



# **Plan de Expansión de Referencia**

**Generación • Transmisión  
2006 • 2020**

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

**Ministro de Minas y Energía**  
Hernán Martínez Torres.

**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:

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.  
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.  
Cerro Matoso S.A.  
Occidental de Colombia, Inc  
Diacó S.A.  
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.  
Codensa S.A. E.S.P.  
Emcali S.A. 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 E.I.C.E E.S.P.

**Equipo de trabajo UPME**  
Beatriz Herrera Jaime  
Denice Jeanneth Romero López  
Elga Cristina Saravia Low  
Francisco de Paula Toro Zea  
Henry Josué Zapata Lesmes  
Jaime Alfonso Orjuela Vélez  
Jaime Fernando Andrade Mahecha  
Jairo Ovidio Pedraza Castañeda  
Javier Andrés Martínez Gil  
Johanna Alexandra Larrota Cortés  
José Vicente Dulce Cabrera  
Libardo Acero García  
Luis Carlos Romero Romero  
Oscar Patiño Rojas

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>INTRODUCCIÓN</b>	9
<b>1</b>	<b>SITUACIÓN ECONÓMICA</b>	11
1.1	CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA	11
1.2	INFLACIÓN	15
1.3	TASA DE CAMBIO	16
1.4	EMPLEO	18
1.5	EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	19
<b>2</b>	<b>SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD</b>	27
2.1	ESQUEMA INSTITUCIONAL	29
2.2	ESTRUCTURA DEL MERCADO	29
2.3	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	30
2.3.1	Evolución Histórica de la Demanda de Electricidad	30
2.3.2	Desviación de los Modelos	37
2.3.3	Interconexiones Internacionales	39
2.4	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	41
2.4.1	Disponibilidad de Plantas de Generación	43
2.4.2	Disponibilidad de Recurso Hídrico	44
2.4.3	Generación de Energía Eléctrica en Colombia.	46
2.5	TRANSMISIÓN	50
2.5.1	Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	50
2.6	DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACIÓN.	54
2.7	MODIFICACIONES AL ESQUEMA REGULATORIO 2005 – 2006	57
2.7.1	Convocatorias UPME	57
2.7.2	Activos de Uso del Nivel de Tensión 4	57
2.7.3	Generación	58
2.7.4	Otras Resoluciones CREG Relacionadas	59
<b>3</b>	<b>PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA</b>	61
3.1	METODOLOGÍA	63
3.2	SUPUESTOS MARZO DE 2006	64
3.2.1	Producto Interno Bruto	64

3.2.2	Pérdidas de Energía Eléctrica en el STN	65
3.2.3	Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución	65
3.2.4	Cargas Especiales	66
3.3	ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA	67
3.3.1	Demanda de Energía Eléctrica	67
3.3.2	Demanda de Potencia Eléctrica	68
3.3.3	Demanda de Energía Eléctrica Sectorial	70
3.3.4	Sensibilidad con Escenario de Crecimiento Económico DNP Visión Colombia 2019	72
<b>4</b>	<b>DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCION DE PRECIOS</b>	<b>73</b>
4.1	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS	75
4.1.1	Carbón	75
4.1.2	Gas Natural	76
4.1.3	Precios de Carbón	79
4.1.4	Precios de Gas Natural	80
4.1.5	Precios del Gas de Guajira y Opón	81
4.1.6	Precios del Gas de Cusiana	82
4.1.7	Precios de Transporte	82
<b>5</b>	<b>EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN</b>	<b>83</b>
5.1	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA GENERACIÓN EN COLOMBIA	85
5.2	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN ECUADOR	87
5.3	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN PERÚ	88
5.4	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN PANAMÁ	89
5.5	PROYECTOS DE EXPANSIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA RESTANTES PAÍSES DEL SIEPAC	90
5.6	METODOLOGÍA DEL PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	91
5.6.1	Variables Críticas	91
5.6.2	Supuestos Empleados en los Análisis de Generación	93
5.7	REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	94
5.7.1	Escenarios de Generación al 2015	94
5.7.2	Escenario de Generación al 2020	103
5.7.3	Casos de Sensibilidad	105
5.8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
<b>6</b>	<b>EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN</b>	<b>113</b>
6.1	INFORMACIÓN BÁSICA	115
6.2	ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 2015 - 2020	117
6.2.1	Análisis Área Costa	117
6.2.2	Análisis Área Nordeste	117
6.2.3	Análisis Área Bogotá	117
6.2.4	Análisis Área Antioquia	117
6.2.5	Análisis Área Caldas – Quindio – Risaralda	117
6.2.6	Análisis Área Valle	118
6.2.7	Análisis Área Cauca – Nariño	118
6.2.8	Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá	118

6.3	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO 2007 - 2015	118
6.3.1	Análisis Área Nordeste	118
6.3.2	Análisis Área Bogotá	119
6.3.3	Análisis Área Bolívar	122
6.3.4	Análisis Área Atlántico	122
6.3.5	Análisis Área Caldas - Quindío – Risaralda	123
6.3.6	Análisis Área Meta	123
6.3.7	Análisis Área Valle	123
6.3.8	Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá	126
6.3.9	Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena	127
6.3.10	Análisis Área Antioquia	128
6.3.11	Análisis Área Chocó	128
6.3.12	Análisis Área Cerromatoso	128
6.3.13	Análisis Área Cauca – Nariño	128
6.3.14	Análisis Área Chinú	128
6.3.15	Conexión del Proyecto de Generación Porce III	129
6.3.16	Nivel de Cortocircuito en las Subestaciones del STN	132
6.3.17	Análisis de Estabilidad del SIN	142
6.4	ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR - VENEZUELA CON EL SISTEMA PANAMA-SIEPAC	148
6.4.1	Análisis de Estado Estable	148
6.4.2	Análisis de Estabilidad de Voltaje	149
6.4.3	Análisis de Estabilidad Transitoria	149
6.4.4	Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal	150
6.4.5	Avances Recientes de la Interconexión Colombia – Panamá	150
6.5	EMPLEO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CONCRETOS EN EL STN	151
6.5.1	Zona Costa Atlántica	151
6.5.2	Zona Bogotá	152
6.5.3	Zona Sur Occidente	152
6.5.4	Recomendaciones Adicionales del Estudio	152
6.6	RESULTADOS DEL PLAN 2006	152
<b>7</b>	<b>ASPECTOS AMBIENTALES</b>	<b>153</b>
7.1	NORMATIVIDAD AMBIENTAL	155
7.2	TRANSFERENCIAS	156
7.3	EMISIONES	156
<b>8</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>158</b>
8.1	PROYECCIONES DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCION DE PRECIO	161
8.2	PLANES DE EXPANSIÓN OR	167
8.3	ANIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN	184
8.4	DESCRIPCIÓN DE EVENTOS Y DISPONIBILIDAD DE SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DEL STN PERIODO DICIEMBRE 2004 – DIDIEMBRE 2005	187
8.5	FECHAS DE ENTRADA DE LINEAS Y SUBESTACIONES DEL STN	190
8.6	FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA -FNCE-	195
8.6.1	Mapas de Recursos Energéticos Renovables de Colombia	195
8.6.2	Mapa de Densidad de Energía del Viento	195
8.6.3	Mapa de Potencial Hidroenergético	198
8.6.4	Mapa de Potencial Energético de la Biomasa	198



## INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME se complace en presentar y poner a disposición de todo el sector energético y demás interesados el documento Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2006 - 2020, el cual, en cumplimiento a lo establecido en la Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica, identifica las necesidades del país en cuanto a nuevas capacidades de generación y recomienda proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional -STN-, con el fin de asegurar el adecuado suministro de energía eléctrica en el futuro inmediato y horizonte que va hasta el año 2020.

Esta versión del Plan se inicia con una breve descripción de la evolución reciente de los principales agregados macroeconómicos del país, Capítulo 1, Situación Económica, con el fin de poner en contexto los análisis y resultados aquí presentados. El Capítulo 2, Situación del Mercado de Electricidad, presenta los datos, indicadores y acontecimientos más relevantes en los diferentes segmentos de la cadena de electricidad, desde la demanda hasta la oferta de energía eléctrica, pasando por las interconexiones internacionales y finalizando con una revisión de las modificaciones al esquema regulatorio desde el 2005, usadas para definir la metodología y alcance del Plan. Las Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia Eléctrica empleadas en los análisis realizados, así como sus aspectos metodológicos, son objeto del Capítulo 3. En el Capítulo 4 se presentan los datos de Disponibilidad de Recursos y Proyección de Precios en carbón y gas natural, que son información de entrada para los temas de los capítulos siguientes.

Los estudios de la Expansión de Generación descritos en el Capítulo 5, parten de la base de información de los proyectos de expansión previstos para Colombia, así como para los países vecinos, Ecuador, Perú, Panamá y demás países que hacen parte del SIEPAC, considerando los estados posibles que surgen de la simultaneidad entre las cuatro variables críticas que determinan los diferentes escenarios de requerimientos de expansión de la generación en el país: disponibilidad y precio del gas, crecimiento de la demanda de energía y la realización de interconexiones internacionales.

En este Plan se identifica la necesidad de incorporar al menos 150 MW para el año 2009 y 700 MW para el periodo comprendido entre el 2011 y 2015, o 1000 MW para el mismo periodo en caso de adelantarse la interconexión con Centro América y presentarse un escenario alto de crecimiento de la demanda, así como la necesidad de nuevas capacidades de generación con base en carbón mineral.

Los análisis de la Expansión de la Transmisión del Capítulo 6 consideran la entrada en operación para las fechas previstas de los proyectos Bogotá y Costa a 500 kV y la ampliación de la

interconexión con Ecuador a 230 kV, que se ejecutaron o se encuentran en ejecución bajo el esquema de convocatorias públicas de la UPME.

Además de los análisis de largo plazo realizados para el periodo 2015 – 2020, con el fin de brindar señales básicas en cuanto a los refuerzos requeridos en el Sistema por necesidades nacionales, y los análisis detallados de corto y mediano plazo efectuados para las diferentes áreas que componen el STN en el horizonte comprendido entre los años 2007 y 2015, en esta versión del Plan se amplían los análisis y concretan definiciones en varios temas y proyectos que venían siendo abordados desde versiones anteriores del Plan, como es el caso de la expansión del área del Valle del Cauca a la luz de nuevas propuestas de los OR's presentadas en el 2006, las alternativas de expansión del área de Chinú, la conexión del proyecto de generación Porce III, el nivel de cortocircuito en subestaciones del STN y la interconexión eléctrica con Panamá y el sistema SIEPAC, la mayoría de los cuales dependían en buena medida de aspectos regulatorios que el regulador ha venido definiendo en el transcurso del año 2006.

Como resultado, este Plan recomienda la reconfiguración del circuito San Carlos – Cerromatoso 500 kV y construcción de la subestación Porce 500 kV para la conexión del proyecto de generación Porce III en el 2010, suspender la recomendación del proyecto de subestación Sub220 dada en el Plan anterior y adelantar las acciones necesarias para la interconexión Colombia – Panamá, sujeta sin embargo a los acuerdos regulatorios pendientes entre ambos países.

El Capítulo 7, Aspectos Ambientales, presenta una reseña de la normatividad ambiental para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión al igual que estimativos de las transferencias fiscales y emisiones poluentes de la actividad de la generación de energía eléctrica en el país.

Agradecemos de manera especial la asesoría y contribución del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión -CAPT- y el aporte continuo de información y comentarios de todos los agentes. Esperamos que este documento sea una útil y oportuna fuente de información y análisis para el sector y para el público en general.





**1**

# **Situación Económica**

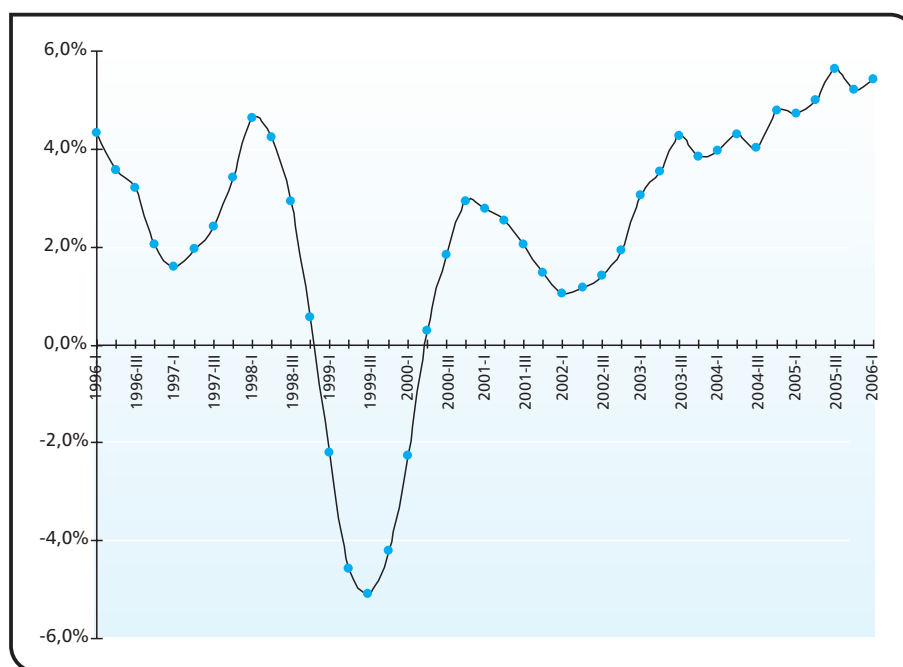




# 1 SITUACIÓN ECONÓMICA

## 1.1 CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA

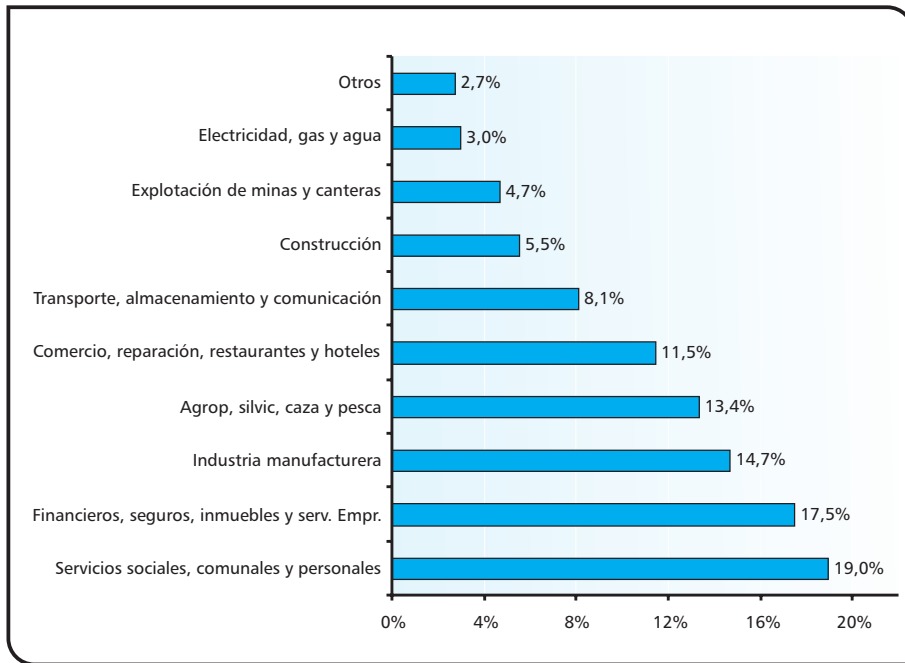
El Producto Interno Bruto a diciembre de 2005 ascendió a \$284,5 billones, en valores corrientes, equivalente a \$88 billones en pesos constantes de 1994, lo que representa un crecimiento anual en términos reales de 5,2%. La variación anual del PIB se presenta en la Gráfica 1-1. El PIB continúa en la senda de crecimiento iniciada en el primer semestre de 2001.



Fuente DANE

Gráfica 1-1 Variación anual PIB (%)

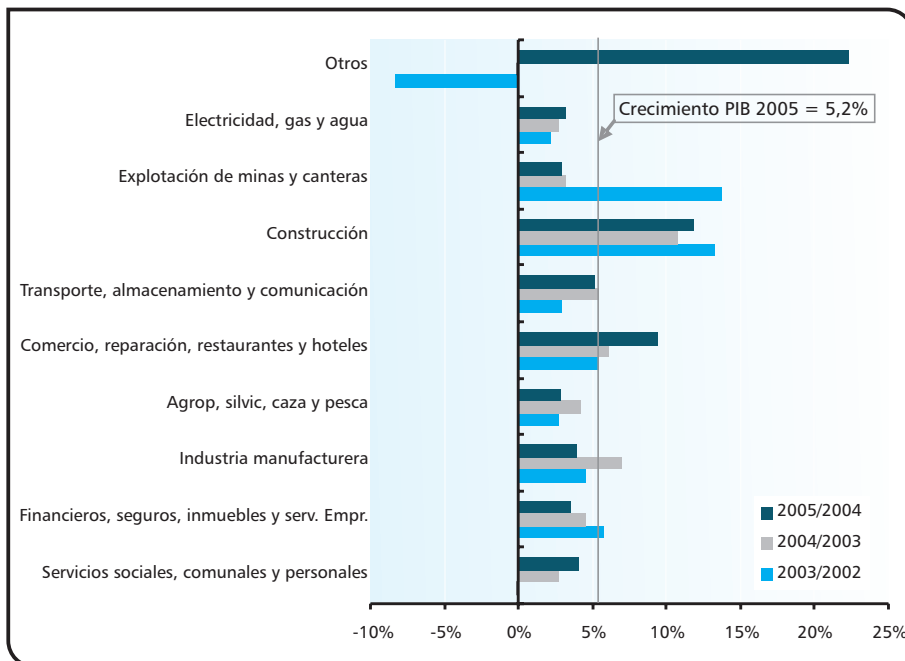
Las ramas de la actividad económica con mayor participación en el PIB del año 2005 fueron en su orden los sectores de servicios sociales, comunales y personales (19%), financieros, seguros, inmuebles y servicios empresariales (17,5%), industria manufacturera (14,7%), agropecuario, silvicultura, caza y pesca (13,4%). Por el contrario los sectores con menor participación fueron electricidad, gas y agua (3%) y explotación de minas y canteras (4,7%). Esta información puede observarse en la Gráfica 1-2.



Fuente DANE

**Gráfica 1-2 Participación porcentual de las ramas de la actividad económica en el PIB (Año 2005)**

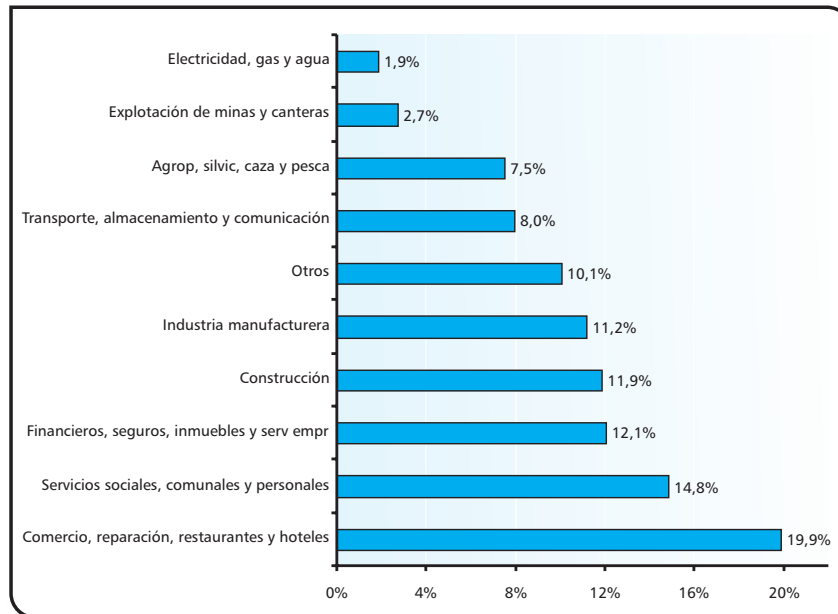
En la gráfica 1-3 se puede observar que sin considerar la categoría “Otros” en la clasificación de sectores que miden el PIB, los sectores con mayor crecimiento en el año 2005 con relación al 2004, fueron Construcción (11,9%) y Comercio, reparación, restaurantes y hoteles (9,4%), los cuales registraron una variación interanual superior a la del PIB total, los sectores restantes registraron crecimientos inferiores.



Fuente DANE

**Gráfica 1-3 Variación anual del PIB sectorial**

Al ponderar la variación anual del PIB sectorial con la variación del PIB total, entre los años 2004 y 2005, se observa en la Gráfica 1-4 que los sectores que más contribuyeron al crecimiento del PIB fueron los de “Comercio, reparación, restaurantes y hoteles” (19,9%), “Servicios sociales, comunales y personales” (14,8%) y “Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas” (12,1%); los de menor contribución fueron “Electricidad, gas y agua” (1,9%) y “Explotación de minas y canteras” (2,7%).

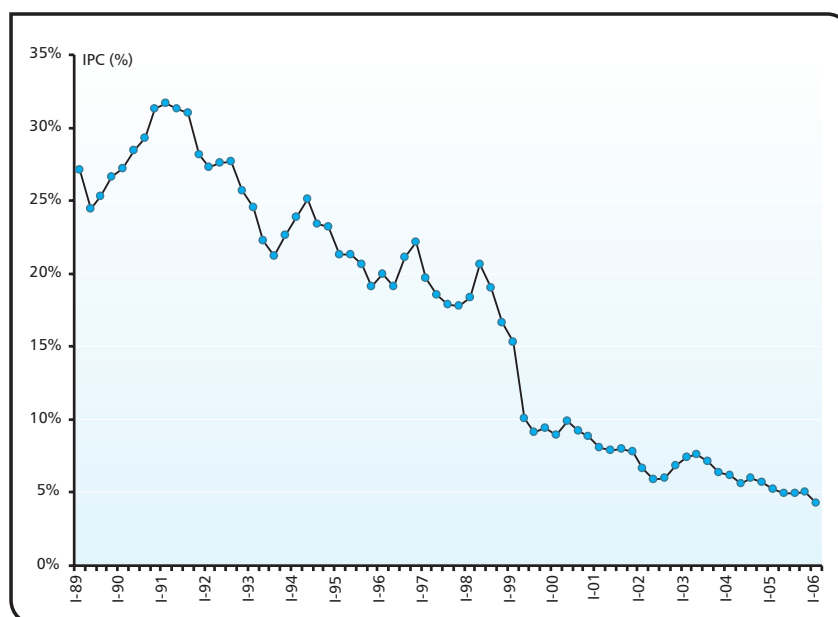


Fuente DANE

**Gráfica 1-4 Participación ponderada de los sectores en el PIB total**

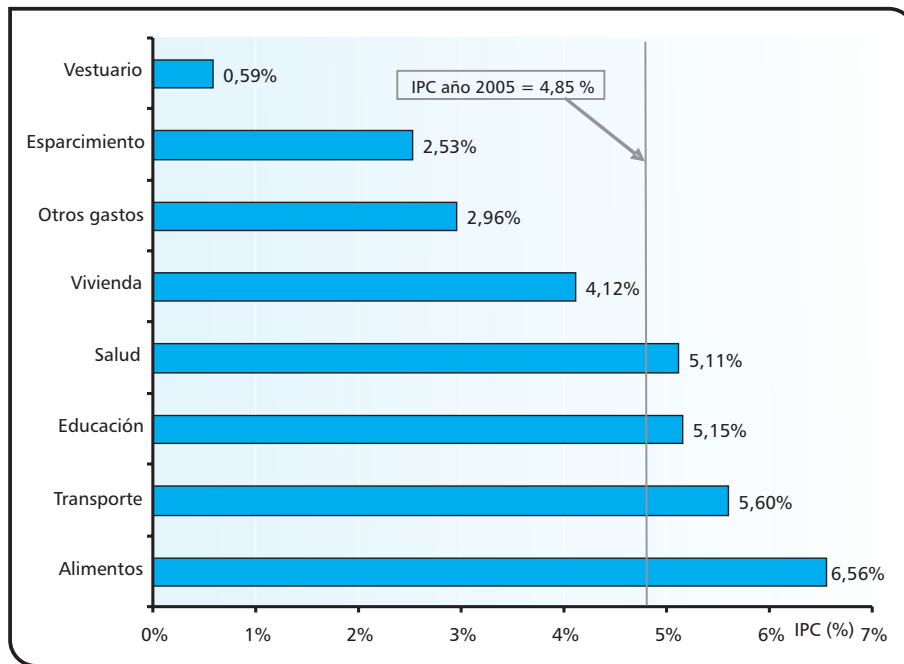
## 1.2 INFLACIÓN

En el año 2005 el Índice de Precios al Consumidor (IPC) creció 4,85% con respecto al año 2004, lo que lo sitúa en la inflación más baja de los últimos años. La Gráfica 1-5 muestra cómo la inflación ha declinado en los últimos años alcanzando cifras de un solo dígito a partir de 1999.



Fuente DANE

**Gráfica 1-5 Variación trimestral del IPC anualizado**



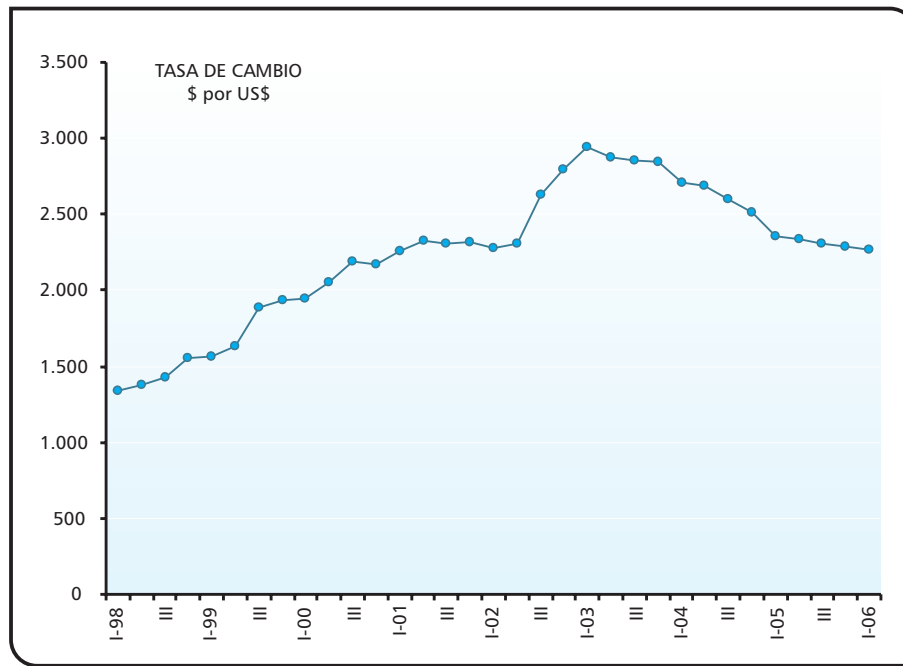
Fuente DANE

**Gráfica 1-6 Variación IPC a diciembre de 2005 por grupos de bienes y servicios**

Los sectores que más incidieron en el incremento del IPC en el año 2005 fueron en su orden los de alimentos, transporte, educación y salud. Por otra parte, los sectores Vestuario, Esparcimiento y Vivienda, registraron variaciones de precio por debajo del IPC total. Ver Gráfica 1-6.

### 1.3 TASA DE CAMBIO

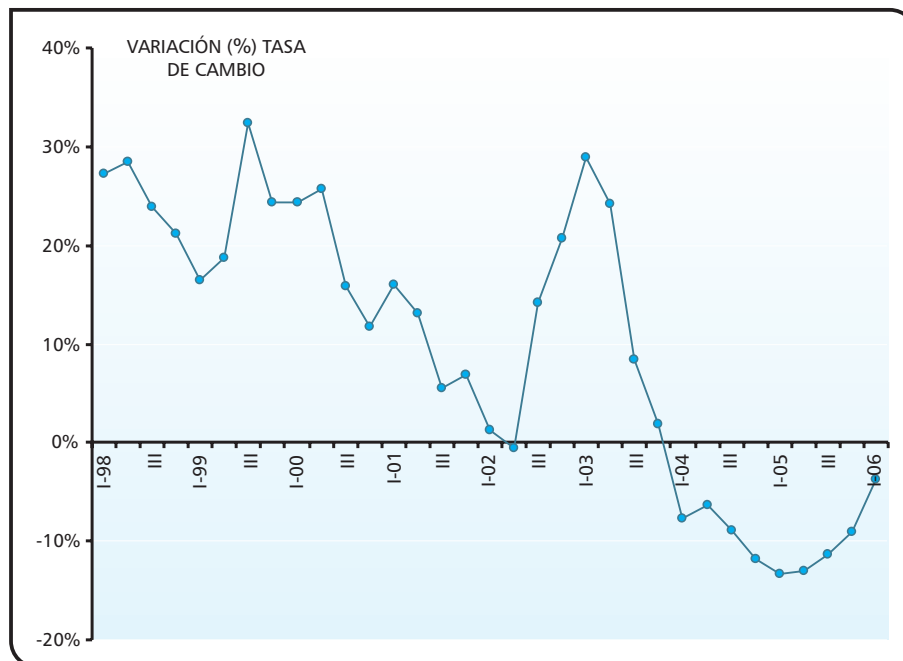
En el año 2002 la moneda nacional presentó una fuerte devaluación frente al dólar al pasar de una tasa de cambio de \$2291,18 en el inicio del año a \$2864,79 al final del mismo, esto representa una devaluación del 25% anual. Esta tendencia continuó durante el primer trimestre de 2003, alcanzando el valor de \$2941,29 al final del primer trimestre de ese año. A partir de esta fecha la tasa de cambio ha presentado una tendencia revaloracionista, hasta alcanzar el valor de \$2283,45 en diciembre de 2005, lo cual representa una revaluación acumulada de 28,8%, llegando a valores similares a los de inicios del año 2001. La Gráfica 1-7 muestra el comportamiento histórico de la tasa de cambio en los últimos años.



Fuente DANE

Gráfica 1-7 Evolución histórica de la tasa de cambio

Aunque la Tasa de Cambio en el año 2005 continuó con una tendencia a la baja, la velocidad del cambio se redujo durante el primer semestre del año 2006. La Gráfica 1-8 muestra la variación histórica de la Tasa de Cambio.



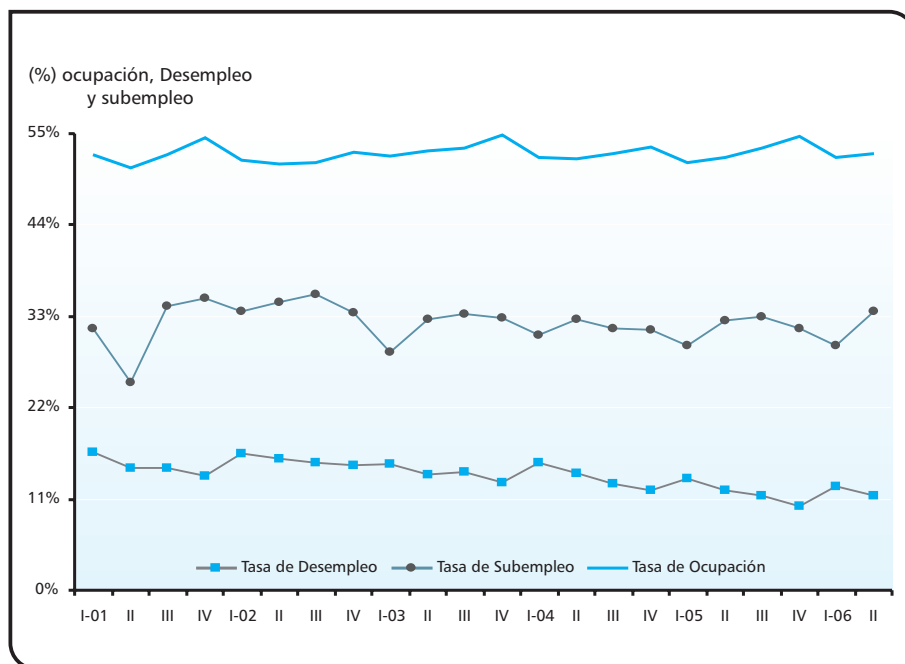
Fuente DANE

Gráfica 1-8 Variación anualizada de la tasa de cambio (%)

## 1.4 EMPLEO

La Tasa de Ocupación de los últimos años ha permanecido relativamente constante alrededor del 53% de la Población en Edad de Trabajar. En el año 2005 la Tasa de Ocupación registró un crecimiento continuo al pasar de 51,6% en el primer trimestre hasta el 54,6% en el cuarto trimestre, sin embargo, descendió levemente a 52,6% al finalizar el primer semestre de 2006.

En la gráfica 1-9 se puede observar que en los últimos años la Tasa de Subempleo promedio fue de 32,1% de la Población Económicamente Activa. En el año 2005 esta tasa presentó una ligera reducción, alcanzando el nivel de 31,6%, aunque en el primer semestre el subempleo creció al 33,5%. La Tasa de Desocupación ha presentado una ligera reducción en los últimos años, alcanzando un valor de 10,2% en diciembre de 2005. Esta tasa se incrementó en el primer semestre de 2006 al 11,4%.

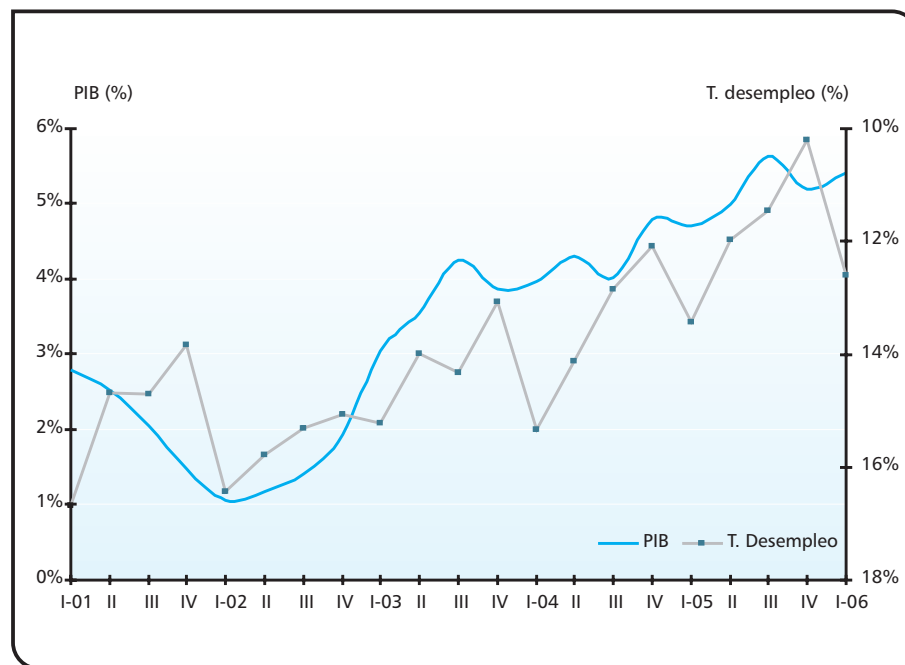


Fuente DANE

**Gráfica 1-9 Variación del empleo en el País**

La Gráfica 1-10 muestra la relación inversa existente entre la variación del PIB y la Tasa de Desempleo. Hacia el tercer trimestre del año 2005 el PIB alcanzó su máximo crecimiento y simultáneamente el desempleo mostró una clara tendencia a disminuir, favorecido además por el incremento de trabajos temporales de final de año. No obstante, en el primer trimestre del año 2006, se presentó un repunte en la tasa de desempleo ubicándose en el 12,6%.





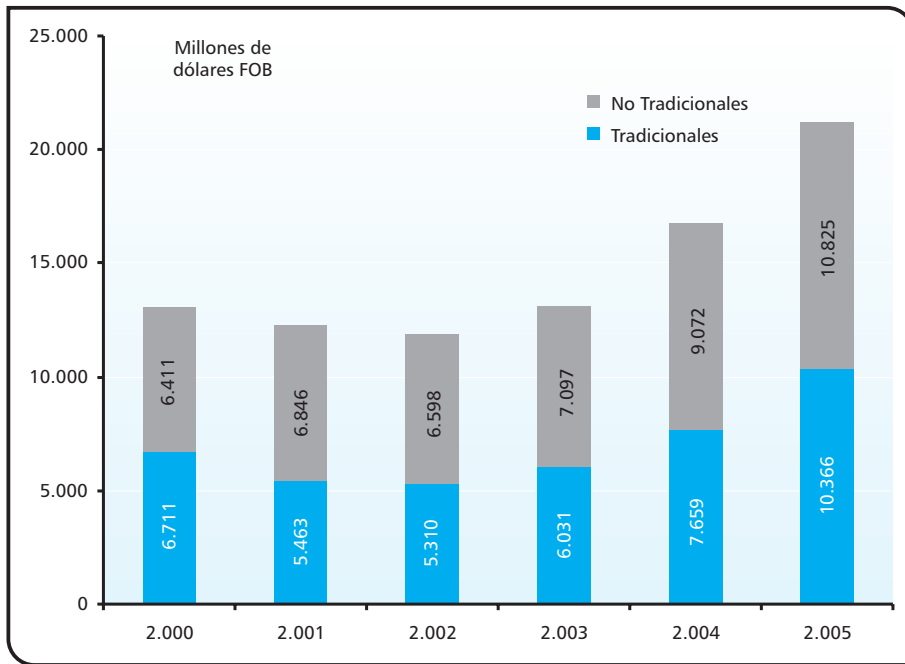
Fuente DANE

Gráfica 1-10 Relación Empleo - PIB

## 1.5 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

La Gráfica 1-11 presenta la evolución de las exportaciones colombianas FOB. En el año 2005 estas fueron de \$21190,5 millones de Dólares, de los cuales el 48,9% corresponde a exportaciones tradicionales y el 51,1% a no tradicionales.

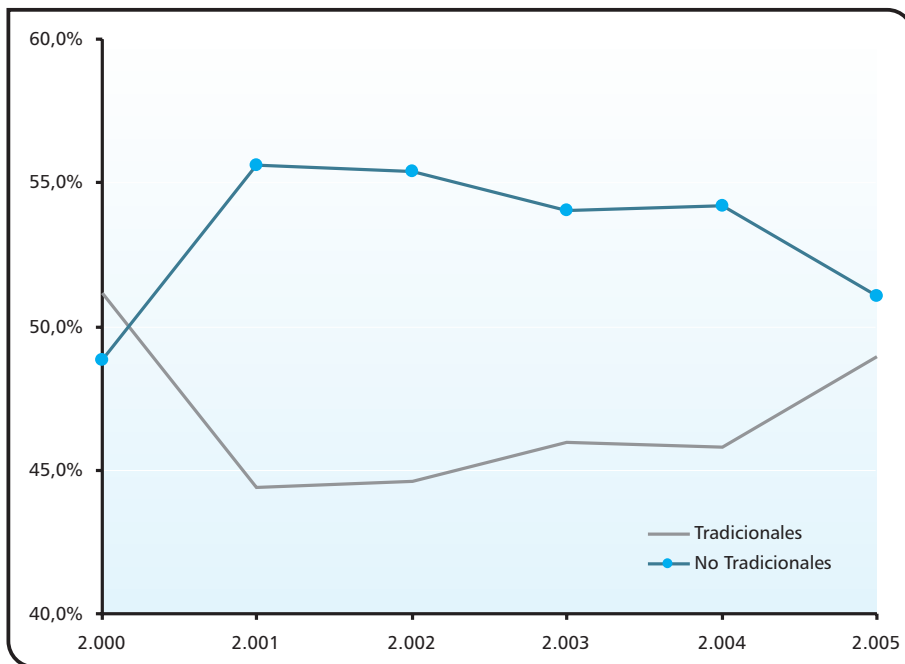
Las exportaciones colombianas han registrado un importante crecimiento en los últimos años considerando que en el periodo 2001-2002 decrecieron 3%, en el periodo 2002 – 2003 el incremento fue del 10%, y en el periodo 2003-2004 al igual que en el 2004-2005 el crecimiento fue del 27%, lo que equivale a un crecimiento promedio anual de 15% en valores corrientes para el período 2001 – 2005.



Fuente Banco de la República

Gráfica 1-11 Exportaciones FOB

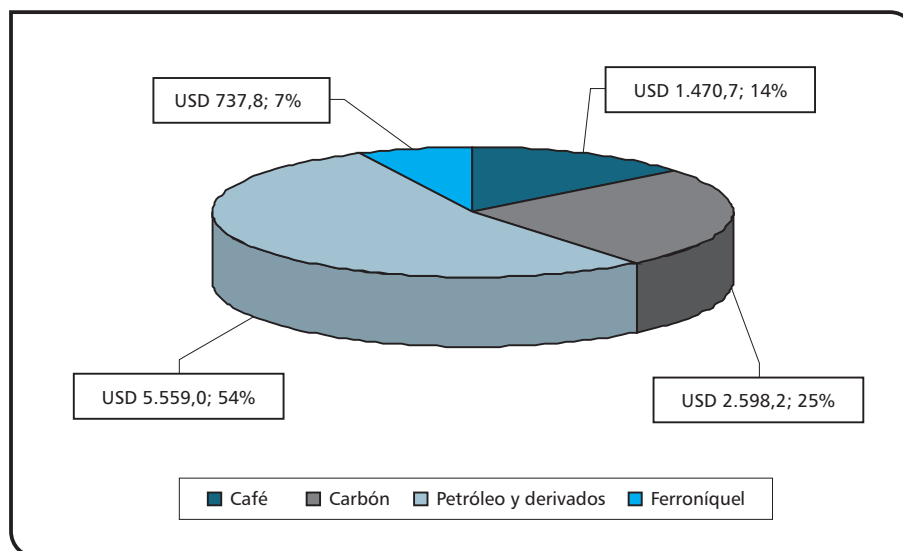
En el período 2001 – 2005 las exportaciones no tradicionales han registrado una mayor participación en el total de exportaciones, sin embargo los productos tradicionales tienden a incrementar su participación.



Fuente Banco de la República

Gráfica 1-12 Evolución de las exportaciones tradicionales y no tradicionales

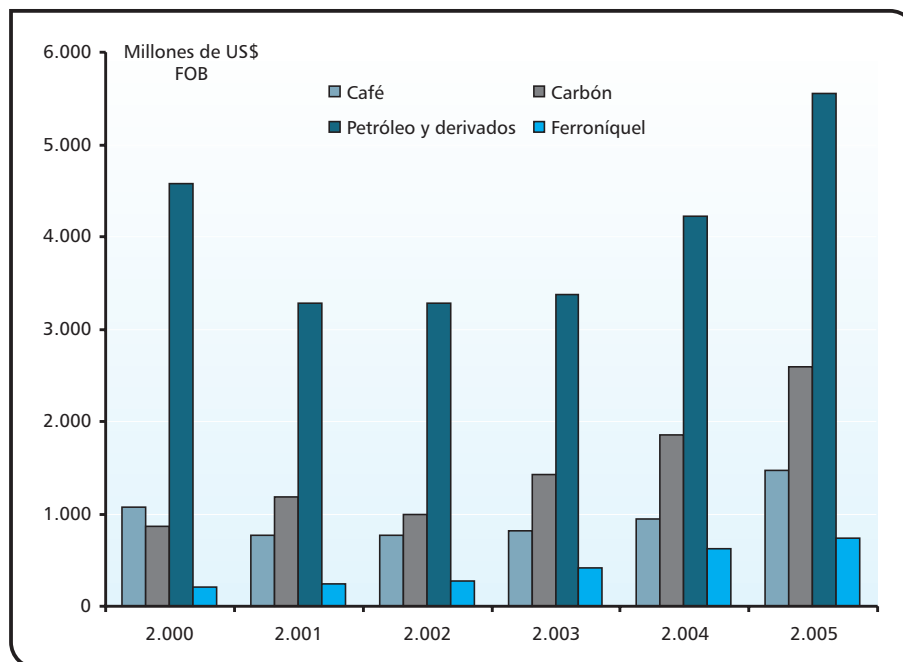
Los principales productos tradicionales de exportación son café, carbón, ferroniquel y petróleo y derivados. En el año 2005 el principal producto tradicional de exportación fue el petróleo y sus derivados (53,6%), seguido por el carbón (25,1%), el tercer lugar fue para el café (14,2%) y el cuarto para el ferroniquel (7,1%).



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-13 Principales productos tradicionales de exportación**

En el período 2003 – 2005, los productos tradicionales de mayor crecimiento en las exportaciones fueron el ferroniquel y el carbón, con tasas promedio de crecimiento interanual en términos corrientes de 1.39% y 1.38%. Para el café dicha tasa de crecimiento fue de 1,24%. El petróleo fue el producto tradicional de menor crecimiento en este periodo con una tasa interanual de 1,19%.

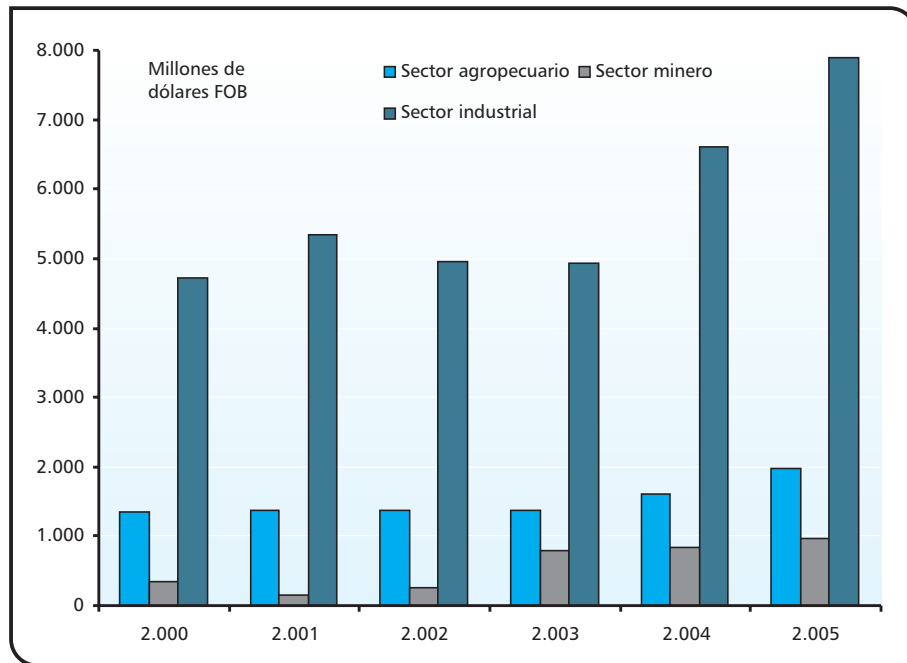


Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-14 Evolución histórica productos tradicionales de exportación**

El valor de las exportaciones no tradicionales registró un importante repunte en el período 2000 – 2001, superando a las exportaciones tradicionales, gracias al incremento en las exportaciones de los productos del sector industrial y a la disminución de las exportaciones del café y del petróleo. Los principales productos de exportación no tradicionales son: banano y flores, en el sector agropecuario; oro y esmeraldas, en el sector minero y textiles, químicos, papel, cuero y alimentos, en el sector industrial.

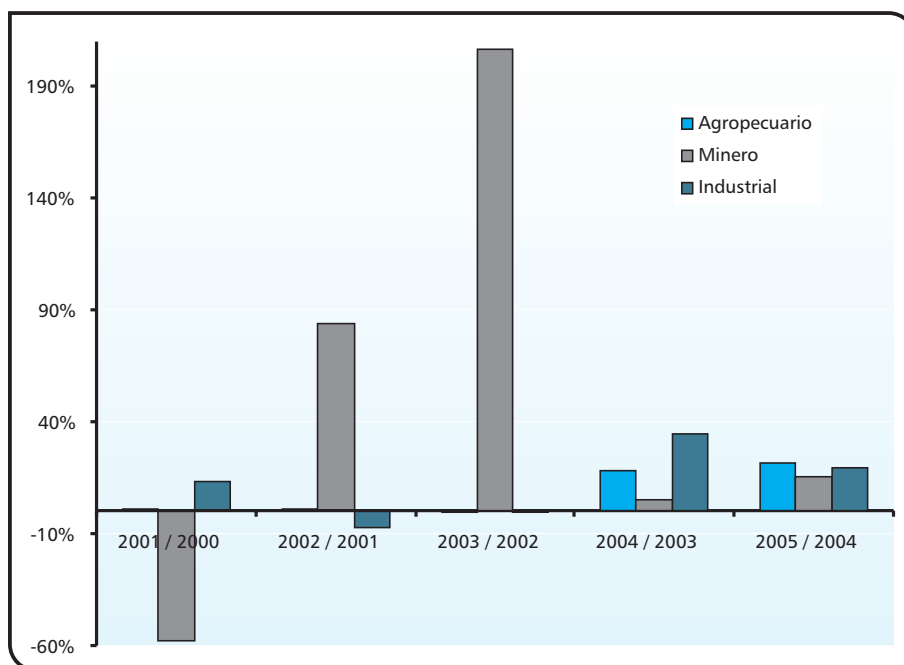
Las exportaciones del sector industrial fueron las de mayor participación en el año 2005 contribuyendo con el 72,9% del total de exportaciones no tradicionales; el sector agropecuario participó con el 18,2% y el sector minero con el 8,2%.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-15 Evolución histórica productos tradicionales de exportación**

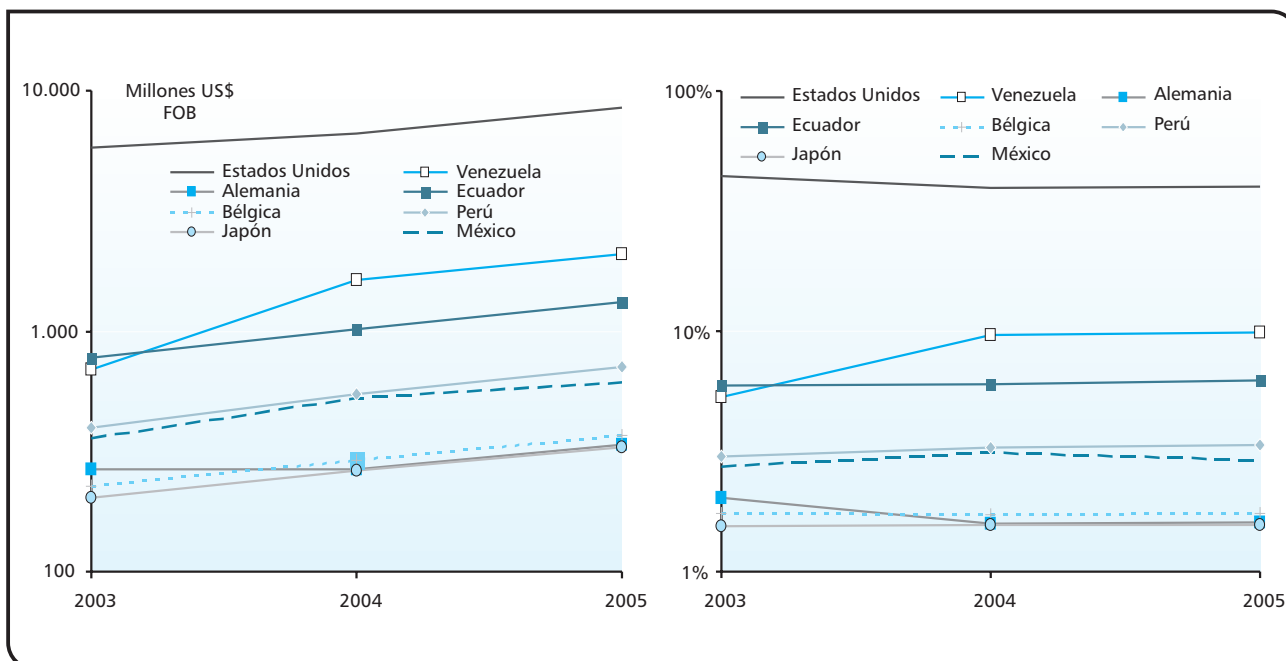
Los sectores no tradicionales presentan alta volatilidad en el crecimiento anual de las exportaciones. En el período 2004 – 2005, el sector agropecuario fue el sector exportador no tradicional de mas rápido crecimiento con el 22%, seguido por el sector industrial con el 19% y el sector minero con el 15%. En el período 2000 – 2001, estos sectores registraron tasas de 1%, 13% y – 58%, respectivamente.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-16 Variación anual de exportaciones no tradicionales**

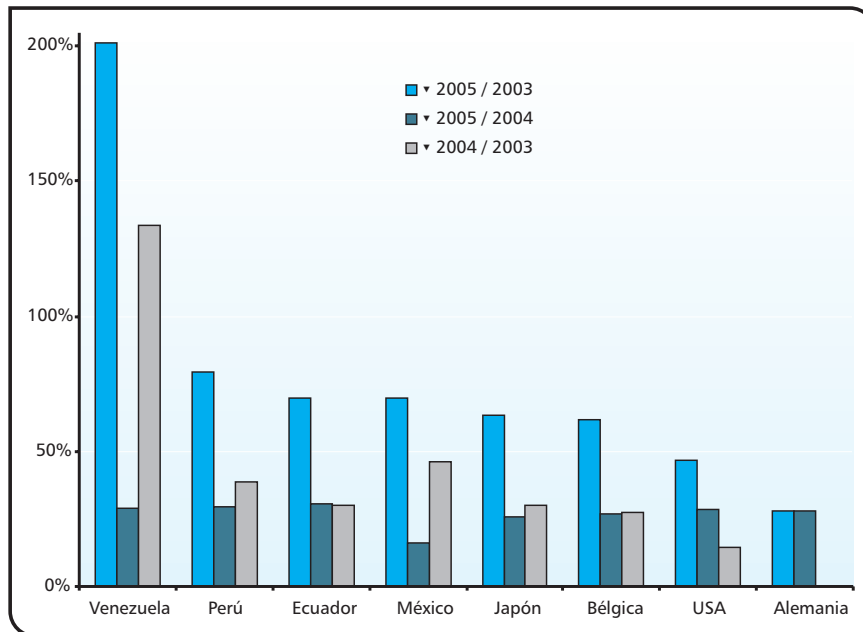
Estados Unidos es el principal país de destino de las exportaciones colombianas, con cerca del 40% del total. Lo siguen Venezuela (10%), Ecuador (6,3%), Perú (3,4%), México, Bélgica, Alemania y Japón.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-17 Países de destino exportaciones**

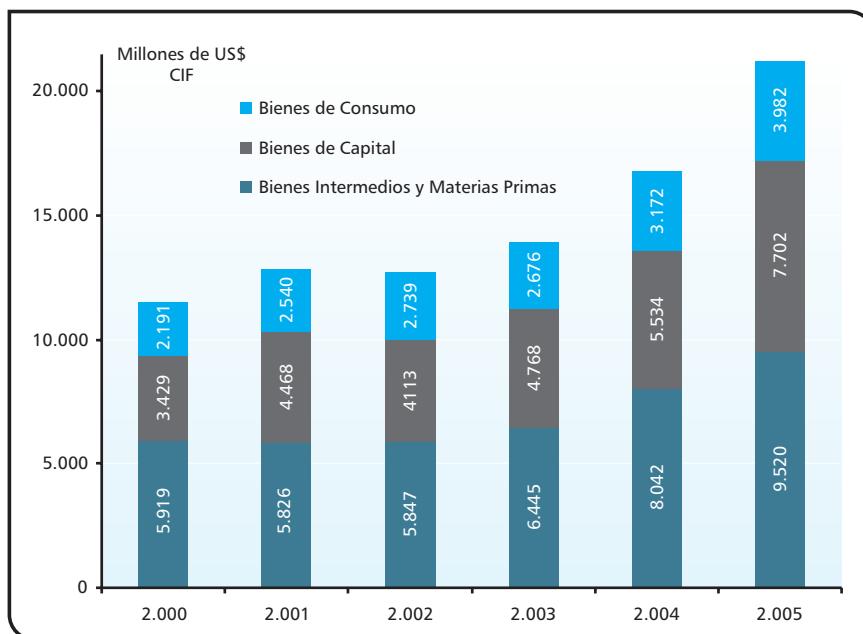
En el período 2003 – 2005, Venezuela se convirtió en el país de destino con mayor crecimiento en el valor de las exportaciones colombianas, pasando de US\$696 millones en el año 2003 a US\$2098 millones en el año 2005, lo que equivale a un crecimiento en dicho período de 201,3%. Le siguen en su orden: Perú, Ecuador y México.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-18 Variación interanual de las exportaciones por país de destino**

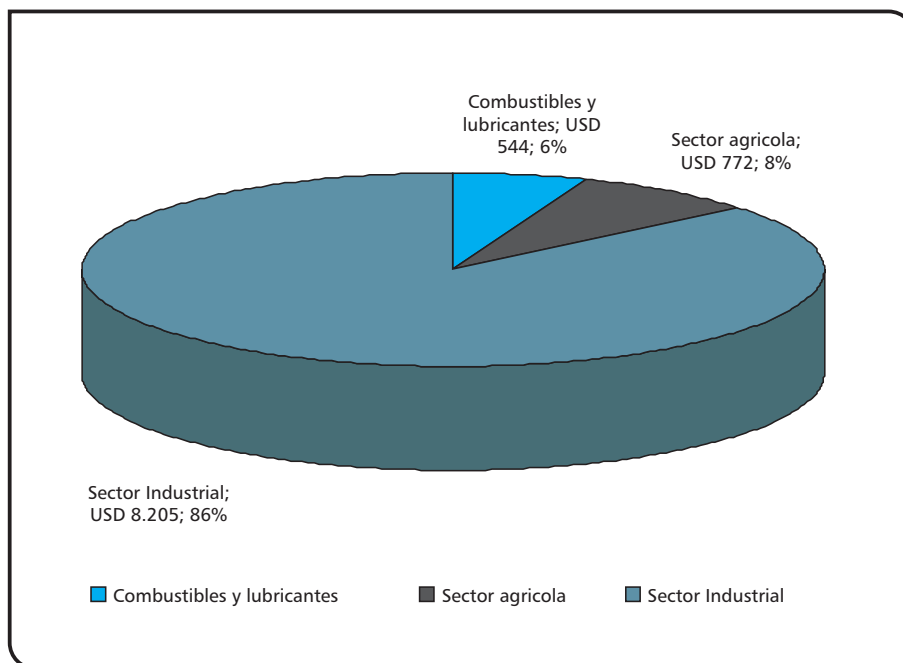
En cuanto a las importaciones, estas alcanzaron un valor CIF acumulado en el año 2005 de US\$ 21204,2 millones, que equivale a un incremento en valores corrientes del 27% con respecto al 2004. El incremento promedio anual de las importaciones colombianas en el periodo 2001 – 2005 fue de 13,4%.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-19 Evolución histórica de las importaciones del País**

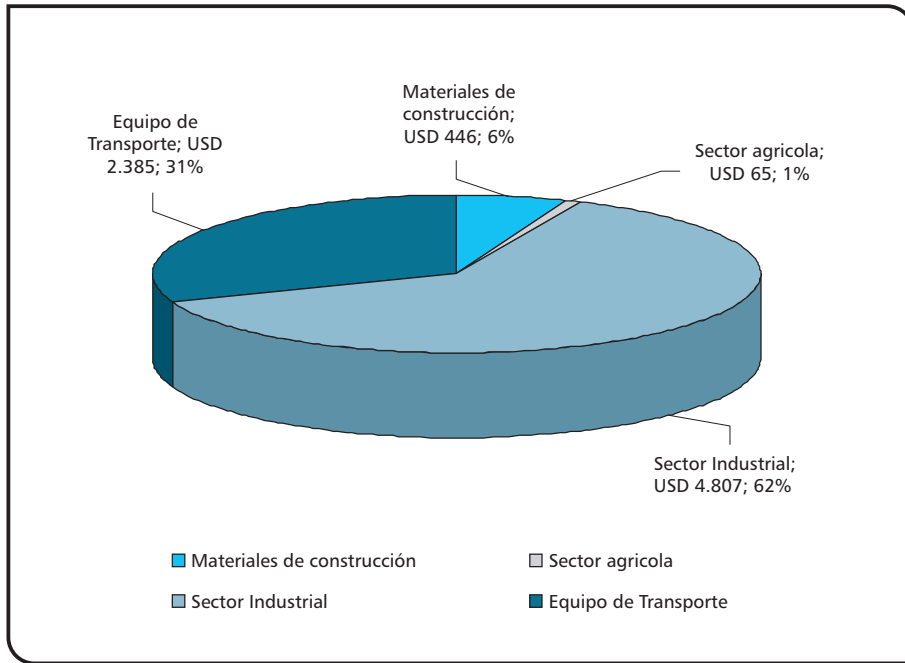
Los bienes intermedios y materias primas, tales como combustibles y lubricantes, bienes para el sector agrícola y bienes para el sector industrial, representan el mayor porcentaje en el valor de las importaciones, en el año 2005 representaron el 44,6% del total. Dentro del grupo de bienes intermedios y materias primas, los destinados al sector industrial son los que tienen mayor participación, con el 86%.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-20 Valor de las importaciones de los bienes intermedios**

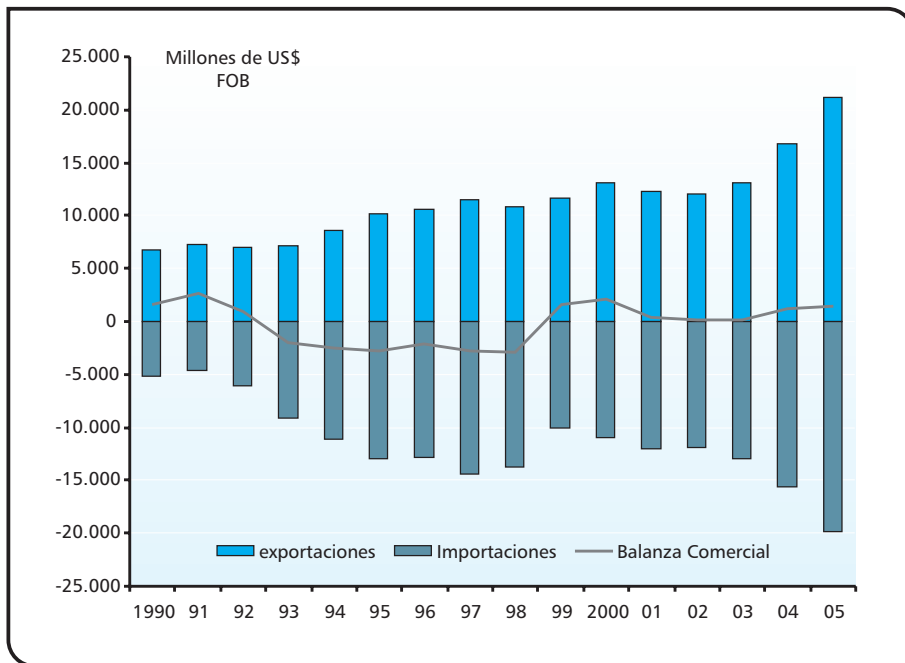
Los bienes de capital están conformados por la maquinaria y equipo destinado a los sectores industrial, agrícola, construcción y equipos de transporte. Dentro de estos, los destinados al sector industrial fueron los que tuvieron la mayor participación en el valor de las importaciones en el año 2005, con un valor CIF de US\$4807 millones, que equivale al 62% del total de bienes de capital; le siguen los equipos de transporte, los materiales de construcción, y el sector agrícola.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-21 Valor de las importaciones de los bienes de capital**

Desde el año 1999 la balanza comercial presenta un saldo neto positivo. En el año 2005 las exportaciones superaron a las importaciones en US\$1392 millones con un crecimiento del 22% en valores corrientes con respecto al año 2004. La Gráfica 1-22 presenta la evolución histórica de la balanza comercial en US\$ millones FOB.



Fuente Banco de la República

**Gráfica 1-22 Balanza comercial**

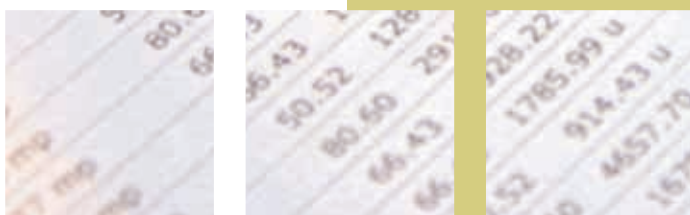


**Realizador CONSUMOS**  
 Período de decontare: 2006-1-1 : 2006-2-28

NOV	Cost comun	Consum	Cost consum	Total GCal	Total Tratado	Pho. exento	Pho. exento
68.88 mp	80.60	1439.83 u	205.86	169.52	2.664714	286.46	178.89
56.77 mp	66.43	1185.67 u	169.52	90.83	2.194867	235.95	145.19
56.77 mp	66.43	635.29 u	90.83	25.51	1.462872	157.26	76.02
43.17 mp	50.52	178.42 u	25.51	233.70	2.07201	76.02	314.30
68.88 mp	80.60	1634.60 u	177.82	227.99	2.211111	314.30	195.19
56.77 mp	66.43	1243.71 u	177.82	183.64	1.738111	244.25	111.68
56.77 mp	66.43	1594.61 u	233.70	417.34	2.178225	244.25	178.89
17 mp	50.52	1284.47 u	177.82	132.71	2.178225	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	2919.00 u	227.99	183.64	2.178225	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	1785.99 u	183.64	417.34	2.178225	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	914.43 u	132.71	255.35	1.852467	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	4657.70 u	130.74	665.92	2.993270	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	1679.49 u	240.12	167.82	2.178225	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	937.78 u	127.70	127.70	1.07201	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	1277.09 u	169.52	169.52	1.462872	244.25	178.89
56.77 mp	66.43	669.90 u	90.83	90.83	0.77201	244.25	178.89

# 2

## Situación del Mercado de Electricidad

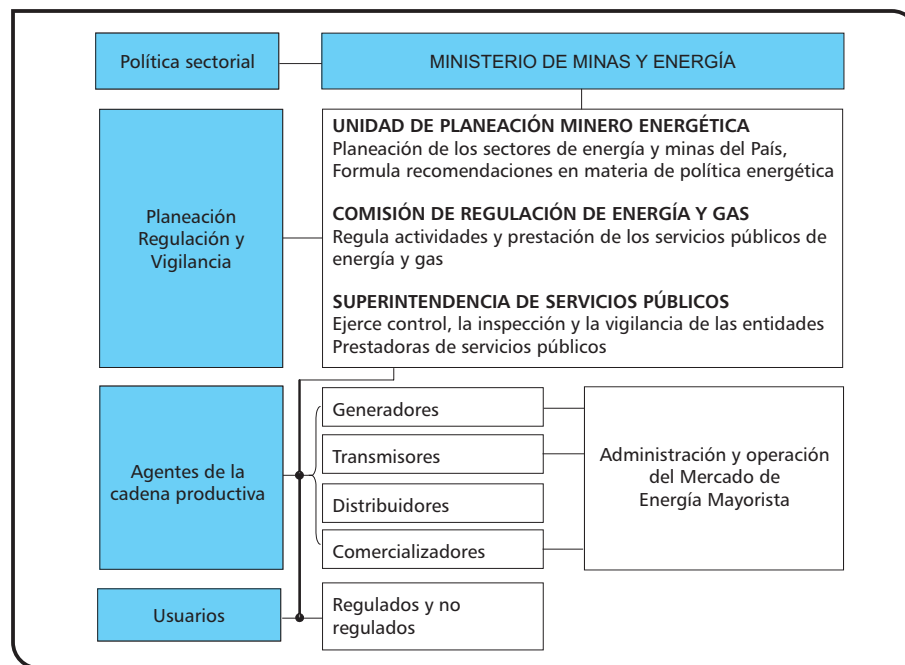




## 2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

### 2.1 ESQUEMA INSTITUCIONAL

Desde los años noventa el Estado ha modificando su rol de actor principal encargado de la administración de los recursos, inversionista y propietario casi que absoluto del sector eléctrico, hacia una clara separación de roles entre los inversionistas y el Estado, en la que este último tiene la responsabilidad de fijar las políticas energéticas, regular, ejercer el control y vigilancia y realizar la planeación del sector eléctrico, normativa para el caso de la expansión de la transmisión e indicativa para la expansión de la generación.

