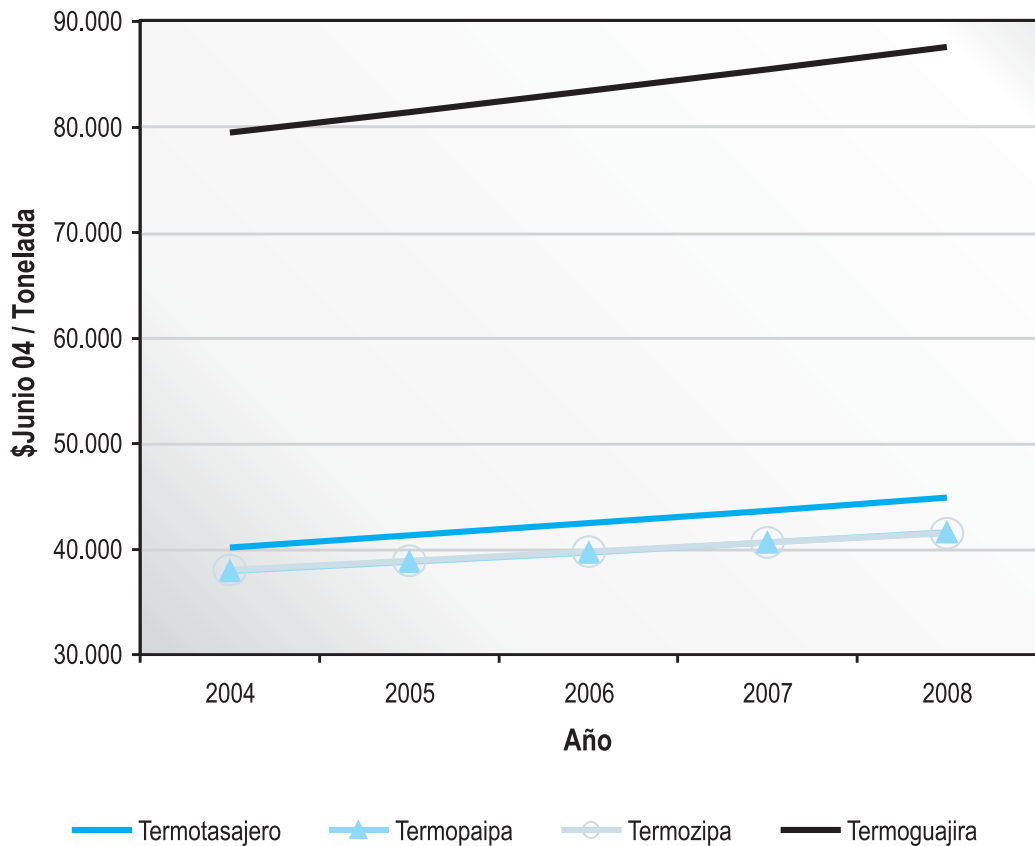
	2004	2005	2006	2007	2008
Termotasajero	39078	39078	39078	39078	39078
Termopaipa	37033	37033	37033	37033	37033
Termozipa	37218	37218	37218	37218	37218
Termoguajira	77550	77550	77550	77550	77550

**Tabla 4-2. Proyección del precio promedio anual de compra de carbón en planta carboeléctrica, escenario alto (\$ de Junio 2004 / Tonelada)**

	2004	2005	2006	2007	2008
Termotasajero	40170	41293	42447	43634	44853
Termopaipa	37904	38795	39707	40640	41595
Termozipa	38041	38883	39743	40622	41521
Termoguajira	79452	81401	83397	85443	87538

En la siguiente gráfica se presenta la proyección de precios considerando el escenario Alto.

**Gráfica 4-1. Proyección de precio promedio anual de compra de carbón en planta carboeléctrica, escenario alto**



El precio del carbón colombiano en los Estados Unidos en el año 2004 arrancó en US\$ 49 la tonelada manteniéndose este precio hasta el mes de mayo, mes en el que comienza a crecer colocándose a finales de junio en los US\$ 65 tonelada. Este incremento acelerado del precio ha obedecido a la alta demanda de carbones por parte de China.

#### 4.2.2 Gas Natural

La proyección del precio máximo del gas natural puesto en planta térmica corresponde a un ejercicio realizado por la UPME en el mes de marzo de 2004. A pesar de que se consideraron diferentes escenarios de precios, se optó por éste de precios altos, puesto que para efectos de evaluación de costos marginales del sistema de generación dentro del plan de expansión, pudiera ser un caso crítico.

Los supuestos macroeconómicos aplicados corresponden a los del escenario del 26 de enero del año en curso, de la Dirección de Estudios Económicos del Departamento Nacional de Planeación.

#### 4.2.2.1 Precio máximo del gas natural colocado en los puntos de entrada a los sistemas de transporte

Para la determinación del precio máximo del gas natural puesto en los puntos de entrada a los sistemas de transporte durante el periodo de proyección (2004 – 2014), se consideraron dos horizontes de tiempo: del año 2004 al 2005 y del año 2006 en adelante.

##### Horizonte 2004 - 2005.

Se aplicó la regulación y los precios máximos en los puntos de entrada a los sistemas de transporte, vigentes para el primer semestre del año 2004, así:

- Resolución CPPGN1 039/75: 1,5288 USD/KPC, valor definitivo desde Febrero 10 de 2004 a Agosto 9 de 2004.
- Resolución CPPGN 061/83: (i) 1,866 USD/MBTU, valor definitivo para el primer semestre del año 2004, aplica para el gas natural no asociado de la costa norte y el Valle Medio Magdalena. (ii) 2,065 USD/MBTU, valor definitivo para el primer semestre del año 2004, aplica para el gas natural no asociado de la región oriental y costa afuera.
- Resolución CREG 050/02: 1,405 USD/MBTU, valor definitivo para el primer semestre del año 2004.

A partir del segundo semestre de 2004, considerando que las resoluciones 039/75 y 061/83 tienen en cuenta para la actualización semestral el comportamiento del precio del fuel oil de exportación precio FOB colombiano, se aplicó una relación econométrica entre éste y el precio del crudo de referencia (West Texas Intermediate – WTI), con el propósito de reflejar en su precio, las variaciones del mercado internacional.

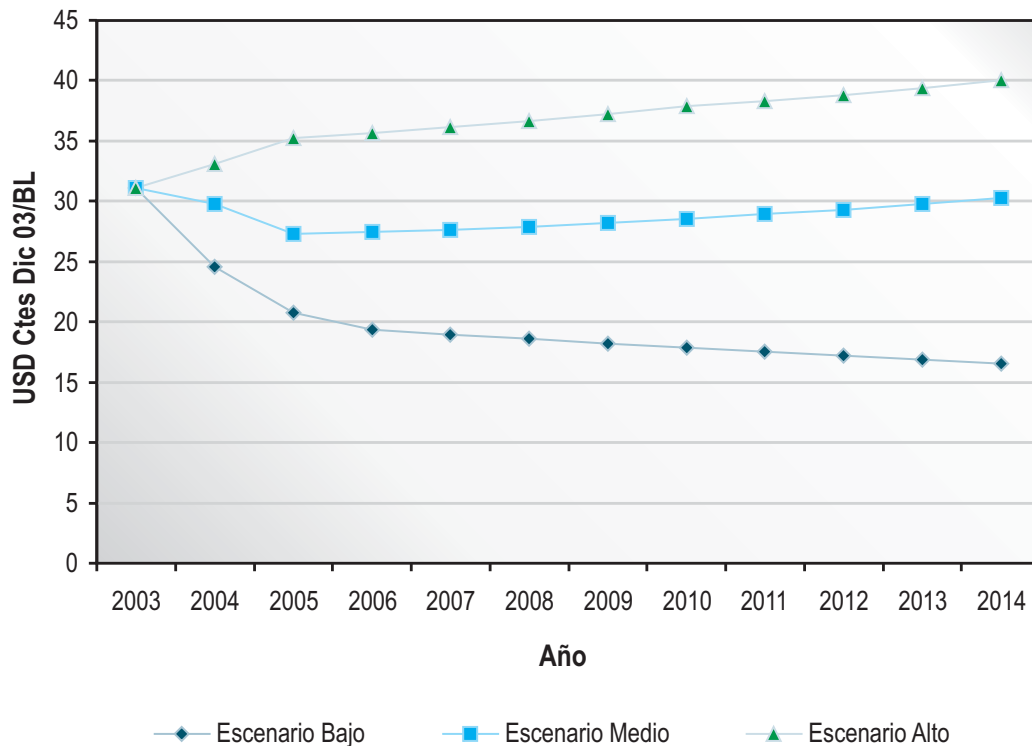
Por tanto se requiere establecer escenarios de proyección del precio del crudo de referencia WTI. Concientes de la dificultad de realizar este ejercicio, dado que múltiples factores de distinta índole inciden en la evolución de dichos precios, algunos de los cuales impredecibles, se decide utilizar referentes internacionales. Considerando que la información del Energy Information Administration – EIA y el Departamento de Energía de los Estados Unidos - DOE es de carácter público y de fácil seguimiento, la UPME utiliza los escenarios medio y alto de estos organismos y un escenario de precios bajos cuya fuente es el CONFIS<sup>6</sup>. No obstante, se debe aclarar que existen otras fuentes internacionales de información, de reconocido prestigio que son igualmente válidas.

La siguiente gráfica muestra las tendencias del precio del crudo de referencia bajo los escenarios mencionados:

<sup>5</sup> CPPGN: Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural.

<sup>6</sup> Escenario de precios de WTI – febrero de 2004.

Gráfica 4-2. Proyección del crudo WTI



Algunas consideraciones con respecto a las proyecciones presentadas son: (i) El escenario alto tuvo en cuenta entre otras variables macroeconómicas, un PIB promedio para Estados Unidos de 3,5%/año, y una alta penetración en el mercado de fuentes de energía alternativa que podrían llegar a ser viables económicamente a esos precios de crudo; (ii) El escenario medio aplicó un PIB del 3,0%/año para Estados Unidos; y (iii) los tres escenarios en el corto plazo proyectan un incremento de oferta de crudo en el mercado internacional debido a la entrada de cantidades adicionales desde Irak.

Horizonte 2006 en adelante.

Debido a la incertidumbre existente sobre la aplicación de la Resolución CREG 023 de 2000, el ejercicio para determinar el precio del gas natural en boca de pozo a partir del 2006, consistió en aplicar modelos econométricos sobre las proyecciones de precio de crudo WTI, para encontrar valores del Fuel Oil de exportación y, aplicando la regulación vigente, se encontró un precio promedio-país de gas natural en boca de pozo.

#### 4.2.2.2 Precio máximo del gas natural colocado en los puntos de entrada a los sistemas de transporte

Para determinar el precio máximo de transporte por gasoducto se consideraron las resoluciones vigentes expedidas por la CREG y aplicables a los gasoductos de interés al momento de la realización del ejercicio:

Resolución Creg 070/03: Por la cual se decide sobre la solicitud de revisión de Cargos Regulados del Sistema de Transporte de Promigas S.A. E.S.P.

Resolución Creg 0125/04: por la cual se resuelven los Recursos de Reposición interpuestos contra la Resolución CREG 013 de 2003 (cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogás).

Resolución Creg 076/02: por la cual se establecen los cargos regulados para el Gasoducto Cusiana – El Porvenir.

Resolución Creg 016/01: por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Transoriente.

Se supuso además, una pareja de cargos regulados, cargo fijo / cargo variable, 50% / 50%, durante todo el periodo de proyección.

Finalmente, algunas consideraciones especiales hechas para proyectar tanto el precio máximo del gas natural en boca de pozo, como la tarifa máxima de transporte para las plantas térmicas en el interior del país fueron:

Aporte desde Cusiana para el abastecimiento de la demanda de gas natural en el interior del país.

Para las térmicas Barranca y Palenque, se asumió el abastecimiento desde el campo Payoa hasta el año 2009, y del año 2010 en adelante desde Guajira. Lo anterior considerando la relación reservas / producción para el campo Payoa.

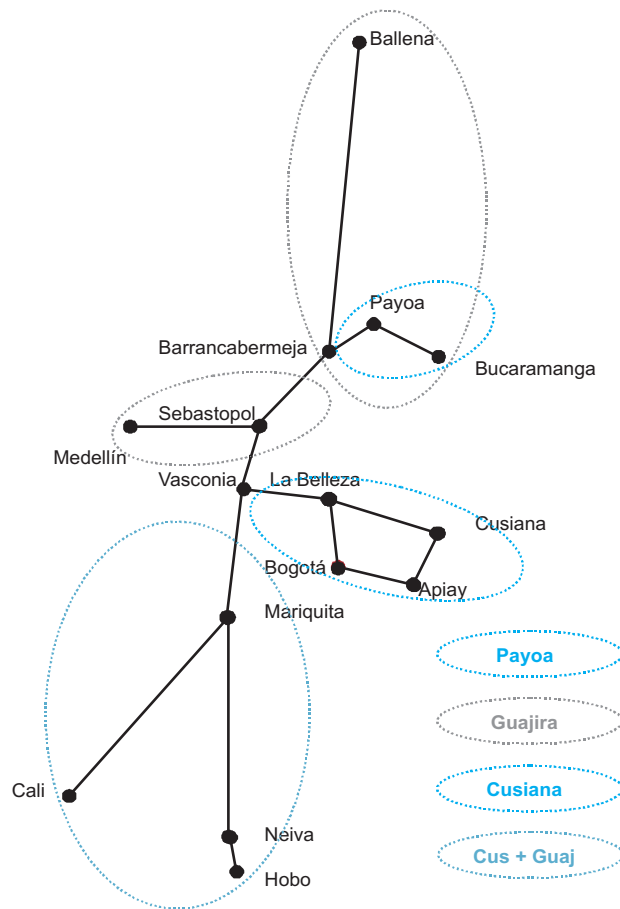
Para Termovalle se asumió abastecimiento desde el campo Opón hasta el año 2005, y del año 2006 en adelante desde Guajira y Cusiana.

Debido a que se asumió que Cusiana aporta oferta adicional de gas natural para el abastecimiento de la demanda en el interior del país, el siguiente gráfico simplificado del sistema de transporte del interior del país, presenta la fuente de gas asumida para efectos de los cálculos realizados.

- Desde Guajira hasta Vasconia se abastece desde Guajira durante todo el horizonte de proyección.
- Payoa abastece hasta el año 2009 el departamento de Santander, y a partir del año 2010 el suministro proviene de Guajira.
- Cusiana y Guajira abastecen el Altiplano Cundiboyacense hasta 2005, en adelante desde Cusiana.
- Desde Vasconia hacia el sur del país, hasta el año 2005 el abastecimiento se realiza desde Guajira, en adelante el aporte de gas natural provendrá de Guajira y Cusiana, en diferentes proporciones dependiendo de los niveles de producción de cada una de las fuentes.



Gráfica 4-3. Áreas de influencia de los nodos de abastecimiento de gas natural



En el Anexo G se presentan los resultados de la proyección de precios de gas natural.







## 5. Alternativas y Estrategias de la Expansión de la Generación

Las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo, buscan satisfacer la demanda de energía del país bajo diferentes escenarios. Los análisis realizados contemplan el estado actual de la generación de Colombia evaluando, los requerimientos del país, en el caso en que éste no se halle interconectado con Ecuador, Panamá y Venezuela.

Otros análisis que contemplan los intercambios de energía con Ecuador y Panamá, son desarrollados en las diferentes alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo. Un primer escenario pretende mostrar el comportamiento de los sistemas interconectados de Colombia y Ecuador considerando un enlace de 250 MW hasta finales del cuarto trimestre del año 2006 y de ahí en adelante incrementando dicha capacidad en 250 MW, es decir que finalizando el cuarto trimestre del año 2006 se considera la interconexión Colombia - Ecuador con una capacidad de 500 MW y Ecuador – Colombia de 200 MW. Un segundo escenario contempla la entrada de un proyecto hidráulico de 80 MW en el corto plazo y considera una ampliación de la capacidad hacia Ecuador a 500 MW finalizando el cuarto trimestre del año 2006. Un tercer escenario contempla interconexión con Ecuador a 500 MW a partir de diciembre de 2006 e interconexión con Panamá a partir del año 2008 considerando una capacidad de intercambios con éste último de 300 MW desde Colombia y desde Panamá 300 MW.

El horizonte de planeamiento considerado para el corto plazo comprende el periodo 2004 - 2008 y el largo plazo el periodo 2009 - 2013. Así mismo, se realizó una prospectiva de la generación requerida para atender la demanda de energía en un horizonte hasta el año 2018. El criterio bajo el cual se analizaron los diferentes escenarios fue el de mínimo costo.

Por otra parte, se realizaron tres sensibilidades para el caso de análisis en el corto y largo plazo, una de ellas consideró la ocurrencia de hidrologías con bajo nivel de aportes al sistema, otra con atrasos en la entrada de proyectos de generación tanto en Colombia como en Ecuador en el largo plazo, y otro contemplando la ocurrencia de un escenario de demanda alta en el caso colombiano, considerando la interconexión con Ecuador.

### 5.1 SUPUESTOS EMPLEADOS EN LOS ANÁLISIS DE GENERACIÓN

Los supuestos básicos considerados en las alternativas de corto plazo, así como en el largo plazo son los siguientes:

### 5.1.1 Caso Colombia

- Hidrologías a partir de enero de 1975 hasta diciembre de 2003.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del cargo por capacidad de noviembre de 2003.
- Proyectos inscritos en el registro de la UPME.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia tanto media como alta de marzo de 2004.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a mayo de 2004.
- Proyecciones de precios de gas natural y carbón mineral en dólares constantes de diciembre de 2003.
- Mínimos operativos vigentes a mayo de 2004.
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- Costos indicativos de generación así como costos fijos y variables, determinados por UPME.

### 5.1.2 Caso Ecuador

- Hidrologías a partir de enero de 1975 hasta diciembre de 2003
- Índices de indisponibilidad disponibles en el CND de mayo de 2004.
- Proyectos inscritos en el CONELEC.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia de CONELEC.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a mayo de 2004.
- Interconexión Ecuador - Perú de manera radial a partir de octubre de 2004.
- Proyecciones de precios de combustibles, página web del CENACE.
- Costos variables de generación y otros costos determinados por el CENACE

### 5.1.3 Caso Panamá

- Hidrologías a partir de enero de 1975 hasta diciembre de 1998.
- Índices de indisponibilidad suministrados por ETESA.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia de ETESA.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a mayo de 2004.
- Proyecciones de precios de combustibles, ETESA.
- Costos variables de generación y otros costos determinados por ETESA

## 5.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN EN COLOMBIA

En la actualidad la UPME cuenta con un registro de proyectos de aproximadamente 12,200 MW, de estos proyectos la gran mayoría se encuentran en estudios. Los proyectos inscritos se presentan en la Tabla 5-1.

Algunos avances destacados en el desarrollo de dichos proyectos y actualizados al mes de octubre son:

- Porce III, este proyecto está en construcción, en el momento se realizan los procesos de negociación de los predios, así como el de legalización para la construcción de las vías de acceso al proyecto. Se estima como fecha de entrada junio de 2010.
- Trasvase río Calderas al embalse de Punchiná, el cual aporta 267 GWh - año. Se estima como fecha de entrada febrero de 2006.
- Trasvase río Guarinó al embalse de Miel I, con lo cual dicho proyecto podrá en un futuro disponer de aproximadamente 238 GWh – año. Se estima su fecha de entrada el mes de noviembre de 2007.
- Trasvase río Manso al embalse de Miel I, lo cual permitirá que dicho proyecto pueda contar con aportes energéticos del orden de 179 GWh – año. Se estima como fecha de entrada el mes de junio de 2008.
- Amoyá, proyecto hidráulico con una capacidad de 78 MW. En el momento se realiza su cierre financiero.
- Hidrosogamoso, ha redefinido el tamaño de la presa modificando su capacidad anterior de 1,035 MW a 840 MW. Posee licencia ambiental y aún no tiene cierre financiero.
- Termoyopal 1 y 2, proyecto a gas natural ubicado en el departamento del Casanare con una capacidad de 46 MW, el cual entró en operación comercial en el mes de julio de 2004.
- Termoyopal 3, modificó su nombre por Central Térmica El Morro proyecto a gas natural ubicado en el departamento del Casanare con una capacidad de 40 MW, el cual tiene previsto entrar en operación comercial en el segundo semestre del año 2005.
- Ampliación de capacidad en las plantas de Flores 2 y Flores 3 en 12 MW y 25 MW respectivamente. Esta ampliación de capacidad se halla disponible en el sistema a partir del mes de septiembre de 2004.
- La Herradura y La Vuelta: son plantas hidráulicas de propiedad de EEPPM, por su capacidad son consideradas como plantas menores en el mercado de energía mayorista. Estas plantas poseen una capacidad de 19.7 MW y 11.8 MW respectivamente. A partir del mes de octubre 2004, se hallan disponibles en el sistema.

- Meriléctrica: Esta planta ampliará su capacidad en 14 MW, estimándose que pueda aportar al sistema 168 MW en total. El concepto del punto conexión al sistema de transmisión nacional fue solicitado y aprobado.

**Tabla 5-1. Proyectos de generación inscritos en la UPME**

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
<b>Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2,226 MW</b>							
TermoYopal 3	36	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	II Semestre 2005	TERMOYOPAL S.A	1
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA Flores III Ltda. & Cia. SCA ESP	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Sin confirmar	Prom. Térmica del Café S.C.A.	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
<b>Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW</b>							
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	2
GenerCauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Sin confirmar	GENERCALUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencional-Cogen.	Cajicá	Cundinamarca	Sin confirmar	Gestión & Desarrollo Somos Energía del Cauca S.A.	1
T. San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	San Bernardino	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	1
<b>Fuel Oil – Otro Capacidad registrada: 300 MW</b>							
Petrosur	150	Fuel Oil – Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1
<b>Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8,730 MW</b>							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun-10	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	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	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	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 y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléc. Pescadero-Ituango S.A.	1

continúa...



PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
<b>Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 578.3 MW</b>							
La Herradura	19.7	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Oct-04	EEPPM	1
La Vuelta	11.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Oct-04	EEPPM	1
PCH Las Cascadas	8.6	---	San Roque	Antioquia	Jun-05	INVERSIONES JG VILLEGAS	1
PCH de Neusa	2.9	---	Cogua - Tausa	C/marca	Ene-06	INGAMEG	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	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 ELECTR. DE TULUA	1
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	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 Frío	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
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.8	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1

Los siguientes son los proyectos considerados en los análisis de expansión tanto en el corto como en el largo plazo (ver Tabla 5-2).

**Tabla 5-2. Proyectos en ejecución en Colombia**

Planta	Unidades	Capacidad Mw	Fecha
Jepirachi	15	19.5	Abr-04
Menor Tequendama	1	19.4	Abr-04
Termoyopal 1	1	18	Jun-04
Termoyopal 2	1	28	Jun-04
Flores 2	-	12	Jul-04
Flores 3	-	25	Jul-04
Merilectrica	1	14	Ago-04
La Vuelta	1	11.8	Sep-04
La Herradura	2	19.7	Sep-04
Termoyopal 3	1	36	Nov-05
Calderas	1	26	Feb-06
Porce 3	4	660	Jun-10
Total - MW		889.4	

### 5.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE ECUADOR

El Ecuador dispone de un potencial en capacidad de 1,700 MW los cuales pueden operar con diferentes recursos energéticos de ellos aproximadamente 1,100 MW poseen contratos de concesión, mientras que los restantes 600 MW tienen certificados de concesión.

Los proyectos con mayor factibilidad de construcción en Ecuador son aquellos que poseen contrato de concesión. En los 1100 MW de proyectos con contrato de concesión el 77% de estos lo constituyen cinco proyectos de los cuales se presenta una breve descripción de cada uno de ellos.

- Proyecto San Francisco, es un proyecto con una capacidad de 230 MW, dos unidades de 115 MW con turbinas francis. El proyecto aprovechará la descarga de aguas de la central de Agoyan. Se estima que los aportes en energía media de este proyecto sean de 1,403 GWh - año. El proyecto estará ubicado en la provincia de Tungurahua, actualmente se encuentra en construcción.
- Proyecto Mazar, es un proyecto hidráulico con una capacidad aproximada de 190 MW dispuestos en dos unidades de generación de 95 MW cada uno y dos turbinas francis. Se estima aportes en energía media de 871 GWh - año. El proyecto aprovechará los aportes hídricos del río Paute y estará ubicado en la provincia de Azuay. El 14 de mayo de 2003, el CONELEC e Hidropaute S.A., suscribieron un acuerdo de concesión para la construcción y operación de Mazar. En la actualidad están en construcción las vías de acceso al proyecto así como el proceso de asignación de la gerencia y la construcción de las obras civiles del mismo.
- Proyecto Termoriente, es un proyecto térmico que empleará motores de combustión interna que le permitirán contar con una capacidad de 270 MW, su combustible principal provendrá de residuos de refinería. Los aportes en energía media del proyecto se consideran en 2,010 GWh - año y estará ubicado en la provincia de Sucumbios.
- Proyectos Machala Power (EDC 2), este proyecto es un ciclo combinado a gas natural, con una capacidad de 95 MW y una energía media de 666 GWh - año. El proyecto estará ubicado en la provincia El Oro.
- Proyectos Machala Power (EDC 3), este proyecto es un ciclo combinado a gas natural, con una capacidad de 65 MW y una energía media de 610 GWh - año. El proyecto estará ubicado en la provincia El Oro.

A continuación se presentan en la Tabla 5-3 la fecha estimada de la entrada de los proyectos considerados en los análisis de expansión tanto para el corto y largo plazo para Ecuador.

**Tabla 5-3. Proyectos incluidos en el Plan de Expansión de Ecuador**

Planta	Tipo	Capacidad MW	Fecha
Perlabi	HIDRO	2.8	Jul-04
Sibimbe	HIDRO	15.2	Dic-04
Posa Honda	HIDRO	3.0	Ene-05
Esmeralda	MCI	50	Oct-05
La Esperanza	HIDRO	6.0	Ene-06
Salinas	EÓLICO	10	Ene-06
Ocaña	HIDRO	26	Nov-06
Termoriente	MCI	270	Jul-07
Edc 2	GAS	95	Sep-07
San Francisco	HIDRO	230	Abr-08
Edc 3	GAS	65	Sep-08
Mazar	HIDRO	180	Dic-08
<b>Total - MW</b>		<b>953</b>	

## 5.4 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN EN PANAMÁ<sup>7</sup>

Estudios previos de ETESA han identificado un potencial de 1,300 MW hidroeléctricos y de estos 900 MW pueden ser potencialmente técnicos y financieramente disponibles para ser implementados hasta el año 2015. En el futuro inmediato el sistema panameño contempla el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de Bonyic de 30 MW, Changuinola 75 de 158 MW, Changuinola 140 de 132 MW dichos proyectos se encuentran ubicados en la provincia de Bocas del Toro.

Los proyectos panameños contemplados en los análisis de expansión del sistema colombiano en los cuales se considera la interconexión con Panamá se muestran en la Tabla 5-4.

**Tabla 5-4. Proyectos en expansión en Panamá**

Planta	Tipo	Capacidad MW	Fecha
Bajo Mina	HIDRO	51	Ene-07
Bonyic	HIDRO	30	Ene-07
Gaulaca	HIDRO	24	Ene-07
Chan 75	HIDRO	158	Ene-09
Santa María	HIDRO	30.5	Ene-10
Chan 140	HIDRO	132	Ene-12
Mmv 50-1	--	100	Ene-12
Pando	HIDRO	32	Ene-12
<b>Total - MW</b>		<b>557.5</b>	

Por otra parte los análisis de generación para el sistema panameño consideraron el retiro de 220 MW en plantas térmicas a mediados del año 2010.

<sup>7</sup> Tomado de Suministro Futuro de Electricidad. Ministerio de Economía y Finanzas. Comisión de Política Energética. Agosto de 2003

## 5.5 COSTOS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

Los costos de generación son una representación de los valores en los cuales puede incurrir un generador, son referenciales y como tal corresponden a aproximaciones sobre los costos reales que acontecen en la instalación y operación de un proyecto de generación. Es de resaltar que los costos empleados en estos análisis solo consideran una tecnología tipo y no tienen en cuenta los arranques y paradas en que incurren las diferentes unidades de generación en el sistema colombiano.

Para las plantas requeridas en la expansión, los costos contemplan el costo de la unidad de generación, así como el costo aproximado de transporte desde el sitio de fabricación, además incluyen costos directos como costos FOB en puerto de embarque, costo CIF en puerto colombiano, CIF en sitio de planta con impuestos. De igual manera se han estimado unos costos indirectos que se incurren en la ingeniería y administración de un proyecto.

Por otra parte para las plantas que actualmente se encuentran en operación solo se consideró su costo variable. Dentro de los costos variables se estimó para las plantas térmicas el costo de combustible tanto para gas natural como carbón mineral, los cuales comprenden en el caso del gas natural los costos en boca de pozo y de transporte (fijo y variable) presentados en el numeral 4.2.2, así mismo, fueron empleados los costos del carbón mineral presentados en el numeral 4.2.1.

Es de mencionar que en los costos no se consideran los costos adicionales en los cuales se incurre en la financiación del proyecto. Para los diferentes análisis se contempló una tasa de descuento del 10%.

Los costos de referencia se presentan en el Anexo A, y se hallan en una base de dólares constantes de diciembre de 2003.

## 5.6 ESTADO DE LA GENERACIÓN EN EL CORTO Y LARGO PLAZO EN COLOMBIA

Con el fin de evaluar los requerimientos energéticos de Colombia por solicitud del Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión, fue evaluado un caso en el cual el sistema colombiano no estuviese interconectado con los países vecinos (Ecuador, Panamá y Venezuela). En tal sentido este caso busca atender la demanda de energía de Colombia de manera autónoma en el corto y largo plazo, para lo cual se emplearon además de los supuestos mencionados en la sección 5.1.1, el cronograma de entrada de proyectos de generación presentados en la Tabla 5-2.

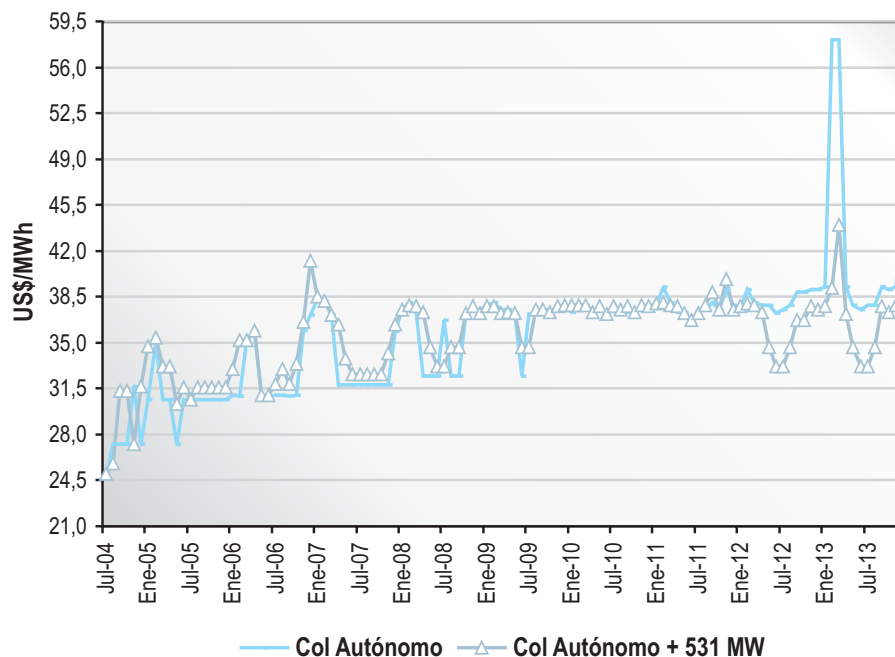
Se consideraron adicionalmente los aportes energéticos de los trasvases de Calderas al embalse de Punchiná y de los ríos Guarinó y Manso al embalse de Miel I, a partir de noviembre de 2007 y junio de 2008, respectivamente. Los análisis muestran que en el corto plazo, periodo 2004 – 2008, el sistema colombiano no requiere la instalación de generación adicional a la que actualmente se halla en operación y construcción.

En el largo plazo, periodo 2009 – 2013, se observa un déficit de energía en el mes de marzo de 2013, el cual corresponde a dos series hidrológicas que originan una desatención de la demanda de energía de 634 GWh, posterior a dicho mes hasta el mes de diciembre de 2013, no se observan

casos de demanda no atendida de energía. Con el objetivo de que no se presente este posible déficit en el sistema, éste requiere la instalación de 531 MW los cuales pueden adicionarse a finales del año 2012 y comienzos del año 2013. Esta capacidad puede ser cubierta con cierres de ciclos combinados a gas natural de plantas que actualmente se encuentran operando con ciclos abiertos.

A continuación se presenta en la Gráfica 5-1 dos curvas del posible comportamiento del costo marginal. Una de ellas representa el costo promedio marginal del sistema sin considerar la instalación de capacidad adicional diferente a la que actualmente se halla en construcción y una segunda presenta un costo promedio marginal adicionando 531 MW a la capacidad que actualmente se encuentra en construcción en el año 2013. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre 31 de 2003 y consideran los costos de CERE, FAZNI y Ley 99 de 1993.

**Gráfica 5-1. Costo marginal promedio del sistema colombiano sin considerar interconexiones**



## 5.7 ALTERNATIVAS DE CORTO PLAZO

Las alternativas de corto plazo fueron analizadas para un periodo de cinco años, estas comprenden el periodo del 2004 al 2008. Se plantearon tres alternativas de corto plazo, una de ellas busca establecer los requerimientos de generación del sistema colombiano contemplando la interconexión con Ecuador ampliada hasta 500 MW, otra en donde se considera la entrada de un proyecto hidráulico de 80 MW en el año 2008 y la interconexión con Ecuador hasta 500 MW y una tercera que plantea la interconexión en conjunto entre Colombia, Ecuador y Panamá.

### 5.7.1 Alternativa CP – 1

Esta alternativa busca satisfacer la demanda de Colombia y Ecuador de manera coordinada, para lo cual se emplearon además de los supuestos mencionados anteriormente, el cronograma de

entrada de proyectos de generación para Colombia presentados en la Tabla 5-2 y los trasvases de los ríos Calderas, Guarinó y Manso. Para el caso de Ecuador se empleó la expansión presentada en la Tabla 5-3. Así mismo se supuso una capacidad de interconexión con Ecuador de 250 MW hasta finales del cuarto trimestre del año 2006, periodo a partir del cual se amplió la capacidad de la interconexión en 250 MW, siendo la capacidad del enlace al final del cuarto trimestre del año 2006 de 500 MW. Los resultados muestran que el sistema colombiano al operar interconectado con el sistema ecuatoriano, no requiere capacidad adicional a la actualmente instalada y a la que actualmente se halla en construcción.

### 5.7.2 Alternativa CP – 2

Esta alternativa busca satisfacer la demanda de energía de Colombia y Ecuador de manera coordinada, para lo cual se emplearon además de los supuestos mencionados anteriormente, el cronograma de entrada de proyectos de generación para Colombia presentados en la Tabla 5-2 y los trasvases de los ríos Calderas, Guarinó y Manso. Adicional a ello se consideró la entrada de un proyecto hidráulico en el 2008 con una capacidad de 78 MW. Para el caso de Ecuador se empleó la expansión presentada en la Tabla 5-3. Así mismo, se supuso una capacidad de interconexión con Ecuador de 250 MW hasta finales del cuarto trimestre del año 2006, periodo a partir del cual se amplió la capacidad de la interconexión en 250 MW, siendo la capacidad del enlace al final del cuarto trimestre del año 2006 de 500 MW. Los resultados indican que no se requiere capacidad adicional en el sistema colombiano a la que actualmente se encuentra en construcción.

### 5.7.3 Alternativa CP – 3

Esta alternativa busca satisfacer la demanda de energía de Colombia y Ecuador de manera coordinada, para lo cual se emplearon además de los supuestos mencionados con anterioridad, el cronograma de entrada de proyectos de generación para Colombia presentados en la Tabla 5-2 y los trasvases de los ríos Calderas, Guarinó y Manso. Para el caso de Ecuador se empleó la expansión presentada en la Tabla 5-3. De igual manera, se supuso una capacidad de interconexión con Ecuador de 250 MW hasta finales del cuarto trimestre del año 2006, periodo a partir del cual se amplió la capacidad de la interconexión en 250 MW, siendo la capacidad del enlace al final del cuarto trimestre del año 2006 de 500 MW. Así mismo, se consideró interconectar el sistema colombiano con el sistema panameño para lo cual se planteó que a partir del año 2008 ambos sistemas dispondrían de una interconexión de 300 MW. Los resultados muestran que el sistema colombiano no requiere capacidad adicional a la actualmente instalada y a las plantas que se hallan en construcción, en dicho periodo.

### 5.7.4 Confiabilidad en el corto plazo

A las diferentes alternativas de corto plazo se les realizó los análisis de confiabilidad<sup>8</sup>, los resultados se presentan en la Tabla 5-5, se observa que ninguna de ellas presenta déficit en la atención de la demanda de energía.

<sup>8</sup> VERE: Valor esperado de racionamiento, límite 1,5% de la demanda. VEREC: Valor esperado de racionamiento condicionado, límite 3%. Número de casos con racionamiento: Límite máximo 5.

**Tabla 5-5. Límites de confiabilidad en el corto plazo en Colombia**

Periodo	Número de Casos			VEREC %			VERE		
	LP 1	LP 2	LP 3	LP 1	LP 2	LP 3	LP 1	LP 2	LP 3
Dic 04 – Abr 05	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 05 – Abr 06	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 06 – Abr 07	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 07 – Abr 08	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

## 5.8 ESTRATEGIAS DE LARGO PLAZO

Las estrategias de largo plazo buscan determinar los requerimientos de generación en el largo plazo para el periodo 2009-2013, necesarios para atender la demanda de energía bajo un criterio de mínimo costo, considerando los posibles intercambios energéticos entre Colombia, Ecuador y Panamá.

### 5.8.1 Estrategia de largo plazo LP – 1

Se evaluó el sistema de generación para el periodo 2009 – 2013, considerando la integración Colombia – Ecuador, basándose en la alternativa de corto plazo CP-1. Es decir, que la interconexión con Ecuador a partir del mes de diciembre de 2006 dispondrá de una capacidad de 500 MW. Adicionalmente el análisis comprende para el caso colombiano la entrada del proyecto hidráulico de 660 MW en el año 2010.

Como puede observarse en la Tabla 5-6, el sistema no requiere capacidad adicional a los 660 MW hidráulicos considerados en el año 2010. De no darse o no presentarse la entrada de proyectos de generación en el Ecuador en las fechas indicadas en el plan de expansión ecuatoriano, es necesario para el sistema colombiano instalar capacidad adicional, tal como puede apreciarse en el análisis de sensibilidad que más adelante se presenta.

### 5.8.2 Estrategia de largo plazo LP – 2

Esta estrategia comprende un análisis a los requerimientos de energía, empleando en el corto plazo la alternativa CP-2, la cual considera la entrada de un proyecto hidráulico de 78 MW. Así mismo, la ampliación de la interconexión con Ecuador hasta 500 MW a partir del mes de diciembre 2006. Como puede observarse en la Tabla 5-6, el sistema colombiano requiere la instalación de 660 MW, los cuales se encuentran actualmente en construcción. Igual que la alternativa anterior de no cumplirse el plan de expansión propuesto para Ecuador en la Tabla 5-3, en Colombia se requiere capacidad adicional a los 660 MW a la que actualmente se halla en construcción al final del horizonte de análisis. Dichos requerimientos se presentan en los análisis de sensibilidad más adelante planteados.

### 5.8.3 Estrategia de largo plazo LP – 3

Esta estrategia comprende un análisis a los requerimientos de energía, empleando en el corto plazo la alternativa CP-3, la cual considera una ampliación de la capacidad de interconexión con Ecuador a partir de diciembre de 2006 hasta 500 MW y la interconexión con Panamá hasta 300 MW a partir del año 2008. Adicionalmente, el análisis comprende en el caso colombiano la entrada

del proyecto hidráulico de 660 MW en el año 2010. Como puede observarse en la Tabla 5-6, el sistema requiere 500 MW adicionales a los 660 MW hidráulicos considerados en el año 2010.

La Tabla 5-6 resume la capacidad de generación requerida en el sistema Colombiano para las diferentes estrategias.

**Tabla 5-6. Requerimientos de expansión en generación en el largo plazo**

Periodo	LP 1			LP2			LP 3		
	H	G	C	H	G	C	H	G	C
2009									
2010	660			660			660		
2011								170	
2012								180	
2013								150	
Subtotal – MW	660			660			660	500	
<b>Total – MW</b>	<b>660</b>			<b>660</b>			<b>1,160</b>		

#### 5.8.4 Confiabilidad en el largo plazo

La evaluación de confiabilidad se realiza con el fin de establecer los valores de los límites de confiabilidad de energía, establecidos en la resolución CREG 025 de 1995<sup>9</sup>, en cada una de las alternativas planteadas en el largo plazo.

En la Tabla 5-7, se presentan los límites de confiabilidad obtenidos para las diferentes estrategias de generación en el largo plazo.

**Tabla 5-7. Límites de confiabilidad largo plazo en Colombia**

Periodo	Número de Casos			VEREC %			VERE		
	LP 1	LP 2	LP 3	LP 1	LP 2	LP 3	LP 1	LP 2	LP 3
Dic 09 – Abr 10	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 10 – Abr 11	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 11 – Abr 12	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 12 – Abr 13	1	1	0	0.8	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0

Como se observa se presentan algunos déficits para el verano que comienza en diciembre del año 2012 y finaliza en abril de 2013, no obstante estos se encuentran dentro de los límites establecidos en la resolución CREG 025 de 1995.

## 5.9 COSTO MARGINAL DE LA ENERGÍA PARA EL CORTO Y LARGO PLAZO

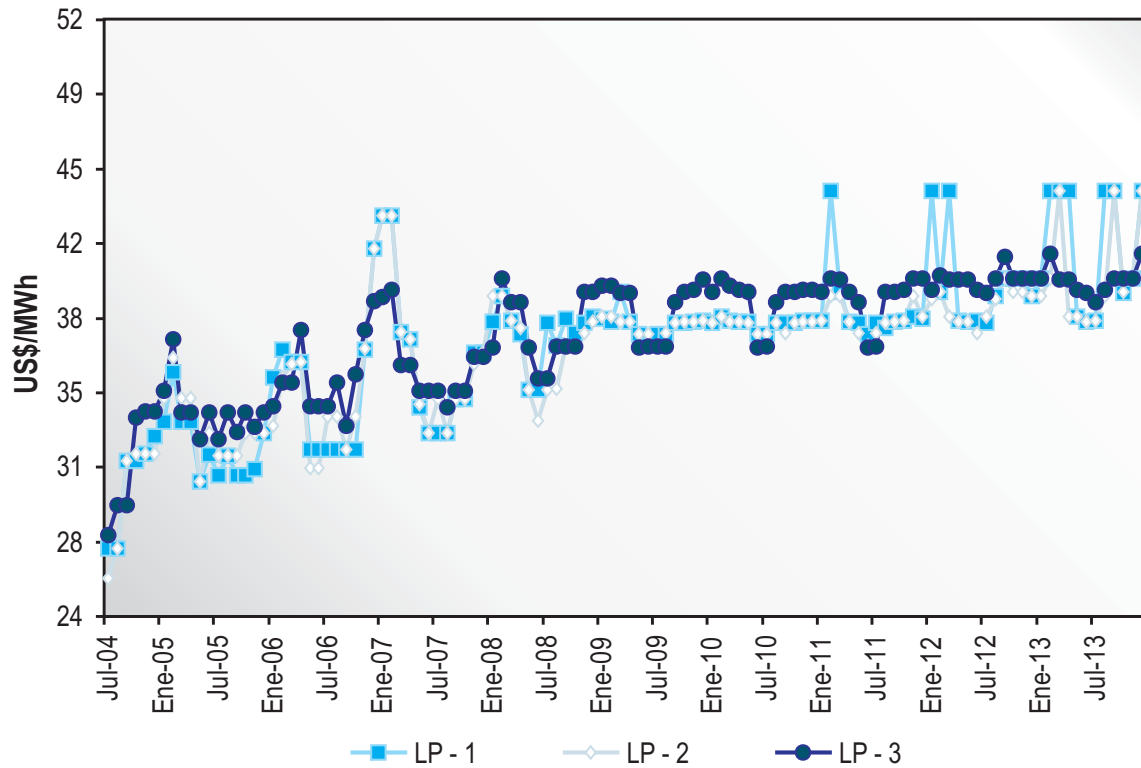
Para las diferentes alternativas y estrategias de corto y largo plazo se estableció el costo promedio marginal de energía. Según los resultados obtenidos, los intercambios energéticos muestran un

<sup>9</sup> VERE: Valor esperado de racionamiento, límite 1,5% de la demanda. VEREC: Valor esperado de racionamiento condicionado, límite 3%. Número de casos con racionamiento: Límite máximo 5.



incremento en el costo marginal para Colombia el cual puede situarse entre 25 a 37 US\$/MWh en el corto plazo y de 38 a 40 US\$/MWh en el largo plazo. Es de mencionar que si bien esto significa un aumento en el costo marginal de energía y por consiguiente un incremento en el precio en bolsa de energía para el usuario colombiano, el país se ve beneficiado al recibir dinero vía rentas de congestión. La Gráfica 5-2 presenta el costo marginal de la energía en el corto y largo plazo, en dólares constantes de diciembre 31 de 2003 y considera el CERE, FAZNI y la Ley 99 de 1993.

