

Plan de Expansión de Referencia

Generación • Transmisión
2008 • 2022



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:

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
Cerromatoso
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.
AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.

Equipo de trabajo UPME
Carmen Andrea Rojas Castellanos
Beatriz Herrera Jaime
Denice Jeanneth Romero López
Francisco de Paula Toro Zea
Jaime Alfonso Orjuela Vélez
Jaime Fernando Andrade Mahecha
Jairo Ovidio Pedraza Castañeda
Javier Andrés Martínez Gil
José Vicente Dulce Cabrera
Libardo Acero García
Luis Carlos Romero Romero

Carrera 50 N° 26-20
Tel. (+1) 2220601- Fax (+1) 2219537
Bogotá
Colombia
Diciembre de 2007

© Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2008
ISBN: 958-97750-1-2
Diseño, pre prensa e impresión: www.digitosydiseños.com.co
Bogotá, abril de 2008

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	9
1 SITUACIÓN ECONÓMICA	13
1.1 CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA	15
1.2 PRECIOS	17
1.3 TASA DE CAMBIO	17
1.4 EMPLEO	18
1.5 SECTOR EXTERNO	19
2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	23
2.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	25
2.1.1 Evolución histórica de la demanda de electricidad	25
2.1.1.1 Energía	25
2.1.2 Interconexiones internacionales	32
2.1.2.1 Colombia – Ecuador	32
2.1.2.2 Colombia – Venezuela	33
2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	35
2.2.1 Disponibilidad de Plantas de Generación	38
2.2.2 Disponibilidad de recurso hídrico	39
2.2.3 Generación de energía eléctrica en Colombia	40
2.3 TRANSMISIÓN	41
2.4 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	43
3 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA	55
3.1 METODOLOGÍA	57
3.2 SUPUESTOS REVISIÓN MARZO DE 2007	58
3.2.1 PIB	58
3.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN	59
3.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución	59
3.2.4 Cargas especiales	59
3.2.5 TIE	60
3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	61
3.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE POTENCIA	62
4 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	65
4.1 SITUACIÓN ACTUAL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA	68
4.1.1 CARGO POR CONFIABILIDAD ELEMENTO DE EXPANSIÓN	68
4.1.2 RELACIÓN DEMANDA - ENERGÍA FIRME	69
4.1.3 RELACIÓN DEMANDA - POTENCIA FIRME	70

4.2	RECURSOS ENERGÉTICOS	71
4.2.1	Recurso Hidroenergético	71
4.2.2	Recurso Solar	72
4.2.3	Recurso Eólico	72
4.2.4	Carbón mineral	73
4.2.4.1	Recursos de carbón por zona carbonífera	74
4.2.5	Gas Natural	75
4.3	TECNOLOGÍAS	78
4.3.1	Tecnologías para generación de energía eléctrica con combustibles líquidos	78
4.3.2	Tecnologías para generación de energía eléctrica con carbón mineral	79
4.4	OPORTUNIDADES	80
4.4.1	Registro de proyectos de generación	80
4.4.2	Posibles sitios de instalación para generación de energía eléctrica	82
4.4.2.1	Proyectos hidráulicos	82
4.4.2.2	Proyectos térmicos a carbón mineral	84
4.4.3	Proyectos de generación en Colombia	90
4.4.4	Proyectos de generación en Ecuador	91
4.5	REQUERIMIENTOS EN EXPANSIÓN	92
4.5.1	SUPUESTOS	93
4.5.2	REQUERIMIENTOS CASO COLOMBIA AUTÓNOMO 2008-2016	93
4.5.3	COLOMBIA INTEGRADO CON PAÍSES VECINOS 2008-2016	96
4.5.3.1	Caso escenario alto demanda de energía	96
4.5.3.2	Caso escenario alto – medio	98
4.5.4	REQUERIMIENTOS CASO COLOMBIA 2008-2022	99
4.5.4.1	Caso escenario alto – medio con carbón mineral	99
4.5.4.2	Caso escenario alto – medio Eólico con carbón mineral	101
4.5.4.3	Caso escenario alto – medio Eólico con hidráulica	102
4.5.5	RECOMENDACIONES	103
5	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	105
5.1	SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL RED ACTUAL	107
5.2	VISIÓN DE LARGO PLAZO 2017- 2022	108
5.3	DIAGNÓSTICO GLOBAL Y POR ÁREAS	113
5.4	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO 2008 – 2016	115
5.4.1	Análisis Área Bogotá	115
5.4.1.1	Alternativa I: S/E Nueva Esperanza 500/230kV, circuito Bacatá – Nueva Esperanza 500kV, circuito Guavio – Nueva Esperanza 230kV y obras asociadas a 115kV.	118
5.4.1.2	Alternativa II: S/E Nueva Esperanza 500/230kV, circuito Primavera – Nueva Esperanza 500kV, circuito Guavio – Nueva Esperanza 230kV y obras asociadas a 115kV	121
5.4.2	Análisis Área Nariño	130
5.4.2.1	Alternativa 1: Segundo transformador 230/115 kV en Jamondino	130
5.4.2.2	Alternativa 2: Cierre permanente de los circuitos Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo 115 kV	131
5.4.2.3	Alternativa 3: Subestación Jardinera 230/115 kV	131
5.4.2.4	Análisis de la Problemática del Sur del País	133
5.4.3	Análisis Área Nordeste	137
5.4.4	Análisis Área Caldas-Quindío-Risaralda	137
5.4.5	Análisis Área Antioquia – Chocó	138
5.4.6	Análisis Área Tolima – Huila - Betania	138
5.4.7	Análisis Área Córdoba – Sucre	139
5.4.7.1	Alternativa 1: Tercer transformador 500/110/34,5 kV en Chinú	140
5.4.7.2	Alternativa 2: Cambio de segundo transformador por uno de 250 MVA	140
5.4.7.3	Alternativa 3: Transformación 500/220 en Chinú, línea Chinú – Montería 220 kV y subestación Montería 220/110 kV	140
5.4.8	Área Bolívar	141

5.4.8.1	Resumen resultados	147
5.4.9	Análisis Área Atlántico	148
5.4.10	Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena	148
5.5	NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN	149
5.6	RECOMENDACIONES	149
6	RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO Y OTRAS EN RELACIÓN CON LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	151
6.1	ELEMENTOS DE OPERACIÓN	153
6.2	ELEMENTOS ASOCIADOS A LA REGULACIÓN	153
6.3	ELEMENTOS DE PLANEAMIENTO	154
6.4	ELEMENTOS TRANSVERSALES	154
7	DESARROLLO AMBIENTAL	157
7.1	EMISIONES CO2 GENERACIÓN DE ENERGÍA SEGUNDA COMUNICACIÓN NACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO	159
7.2	PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	160
7.3	DESARROLLOS NORMATIVOS	160
8	ANEXOS	163

INTRODUCCION

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza una revisión anual del plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión de electricidad. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Recientemente, cambios en la reglamentación han hecho que se consideren nuevos elementos dentro de la actividad de planeamiento del SIN. Ejemplo de esto, es la migración del esquema de cargo por capacidad al nuevo cargo por confiabilidad, establecido en el 2006. Teniendo en cuenta que el nuevo esquema pretende garantizar una determinada cantidad de energía en firme para el SIN, por la cual el usuario paga un valor adicional al de la energía consumida, para mantener la coherencia de la regulación con los supuestos de planeamiento se ha decidido utilizar el mismo escenario de proyección de demanda de energía elegido por la CREG como demanda objetivo a cubrir con energía firme. Esto determinó que la UPME en sus análisis de generación y transmisión, hasta el 2013, aplicara el escenario alto de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y a partir del 2014 aplicara el escenario medio.

El presente Plan contiene una revisión de la situación económica y algunos de sus indicadores y realiza un seguimiento al mercado eléctrico colombiano en cuanto a demanda, interconexiones existentes, capacidad instalada y las actividades de transmisión, distribución y comercialización.

Incluye un capítulo de proyecciones de demanda de potencia y energía, revisión de Marzo de 2007, donde se describe la metodología y se hace un seguimiento al PIB, a las pérdidas y a las interconexiones internacionales.

La presente versión del Plan, en el capítulo de generación, describe el esquema del cargo por confiabilidad y en desarrollo de la labor de promoción, la Unidad presenta para los diferentes agentes e interesados información referente a posibilidades de generación según recurso, tecnologías disponibles y aplicables y oportunidades de nuevos proyectos. Adicionalmente se presentan los requerimientos de expansión de generación, teniendo en cuenta los criterios de confiabilidad establecidos por la regulación.

El plan de generación se elaboró bajo la metodología de escenarios, concluyendo, entre otras cosas, que en cualquier caso se requieren 150 MW adicionales a los proyectos existentes antes del 2012 y que es conveniente evaluar fuentes energéticas alternativas como la eólica para flexibilizar la operación y complementar la disponibilidad de recursos como el gas natural.

En el tema de transmisión, la visión de largo plazo del STN – año 2022 – que determina la expansión, considera dos alternativas en cuanto a la generación: la primera alternativa ubica la expansión de la generación de largo plazo de manera distribuida en la geografía nacional y la segunda concentra la expansión de la generación en el área de Antioquia.

Adicionalmente se realizó un análisis detallado de mediano y largo plazo por área, el cual tuvo en cuenta la expansión propuesta por los OR's. Los resultados se pueden ver en las recomendaciones dadas para cada área, siendo Bogotá, Bolívar y el Suroccidente las áreas que requirieron mayor atención en esta versión del Plan.

Como resultado del Plan de transmisión para el área Bogotá se recomienda la construcción de la subestación Nueva Esperanza a 500 kV, línea Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV, transformación 500/220 kV, línea Nueva Esperanza – Guavio 220 kV y reconfiguraciones asociadas a Nueva Esperanza 220 kV, adicionalmente se consideran obras a nivel

Adicionalmente se realizó un análisis detallado de mediano y largo plazo por área, el cual tuvo en cuenta la expansión propuesta por los OR's. Los resultados se pueden ver en las recomendaciones dadas para cada área, siendo Bogotá, Bolívar y el Suroccidente las áreas que requirieron mayor atención en esta versión del Plan.

Como resultado del Plan de transmisión para el área Bogotá se recomienda la construcción de la subestación Nueva Esperanza a 500 kV, línea Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV, transformación 500/220 kV, línea Nueva Esperanza – Guavio 220 kV y reconfiguraciones asociadas a Nueva Esperanza 220 kV, adicionalmente se consideran obras a nivel de 115 kV a cargo del OR. Para el área Bolívar se recomienda la nueva subestación Bosque 220 kV y la reconfiguración del circuito Bolívar – Ternera 220 kV en Bolívar – Bosque – Ternera 220 kV.

Es de destacar que este Plan contiene una serie de recomendaciones de tipo normativo que la labor de planeador del sistema permite identificar, las cuales están dirigidas a aspectos relacionados con la operación, regulación, planeación y algunos elementos transversales del SIN.

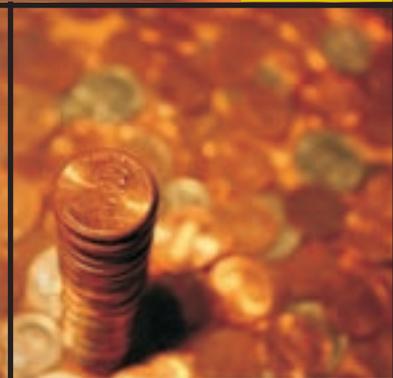
Finalmente, se encuentra el capítulo de Desarrollo Ambiental con información referente a emisiones de CO₂, proyectos MDL y desarrollos normativos.

Los anexos contienen información de la expansión reportada por los OR's y los diagramas unifilares por área, los niveles de corto circuito en subestaciones del STN que tienen como fin identificar equipos próximos al límite de su capacidad, información adicional de proyecciones de demanda, mapa y diagramas unifilares del STN.

En adelante, las subastas de energía en firme permitirán conocer con anticipación los proyectos de expansión de la generación de tal manera que se eliminará gran parte de la incertidumbre en los supuestos para el planeamiento de la expansión, lo que representará un cambio fundamental en el desarrollo de este Plan.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2008 – 2022, resultado del trabajo interno del año 2007 con la asesoría del CAPT, la invaluable colaboración de XM, y en particular para este documento los aportes de los agentes y entidades que realizaron comentarios a la versión preliminar. A todos ellos nuestro agradecimiento.

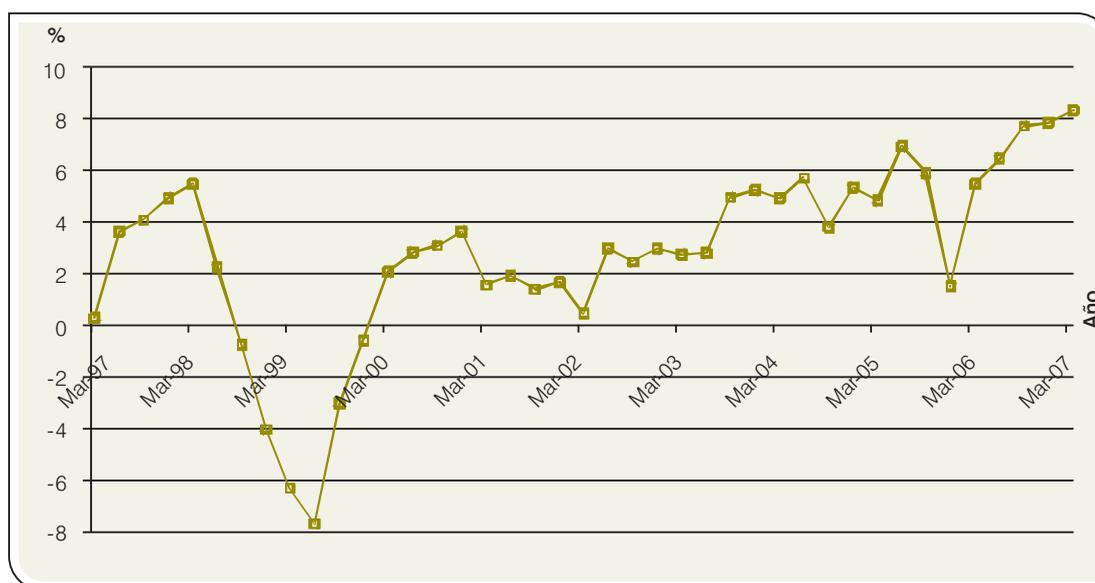
1 Situación económica



1 SITUACIÓN ECONÓMICA

1.1 CRECIMIENTO DE LA ECONOMÍA

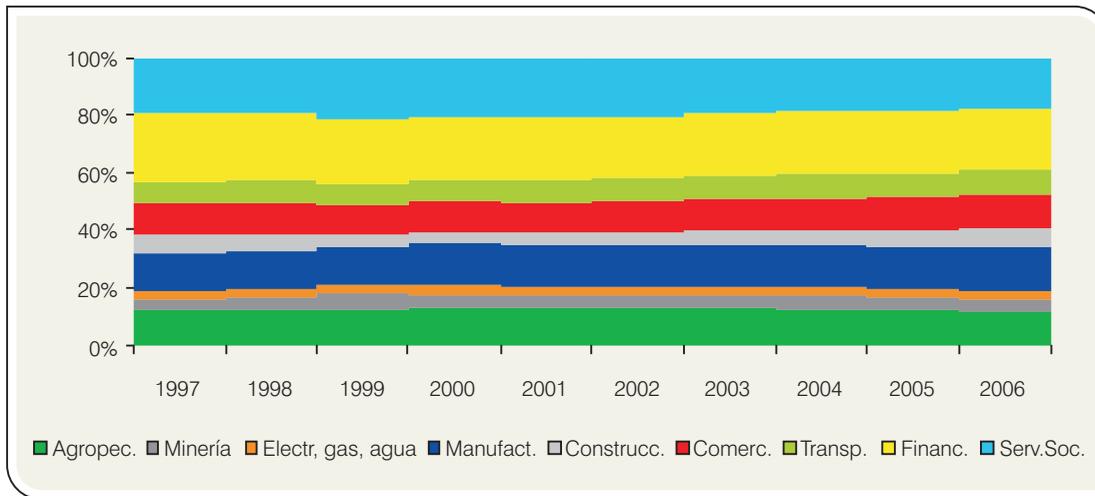
En Colombia el Producto Interno Bruto –PIB– alcanzó en el año 2006 un valor de Col\$ 320,5 billones, a precios corrientes, lo que equivale a 93,7 billones de pesos constantes de 1994. En términos reales, el crecimiento del producto fue de 6,8%, conservándose la senda de crecimiento sostenida que se ha observado durante este nuevo siglo. Ver Gráfica 1-1.