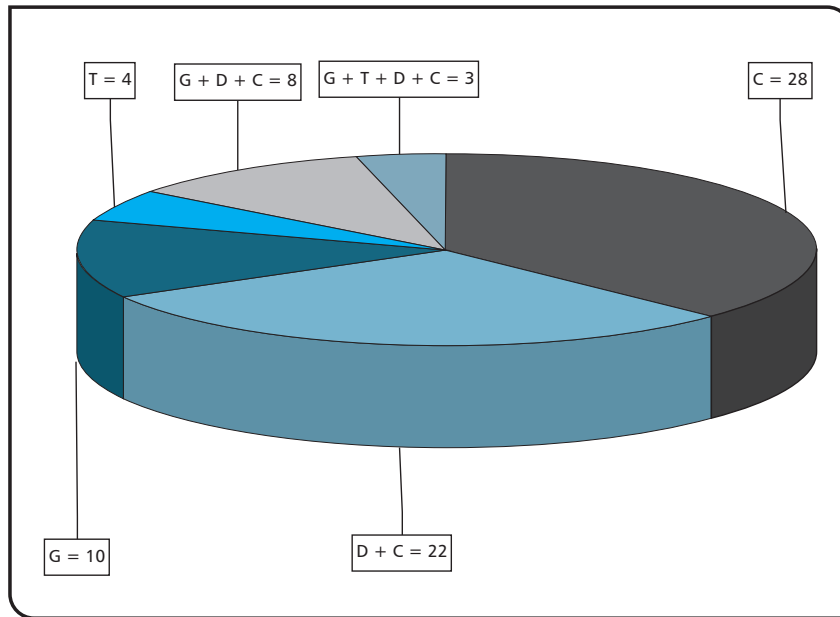


Gráfica 2-1 Esquema institucional y de mercado

### 2.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO

La Gráfica 2-2 presenta la distribución por actividades de un total de 75 empresas reguladas del sector eléctrico que operan en el Sistema Interconectado Nacional, se observa que únicamente 3 de ellas permanecen con integración vertical total de actividades, estas son: EEPPM, EPSA y ESSA. El número de comercializadores puros se ha incrementado en los últimos años llegando

a 28 en el 2005, atendiendo mercado regulado y no regulado localizado principalmente en Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla y Bucaramanga. La mayoría de las antiguas electrificadoras departamentales o municipales separaron sus actividades y actualmente son 22 las que desarrollan simultáneamente actividades de distribución y comercialización, sin embargo existen ocho empresas que adicionalmente a la distribución y comercialización desarrollan también la actividad de generación, entre las cuales se encuentran CHEC, EEP, EBSA, CEDELCA, CEDENAR y EMCALI. Las empresas que tienen por objeto exclusivo la transmisión son 4: ISA, TRANSELCA, EEB y DISTASA.



Fuente CREG

Gráfica 2-2 Número de empresas por actividad en el SIN

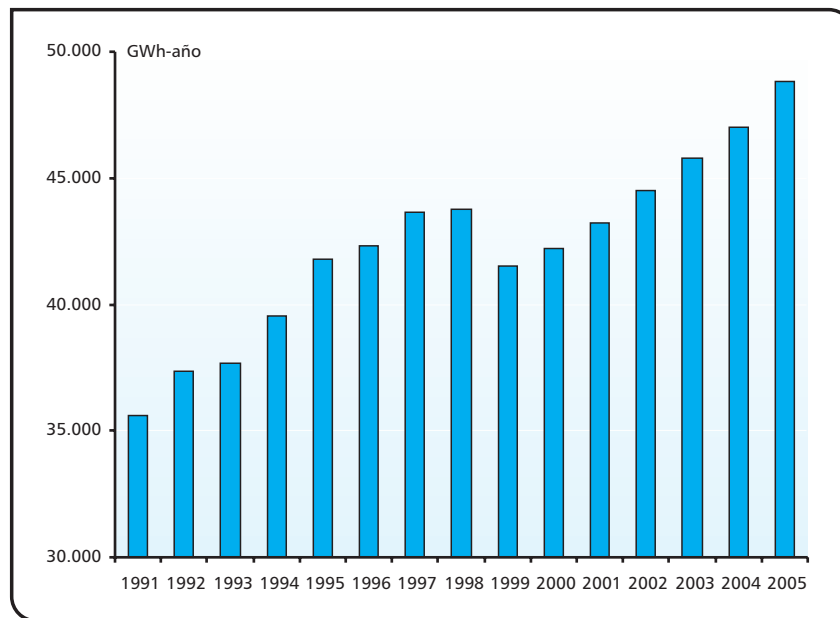
## 2.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 2.3.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

#### 2.3.1.1 Energía

En la gráfica 2-3 se muestra que en el periodo 2000 - 2005 la demanda de energía creció al 2,75% promedio anual. El acumulado anual de la demanda nacional de energía<sup>1</sup> eléctrica en el año 2005 fue de 48828,8 GWh/año, con un crecimiento de 3,8% con respecto al año anterior. El año 2005 registró el crecimiento más acelerado de la demanda de energía de los últimos diez años, lo cual es coherente con el mayor crecimiento de la economía, medido a través del Producto Interno Bruto, el cual fue de 5,2% y que también corresponde al mayor alcanzado en los últimos diez años.

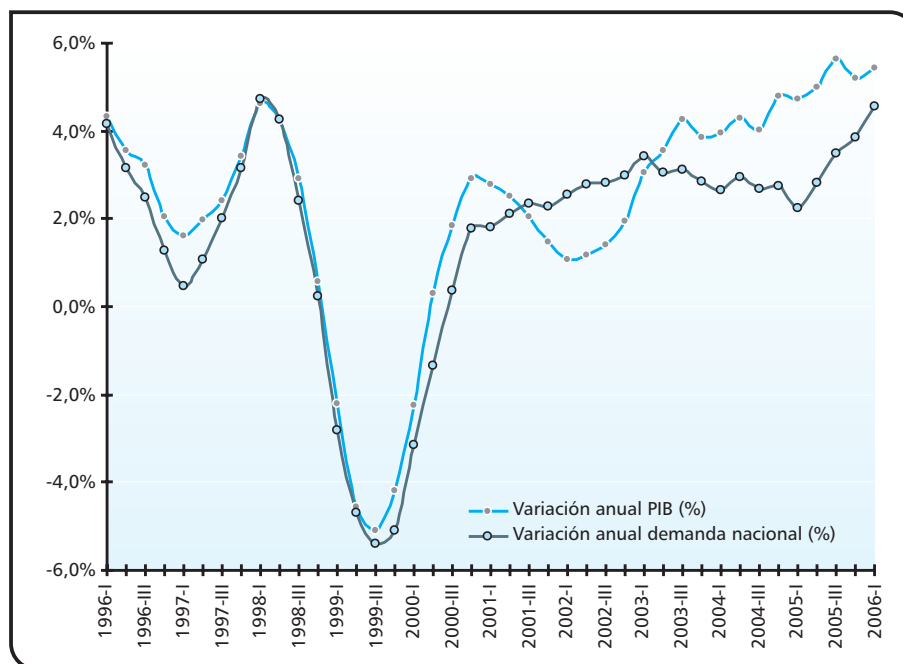
<sup>1</sup> Fuente XM. La Demanda nacional de energía eléctrica se calcula con base en la generación neta de las plantas, demanda no atendida, limitación.



Fuente XM, Neón

Gráfica 2-3 Demanda Nacional de Energía (GWh/año)

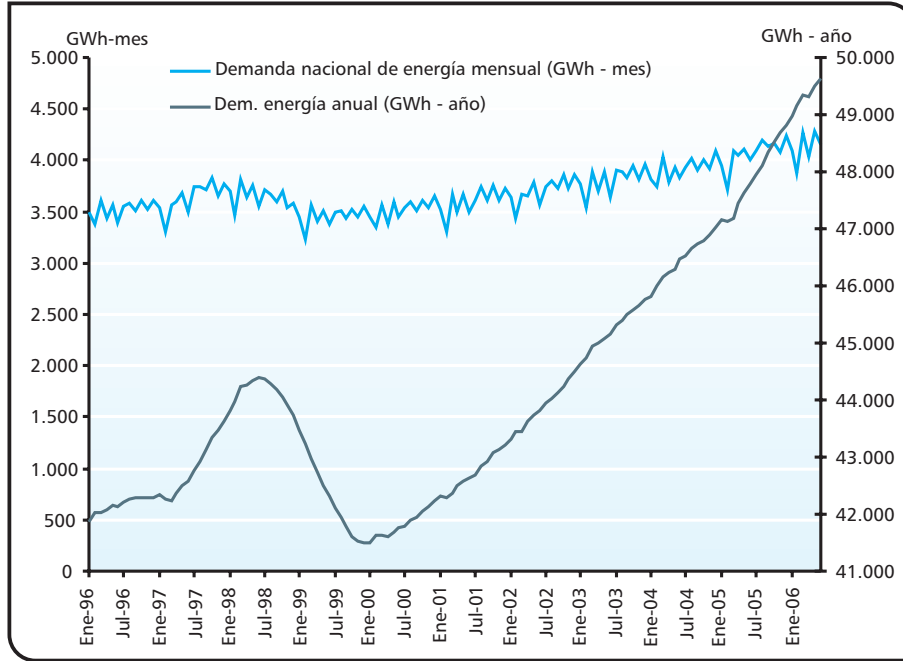
La Gráfica 2-4 muestra la relación existente entre la variación trimestral del acumulado anual de la demanda de energía y la variación del PIB en igual período de tiempo. Se observa que históricamente existe una alta correlación entre estas series. A partir del segundo trimestre del año 2003 la economía presentó niveles de crecimiento mayores que la demanda de energía eléctrica, esto debido a aspectos como la diversificación de la canasta energética, la penetración del gas natural y las acciones emprendidas por los sectores industrial, residencial y comercial, entorno al uso eficiente de la energía. Sin embargo, desde el primer semestre del 2005 la demanda de energía está creciendo a un ritmo más acelerado que la economía.



Fuente XM, Neón

Gráfica 2-4 Relación demanda nacional de energía vs. PIB

La Gráfica 2-5 presenta la evolución mensual de la demanda nacional de energía y el acumulado anual en (GWh).



Fuente XM, Neón

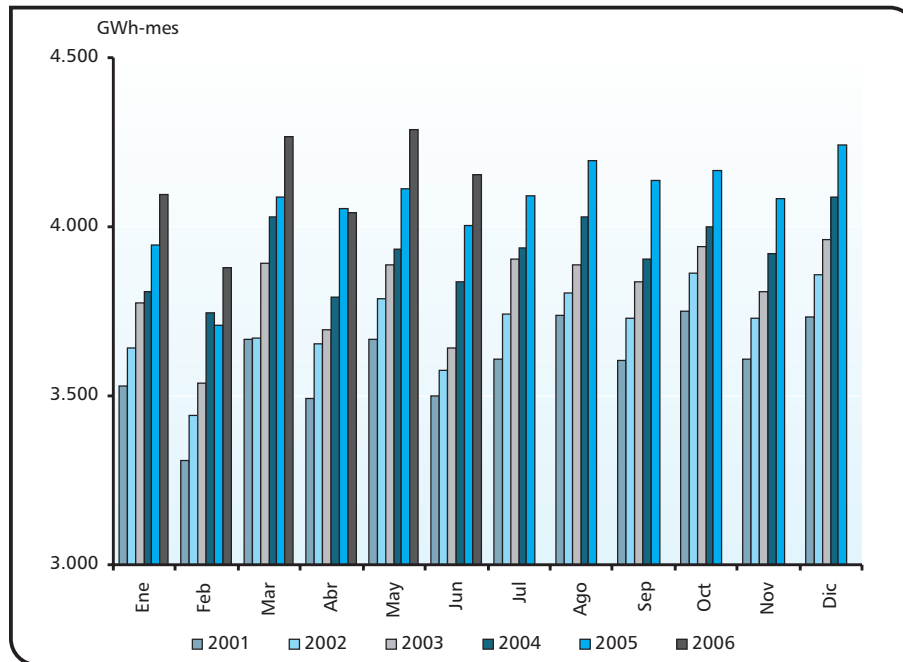
**Gráfica 2-5 Demanda mensual y acumulado anual del Sistema Interconectado Nacional (GWh)**

MES	1997	1998	1999	2000	2001
Enero	42342,0	43807,4	43480,2	41499,7	42320,0
Febrero	42267,3	43966,0	43239,4	41619,7	42280,5
Marzo	42225,1	44226,3	42982,3	41624,9	42376,5
Abril	42378,0	44269,6	42746,0	41595,9	42498,4
Mayo	42493,5	44336,1	42498,9	41677,7	42575,0
Junio	42588,2	44398,5	42320,6	41750,1	42625,7
Julio	42768,2	44375,5	42098,7	41798,9	42692,3
Agosto	42927,3	44295,4	41945,1	41887,2	42829,7
Septiembre	43129,9	44172,3	41790,8	41949,6	42933,7
Octubre	43348,5	44046,8	41609,4	42041,2	43069,7
Noviembre	43471,0	43932,7	41520,9	42139,7	43132,4
Diciembre	43633,3	43733,6	41502,6	42239,8	43206,1
MES	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	43318,5	44631,3	45804,0	47155,6	48978,6
Febrero	43451,8	44729,7	46008,8	47120,5	49150,8
Marzo	43457,7	44948,8	46146,5	47180,8	49330,3
Abril	43619,9	44988,3	46243,7	47445,8	49313,9
Mayo	43741,9	45086,9	46288,1	47625,0	49490,6
Junio	43815,6	45154,4	46481,7	47792,9	49639,4
Julio	43945,7	45316,6	46516,6	47945,9	
Agosto	44013,5	45399,3	46657,0	48114,4	
Septiembre	44136,7	45506,1	46724,4	48347,0	
Octubre	44249,3	45584,7	46782,9	48513,9	
Noviembre	44372,1	45663,7	46895,1	48676,1	
Diciembre	44499,2	45767,9	47019,2	48828,8	

Fuente XM, Neón

**Tabla 2-1 Demanda mensual de energía eléctrica (GWh/mes)**

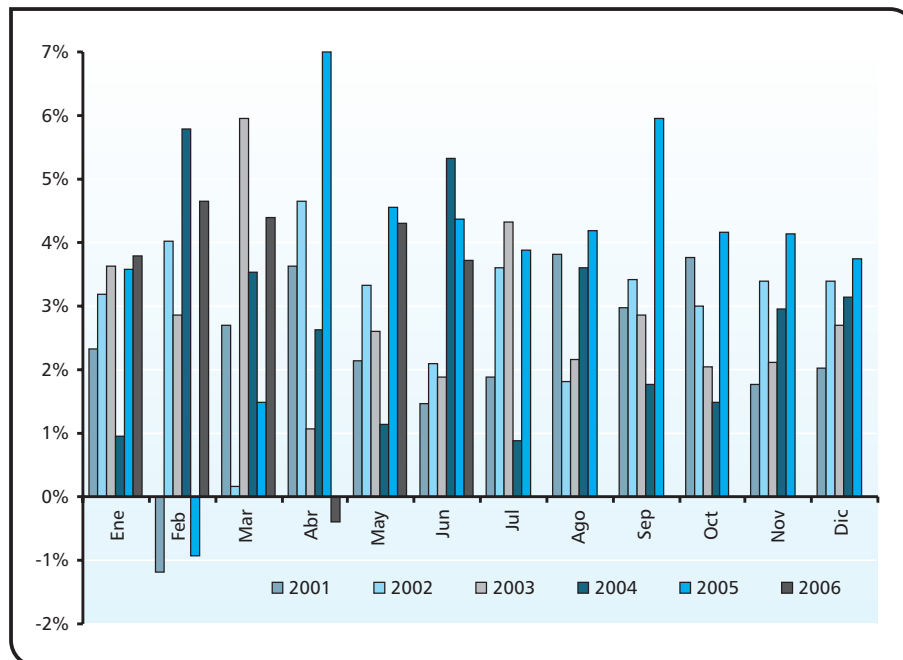
En los últimos tres años el mes de mayor demanda de energía ha sido diciembre, particularmente en el año 2005 alcanzó un valor de 4240,8 GWh/mes, seguido por el mes de mayo (4110,8 GWh/mes). Los meses de menor demanda de energía fueron febrero (4708,7 GWh/mes) y enero (3946,8 GWh/mes).



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-6 Demanda Nacional de Energía (GWh/mes) 2001-2005**

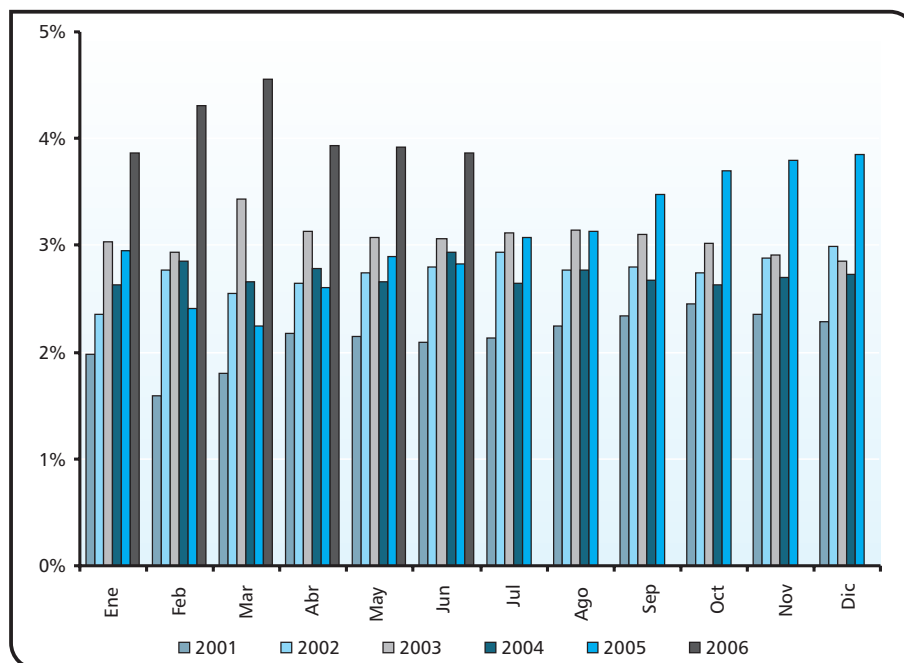
En el 2005 el crecimiento mensual de energía con respecto a igual mes del año anterior presentó las más altas variaciones mensuales de los últimos años, alcanzando valores de 7% y 6% en los meses de abril y septiembre, respectivamente.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-7 Variación mensual de Energía con respecto a igual mes del año anterior**

El segundo semestre del año 2005 se caracterizó por las altas tasas de crecimiento de energía acumulado de los últimos doce meses, superando de manera considerable las del año 2003. Las tasas de crecimiento del primer semestre de 2006 registraron valores aun más altos, alcanzando su máximo en el mes de marzo con 4,6%.



Fuente XM, Neón

Gráfica 2-8 Variación mensual de la demanda de energía, últimos doce meses

DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA (GWh/año) (acumulado últimos doce meses)						
MES	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	42320,0	43318,5	44631,3	45804,0	47155,6	48978,6
Febrero	42280,5	43451,8	44729,7	46008,8	47120,5	49150,8
Marzo	42376,5	43457,7	44948,8	46146,5	47180,8	49330,3
Abril	42498,4	43619,9	44988,3	46243,7	47445,8	49313,9
Mayo	42575,0	43741,9	45086,9	46288,1	47625,0	49490,6
Junio	42625,7	43815,6	45154,4	46481,7	47792,9	49639,4
Julio	42692,3	43945,7	45316,6	46516,6	47945,9	
Agosto	42829,7	44013,5	45399,3	46657,0	48114,4	
Septiembre	42933,7	44136,7	45506,1	46724,4	48347,0	
Octubre	43069,7	44249,3	45584,7	46782,9	48513,9	
Noviembre	43132,4	44372,1	45663,7	46895,1	48676,1	
Diciembre	43206,1	44499,2	45767,9	47019,2	48828,8	

Fuente XM, Neón

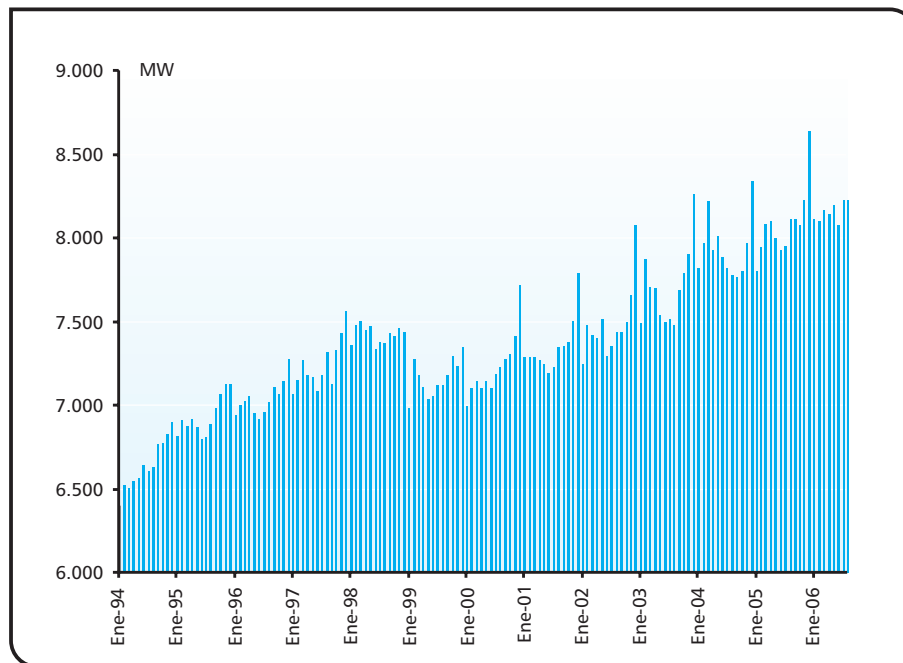
Tabla 2-2 Demanda nacional de energía (GWh – año)

### 2.3.1.2 Potencia

En el año 2005 la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional fue de 8639 MW, registrada en el mes de diciembre, mes en el que en general en los últimos años<sup>2</sup> se alcanzó la potencia pico anual. Este valor equivale a un aumento de la potencia pico de 3,7% con respecto al 2004.

<sup>2</sup> Excepto en el año 1998, en el que la potencia máxima se registró en el mes de marzo.





Fuente XM, Neón

Gráfica 2-9 Evolución de la potencia máxima mensual del SIN (SIN)

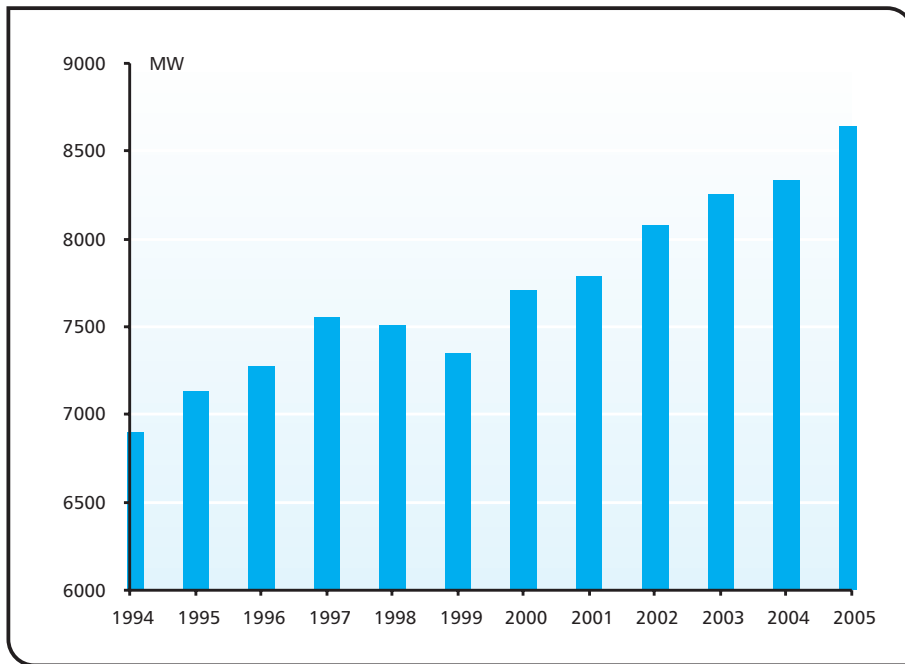
MES	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	7130,0	7276,0	7559,0	7433,0	7345,0	7712,0
Febrero	7126,0	7144,0	7425,0	7459,6	7234,0	7408,0
Marzo	7065,0	7068,0	7327,0	7412,8	7291,0	7306,0
Abril	6980,0	7108,0	7127,0	7428,0	7176,0	7277,0
Mayo	6885,0	7016,0	7318,0	7372,0	7116,0	7231,0
Junio	6804,0	6958,0	7173,0	7376,0	7118,0	7183,0
Julio	6798,0	6914,0	7084,0	7337,0	7053,0	7103,0
Agosto	6869,0	6952,0	7167,0	7470,0	7030,0	7143,0
Septiembre	6920,0	7051,0	7175,0	7448,0	7107,0	7105,0
Octubre	6871,0	7028,0	7271,0	7506,2	7178,0	7139,0
Noviembre	6905,0	6998,0	7150,0	7483,0	7278,0	7103,0
Diciembre	6811,0	6939,0	7067,0	7358,0	6980,0	6993,0
MES	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	7787,0	8078,0	8257,0	8332,0	8639,0	8226,0
Febrero	7501,0	7654,0	7899,0	7969,0	8228,0	8225,0
Marzo	7382,0	7492,0	7786,0	7797,0	8078,0	8074,0
Abril	7350,0	7433,0	7691,0	7761,0	8109,0	8196,0
Mayo	7348,0	7437,0	7483,0	7773,0	8107,0	8140,0
Junio	7224,0	7352,0	7516,0	7813,0	7951,0	8165,0
Julio	7195,0	7296,0	7494,0	7883,0	7928,0	8104,0
Agosto	7241,0	7513,0	7535,0	8010,0	7999,0	8113,0
Septiembre	7268,0	7404,0	7696,0	7925,0	8103,0	
Octubre	7286,0	7417,0	7704,0	8221,0	8085,0	
Noviembre	7285,0	7482,0	7872,0	7970,0	7943,0	
Diciembre	7282,0	7244,0	7484,0	7817,0	7797,0	

Fuente XM, Neón

Tabla 2-3 Potencia máxima mensual del SIN

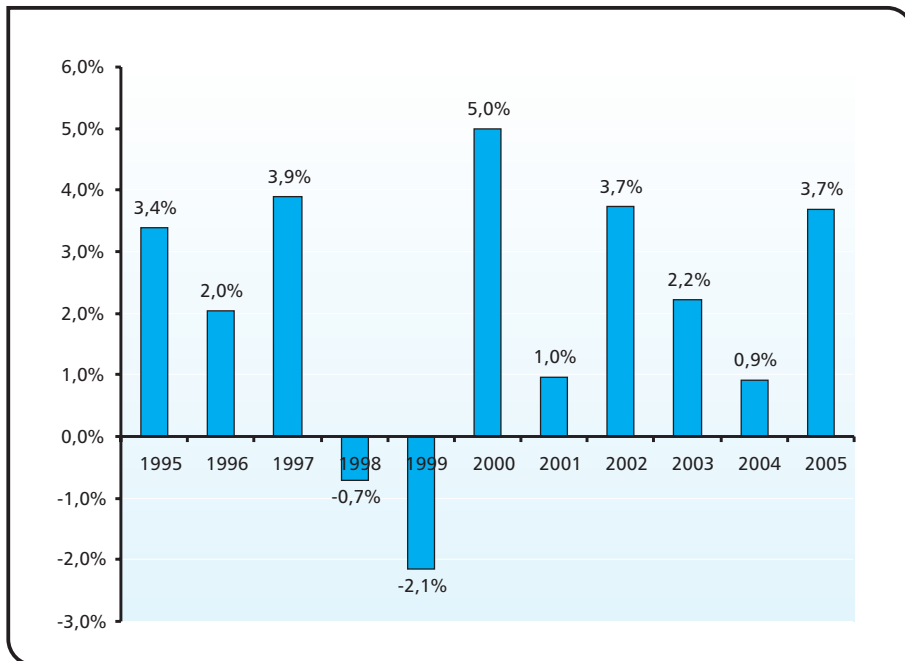
En los años 1998 – 1999 la potencia máxima del SIN presentó tasas de crecimiento anual de -0,7% y -2,1%. A partir del año 1999, la potencia máxima del SIN crece de manera sostenida, con una tasa promedio anual de 2,7%.

La Gráfica 2-10 presenta la evolución de la potencia máxima anual y la Gráfica 2-11 la variación porcentual anual de la potencia máxima.



Fuente XM, Neón

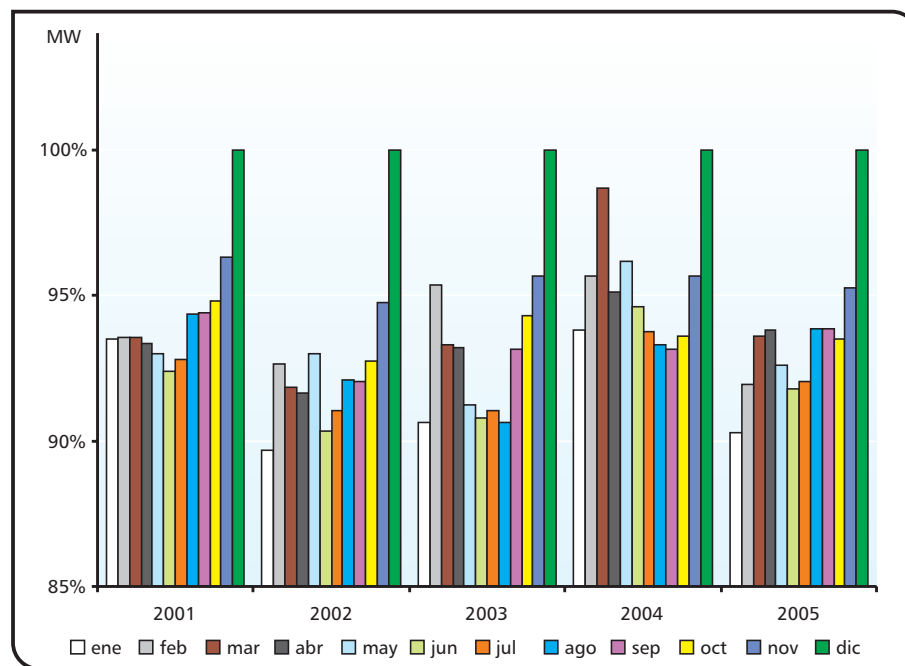
**Gráfica 2-10 Potencia máxima anual del SIN (MW)**



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-11 Variación de la Potencia máxima anual del SIN**

La distribución mensual de la potencia máxima entre los años 2001 – 2005 se presenta en la Gráfica 2-12. Los valores mínimos de potencia están alrededor del 90% de la potencia máxima.



**Gráfica 2-12 Distribución mensual de la Potencia máxima**

### 2.3.2 DESVIACIÓN DE LOS MODELOS

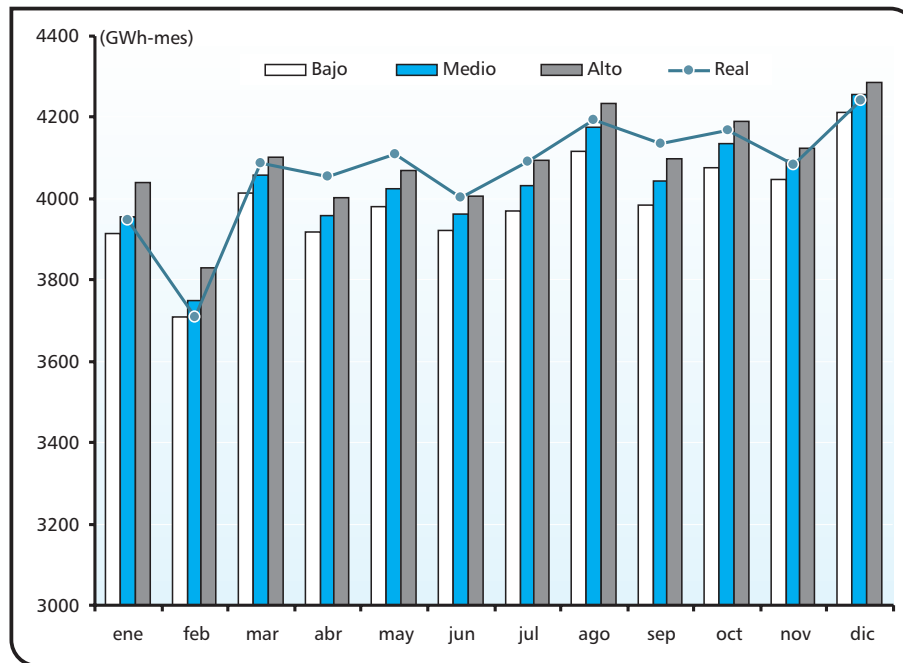
#### 2.3.2.1 Energía

En el año 2005 la demanda real de energía superó durante todo el año el escenario medio de proyección de demanda de la UPME (Tabla 2-4). Siete de los doce meses del año la demanda real de energía estuvo más cerca del escenario alto de proyección demanda. En cuatro meses estuvo cerca del escenario medio y solamente en un mes la demanda real de energía estuvo mas cerca del escenario bajo.

MES	REAL	MEDIO	BAJO	ALTO	DESVIACIÓN REAL vs. ESCENARIO MEDIO (%)
Enero	3946,8	3955	3914	4041	-0,2%
Febrero	3708,7	3748	3710	3829	-1,0%
Marzo	4089,0	4060	4016	4104	0,7%
Abril	4056,0	3960	3918	4003	2,4%
Mayo	4110,8	4025	3982	4069	2,1%
Junio	4003,6	3964	3922	4007	1,0%
Julio	4090,5	4033	3971	4095	1,4%
Agosto	4195,7	4175	4117	4233	0,5%
Septiembre	4136,0	4043	3986	4100	2,3%
Octubre	4167,1	4134	4075	4192	0,8%
Noviembre	4083,9	4094	4049	4124	-0,2%
Diciembre	4240,8	4258	4212	4287	-0,4%
<b>TOTAL</b>	<b>48828,8</b>	<b>48449</b>	<b>47872</b>	<b>49084</b>	<b>0,8%</b>

Fuente XM, Neón

**Tabla2-4 Proyección de demanda nacional de energía eléctrica (GWh – mes)**



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-13 Comparación de la demanda nacional de energía vs. Escenarios de proyección de demanda año 2005**

La diferencia en términos porcentuales entre el valor de la demanda real de energía versus el escenario medio de proyección de demanda fue del 0,8% en el acumulado anual, equivalente a 380 GWh/año. La máxima diferencia mensual entre la demanda real de energía y el escenario medio de demanda fue de 2,4% en abril, equivalente a 96 GWh/mes, y la mínima de 0,2%, equivalente a -17 GWh/mes, en noviembre. La desviación estándar de la demanda mensual de energía con respecto al escenario medio fue de 1,1%. La potencia máxima real del Sistema Interconectado Nacional en el año 2005 estuvo dentro de la franja comprendida entre el escenario bajo y el escenario medio de pronóstico de potencia.

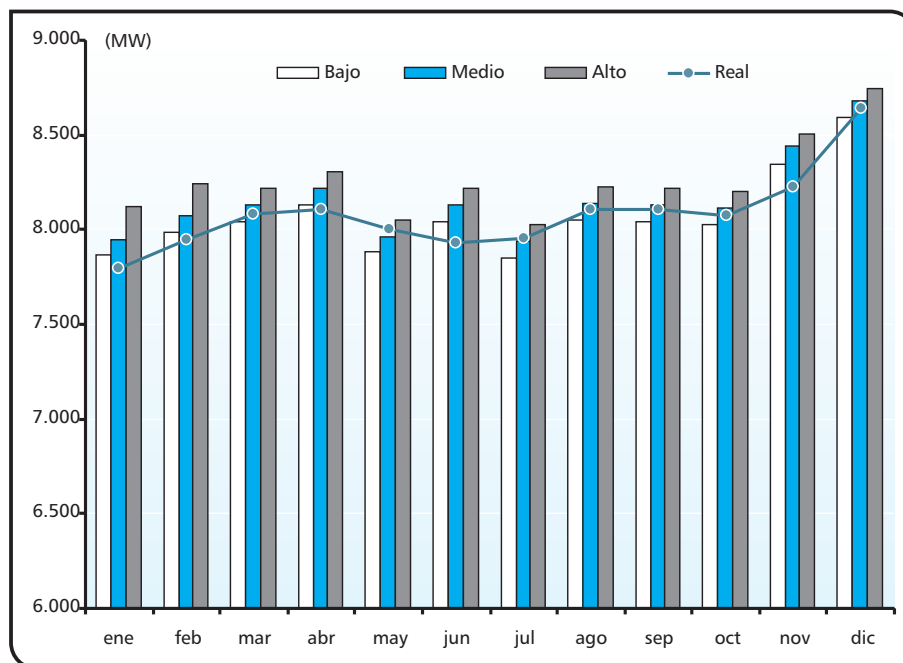
### 2.3.2.2 Potencia

La máxima diferencia mensual entre la potencia máxima y el escenario medio de pronóstico de potencia fue de -2,5% en el mes de noviembre cuando la potencia real fue inferior en 211 MW a lo estimado en dicho escenario. La menor diferencia se registró en el mes de julio, de 0,2%, equivalente a 14 MW. La desviación estándar de la demanda de potencia con respecto al escenario medio fue de 1%.

MES	REAL	MEDIO	BAJO	ALTO	DESVIACIÓN REAL vs. ESCENARIO
Enero	7797	7948	7866	8123	-1,9%
Febrero	7943	8073	7990	8246	-1,6%
Marzo	8085	8131	8043	8218	-0,6%
Abril	8103	8217	8129	8305	-1,4%
Mayo	7999	7965	7880	8051	0,4%
Junio	7928	8129	8042	8217	-2,5%
Julio	7951	7937	7852	8023	0,2%
Agosto	8107	8138	8050	8225	-0,4%
Septiembre	8109	8131	8044	8218	-0,3%
Octubre	8078	8113	8028	8200	-0,4%
Noviembre	8228	8439	8348	8503	-2,5%
Diciembre	8639	8684	8591	8744	-0,5%

Fuente XM, Neón

Tabla 2-5 Proyección potencia máxima (MW)



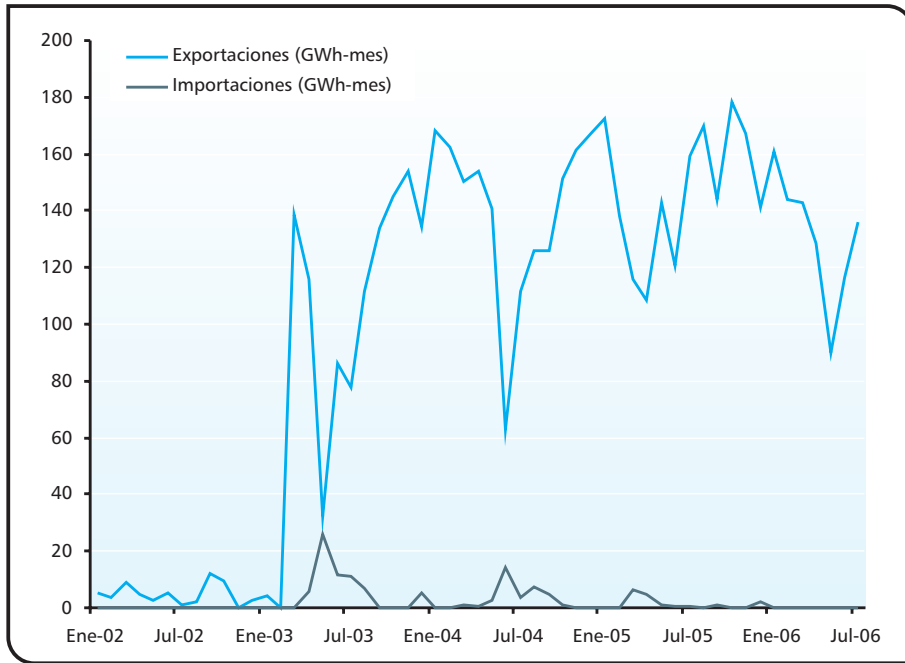
Fuente XM, Neón

Gráfica 2-14 Comparación de la potencia máxima (MW) vs. Escenarios de proyección de demanda año 2005

### 2.3.3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

#### 2.3.3.1 Colombia – Ecuador

Los intercambios de energía con Ecuador se rigen por el mecanismo de Transacciones Internacionales de Corto Plazo (TIE), reglamentado principalmente por las resoluciones CREG 004 de 2003 y 014 de 2004, cuyas reglas fundamentales quedaron consagradas en la Decisión CAN No. 536 de 2002. La Gráfica 2-15 presenta los intercambios de energía con Ecuador en GWh/mes. En el año 2005 el total de energía exportada a Ecuador fue de 1757.8 GWh, con un crecimiento anual de 4,57%. Las importaciones en el 2005 desde el Ecuador llegaron a 16,03 GWh, lo que representó una disminución del 54,16% con respecto al año 2004 en el que se importaron 34,97 GWh.

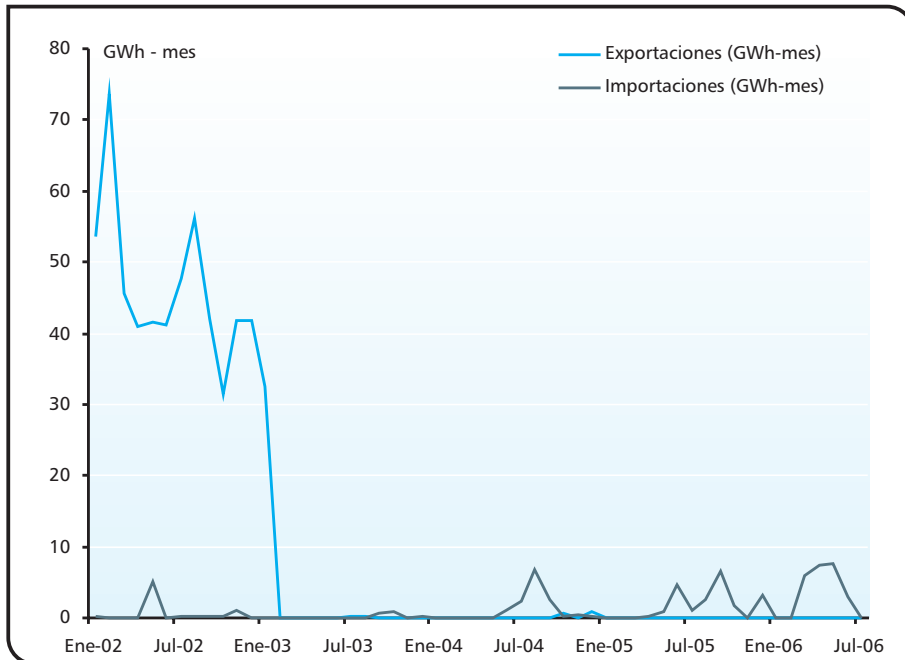


Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-15 Intercambios de energía Colombia - Ecuador**

**2.3.3.2 Colombia – Venezuela**

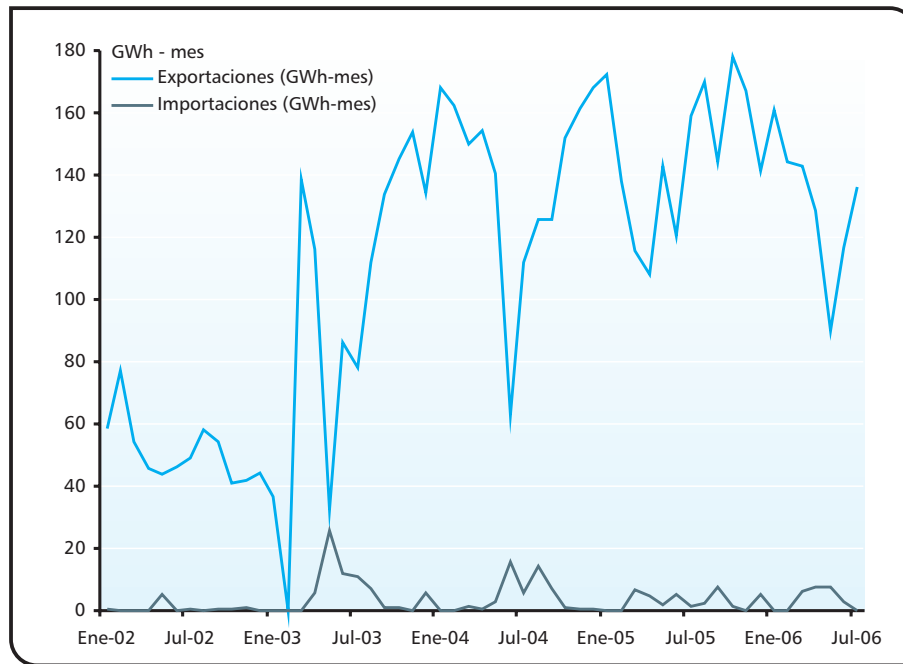
Entre Venezuela y Colombia no existe el esquema de TIE's para los intercambios de energía. La Gráfica 2-16 presenta los intercambios de energía con Venezuela desde el 2003, donde Colombia ha sido básicamente importador. En el año 2005, importó 20,92 GWh, con un incremento del 55,42% con respecto al año 2004.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-16 Intercambios netos de energía de Colombia**

La Gráfica 2-17 presenta los intercambios netos de energía de Colombia con Ecuador y Venezuela conjuntamente. Se observa que el País es un exportador neto de energía eléctrica. En el año 2005 exportó 1757,8 GWh con un incremento anual de 4,5%, mientras que las importaciones disminuyeron 23,7% al pasar de 48,43 GWh en el año 2004 a 36,95 en el 2005.

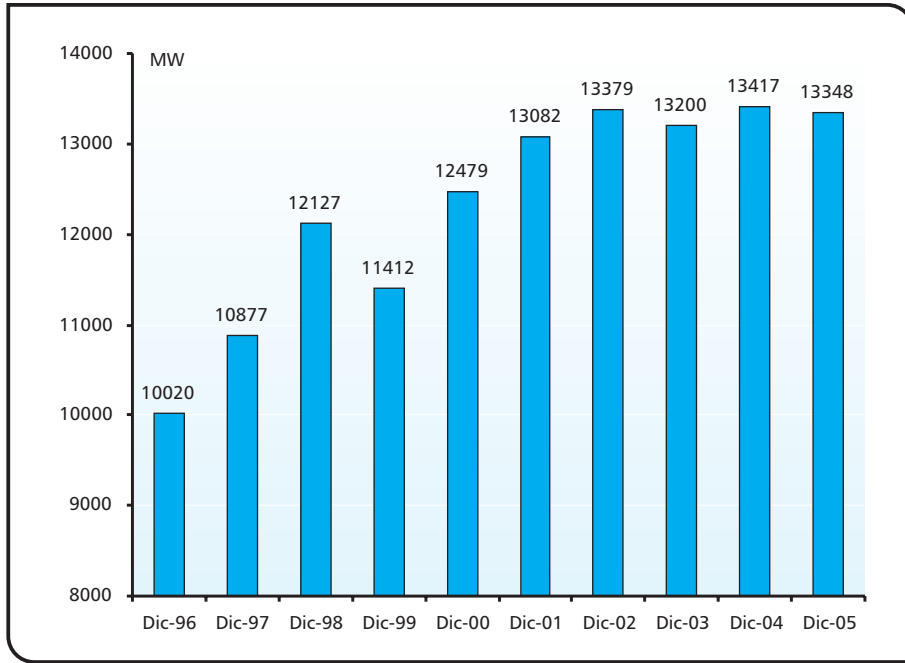


Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-17 Intercambios netos de energía de Colombia**

## 2.4 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

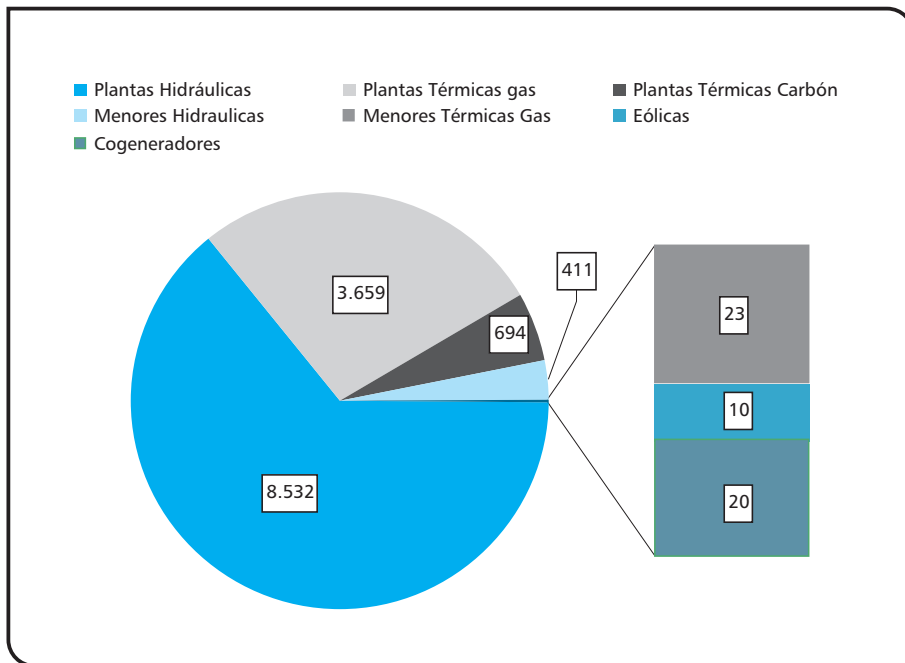
La capacidad efectiva neta instalada a 31 de diciembre de 2005 era de 13348 MW (Gráfica 2-18 y Gráfica 2-19), con una disminución neta de 69 MW con respecto al final del año 2004. En el transcurso del año 2005 entraron 57 MW nuevos, entre los que se destaca Termoyopal 1 con 19 MW, y salieron 126 MW, destacándose Barranca 3 con 63 MW.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-18 Capacidad efectiva neta a final de año (MW)**

Las plantas despachadas centralmente representan el 96,53% (12885 MW) y las no despachadas centralmente el 3,47% (463,44 MW). Del total de capacidad efectiva al final del 2005, las plantas hidráulicas constituyen el 63,92%; las térmicas a gas el 27,41% y a carbón el 5,2%. Las plantas menores hidráulicas el 3,08% y las menores a gas el 0,17%. Los cogeneradores representan el 0,15% y la planta eólica el 0,07%.

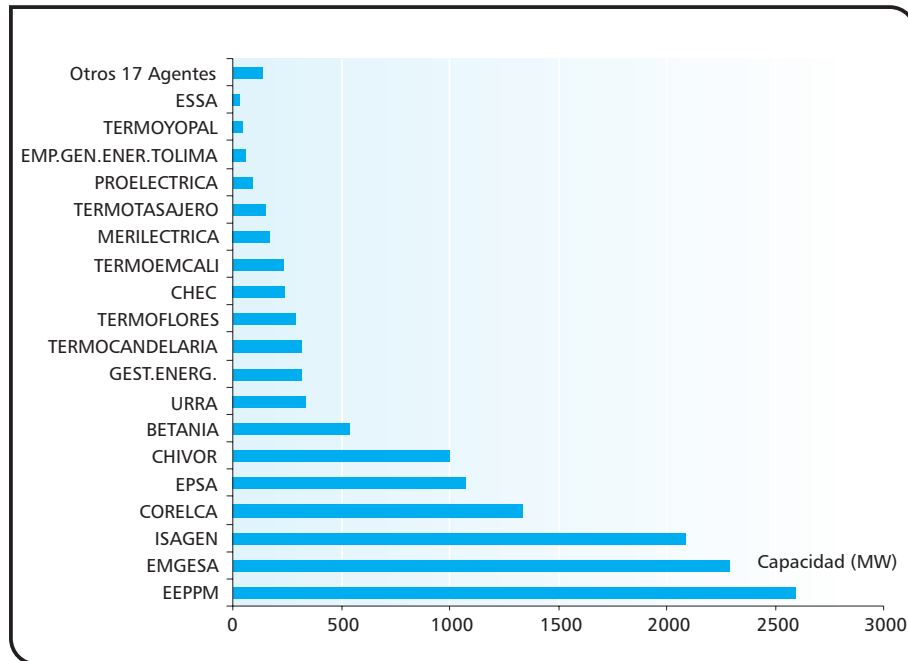


Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-19 Capacidad efectiva neta a 31/12/2005: 13348 MW (Valores en MW)**



La Gráfica 2-20 presenta la participación porcentual por agente en la capacidad instalada al final de 2005. Los tres agentes con mayor participación son EPPM, EMGESA e ISAGEN, la capacidad efectiva de estos tres agentes en conjunto representa el 52,2% de la capacidad total.

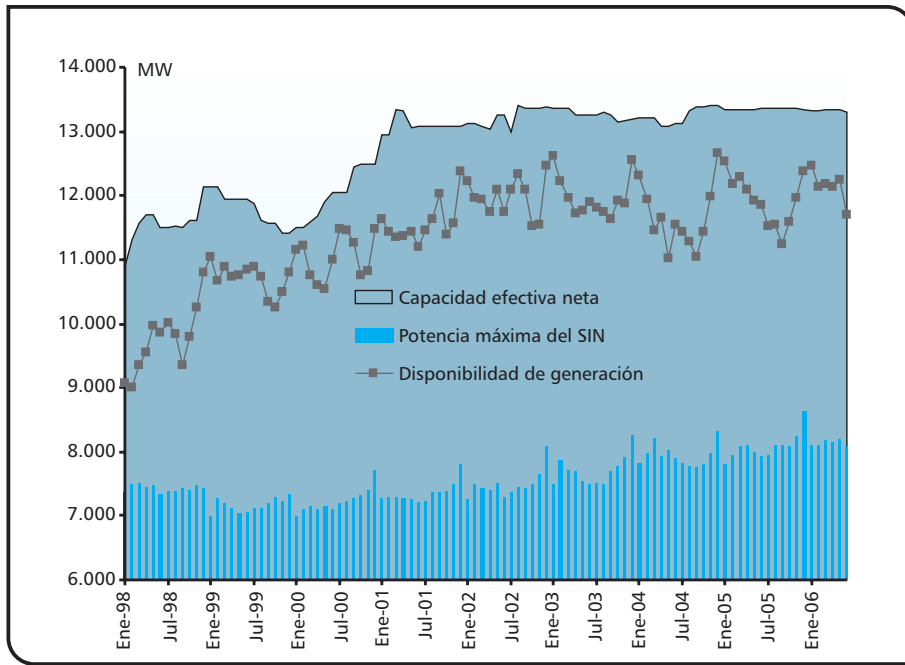


Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-20 Participación porcentual en la generación**

#### 2.4.1 DISPONIBILIDAD DE PLANTAS DE GENERACIÓN

La disponibilidad promedio diaria del sistema en el año 2005 fue de 11924 MW, la máxima fue de 12842 MW ocurrida el 7 de enero y la mínima fue de 10726 MW ocurrida el 24 de septiembre. La Gráfica 2-21 representa, para el final de cada mes del período comprendido entre enero de 1998 y junio de 2006, la capacidad efectiva neta y la disponibilidad de generación, comparándola con la potencia máxima del SIN. En el año 2005, la máxima diferencia entre la capacidad efectiva y la disponibilidad de generación fue de 2116 MW ocurrida en el mes de septiembre y la mínima diferencia fue de 822 MW en el mes de enero. En promedio esta diferencia fue de 1432 MW. Por otra parte, la diferencia promedio entre la disponibilidad mensual de potencia y la potencia máxima mensual del SIN en el año 2005 fue de 3844 MW.



Fuente XM, Neón

Gráfica 2-21 Capacidad efectiva, disponibilidad y potencia máxima mensual

2.4.2 DISPONIBILIDAD DE RECURSO HÍDRICO

La Gráfica 2-6 presenta la evolución mensual del embalse agregado, en el período 2000 – 2006. El mínimo valor se registró en marzo de 2003 con 46,53% y el mayor en noviembre de 2004 con 87,43%. En el año 2005 el mínimo fue en marzo con 57,06% y el máximo en diciembre con 84,41%, el promedio anual fue 73,62%.

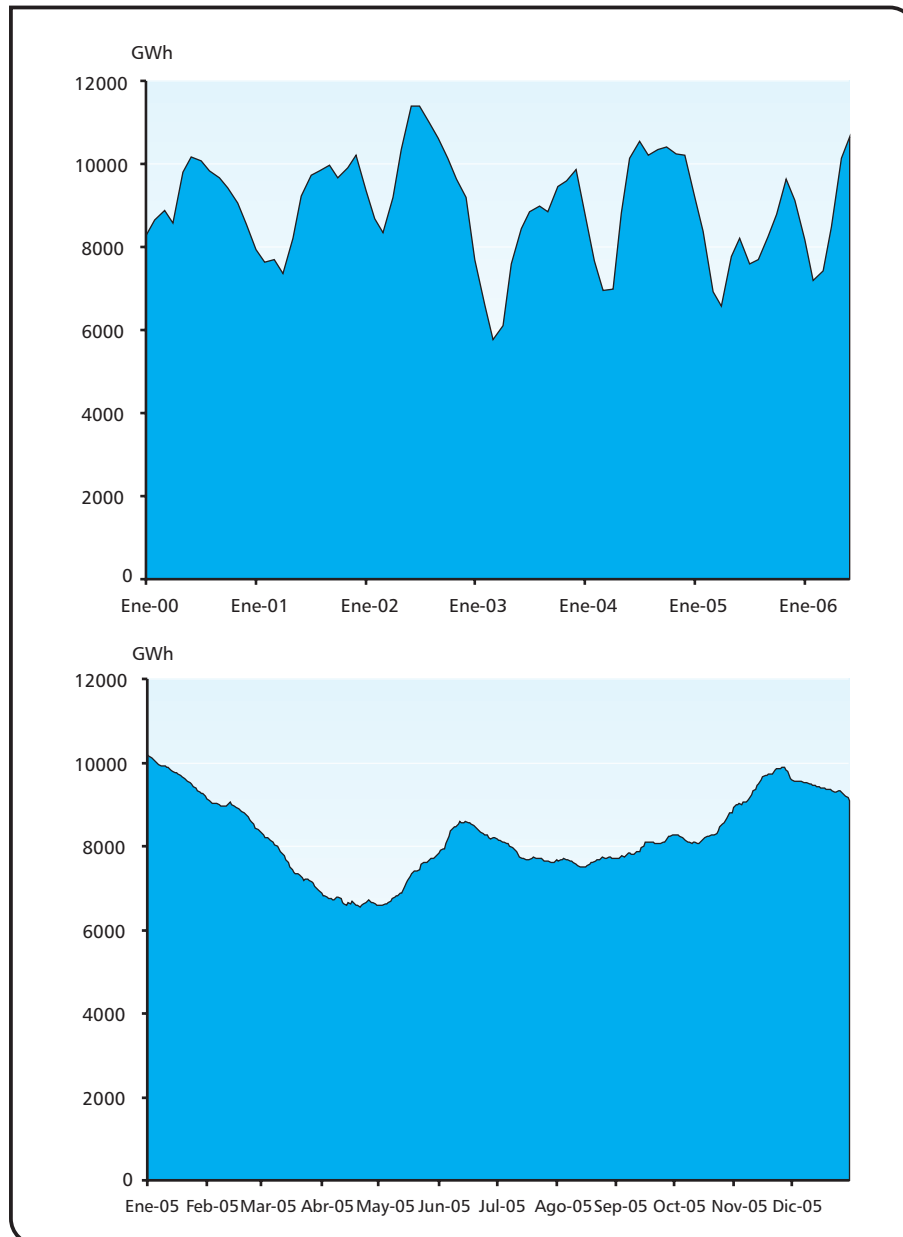
MES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	76,24	72,10	75,80	65,31	72,14	74,22	70,86
Febrero	73,70	64,14	67,66	54,64	61,02	64,99	59,61
Marzo	70,40	59,99	61,88	46,53	53,44	53,64	57,06
Abril	68,40	57,15	67,09	48,73	53,83	51,52	63,67
Mayo	75,65	63,48	75,25	59,35	65,79	59,83	75,09
Junio	81,78	73,16	84,69	67,87	77,23	65,65	81,74
Julio	83,72	78,45	86,84	73,03	82,67	64,95	83,24
Agosto	84,20	80,58	86,31	75,77	82,55	67,41	81,46
Septiembre	84,37	82,32	85,06	76,56	84,59	72,11	79,07
Octubre	84,10	81,13	83,32	81,38	86,16	76,54	84,41
Noviembre	84,07	84,09	81,79	83,62	87,43	84,14	
Diciembre	79,37	83,82	76,70	80,71	82,47	79,56	
Promedio año	78,83	73,37	77,70	67,79	74,11	67,88	73,62

Fuente XM, Neón

Tabla 2-6 Evolución mensual del embalse agregado nacional (%)

El total de aporte hídrico en el año 2005 fue de 44934 GWh, menor en 7,56% al registrado el año anterior. Marzo fue el mes de menor aporte hídrico con 1905 GWh/mes, alcanzando el 79,8% del promedio histórico, mientras que mayo fue el mes de máximo aporte con 5618 GWh/mes con un 109,3% del promedio histórico.

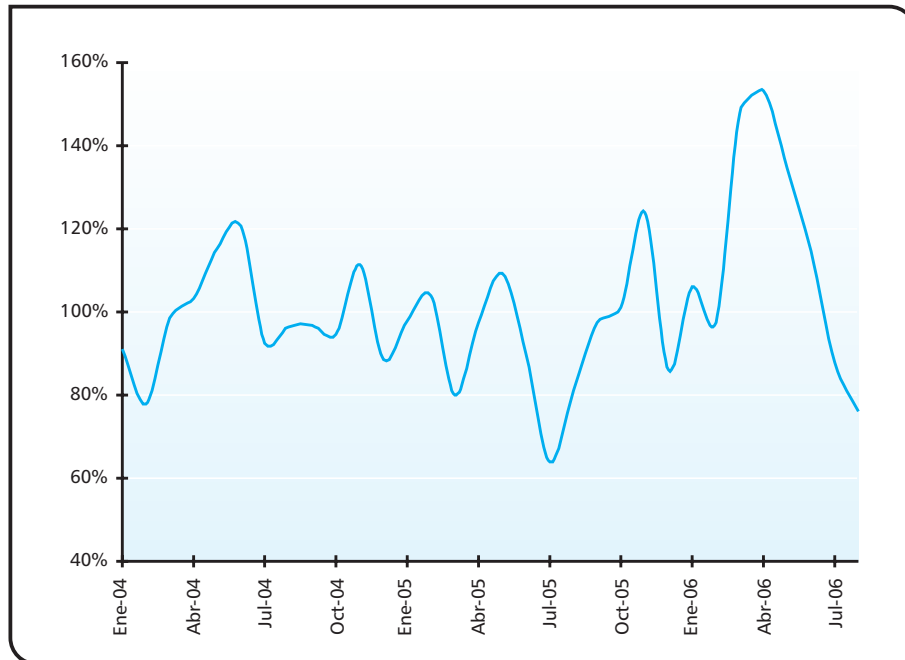
El embalse ofertable mensual en el período comprendido entre enero del 2000 y junio del 2006 y su valor diario en el 2005, se presentan en la Gráfica 2-22. El valor máximo en el año 2005 fue de 10180,5 GWh el 1 de enero y el mínimo fue 6548,6 GWh el 24 de abril.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-22 Embalse ofertable**

El aporte hídrico mensual como porcentaje del promedio histórico, para el período comprendido entre enero de 2004 y agosto de 2006 se presenta en la Gráfica 2-23, en la que se observa que en julio de 2005 se registró el menor valor con 64,1% y el máximo en el mes de abril de 2006 con 153,2%. El valor promedio del porcentaje de aporte hídrico con respecto al promedio histórico para este período de tiempo es de 101,2% con una varianza de 3,85%.



Fuente XM, Neón

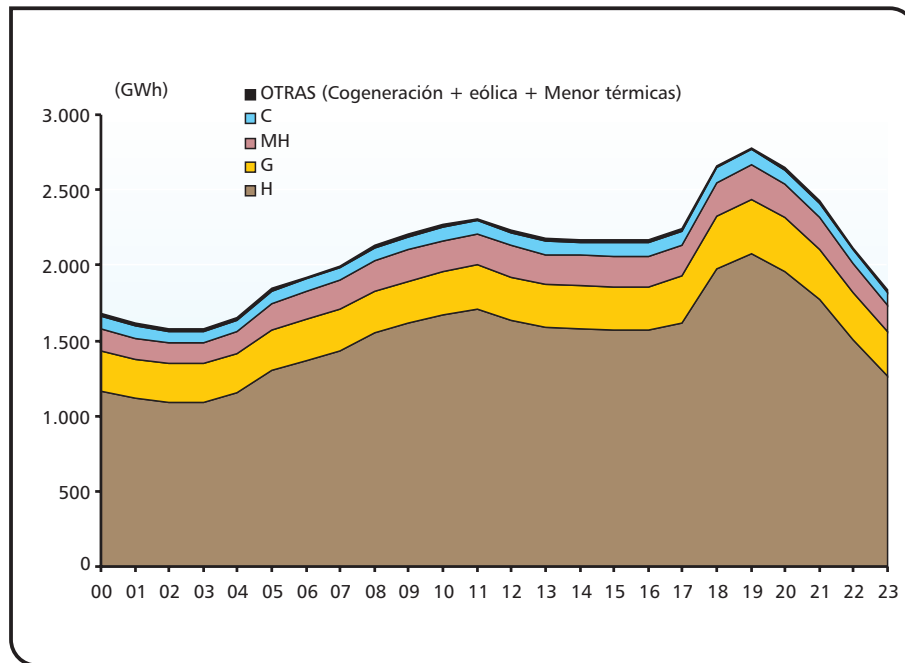
**Gráfica 2-23 Aporte hídrico mensual como porcentaje del promedio histórico**

### 2.4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La generación total del SIN en el año 2005 llegó a 50415 GWh<sup>3</sup>, superior en 3,7% a la del 2004. Las plantas hidroeléctricas aportaron el 72,2% de la generación total y las menores hidráulicas el 9,1%, lo cual implica que el recurso hídrico contribuye con el 81,2% de la generación total. Las plantas despachadas centralmente que operan con gas natural participaron con el 13,8% y las menores a gas con el 0,4%, por lo cual la participación del gas en la generación total fue de 14,2%. El carbón contribuyó con el 4,1%. La cogeneración y el recurso eólico contribuyeron de manera reducida con 0,23% y 0,1%, respectivamente.