**Gráfica 5-2. Costo marginal de Colombia en el corto y largo plazo**

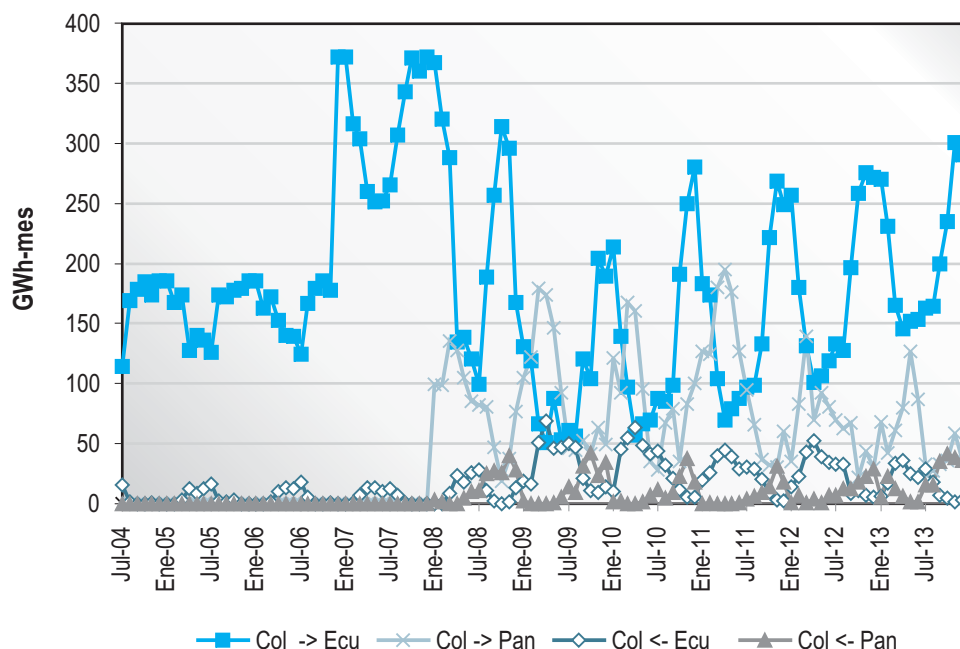


## 5.10 INTERCAMBIOS DE ENERGÍA

Los intercambios de energía con Ecuador y Panamá para la alternativa CP-3 y estrategia LP-3 muestran que Colombia está en capacidad de exportar energía hacia estos dos países. En tal sentido a partir de la ampliación de la capacidad de exportación hacia Ecuador hasta 500 MW, dicho país podría disponer hasta de 370 GWh/mes provenientes de Colombia entre los años 2007 y 2008. Posterior a estos las exportaciones podrían alcanzar valores que podrían fluctuar entre 100 y 270 GWh/mes. En la gráfica 5-3 se observa el comportamiento de las exportaciones e importaciones entre países.

En el caso de Panamá las exportaciones de energía desde Colombia podrían fluctuar entre 50 y 200 GWh/mes en promedio, presentándose este último valor en el año 2011.

Gráfica 5-3. Intercambios de energía MWh



Por otra parte las exportaciones desde Panamá y Ecuador hacia Colombia son mínimas. Estos valores en promedio alcanzan los 50 GWh/mes a lo largo del horizonte.

## 5.11 SENSIBILIDAD AL LARGO PLAZO

Se analizaron tres casos de sensibilidad que contemplan todos ellos la interconexión de Colombia con Ecuador, dichos casos conservan algunos supuestos planteados en la alternativa CP-1 y estrategia LP-1. El primer caso de sensibilidad contempla la ocurrencia de unas hidrologías secas como las presentadas en la década de los años 90's. El segundo caso consistió en el atraso de un año en la entrada de proyectos tanto para Colombia como para Ecuador y finalmente un tercer caso contempló la ocurrencia de una demanda alta de energía para Colombia.

### 5.11.1 Caso Sensibilidad 1 – S1

Esta sensibilidad consistió en evaluar los requerimientos de generación en Colombia, considerando los supuestos mencionados en la sección 5.1 pero empleando en la obtención de las 100 series de hidrologías estocásticas una serie de caudales históricos presentados entre los años 1990 al 2003. Si bien la serie histórica es muy corta en tiempo, esta contiene dos periodos de hidrologías críticas, las cuales permiten evaluar el comportamiento del sistema ante unas condiciones críticas en hidrología. Así mismo, es de mencionar que este caso contempló la interconexión con Ecuador y la entrada de proyectos de este país de acuerdo con la Tabla 5-3 al igual que la ampliación de la capacidad del enlace hasta 500 MW al finalizar el cuarto trimestre del año 2006. Los requerimientos de generación son de 850 MW adicionales a los 660 MW del proyecto hidráulico, los cuales se presentan en la Tabla 5-8.

### 5.11.2 Caso sensibilidad 2 – S2

Este caso plantea un atraso en la entrada de proyectos en el largo plazo tanto para Colombia como para Ecuador, ampliación de la capacidad de interconexión con Ecuador en 250 MW, siendo a finales del cuarto trimestre del 2006 la capacidad del enlace de 500 MW.

En el caso colombiano se atrasó el proyecto hídrico de 660 MW en un año, es decir se estima fecha de entrada en operación, junio de 2011. De igual forma para el caso ecuatoriano se atrasaron en un año los proyectos de Mazar (180 MW), San Francisco (230 MW), y en dos años el proyecto Termoriente (270 MW). Los requerimientos de generación se presentan en la Tabla 5 8.

### 5.11.3 Caso sensibilidad 3 – S3

Este caso supone la ocurrencia de un escenario de demanda alta de energía en Colombia y un escenario medio en Ecuador, los demás supuestos son los empleados en la alternativa CP-1 y estrategia LP-1. Analizados los resultados se observa que con el fin de cumplir criterios de confiabilidad para el caso colombiano se requiere la instalación de 500 MW entre los años 2011 y 2013, adicionales a los 660 MW hidráulicos. Este caso de sensibilidad consideró ampliar la capacidad de la interconexión eléctrica con Ecuador a 500 MW a partir de diciembre de 2006.

Los resultados obtenidos para los diferentes casos de sensibilidad se presentan en la Tabla 5-8 en el cual se presentan los diferentes requerimientos en generación para el sistema colombiano.

**Tabla 5-8. Requerimientos de expansión en el largo plazo – casos de sensibilidad**

Periodo	S1			S2			S3		
	H	G	C	H	G	C	H	G	C
2009									
2010	660						660		
2011		170		660	170			170	
2012		180			180			180	
2013		500						150	
Subtotal – MW	660	850		660	350		660	500	
<b>Total – MW</b>		<b>1,510</b>			<b>1,010</b>			<b>1,160</b>	

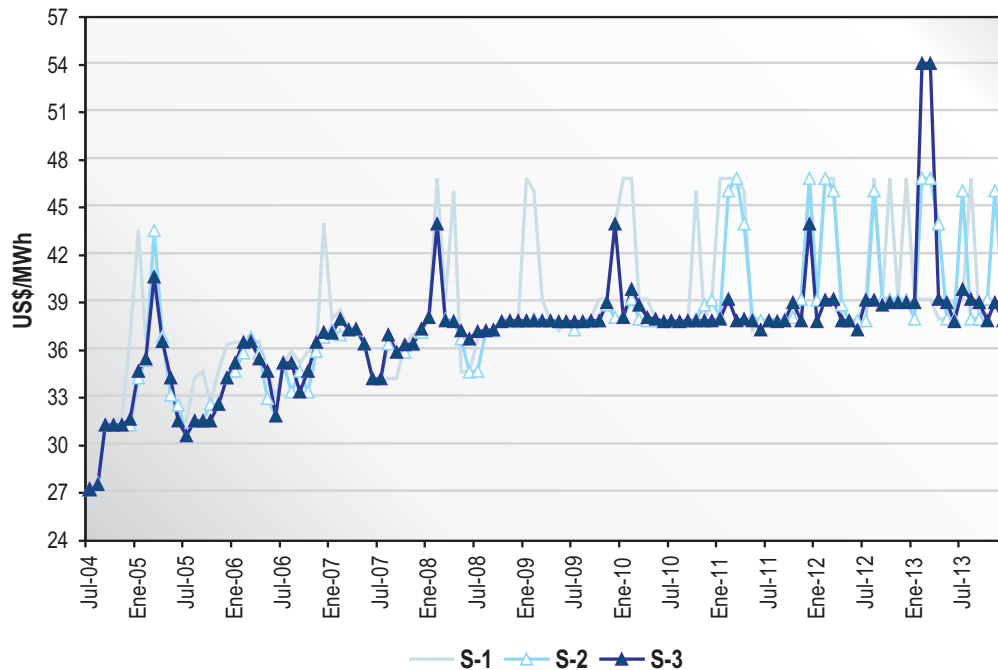
Los límites de confiabilidad para el largo plazo se observan en la Tabla 5-9.

**Tabla 5-9. Límites de confiabilidad largo plazo en Colombia – casos de sensibilidad**

Periodo	Número de Casos			VEREC %			VERE		
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3
Dic 09 – Abr 10	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 10 – Abr 11	4	1	0	3.0	2.7	0.0	0.1	0.0	0.0
Dic 11 – Abr 12	2	1	0	2.8	1.0	0.0	0.1	0.0	0.0
Dic 12 – Abr 13	0	2	0	0.0	1.4	0.0	0.0	1.9	0.0

El costo marginal para los diferentes casos de sensibilidad se presentan en la Gráfica 5-4, en estos se observa que en el caso de presentarse cualquiera de las tres situaciones el precio de la energía para Colombia podría alcanzar valores que flucturarían entre los 38 US\$/MWh y 45 US\$/MWh al final del horizonte.

**Gráfica 5-4. Costo marginal de los casos de sensibilidad US\$/MWh**



#### 5.11.4 Resumen

Los diferentes escenarios de Largo Plazo analizados establecen que exceptuando el LP3, no se requiere expansión adicional. No obstante, en los análisis de las situaciones extremas, los resultados muestran que el sistema requiere capacidad adicional a ser instalada entre los años 2010 y 2013 para superar dichas condiciones. Una contingencia climática es la condición más crítica, en la que se requiere un mayor incremento en la capacidad instalada (850 MW adicionales a Porce III).

Por otra parte, en la evolución del margen de reserva de capacidad del sistema, se encuentra que actualmente la relación de demanda de potencia a capacidad instalada es de 1.61, es decir el sistema cuenta con una reserva bruta del 61%. Para el escenario de demanda alta en el año 2012 la relación demanda a capacidad instalada se habrá reducido a 1.21 y en el siguiente año a 1.16, situación que no es recomendable dado que operativamente debe disponerse de un margen del 10% de la demanda para el control de frecuencia.

En un escenario de expansión que cubra al sistema de eventos hidrológicos, condiciones de demanda alta y atraso de los proyectos de expansión, se requieren 850 MW. En este escenario, y previendo la entrada de esta capacidad adicional como se indica en la Tabla 5-8, la relación demanda a capacidad instalada es de 1.23, que le representa al sistema una franja de potencia más adecuada.

Una consideración final que arroja luces sobre la fechas de entrada de los proyectos está determinada por el escenario de atraso de proyectos, para el cual se requieren 350 MW adicionales entre los años 2010 y 2013. La cobertura ante este riesgo tendría un efecto más ajustado a la realidad si se dispone de esta generación adicional en el año 2010. Por tanto esta situación deberá ser estudiada con mayor detalle.

## 5.12 PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN 2014-2018

Con el fin de observar un comportamiento futuro del sistema de generación más allá del año 2013, se evaluaron los posibles requerimientos de generación en el periodo comprendido entre los años 2014 y 2018. Los análisis consideran a Colombia interconectada con Ecuador.

Los requerimientos energéticos del país se sitúan en 1,800 MW, de los cuales aproximadamente 600 MW corresponderían a cierres de ciclos de gas natural que actualmente se encuentran abiertos y en operación en el sistema. Así mismo a la incorporación de 900 MW en recursos hidráulicos y los restantes 300 MW en plantas que operarían en carbón mineral hacia finales de dicho período.

## 5.13 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las siguientes son las conclusiones planteadas para los requerimientos de generación en el corto y largo plazo:

- En los análisis realizados para el corto plazo, periodo 2004-2008, se observa que en el caso colombiano autónomo no se requiere capacidad adicional a la que actualmente se halla en operación y construcción.
- Los casos en los cuales se analiza los requerimientos de generación para el sistema colombiano interconectado con los sistemas ecuatoriano y panameño, en el largo plazo periodo 2009 – 2013, se observa que el sistema colombiano requiere capacidad adicional a los 660 MW planteados en el año 2010.
- Los análisis para el largo plazo periodo 2009-2013, muestran que para el sistema es indispensable la instalación de los 660 MW hidráulicos en el año 2010 y que cualquier variación en su entrada implicará aumentos para el costo marginal de la energía y posibles requerimientos de adición de generación.
- Los resultados obtenidos muestran que el costo marginal del sistema en el largo plazo se ubicaría entre 38 US\$/MWh y 40 US\$/MWh.
- Con base en los análisis realizados, la UPME considera necesario que el sistema colombiano disponga de expansión en generación de 850 MW como se indica en la Tabla 5-8, adicionales a los proyectos que actualmente se encuentran en construcción, de tal forma que pueda afrontar situaciones extremas, como las estudiadas en las sensibilidades. Por tanto, es necesario considerar estos requerimientos adicionales al momento de establecer una metodología de remuneración de confiabilidad para el sistema.









## 6. Expansión de la Transmisión

La ley 143 de 1994 asignó a la UPME la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, con criterios tanto técnicos como económicos, a la vez que la función de evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos. Los criterios para la elaboración del Plan de Expansión fueron establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181313 de 2002. Adicionalmente, la CREG en el desarrollo de la regulación ha establecido criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su ejercicio del Plan de Expansión.

De otro lado, la Resolución CREG 04 de 2003 modificada por la Resolución CREG 014 de 2004, establece que la UPME realizará la planeación de la expansión de los enlaces internacionales conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos.

### 6.1 ENFOQUE DEL ANÁLISIS PARA LA REVISIÓN DEL PLAN

Con el objeto de establecer la referencia necesaria para definir la expansión a ser ejecutada en el corto y mediano plazo, en esta versión del Plan se realiza un análisis de largo plazo, año 2018, identificando la recurrencia de los problemas encontrados en las diferentes áreas y la consistencia de las posibles soluciones en un horizonte de 15 años.

En el corto y mediano plazo el objetivo del Plan es proponer los proyectos adicionales que requiere el Sistema de Transmisión Nacional incluidos los proyectos de interconexión internacional. Para lo anterior, se emplea la metodología desarrollada por la UPME durante el año 2004 y discutida con el CAPT.

Adicionalmente, en esta versión del Plan se continúa con los análisis correspondientes a los sistemas regionales de subtransmisión. 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.

### 6.2 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 tanto el Sistema de Transmisión Nacional (STN) de Colombia como el de Ecuador, los Sistemas de Transmisión Regionales 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.

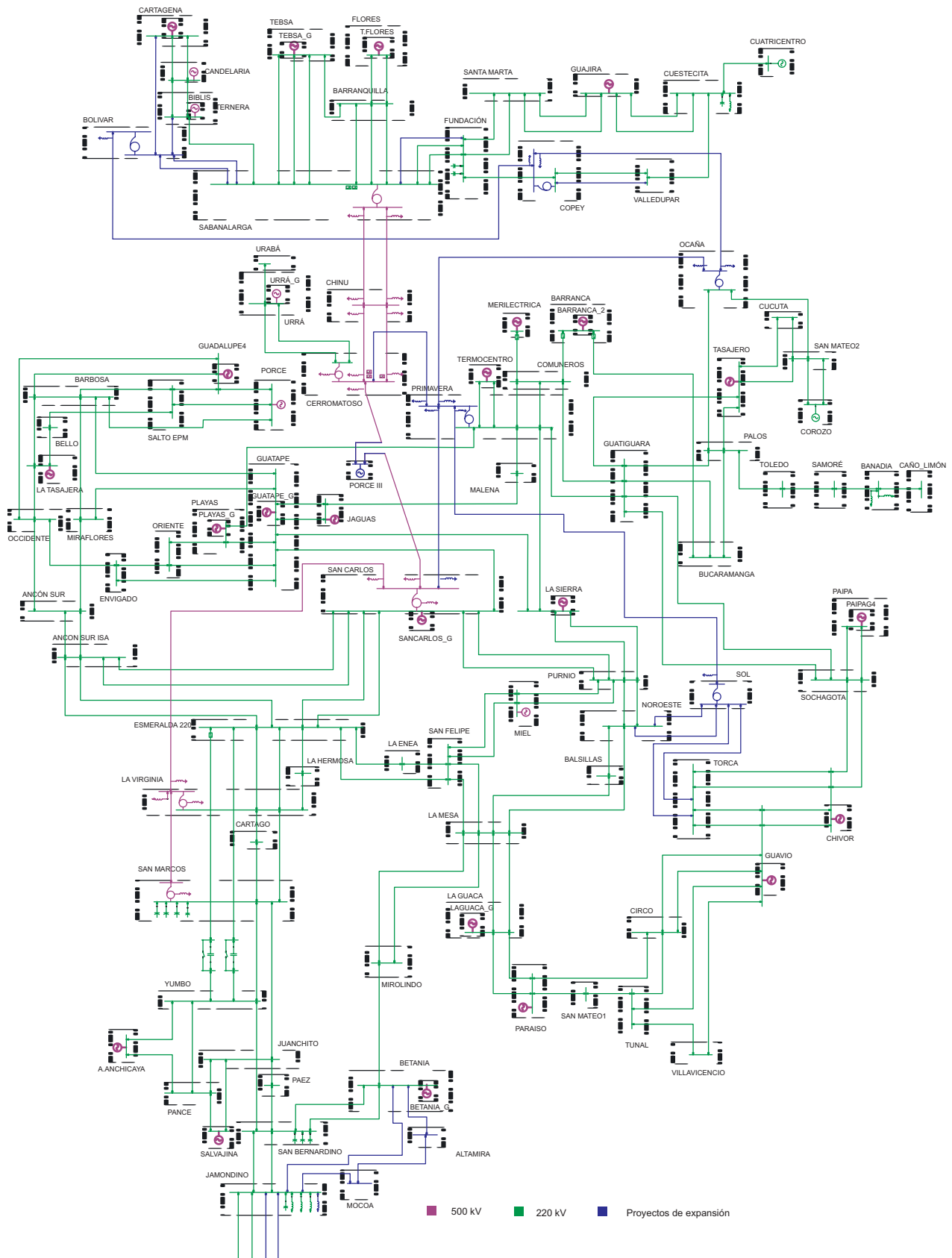
Con respecto a las obras de expansión del STN, definidas en los planes anteriores, se asumen las fechas de entrada en operación presentadas en la Tabla 6-1:

**Tabla 6-1. Proyectos de Expansión**

Proyecto	Fecha de Entrada en Operación
Compensación Capacitiva 75 MVar en Noroeste 115 kV	1 de Junio de 2005
Compensación Capacitiva 60 MVar en Nordeste 115 kV	1 de Diciembre de 2004
Tercer circuito Sabanalarga – Fundación a 220 kV	1 de Enero de 2005
Compensación Capacitiva 2*75 MVar en Tunal 115 kV	1 de Diciembre de 2005
Proyecto Bolívar –Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá a 500 kV	1 de Octubre de 2007
Transformador 500/115 kV en Bacatá	1 de Octubre de 2007

En la Gráfica 6-1 se muestra el diagrama unifilar del STN con las obras de expansión previstas hasta el año 2012.

Gráfica 6-1. STN con proyectos de expansión hasta el año 2012



En cuanto a los sistemas de distribución regional se incluyeron los proyectos de expansión contemplados en los planes de los operadores de red, como se muestra en el Anexo B.

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 C 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 2002 a diciembre de 2003.

### 6.3 ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el año 2018 se realizaron análisis eléctricos de flujo de carga, empleando el crecimiento de demanda de energía hasta el año 2018, obtenido mediante un ejercicio interno de la UPME y la expansión de generación definida hasta el año 2013. Lo anterior, con el fin de obtener señales en cuanto a ubicación de los proyectos de generación y la necesidad de refuerzos en el STN y en los Sistemas de Transmisión Regionales.

Los resultados del análisis de largo plazo deben conciliarse con los resultados encontrados en el mediano y corto plazo, de tal forma que se pueda realizar una optimización integral en el tiempo.

Si bien, como visión para el año 2018 Colombia estará interconectada con los países vecinos de Ecuador, Venezuela y Panamá, para el análisis de estado estable del año 2018 no se incluyeron ni las redes ni los intercambios con estos países, considerando la validez de realizar aproximaciones a su planeamiento.

Los resultados del análisis de estado estable muestran que las áreas más críticas en 2018 son Nordeste, Bogotá y Suroccidente. A continuación se muestran las posibles soluciones a los problemas encontrados en cada una de las áreas.

#### 6.3.1 Análisis del Área Bogotá

Para el año 2018 el área de Bogotá no puede atender su demanda con la red y la generación existente en el año 2013. Por lo anterior, se plantean soluciones conjuntas de entrada de proyectos de generación en el área y refuerzo de la redes de transmisión y subtransmisión.

Si bien es técnicamente imposible conectar generación en Tunal 230 kV y Concordia 115 kV, estas alternativas se plantean con el fin de identificar los puntos más sensibles eléctricamente.

En cuanto a obras a nivel de transmisión se considera el segundo circuito Primavera – Bacatá 500 kV, ampliación de la capacidad de transformación a 500 kV, la entrada de la Subestación Tunal a 500 kV, la línea Bacatá – Tunal 500 kV, transformación 450 MVA 500/230 kV y transformación 450 MVA 500/115 kV.

Adicionalmente, se considera la entrada de la Subestación Mesa a 115 kV con transformación 230/115 kV de 90 MVA y el segundo transformador en la Guaca 230/115 kV de 168 MVA, esta

parece ser una alternativa interesante de estudiar más al detalle para los problemas que hacia el futuro pueda presentar el área de Balsillas.

### 6.3.2 Análisis del Área Nordeste

Si bien por limitaciones de espacio no es posible convertir la subestación Bucaramanga a 500 kV, eléctricamente representa una solución para los problemas del área de Nordeste, por tanto la alternativa es que la subestación Nueva Bucaramanga se convierta en una subestación 500 kV. Sin embargo, para que esta alternativa sea una solución debe estudiarse la posibilidad de convertir Nueva Bucaramanga en una subestación de carga, ya que actualmente solo es una subestación para transmisión.

Una vez definida la subestación a 500 kV se debe reconfigurar la línea Ocaña – Primavera 500 kV, la cual entrará en operación en el año 2007, en la línea Ocaña – Bucaramanga 500 kV y Bucaramanga – Primavera 500 kV y la entrada de transformador 360 MVA 500 /230 kV.

En cuanto a los puntos de conexión se incluye la ampliación de la transformación en Bucaramanga con dos transformadores adicionales 230/115 kV de 150 MVA, el segundo transformador en Barranca 230/115 kV de 90 MVA, el segundo transformador en San Mateo 230/115 kV de 150 MVA.

Adicionalmente, se incluye la entrada del segundo circuito Bucaramanga – Realminas 115 kV.

### 6.3.3 Análisis del Área CQR (Caldas – Quindío – Risaralda)

Para este año se presentan tensiones por debajo de 0.9 p.u a nivel de 115 kV, sobrecargas en las líneas La Hermosa – Regivit y Armenia – Regivit 115 kV y en los transformadores de Hermosa y Esmeralda.

Como alternativas de solución para estos problemas se considera la ampliación de la capacidad de transformación existente en Esmeralda en 90 MVA, ampliación de la capacidad de transformación en Hermosa, segundo circuito Hermosa – Regivit 115 kV y segundo circuito Armenia – Regivit 115 kV. Se considera que los enlaces existentes Regivit – Cajamarca 115 kV y Papeles Nacionales – Dosquebradas 115 kV operan normalmente cerrados.

Otra posible alternativa es la construcción de la subestación Armenia 230 kV con transformación 230/115 kV de 90 MVA, lo que evitaría la ampliación de la capacidad de transporte de las líneas Armenia – Regivit y Hermosa – Regivit 115 kV. Sin embargo se observa que es necesaria la ampliación de la capacidad de la transformación en Hermosa y Esmeralda. Con esta alternativa se observa una cargabilidad del 103,4 % en el transformador de Armenia 230/115 kV, en operación normal.

Una alternativa planteada por el OR del área es convertir la subestación Pavas de 34.5 kV a 115 kV y conectarla con la subestación Virginia 115 kV y con la subestación de Dosquebradas 115 kV,

con una longitud aproximada de 12 km y 10 km respectivamente. Los resultados muestran que con esta alternativa y sin la alternativa de Armenia 230 kV, el transformador de Virginia 230/115 kV tiene una cargabilidad del 101% en operación normal y la línea Hermosa Regivit presenta una cargabilidad del 103% en operación normal.

Si se analizan las dos alternativas anteriores en conjunto, se observa una cargabilidad en operación normal de los transformadores Armenia 230/115 kV y Virginia 230/115 kV, de 96% y 79% respectivamente.

De acuerdo con lo anterior, es importante estudiar conjuntamente con los Operadores de Red (OR) los problemas del área con el fin de encontrar la mejor alternativa tanto técnica como económica.

#### 6.3.4 Análisis del Área EEPPM

En esta área se observan sobrecargas en operación normal en la línea Bello – Castilla 115 kV y en los transformadores Envigado 230/115 kV y Bello 230/115kV. Por lo tanto se considera la ampliación de la capacidad de transporte de la línea y de los transformadores.

#### 6.3.5 Análisis del Área EPSA

En esta área se observan problemas de sobrecargas en los puntos de conexión con el STN. Como alternativas conjuntas de solución se plantea la entrada del segundo transformador San Marcos 230/115 kV y la entrada de la línea San Marcos – Pance 230 kV.

Adicionalmente, la entrada de la subestación Aguablanca 230 kV con dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA y la reconfiguración de la línea Pance – Juanchito 230 kV en Pance – Aguablanca – Juanchito 230 kV.

Entrada de la subestación Sub220 con dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA y la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo 230 kV en Pance – Sub220 230 kV – Yumbo 230 kV.

Entrada de la subestación Pailón 230 kV con transformador 230/115 de 90 MVA y la línea Alto Anchicayá - Pailón 230 kV.

Finalmente, se considera la entrada del segundo transformador Virginia 500/230/34.5 kV.

#### 6.3.6 Análisis del Área Tolima – Huila – Caquetá

Para este año se encuentran sobrecargas en el transformador Mirolindo 230/115 kV, la línea Mirolindo – Papayo 115 kV, la línea Betania – Altamira 115 kV y problemas de tensión en las subestaciones Altamira y Florencia.

Para solucionar estos problemas se plantea la entrada de la subestación Altamira 230 kV con transformación 230/115 de 90 MVA, línea Betania – Altamira 230 kV. Adicionalmente, la ampliación de la capacidad de transformación en Mirolindo y la ampliación de la capacidad de transporte de la línea Mirolindo – Papayo 115 kV.

De otro lado, se considera la operación de los enlaces Cajamarca - Regivit 115 kV y Gualanday – Flandes 115 kV normalmente cerrados.

### 6.3.7 Análisis Área Cauca - Nariño

En el año 2018 es necesario contar con el segundo transformador Pasto 230/115 kV, segundo transformador Popayán 230/115 kV y con alguna de las alternativas Altamira – Mocoa – Pasto 230 kV ó el tercer circuito Popayán – Pasto 230 kV.

### 6.3.8 Análisis del Área Bolívar

Para este año adicional al plan de expansión presentado por el OR, se considera la entrada del segundo circuito Candelaria – Zaragocilla 110 kV.

### 6.3.9 Análisis del Área Guajira – César – Magdalena

En esta área se considera la ampliación de la capacidad de los transformadores 220/115 kV en Fundación y Copey.

Adicionalmente, se observan sobrecargas en el transformador de Valledupar 110/34.5 kV, en las líneas Valledupar – Guatapu 34.5 kV y en el transformador Valledupar 220/34.5 kV.

### 6.3.10 Análisis del Área Chinú

Para el año 2018 se considera la entrada del tercer transformador Chinú 500/110 kV, la línea Urrá – Montería 220 kV y dos transformadores Montería 220/110 kV de 90 MVA.

### 6.3.11 Análisis Área Cerromatoso

En esta área se observa sobrecarga en la línea Urabá – Apartadó 115 kV, por lo tanto se considera necesario ampliar la capacidad de transporte de esta línea.

## 6.4 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Los estudios eléctricos realizados en el horizonte 2004 – 2012 incluyen análisis de estado estable, flujo de carga y confiabilidad.

Las estrategias de generación empleadas para los análisis tanto en el corto como en el mediano plazo corresponden a los casos base descritos en el capítulo 5.

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

De otro lado, se consideran intercambios entre Colombia y Ecuador de 250 MW en condiciones de demanda máxima y se analiza el comportamiento del Sistema para un aumento de los intercambios a 500 MW.

#### 6.4.1 Ampliación de la Interconexión Colombia - Ecuador

Actualmente, Colombia está interconectado con Ecuador mediante un doble circuito entre las subestaciones Pasto - Pomasqui 230 kV y una línea entre Ipiales – Tulcán 138 kV, el límite de intercambios por estas dos interconexiones es de 250 MW para condiciones de demanda máxima.

En la versión Preliminar del Plan de Expansión se presentó la evaluación técnica y económica para la ampliación de la interconexión existente entre Colombia y Ecuador de 250 MW a 350 MW y se evaluaron dos alternativas de expansión a nivel de 230 kV, línea en circuito sencillo Popayán – Pasto – Pomasqui y línea en circuito sencillo Altamira – Mocoa – Pasto – Pomasqui, estas alternativas tienen un tramo común que corresponde a la línea Betania – Altamira 230 kV ya que este proyecto es necesario, independientemente de la ampliación de la interconexión existente entre Colombia y Ecuador.

De acuerdo con los resultados obtenidos, en la Versión Preliminar del Plan, la UPME recomendó llevar a cabo la alternativa Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – Pomasqui, ya que ésta presentaba beneficios adicionales a la alternativa Popayán – Pasto – Pomasqui, como la posibilidad de ampliación de la cobertura en los departamentos de Huila, Caquetá y Putumayo, el desarrollo de proyectos de generación como el de Andaquí en el Caquetá, el desarrollo de la zona fronteriza del Amazonas, la viabilidad de la interconexión con la zona petrolera de Lago Agrio en Ecuador y el refuerzo de las conexiones al SIN de Huila y Caquetá.

En respuesta a uno de los comentarios a la Versión Preliminar del Plan, por parte de los agentes, consistente en la solicitud a la UPME de evaluar la ampliación de la interconexión Colombia – Ecuador de 250 MW a 500 MW, a continuación se presenta la evaluación tanto técnica como económica de dicha ampliación.

Para realizar la evaluación de la ampliación de la interconexión se emplea la metodología desarrollada por la UPME durante el año 2004 y discutida en el CAPT. Específicamente para la evaluación económica se utiliza el capítulo 5 “Evaluación Económica para las interconexiones eléctricas internacionales”, en el cual se establecieron los siguientes criterios para definir una interconexión:

- Debe existir un beneficio neto positivo para el grupo de países.
- Debe existir un beneficio neto positivo para cada uno de los países.



La metodología consta de dos etapas, la primera establece el estudio energético y la segunda corresponde al análisis en el impacto en la componente de Transmisión. De esta forma se obtiene el impacto en el productor y consumidor, y la variación en las rentas de congestión, para así encontrar el impacto total en el país.

El análisis energético se realiza para Colombia en condición de exportador y en condición de importador; con la simulación de la operación de los sistemas de Colombia y Ecuador se determinan las cantidades de energía transadas entre los países y sus correspondientes precios, dado el esquema de TIEs. Estos resultados se obtienen primero para un límite de intercambio de 250 MW y luego ampliando este límite a 500 MW.

Buscando valorar condiciones medias y extremas, de cien series hidrológicas, se consideran tres posibles escenarios de caudales: medio, máximo y mínimo.

Para analizar el impacto en la componente Transmisión se considera el efecto en los cargos por uso ocasionado por el aumento de la energía que remunera el uso del STN. De otro lado, se incluye el costo de inversión del proyecto de expansión definido anteriormente para aumentar la capacidad de la interconexión. A continuación se describe esta alternativa con sus respectivos costos.

#### Betania - Altamira – Mocoa – Pasto – Pomasqui – Santa Rosa

Como se muestra en la Gráfica 6-2 esta alternativa consiste en una línea en circuito doble a 230 kV entre las subestaciones Betania – Altamira, 85 km y Altamira – Mocoa, 134 km, un circuito sencillo entre la subestación Mocoa – Pasto, 76 km, la energización de la línea existente Mocoa – Pasto a 230 kV, y un circuito doble entre la subestación Pasto y la frontera entre Colombia y Ecuador, 75 km. Adicionalmente, se requieren los respectivos módulos de línea a 230 kV, teniendo en cuenta que el segundo circuito solo se conectará en las subestaciones Betania y Pasto.

**Gráfica 6-2. Alternativa Altamira – Mocoa – Pasto – Pomasqui**



La Tabla 6-2 muestra la valoración de esta alternativa, con costos de unidades constructivas.

**Tabla 6-2. Desagregación de Costos**

Item	Cantidad	Costo Unitario MUSD/02	Costo Total MUSD/02
Modulo Común 220 kV	2	2,7	5,3
Compensación Reactiva 37.5 MVAr 220 kV	1	2,7	2,7
Bahia Reactor 220 kV	1	0,9	0,9
Línea 220 kV doble circuito	294	0,17	50,1
Línea 220 kV circuito sencillo	76	0,11	8,3
Módulo de Línea	10	1,2	11,7
Bahía de transferencia	2	1,7	3,5

dólares de 2002

El costo aproximado de esta alternativa es de 87.7 Millones de Dólares de 2002, que corresponde a la inversión de estos activos, los costos financieros y los costos de AOM.

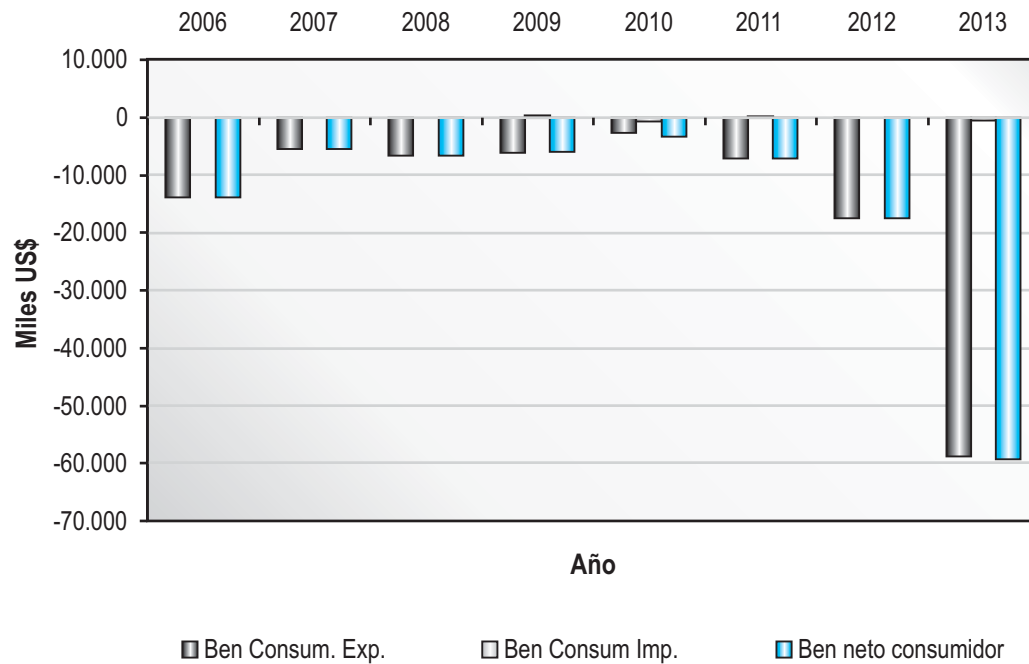
A continuación se presentan los resultados obtenidos como la valoración del impacto económico en cada uno de los agentes (productor y consumidor) y el neto país. Estos resultados corresponden a la diferencia de los resultados obtenidos con el límite de intercambio de 500 MW y el límite de 250 MW.

#### 6.4.1.1 Caudal Máximo

La Gráfica 6-3 presenta el impacto que tiene en los consumidores colombianos la ampliación de la capacidad de la interconexión, por efecto en la variación en el precio de bolsa. Estos resultados muestran que la ampliación de la interconexión presenta diferencias con la condición actual, cuando Colombia está en condición de exportador.

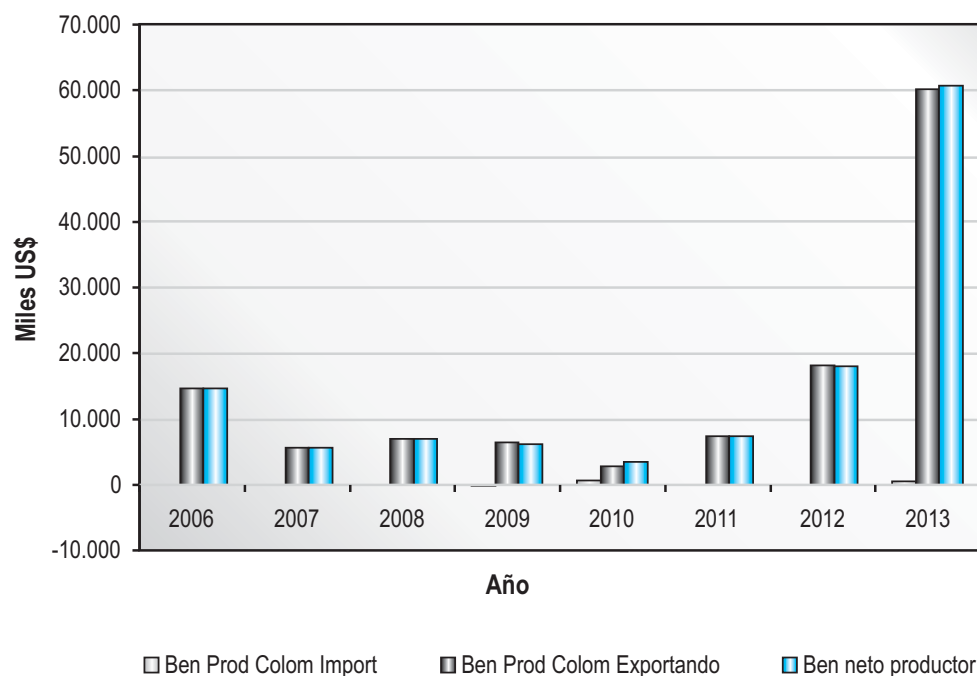
Por lo anterior, se encuentra que para el análisis energético el efecto neto para los consumidores al ampliar la capacidad de la interconexión es negativo.

**Gráfica 6-3. Beneficio Consumidores caudal máximo**

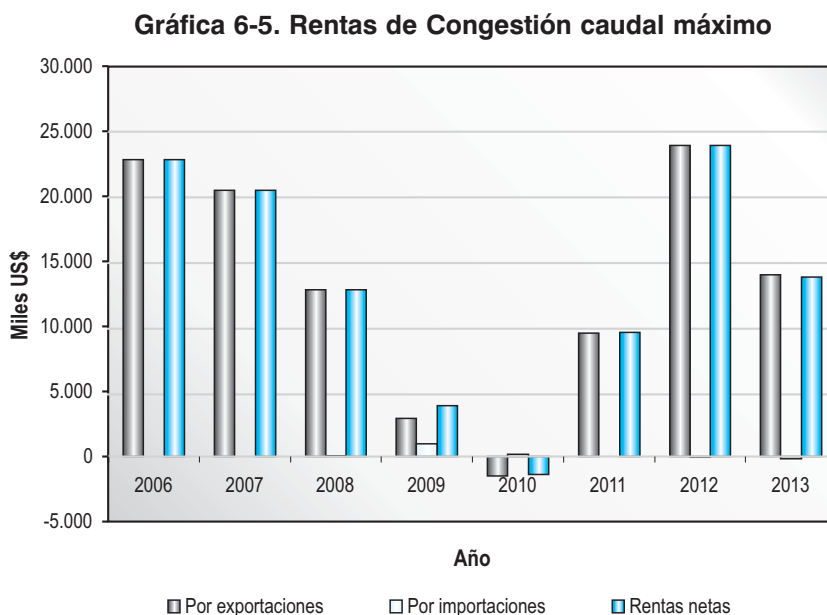


La Gráfica 6-4 presenta el impacto que tiene en los productores colombianos la ampliación de la capacidad de la interconexión, por efecto del incremento de la energía transada y la variación en el precio de bolsa. Los resultados muestran que los productores tienen un beneficio neto positivo, el cual casi en su totalidad corresponde a la transferencia del consumidor local al productor local y en menor proporción por el incremento de la demanda transada.

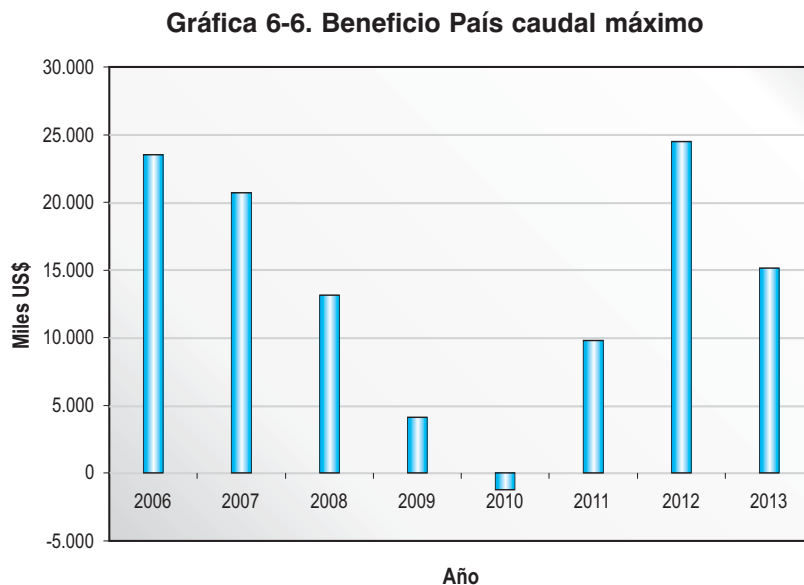
**Gráfica 6-4 . Beneficio Productores caudal máximo**



La Gráfica 6-5 presenta el impacto que tiene en las rentas de congestión la ampliación de la capacidad de la interconexión, por efecto del diferencial en los precios de bolsa de los países y de la energía transada, estos valores incluyen los cambios en cuanto a la asignación de las rentas de congestión establecidos en la Resolución CREG 060 de 2004.



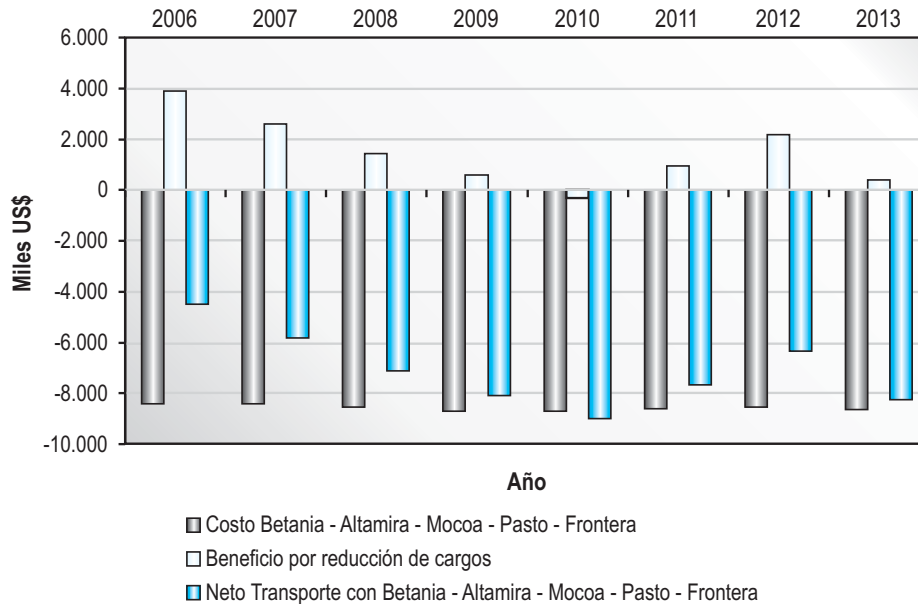
Agregando los resultados anteriores se obtiene la primera parte del balance país, la cual corresponde a la componente energética, la Gráfica 6-6 muestra el beneficio país.



La Gráfica 6-7 muestra el impacto que tiene la componente de Transmisión en el usuario colombiano, este impacto se divide en el costo de cada anualidad para remunerar la inversión en la alternativa de expansión<sup>10</sup> y el beneficio obtenido por la reducción de cargos del STN originado por una mayor cantidad de energía transportada por el STN.

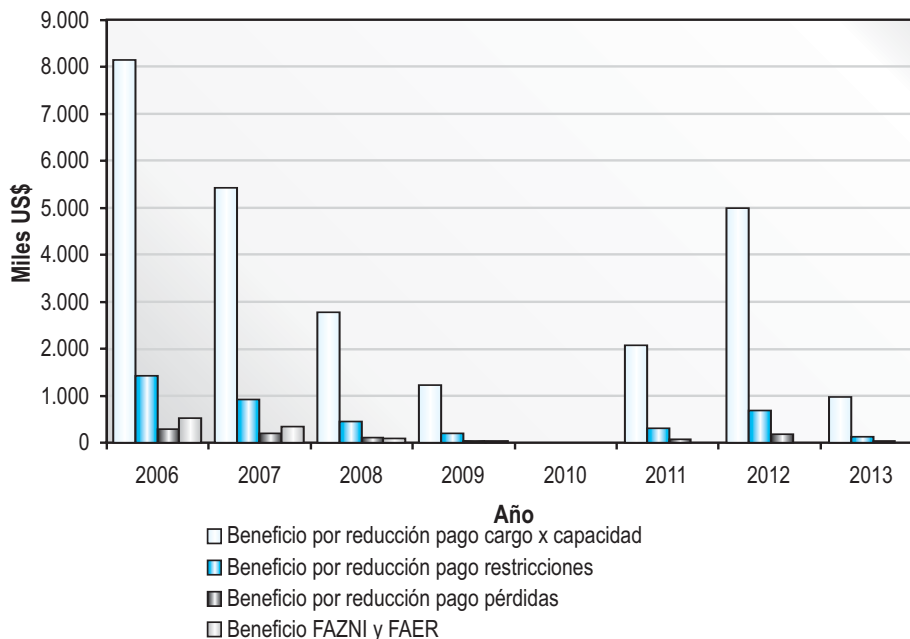
<sup>10</sup> Se toma el costo total de cada proyecto y se analiza a un periodo de 25 años, con una tasa del 9%. Adicionalmente, el pago de esta anualidad se distribuye entre la demanda nacional y la de exportación.