Fuente: DANE

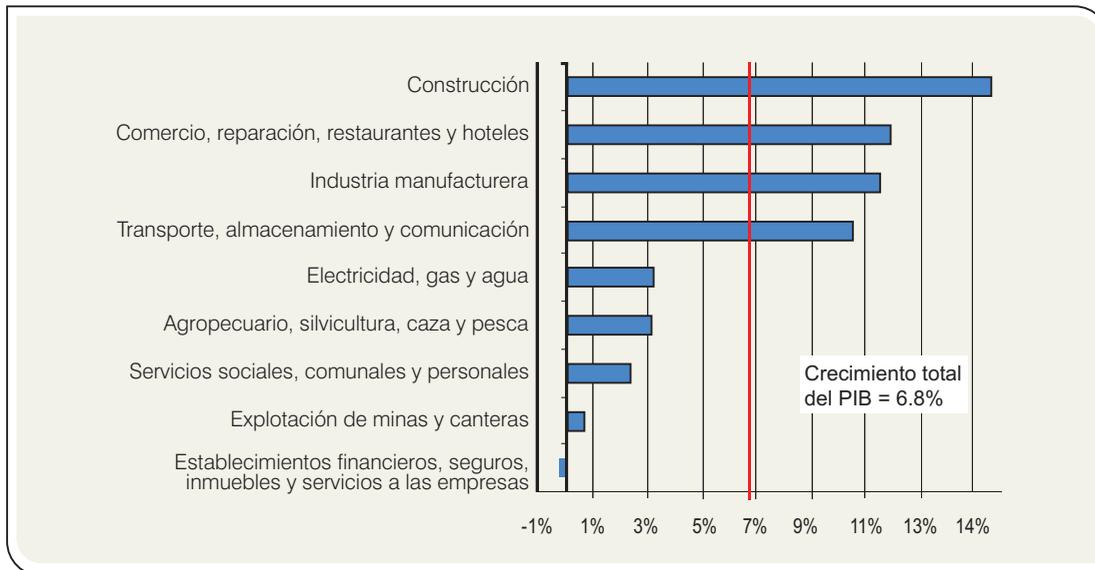
Gráfica 1-1. Crecimiento del PIB trimestral durante los últimos diez años.

Durante los últimos diez años la participación de los diferentes sectores en el PIB se ha mantenido casi constante. El sector de servicios, compuesto por actividades como los servicios personales, financieros y comercio, ha aportado aproximadamente 52% de la riqueza producida en el país durante este periodo. La industria manufacturera ha aportado cerca del 15% y sectores primarios como el agropecuario y minero respectivamente 12% y 4%. Los demás sectores: transporte, construcción y el rubro de electricidad, gas y agua, han participado respectivamente con 8%, 6% y 4%, aproximadamente. Ver Gráfica 1-2.



Gráfica 1-2. Participación de los diferentes sectores económicos en el PIB durante los últimos diez años.

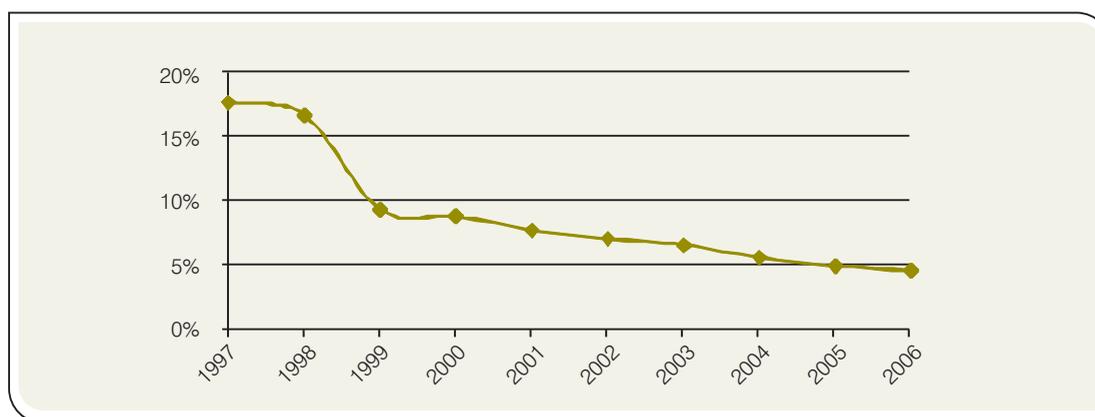
En la economía colombiana los sectores más dinámicos durante el 2006 fueron la construcción, el comercio, la industria manufacturera y el transporte, que lograron crecimientos de 14,6%, 11,2%, 10,8% y 9,9% respectivamente; crecimientos superiores al promedio de la economía de 6,8%. De otra parte, sectores como el de servicios públicos (electricidad, gas y agua), agricultura, y servicios personales mantienen crecimientos de magnitud 3,0%, 3,0% y 2,2% respectivamente. Finalmente, los sectores minero y de servicios financieros mantuvieron crecimientos cercanos a cero. Ver Gráfica 1-3.



Gráfica 1-3. Crecimiento de los diferentes sectores económicos durante el año 2006.

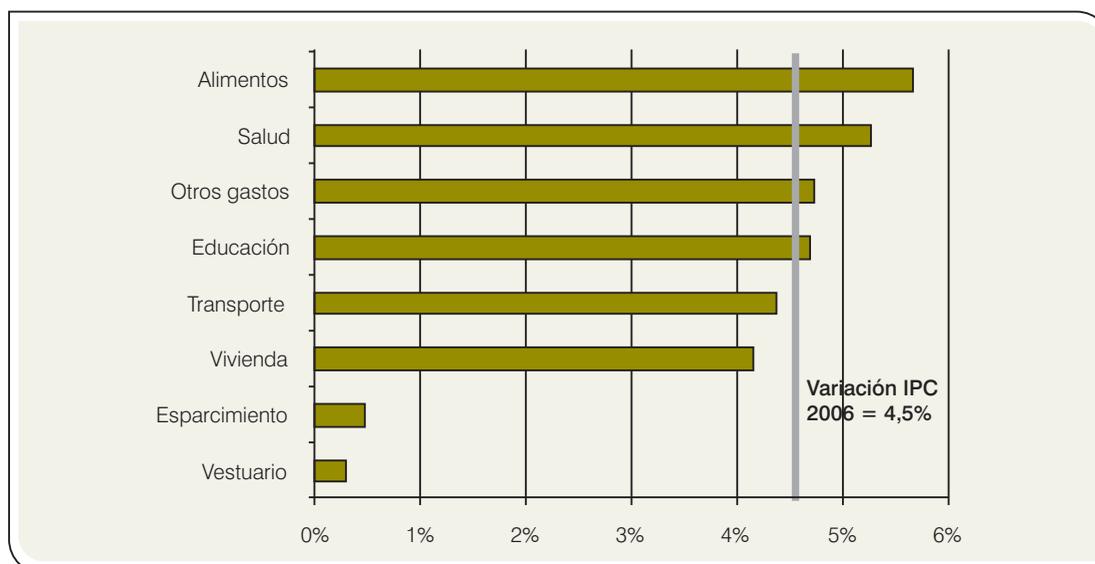
1.2 PRECIOS

Durante el 2006, el Índice de Precios –IPC- aumentó 4,5% respecto al año anterior, siendo el menor valor desde los años 80; se confirma así el control logrado de la inflación por parte del Banco de la República. Ver Gráfica 1-4. El crecimiento del IPC está principalmente marcado por rubros básicos como alimentos, salud y educación, mientras otros rubros como el vestuario y el esparcimiento mantuvieron precios más estables durante el año anterior. Ver Gráfica 1-5.



Fuente: DANE

Gráfica 1-4. Crecimiento del IPC durante los últimos diez años.

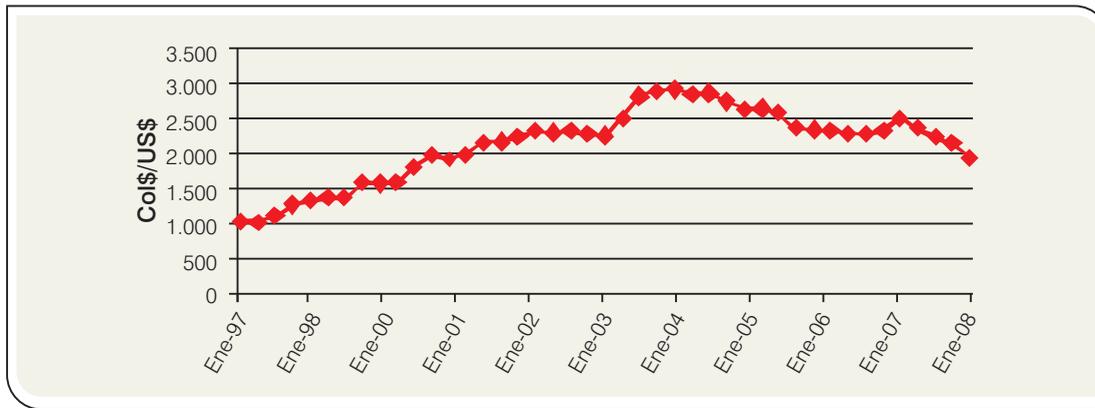


Fuente: DANE

Gráfica 1-5. Crecimiento de los precios en diferentes actividades productivas, año 2006.

1.3 TASA DE CAMBIO

Al finalizar diciembre de 2006 la tasa de cambio alcanzó un valor de Col\$ 2237 por dólar americano, valor cercano aunque menor al que tenía al comienzo de enero de Col\$ 2273. Sin embargo, tal como puede apreciarse en la Gráfica 1-6, durante el primer semestre del año 2006 se tuvo un comportamiento tipo devaluación mientras que durante el segundo semestre fue de revaluación. Lo observado durante el primer semestre del año 2007 es una tendencia a la revaluación del peso colombiano frente al dólar de los Estados Unidos, tendencia que se evidencia desde comienzos del año 2003.

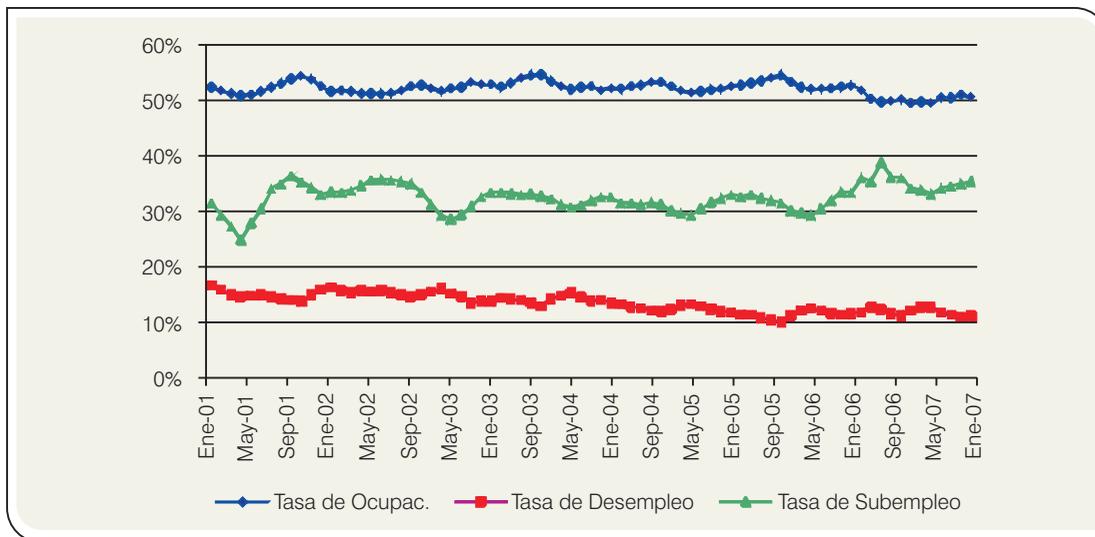


Fuente: DANE

Gráfica 1-6. Valores trimestrales de la tasa de cambio durante los últimos diez años.

1.4 EMPLEO

Después de la crisis económica de finales de los años 90, la tasa de desempleo ha disminuido progresivamente, situándose en valores cercanos al 12% durante el 2006, muy cercana a la registrada durante el 2005; a pesar del buen desempeño económico del país, el desempleo mantiene cierta inercia. De otra parte, la tasa de ocupación se situó alrededor del 51,2%, en un nivel inferior al logrado durante el 2005 de 52,9%. El subempleo reportó un incremento de 31,6% del año 2005 a 34,2% en el año 2006. Los anteriores indicadores muestran la lenta recuperación de la actividad laboral colombiana que contrasta con la sostenida recuperación de la economía. Ver Gráfica 1-7.

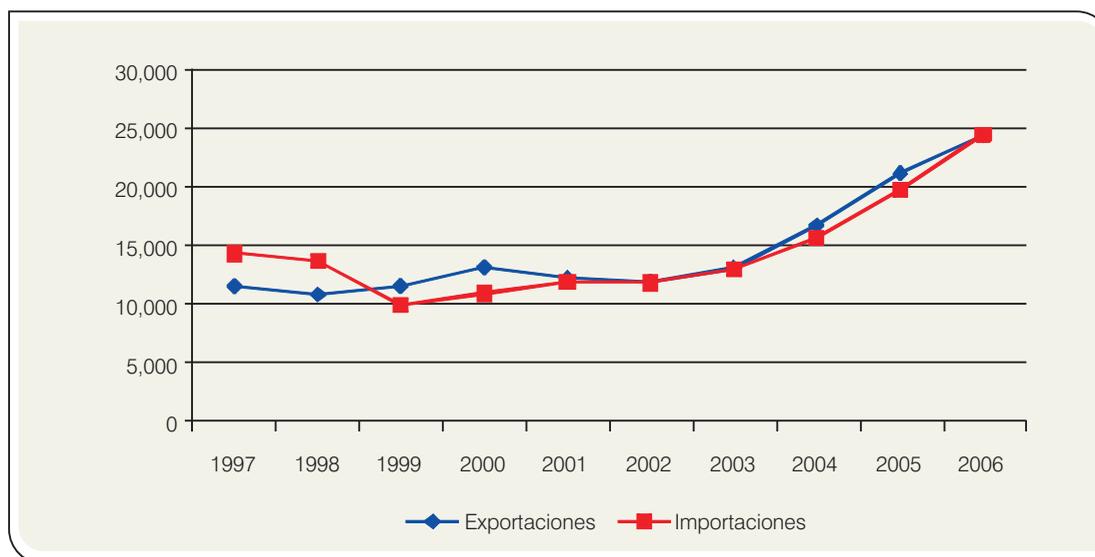


Fuente: DANE

Gráfica 1-7. Indicadores de empleo durante los últimos años.

1.5 SECTOR EXTERNO

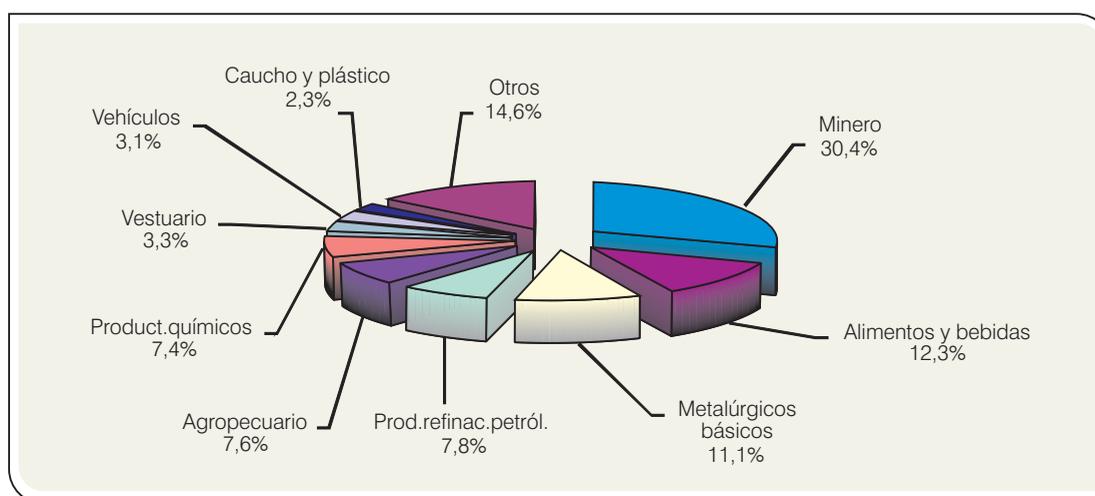
Durante lo corrido del siglo el país ha experimentado un incremento progresivo del comercio exterior, tal como lo evidencia la Gráfica 1-8. En el 2006, las exportaciones del país alcanzaron un valor de 24,391 millones de dólares FOB, mientras las importaciones lograron un valor de 24,534 millones de dólares FOB, lo cual establece un déficit en la balanza comercial de 143 millones de dólares.



Fuente: DANE

Gráfica 1-8. Balanza comercial colombiana durante los últimos diez años.