La participación horaria por recurso energético se presenta en la Gráfica 2-24

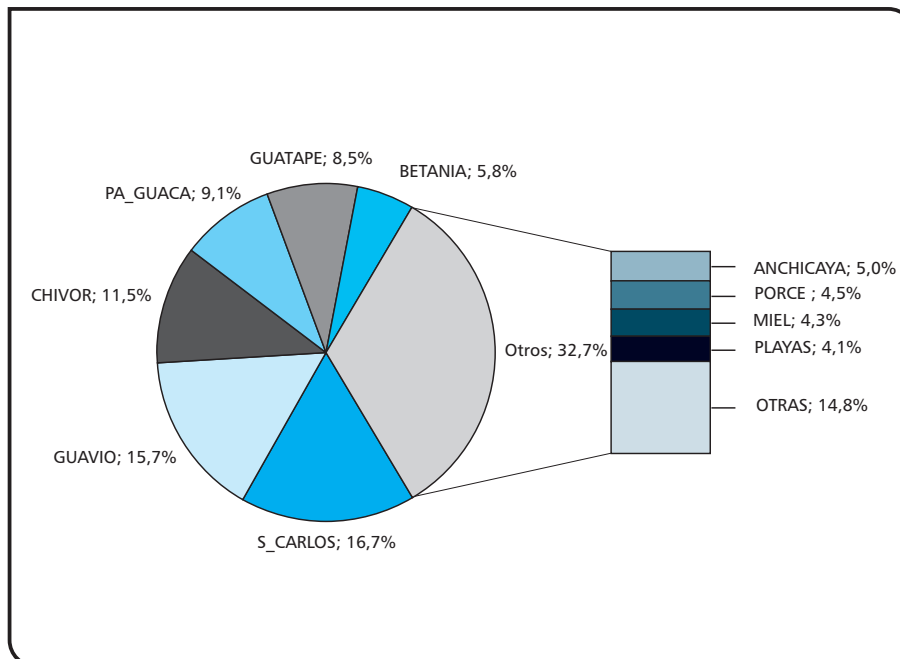
<sup>3</sup> Incluye conexiones internacionales.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-24 Participación horaria por recurso energético**

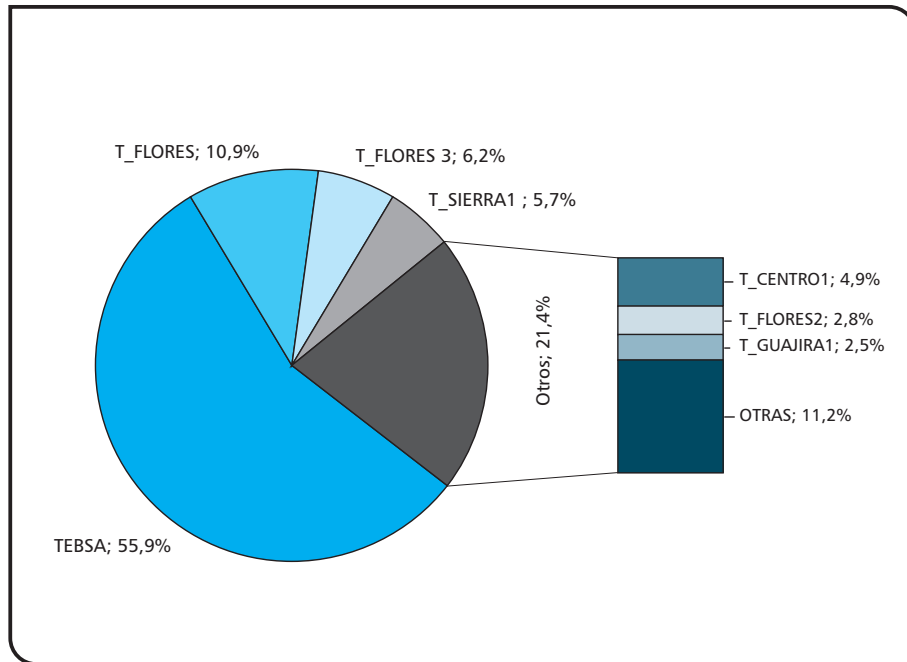
La energía generada por las plantas hidroeléctricas despachadas centralmente en el año 2005 fue de 36376,3 GWh. La Gráfica 2-25 presenta la participación porcentual de las principales plantas hidroeléctricas. Las de mayor participación fueron San Carlos (6065,34 GWh), Guavio (5722,81 GWh) y Chivor (4185,05 GWh).



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-25 Participación en la generación de plantas hidráulicas**

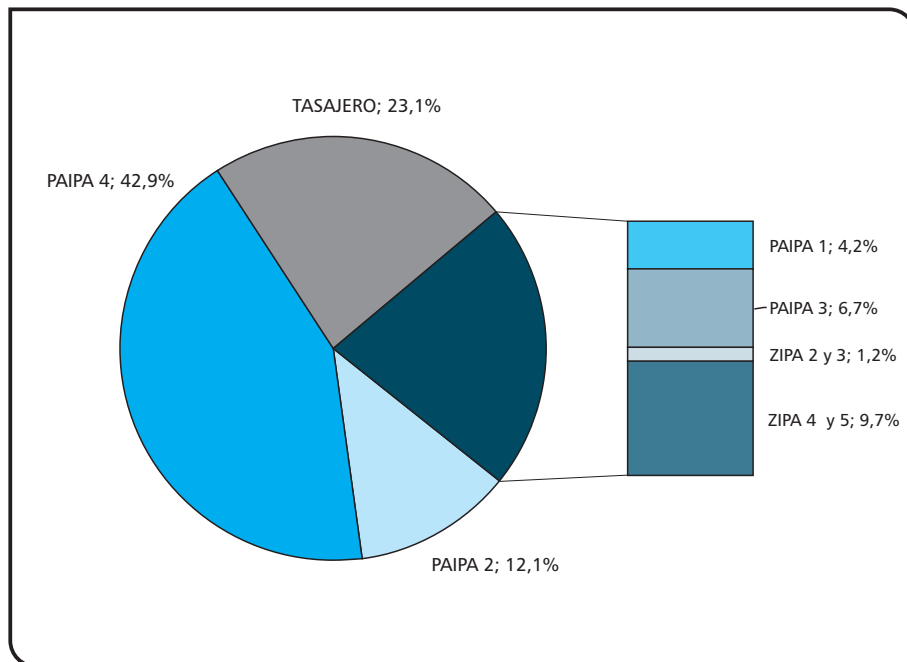
La generación de las plantas a gas fue de 6980 GWh, siendo este el segundo recurso empleado para la generación de energía eléctrica. TEBSA aportó 4024,87 GWh, seguida por Termoflores con 786,12 GWh.



Fuente XM, Neón

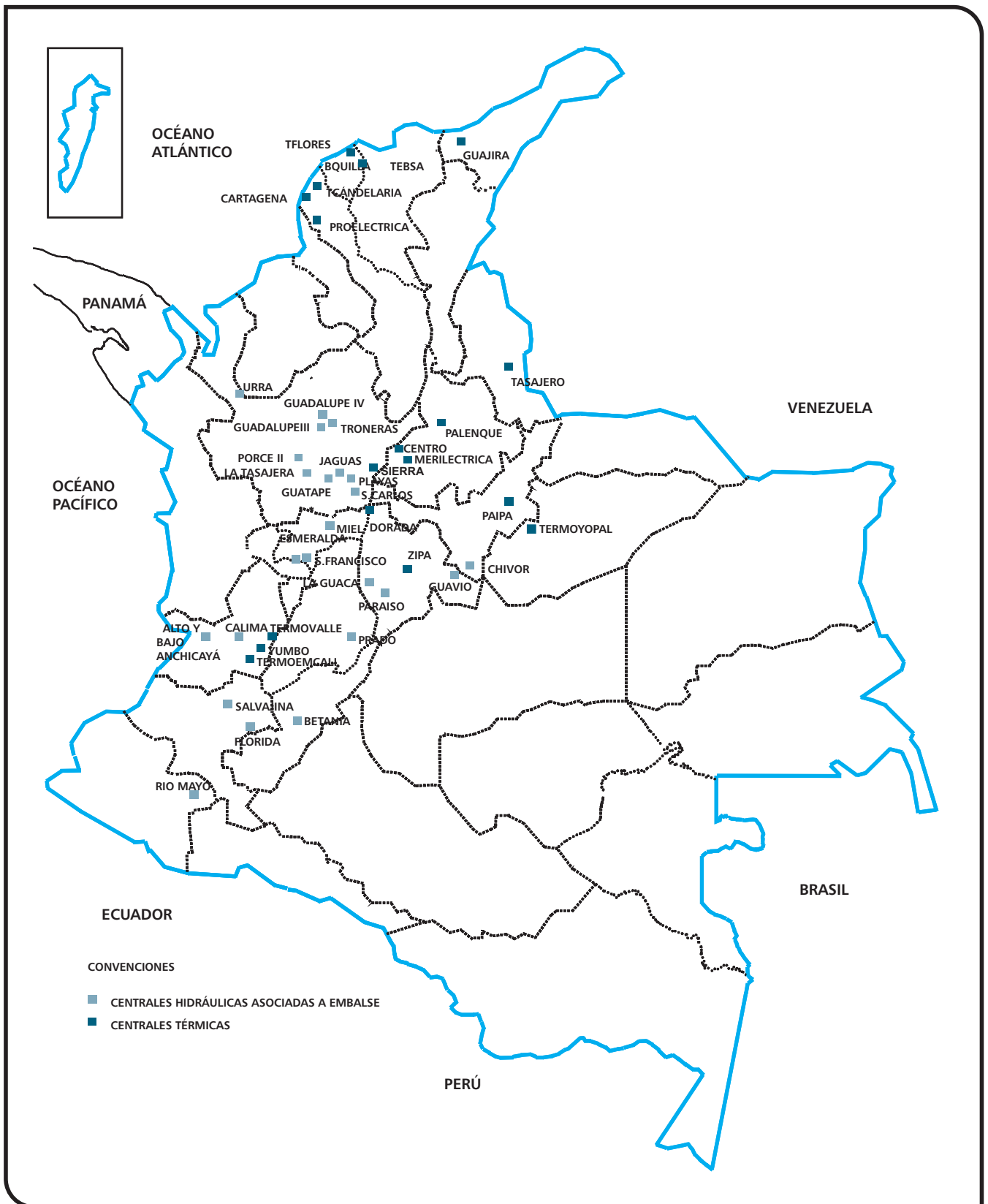
**Gráfica 2-26 Participación en la generación de plantas a gas**

El carbón ocupa el tercer lugar como recurso para la generación de energía eléctrica en el País, participando en el año 2005 con 2085,6 GWh. La planta mas despachada fue Paipa 4 con 895,46 GWh, seguida de Tasajero con 481,23 GWh.



Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-27 Participación en la generación de carbón**



Fuente XM, Neón

Gráfica 2-28 Principales centrales del País

## 2.5 TRANSMISIÓN

La actividad de transmisión en el SIN la realizan siete agentes, de los cuales cuatro son transmisores exclusivos: ISA, EEB, TRANSELCA y DISTASA. Los tres restantes realizan la actividad de transmisión conjuntamente con las demás actividades de la cadena de energía eléctrica, es decir, permanecen aun totalmente integradas, estas son: EEPPM, ESSA y EPSA.

El Sistema de Transmisión Nacional está constituido por 10999 km. de líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 220 y 230 kV y por 1449 km de líneas a 500 kV. ISA es propietario del 72% de las redes del Sistema de Transmisión Nacional, Transelca del 12,4%, EEPPM del 6,5%, EEB del 5,6% y EPSA del 2,2%.

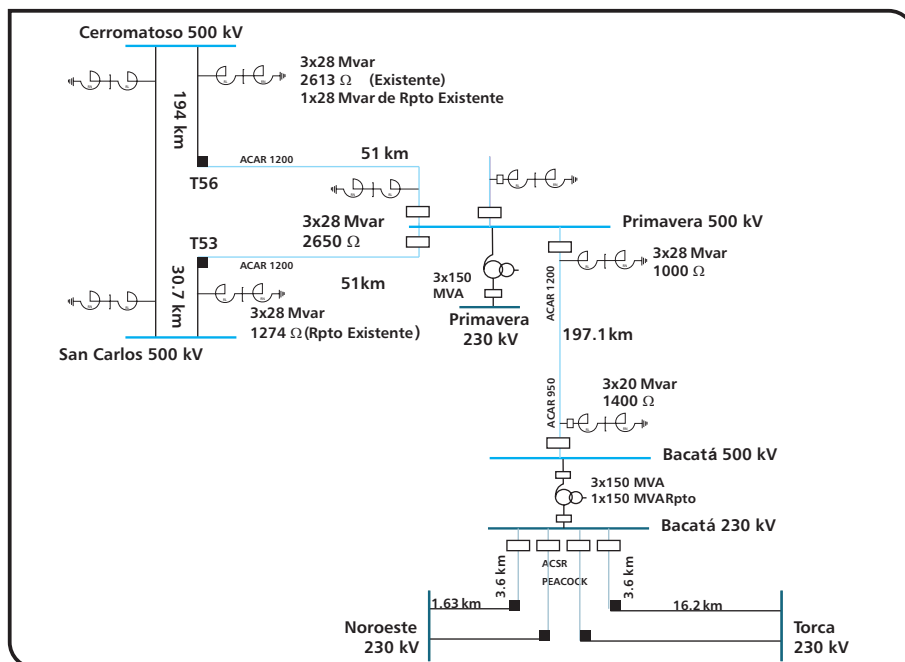
La capacidad de transformación a nivel de 500 kV es de 4560 MVA y a niveles de tensión de 220 y 230 kV es de 12638 MVA.

### 2.5.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

El 18 de junio de 2006 entraron en operación comercial los dos bancos de compensación capacitiva, cada uno de 75 MVAR, a nivel de 115 kV en la subestación Tunal en Bogotá, proyectos que fueron adjudicados mediante Convocatoria Pública UPME-01-2004 a la Empresa de Energía de Bogotá.

Los proyectos de expansión del STN actualmente en ejecución son:

1. Línea de transmisión a 500 kV entre las subestaciones Bacatá y Primavera. Este proyecto fue adjudicado a ISA mediante Convocatoria Pública UPME-01-2003. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 88,45%. Se estima que entrará en operación a finales de 2006.



Fuente XM, Neón

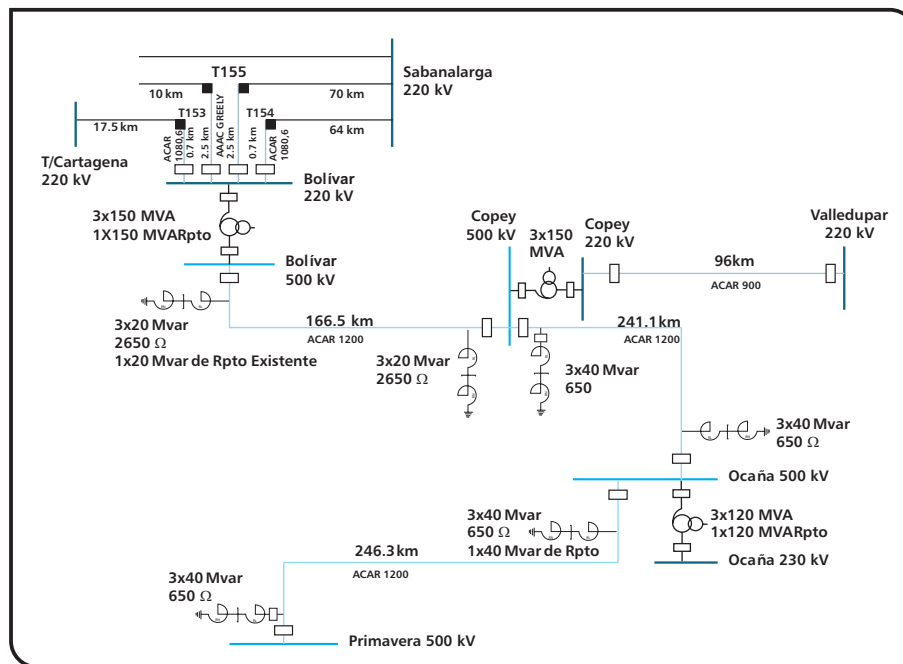
Gráfica 2-29 Proyecto Primavera - Bacatá



Las características de este proyecto son las siguientes:

- 299,1 km Líneas 500 kV (circuito sencillo)
- 7,2 km Líneas 230 kV (doble circuito)
- 2 Subestaciones nuevas a 500 kV (Primavera y Bacatá)
- 1 Subestación nueva a 230 kV (Bacatá)
- 1 Ampliación de subestación existente a 230 kV (Primavera)

2. Línea de transmisión a 500 kV que interconecta las subestaciones Primavera – Copey – Ocaña – Bolívar (Bolívar). Este proyecto le fue adjudicado a ISA mediante Convocatoria Pública UPME-02-2003. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 87,19%. Se estima que entrará en operación en abril de 2007.



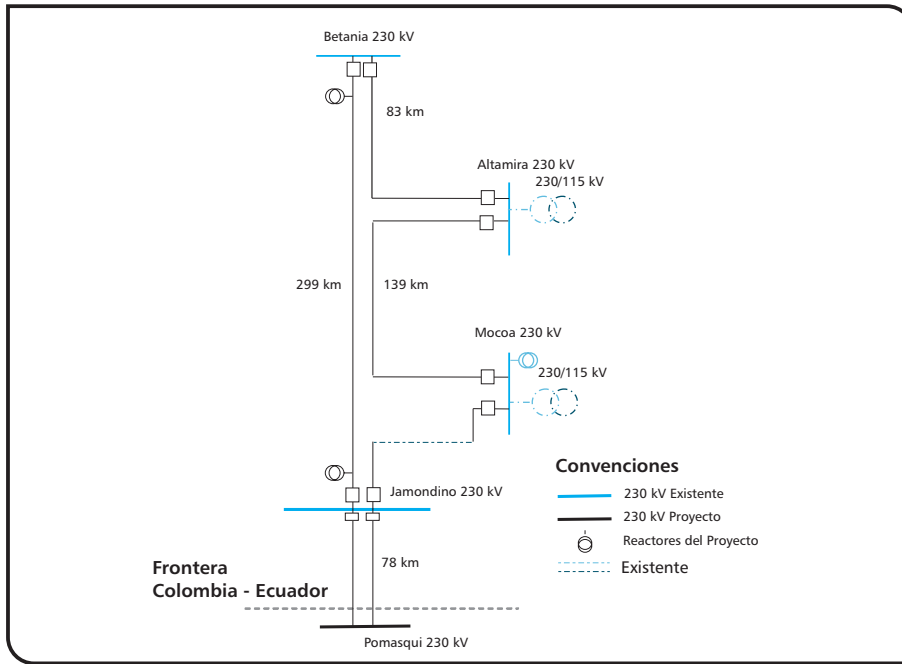
Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-30 Proyecto Primavera - Bolívar**

Las características de este proyecto son las siguientes:

- 654 Km Líneas 500 kV (circuito sencillo)
- 96 Km Líneas 230 kV (circuito sencillo)
- 3,2 Km Líneas 230 kV (doble circuito)
- 3 Subestaciones nuevas a 500 kV (Bolívar, Copey y Ocaña)
- 1 Subestación nueva a 230 kV (Bolívar)
- 3 Ampliaciones de subestaciones existentes a 230 kV (Copey, Ocaña y Valledupar)

3. Línea de transmisión a 230 doble circuito Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – frontera con Ecuador y subestaciones asociadas. Proyecto adjudicado mediante Convocatoria UPME-01-2005 a la EEB. El estado de avance del proyecto a octubre de 2006 es de 46,2% y se estima que entrará en operación en junio de 2007.

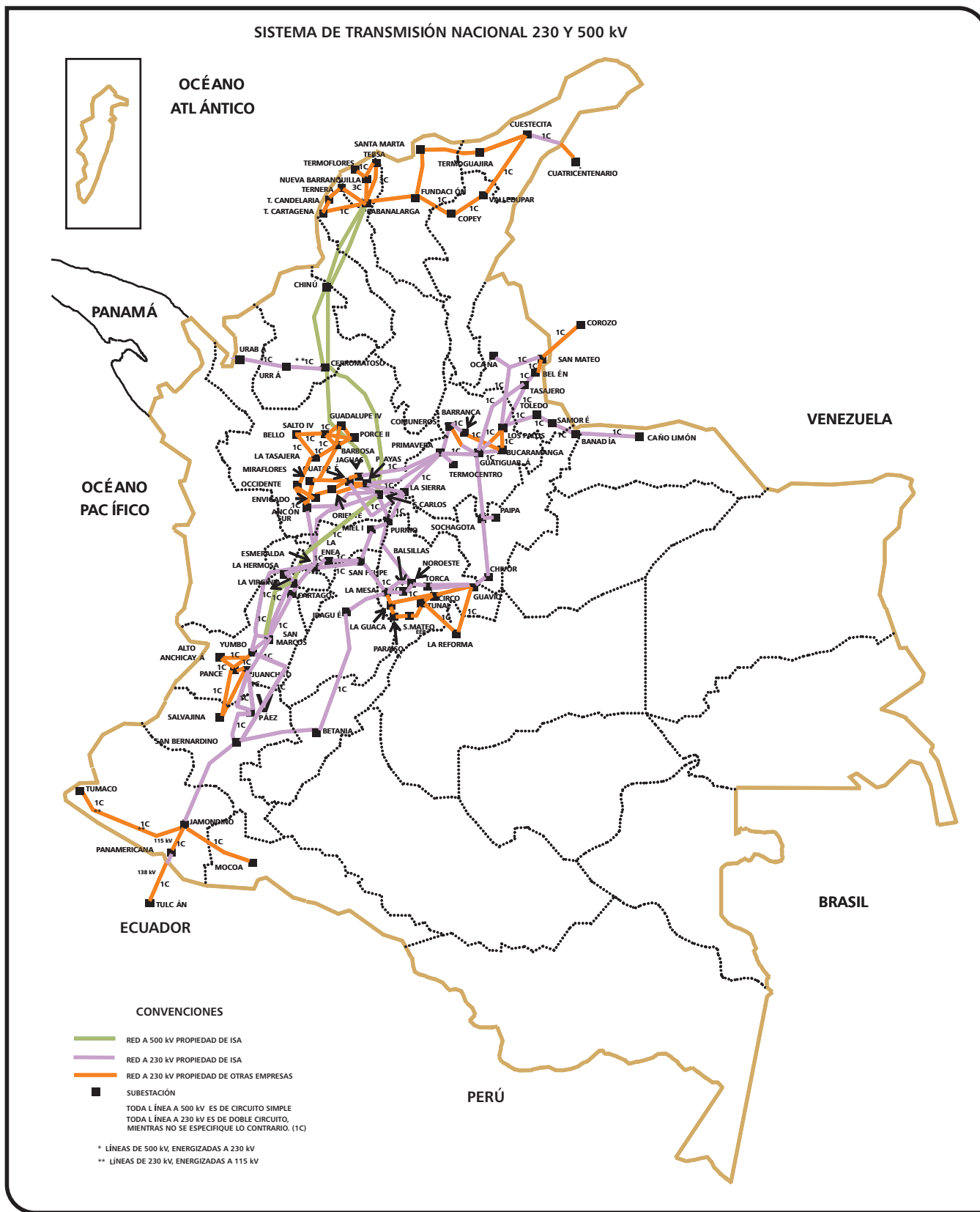


Fuente XM, Neón

**Gráfica 2-31 Proyecto Betania - Altamira - Mocoa - Jamondino - frontera con Ecuador**

Las características de este proyecto son las siguientes:

- 299 km Líneas 230 kV (doble circuito)
- 79 km Líneas 230 kV (circuito sencillo)
- 2 Subestaciones nuevas a 230 kV (Altamira y Mocoa)
- 2 Ampliaciones de subestaciones a 230 kV
- 3 Bancos de compensación de 25 MVAR, cada uno, a 230 kV.



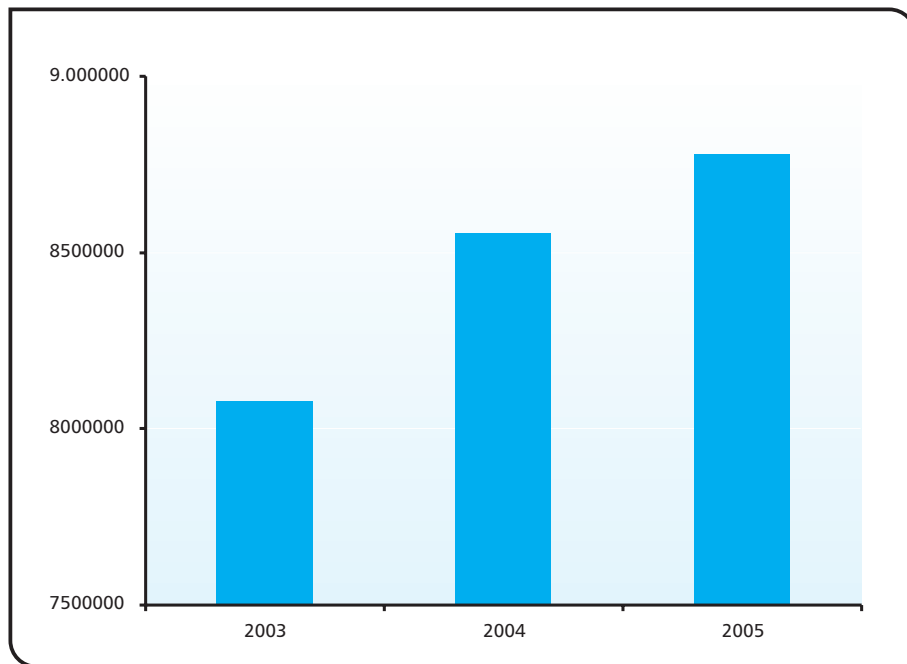
Fuente XM, Neón

Gráfica 2-32 Sistema de Transmisión Nacional

## 2.6 DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACIÓN

Actualmente están registrados 28 comercializadores puros. Las actividades simultáneas de distribución y comercialización la realizan 22 empresas. 8 empresas integran verticalmente las actividades de generación, distribución y comercialización y 3 empresas permanecen con integración total de actividades.

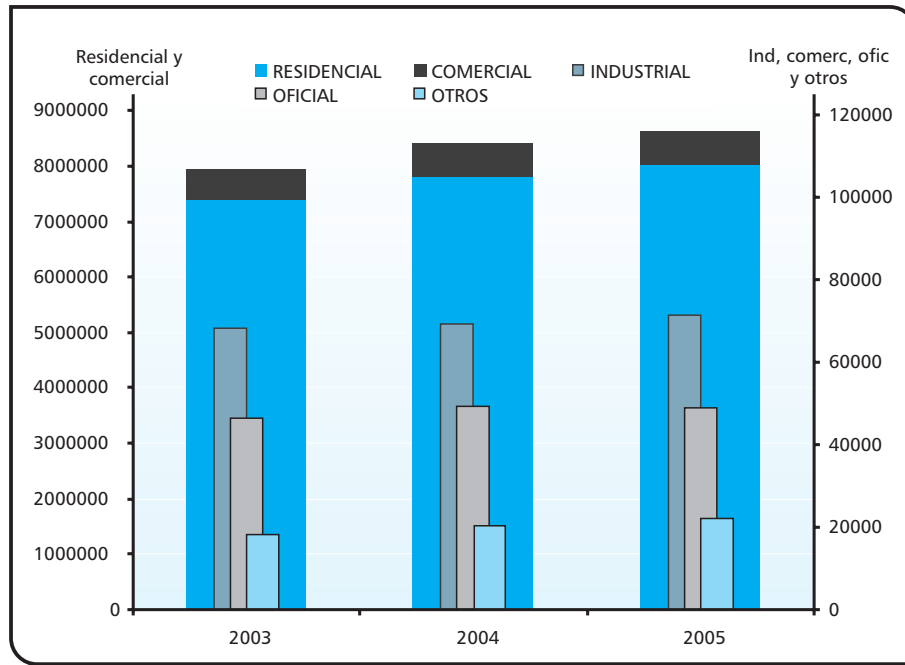
El número total de usuarios localizados en el SIN en el año 2005 fue de 8779000 con un incremento de 2,6% con relación al año anterior.



Fuente CREG

**Gráfica 2-33 Número total de usuarios en el SIN**

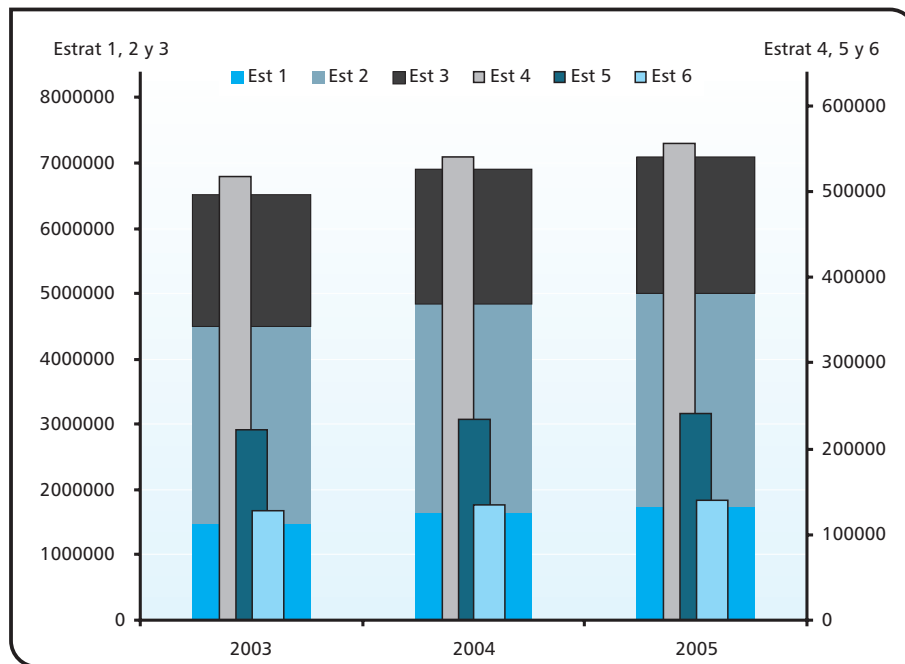
El 91,3% del total de usuarios pertenecen al sector residencial, los sectores comercial e industrial participan con el 7,03% y 0,81% respectivamente.



Fuente CREG

**Gráfica 2-34** Número de usuarios por sector

Número de usuarios por sector

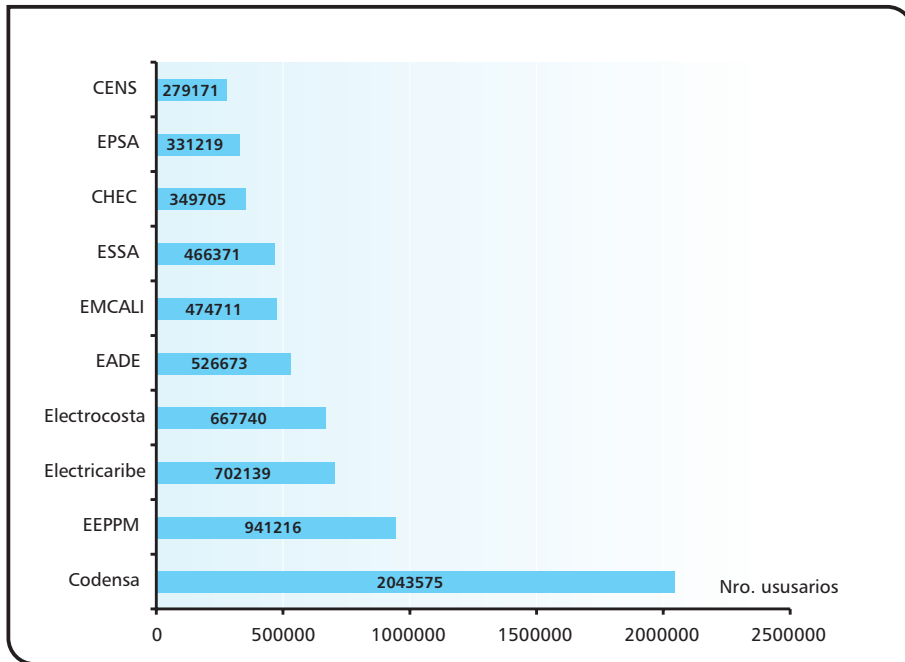


Fuente CREG

**Gráfica 2-35** Usuarios del sector residencial por estrato

Al finalizar el año 2005 existía un total de 3960 usuarios no regulados, de los cuales 2266 pertenecían al sector industrial, 1325 al comercial, 144 al oficial y 225 correspondían a otros tipos de cargas.

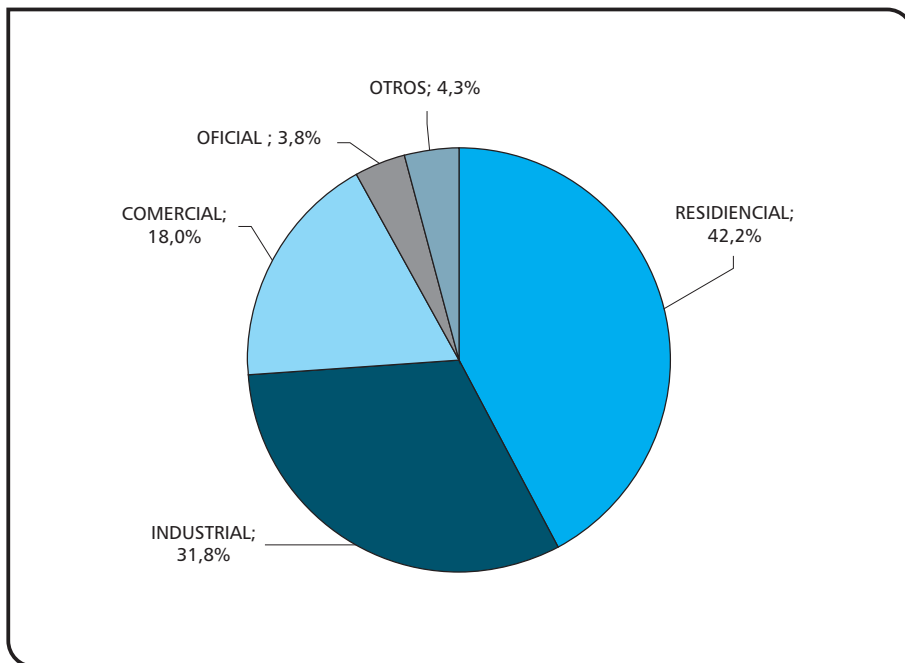
La Gráfica 2-36 presenta las primeras diez empresas con mayor número de usuarios. De estas Codensa atiende el 23,26% del total de usuarios y EEPPM el 10,7%.



Fuente CREG

**Gráfica 2-36 Empresas con mayor número de usuarios**

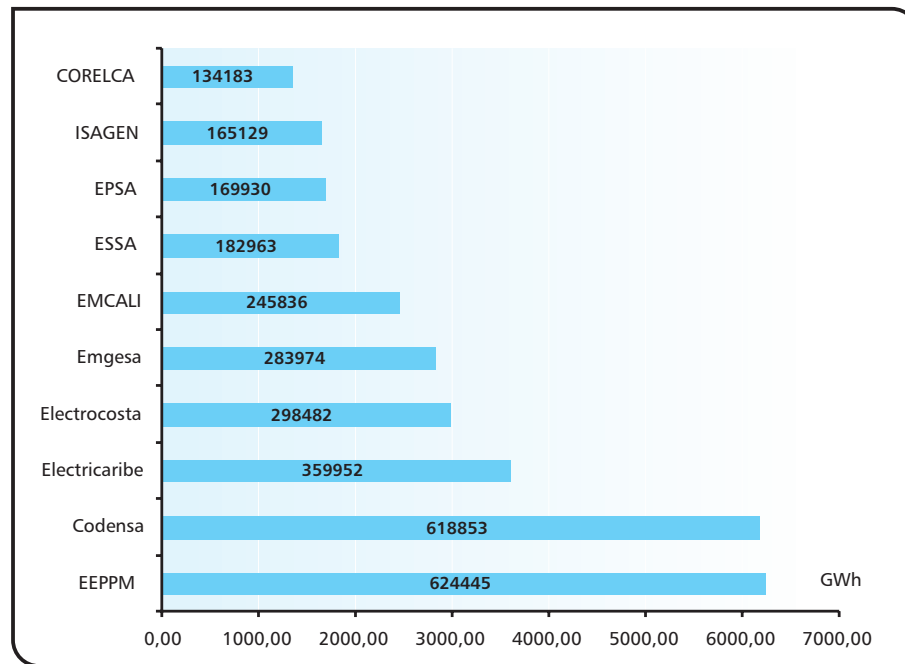
El consumo de energía eléctrica de los usuarios conectados al SIN registró un crecimiento del 7,9% en el periodo 2004 – 2005 alcanzando un valor de 39,65 GWh.



Fuente CREG

**Gráfica 2-37 Consumo de energía eléctrica por sector**

La Gráfica 2-38 presenta las primeras diez empresas con mayor demanda atendida. EEPPM atiende el 15,7% del consumo total de energía y Codensa 15,6%.



Fuente CREG

**Gráfica 2-38 Empresas con mayor demanda atendida**

## 2.7 MODIFICACIONES AL ESQUEMA REGULATORIO 2005 – 2006

A continuación se presentan las modificaciones más destacadas al marco regulatorio entre junio de 2005 y 9 de noviembre de 2006, especialmente en lo relacionado con el Plan de Expansión de Referencia.

### 2.7.1 CONVOCATORIAS UPME

Con la Resolución CREG 071 de 2005 se oficializan los ingresos mensuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVAR en la subestación Tunal en Bogotá, en el nivel de 115 kV.

Con la Resolución CREG 077 de 2005 se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV, circuito doble, Betania – Altamira – Mocoa - Pasto (Jamondino) – Frontera y obras asociadas.

### 2.7.2 ACTIVOS DE USO DEL NIVEL DE TENSIÓN 4

Con la Resolución CREG 085 de 2005 se actualizó el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 a la ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P., por la entrada en operación de la línea La Reforma - Ocoa de 115 kV y la subestación Ocoa 115/34.5/13.2 kV de 40MVA.

Con la Resolución CREG 093 DE 2005 se actualizó el Costo Anual de los Activos de Conexión a la EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P., por la entrada en operación del transformador en la Subestación Paipa 230/115 kV de 180 MVA.

Con la Resolución CREG 095 DE 2005 se aprobó el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de los Sistemas de Transmisión Regional (STR), y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 del Sistema de Distribución Local (SDL), operados por la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Con la Resolución CREG 112 DE 2005 se actualizó el Costo Anual de los Activos de Conexión al STN aprobado a la ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P., por la puesta en operación del transformador 01 de Valledupar 45/30/15 MVA 220/34,5/13,8 kV y sus módulos asociados.

Con la Resolución CREG 113 DE 2005 se actualizó el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y el Costo de Conexión a la DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., por la operación del proyecto Virginia – Cértegui 115 kV, con los demás activos asociados.

Con la Resolución CREG 122 DE 2005 se actualizó el Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 aprobado a CODENSA S.A. E.S.P., por la puesta en operación de la Subestación Chía.

Con la Resolución CREG 010 DE 2006 se actualizó el Costo Anual de los Activos de Conexión al STN operados por la ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P., por la puesta en operación del segundo transformador de 90 MVA en la Subestación Termobarranca.

### 2.7.3 GENERACIÓN

Con la Resolución CREG 084 de 2005 se modificaron algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG-034 de 2001, en relación con el uso de combustibles alternos.

Con la Resolución CREG 087 DE 2005 se modificaron algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG-025 de 1995, en materia de índices de indisponibilidad histórica.

Con la Resolución CREG 088 DE 2005 se deroga el Parágrafo 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000 y se determina, con relación a la comercialización de gas natural por parte de productores, que los precios regulados dispuestos en la Resolución CREG 023 de 2000, tendrán una vigencia de cinco años.

Con la Resolución CREG 101 DE 2005 se modificó el formato A-4.2 “Plantas o Unidades Térmicas” del Anexo 4 de la Resolución CREG 116 de 1996, utilizado para el reporte de la información referente a los parámetros para el cálculo del Cargo por Capacidad.

Con la Resolución CREG 108 DE 2005 se modificaron algunas disposiciones establecidas en la Resolución CREG-084 de 2005, en relación con la declaración diaria de consumo de gas natural y combustible alterno.

Con la Resolución CREG 119 DE 2005 se sustituye el Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000, en relación con el Precio Máximo Regulado del gas natural.



Con la Resolución CREG 125 DE 2005 se complementaron algunas disposiciones que regulan el reporte de información por parte de los agentes generadores en materia de contratos de combustible para la determinación de la energía firme a ser utilizada en la asignación del Cargo por Capacidad.

Con la Resolución CREG 070 se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural.

Con la Resolución CREG 071 y modificatorias 078 – 079 – 086 y 094 de 2006 se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

#### 2.7.4 OTRAS RESOLUCIONES CREG RELACIONADAS

Con la Resolución CREG 078 de 2005 se modificó el Reglamento de Operación, en relación con la asignación a la empresa constituida por el Decreto 848 de 2005 (XM), de las actividades asignadas al Centro Nacional de Despacho (CND), al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional.

Con la Resolución CREG 001 de 2006 se hacen modificaciones a la metodología de cálculo de la participación en el mercado de las empresas de energía eléctrica y se establecen otras disposiciones.

Con las Resoluciones CREG 019 y modificatorias 026 – 042 y 087 de 2006 se adoptan algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

Con la Resolución CREG 036 de 2006 se modifica el cálculo de los costos adicionales del mercado mayorista incluidos en el costo de prestación del servicio.





# 3

## Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia Eléctrica





## 3 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

### 3.1 METODOLOGÍA

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de modelos que permiten obtener una mejor aproximación a lo que podría suceder en el horizonte de tiempo de evaluación del Plan 2006-2020. Para propósitos exclusivamente de la metodología de proyección se han determinado los siguientes horizontes: corto plazo (2006), y largo plazo de 2007-2020.

La metodología de proyección de demanda de energía eléctrica de largo plazo considera que la demanda de energía doméstica es igual a las ventas de las distribuidoras más la demanda de las cargas industriales especiales, (consumidores muy grandes) y las pérdidas de energía por transmisión y distribución.

$$\text{Demanda de energía eléctrica} = \text{Ventas} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

En la primera etapa de la metodología se analiza el comportamiento anual de la serie de ventas de energía y demanda de energía con respecto a diferentes variables como Producto Interno Bruto Nacional - PIB, Productos Sectoriales PIBsec, valor agregado de la economía, consumo final de los sectores económicos, comportamiento de los precios, crecimiento de la población, etc., con el fin de identificar variables explicativas que permitan estimar la evolución de las ventas y la demanda de energía por medio de modelos econométricos. Este análisis se hace tanto para las ventas totales como para cada una de las sectoriales, organizadas en residencial, comercial, industrial y otros.

A partir de los modelos econométricos se obtienen las ventas domésticas de energía eléctrica anual; a las cuales es necesario agregar de manera exógena las demandas de cargas industriales especiales como: OXI, Cerrejón y Cerromatoso y las pérdidas de energía a nivel de Distribución, Subtransmisión y Transmisión. Como resultado de lo anterior se obtiene la demanda doméstica anual.

En la segunda etapa se realiza un análisis mensual de la demanda de energía eléctrica para el cual se emplea un método de series de tiempo, que da resultados a corto plazo, este se lleva a escala anual la cual se compatibiliza con los resultados del modelo de la primera parte.

Hasta este punto, se han obtenido las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico. Se procede entonces a obtener la distribución mensual de cada año, en este proceso se emplean tanto los resultados del modelo de corto plazo, como la

estructura de distribución porcentual de cada mes con respecto al año que ha presentado los datos históricos en el periodo 1999-2005.

Al pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos climáticos, efectos de años bisiestos<sup>4</sup>, etc. para obtener la proyección final en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el factor de carga mensual. De los resultados mensuales de potencia se selecciona, para cada año, el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual doméstica.

En la estimación del factor de carga mensual se realizaron tres escenarios empleando el comportamiento del año 2005 y su evolución según lo transcurrido del 2006.

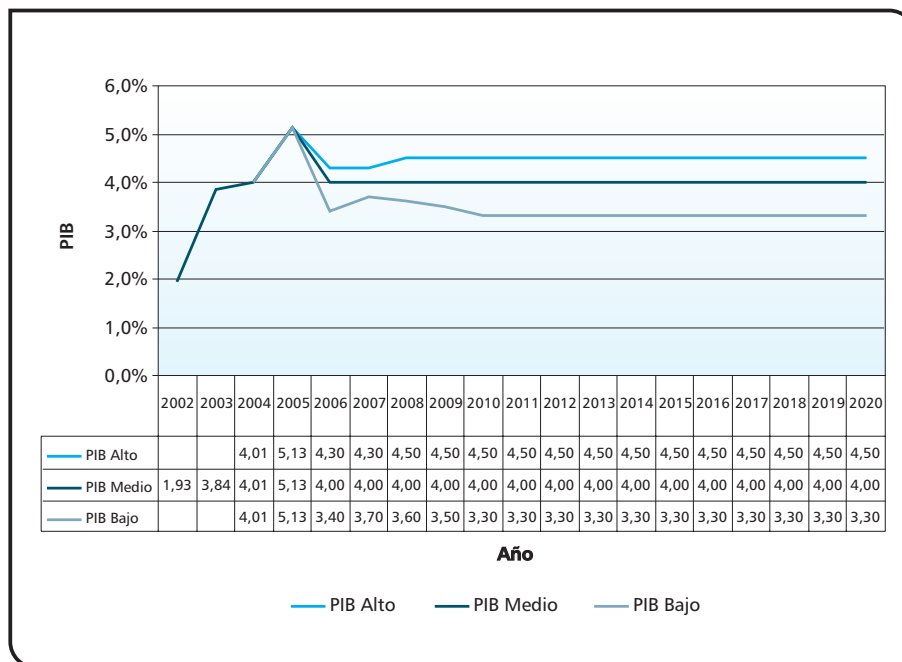
Finalmente, en las proyecciones se toma en cuenta la perspectiva del Operador del Sistema Interconectado Nacional sobre la posible evolución de la demanda, para lo cual se cuenta con el aporte de XM.

### 3.2 SUPUESTOS MARZO DE 2006

Los supuestos empleados en esta proyección son:

#### 3.2.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO

Los supuestos empleados para la construcción de los escenarios de crecimiento de la variable económica, Producto Interno Bruto- PIB, son los suministrados por DNP vigentes a marzo. La Gráfica 3-1, presenta estos escenarios.



Fuente DANE, DEE-DNP

Gráfica 3-1 Escenarios de crecimiento del PIB

<sup>4</sup> Para ésto se toma en consideración en que día cae febrero 29 pues la demanda de un domingo no es la misma que la de un día comercial.

### 3.2.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL STN

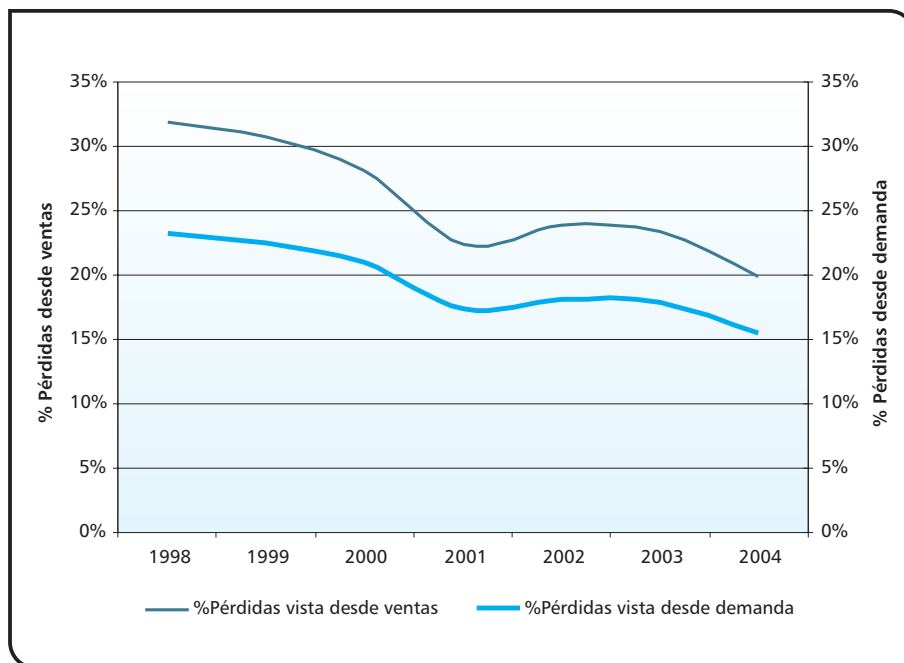
Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (vistas desde el lado de baja tensión)

mantienen su comportamiento histórico, alcanzando en promedio el 2,5% del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se mantiene constante a lo largo del horizonte de proyección.

### 3.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

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

El escenario de pérdidas, que se ajusta para esta revisión, se obtiene a partir de la actualización de las series históricas de ventas, con lo ocurrido en los últimos años, y del comportamiento de las pérdidas observado. En la Gráfica 3-2 se puede apreciar el comportamiento de las pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda.



Fuente DANE, DEE-DNP

**Gráfica 3-2 Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica**

En la Tabla 3-1 se aprecia los escenarios de pérdidas asumidos para el horizonte de pronóstico, desde el punto de vista de las ventas.

AÑO	ALTO	MEDIO	BAJO
2006	19,90%	19,90%	19,90%
2007	20,50%	19,86%	19,86%
2008	20,34%	19,82%	19,82%
2009	20,18%	19,78%	19,78%
2010	20,02%	19,74%	19,74%
2011	19,86%	19,70%	19,70%
2012	19,70%	19,70%	19,70%

**Tabla 3-1 Escenarios de porcentaje de pérdidas del sistema de distribución**

El valor de pérdidas para el resto del horizonte de pronóstico es el mismo que para el 2012.

Para el escenario alto se asumió que las pérdidas podrían volver a subir de acuerdo con el comportamiento histórico para luego bajar linealmente hasta el nivel fijado en el 2012.

Estos porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos. Para cada año la diferencia de pérdidas entre años consecutivos es asumida como demanda recuperada, que pasa 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

En esta proyección se ajustan las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible, teniendo en cuenta los tiempos requeridos para disponer de nueva de ser necesario. En la Tabla 3-2 se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico.

AÑO	ALTO	MEDIO	BAJO
2006	2166,00	2056,00	2036,00
2007	2166,00	2074,00	2036,00
2008	2370,87	2074,00	2036,00
2009	2405,85	2278,87	2036,00
2010	2409,33	2313,85	2036,00
2011	2415,59	2317,33	2036,00
2012	2321,66	2323,59	2036,00
2013	2226,72	2229,66	2036,00
2014	2166,41	2134,72	2036,00
2015	2056,44	2074,41	2066,41
2016	1948,82	1964,44	1956,44
2017	1776,76	1856,82	1848,82
2018	1657,07	1684,76	1676,76
2019	1657,07	1565,07	1557,07
2020	1657,07	1565,07	1557,07

**Tabla 3-2 Escenarios de Demanda de Energía por cargas especiales en GWh/año**



### 3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Los resultados de la presente revisión son:

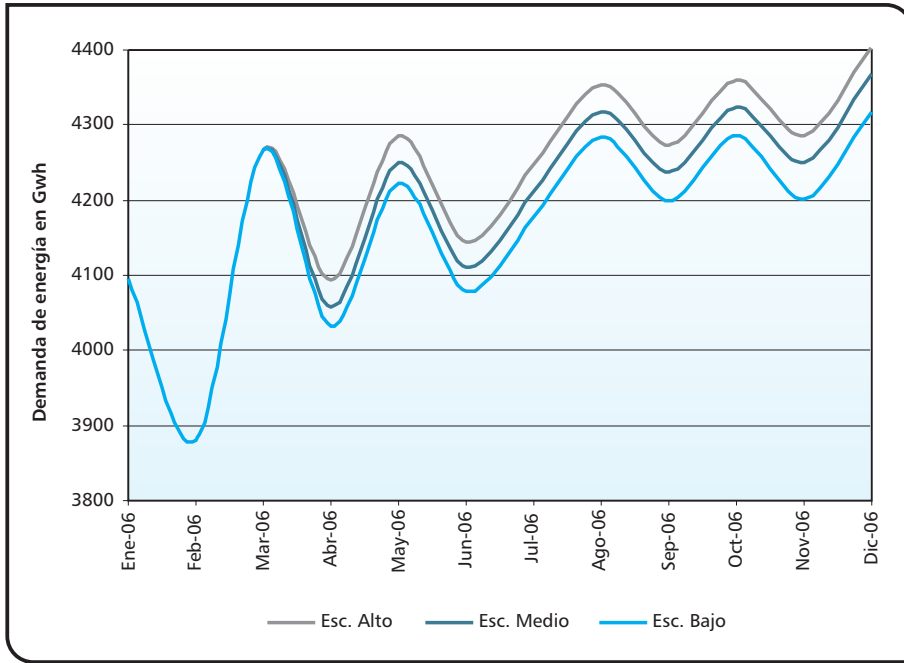
#### 3.3.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica del SIN para el horizonte de pronóstico se muestran en la Tabla 3-3.

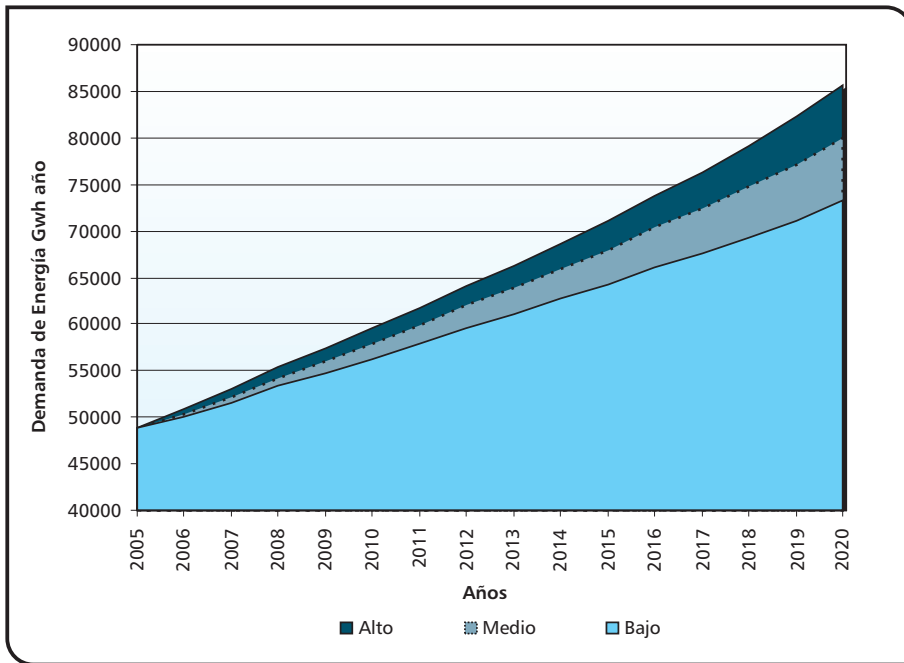
GWh/año	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2005	48829	48829	48829			
2006	50819	50393	50003	4,10%	3,20%	2,40%
2007	53007	52190	51610	4,30%	3,60%	3,20%
2008	55457	54160	53358	4,60%	3,80%	3,40%
2009	57424	56069	54790	3,50%	3,50%	2,70%
2010	59534	57970	56283	3,70%	3,40%	2,70%
2011	61747	59922	57832	3,70%	3,40%	2,80%
2012	64106	62106	59584	3,80%	3,60%	3,00%
2013	66186	63912	61033	3,20%	2,90%	2,40%
2014	68615	65930	62668	3,70%	3,20%	2,70%
2015	71022	67987	64313	3,50%	3,10%	2,60%
2016	73850	70377	66161	4,00%	3,50%	2,90%
2017	76333	72461	67670	3,40%	3,00%	2,30%
2018	79167	74746	69345	3,70%	3,20%	2,50%
2019	82230	77161	71114	3,90%	3,20%	2,60%
2020	85613	79979	73248	4,10%	3,70%	3,00%

**Tabla 3-3 Escenarios de proyección de Demanda Total Doméstica de energía eléctrica en GWh/año**

En la Gráfica 3-3, se presenta el túnel de proyección de la demanda mensual doméstica de energía eléctrica para 2006. En la Gráfica 3-4 se presenta el túnel de proyección para el horizonte de proyección.



Gráfica 3-3 Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2006



Gráfica 3-4 Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2006 - 2020

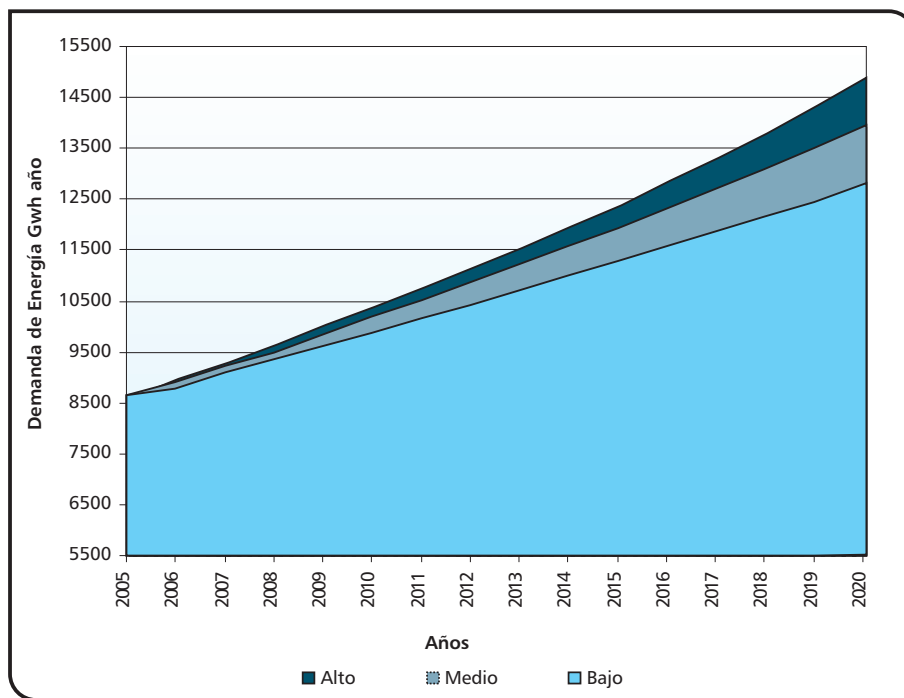
### 3.3.2 DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA

En la Tabla 3-4 se presenta la demanda de potencia máxima anual para el horizonte de proyección.

MW	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2005	8639	8639	8639			
2006	9022	8895	8791	4,43%	2,96%	1,76%
2007	9362	9216	9111	3,77%	3,61%	3,64%
2008	9725	9495	9351	3,88%	3,03%	2,64%
2009	10091	9850	9623	3,76%	3,74%	2,91%
2010	10462	10184	9885	3,67%	3,39%	2,73%
2011	10844	10520	10151	3,65%	3,30%	2,69%
2012	11228	10874	10429	3,55%	3,36%	2,74%
2013	11616	11214	10706	3,45%	3,12%	2,66%
2014	12042	11568	10993	3,67%	3,16%	2,68%
2015	12456	11921	11274	3,44%	3,05%	2,56%
2016	12919	12307	11564	3,71%	3,24%	2,58%
2017	13379	12697	11855	3,56%	3,17%	2,51%
2018	13876	13098	12148	3,71%	3,15%	2,48%
2019	14403	13512	12450	3,80%	3,16%	2,48%
2020	14960	13970	12788	3,87%	3,39%	2,71%

Tabla 3-4 Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica

En la Gráfica 3-5 se observa el túnel de proyección de Potencia para la demanda total doméstica en el horizonte de proyección.



Gráfica 3-5 Túnel de proyección de demanda doméstica de Potencia 2006 - 2020

### 3.3.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SECTORIAL

Basados en la proyección de consumos de electricidad por sector obtenidas para esta proyección, se desagregó la demanda final doméstica por cada uno de los sectores modelados, para lograr esto se asumió que la demanda recuperada se distribuye proporcionalmente en los sectores residencial y comercial, además la demanda de cargas especiales se adicionó al sector industrial. La demanda de cada sector incluye pérdidas.

Gwh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2005	19722	19722	19722			
2006	20287	20250	20235	2,86%	2,68%	2,60%
2007	20868	20703	20621	2,87%	2,24%	1,90%
2008	21442	21215	21099	2,75%	2,47%	2,32%
2009	21886	21610	21445	2,07%	1,86%	1,64%
2010	22394	22068	21811	2,32%	2,12%	1,71%
2011	22911	22532	22157	2,31%	2,10%	1,59%
2012	23499	23058	22562	2,57%	2,34%	1,83%
2013	23949	23477	22847	1,92%	1,82%	1,26%
2014	24525	23964	23191	2,40%	2,08%	1,51%
2015	25115	24460	23523	2,41%	2,07%	1,43%
2016	25778	25027	23950	2,64%	2,32%	1,81%
2017	26318	25463	24237	2,10%	1,74%	1,20%
2018	26935	25971	24592	2,34%	2,00%	1,47%
2019	27562	26485	24946	2,33%	1,98%	1,44%
2020	28267	27071	25368	2,56%	2,21%	1,69%

Tabla 3-5 Demanda Residencial

Gwh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2005	8078	8054	8022			
2006	8623	8569	8521	6,75%	6,40%	6,22%
2007	9208	9081	8978	6,78%	5,97%	5,36%
2008	9792	9627	9487	6,35%	6,02%	5,66%
2009	10327	10130	9948	5,47%	5,22%	4,86%
2010	10875	10645	10431	5,30%	5,08%	4,85%
2011	11476	11208	10941	5,52%	5,29%	4,89%
2012	12140	11827	11503	5,78%	5,52%	5,13%
2013	12738	12396	12010	4,93%	4,81%	4,41%
2014	13406	13004	12555	5,24%	4,91%	4,54%
2015	14037	13574	13068	4,71%	4,39%	4,08%
2016	14885	14345	13752	6,04%	5,68%	5,23%
2017	15701	15074	14384	5,48%	5,08%	4,60%
2018	16602	15880	15084	5,74%	5,35%	4,87%
2019	17551	16726	15814	5,72%	5,33%	4,84%
2020	18597	17658	16620	5,96%	5,57%	5,10%

Tabla 3-6 Demanda Comercial

Gwh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2005	17546	17539	17535			
2006	18371	18106	17837	4,70%	3,23%	1,72%
2007	19336	18936	18639	5,25%	4,58%	4,50%
2008	20585	19834	19425	6,46%	4,74%	4,21%
2009	21547	20853	20095	4,67%	5,14%	3,45%
2010	22566	21781	20778	4,73%	4,45%	3,40%
2011	23626	22706	21516	4,70%	4,25%	3,55%
2012	24688	23734	22340	4,49%	4,53%	3,83%
2013	25689	24562	23057	4,06%	3,49%	3,21%
2014	26835	25484	23856	4,46%	3,76%	3,47%
2015	27980	26476	24714	4,27%	3,89%	3,60%
2016	29247	27521	25503	4,53%	3,95%	3,19%
2017	30345	28452	26163	3,76%	3,38%	2,59%
2018	31621	29426	26848	4,21%	3,42%	2,62%
2019	33068	30486	27600	4,58%	3,60%	2,80%
2020	34652	31781	28569	4,79%	4,25%	3,51%

Tabla 3-7 Demanda Industrial

Gwh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2005	3483	3448	3414			
2006	3539	3468	3410	1,61%	0,57%	-0,15%
2007	3596	3471	3372	1,61%	0,08%	-1,10%
2008	3638	3484	3349	1,17%	0,37%	-0,69%
2009	3664	3476	3302	0,72%	-0,23%	-1,39%
2010	3699	3477	3263	0,97%	0,02%	-1,18%
2011	3735	3477	3218	0,95%	0,01%	-1,40%
2012	3780	3487	3179	1,21%	0,29%	-1,20%
2013	3810	3478	3119	0,79%	-0,27%	-1,89%
2014	3850	3477	3065	1,05%	-0,02%	-1,73%
2015	3890	3476	3008	1,05%	-0,02%	-1,87%
2016	3940	3484	2957	1,28%	0,22%	-1,69%
2017	3970	3472	2886	0,75%	-0,35%	-2,39%
2018	4009	3468	2821	0,99%	-0,09%	-2,25%
2019	4048	3464	2753	0,97%	-0,12%	-2,40%
2020	4097	3469	2691	1,20%	0,12%	-2,28%

Tabla 3-8 Demanda de Otros

### 3.3.4 SENSIBILIDAD CON ESCENARIO DE CRECIMIENTO ECONÓMICO DNP VISIÓN COLOMBIA 2019

En esta proyección, se incluye para conocimiento público la sensibilidad que se ha realizado para un escenario crecimiento como plantea el ejercicio de DNP 2005-2019, el cual es complementado con los supuestos considerados para el escenario alto presentado en las páginas precedentes.

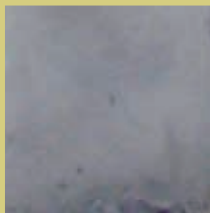
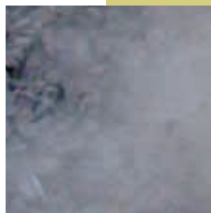
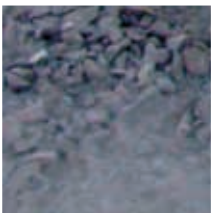
AÑO	PIB DNP 2019	ENERGÍA GWh/año	POTENCIA MW
2005		48829	8639
2006	4.03%	50819	9022
2007	3.99%	52886	9341
2008	4.48%	55321	9701
2009	4.46%	57266	10063
2010	4.97%	59576	10469
2011	5.01%	62024	10892
2012	5.50%	64881	11364
2013	5.83%	67673	11877
2014	5.97%	70964	12454
2015	5.97%	74319	13035
2016	5.96%	78179	13678
2017	6.04%	81845	14345
2018	5.98%	85935	15062
2019	6.03%	90406	15836
2020	5.96%	95281	16653

Tabla 3-9 Demanda de energía y Potencia Con supuestos ejercicio DNP 2019



# 4

## Disponibilidad de Recursos y Proyección de Precios







## 4 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS

### 4.1 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

#### 4.1.1 CARBÓN

Colombia es un país con abundantes reservas de carbón. Estudios realizados en el 2004 indican que las reservas alcanzan las 7603,8 millones de toneladas, distribuidas de forma regional como se muestra en la siguiente tabla.

ÁREA	GUAJIRA	CESAR	CÓRDOBA - NORTE DE ANTIOQUIA	ANTIOQUIA - ANTIGUO CALDAS	BOYACÁ	CUNDINA- MARCA	NORTE DE SANTANDER	SANTANDER	VALLE DEL CAUCA - CAUCA	TOTAL PAÍS
Recursos y reservas básicas Medidas (MILLONES DE TONELADAS)	3933,3	2035,4	381,0	90,1	170,4	236,2	119,7	56,1	41,4	7063

Tabla 4-1 Distribución de las reservas de carbón 2004

De estas reservas se tienen tituladas 3789,78 Millones de toneladas y a esto se sumaron 897,88 correspondientes a las reservas adicionales que fueron categorizadas como reservas medidas para el proyecto el Descanso.

La producción de carbón en Colombia se destina principalmente para exportación, dado que los mayores yacimientos en explotación se encuentran en la Costa Norte, las explotaciones mineras ubicadas en el interior del país destinan su producción para abastecer el consumo interno y los excedentes se destinan a la exportación. Regionalmente, la producción se concentró en la Costa Atlántica y el resto de país contribuyó con el 14% como se presenta en la Tabla 4-2.

MILLÓN TONELADAS	GUAJIRA	CESAR	CÓRDOBA - NORTE DE ANTIOQUIA	ANTIOQUIA - ANTIGUO CALDAS	BOYACÁ	CUNDINA-MARCA	NORTE DE SANTANDER	SANTANDER	VALLE DEL CAUCA - CAUCA	OTROS	TOTAL PAÍS
NACIONAL	0	0,24	0,08	0,07	1,21	0,85	0,29	0	0,06	2,56	2,8
EXPORTAC.	27,18	27,47	0,1	0	0,07	0,33	1,11	0	0	1,61	56,26
TOTAL	27,18	27,71	0,18	0,07	1,28	1,18	1,4	0	0,06	4,18	59,06

Tabla 4-2 Distribución de la producción de carbón 2005

#### 4.1.2 GAS NATURAL

La disponibilidad del gas natural hace referencia a las reservas probadas con las que cuenta el país y a la capacidad de suministro, así como de transporte. A diciembre 31 de 2005, el país disponía de 6711 Giga pies cúbicos (GPC), de los cuales 3994,9 corresponden a la categoría de reservas probadas, 1778,9 GPC mantienen la condición de reservas no probadas y consumo de operación petrolera 937,2<sup>5</sup>.