**Gráfica 6-7. Impacto en la componente Transmisión caudal máximo**



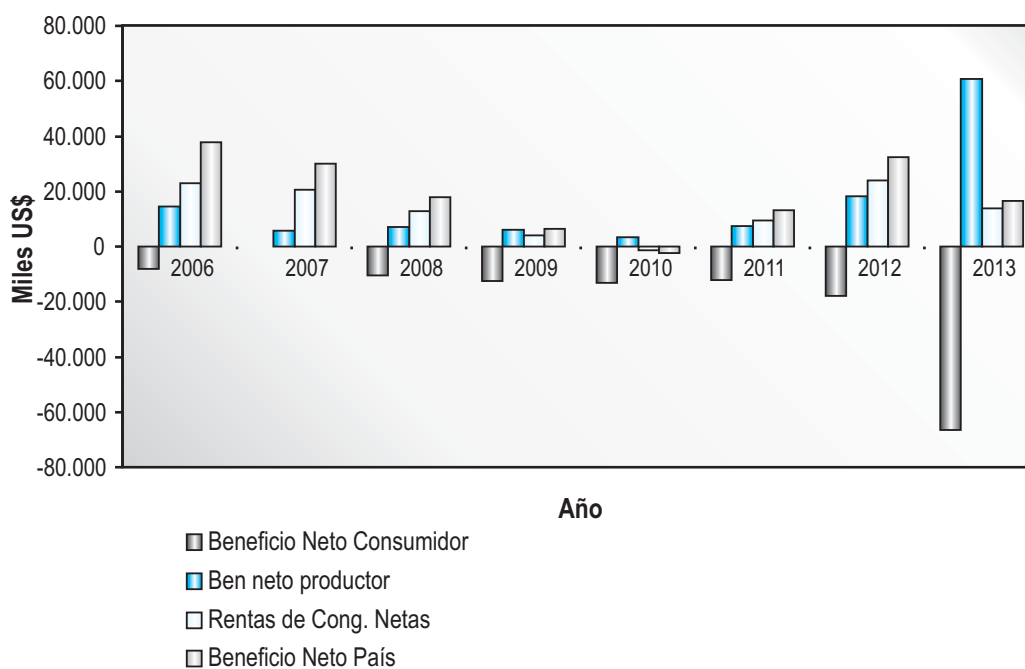
Existen otros beneficios al aumentar la capacidad de la interconexión que corresponde a la reducción en el pago del cargo por capacidad, la reducción en el pago de las restricciones y la reducción en el pago de las pérdidas, ya que estos cargos se distribuyen entre la demanda nacional y la demanda de exportación. Adicionalmente, está el beneficio por el recaudo de la contribución para el FAER y el FAZNI. La Gráfica 6-8 muestra el impacto que tienen estas reducciones en los consumidores colombianos .

**Gráfica 6-8. Beneficio por reducción pago cargos caudal máximo**



La Gráfica 6-9 muestra el beneficio neto para cada uno de los agentes, el cual se obtiene como la suma de los beneficios encontrados en el análisis energético, los beneficios por el impacto en la componente de transmisión y los beneficios por la reducción en el pago de los cargos de capacidad, restricciones y pérdidas. En el caso del beneficio Neto País es importante mencionar que este no incluye el costo de las alternativas ya que esto representa una transferencia del consumidor al transmisor y para el balance del país es cero.

**Gráfica 6-9. Beneficio Neto caudal máximo**



Como se observa en los resultados anteriores el país presenta un beneficio neto positivo, el productor tiene un beneficio neto positivo, el consumidor tiene un beneficio neto negativo y hay un aumento en las rentas de congestión.

La relación entre las rentas de congestión y el beneficio neto negativo de los consumidores es de 1,24 para la alternativa planteada.

La Tabla 6-3 muestra la variación porcentual del impacto en la tarifa al usuario final, para los primeros cinco años, del proyecto de ampliación de la interconexión Colombia Ecuador de la capacidad actual a 500 MW, en condiciones de caudal máximo. Esta valoración no considera el efecto de reducción en costo de restricciones por efecto de rentas de congestión.

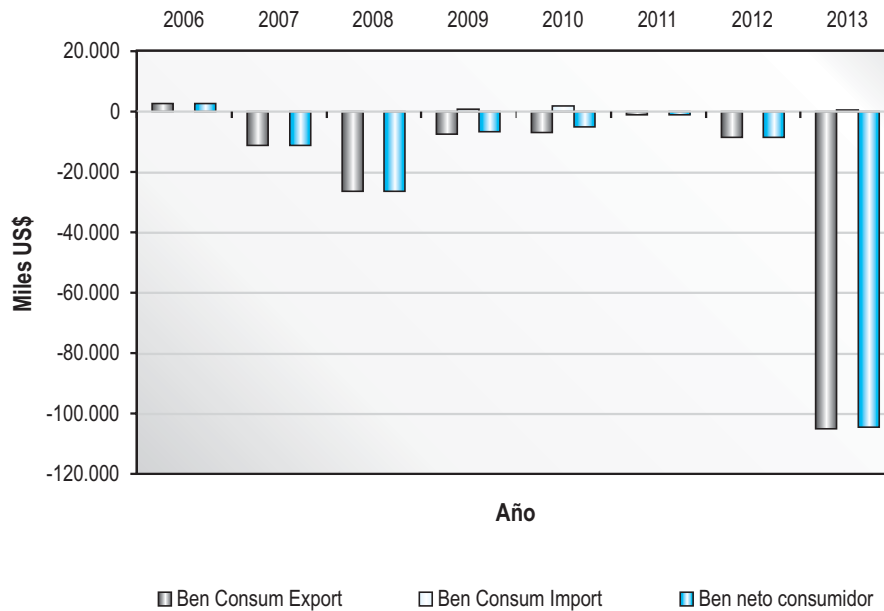
**Tabla 6-3. Impacto en la tarifa al usuario final caudal máximo**

Variación Porcentual de la Tarifa	2007	2008	2009	2010	2011
	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

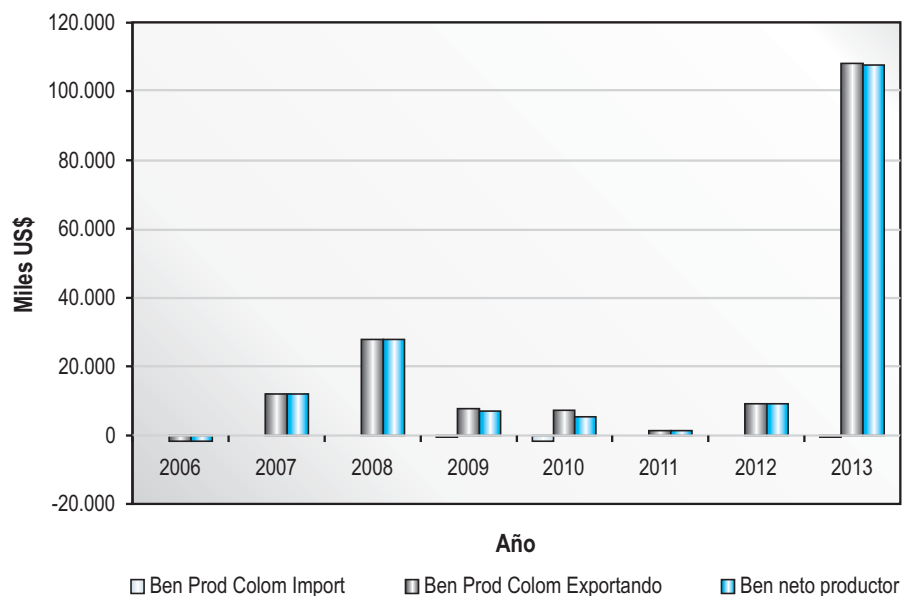
### 6.4.1.2 Caudal Medio

La Gráfica 6-10 y la Gráfica 6-11 presentan el impacto que tiene en los consumidores y en los productores colombianos, respectivamente, la ampliación de la capacidad de la interconexión.

**Gráfica 6-10. Beneficio Consumidores caudal medio**

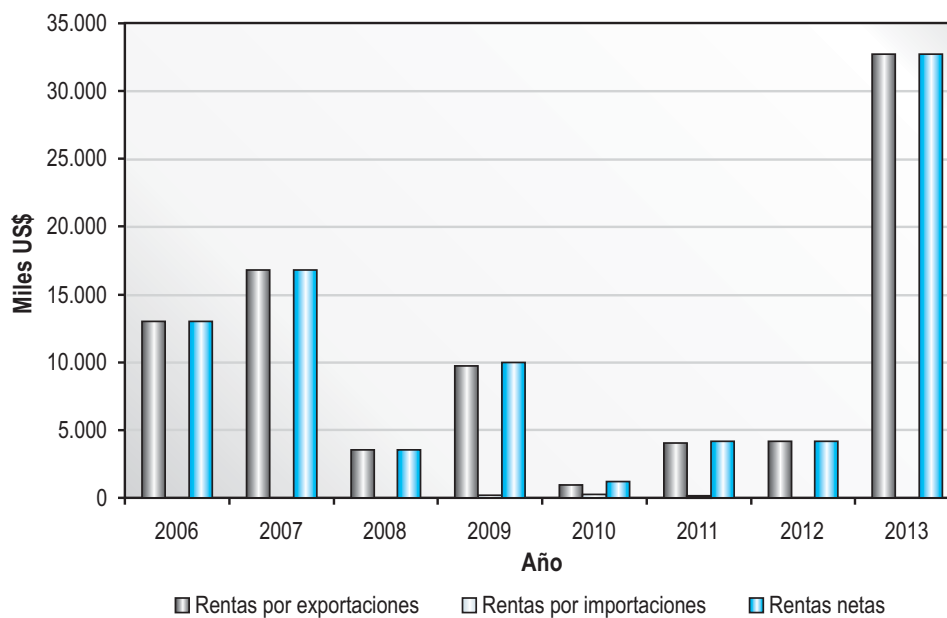


**Gráfica 6-11. Beneficio Productores caudal medio**

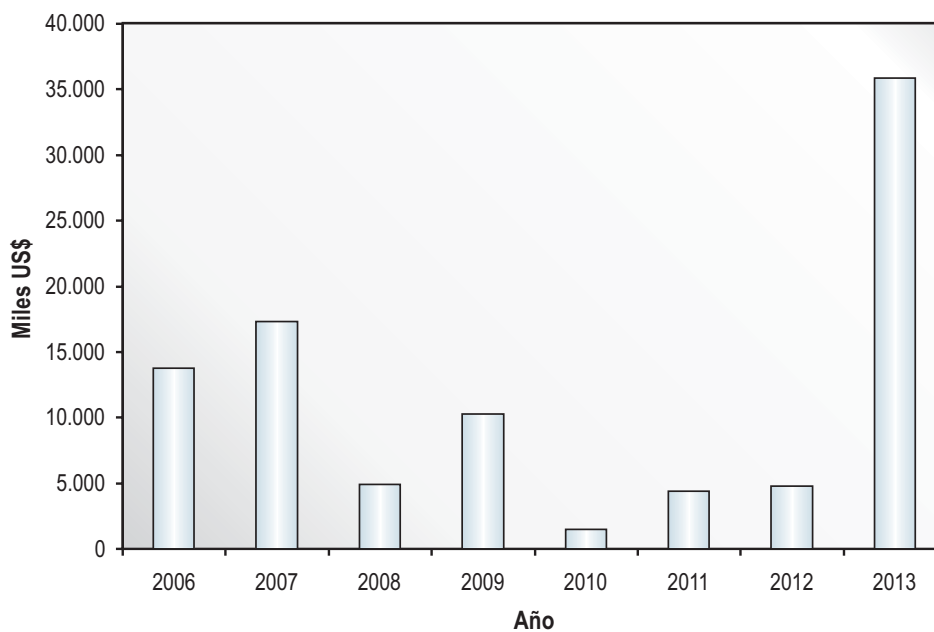


La Gráfica 6-12 presenta el impacto que tiene en las rentas de congestión la ampliación de la capacidad de la interconexión y la Gráfica 6-13 muestra el beneficio país.

**Gráfica 6-12. Rentas de Congestión caudal medio**



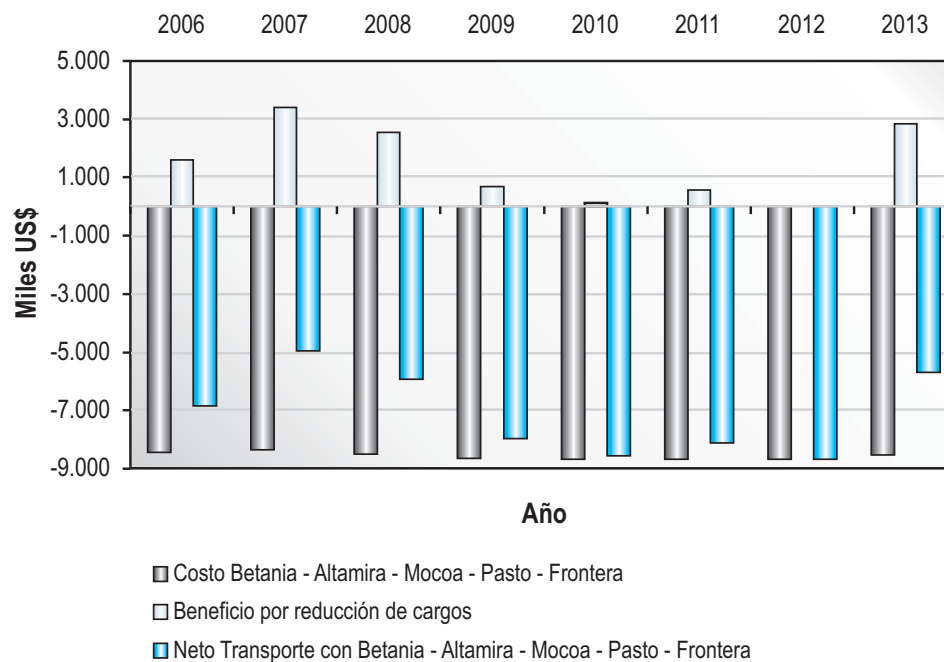
**Gráfica 6-13. Beneficio País caudal medio**





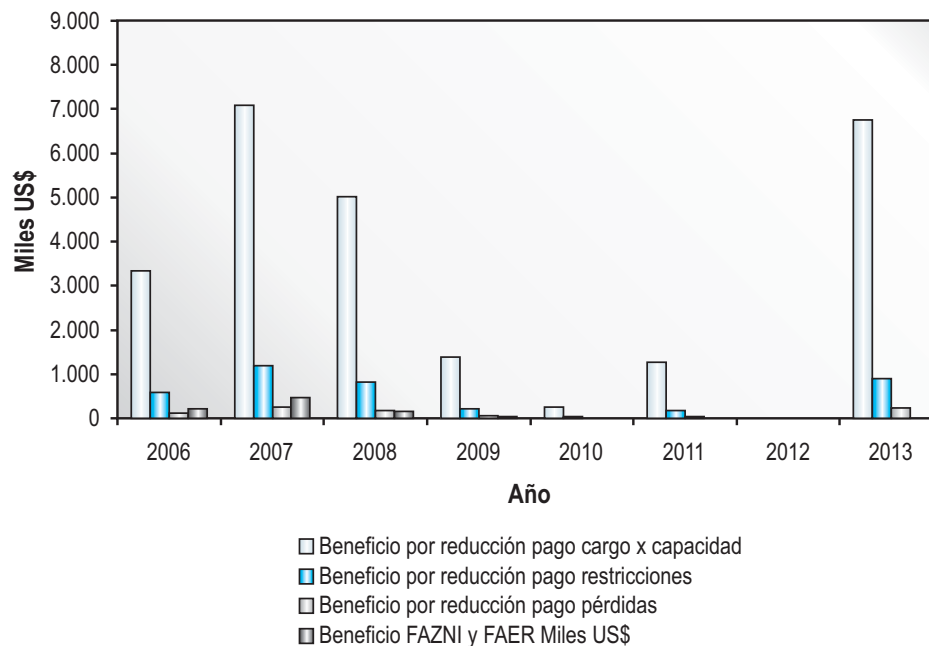
La Gráfica 6-14 muestra el impacto que tiene la componente de Transmisión en el usuario colombiano.

**Gráfica 6-14. Impacto en la componente Transmisión caudal medio**

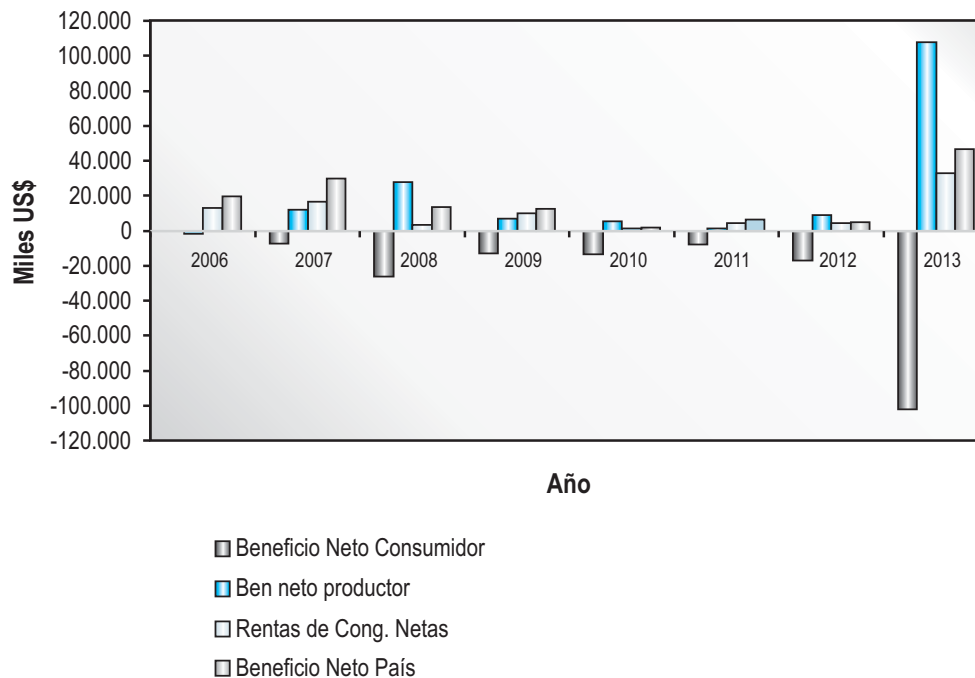


La Gráfica 6-15 muestra el impacto que tiene la reducción en el pago del cargo por capacidad, las restricciones y las pérdidas en los consumidores colombianos y el beneficio por el recaudo de la contribución de los fondos. La Gráfica 6-16 muestra el beneficio neto para cada uno de los agentes.

**Gráfica 6-15. Beneficio por reducción pago cargos caudal medio**



Gráfica 6 -16. Beneficio Neto caudal medio



Como se observa en los resultados anteriores, también para las condiciones de caudal medio el país presenta un beneficio neto positivo, el productor tiene un beneficio neto positivo, el consumidor tiene un beneficio neto negativo y hay un aumento en las rentas de congestión.

La relación entre las rentas de congestión y el beneficio neto negativo de los consumidores es de 0,53 para la alternativa analizada.

La Tabla 6-4 muestra la variación porcentual del impacto en la tarifa al usuario final, para los primeros cinco años, del proyecto de ampliación de la interconexión Colombia Ecuador de la capacidad actual a 500 MW, en condiciones de caudal medio. Esta valoración no considera el efecto de reducción en costo de restricciones por efecto de rentas de congestión.

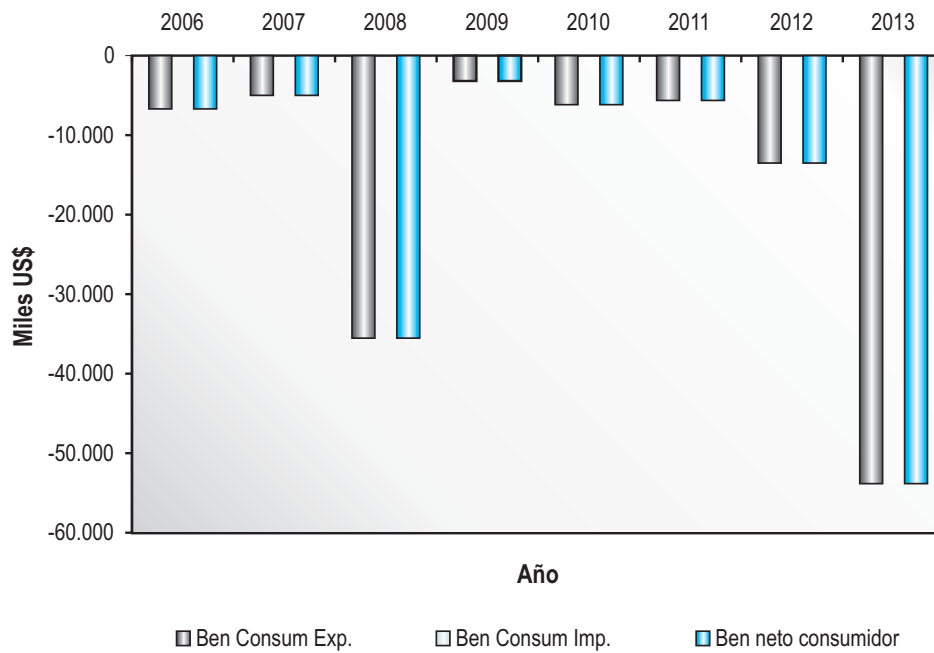
Tabla 6-4. Impacto en la tarifa al usuario final caudal medio

Variación Porcentual de la Tarifa	2007	2008	2009	2010	2011
	0,2%	0,5%	0,2%	0,2%	0,1%

#### 6.4.1.3 Caudal Mínimo

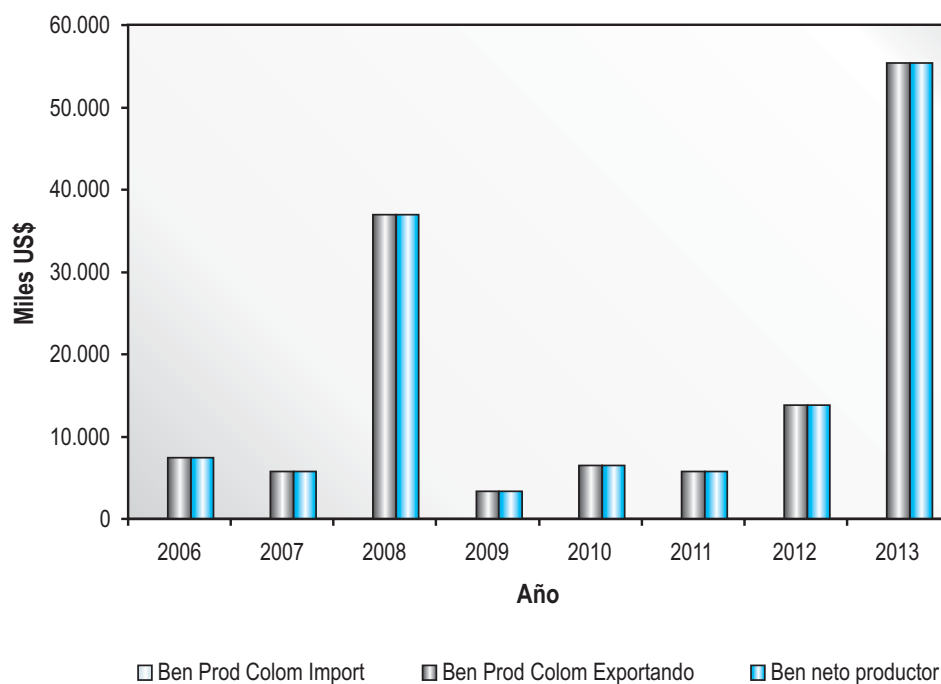
La Gráfica 6 17 presenta el impacto que tiene en los consumidores colombianos la ampliación de la capacidad de la interconexión, en condiciones de caudal mínimo.

**Gráfica 6-17. Beneficio Consumidores caudal mínimo**



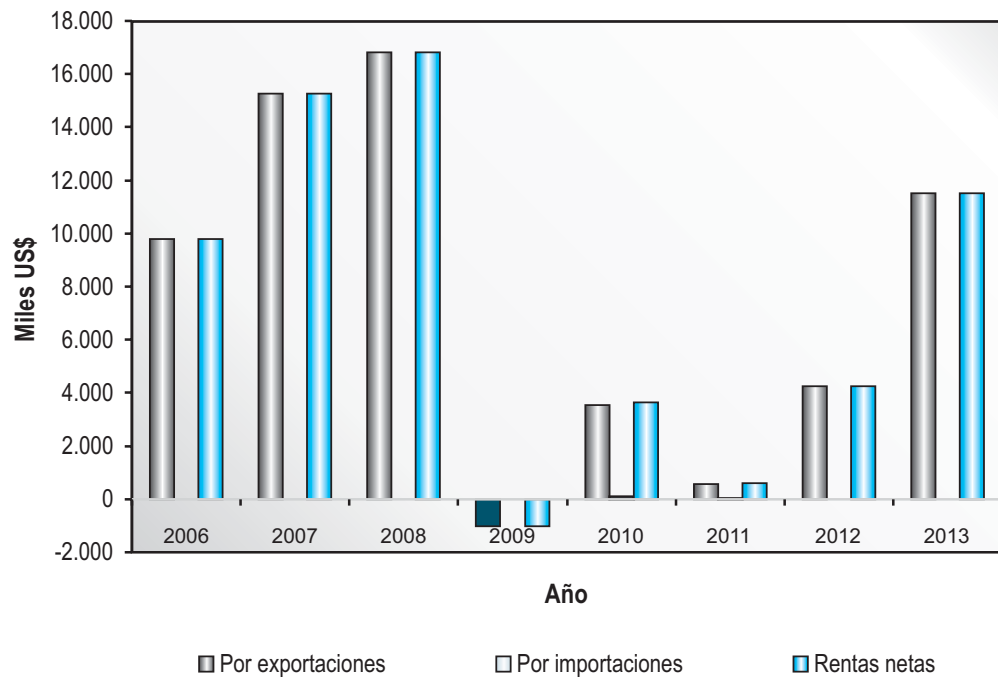
La Gráfica 6-18 presenta el impacto que tiene en los productores colombianos la ampliación de la capacidad de la interconexión, en condiciones de caudal mínimo.

**Gráfica 6-18. Beneficio Productores caudal mínimo**

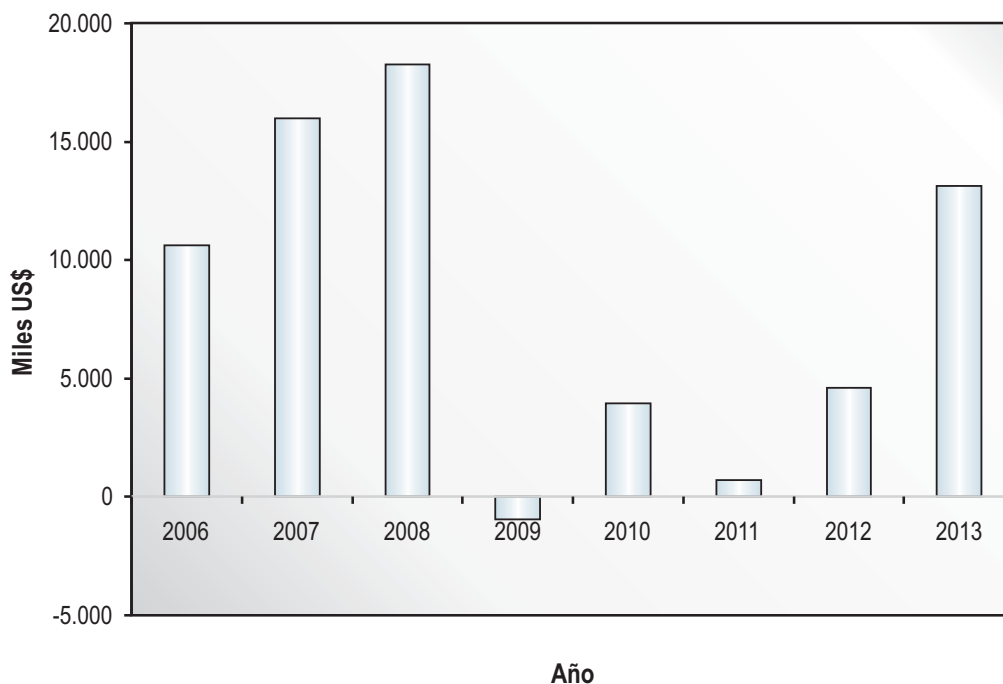


La Gráfica 6-19 presenta el impacto que tiene en las rentas de congestión la ampliación de la capacidad de la interconexión y la Gráfica 6-20 muestra el beneficio país, en condiciones de caudal mínimo.

**Gráfica 6-19. Rentas de Congestión caudal mínimo**

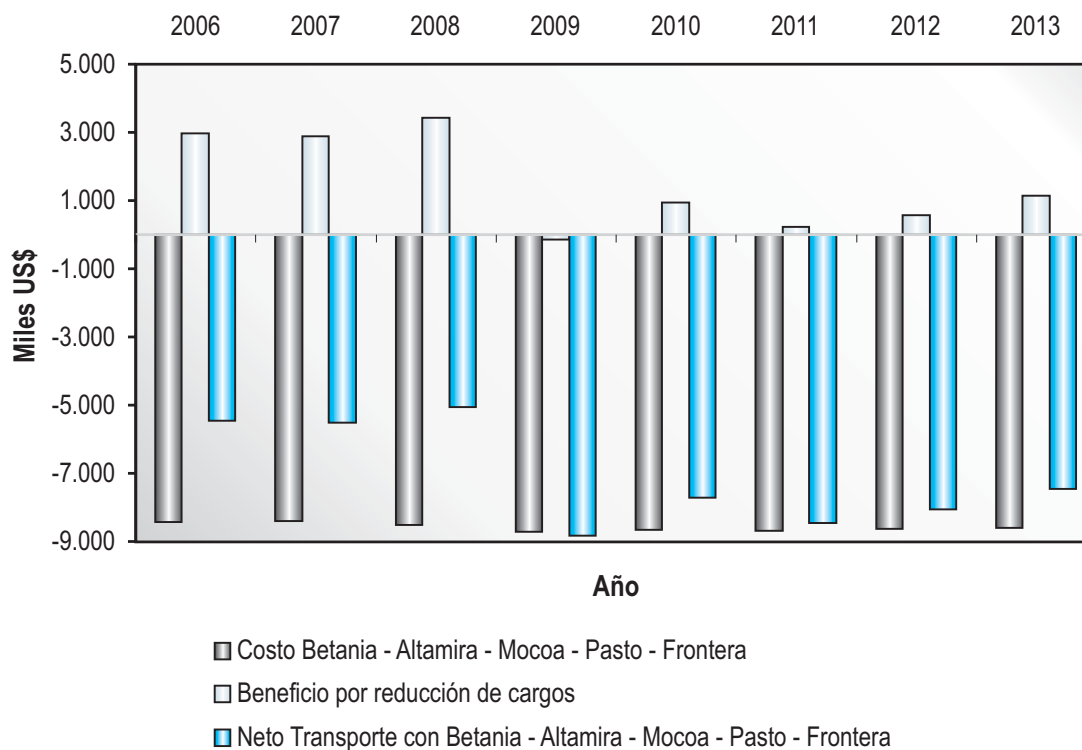


**Gráfica 6-20. Beneficio País caudal mínimo**



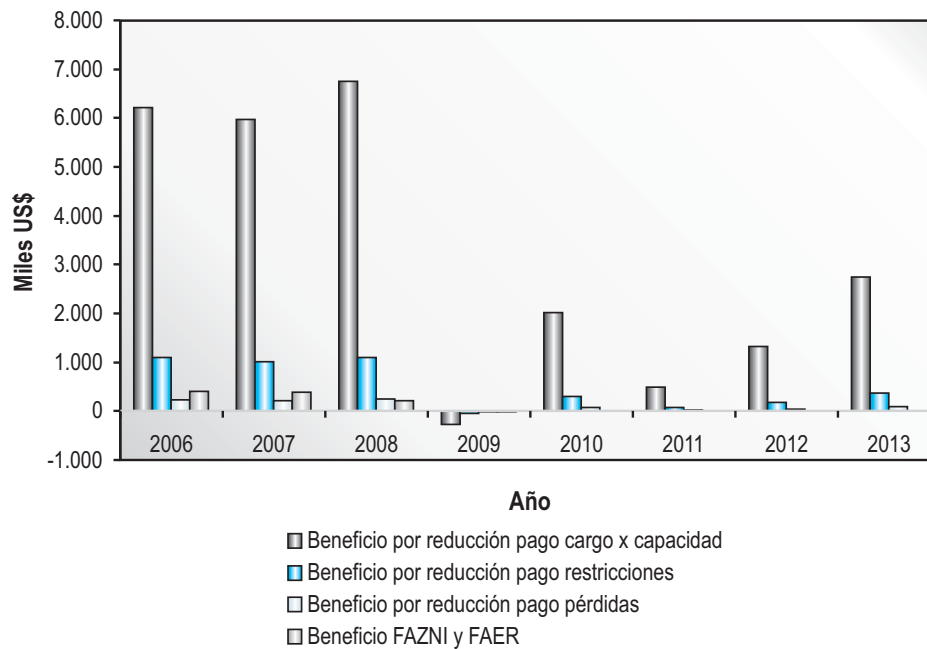
La Gráfica 6-21 muestra el impacto que tiene la componente de Transmisión en el usuario colombiano, en condiciones de caudal mínimo.

**Gráfica 6-21. Impacto en la componente Transmisión caudal mínimo**

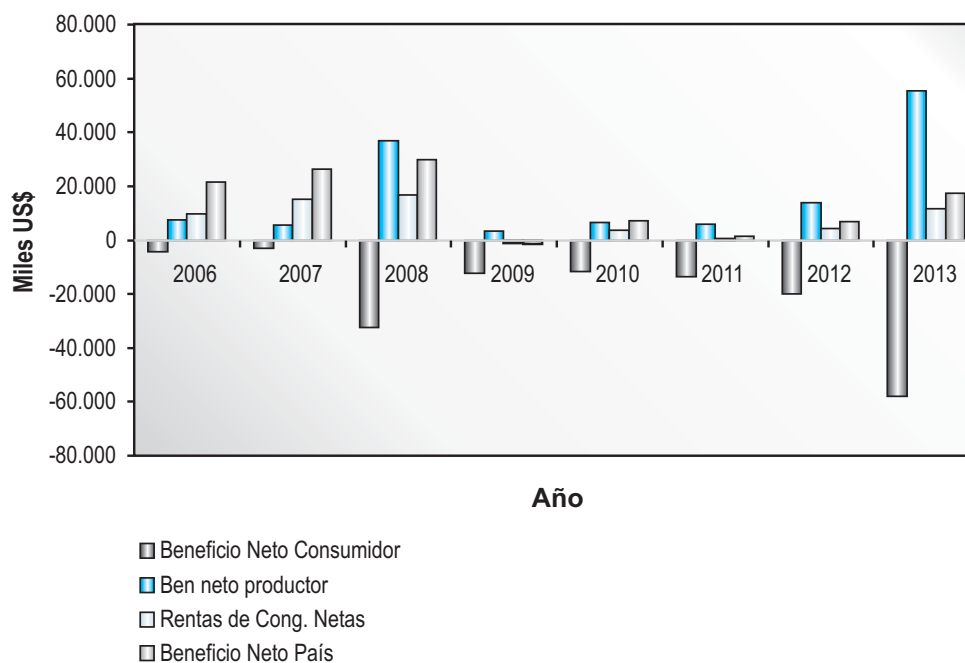


La Gráfica 6-22 muestra el impacto que tiene la reducción en el pago del cargo por capacidad, las restricciones y las pérdidas en los consumidores colombianos y el recaudo por contribución de los fondos, en condiciones de caudal mínimo. La Gráfica 6-23 muestra el beneficio neto para cada uno de los agentes.

**Gráfica 6-22. Beneficio por reducción pago cargos caudal mínimo**



**Gráfica 6-23. Beneficio Neto caudal mínimo**



Al igual que en las condiciones de caudal máximo y medio, en condiciones de caudal mínimo, el país presenta un beneficio neto positivo, el productor tiene un beneficio neto positivo, el consumidor tiene un beneficio neto negativo y hay un aumento en las rentas de congestión.

La relación entre las rentas de congestión y el beneficio neto negativo de los consumidores es de 0,48 para la alternativa analizada.

La Tabla 6-5 muestra la variación porcentual del impacto en la tarifa al usuario final, para los primeros cinco años, del proyecto de ampliación de la interconexión Colombia Ecuador de la capacidad actual a 500 MW, en condiciones de caudal mínimo. Esta valoración no considera el efecto de reducción en costo de restricciones por efecto de rentas de congestión.

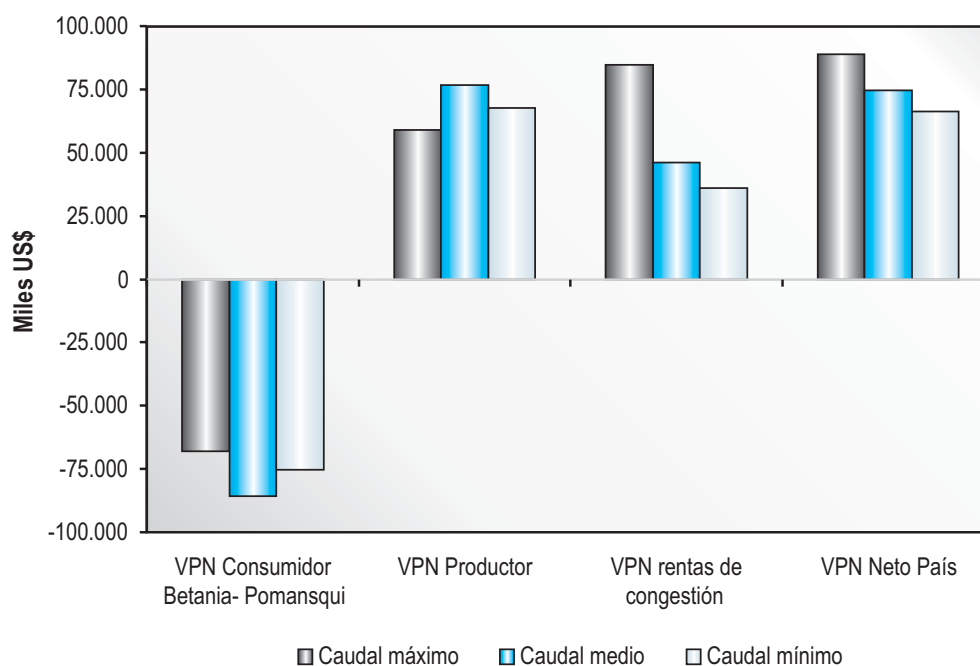
**Tabla 6-5. Impacto en la tarifa al usuario final caudal mínimo**

Variación Porcentual de la Tarifa	2007	2008	2009	2010	2011
	0,1%	0,7%	0,2%	0,2%	0,2%

#### 6.4.1.4 Resumen Resultados

La Gráfica 6-24 presenta el valor presente de los beneficios para cada uno de los agentes y para cada uno de los caudales empleados en los análisis.

**Gráfica 6-24. Valor Presente Beneficios Netos**



Finalmente, la Tabla 6-6 presenta el cuadro resumen del cumplimiento de los criterios preestablecidos en la metodología para determinar la viabilidad de una interconexión.

**Tabla 6-6. Criterios para definir la viabilidad de interconexiones**

	Benef. País	Benef. Región	RC/BNC_Betania_Pomasqui
Caudal Máximo	Positivo	Positivo	1,24
Caudal Medio	Positivo	Positivo	0,54
Caudal Mínimo	Positivo	Positivo	0,48

#### 6.4.1.5 Análisis Eléctrico

Los estudios eléctricos consideran la ampliación de la capacidad de la interconexión Colombia - Ecuador hasta 500 MW, mediante el doble circuito Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – Pomasqui – Santa Rosa y corresponden a los análisis de estado estable y dinámicos. Los análisis de estado estable corresponden a flujo de carga y estabilidad de voltaje, mientras que los análisis dinámicos corresponden a estabilidad transitoria y de pequeña señal.

Los casos analizados corresponden a condiciones de operación de carga máxima, para escenarios de baja generación en el área Suroccidental y para los años 2006, 2008, 2010 y 2012.

En cuanto a estabilidad de voltaje los resultados muestran que los Sistemas Eléctricos son estables para los diferentes escenarios, mediante el análisis de sensibilidad y modal. Los puntos con mayor debilidad, aunque estables corresponden a las subestaciones Tumaco, Ipiales y Junín en el nivel de tensión de 115 kV, asociadas al área de la subestación Jamondino en el Sur de Colombia. Las curvas PV y QV de la subestación Tumaco muestran que ésta se encuentra en un punto de operación estable y con un margen de potencia activa y reactiva.

Para los análisis de estabilidad transitoria del sistema, se considera una falla trifásica sobre una línea de transmisión, con la correspondiente salida de operación de esta en un tiempo de duración de falla de 150 ms. Los resultados obtenidos para los escenarios de demanda máxima y exportación Colombia hacia Ecuador de 500 MW, indican un comportamiento transitorio adecuadamente amortiguado, por lo cual se puede concluir que para transferencias de Colombia hacia Ecuador de 500 MW, el sistema es estable.

#### 6.4.1.6 Conclusiones y Recomendaciones de la ampliación Interconexión Colombia – Ecuador

Los resultados obtenidos muestran que para lograr un nivel de transferencias cercano a 500 MW es necesario que Ecuador lleve a cabo la interconexión entre la frontera con Colombia mediante



una línea a 230 kV en doble circuito y un refuerzo en su Sistema de Transmisión entre Santa Rosa y Pomasqui.

La alternativa Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – Frontera con Ecuador, presenta beneficios adicionales que no han sido valorados como son la ampliación de la cobertura en los departamentos de Huila, Caquetá y Putumayo, el desarrollo de proyectos de generación en la región del Caquetá, el desarrollo de la zona fronteriza del Amazonas y viabiliza una futura interconexión con la zona petrolera de Lago Agrio en Ecuador.

De acuerdo con los resultados obtenidos la UPME recomienda la ampliación de la interconexión Colombia – Ecuador a 500 MW, mediante la línea en circuito doble Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – frontera a 230 kV, con fecha de entrada en operación en diciembre de 2006, para lo cual Ecuador deberá realizar las obras correspondientes: doble circuito frontera – Pomasqui – Santa Rosa.

## 6.4.2 Análisis por Área

### 6.4.2.1 Análisis Área Bogotá

En esta área, para el corto plazo, se analizó energética y eléctricamente el impacto en el sistema ante el posible retiro de la cadena de generación Paraíso – Guaca, mientras que para el largo plazo los estudios fueron realizados teniendo en cuenta la entrada del proyecto de 500 kV en Bogotá.

En cuanto al posible retiro de la cadena Paraíso – Guaca, para el análisis energético, se calcula el costo marginal del sistema teniendo en cuenta la estrategia de expansión LP-3, a partir de simulaciones del despacho ideal con el modelo MPODE, para un horizonte de diez años.

En principio se realiza una simulación del despacho ideal con el parque generador completo (caso base), a partir de la cual se calculó el costo marginal del sistema. Siguiendo el mismo procedimiento se calculó el costo marginal esperado en el sistema al no incluir en el despacho las plantas de generación Guaca y Paraíso.

La metodología empleada para valorar este efecto consiste en obtener la diferencia mensual entre el costo marginal de las dos condiciones simuladas. Los resultados muestran que el retiro de la cadena Guaca - Paraíso implica un incremento en promedio hasta de un 10% del costo marginal.

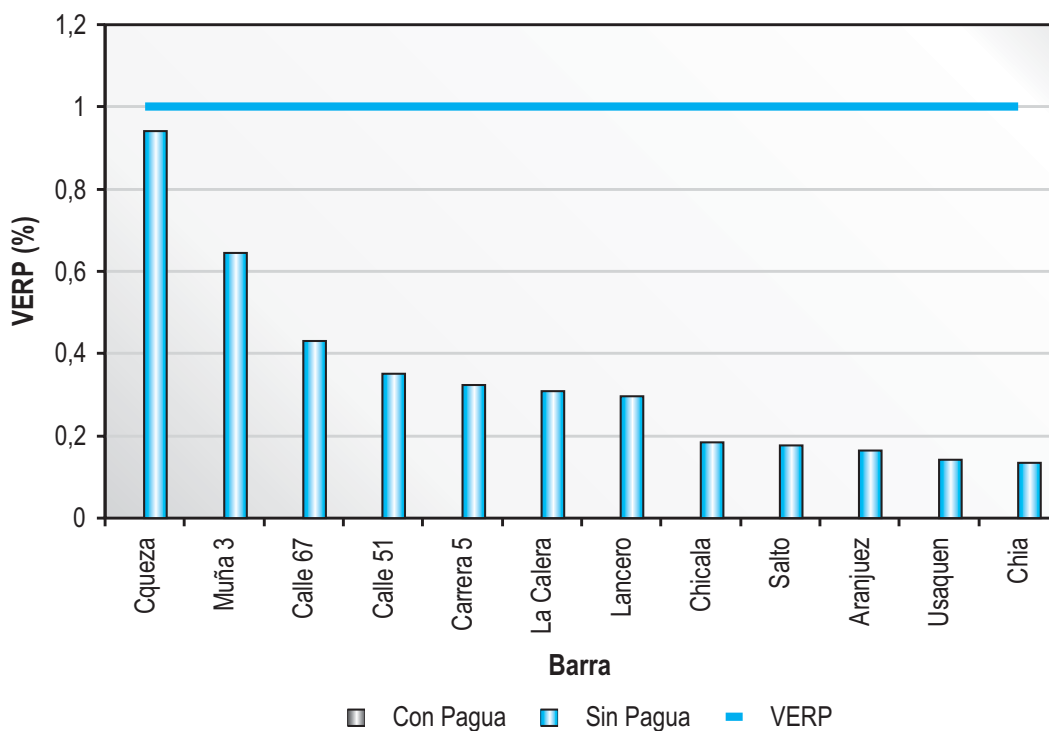
Con la diferencia en el Costo Marginal y la demanda mensual de energía para Colombia se obtiene el sobrecosto en la Operación del Sistema, por el retiro de esta generación, el cual podría alcanzar 1.385 Millones US\$ de 2003.

Por otra parte, dicho retiro tiene un impacto significativo en la confiabilidad energética del sistema que llevaría incluso a violar los límites de confiabilidad, conduciendo esto a posibles racionamientos de energía.

Los análisis eléctricos para los años 2005 y 2006, no incluyen el proyecto Primavera – Bacatá 500 kV, ya que su fecha de entrada en operación es el 1 de Octubre de 2007, y consideran el impacto del posible retiro del Sistema de la cadena Guaca – Paraíso. Los resultados en operación normal muestran que se requiere la operación de todo el parque generador del área para cumplir con los criterios de operación, lo que implica un aumento en el costo operativo por generaciones mínimas del área.