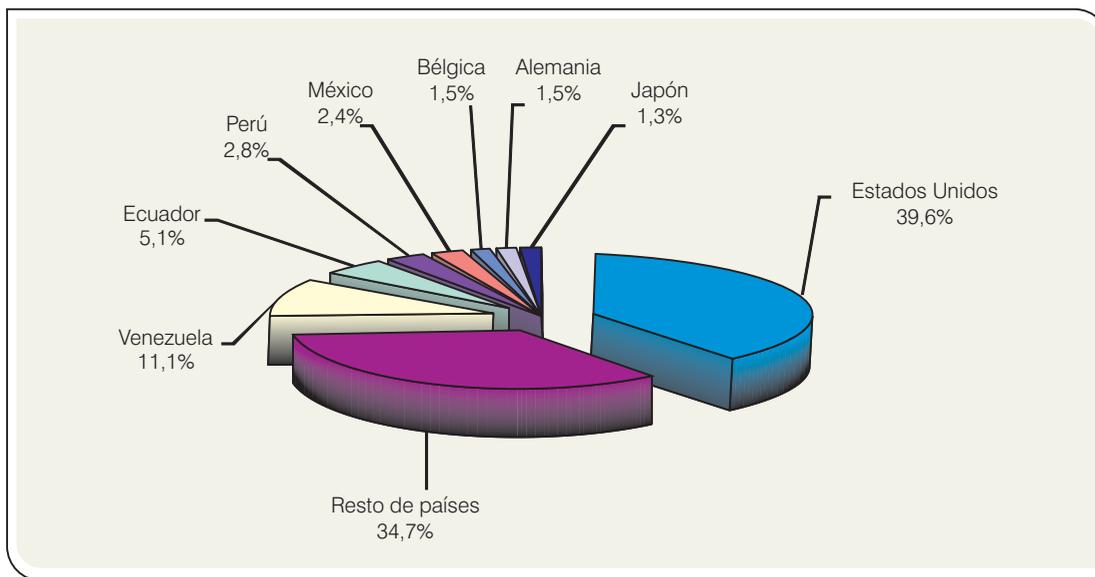
Dentro de los sectores que se destacan está el minero que participa en un 30,4% del total, seguido del sector de alimentos y bebidas con un 12,3% y los metalúrgicos con un 11,1%. La Gráfica 1-9 presenta los principales rubros de exportación nacional durante el año 2006.



Fuente: DANE

Gráfica 1-9. Productos de exportación colombiano, año 2006.

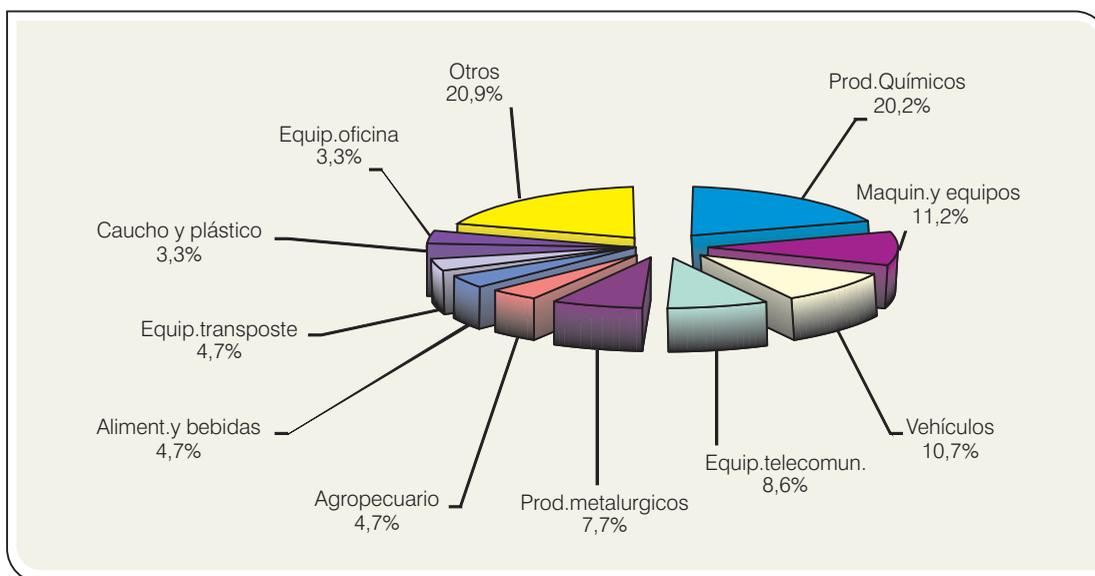
Los principales destinos de las exportaciones colombianas siguen siendo los Estados Unidos, donde arriba 36,9% del total, seguido de Venezuela y Ecuador a donde llegan respectivamente el 11,1% y 5,1%. La Gráfica 1-10 muestra los principales países destino de las exportaciones del país.



Fuente: DANE

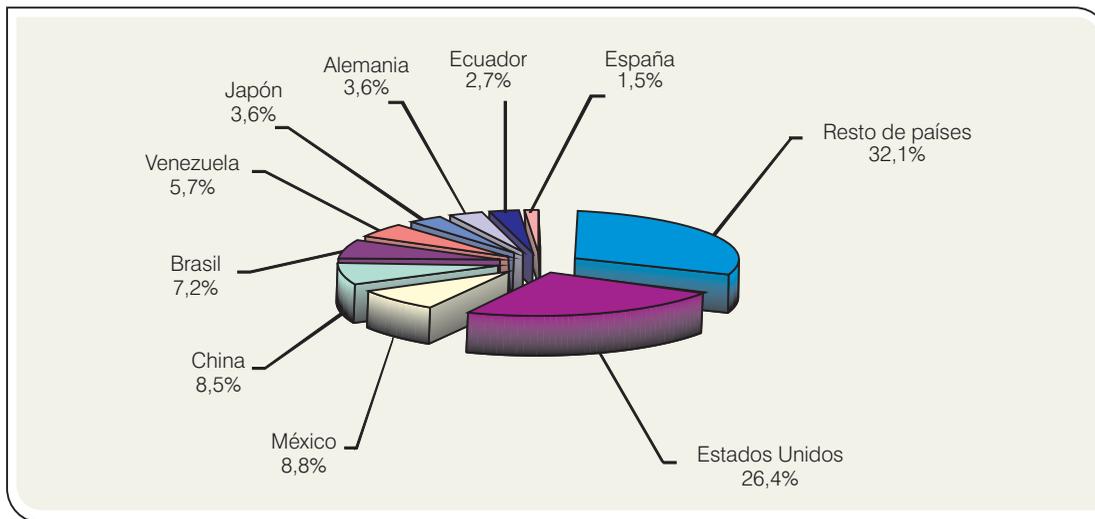
Gráfica 1-10. Principales destinos de la exportaciones colombianas, año 2006.

Las importaciones colombianas siguen basándose en productos industriales como químicos, telecomunicaciones, maquinaria, metalúrgicos, etc., en segundo lugar en bienes de consumo como alimentos y bebidas, bienes agropecuarios, cauchos y plásticos, etc. La Gráfica 1-11 presenta los principales productos de importación colombianos durante el 2006.



Gráfica 1-11. Productos de importación colombianos 2006.

Los principales orígenes de las importaciones colombianas continúan siendo los Estados Unidos, México y China de donde proceden respectivamente el 26.4%, 8.8% y 8.5% del total importado. La Gráfica 1-12 presenta los países origen de las importaciones del país durante el 2006.



Gráfica 1-12. Principales orígenes de las importaciones colombianas 2006.

The background features a dark grey grid pattern. A large, semi-transparent red 3D bar chart is positioned on the left side, with bars of varying heights. A bright yellow curved shape is on the right side. A white number '2' is on the left, and the title text is in the center. A black crosshair is in the bottom right.

2 Situación del mercado de electricidad

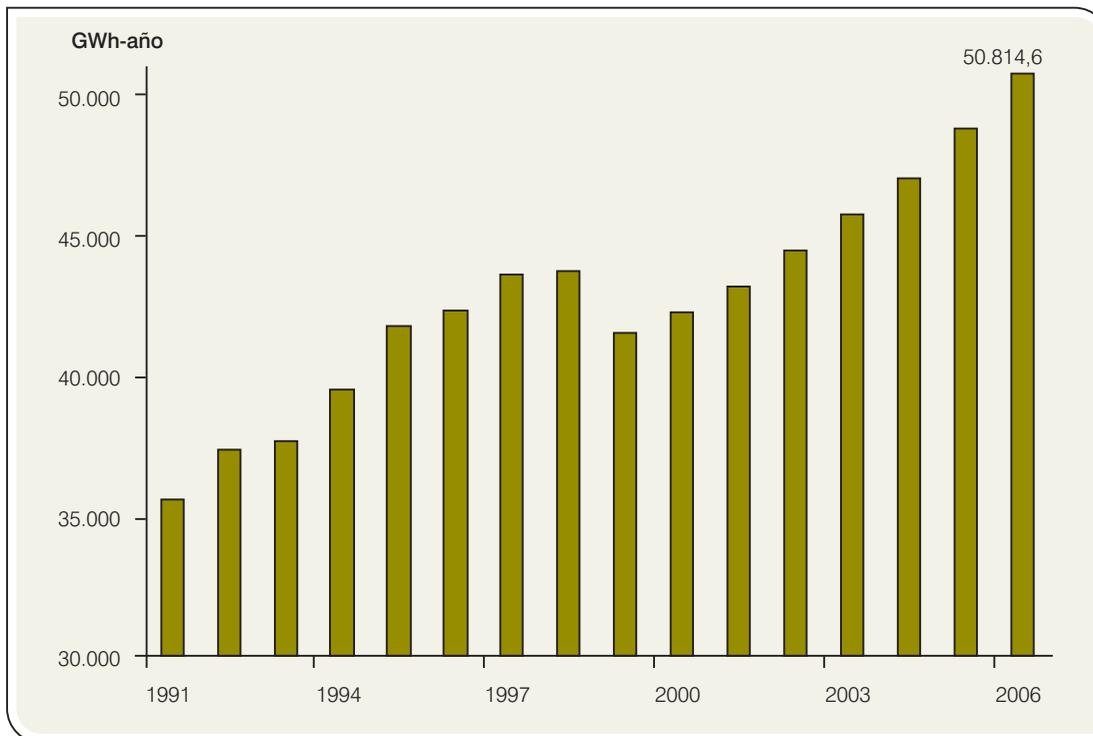
2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2.1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

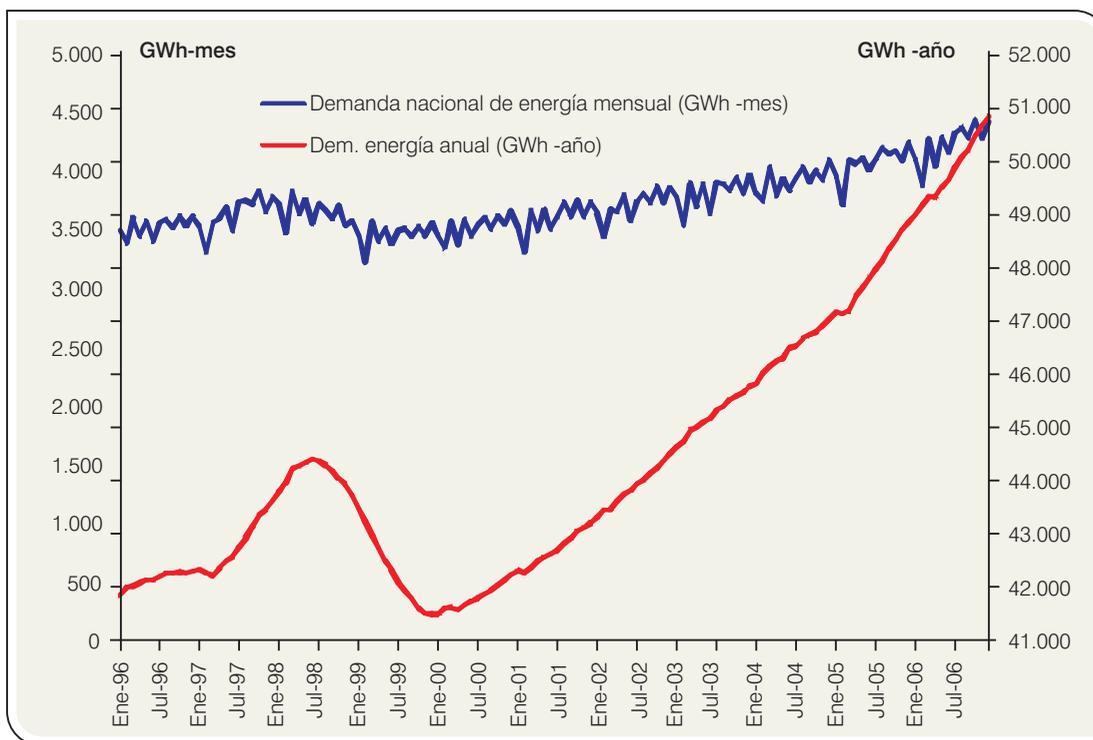
2.1.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

2.1.1.1 Energía

En el periodo 2001 – 2006 (Gráfica 2-1) la demanda de energía creció al 2.74% promedio anual. El acumulado anual de la demanda nacional de energía eléctrica en el año 2006 fue de 50.814,6 GWh-año, con un crecimiento de 4,06% con respecto al año anterior, este crecimiento es mayor que el registrado en el periodo 2004 -2005 que fue de 3,8%, convirtiéndose en el mayor crecimiento anual de la demanda de los últimos años. Lo cual es coherente con el mayor crecimiento de la economía, medido a través del Producto Interno Bruto, el cual fue de 6,8%, que también corresponde al mayor alcanzado en los últimos diez años.



Gráfica 2-1 Demanda Nacional de Energía (GWh-año)



Gráfica 2-2 Demanda mensual y acumulado anual del SIN (GWh).

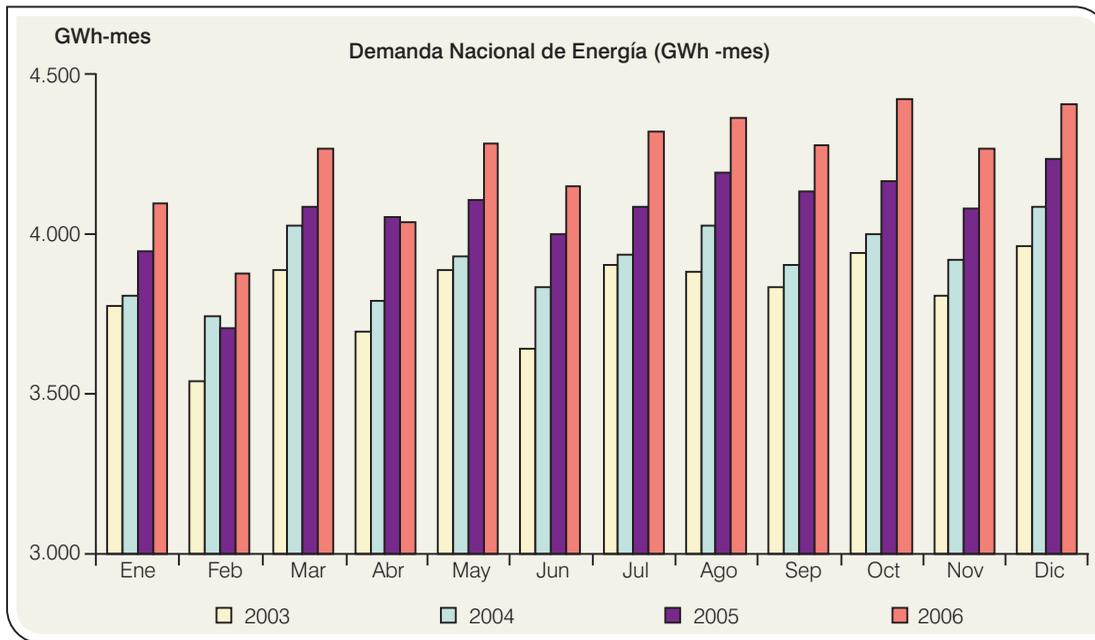
La Tabla 2-1 presenta la evolución mensual de la demanda nacional de energía.