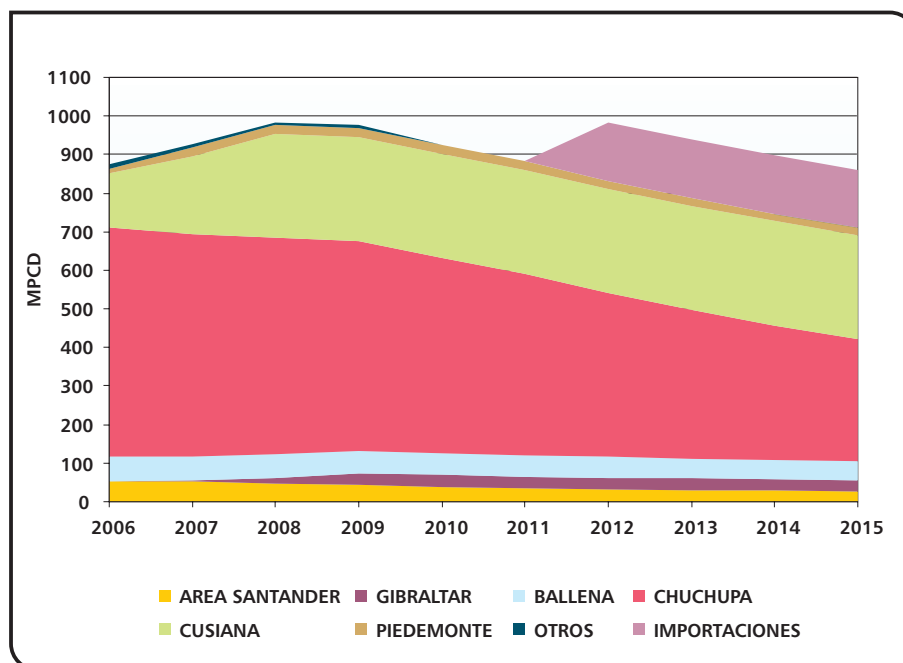
El volumen destinado para consumo en la operación petrolera, podría estar disponible en el mercado de acuerdo con lo señalado en el Informe de Reservas de diciembre de 2005 de ECOPETROL.

De las reservas probadas el 63,8% son de reservas desarrolladas y el 36,2% no están desarrolladas. Las expectativas de descubrimiento de gas natural son importantes considerando la gran actividad exploratoria en las cuencas que actualmente presentan producción y se estima una alta probabilidad de hallazgo especialmente costa afuera.

Bajo las actuales condiciones de reservas y de capacidad de producción de gas natural, la oferta se vería limitada alrededor del año 2010, de no incorporarse nuevos hallazgos, situación ésta que podrá ser revertida ante el intenso programa de exploración de hidrocarburos, tendiente a incorporar nuevas reservas de gas natural, así como a ampliar la capacidad de producción, a fin de proporcionar una mayor confiabilidad al sistema y asegurar el abastecimiento interno y las exportaciones de gas natural.

Conviene señalar que la capacidad de producción de los campos de la Guajira que mantenía una situación declinante en los últimos años, aumentó sus niveles gracias a la perforación de tres pozos en el campo de Chuchupa cuya capacidad alcanza los 610 MPCD (millones de pies cúbicos por día), brindando la oportunidad de contribuir a la balanza comercial colombiana mediante las exportaciones a Venezuela, con el gasoducto binacional que se empezará a construir en el 2006. La siguiente gráfica muestra el pronóstico de producción.

<sup>5</sup> Fuente: ECOPETROL.



Gráfica 4-1 Proyecciones de producción de gas natural por campo. Unidades MPCD

El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, señala a la generación termoeléctrica como el mayor demandante seguido del sector industrial, así como su uso doméstico. El crecimiento de la demanda total ha sido moderado y determinado esencialmente por el comportamiento hidrológico. El mayor dinamismo lo presenta el sector doméstico y de GNV (gas para el sector transporte), en especial al interior del país.

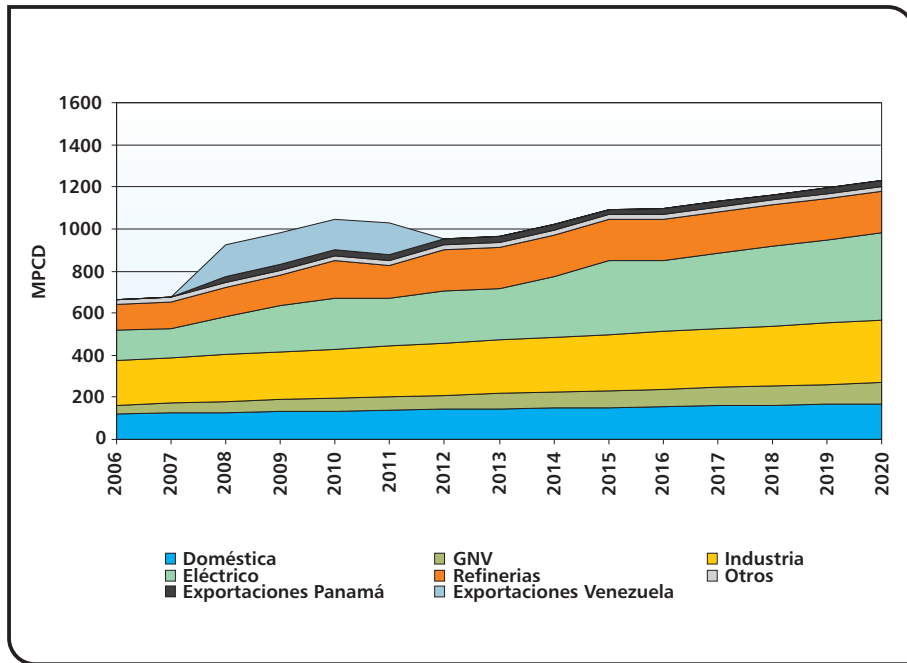
Las fluctuaciones en la demanda se deben principalmente al comportamiento del sector eléctrico, el cual se utiliza principalmente para cubrir los picos de demanda generando a su vez picos en la demanda de gas natural. Adicionalmente, en periodos de baja hidrológica, como por ejemplo cuando se presenta el Fenómeno del Niño, se evidencia la necesidad de generar con gas natural, lo cual conlleva a un aumento en la demanda promedio por periodos más largos de tiempo.

Para las proyecciones de demanda en los escenarios alto y base de los diferentes sectores, excluyendo al sector termoeléctrico, se realizaron las simulaciones en el modelo ENPEP el cual proyecta las demandas utilizando supuestos de competencia de energéticos para los diferentes usos, a partir de precios, por costos de energía útil (es decir incluyendo la eficiencia de los equipos de uso final), preferencias y otras variables de mercado.

Para determinar la demanda en el sector termoeléctrico se utiliza el modelo MPODE en el cual a partir de diferentes series hidrológicas, proyección de precios de los combustibles y la configuración del sistema de generación, determina cuales serán los requerimientos de gas natural.

Las proyecciones de demanda incluyen exportaciones de gas a Venezuela y Panamá a partir del 2008, los valores para estas exportaciones son de 150 MPCD y 27 MPCD respectivamente.

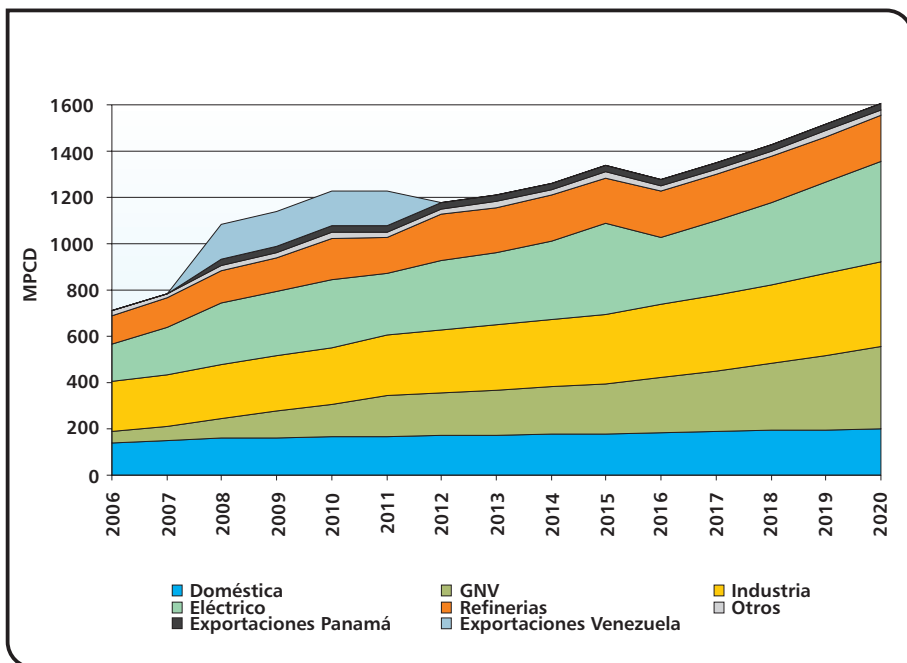
En la siguiente gráfica se muestran las proyecciones de demanda nacional de gas natural en los diferentes sectores en el escenario base para el periodo 2006-2015.



Gráfica 4-2 Proyecciones de demanda sectorial de gas natural. Escenario Base

Para el escenario de demanda alto se supone una tasa de crecimiento económico mayor y un factor mayor de conversión de vehículos a gas natural.

En la siguiente gráfica se muestran las proyecciones de demanda nacional de gas natural en los diferentes sectores en el escenario alto para el periodo 2006-2015.



Gráfica 4-3 Proyecciones de demanda sectorial de gas natural. Escenario alto

### 4.1.3 PRECIOS DE CARBÓN

Los precios a nivel internacional del carbón se han mantenido relativamente estables. Sin embargo, a nivel nacional, estos cayeron debido a la sobre oferta que se presentó en el interior. Cabe anotar que mientras los precios mantuvieron altos niveles, se reabrieron y se desarrollaron nuevos socavones que incrementaron la oferta interna, sin que estos excedentes pudieran ubicarse en el mercado externo por no disponer de las especificaciones de calidad que los mercados internacionales requieren.

El ejercicio de proyección de los precios de carbón está basado en un análisis del comportamiento de los precios interno y de exportación del carbón, costos de transporte y manejo en puerto<sup>6</sup> desde las zonas de producción a las zonas de embarque y proyecciones de precios de carbón bocamina de la Energy Information Administration (EIA).

Para el desarrollo de estas proyecciones se realizaron actualizaciones de información, como las series de precios de carbón de exportación de Colombia, se halló el factor de correlación entre las series de Pto Bolívar y Santa Marta y Venezuela, se completó la información acerca de los precios de carbón industrial, así como la información acerca de los precios del carbón para las plantas térmicas. Adicionalmente se agregó la información sobre precios de carbón del Energy Outlook de la EIA desde 1998.

El análisis de precios incluye la comparación del comportamiento de los precios en las térmicas y el carbón industrial con los precios de exportación. A nivel internacional se hicieron comparaciones con el comportamiento del carbón con características similares al nacional con los precios en países como Australia, Sur África y con los precios anuales de Estados Unidos.

Los precios de Estados Unidos se comparan con los precios de la industria, boca de mina, centrales eléctricas y exportación; en este punto se encontró que el comportamiento de la serie de exportación de carbón USA tiene el comportamiento más parecido con las demás series de precios internacionales.

Para determinar el comportamiento de los precios se considera la proyección de transporte empleando el IPC, pues esta es la variable que se dispone con mayor correlación con el comportamiento en el largo plazo de los precios de este energético.

En el Energy Outlook de la EIA se cuenta con 3 escenarios de precios, y a partir del escenario de referencia, el escenario alto y el escenario bajo de precios se determinan las tasas de crecimiento del precio del carbón. El precio nacional se determina teniendo en cuenta el contenido calórico.

Como resultado de los cálculos se determinaron los siguientes escenarios de precios internos de carbón para centrales térmicas que utilizan el energético proveniente de las minas de Boyacá y Cundinamarca con contenido calórico de 12200 BTU/lb, y de las minas de Santander y Guajira cuyo contenido calórico es de 12600 BTU/lb.

<sup>6</sup> Plan de infraestructura de transporte para el desarrollo minero en Colombia, UPME, 2004

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los precios para las plantas térmicas.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ALTO	27,87	29	29,65	30,04	30,62	30,16	29,21	28,39	27,75	26,87	26,03	25,63	25,67	26,05	26,29	26,54	26,76	26,84	26,88	26,85	26,73
MEDIO	27,87	29,02	29,55	29,95	30,49	29,95	29,04	28,19	27,33	26,48	25,67	25,28	25,32	25,79	26,04	26,32	26,55	26,71	26,71	26,82	26,91
BAJO	27,87	28,95	29,46	29,82	30,34	29,8	28,86	27,9	27,16	26,37	25,35	24,95	25,02	25,53	25,74	25,98	26,1	26,31	26,42	26,51	26,52

**Tabla 4-3 Precios de carbón para las plantas térmicas Cundinamarca y Boyacá U\$/tonelada**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ALTO	17,66	18,37	18,79	19,04	19,4	19,11	18,51	17,99	17,58	17,03	16,49	16,24	16,26	16,51	16,66	16,82	16,95	17,01	17,03	17,01	16,94
MEDIO	17,66	18,38	18,72	18,98	19,32	18,98	18,4	17,86	17,32	16,78	16,27	16,02	16,05	16,34	16,5	16,68	16,82	16,92	16,93	16,99	17,05
BAJO	17,66	18,34	18,67	18,89	19,22	18,88	18,29	17,68	17,21	16,71	16,06	15,81	15,85	16,18	16,31	16,46	16,54	16,67	16,74	16,8	16,81

**Tabla 4-4 Precios de carbón para las plantas térmicas Norte de Santander U\$/tonelada**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ALTO	63,82	66,40	67,89	68,80	70,12	69,06	66,89	65,01	63,53	61,53	59,59	58,69	58,77	59,66	60,19	60,78	61,27	61,47	61,55	61,48	61,21
MEDIO	63,82	66,44	67,65	68,59	69,82	68,57	66,48	64,54	62,59	60,64	58,79	57,88	57,98	59,05	59,63	60,27	60,80	61,16	61,17	61,40	61,63
BAJO	63,82	66,30	67,47	68,28	69,46	68,22	66,09	63,89	62,19	60,39	58,05	57,14	57,28	58,47	58,94	59,48	59,77	60,25	60,49	60,70	60,73

**Tabla 4-5 Precios de carbón para las plantas térmicas Guajira (Exportación) U\$/tonelada**

#### 4.1.4 PRECIOS DE GAS NATURAL

##### 4.1.4.1 Precio máximo del gas natural puesto en planta

La proyección del precio máximo del gas natural puesto en planta térmica corresponde a un ejercicio realizado por la UPME en el mes de agosto de 2006.

El ejercicio de proyección de precios del gas natural para el sector termoeléctrico consta de tres partes: i) Estimación del precio del gas en boca de pozo de las principales fuentes de suministro, Guajira, Opón, Payoa y Cusiana, ii) Estimación de los cargos de transporte de los diferentes tramos del sistema y iii) Estimación del costo total, suministro más transporte de gas, para cada planta de generación durante el horizonte de análisis.

##### 4.1.4.2 Metodología

Para la estimación del precio en boca de pozo de los campos de Guajira, Opón y Payoa se utilizan los procedimientos establecidos en la resolución CREG 119/2005, mientras que el precio del Gas de Cusiana es de 1,50 U\$/MBTU constantes de 2005 para el horizonte de proyección.

El costo de transporte de cada tramo de gasoducto es proyectado aplicando las resoluciones vigentes. El valor del transporte del gas para cada planta de generación es la suma del costo de los tramos necesarios para llevar el gas desde su fuente de suministro hasta la planta.

El precio final es la suma del precio boca de pozo en un campo determinado según los contratos definidos o el que represente el costo mínimo, y el costo del transporte del campo productor a la planta de generación. Para este análisis se consideran los contratos de suministro y transporte vigentes.

#### 4.1.5 PRECIOS DEL GAS DE GUAJIRA Y OPÓN

Para los precios del gas Guajira y Opón se aplican las normas vigentes, considerando lo establecido en la Resolución CREG 119 de Diciembre de 2005, en la cual se mantiene regulado el precio del gas de la Guajira y la fórmula para recalcular el precio se actualiza semestralmente, el cual se contará desde el 1 de febrero y desde el 1 de agosto para el segundo semestre. Para el gas del campo de Opón los precios semestrales se cuentan desde el 1 de enero y el 1 de julio de cada año, la fórmula especificada en la resolución CREG 119 de 2005 es la siguiente:

Donde: 
$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{INDICE_{t-1}}{INDICE_{t-2}}$$

$PMR_t$  = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

$PMR_{t-1}$  = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

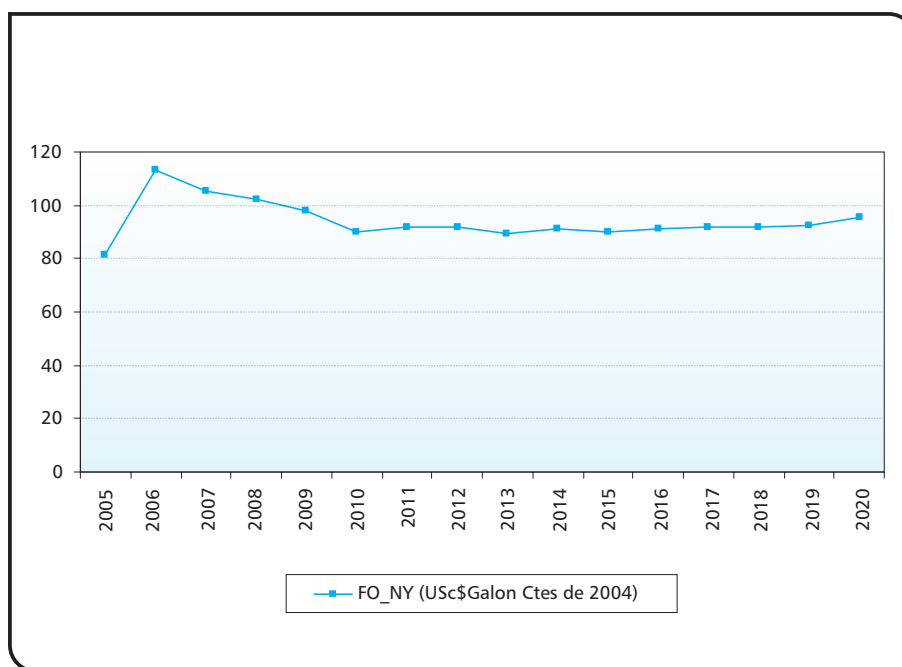
$INDICE_{t-1}$  = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

$INDICE_{t-2}$  = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

$INDICE$  = New York Harbor Residual Fuel Oil 1,0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos.

En este análisis se utilizaron las tasas de crecimiento de la proyección del Residual Fuel industrial que se encuentra en el Energy Outlook del 2006 publicado por la EIA.

En la siguiente Gráfica se presentan los precios proyectados del Fuel Oil NY.



Gráfica 4-4 Proyección precios del Fue Oil en Nueva York

#### 4.1.6 PRECIOS DEL GAS DE CUSIANA

A partir de la ampliación de la capacidad de producción de Cusiana a 180 MPCD, el precio de este campo queda liberado, según la resolución CREG 119 de 2005 la cual restringe el precio a 1,40 U\$/MBTU si la capacidad instalada de la planta es igual o inferior a 180 MPCD.

Considerando lo antes señalado se definió el precio del gas natural en este campo como 1,50 U\$/MBTU constantes de 2005 de acuerdo con la información suministrada por los comercializadores de este gas. Cabe anotar, que las plantas de generación térmica, salvo Termoemcali, tienen suscritos contratos de suministro del gas proveniente de los campos de Guajira, razón por la cual es mínimo el impacto del precio del gas cusiana sobre la generación térmica.

#### 4.1.7 PRECIOS DE TRANSPORTE

Los cargos de transporte se estimaron aplicando las resoluciones vigentes para cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y de Interior, se considera que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones actuales.

Para todos los casos se aplicó una pareja de cargos fijos y variables de 50% - 50%. Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas estipulados en los contratos actuales de transporte. A partir de la terminación de los contratos se toma el menor costo de suministro (boca de pozo mas transporte) desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

La característica de esta metodología de determinación de los cargos de transporte está en la señal de distancia, la cual se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios. La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y en particular el Occidente.

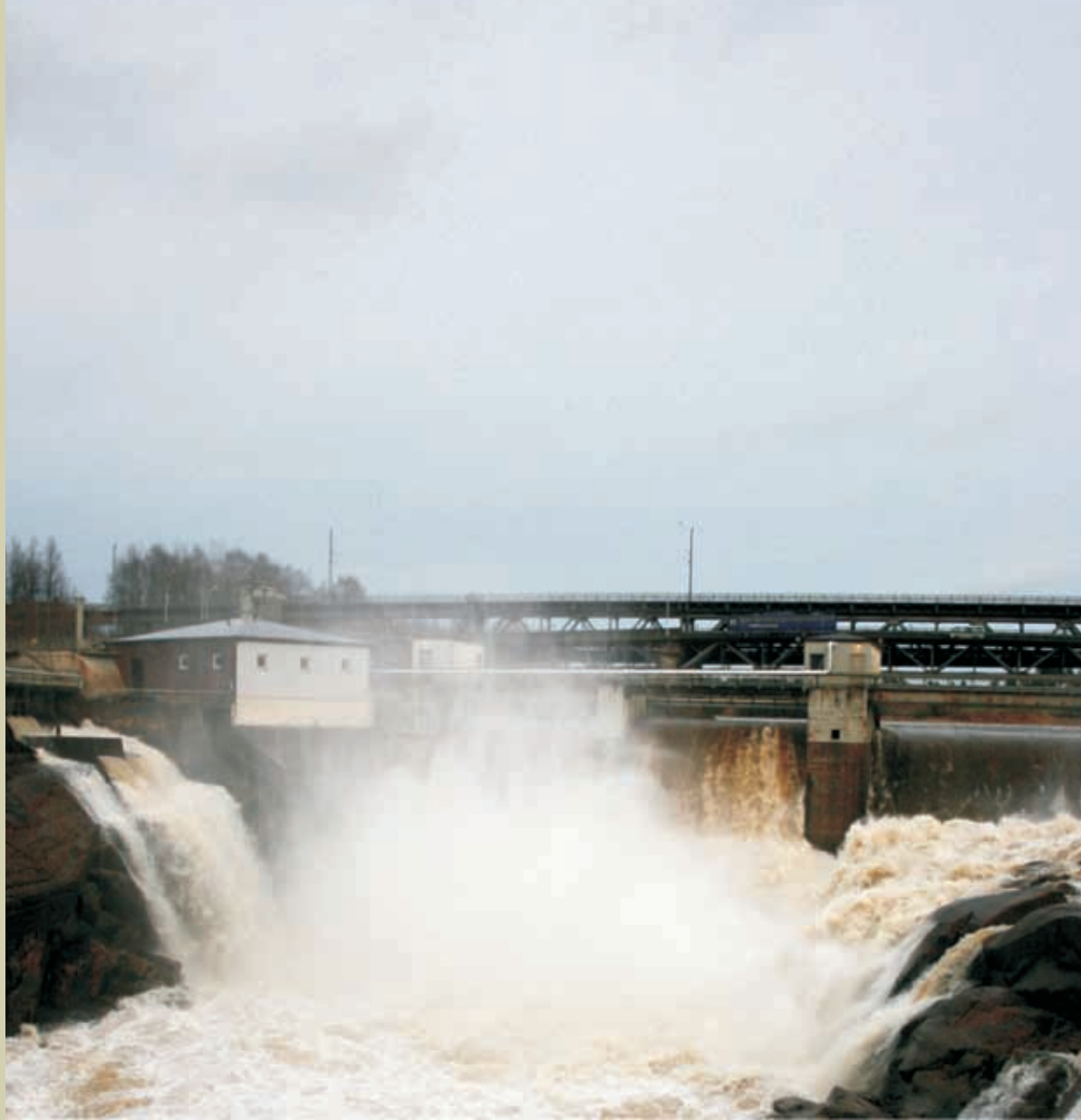
De acuerdo con la estructura tarifaria definida en la resolución CREG 011 de 2003, en el costo de transporte se deben incluir también los pagos por conceptos de impuesto de transporte y otras contribuciones relativas al mismo. Al respecto, se tienen los siguientes: Impuesto de Transporte y Fondo Especial Cuota de Fomento.

La expansión del sistema de transporte de gas está basada en el esquema de contratos o "contract carriage", mientras que el del sistema eléctrico se fundamenta en el concepto de "common carriage" o transportador común, donde la expansión se planifica centralmente y el servicio de transporte se paga mediante una tarifa tipo estampilla. Tal situación implica que la expansión del sistema de transporte de gas natural se desarrollará cuando los contratos le brinden las garantías necesarias al transportador de contar con la masa crítica de volumen que justifique las ampliaciones, de tal manera que entren en servicio cuando el balance de la oferta y demanda de gas lo requiera.

Esta consideración es particularmente crítica en tramos que pueden coparse rápidamente o tener restricciones de transporte en caso de eventos en los cuales sea necesaria la utilización continua de la generación térmica con gas natural. Por consiguiente, es necesario evaluar la efectividad de la señal de expansión vía contratos teniendo en cuenta, por ejemplo, lo hechos sucedidos en el año 2005 tales como el retiro de las compresoras de Barrancabermeja y su impacto en el abastecimiento de gas al interior del país.

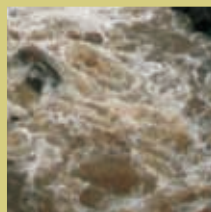
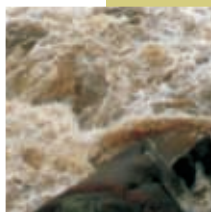
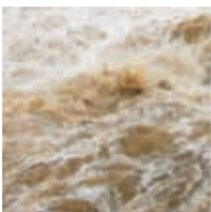
En el Anexo 8-1 se presentan los resultados de estas proyecciones.





# 5

## Alternativas y Estrategias de la Expansión de Generación





## 5 EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El objetivo del planeamiento de la expansión en generación a largo plazo es establecer las necesidades de capacidad basados en los análisis del comportamiento del SIN, de acuerdo con la conducta de diversas variables como demanda de energía, recursos energéticos, interconexiones eléctricas, etc. Dichas necesidades buscan satisfacer los requerimientos de demanda de energía y potencia considerando además criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

Esta versión del Plan en lo referente a generación presenta los requerimientos en expansión considerando la evolución y disponibilidad de las variables energéticas, costos de combustibles, avances de los nuevos proyectos de generación. Los análisis además contemplan efectos de interconexiones con los sistemas del SIEPAC, Ecuador y Perú.

Para aquellos escenarios en los que se requiere la entrada de nuevos proyectos se contemplaron el desarrollo de cierres de ciclos abiertos de gas natural que actualmente operan en Colombia, así como la entrada de proyectos a carbón con el fin de dar una mayor diversidad y fortalecimiento en la confiabilidad del Sistema. Así mismo, se analizó la expansión considerando la intención que han manifestado agentes privados en el desarrollo de nuevos proyectos.

Así mismo, en los diferentes análisis no se consideró el efecto de posibles salidas de unidades de generación por períodos de vida útil cumplidos, ya que en la solicitud de Información de Planeamiento Estándar realizada por la UPME a comienzos de año, no fueron reportados retiros por parte de los agentes generadores.

Los análisis del Plan corresponden a simulaciones realizadas al Sistema Interconectado Nacional con el programa Stochastic Dual Dynamic Program versión 8.03d.

### 5.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA GENERACIÓN EN COLOMBIA

La expansión futura de la generación del SIN en el corto plazo (2007 – 2010) se halla supeditada a los principales avances de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción y entre los que se tienen los siguientes:

Porce III: este es un proyecto hidráulico con una capacidad de 660 MW ubicado en el Departamento de Antioquia en la cuenca del río Porce con el cual se esperan aportar 3106 GWh/año. Al momento el proyecto se encuentra en un avance del 18% de la obra física, estimándose

la entrada en operación comercial de la primera unidad (165 MW) en septiembre de 2010, la segunda unidad (165 MW) en enero de 2011, la tercera unidad (165 MW) en mayo de 2011 y la cuarta unidad (165 MW) en septiembre de 2011.

Amoyá: proyecto de generación hidráulica a filo de agua con una capacidad de 80 MW el cual podría aportar 515 GWh/año, ubicado en el Departamento del Tolima, se tiene previsto que este se incorpore al Sistema Interconectado Nacional a partir del mes de julio de 2009. Recientemente ISAGEN convocó a través de proceso licitatorio la contratación de la construcción de las obras civiles y diseño, fabricación, suministro, montaje, pruebas de equipos y entrega de operación del proyecto.

Trasvase río Guarinó: consiste en la desviación de parte de las aguas del río Guarinó al río La Miel, afluente del embalse de Miel I, con lo cual se espera aportar una energía de 238 GWh/año. Recientemente a través de la Resolución 3684 de 2006, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, confirmó el otorgamiento de la licencia ambiental a ISAGEN. Se estima como fecha de entrada octubre de 2009.

Río Manso: Proyecto hidráulico con una capacidad de 27 MW, ubicado en el Departamento de Caldas, que se desarrollará en dos fases, la primera de ellas consiste en la desviación del río Manso al embalse de Miel I con lo cual se estima aportar 179 GWh/año. La segunda fase consiste en la instalación de 27 MW aportando al sistema 138 GWh/año. Se tiene como probable fecha de entrada en operación comercial en el mes de agosto de 2010.

A continuación en la Tabla 5-1 se presentan los proyectos considerados en el planeamiento energético para la generación de energía de Colombia para el corto y largo plazo. El proyecto Calderas de 19,9 MW que hacía parte de la expansión del año 2006 en el Plan preliminar, se consideró en este documento en operación ya que se encuentra funcionando desde finales del mes de junio de 2006.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
EL MORRO	GAS C.A.	54	Feb - 07
TRASVASE GUARINÓ	HIDRO	-	Oct - 09
RÍO AMOYÁ	HIDRO	80	Jul - 09
ARGOS	CARBÓN	50	Ene - 10
RÍO MANSO	HIDRO	27	Ago - 10
PORCE III	HIDRO	660	Sep - 10 / Ene - 11 / May - 11 / Sep - 11
TOTAL - MW		871	

Tabla 5-1 Proyectos considerados en la expansión de Colombia

Por otra parte, TERMOFLORES actual operador de las unidades de Flores 2 y Flores 3, manifestó su intención de realizar el cierre de los ciclos abiertos a gas natural de dichas unidades. La nueva capacidad a incorporar en el Sistema sería de 163 MW, quedando toda planta con una capacidad instalada de 450 MW a partir de enero de 2009.

En el mediano plazo (2011-2015) la expansión del Sistema aún no se encuentra definida, aunque se realizan estudios por parte de diversas empresas de generación en el sentido de incorporar mayor capacidad, tal es el caso de EMGESA quién desarrollaría dos proyectos, uno de ellos un ciclo combinado a gas natural con una capacidad estimada de 400 MW el cual entraría en operación comercial a partir de julio de 2012, un proyecto hidráulico aguas arriba de la planta

de Betania y cuya capacidad también sería de 400 MW, previéndose su entrada en operación para julio de 2015. No obstante, esta empresa ha supeditado el desarrollo de estos proyectos una vez se establezca una metodología simple y predecible del cargo por confiabilidad que viabilice la entrada de nuevos proyectos a futuro.

A continuación en la Tabla 5-2 se resumen los proyectos sobre los que diversos agentes han manifestado interés de realizarlos, pero que aún no tienen cierre financiero y se encuentran en estudio.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
FLORES	GAS C.C	163	Ene - 09
CC EMGESA	GAS C.C	400	Ene - 12
QUIMBO	HIDRO	400	Ene - 15
TOTAL - MW		963	

Tabla 5-2 Proyectos en estudio sin cierre financiero

## 5.2 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN ECUADOR

Los principales desarrollos en cuanto a la expansión de generación en Ecuador se centran en los proyectos hidroeléctricos de San Francisco y Mazar. De acuerdo con información obtenida por la UPME, el proyecto San Francisco tiene un avance del 89%. Es de mencionar que este proyecto consiste en el aprovechamiento de las aguas turbinadas de la central de Agoyán las cuales serán conducidas a través de un túnel de conducción y de presión a una de casa de máquinas en donde se dispondrá de un grupo turbogenerador compuesto de dos unidades generadoras de 116 MW cada una. Se espera como fecha más temprana de entrada en operación febrero de 2007 y más tardía junio de 2007.

Por otra parte, en cuanto al proyecto Mazar se presentó en el mes de mayo, en audiencia pública, el estudio de impacto ambiental definitivo. Así mismo, se avanza en la construcción de las obras civiles y desvío del río Paute. El estado de avance es cercano al 12%.

Otro de los proyectos contemplados para entrar en operación éste año es la barcaza Termoguayas de 150 MW, la cual se halla compuesta de cinco unidades. La barcaza solicitó permiso de conexión a Transelectric y cuenta con permisos ambientales.

En Tabla 5-3 se presentan las fechas de entrada en operación comercial de los proyectos considerados en los análisis de expansión de Ecuador.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
SIBIMBE	HIDRO	15	Mar - 06
LA ESPERANZA	HIDRO	6	Mar - 06
POZA HONDA	HIDRO	3	Abr - 06
CALOPE	HIDRO	15	Abr - 06
SAN FRANCISCO	HIDRO	230	Jun - 07
BAJO ALTO 2	GAS C.C	95	Ago - 08
OCAÑA	HIDRO	26	Oct - 08
MAZAR	HIDRO	190	Mar - 09
INCREM. MAZAR	HIDRO	-	Mar - 09
BAJO ALTO 3	GAS C.C	87	May - 11
TOTAL - MW		667	

Fuente CONELEC

Tabla 5-3 Proyectos considerados en la expansión de Ecuador

### 5.3 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN PERÚ

En Perú se consideró la expansión presentada en la Tabla 5-4, la cual consiste en un aumento de la capacidad de 1391 MW. En el año 2006, 708 MW corresponden a la entrada de diversos proyectos que operan con base en gas natural de los que hay incertidumbre con respecto a si pueden entrar en operación este año.

Así mismo, el potencial de proyectos de generación con base en gas natural provenientes del campo de Camisea en Perú se estima en 2900 MW de los cuales aproximadamente 1400 MW corresponden a proyectos que pueden operar con ciclos abiertos y 1500 MW con cierres de ciclos. En cuanto a proyectos hidráulicos se pueden considerar un potencial aproximado de 1400 MW, de los cuales se ha comenzado la rehabilitación de la central hidroeléctrica de Machupichu de 71 MW.

AÑO	HIDRO	TÉRMICO
2006		708
2007		
2008		
2009	157	134
2010		49
2011		343
2012		
2013		
2014		
2015		
TOTAL - MW		1391

Fuente XM - OPSIS

Tabla 5-4 Proyectos considerados en la expansión de Perú

A continuación en la Tabla 5-5 se presenta la proyección de demanda de energía empleada para las simulaciones en el caso de Perú.

AÑO	GWh/año	TASA ANUAL (%)
2006	22637	3
2007	23531	3,9
2008	24349	3,5
2009	25920	6,5
2010	27151	4,7
2011	28153	3,7
2012	29205	3,7
2013	30290	3,7
2014	31375	3,6

Fuente XM - OPSIS

**Tabla 5-5 Proyección de demanda de energía de Perú**

## 5.4 PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA EN PANAMÁ

En Panamá la expansión en generación se halla supeditada al desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Teribe y Changuinola, en los cuales se pueden desarrollar los proyectos de Chan 75, Chan 140 y Chan 220 con capacidades de 158 MW, 132 MW y 126 MW respectivamente. Sin embargo, de estos tres proyectos solo el proyecto Chan 75 próximamente iniciará su desarrollo por parte de la compañía AES y estaría en operación comercial en julio de 2010.

Igualmente, otra serie de proyectos como Bajo Mina y Gualaca tienen contratos de suministro de energía y en tal sentido se prevé su entrada en operación comercial en el corto plazo. En la Tabla 5-6 se presentan los proyectos considerados en los análisis de expansión de Panamá, así como sus posibles fechas de entrada en operación comercial.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
BAJO MINA	HIDRO	51	Ene - 08
GUALACA	HIDRO	24	Ene - 08
BONYIC	HIDRO	30	Ene - 09
MMV 50 - 1	TÉRMICA	100	Ene - 10
CHAN 75	HIDRO	158	Jul - 10
PANDO	HIDRO	32	Ene - 14
TOTAL - MW		395	

Fuente XM - CND (PANAMÁ)

**Tabla 5-6 Proyectos considerados en la expansión de Panamá**

A continuación en la Tabla 5-7 se presenta la demanda de energía proyectada para Panamá y empleada para determinar los efectos sobre la expansión del Sistema colombiano.

AÑO	GWh/año	TASA ANUAL (%)
2006	5548	3,5
2007	5782	4,2
2008	5976	3,4
2009	6178	3,4
2010	6392	3,5
2011	6612	3,4
2012	6834	3,4
2013	7060	3,3
2014	7304	3,5
2015	7556	3,5

Fuente XM - CND (PANAMÁ)

Tabla 5-7 Proyección de demanda de energía de Panamá

## 5.5 PROYECTOS DE EXPANSIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA RESTANTES PAÍSES DEL SIEPAC

A continuación en la Tabla 5-8 se presenta la capacidad a instalar en Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. Se estima que en dichos países se instalen aproximadamente 4500 MW, de los cuales 2800 MW sean térmicos y los restantes 1700 MW son hidráulicos.

AÑO	COSTA RICA		NICARAGUA		HONDURAS		EL SALVADOR		GUATEMALA	
	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO	HIDRO	TÉRMICO
2006	124			10				160		
2007	81	120		46			180	60	44	
2008			41	128					23	100
2009	128			33	280				65	50
2010	50		28	33	387		66	26	50	150
2011			60							
2012	287		160		52	250				250
2013	59									
2014	200		100			100				100
2015	350							52		100
TOTAL MW	1399		639		1069		544		932	

Fuente OMCA

Tabla 5-8 Proyectos considerados en la expansión de países de SIEPAC diferentes a Panamá

De otra parte se espera el retiro de 110 MW en Costa Rica, 200 MW en Nicaragua y 230 MW en Honduras.

A continuación, se presenta en la Tabla 5-9 la demanda de energía para Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala, considerada para determinar los efectos sobre los análisis de expansión del Sistema colombiano.



AÑO	COSTA RICA		HONDURAS		NICARAGUA		EL SALVADOR		GUATEMALA	
	GWh/año	Tasa anual (%)	GWh/año	Tasa anual (%)	GWh/año	Tasa anual (%)	GWh/año	Tasa anual (%)	GWh/año	Tasa anual (%)
2006	8768	5,4	5636	4,9	2912	2,4	4740	3,1	8207	7,4
2007	9234	5,3	5922	5,1	3062	5,2	4887	3,1	8693	5,9
2008	9722	5,3	6222	5,1	3214	5,0	5035	3,0	9199	5,8
2009	10236	5,3	6539	5,1	3371	4,9	5185	3,0	9710	5,6
2010	10778	5,3	6867	5,0	3531	4,7	5339	3,0	10210	5,2
2011	11351	5,3	7210	5,0	3696	4,7	5499	3,0	10734	5,1
2012	11955	5,3	7564	4,9	3870	4,7	5664	3,0	11285	5,1
2013	12581	5,2	7934	4,9	4054	4,7	5833	3,0	11864	5,1
2014	13231	5,2	8317	4,8	4249	4,8	6007	3,0	12472	5,1
2015	13919	5,2	8709	4,7	4458	4,9	6186	3,0	13109	5,1

Fuente XM - OMCA

Tabla 5-9 Proyección de la demanda de energía de países de SIEPAC diferentes a Panamá

## 5.6 METODOLOGÍA DEL PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

El Plan de Expansión de Referencia en Generación desde sus inicios se ha elaborado considerando escenarios que establecen diferentes alternativas en el corto plazo y estrategias en el largo plazo. Últimamente se ha observado que sobre el sistema eléctrico han comenzado a tener un mayor impacto las decisiones de los diferentes participantes de los sectores y cadenas energéticas. Esto ha motivado a que se establezcan escenarios que contienen diversos comportamientos de las principales variables y que tienen una alta incidencia en el planeamiento, así como en la toma de decisiones de los diferentes agentes participantes del sector eléctrico colombiano.

La determinación de los requerimientos futuros en la expansión de la generación parte del análisis de escenarios que consideran diferentes relaciones de variables críticas y sus posibles estados. Dentro de las variables críticas se determinaron aquellas que tienen mayor sensibilidad en la expansión en generación, entre las que se tienen: disponibilidad y precios del gas natural, demanda de energía y potencia, interconexiones internacionales.

### 5.6.1 VARIABLES CRÍTICAS

#### 5.6.1.1 Disponibilidad de gas natural

En los posibles estados en que esta variable puede evolucionar se considera una ilimitada disponibilidad de gas para el sector eléctrico, contemplando la entrada de nuevos proyectos a gas y el cierre de los ciclos abiertos que actualmente operan en el país. El otro posible estado considera una disponibilidad limitada de gas, en el cual sólo se estima que con el aumento y la incorporación de nuevos campos de gas se podrían instalar 300 MW nuevos y realizar los cierres de ciclos de las unidades que actualmente operan como ciclos abiertos en Colombia.

Sin embargo, en la práctica la disponibilidad de gas está sujeta a la infraestructura, la capacidad de producción y en caso de indisponibilidad éste se distribuye de acuerdo a lo estipulado en el decreto 1484 de 2005. Esta disponibilidad de gas está relacionada con el tipo de contrato que tengan los remitentes.

### 5.6.1.2 Precios de gas

Esta variable considera tres posibles estados: alto, medio y bajo, y tiene como supuesto el comportamiento del precio internacional del fuel oil, descrito en el capítulo anterior.

### 5.6.1.3 Demanda de energía y potencia

Esta variable determina tres posibles estados tanto para el corto como para el mediano plazo. En el corto plazo, el escenario alto presenta un crecimiento en promedio de 4,0%, el medio de 3,5% y el escenario bajo de 2,9%. Para el mediano plazo, los escenarios alto, medio y bajo presentan un crecimiento de 3,7%, de 3,3% y de 2,7%, respectivamente.

Adicionalmente, se consideró un estado que tiene en cuenta el Plan Visión Colombia 2019, presentado en el capítulo de demanda, en donde la proyección de la demanda de energía contempla un supuesto de PIB que considera entre los años 2011 al 2015 tener crecimientos en promedio de 5,7% y de 6% entre los años 2016 y 2020.

### 5.6.1.4 Interconexiones internacionales

En las interconexiones internacionales se contemplaron los siguientes estados: uno que supone un alto grado de interconexión y en el cual Colombia se interconecta con el sistema centroamericano SIEPAC, Perú y Ecuador, otro que percibe un grado de interconexión mediano, en el que solamente el país contempla la actual interconexión, así como un aumento de la capacidad de exportación en el primer semestre del año 2007 con Ecuador y de Ecuador con Perú, y otro estado, que analiza a Colombia sin exportaciones de energía y operando de manera autónoma.

La Tabla 5-10 que a continuación se presenta, resume los diferentes posibles estados en los cuales pueden evolucionar las variables críticas empleadas en los análisis de la expansión en generación. Es de resaltar que en esta Tabla las variables no tienen relación entre sí, sino que sus estados son usados en la construcción de los diferentes escenarios, descritos más adelante en el documento.

POSIBLES ESTADOS	VARIABLES CRÍTICAS			
	1. DISPONIBILIDAD DE GAS	2. PRECIO DE GAS	3. DEMANDA DE ENERGÍA	4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES
A	ILIMITADA DISPONIBILIDAD	ALTO	ALTO	SIEPAC - ECUADOR - PERU
B	LIMITADA DISPONIBILIDAD. EXPANSIÓN EN PLANTAS TÉRMICAS DE 300 MW	MEDIO	MEDIO	ECUADOR - PERU
C	--	BAJO	BAJO	COLOMBIA AUTÓNOMO

Tabla 5-10 Posibles estados de variables críticas en la expansión de generación

## 5.6.2 SUPUESTOS EMPLEADOS EN LOS ANÁLISIS DE GENERACIÓN

Con el fin de realizar los diferentes análisis de generación para el sector eléctrico colombiano se emplean los siguientes supuestos:

### 5.6.2.1 Datos Colombia

---

- Hidrologías de enero de 1938 a marzo de 2006.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Capacidad de noviembre de 2005.
- Proyectos inscritos e información reportada a la UPME.
- Proyección de escenarios de demanda de energía y potencia escenarios alto, medio y bajo de marzo de 2006.
- Características de generadores reportados por los agentes a XM y a la UPME.
- Costos indicativos de generación fijos y variables de UPME.
- Tasa de descuento de 12%.

### 5.6.2.2 Datos Ecuador

---

- Hidrologías de enero de 1956 a marzo de 2006.
- Índices de indisponibilidad a abril de 2006.
- Proyectos de generación de CONELEC a abril de 2006.
- Características de generadores, base de datos de XM a abril de 2006.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia de CONELEC a abril de 2006.
- Proyección de precios a enero de 2006.
- Interconexión con Perú con capacidad de 80 MW hasta diciembre 31 de 2006 y a partir de enero de 2007 con 125 MW.
- Tasa de descuento de 12%.

### 5.6.2.3 Datos Panamá

---

- Hidrologías a partir de enero de 1975.
- Índices de indisponibilidad.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, base de datos de XM a abril de 2006.
- Proyectos de generación de versión de Plan de 2005 actualizados en información de Internet.
- Características de generadores, base de datos de XM a abril de 2006.
- Proyección de precios de combustibles a enero de 2006.
- Tasa de descuento de 12%.

### 5.6.2.4 Datos Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala

---

- Hidrologías a partir de enero de 1975.
- Índices de indisponibilidad.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, base de datos de XM a abril de 2006.
- Proyectos de generación de versión de Plan de 2005 actualizados en información de Internet.
- Características de generadores, base de datos de XM a abril de 2006.
- Proyección de precios de combustibles a enero de 2006.
- Tasa de descuento de 12%.

## 5.7 REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN POR ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Los análisis de requerimientos de generación que a continuación se presentan, corresponden a necesidades del sistema eléctrico colombiano a futuro para la atención de la demanda de energía. Para efectos de los análisis presentados en este capítulo, el horizonte para el corto plazo comprende los años 2007-2010 y en el largo plazo se analizaron dos períodos 2011-2015 y 2016 - 2020.

### 5.7.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN AL 2015

Para la elaboración del Plan de Expansión se han identificado diversos escenarios que se construyeron a partir de las variables consideradas en la Tabla 5-10. Los escenarios determinados son los siguientes:

#### 5.7.1.1 Escenario país expansionista

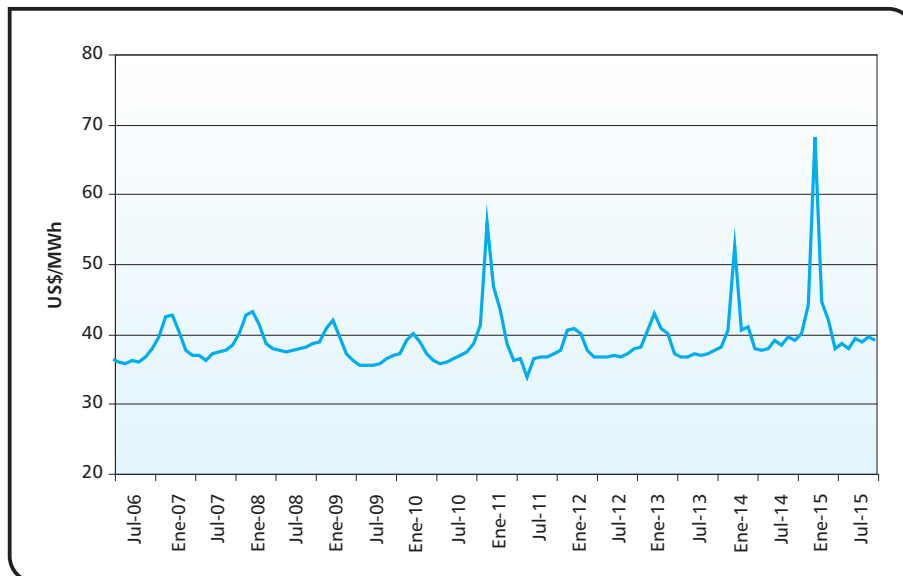
Este escenario condiciona la expansión del sector eléctrico a la ocurrencia del Plan Visión Colombia 2019, es decir, en éste se plasman las condiciones que debieran suceder en el país a nivel de generación con el fin de poder atender la demanda de energía que considera un 6% de crecimiento en el PIB, para lo cual se hace necesario contar con una disponibilidad ilimitada de gas, precio de gas medio e interconexiones internacionales de Colombia con Ecuador, Perú y el sistema SIEPAC.

Bajo los anteriores supuestos, se observa que el sistema de interconexión nacional requiere la instalación de 2294 MW (ver Tabla 5-11), así como una diversificación de la matriz energética, y en tal sentido se halla la necesidad de realizar expansiones adicionales en plantas hidráulicas, en gas natural consistente en cierres de ciclo abiertos y en plantas a carbón mineral.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80	163	
2010	192		50
2011	495		
2012			150
2013		400	
2014			160
2015	400	150	
SUBTOTAL - MW	1167	767	360
TOTAL - MW		2294	

Tabla 5-11 Requerimientos de generación escenario país expansionista

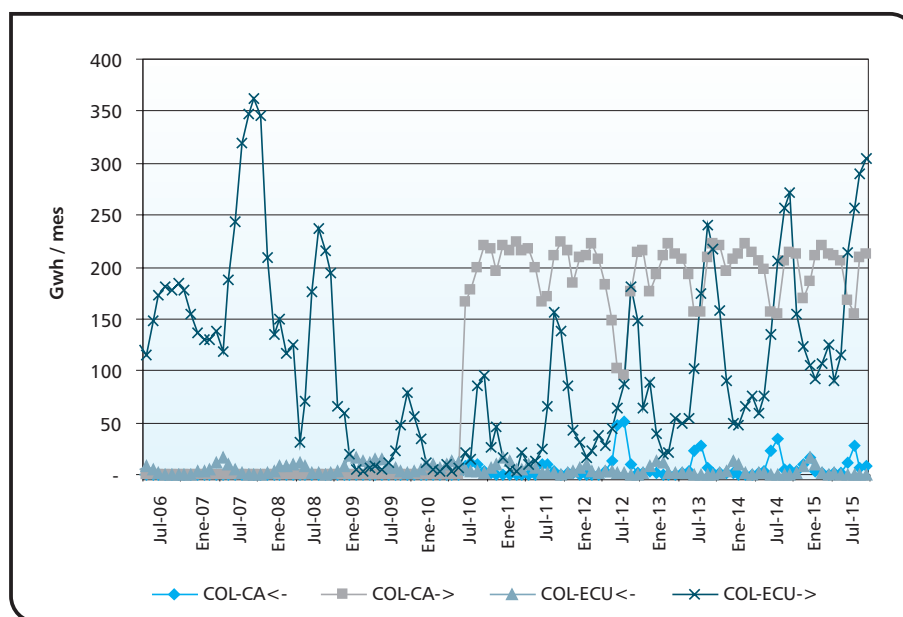
El comportamiento del costo marginal para el periodo de análisis se observa en la Gráfica 5-1. En promedio en el horizonte de mediano plazo, comprendido entre enero de 2011 y diciembre de 2015, el costo sería de 39,93 US\$/MWh de dólares de diciembre de 2005 con meses en los cuales los costos superan los 50 US\$/MWh. Los costos marginales incluyen CEE, FAZNI, aportes ley 99 de 1993.



**Gráfica 5-1 Costo marginal de Colombia escenario país expansionista**

De otra parte, los intercambios de energía bajo este escenario se presentan en la Gráfica 5-2 en donde se consideran exportaciones en promedio de 200 GWh/mes de Colombia hacia Centro América y hacia Ecuador entre 200 y 300 GWh/mes en algunos veranos.

En la gráfica también se observan algunas disminuciones de las exportaciones de Colombia hacia el Ecuador entre los años 2009 y 2011 como consecuencia de la entrada de nuevos proyectos de generación en Ecuador.



**Gráfica 5-2 Exportaciones e importaciones de energía Colombia - Ecuador y Colombia - Centro América - Escenario País expansionista**

Con respecto a los límites de confiabilidad que se presentarían para el sistema colombiano en este escenario, se observa en la Tabla 5-12 que el sistema alcanzaría un máximo de cuatro series falladas al finalizar el año 2015 con valores de VERE y VEREC dentro de los límites establecidos en la resolución CREG 025 de 1995<sup>7</sup>.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
01/2014	1	0,01%	0,53%
03/2015	2	0,03%	1,72%
05/2015	1	0,00%	0,03%
12/2015	4	0,00%	0,03%

**Tabla 5-12 Límites de confiabilidad para el escenario país expansionista**

#### 5.7.1.2 Escenario sistema optimista

Este escenario contempla que el sector eléctrico se desarrollaría considerando los posibles siguientes estados: disponibilidad limitada de gas, precio de gas bajo, demanda de energía y potencia alta, Colombia interconectado con Ecuador, Perú y el sistema centroamericano del SIEPAC.

Como se aprecia en la Tabla 5-13, el Sistema Interconectado Nacional, bajo estos supuestos, requiere en todo el horizonte de análisis la instalación de al menos 2060 MW, de los cuales aún 1200 MW no poseen cierre financiero.

Es oportuno destacar que bajo las anteriores consideraciones, posterior al año 2009, el país debe instalar al menos 150 MW en unidades a carbón mineral con el fin de brindar una mayor firmeza energética.

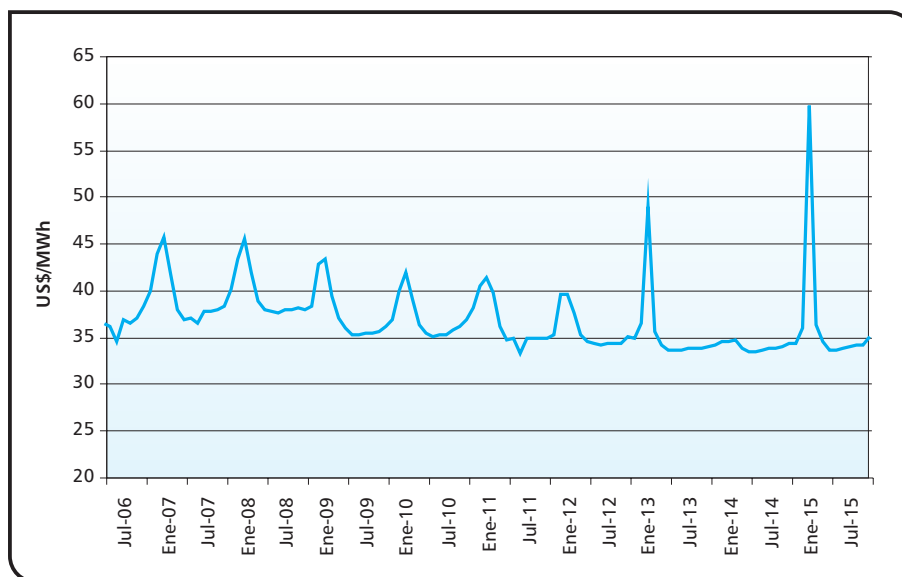
AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80	163	
2010	192		50
2011	495		150
2012		150	
2013		166	160
2014			
2015	400		
SUBTOTAL - MW	1167	533	360
TOTAL - MW		2060	

**Tabla 5-13 Requerimientos de generación escenario sistema optimista**

El comportamiento del costo marginal esperado en promedio para este escenario muestra que bajo la expansión anteriormente contemplada, éste se sitúa en 35,73 US\$/MWh. La Gráfica 5-3 presenta el costo para los diferentes años del análisis.

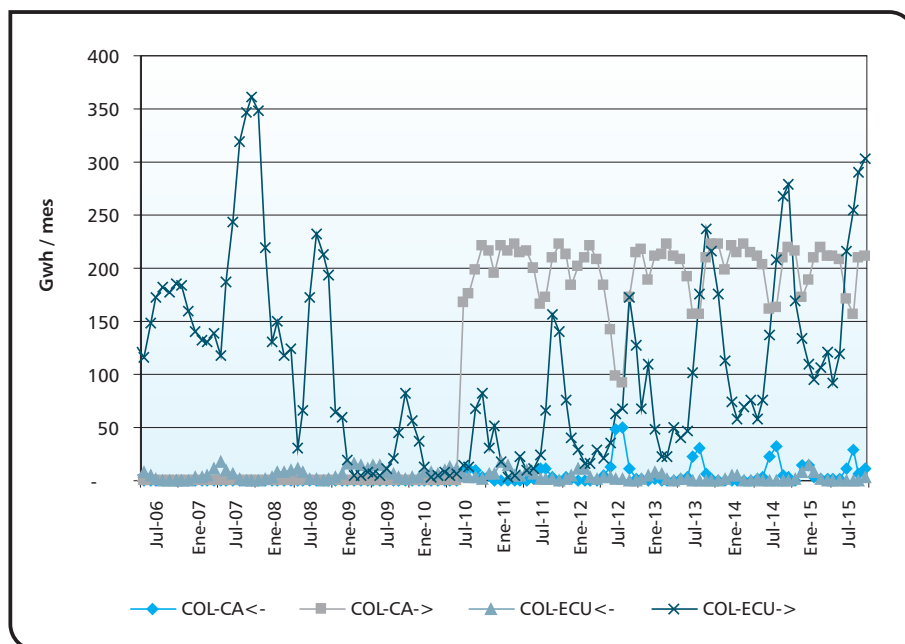
<sup>7</sup> La CREG a través de la resolución 025 de 1995, estableció como nivel máximo aceptable de riesgo en el suministro a la demanda de energía los siguientes límites de confiabilidad: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE): Se define como el racionamiento promedio de energía en un mes determinado el cual no debe superar el 1,5% de la demanda. Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC): Se define como el racionamiento promedio de energía de los casos con déficit en un mes determinado, no debe superar el 3% de la demanda, con un número máximo de cinco casos.

La tendencia a disminuir del costo marginal en la gráfica es debido a la entrada de nuevos proyectos con base en carbón mineral, así como la incorporación en el sistema de cierres de ciclos combinados de unidades que actualmente operan como ciclos abiertos, lo cual implica una mayor eficiencia de las plantas y por ende un menor costo marginal para el Sistema.



**Gráfica 5-3 Costo marginal de Colombia escenario sistema optimista**

A nivel de exportaciones en este escenario se observa que se realizan mayor cantidad de intercambios sostenidos hacia Centro América siendo estos en promedio de 198 GWh/mes mientras que hacia Ecuador las exportaciones son de 100 GWh/mes en promedio. El comportamiento de las exportaciones e importaciones se aprecian a continuación en la Gráfica 5-4.



**Gráfica 5-4 Exportaciones e importaciones de energía Colombia - Ecuador y Colombia - Centro América - escenario sistema optimista**

En lo referente a la evaluación de los límites de confiabilidad se observa que ante la expansión propuesta el sistema presentaría algunos déficit, los cuales se hallan dentro de los valores permisibles de VERE y VEREC establecidos en la resolución CREG 025 de 1995. Los resultados se aprecian en la Tabla 5-14.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
02/2009	1	0,00%	0,09%
12/2010	5	0,00%	0,02%
12/2012	5	0,00%	0,03%
03/2013	1	0,03%	2,91%
10/2013	1	0,00%	0,01%
12/2014	3	0,00%	0,01%
03/2015	2	0,04%	2,21%
10/2015	3	0,00%	0,00%
11/2015	2	0,00%	0,02%
12/2015	3	0,00%	0,03%

**Tabla 5-14 Límites de confiabilidad escenario sistema optimista**

### 5.7.1.3 Escenario continuista

Este escenario considera que el país presentaría unas condiciones normales de crecimiento del PIB y que no se realizan grandes inversiones en infraestructura, lo cual podría implicar para el sector eléctrico que se pudiesen presentar la ocurrencia de los siguientes posibles estados: disponibilidad limitada de gas, precio de gas medio, demanda de energía y potencia media, Colombia interconectado con Ecuador y Perú.

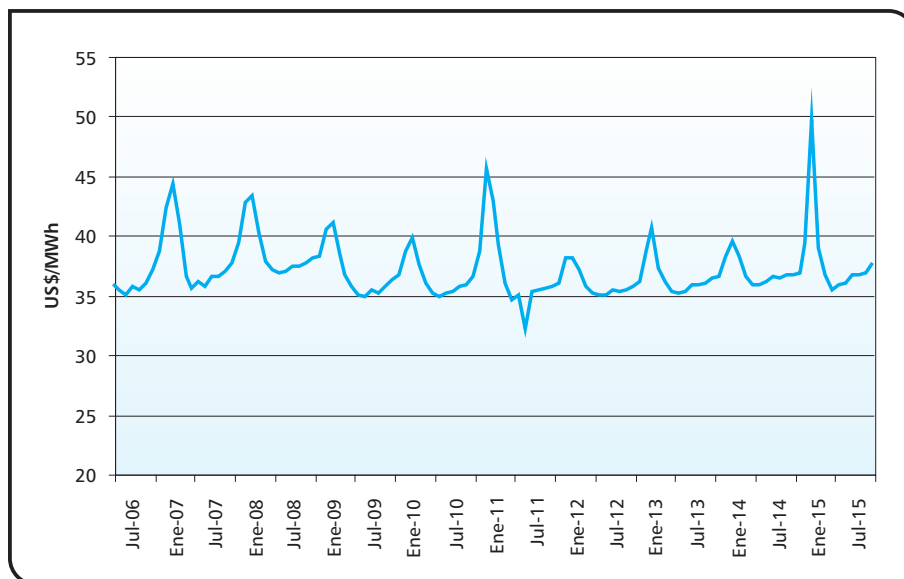
Los requerimientos de generación para la atención de la demanda de este escenario señala que el sistema en todo el período de análisis necesita la instalación de 1734 MW, de los cuales 913 MW están aún sin cierre financiero por parte de agentes privados. La Tabla 5-15 presenta los años en que entrarían en operación los proyectos de acuerdo a su capacidad y tecnología.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80	163	
2010	192		50
2011	495		
2012			150
2013			
2014			
2015	400	150	
SUBTOTAL - MW	1167	367	200
TOTAL - MW		1734	

**Tabla 5-15 Requerimientos de generación escenario continuista**

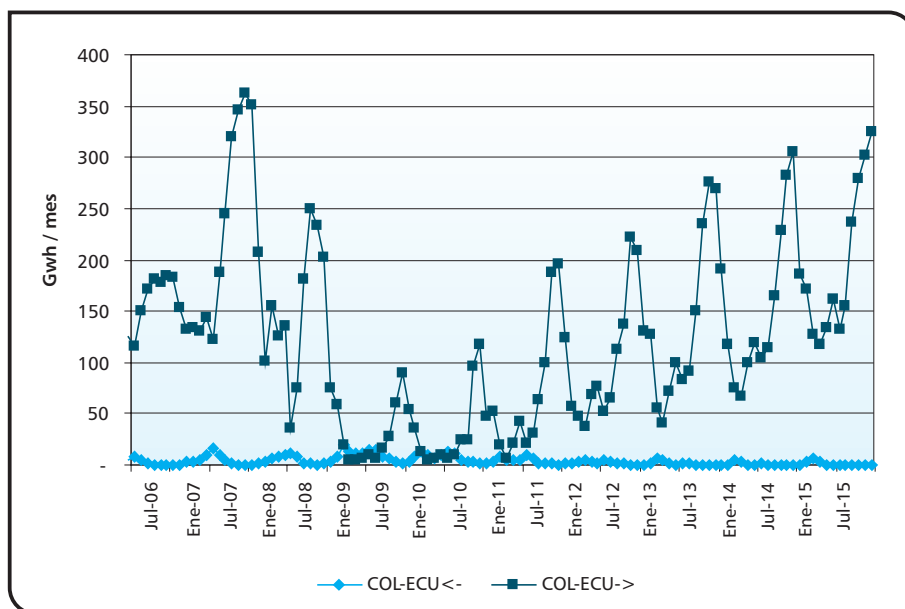


El comportamiento del costo marginal bajo este escenario de expansión se muestra en la Gráfica 5-5. En promedio el costo marginal en el largo plazo es de 37,05 US\$/MWh en dólares de diciembre de 2005 alcanzando en los periodos de verano valores cercanos a los 40 US\$/MWh.



Gráfica 5-5 Costo marginal de Colombia escenario continuista

El comportamiento de las exportaciones e importaciones del sistema eléctrico colombiano con el ecuatoriano muestra que el sistema es netamente exportador, alcanzándose niveles en promedio de 131 GWh/mes con picos de exportaciones en los periodos de verano de 300 GWh/mes. La Gráfica 5-6 presenta el comportamiento de las exportaciones e importaciones del sistema colombiano bajo este escenario.



Gráfica 5-6 Exportaciones e importaciones de energía Colombia - Ecuador - escenario continuista

En cuanto a confiabilidad para este escenario con la expansión propuesta se presentarían algunos déficit que se hallan dentro de los valores límites de confiabilidad. A continuación en la Tabla 5-16 se presentan los valores de VERE y VEREC.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
03/2013	1	0,01%	0,89%
12/2014	2	0,00%	0,01%
03/2015	5	0,14%	2,81%
09/2015	1	0,04%	2,12%
12/2015	4	0,00%	0,02%

**Tabla 5-16 Límites de confiabilidad escenario sistema continuista**

#### 5.7.1.4 Escenario limitado con interconexión

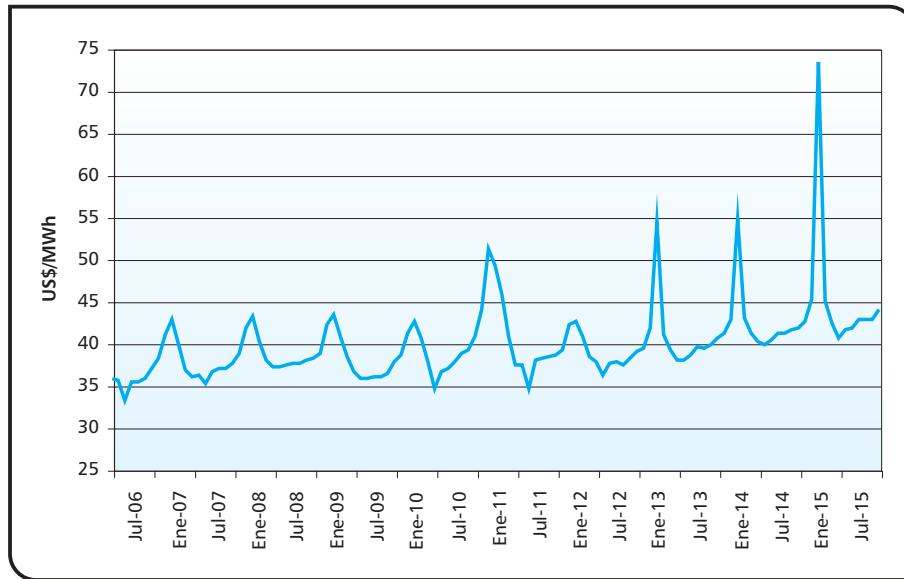
Este escenario considera la ocurrencia de eventos que hacen que se produzca una reducción en el crecimiento del PIB del país, conduciendo a algunas situaciones que implicarían baja inversión en infraestructura conllevando además a alguna criticidad en el abastecimiento y expansión del sector eléctrico y en tal sentido estos serían los siguientes posibles estados, indisponibilidad de gas, precio de gas alto, demanda de energía y potencia bajo, Colombia interconectado con Ecuador, Perú y el sistema SIEPAC.