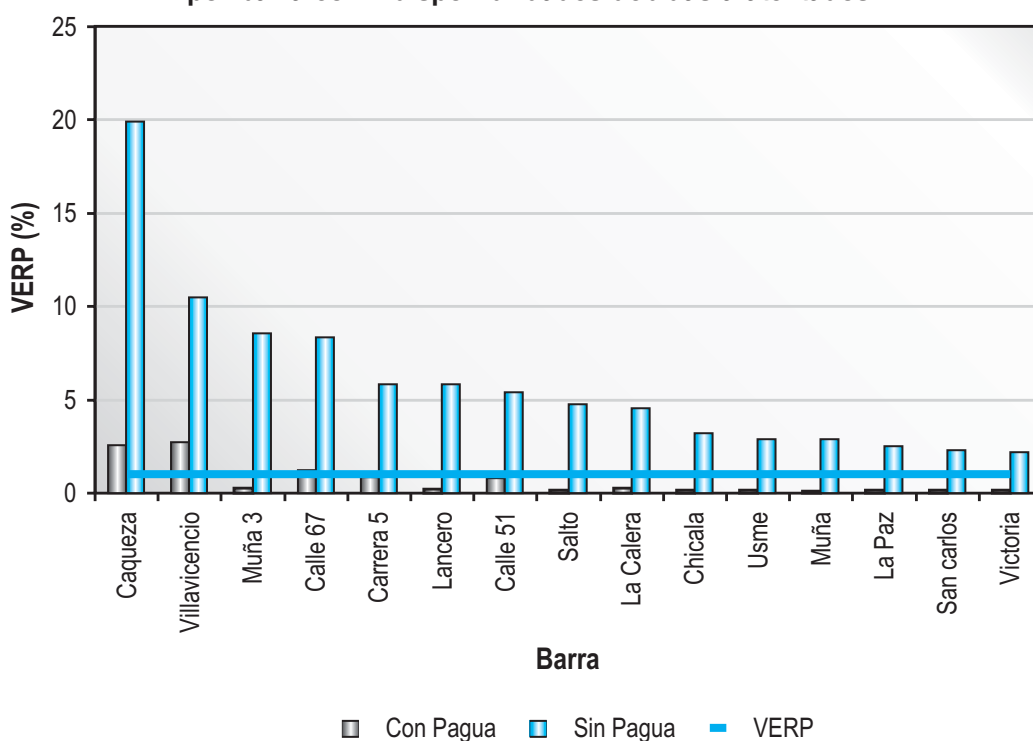
En la Gráfica 6-25 se muestra el impacto que tiene en la confiabilidad eléctrica el retiro de la cadena Guaca – Paraíso en el año 2006, considerando indisponibilidades debidas a fallas técnicas. Si bien los índices de Valor Esperado de Racionamiento de Potencia, VERP, son inferiores al 1% en todas las barras del área cuando no se cuenta con la generación de Guaca – Paraíso, éstos son superiores a los índices de VERP cuando está Paraíso – Guaca, lo cual representa un sobrecosto operativo durante el año 2006 del orden de 0.75 MUS\$.

**Gráfica 6-25. Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra con indisponibilidades debidas a fallas técnicas**



En la Gráfica 6-26 se muestra el impacto que tiene en la confiabilidad el retiro de la cadena Guaca – Paraíso en el año 2006, considerando indisponibilidades debidas a atentados. Los índices de Valor Esperado de Racionamiento de Potencia, VERP, son del 20% en Cáqueza y del 10% en Villavicencio cuando no se cuenta con la generación de Guaca – Paraíso, mientras que con esta generación los índices en estas subestaciones disminuyen al 3%, dicha diferencia en los índices de VERP representa un sobrecosto operativo para el Sistema durante el año 2006 del orden de 41,6 MUS\$.

**Gráfica 6-26 . Valor Esperado Racionamiento de Potencia por barra con indisponibilidades debidas a atentados**



En cuanto a los análisis de largo plazo, teniendo en cuenta la entrada del proyecto de 500 kV en Bogotá, como parte de los resultados encontrados en el año 2012 se menciona la ampliación de capacidad en Circo 230/115 kV y en la línea Suba – Zipaquirá 115 kV.

En la próxima versión del Plan de Expansión se analizará detalladamente esta área, tanto en el largo como en el corto plazo.

#### 6.4.2.2 Análisis Área Meta

Para este horizonte se encuentra que con la expansión planteada por el OR no hay problemas de sobrecargas ni de niveles bajos de tensión en el área.

### 6.4.2.3 Análisis Área Nordeste

Como se ha indicado en los planes de expansión anteriores, para el año 2006 se observan tensiones en el área por debajo de 0.9 p.u y sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Bucaramanga y Barranca, problemas que se agravan con el crecimiento de la demanda. Adicionalmente, en el año 2008 se presentan sobrecargas en el transformador 115/34.5 kV de Palenque y en la línea Realminas – Bucaramanga 115 kV.

Con el fin de eliminar estas sobrecargas sin recurrir a racionamientos en el área se recomienda ampliar la capacidad de transformación en estas subestaciones, ya que no se cuenta con la generación suficiente a nivel de 115 kV para eliminar la sobrecarga<sup>11</sup>.

De acuerdo con el estudio de conexión presentado por EBSA para la instalación de un tercer transformador con capacidad de 180 MVA en la subestación Paipa 230/115 kV, para el año 2005 se cuenta con una capacidad de transformación de 360 MVA. Por lo anterior, se observa que se eliminan los problemas de sobrecarga en la transformación.

### 6.4.2.4 Análisis Área CQR (Caldas – Quindío – Risaralda)

Como se ha indicado en los planes de expansión anteriores, para el año 2006 se presentan tensiones por debajo de 0.9 p.u en esta zona y sobrecargas en el transformador de La Hermosa.

Las posibles soluciones son algunas de las planteadas en el análisis de largo plazo en el numeral 6.3.3, que van desde aumentar la generación de la zona a nivel de 115 kV ó ampliar la capacidad de transformación en la subestación La Hermosa. Se ha considerado que los enlaces existentes Regivit – Cajamarca 115 kV y Papeles Nacionales – Dosquebradas 115 kV operan normalmente cerrados.

A medida que crece la demanda del área se van agravando estos problemas, presentándose sobrecarga en los transformadores de Esmeralda y en la línea Hermosa – Regivit. Sin embargo es posible solucionar estos problemas con el aumento de la generación a nivel de 115 kV.

Al final de horizonte no es posible solucionar los problemas con el aumento de la generación a nivel de 115 kV, por lo cual es necesario ampliar la capacidad de transformación en Esmeralda y estudiar alternativas adicionales como es la entrada de la subestación Pavas 115 kV, la cual se conectaría con Dosquebradas 115 kV y Virginia 115 kV ó la entrada de una subestación a nivel de 230 kV en Armenia. Debe tenerse en cuenta que cualquier recomendación que adopte el Operador de Red deberá corresponder a una solución de mínimo costo para el usuario.

### 6.4.2.5 Análisis Área EEPPM

Para este horizonte no se observan problemas en esta área.

<sup>11</sup> Las plantas Barranca 4 y 5 fueron trasladadas a Yopal y las plantas Barranca 1 y 2 son de uso de ECOPETROL.

#### 6.4.2.6 Análisis Área EPSA

Para el año 2006 y para condiciones de demanda máxima en el área se observan sobrecargas en los transformadores de conexión al STN, las cuales se alivian con la alternativa planteada en el plan de expansión del OR, correspondiente al segundo transformador San Marcos 230/115 kV.

En el plan de expansión del OR, Anexo B, se incluyen obras adicionales en el horizonte de planeamiento, las cuales deben ser estudiadas en conjunto con la UPME, para definir las mejores alternativas y la fecha de entrada en operación de las mismas.

#### 6.4.2.7 Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá

Como se indicó en el Plan de Expansión 2003 – 2012, para el año 2006 se encuentran sobrecargas en el transformador Mirolindo 230/115 kV. Como alternativa se estudió la operación del enlace Cajamarca - Regivit 115 kV normalmente cerrado, lo cual disminuye la cargabilidad del transformador de Mirolindo pero aumenta la sobrecarga en los transformadores de Esmeralda 230/115 kV. Por lo tanto la alternativa es la ampliación de la capacidad de transformación en Mirolindo 230/115 kV.

En esta revisión del Plan de Expansión se estudia con mayor detalle la problemática de la atención de la demanda en las subestaciones Altamira, Pitalito y Florencia, ya que se observan problemas de niveles bajos de tensión en esta zona al no considerar proyectos de expansión. Las siguientes son las alternativas planteadas para solucionar estos problemas:

- Segunda Línea Betania – Altamira 115 kV.
- Subestación Altamira 230 kV, línea Betania – Altamira 230 kV con sus respectivos módulos de línea y transformación 230/115 kV de 90 MVA.

Para el año 2006 se observa que sin alternativas de expansión en la zona sería necesario racionar en operación normal el 7% de la carga en las subestaciones del área, Altamira, Pitalito y Florencia. Cuando se incluyen las alternativas planteadas no es necesario racionar en operación normal.

El año 2012 es crítico en la zona si no se cuenta con alternativas de expansión, haciéndose necesario racionar en operación normal el 40% de la carga en las subestaciones del área. Para este año se observa que la alternativa Betania – Altamira 115 kV es insuficiente para resolver los problemas del área y que es necesario racionar en operación normal el 26% de la carga de estas subestaciones. Con la alternativa Betania – Altamira 230 kV no es necesario racionar en operación normal.

La Tabla 6-7 muestra el resumen del costo de racionamiento para los años 2006 y 2012 para el caso base y con las alternativas.

**Tabla 6-7. Costo de Racionamiento área Huila - Caquetá**

Costo de Racionamiento		
	Año 2006	Año 2012
<b>Generación Betania</b>	3 ud	3 ud
<b>Costo racionamiento sin Alternativas MUS\$</b>	2,4	40
<b>Costo racionamiento con Betania Altamira 115 kV MUS\$</b>	0,53	26
<b>Costo racionamiento con Betania Altamira 230 kV MUS\$</b>	0,057	0,141

#### 6.4.2.8 Análisis Área Cauca - Nariño

Como se ha indicado en los planes de expansión anteriores, en el año 2006 se observan niveles de cargabilidad muy cercanos al 100% en el transformador de Jamondino 230/115 kV aun con la generación del área a nivel de 115 kV prendida. Por lo anterior, se considera la ampliación de la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Jamondino. Para estos análisis no se incluyen intercambios por la interconexión Colombia - Ecuador a nivel de 138 kV, se consideran los intercambios por la interconexión Colombia – Ecuador a nivel de 230 kV.

#### 6.4.2.9 Análisis Área Bolívar

Como se indicó en el Plan de Expansión 2003 – 2012, los análisis de estado estable muestran que con el plan de expansión presentado por el OR, Anexo B, se alivian los problemas de bajas tensiones en algunos nodos del área. Sin embargo, para el año 2006 se observan problemas de sobrecarga en la línea Cartagena – Chambacú 66 kV, la cual de acuerdo con el cronograma de entrada de proyectos presentado por el OR cambiará del nivel de tensión de 66 kV a 110 kV en el año 2008.

Por lo anterior se reitera la recomendación al OR de analizar la posibilidad de adelantar la conversión de este circuito para el año 2006.

#### 6.4.2.10 Análisis Área Guajira – César – Magdalena

En el año 2008 se observan sobrecargas en los transformadores 220/115 kV en Fundación y Copey y en el transformador Valledupar 230/34.5 kV. Por lo tanto, en el evento de que no se registren más alternativas se recomienda ampliar la capacidad de transformación.

#### 6.4.2.11 Análisis Área Chinú

Como se indicó en el Plan de Expansión 2003 – 2012, los transformadores de Chinú 500/110 kV presentan valores de cargabilidad cercanos al 100% en el año 2006 y a partir del año 2008 estos valores se pueden superar.

Las alternativas planteadas para solucionar este problema son la instalación del tercer transformador en Chinú 500/110 kV o la línea Urrá – Montería 220 kV. Los resultados muestran que el desempeño de las dos alternativas es similar. Por lo anterior, se recomienda llevar a cabo la alternativa de instalar el tercer transformador en Chinú 500/115 kV, ya que ésta tiene un costo de 5,1 MUS de 2001, incluido el AOM, mientras que la alternativa Urrá – Montería 220 kV tiene un costo de 19,6 MUS\$ de 2001, incluido AOM. No obstante, el OR deberá presentar una evaluación económica de ambas alternativas, que incluya el costo de la inversión necesaria a nivel de tensión diferente al del STN, con el fin de tomar una decisión concreta.

#### 6.4.3 Análisis de la Interconexión Colombia – Panamá

Si bien en esta versión del Plan de Expansión no se pretende dar una recomendación en cuanto a la viabilidad de este proyecto, ya que es necesario definir el esquema comercial con el cual se llevarán a cabo las transacciones de energía entre Colombia y Panamá, si se presentan algunos análisis preliminares de la interconexión.

Inicialmente se describen las alternativas de conexión presentadas por ISA en su solicitud de conexión y posteriormente se presenta un análisis preliminar realizado por la UPME sobre la valoración de los beneficios económicos de la interconexión, para lo cual se utilizó el esquema comercial que existe con Ecuador, TIES.

##### 6.4.3.1 Alternativa 1

Esta alternativa consiste en una línea convencional AC a 230 kV en doble circuito. Esta línea parte de la subestación Urabá a 230 kV en Colombia, recorriendo los municipios de Apartadó, Carepa, Chigorodó, Turbo, Unguia y Acandí, luego pasa cerca de la subestación Bayano y finalmente llega a la subestación Panamá II a 230 kV con una longitud aproximada de 434 km desde Urabá.

Debido a la longitud de la interconexión, se debe revisar la conveniencia de tener una subestación intermedia en territorio de Panamá para el manejo de la tensión mediante compensación shunt, quedando entonces configuradas las líneas doble circuito Urabá – S/E Intermedia de 217 km y S/E Intermedia – Panamá II de 217 km. La Gráfica 6-27 muestra la ruta base de esta alternativa a partir de la cual se revisará la necesidad de compensación y refuerzos de transmisión en las redes de ambos países.

Gráfica 6-27. Alternativa I



Fuente: ISA

#### 6.4.3.2 Alternativa 2

Esta alternativa consiste en la conexión entre Cerromatoso y Panamá II mediante un enlace monopolar en HVDC a 250 kV con una extensión máxima de 514 km, la cual sale de la subestación Cerromatoso hacia la población de mulatos en Colombia, entra al mar y sale cerca de Carreto, de ahí sigue la misma ruta de la Alternativa 1.

La Gráfica 6-28 muestra la ruta base de esta alternativa combinada, en la cual los convertidores se ubicarían en Cerromatoso y Panamá II, el tramo submarino sería en cable con una longitud aproximada de 51 km y los tramos terrestres serían en línea aérea DC con una longitud total de 463 km.

Gráfica 6-28. Alternativa II



Fuente: ISA



### 6.4.3.3 Alternativa 3

Esta alternativa consiste en una línea aérea en HVDC monopolar a 250 kV, con una ruta terrestre desde la subestación Cerromatoso, pasando cerca de la subestación Urrá, luego sigue hacia la subestación Urabá y continúa con la misma ruta de la alternativa 1. La longitud total de esta alternativa es de 571 km y los convertidores estarían ubicados en Cerromatoso y Panamá II. La Gráfica 6-29 muestra la ruta base de esta alternativa.

**Gráfica 6-29. Alternativa III**



Fuente: ISA

### 6.4.3.4 Conclusiones del estudio de conexión

De acuerdo con el estudio de conexión presentado por ISA, el DAA ha identificado varias rutas viables que en resumen podrían llevar a dos alternativas principales, una completamente terrestre y otra combinada con tramo submarino y terrestre.

La alternativa en HVAC, tendría un costo aproximado de 173 MUS\$; el estudio presentado por ISA indica que esta alternativa presenta inestabilidad ante contingencias, inclusive con Ecuador. Por esta razón considera que esta alternativa no es viable técnicamente.

Las alternativas 2 y 3 que consideran transmisión en HVDC presentan buen comportamiento eléctrico. Los convertidores aportan estabilidad a los sistemas y aíslan eléctricamente el efecto de contingencias de un sistema al otro. De esta forma, la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es viable técnicamente, permitiendo intercambios desde Colombia hacia Panamá de 300 MW y desde Panamá hacia Colombia de 200MW.

La alternativa 2 tiene un costo aproximado de 192 MUS\$ de los cuales 107 MUS\$ corresponden al tramo colombiano.

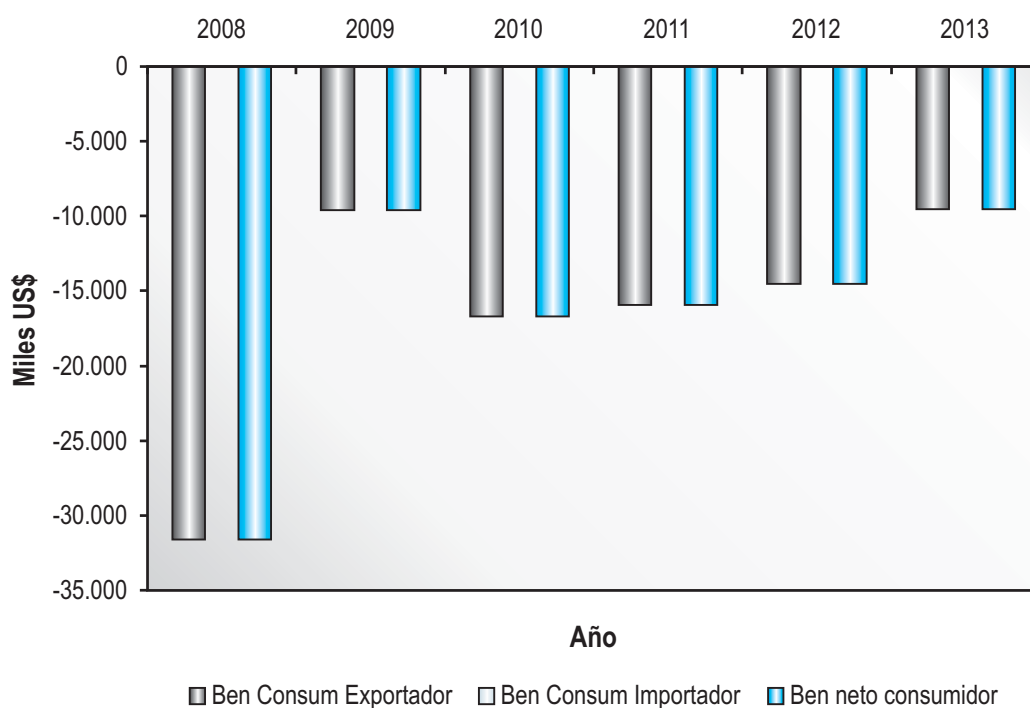
La alternativa 3 tiene un costo aproximado de 172 MUS\$ de los cuales 87 MUS\$ corresponden al tramo colombiano.

#### 6.4.3.5 Valoración Preliminar de Beneficios económicos de la Interconexión Colombia - Panamá

Para la valoración de estos beneficios se realiza un análisis igual al presentado en el numeral 6.4.1, y se considera solo el escenario de caudal medio.

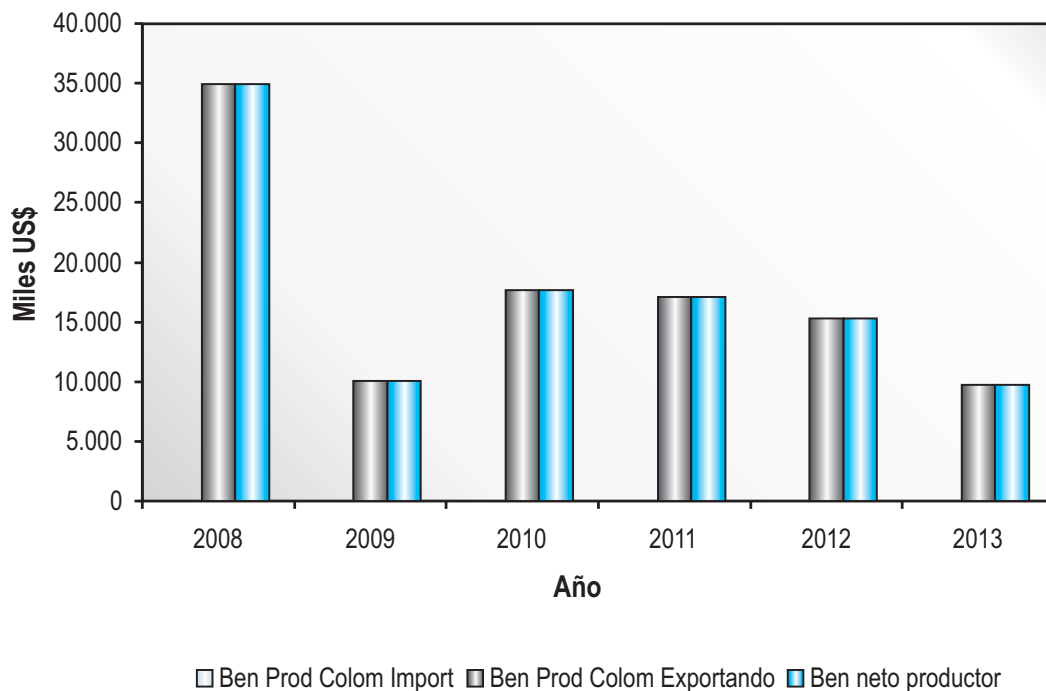
La Gráfica 6-30 presenta el impacto que tiene en los consumidores colombianos la interconexión Colombia – Panamá.

**Gráfica 6-30. Beneficio Consumidores**



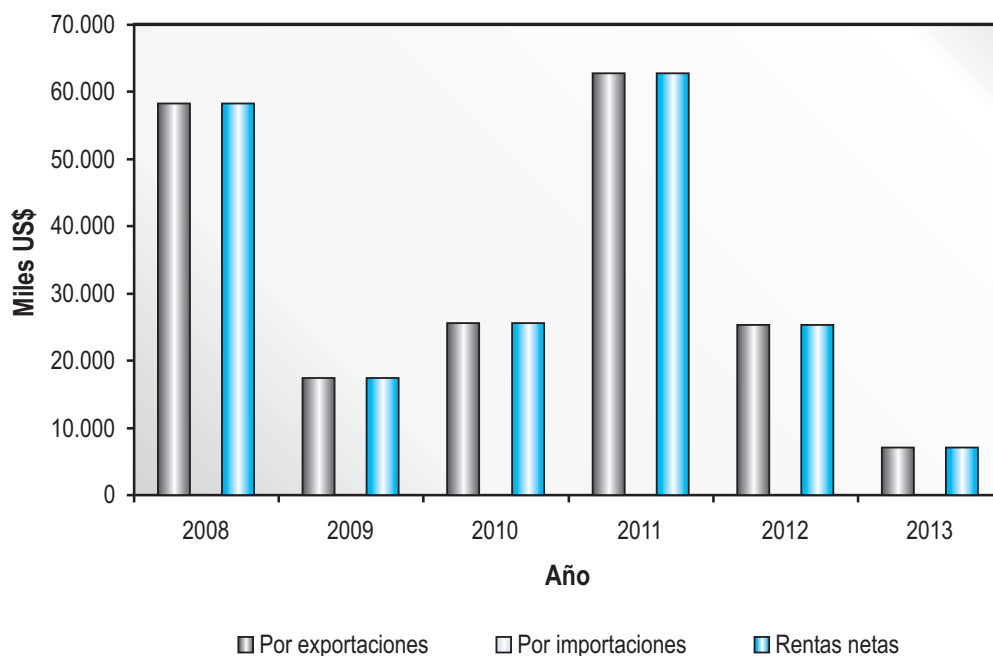
La Gráfica 6-31 presenta el impacto que tiene en los productores colombianos la interconexión Colombia – Panamá.

Gráfica 6-31. Beneficio Productores

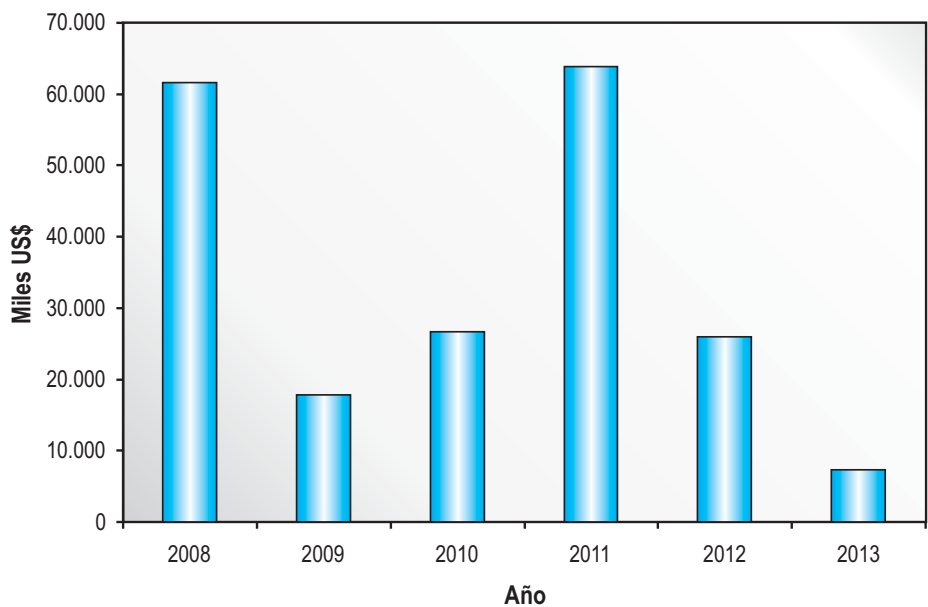


La Gráfica 6-32 presenta las rentas de congestión generadas por la interconexión Colombia – Panamá, estos valores incluyen los cambios en cuanto a la asignación de las rentas de congestión establecidos en la Resolución CREG 060 de 2004, y la Gráfica 6-33 muestra el beneficio país.

Gráfica 6-32. Rentas de Congestión

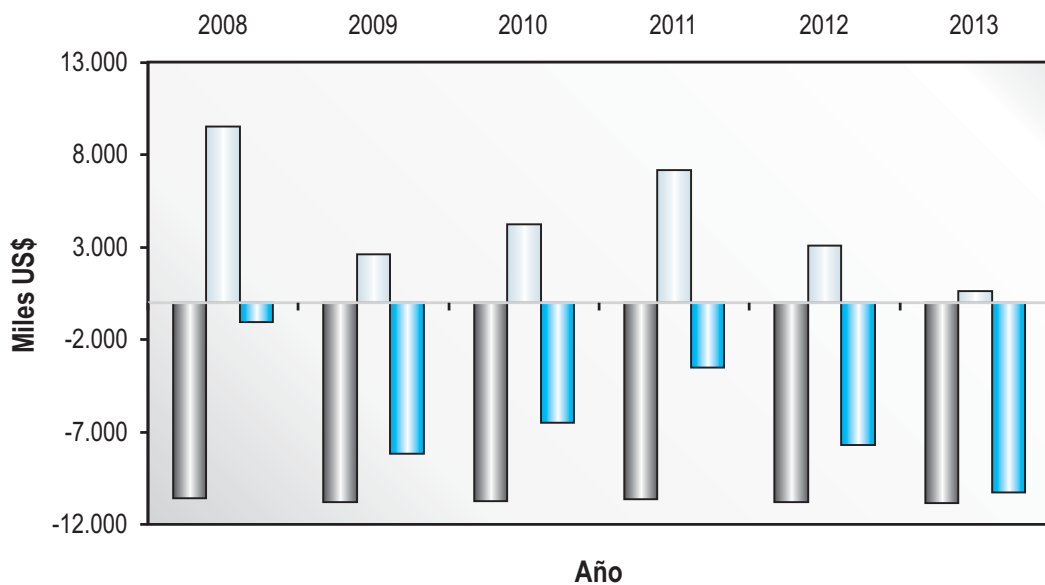


**Gráfica 6-33. Beneficio País**



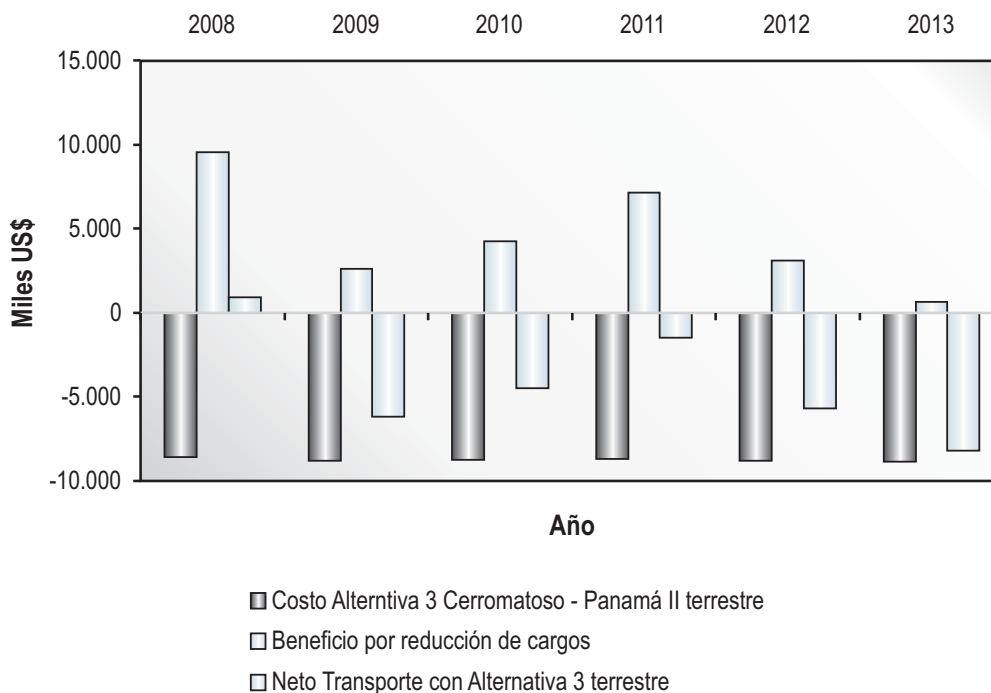
La Gráfica 6-34 y la Gráfica 6-35 muestran el impacto que tiene la componente de transmisión en el usuario colombiano.

**Gráfica 6-34. Impacto en la componente transmisión para la alternativa 2 Cerromatoso – Panamá HVDC combinada**



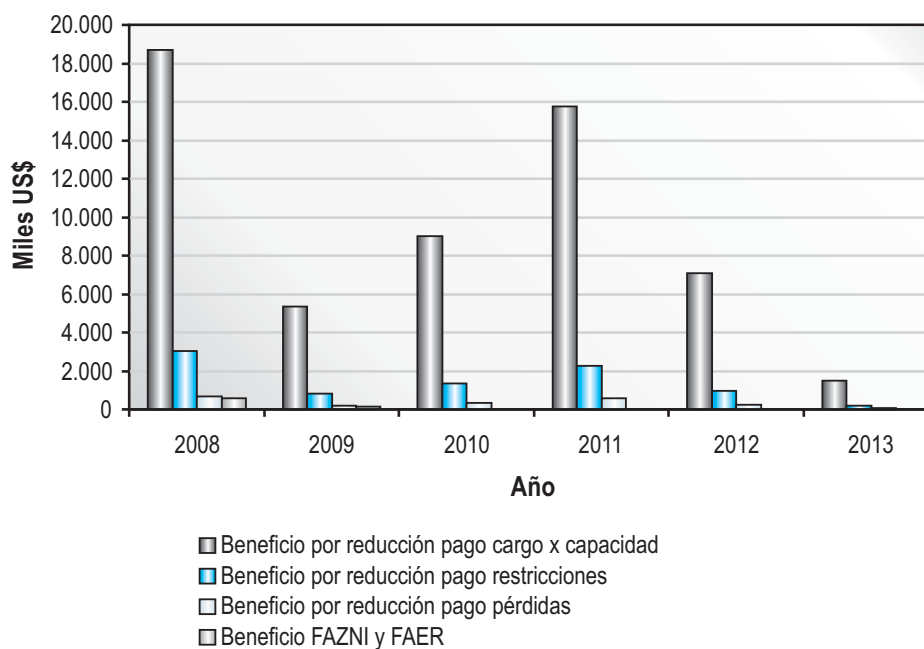
- Costo Alternativa 2 Cerromatoso - Panama II combinada
- Beneficio por reducción de cargos
- Neto Transporte con Alternativa 2 Combinada

**Gráfica 6 -35. Impacto en la componente transmisión para la alternativa 3  
Cerromatoso – Panamá HVDC terrestre**



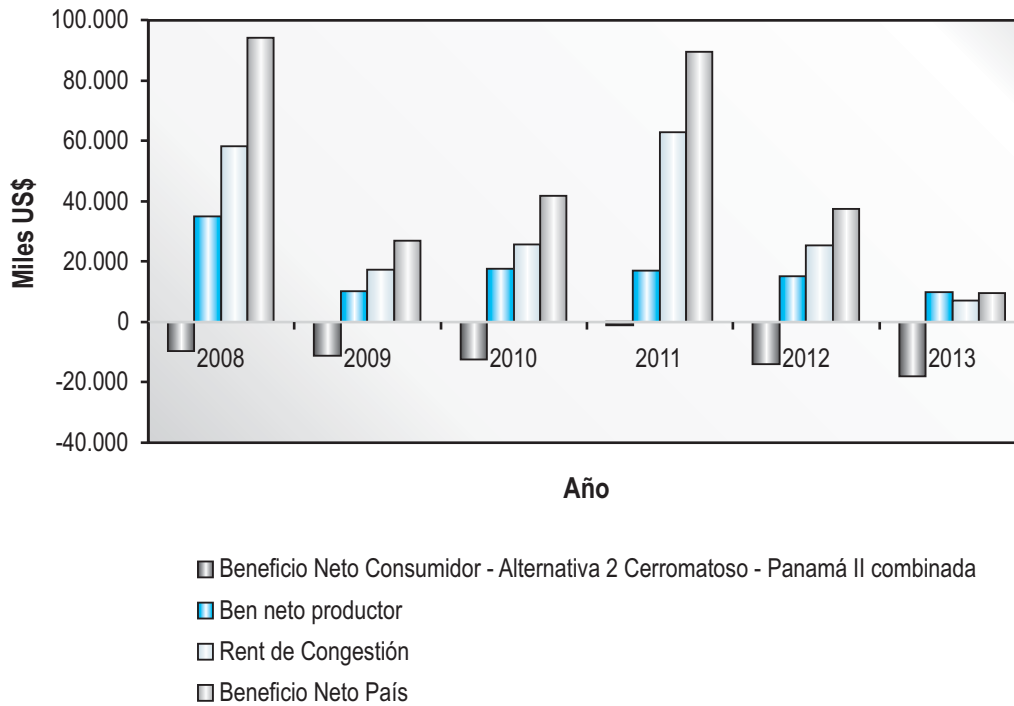
La Gráfica 6-36 muestra el impacto que tiene la reducción en el pago del cargo por capacidad, las restricciones y las pérdidas en los consumidores colombianos y el recaudo por la contribución de los fondos FAZNI y FAER.

**Gráfica 6-36. Beneficio por reducción pago cargos**

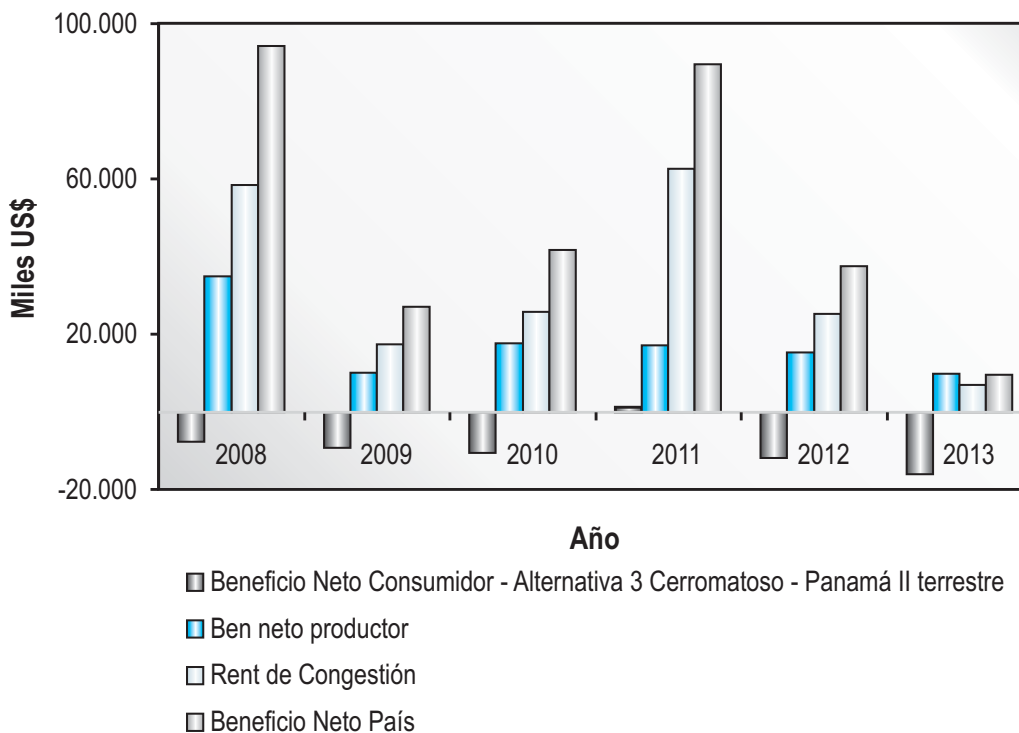


La Gráfica 6-37 y la Gráfica 6-38 muestran el beneficio neto para cada uno de los agentes.

**Gráfica 6-37. Beneficio Neto con Alternativa 2 Cerromatoso – Panamá II HVDC combinada**



**Gráfica 6-38. Beneficio Neto con Alternativa 3 Cerromatoso – Panamá HVDC terrestre**

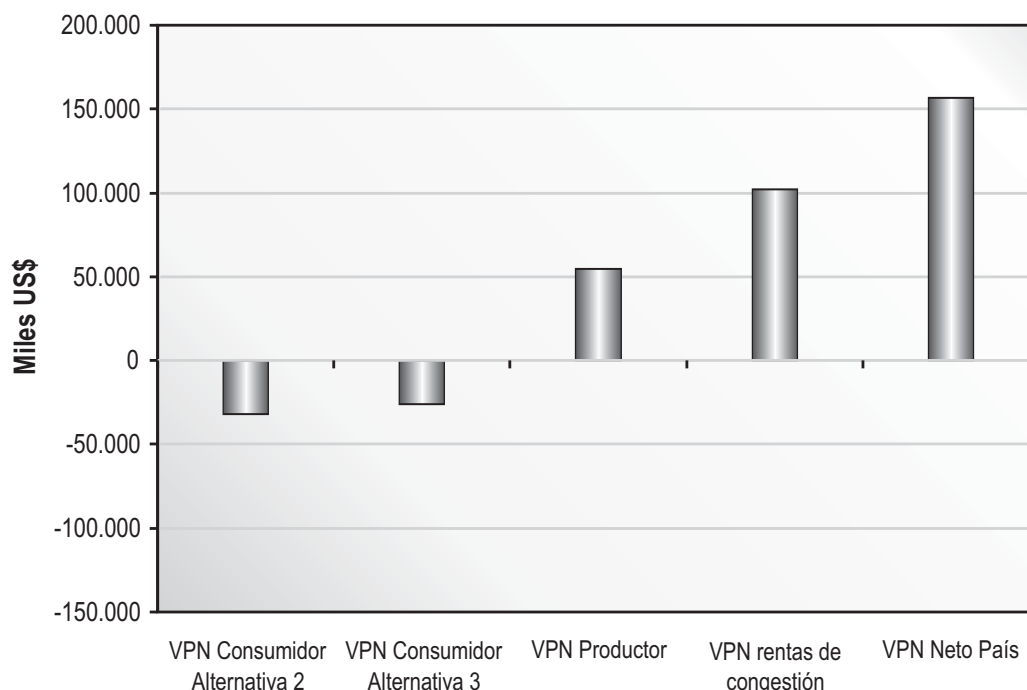


Como se observa en los resultados anteriores el país presenta un beneficio neto positivo, el productor tiene un beneficio neto positivo, el consumidor tiene un beneficio neto negativo y existen ingresos por rentas de congestión.

La relación entre las rentas de congestión y el beneficio neto negativo de los consumidores es de 3,31 para la alternativa 2 Cerromatoso – Panamá II combinada y de 4,06 para la alternativa 3 Cerromatoso – Panamá II terrestre.

La Gráfica 6-39 presenta el valor presente de los beneficios para cada uno de los agentes.

**Gráfica 6-39. Valor Presente Beneficios**



#### 6.4.4 Nivel de Cortocircuito en las subestaciones del STN

En el Anexo D se presenta el nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN, como se mencionó en el Plan de Expansión Generación – Transmisión 2003 – 2012, el nivel de cortocircuito en la subestación San Carlos 230 kV, superará la capacidad de los equipos de esta subestación, el cual es de 40 kA.

Las alternativas de solución analizadas por ISA y presentadas en el Plan de Expansión 2003 – 2012, fueron el seccionamiento de barras, cambio de equipos de la subestación y no hacer nada.

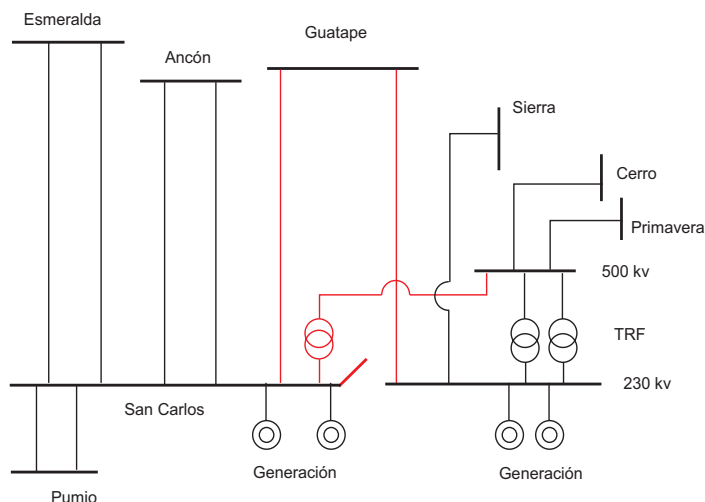
El CND en su Documento ISA UENCND 03-193, Análisis de Alternativas de Expansión para Eliminar o Reducir Restricciones periodo 2003 – 2010, presenta otras tres alternativas de solución para el problema de superación del nivel de cortocircuito en la Subestación San Carlos que muestran una

mejor opción y que han sido estudiadas a mayor profundidad, las cuales se mencionan a continuación:

#### 6.4.4.1 Alternativa 1: Seccionamiento de la subestación

Esta alternativa consiste en colocar dos campos, que posibiliten el seccionamiento de la subestación cuando se presenten condiciones de despacho que activen la restricción. La ubicación de estos interruptores junto con la redistribución de varios circuitos en la subestación permite que la generación de la central al igual que la transformación a 500 kV quede distribuida en ambas subestaciones, como se muestra en la Gráfica 6-40.

**Gráfica 6-40. Alternativa 1**



Fuente: CND

Esta alternativa presenta como ventajas que soluciona el problema de superación del nivel de cortocircuito y la inversión requerida es baja.

Las desventajas de esta alternativa son:

- Disminuye la confiabilidad de la subestación dado que el impacto operativo de una contingencia (sobrecargas) es mayor que cuando se tiene la subestación integrada y se presenta la misma contingencia.
- Ocasiona desbalance de transformación pues el transformador que queda en la sección izquierda toma una carga sustancialmente menor que los transformadores de la sección derecha. Esta situación se alivia un poco si en vez de operar con los dos circuitos San Carlos-Ancón Sur se construyen más bien dos circuitos adicionales Guatapé-San Carlos empleando la denominada variante.

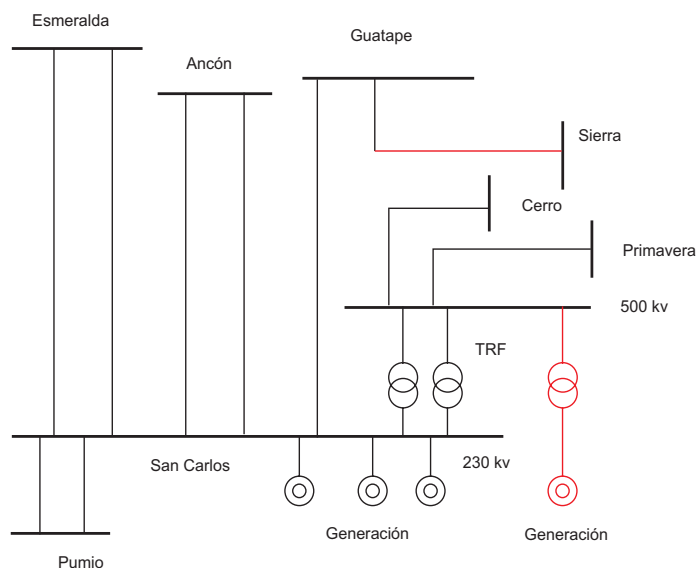


- Se ocasiona un desbalance en la transmisión al quedar los circuitos San Carlos-Guatape sobre secciones diferentes, cargando diferente. Esto puede inducir a una equivocación durante la operación ó los análisis eléctricos.
- Introduce una nueva variable (control del nivel de corto circuito) al despacho y a la operación, a no ser que se optara por operar la totalidad del tiempo con la subestación seccionada lo que puede desoptimizar la operación.

#### 6.4.4.2 Alternativa 2: Derivación de dos unidades de generación directamente a 500 kV.

Esta alternativa consiste en abrir los dos interruptores asociados a las barras norte y sur permitiendo así que la generación de las unidades 1 y 2 de San Carlos entren directamente a 500 kV y reconfigurar los circuitos Guatape - San Carlos 1 y San Carlos – La Sierra en el circuito Guatape – La Sierra, como se muestra en la Gráfica 6-41:

**Gráfica 6-41. Alternativa 2**



Fuente: CND

Esta alternativa presenta las siguientes ventajas:

- Soluciona el problema del corto circuito.
- No genera desbalance de transformación.
- La inversión es mínima ó nula dado que la infraestructura para configurar el circuito Guatape - La Sierra ya existe pues se ha usado en condiciones de atentados a la infraestructura.