Demanda nacional de energía (GWh - año) (acumulado últimos doce meses)					
MES	1996	1997	1998	1999	2000
ene	41.861,5	42.342,0	43.807,4	43.480,2	41.499,7
feb	42.015,3	42.267,3	43.966,0	43.239,4	41.619,7
mar	42.025,5	42.225,1	44.226,3	42.982,3	41.624,9
abr	42.091,7	42.378,0	44.269,6	42.746,0	41.595,9
may	42.145,7	42.493,5	44.336,1	42.498,9	41.677,7
jun	42.142,0	42.588,2	44.398,5	42.320,6	41.750,1
jul	42.214,1	42.768,2	44.375,5	42.098,7	41.798,9
ago	42.266,9	42.927,3	44.295,4	41.945,1	41.887,2
sep	42.278,8	43.129,9	44.172,3	41.790,8	41.949,6
oct	42.286,3	43.348,5	44.046,8	41.609,4	42.041,2
nov	42.280,9	43.471,0	43.932,7	41.520,9	42.139,7
dic	42.299,8	43.633,3	43.733,6	41.502,6	42.239,8

MES	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ene	42.320,0	43.318,5	44.631,3	45.804,0	47.155,6	48.978,6
feb	42.280,5	43.451,8	44.729,7	46.008,8	47.120,5	49.150,8
mar	42.376,5	43.457,7	44.948,8	46.146,5	47.180,8	49.330,3
abr	42.498,4	43.619,9	44.988,3	46.243,7	47.445,8	49.313,9
may	42.575,0	43.741,9	45.086,9	46.288,1	47.625,0	49.490,6
jun	42.625,7	43.815,6	45.154,4	46.481,7	47.792,9	49.639,4
jul	42.692,3	43.945,7	45.316,6	46.516,6	47.945,9	49.873,5
ago	42.829,7	44.013,5	45.399,3	46.657,0	48.114,4	50.046,9
sep	42.933,7	44.136,7	45.506,1	46.724,4	48.347,0	50.192,8
oct	43.069,7	44.249,3	45.584,7	46.782,9	48.513,9	50.453,9
nov	43.132,4	44.372,1	45.663,7	46.895,1	48.676,1	50.642,2
dic	43.206,1	44.499,2	45.767,9	47.019,2	48.828,8	50.814,6

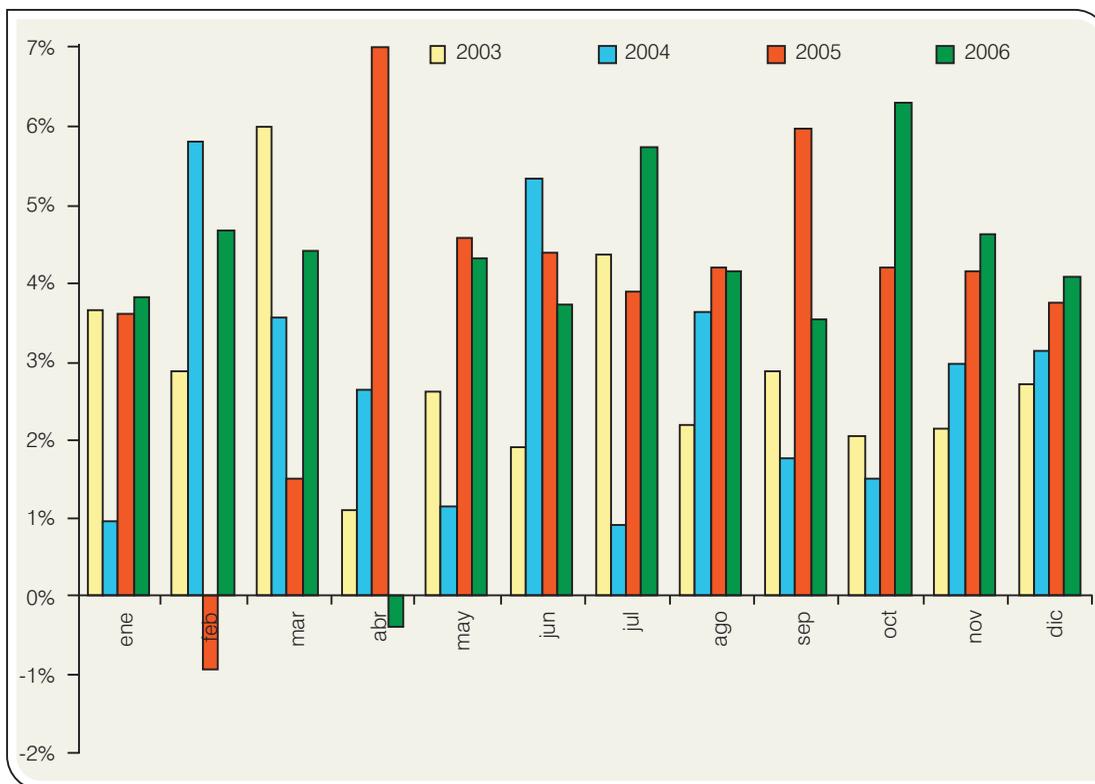
Tabla 2-1 Demanda mensual de energía eléctrica (GWh-mes).

En el 2006 el mes con mayor demanda de energía fue octubre en el que alcanzó 4.428,2 GWh, seguido del mes de diciembre con 4.413,2 GWh. La Gráfica 2-3 muestra el consumo mensual de energía en los últimos años.



Gráfica 2-3 Demanda Nacional de Energía (GWh - mes) 2003 - 2006

En el 2006 los meses de mayor crecimiento de energía con respecto a igual periodo del año anterior fueron octubre y julio, con tasas de 6,3% y 5,7% respectivamente, ver Gráfica 2-4.



Gráfica 2-4 Variación mensual de energía con respecto a igual mes del año anterior.

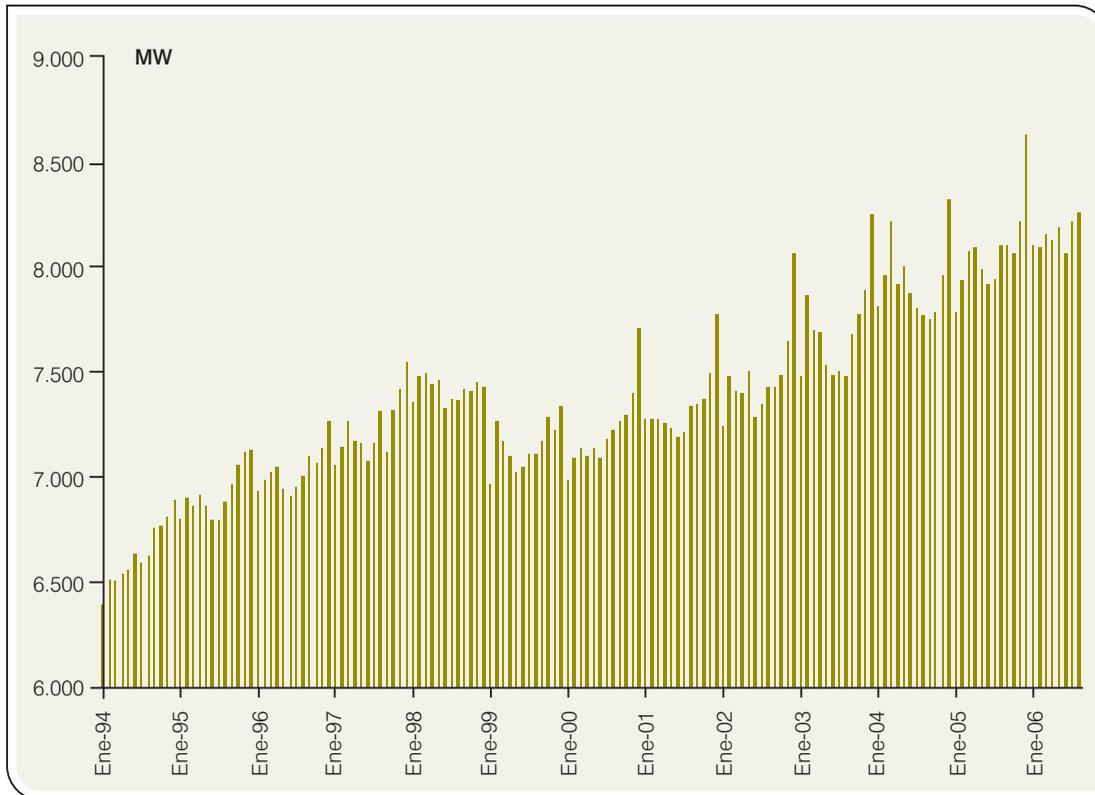


Gráfica 2-5 Variación del acumulado anual de energía

El segundo semestre del 2005 se caracterizó por las altas tasas de crecimiento de energía acumulada de los últimos doce meses, superando de manera considerable las del 2003. Las tasas de crecimiento del primer semestre de 2006 registraron valores aún más altos, alcanzando su máximo en el mes de marzo con 4,6%, ver Gráfica 2-5.

Potencia

En el 2006 la potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional fue de 8.762 MW, registrada en el mes de diciembre, mes en el que en general en los últimos años se alcanza la potencia pico anual. Este valor equivale a un aumento de la potencia pico de 1,42% con respecto al pico de potencia del 2005, ver Gráfica 2-6 y Tabla 2-2.



Gráfica 2-6 Evolución de la potencia máxima mensual del SIN (MW)

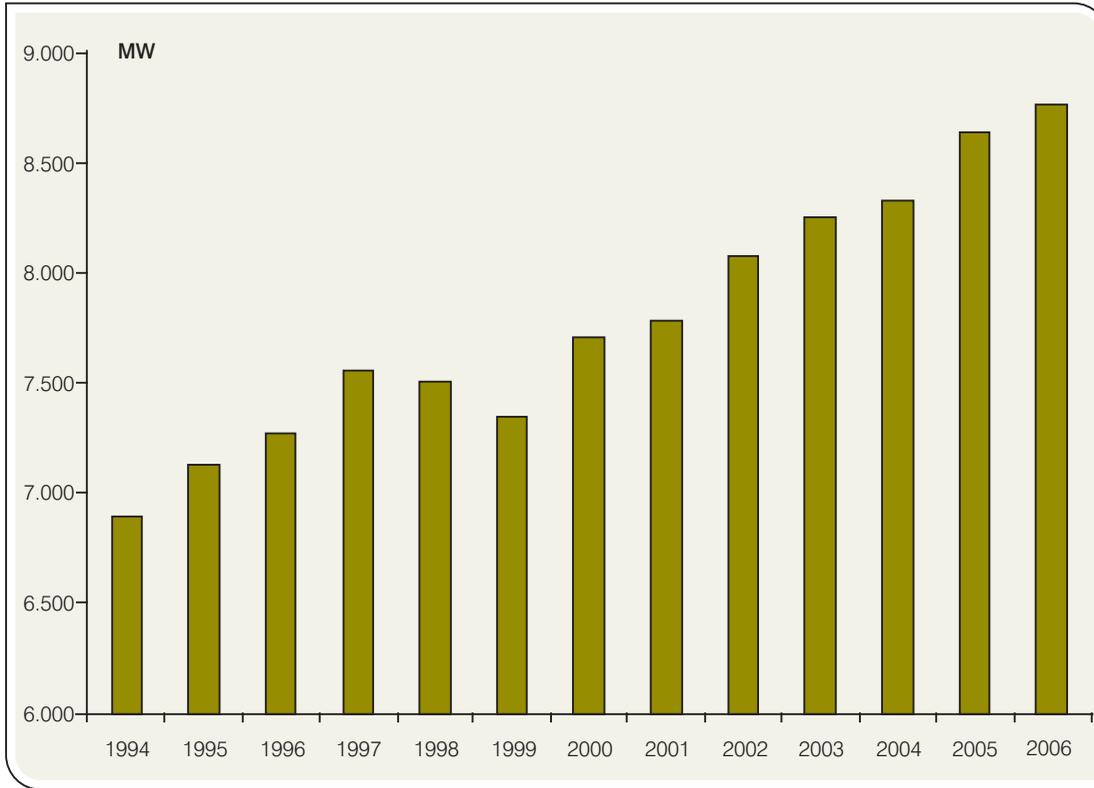
Potencia máxima del SIN (MW)							
MES	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ene	6.394,0	6.811,0	6.939,0	7.067,0	7.358,0	6.980,0	6.993,0
feb	6.519,0	6.905,0	6.998,0	7.150,0	7.483,0	7.278,0	7.103,0
mar	6.505,0	6.871,0	7.028,0	7.271,0	7.506,2	7.178,0	7.139,0
abr	6.547,0	6.920,0	7.051,0	7.175,0	7.448,0	7.107,0	7.105,0
may	6.560,0	6.869,0	6.952,0	7.167,0	7.470,0	7.030,0	7.143,0
jun	6.639,0	6.798,0	6.914,0	7.084,0	7.337,0	7.053,0	7.103,0
jul	6.602,0	6.804,0	6.958,0	7.173,0	7.376,0	7.118,0	7.183,0
ago	6.634,0	6.885,0	7.016,0	7.318,0	7.372,0	7.116,0	7.231,0
sep	6.764,0	6.980,0	7.108,0	7.127,0	7.428,0	7.176,0	7.277,0
oct	6.770,0	7.065,0	7.068,0	7.327,0	7.412,8	7.291,0	7.306,0
nov	6.820,0	7.126,0	7.144,0	7.425,0	7.459,6	7.234,0	7.408,0
dic	6.896,0	7.130,0	7.276,0	7.559,0	7.433,0	7.345,0	7.712,0

MES	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ene	7.282,0	7.244,0	7.484,0	7.817,0	7.797,0	8.113,0
feb	7.285,0	7.482,0	7.872,0	7.970,0	7.943,0	8.104,0
mar	7.286,0	7.417,0	7.704,0	8.221,0	8.085,0	8.165,0
abr	7.268,0	7.404,0	7.696,0	7.925,0	8.103,0	8.140,0
may	7.241,0	7.513,0	7.535,0	8.010,0	7.999,0	8.196,0
jun	7.195,0	7.296,0	7.494,0	7.883,0	7.928,0	8.074,0
jul	7.224,0	7.352,0	7.516,0	7.813,0	7.951,0	8.225,0
ago	7.348,0	7.437,0	7.483,0	7.773,0	8.107,0	8.266,0
sep	7.350,0	7.433,0	7.691,0	7.761,0	8.109,0	8.413,0
oct	7.382,0	7.492,0	7.786,0	7.797,0	8.078,0	8.470,0
nov	7.501,0	7.654,0	7.899,0	7.969,0	8.228,0	8.477,0
dic	7.787,0	8.078,0	8.257,0	8.332,0	8.639,0	8.762,0

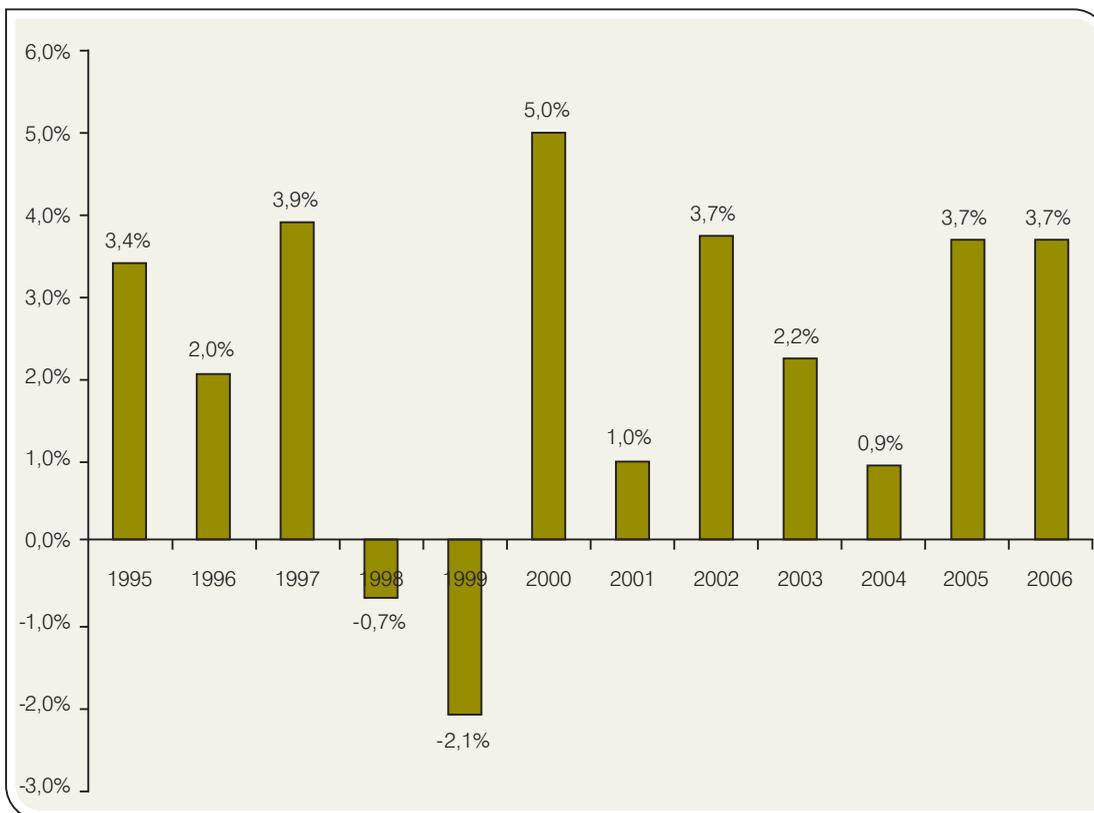
Tabla 2-2 Potencia máxima mensual del SIN (MW)

En el periodo 2000 – 2006 la tasa promedio anual de crecimiento de potencia máxima fue de 2,15%.

La Gráfica 2-7 presenta la evolución de la potencia máxima anual y la Gráfica 2-8 la variación porcentual anual de la potencia máxima.