La Tabla 5-17 presenta las necesidades de generación que requeriría el sistema de interconexión nacional observándose que adicional a los proyectos que actualmente se hallan en construcción se requiere el cierre de 163 MW de un ciclo de gas abierto.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80		
2010	192		50
2011	495		
2012		163	
2013			
2014			
2015			
SUBTOTAL - MW	767	217	50
TOTAL - MW		1034	

**Tabla 5-17 Requerimientos de generación escenario limitado con interconexión**

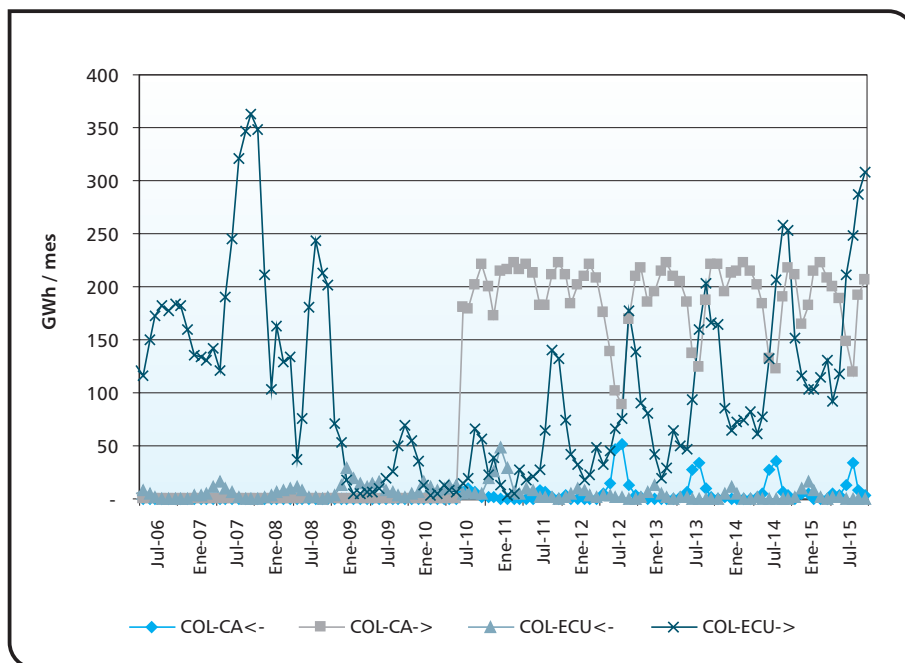
El comportamiento del costo marginal para este escenario se observa en la Gráfica 5-7, en donde se muestra que a partir del año 2011 se presenta en promedio un aumento del costo marginal que alcanza 40,9 US\$/MWh en dólares de diciembre de 2005.



**Gráfica 5-7 Costo marginal de Colombia interconectado con Ecuador y Centro América - Escenario limitado**

En lo referente a exportaciones, el país continúa siendo exportador pero en menor grado con respecto a un escenario optimista. En este caso las exportaciones hacia Centro América en promedio son de 191 GWh/mes y hacia Ecuador de 98 GWh/mes, tal como se aprecia en la Gráfica 5-8.

En este escenario debido a que la expansión de la capacidad instalada en Colombia es tan solo de 163 MW, se presentan reducciones con respecto a las exportaciones de energía del país hacia los mercados de Ecuador y Centro América.



**Gráfica 5-8 Exportaciones e importaciones de energía Colombia - Ecuador y Colombia - Centro América - Escenario Limitado con Interconexión a Centro América**

De presentarse este escenario, la expansión requerida podría atender la demanda de energía dentro de los límites establecidos para la confiabilidad, tal como se observa en la tabla que presenta los mayores valores de VERE y VEREC (ver Tabla 5-18).

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
03/2013	1	0,01%	0,59%

**Tabla 5-18 Límites de confiabilidad escenario limitado con interconexión**

#### 5.7.1.5 Escenario limitado sin interconexión

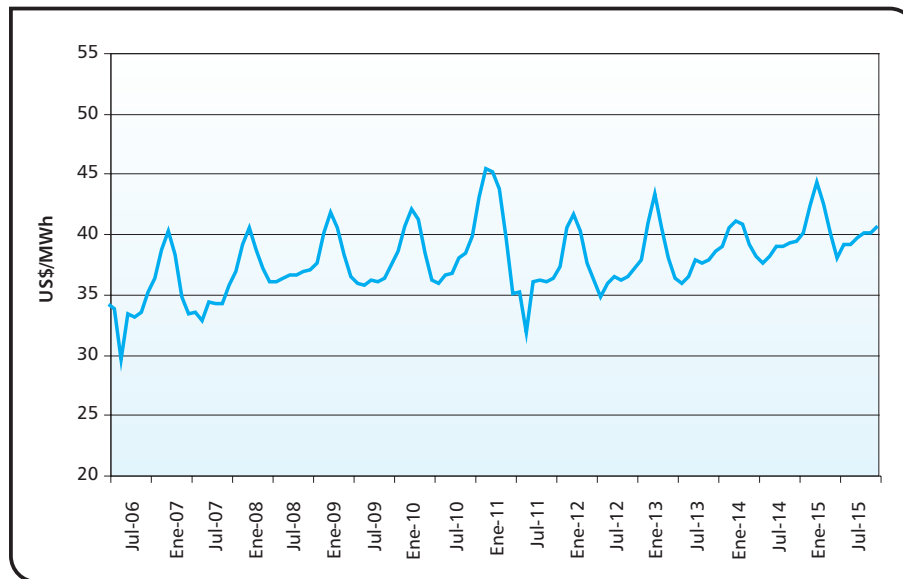
Este escenario considera que sobre el País se presenta un crecimiento moderado del PIB, así como una baja inversión en infraestructura conllevando a que la expansión del sector eléctrico es limitada y en tal sentido se presentaría la ocurrencia de los siguientes posibles estados: disponibilidad limitada de gas, precio de gas alto, demanda de energía y potencia baja, Colombia operando de manera autónoma.

La Tabla 5-19 presenta los requerimientos que por generación es necesaria para la atención de la demanda del Sistema colombiano y en tal sentido se hace necesaria la instalación de 163 MW en el año 2014, adicionales a los proyectos que actualmente se hallan en construcción.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80		
2010	192		50
2011	495		
2012			
2013			
2014		163	
2015			
SUBTOTAL - MW	767	217	50
TOTAL - MW		1034	

**Tabla 5-19 Requerimientos de generación escenario limitado sin interconexión**

El costo marginal presentado en el sistema a través de éste escenario muestra que en promedio a partir del año 2011 dicho costo sería de 38,93 US\$/MWh. La Gráfica 5-9 muestra la evolución del costo en el horizonte de análisis.



**Gráfica 5-9 Costo marginal de Colombia escenario limitado sin interconexión**

En este escenario con la expansión presentada anteriormente, como muestra la tabla 5-20, se presentan déficit de energía en una sola serie y en tal sentido se cumplen los límites de confiabilidad.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
03/2013	1	0,01%	0,59%

**Tabla 5-20 Límites de confiabilidad escenario limitado sin interconexión**

### 5.7.2 ESCENARIO DE GENERACIÓN AL 2020

Se analizó un escenario de generación para determinar los requerimientos que en expansión necesita el sistema eléctrico colombiano al año 2020. Este escenario considera la ocurrencia de los siguientes posibles estados: disponibilidad limitada de gas, precio de gas medio, demanda de energía y potencia media y Colombia interconectado con Ecuador, Perú y Centro América.

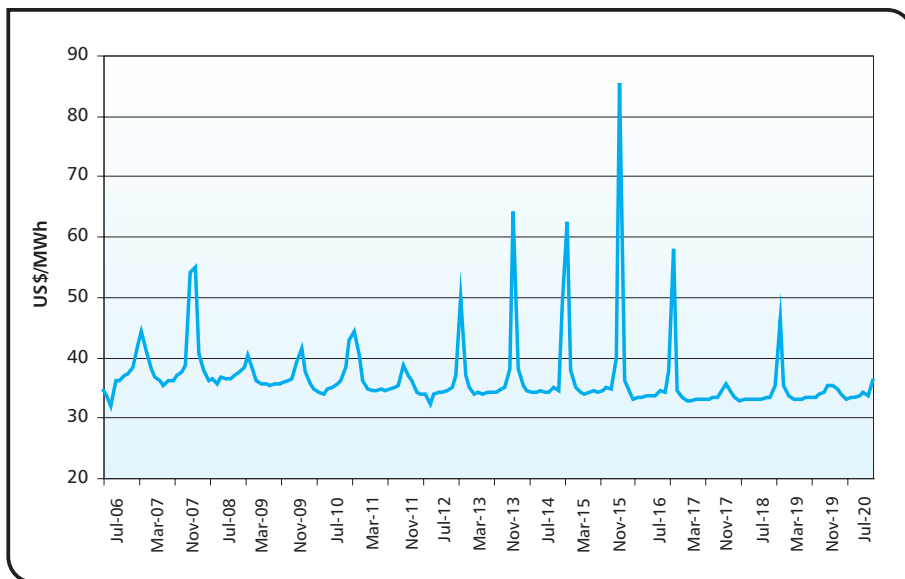
Los requerimientos de generación para la atención de la demanda de este escenario señala que el sistema en todo el período de análisis 2006-2020 requiere la instalación de 3510 MW, de los cuales aproximadamente 2000 MW corresponden a recursos hidráulicos, 900 MW a gas natural (supone que 500 MW realizan el cierre de los ciclos de las plantas que actualmente operan en Colombia más la adición de 400 MW nuevos) y 600 MW con base en plantas que operarían con carbón mineral. A continuación en la Tabla 5-21 se presenta la expansión requerida por año para este escenario de generación.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80	163	
2010	192		
2011	495		
2012			150
2013			160
2014			
2015	400		
2016		166	300
2017	800	150	
2018		400	
2019			
2020			
SUBTOTAL - MW	1967	933	610
TOTAL - MW	3510		

**Tabla 5-21 Requerimientos de generación al 2020**

Así mismo es necesario aclarar que los 800 MW hidráulicos pueden corresponder a varios proyectos hidráulicos y no exclusivamente a uno; de igual manera los proyectos térmicos a carbón pueden corresponder a dos proyectos de 150 MW.

La Gráfica 5-10 presenta el comportamiento del costo marginal del sistema colombiano. Para este escenario, como se observa, el costo marginal promedio se sitúa alrededor de los 36 US\$/MWh para el periodo comprendido entre enero de 2011 y diciembre de 2020, este valor está en dólares constantes de diciembre de 2005.



**Gráfica 5-10 Costo marginal de Colombia escenario de generación al 2020**

Los límites de confiabilidad considerando la capacidad antes planteada se presentan en la Tabla 5-22, en donde se observa que los principales períodos de déficit se presentan en el año 2016.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
02/2008	1	0,03%	2,51%
02/2012	1	0,02%	1,55%
03/2013	1	0,02%	2,15%
03/2014	3	0,06%	2,11%
02/2015	2	0,03%	2,54%
03/2016	5	0,02%	2,76%
03/2017	2	0,06%	2,91%
03/2019	1	0,03%	2,98%
05/2020	3	0,00%	0,02%

Tabla 5-22 Límites de confiabilidad escenario de generación al 2020

### 5.7.3 CASOS DE SENSIBILIDAD

Los casos de sensibilidad analizados en esta versión del Plan de Expansión de Referencia en Generación consistieron en un caso de precios altos de gas, así como ocurrencia de demanda media e interconexión a Centro América y Ecuador. Un segundo caso consistió en un análisis de la entrada de 82 MW al sistema de interconexión nacional. Un tercer caso analizó un escenario de hidrología crítica para el sistema colombiano y un cuarto caso determinó los efectos que sobre el sistema de interconexión nacional podrían ocurrir de presentarse un retiro de la cadena Guaca – Paraíso. A continuación se muestran los resultados para cada una de estas sensibilidades.

#### 5.7.3.1 Sensibilidad Caso 1

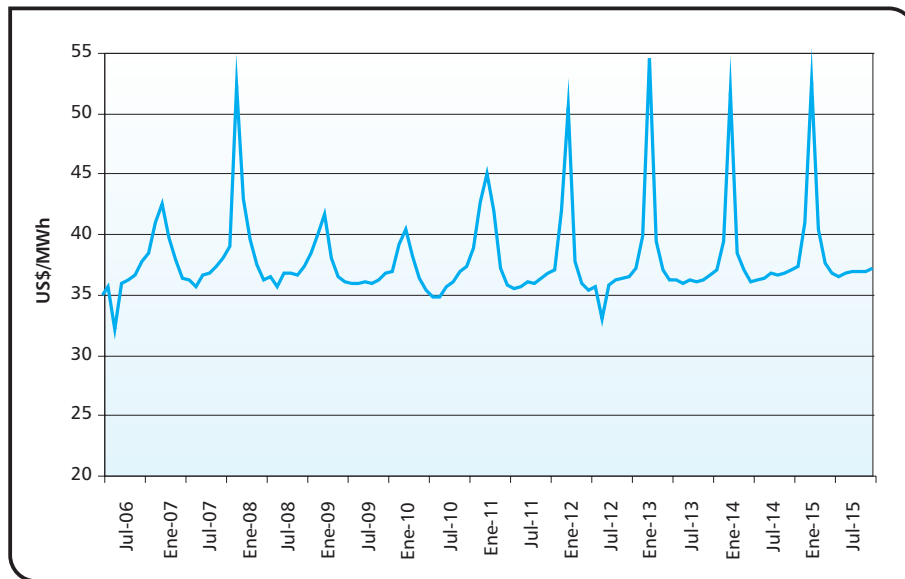
Este caso fue sugerido por una de las comunicaciones recibidas en los comentarios al Plan Preliminar y pretende analizar los requerimientos en generación del Sistema Interconectado Nacional de presentarse un escenario en donde ocurriese la instalación de 400 MW a gas natural, precios altos de gas natural y demanda media de energía e interconexión hacia Centro América sin mínimos operativos.

Los siguientes fueron los resultados en cuanto a requerimientos de expansión (ver Tabla 5-23).

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			
2009	80	163	
2010	192		50
2011	495		
2012			150
2013		400	
2014			
2015	400		
SUBTOTAL - MW	1167	617	200
TOTAL - MW	1984		

Tabla 5-23 Requerimientos de generación sensibilidad caso 1

Como se observa en la Tabla 5-23 el sistema demanda la instalación de aproximadamente 2000 MW y el costo marginal presentado en el sistema para este caso, muestra que en promedio en el largo plazo dicho costo sería de 38.32 US\$/MWh. La Gráfica 5-11 muestra la evolución del costo marginal en el horizonte de análisis.



Gráfica 5-11 Costo marginal de Colombia caso de sensibilidad 1

Los límites de confiabilidad para este caso de sensibilidad muestran que el sistema cumpliría con los límites establecidos y el comportamiento de éstos se presentan a continuación en la Tabla 5-24.



PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
02/2008	1	0,03%	2,85%
03/2008	1	0,01%	1,05%
02/2012	1	0,02%	1,57%
03/2012	1	0,02%	2,08%
03/2013	2	0,02%	1,24%
03/2014	1	0,03%	2,99%
11/2014	1	0,00%	0,01%
12/2014	1	0,00%	0,01%
03/2015	1	0,02%	1,82%

**Tabla 5-24 Límites de confiabilidad caso de sensibilidad 1**

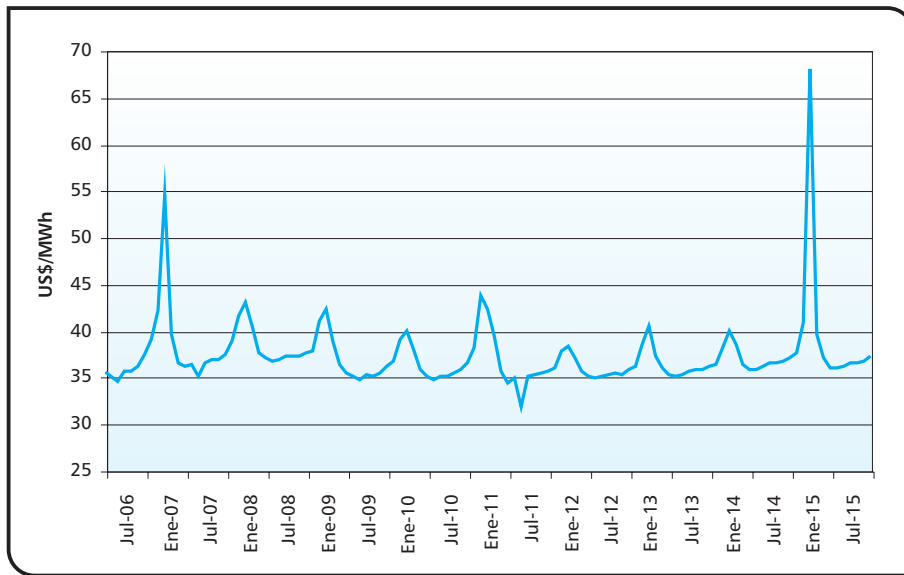
### 5.7.3.2 Sensibilidad Caso 2

Un segundo caso de sensibilidad analizado consiste en considerar disponibilidad limitada de gas, precio de gas medio, demanda de energía y potencia media, Colombia interconectado con Ecuador y Perú y la entrada de 82 MW de cogeneración. Los efectos sobre la capacidad requerida por el sistema se presentan a continuación en la Tabla 5-25.

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN	COG
2006				
2007		54		
2008				82
2009	80	163		
2010	192		50	
2011	495			
2012			150	
2013				
2014				
2015	400	150		
SUBTOTAL - MW	1167	367	200	82
TOTAL - MW	1816			

**Tabla 5-25 Requerimientos de generación caso de sensibilidad 2**

Como se observa en la tabla anterior, la instalación de 82 MW en cogeneración en el corto plazo para el sistema no implica disminuciones en la expansión con respecto a otros casos analizados en el Plan como el continuista. El comportamiento del costo marginal se observa en la Gráfica 5-12 y la evolución de éste en promedio entre el 2011 y 2015 es de 37,39 US\$/MWh.



**Gráfica 5-12 Costo marginal de Colombia caso de sensibilidad 2**

Los límites de confiabilidad para este caso de sensibilidad se presentan en la Tabla 5-26. Como se observa, con la instalación de la capacidad sugerida el sistema se encuentra dentro de los límites establecidos por la regulación.

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
03/2007	1	0,02%	2,40%
02/2011	1	0,01%	1,45%
03/2013	1	0,01%	1,43%
12/2014	1	0,01%	0,00%
03/2015	4	0,12%	2,96%
11/2015	1	0,00%	0,01%

**Tabla 5-26 Límites de confiabilidad caso de sensibilidad 2**

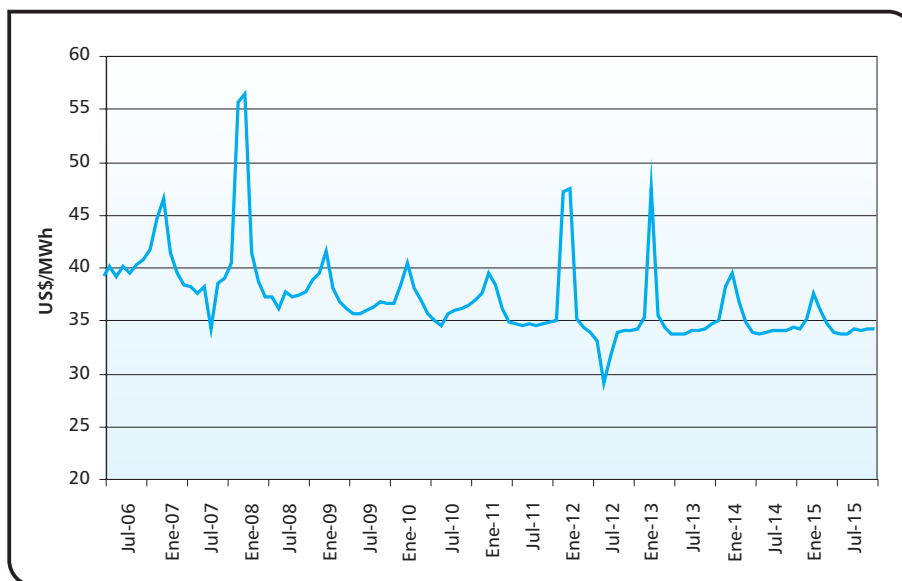
### 5.7.3.3 Sensibilidad Caso 3

Este caso de sensibilidad pretende establecer los requerimientos de capacidad del sistema de interconexión nacional ante casos críticos en hidrología, para lo cual se analizó el comportamiento del sistema con hidrologías presentadas entre los años 1990 a 2005. Adicionalmente se supone en este caso la ocurrencia de un escenario de demanda de crecimiento medio de la energía e interconexión con los países de Centroamérica, Ecuador y de éste último con Perú. Los requerimientos en expansión muestran que el sistema demanda al menos la instalación de 2050 MW, algunos de ellos consistentes en la instalación de nuevas plantas de generación que operan con carbón mineral, así como con unidades que realizan cierres de ciclos abiertos que emplean gas natural. (Ver Tabla 5-27).

AÑOS	HIDRO	GAS	CARBÓN
2006			
2007		54	
2008			50
2009	80	163	
2010	192		
2011	495		300
2012		166	
2013			
2014		150	
2015	400		
SUBTOTAL - MW	1167	533	350
TOTAL - MW		2050	

Tabla 5-27 Requerimientos de generación caso de sensibilidad 3

Ya que este caso considera la ocurrencia de hidrologías críticas sobre el sistema en el corto plazo, se presentan en dicho periodo costos marginales que se ubican entre 40 y 45 US\$/MWh, los cuales se atenúan en el largo plazo con la entrada de nuevas plantas de generación de mayor eficiencia.



Gráfica 5-13 Costo marginal de Colombia caso de sensibilidad 2

De darse la expansión propuesta en este caso se presentarían diversas series con déficit. Sin embargo, estas se encuentran ajustados dentro de los valores establecidos en la regulación, observar la Tabla 5-28

PERIODO	No. SERIES	VERE	VEREC
02/2008	1	0,07%	2,45%
03/2008	1	0,01%	1,45%
12/2010	1	0,00%	0,01%
02/2012	1	0,03%	2,85%
03/2012	1	0,03%	2,69%
03/2013	1	0,04%	2,51%
12/2013	4	0,00%	0,03%
03/2014	2	0,07%	2,89%
04/2014	1	0,02%	2,45%
03/2015	1	0,01%	1,48%

**Tabla 5-28 Límites de confiabilidad caso de sensibilidad 3**

#### 5.7.3.4 Sensibilidad Caso 4

Este caso pretende determinar los efectos que tendrían sobre el sistema el posible retiro de la cadena hidráulica de Guaca – Paraíso, considerando que éste se haría a partir de enero de 2007 sobre un escenario que contempla que en el sistema se presentasen las siguientes condiciones: disponibilidad limitada de gas, precio de gas medio, demanda de energía y potencia media, Colombia interconectado con Ecuador, Perú.

Los resultados de las simulaciones muestran que aún con la instalación de 700 MW nuevos diferentes a los que actualmente se hallan en construcción, el sistema se podría ver impactado por déficit de energía de un valor de 5600 GWh en el período de análisis comprendido entre los años 2011 y 2015, los cuales a su vez alcanzarían unos valores de VEREC de 7,89%.

## 5.8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las siguientes son las conclusiones y recomendaciones obtenidas de los análisis de generación de las diferentes simulaciones realizadas para la expansión del sistema de interconexión nacional en el horizonte 2006-2015.

- Es necesario para la atención de la demanda de energía media y alta del país, contar en el año 2009 con al menos 150 MW nuevos, con el fin de mantener la vocación exportadora del país.
- Es necesario en el periodo comprendido entre el 2011 y 2015, consolidar en el país la entrada de al menos 700 MW nuevos para un escenario que considere la interconexión con Ecuador así como la ocurrencia de una demanda media de energía, y 1000 MW para un escenario de demanda de energía alto considerando la interconexión con Centro América y Ecuador.
- Es necesario consolidar la entrada de al menos 150 MW nuevos en carbón mineral entre los años 2010 y 2012, con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema y dar mayor firmeza energética.
- Los posibles efectos del retiro de la cadena hidráulica Guaca – Paraíso sobre el sistema contemplarían déficit de energía en promedio de 670 GWh por año en el horizonte de análisis comprendido entre los años 2007 y 2015. Este valor de racionamiento fue estimado considerando aún la instalación de 700 MW nuevos en el periodo 2011 y 2015, los cuales aún no se encuentran en construcción.

- Los diferentes escenarios analizados muestran que en los casos en que se evaluó las interconexiones internacionales desde el punto de vista energético hacia Centro América y Ecuador, el país presenta la característica de ser netamente exportador y preferencialmente hacia Centro América. Sin embargo, se observa una disminución considerable en los intercambios energéticos con Ecuador en el periodo de análisis.
- En los análisis de expansión que consideran la limitación de disponibilidad de gas natural, se hace necesario para la atención de la demanda de energía del país, la instalación de nuevas unidades de generación con base en carbón mineral.





# 6

## Expansión de la Transmisión







## 6 EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

### 6.1 INFORMACIÓN BÁSICA

La información básica para estos análisis, es la correspondiente al escenario de crecimiento medio de las proyecciones de demanda de energía y potencia eléctrica y los escenarios generación de corto y largo plazo, teniendo en cuenta el continuista sin interconexión con Perú, que se han descrito en los capítulos anteriores.

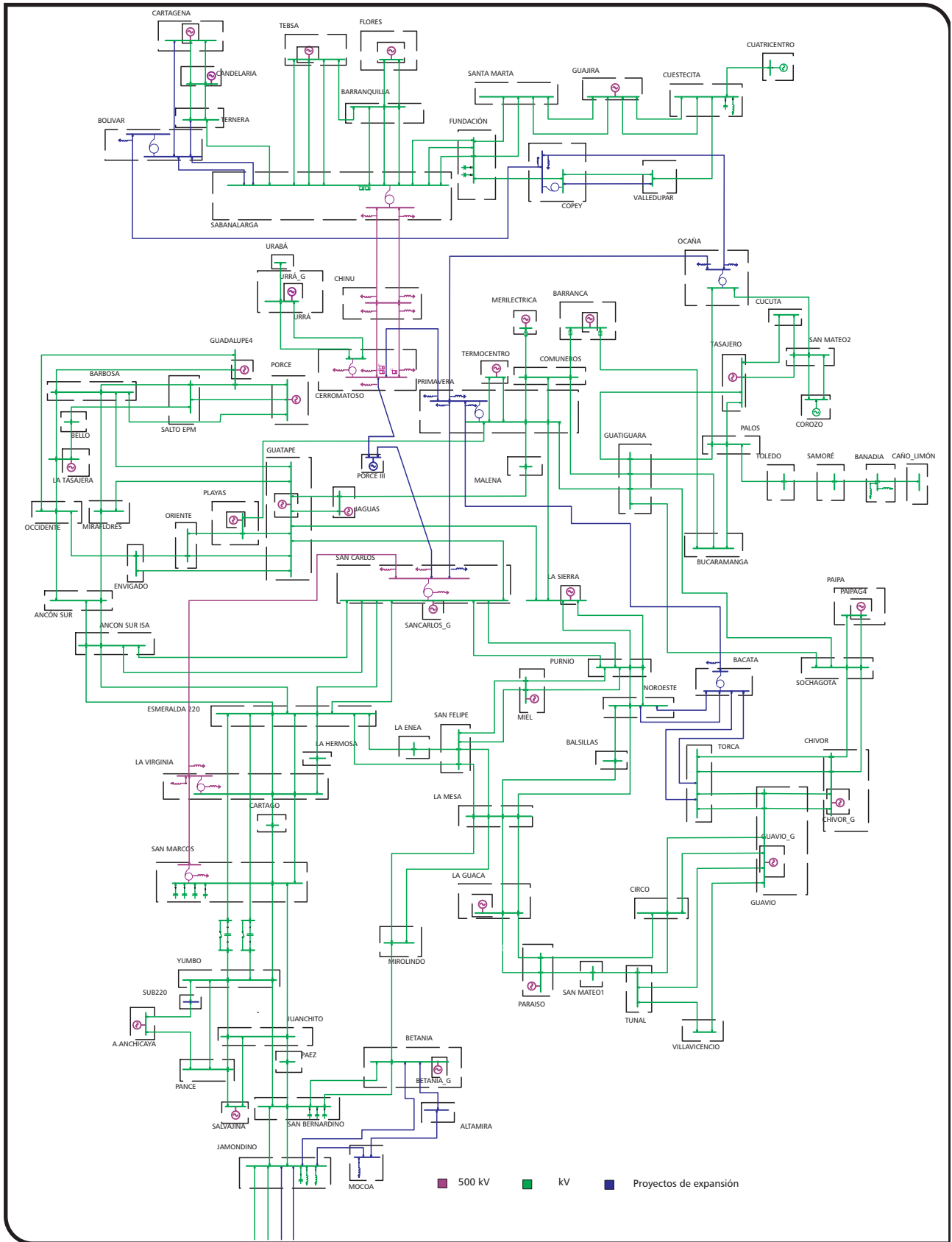
El modelamiento de la red considera tanto el STN de Colombia como el de Ecuador, los STR's a Nivel de tensión 4 y las unidades de generación en el nivel de tensión al cual operan; incluyendo sus respectivos esquemas de control. La información y los parámetros eléctricos del Sistema fueron suministrados por los diferentes agentes y complementados con la información disponible del CND.

Se consideran además los siguientes proyectos en curso en las fechas de entrada indicadas:

PROYECTO	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN
Proyecto Bacatá - Primavera 500 kV y obras asociadas	31-Dic-06
Proyecto Bolivar - Copey - Ocaña - Primavera 500 kV y obras asociadas	31-Mar-07
Proyecto ampliación de interconexión con Ecuador 230 kV	27-Jun-07

**Tabla 6-1 Proyectos de expansión del STN**

En la Gráfica 6-1 se muestra el diagrama unifilar del STN con las obras de expansión previstas hasta el año 2013.



Gráfica 6-1 Sistema de Transmisión Nacional 2013

## 6.2 ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 2015 - 2020

Se realizan simulaciones de flujo de carga con el fin de obtener señales de los refuerzos requeridos por la red eléctrica tanto en el STN como en los STR's y posibles oportunidades de ubicación de plantas de generación.

Los análisis toman la red con la expansión definida y las alternativas resultantes de los análisis de corto y mediano plazo. Se aplica la proyección de crecimiento medio de la demanda en potencia para el 2020 dada por la UPME. No se consideran intercambios con otros países.

### 6.2.1 ANÁLISIS ÁREA COSTA

El análisis comprende los subsistemas de Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar, Magdalena, Chinú y Cerro Matoso. Se hace necesario aumentar la capacidad de transformación en algunas subestaciones, entre ellas Candelaria 230/110 kV, Ternera 230/66 kV, Santa Marta 230/110, Fundación y Valledupar.

Se consideran en operación el tercer transformador en Chinú 500/110 kV y la línea Urrá – Montería 230 kV con transformación 230/110 en Montería. Se cuenta con compensación de 30 MVar en Mompo, sin embargo se debe buscar una solución de más largo plazo ya que la compensación no es suficiente.

### 6.2.2 ANÁLISIS ÁREA NORDESTE

El área requiere ampliación en la transformación y obras en el STR. Para los problemas de transformación se consideró un nuevo punto de inyección a 500 kV en Nueva Bucaramanga, con transformación 500/115 kV, reconfigurando la línea 500 kV Primavera – Ocaña en Primavera – Nueva Bucaramanga – Ocaña y traslado de carga a esta subestación. Para el STR se deben realizar reconfiguraciones y ampliar la capacidad de transporte de algunas líneas.

### 6.2.3 ANÁLISIS ÁREA BOGOTÁ

Para el área de Bogotá se supone que todo el parque de generación está disponible. Aún bajo esta condición no se abastece la demanda propia del área.

Se requieren alternativas que permitan la importación desde otros centros de generación. Por lo anterior se debe implementar una de las alternativas de expansión a 500 kV presentadas en los análisis de corto y mediano plazo que implique transformación 500/115 kV, adicionalmente se requiere aumento en la transformación hacia 115 kV como el segundo transformador en La Guaca y el tercero en Noroeste.

### 6.2.4 ANÁLISIS ÁREA ANTIOQUIA

Esta área gracias al parque de generación se autoabastece y exporta a las otras áreas. Se presentan sobrecargas en la transformación de Envigado, Bello y Apartadó y en la línea Apartadó – Urabá 110 kV.

### 6.2.5 ANÁLISIS ÁREA CALDAS – QUINDIO – RISARALDA

En esta área se requiere de toda la generación disponible, el segundo transformador en La Hermosa, el tercer transformador en Esmeralda y la conexión Pavas – Virginia con ampliación de transformación 230/115 kV en Virginia. Se requiere una solución de largo plazo a los problemas de tensión en las subestaciones Armenia, Tebaida y Regivit 115 kV.

La conexión de la subestación Armenia a 230 kV debe ser estudiada en más detalle y comparada con las otras alternativas de ampliación de transformación para el área.

#### 6.2.6 ANÁLISIS ÁREA VALLE

Para la solución de las sobrecargas en el área se considera en operación la transformación 230/115 kV en Alto Anchicayá, la reconfiguración de una de las líneas Bajo Anchicayá – Chipichape 115 kV en Bajo Anchicayá – Alto Anchicayá – Chipichape 115 kV y la subestación Sub220 reconfigurando Alto Anchicayá – Yumbo 230 kV con dos transformadores 230/115 kV.

#### 6.2.7 ANÁLISIS ÁREA CAUCA – NARIÑO

En el Cauca se necesita ampliación de transformación 230/115 kV en San Bernardino y Páez. En Nariño se requiere ampliar transformación en Ipiales y una solución de largo plazo a las bajas tensiones en Junín y Tumaco ya que en el 2020 la compensación en Tumaco no es suficiente.

#### 6.2.8 ANÁLISIS ÁREA TOLIMA – HUILA – CAQUETÁ

Con el fin de evacuar la generación de Amoyá a través de Natagaima 115 kV se consideran cerrados los enlaces entre Bote y Prado, sin embargo esto no es suficiente, se debe ampliar la capacidad de las líneas asociadas o una alternativa que permita dicha evacuación. Se considera en operación el segundo transformador 230/115 kV en Miro lindo.

### 6.3 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO 2007 - 2015

En este análisis se estudia el comportamiento de cada una de las áreas que componen el Sistema de Transmisión Nacional, para el horizonte 2007 – 2015. El ejercicio es hecho para el escenario de demanda máxima nacional, considerando la tasa media de crecimiento de la potencia, empleando despachos de generación para escenarios hidráulicos y térmicos y considerando los proyectos de expansión que fueron reportados por los Operadores de Red en la Información Estándar de Planeamiento del año 2006.

Entre las consideraciones generales del horizonte, se tiene la entrada en operación de los proyectos: Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera - Bacatá 500 kV y la línea Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – Frontera con Ecuador a 230 kV.

#### 6.3.1 ANÁLISIS ÁREA NORDESTE

En el área se consideran normalmente abiertos los circuitos Barranca – Palenque y Lizama – Palenque. Bajo estas condiciones y aún después de la entrada del segundo transformador 230/115 kV en Barranca, para el año 2007 se observan altos niveles de cargabilidad en los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Bucaramanga y Palos, situación que se hace más crítica para el escenario de baja hidrología en donde a partir del año 2007 el nivel de sobrecarga en Bucaramanga es aproximadamente el 5% y desde el 2009 supera el 10%.

En todo el horizonte de análisis, se observa que el circuito Barranca – San Silvestre presenta niveles de carga superiores al 115% y que hacia el año 2011 el circuito San Silvestre – Lizama alcanzaría valores de sobrecarga cercanos al 5%.

Se recomienda que el OR estudie alternativas de solución a los problemas mencionados por medio de alternativas de ampliación de la transformación y de cambio de CT's.

Considerando el crecimiento proyectado de la demanda de OXY, no se evidencian problemas de tensión en el STN tras la entrada en operación del SVC, que se conectará a nivel de 34.5 kV desde el año 2006.

### 6.3.2 ANÁLISIS ÁREA BOGOTÁ

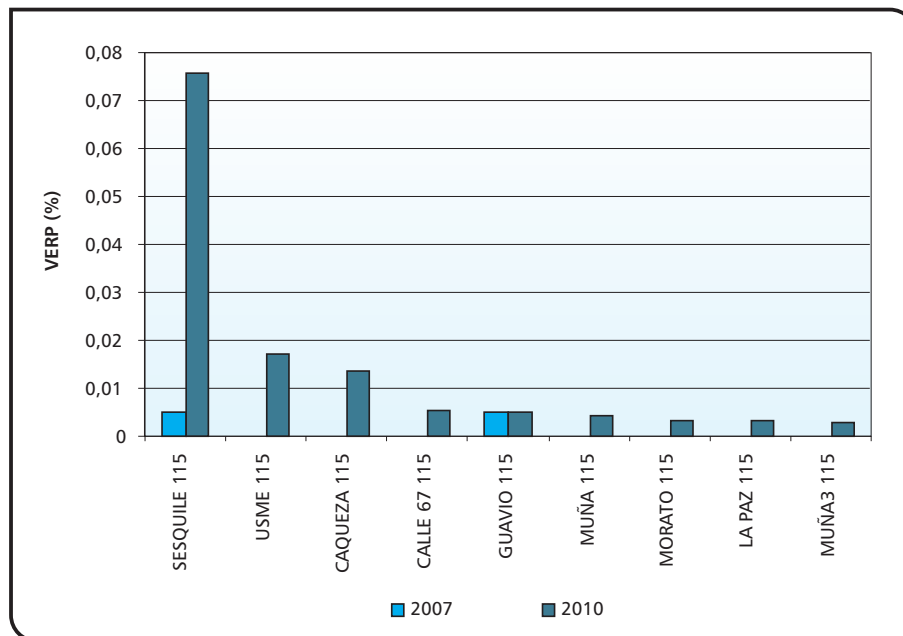
Para el año 2006 el OR reporta 27 MW nuevos de demanda en el área, los cuales planea atender por medio de una nueva subestación denominada Comsisa, a nivel de 115 kV, la cual se conectaría entre las subestaciones Chía y Termozipa, y no requeriría obras de expansión adicionales para abastecer la nueva demanda.

Dentro de la información de expansión reportada, el OR propuso un banco de compensación capacitiva de 87,5 MVAR en la subestación El Sol 115 kV. Los análisis muestran que con este proyecto se mejora la confiabilidad del área, específicamente en las subestaciones cercanas al proyecto las cuales mejoran sus niveles de tensión y por lo tanto son menos vulnerables ante eventos de indisponibilidad del sistema.

Con los despachos proyectados, en condiciones de operación normal, antes del año 2011 no se hace necesaria la instalación del tercer transformador 230/115 kV en Noroeste.

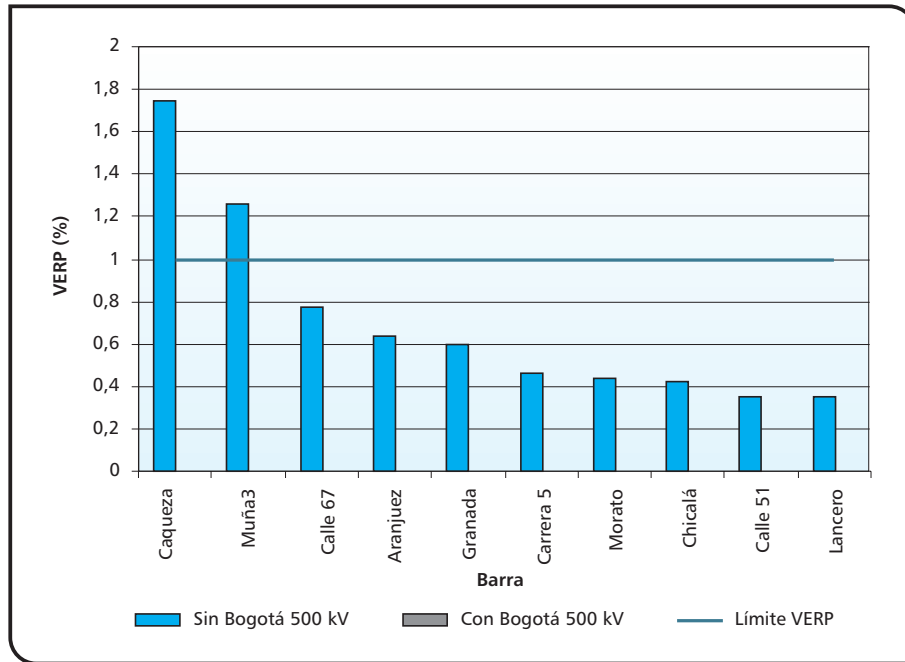
En el 2015 se presentan problemas de cargabilidades en los transformadores de Circo y uno de Torca, al igual que en la línea Torca – Aranjuez, estos problemas se pueden solucionar con un nuevo punto de inyección hacia 115 kV en el sur del sistema Bogotá. (Ver alternativas 1, 2 y 4, numeral 6.3.2.1). El segundo transformador en Bacatá podría presentar beneficios en el aumento del límite de importación para el área.

Los análisis de confiabilidad muestran que para el año 2007, con la entrada del proyecto Bogotá 500 kV, no se presenta un Valor Esperado de Racionamiento de Potencia – VERP, significativo. Los resultados se muestran en la Gráfica 6-2.



Gráfica 6-2 VERP en área Bogotá año 2007

Sin embargo, en caso de no generar con la cadena Paraíso – La Guaca y de no contar con el proyecto de 500 kV en Bogotá pueden presentarse valores esperados de racionamiento de potencia superiores al 1% en algunas barras del área. En la Gráfica 6-3 se presentan los valores más significativos del área.



Gráfica 6-3 VERP en área Bogotá tras el retiro de Paraíso - La Guaca

### 6.3.2.1 Alternativas de Expansión Área Bogotá

Si bien los análisis de corto y mediano plazo no muestran necesidades del STN en el área, esta versión del Plan hace una revisión de las alternativas de expansión presentadas en la versión 2005 con el fin de ir definiendo y previendo las expansiones que se requerirán más adelante. Dichas alternativas se fundamentan en los aportes hechos por la Empresa de Energía de Bogotá y Codensa, buscando compatibilizar sus planes.

Las variaciones en las alternativas respecto a las presentadas en la versión anterior del Plan, se refieren a reconfiguraciones en la red del STR que permiten evacuar la capacidad de transformación y configuraciones que buscan un mejor desempeño del STN.

Las alternativas resultantes se presentan a continuación:

**Alternativa 1.** Circuito Primavera – Nueva Subestación a 500 kV de 215 km. Las obras asociadas a este proyecto son:

- Nueva Subestación a 500/230/115 kV, ubicada al sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación de 500/230 kV de 450 MVA y 500/115 kV de 450 MVA.
- Reconfiguración de la línea Reforma – Tunal 230 kV en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 60 km y 15 km respectivamente.

- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal 2, con longitudes de 37 km y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Tunal 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 8,2 km y 3,5 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Techo 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Techo, con longitudes de 2,5 km y 9,5 km respectivamente.
- Nueva línea Chicalá – Nueva Subestación 115 kV.

**Alternativa 2.** Circuito La Virginia – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Bacatá a 500 kV de 230 km y 33 km respectivamente. Las obras asociadas a este proyecto son:

- Nueva Subestación a 500/230/115 kV, ubicada al sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación de 500/230 kV de 450 MVA y 500/115 kV de 450 MVA.
- Reconfiguración de la línea Reforma – Tunal 230 kV en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 60 km y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal 2, con longitudes de 37 km y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Tunal 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 8,2 km y 3,5 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Techo 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Techo, con longitudes de 2,5 km y 9,5 km respectivamente.
- Nueva línea Chicalá – Nueva Subestación 115 kV.

**Alternativa 3.** Circuito La Virginia – Bacatá 500 kV de 230 km. Este proyecto únicamente implica la puesta en servicio del segundo transformador 500/115 kV de 450 MVA en Bacatá y no hace necesario obras complementarias en el STN.

**Alternativa 4.** Segundo circuito Primavera – Bacatá y Bacatá – Nueva Subestación a 500 kV. Las obras asociadas a este proyecto son:

- Nueva Subestación a 500/230/115 kV, ubicada al sur occidente de la ciudad de Bogotá.
- Transformación de 500/230 kV de 450 MVA y 500/115 kV de 450 MVA.
- Reconfiguración de la línea Reforma – Tunal 230 kV en Reforma – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 60 km y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Circo – Tunal 230 kV en Circo – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal 2, con longitudes de 37 km y 15 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Tunal 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Tunal, con longitudes de 8,2 km y 3,5 km respectivamente.
- Reconfiguración de la línea Bosa – Techo 115 kV en Bosa – Nueva Subestación y Nueva Subestación – Techo, con longitudes de 2,5 km y 9,5 km respectivamente.
- Nueva línea Chicalá – Nueva Subestación 115 kV.

De las alternativas analizadas la que presenta mayor nivel de importación para el área Bogotá es la número 1. Las alternativas 1, 2 y 4 que implican la construcción de una nueva subestación al sur occidente de la ciudad de Bogotá, ofrecen soporte de tensión a las subestaciones adyacentes y alivio a la cargabilidad de los transformadores 230/115 kV del área, en especial los de de la subestación Circo.

DESCRIPCIÓN ALTERNATIVA	TOTAL (M\$US Dic - 05)
Alternativa 1	118 ,78
Alternativa 2	134 ,94
Alternativa 3	79 ,00
Alternativa 4	135 ,26

**Tabla 6-2 Costo de alternativas expansión 500 kV.**

Estas alternativas y sus posibles variantes adicionales serán objeto permanente de revisión en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

### 6.3.3 ANÁLISIS ÁREA BOLÍVAR

El OR, dentro de la expansión reportada a la UPME, considera el cambio de nivel de tensión de la subestación Zaragocilla de 66 a 110 kV a partir del año 2007. Los demás cambios de nivel reportados en la información de planeamiento de años anteriores no se mantuvieron en la información reportada a la UPME para esta versión del Plan.

Hacia el año 2009 y ante un despacho de generación hidráulico, se presentan niveles de carga superiores al 100% en el transformador 230/110 kV de la subestación Cartagena, lo cual podría ser solucionado por el Operador de Red elevando el nivel de tensión de las subestaciones Chambacú y Bocagrande, tal como lo planteó en planes de expansión anteriores, o llevando a cabo la instalación del segundo transformador.

Para este horizonte no se evidencia la necesidad de ampliación de la capacidad de transformación en Candelaria 230/110 kV, reportada por el OR en su plan de expansión.

### 6.3.4 ANÁLISIS ÁREA ATLÁNTICO

De acuerdo con los análisis complementarios efectuados para el área, se considera la entrada del proyecto de conexión en Nueva Barranquilla y la reconfiguración de la línea Veinte de Julio – Silencio 110 kV desarrollado en dos fases:

#### Primera fase:

- Conexión al STN de un transformador 230/110/13.8 kV de 100 MVA en la subestación Nueva Barranquilla, que inicialmente tomará carga por el devanado de 13.8 kV y posteriormente, cuando entre en operación la segunda fase, dicha carga será trasladada a la barra de 110 kV. Entrada en operación, año 2006.



### Segunda fase:

- Subestación a 110 kV en Nueva Barranquilla y reconfiguración de la línea Veinte de Julio – Silencio 110 kV en Veinte de Julio – Nueva Barranquilla – Silencio 110 kV. Entrada en operación, año 2007.
- Conexión al STN de un segundo transformador 230/110 kV de 100 MVA en la subestación Nueva Barranquilla. Entrada en operación, año 2007.

Los beneficios del proyecto están dados por la reducción en generaciones de seguridad y los costos valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 082 de 2002. Los costos no consideran el transformador que será puesto en operación en la primera fase ya que éste venía siendo remunerado como reserva.

#### 6.3.5 ANÁLISIS ÁREA CALDAS - QUINDÍO – RISARALDA

Los análisis consideran en operación la subestación Pavas que reconfigura la línea Dosquebradas – Papeles Nacionales 115 kV en el 2007, igualmente se consideran abiertos los enlaces Cajamarca – Regivit y Manzanares – Victoria 115 kV.

Para el año 2009 no se identifican problemas de sobrecargas o bajas tensiones en el área. En este sentido no se evidencia la necesidad de una alternativa de expansión como la propuesta por la Empresa de Energía de Pereira, conexión Pavas – Virginia 115 kV y segundo transformador 230/115 kV en Virginia.

Solo hasta el año 2011 se evidencian sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de Esmeralda y La Hermosa. Por lo anterior, se recomienda a los OR's del área estudiar alternativas como la ampliación de transformación 230/115 kV, inicialmente en La Hermosa y luego en Esmeralda, o la conexión de Pavas – Virginia 115 kV y la ampliación de la transformación 230/115 kV en Virginia. Instalar un segundo transformador en La Hermosa ofrece solución hasta el 2015.

Las cargabilidades de los transformadores dependen de la generación hidráulica del área, la cual es despachada en la base. Ante una hidrología crítica, en la cual no se pueda contar con dicha generación, los transformadores presentarían sobrecargas.

Las tensiones en Armenia, Tebaida y Regivit disminuyen progresivamente y hacia el año 2011 tienden al límite de 0,9 p.u.. En el 2015 Tebaida 115 kV viola el límite, por lo que se recomienda al OR evaluar una alternativa como la instalación de compensación capacitiva.

De acuerdo con la Información de Planeamiento suministrada para el año 2006 por los OR's de las áreas CRQ y Tolima y los análisis realizados por la UPME, solo hasta el año 2015 el CT del extremo San Felipe se convierte en limitante para la transferencia por la línea San Felipe – Mariquita – Victoria 115 kV.

#### 6.3.6 ANÁLISIS ÁREA META

Con la entrada del segundo transformador 230/115 kV en la subestación La Reforma se atiende adecuadamente la demanda del Meta, pero hacia el fin del horizonte de análisis se requiere compensación capacitiva para mantener tensiones por encima de 0,9.

#### 6.3.7 ANÁLISIS ÁREA VALLE

De acuerdo con la información de planeamiento entregada por EPSA, el segundo transformador 230/115 kV en la subestación San Marcos entra en operación a partir del año 2006.

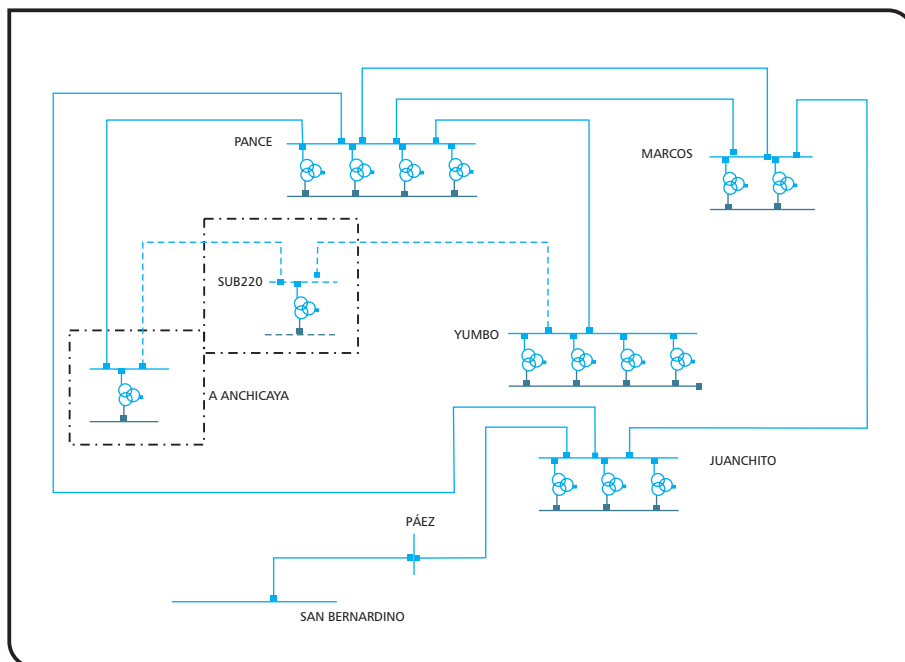
A pesar de esta expansión, a partir del año 2007, se evidencian altos niveles de carga que pueden presentarse en los transformadores de Yumbo o Juanchito, dependiendo de la regulación de los cambiadores de tomas. Esta situación se hace crítica a partir del año 2009 cuando se presentan sobrecargas en dichos transformadores.

Por medio de la Información de Planeamiento Estándar entregada a la UPME en los años 2002 a 2005, el OR propuso la alternativa de construcción de una nueva subestación 230/115 kV en el área, denominada Sub220, la cual reconfiguraría la línea Pance – Yumbo 230 kV y tendría una capacidad inicial de 90 MVA. Esta alternativa de solución fue evaluada técnica y económicamente frente a otras alternativas y finalmente recomendada en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2005 – 2019. Sin embargo, durante la elaboración de los análisis del presente Plan, el OR envió a la Unidad un estudio proponiendo modificar dicha recomendación, solicitando el estudio de la alternativa que se describe a continuación:

- Conexión de un transformador 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Alto Anchicayá 230 kV
- Reconfiguración de uno de los dos circuitos Chipichape – Bajo Anchicayá 115 kV a Chipichape – Alto Anchicayá – Bajo Anchicayá 115 kV

De acuerdo con el estudio del OR, la alternativa descrita entraría en operación en el año 2008, aplazando la entrada de la subestación Sub220 (90 MVA) para el año 2010 y el refuerzo de ésta (90 MVA adicionales) para el año 2014. Como parte de la justificación dada por el OR se menciona que con la entrada de la transformación 230/115 kV en Alto Anchicayá se mejora la confiabilidad del área de Buenaventura. Es de notar que también se propone que para el proyecto Sub220 se reconfigure el circuito Alto Anchicayá – Yumbo 230 kV en lugar de Pance – Yumbo 230 kV.

En la Gráfica 6-4 se muestra el diagrama unifilar del anillo de 230 kV del Valle incluyendo la expansión propuesta.



Gráfica 6-4 Proyectos de Expansión Área Valle

Con el fin de analizar la nueva alternativa, se estudiaron de nuevo las condiciones del área sin la entrada de proyectos de expansión, encontrando, a partir de los resultados de los análisis de flujo de carga y confiabilidad, que la alternativa necesaria para eliminar los problemas de sobrecarga en los transformadores es requerida a partir del año 2009.

Analizando las alternativas propuestas se observa que el proyecto de expansión del transformador Alto Anchicayá 230/115 kV presenta un desempeño técnico similar al del proyecto Sub220, sin importar si este último reconfigura el circuito Pance – Yumbo o Alto Anchicayá – Yumbo 230 kV, es decir, con cualquiera de estas alternativas es posible solucionar los problemas de sobrecarga hasta el año 2012. A partir del año 2012 sería necesario contar con una alternativa de expansión adicional ya que la cargabilidad de los transformadores del área nuevamente supera su capacidad.

Con respecto a la confiabilidad del área, los resultados muestran que con la transformación en Alto Anchicayá se obtienen mejores niveles que con el proyecto Sub220 en el horizonte de análisis.

En cuanto a la evaluación económica de las alternativas, en la Tabla 6-3 se presentan los costos de cada una:

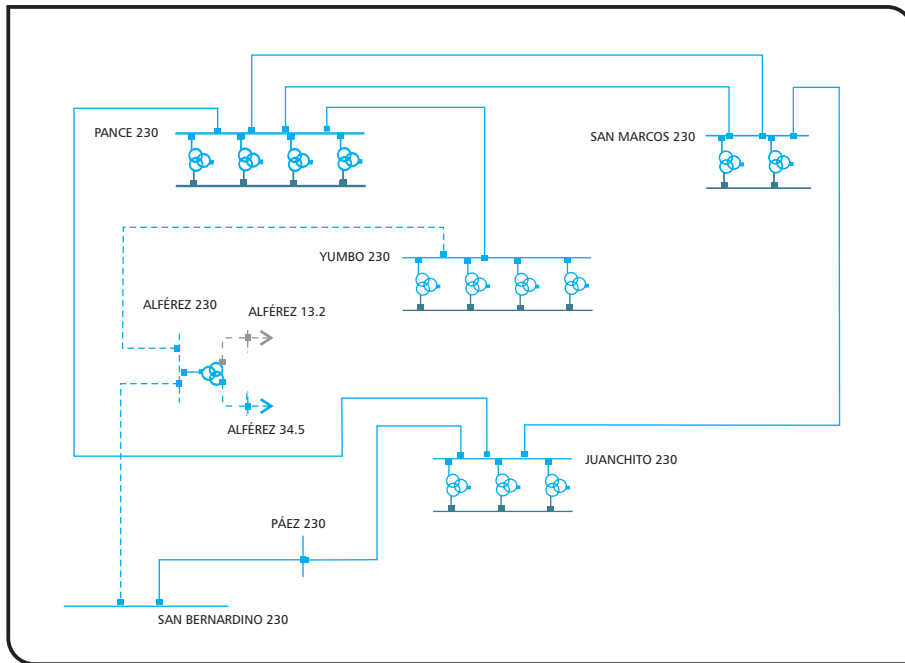
Inversión año 2009	Transformación Alto Anchicayá	Subestación Sub220
Unidades constructivas STN	0,89	3,96
Unidades constructivas STR	2,42	4,02
Inversión año 2012	Transformación Alto Anchicayá	Subestación Sub220
Unidades constructivas STN	3,96	0,89
Unidades constructivas STR	4,02	1,49
VALOR PRESENTE	6,58	7,35

Tabla 6-3 Comparación de costos de alternativas de expansión en el Valle (MUSD) de diciembre de 2005

Teniendo en cuenta que con la entrada de la alternativa del transformador en Alto Anchicayá en el año 2009 se solucionan los problemas del área hasta el año 2012 y que el valor presente de las anualidades de pago de la inversión a 25 años de la alternativa es menor que el del proyecto Sub220, se concluye que ésta es la alternativa óptima. Con base en lo anterior, el proyecto Sub220 es aplazado tentativamente hasta el año 2012, fecha que será analizada en próximas revisiones del Plan.

#### 6.3.7.1 Proyecto Subestación Alférez 230/34,5/13,2 kV

De otra parte, se analizó el proyecto denominado subestación Alférez 230/34,5/13,2 kV propuesto por EMCALI del área. Con este proyecto, a partir del año 2009, se planea atender la demanda de diferentes proyectos industriales y residenciales que se encuentran en construcción al sur de la ciudad de Cali y descargar las subestaciones Pance y Melendez a nivel de 34,5 kV. El proyecto consiste en construir una nueva subestación con capacidad de 90 MVA, al nivel de tensión de 230 kV, interrumpiendo la línea San Bernardino – Yumbo 230 kV. En la Gráfica 6-5 se muestra el diagrama unifilar del área incluyendo esta expansión.



**Gráfica 6-5 Proyecto Alférez 230/34.5/13.2 kV**

De los análisis se observa que con la subestación Alférez 230/34,5/13,2 kV es posible atender la demanda, pero en caso de falla de la alimentación desde el STN, al no tener un respaldo a nivel de tensión 4 y considerando lo expuesto por el OR en cuanto a los altos niveles de carga en las redes del 34,5 y 13,2 kV, no sería posible atender de manera confiable la demanda.

Así mismo, al ser un proyecto al nivel del STN, se analizaron los beneficios que se obtienen en el área con esta obra mostrando que con este proyecto, por estar enfocado en la atención puntual de una demanda, no contribuye a mejorar los niveles de cargabilidad de los transformadores del área.

Con base en la anterior, se recomienda al OR analizar otras alternativas de expansión para atender la demanda, considerando los niveles de tensión 3 ó 4, evaluando los beneficios técnicos y valorando el impacto económico para el usuario.

### 6.3.8 ANÁLISIS ÁREA TOLIMA – HUILA – CAQUETÁ

Con la entrada de la transformación 230/115 de 168 MVA en la subestación Altamira se observa que los niveles de tensión en la red radial a 115 kV que va desde Altamira hasta Florencia y hasta Pitalito permanecen dentro de los límites para todo el horizonte de análisis.

A partir del año 2007 el nivel de carga del transformador 230/115 kV de la subestación Mirolindo es superior al 90%, sin embargo hasta el año 2009 es cuando este valor se encuentra cercano al límite. Por lo anterior, se recomienda al OR aplazar la fecha de entrada del segundo transformador para dicho año.

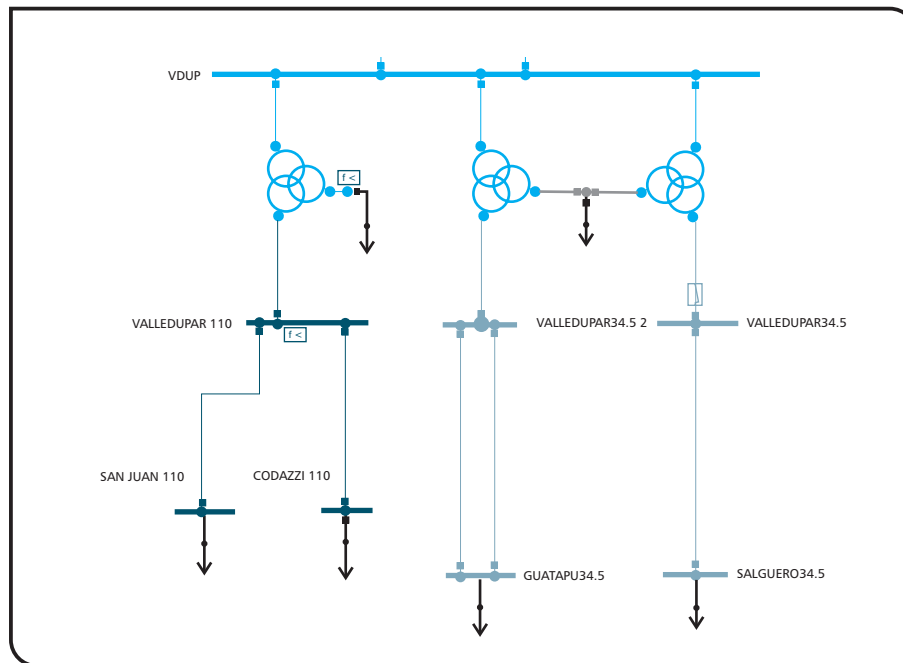
Para el año 2009 se tiene prevista la entrada del proyecto de generación Amoyá (78 MW) conectado a Tuluní (Natagaima), con lo cual se reducen las importaciones desde el área Bogotá. Considerando la topología actual de la red, la evacuación de la generación de Amoyá se haría

por intermedio del circuito Natagaima – Prado 115 kV, por lo que se recomienda al OR revisar el límite de transporte de dicha línea, pues bajo las condiciones actuales se presentarían sobrecargas del orden del 18% y superiores, dependiendo del despacho. Otra alternativa para analizar es el cierre de los enlaces Bote – Natagaima y Bote – Prado 115 kV, sin embargo, en este caso se deben evaluar los límites operativos de los enlaces asociados a la generación de Amoyá.

### 6.3.9 ANÁLISIS ÁREA GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA

De acuerdo con lo reportado por el Operador de Red, tras la entrada en operación del transformador 230/34,5/13,8 kV en la subestación Valledupar, con capacidad de 45/30/15 MVA que se llevó a cabo en el año 2005, la distribución de la demanda fue modificada para evitar sobrecargas en los devanados de 34,5 kV de los tres transformadores que se conectan a la subestación Valledupar 230 kV.

La configuración adoptada se presenta en la Gráfica 6-6.



**Gráfica 6-6 Configuración subestación Valledupar**

De otra parte, en esa misma subestación, los resultados del análisis muestran que desde el año 2007 en el devanado de 110 kV del transformador 230/110/34,5 kV, desde donde es atendida la demanda de las subestaciones San Juan y Codazzi, el nivel de carga es superior al 100% al igual en el año 2011 para el devanado de 230 kV.

En el año 2011 el devanado secundario del transformador de Valledupar 230/34,5/13,8 kV de 45/30/15 MVA que atiende la demanda de Guatapurí se encuentra cerca al límite de capacidad.

Se sugiere al operador de red analizar una alternativa de solución a estos problemas, como trasladar parte de la demanda de las subestaciones San Juan, Codazzi y Guatapurí a subestaciones cercanas o, de ser necesario, la ampliación de la capacidad de transformación.

La línea Cuestecitas – Riohacha en el 2015 opera al 100% de su capacidad. Se recomienda al OR tenerlo en cuenta para sus planes de expansión.

#### 6.3.10 ANÁLISIS ÁREA ANTIOQUIA

Con la red actual del STR la demanda del área es atendida sin necesidades de expansión.

#### 6.3.11 ANÁLISIS ÁREA CHOCÓ

Se considera que la demanda del área es atendida desde la subestación Virginia 115 kV a través del enlace Virginia – Cértogui y el enlace Quibdo – El Siete, abierto. Bajo estas condiciones y con las compensaciones en Quibdo, Istmina y Cértogui, solo hasta el 2011 se detectan problemas de tensiones inferiores a 0,9. En el año 2015 las tensiones son cercanas a 0,85 p.u. en estas subestaciones, por lo que se recomienda desde el 2013 la instalación de nueva compensación en el área para mantener las tensiones dentro de los límites.

#### 6.3.12 ANÁLISIS ÁREA CERROMATOSO

Para este horizonte no se evidencian problemas en el área. Solo hasta el 2015 se ve superada en un 2% la capacidad de la línea Apartadó – Urabá 110 kV, por lo que se recomienda estudiar la ampliación de su capacidad.

#### 6.3.13 ANÁLISIS ÁREA CAUCA – NARIÑO

En el 2007 se observan niveles de carga superiores al 100% en el transformador de 150 MVA en la subestación Jamondino. Se recomienda al OR instalar el segundo transformador en esta subestación con el fin de eliminar el problema y así garantizar la atención de la demanda del área.

Con la ampliación de esta transformación se puede atender el crecimiento de la demanda sin requerimientos de expansión de la red del STR. Sin embargo, debido a las grandes longitudes de la red radial Jamondino – Junin – Tumaco 115 kV, el nivel de tensión en Tumaco se encontraría por debajo de 0.9 p.u. por lo cual instalar compensación capacitiva del orden de 12 MVAR en dicha subestación sería solución hasta el 2014. En este sentido, frente a un aumento de demanda por fuera de las proyecciones haría necesario estudiar más al detalle la solución.

#### 6.3.14 ANÁLISIS ÁREA CHINÚ

Como lo ha mencionado la UPME en los planes de expansión de los años 2002, 2003, 2004 y 2005, el nivel de carga del transformador 500/110/34.5 kV de la subestación Chinú se encuentra cercano a su capacidad límite en el corto plazo. En las diferentes versiones del Plan se han analizado principalmente dos alternativas de solución a este problema las cuales son: la ampliación de la capacidad de transformación en Chinú ó el circuito a 230 kV desde Urrá hasta una nueva subestación 230/110 kV que se conectaría a Montería 110 kV.

Con base en los resultados de los análisis realizados se recomienda al OR la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en Chinú mediante la instalación del tercer transformador de 150 MVA, alternativa con la cual se soluciona el problema durante el horizonte de análisis y conlleva menores costos de inversión.

Esta recomendación se mantiene ya que, aunque el Operador de Red ha sugerido la alternativa Urrá - Montería 230 kV dentro del Plan de Expansión que reporta a la UPME, aún está pendiente de enviar el estudio de análisis de alternativas. Por lo anterior, en caso de que el operador de red no esté interesado en llevar a cabo dicha expansión en su sistema, debe atenderse el Numeral 3.2.4 de la Resolución CREG 070 de 1998, el cual se refiere a la responsabilidad por la ejecución de proyectos incluidos el plan de expansión de los STR's y/o SDL's pero no incluidos en los planes de expansión de los OR's. El costo de la alternativa del tercer transformador en la subestación Chinú es de 5.7 M\$USD.

De otra parte, hacía el año 2009 se supera el límite de carga de la línea Urrá – Tierra Alta 110 kV. Para solucionar este problema recomendamos al OR revisar el límite operativo de la línea, ya que éste se encuentra por debajo de la capacidad nominal del conductor.