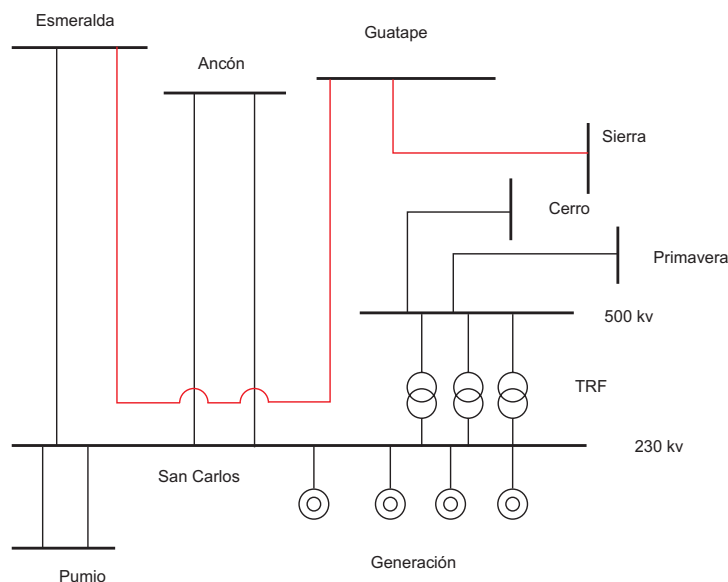
Las desventajas de esta alternativa es que desoptimiza la capacidad de transformación de San Carlos en 140 MW al quedar un banco de transformación de 450 MVA exclusivamente para la

evacuación de la generación de dos unidades de San Carlos que tienen una capacidad máxima de 310 MW.

#### 6.4.4.3 Alternativa 3: Modificar la topología actual en 230 kV para derivar inyección de corriente.

Esta opción consiste en la reconfiguración en el año 2004 de los circuitos Guatapé – San Carlos 1 y San Carlos – La Sierra en el circuito Guatapé – La Sierra y la reconfiguración en el año 2007 de los circuitos Guatapé – San Carlos 2 y San Carlos – Esmeralda 1 en el circuito Guatapé – Esmeralda, como se muestra en la Gráfica 6-42.

**Gráfica 6-42. Alternativa 3**



Fuente: CND

Esta alternativa presenta las siguientes ventajas:

- Soluciona el problema del corto circuito.
- Se requiere poca inversión que consiste en una torre adicional cerca de la subestación San Carlos y un pequeño tramo de línea.

Hasta el momento no se han identificado desventajas para esta alternativa.

#### 6.4.4.4 Conclusiones

De las alternativas propuestas para solucionar el problema de superación del nivel de corto circuito de diseño de la subestación San Carlos, la alternativa 3 es quizá la más viable dada su poca inversión y no causar efectos secundarios negativos.

#### 6.4.5 Conexión del Proyecto de generación Porce III

En el Plan de Expansión 2003 – 2012 se presentaron y analizaron las diferentes alternativas de conexión del proyecto Porce III al Sistema de Transmisión Nacional, mostrando que la alternativa de mínimo costo es la construcción de una subestación nueva a 500 kV, la cual se conecta con el sistema existente de 500 kV mediante la interrupción del circuito Cerromatoso – San Carlos 500 kV.

Teniendo en cuenta que estas obras harán parte del Sistema de Transmisión Nacional, se estima un tiempo de ejecución de dos años y medio, incluyendo el lapso para realizar el proceso de convocatoria.

Durante el año 2004 se solicitó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, que aclare lo relacionado con el contrato de conexión y la forma de establecer garantías de cumplimiento por parte de los generadores que para su conexión requieren obras de expansión a nivel del STN, con el fin de emitir el respectivo concepto de conexión y dar inicio al proceso de convocatorias para la ejecución de las obras requeridas.

### 6.5 RESULTADOS DEL PLAN 2004

Con base en los análisis realizados, en esta revisión del Plan se recomienda llevar a cabo las siguientes obras:

Línea Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – Frontera con Ecuador en doble circuito a nivel de 230 kV y sus respectivos módulos de línea, compensación reactiva de 37,5 Mvar a nivel de 230 kV, con fecha de entrada en operación el 1 de Diciembre de 2006, siempre y cuando Ecuador lleve a cabo el refuerzo necesario en su Sistema de Transmisión, línea frontera - Pomasqui - Santa Rosa en doble circuito a nivel de 230 kV.

Adicionalmente, la UPME reitera la invitación a los OR a realizar análisis conjuntos para establecer mejores soluciones a los problemas encontrados por la UPME.







## 7. Costo de Gestión Ambiental en la Expansión Eléctrica

En este capítulo se presenta una evaluación ambiental de los proyectos considerados en la expansión de la transmisión y la generación, con el fin de establecer los impactos ambientales de referencia que sirvan para dar señales a los diferentes agentes: inversionistas, autoridades ambientales, autoridades locales, etc.

Es importante aclarar que estos valores han sido calculados con base en estimaciones y aproximaciones, por tanto deberá mediar el criterio de quien les de una aplicación.

### 7.1 COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN TRANSMISIÓN

Para el proyecto de expansión del STN recomendado en este Plan, línea Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – Frontera con Ecuador a nivel de 230 kV y con una longitud de 370 km, se presentan los costos potenciales de la gestión ambiental, los cuales están relacionados directamente con su longitud y nivel de tensión.

En la Tabla 7-1 se presentan los indicadores del costo de gestión ambiental en estudios, el cual es del orden de 874.527 US\$ de diciembre de 2003, lo que representa un costo aproximado de 2364 US\$/km.

**Tabla 7-1. Indicadores de Costo de Gestión Ambiental en Estudios**

Costo de Gestión Ambiental en Estudios	Costo (US\$)
Diagnóstico Ambiental de Alternativas	98.896
Estudios de impacto ambiental	618.461
Interventoría y gestión del DDA por parte del dueño	19.230
Interventoría y gestión del EIA por parte del dueño	68.678
Servicio de evaluación del DAA	34.631
Servicio de evaluación del EIA	34.631
Costo en estudio	874.527

En la Tabla 7-2 se presentan los indicadores del costo de gestión ambiental en la construcción, el cual es del orden de 4.133.769 US\$ de diciembre de 2003, lo que representa un costo aproximado de 11.172 US\$/km.

**Tabla 7-2. Indicadores de Costo de Gestión Ambiental en la Construcción**

Costo de Gestión Ambiental en la Construcción	Costo US\$
Control de la erosión	364.220
Reforestación	2.293.865
Manejo de minorías étnicas	27.280
Reasentamiento de la población	277.437
Información y participación comunitaria	93.395
Tala de cobertura vegetal	30.950
Patio de estructuras	9.400
Desviadores de vuelo	92.752
Señalización y cartilla	7.125
Educación ambiental	14.651
Manejo de aguas residuales	6.100
Manejo arqueológico	219.768
Evaluación de seguimiento	21.038
Gestión ambiental del contratista	329.653
Gestión ambiental del dueño	95.599
Interventoría ambiental	250.536
Costo en construcción	4.133.769

En la Tabla 7-3 se presentan los indicadores del costo de gestión ambiental en la operación, el cual es del orden de 217.438 US\$ de diciembre de 2003, lo que representa un costo aproximado de 588 US\$/km.

**Tabla 7-3. Indicadores de Costo de Gestión Ambiental en la Operación**

Costo de Gestión Ambiental en la Operación	Costo US\$
Relaciones con la comunidad	21.380
Coordinación interinstitucional	33.912
Poda de arboles	153.894
Evaluación y seguimiento	8.252
Costo en operación	217.438

En la Tabla 7-4 y en la Tabla 7-5 se muestran los indicadores de impacto en la construcción y operación, se observa que el indicador influencia en la fragmentación tiene el mayor impacto en la construcción, mientras que el indicador disminución del territorio potencial tiene impacto nulo.



**Tabla 7-4. Indicadores de Impacto en la Construcción**

Impacto en la Construcción	Valor
Modificación de la Cobertura Vegetal	4,54
Influencia de la Fragmentación	7,78
Presión Sobre el recurso vegetación I	4,04
Susceptibilidad a la erosión	3,73
Presión sobre el recurso fauna Terrestre V	1,73
Complejidad cultural	2,50
Antigüedad de los asentamientos	4,18
Modificación de los asentamientos	4,22
Disminución del territorio	0,00
Población potencialmente desplazada I	4,60
Susceptibilidad de afectación comunidad	5,40
Susceptibilidad Modificación Estructura Social	4,46

En la Tabla 7-5 se muestran los indicadores de impacto en la etapa de operación del proyecto, los cuales se refieren en general a la parte biótica.

**Tabla 7-5 . Indicadores de Impacto en la Operación**

Impacto en la Operación	Valor
Presión sobre el recurso vegetación II	3,80
Presión sobre el recurso fauna acuática VI	6,47

## 7.2 COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL EN GENERACIÓN

Para las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo se presentan los costos de gestión ambiental en las etapas de construcción y operación de los proyectos.

### 7.2.1 Alternativas de Corto Plazo

Desde el punto de vista de los costos potenciales de Gestión Ambiental para la generación, en el corto plazo deben analizarse 2 alternativas, la primera de ellas reúne las alternativas CP-1, y CP-3, dado que los proyectos son los mismos y la segunda alternativa incluye, CP-2 y un proyecto hidráulico de 78 MW entrando en el 2008. Los proyectos en construcción considerados son La Herradura (19,7 MW), La Vuelta (11.8 MW), Jepirachi (19,5 MW), y Termo Yopal 1,2 y 3.

En la Tabla 7-6 se presentan los costos potenciales en la etapa de construcción y operación para las dos alternativas mencionadas anteriormente. El principal componente de estos costos corresponde a los costos de la gestión ambiental del contratista, la gestión ambiental del dueño del proyecto y la interventoría durante la construcción, los cuales representan hasta el 50% del costo total.

**Tabla 7-6. Costos Potenciales (Miles de US\$)**

	Construcción	Operación
Alternativa 1	922	482,5
Alternativa 2	2430	585,4

La alternativa 2 presenta mayores costos potenciales en construcción y operación debido a la inclusión del proyecto hidráulico de 78 MW en el 2008. Los costos de gestión ambiental en construcción tienen un bajo impacto en la estructura de costos, ya que los impactos ocasionados en la dimensión biótica, física y social son mínimos y así mismo las inversiones requeridas para el desarrollo de los planes de manejo ambiental.

### 7.2.2 Estrategias de Largo Plazo

En el largo plazo las estrategias de expansión de generación LP-1 y LP-2 considera únicamente la entrada en operación del proyecto hídrico Porce 3 (660 MW) y el costo de la gestión ambiental es aproximadamente de 9,2 Millones de Dólares en la etapa de construcción y 0,44 Millones de Dólares en la etapa de operación.

En el proyecto Porce 3 los costos físicos representan el 47% de los costos totales, teniendo en cuenta la susceptibilidad a la erosión de la zona donde se ubica el proyecto y los costos de manejo para el control de la erosión, mientras que para el proyecto Amoyá el mayor porcentaje de los costos está representado por la Interventoría y Gestión (46%), y los costos físicos son de un 23%.

La estrategia LP-3 incluye, además de proyecto hidráulico, el cierre de ciclos abiertos que actualmente se hallan en operación en la costa atlántica. Los costos de gestión ambiental para cierre de ciclos existentes, no se calcularon en la presente versión del plan.

### 7.2.3 Pago de transferencias por venta de energía e inversión del 1%

El pago de transferencias en los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos constituye una guía para el inversionista al tener la estructura total de los costos de gestión ambiental de los proyectos.

Para el cálculo de estas transferencias se utilizan los siguientes datos:

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

La Tabla 7-7 presenta el valor de las transferencias teniendo en cuenta el factor de utilización de cada planta.

**Tabla 7-7. Pago de Transferencias**

Proyecto	Potencia MW	Factor de Utilización %	Transferencias Miles US\$
Yopal 1	18	50	47
Yopal 2	28	50	73
Yopal 3	36	50	94
Porce 3	660	75	3286

La Tabla 7-8 muestra la inversión del 1% para los proyectos que hacen parte del Plan de Expansión de Generación, para lo cual se emplean los costos técnicos<sup>12</sup> del proyecto y el costo total de gestión ambiental.

**Tabla 7-8 . Inversión 1%**

Proyecto	Inversión 1% Miles US\$
Jepirachi	281
La Vuelta	160
La Herradura	245
Yopal 1	108
Yopal 2	169
Yopal 3	217
Amoyá	974
Porce 3	5732

#### 7.2.4 Emisiones de CO<sub>2</sub>

En la Tabla 7-9 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> en Millones de Toneladas, para cada una de las estrategias de generación, para su cálculo se utiliza la generación y los consumos de combustibles con sus factores de emisión propios, obtenidos mediante el programa FECOC<sup>13</sup> (Factores de Emisión para Combustibles Colombianos), desarrollado por la Academia de Ciencias para la UPME. El cálculo se realiza sobre la base de la composición química de los combustibles, gas y carbón, en especial los contenidos de carbono, hidrógeno y oxígeno.

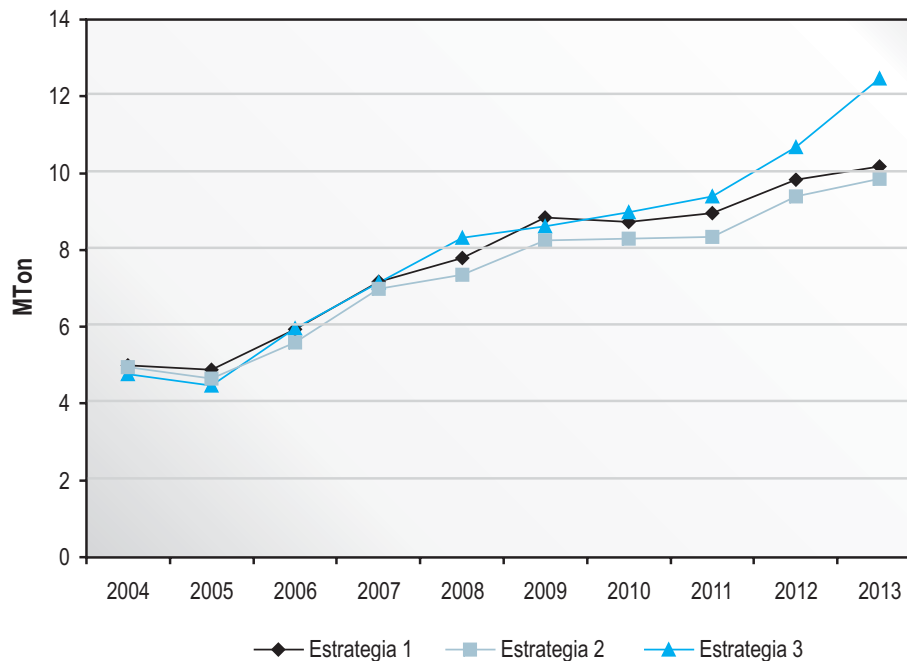
Junto con los combustibles, los factores de emisión para cada una de las plantas se calculan involucrando las eficiencias de las plantas térmicas y el tipo de tecnología.

<sup>12</sup> Los costos técnicos se calculan con respecto al valor del kW instalado por tipo de proyecto.

<sup>13</sup> El documento puede encontrarse en el módulo ambiental del SIMEC <http://www.upme.gov.co/sima/>

Las estrategias se construyeron con las generaciones del corto plazo y largo plazo (por ejemplo, CP1-LP1). Como se muestra en la Gráfica 7-1, las emisiones de la estrategia 2 en el año 2008, reflejan la adición del proyecto hidráulico de 78 MW, mediante una leve reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Igualmente, la estrategia 3 muestra un incremento de las emisiones en el largo plazo debido a la mayor generación térmica exigida en dicha estrategia, sobre todo hacia el final del período.

**Gráfica 7-1. Emisiones de CO2**



En general el sistema colombiano presenta emisiones muy inferiores respecto de años anteriores. Las bajas emisiones presentadas en el Plan, demuestran la eficiencia energética de las plantas de generación térmicas en Colombia, así como la alta componente hidráulica de nuestro sistema, llevando a factores de emisión del sistema general inferiores a 200 kg de CO<sub>2</sub> por MWh. En países con altas componentes de generación a carbón, este factor se aproxima a una tonelada por MWh.





### Costos Indicativos de Proyectos Termoelectricos a Gas - Ciclo Combinado

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2003)

Sin Impuestos

PROYECTO	CAP EN SITIO MW (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL. (3)	COSTO INDICE INV US\$/kW (3)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO TOTAL		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var. US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	fijo US\$/kW-año	var. US\$/MWh		
<b>CICLO COMBINADO DE 100 MW</b>													
Costa Atlántica	92,06	479,82	66,11	661,14	12,88	27,46	4,49	6,48	0,97	33,95	5,47	9,61	34,93
Magdalena Medio	90,40	471,17	69,55	695,48	13,80	27,46	4,49	19,96	2,64	47,42	7,13	9,17	39,76
Cali	88,26	460,03	69,51	695,09	14,12	27,46	4,49	36,09	5,37	63,56	9,86	9,07	45,95
Villavicencio	90,07	469,46	70,95	709,51	14,13	27,46	4,49	19,08	3,10	46,55	7,59	9,49	40,73
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	138,08	719,72	95,53	636,85	12,41	27,46	4,49	6,48	0,97	33,95	5,47	9,61	34,45
Magdalena Medio	135,60	706,76	100,49	669,93	13,29	27,46	4,49	19,96	2,64	47,42	7,13	9,17	39,25
Cali	132,39	690,05	100,43	669,55	13,60	27,46	4,49	36,09	5,37	63,56	9,86	9,07	45,43
Villavicencio	135,10	704,19	102,52	683,45	13,61	27,46	4,49	19,08	3,10	46,55	7,59	9,49	40,21
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	184,11	959,63	123,86	619,28	12,06	27,46	4,49	6,48	0,97	33,95	5,47	9,61	34,11
Magdalena Medio	180,80	942,34	130,29	651,46	12,92	27,46	4,49	19,96	2,64	47,42	7,13	9,17	38,89
Cali	176,52	920,06	130,22	651,08	13,23	27,46	4,49	36,09	5,37	63,56	9,86	9,07	45,06
Villavicencio	180,14	938,92	132,92	664,59	13,23	27,46	4,49	19,08	3,10	46,55	7,59	9,49	39,83
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	276,17	1439,45	179,44	598,15	11,65	27,46	4,49	6,48	0,97	33,95	5,47	9,61	33,70
Magdalena Medio	271,19	1413,51	188,77	629,23	12,48	27,46	4,49	19,96	2,64	47,42	7,13	9,17	38,45
Cali	264,78	1380,10	188,66	628,86	12,78	27,46	4,49	36,09	5,37	63,56	9,86	9,07	44,61
Villavicencio	270,21	1408,38	192,57	641,91	12,78	27,46	4,49	19,08	3,10	46,55	7,59	9,49	39,38

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

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%.

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

(4) 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.

### Costos Indicativos de Proyectos Termoeléctricos a Gas - Ciclo Combinado

Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2003)  
Con Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO MW (1)	ENERGIA (Gwh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW (3)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO fijo US\$/kW-año	COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var. US\$/MWh				
<b>CICLO COMBINADO DE 100 MW</b>												
Costa Atlántica	92,06	479,82	75,41	754,13	14,69	27,46	5,37	7,49	1,21	34,95	9,61	38,04
Magdalena Medio	90,40	471,17	79,33	793,30	15,74	27,46	5,37	22,20	3,16	49,67	9,63	43,98
Cali	88,26	460,03	79,29	792,85	16,11	27,46	5,37	40,16	6,43	67,62	9,53	51,11
Villavicencio	90,07	469,46	80,93	809,30	16,11	27,46	5,37	20,44	3,44	47,91	9,49	44,19
<b>CICLO COMBINADO DE 150 MW</b>												
Costa Atlántica	138,08	719,72	108,96	726,43	14,15	27,46	5,37	7,49	1,21	34,95	9,61	37,50
Magdalena Medio	135,60	706,76	114,62	76,42	15,16	27,46	5,37	22,20	3,16	49,67	9,63	43,40
Cali	132,39	690,05	114,56	763,73	15,52	27,46	5,37	40,16	6,43	67,62	9,04	50,03
Villavicencio	135,10	704,19	116,94	779,58	15,52	27,46	5,37	20,44	3,44	47,91	9,49	43,59
<b>CICLO COMBINADO DE 200 MW</b>												
Costa Atlántica	184,11	959,63	141,28	706,39	13,76	27,46	5,37	7,49	1,21	34,95	9,61	37,11
Magdalena Medio	180,80	942,34	148,62	743,09	14,74	27,46	5,37	22,20	3,16	49,67	9,63	42,98
Cali	176,52	920,06	148,53	742,65	15,09	27,46	5,37	40,16	6,43	67,62	9,04	49,60
Villavicencio	180,14	938,92	151,61	758,07	15,09	27,46	5,37	20,44	3,44	47,91	9,49	43,17
<b>CICLO COMBINADO DE 300 MW</b>												
Costa Atlántica	276,17	1439,45	204,68	682,28	13,29	27,46	5,37	7,49	1,21	34,95	9,61	36,64
Magdalena Medio	271,19	1413,51	215,32	717,73	14,24	27,46	5,37	22,20	3,16	49,67	9,63	42,48
Cali	264,78	1380,10	215,19	717,32	14,58	27,46	5,37	40,16	6,43	67,62	9,04	49,09
Villavicencio	270,21	1408,38	219,66	732,20	14,58	27,46	5,37	20,44	3,44	47,91	9,49	42,65

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

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%.

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

(4) 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.



### Costos Indicativos de Proyectos Termoelectrónicos a Gas - Ciclo Abierto

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2003)

Sin Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO MW (1)	ENERGIA (Gwh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW (3)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO TOTAL		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var. US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var. US\$/MWh		
<b>CICLO ABIERTO DE 100 MW</b>													
Costa Atlántica	92,06	342,73	45,63	456,27	12,44	27,46	4,49	7,33	1,54	34,79	6,03	15,22	43,68
Magdalena Medio	90,40	336,55	48,28	482,81	13,41	27,46	4,49	22,57	4,18	50,03	8,67	15,25	51,55
Cali	88,26	328,59	49,89	498,94	14,19	27,46	4,49	40,82	8,51	68,28	13,00	15,09	61,60
Villavicencio	90,07	335,33	49,85	498,48	13,90	27,46	4,49	21,58	4,91	49,05	9,40	15,03	52,31
<b>CICLO ABIERTO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	138,08	514,09	68,44	456,25	12,44	27,46	4,49	7,33	1,54	34,79	6,03	15,22	43,68
Magdalena Medio	135,60	504,83	72,42	482,79	13,41	27,46	4,49	22,57	4,18	50,03	8,67	15,25	51,55
Cali	132,39	492,89	74,84	498,91	14,19	27,46	4,49	40,82	8,51	68,28	13,00	15,09	61,60
Villavicencio	135,10	502,99	74,77	498,46	13,89	27,46	4,49	21,58	4,91	49,05	9,40	15,03	52,31
<b>CICLO ABIERTO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	184,11	685,45	91,26	456,31	12,45	27,46	4,49	7,33	1,54	34,79	6,03	15,22	43,68
Magdalena Medio	180,80	673,10	96,57	482,86	13,41	27,46	4,49	22,57	4,18	50,03	8,67	15,25	51,55
Cali	176,52	657,19	99,80	498,99	14,19	27,46	4,49	40,82	8,51	68,28	13,00	15,09	61,60
Villavicencio	180,14	670,66	99,71	498,53	13,90	27,46	4,49	21,58	4,91	49,05	9,40	15,03	52,32
<b>CICLO ABIERTO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	276,17	1028,18	136,88	456,26	12,44	27,46	4,49	7,33	1,54	34,79	6,03	15,22	43,68
Magdalena Medio	271,19	1009,65	144,84	482,80	13,41	27,46	4,49	22,57	4,18	50,03	8,67	15,25	51,55
Cali	264,78	985,78	149,68	498,93	14,19	27,46	4,49	40,82	8,51	68,28	13,00	15,09	61,60
Villavicencio	270,21	1005,99	149,54	498,47	13,90	27,46	4,49	21,58	4,91	49,05	9,40	15,03	52,31

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

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%

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

(4) 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.

### Costos Indicativos de Proyectos Termoelectrónicos a Gas - Ciclo Abierto

Resumen de la Información Técnica y Económica

Tasa de Descuento del 10% (Dólares constantes de Diciembre de 2003)  
Con Impuestos

PROYECTO	CAP. EN SITIO MW (1)	ENERGIA (GWh) (2)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW (3)	COSTO INDICE INV US\$/MWh (4)	COSTO INDICE AO&M		COSTO TRANSPORTE (6)		COSTO TOTAL (AO&M + TRANSP)		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO ENERGIA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/kW-año	var US\$/MWh	capac. US\$/kW-año	var. US\$/MWh	fijo US\$/kW-año	var. US\$/MWh		
<b>CICLO ABIERTO DE 100 MW</b>													
Costa Atlántica	92,06	342,73	53,07	530,68	14,47	27,46	5,37	8,47	1,92	35,93	7,28	15,22	47,26
Magdalena Medio	90,40	336,55	56,15	561,54	15,60	27,46	5,37	24,87	4,95	52,34	10,32	15,25	56,00
Cali	88,26	328,59	58,03	580,30	16,51	27,46	5,37	45,41	10,17	72,88	15,54	15,09	67,69
Villavicencio	90,07	335,33	57,98	579,77	16,16	27,46	5,37	23,12	5,45	50,58	10,82	15,03	56,40
<b>CICLO ABIERTO DE 150 MW</b>													
Costa Atlántica	138,08	514,09	79,60	530,64	14,47	27,46	5,37	8,47	1,92	35,93	7,28	15,22	47,26
Magdalena Medio	135,60	504,83	84,23	561,51	15,60	27,46	5,37	24,87	4,95	52,34	10,32	15,25	56,00
Cali	132,39	492,89	87,04	580,27	16,51	27,46	5,37	45,41	10,17	72,88	15,54	15,09	67,69
Villavicencio	135,10	502,99	86,96	579,74	16,16	27,46	5,37	23,12	5,40	50,58	10,76	15,03	56,35
<b>CICLO ABIERTO DE 200 MW</b>													
Costa Atlántica	184,11	685,45	106,14	530,72	14,47	27,46	5,37	8,47	1,92	35,93	7,28	15,22	47,27
Magdalena Medio	180,80	673,10	112,32	561,60	15,60	27,46	5,37	24,87	4,95	52,34	10,32	15,25	56,00
Cali	176,52	657,19	116,07	580,36	16,51	27,46	5,37	45,41	10,17	72,88	15,54	15,09	67,69
Villavicencio	180,14	670,66	115,97	579,83	16,16	27,46	5,37	23,12	5,45	50,58	10,82	15,03	56,41
<b>CICLO ABIERTO DE 300 MW</b>													
Costa Atlántica	276,17	1028,18	159,20	530,66	14,47	27,46	5,37	8,47	1,92	35,93	7,28	15,22	47,26
Magdalena Medio	271,19	1009,65	168,46	561,53	15,60	27,46	5,37	24,87	4,95	52,34	10,32	15,25	56,00
Cali	264,78	985,78	174,09	580,29	16,51	27,46	5,37	45,41	10,17	72,88	15,54	15,09	67,69
Villavicencio	270,21	1005,99	173,93	579,76	16,16	27,46	5,37	23,12	5,45	50,58	10,82	15,03	56,40

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

(2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.5 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%

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

(4) 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.

**Costos Indicativos de Proyectos Termoelectrónicos a Carbón Mineral**  
Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10 % (Dólares constantes de Diciembre de 2003)  
Con Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD EN SITIO (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW	COSTO INDICE INV US\$/MWh	COSTO EQUIVALENTE DE AO&M			COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO DE ENERGÍA MEDIA US\$/MWh
						fijo US\$/kW-año	fijo US\$/MWh	var. US\$/MWh		
ANTIOQUIA	150	730,23	254,66	1697,75	26,63	42,34	8,76	5,00	5,15	45,54
BOYACA	150	730,23	237,56	1583,75	24,84	42,34	8,13	5,00	5,78	43,75
CUNDINAMARCA	150	730,23	220,77	1471,79	24,86	42,34	8,18	5,00	5,77	43,81
NORTE DE SANTANDER	150	730,23	242,23	1614,86	27,28	42,34	8,76	5,00	5,87	46,91

**Costos Indicativos de Proyectos Termoelectrónicos a Carbón Mineral**  
Resumen de la Información Técnica y Económica  
Tasa de Descuento del 10 % (Dólares constantes de Diciembre de 2003)  
Sin Impuestos

PROYECTO	CAPACIDAD EN SITIO (MW)	ENERGÍA ANUAL (GWh)	PPTO. INV US\$ MILL.	COSTO INDICE INV US\$/kW	COSTO INDICE INV US\$/MWh	COSTO INV US\$/MWh	COSTO EQUIVALENTE DE		COSTO COMBUS. US\$/MWh	COSTO DE ENERGÍA MEDIA US\$/MWh
							fijo US\$/kW-año	var. US\$/MWh		
ANTIOQUIA	150	730,23	218,96	1459,72	22,89	42,34	5,00	5,15	41,76	
BOYACA	150	730,23	204,25	1361,70	21,36	42,34	5,00	5,78	40,22	
CUNDINAMARCA	150	730,23	189,82	1265,44	21,38	42,34	5,00	5,77	40,29	
NORTE DE SANTANDER	150	730,23	208,27	1388,45	23,45	42,34	5,00	5,87	43,04	

\*) Los cálculos no consideran intereses durante la construcción. La información técnica y los presupuestos para las plantas a carbón son de referencia. Se considera una vida útil de 30 años.

- 1) La capacidad en sitio se calculó teniendo en cuenta la temperatura, humedad relativa y altura sobre el nivel del mar del mismo.
- (2) La energía ha sido calculada con un factor promedio de utilización de 0.7 durante la vida útil y una disponibilidad del 85%
- (3) Indicador calculado a partir de la razón simple entre presupuesto y capacidad en sitio.
- 4) 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.







A continuación se presentan los principales proyectos de expansión planteados por los Operadores de Red a nivel del STN y al nivel IV de tensión. Sin embargo aclaramos que, de acuerdo con la reglamentación vigente, estos proyectos deben ser presentados a la UPME con los análisis técnicos y económicos que los justifiquen, para su inclusión en el Plan de Expansión en el caso de proyectos del STN y para revisión tarifaria por parte de la CREG en caso de activos de nivel IV.

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA - CEDELCA					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	CABAÑA	115/34,5	TRANSFORMADOR	Ampliar la capacidad del trafo 115/34,5	60 MVA
CODENSA					
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	CHIA - TERMOZIPIA	115	LINEA	Reconfiguración circuito	162 MVA
2004	CHIA - TSUBA	115	LINEA	Reconfiguración circuito	162 MVA
2004	CIRCO - USME	115	LINEA	Entrada a finales de año por la salida de los ctos San Carlos -Usme y Circo - Victoria 2	162 MVA
2004	CIRCO - VICTORIA 2	115	LINEA	Sale circuito a finales del año	
2004	SAN CARLOS - USME	115	LINEA	Sale circuito a finales del año	
2004	TUNAL - BOSA	115	LINEA	Aumento de capacidad por cambio de CT's	800 A
2004	TORCA1 - ARANJUEZ	115	LINEA	Entrada de segundo circuito, no considerada dentro del plan de obras de 5 años	162 MVA
2004	CHIA	115	SUBESTACION	Entrada proyectada para finales del año	
2005	NOROESTE	230/115	TRANSFORMADOR	Entrada del tercer trafo	168 MVA
2007	TERMINAL	115	SUBESTACION	Nueva subestación	
2007	SALITRE - TERMINAL	115	LINEA	Reconfiguración circuito	162 MVA
2007	TERMINAL - FONTIBON	115	LINEA	Reconfiguración circuito	162 MVA
2007	BACATA	500/115	TRANSFORMADOR	Ubicado preliminarmente en la S/E El Sol. Primer trafo	450 MVA

## ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	VALLEDUPAR	230/34,5	TRANSFORMADOR	Se energiza nuevo transformador de los existentes en reserva en la subestación. Segundo trafo	45 MVA
2005	MOMPOX	110	COMPENSACION	Entra	15 MVAr
2005	COPEY	230/110	TRANSFORMADOR	Reemplazo del transformador actual	100 MVA
2006	MONTERIA	230/110	TRANSFORMADOR	Primer transformador	100 MVA
2006	MONTERIA - URRRA	230	LINEA	Circuito nuevo	340 MVA
2006	NUEVA B/QUILLA	230/13,8	TRANSFORMADOR	Primer transformador	80 MVA
2006	ZARAGOCILLA	110/66	TRANSFORMADOR	Primer transformador	60 MVA
2006	CANDELARIA - ZARAGOZILLA	110	LINEA	Circuito nuevo	173 MVA
2007	EL CARMEN	66	COMPENSACION	Entra	15 MVAr
2007	NUEVA B/QUILLA - SILENCIO	110	LINEA	Circuito nuevo, abriendo la línea existente Silencio - Vte de Julio	140 MVA
2007	NUEVA B/QUILLA - VTE DE JULIO	110	LINEA	Circuito nuevo, abriendo la línea existente Silencio - Vte de Julio	140 MVA
2007	LIBERTADOR	110/13,8	TRANSFORMADOR	Ampliación de la transformación 110/13,8	30 MVA
2008	PUERTA DE ORO NUEVA	110/13,8	SUBESTACION	Nueva subestación	50 MVA
2008	B/QUILLA - PTA DE ORO	110	LINEA	Circuito nuevo	140 MVA
2009	T/CARTAGENA	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2009	CHAMBACU	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2009	T/CARTAGENA - CHAMBACU	110	LINEA	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2012	BOCAGRANDE	110	SUBESTACION	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	
2012	T/CARTAGENA - BOCAGRANDE	110	LINEA	Energizar a 110 la actual subestación energizada a 66 kV	

## EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGÍA - EADE

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	CAUCHERAS	110/44	SUBESTACION	Nueva Subestación 110/44/13,2 kV entre Chorodó y Apartadó	15 / 4,2 MVA
2004	CAUCHERAS - APARTADÓ	110	LINEA	Circuito nuevo	
2004	CAUCHERAS - CHORODÓ	110	LINEA	Circuito nuevo	

## EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - EPPM

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	JEPÍRACHI	13,8	GENERACION	Abre circuito a 110 kV Cuestecita- Puerto Bolívar (cto. propiedad de CERREJÓN)	19,5 MW
2004	LA HERRADURA	115	GENERACION	En S/E Chorodó EADE	19,8 MW
2004	LA VUELTA	115	GENERACION	En S/E Chorodó EADE	11,8 MW
2010	PORCE III	500	GENERACION	Se abre el Cto 1 San Carlos - Cerromatoso 500kV a 75 km de San Carlos y se construye variante de 22 km	660 MW

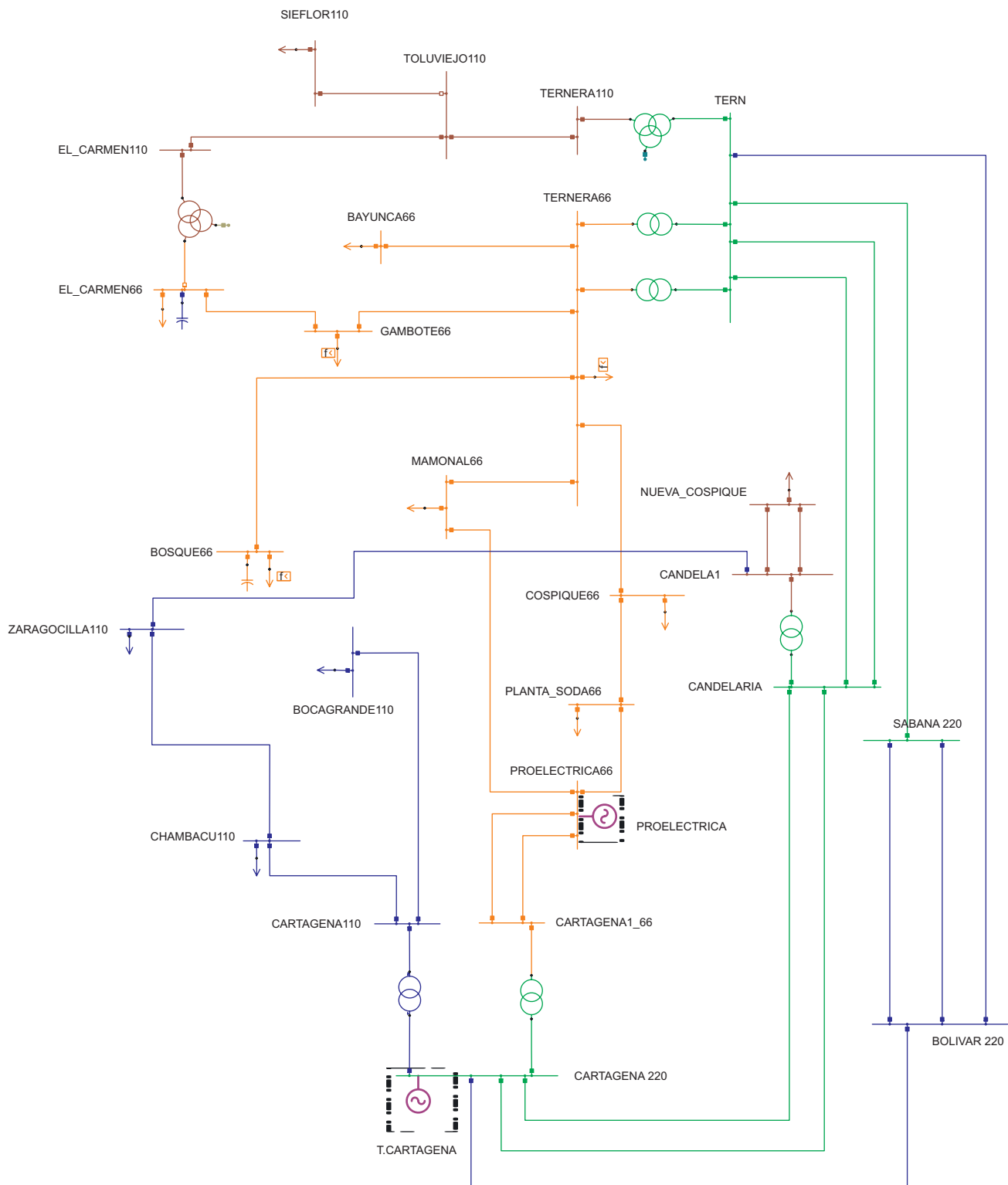


## EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA

AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2005	J/CHITO 115 - J/CHITO H115	115	LINEA	Sale circuito	
2005	CODAZZI	115/34,5	TRANSFORMADOR	Nuevo transformador	60 MVA
2006	SAN MARCOS	220/115	TRANSFORMADOR	Entrada del segundo trafo	168 MVA
2008	SUB 220	220/115	SUBESTACION	Nueva subestación	90 MVA
2008	PANCE - SUB 220	220	LINEA	Reconfiguración circuito	381 MVA
2008	SUB 220 - YUMBO	220	LINEA	Reconfiguración circuito	381 MVA
2008	PANCE - YUMBO	220	LINEA	Sale circuito	
2008	B ANCHICAYA - SUB 220 I	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2008	B ANCHICAYA - SUB 220 II	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2008	CHIPICHAPE - SUB 220 I	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2008	CHIPICHAPE - SUB 220 II	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2008	B ANCHICAYA - CHIPICHAPE I	115	LINEA	Sale circuito	
2008	B ANCHICAYA - CHIPICHAPE II	115	LINEA	Sale circuito	
2008	TULUA	220/115	TRANSFORMADOR	Primer transformador	90 MVA
2008	CARTAGO TULUA	220	LINEA	Reconfiguración circuito	404 MVA
2008	TULUA - SAN MARCOS	220	LINEA	Reconfiguración circuito	404 MVA
2008	CARTAGO - SAN MARCOS	220	LINEA	Sale circuito	
2008	JAMUNDI	115/34,5	SUBESTACION	Nueva subestación	25 MVA
2008	JAMUNDI - SANTANDER	115	LINEA	Reconfiguración circuito	
2008	PANCE - JAMUNDI	115	LINEA	Reconfiguración circuito	
2008	PANCE - SANTANDER	115	LINEA	Sale circuito	
2008	PAILON	220/115	SUBESTACION	Primer transformador	90 MVA
2008	A ANCHICAYA - PAILON	220	LINEA	Circuito nuevo	
2010	BITACO	115/34,5	SUBESTACION	Nueva subestación	25 MVA
2010	B ANCHICAYA - SUB 220 II	115	LINEA	Sale circuito	94 MVA
2010	B ANCHICAYA - BITACO	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2010	BITACO - SUB 220 II	115	LINEA	Reconfiguración circuito	94 MVA
2010	SEVILLA	115/34,5	SUBESTACION	Nueva subestación	25 MVA
2010	ZARZAL - SEVILLA	115	LINEA	Circuito nuevo	

## ELECTRIFICADORA DEL HUILA

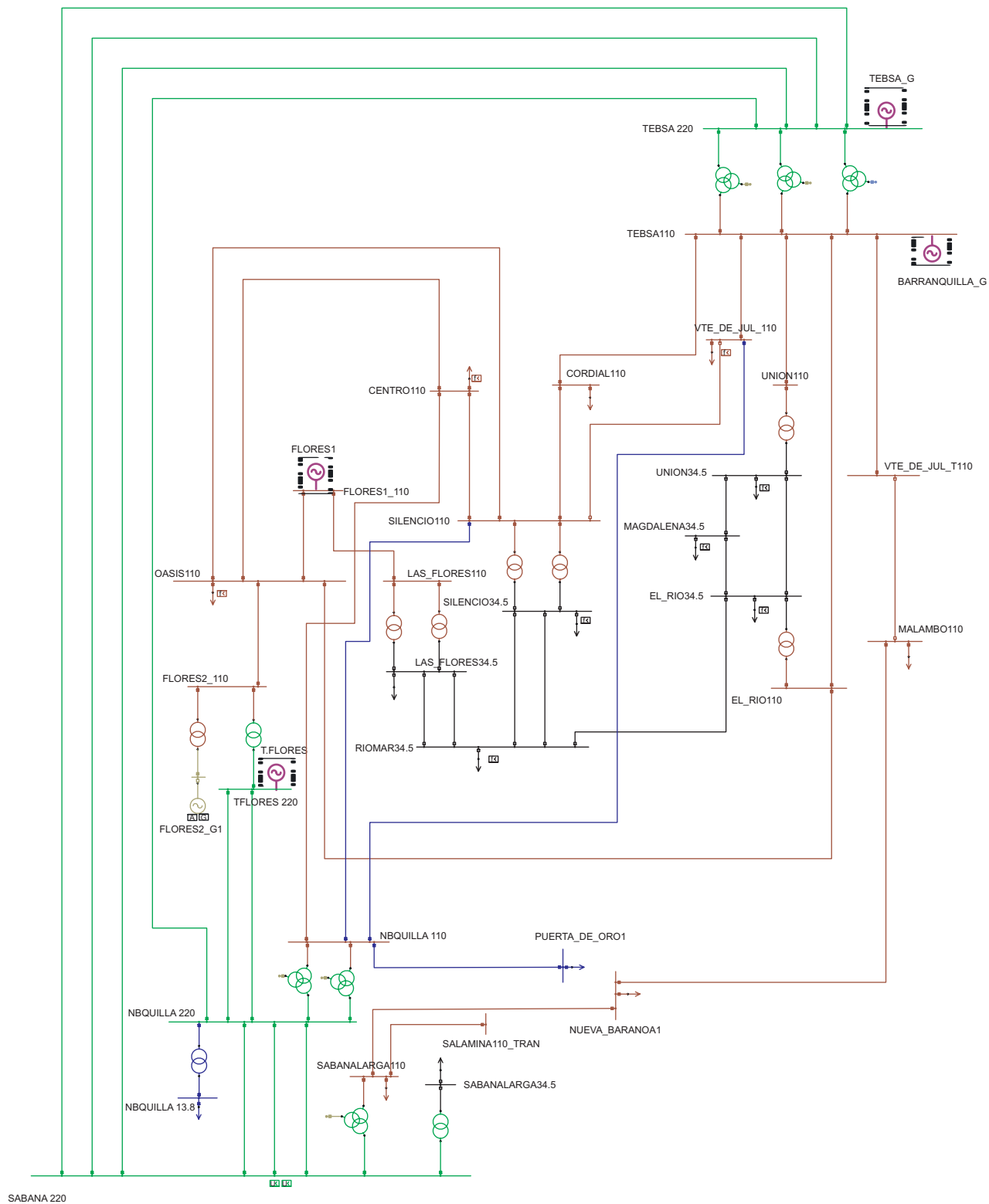
AÑO	NOMBRE	NIVEL DE TENSIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DE LA EXPANSIÓN	NUEVA CAPACIDAD
2004	PITALITO	115/34,5	SUBESTACION	Entra en operación 26/01/04, Nueva subestación 115/34,5 kV	20/25 MVA
2004	ALTAMIRA - PITALITO	115	LINEA	Circuito nuevo	
2007	ALTAMIRA	230/115	TRANSFORMADOR	Primer transformador	150 MVA
2007	BETANIA - ALTAMIRA	230	LINEA	Circuito nuevo	



**ÁREA BOLIVAR**

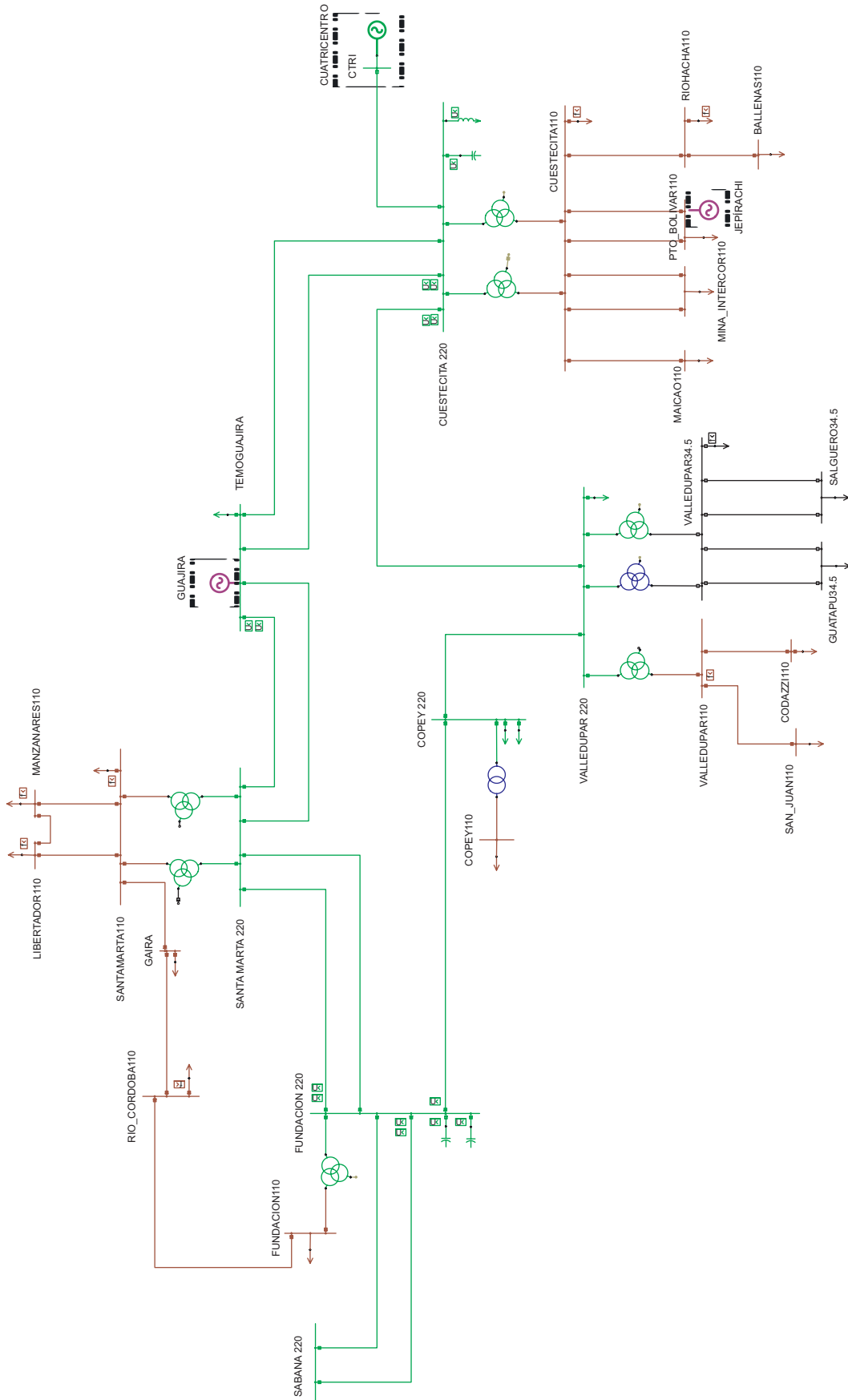
■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Proyectos de expansión