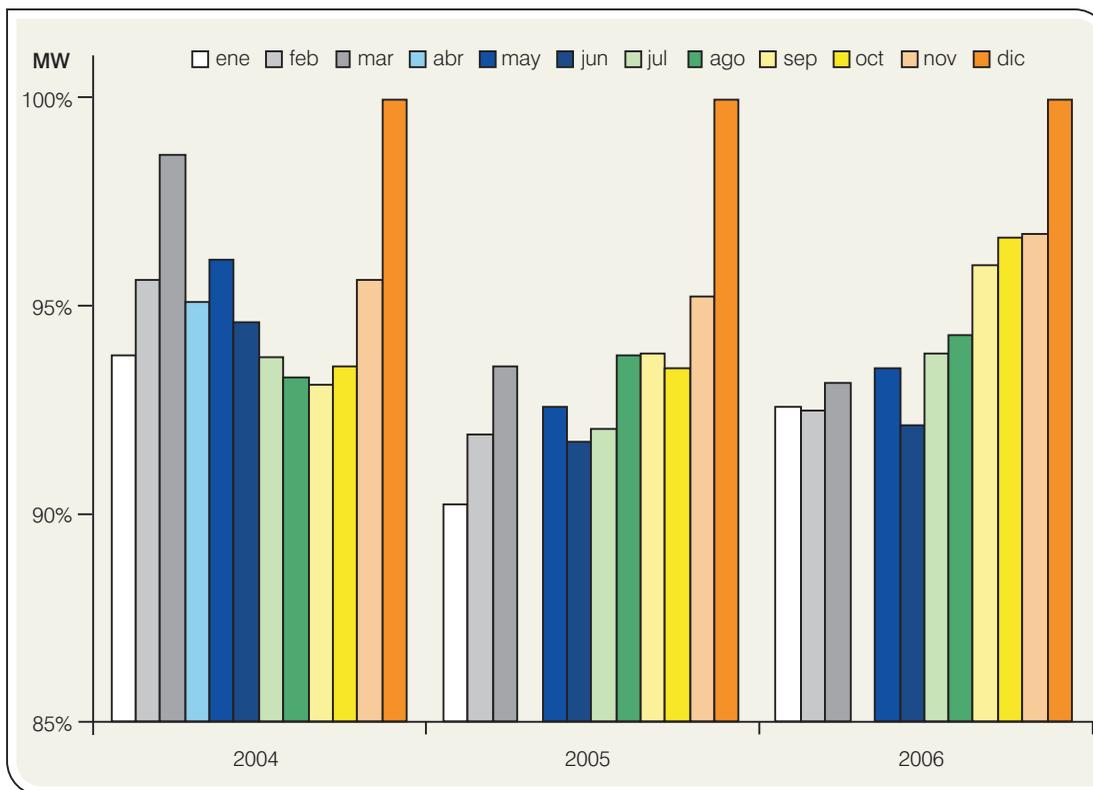


Gráfica 2-7 Potencia máxima anual del SIN (MW)



Gráfica 2-8 Variación de la Potencia máxima anual del SIN

La distribución mensual de la potencia máxima entre los años 2001 – 2006, se presenta en la Gráfica 2-9. Los valores máximos de potencia mensual están por encima del 90% de la potencia máxima anual, que históricamente se registra en el mes de diciembre.

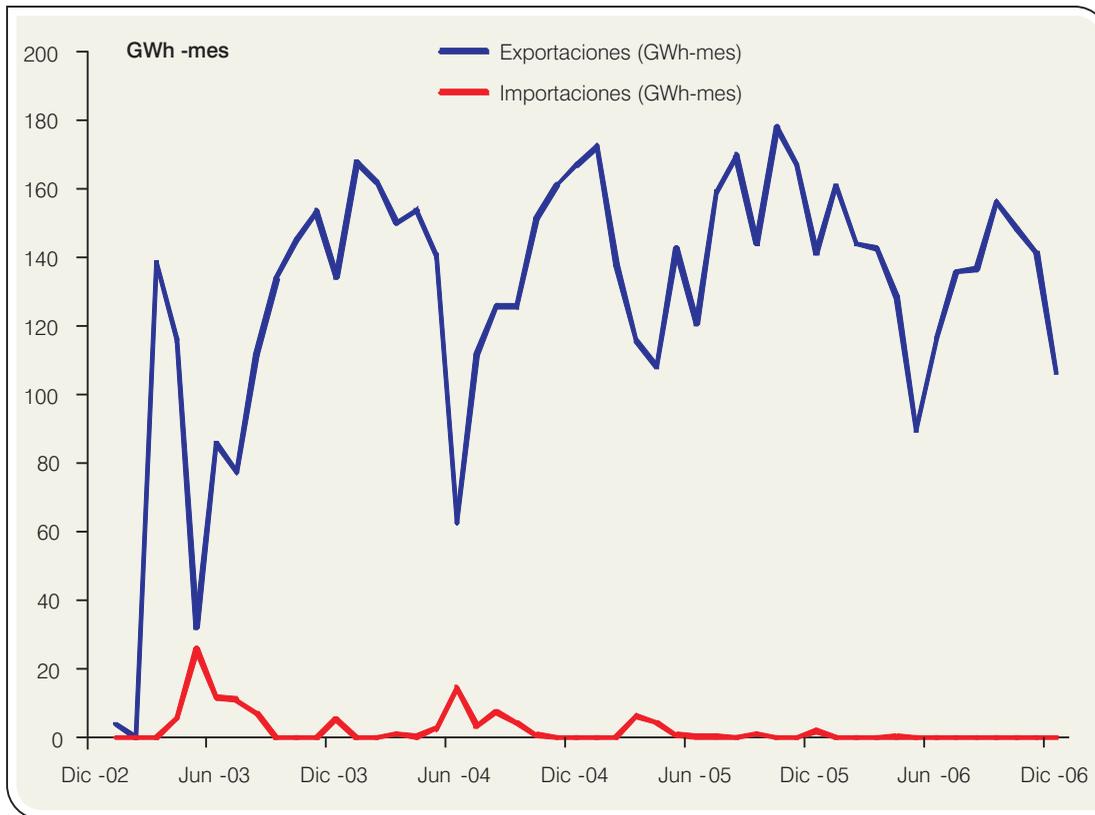


Gráfica 2-9 Distribución mensual de la potencia máxima

2.1.2 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

2.1.2.1 Colombia – Ecuador

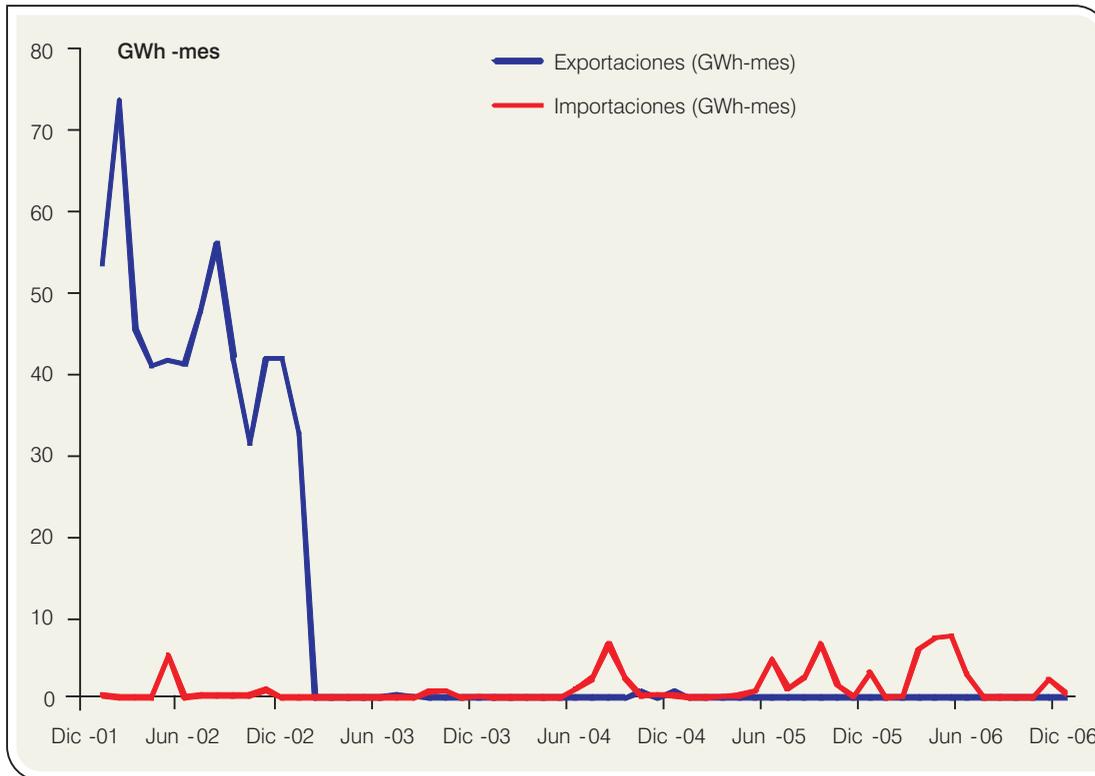
En el 2006 los intercambios de energía con la vecina República de Ecuador, sufrieron una disminución tanto en las exportaciones como en las importaciones. La Gráfica 2-10 presenta los intercambios de energía con Ecuador en GWh-mes a lo largo del 2006. En este año el total de energía exportada a Ecuador fue de 1.608,6 GWh, presentando un decrecimiento de 8,5% con relación al 2005 y las importaciones llegaron a 1,06 GWh, lo que representó una disminución del 93,37% con respecto al año anterior.



Gráfica 2-10 Intercambios de energía Colombia - Ecuador

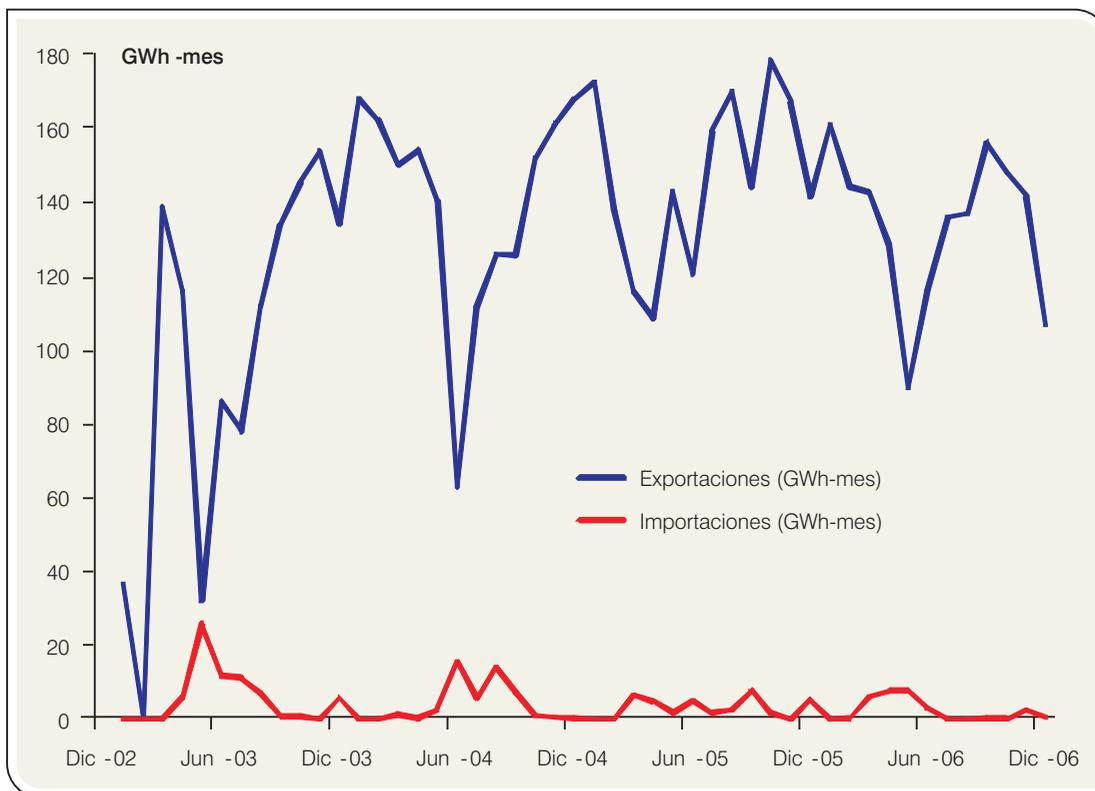
2.1.2.2 Colombia - Venezuela

Entre Venezuela y Colombia opera un esquema de contrato bilateral, es decir, no se rige por el esquema de las TIE's. La Gráfica 2-11 presenta los intercambios de energía con Venezuela. Desde mediados de 2003 han estado subutilizadas las interconexiones con Venezuela y el volumen de energía transada ha sido relativamente bajo. En el año 2006, Colombia importó 26,82 GWh, con un incremento del 28,22% con respecto al 2005, inferior al registrado en el período 2004-2005.



Gráfica 2-11 Intercambios de energía Colombia - Venezuela

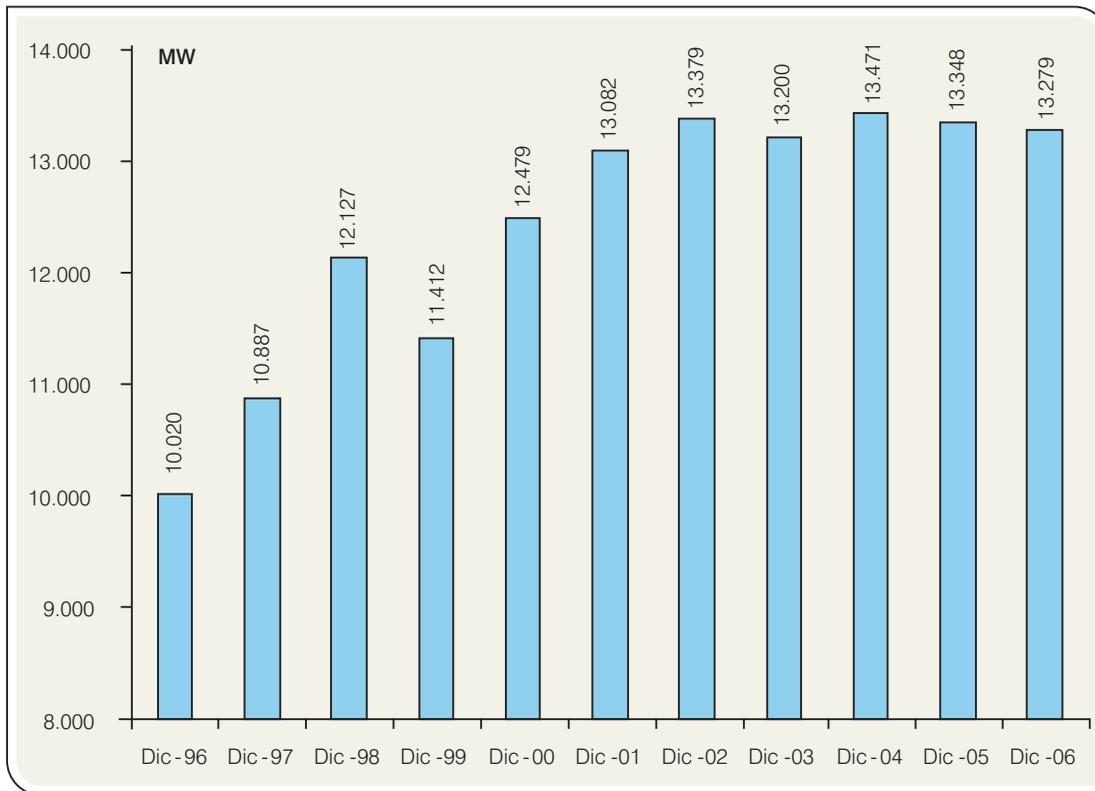
La Gráfica 2-12 presenta los intercambios netos de energía de Colombia con Ecuador y Venezuela conjuntamente, el País es un exportador neto de energía eléctrica. Las exportaciones estuvieron dirigidas a Ecuador, mientras que las importaciones disminuyeron 24,5% al pasar de 36,95 GWh en el 2005 a 27,88 GWh en el año 2006.