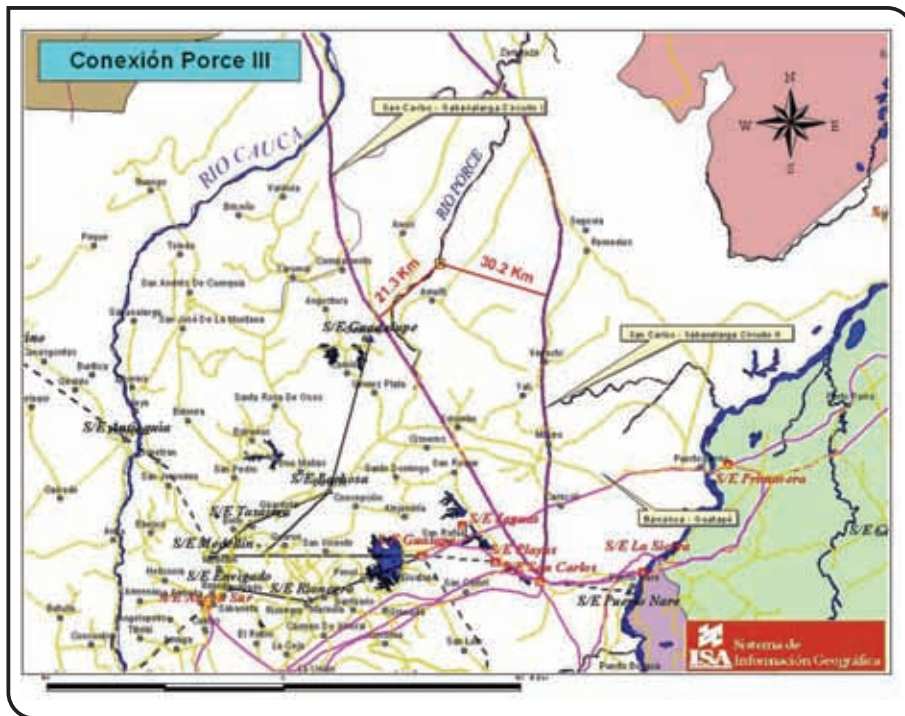
Se considera que el circuito Montería - Río Sinú 110 kV debe permanecer normalmente abierto, pues no se ven problemas adicionales que justifiquen su cierre permanente ya que, contrario a lo deseado, generaría incrementos el nivel de carga del circuito Urrá - Tierra Alta.

En el año 2007 se presentan niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u. en las subestaciones Magangue y Mompox. Con la expansión propuesta por el OR, instalar un banco capacitivo de 15 MVAR en Mompox 110 kV, no se solucionan los problemas ni en el corto ni en el mediano plazo, ya que en el 2007 las tensiones estarían cerca de 0,9 p.u. y en el 2009 nuevamente estarían por debajo de 0,9 p.u.. En este sentido, se recomienda instalar un banco capacitivo del orden de 20 MVAR en Mompox en el año 2007 y otro del orden de 15 MVAR en el 2011.

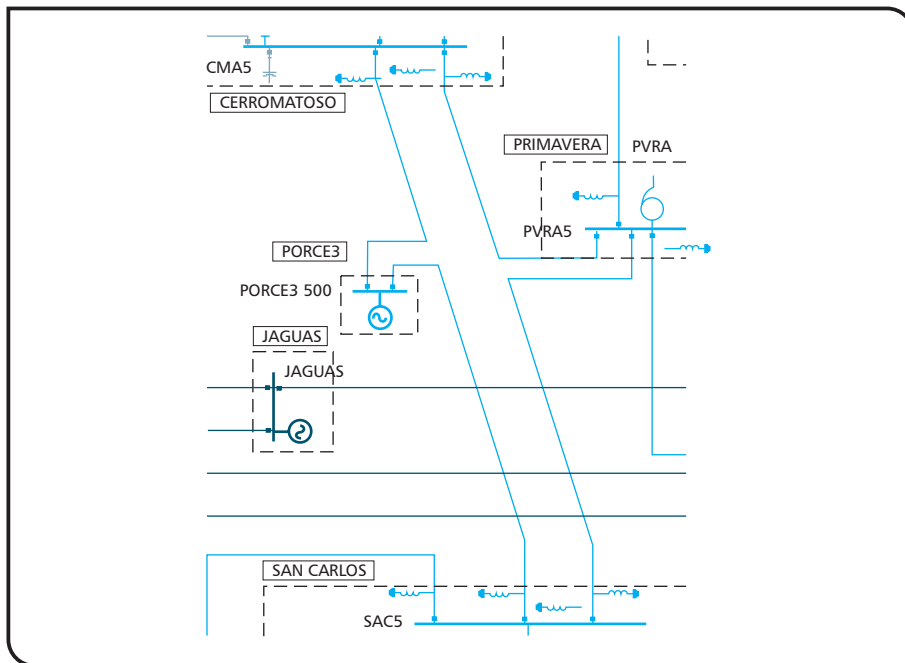
En Río Sinú 110 kV, de no contar con compensación capacitiva a partir del año 2007, se verían tensiones inferiores a 0,9 p.u. En este caso, se recomienda instalar compensación del orden de 15 MVAR.

### 6.3.15 CONEXIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN PORCE III

Desde el 2003, en las versiones anteriores del Plan de Expansión se ha venido analizando la conexión del proyecto de generación Porce III que adelanta EEPPM al Sistema de Transmisión Nacional, mostrando como mejor alternativa técnica y de mínimo costo la correspondiente a la construcción de una nueva subestación a 500 kV, que reconfiguraría el circuito San Carlos – Cerromatoso 500 kV por medio de dos tramos adicionales de línea con longitud individual de 22 km. En la Gráfica 6-7 y la Gráfica 6-8 se describe la ubicación geográfica del proyecto y configuración eléctrica de esta alternativa.



Gráfica 6-7 Ubicación geográfica del proyecto



Gráfica 6-8 Configuración eléctrica alternativa de conexión seleccionada

A continuación se presenta, entre otros aspectos, una revisión y actualización de los análisis, cronograma y costos de la alternativa de conexión seleccionada.



### 6.3.15.1 Análisis eléctricos y costos de inversión

Los resultados de estado estable muestran que la alternativa seleccionada cumple con los criterios de planeamiento establecidos en el Código de Redes. Adicionalmente se efectuaron análisis de estabilidad de voltaje, estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria para las contingencias más críticas para el sistema ante la condición de conexión del proyecto.

Los resultados, descritos en los análisis del numeral 6.3.17 muestran que la conexión del proyecto Porce III no afecta la estabilidad del sistema y que la alternativa de conexión es robusta en cuanto a disturbios de estabilidad por contingencias.

En la Tabla 6-4 se indica la desagregación del costo de la alternativa de conexión seleccionada. No se incluyen costos de UC's de reactores de línea puesto que se requieren análisis más detallados para determinar el número, esquema y capacidad de los mismos, los cuales se adelantaran previamente al proceso de convocatoria.

Descripción Unidad Constructiva	Cantidad	CU Instalado (M\$US Dic-97)	Total (M\$US Dic-05)
Subestación Porce III 500 kV - Interruptor 1/2			
Módulo común	1	\$ 3,11	\$ 4,00
Bahía de línea	2	\$ 2,90	\$ 7,46
Tramos de línea San Carlos - Porce III - Cerromatoso 500 kV			
Km de línea 500 kV	44	\$ 0,25	\$ 13,97
Total			\$ 25,42

Tabla 6-4 Costo alternativa de conexión al STN seleccionada

### 6.3.15.2 Proceso de convocatoria y aspectos regulatorios

El avance de las obras del proyecto ha sufrido algunos retrasos, de manera que, como se muestra en el Capítulo 5, la entrada del número total de unidades que completarían los 660 MW de capacidad total se estaría realizando en septiembre de 2011, teniendo como fecha de entrada de la primera unidad, septiembre de 2010. Sin embargo, para efectos de la ejecución de las pruebas de puesta en servicio y conexión de las máquinas y los equipos eléctricos de Porce III a la nueva subestación 500 kV, es necesario que la nueva subestación y demás obras de expansión se encuentren operativas con anticipación suficiente a la fecha prevista de entrada de la primera unidad.

Considerando un plazo aproximado de dos años y medio para realizar el proceso de convocatoria y ejecutar las obras requeridas de expansión del STN; como se indica en la Tabla 6-5, iniciando el proceso a comienzos del tercer trimestre del 2007, se contaría con un lapso de alrededor de ocho meses entre la conclusión de las obras de expansión y la entrada en operación de la primera unidad.

III-06	IV-06	I-07	II-07	III-07	IV-07	I-08	II-08	III-08	IV-08	I-09	II-09	III-09	IV-09	I-10	II-10	III-10	IV-10
Plan 2006		Proceso de convocatoria y ejecución de obras													Entrada 1ra Unid.		

Tabla 6-5 Cronograma general

Sin embargo, dado que dicho lapso de tiempo puede ser superior al necesario para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio y conexión de las máquinas y subestación, antes de iniciar el proceso de convocatoria que se adelantaría en el transcurso del 2007, la UPME definirá, en consideración de información aportada por EEPPM y/o disposiciones regulatorias que se encuentren vigentes, la fecha oportuna de entrada en operación de las obras de expansión.

Adicionalmente, en cuanto al procedimiento para la firma del contrato de conexión con el generador ante la no existencia previa del propietario del punto de conexión y el mecanismo que garantice que una vez realizadas las obras de expansión del STN el generador entrará en operación, las partes comprometidas con el desarrollo del proyecto deberán acogerse a lo que establezca la CREG al respecto, resultado del proceso de divulgación y consulta pública de los proyectos de resolución que modificarían parcialmente la Resolución CREG 022 de 2001, así como los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los STN, STR's o SDL's; lo cual en todo caso deberá quedar definido y reglamentado antes de darse inicio al proceso de convocatoria.

### 6.3.16 NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN

En el Anexo D se presenta el nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN para los años impares desde el 2007 hasta el 2015. Para el 2007, con la entrada de los proyectos Costa y Bogotá 500 kV, el nivel de corto en la subestación San Carlos 230 kV supera su capacidad de cortocircuito actual de 40 kA. Adicionalmente, el nivel de corto tanto monofásico como trifásico en la subestación Chivor 230 kV supera la capacidad de 25 kA para la cual fueron diseñados y construidos los equipos de esta subestación.

Estos casos fueron además descritos y confirmados por ISA, como propietaria de ambas subestaciones, en respuesta a los comunicados de la UPME en los que se solicitó a los transportadores identificar e informar casos de subestaciones del STN que superen los niveles de diseño en el corto y mediano plazo, con el fin de consolidar un inventario de tales situaciones y tener mayores elementos de juicio y análisis para la definición de soluciones definitivas.

En el mismo sentido, se solicitó al CND proponer alternativas de corto plazo para disminuir el riesgo en ambas subestaciones, las cuales fueron presentadas en el Informe Trimestral de Evaluación Restricciones de junio de 2006.

A continuación se describen y evalúan diferentes alternativas para los dos tipos básicos de solución posibles al nivel de cortocircuito en ambas subestaciones. Las del primer tipo, consistentes en reducir el nivel de cortocircuito que se presenta en ambas subestaciones de forma que éste se adecue a la capacidad de los equipos, y las del segundo tipo, correspondientes a la ampliación de la capacidad de cortocircuito de los equipos de las subestaciones de manera que sea la capacidad de éstos la que se adecue al nivel de cortocircuito.

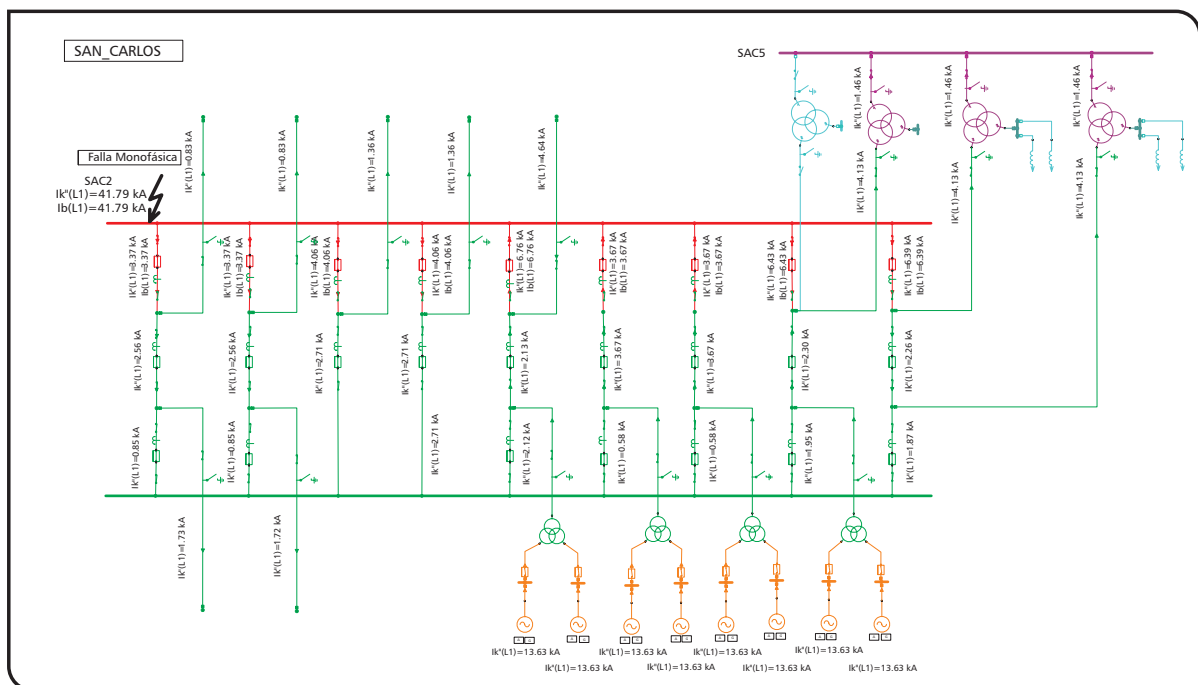
Entre las diferentes alternativas del primer tipo se analizan aquellas propuestas por el CND para hacer frente en el corto plazo al nivel de cortocircuito, por una parte, con el objetivo de identificar si alguna solución para el corto plazo pudiese ser viable en un plazo mayor, aplazando así otro tipo de soluciones, y por otra parte, como ejercicio comparativo de referencia para el planteamiento de las soluciones definitivas de largo plazo.

Para las alternativas del segundo tipo se enumeran las ventajas y desventajas que cada una presenta comparativamente respecto a las demás alternativas consideradas; las cuales, sin embargo, tanto

individualmente y en su conjunto, deberán ser analizadas y evaluadas en mayor detalle en la medida que se cuente con mayor información y estudios para cada caso.

En todos los análisis realizados para el caso de San Carlos 230 kV se considera operativa la reconfiguración de los circuitos Guatapé – San Carlos 230 kV y San Carlos – la Sierra 230 kV en Guatapé – La Sierra 230 kV, ejecutada para reducir el aporte de corriente de estos circuitos al nivel de corto en la subestación. Sin embargo, dado que dicha reconfiguración implica una desoptimización de la interconexión y operación del Sistema, al igual que para las demás medidas de corto plazo que se implementen en ambas subestaciones mientras se ejecuten las obras de las soluciones definitivas, ésta debe ser revertida tan pronto como las obras definitivas se encuentren disponibles para su entrada en operación.

### 6.3.16.1 Subestación San Carlos 230 kV.

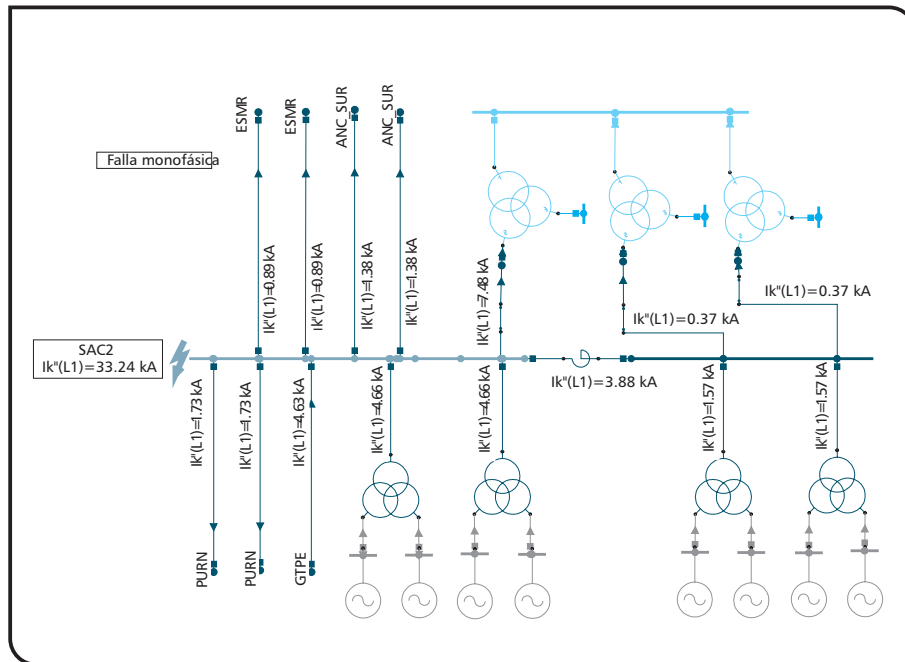


Gráfica 6-9 Configuración y nivel de corto 1Φ año 2007

#### 6.3.16.1.1 Alternativas del primer tipo para la reducción del nivel de cortocircuito en la subestación

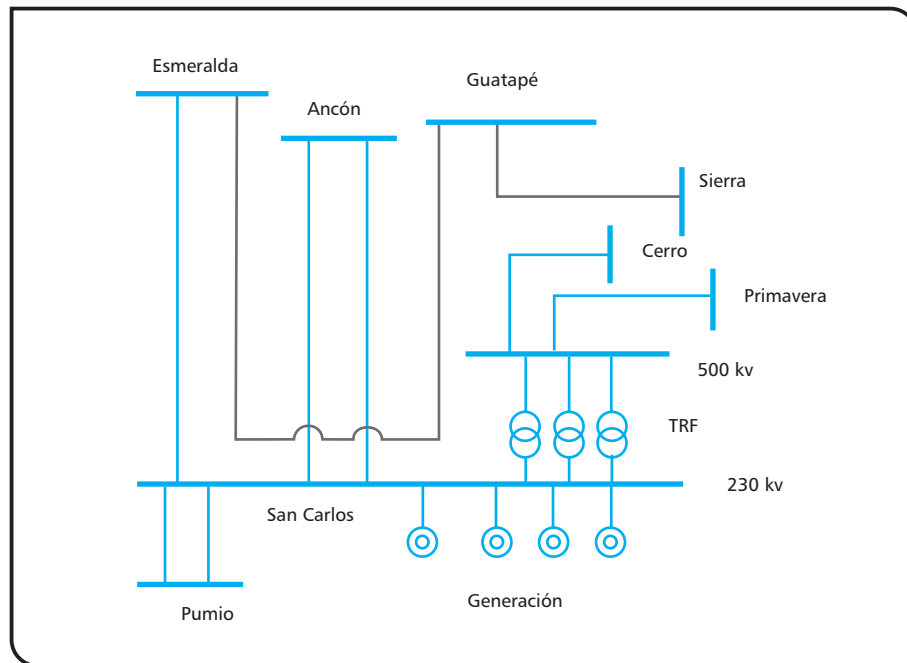
- La primera alternativa consiste en instalar reactores serie convencionales de  $1,9 \Omega$  de impedancia en cada una de las entradas de la subestación, es decir, en las bahías de conexión de la generación (4), bahías de líneas 230 kV (7) y bahías de los transformadores 500/230 kV (3), para un total de 14 equipos a instalar. Esta alternativa, además de no reducir el nivel de cortocircuito considerablemente en el barraje, requiere de disponibilidad de espacio adicional en cada una de las bahías de la subestación, implica ejecutar obras en todas las bahías y representa costos de inversión elevados dada la cantidad de equipos.

- La segunda alternativa es instalar equipos FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna)-reactores limitadores de corriente. Esta alternativa implicaría el seccionamiento del barraje de 230 kV de la subestación lo más simétricamente posible en cuanto a la distribución de la generación, cuyas secciones quedarían eléctricamente unidas por medio de los reactores dispuestos entre ambas secciones de cada barraje, como se describe en la Gráfica 6-10. El costo presentado para esta alternativa es únicamente indicativo del mercado, correspondiente al costo de los equipos (dos reactores de 22,13  $\Omega$  y 1000 Amperios nominales) con un factor de instalación igual 2,0.



Gráfica 6-10 Alternativa de equipos FACTS limitadores de corriente

- La tercera alternativa consiste en la limitación de unidades de generación de la central San Carlos junto con su transformador asociado. Esta alternativa se va haciendo más restrictiva en el tiempo y representa sobre costos operativos. Los costos de ésta son calculados con base en el MPODE, estimando la diferencia en los costos operativos del sistema con y sin alternativa en valor presente a una tasa de descuento del 10%. Además de los elevados costos que representa esta alternativa para el sistema, la limitación de capacidades de generación no puede ser considerada como una alternativa viable de largo plazo a este tipo de problemáticas.
- La cuarta alternativa, descrita en Planes anteriores, trata de la reconfiguración de los circuitos de 230 kV Guatapé – San Carlos y San Carlos – Esmeralda en el circuito Guatapé – Esmeralda. Esta alternativa, aunque de fácil y rápida aplicación, conlleva también a sobrecostos operativos por des-optimización de la red. Los costos de esta alternativa son calculados con base en el MPODE, estimando la diferencia en los costos operativos del sistema con y sin alternativa en valor presente.



Fuente CND

Gráfica 6-11 Reconfiguración circuito Esmeralda - San Carlos - Guatapé 230 kV

La Tabla 6-6 presenta el resumen del impacto en el nivel de cortocircuito y costo de las alternativas descritas.

Nivel Corto 1f en barraje 230 kV (kA) - Norma IEC60909 de 2001				
Año	1. Reactores serie convenc.	2. FACTS limitadores de I	3. Restricción unidades de G	4. Reconf. circ. Esm-Guat 220
2007	36,4	33,2	38,0 (-2)	36,7
2009	-	-	38,0 (-2)	36,8
2011	-	-	38,9 (-3)	38,9
2013	-	-	38,9 (-3)	38,9
2015	-	-	38,9 (-3)	38,9
Costo de las Alternativas (M\$US Dic-05)				
Periodo	Costo inv. 14 reactores inst.	Costo inv. 2 reactores inst.	VP D costos operativos	VP D costos operativos
2006-2015	-	\$56,4	\$59,3	\$16,0

Tabla 6-6 Resumen alternativas para nivel de corto en la S/E San Carlos 230 kV

**6.3.16.1.2 Alternativas del segundo tipo para la ampliación de la capacidad de cortocircuito de los equipos de la subestación.**

**a) Cambio de equipos de 40 para 63 kA**

Consiste en el cambio de los equipos de capacidad actual de 40 kA a equipos con capacidad de cortocircuito de 63 kA. Según la última información aportada por la empresa propietaria de la subestación, los equipos sujetos de cambio son: interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, pararrayos y trampas de onda, entre otros.

No se requeriría el cambio de los barrajes ni de las estructuras y demás obras civiles de la subestación, con excepción de las de los interruptores. Adicionalmente se deberá reforzar la malla de puesta a tierra de la subestación.

Contando el tiempo desde la contratación de los equipos hasta la ejecución de las obras y desconexiones necesarias, el cambio de los equipos tomaría aproximadamente entre 20 y 24 meses. El costo de inversión total estimado sería de 16,6 MUSD, el cual, sin embargo, se trasladaría a los usuarios dependiendo de la serial regulatoria a la CREG

#### **Ventajas:**

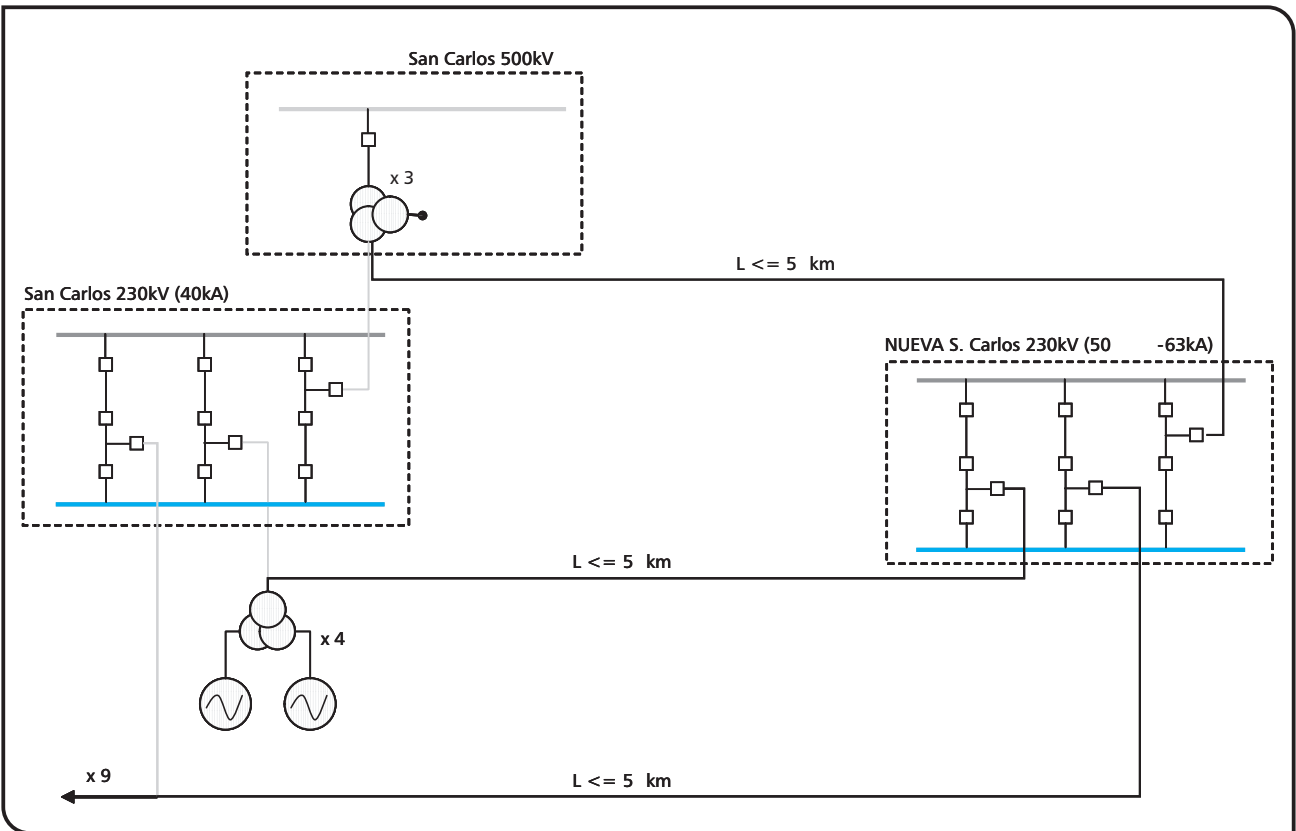
- El cambio de equipos se ejecuta sobre los mismos terrenos y se continúa haciendo uso de los demás equipos y elementos, estructuras y obras civiles existentes.
- Plazos de implementación posiblemente menores para esta alternativa.

#### **Desventajas:**

- Puesto que la subestación San Carlos cumple ya un tiempo de puesta en servicio de 25 años, se estarían instalando equipos nuevos junto con equipos, elementos y estructuras que cumplen ya dicho tiempo de puesta en servicio y pueden presentar condición de obsolescencia, lo cual podría limitar la confiabilidad y desempeño de la subestación.
- A pesar de la flexibilidad que ofrece la configuración de la subestación, para la ejecución de las obras es necesario incurrir en consignaciones e indisponer parcialmente la subestación por periodos de tiempo durante los cuales se podrá desoptimizar el Sistema e incurrir en sobre costos operativos.

#### **b) Nueva subestación convencional con capacidad de cortocircuito de 50-63 kA.**

Consiste en la construcción de una nueva subestación de 230 kV con capacidad de cortocircuito de entre 50 y 63 kA. La nueva subestación se ubicaría en terrenos independientes, ubicados a una distancia de hasta 5 km de aquellos sobre los que reposa la subestación actual e implicaría la construcción de tramos de línea adicionales para conectarse con los tres transformadores 500/230 kV, las nueve líneas de 230 kV y los cuatro transformadores de conexión de la generación de la central San Carlos que permanecerían en su ubicación actual. La Gráfica 6-12 describe de manera simplificada esta alternativa.



**Gráfica 6-12 Descripción alternativa nueva subestación San Carlos 230 kV/50-63 kA**

Contando el tiempo de convocatorias y ejecución de las obras y desconexiones necesarias, la ejecución de la nueva subestación tomaría aproximadamente entre 20 y 26 meses. Dependiendo del número de bahías adicionales que llegasen a requerirse, el costo de inversión total estimado sería de entre 17,82 y 30 MUSD.

#### Ventajas:

- La construcción de la nueva subestación se ejecuta de forma totalmente independiente, de manera que, excepto las conexiones con la subestación existente, se evita indisponer equipos o conexiones del sistema por obras e incurrir en las complejidades, riesgos y sobre costos operativos que representa el cambio de equipos.
- A diferencia de la subestación actual que presenta limitaciones de espacio, con la nueva subestación, de acuerdo a su reubicación planificada, se deberán permitir mayores posibilidades para futuras expansiones y/o ampliaciones.
- La subestación se renueva integralmente y se actualiza la tecnología de los equipos y elementos.
- Las impedancias que agregan los tramos de línea adicionales, contribuyen a reducir, en alguna medida el nivel de cortocircuito en la subestación.

**Desventajas:**

- La separación de la subestación de las conexiones actuales implica incurrir en tramos adicionales de línea y posiblemente en bahías adicionales que, por una parte, causan en alguna medida detrimento de la confiabilidad del sistema, y por otra, incrementarían el costo de la inversión.
- Los tramos de líneas adicionales pueden incrementar las pérdidas en el STN.

**c) Nueva subestación encapsulada con capacidad de cortocircuito de 63 kA.**

Consiste en la construcción de una nueva subestación encapsulada de 230 kV con capacidad de cortocircuito de 63 kA. Por la reducción del espacio necesario para su construcción, la nueva subestación podría ubicarse en terrenos independientes bastante próximos de aquellos sobre los que reposa la subestación actual, de manera que en dado caso solo se requeriría agregar tramos adicionales de línea de muy corta distancia.

Contando el tiempo de convocatorias y ejecución de las obras y desconexiones necesarias, la ejecución de la nueva subestación encapsulada tomaría aproximadamente entre 18 y 28 meses.

**Ventajas:**

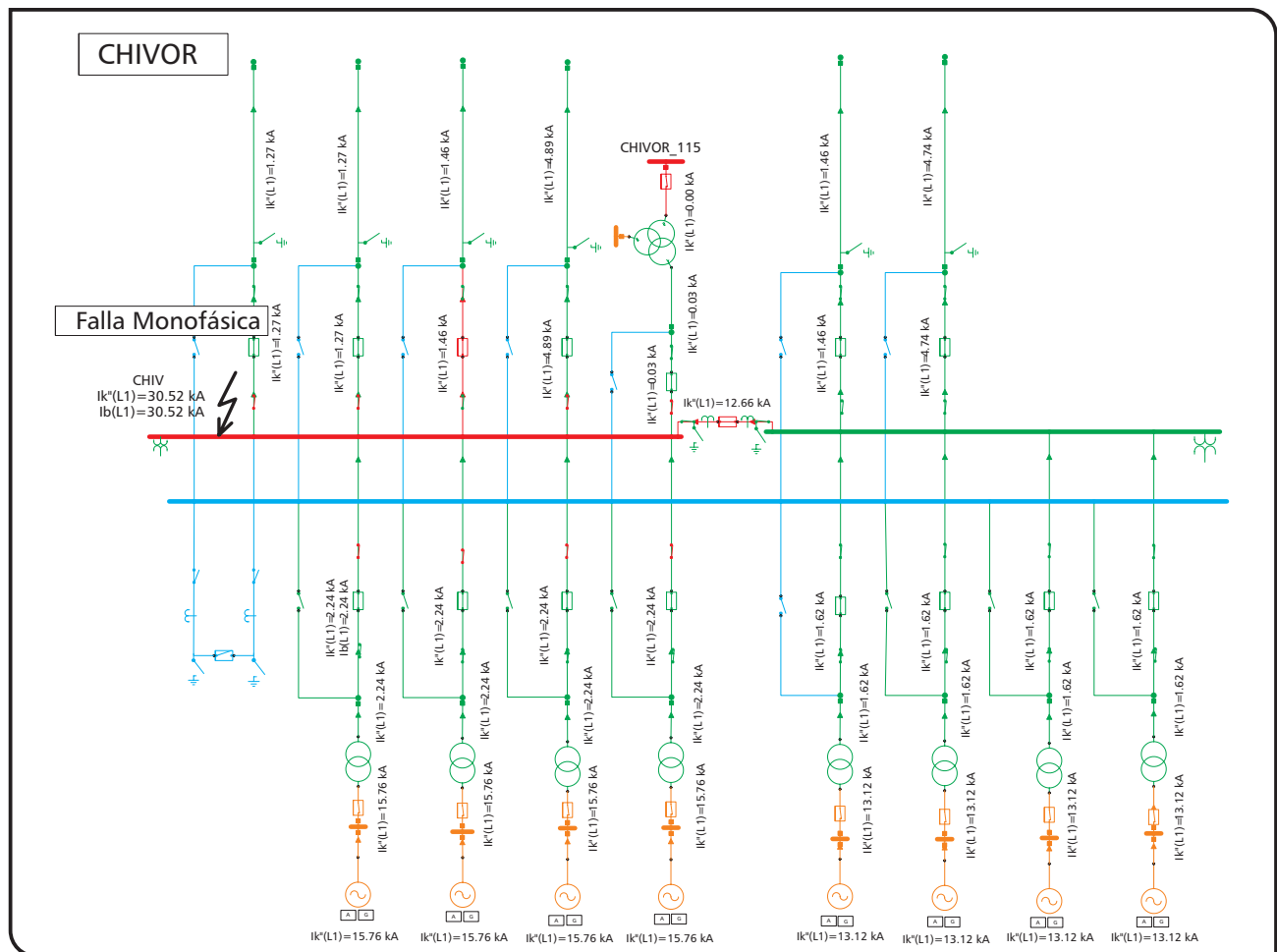
- La construcción de la nueva subestación se ejecuta de forma totalmente independiente, de manera que, excepto las conexiones con la subestación existente, se evita indisponer equipos o conexiones del sistema por obras e incurrir en las complejidades, riesgos y sobre costos operativos que representa el cambio de equipos.
- A diferencia de la subestación actual que presenta limitaciones de espacio, con la nueva subestación, de acuerdo a su reubicación planificada, se deberán permitir mayores posibilidades para futuras expansiones y/o ampliaciones.
- La subestación se renueva integralmente permitir mayores posibilidades y se actualiza la tecnología de los equipos y elementos.
- El espacio requerido para su construcción se reduce considerablemente.
- Además de preservar las anteriores ventajas, para la conexión de la nueva subestación no se requeriría agregar tramos de línea significativos, y en consecuencia, tampoco se requeriría de bahías adicionales.

**Desventajas:**

- El aislamiento en SF6 de la subestación es nocivo al medio ambiente. Sin embargo su riesgo e impacto ambiental se puede mitigar y controlar.
- Los costos de equipos para una subestación encapsulada son mayores a los de una subestación convencional.



## 6.3.16.2 Subestación Chivor 230 kV



Gráfica 6-13 Configuración y nivel de corto 1Φ S/E Chivor 230 kV año 2007

## 6.3.16.2.1 Alternativas del primer tipo para la reducción del nivel de cortocircuito en la subestación

- La primera alternativa consiste en instalar reactores serie convencionales de  $1,9 \Omega$  de impedancia en cada una de las entradas de la subestación, es decir, en las bahías de conexión de la generación (8) y bahías de líneas 230 kV (6), para un total de 14 equipos a instalar. Esta alternativa, además de no reducir el nivel de cortocircuito considerablemente en el barraje, requiere de disponibilidad de espacio adicional en cada una de las bahías de la subestación, implica ejecutar obras en todas las bahías y representa costos de inversión elevados dado la cantidad de equipos.
- La segunda alternativa consiste en la limitación de unidades de generación de la central Chivor junto con su transformador asociado. Esta alternativa, para reducir el nivel de corto en la subestación por debajo de los 25 kA de capacidad de sus equipos, implica restringir la capacidad de la central a la mitad de su capacidad (4 unidades – 500 MW), lo cual representa sobre costos operativos considerables. Los costos de ésta son calculados con base en el MPODE, estimando la diferencia en los costos operativos del sistema con y sin alternativa en valor presente. Además de los elevados costos que representa esta alternativa para el

sistema, la limitación de capacidades de generación no puede ser considerada como una alternativa viable de largo plazo a este tipo de problemáticas.

- La tercera alternativa requiere abrir el acople de barras del barraje principal de la subestación, separando eléctricamente ambas secciones de la subestación. A pesar de reducir el nivel de cortocircuito y no implicar ningún costo directo, siguiendo el método determinístico, esta alternativa incumple los criterios de confiabilidad establecidos en el Código de Redes con alta generación en Chivor ante contingencias simples en cualquier de los circuitos Chivor – Guavio o Chivor – Torca 230 kV.

La Tabla 6-7 presenta el resumen del impacto en el nivel de cortocircuito y costo de las alternativas descritas.

Nivel Corto 1φ en barraje 230 kV (kA) - Norma IEC60909 de 2001			
Año	1. Reactores serie convenc.	2. Restricción unidades de G	3. Seccionamiento de barraje
2007	24	24,2 (-4)	20,4
2009	-	24,2 (-4)	20,4
2011	-	24,2 (-4)	20,5
2013	-	24,3 (-4)	20,5
2015	-	24,3 (-4)	20,5
Costo de las Alternativas (M\$US Dic-05)			
Periodo	Costo inv. 14 reactores inst.	VP Δ costos operativos	-
2006-2015	-	\$93,4	-

**Tabla 6-7 Resumen alternativas para nivel de corto en la S/E Chivor 230 kV**

**6.3.16.2.2 Alternativas del segundo tipo para la ampliación de la capacidad de cortocircuito de los equipos de la subestación.**

**a) Cambio de equipos de 25 para 40 kA**

Consiste en el cambio de los equipos de capacidad actual de 25 kA a equipos con capacidad de cortocircuito de 40 kA. Según la última información aportada por la empresa propietaria de la subestación, los equipos sujetos de cambio son: interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, pararrayos, trampas de onda y barraje de la etapa II, entre otros. Además del refuerzo de la malla de puesta a tierra se requiere el refuerzo de las estructuras, pórticos y fundaciones de la subestación.

Contando el tiempo desde la contratación de los equipos hasta la ejecución de las obras y desconexiones necesarias, el cambio de los equipos tomaría aproximadamente entre 24 y 30 meses. El costo de inversión total estimado sería de 7,3 MUSD, el cual sin embargo, se trasladaría a los usuarios dependiendo de las señales regulatorias de la CREG.

**Ventajas:**

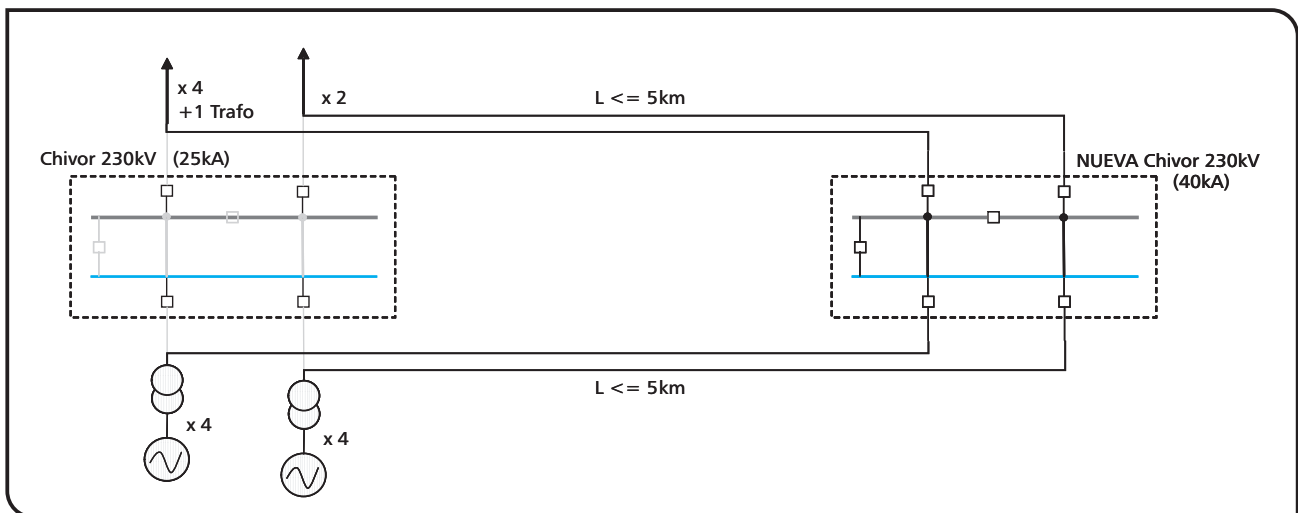
- El cambio de equipos se ejecuta sobre los mismos terrenos y se continúa haciendo uso de los demás equipos y elementos, estructuras y obras civiles existentes.

**Desventajas:**

- Puesto que la subestación Chivor ya casi cumple 30 años de tiempo de puesta en servicio, se estarían instalando equipos nuevos junto con equipos, elementos y estructuras que cumplen ya dicho tiempo de puesta en servicio y pueden presentar condición de obsolescencia, que podrían limitar la confiabilidad y desempeño de la subestación.
- Por la reducida flexibilidad que ofrece la configuración de la subestación, la ejecución de las obras obliga a incurrir en consignaciones e indisponer parcial y totalmente la subestación por varios periodos de tiempo, durante los cuales se podrá desoptimizar el sistema e incurrir en sobre costos operativos.

**b) Nueva subestación convencional con capacidad de cortocircuito de 40 kA.**

Consiste en la construcción de una nueva subestación de 230 kV con capacidad de cortocircuito de 40 kA. La nueva subestación se ubicaría en terrenos independientes ubicados a una distancia de hasta 5 km de aquellos sobre los que reposa la subestación actual e implicaría la construcción de tramos de línea adicionales para conectarse con las seis líneas de 230 kV y los ocho transformadores de conexión de la generación de la central Chivor que permanecerían en su ubicación actual. La Gráfica 6-14 describe de manera simplificada esta alternativa.



**Gráfica 6-14 Descripción alternativa nueva subestación Chivor 230 kV/40 kA**

Contando el tiempo de convocatorias y ejecución de las obras y desconexiones necesarias, la ejecución de la nueva subestación tomaría aproximadamente entre 24 y 30 meses. Dependiendo del número de bahías adicionales que llegasen a requerirse, el costo de inversión total estimado sería de entre 11,65 y 24 MUSD.

**Ventajas:**

- La construcción de la nueva subestación se ejecuta de forma totalmente independiente, de manera que, excepto las conexiones con la subestación existente, se evita indisponer equipos o conexiones del sistema por obras e incurrir en las complejidades, riesgos y sobre costos operativos que representa el cambio de equipos.
- A diferencia de la subestación actual que presenta limitaciones de espacio, con la nueva subestación, de acuerdo a su reubicación planificada, se deberán permitir mayores posibilidades para futuras expansiones y/o ampliaciones.
- La subestación se renueva integralmente y se actualiza la tecnología de los equipos y elementos.
- Las impedancias que agregan los tramos de línea adicionales, contribuyen a reducir en alguna medida el nivel de cortocircuito en la subestación.

**Desventajas:**

- La separación de la subestación de las conexiones actuales implicaría incurrir en tramos adicionales de línea y posibles bahías adicionales que, por una parte, causan en alguna medida detrimento de la confiabilidad del sistema, y por otra, incrementarían la inversión.
- Los tramos adicionales de línea pueden incrementar las pérdidas en el STN.

**c) Nueva subestación encapsulada con capacidad de cortocircuito de 40 kA.**

Consiste en la construcción de una nueva subestación encapsulada de 230 kV con capacidad de cortocircuito de 40 kA. Por la reducción del espacio necesario para su construcción, la nueva subestación encapsulada podría ubicarse en terrenos independientes bastante próximos de aquellos sobre los que reposa la subestación actual, de manera que en dado caso solo se requeriría agregar tramos adicionales de línea de muy corta distancia.

Contando el tiempo de convocatorias y ejecución de las obras y desconexiones necesarias, la ejecución de la nueva subestación tomaría aproximadamente entre 22 y 32 meses.

**Ventajas:**

- La construcción de la nueva subestación se ejecuta de forma totalmente independiente, de manera que excepto las conexiones con la subestación existente, se evita indisponer equipos o conexiones del sistema por obras e incurrir en las complejidades, riesgos y sobre costos operativos que representa el cambio de equipos.
- A diferencia de la subestación actual que presenta limitaciones de espacio, con la nueva subestación, de acuerdo a su reubicación planificada, se deberán permitir mayores posibilidades para futuras expansiones y/o ampliaciones.
- La subestación se renueva integralmente y se actualiza la tecnología de los equipos y elementos.
- El espacio requerido para su construcción se reduce considerablemente.
- Además de preservar las anteriores ventajas, para la conexión de la nueva subestación no se requeriría agregar tramos de línea significativos, y en consecuencia, tampoco se requeriría de bahías adicionales.

**Desventajas:**

- El aislamiento en SF6 de la subestación es nocivo al medio ambiente. Sin embargo su riesgo e impacto ambiental se puede mitigar y controlar.
- Los costos de equipos para una subestación encapsulada son mayores a los de una subestación convencional.

**6.3.16.3 Conclusiones y aspectos regulatorios**

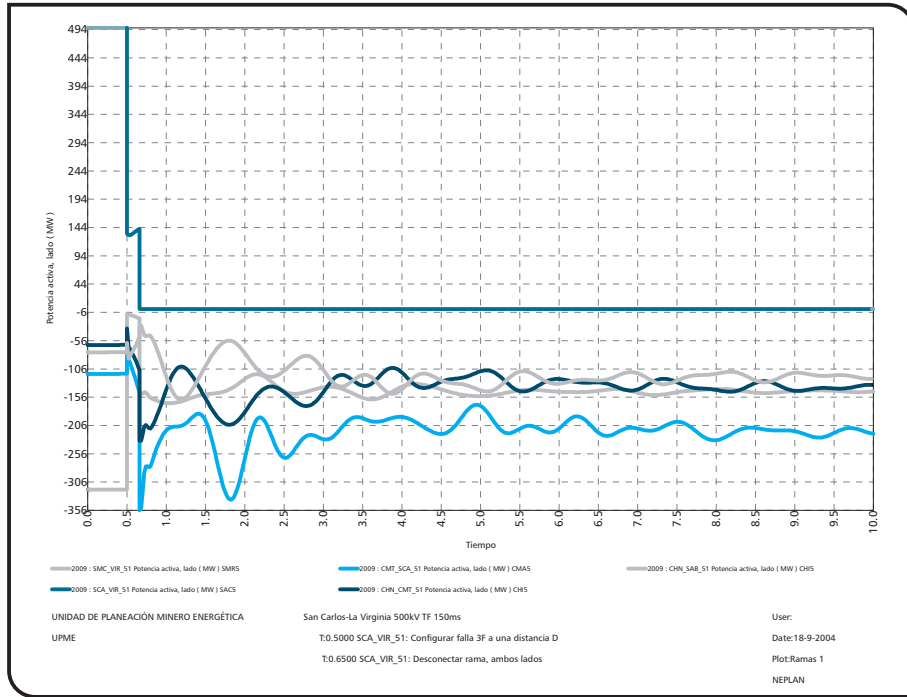
En cuanto a las alternativas del primer tipo, la utilidad de éstas para reducir el nivel de cortocircuito por debajo de la capacidad de los equipos se agota en el corto y mediano plazo y se va haciendo más restrictiva para el sistema, representando además costos de inversión u operación bastante elevados que las descartan como soluciones definitivas y viables. De igual manera, la posibilidad de no hacer nada, operando en condiciones de riesgo, se considera inadmisibles por las implicaciones operativas para el sistema y el impacto a la economía nacional en su conjunto. Tan solo la valoración de las implicaciones operativas de no hacer nada, en caso de falla en las subestaciones, para el caso de San Carlos, representa en el mediano y largo plazo un valor del orden de los 20MUSD, superior al costo de la subestación existente; y para el caso de Chivor, un valor alrededor de 77MUSD.

Las alternativas del segundo tipo presentan ventajas importantes, que junto con sus respectivas desventajas deberán ser analizadas y evaluadas en mayor detalle a fin de contar con toda la información y elementos necesarios para tomar una decisión respecto a la solución definitiva para cada subestación. La reposición (o ampliación) de equipos supone la definición o aclaración del tratamiento regulatorio para este tipo de proyectos, lo cual está siendo analizado por el regulador, y de igual manera respecto a los tiempos de ejecución de las obras y la responsabilidad por los costos ocasionados al sistema en caso de incumplimiento.

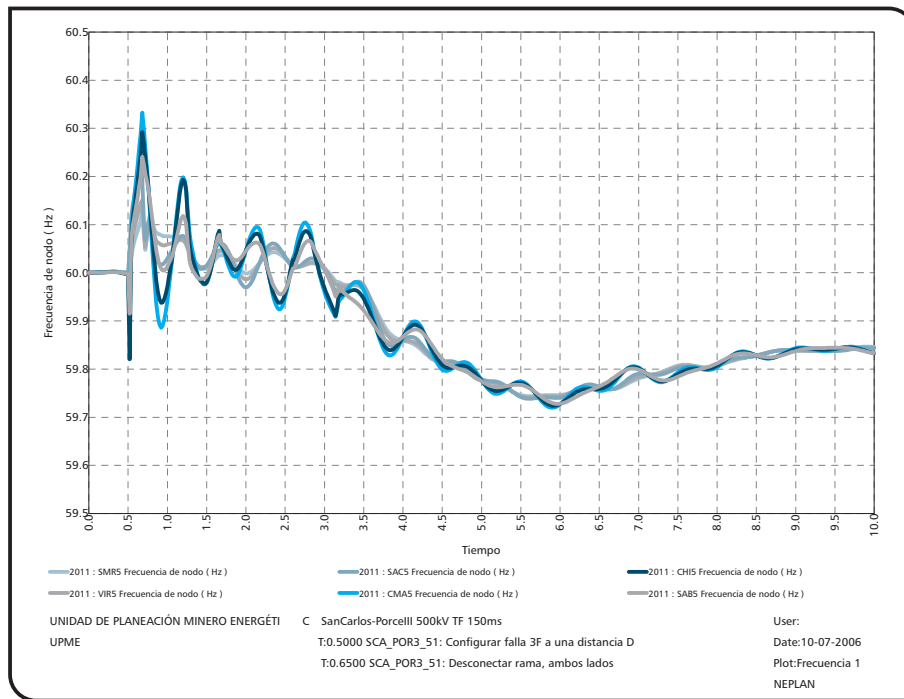
Adicionalmente, para el caso de las nuevas subestaciones, tendría que definirse y desarrollarse el concepto de "Elementos Activos" señalado en el parágrafo del Artículo 7 de las resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999 y 021 de 2001, para ejecutar el desmonte o retiro definitivo de los activos que conforman las subestaciones existentes.

**6.3.17 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SIN****6.3.17.1 Estabilidad transitoria**

Los análisis de estabilidad muestran que el sistema es estable ante las contingencias realizadas, presentando respuestas transitorias de tipo amortiguada, tal como se observa en las siguientes gráficas. Las contingencias corresponden a cortocircuitos trifásicos sobre las líneas de transmisión.

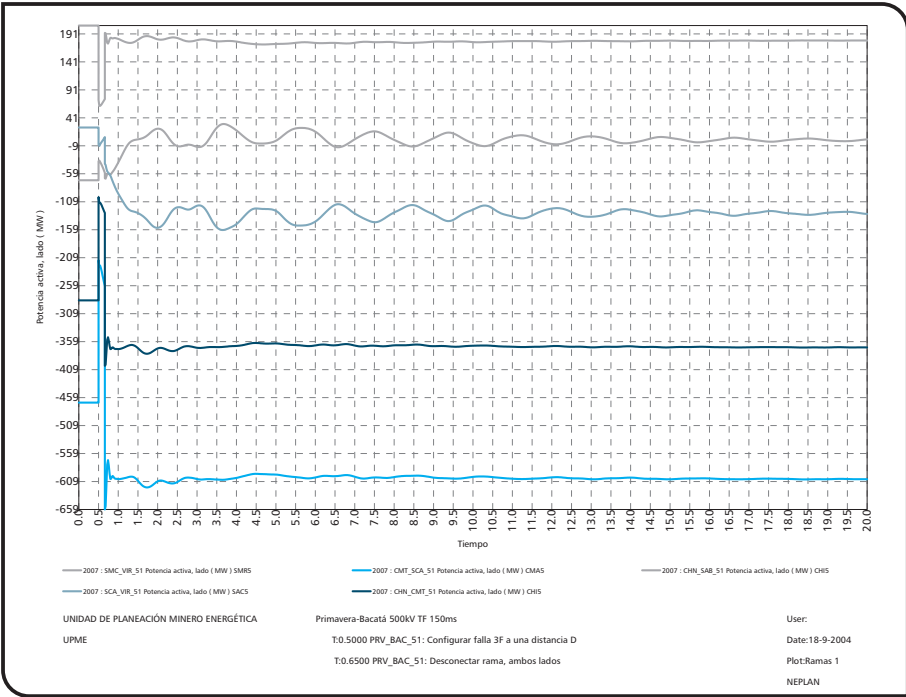


**Gráfica 6-15 Oscilaciones de potencia activa - contingencia San Carlos – Virginia 500 kV, demanda máxima 2009**

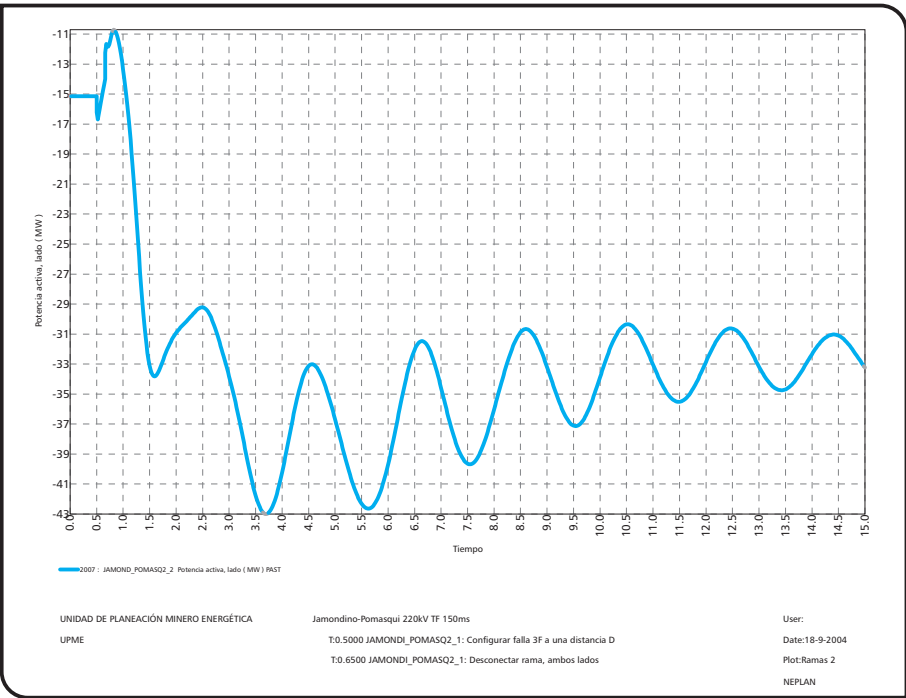


**Gráfica 6-16 Oscilaciones de frecuencia de nodo - contingencia San Carlos – Porce III 500 kV, demanda máxima 2011**

Se debe anotar que en condiciones de demanda mínima y flujo desde Colombia hacia Ecuador, el sistema permanece estable. Sin embargo, en demanda mínima, flujo desde Ecuador hacia Colombia y ante contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV o en uno de los enlaces con Ecuador 230 kV, se presentan problemas de estabilidad por lo que se requiere de una generación mínima en el área de Santa Rosa - Ecuador para eliminar tales problemas.



Gráfica 6-17 Oscilaciones de potencia activa - contingencia Primavera - Bacatá 500 kV, demanda mínima 2007, Colombia exportando



Gráfica 6-18 Oscilaciones de potencia activa - contingencia Jamondino - Pomasqui 1 230 kV, demanda mínima 2007, Colombia importando, caso estable

6.3.17.2 Estabilidad de Pequeña Señal

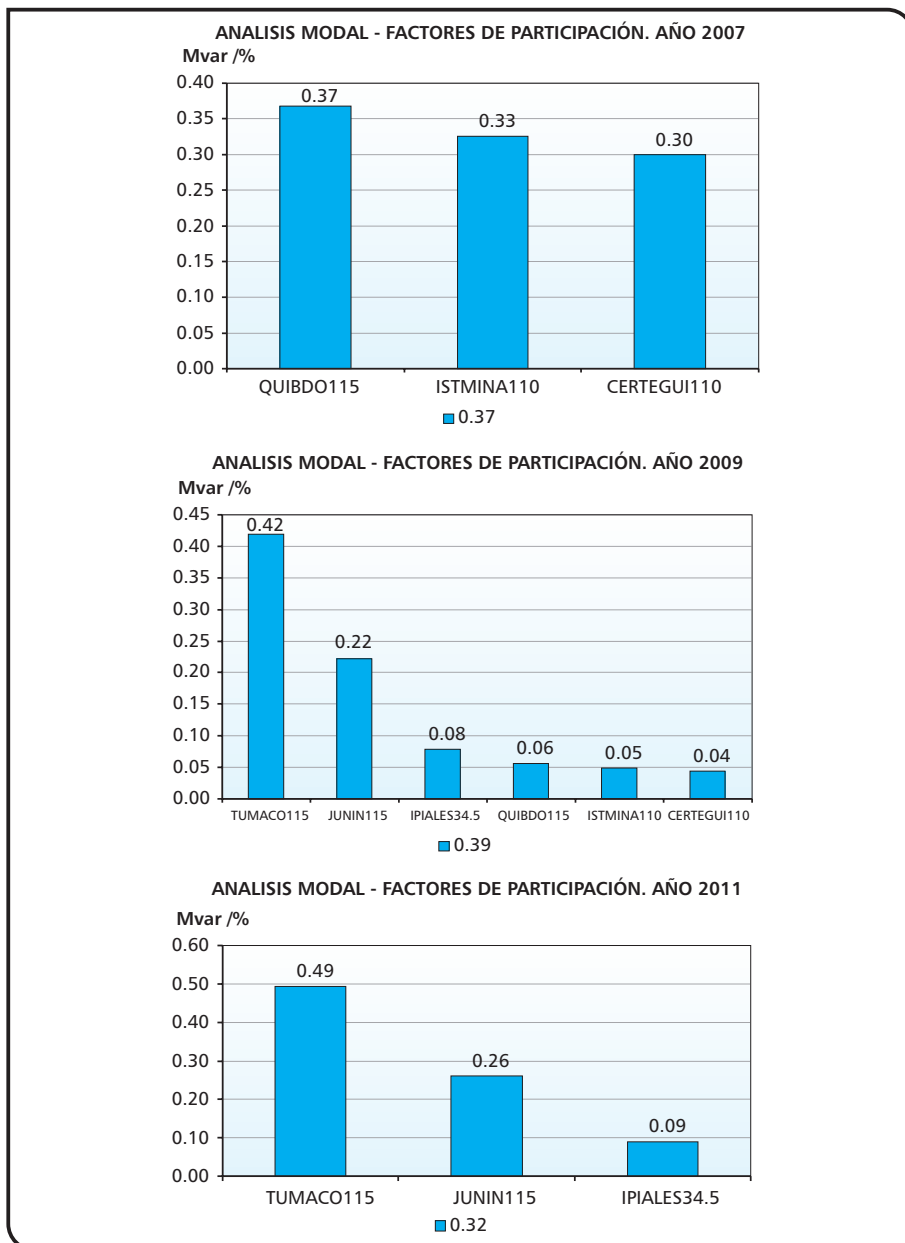
Para los años 2007 y 2009 se tienen que los modos de oscilación del sistema presentan factores de amortiguamiento superiores a 3 % (decaimiento por oscilación), los cuales se consideran suficientes.

Para el año 2011 se tiene el modo de oscilación Colombia-Ecuador con una frecuencia de oscilación de 0,4 Hz y un factor de amortiguación de 8,1 %, el cual puede considerarse igualmente suficiente.

También se tiene el modo de oscilación entre la Costa y Centro con una frecuencia de oscilación de 0,8 Hz y un factor de amortiguación de 2,5 %. Este modo aunque es amortiguado tiene un factor de amortiguación menor a 3%, el cual es considerado bajo.

6.3.17.3 Estabilidad de Voltaje

El análisis modal de estabilidad de voltaje, realizado para los años 2007, 2009 y 2011, muestran un sistema que se encuentra en un punto de operación estable en cuanto a estabilidad de voltaje, representado en valores propios positivos.

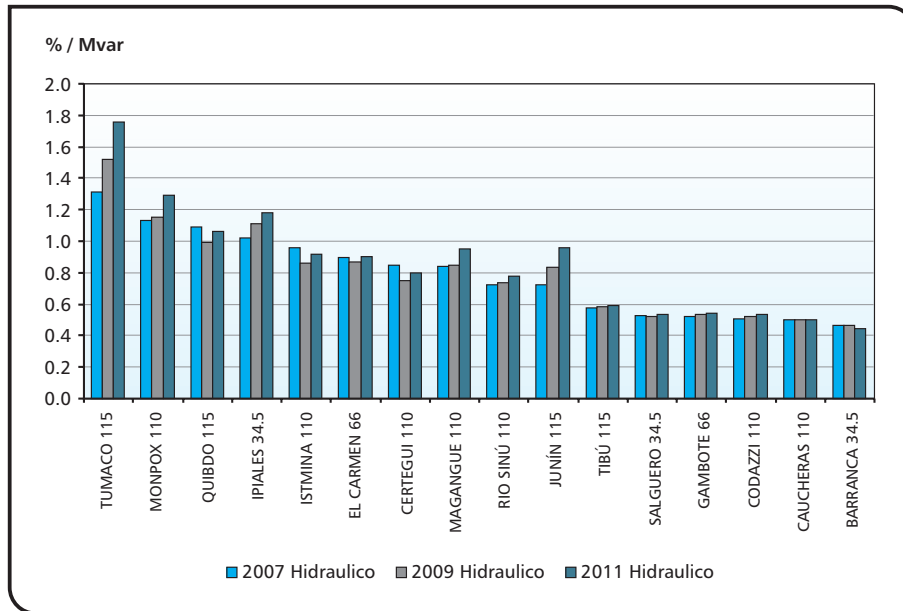


Gráfica 6-19 Factores de participación escenario hidráulico

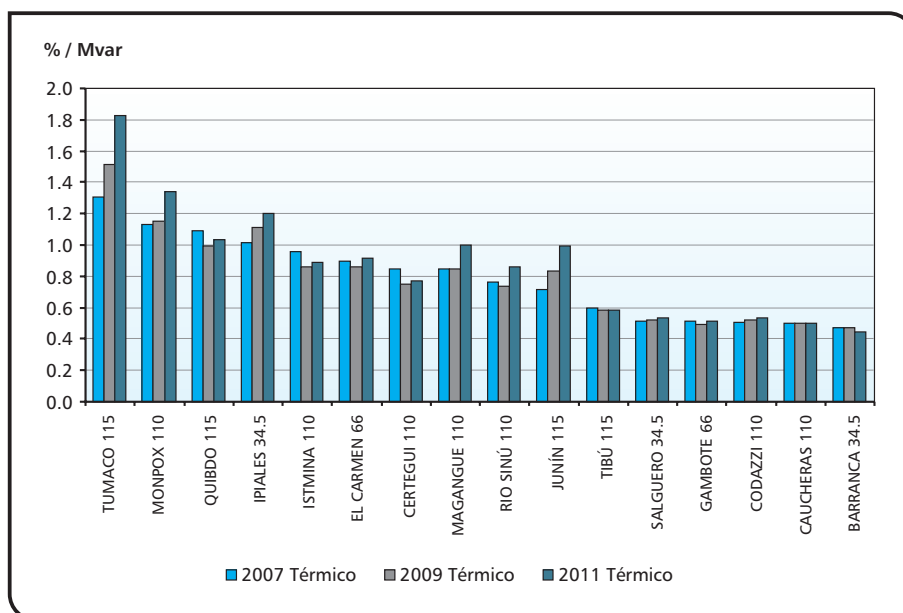


Los factores de participación muestran que las zonas más débiles del sistema corresponden a las subestaciones Tumaco, Junín e Ipiales en el área de Nariño. También las subestaciones Quibdo, Istmina y Certegui, alimentadas desde la subestación Virginia. Todas estas correspondientes a redes radiales.

Los análisis de sensibilidad de estabilidad de voltaje muestran que el sistema se encuentra operando en condiciones estables, representados como sensibilidades propias con valores positivos, para todas las subestaciones. De estos se tiene que las subestaciones más débiles corresponden nuevamente a las subestaciones Tumaco, Junín e Ipiales en Nariño, Monpox y Magangue en Bolívar y Quibdo, Istmina y Cértégui en el Chocó, entre otros.



Gráfica 6-20 Análisis de sensibilidad de voltaje 2007 - 2011 Hidráulico



Gráfica 6-21 Análisis de sensibilidad de voltaje 2007 - 2011 Térmico

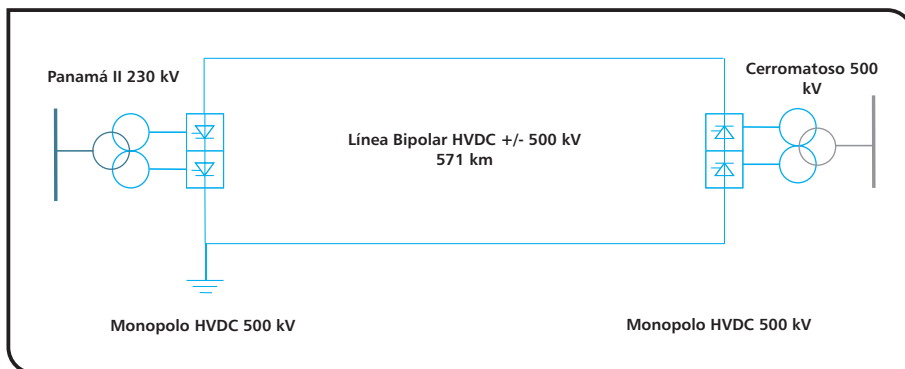
## 6.4 ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR - VENEZUELA CON EL SISTEMA PANAMA-SIEPAC

A continuación se presentan los análisis eléctricos efectuados en el marco de un estudio contratado por la UPME que finalizó recientemente. Aunque dicho estudio se enfoca especialmente a analizar y evaluar el empleo de nuevas tecnologías en la solución de problemas concretos en el STN en los años 2008, 2010 y 2012, se analizó también en detalle la interconexión del sistema colombiano con Panamá-SIEPAC; en consideración de las interconexiones con Ecuador y Venezuela, puesto que este es el escenario de mayor interés de análisis en el mediano plazo.

Los análisis consideraron variantes a algunas de las alternativas de interconexión en DC planteadas en el Plan 2005:

- Nivel de Voltaje de la Interconexión de 250 kV DC y 500 kV DC.
- Punto de conexión del convertor en la subestación Cerromatoso, desde el nivel de tensión de 500 kV AC, por medio de los transformadores de potencia dedicados al convertor DC.

En la Gráfica 6-22 se presenta el diagrama unifilar de la conexión, considerando 500 kV DC.



**Gráfica 6-22 Esquema de conexión Colombia - Panamá en DC**

Otras características de la interconexión DC son las siguientes:

- Estaciones conversoras AC/DC en las subestaciones Cerromatoso y Panamá II.
- Compensación capacitiva de 70 MVar en Cerromatoso y 70 Mvar en Panamall, con el fin de suministrar los reactivos requeridos por los convertidores.