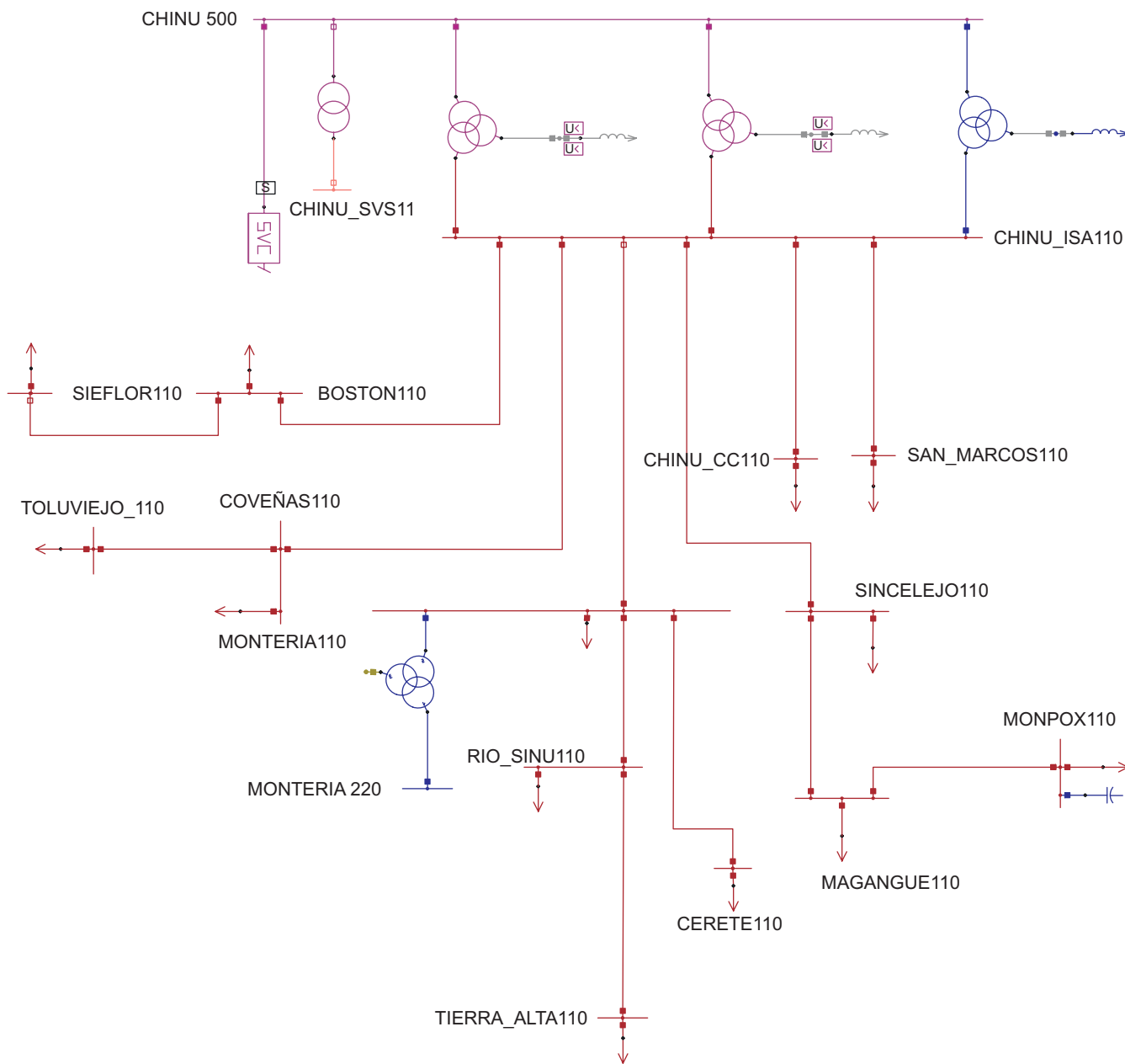
**ÁREA ATLÁNTICO**

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión



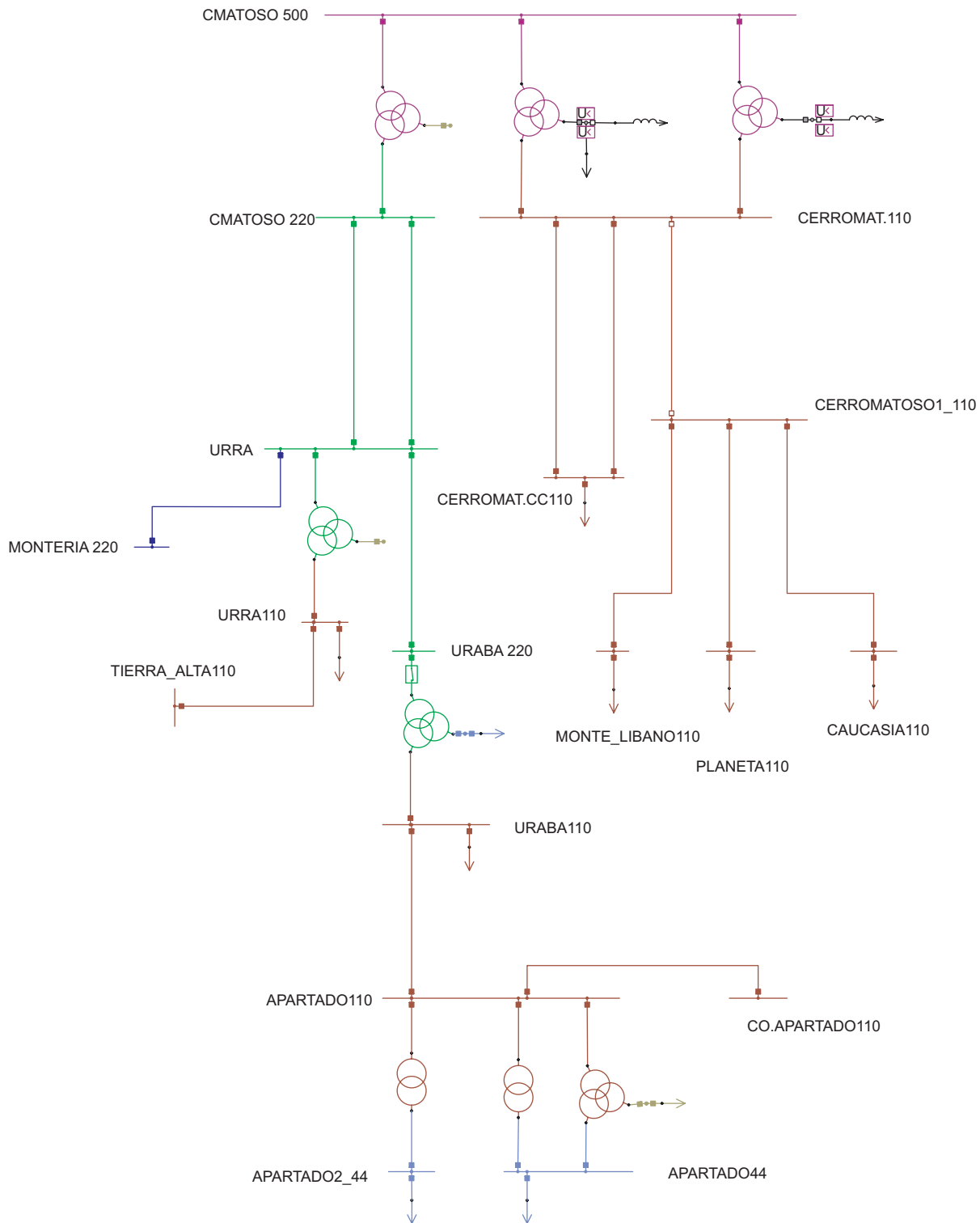
**ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA**

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión



**ÁREA CHINÚ**

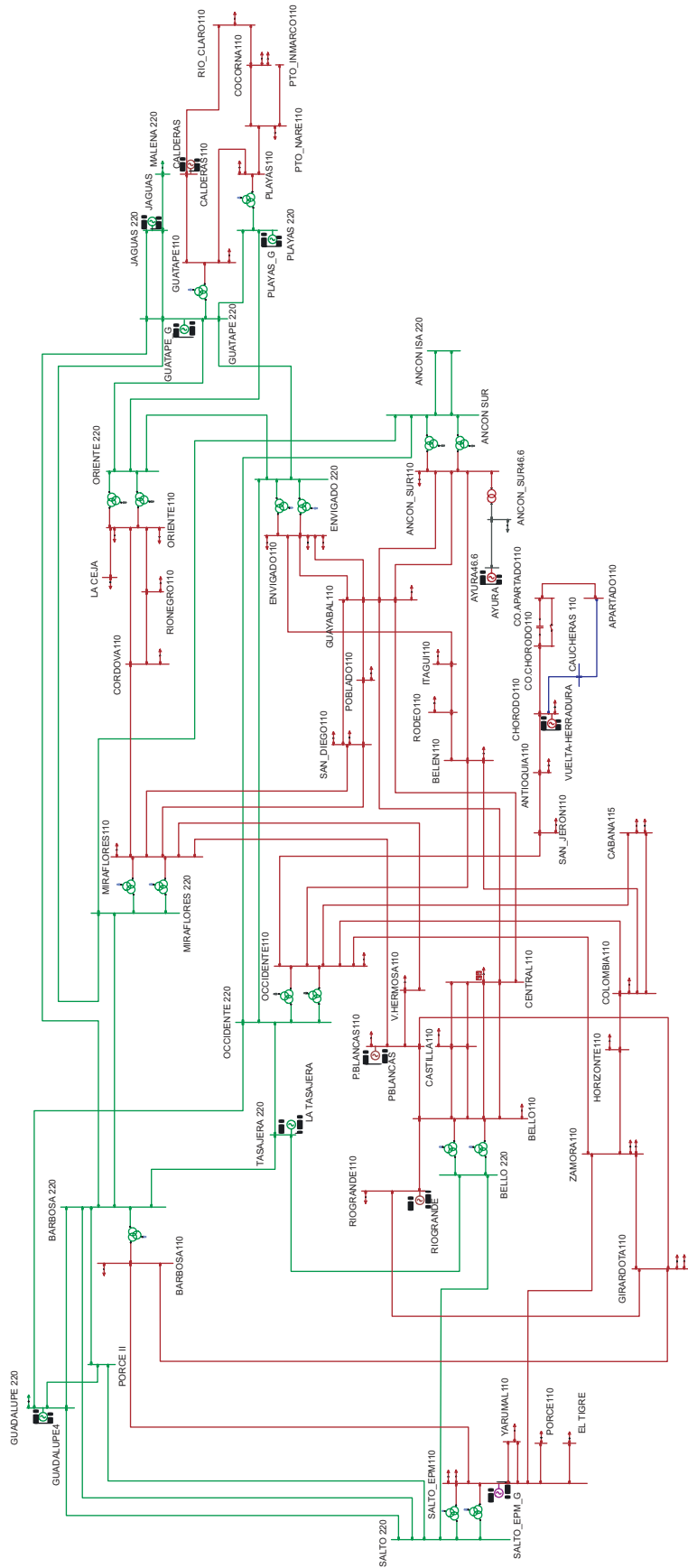
- 500 kV
- 220 kV
- 115 kV
- Proyectos de expansión



**ÁREA CERROMATOSO**

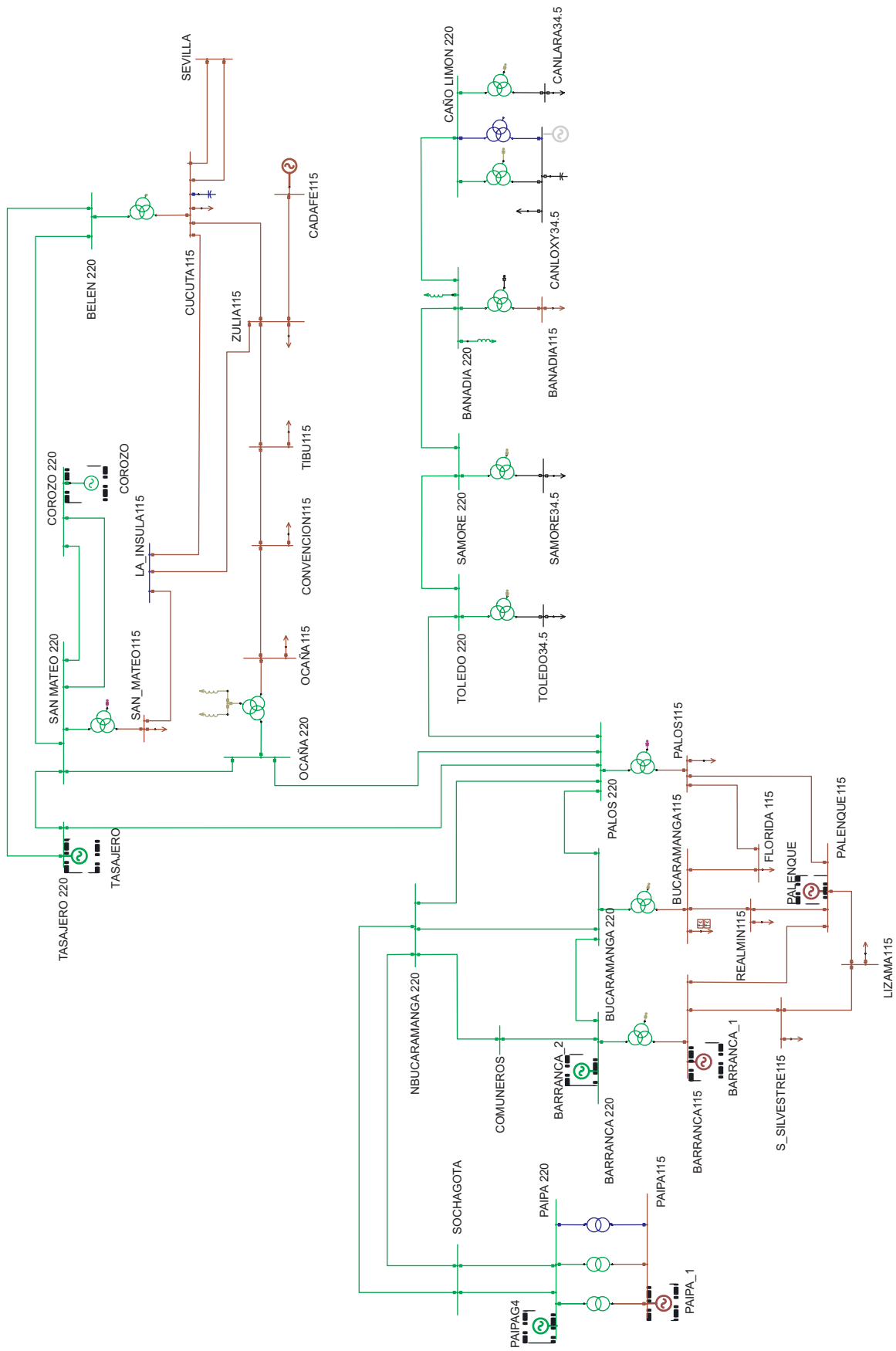
- 220 kV
- 110 kV
- 44 kV
- Proyectos de expansión





### ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

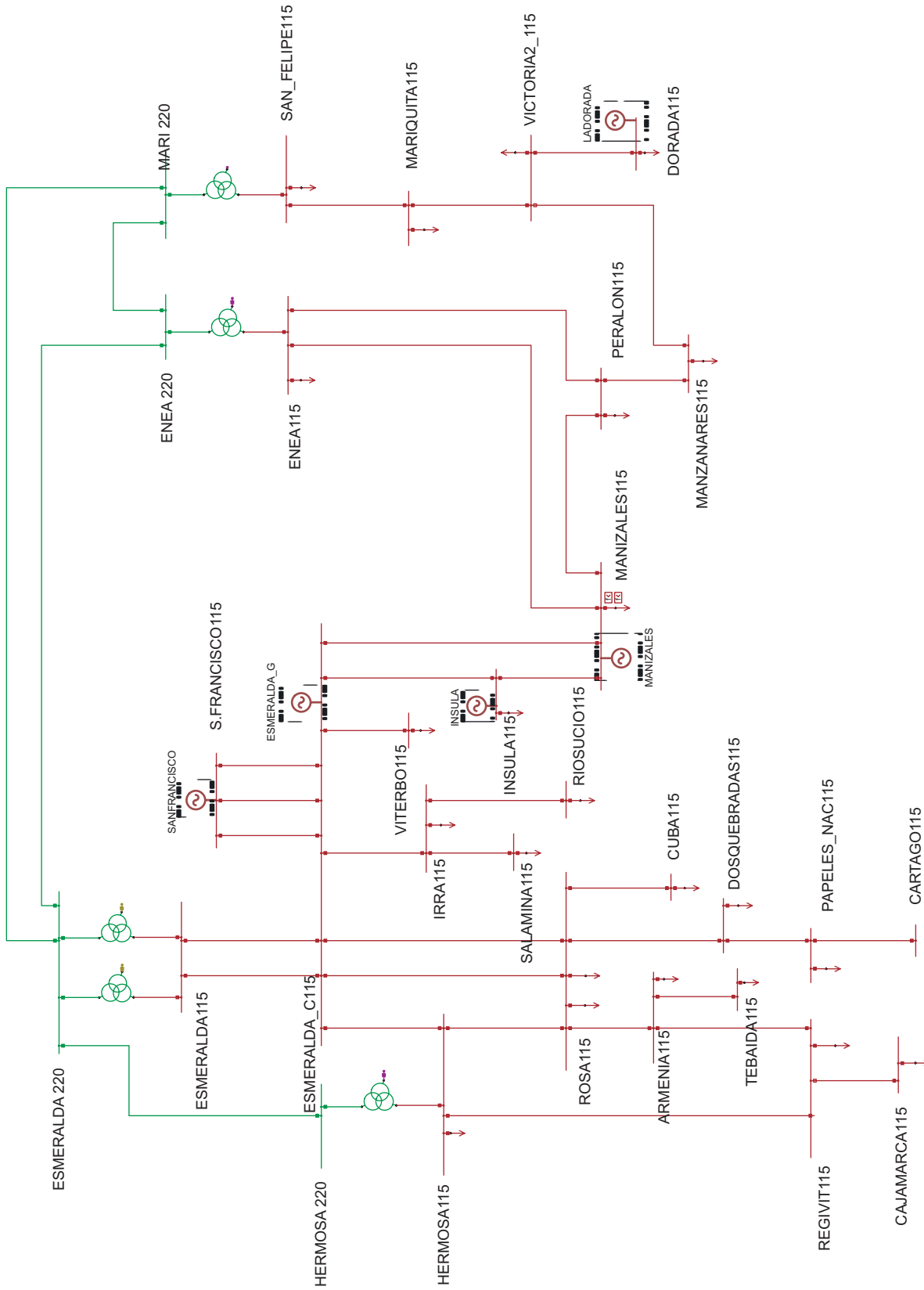
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



**ÁREA NORDESTE**

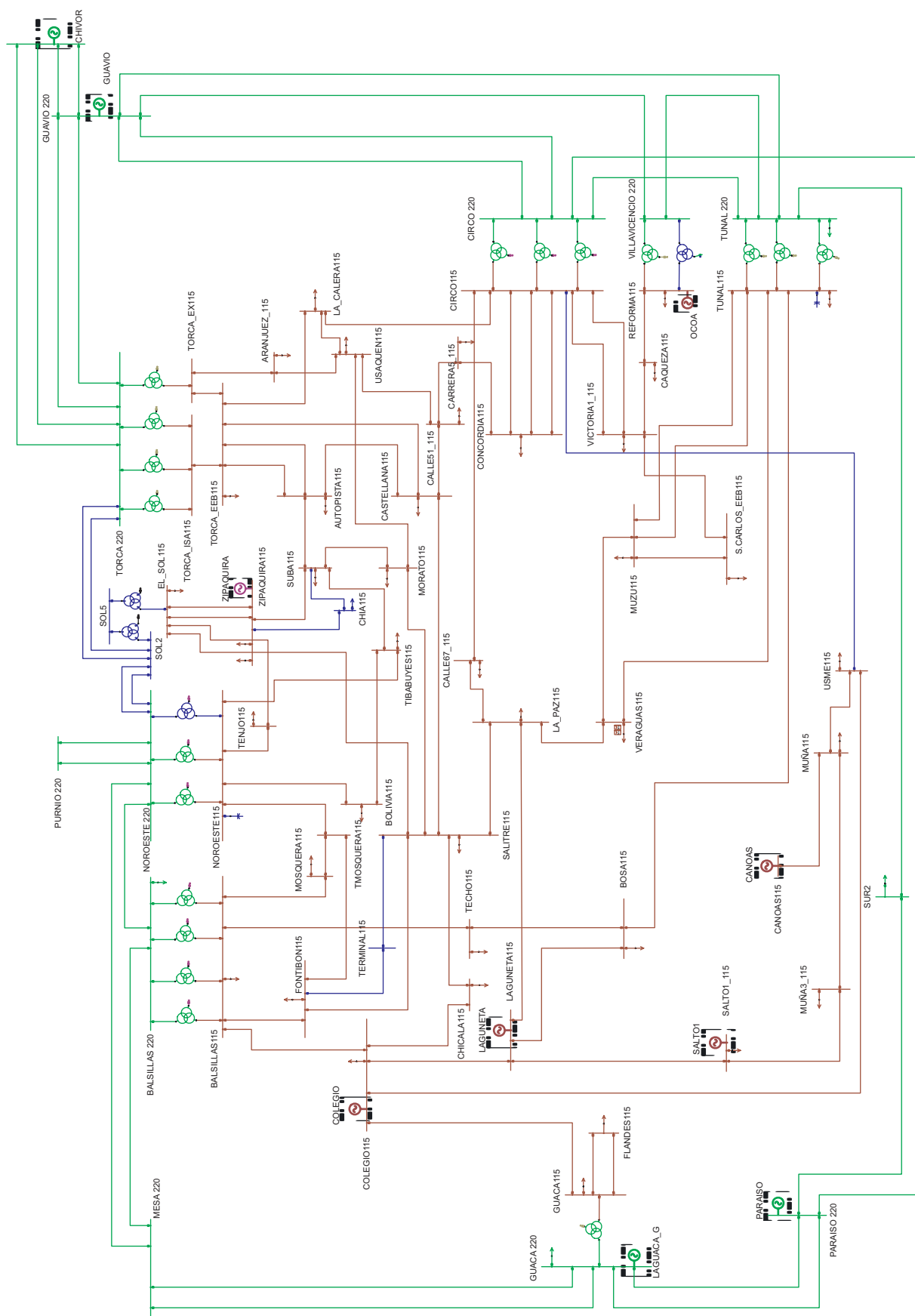
■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión





**ÁREA CALDAS - QUINDIO - RISARALDA**

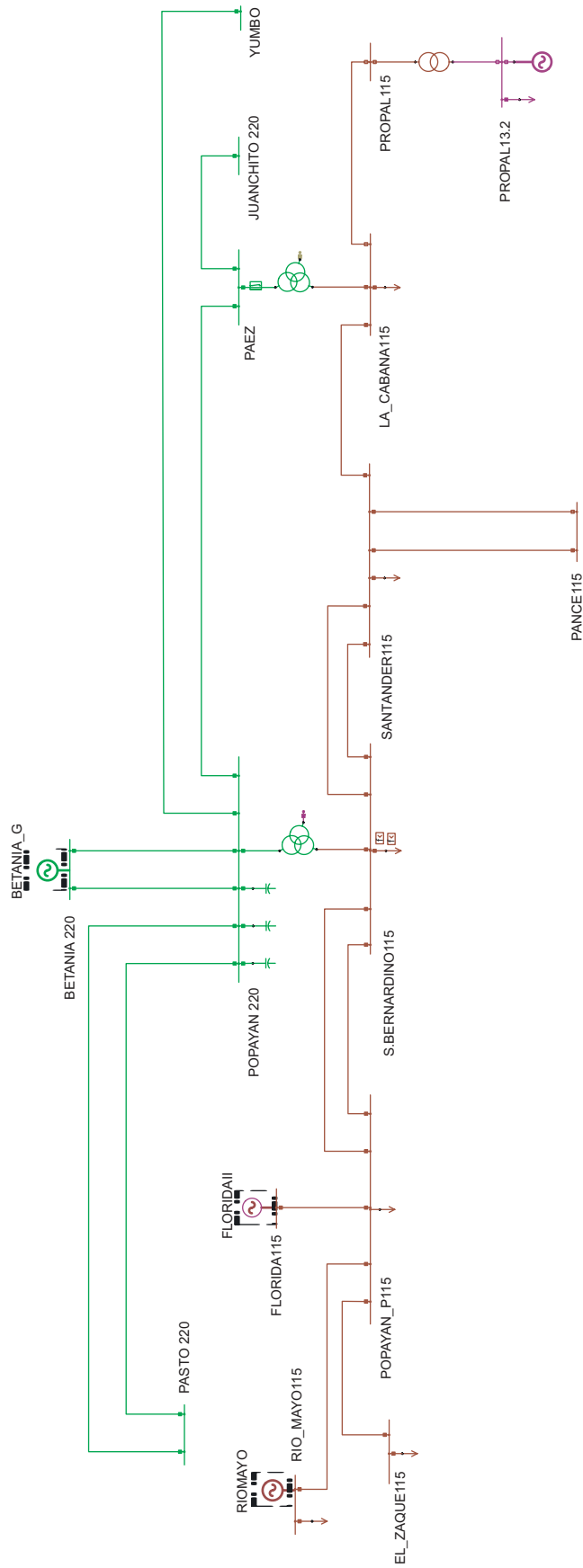
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



ÁREA BOGOTÁ

■ 220 kV    
 ■ 115 kV    
 ■ Proyectos de expansión

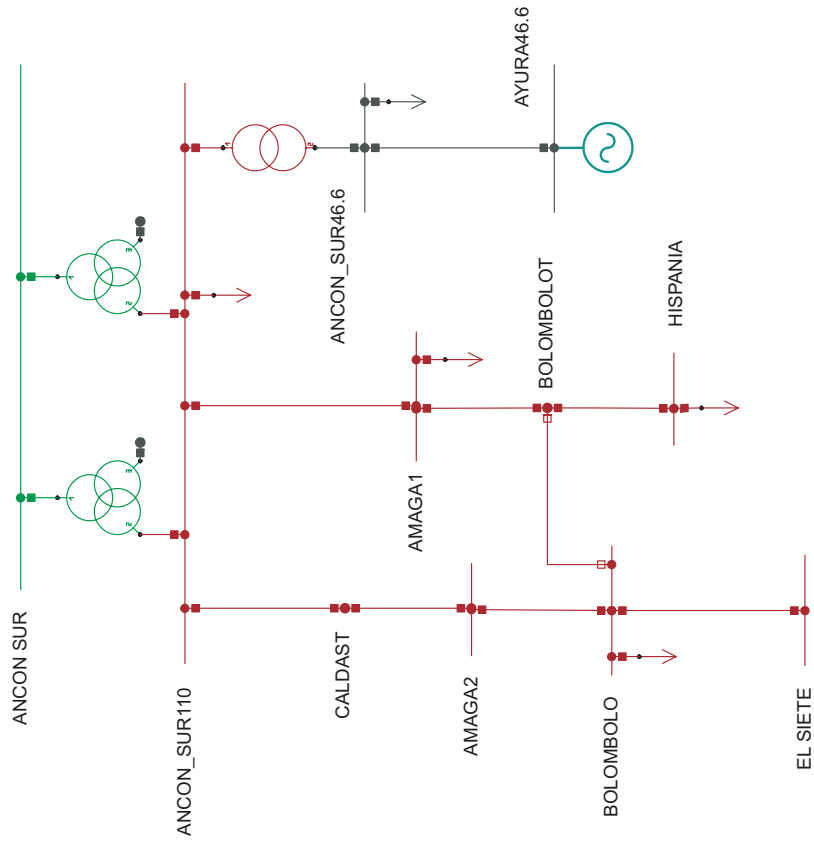




### ÁREA CAUCA

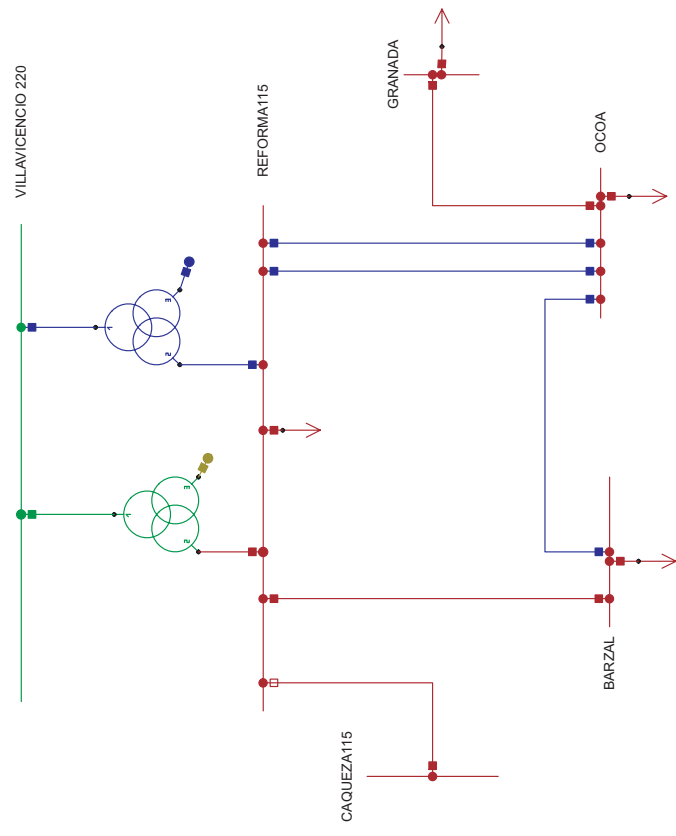
- 220 kV
- 115 kV
- Proyectos de expansión





ÁREA ANTIOQUIA (EADE)

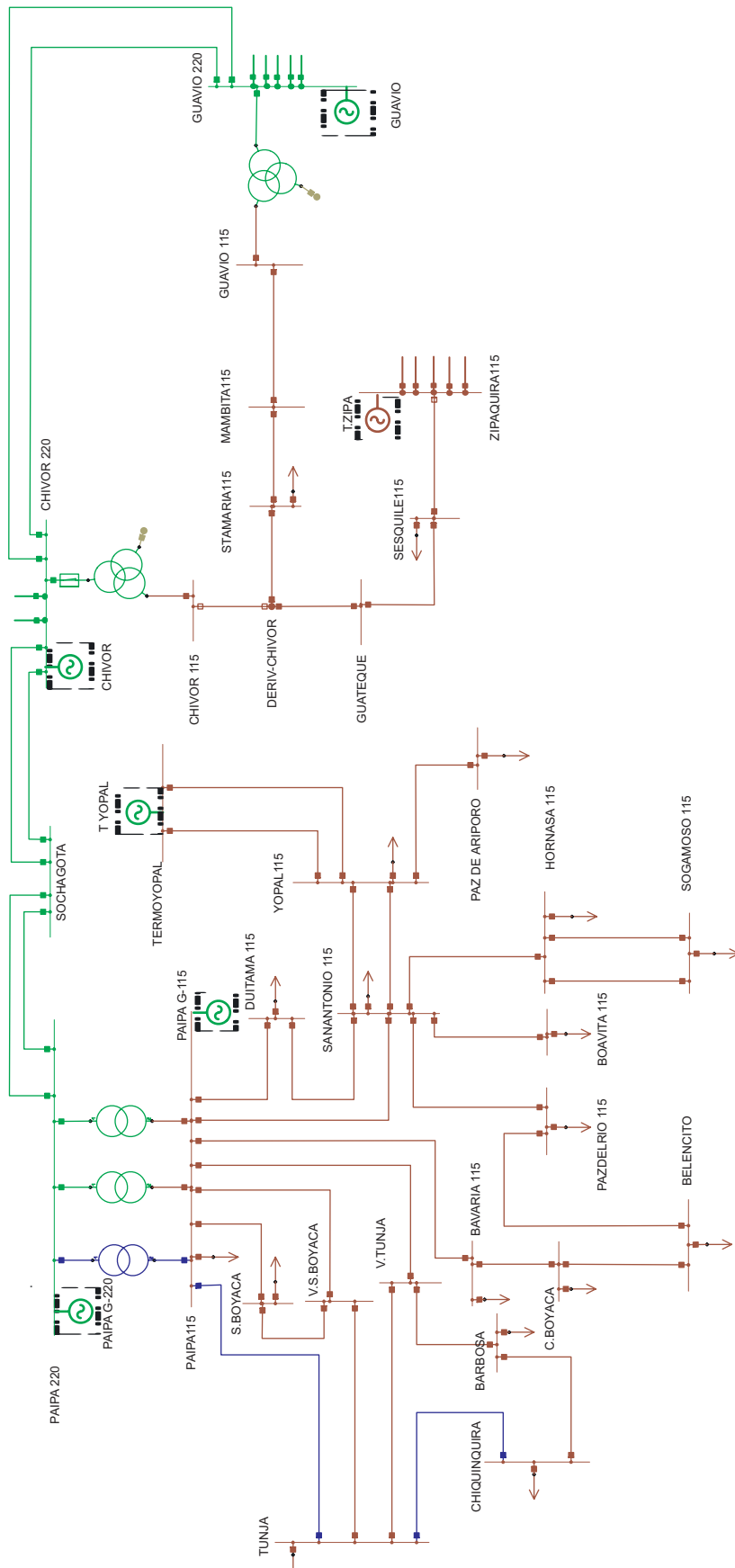
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



ÁREA META

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

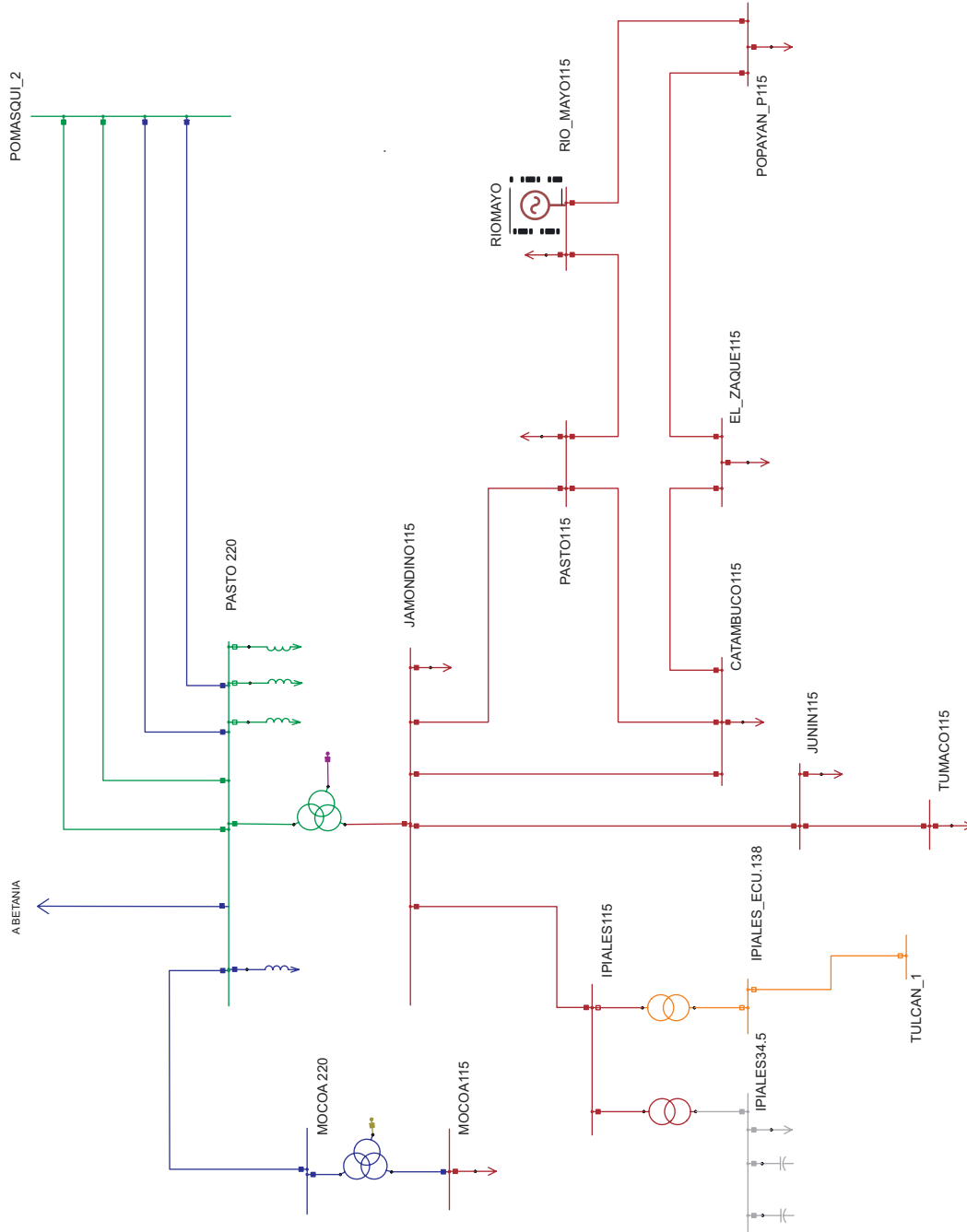




**ÁREA BOYACÁ**

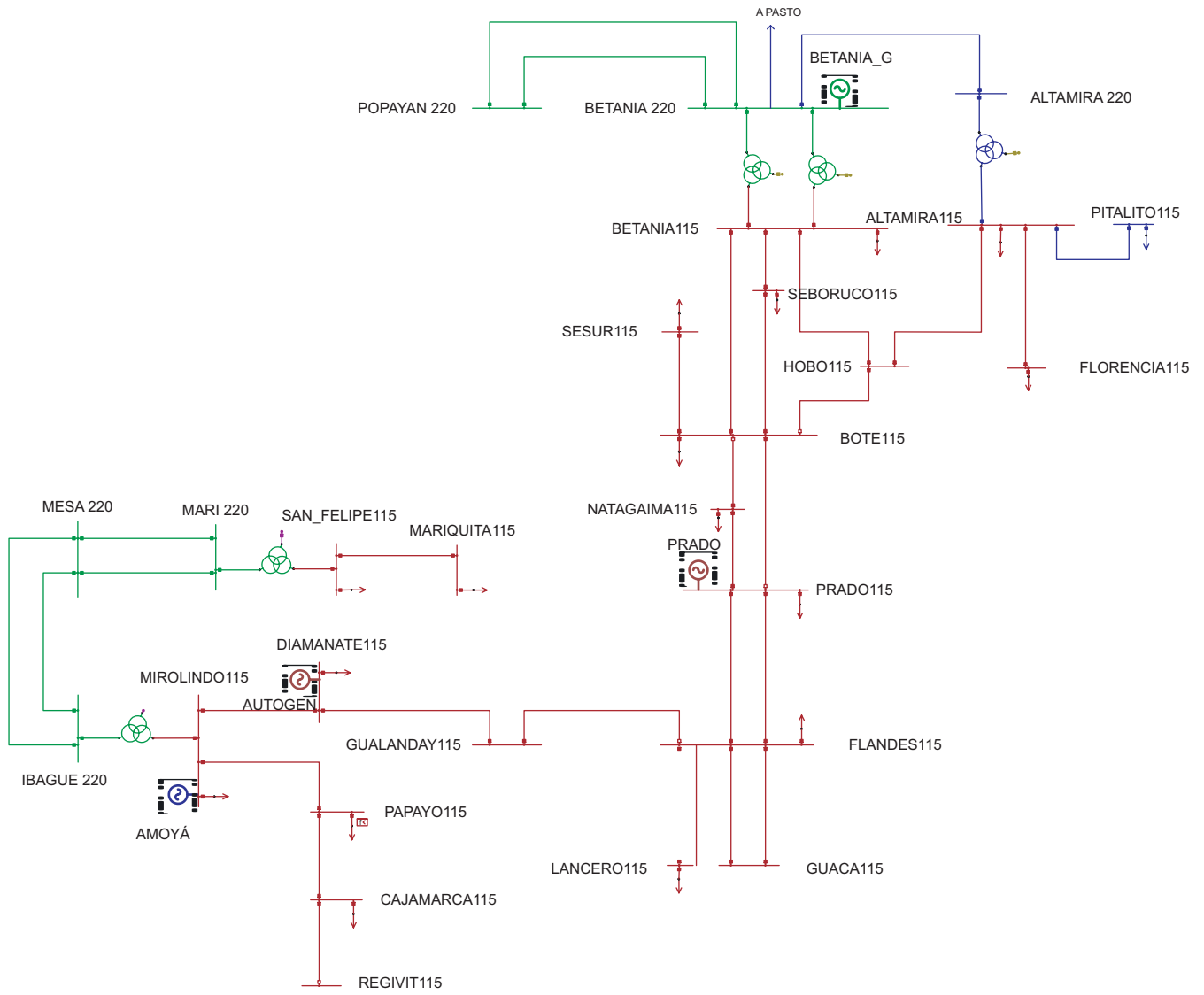
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión





ÁREA NARIÑO

- 220 kV
- 115 kV
- 138 kV
- 34.5 kV
- Proyectos de expansión



**ÁREA TOLIMA - HUILA**

■ 220 kV   ■ 115 kV   ■ Proyectos de expansión







ELEMENTO	NOMBRE	LONGITUD	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
				Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
<b>LINEAS DE 500 kV</b>										
CHINU ISA - CERROMATOSO 2 500 kV	SsmLinChnCmt52	132	2	2	0	0	0,00	0	0,23	2
SABANALARGA - CHINU ISA 1 500 kV	SsmLinChnSa551	183	1	1	0	0	0,00	0	0,07	1
SABANALARGA - CHINU 2 500 kV	SsmLinChnSa552	185	3	3	0	0	0,00	0	0,38	3
CERROMATOSO - SAN CARLOS 1 500 kV	SsmLinCmtSc551	209,6	1	1	0	0	36,8	1	0,00	0
CERROMATOSO - SAN CARLOS 2 500 kV	SsmLinCmtSc552	229	4	4	0	0	0,00	0	0,43	4
SAN CARLOS - LA VIRGINIA 1 500 kV	SsmLinSc5Vf551	211,5	4	4	0	0	0,32	1	0,32	3
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 500 kV	SsmLinSmcVf551	165,6	2	2	0	0	0,00	0	0,23	2
<b>LINEAS DE 230 kV</b>										
ALTO ANCHICAYA - PANCE 1 230 kV	SsmLinAanPan21	53,7	2	2	0	0	0,00	0	0,13	2
ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV	SsmLinAanYum21	54,2	5	5	0	0	22,15	4	0,07	1
ANCON SUR - MIRAFLORES 1 220 kV	SsmLinAneMir21	20	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 1 230 kV	SsmLinAniEsm21	130	3	3	0	0	0,00	0	0,20	3
ANCON SUR ISA - ESMERALDA 2 230 kV	SsmLinAniEsm22	130	4	4	0	0	0,00	0	0,42	4
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 1 230 kV	SsmLinAniSca21	107	2	2	0	0	0,00	0	0,25	2
ANCON SUR ISA - SAN CARLOS 2 230 kV	SsmLinAniSca22	107,2	8	7	0	1	16,72	1	0,57	7
BALSILLAS - LA MESA 1 230 kV	SsmLinBallme21	26,8	2	1	1	0	17,17	1	0,07	1
BALSILLAS - NOROESTE 1 230 kV	SsmLinBalNor21	14	4	4	0	0	2,77	2	0,17	2
BARRANCA - BUCARAMANGA 1 230 kV	SsmLinBarBmg21	99,4	6	6	0	0	0,85	2	0,33	4
BARRANCA - COMUNEROS 1 230 kV	SsmLinBarCom21	9,8	1	1	0	0	0,43	1	0,00	0
BARBOSA - GUATAPE 1 220 kV	SsmLinBboGtp21	35,5	2	2	0	0	0,57	1	0,02	1
PORCE II - GUADALUPE IV 1 220 kV	SsmLinBboGu421	51,4	5	5	0	0	0,95	2	0,10	3
BARBOSA - LA TASAJERA 1 220 kV	SsmLinBboLts21	14,6	3	3	0	0	0,00	0	0,25	3
BARBOSA - MIRAFLORES 1 220 kV	SsmLinBboMir21	54	1	0	0	1	2580,17	1	0,00	0
PORCE II - BARBOSA 1 220 kV	SsmLinBboPo221	52	10	10	0	0	0,00	0	0,50	10
BARBOSA - EL SALTO 4 220 kV	SsmLinBboSlf21	44,3	2	2	0	0	0,00	0	0,10	2
BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV	SsmLinBdaCln21	86,4	3	3	0	0	0,00	0	0,23	3
BANADIA - SAMORE 1 230 kV	SsmLinBdaSme21	50	3	3	0	0	0,00	0	0,28	3
BETANIA - IBAGUE (MIROLINDO) 1 230 kV	SsmLinBetMir21	206	5	5	0	0	0,73	1	0,43	4
BETANIA - SAN BERNARDINO 1 230 kV	SsmLinBetSbe21	144	6	6	0	0	0,20	1	0,28	5