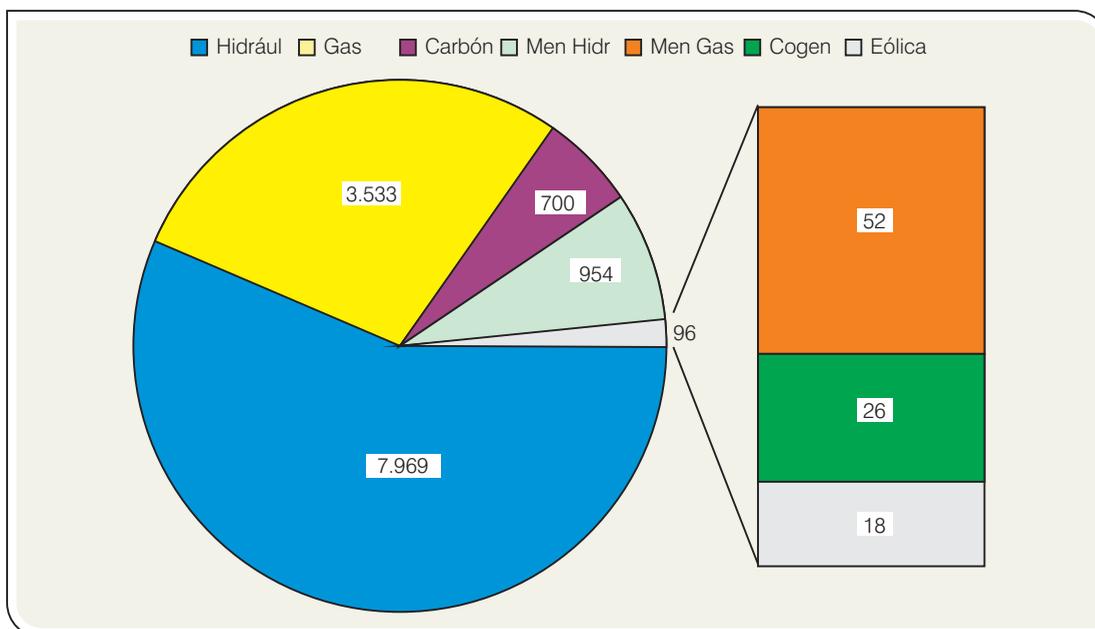
Gráfica 2-12 Intercambios netos de energía de Colombia

2.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta instalada a 31 de diciembre de 2006 fue de 13.279 MW (Gráfica 2-13 y Gráfica 2-14), con una disminución neta de 69 MW con respecto al final del año 2005.



Gráfica 2-13 Capacidad efectiva neta a final de año (MW)

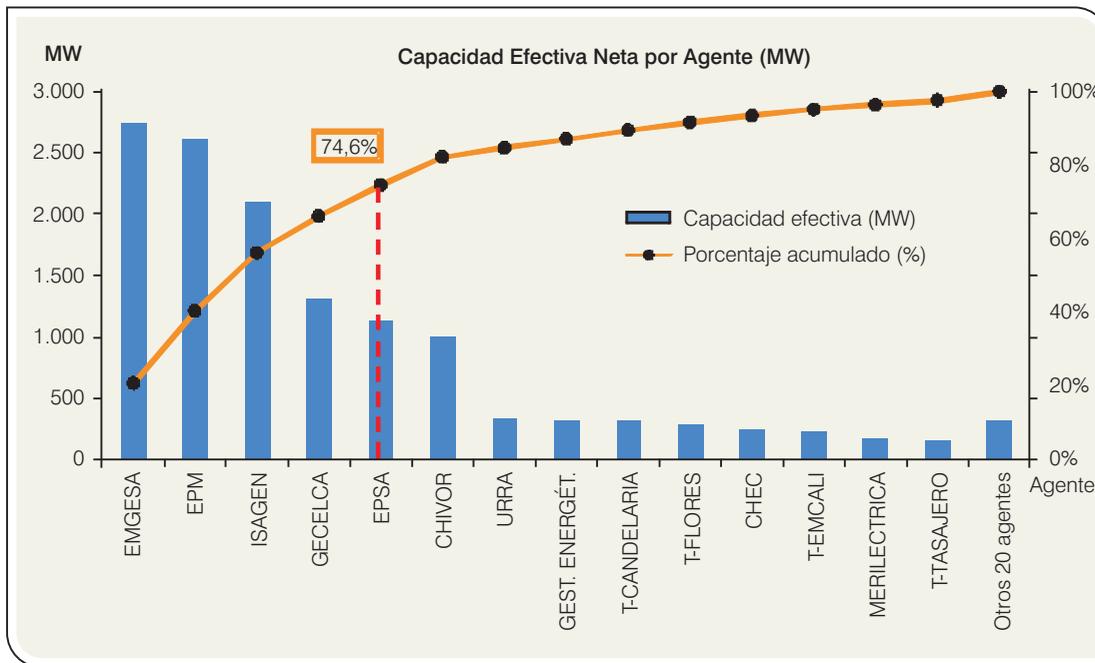


Gráfica 2-14 Capacidad efectiva por tecnología

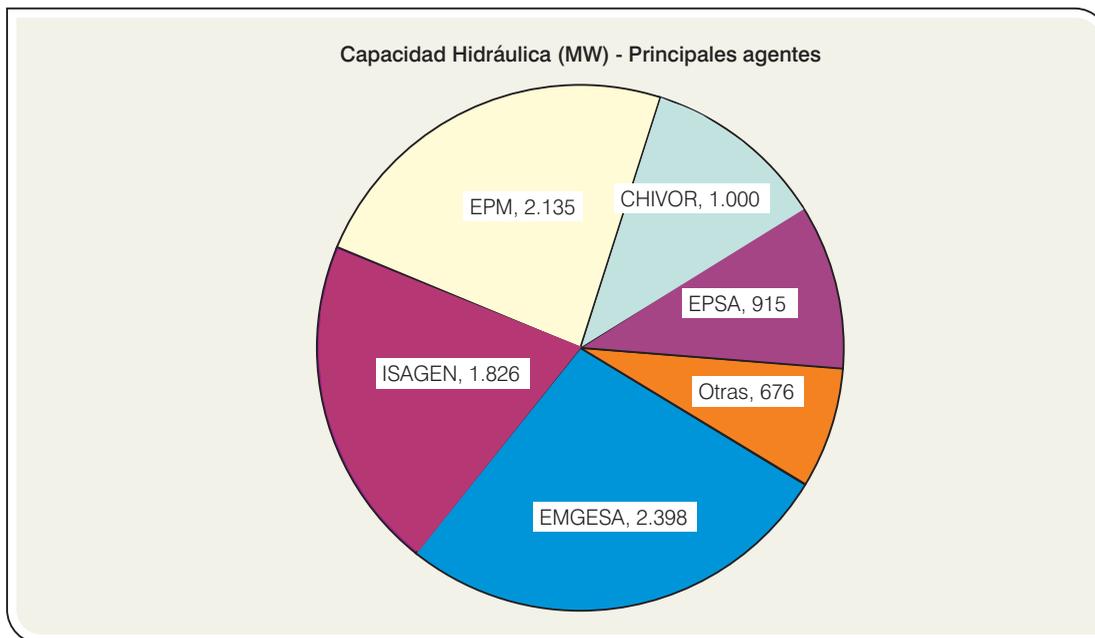
Del total de capacidad efectiva, las plantas hidráulicas constituyen el 67,4% incluidas las menores hidráulicas; las térmicas a gas el 27% y a carbón el 5,3% y las demás tecnologías (cogeneración y eólica) el 0,33%, ver Gráfica 2-14.

El total de capacidad instalada a diciembre de 2006 de 13.279 MW se distribuye en un total de 34 agentes generadores, de los cuales cinco (5) representan el 74,6% del total de capacidad efectiva. Estos son en su orden EMGESA (2.749 MW), EPM (2.610 MW), ISAGEN (2.106 MW), GECELCA (1.313 MW) y EPSA (1.134 MW), le siguen en su orden CHIVOR (1,000 MW), URRRA (335 MW) y Gestión Energética (Unidades Paipa con 321 MW).

La Gráfica 2-15 presenta la participación porcentual por agente y la capacidad instalada al final de 2006.



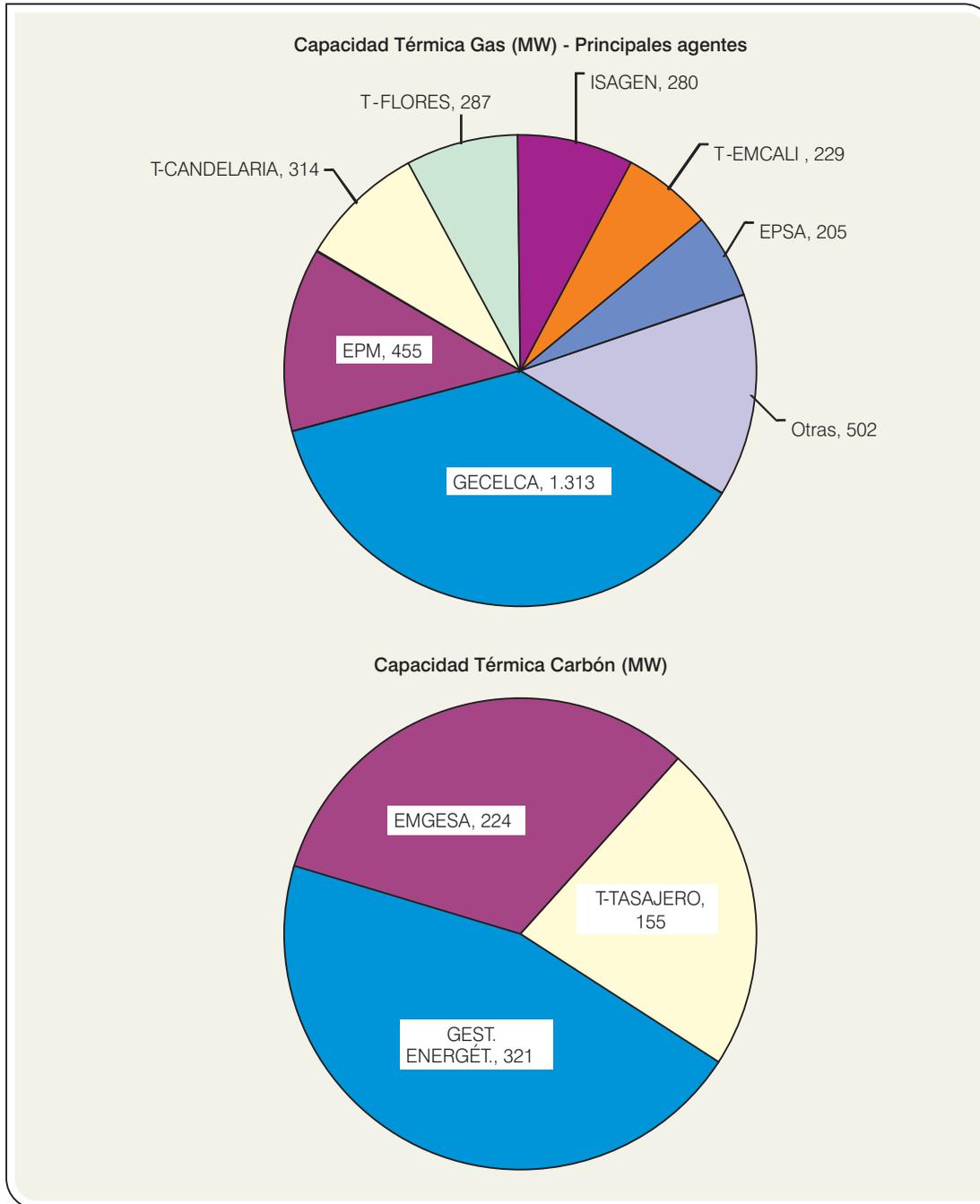
Gráfica 2-15 Participación porcentual y capacidad instalada por agente



Gráfica 2-16 Participación porcentual en la generación hidráulica

La capacidad efectiva térmica a gas (incluidas menores) a 31 de diciembre de 2006, fue de 3.585 MW, de los cuales el 58% está concentrado en tres empresas generadoras.

El total de capacidad efectiva instalada a carbón se concentra también en tres empresas generadoras. Ver Gráfica 2-17.

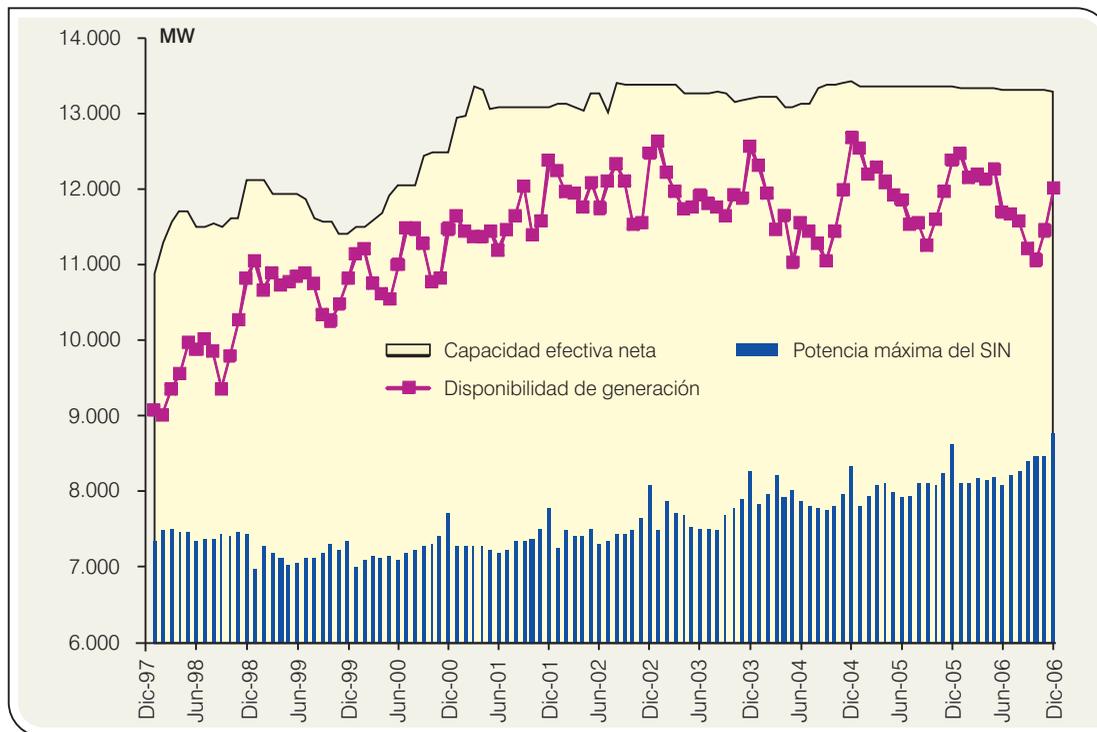


Gráfica 2-17 Participación porcentual en la generación a gas y carbón

2.2.1 DISPONIBILIDAD DE PLANTAS DE GENERACIÓN

La disponibilidad promedio diaria del sistema en el 2006 fue de 11.518 MW, menor a la del 2005 en 108 MW. La máxima disponibilidad fue de 12.472 MW ocurrida el 10 de enero y la mínima fue de 9.819 MW ocurrida el 4 de octubre. La Gráfica 2 18 representa, para el final de cada mes del período comprendido entre enero de 1998 y diciembre de 2006, la capacidad efectiva neta y la disponibilidad de generación, comparándola con la potencia máxima del SIN. En el 2006, la máxima diferencia entre la capacidad efectiva y la disponibilidad de generación fue de 2.246 MW ocurrida en el mes de octubre y la mínima diferencia fue de 869 MW en el mes de enero.

En promedio esta diferencia fue de 1.497 MW. Por otra parte, la diferencia promedio entre la disponibilidad mensual de potencia y la potencia máxima mensual del SIN en el año 2006 fue de 3.533 MW, menor en 311 MW a valor registrado en el 2005.