Dando anticipación a las conclusiones del estudio, es importante señalar que aunque existen dos alternativas para la línea de transmisión DC ya descritas en Planes anteriores, las cuales cambian partes de la ruta, incluyendo en una de ellas un tramo submarino, desde el punto de vista de estado estable y estabilidad, ambas alternativas presentan el mismo comportamiento y desempeño.

### 6.4.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE

De los análisis realizados para el horizonte 2008 - 2012 se concluye que se logra una capacidad de transmisión de potencia de 450 MW. Estas transferencias es posible lograrlas tanto con un

enlace a 250 kV DC como con un enlace a 500 kV DC. Las diferencias presentadas entre dichos niveles de voltaje DC, son las pérdidas de potencia sobre la línea de transmisión DC y la caída de voltaje DC entre el equipo rectificador y el inversor. El comportamiento en estado estable es similar para los dos niveles de voltaje.

#### 6.4.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los análisis muestran que debido a la interconexión el sistema es estable en cuanto a estabilidad de voltaje tanto para el caso base como para las contingencias simuladas en los años de estudio (2008, 2010 y 2012). Como se ha señalado en análisis previos, la falla más representativa se da sobre la interconexión DC, es decir, falla y la salida de la línea S/E Conversora Colombia – S/E Conversora Panamá DC, para la cual se obtienen los valores propios más bajos.

#### 6.4.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Para los análisis de estabilidad transitoria se consideró una contingencia de falla trifásica franca al 50% de la línea, con la correspondiente desconexión de ésta en los dos extremos, 150 ms después de iniciado el evento. También se analizó falla sobre la interconexión DC, con la desconexión de la misma.

ELEMENTO	TIPO DE EVENTO	UBICACIÓN	ESTADO
Línea	Falla Trifásica al 50% de la línea, con 150 ms de desconexión	CerromatosoDC-Panama II DC	Estable
Línea		Cerromatoso-Primavera 500 kV	Estable
Línea		Primavera-Ocaña 500 kV	Estable

**Tabla 6-8 Fallas simuladas estabilidad transitoria con enlace DC de 250 kV**

Como se indicó anteriormente, es posible transferir la misma potencia de 450 MW con un enlace a 250 kV DC o con un enlace a 500 kV DC, por lo cual se realizaron análisis para los dos casos, conservando la conexión AC desde la subestación Cerromatoso 500 kV y aplicando contingencias consideradas como las más severas.

ELEMENTO	TIPO DE EVENTO	UBICACIÓN	ESTADO
Línea	Falla Trifásica al 50% de la línea, con 150 ms de desconexión	Cerromatoso-San Carlos 500 kV	Estable
Línea		Cerromatoso-Primavera 500 kV	Estable
Línea		Cerromatoso-Chinu 500 kV	Estable
Línea		Chinu-Sabanalarga 500 kV	Estable
Línea		Cerromatoso-Urra 500 kV	Estable
Línea		Cerromatoso DC-Panama II DC	Estable
Línea		Falla en Panama II 230kV	Estable

**Tabla 6-9 Fallas simuladas estabilidad transitoria con enlace DC de 500 kV**

Los análisis de estabilidad transitoria muestran un sistema estable frente a todas las contingencias aplicadas, con oscilación de potencia por la interconexión DC caracterizada por una fuerte amortiguación, lo cual se debe a que el sistema de convertidores es de alta controlabilidad. Se observa entonces, el aislamiento del comportamiento transitorio de los dos sistemas, el colombiano y el centroamericano.

#### 6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL

Para los análisis de estabilidad de pequeña señal se consideraron los casos de operación del sistema en el horizonte analizado.

AÑO	CASO	MODO	VALOR PROPIO	Z (%)	f (Hz)
2008	Colombia exportando a Venezuela	Colombia - Ecuador	0.246+j5.472	4,4	0,87
		Centro - Costa	-0.185+j5.745	3,2	0,91
		Colombia - Venezuela	-0.147+j5.060	2,9	0,81
	Colombia importando de Venezuela	Colombia - Ecuador	-0.246+j9.916	2,5	1,58
		Centro - Costa	-0.256+j5.823	4,4	0,93
		Colombia - Venezuela	-0.075+j5.073	1,5	0,81
2010	Colombia importando de Venezuela	Colombia - Ecuador	-0.270+j5.670	4,7	0,9
		Centro - Costa	-0.224+j5.223	4,3	0,83
		Colombia - Venezuela	-0.198+j1.803	10,9	0,29
2012	Colombia exportando a Venezuela	Colombia - Ecuador	-0.246+j5.578	4,3	0,89
		Centro - Costa	-0.200+j4.962	4	0,79
		Colombia - Venezuela	-0.020+j1.845	1,1	0,29

**Tabla 6-10 Resumen de modos de oscilación Costa-Centro (Colombia)**

Con el sistema de SIEPAC al tener un enlace de DC, no se presentan modos de oscilación por las características técnicas de la interconexión y al no encontrarse sincronizados. Asociados a la zona de la interconexión en el lado de Colombia, se resalta el modo de oscilación entre Costa y Centro con una frecuencia promedio de 0,87 Hz y con factores de amortiguación entre 3,2% y 4,4%, aceptables según estándares internacionales. De forma contraria, se observan modos de baja amortiguación entre los sistemas colombiano y venezolano.

#### 6.4.5 AVANCES RECIENTES DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ

A partir de acuerdos establecidos en reuniones binacionales, se le ha solicitado a los entes reguladores de los dos países (Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- en Colombia y Autoridad Nacional de los Servicios Públicos -ANSP- en Panamá) preparar en una primera etapa de corto plazo la realización de un estudio que permita la armonización regulatoria binacional para facilitar los intercambios de energía, y en una segunda etapa de mediano plazo, un estudio que considere la armonización de los mercados.<sup>8</sup>

En lo correspondiente a los aspectos ambientales del proyecto, en cuanto al tramo Colombiano, ISA inicio el proceso de licenciamiento del proyecto ante el MAVDT, estableciéndose la alternativa para la cual desarrollar el Estudio de Impacto Ambiental.

Sobre el tramo panameño, aunque el Diagnóstico de Ambiental de Alternativas no es exigido por la autoridad(es) ambiental panameña, la definición de un corredor de ruta si es requisito para la ejecución de los estudios de ingeniería básica y para la ejecución del Estudio de Impacto Ambiental. En ese sentido, Panamá ha expresado la necesidad de considerar la entrada de la línea a ese país empleando cable submarino, con el fin de minimizar impactos de tipo ambiental y social en los territorios fronterizos.

En las tablas siguientes se describen los datos más actualizados y costos preliminares estimados de la alternativa de interconexión que por los anteriores aspectos puede considerarse como la de mayor elegibilidad.

<sup>8</sup> ISA-ETSA (2006). INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA – PANAMÁ Estudios básicos para el desarrollo del proyecto. Informe de Avance.

	Colombia	Panamá	Total
Aéreo (km)	325	234	559
Submarino (km)	15	40	55
<b>Total (km)</b>	<b>340</b>	<b>274</b>	<b>614</b>

Fuente ISA - ETESA

**Tabla 6-11 Longitudes aproximadas alternativa de mayor elegibilidad**

Valores en M\$USD	Línea / Cable		Ambiental	Estaciones HVDC	Total
	Aérea	Submarina			
Colombia	\$ 38,0	\$ 11,4	\$ 5,0	\$ 41,8	\$ 96,2
Panamá	\$ 27,4	\$ 30,4	\$ 11,4	\$ 41,8	\$ 111,0
Total	\$ 65,4	\$ 41,8	\$ 16,4	\$ 83,6	\$ 207,2

Fuente ISA - ETESA

**Tabla 6-12 Costos preliminares estimados alternativa de mayor elegibilidad**

Finalmente, en cuanto a la valoración preliminar de los beneficios económicos de la interconexión, la UPME continúa avanzando en la línea de análisis de las evaluaciones realizadas al respecto en el Plan de 2004, hasta tanto se tenga una definición del esquema comercial aplicable.

## 6.5 EMPLEO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CONCRETOS EN EL STN

La UPME llevó a cabo en el año 2000 el estudio “Mejoramiento de la red de Transmisión Nacional con la utilización de Nuevas Tecnologías”, el cual tenía entre sus objetivos el análisis del estado del arte de las diferentes tecnologías de FACTS<sup>9</sup> existentes para mejorar o ampliar la capacidad de transmisión. Adicionalmente, dicho estudio incluyó un análisis preliminar de la aplicación de dispositivos FACTS serie y paralelo para análisis de estado estable.

Teniendo en cuenta que la revisión del Plan de Expansión se realiza cada año, que con el tiempo se van presentando restricciones físicas para encontrar nuevos corredores para la construcción de líneas de transmisión y que existen nuevos avances tecnológicos, la UPME contrató en el año 2005 la realización de estudios detallados del STN que incluyesen análisis de estabilidad para contemplar soluciones de expansión con tecnologías no tradicionales en Colombia, FACTS.

A continuación se presenta una breve síntesis de los principales hallazgos y recomendaciones de los análisis del estudio que fue adelantado por la Unión Temporal GERS-ISA-KEMA para tres de las más grandes zonas del país, los cuales, dado que el éste finalizó muy recientemente, están aún siendo evaluados por la UPME.

### 6.5.1 ZONA COSTA ATLÁNTICA

La zona de la Costa Atlántica tiende a disminuir las importaciones en el tiempo debido al aumento de la generación térmica requerida para el suministro de la demanda en todo el País.

Desde el punto de vista económico no es viable instalar equipos FACTS en esta área ya que no se utilizará toda la capacidad de importación del área en un futuro.

<sup>9</sup> Flexible AC Transmission Systems.

### 6.5.2 ZONA BOGOTÁ

La zona de Bogotá presenta un aumento de sus importaciones en el tiempo, con lo cual se obtienen altos beneficios al aumentar su capacidad de importación.

La instalación de un SVC no mejora sensiblemente la capacidad de importación del área.

### 6.5.3 ZONA SUR OCCIDENTE

La zona del Sur-Occidente utiliza con alta frecuencia la capacidad de importación, particularmente con la entrada en operación del refuerzo a la interconexión Colombia – Ecuador que aumentará a 500 MW la capacidad de exportación de Colombia.

La instalación de equipos FACTS en el Sur-occidente es altamente atractiva ya que adicional al aumento de la capacidad de exportación a Ecuador, no se tienen previstos proyectos de generación adicionales en el área.

### 6.5.4 RECOMENDACIONES ADICIONALES DEL ESTUDIO

Analizar con detalle la localización, tamaños y tipo de compensación paralelo que habría de instalarse en la zona del Sur-Occidente con el objeto de aumentar su capacidad de importación.

Instalar la compensación serie de la línea San Carlos – Esmeralda con el objeto de aumentar la capacidad de importación del área Sur – Occidente.

## 6.6 RESULTADOS DEL PLAN 2006

- Suspender la recomendación del proyecto subestación Sub220, dada en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2005 – 2019, aplazando su definición a próximas revisiones del Plan de Expansión.
- Iniciar, a partir del año 2007, el proceso de convocatoria para la construcción de las obras de expansión del STN necesarias para la conexión de proyecto de generación hidráulica Porce III, mediante la reconfiguración del circuito San Carlos - Cerromatoso 500 kV y construcción de la subestación Porce 500 kV, requeridas en operación en el año 2010.
- Adelantar las acciones necesarias para la interconexión Colombia – Panamá, dejando condicionada la apertura de la convocatoria a los acuerdos regulatorios que se logren entre los dos países.

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



# 7

## **Gestión Ambiental en la Expansión Eléctrica**







## 7 ASPECTOS AMBIENTALES

La toma de decisiones en la expansión del sector eléctrico, involucra un tópico muy importante como lo es el tema ambiental, que implica un gran número de actividades previas al diseño y ejecución de proyectos de infraestructura. En consecuencia se hace necesario en la elaboración de este Plan de Expansión, identificar la normatividad ambiental recientemente expedida, así como el grado de transferencias que deben realizar todas las plantas de generación existentes como futuras.

Por otra parte, en este capítulo se establece un estimativo del grado de emisiones de CO<sub>2</sub> que realizan los proyectos de generación existentes así como los considerados en los escenarios presentados.

### 7.1 NORMATIVIDAD AMBIENTAL

A continuación se presenta la normatividad ambiental recientemente expedida la cual debe considerarse en el desarrollo de proyectos de generación como de líneas de transmisión.

Con la expedición de la ley 99 de 1993 (ley ambiental) se estableció, entre otras, la reglamentación para la obtención de licencias ambientales relacionadas con el desarrollo de proyectos de generación así como de líneas de transmisión. En este sentido la ley 143 de julio de 1994 (ley eléctrica), incorporó que el desarrollo de proyectos eléctricos en el país deberán considerarse dentro de criterios ambientales.

En este orden de ideas, a través del Decreto 1220 de abril de 2005, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, reglamentó y estableció el concepto y alcance de una licencia ambiental, así como la expedición por parte del Ministerio y de las Corporaciones Autónomas Regionales para el desarrollo de proyectos de generación, como para el tendido de líneas de transmisión y distribución. Por otra parte, este mismo Decreto en su artículo 13, establece que todos los estudios ambientales como diagnóstico ambiental de alternativas y estudio de impacto ambiental se elaboraran con base en términos de referencia expedidos por el Ministerio de Ambiente.

Recientemente el Ministerio de Ambiente, expidió dos resoluciones, 1287 y 1288 de 2006. En la primera de ellas se acogen los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para la construcción y operación de centrales térmicas generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a 100 MW y se adoptan otras determinaciones. En la segunda de ellas (resolución 1288) se acogen los términos de referencia para la elaboración del

Estudio de Impacto Ambiental para el tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica que operen a tensiones iguales o superiores a 220 KV y se adoptan otras determinaciones.

## 7.2 TRANSFERENCIAS

A través del Decreto 1933 de agosto de 1994, se reglamentó el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, en el cual se establecen las transferencias que las empresas generadoras con capacidad instalada mayor de 10 MW, deben destinar al Sistema Nacional Ambiental –SINA-. Con el fin de dar un estimativo de las transferencias futuras por parte del sector eléctrico a las Corporaciones Autónomas Regionales y Municipios, en la Tabla 7-1 se presenta una valoración de los dineros a transferir por concepto de generación. Dichos estimativos fueron calculados a partir de los posibles despachos de generación obtenidos del modelo MPODE para cada uno de los escenarios planteados en el capítulo de generación, los cuales incluyen además las plantas que en la actualidad se encuentran en operación.

	EXPANSIONISTA			OPTIMISTA			CONTINUISTA			LIM CON INTERCONEX			LIM SIN INTERCONEX		
	HIDRO	TERMICO	TOTAL	HIDRO	TERMICO	TOTAL	HIDRO	TERMICO	TOTAL	HIDRO	TERMICO	TOTAL	HIDRO	TERMICO	TOTAL
2007	121477	17042	138519	121938.6	16698	138637	121679	16083	137761	119816	15968	135784	122389	9614	132003
2008	121892	20796	142689	119387	21640	141027	119094	19860	138955	121157	18691	139848	119617	15124	134740
2009	121434	18780	140214	118053.7	22120	140174	117414	20338	137752	121412	17802	139214	121636	17271	138907
2010	126139	20604	146744	124226.3	24818	149044	124952	22117	147069	127713	19897	147609	123290	18746	142036
2011	131315	25745	157060	128309.3	29257	157566	125623	24069	149691	128327	25758	154085	126351	20451	146801
2012	133409	26910	160320	136586.2	30071	166658	134489	24926	159415	133172	24457	157629	136151	19022	155173
2013	138136	29746	167882	133890.9	35446	169337	134776	27933	162709	137329	24864	162193	135373	20991	156364
2014	138040	35416	173455	138624.2	37448	176072	139219	29047	168267	137116	28999	166115	138490	21609	160099
2015	137208	41490	178698	135624.7	40264	175889	137050	30081	167131	138295	32062	170358	137651	24593	162244

Tabla 7-1 Estimativo de las transferencias en miles de millones de pesos

## 7.3 EMISIONES

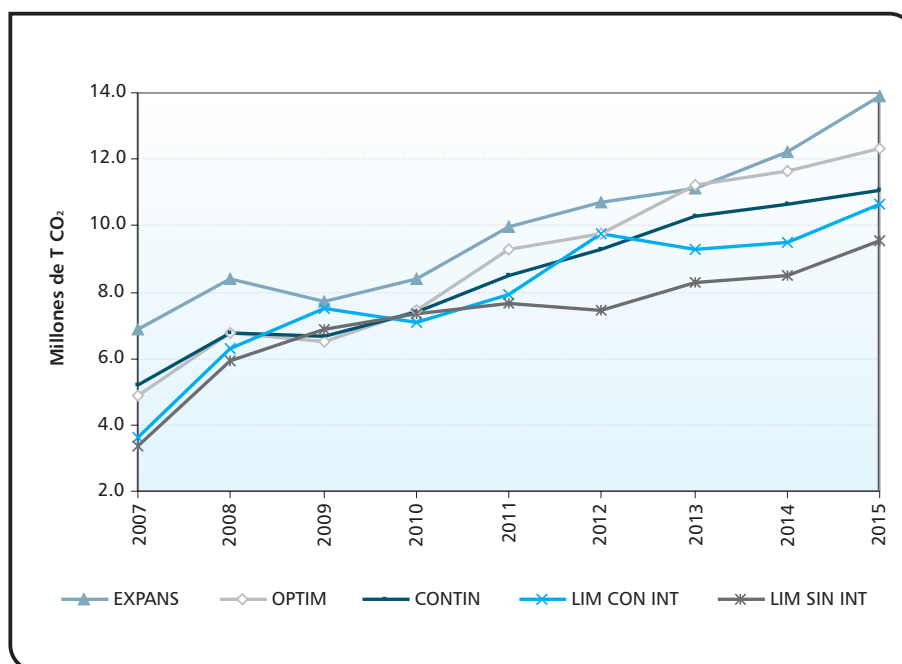
En países desarrollados, la mayor parte de emisiones de CO<sub>2</sub> provienen del sector energético y las estrategias de mitigación de este fenómeno se reducen a la sustitución de combustibles, mejora en la eficiencia de los equipos o aumento de los sumideros.

En algunos países en desarrollo, sobre todo en los que tienen bajos consumos de energía per cápita, la mayor cantidad de CO<sub>2</sub> proviene de la deforestación, en Colombia el 30% de las emisiones provienen del sector energético.

Con el fin de dar un estimativo futuro del nivel de emisiones realizadas por el sector eléctrico, en la Gráfica 7-1 se presentan las emisiones de CO<sub>2</sub> en millones de toneladas para cada uno de los escenarios de generación considerados en el actual Plan de Expansión. Es de destacar que los análisis se contemplan a partir del año 2007.

Como se desprende de la gráfica y de los resultados de los modelos de despachos de generación (MPODE) en el corto plazo el nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> del país podría presentar un crecimiento debido a un aumento en la participación de la generación térmica, en especial de algunas plantas que presentan sustitución de gas natural por carbón mineral, esta tendencia prevalece hasta el año 2010 y comienzos del 2011 en donde con la entrada del proyecto de Porce III se

estabilizan. El crecimiento en todo el periodo de análisis se situaría en un valor entre 6 a 7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.



**Gráfica 7-1 Emisiones de CO<sub>2</sub> en los escenarios de expansión de Colombia**

El análisis para el largo plazo muestra que para la gran mayoría de los escenarios, las emisiones podrían situarse en promedio en 10 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Alcanzándose en aquellos escenarios que presentan crecimientos de demanda de energía alta como el planteado en el expansionista (Visión Colombia 2019) y optimista con interconexiones internacionales, emisiones superiores a 12 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Es de destacar que en sí, el incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en todos los escenarios del Plan de Expansión resulta como consecuencia del aumento de la participación de la generación térmica del país, en especial de concretarse la instalación de nuevos proyectos que operen con base a carbón mineral.





# 8

## Anexos







**TABLA 8-3. PRECIO PARA PLANTAS TÉRMICAS INTERIOR 2 T. SIERRA, T. DORADA Y T. VALLE  
ESCENARIO DE REFERENCIA (US\$ 2005/MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	T. Sierra															T. Dorada					T. Valle				
		TRANSPORTE		TARIFA DE TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ Constantes [US\$/MBTU] AÑO 2005)	COMER.	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ Constantes [US\$/MBTU] AÑO 2005)	COMER.	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ Constantes [US\$/MBTU] AÑO 2005)	COMER.	PRECIO GAS NATURAL							
		CF	CV				CF	CV						CF	CV											
2007	1	0.876	0.566	1.441	2.595	0.000	4.04	1.050	0.632	1.682	2.595	0.000	4.277	1.727	0.750	2.477	2.595	0.000	5.072							
2007	2	0.876	0.566	1.441	2.448	0.000	3.89	1.050	0.632	1.682	2.448	0.000	4.130	1.727	0.750	2.477	2.448	0.000	4.925							
2008	1	0.876	0.566	1.441	2.405	0.000	3.85	1.050	0.632	1.682	2.405	0.000	4.119	1.727	0.750	2.477	2.405	0.000	4.882							
2008	2	0.876	0.566	1.441	2.381	0.000	3.82	1.050	0.632	1.682	2.381	0.000	4.246	1.727	0.750	2.477	2.381	0.000	4.857							
2009	1	0.876	0.566	1.441	2.332	0.000	3.77	1.050	0.632	1.682	2.332	0.000	4.204	1.727	0.750	2.477	2.332	0.000	4.808							
2009	2	0.876	0.566	1.441	2.272	0.000	3.71	1.050	0.632	1.682	2.272	0.000	4.191	1.727	0.750	2.477	2.272	0.000	4.749							
2010	1	0.876	0.566	1.441	2.211	0.000	3.65	1.050	0.632	1.682	2.211	0.000	4.166	1.727	0.750	2.477	2.211	0.000	4.688							
2010	2	0.876	0.566	1.441	2.091	0.000	3.53	1.050	0.632	1.682	2.091	0.000	4.231	1.727	0.750	2.477	2.091	0.000	4.568							
2011	1	0.876	0.566	1.441	2.073	0.000	3.51	1.050	0.632	1.682	2.073	0.000	4.221	1.727	0.750	2.477	2.073	0.000	4.549							
2011	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	1.050	0.632	1.682	2.136	0.000	4.360	1.727	0.750	2.477	2.136	0.000	4.613							
2012	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.727	0.750	2.477	2.109	0.000	4.585							
2012	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.727	0.750	2.477	2.133	0.000	4.609							
2013	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.727	0.750	2.477	2.096	0.000	4.573							
2013	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2014	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2014	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2015	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2015	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2016	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2016	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2017	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2017	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2018	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2018	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2019	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2019	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2020	1	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							
2020	2	0.610	0.820	1.431	1.450	0.000	2.88	0.785	0.898	1.683	1.450	0.000	3.133	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876							

**TABLA 8-4. PRECIO PARA PLANTAS TÉRMICAS DEL INTERIOR 3 - T. EMCALI  
ESCENARIO ALTO (US\$ 2005/MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	T. Emcali					
		CUSIANA - CALI		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ Constantes [US\$/MBTU] AÑO 2005)	COMER.	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				
2007	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2007	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2008	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2008	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2009	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2009	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2010	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2010	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2011	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2011	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2012	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2012	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2013	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2013	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2014	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2014	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2015	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2015	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2016	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2016	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2017	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2017	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2018	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2018	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2019	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2019	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2020	1	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876
2020	2	1.462	0.964	2.426	1.450	0.000	3.876







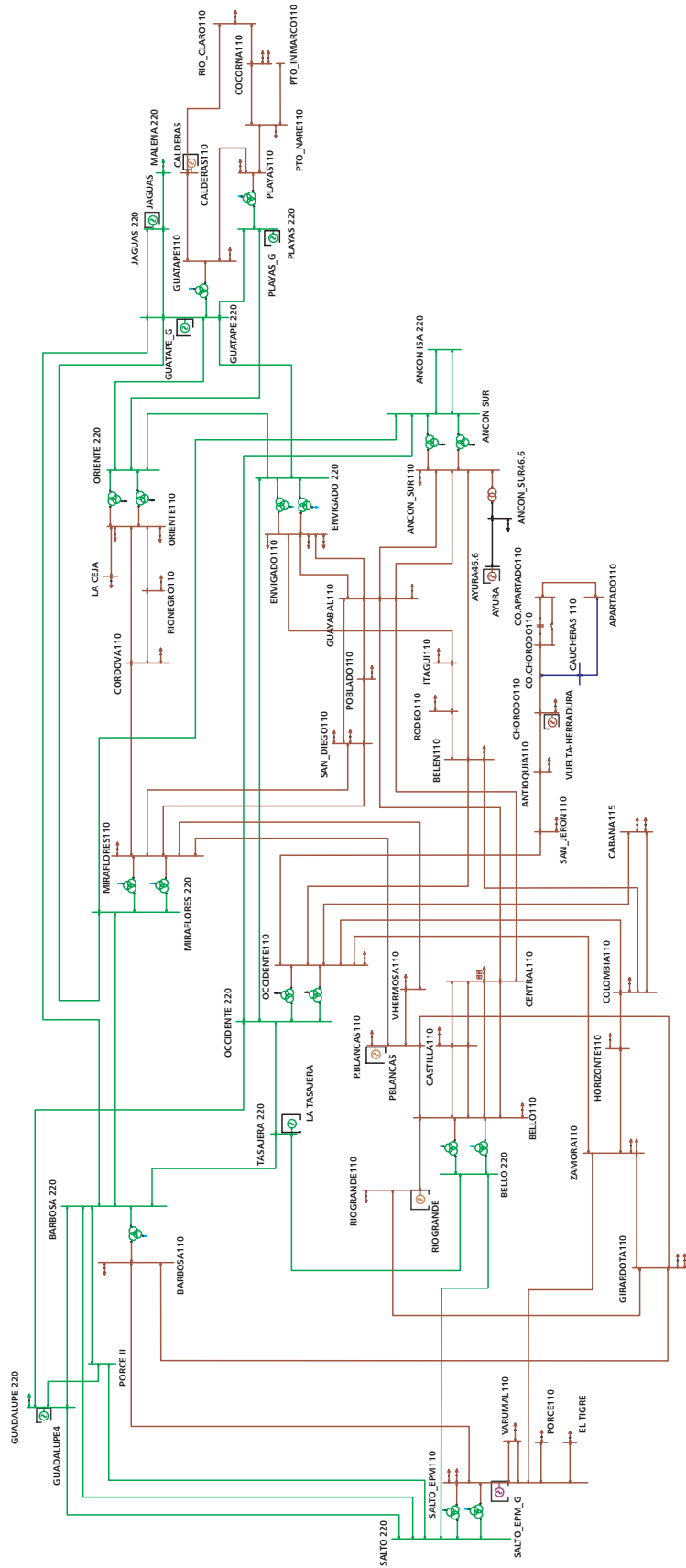




## 8.2 PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS OR'S

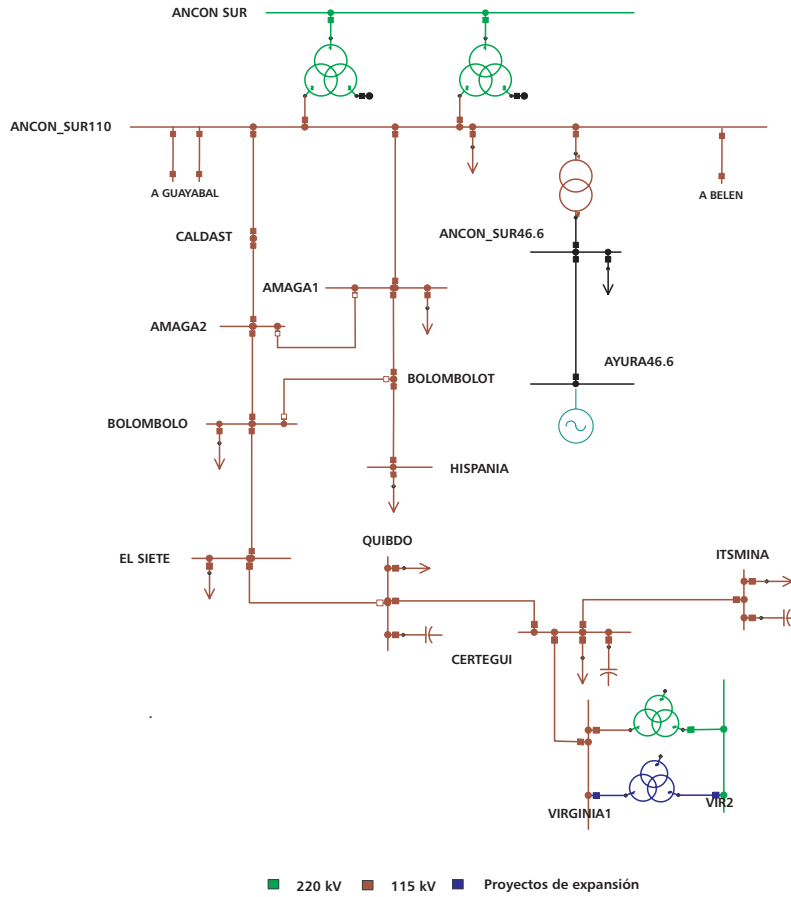
AÑO	NOMBRE	NIVELES DE TENSION	ELEMENTO	DESCRIPCION DE LA EXPANSIÓN	CAPACIDAD
<b>CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER - CENS</b>					
2006	INSULA	115	SUBESTACIÓN	CONECTADA A LAS SUBESTACIONES SAN MATEO, CUCUTA Y ZULIA	
<b>CODENSA</b>					
2006	BACATÁ	500/115	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	450 MVA
2006	BACATÁ	115	SUBESTACIÓN		
2006	NOROESTE - TECHO	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO BALSILLAS - TECHO	800 A
2006	BACATÁ - SALITRE	115	LINEA	RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITO DEBIDA A LA ENTRADA DE LA SUBESTACIÓN BACATA	800 A
2006	BACATÁ - EL SOL	115	LINEA	RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITO DEBIDA A LA ENTRADA DE LA SUBESTACIÓN BACATA	800 A
2006	BACATÁ - TIBABUYES	115	LINEA	RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITO DEBIDA A LA ENTRADA DE LA SUBESTACIÓN BACATA	800 A
2006	BACATÁ - SUBA	115	LINEA	RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITO DEBIDA A LA ENTRADA DE LA SUBESTACIÓN BACATA	800 A
2006	BACATÁ - CHIA	115	LINEA	RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITO DEBIDA A LA ENTRADA DE LA SUBESTACIÓN BACATA	800 A
2006	EL SOL	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	87,5 MVA <sub>r</sub>
2006	COMSISA	115	SUBESTACIÓN	ATIENDE DEMANDA NUEVA	
2006	COMSISA - CHIA	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2006	COMSISA - TERMOZIPA	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2007	CALLE PRIMERA	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	
2007	CONCORDIA - CALLE PRIMERA	115	LINEA	CAMBIO DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2007	VERAGUAS - CALLE PRIMERA	115	LINEA	CIRCUITO NUEVO	800 A
2008	TERMINAL	115	SUBESTACIÓN		
2008	SALITRE - TERMINAL	115	LINEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBON	800 A
2008	TERMINAL - FONTIBON	115	LINEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBON	800 A
2009	NOROESTE 3	230/115	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	168 MVA
<b>ELECTRICARIBE</b>					
2006	NUEVA BARRANQUILLA	230/110/13,8	TRANSFORMADOR	DOS TRANSFORMADORES, TRIDEVANADOS DE 100 MVA CADA UNO	200 MVA
2006	NVA BQUILLA - SILENCIO	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO SILENCIO - VTE DE JULIO	800 A
2006	NVA BQUILLA - VTE DE JULIO	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO SILENCIO - VTE DE JULIO	800 A
<b>ELECTROCOSTA</b>					
2006	MOMPOX	110	COMPENSACIÓN		15 MVA <sub>r</sub>
2007	ZARAGOCILLA	110	SUBESTACIÓN	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 66 kV A 110 kV	
2007	CANDELARIA - ZARAGOCILLA	110	LINEA	CIRCUITO NUEVO	712 A
2007	EL CARMEN	110	COMPENSACIÓN		15 MVA <sub>r</sub>
2008	CANDELARIA	230/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA
<b>EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP</b>					
2006	PAVAS	115	SUBESTACIÓN		
2006	PAVAS - DOSQUEBRADAS	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO DOSQUEBRADAS - PAPELES	527 A
2006	PAPELES - PAVAS	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO DOSQUEBRADAS - PAPELES	527 A
2009	VIRGINIA - PAVAS	115	LINEA	DOBLE CIRCUITO NUEVO	687 A

AÑO	NOMBRE	NIVELES DE TENSION	ELEMENTO	DESCRIPCION DE LA EXPANSIÓN	CAPACIDAD
<b>EMCALI</b>					
2007	ARROYOHONDO	115	SUBESTACIÓN	CONECTADA A LAS SUBESTACIONES TERMOYUMBO Y GUACHAL	
2008	ALFEREZ	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, CONECTADA ENTRE LAS S/E JUANCHITO Y PAEZ	
2008	ALFEREZ	230/34,5/13,2	TRANSFORMADOR	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	90 MVA
2008	ACUEDUCTO	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	
2008	ACUEDUCTO	230/115	TRANSFORMADOR	CONEXIÓN AL STN POR INTERMEDIO DE LA S/E PROPUESTA ACUEDUCTO	90 MVA
<b>ELCTRIFICADORA DEL META - EMSA</b>					
2007	REFORMA	230/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA
<b>EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA</b>					
2006	SAN MARCOS	230/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	168 MVA
2008	SUB 220	230	SUBESTACIÓN		
2008	SUB 220	230/115	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	168 MVA
2008	SUB 220-115	115	SUBESTACIÓN		
2008	PANCE - SUB 220	230	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO PANCE - YUMBO	1000 A
2008	SUB 220 - YUMBO	230	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO PANCE - YUMBO	1000 A
2008	BAJO ANCHICAYA - SUB 220-115 I Y II	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE I Y II	
2008	CHIPICHAPE - SUB 220-115 I Y II	115	LINEA	RECONFIGURA CIRCUITO BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE I Y II	
2008	PAILON	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, CONECTADA A LA SUBESTACIÓN ALTO ANCHICAYA	
2008	PAILON	230/115	TRANSFORMADOR	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	90 MVA
2008	ALTO ANCHICAYA - PAILON	230	LINEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	
2009	JAMUNDI	115	SUBESTACIÓN		
2009	JAMUNDI - SANTANDER	115	LINEA	CIRCUITO NUEVO	330 A
2009	PANCE - JAMUNDI	115	LINEA	CIRCUITO NUEVO	330 A
2010	BITACO	115	SUBESTACIÓN		
2010	BAJO ANCHICAYA - BITACO	115	LINEA	RECONFIGURA BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE II	470 A
2010	BITACO - SUB 220-115	115	LINEA	RECONFIGURA BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE II	470 A
2010	CHIPICHAPE - SUB 220-115	115	LINEA	RECONFIGURA BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE II	470 A
2010	SEVILLA	115	SUBESTACIÓN		
2010	ZARZAL - SEVILLA	115	LINEA	CIRCUITO NUEVO	
2012	TULUA	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, CONECTADA A LA SUBESTACIONES CARTAGO Y SAN MARCOS	
2012	CARTAGO - TULUA	230	LINEA	PROPUESTA EXPANSIÓN A NIVEL STN	984 A
2012	TULUA - SAN MARCOS	230	LINEA	PROPUESTA EXPANSIÓN A NIVEL STN	984 A
<b>ELECTROHUILA</b>					
2007	ALTAMIRA	230/115	TRANSFORMADOR		150 MVA
<b>EMPRESA DE ENERGÍA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA</b>					
2006	TUNJA - CHIQUINQUIRÁ	115	LINEA	CIRCUITO NUEVO	443 A
2007	PAIPA	230/115	TRANSFORMADOR	CAMBIO DE TRANSFORMADOR ACTUAL DE 90 MVA	180 MVA
2006	PUERTO BOYACÁ	115	SUBESTACIÓN	CAMBIAR ACTUAL CONFIGURACIÓN EN T POR CONFIGURACION NORMALIZADA	
<b>ENERTOLIMA</b>					
2006	MIROLINDO	230/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA

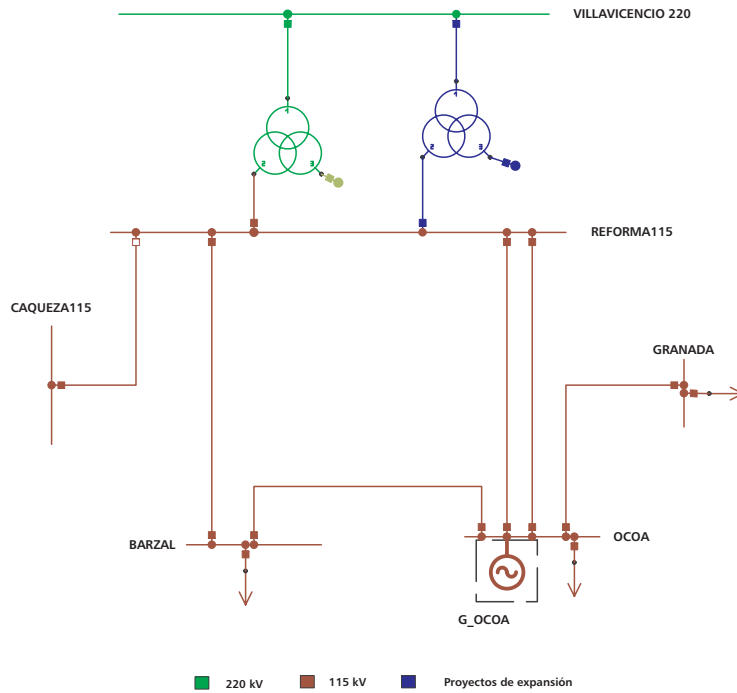


■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

## Área Antioquia

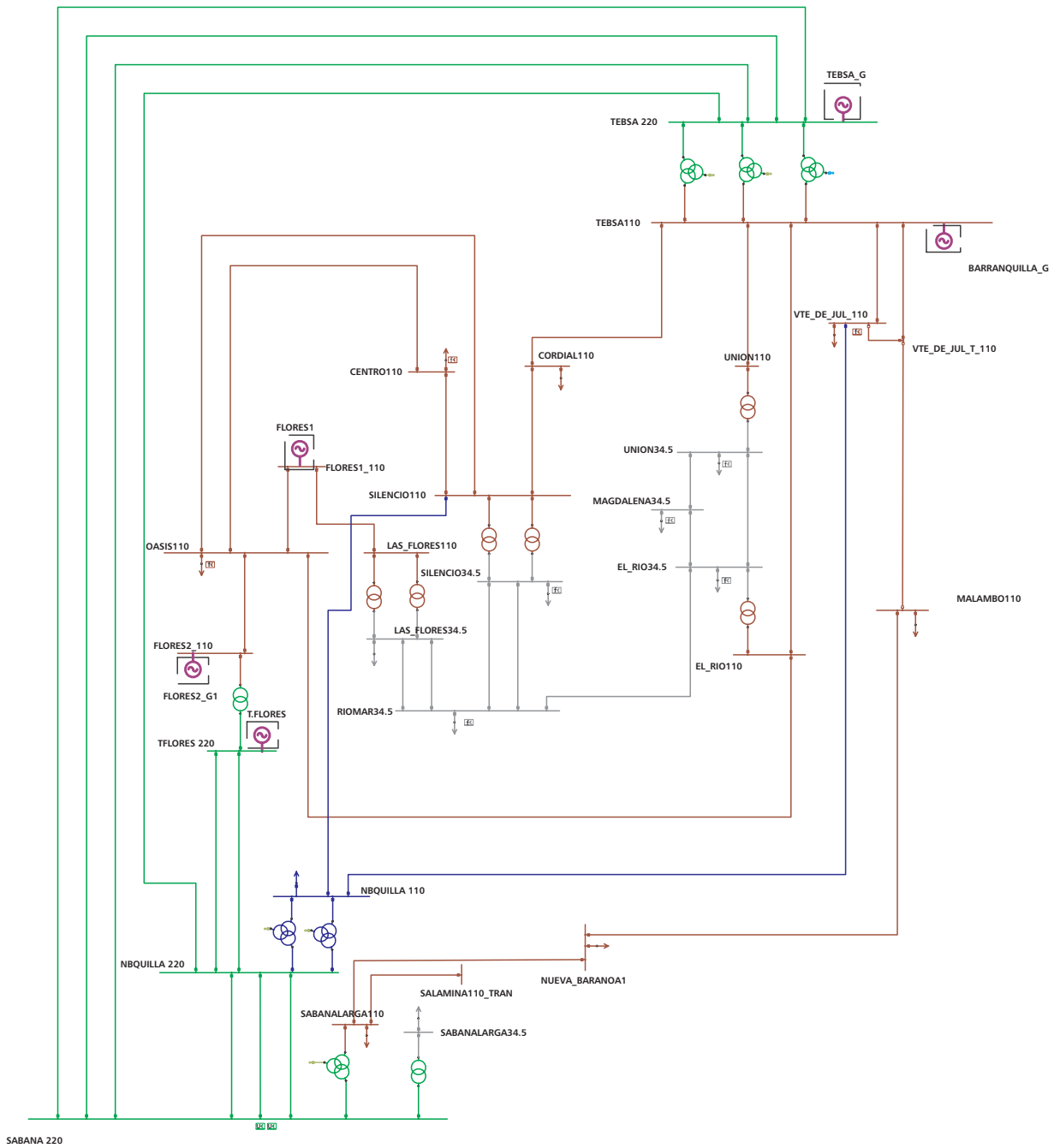


### Área Chocó



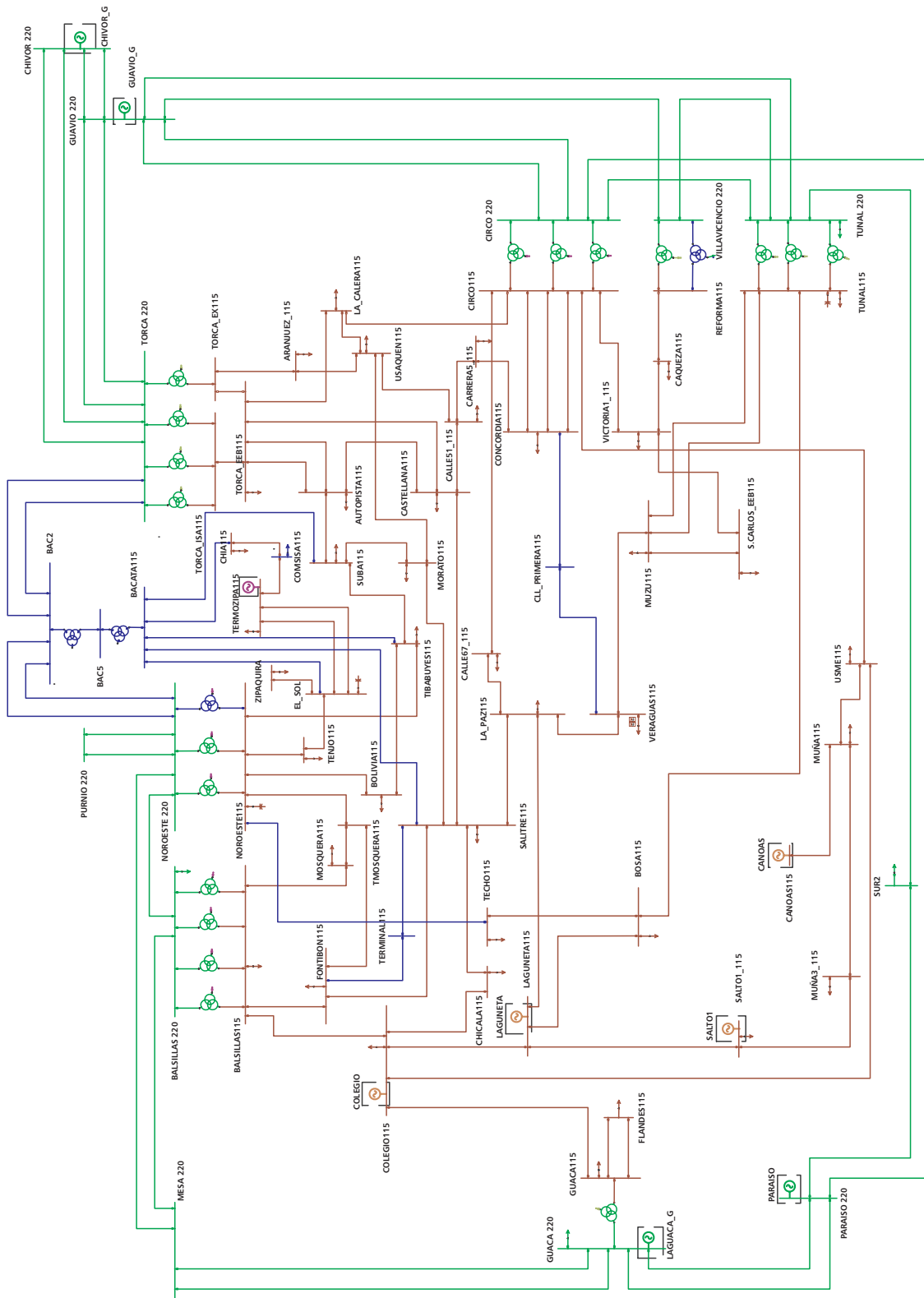
### Área Meta



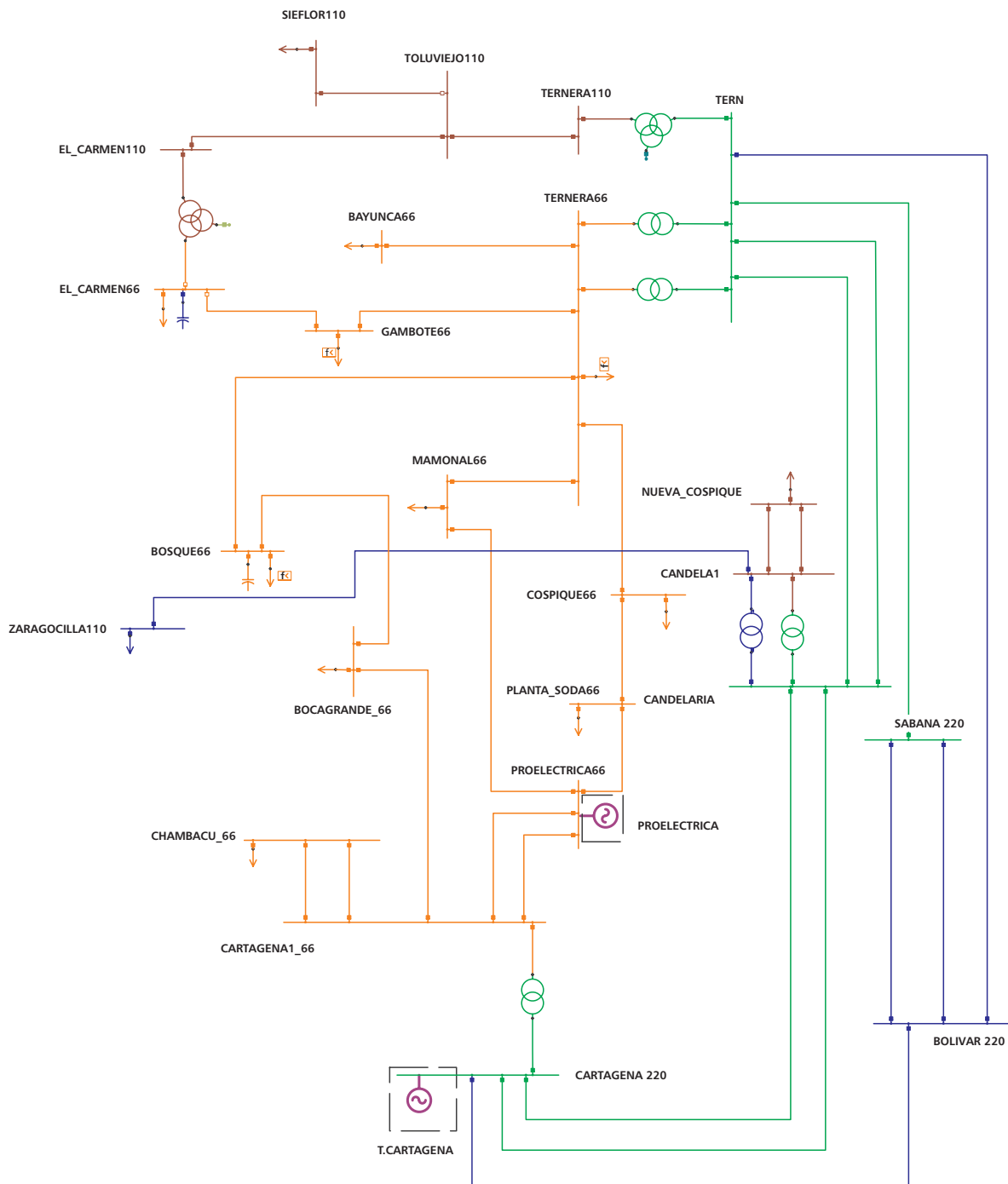


■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión

### Área Atlántico

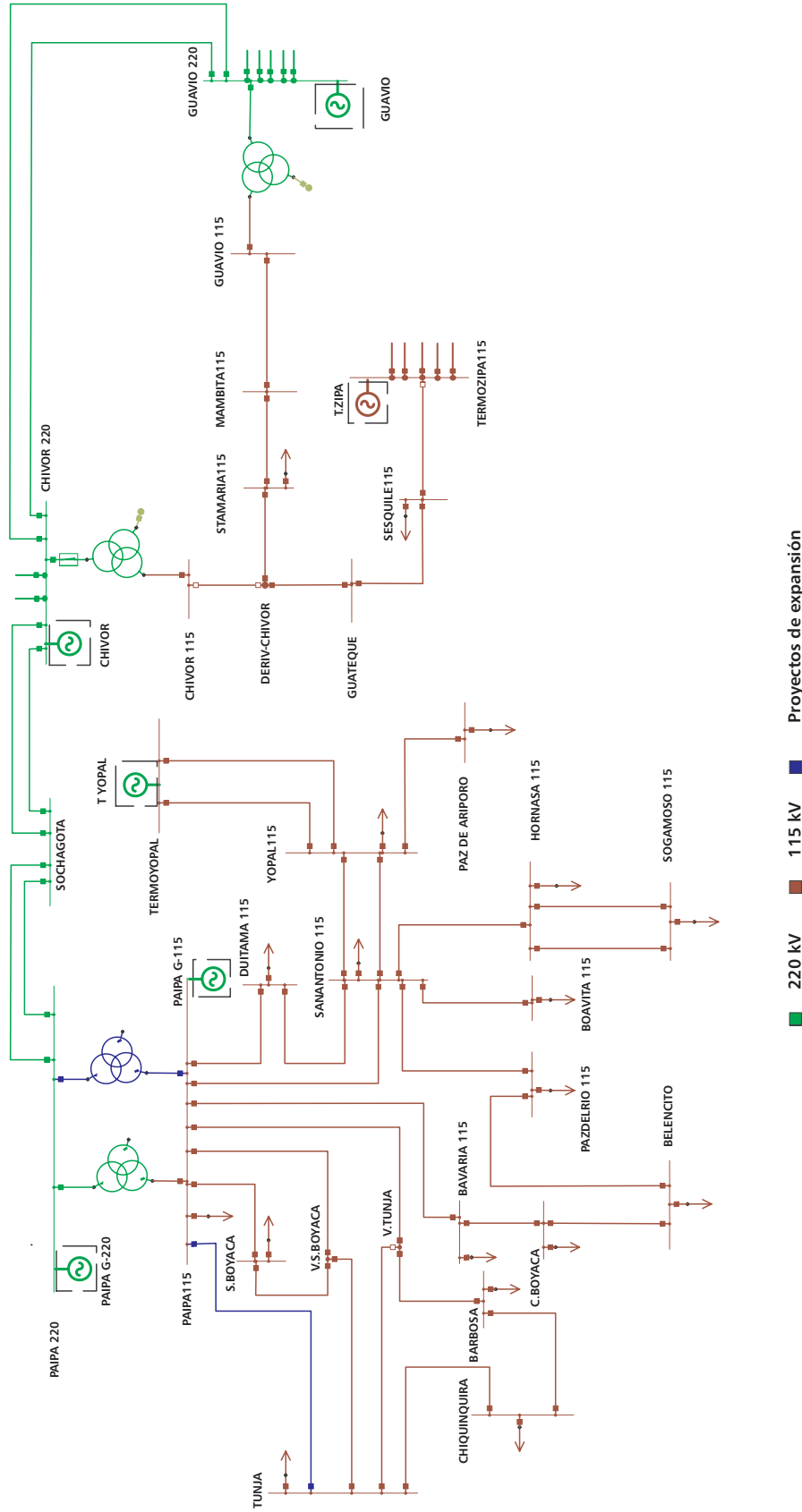


Área Bogotá



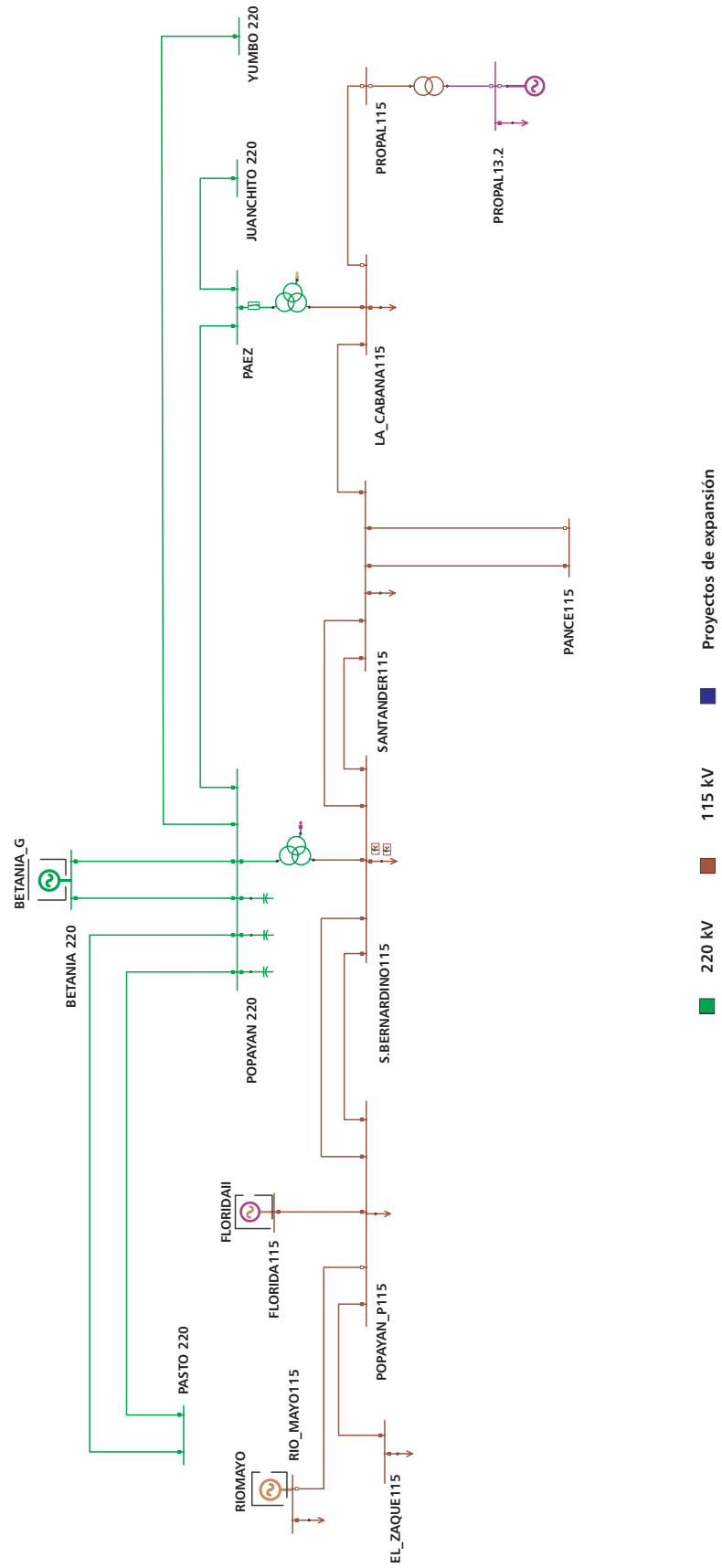
■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Proyectos de expansión

### Área Bolívar

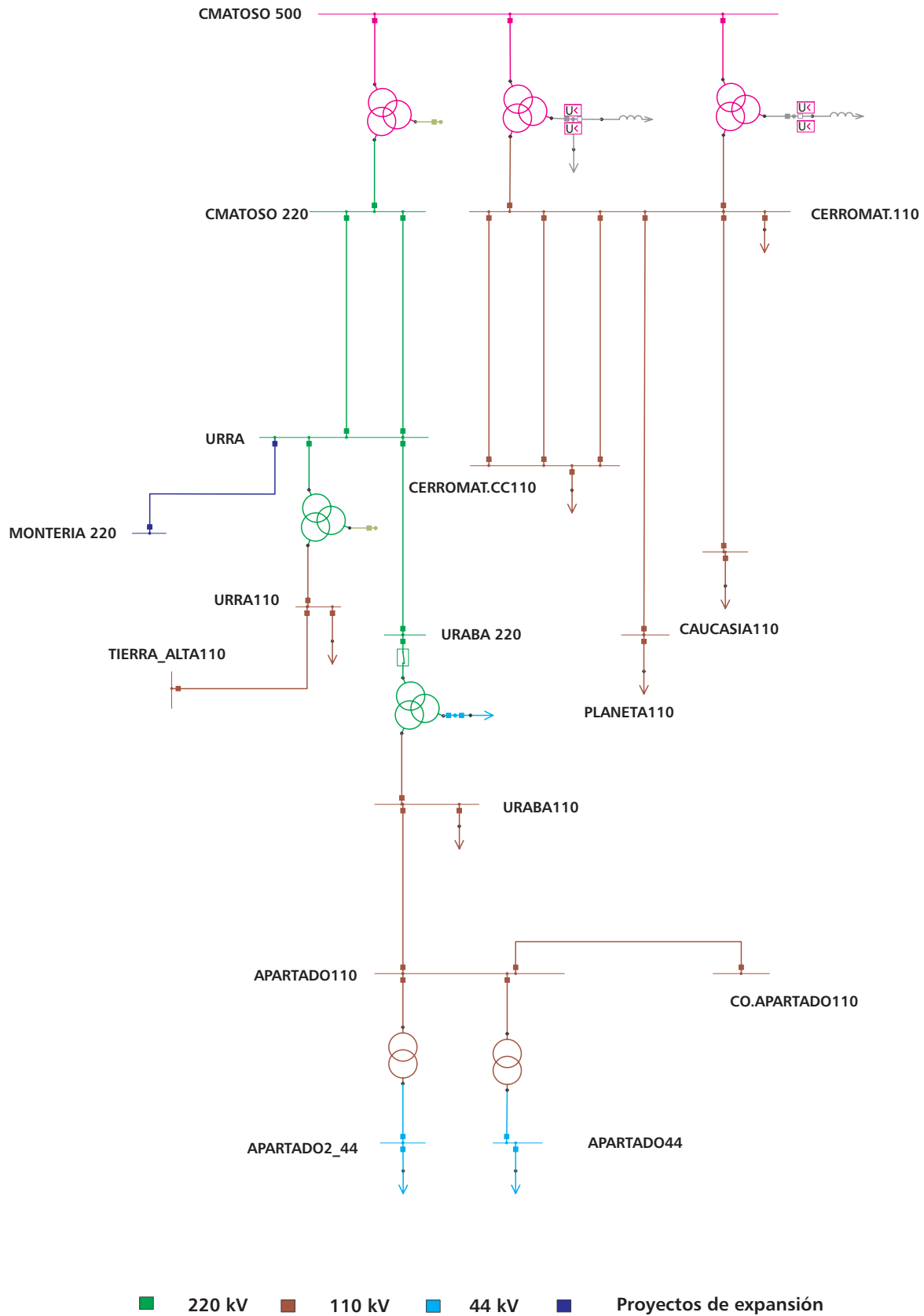


Área Boyacá

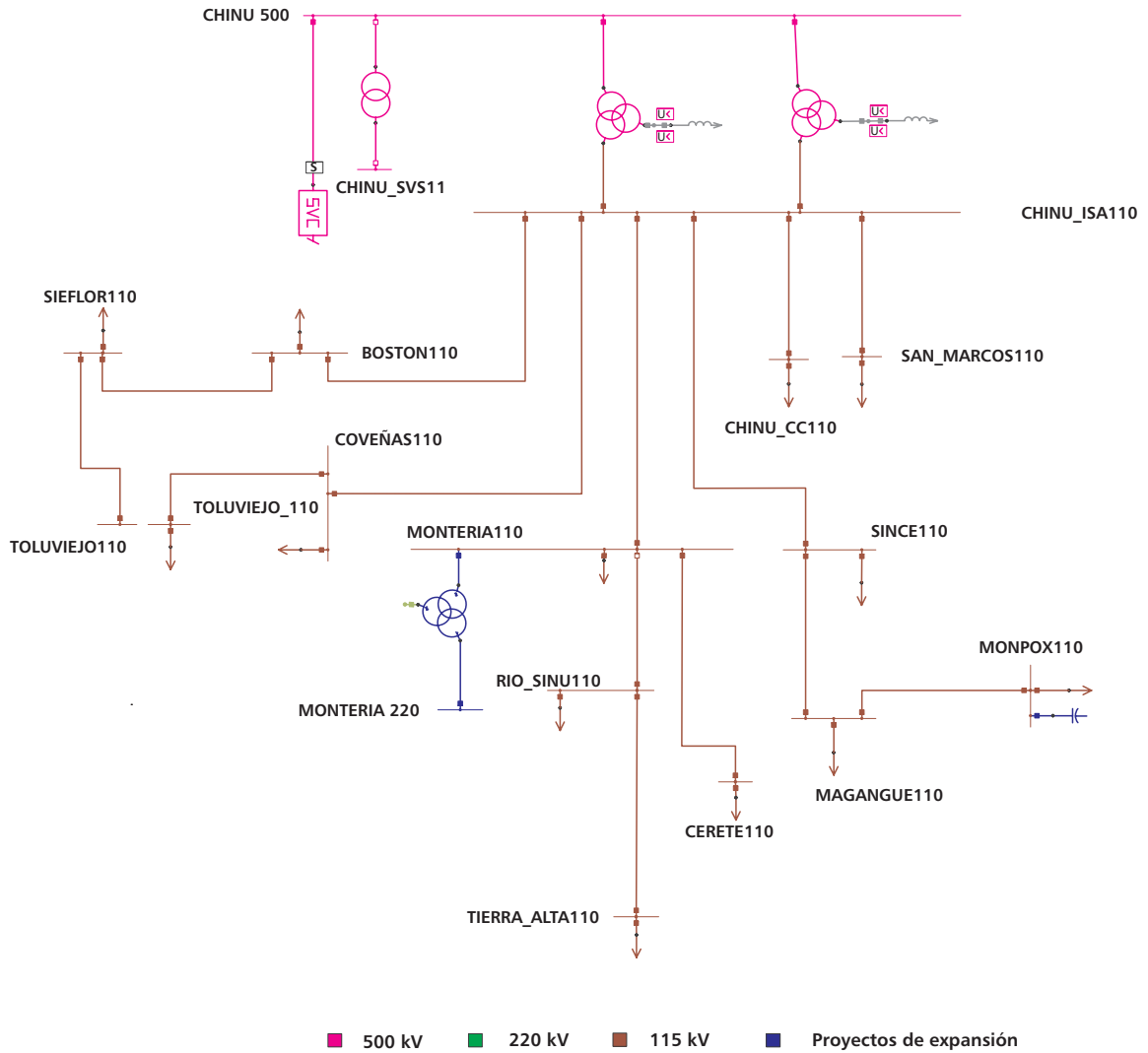
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