ELEMENTO	NOMBRE	LONGITUD	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
				Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 kV	SsmLinBetSbe22	144	2	2	0	0	0,00	0	0,10	2
LA TASAJERA - BELLO 1 220 kV	SsmLinBllIts21	15,8	3	3	0	0	0,00	0	0,10	3
BELLO - EL SALTO 1 220 kV	SsmLinBllStt21	71,7	6	6	0	0	4,15	6	0,00	0
BUCARAMANGA - LOS PALOS 1 230 kV	SsmLinBmgPls21	18	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
CARTAGO - SAN MARCOS 1 230 kV	SsmLinCgoSmc21	147,9	2	2	0	0	2,50	1	0,08	1
LA VIRGINIA - CARTAGO 1 230 kV	SsmLinCgoVir21	18,4	1	1	0	0	0,00	0	0,08	1
GUAVIO - CHIVOR 1 230 kV	SsmLinChvGvo21	22	1	1	0	0	0,00	0	0,12	1
GUAVIO - CHIVOR 2 230 kV	SsmLinChvGvo22	22	2	2	0	0	10,65	1	0,12	1
CHIVOR - SOCHAGOTA 1 230 kV	SsmLinChvScg21	134,7	1	1	0	0	0,00	0	0,02	1
CHIVOR - SOCHAGOTA 2 230 kV	SsmLinChvScg22	134,7	1	1	0	0	0,00	0	0,02	1
CHIVOR - TORCA 1 230 kV	SsmLinChvTor21	104,5	1	1	0	0	20,17	1	0,00	0
CHIVOR - TORCA 2 230 kV	SsmLinChvTor22	104,5	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
CIRCO - GUAVIO 1 230 kV	SsmLinCirGvo21	109,5	4	4	0	0	0,00	0	0,23	4
CIRCO - GUAVIO 2 230 kV	SsmLinCirGvo22	109,8	2	1	0	1	0,18	1	0,08	1
CIRCO - PARAISO 1 230 kV	SsmLinCirPar21	50,1	6	6	0	0	0,33	1	0,52	5
CIRCO - TUNAL 1 230 kV	SsmLinCirTun21	29,8	2	2	0	0	0,00	0	0,22	2
CERROMATOSO - URRÁ 1 230 kV	SsmLinCm2Urr21	84,5	2	2	0	0	0,00	0	0,20	2
CERROMATOSO - URRÁ 2 230 kV	SsmLinCm2Urr22	84,6	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
COMUNEROS - GUATIGUARA 1 230 kV	SsmLinComGtg21	76,1	3	3	0	0	0,00	0	0,33	3
COMUNEROS - MERILECTRICA 1 230 kV	SsmLinComMer21	1,7	2	2	0	0	1,03	2	0,00	0
PRIMAVERA - COMUNEROS 1 230 kV	SsmLinComPmv21	114	1	1	0	0	1,95	1	0,00	0
PRIMAVERA - COMUNEROS 2 230 kV	SsmLinComPmv22	102	2	2	0	0	0,00	0	0,28	2
FUNDACION - EL COPEY 1 220 kV	SsmLinCocFun21	60	5	5	0	0	0,20	1	0,42	4
EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	SsmLinCocVal21	80	8	8	0	0	0,00	0	0,92	8
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1 220 kV	SsmLinCtgTcd21	3,2	3	2	1	0	0,20	1	0,05	2
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 2 220 kV	SsmLinCtgTcd22	3,2	1	1	0	0	0,00	0	0,07	1
GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	SsmLinCucTgj22	95	1	1	0	0	0,00	0	0,12	1
VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	SsmLinCucVal21	110	8	7	0	1	0,38	1	0,85	7
GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	SsmLinCueTgj21	95	1	1	0	0	0,00	0	0,12	1
CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 1 230 kV	SsmLinCueTrc21	128	1	1	0	0	0,00	0	0,07	1

ELEMENTO	NOMBRE	LONGITUD	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
				Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
LA ENEA - ESMERALDA 1 230 kV	SsmLinEneEsm21	25	3	3	0	0	0,00	0	0,28	3
LA ENEA - SAN FELIPE 1 230 kV	SsmLinEneSp21	53	2	2	0	0	0,00	0	0,22	2
ENVIGADO - GUATAPE 1 220 kV	SsmLinEnvGtp21	63,2	3	3	0	0	2,95	1	0,10	2
ENVIGADO - ORIENTE 1 220 kV	SsmLinEnvOri21	26,7	1	1	0	0	0,00	0	0,02	1
ESMERALDA - LA HERMOSA 1 230 kV	SsmLinEsmHrm21	21,8	1	1	0	0	0,00	0	0,10	1
SAN CARLOS - ESMERALDA 1 230 kV	SsmLinEsmSca21	194,2	4	4	0	0	0,00	0	0,23	4
SAN CARLOS - ESMERALDA 2 230 kV	SsmLinEsmSca22	194,2	1	1	0	0	0,00	0	0,10	1
SAN FELIPE - ESMERALDA 1 230 kV	SsmLinEsmSp21	96,4	4	4	0	0	7,80	1	0,20	3
ESMERALDA - LA VIRGINIA 2 230 kV	SsmLinEsmVir22	23,6	2	2	0	0	0,00	0	0,27	2
ESMERALDA - YUMBO 2 230 kV	SsmLinEsmYum21	188,1	1	0	1	0	0,00	0	0,12	1
ESMERALDA - YUMBO 3 230 kV	SsmLinEsmYum22	188,1	5	4	1	0	0,00	0	0,62	5
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	SsmLinFlisNba21	7,4	2	2	0	0	2,52	2	0,00	0
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	SsmLinFlisNba22	7,4	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
SABANALARGA - FUNDACION 1 220 kV	SsmLinFunSab21	92,6	3	3	0	0	0,00	0	0,40	3
SABANALARGA - FUNDACION 2 220 kV	SsmLinFunSab22	92,6	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
FUNDACION - SANTA MARTA 1 220 kV	SsmLinFunSmt21	86	4	4	0	0	0,00	0	0,28	4
FUNDACION - SANTA MARTA 2 220 kV	SsmLinFunSmt22	86	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
LA GUACA - LA MESA 1 230 kV	SsmLinGcalLme21	5	2	2	0	0	17,33	1	0,08	1
LA GUACA - LA MESA 2 230 kV	SsmLinGcalLme22	5	2	2	0	0	0,00	0	0,23	2
LA GUACA - PARAISO 1 230 kV	SsmLinGcalPar21	7,5	2	2	0	0	17,67	1	0,08	1
LA GUACA - PARAISO 2 230 kV	SsmLinGcalPar22	7,5	1	1	0	0	0,00	0	0,08	1
LOS PALOS - GUATIGUARA 1 230 kV	SsmLinGtgPls21	14	1	0	1	0	0,00	0	0,05	1
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 1 230 kV	SsmLinGtgScg21	160	1	1	0	0	0,00	0	0,10	1
GUATAPE - JAGUAS 1 230 kV	SsmLinGtpJag21	18,8	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
GUATAPE - MIRAFLORES 1 220 kV	SsmLinGtpMir21	51,3	2	2	0	0	14,28	1	0,07	1
GUATAPE - SAN CARLOS 2 230 kV	SsmLinGtpSca22	37	4	4	0	0	0,00	0	0,35	4
GUADALUPE IV - OCCIDENTE 1 220 kV	SsmLinGu4Occ21	81,3	2	2	0	0	0,00	0	0,17	2
GUADALUPE IV - PORCE II 1 220 kV	SsmLinGu4Po221	2,04	1	1	0	0	8,33	1	0,00	0
GUAVIO - LA REFORMA 1 230 kV	SsmLinGvoRef21	80,7	7	7	0	0	0,00	0	0,63	7

ELEMENTO	NOMBRE	LONGITUD	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
				Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
GUAVIO - TORCA 1 230 KV	SsmLinGvoTor21	84	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
GUAVIO - TORCA 2 230 KV	SsmLinGvoTor22	84	2	2	0	0	0,00	0	0,27	2
GUAVIO - TUNAL 1 230 KV	SsmLinGvoTun21	155,1	2	2	0	0	0,00	0	0,12	2
MALENA - JAGUAS 1 230 KV	SsmLinJagMaI21	70,1	5	5	0	0	28,78	1	0,52	4
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 1 230 KV	SsmLinJamSbe21	193	4	4	0	0	0,00	0	0,40	4
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 KV	SsmLinJamSbe22	193	4	4	0	0	3,50	1	0,33	3
JUANCHITO - PAEZ 1 230 KV	SsmLinJuaPae21	29	2	2	0	0	0,00	0	0,05	2
JUANCHITO - PANCE 1 230 KV	SsmLinJuaPan21	22,9	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 KV	SsmLinJuaSvj21	63,1	5	5	0	0	0,00	0	0,22	5
IBAGUE (MIROLINDO) - LA MESA 1 230 KV	SsmLinLmeMrl21	86,4	1	1	0	0	0,00	0	0,07	1
SAN FELIPE - LA MESA 1 230 KV	SsmLinLmeSfp21	78	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
LA MIEL - SAN FELIPE 1 230 KV	SsmLinLmISfp21	56,7	1	1	0	0	0,00	0	0,12	1
LA MIEL - SAN FELIPE 2 230 KV	SsmLinLmISfp22	56,7	7	7	0	0	0,00	0	0,50	7
OCCIDENTE - LA TASAJERA 1 220 KV	SsmLinLtsOcc21	23	3	3	0	0	80,55	2	0,10	1
MALENA - PRIMAVERA 1 230 KV	SsmLinMalPmv21	7	3	3	0	0	0,00	0	0,23	3
SAN MATEO CENS - OCANA 1 230 KV	SsmLinMteOcn21	120,3	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 KV	SsmLinNbaSab21	46	7	7	0	0	0,32	1	0,27	6
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 KV	SsmLinNbaSab22	46	6	6	0	0	26,38	4	0,17	2
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 KV	SsmLinNbaSab23	46	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
NUEVA BARRANQUILLA - TEBESA 1 220 KV	SsmLinNbaTbs21	23,5	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
PUERNIO - NOROESTE 1 230 KV	SsmLinNorPm21	101,9	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
PUERNIO - NOROESTE 2 230 KV	SsmLinNorPm22	101,9	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
NOROESTE - TORCA 2 230 KV	SsmLinNorTor22	19,8	1	1	0	0	0,00	0	0,10	1
OCANA - LOS PALOS 1 230 KV	SsmLinOcnPls21	160,7	3	3	0	0	0,00	0	0,17	3
ORIENTE - PLAYAS 1 220 KV	SsmLinOriPly21	54,8	2	2	0	0	10,73	2	0,00	0
SAN BERNARDINO - PAEZ 1 230 KV	SsmLinPaeSbe21	121	3	3	0	0	0,00	0	0,28	3
PANCE - SALVAJINA 1 230 KV	SsmLinPanSvj21	49,2	3	3	0	0	71,52	1	0,13	2
PANCE - YUMBO 1 230 KV	SsmLinPanYum21	26,7	2	2	0	0	0,85	1	0,07	1
TASAJERO - LOS PALOS 1 230 KV	SsmLinPlsTsj21	108	3	3	0	0	0,00	0	0,15	3
PLAYAS - PRIMAVERA 1 230 KV	SsmLinPlyPmv21	104	2	2	0	0	0,00	0	0,07	2

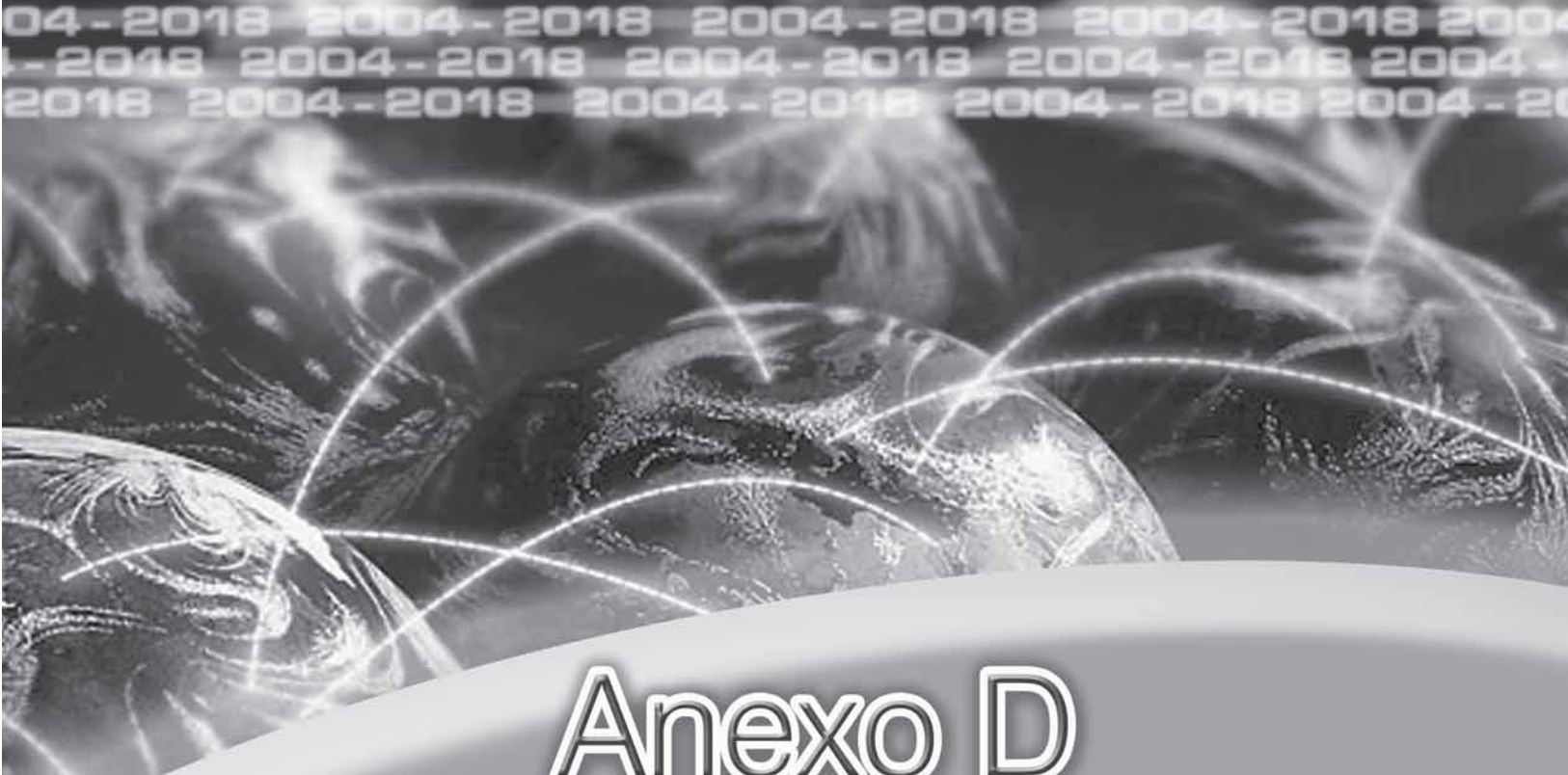
ELEMENTO	NOMBRE	LONGITUD	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
				Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 1 230 kV	SsmLinPmvTct21	8	1	1	0	0	0,00	0	0,02	1
PRIMAVERA - TERMOCENTRO 2 230 kV	SsmLinPmvTct22	8	1	1	0	0	0,00	0	0,08	1
PORCE II - EL SALTO 1 220 kV	SsmLinPo2Slit21	10,9	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1
SAN CARLOS - PURNIO 1 230 kV	SsmLinPrnSca21	91,3	2	2	0	0	0,00	0	0,18	2
SAN CARLOS - PURNIO 2 230 kV	SsmLinPrnSca22	91,3	1	1	0	0	0,00	0	0,05	1
LA SIERRA - PURNIO 2 230 kV	SsmLinPrnSie22	102	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
TUNAL - LA REFORMA 1 230 kV	SsmLinRefTun21	75	3	3	0	0	0,00	0	0,25	3
TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	SsmLinSabTbs21	38,2	2	2	0	0	0,00	0	0,23	2
TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	SsmLinSabTbs23	38,2	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
SABANALARGA - TERNERA 1 220 kV	SsmLinSabTer21	80	7	5	1	1	2,75	1	0,50	6
SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	SsmLinSabTer22	80	2	2	0	0	0,00	0	0,15	2
YUMBO - SAN BERNARDINO 1 230 kV	SsmLinSbeYum21	123	5	5	0	0	0,50	1	0,32	4
LA VIRGINIA - SAN MARCOS 1 230 kV	SsmLinSmcVir21	169,4	1	1	0	0	0,00	0	0,08	1
YUMBO - SAN MARCOS 1 230 kV	SsmLinSmcYum21	6	1	1	0	0	0,45	1	0,00	0
GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 kV	SsmLinSmtTgj22	92	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
TERMOCANDELARIA - TERNERA 1 220 kV	SsmLinTcdTer21	3,2	4	3	0	1	3,43	2	0,22	2
TERMOCANDELARIA - TERNERA 2 220 kV	SsmLinTcdTer22	3,2	3	1	0	2	0,00	0	0,23	3

ELEMENTO	NOMBRE	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
			Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
<b>TRAFOS DE 500 kV</b>									
CHINU ISA 1 150 MVA 500/110/34.5 KV	SsmTrfChn5131	2	2	0	0	0,00	0	0,28	2
CHINU ISA 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	SsmTrfChn5132	3	3	0	0	0,00	0	0,38	3
CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230/13.8 KV	SsmTrfCmt5273	2	2	0	0	2,07	2	0,00	0
SAN CARLOS 2 450 MVA 500/230/34.5 KV	SsmTrfSc55232	3	3	0	0	5,96	1	0,30	2
<b>TRAFOS DE 230 kV</b>									
BALSILLAS 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfBaI2171	1	1	0	0	0,65	1	0,00	0
BALSILLAS 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfBaI2172	3	2	0	1	13,87	3	0,00	0
BALSILLAS 3 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfBaI2173	1	1	0	0	0,00	0	0,02	1
BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 KV	SsmTrfBda2131	13	8	5	0	0,00	0	0,95	13
BELLO AUTF1 180 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfBlI2141	1	1	0	0	0,25	1	0,00	0
BUCARAMANGA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfBmg2171	1	1	0	0	0,23	1	0,00	0
CIRCO 1 168 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfCir2171	1	1	0	0	0,78	1	0,00	0
CIRCO 2 168 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfCir2172	1	1	0	0	1,08	1	0,00	0
CIRCO 3 168 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfCir2173	2	2	0	0	5,10	2	0,00	0
EL COPEY 1 41 MVA 220/110/34.5 KV	SsmTrfCop2131	6	5	0	1	0,52	1	0,20	5
ENVIADO AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfEnv2142	3	3	0	0	13,38	1	0,12	2
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfEsm2171	3	3	0	0	0,00	0	0,47	3
ESMERALDA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfEsm2172	3	3	0	0	0,00	0	0,47	3
TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	SsmTrfFls2011	4	4	0	0	0,88	2	0,05	2
FUNDACION 1 55 MVA 220/110/13.8 KV	SsmTrfFun2171	11	9	0	2	32,57	6	0,37	5
LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfGca2174	2	2	0	0	8,63	1	0,08	1
GUATAPE AUTF1 90 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfGtp2145	2	2	0	0	1,75	2	0,00	0
LA HERMOSA 1 150 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfHrm2171	3	3	0	0	29,60	2	0,02	1
JAMONDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfJam2171	2	1	1	0	0,25	1	0,17	1
JUANCHITO 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfJua2171	1	1	0	0	12,17	1	0,00	0
JUANCHITO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfJua2173	2	2	0	0	3,67	2	0,00	0
MIRAFLORES AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfMir2142	3	3	0	0	0,38	2	0,12	1

ELEMENTO	NOMBRE	No TOTAL EVENTOS	No EVENTOS POR CAUSA			EVENTOS > 10 MIN		EVENTOS < 10 MIN	
			Desc Forzada	Terceros	Otra	DURACION	NUM	DURACION	NUM
ORIENTE AUTF2 180 MVA 220/110/46.6 KV	SsmTrfOri2142	1	1	0	0	0,42	1	0,00	0
PAEZ 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfPae2171	1	1	0	0	0,00	0	0,12	1
PAIPA 1 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfPaI2171	5	5	0	0	0,00	0	0,22	5
PANCE 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfPan2172	2	1	0	1	6,40	1	0,02	1
LA REFORMA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfRef2171	2	2	0	0	0,00	0	0,18	2
SABANALARGA 1 90 MVA 220/110/13.8 KV	SsmTrfSab2171	7	6	0	1	3,13	6	0,07	1
SAN BERNARDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfSbe2171	1	1	0	0	19,47	1	0,00	0
SALTO IV AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfSlit2142	2	2	0	0	0,88	1	0,03	1
TEBSA 3 180 MVA 220/110/46 KV	SsmTrfTbs2178	1	1	0	0	30,17	1	0,00	0
TERNERA 1 100 MVA 220/66 KV	SsmTrfTer2061	1	1	0	0	0,00	0	0,10	1
TERNERA 2 100 MVA 220/66 KV	SsmTrfTer2062	5	5	0	0	0,50	1	0,47	4
TERNERA 1 60 MVA 220/110/6.3 KV	SsmTrfTer2183	35	21	1	13	26,00	5	1,25	30
TORCA 1 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTor2171	2	1	1	0	0,00	0	0,13	2
TORCA 2 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTor2172	2	1	1	0	0,00	0	0,13	2
TORCA 3 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTor2173	3	2	1	0	0,00	0	0,15	3
TORCA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTor2174	1	1	0	0	2,25	1	0,00	0
TUNAL 3 60 MVA 230/11.4 KV	SsmTrfTun2073	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
TUNAL 1 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTun2171	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
TUNAL 2 168 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfTun2172	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
URABA 1 150 MVA 220/110/44 KV	SsmTrfUrb2141	2	2	0	0	3,87	2	0,00	0
URRÁ 1 90 MVA 230/110 KV	SsmTrfUrr2175	1	1	0	0	0,00	0	0,15	1
YUMBO 4 90 MVA 230/115/13.8 KV	SsmTrfYum2171	5	5	0	0	7,43	4	0,15	1
YUMBO 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfYum2172	2	2	0	0	10,75	2	0,00	0
YUMBO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	SsmTrfYum2174	1	1	0	0	0,00	0	0,03	1



04-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
04-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
04-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018



## Anexo D

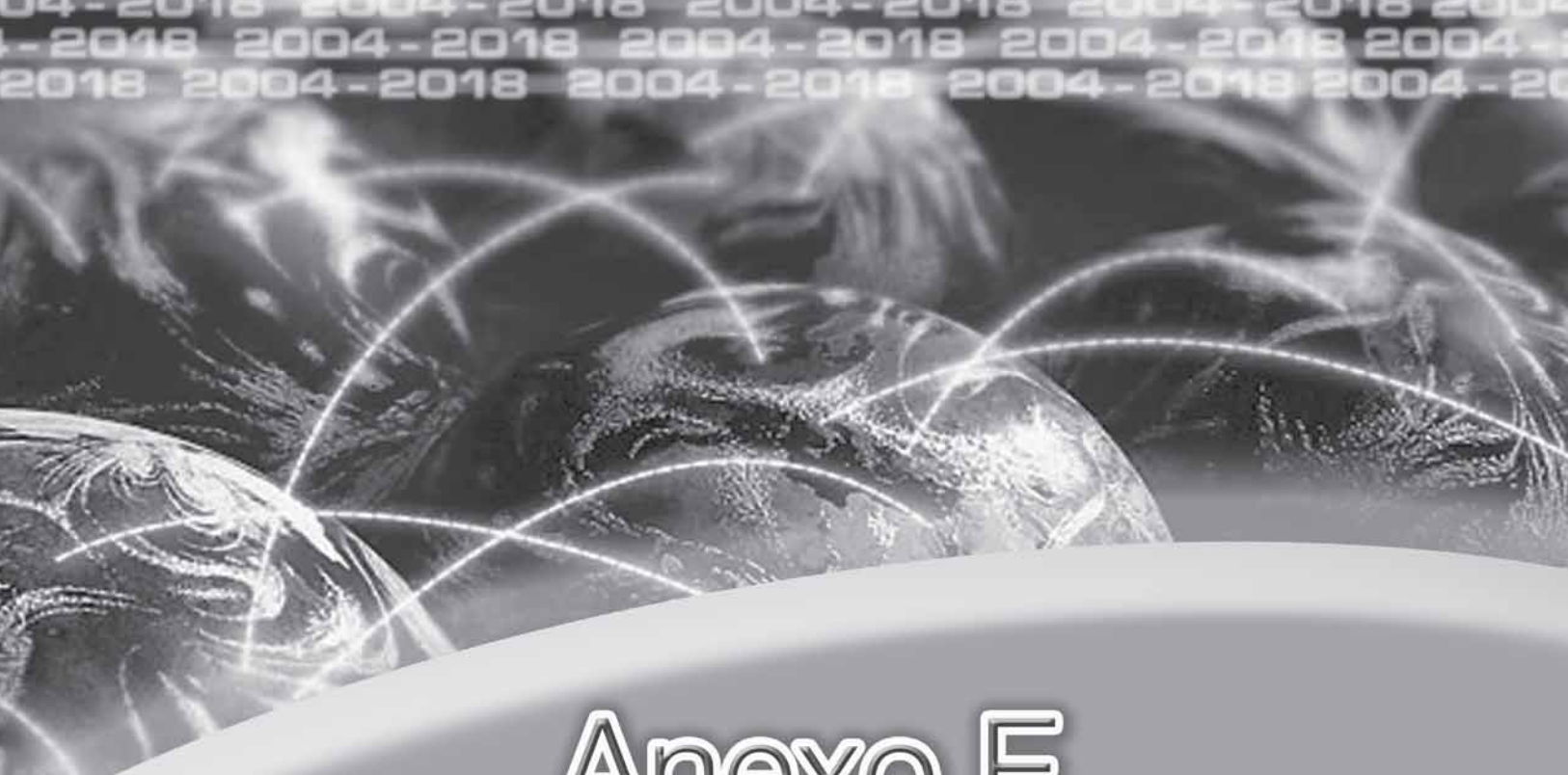
Nivel de cortocircuito  
en las subestaciones  
del STN



Subestación	Voltaje (kV)	Interrupción (Ib)					
		2006		2008		2012	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Altamira	220	3,77	3,33	3,78	3,29	3,86	3,32
Alto Anchicayá	220	9,18	9,28	9,27	9,35	9,4	9,44
Ancon EEPPM	220	17,76	15,84	17,89	15,92	18,04	16,01
Ancon ISA	220	17,72	15,75	17,85	15,83	18	15,92
Bacatá	220	13,91	11,59	17,72	18,74	17,87	18,84
Bacatá	500	-	-	7,09	7,03	7,21	7,11
Balsillas	220	14,06	13,21	15,29	14,2	15,37	14,25
Banadia	220	1,61	1,75	1,64	1,77	1,65	1,78
Barbosa	220	18,85	17	18,89	17,03	18,97	17,07
Barranca	220	8,23	8,62	7,24	7,5	8,23	8,48
Belén	220	4,11	4,65	5,04	5,46	5,17	5,52
Bello	220	12,92	11,74	12,94	11,76	12,98	11,78
Betania	220	8,83	10,86	8,65	10,66	9,16	11,19
Bolívar	220	-	-	15,64	16,54	16,51	17,13
Bolívar	500	-	-	4,62	4,32	4,73	4,39
Bucaramanga	220	7,12	7,3	7,61	7,7	7,92	7,89
Candelaria	220	16,87	20,84	18,14	24,4	20,02	27,02
Caño Limón	220	1,28	1,42	1,3	1,43	1,3	1,43
Cartagena	220	16,27	18,95	17,5	22,09	19,19	24,28
Cartago	220	9,68	8,65	10,13	8,96	10,16	8,99
Cerromatoso	220	7,46	8,93	7,63	9,11	7,81	9,32
Cerromatoso	500	8	7,9	8,85	8,5	9,69	9,31
Chinú	500	7,43	7,4	7,82	7,7	8,19	8,29
Chivor	220	24,45	27,78	25,29	28,48	25,2	28,4
Circo	220	13,59	12,42	14,14	12,65	14,5	13,41
Comuneros	220	9,15	9,76	8,58	9,22	9,44	9,95
Copey	220	3,46	3,05	7,22	8,24	7,3	8,35
Copey	500	-	-	4,77	4,25	4,87	4,31
Cuestecitas	220	3,84	4,13	4,35	4,51	4,36	4,49
Enea	220	9,68	8,14	9,81	8,23	9,85	8,29
Envigado	220	14,53	12,87	14,57	12,89	14,64	12,93
Esmeralda	220	17,9	17,2	18,76	18,03	18,83	18,44
Fundación	220	6,89	6,05	8,4	7,12	8,48	7,86
Guaca	220	18,82	20,43	20,36	21,67	20,39	21,71
Guadalupe	220	16,75	18,28	16,77	18,3	16,81	18,33
Guatapé	220	28,06	29,43	28,25	29,53	28,58	29,77
Guavio	220	26,27	30,05	27,55	30,96	27,59	31
Hermosa	220	11,26	10,24	11,84	10,64	11,65	10,56
Ibagué	220	6,42	5,61	7,26	6,34	7,06	6,24
Jaguas	220	17,58	17,03	17,78	17,19	17,92	17,27
Juanchito	220	12,43	11,33	12,72	11,54	13,07	11,74
La Mesa	220	18,88	19,29	20,54	20,56	20,54	20,57
La Miel	220	16,04	15,65	16,06	15,68	16,27	15,81
La Sierra	220	17,04	17,15	17,44	17,47	17,56	17,55
Malena	220	11,69	10	14,46	13,02	14,75	13,17
Merilectrica	220	8,85	9,51	8,32	9,04	9,12	9,7
Miraflores	220	15,48	13,57	15,53	13,6	15,62	13,65
Mocóa	220	3,3	2,96	3,33	2,98	3,37	3

Subestación	Voltaje (kV)	Interrupción (Ib)					
		2006		2008		2012	
		3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Noroeste	220	16,83	15,44	19,03	17,86	19,18	17,95
Nueva Barranquilla	220	18,83	19,29	18,99	19,54	19,47	19,84
Nueva B/manga	220	8,55	8,21	9,36	8,77	9,72	8,96
Nueva Paipa	220	9,29	8,72	9,49	8,85	9,43	8,81
Ocaña	220	2,45	2,31	6,71	7,7	6,87	7,84
Ocaña	500	-	-	5,35	4,49	5,5	4,56
Occidente	220	16,4	14,56	16,45	14,59	16,53	14,63
Oriente	220	13,48	11,65	13,52	11,68	13,59	11,71
Paez	220	7,15	5,72	7,22	5,81	7,34	5,8
Paipa	220	8,89	9,33	9,11	9,51	8,99	9,41
Palos	220	7,5	7,61	8,45	8,35	8,75	8,52
Pance	220	13,07	12,33	13,37	12,53	13,83	12,96
Paraiso	220	17,65	18,53	18,88	19,44	18,92	19,49
Pasto	220	5,56	5,05	5,72	5,13	5,83	5,2
Playas	220	14,72	14,25	14,84	14,34	14,92	14,39
Popayán	220	8,15	5,85	8,17	5,72	8,4	5,82
Porce II	220	16,66	18,44	16,68	18,46	16,72	18,49
Porce III	500	-	-			11,68	14,61
Primavera	220	14,55	13,64	20,2	21,68	20,83	22,17
Primavera	500	-	-	12,2	10,4	13,26	11,05
Purnio	220	18,22	14,09	18,31	14,17	18,56	14,27
Reforma	220	6,91	6,65	7,5	6,99	7,51	6,98
Sabana	220	23,85	26,49	24,59	27,81	25,55	28,62
Sabana	500	8,08	9,16	8,31	9,47	8,61	9,75
Salto	220	16,06	16,87	16,08	16,89	16,12	16,92
Salvajina	220	7,86	7,89	7,94	7,94	8,04	8,02
Samore	220	2,01	2,1	2,05	2,14	2,07	2,15
San Carlos	220	30,78	37,29	33,16	39,85	35,13	41,9
San Carlos	500	10,82	11,17	13,56	13,46	15,61	15,3
San Felipe	220	14,33	11,75	14,19	11,66	14,62	11,91
San Marcos	220	16,12	16,3	16,96	17,35	17,6	17,87
San Marcos	500	5,14	4,57	5,32	4,72	5,42	4,79
San Mateo (Bogotá)	220	10,87	8,83	11,33	9,02	11,36	9,05
San Mateo (Cúcuta)	220	4,12	4,66	5,15	5,56	5,28	5,63
Santa Marta	220	5,27	4,9	5,87	5,25	5,91	5,33
Tasajera	220	16,87	16,78	16,9	16,8	16,97	16,85
Tasajero	220	4,66	5,4	5,67	6,31	5,82	6,4
Tebsa	220	22,8	26,03	22,96	26,31	23,52	26,74
Termocentro	220	13,02	12,99	16,88	17,48	17,28	17,76
Termoflores	220	16,73	17,88	16,83	18,04	17,19	18,28
Termogaujira	220	6,59	7,94	7,22	8,49	7,24	8,51
Tenera	220	17,02	20,95	18,31	24,31	20,39	27,56
Toledo	220	2,64	2,65	2,73	2,71	2,75	2,73
Torca	220	15,67	14,22	17,72	16,53	17,81	16,58
Tunal	220	13,2	12,27	13,9	12,64	13,96	12,73
Urabá	220	2,86	3,16	2,83	3,14	2,84	3,15
Urrá	220	6,16	7,68	6,02	7,58	6,07	7,63
Valledupar	220	2,98	3,06	4,43	4,45	4,45	4,69
Virginia	220	15,41	15,55	16,09	16,12	16,15	16,25
Virginia	500	6,7	5,76	7,07	5,98	7,27	6,09

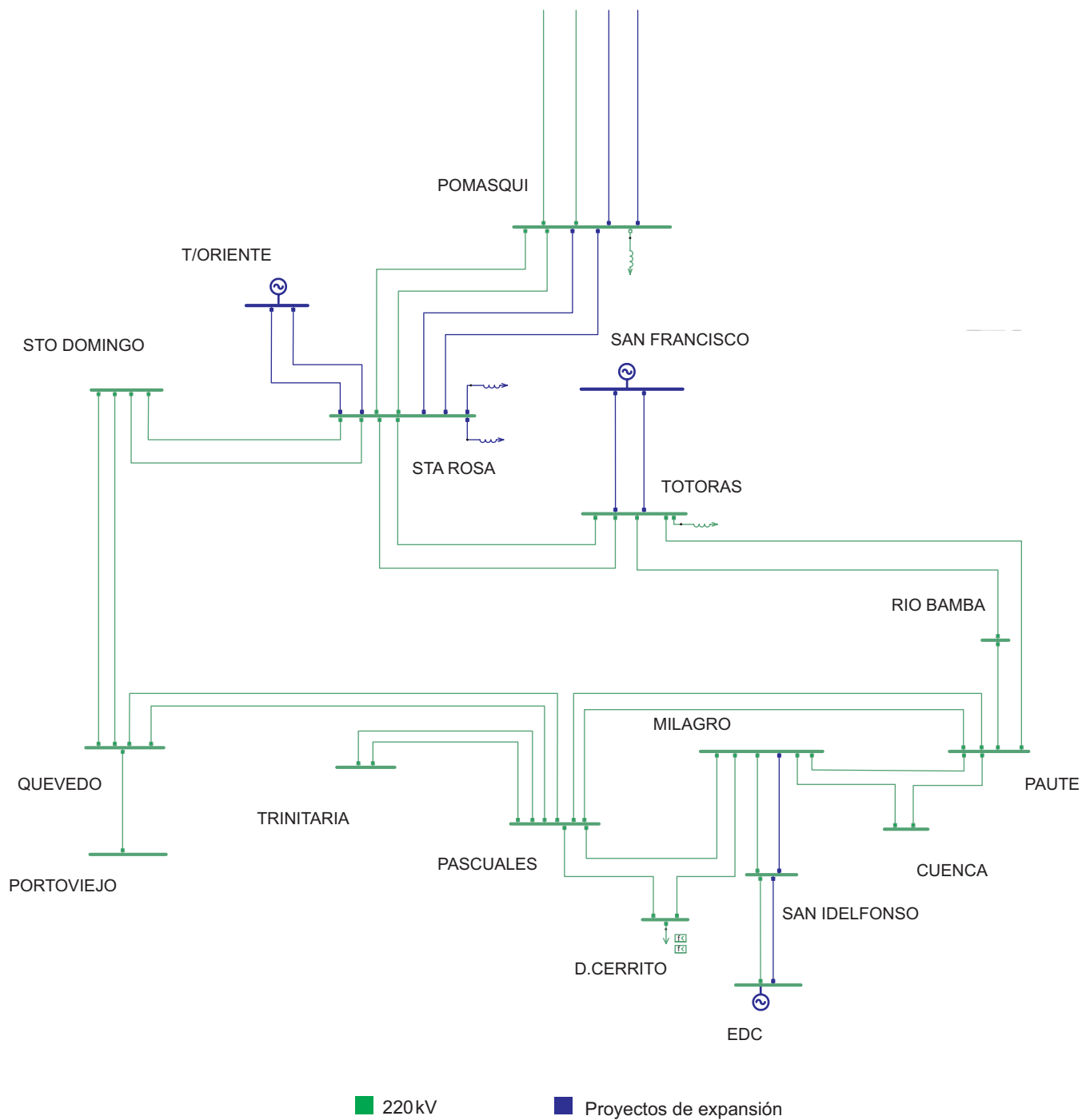
4-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018