Gráfica 2-18 Capacidad efectiva, disponibilidad y potencia máxima mensual

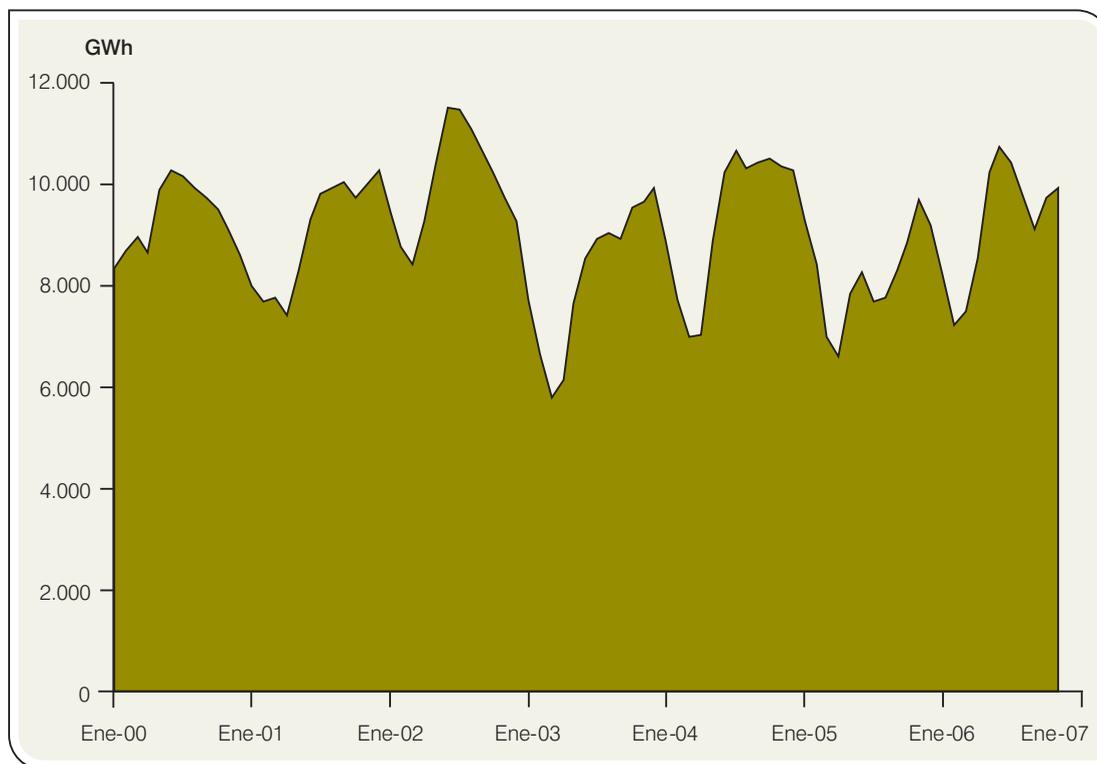
2.2.2 DISPONIBILIDAD DE RECURSO HÍDRICO

La Tabla 2-3 presenta la evolución mensual del embalse ofertable, en el período 2000 – 2006. En el último año, el mínimo valor se registró en el mes de enero con 8.255 GWh y el mayor en junio con 10.176 GWh. El mínimo histórico de embalse ofertable en el período considerado, ocurrió en el mes de marzo de 2003 con un valor de 5.746 GWh.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ene	8.255,17	7.943,78	9.358,26	7.678,11	8.255,17	8.255,17	8.255,17
feb	8.634,89	7.626,98	8.681,91	6.596,17	8.634,89	8.634,89	8.634,89
mar	8.869,88	7.708,42	8.348,23	5.746,15	8.869,88	8.869,88	8.869,88
abr	8.573,23	7.347,53	9.198,39	6.093,40	8.573,23	8.573,23	8.573,23
may	9.794,90	8.216,03	10.325,99	7.582,28	9.794,90	9.794,90	9.794,90
jun	10.176,99	9.226,83	11.401,77	8.451,93	10.176,99	10.176,99	10.176,99
jul	10.080,69	9.726,89	11.375,36	8.849,35	10.080,69	10.080,69	10.080,69
ago	9.839,91	9.829,47	10.971,34	8.967,25	9.839,91	9.839,91	9.839,91
sep	9.658,31	9.963,13	10.616,33	8.861,80	9.658,31	9.658,31	9.658,31
oct	9.406,83	9.647,96	10.146,98	9.459,32	9.406,83	9.406,83	9.406,83
nov	9.056,50	9.899,70	9.642,54	9.578,96	9.056,50	9.056,50	9.056,50
dic	8.529,27	10.193,55	9.180,91	9.858,62	8.529,27	8.529,27	8.529,27
Promedio año	9.239,71	8.944,19	9.937,33	8.143,61	9.239,71	9.239,71	9.239,71

Tabla 2-3 Evolución mensual del embalse ofertable (GWh)

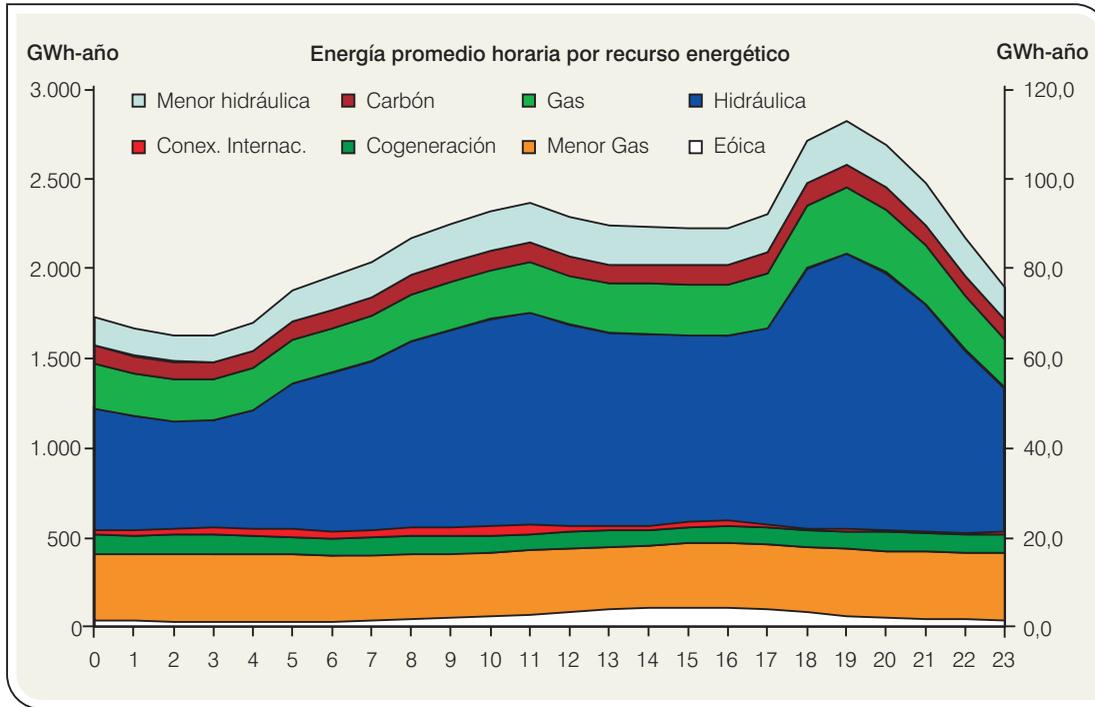
El total de aporte hídrico en el 2006 fue de 47.274 GWh, menor en 1,23% al registrado el año anterior. Febrero fue el mes de menor aporte hídrico con 1.878 GWh-mes, mientras que julio fue el mes de máximo aporte con 5.465 GWh-mes (Gráfica 2-19).



Gráfica 2-19 Embalse ofertable

2.2.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La generación total agregada del SIN en el 2006 llegó a 52.246 GWh, superior en 3,56% a la del 2005. Las plantas hidroeléctricas (incluidas las menores) aportaron el 84,1% de la generación total. Las plantas despachadas centralmente que operan con gas natural (incluidas menores) participaron con el 13,5%. El carbón contribuyó con el 4,9%. La cogeneración y el recurso eólico contribuyeron de manera reducida con 0,18% y 0,1% respectivamente. La participación horaria por recurso energético en el año 2006 se presenta en la Gráfica 2-20.



Gráfica 2-20 Participación horaria por recurso energético

La energía generada por las plantas hidroeléctricas despachadas centralmente en el 2006 fue de 42.433 GWh, la térmica a gas fue de 7.040 GWh, el carbón participó con 2.588 GWh y los demás recursos aportaron 185 GWh.

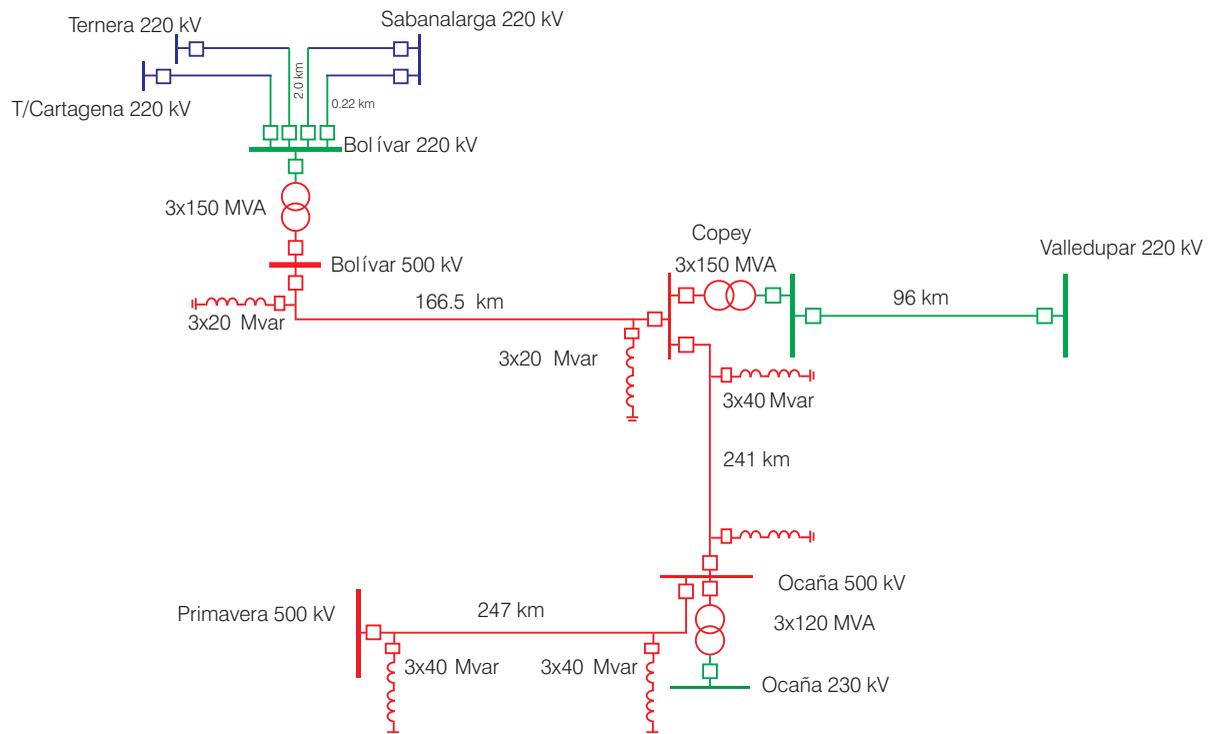
2.3 TRANSMISIÓN

En el año 2006 se destaca la entrada en operación del proyecto Bacatá – Primavera – Ocaña – Copey – Bolívar a 500 kV y las obras asociadas, (Gráfica 2-21 y Gráfica 2-23) con lo que se amplió en 960 km la red a 500 kV, para alcanzar un total de 2.410 km en este nivel de tensión. Este proyecto contribuyó con una ampliación de la red de 230 kV de 116 km.

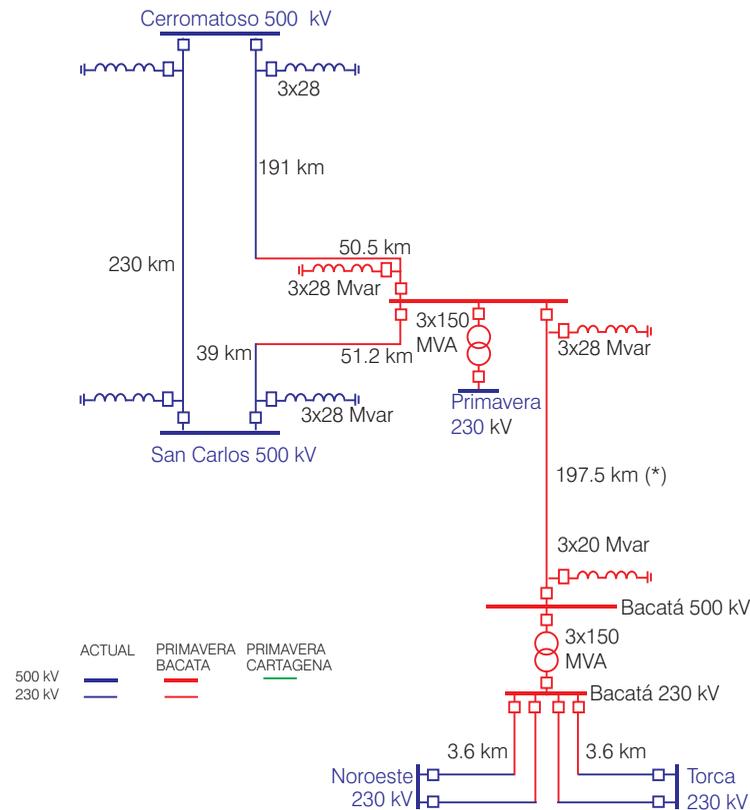
Este proyecto incorporó al STN las subestaciones Bacatá (500/230 kV, 3*150 MVA), Primavera (500/230 kV, 3*150 MVA), Bolívar (500/220 kV, 3*150 MVA), Copey (500/220 kV, 3*150 MVA) y Ocaña (500/230 kV, 3*120 MVA).

Dentro de los beneficios de este proyecto se destacan los siguientes:

- Ahorro por reducción en generaciones de seguridad
- Aumento en la calidad y confiabilidad del sistema: Costa, Nordeste del país y Bogotá.
- Aumenta la seguridad de la operación y disminuye el riesgo de colapso de voltaje o pérdida de estabilidad transitoria.
- Aumenta la transferencia de energía entre las áreas de la costa y el centro del País
- Reducción de probabilidad de racionamiento en el Nordeste del país y Bogotá, ante contingencias en generación.
- Facilita el incremento en el factor de planta de los recursos existentes
- Acerca el Sistema de Transmisión Nacional a Venezuela.



Gráfica 2-21 Proyecto Primavera – Bolívar (Convocatoria UPME-02-2003)

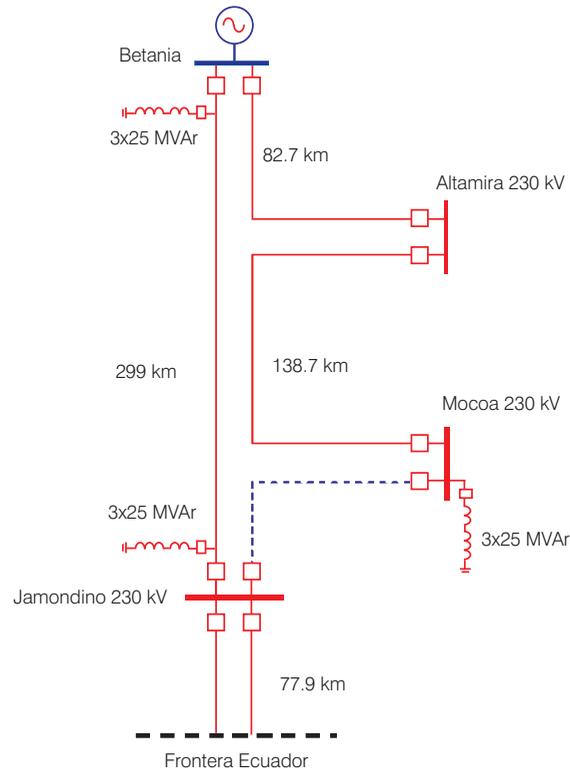


Gráfica 2-22 Proyecto Bacatá - Primavera (Convocatoria UPME-01-2003)

El proyecto de transmisión a 230 kV Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – frontera con Ecuador, (Gráfica 2-23) entró en operación a finales de noviembre de 2007. Las características de este proyecto son las siguientes: 299,3 km Líneas 230 kV (doble circuito), 77,2 km Líneas 230 kV (circuito sencillo), 2 ampliaciones de subestaciones a 230 kV: Betania y Jamondino, 2 subestaciones nuevas en el nivel de 230 kV: Altamira y Jamondino y 3 bancos de compensación de 25 MVAR, a 230 kV.

Dentro de los beneficios de este proyecto se destacan los siguientes:

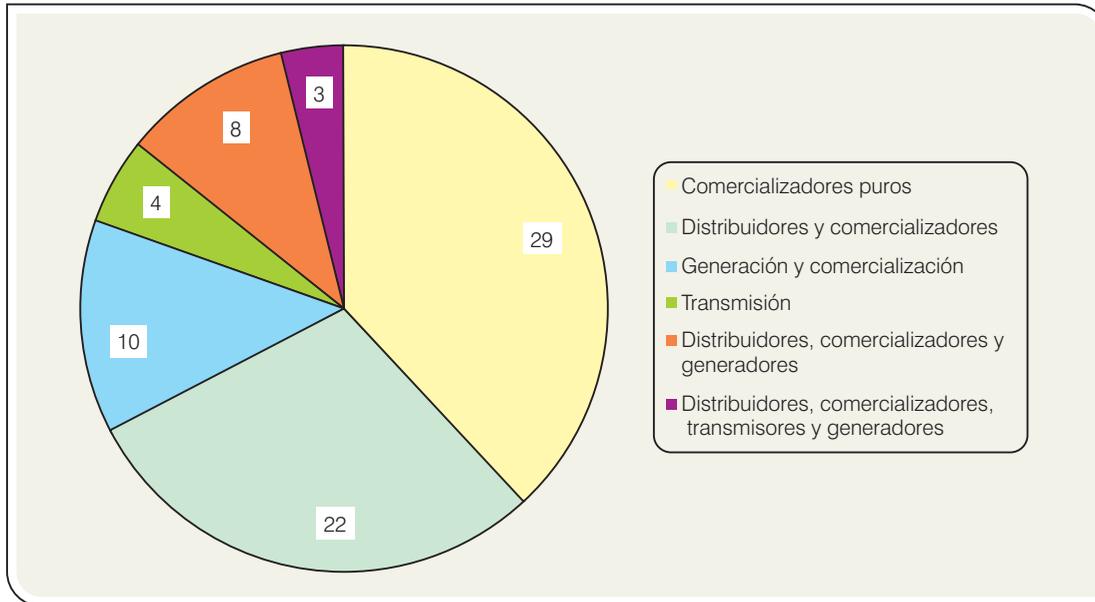
- Mejora la calidad y la confiabilidad en la prestación del servicio en el sur del país.
- Posibilita la ampliación de cobertura eléctrica en los departamentos de Putumayo, Caquetá, Nariño y Huila.
- Potencializa el desarrollo de proyectos de generación en el área de influencia.
- Fortalece la integración eléctrica regional.
- Posibilita el incremento de exportación de energía a Ecuador.
- Mayor incremento de recursos al FOES.
- Es un proyecto oportuno para Ecuador.