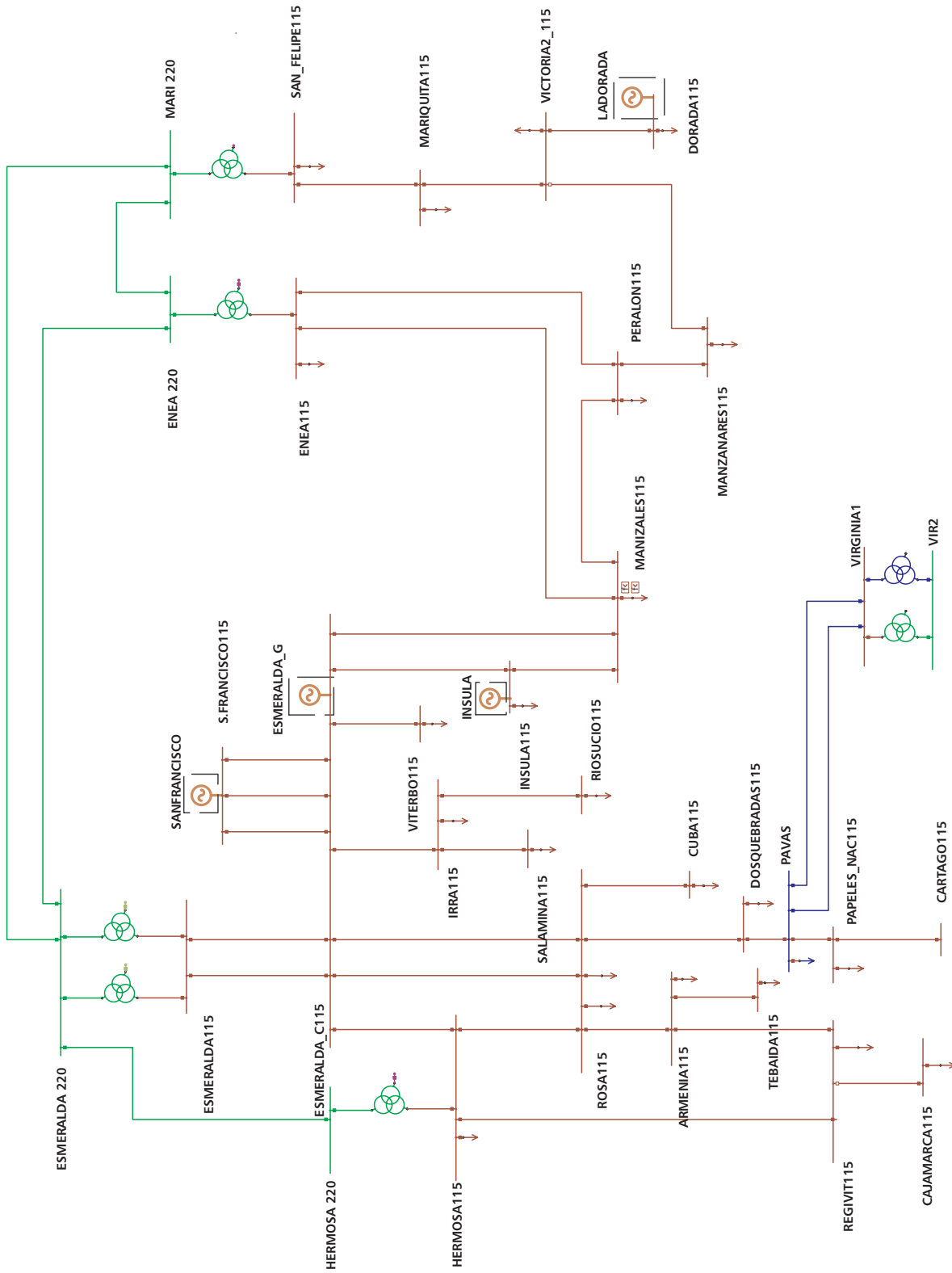
### Área Cauca



Área Cerromatoso



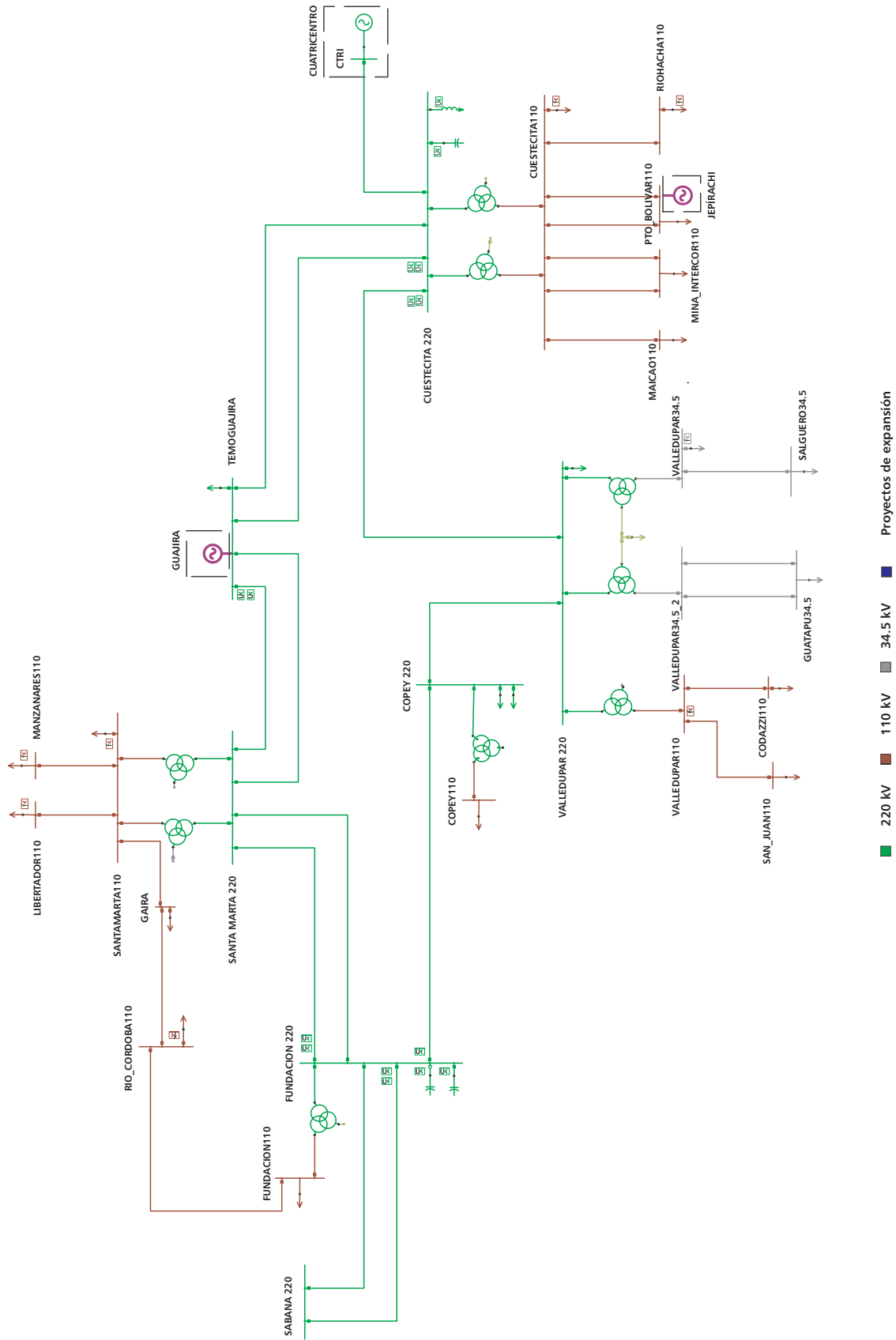
Área Chinú

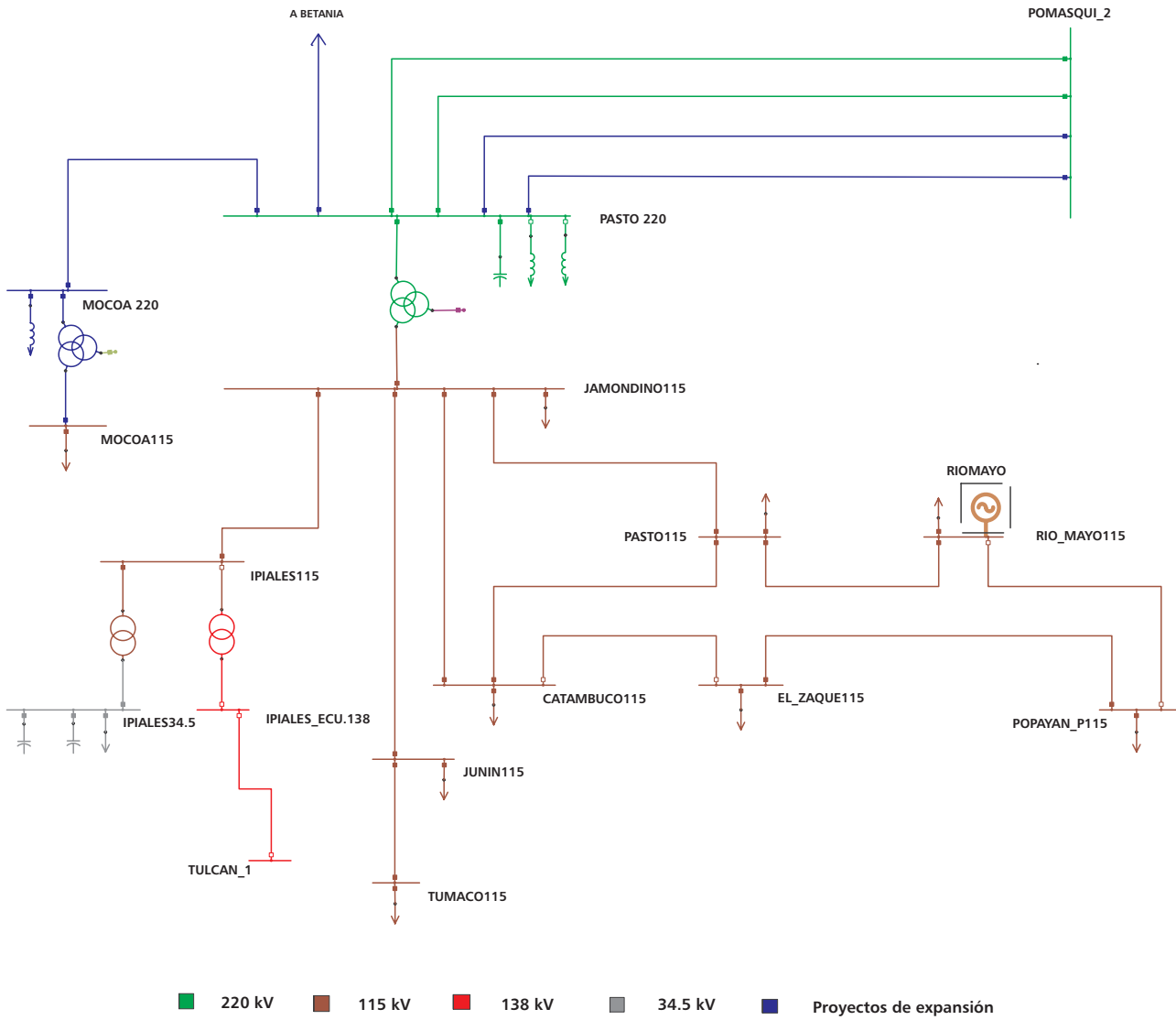


■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

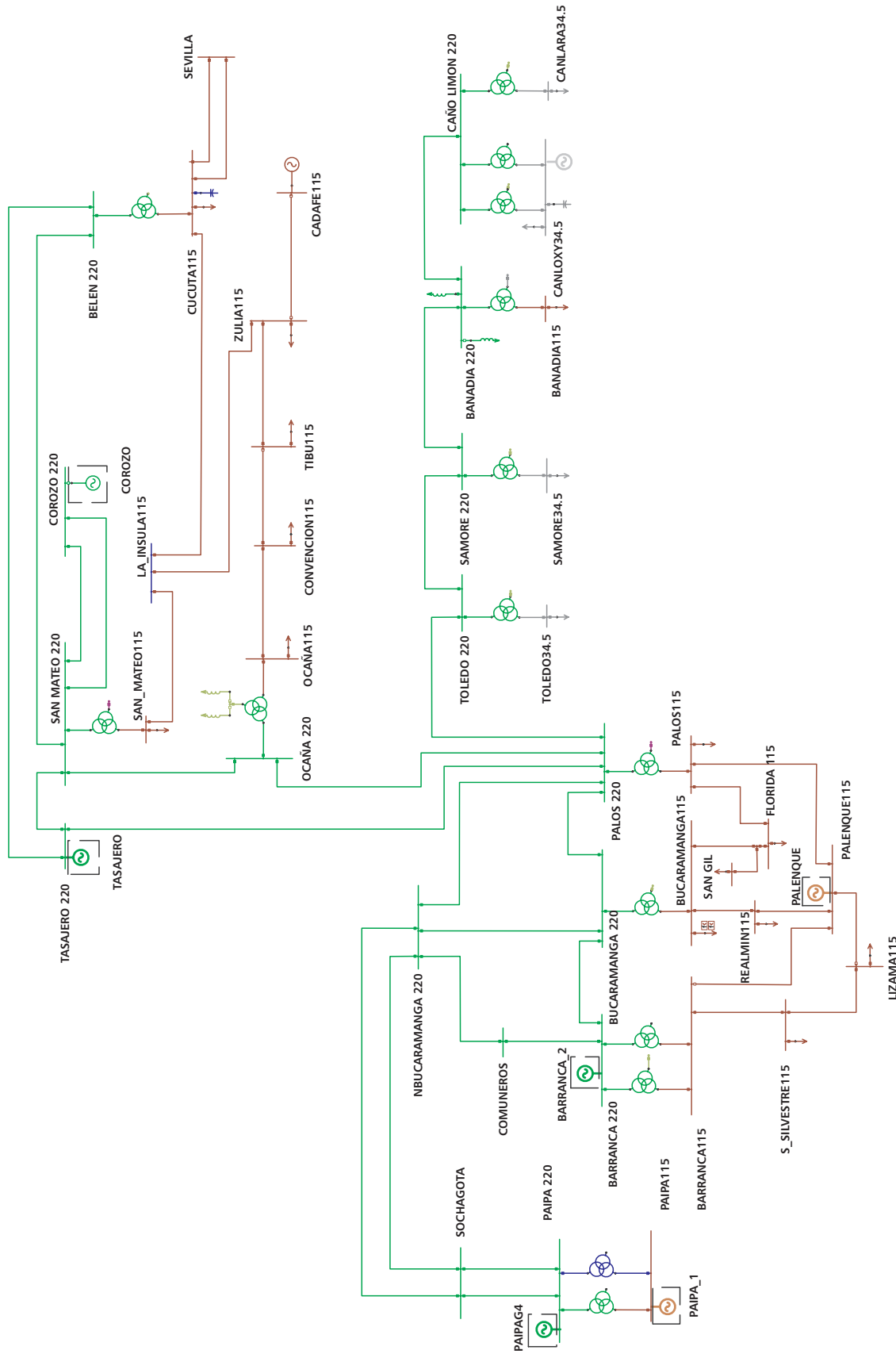
Área Caldas - Quindío - Risaralda







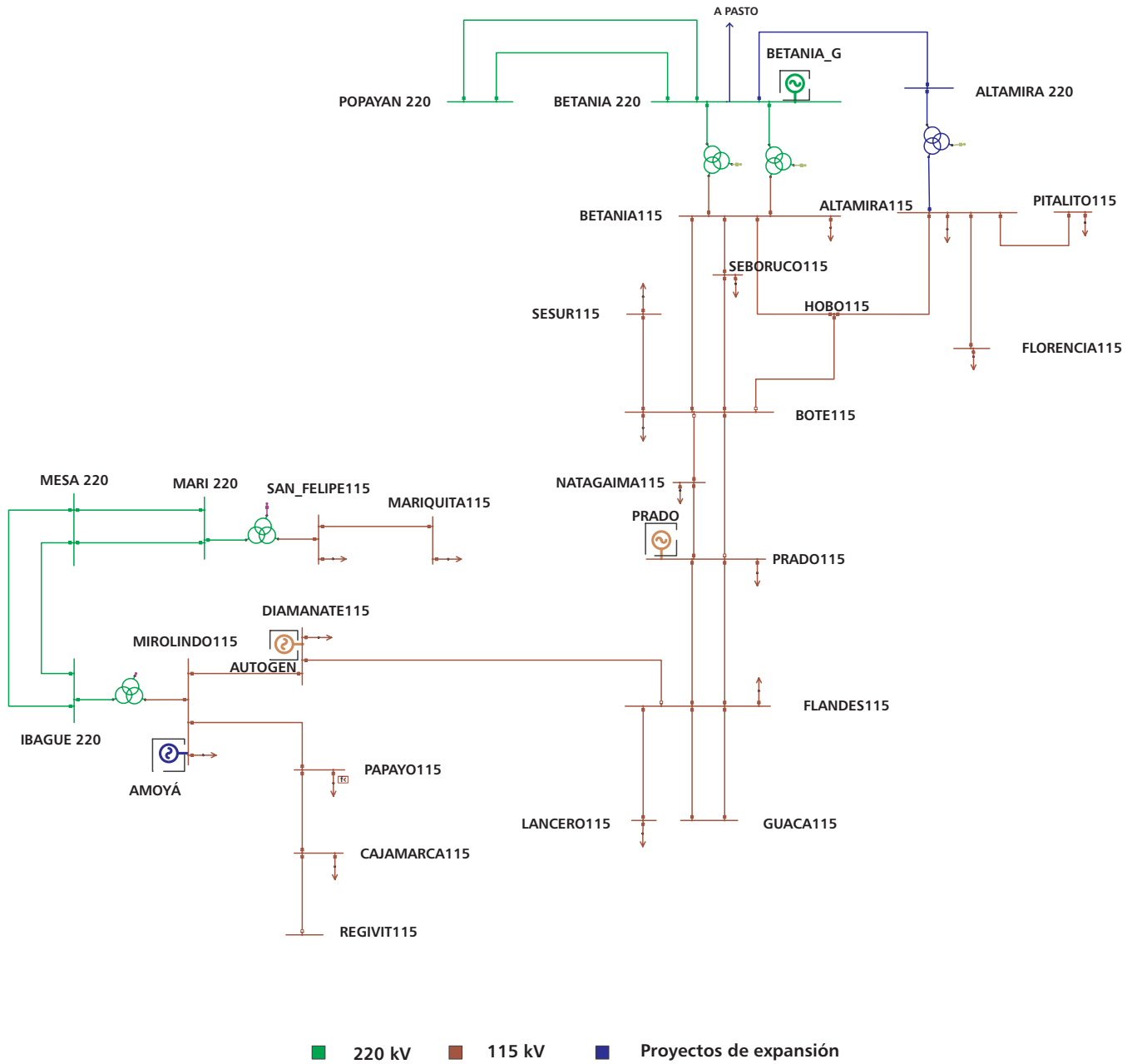
Área Nariño



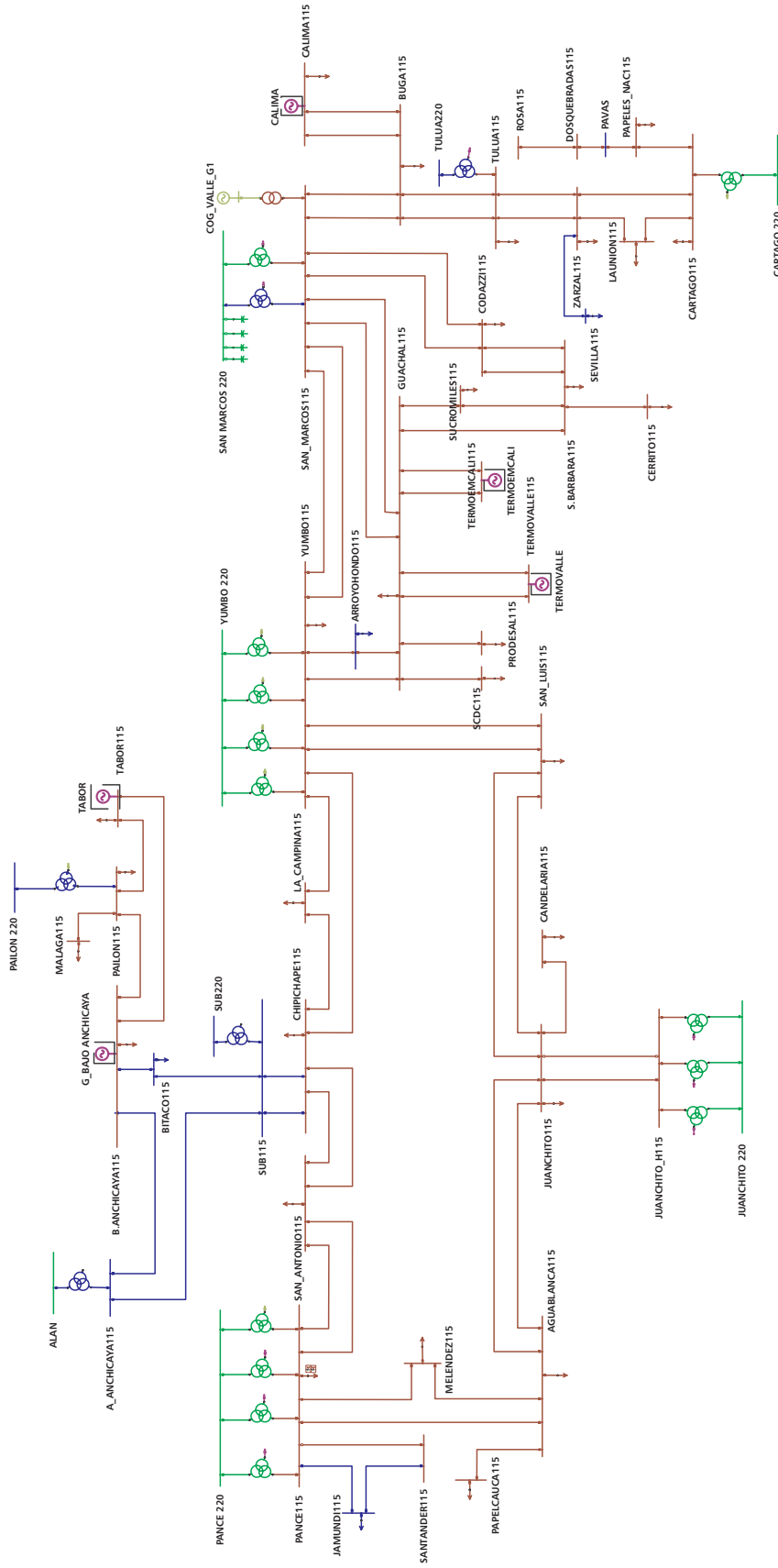
Proyectos de expansión

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV

### Área Nordeste



### Área Tolima - Huila



■ 220 kV    
 ■ 115 kV    
 ■ Proyectos de expansión

### Área Valle

## 8.3 NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN														
Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de equipos		Niveles de Cortocircuito de Interrupción (Norma IEC)									
					2007		2009		2011		2013		2015	
			Reporta	(kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bacatá	BOGOTA	500	ISA	40	7,6	7,7	7,6	7,7	7,7	7,8	7,7	7,8	7,8	7,8
Bolívar	COSTA	500	ISA	40	4,9	4,6	4,9	4,6	4,9	4,6	4,9	4,6	4,9	4,6
Cerromatoso	COSTA	500	ISA	25	8,9	8,8	8,9	8,8	9,8	9,6	9,8	9,6	9,8	9,6
Chinú	COSTA	500	ISA	31,5	29,2	8,4	7,9	8,6	8,3	9,0	8,3	9,0	8,3	9,0
Copey	COSTA	500	ISA	40	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5
Ocaña	NORDESTE	500	ISA	40	5,4	4,7	5,4	4,7	5,5	4,7	5,5	4,7	5,5	4,7
Primavera	EPM	500	ISA	40	12,7	11,2	12,7	11,2	13,8	11,8	13,8	11,8	13,8	11,8
Sabana	COSTA	500	ISA	40	8,5	9,6	8,5	9,7	8,7	9,9	8,7	9,9	8,7	9,9
San Carlos	EPM	500	ISA	40	13,9	14,0	13,9	14,0	15,9	15,8	15,9	15,8	16,0	15,8
San Marcos	EPSA	500	ISA	40	5,3	4,9	5,4	5,0	5,5	5,0	5,5	5,0	5,5	5,0
Virginia	EPSA	500	ISA	40	40,0	6,2	7,2	6,3	7,4	6,4	7,4	6,4	7,4	6,4
Altamira	THB	230	-	N.D.	4,0	3,6	4,1	3,7	4,1	3,7	4,1	3,7	4,6	3,7
Alto Anchicayá	EPSA	230	EPSA	31,5	9,7	9,9	9,8	10,0	9,9	10,0	9,9	10,0	9,9	10,0
Ancón EEPPM	EPM	230	EEPPM	40	18,5	16,7	18,6	16,8	18,8	16,8	18,8	16,8	18,8	16,8
Ancón ISA	EPM	230	ISA	40	18,5	16,6	18,6	16,6	18,7	16,7	18,7	16,7	18,7	16,7
Bacatá	BOGOTA	230	ISA	40	22,8	24,5	22,9	24,6	23,1	24,8	23,1	24,7	23,1	24,7
Balsillas	BOGOTA	230	EEB	31,6	16,3	15,4	16,4	15,5	16,5	15,6	16,5	15,6	16,5	15,6
Banadia	NORDESTE	230	ISA	12,5	1,8	2,0	1,9	2,0	1,9	2,1	1,9	2,1	1,9	2,1
Barbosa	EPM	230	EEPPM	40	19,4	17,6	19,4	17,7	19,5	17,7	19,5	17,7	19,5	17,7
Barranca	NORDESTE	230	ESSA	7,9	8,9	9,2	9,0	9,2	9,0	9,2	9,0	9,2	9,0	9,2
Belén	NORDESTE	230	-	N.D.	5,3	5,8	5,3	5,8	5,3	5,8	5,3	5,8	5,3	5,8
Bello	EPM	230	EEPPM	31,5	13,5	12,5	13,5	12,5	13,6	12,6	13,6	12,6	13,6	12,6
Betania	THB	230	-	N.D.	9,4	11,6	9,5	11,7	9,5	11,7	9,5	11,7	14,9	11,7
Bolívar	COSTA	230	ISA	40	18,1	19,0	18,1	19,0	18,2	19,1	18,2	19,1	18,2	19,1
Bucaramanga	NORDESTE	230	ESSA	31,5	9,0	8,5	9,2	8,6	9,2	8,6	9,2	8,6	9,2	8,6
Candelaria	COSTA	230	EEB	40	19,7	24,3	19,7	24,1	19,7	24,2	19,7	24,2	19,7	24,2
Caño Limón	NORDESTE	230	ISA	12,5	1,5	1,7	1,6	1,8	1,6	1,8	1,6	1,8	1,6	1,8
Cartagena	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	19,1	22,5	19,0	22,1	19,1	22,1	19,1	22,1	19,1	22,1
Cartago	EPSA	230	EPSA	40	8,8	7,8	8,9	7,8	8,9	7,9	8,9	7,9	8,9	7,9

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de equipos		Niveles de Cortocircuito de Interrupción (Norma IEC)									
					2007		2009		2011		2013		2015	
			Reporta	(kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Cerromatoso	COSTA	230	ISA	20	8,1	9,4	8,1	9,4	8,3	9,8	8,3	9,8	8,3	9,8
Chivor	BOGOTA	230	ISA	25	27,0	30,5	27,1	30,5	27,1	30,6	27,1	30,5	27,1	30,5
Circo	BOGOTA	230	EEB	31,6	14,7	13,5	14,8	13,5	14,8	13,6	14,8	13,5	14,8	13,5
Comuneros	NORDESTE	230	ISA	20	10,3	10,7	10,3	10,8	10,3	10,8	10,3	10,8	10,3	10,8
Copey	COSTA	230	TRANSELCA	25	8,2	9,2	8,2	9,2	8,3	9,2	8,3	9,2	8,3	9,2
Cuestecitas	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	4,6	4,7	4,6	4,7	4,6	4,7	4,6	4,7	4,6	4,7
El Salto	EPM	230	EEPPM	31,5	16,7	17,7	16,7	17,8	16,8	17,8	16,8	17,8	16,8	17,8
Enea	CHEC	230	ISA	31,5	9,3	7,8	9,4	7,8	9,4	7,8	9,4	7,8	9,4	7,8
Envigado	EPM	230	EEPPM	40	15,1	13,7	15,2	13,7	15,3	13,8	15,3	13,8	15,3	13,8
Esmeralda	CHEC	230	ISA	31,5	19,0	17,9	19,2	18,1	19,5	18,3	19,5	18,3	19,6	18,3
Fundación	COSTA	230	TRANSELCA	40	10,8	9,5	10,9	9,5	10,9	9,5	10,9	9,5	10,9	9,5
Guaca	BOGOTA	230	EEB	31,5	20,8	22,2	20,9	22,4	21,0	22,5	21,0	22,4	21,1	22,4
Guadalupe	EPM	230	EEPPM	40	17,4	19,2	17,5	19,3	17,5	19,3	17,5	19,3	17,5	19,3
Guatapé	EPM	230	EEPPM	40	29,5	30,7	29,6	30,8	30,0	31,1	30,0	31,1	30,0	31,1
Guavio	BOGOTA	230	EEB	40	29,2	33,0	29,3	33,1	29,3	33,1	29,3	32,8	29,3	32,8
Ibagué	THB	230	ISA	20	6,4	5,2	6,4	5,8	6,4	5,8	6,4	5,8	6,4	5,8
Jaguas	EPM	230	ISA	31,5	19,9	19,1	20,0	19,1	20,2	19,3	20,2	19,3	20,2	19,3
Juanchito	EPSA	230	EPSA	30	13,8	13,3	14,2	13,6	14,4	13,7	14,4	13,7	14,5	13,7
La Hermosa	CHEC	230	ISA	N.D.	11,3	10,1	11,4	10,2	11,5	10,2	11,5	10,2	11,5	10,2
La Mesa	BOGOTA	230	ISA	26,2	21,1	21,2	21,2	21,4	21,3	21,5	21,3	21,4	21,4	21,4
La Sierra	EPM	230	ISA	31,5	17,5	17,8	17,5	17,9	17,6	17,9	17,6	17,9	17,6	17,9
Malena	EPM	230	EEPPM	40	15,5	13,7	15,6	13,7	15,7	13,8	15,7	13,8	15,7	13,8
Merielectrica	NORDESTE	230	-	N.D.	9,9	10,4	9,9	10,5	9,9	10,5	9,9	10,5	9,9	10,5
Miel	EPM	230	ISA	40	17,0	16,6	17,0	16,7	17,4	17,3	17,4	17,3	17,4	17,3
Miraflores	EPM	230	EEPPM	40	16,1	14,4	16,2	14,5	16,3	14,5	16,3	14,5	16,3	14,5
Mocoa	CEDELCA_CEDENAR	230	-	N.D.	3,4	2,9	3,4	3,0	3,4	3,0	3,4	3,0	3,6	3,0
Noroeste	BOGOTA	230	EEB	40	22,6	22,8	22,8	23,1	23,0	23,2	23,0	23,2	23,1	23,2
Nueva Barranquilla	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	19,4	19,0	20,5	20,9	20,7	21,0	20,7	21,0	20,7	21,0
Nueva Bucaramanga	NORDESTE	230	ISA	40	10,4	9,4	10,5	9,5	10,6	9,5	10,6	9,5	10,6	9,5
Nueva Paipa	NORDESTE	230	ISA	40	11,1	10,6	11,1	10,6	11,2	10,8	11,2	10,8	11,2	10,8
Ocaña	NORDESTE	230	ISA	20	7,1	8,1	7,1	8,2	7,2	8,2	7,2	8,2	7,2	8,2
Occidente	EPM	230	EEPPM	40	17,1	15,5	17,2	15,5	17,3	15,6	17,3	15,6	17,3	15,6
Oriente	EPM	230	EEPPM	40	14,1	12,4	14,1	12,5	14,2	12,5	14,2	12,5	14,2	12,5

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de equipos		Niveles de Cortocircuito de Interrupción (Norma IEC)									
					2007		2009		2011		2013		2015	
			Reporta	(kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Paez	CEDELCA_CEDENAR	230	ISA	31,5	7,4	6,1	7,5	6,2	7,5	6,2	7,5	6,2	7,6	6,2
Paipa	NORDESTE	230	-	N.D.	10,8	11,0	10,8	11,0	10,9	11,2	10,9	11,2	10,9	11,2
Palos	NORDESTE	230	ESSA	40	8,7	8,2	8,8	8,3	8,8	8,3	8,8	8,3	8,8	8,3
Pance	EPSA	230	EPSA	30	14,0	13,4	14,5	13,8	14,6	13,9	14,6	13,9	14,7	13,9
Paraiso	BOGOTA	230	EEB	31,5	19,4	20,1	19,5	20,2	19,6	20,3	19,6	20,2	19,6	20,2
Pasto	CEDELCA_CEDENAR	230	ISA	31,5	6,6	6,3	7,1	6,6	7,1	6,6	7,1	6,6	7,4	6,6
Playas	EPM	230	EEPPM	40	15,6	15,2	15,6	15,2	15,8	15,3	15,8	15,3	15,8	15,3
Popayán	CEDELCA_CEDENAR	230	ISA	31,5	8,4	6,9	8,5	6,9	8,5	7,0	8,5	7,0	9,2	7,0
Porce II	EPM	230	EEPPM	31,5	17,3	19,4	17,4	19,4	17,4	19,5	17,4	19,5	17,4	19,5
Porce III	EPM	500	N.D.	N.D.	-	-	-	-	11,7	14,6	11,7	14,6	11,7	14,6
Primavera	EPM	230	ISA	31,5	21,3	22,8	21,4	22,8	21,7	23,1	21,7	23,1	21,7	23,1
Purnio	EPM	230	ISA	31,5	19,5	15,1	19,5	15,1	19,8	15,3	19,8	15,3	19,8	15,3
Reforma	BOGOTA	230	ISA	20	7,9	7,5	7,9	7,5	7,9	7,5	7,9	7,1	7,9	7,1
Sabana	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	26,4	29,3	26,7	29,7	27,1	30,0	27,1	30,0	27,1	30,0
Salvajina	EPSA	230	EPSA	31,5	8,4	8,4	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Samoré	NORDESTE	230	ISA	31,5	2,2	2,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4
San Carlos	EPM	230	ISA	40	34,8	41,8	34,9	41,9	36,9	44,0	36,9	44,0	36,9	44,0
San Felipe	CHEC	230	ISA	31,5	15,0	12,3	15,0	12,3	15,2	12,4	15,2	12,4	15,2	12,4
San Marcos	EPSA	230	ISA	31,5	17,6	18,6	18,2	19,3	18,5	19,5	18,5	19,5	18,6	19,5
San Mateo (Bogotá)	BOGOTA	230	EEB	31,5	11,8	9,5	11,8	9,5	11,9	9,5	11,9	9,5	11,9	9,5
San Mateo (Cúcuta)	NORDESTE	230	ISA	20	5,4	5,9	5,4	5,9	5,4	5,9	5,4	5,9	5,4	5,9
Santa Martha	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	6,6	6,0	6,6	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0
Tasajera	EPM	230	EEPPM	40	17,6	17,7	17,7	17,7	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
Tasajero	NORDESTE	230	DISTASA	40	6,0	6,6	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0	6,7
Tebsa	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	24,7	28,2	24,7	28,2	24,9	28,4	24,9	28,4	24,9	28,4
Termocentro	EPM	230	-	N.D.	17,9	18,8	17,9	18,8	18,1	19,0	18,1	19,0	18,1	19,0
Termoflores	COSTA	230	TRANSELCA	40	17,5	18,4	18,2	19,3	18,3	19,4	18,3	19,4	18,3	19,4
Termogaujira	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	7,8	9,1	7,8	9,1	7,8	9,1	7,8	9,1	7,8	9,1
Ternerera	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	19,9	24,5	19,9	24,4	20,0	24,5	20,0	24,5	20,0	24,5
Toledo	NORDESTE	230	ISA	31,5	2,9	2,9	3,0	2,9	3,0	2,9	3,0	2,9	3,0	2,9
Torca	BOGOTA	230	ISA	25	21,9	22,3	22,0	22,4	22,2	22,5	22,2	22,5	22,2	22,5
Tunal	BOGOTA	230	EEB	31,5	14,6	13,7	14,6	13,7	14,7	13,7	14,7	13,6	14,7	13,6
Urabá	COSTA	230	ISA	20	3,0	3,2	3,0	3,2	3,0	3,3	3,0	3,3	3,0	3,3
Urrá	COSTA	230	ISA	25	6,3	7,9	6,3	7,9	6,4	7,9	6,4	7,9	6,4	7,9
Valledupar	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3
Virgina	EPSA	230	ISA	31,5	16,1	16,3	16,5	16,8	16,7	16,9	16,7	16,9	16,8	16,9
Yumbo	EPSA	230	ISA	31,5	18,1	18,5	18,9	19,3	19,1	19,6	19,1	19,6	19,3	19,6

\* Se indica el valor de los equipos de la subestación que presentan menor capacidad de corto circuito, como son, interruptores, seccionadores, TC's u otros; o el único valor reportado por las empresas, que en la mayor parte de los casos corresponde a los interruptores. En ciertos casos, algunas bahías tienen menor capacidad de corto circuito que las demás que conforman la S/E. Para algunas subestaciones, otras empresas, no propietarias o copropietarias, reportan valores distintos.





**DESCRIPCIÓN DE EVENTOS Y DISPONIBILIDAD DE SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DEL STN  
PERIODO DICIEMBRE 2004 - DICIEMBRE 2005**

Elemento	Longitud	Eventos > 10 min		Eventos < 10 min		Número de Eventos por Causa				Número Total de Eventos
		Duración (h)	Número	Duración (h)	Número	DescForzada	ForzadoExterno	FuerzaMayor	Otra	
GUAVIO - LA REFORMA 1 230 kV	80,7	19,52	1	0,06	8	9	0	0	0	9
GUAVIO - TORCA 1 230 kV	84,9	0,00	0,00	0,05	1	1	0	0	0	1
GUAVIO - TORCA 2 230 kV	84,7	0,00	0,00	0,03	1	1	0	0	0	1
GUAVIO - TUNAL 1 230 kV	155,1	0,00	0,00	0,07	3	3	0	0	0	3
JAMONDINO - POMASQUI 1 230 kV	188,0	0,00	0,00	0,12	3	3	0	0	0	3
JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 kV	188,0	0,00	0,00	0,00	1	0	0	1	0	1
JUANCHITO - PAEZ 1 230 kV	34,0	0,00	0,00	0,12	2	2	0	0	0	2
JUANCHITO - SALVAJINA 1 230 kV	63,1	0,00	0,00	0,05	4	4	0	0	0	4
JUANCHITO - SAN MARCOS 1 230 kV	21,5	0,00	0,00	0,06	7	6	0	1	0	7
LA ENEA - SAN FELIPE 1 230 kV	67,4	0,00	0,00	0,07	4	3	0	1	0	4
LA GUACA - LA MESA 1 230 kV	5,0	0,00	0,00	0,15	1	1	0	0	0	1
LA MIEL - PURNIO 1 230 kV	25,7	0,00	0,00	0,15	1	1	0	0	0	1
LA MIEL - PURNIO 2 230 kV	25,7	0,00	0,00	0,09	3	3	0	0	0	3
LA MIEL - SAN FELIPE 1 230 kV	56,7	0,00	0,00	0,13	2	2	0	0	0	2
LA MIEL - SAN FELIPE 2 230 kV	56,7	0,00	0,00	0,11	2	2	0	0	0	2
LA SIERRA - PURNIO 1 230 kV	100,5	0,00	0,00	0,03	2	1	0	1	0	2
LA SIERRA - PURNIO 2 230 kV	100,5	0,00	0,00	0,03	2	1	0	1	0	2
LA TASAJERA - BELLO 1 220 kV	15,9	0,38	1	0,08	3	4	0	0	0	4
LA VIRGINIA - LA HERMOSA 1 230 kV	27,0	0,00	0,00	0,05	1	1	0	0	0	1
LOS PALOS - GUATIGUARA 1 230 kV	26,3	0,37	1	0,00	0,00	1	0	0	0	1
MALENA - JAGUAS 1 230 kV	69,0	0,00	0,00	0,10	4	3	0	1	0	4
NOROESTE - LA MESA 1 230 kV	40,4	0,00	0,00	0,05	1	1	0	0	0	1
NOROESTE - TORCA 2 230 kV	19,8	0,22	1	0,00	0,00	1	0	0	0	1
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	45,3	2,53	3	0,05	8	11	0	0	0	11
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	43,3	0,00	0,00	0,03	3	2	0	1	0	3
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	43,3	0,00	0,00	0,03	4	2	0	2	0	4
NUEVA BARRANQUILLA - TEBSA 1 220 kV	23,0	0,00	0,00	0,02	5	1	0	4	0	5
OCANA - LOS PALOS 1 230 kV	160,5	179,10	1	0,02	5	2	0	4	0	6
OCCIDENTE - LA TASAJERA 1 220 kV	23,0	0,30	1	0,08	4	5	0	0	0	5
ORIENTE - PLAYAS 1 220 kV	54,8	1,30	1	0,03	5	3	1	2	0	6
PANCE - SALVAJINA 1 230 kV	49,2	0,00	0,00	0,05	1	1	0	0	0	1
PARAISO - SAN MATEO EEB 1 230 kV	34,0	0,00	0,00	0,07	3	3	0	0	0	3
PLAYAS - PRIMAVERA 1 230 kV	104,0	0,00	0,00	0,08	1	1	0	0	0	1
PORCE II - BARBOSA 1 220 kV	52,0	0,00	0,00	0,06	10	10	0	0	0	10
PURNIO - NOROESTE 2 230 kV	107,7	0,00	0,00	0,08	1	1	0	0	0	1
SABANALARGA - TERNERA 1 220 kV	80,2	12,98	1	0,06	5	6	0	0	0	6
SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	80,2	0,00	0,00	0,05	6	6	0	0	0	6
SABANALARGA - FUNDACION 1 220 kV	91,1	0,00	0,00	0,05	5	4	0	1	0	5
SABANALARGA - FUNDACION 2 220 kV	91,2	0,00	0,00	0,06	3	3	0	0	0	3
SAN BERNARDINO - PAEZ 1 230 kV	116,0	0,00	0,00	0,00	5	0	0	5	0	5
SAN CARLOS - ESMERALDA 2 230 kV	193,7	0,00	0,00	0,15	1	1	0	0	0	1
SAN CARLOS - PURNIO 2 230 kV	91,3	0,00	0,00	0,13	3	3	0	0	0	3
SAN FELIPE - ESMERALDA 1 230 kV	97,4	0,00	0,00	0,03	2	1	0	1	0	2
SAN MATEO (Bog) - TUNAL 1 230 kV	14,9	0,00	0,00	0,08	1	0	1	0	0	1
SAN MATEO CENS - OCANA 1 230 kV	120,2	179,35	1	0,00	3	1	0	3	0	4
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 1 230 kV	150,0	0,00	0,00	0,05	1	1	0	0	0	1
SOCHAGOTA - GUATIGUARA 2 230 kV	158,2	0,00	0,00	0,07	1	1	0	0	0	1
TASAJERO - LOS PALOS 1 230 kV	101,7	0,00	0,00	0,06	8	7	0	1	0	8
TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	38,4	11,77	1	0,01	3	2	0	2	0	4
TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	38,4	5,78	1	0,05	3	2	0	2	0	4
TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	38,5	0,00	0,00	0,05	2	1	0	1	0	2
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 1 220 kV	3,2	2,22	1	0,02	4	5	0	0	0	5
TERMOCANDELARIA - CARTAGENA 2 220 kV	3,1	0,00	0,00	0,02	1	1	0	0	0	1
TERMOCANDELARIA - TERNERA 1 220 kV	3,3	0,00	0,00	0,02	1	1	0	0	0	1
TERMOCANDELARIA - TERNERA 2 220 kV	3,4	0,00	0,00	0,02	1	1	0	0	0	1
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	7,4	0,00	0,00	0,02	2	1	0	1	0	2
TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	7,4	24,63	2	0,01	3	3	0	2	0	5
TUNAL - LA REFORMA 1 230 kV	75,0	0,00	0,00	0,08	3	3	0	0	0	3
URABA - URRÁ 1 230 kV	51,0	0,00	0,00	0,11	2	2	0	0	0	2
VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	116,4	0,00	0,00	0,05	5	5	0	0	0	5
YUMBO - SAN BERNARDINO 1 230 kV	122,6	0,00	0,00	0,03	13	3	0	10	0	13

**DESCRIPCIÓN DE EVENTOS Y DISPONIBILIDAD DE SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DEL STN  
PERIODO DICIEMBRE 2004 - DICIEMBRE 2005**

Elemento	Eventos > 10 min		Eventos < 10 min		Número de Eventos por Causa				Número Total de Eventos
	Duración (h)	Número	Duración (h)	Número	DescForzada	ForzadoExterno	FuerzaMayor	Otra	
<b>Transformadores de 500 kV</b>									
CHINU ISA 1 150 MVA 500/110/34.5 KV	0,00	0	0,03	2	2	0	0	0	2
CHINU ISA 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	0,00	0	0,10	1	1	0	0	0	1
LA VIRGINIA 1 450 MVA 500/230/34.5 KV	0,00	0	0,13	1	1	0	0	0	1
SABANALARGA 3 450 MVA 500/220/34.5 KV	5,98	1	0,00	0	1	0	0	0	1
SAN CARLOS 2 450 MVA 500/230/34.5 KV	0,00	0	0,15	3	3	0	0	0	3
SAN CARLOS 3 450 MVA 500/230/34.5 KV	0,00	0	0,15	1	1	0	0	0	1
SAN CARLOS 4 450 MVA 500/230/34.5 KV	0,00	0	0,04	2	2	0	0	0	2
SAN MARCOS 2 450 MVA 500/ 230/34.5 KV	0,00	0	0,15	1	1	0	0	0	1
<b>Transformadores de 230 kV</b>									
ANCON SUR AUTF 1 180MVA 220/110/46.6 KV	35,98	1	0,00	0	1	0	0	0	1
ANCON SUR AUTF 2 180 MVA 220/110/46.6 KV	0,00	0	0,07	1	1	0	0	0	1
BARBOSA AUTF1 180 MVA 220/110/44 KV	4,67	1	0,00	0	1	0	0	0	1
BETANIA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	3,22	1	0,00	0	1	0	0	0	1
BUCARAMANGA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	0,00	0	0,10	1	1	0	0	0	1
CARTAGO 5 168 MVA 230/115/13.2 KV	0,00	0	0,00	1	1	0	0	0	1
CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230/13.8 KV	4,00	2	0,14	2	4	0	0	0	4
CUESTECITAS 1 100 MVA 220/110/13.8 KV	0,40	1	0,00	0	1	0	0	0	1
EL COPEY 1 41 MVA 220/110/34.5 KV	0,00	0	0,03	2	1	1	0	0	2
ENVIGADO AUTF2 180 MVA 220/110/44 KV	0,40	1	0,00	0	1	0	0	0	1
ESMERALDA 1 90 MVA 230/115/13.8 kv	0,00	0	0,15	1	1	0	0	0	1
FUNDACION 1 55 MVA 220/110/13.8 KV	11,17	1	0,07	2	3	0	0	0	3
LA HERMOSA 1 150 MVA 230/115/13.2 KV	0,00	0	0,12	1	1	0	0	0	1
LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	19,65	1	0,00	0	1	0	0	0	1
OCANA 1 90 MVA 230/115/13.8 kv	0,33	1	0,00	0	1	0	0	0	1
PAEZ 1 90 MVA 230/115/13.8 kv	0,00	0	0,13	1	1	0	0	0	1
PANCE 1 90 MVA 230/115/13.2 KV	0,00	0	0,02	1	1	0	0	0	1
PLAYAS 4 90 MVA 220/110/44 KV	0,00	0	0,00	1	0	0	0	0	0
SABANALARGA 1 90 MVA 220/110/13.8 KV	0,00	0	0,07	1	1	0	0	0	1
SALTO IV AUTF1 180 MVA 220/110/44 KV	4,45	1	0,00	0	1	0	0	0	1
SAN BERNARDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	0,00	0	0,13	4	4	0	0	0	4
SAN MATEO (N.SANT) 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	23,67	1	0,00	0	1	0	0	0	1
SANTA MARTA 1 100 MVA 220/110/34.5 KV	0,00	0	0,07	2	1	1	0	0	2
SANTA MARTA 2 100 MVA 220/110/34.5 KV	0,00	0	0,12	1	1	0	0	0	1
TEBSA 3 180 MVA 220/110/46 KV	19,33	1	0,00	0	1	0	0	0	1
TERMOFLORES II 1 150 MVA 220/110 KV	0,32	1	0,07	1	2	0	0	0	2
TERNERA 1 60 MVA 220/110/6.3 KV	0,00	0	0,02	1	0	1	0	0	1
TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 KV	15,67	1	0,15	1	2	0	0	0	2
TORCA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	20,83	1	0,15	1	2	0	0	0	2
URABA 1 150 MVA 220/110/44 KV	0,25	1	0,03	1	2	0	0	0	2
URRÁ 1 90 MVA 230/110 KV	0,33	2	0,13	1	3	0	0	0	3
VALLEDUPAR 1 45 MVA 220/34.5/13.8 KV	0,00	0	0,07	1	1	0	0	0	1
VALLEDUPAR 2 60 MVA 220/110/34.5 KV	0,55	1	0,00	0	1	0	0	0	1
VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV	12,67	1	0,00	0	1	0	0	0	1
YUMBO 2 90 MVA 230/115/13.2 KV	10,78	3	0,00	0	2	1	0	0	3
YUMBO 3 90 MVA 230/115/13.2 KV	1,38	2	0,15	1	3	0	0	0	3

## 8.5 FECHAS DE ENTRADA DE LINEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

FECHAS DE ENTRADA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN			
NOMBRE	# CIRCUITO	TENSIÓN	FECHA DE ENTRADA
Fundación - Sabanalarga	3	230	31/10/2004
Jamondino - Pomasqui	1	230	01/03/2003
Jamondino - Pomasqui	2	230	01/03/2003
Casa máquinas Miel - Miel	1	230	01/12/2002
Casa máquinas Miel - Miel	2	230	01/12/2002
Casa máquinas Miel - Miel	3	230	01/12/2002
Guatapé - Variante	1	230	23/11/2002
Guatapé - Variante	3	230	23/11/2002
Miel - San Felipe	1	230	27/10/2001
Miel - San Felipe	2	230	27/10/2001
Guatiguará - Tasajero	1	230	27/09/2001
Miel - Purnio	1	230	27/09/2001
Miel - Purnio	2	230	27/09/2001
San Carlos - Purnio	2	230	07/09/2001
Guatiguará - Primavera	1	230	31/08/2001
La Sierra - Purnio	1	230	31/08/2001
La Sierra - Purnio	2	230	31/08/2001
Sabanalarga - Cartagena	1	220	31/08/2001
Porce II - Guadalupe IV	1	220	30/04/2001
Porce II - Barbosa	1	220	06/01/2001
Porce II - El Salto	1	220	06/01/2001
San Carlos - La Virginia	1	500	30/06/2000
Termocandelaria - Cartagena	2	220	24/06/2000
Termocandelaria - Ternera	2	220	24/06/2000
Termocandelaria - Cartagena	1	220	24/05/2000
Termocandelaria - Ternera	1	220	19/05/2000
Guatapé - San Carlos	1	230	12/01/2001
La Virginia - La Hermosa	1	230	02/12/1999
Esmeralda - La Virginia	2	230	20/11/1999
Cartago - La Virginia	1	230	03/11/1999
Urabá - Urrá	1	230	25/10/1999
Bello - El Salto	1	220	16/09/1999
Cerromatoso - Urrá	2	230	06/09/1999
Guadalupe - El Salto	1	220	02/08/1999
Barbosa - El Salto	4	220	30/06/1999
Bucaramanga - Guatiguará	1	230	17/06/1999
Cerromatoso - Urrá	1	230	10/06/1999
Sochagota - Guatiguará	1	230	04/06/1999
Nueva Barranquilla - Sabanalarga	1	220	02/06/1999
Nueva Barranquilla - Sabanalarga	2	220	02/06/1999
Sochagota - Paipa	2	230	02/06/1999
Sochagota - Paipa	1	230	24/05/1999
Chivor - Sochagota	2	230	19/05/1999
Nueva Barranquilla - Sabanalarga	2	220	18/05/1999
Nueva Barranquilla - Tebsa	1	220	14/05/1999
Termoflores II - Nueva Barranquilla	1	220	14/05/1999
Chivor - Sochagota	1	230	07/05/1999
Playas - Primavera	1	230	07/05/1999
Termoflores II - Nueva Barranquilla	2	220	03/05/1999
Comuneros - Guatiguará	1	230	23/03/1999
Los Palos - Guatiguará	1	230	23/03/1999
Sochagota - Guatiguará	2	230	23/03/1999
Paipa - Tpaipa IV	1	230	07/03/1999
Fundación - Sabanalarga	2	220	27/02/1999
La Virginia - San Marcos	1	230	17/01/1999
Esmeralda - La Virginia	1	230	01/01/1999
La Virginia - San Marcos	1	500	01/01/1999
Juanchito - Paez	1	230	31/12/1998
San Bernardino - Paez	1	230	31/12/1998
Bello - La Tasajera	1	220	21/10/1998
Purnio - Noroeste	1	230	28/07/1998
Casa máquinas San Carlos - San Calos	4	230	23/07/1998
Guadalupe IV - Occidente	1	220	08/05/1998
Casa máquinas San Carlos - San Calos	3	230	05/05/1998

## FECHAS DE ENTRADA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

NOMBRE	# CIRCUITO	TENSIÓN	FECHA DE ENTRADA
Casa máquinas San Carlos - San Calos	2	230	05/05/1998
Casa máquinas Jaguas - Jaguas	2	230	05/05/1998
Casa máquinas Jaguas - Jaguas	1	230	05/05/1998
Guatapé - La Sierra	1	230	22/02/1998
San Felipe - Esmeralda	1	230	17/02/1998
San Felipe - La Mesa	2	230	16/02/1998
Betania - Mirolindo	1	230	30/12/1997
Balsillas - Noroeste	1	230	28/12/1997
La Sierra - Primavera	1	230	18/12/1997
Guatapé - Jaguas	2	230	17/12/1997
Comuneros - Merilectrica	1	230	30/11/1997
Purnio - Noroeste	2	230	18/11/1997
La Reforma - Tunal	1	230	09/11/1997
Tebsa - Sabanalarga	1	220	06/04/1997
Tebsa - Sabanalarga	2	220	06/04/1997
Tebsa - Sabanalarga	3	220	06/04/1997
Primavera - Comuneros	1	230	27/02/1997
Primavera - Termocentro	1	230	26/01/1997
Primavera - Termocentro	2	230	26/01/1997
Primavera - Comuneros	2	230	24/01/1997
Malena - Primavera	1	230	20/01/1997
San Carlos - Purnio	1	230	01/01/1997
Ocaña - Palos	1	230	04/11/1996
San Mateo - Corozo	2	230	13/03/1996
Esmeralda - La Hermosa	1	230	09/12/1995
Casa máquinas San Carlos - San Calos	1	230	01/01/1995
Juanchito - San Marcos	1	230	01/01/1995
San Mateo - Ocaña	1	230	01/01/1995
Valledupar - Cuestecitas	1	220	01/01/1995
Yumbo - San Marcos	1	230	01/01/1995
Envigado - Occidente	1	220	28/10/1994
Ancón Sur EPM - Occidente	1	220	27/05/1994
Occidente - La Tasajera	1	220	20/05/1994
Guavio - La Reforma	1	230	01/01/1994
Guavio - Tunal	1	230	01/01/1994
Cerromatoso - San Carlos	2	500	11/12/1993
Guavio - Torca	2	230	11/12/1993
Chinú - Cerromatoso	2	500	10/12/1993
Mirolindo - La Mesa	1	230	05/12/1993
Mirolindo - La Mesa	2	230	05/12/1993
Barbosa - La Tasajera	1	220	01/10/1993
Sabanalarga - Chinú	2	500	16/08/1993
Guavio - Chivor	2	230	17/12/1992
Guavio - Chivor	1	230	30/11/1992
Guavio - Torca	1	230	30/11/1992
Cuestecitas - Cuatricentenario	1	230	17/11/1992
Noroeste - Torca	1	230	17/07/1992
Noroeste - Torca	2	230	17/07/1992
Guavio Subt Ducto - Guavio	1	230	01/12/1991
Guavio Subt Ducto - Guavio	2	230	01/12/1991
La Enea - San Felipe	1	230	04/08/1990
San Felipe - La Mesa	1	230	04/08/1990
Ancón Sur ISA - Esmeralda	1	230	21/11/1989
Ancón Sur ISA - Esmeralda	2	230	21/11/1989
Ancón Sur EPM - Miraflores	1	220	01/10/1989
Ancon Sur EPM - Ancón Sur ISA	1	230	01/01/1989
Ancon Sur EPM - Ancón Sur ISA	2	230	01/01/1989
Banadía - Caño Limón	1	230	01/01/1989
Banadía - Samoré	1	230	01/01/1989
Bucaramanga - Palos	1	230	01/01/1989
Jamondino - San Bernardino	1	230	01/01/1989
Jamondino - San Bernardino	2	230	01/01/1989
Palos - Toledo	1	230	01/01/1989

## FECHAS DE ENTRADA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

NOMBRE	# CIRCUITO	TENSIÓN	FECHA DE ENTRADA
Samoré - Toledo	1	230	01/01/1989
Envigado - Oriente	1	200	01/07/1988
Guatapé - Playas	1	220	01/02/1988
Oriente - Playas	1	220	01/02/1988
Ancón Sur ISA - San Carlos	1	230	01/01/1987
Ancón Sur ISA - San Carlos	2	230	01/01/1987
Betania - San Bernardino	1	230	01/01/1987
Betania - San Bernardino	2	230	01/01/1987
Juanchito - Pance	1	230	01/01/1987
Yumbo - San Bernardino	1	230	01/01/1987
La Enea - Esmeralda	1	230	27/07/1986
Guatapé - Oriente	1	220	01/07/1986
Sabanalarga - Chinó	1	500	19/11/1985
Chinú - Cerromatoso	1	500	25/10/1985
Cerromatoso - San Carlos	1	500	25/10/1985
Barbosa - Guatapé	1	220	01/09/1985
Barbosa - Miraflores	1	220	01/09/1985
Barbosa - Guadalupe IV	1	220	01/01/1985
Juanchito - Salvajina	1	230	01/01/1985
Pance - Salvajina	1	230	01/01/1985
Esmeralda - Yumbo	3	230	11/10/1984
Belén - San Mateo	1	230	01/01/1984
Fundación - Santa Marta	1	220	01/01/1984
Fundación - Santa Marta	2	220	01/01/1984
Guajira - Cuestecitas	1	220	01/01/1984
Guajira - Cuestecitas	2	220	01/01/1984
San Mateo - Tasajero	1	230	01/01/1984
Circo - Guavio	1	230	01/01/1983
Circo - Guavio	2	230	01/01/1983
Circo - Paraíso	1	230	01/01/1983
Circo - Tunal	1	230	01/01/1983
Guajira - Santa Marta	1	220	01/01/1983
Guajira - Santa Marta	2	220	01/01/1983
Guatapé - San Carlos	2	230	01/01/1983
La Guaca - La Mesa	1	230	01/01/1983
La Guaca - La Mesa	2	230	01/01/1983
La Guaca - Paraíso	1	230	01/01/1983
La Guaca - Paraíso	2	230	01/01/1983
Paraíso - San Mateo	1	230	01/01/1983
San Mateo - Tunal	1	230	01/01/1983
Balsillas - La Mesa	1	230	19/11/1982
Belén - Tasajero	1	230	01/01/1980
Tasajero - Los Palos	1	230	01/01/1980
Guatapé - Miraflores	1	220	01/03/1978
El Copey - Valledupar	1	220	01/01/1978
Fundación - El Copey	1	220	01/01/1978
Fundación - Sabanalarga	1	220	01/01/1978
Chivor - Torca	1	230	09/05/1977
Chivor - Torca	2	230	09/05/1977
Barranca - Comuneros	1	230	01/01/1976
Guatapé - Jaguas	1	230	01/01/1976
Malena - Jaguas	1	230	01/01/1976
Noroeste - La Mesa	1	230	01/01/1976
Barranca - Bucaramanga	1	230	01/01/1975
Alto Anchicayá - Pance	1	230	01/01/1974
Alto Anchicayá - Yumbo	1	230	01/01/1974
Pance - Yumbo	1	230	01/01/1974
Sabanalarga - Ternera	1	220	01/01/1972
Sabanalarga - Ternera	2	220	01/01/1972
Esmeralda - Yumbo	2	230	18/11/1971
Cartago - San Marcos	1	230	01/01/1971
San Carlos - Esmeralda	1	230	01/01/1971
San Carlos - Esmeralda	2	230	01/01/1971
Envigado - Guatapé	1	220	01/01/1969

## FECHAS DE ENTRADA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

SUBESTACIÓN	AÑO DE ENTRADA
Alto anchicaya	1974
Ancón	1987
Ancón Sur ISA	1985
Balsillas	1982
Banadía	1989
Barbosa	1985
Barranca	1976
Belén	1977
Bello	1998
Betania	1998
Bucaramanga	1974
Caño Limón	1989
Cartago	1993
Cerromatoso 2	1999
Cerromatoso 5	1985
Chinú	1985
Chivor	1976
Circo	1983
Comuneros	1994
Copey	1986
Cuestecitas	1985
Envigado	1969
Esmeralda	1971
Fundación	1973
Guaca	1986
Guadalupe IV	1985
Guatapé	1969
Guatiguará	1999
Guavio	1992
Hermosa	1995
Jaguas	1982
Jamondino	1989
Juanchito	1974
La Enea	1986
La Mesa	1984
La Miel	2001
La Reforma	1994
La Sierra	1997
La Virginia 2	1999
La Virginia 5	1999
Merilectrica	1997
Miraflores	1978
Mirolindo	1995
N. Barranquilla	1999

## FECHAS DE ENTRADA DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

SUBESTACIÓN	AÑO DE ENTRADA
Noroeste	1992
Ocaña	1997
Occidente	1994
Oriente	1984
Páez	1998
Paipa	1975
Palos	1990
Pance	1974
Paraíso	1986
Playas	1988
Porce II	2001
Primavera	1997
Purnio	1997
Sabanalarga	1989
Sabanalarga 5	1985
Salto IV	1999
Salvajina	1985
Samoré	1989
San Bernardino	1987
San Carlos 2	1982
San Carlos 5	1985
San Felipe	1990
San Marcos 2	1995
San Marcos 5	1998
San Mateo	1987
San Mateo Cúcuta	1986
Santa Marta	1982
Sochagota	1999
Tasajera	1993
Tasajero	1984
Termocandelaria	2001
Termocartagena	1977
Termocentro	1997
Termoflores	1997
Termoguajira	1983
Termopaipa IV	1999
Tenera	1972
Toledo	1989
Torca	1976
Tunal	1984
Uraba	1999
Urrá	1999
Valledupar	1978
Yumbo	1971



## 8.6 FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA -FNCE-

Las tecnologías de FNCE (en especial las renovables) son cada vez más competitivas. En Colombia solamente en los años 70's, se impulsó con alguna intensidad los temas de Uso Racional y Eficiente de Energía - URE y de FNCE, los cuales marcarán diferencias competitivas para el país en el mediano y largo plazo, debido a que contar con fuentes diversas adicionales a los hidrocarburos reduce riesgos asociados al abastecimiento futuro y a que el URE aporta ahorro de energía proveniente del no desperdicio, de hacer más con la misma energía.

Durante el año 2006 se ha publicado la primera versión del atlas de viento y energía eólica de Colombia, con lo cual se espera un aporte al desarrollo del aprovechamiento de este recurso renovable, para el cual el país posee el proyecto más relevante en FNCE el parque eólico de JEPIRACHI (19,5MW) construido por las Empresas Públicas de Medellín.

En cuanto a la elaboración y actualización de referencias técnicas que faciliten condiciones para el desarrollo de un mercado sano de las FNCE, se continuó apoyando la elaboración y actualización de normas técnicas colombianas NTC, se participó en tres comités técnicos del Instituto Colombiano de Normas técnicas -ICONTEC- en los temas de a) energía solar fotovoltaica, b) energía solar térmica y c) energía eólica, obteniéndose la siguiente norma y guía técnica:

1. NTC-5412 Aerogeneradores. Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.
2. GTC-139 Sistemas de aerogeneradores. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas.

### 8.6.1 MAPAS DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado por sus condiciones especiales, encontrarse en la zona tórrida, en la confluencia de las placas tectónicas y en la región andina donde se trifurca la cordillera de los andes; condiciones que la hacen rica en ecosistemas, especies biológicas, recurso hídrico con caídas aprovechables, recurso solar, eólico y geotérmico.

A continuación se muestra una aproximación de los mapas que la UPME ha recopilado desde una perspectiva energética. En las versiones anteriores del Plan de Generación y Transmisión se encuentran mapas que complementan la información a continuación mostrada razón por la cual recomendamos su consulta.

### 8.6.2 MAPA DE DENSIDAD DE ENERGÍA DEL VIENTO

La UPME en sinergia con el IDEAM han aportado para el país la primera versión del atlas de densidad de energía eólica de Colombia. El trabajo estableció por primera vez un modelo para la estimación de este recurso en la escala nacional, utilizó series de datos de más de 10 años en algo más de un centenar de estaciones de medición de viento a 10 m de altura sobre el suelo, resultado de lo cual permitió establecer mapas del recurso viento.

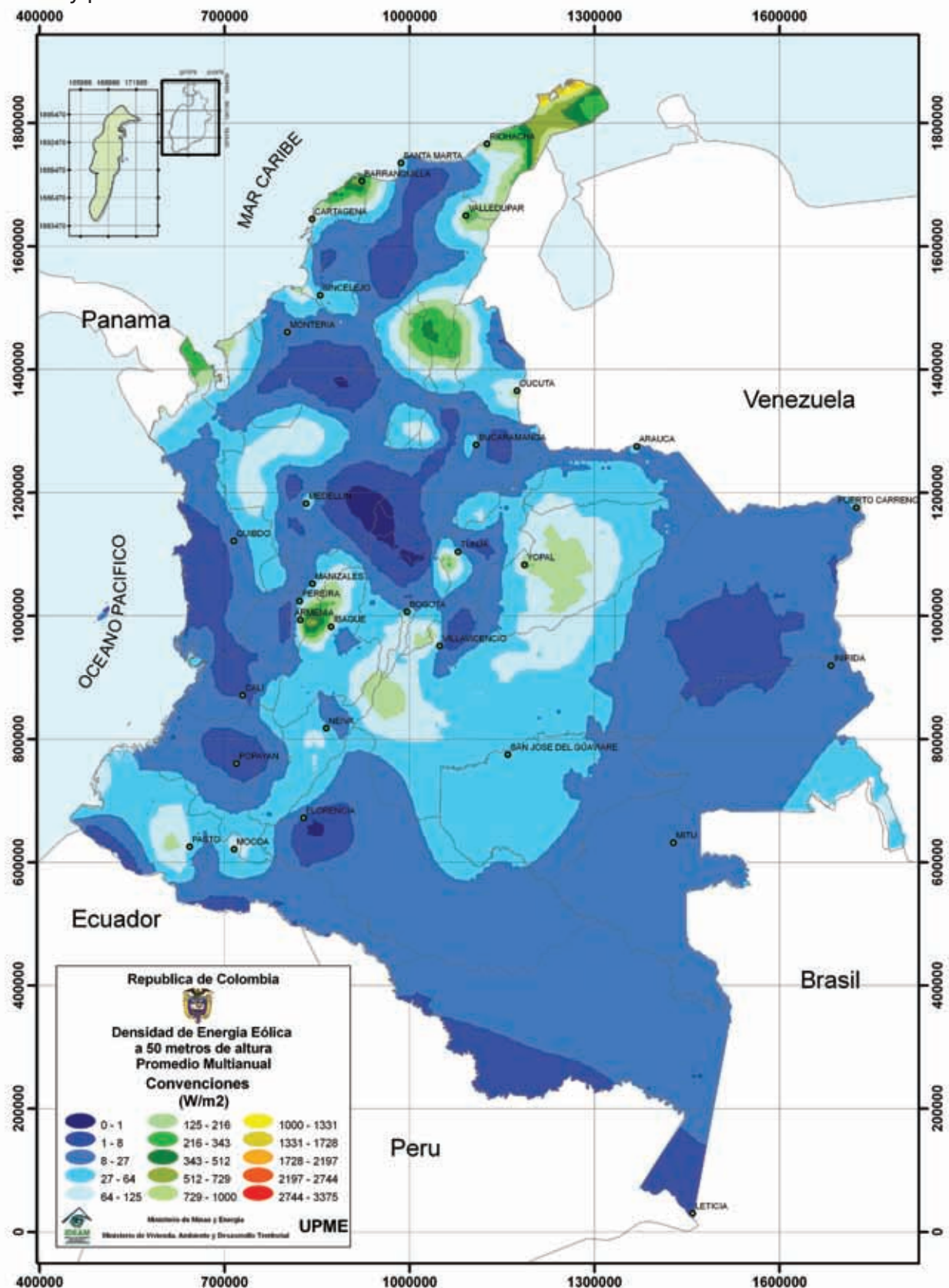
El Atlas contiene estimaciones a 50 metros de altura y muestra que Colombia tiene un buen potencial energético eólico en algunas regiones del territorio (ver mapa en la siguiente página), y que aun cuando para todo el territorio, el promedio de densidad de energía multianual es bajo cercano a 200 W/m<sup>2</sup>, la península de la Guajira posee los mejores valores en su zona norte

<sup>10</sup> El Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia 2006, al igual que el Atlas de Radiación Solar de Colombia 2005, están disponibles en la página Web de la UPME, <http://www.upme.gov.co>

alcanzando los 1700 W/m<sup>2</sup>, un valor propicio para el aprovechamiento del viento. Una aproximación a la altura mencionada de la disponibilidad promedio multianual de densidad de energía eólica por regiones se presenta en la siguiente tabla:

REGIÓN	W/m <sup>2</sup>
GUAJIRA:	200 - 1700
ANDINA:	125 - 700
COSTA ATLÁNTICA:	8 - 700
ORINOQUIA:	0 - 200
AMAZONIA:	0 - 120
COSTA PACÍFICA:	1 - 64

Por último es necesario involucrar en el quehacer científico y técnico los resultados de este estudio con la finalidad de difundirlo, utilizarlo y mejorarlo, con los aportes de instituciones públicas y privadas.



### 8.6.3 MAPA DE POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

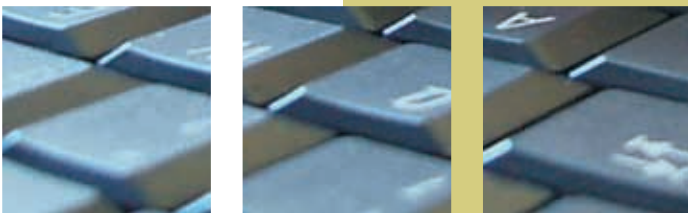
Actualmente la UPME y el IDEAM están trabajando para establecer un primer Atlas Hidroenergético de Colombia.

### 8.6.4 MAPA DE POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA

Durante 2007 y 2008 la UPME, el IDEAM y COLCIENCIAS trabajarán para establecer un primer Atlas de Potencial Energético de la Biomasa para Colombia.



# Siglas





## SIGLAS

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

## UNIDADES DE MEDIDA

PC	Pie Cúbico
MPC	Millones de Pies Cúbicos
MPCD	Millones de Pies Cúbicos Día
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
GWh	Gigawatios hora
kWh	Kilowatios hora
TWh	Terawatios hora
MVA	Megavoltiamperios
MVA <sub>r</sub>	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