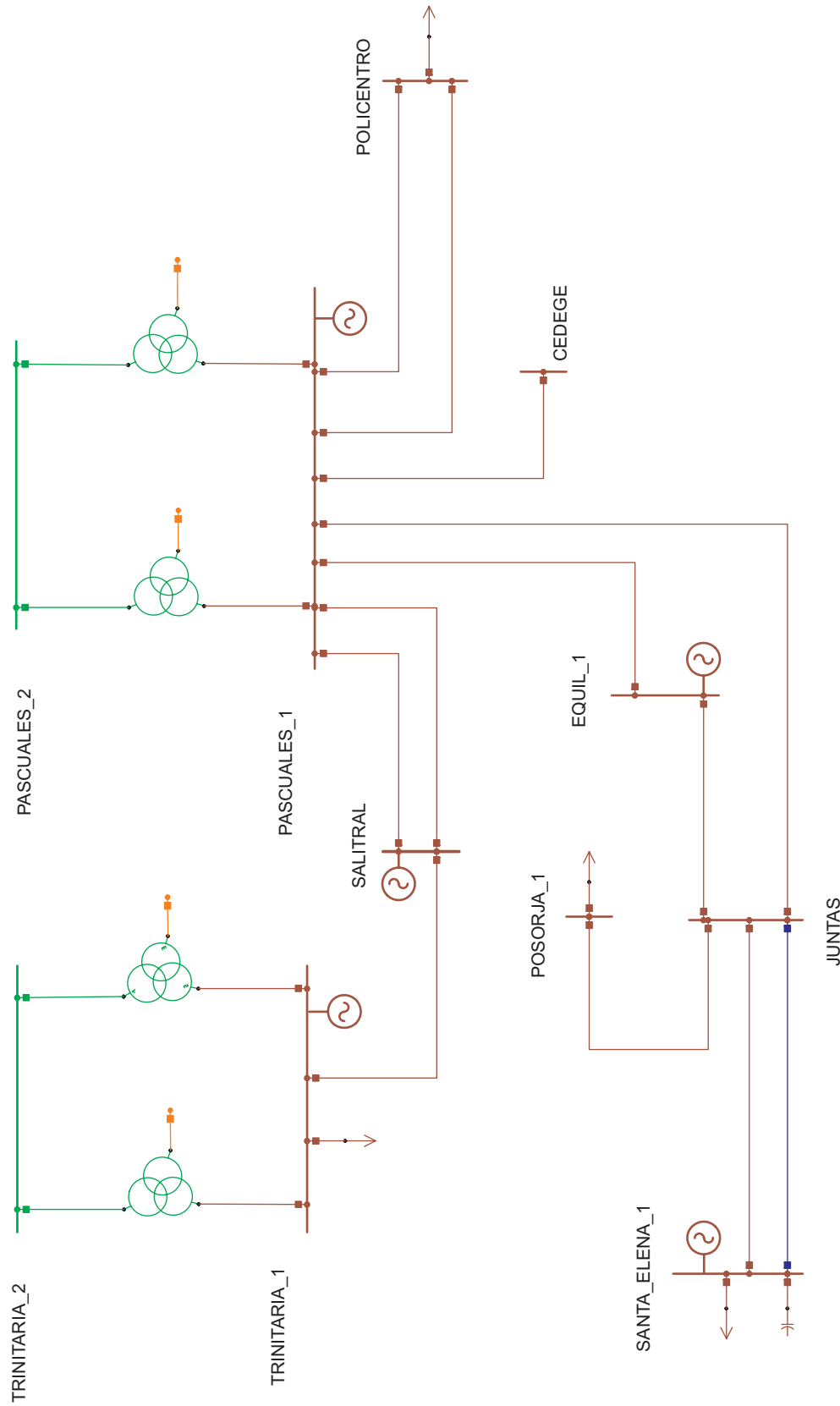


# Anexo E

## Diagramas unifilares de Ecuador





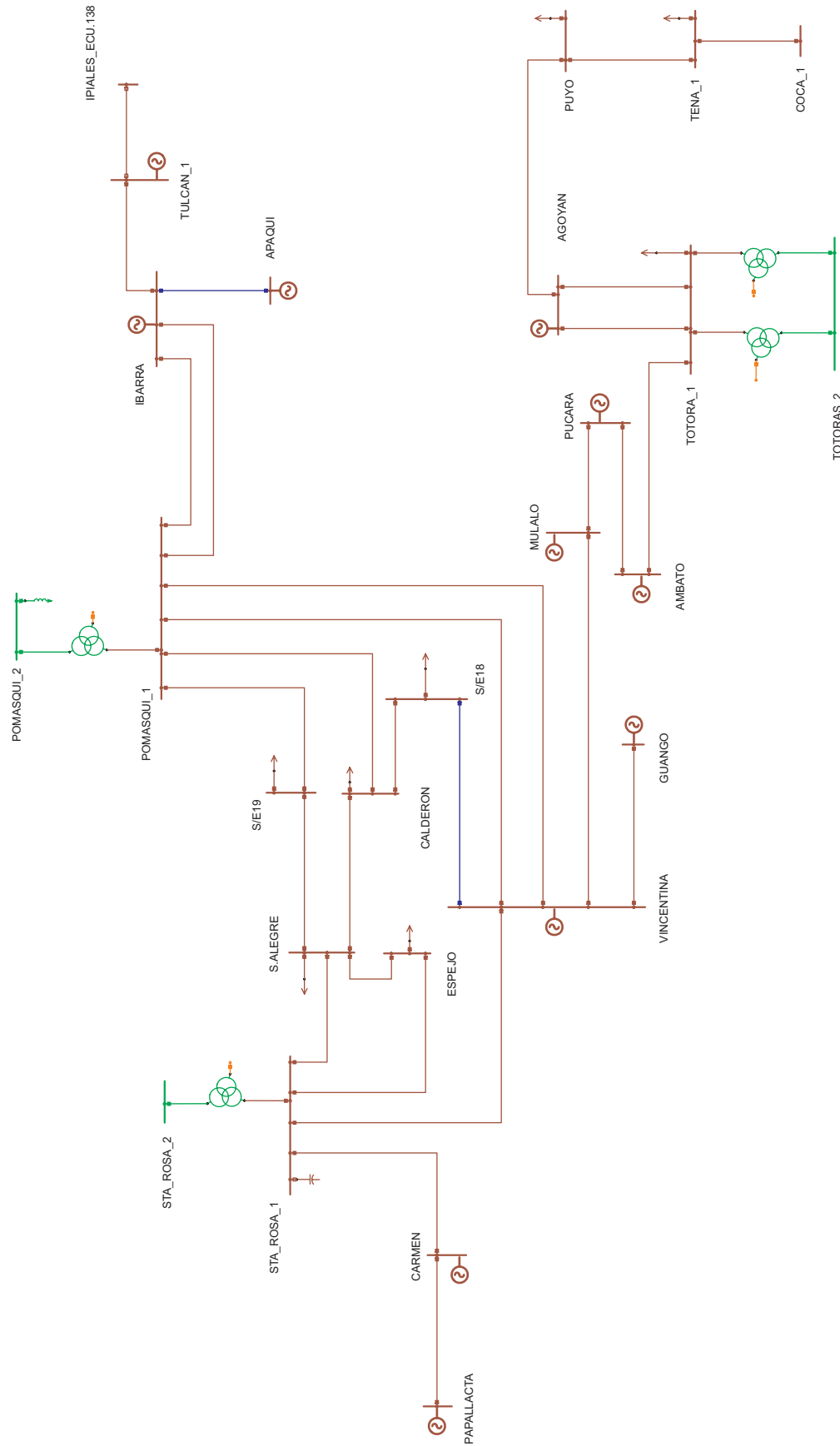


ÁREA PASCUALES

■ 220 kV ■ 138 kV ■ Proyectos de expansión

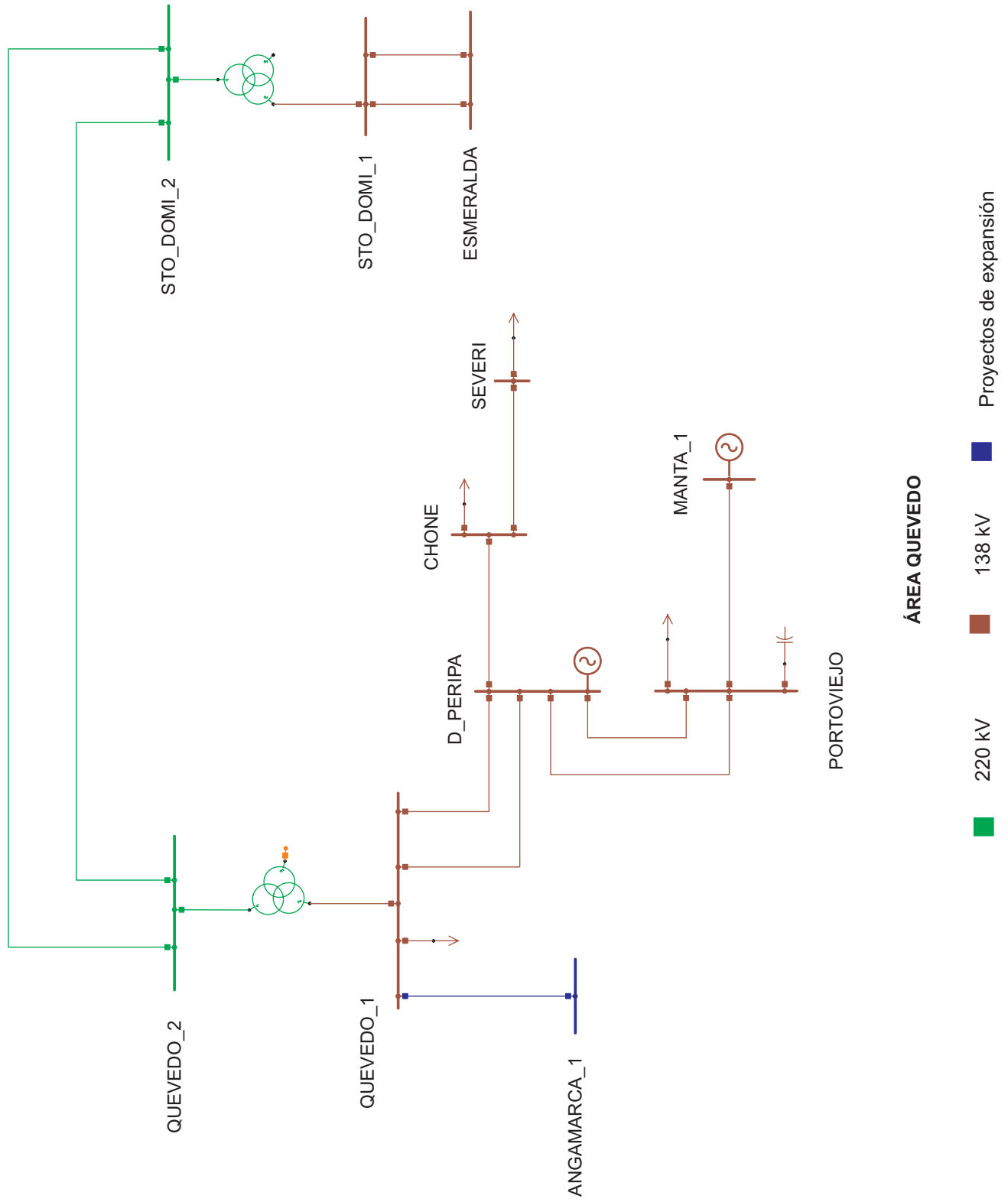


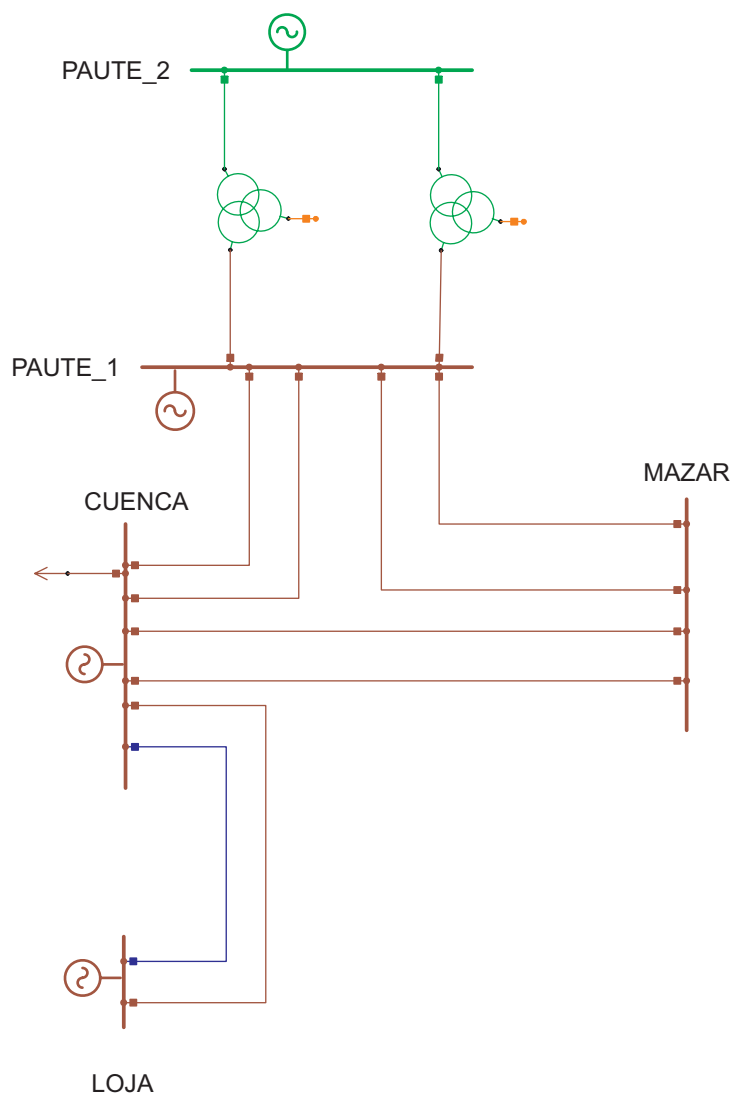




ÁREA SANTA ROSA

■ 220 kV ■ 138 kV ■ Proyectos de expansión



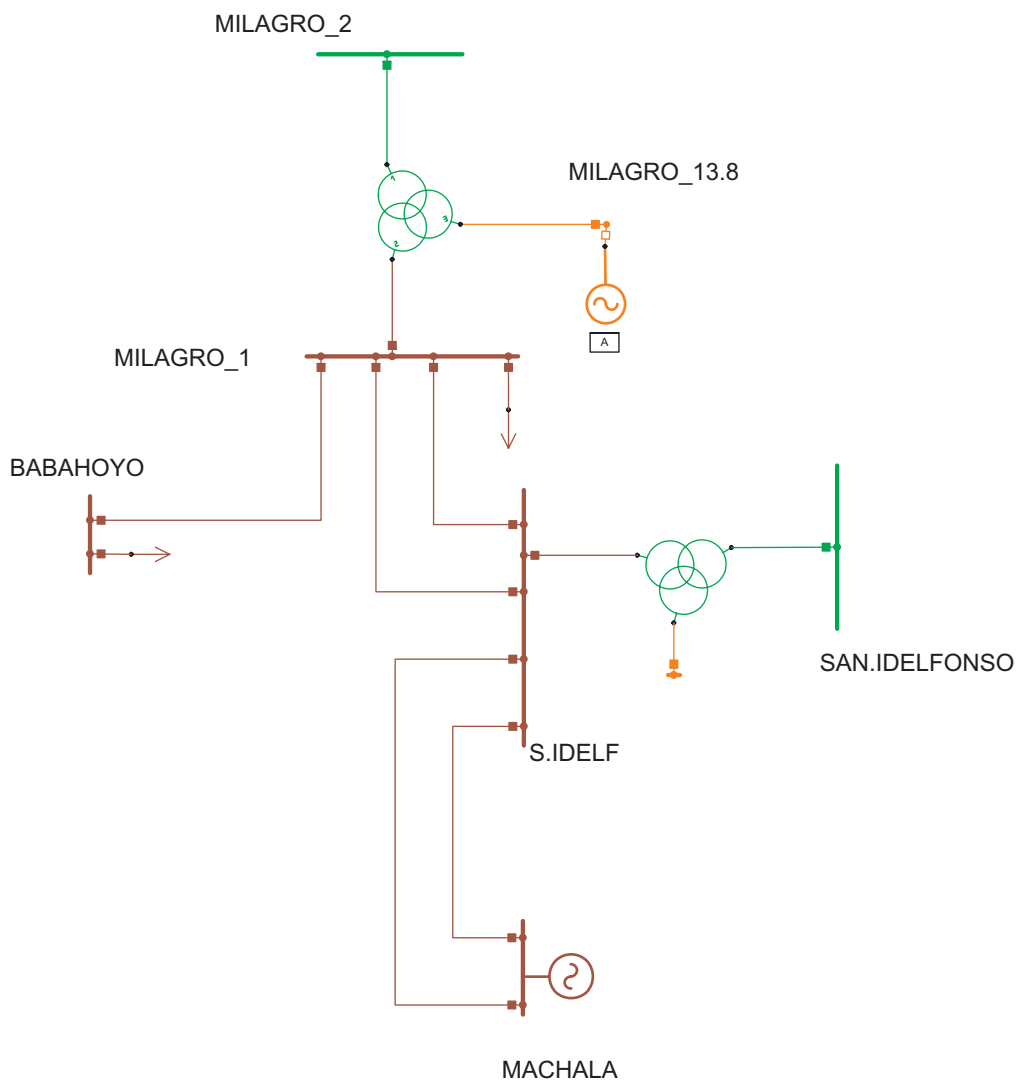


### ÁREA PAUTE

■ 220 kV

■ 138 kV

■ Proyectos de expansión



ÁREA MILAGRO

■ 220 kV

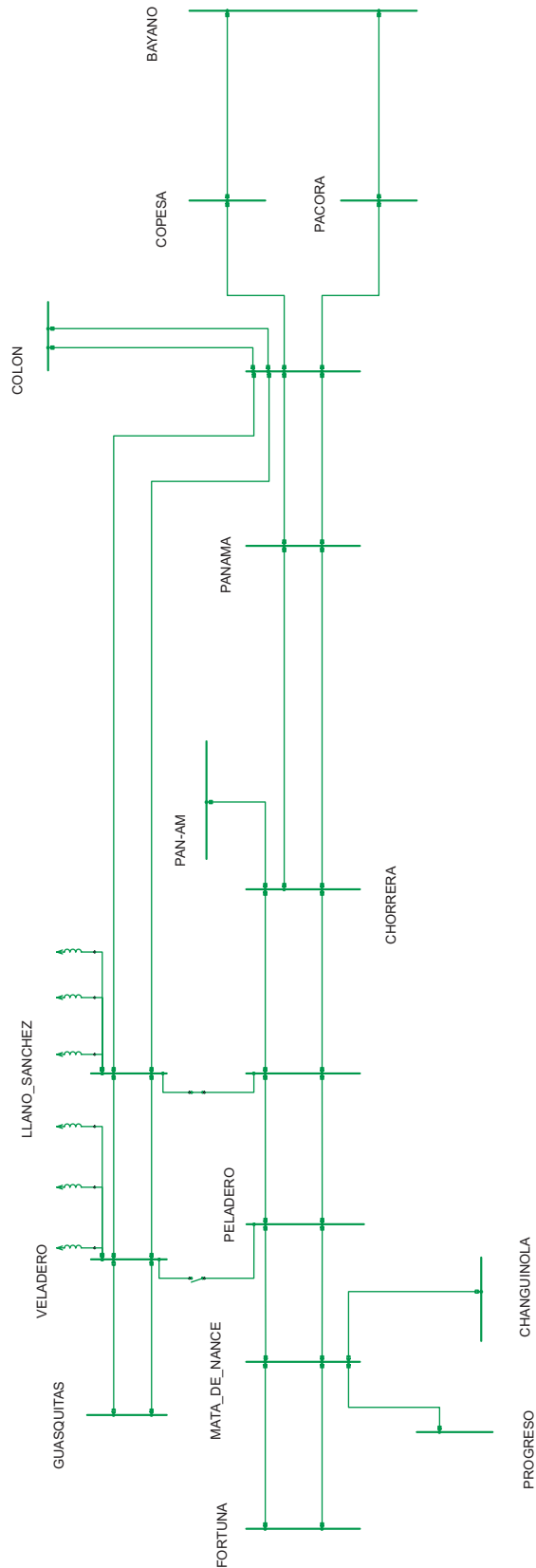
■ 138 kV

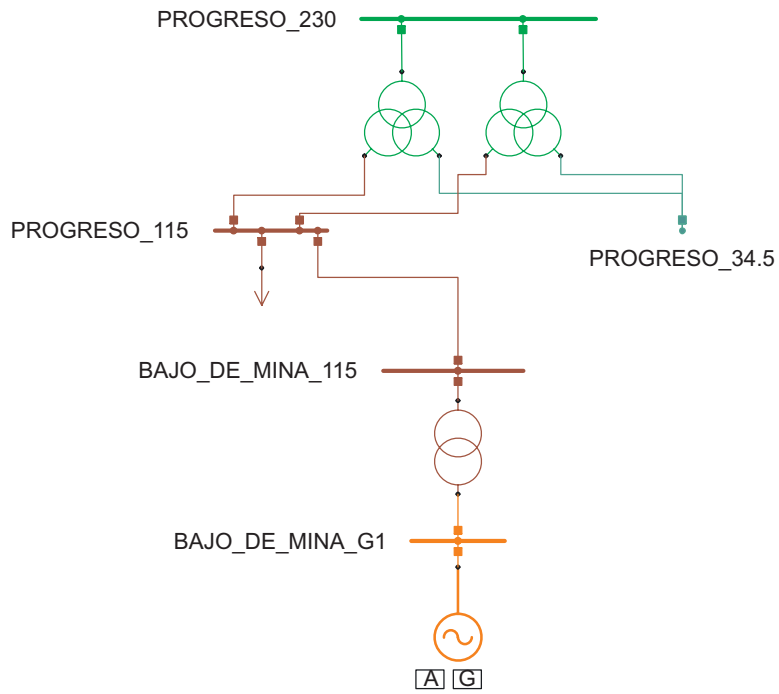
■ 13.8 kV





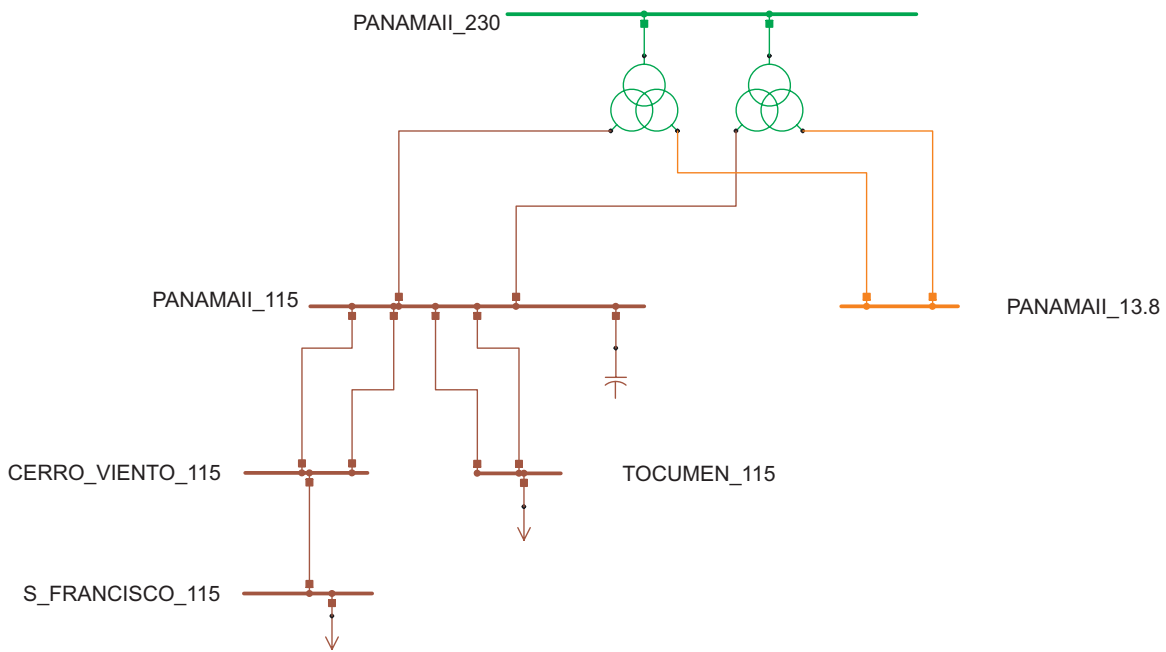






**ÁREA PROGRESO**

■ 220 kV    ■ 115 kV    ■ 13.8 kV

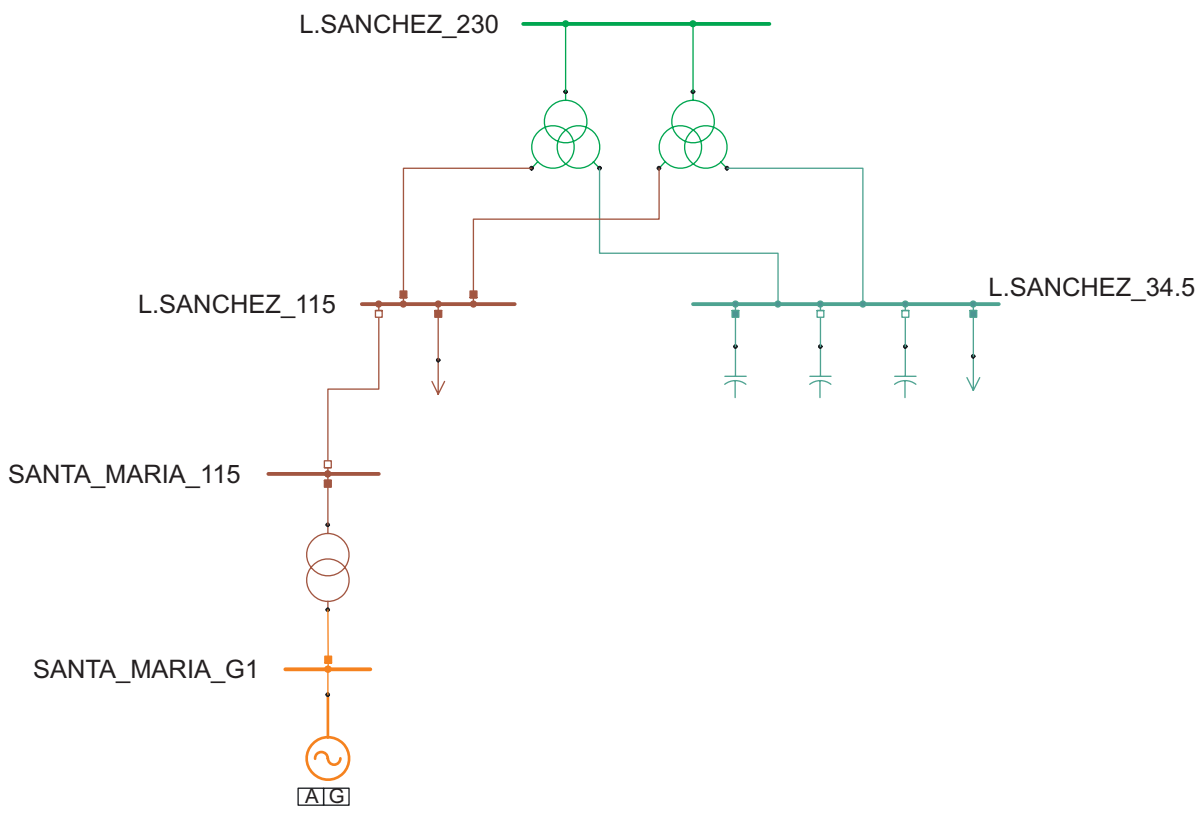


**ÁREA PANAMÁ**

■ 220 kV    ■ 115 kV    ■ 13.8 kV

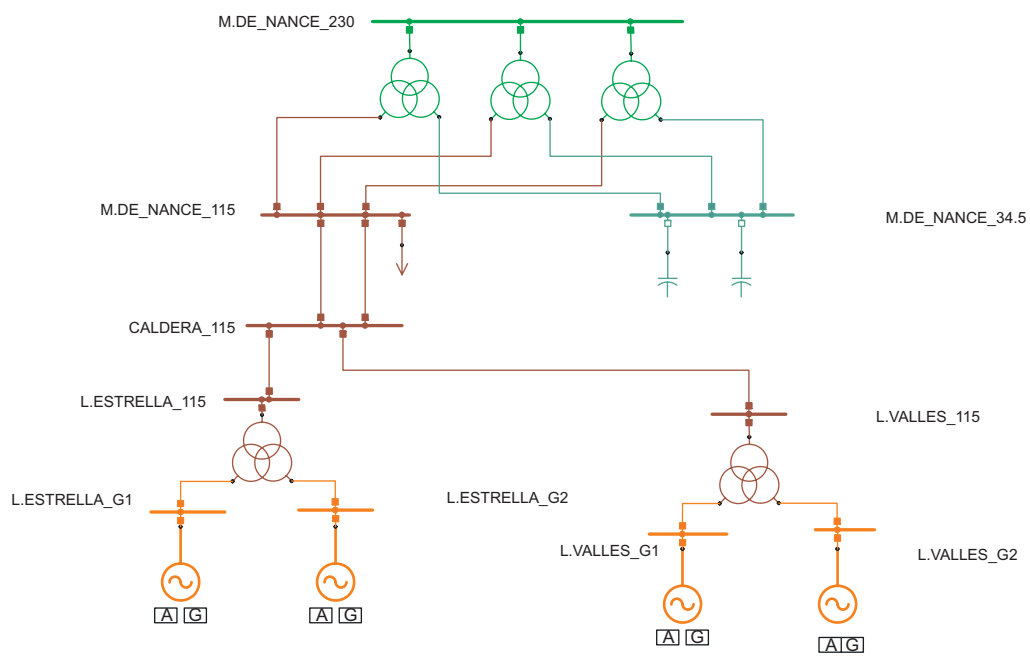






ÁREA LLANO SANCHEZ

- 220 kV
- 115 kV
- 13.8 kV



**ÁREA MATA DE NANCE**

■ 220 kV    ■ 115 kV    ■ 13.8 kV



04-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
4-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018  
2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018 2004-2018

## Anexo G

Resultados de la proyección  
de precios de gas natural



Los siguientes cuadros presentan los resultados del ejercicio de proyección de precios por planta térmica, especificando el precio en boca de pozo (BP), el cargo variable de transporte (CV) y el cargo fijo de transporte (CF).

El escenario de crudo manejado como referencia corresponde al escenario medio presentado en el numeral 4.2.2.1 del presente documento.

El margen de comercialización se incluyó en el precio en boca de pozo, y se asumió de 0.06 dólares constantes del 31 de diciembre de 2003 por cada mil pies cúbicos.

**Tramo Ballena – Guajira (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - GUAJIRA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,211	0,161	1,847
2005	1,336	0,195	0,148	1,679
2006	1,381	0,178	0,136	1,695
2007	1,500	0,162	0,123	1,785
2008	1,589	0,153	0,117	1,859
2009	1,589	0,153	0,117	1,859
2010	1,589	0,153	0,117	1,859
2011	1,589	0,153	0,117	1,859
2012	1,589	0,153	0,117	1,859
2013	1,589	0,153	0,117	1,859
2014	1,589	0,153	0,117	1,859

**Tramo Ballena – Barranquilla (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - BARRANQUILLA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,226	0,174	1,875
2005	1,336	0,220	0,170	1,726
2006	1,381	0,213	0,166	1,761
2007	1,500	0,207	0,162	1,869
2008	1,589	0,204	0,160	1,953
2009	1,589	0,204	0,160	1,953
2010	1,589	0,204	0,160	1,953
2011	1,589	0,204	0,160	1,953
2012	1,589	0,204	0,160	1,953
2013	1,589	0,204	0,160	1,953
2014	1,589	0,204	0,160	1,953

**Tramo Ballena – Cartagena (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - CARTAGENA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,260	0,192	1,927
2005	1,336	0,266	0,194	1,797
2006	1,381	0,272	0,197	1,851
2007	1,500	0,278	0,199	1,978
2008	1,589	0,281	0,201	2,072
2009	1,589	0,281	0,201	2,072
2010	1,589	0,281	0,201	2,072
2011	1,589	0,281	0,201	2,072
2012	1,589	0,281	0,201	2,072
2013	1,589	0,281	0,201	2,072
2014	1,589	0,281	0,201	2,072

**Tramo Ballena – Merilétrica (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - MERILECTRICA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,490	0,310	2,276
2005	1,336	0,490	0,310	2,137
2006	1,381	0,490	0,310	2,182
2007	1,500	0,490	0,310	2,300
2008	1,589	0,490	0,310	2,389
2009	1,589	0,490	0,310	2,389
2010	1,589	0,490	0,310	2,389
2011	1,589	0,490	0,310	2,389
2012	1,589	0,490	0,310	2,389
2013	1,589	0,490	0,310	2,389
2014	1,589	0,490	0,310	2,389

**Tramo Payoa / Ballena – Barranca (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO PAYOA/ BALLENA - BARRANCA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	2,165	0,283	0,448	2,895
2005	2,204	0,283	0,448	2,934
2006	1,992	0,283	0,448	2,722
2007	1,761	0,283	0,448	2,492
2008	1,589	0,283	0,448	2,319
2009	1,589	0,283	0,448	2,319
2010	1,589	0,576	0,366	2,530
2011	1,589	0,576	0,366	2,530
2012	1,589	0,576	0,366	2,530
2013	1,589	0,576	0,366	2,530
2014	1,589	0,576	0,366	2,530

**Tramo Ballena – Termosierra (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - TERMOSIERRA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,628	0,433	2,536
2005	1,336	0,628	0,433	2,397
2006	1,381	0,628	0,433	2,442
2007	1,500	0,628	0,433	2,561
2008	1,589	0,628	0,433	2,649
2009	1,589	0,628	0,433	2,649
2010	1,589	0,628	0,433	2,649
2011	1,589	0,628	0,433	2,649
2012	1,589	0,628	0,433	2,649
2013	1,589	0,628	0,433	2,649
2014	1,589	0,628	0,433	2,649

**Tramo Ballena / Cusiana – Termodorada (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - TERMODORADA</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	0,797	0,606	2,878
2005	1,336	0,797	0,606	2,739
2006	1,400	0,693	0,571	2,664
2007	1,516	0,624	0,541	2,681
2008	1,589	0,602	0,533	2,723
2009	1,589	0,612	0,537	2,737
2010	1,589	0,628	0,543	2,759
2011	1,589	0,640	0,547	2,775
2012	1,589	0,656	0,553	2,798
2013	1,589	0,666	0,557	2,811
2014	1,589	0,618	0,510	2,717

**Tramo Ballena / Cusiana – Termoemcali (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - TERMOEMCALI</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	1,475	1,300	0,950	3,726
2005	1,336	1,300	0,950	3,587
2006	1,400	1,283	0,915	3,598
2007	1,516	1,128	0,885	3,529
2008	1,589	1,106	0,877	3,571
2009	1,589	1,116	0,881	3,585
2010	1,589	1,132	0,887	3,607
2011	1,589	1,144	0,891	3,623
2012	1,589	1,160	0,897	3,646
2013	1,589	1,170	0,901	3,659
2014	1,589	1,179	0,904	3,672



**Tramo Opón / Ballena / Cusiana – Termovalle (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - TERMOVALLE</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	2,103	0,810	0,640	3,553
2005	1,911	0,810	0,640	3,361
2006	1,400	1,209	0,915	3,524
2007	1,516	1,128	0,885	3,529
2008	1,589	1,106	0,877	3,571
2009	1,589	1,116	0,881	3,585
2010	1,589	1,132	0,887	3,607
2011	1,589	1,144	0,891	3,623
2012	1,589	1,160	0,897	3,646
2013	1,589	1,170	0,901	3,659
2014	1,589	1,179	0,904	3,672

**Tramo Payoa / Ballena – Termopalenque (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

<b>TRAMO BALLENA - TERMOPALENQUE</b>				
<b>AÑO</b>	<b>BP</b>	<b>CF</b>	<b>CV</b>	<b>TOTAL</b>
2004	2,165	0,283	0,448	2,895
2005	2,204	0,283	0,448	2,934
2006	1,992	0,283	0,448	2,722
2007	1,761	0,283	0,448	2,492
2008	1,589	0,283	0,448	2,319
2009	1,589	0,283	0,448	2,319
2010	1,589	0,773	0,758	3,120
2011	1,589	0,773	0,758	3,120
2012	1,589	0,773	0,758	3,120
2013	1,589	0,773	0,758	3,120
2014	1,589	0,773	0,758	3,120

**Tramo Ballena – Termocentro (USD 31 de diciembre de 2003 / KPC)**

TRAMO BALLENA - TERMOCENTRO				
AÑO	BP	CF	CV	TOTAL
2004	1,475	0,628	0,433	2,536
2005	1,336	0,628	0,433	2,397
2006	1,381	0,628	0,433	2,442
2007	1,500	0,628	0,433	2,561
2008	1,589	0,628	0,433	2,649
2009	1,589	0,628	0,433	2,649
2010	1,589	0,628	0,433	2,649
2011	1,589	0,628	0,433	2,649
2012	1,589	0,628	0,433	2,649
2013	1,589	0,628	0,433	2,649
2014	1,589	0,628	0,433	2,649





## Anexo H

# Fuentes No Convencionales de Energía

Las Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE), en una gran porción son ambientalmente sostenibles, empleadas o utilizadas de manera marginal, en Colombia principalmente están conformadas por las llamadas fuentes renovables, que son energías que regeneran o que no se agotan, como el sol, el viento, el agua (pequeñas caídas de agua, olas, mareas y diferencias de temperaturas de los océanos), la biomasa y el calor de la tierra (geotermia). En el caso de Colombia las FNCE, incluyen la energía nuclear.

Para Colombia, la tabla siguiente muestra el estado de conocimiento que poseemos en las FNCE:

Fuente	Tecnología	Conocimiento recurso	Aplicaciones	Estado	Capacidad instalada
Sol	Fotovoltaica	Mapas del recurso anual y por cada mes, trabajan en un atlas para 2003- 2004	Sistemas fotovoltaicos	Aplicada con problemas de calidad	> 2MW/1995
	Térmica		Colectores solares		50000m2/1994
Biomasa	Bagazo de caña	Estimativos preliminar, mapas de potenciales de cultivos energéticos	Calderas- cogeneración	Aplicada	>25MW
	Cascarilla de arroz		Calderas	Poco se aplica	N.I.
	Rellenos sanitarios		N.I.	No se emplea	N.I.
	Biodigestores		Cocción, generación eléctrica, descontaminación	Poco Aplicada, resistencia cultural.	Marginal
Eólica	Bombeo	Mapa preliminar de vientos, UPME e IDEAM trabajan en un Atlas para comienzos del 2006	Bombeo de agua	Se aplica	N.I.
	Electricidad		Generación eléctrica en sistemas aislados.	Se aplica	Aproximadamente 20MW
Hidráulica	Bombeo	Mapa de caídas y caudales, cualitativo	Arietes	Se aplica, a costos competitivos	N.I.
	Electricidad		Generación eléctrica	Se aplica, a costos Altos	> 168 MW
Geotermia	Térmica	Mapas de recurso geotérmico Estudios preliminares de zonas de interés	Recreativa y medicinal	No se aplica aún en generación eléctrica	N.I.

N.I.= No hay Información

La participación de estas fuentes en el país se estima alrededor de 230 MW equivalentes, menor al 2% de la capacidad de generación de energía eléctrica del SIN, y aún no se tiene un estimativo real sobre su contribución como energía final a la satisfacción de las necesidades de los colombianos.

La reforma tributaria del año 2000 plantea exenciones a la venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años. De otro lado, la ley 697 de 2001, fomenta el uso racional y eficiente de la energía y promueve la utilización de energías alternativas, para lo cual crea una Comisión Intersectorial para asesorar y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre estos temas.

Los avances tecnológicos en estas fuentes las harán más competitivas ya que los aspectos ambientales en el mediano o largo plazo se deberán internalizar en los costos de la energía. Prueba de lo anterior es que en el corto plazo, las mejoras de implementación en proyectos como el primer parque eólico de Colombia, JEPÍRACHI (19.5MW) de las Empresas Públicas de Medellín, facilitará el camino y las condiciones para la implementación intensiva de tecnologías de FNCE.

Otros ejemplos de oportunidades de las FNCE pueden encontrarse en la problemática de abastecimiento de Diesel en las zonas no interconectadas ya que con los avances obtenidos en los motores de los generadores que pueden utilizar directamente aceites vegetales, se permitirá el autoabastecimiento de combustible para plantas generadoras de electricidad e inclusive se facilitará el uso de este combustible en el transporte terrestre.

De igual forma, la generación distribuida, así como, el calentamiento de fluidos mediante energía solar requiere de análisis de mercado, para establecer la conveniencia de programas masivos en las nuevas construcciones de viviendas y/o en las industrias, comercio y hospitales. Con la tendencia alcista del precio del petróleo seguramente mejorarán las condiciones comerciales para que las FNCE sean competitivas, incluyendo, tecnologías con mejores eficiencias en las fuentes convencionales y sistemas híbridos convencional-no-convencional

## MAPAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE COLOMBIA

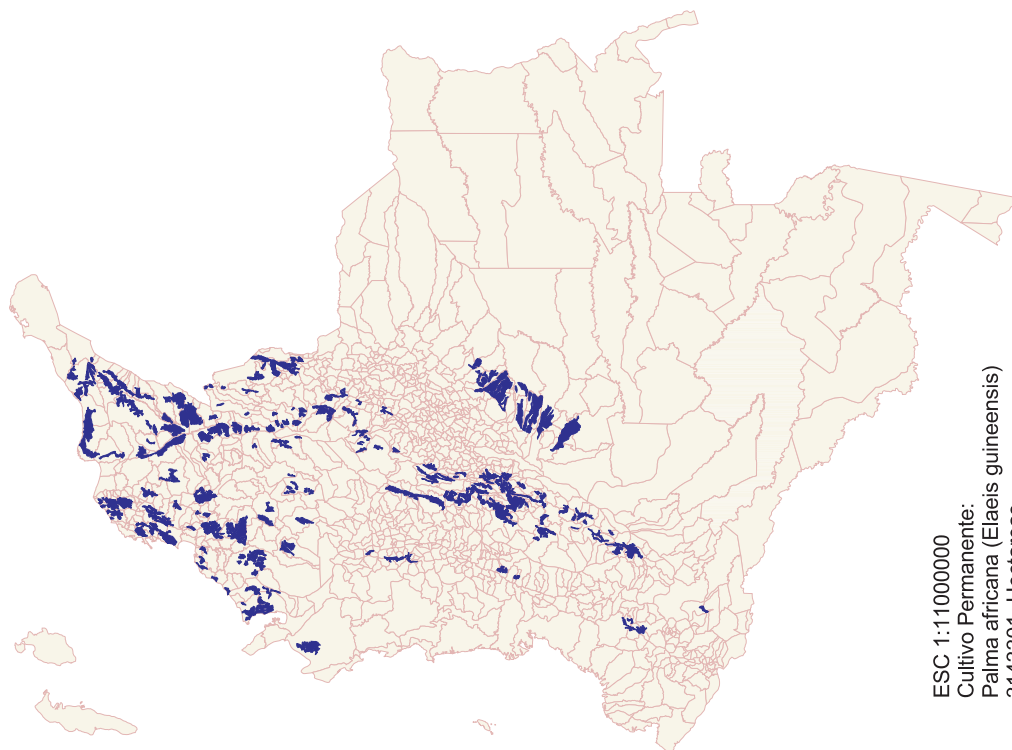
En el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2002 – 2011 se presentaron mapas con los recursos hídrico, solar, eólico y geotérmico, los cuales serán actualizados por la UPME y el IDEAM.

En cuanto al Mapa de Potencial Biomasa, la UPME realizó durante el año 2003 un estudio de los potenciales de los cultivos energéticos y residuos agrícolas, el cual establece a nivel nacional áreas de potenciales para diferentes especies de cultivos, a partir de información del estudio de usos de las tierras en Colombia; zonificación agroecológica y de las condiciones requeridas para más de doscientos tipos de cultivos energéticos. El potencial energético proveniente de un cultivo potencial o de potenciales residuos de biomasa, depende del tipo de vocación del uso del suelo identificado por el IGAC con lo cual se construye un mapa a escala 1:1'500.000 de la distribución espacial de los potenciales cultivos energéticos y residuos de biomasa.

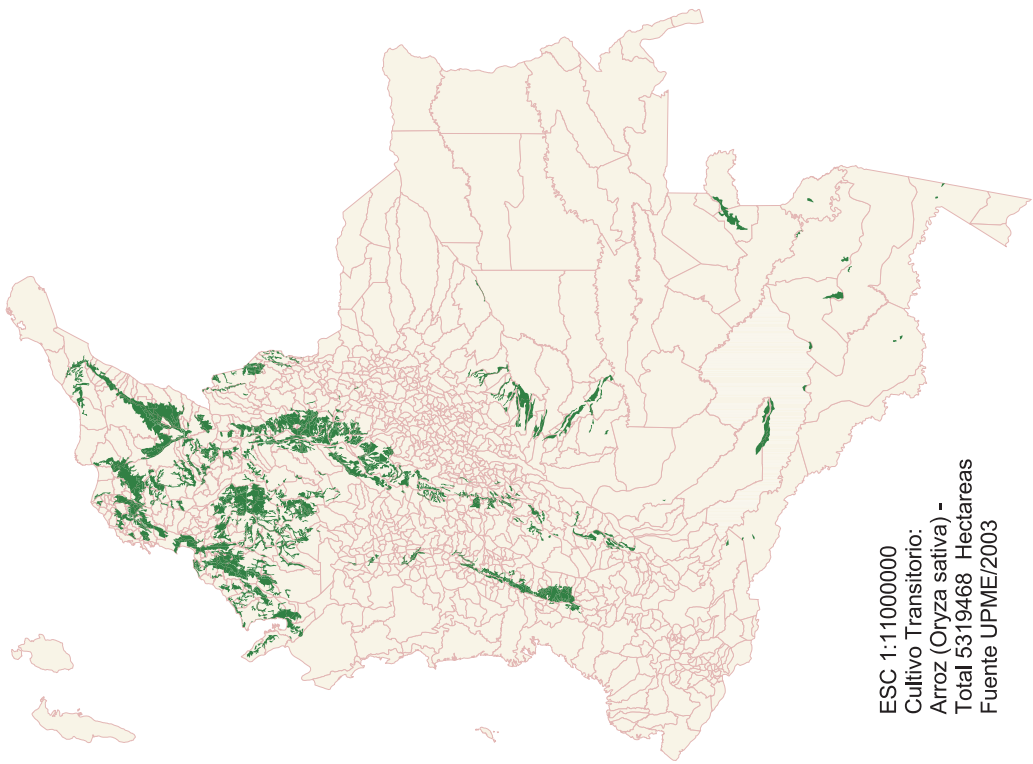
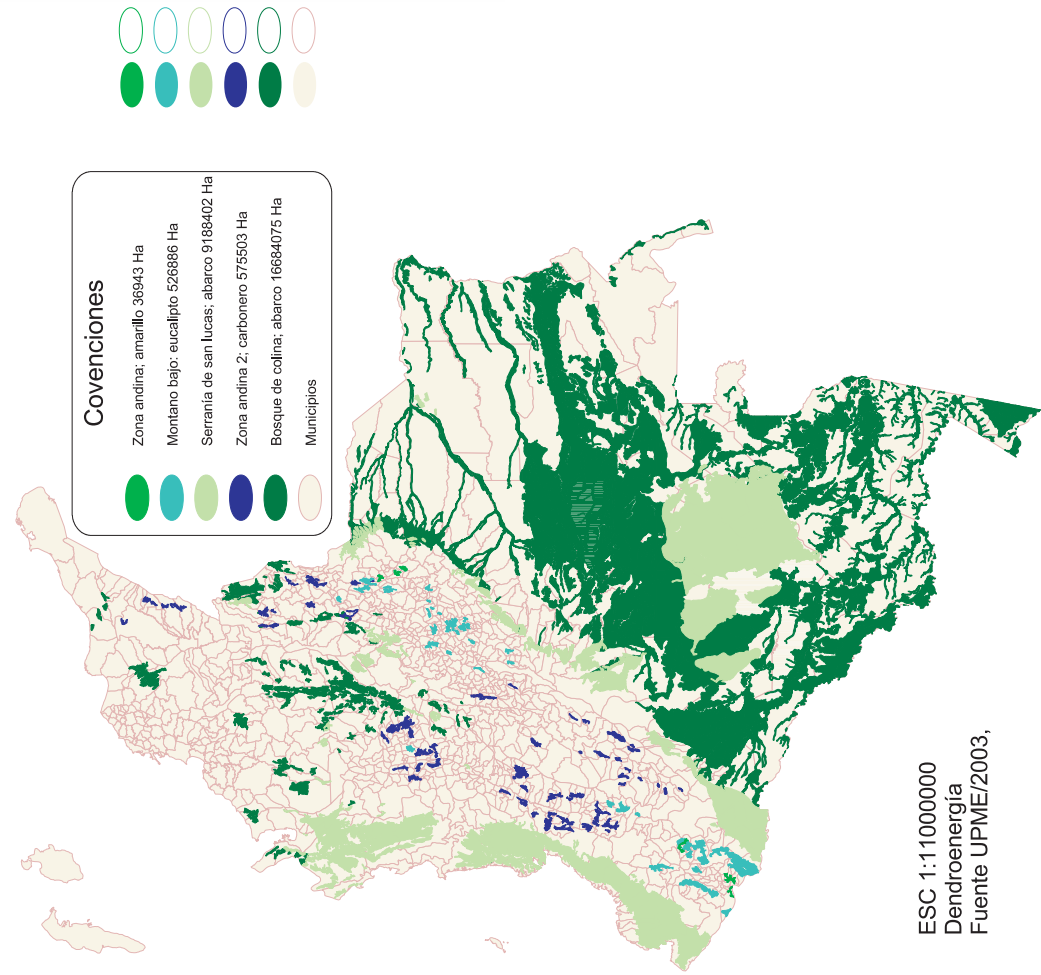
La siguiente gráfica ilustra las áreas con mejores potenciales identificadas para cuatro cultivos energéticos; palma africana (aceite vegetal, biodiesel), caña de azúcar (bagazo), arroz (cascarilla) y dendroenergía en escala 1:11,000,000.



ESC 1:11000000  
Cultivo Permanente:  
Caña de azucar (*Saccharum officinarum*)  
4887140 Hectareas  
Fuente UPME/2003,



ESC 1:11000000  
Cultivo Permanente:  
Palma africana (*Elaeis guineensis*)  
3143301 Hectareas  
Fuente UPME/2003

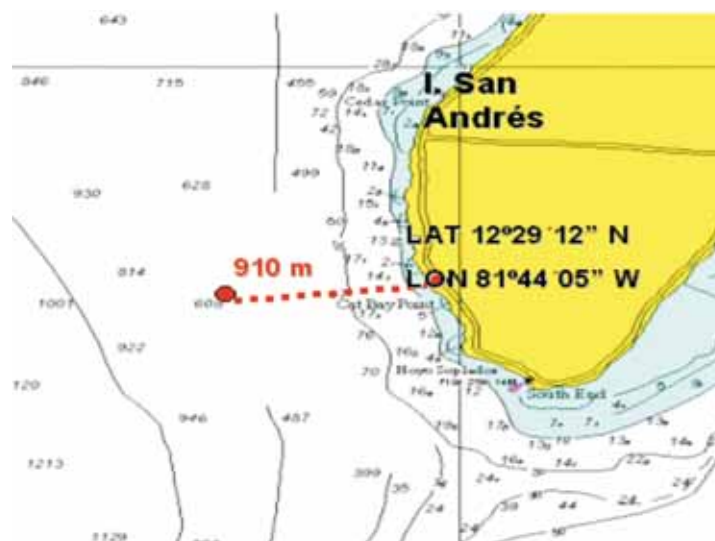




La energía de los océanos se puede clasificar en siete tipos principales: Sulfuro de Hidrógeno, Biomasa con Fuente en el Océano, Gradiente de Salinidad, Corrientes Oceánicas, Gradiente Térmico, Onda de Marea y Olas de Viento. Hasta el momento en Colombia el conocimiento de la energía contenida en los océanos consiste solamente en un trabajo de tesis de oceanografía, realizado en la ESCUELA NAVAL ALMIRANTE PADILLA, Cartagena, Bolívar, disponible para consulta en la dirección <http://www.upme.gov.co/si3ea/hm/estudios.htm#> y donde se identifican algunos proyectos.

El trabajo establece algunos sitios potenciales para la generación de electricidad a partir de la energía los océanos, determina características oceanográficas en estos sitios, para implementar sistemas en las condiciones colombianas. Plantea que existen condiciones para aprovechar la energía del gradiente térmico del océano en la zona costera de la Isla de San Andrés; en Bahía Málaga, Océano Pacífico, establece que no es posible utilizar la energía contenida en las corrientes de marea de manera natural y de igual manera en la Península de la Guajira, determina que es el sitio con mejor energía en las olas pero que no alcanza los niveles mínimos para la generación de electricidad con las tecnologías actuales.

La siguiente gráfica muestra el lugar en San Andrés Isla donde existiría potencial para generar a partir de la diferencia térmica del océano.









# Siglas

ACPM	Aceite Combustible Para Motor
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
AOM	Administración Operación y Mantenimiento
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión
CEDELCA	Centrales Eléctricas del Cauca
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño
CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander
CERE	Costo Equivalente Real en Energía
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
CND	Centro Nacional de Despacho
CPPGN	Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EADE	Empresa Antioqueña de Energía
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A.
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
EDQ	Empresa de Energía del Quindío
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca
EEP	Empresa de Energía de Pereira
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica
EMCALI	Empresas Municipales de Cali
EMSA	Electrificadora del Meta S.A.
ENELAR	Empresa de Energía del Arauca
ENERTOLIMA	Electrificadora del Tolima
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A.
FAER	Fondo de Apoyo Financiero a la Electrificación Rural
FAZNI	Fondo de Apoyo a Zonas No Interconectadas
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FOB	Free On Board (libre a bordo)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi
IPC	Índice de Precios al Consumidor
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MMA	Ministerio de Medio Ambiente
MME	Ministerio de Minas y Energía
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OR	Operador de Red
OXY	Occidental de Colombia
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
SUI	Sistema Único de Información
TIE	Transacción Internacional de Electricidad
TRM	Tasa Representativa del Mercado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
WTI	West Texas Intermediate

## Unidades de Medida

PC	Pie Cúbico
MPC	Millones de Pies Cúbicos
MPCD	Millones de Pies Cúbicos Día
gWh	Gigawatios hora
GPC	Giga Pies Cúbicos
km	Kilómetros
kB	Miles de Barriles
kBEP	Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo
kg	Kilogramos
kV	Kilovoltios
kW	Kilowatios
MW	Megawatios
kWh	Kilowatios hora
TWh	Terawatios hora
MVA	Megavoltiamperios
MVAr	Megavoltiamperios reactivos
MBTU	Millones de BTU
B/d	Barriles por día
B/a	Barriles por año
US\$	Dólares de Estados Unidos
\$/kWh	Pesos por Kilowatio hora
MUS\$	Millones de dólares de Estados Unidos

## 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









Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía  
República de Colombia

**UPME**

Unidad de Planeación Minero Energética

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

PBX: 287 5334 Fax: 288 7419

E-mail: [info@upme.gov.co](mailto:info@upme.gov.co)

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) • Bogotá, D. C., Colombia