Gráfica 2-23 Proyecto Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – frontera con Ecuador 230 kV (Convocatoria UPME-01-2005)

2.4 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

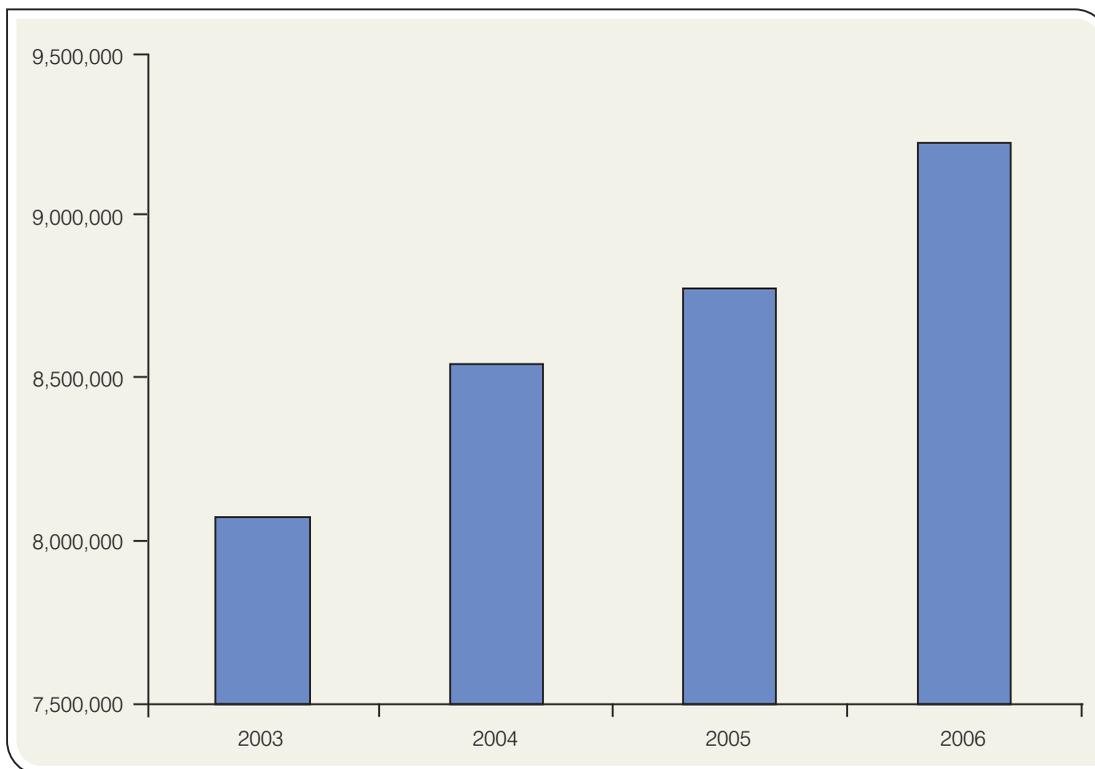
El artículo 74 de la Ley 143 de 1994 establece que las empresas constituidas con posterioridad a esta Ley, no podrán ejercer simultáneamente más de una actividad, excepto la de comercialización que puede ser desarrollada conjuntamente con las de distribución y generación. En el sistema interconectado nacional están registrados 29 comercializadores puros. Las actividades simultáneas de distribución y comercialización la realizan 22 empresas. Ocho empresas integran verticalmente las actividades de generación, distribución y comercialización, diez empresas desarrollan simultáneamente las actividades de generación y comercialización, existen cuatro transmisores puros y tres empresas permanecen con integración total de actividades (Gráfica 2-24).



Fuente: CREG

Gráfica 2-24 Número de agentes en las actividades de G, T, D y C

El número total de usuarios localizados en el SIN en el 2005, fue de 9.232.202 con un incremento de 5,16% con relación al 2005 (Gráfica 2-25).



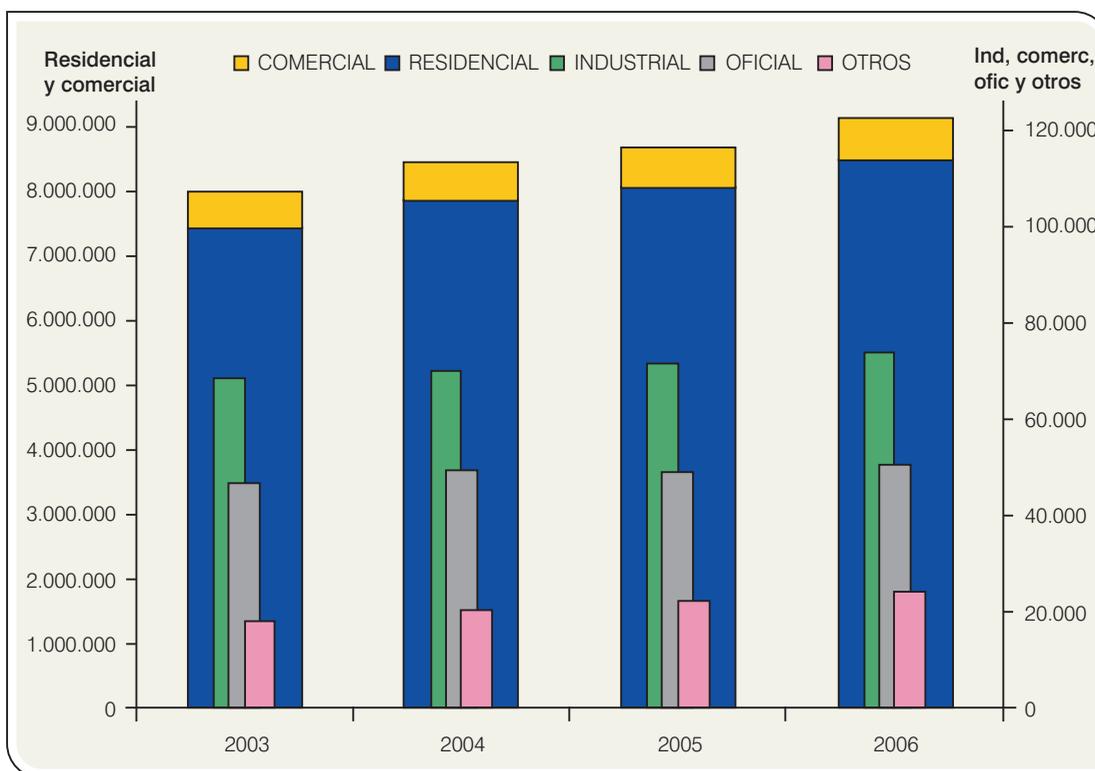
Fuente: CREG

Gráfica 2-25 Número total de usuarios en el SIN

El 91,1% del total de usuarios pertenecen al sector residencial (Tabla 2-4), los sectores comercial e industrial participan con el 7,19% y 0,8% respectivamente (Gráfica 2-26).

Sector	Usuarios	%
Residencial	8.420.852	91,2%
Comercial	663.742	7,2%
Industrial	73.423	0,8%
Oficial	50.162	0,5%
Otros	24.024	0,3%
Total	9.232.203	100,0%

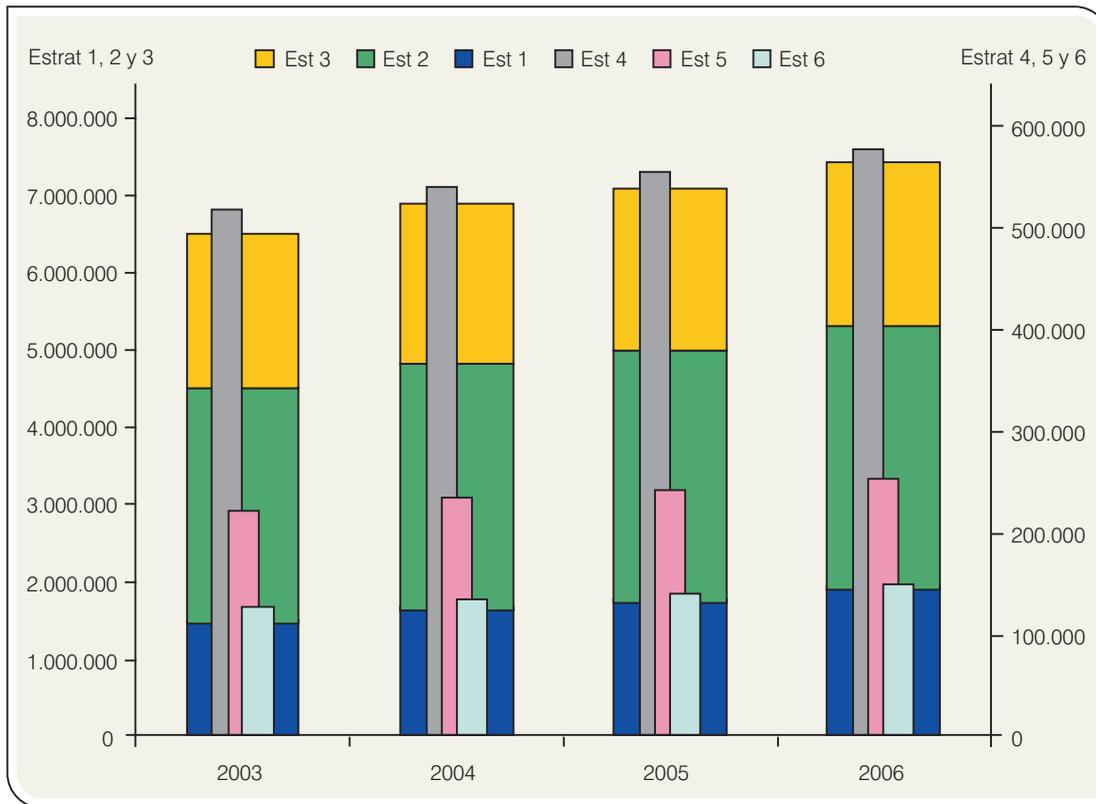
Tabla 2-4 Usuarios por sector



Fuente: CREG

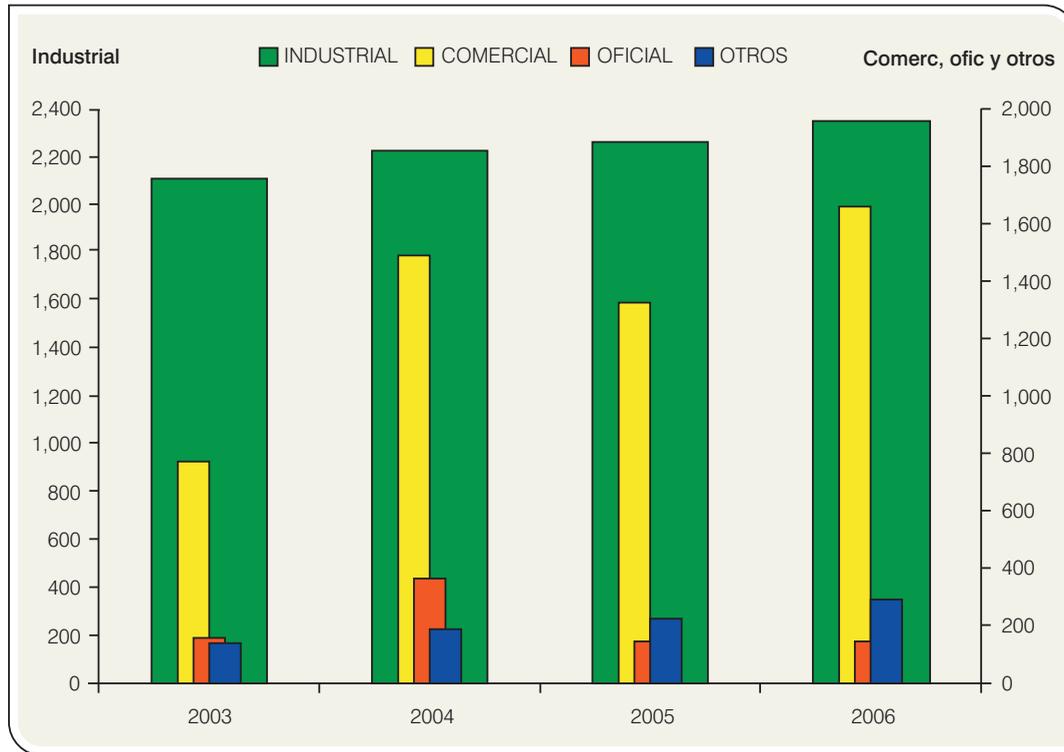
Gráfica 2-26 Número de usuarios por sector

En el sector residencial los estratos 1 y 2 agrupan 5,3 millones de usuarios y representan el 63,2% del total de usuarios residenciales. Los estratos 3 y 4 representan el 25,2% y 6,9% respectivamente y los estratos 5 y 6 el 3% y 1,8% (Gráfica 2-27).



Gráfica 2-27 Usuarios del sector residencia por estrato

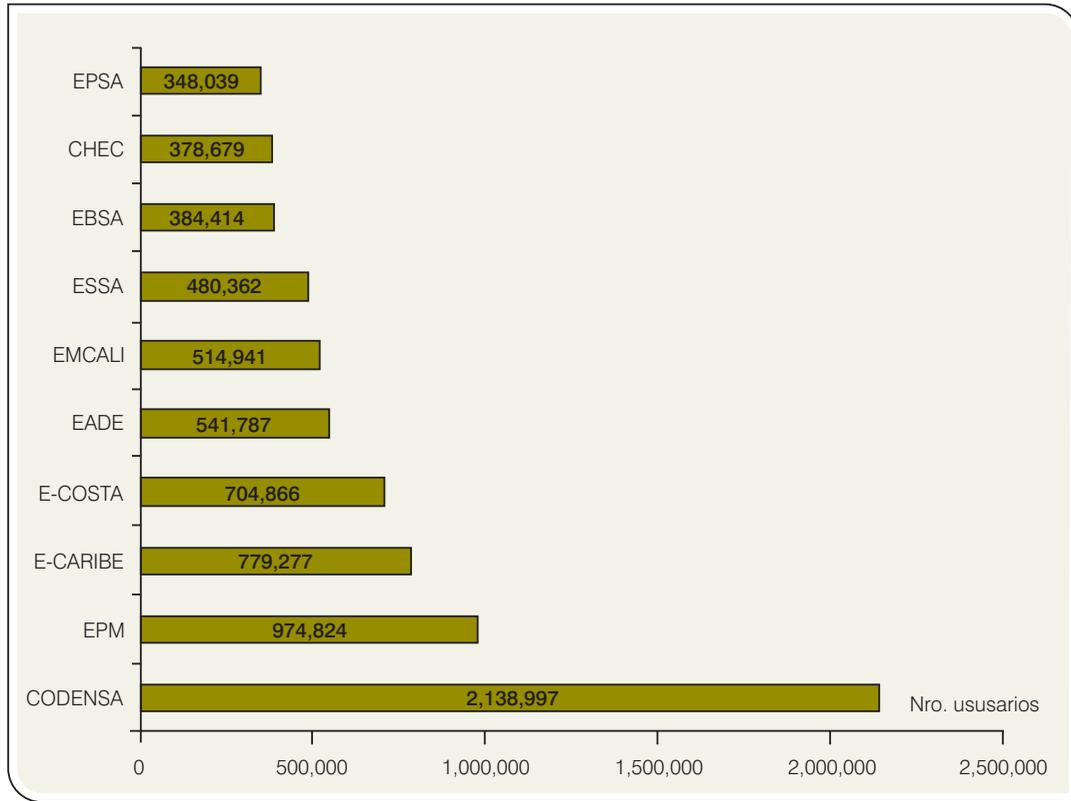
Al finalizar el 2006 existía un total de 4.448 usuarios no regulados, lo que representa un incremento de 12,3% con respecto al 2005, de los cuales 2.350 pertenecían al sector industrial, 1.660 al comercial, 144 al oficial y 294 correspondían a otros tipos de cargas. El mayor incremento en el número de usuarios no regulados se registró en el sector comercial, que pasó de 1.325 en el 2005 a 1.660 en el 2006 (Gráfica 2-28).



Fuente: CREG

Gráfica 2-28 Usuarios no regulados

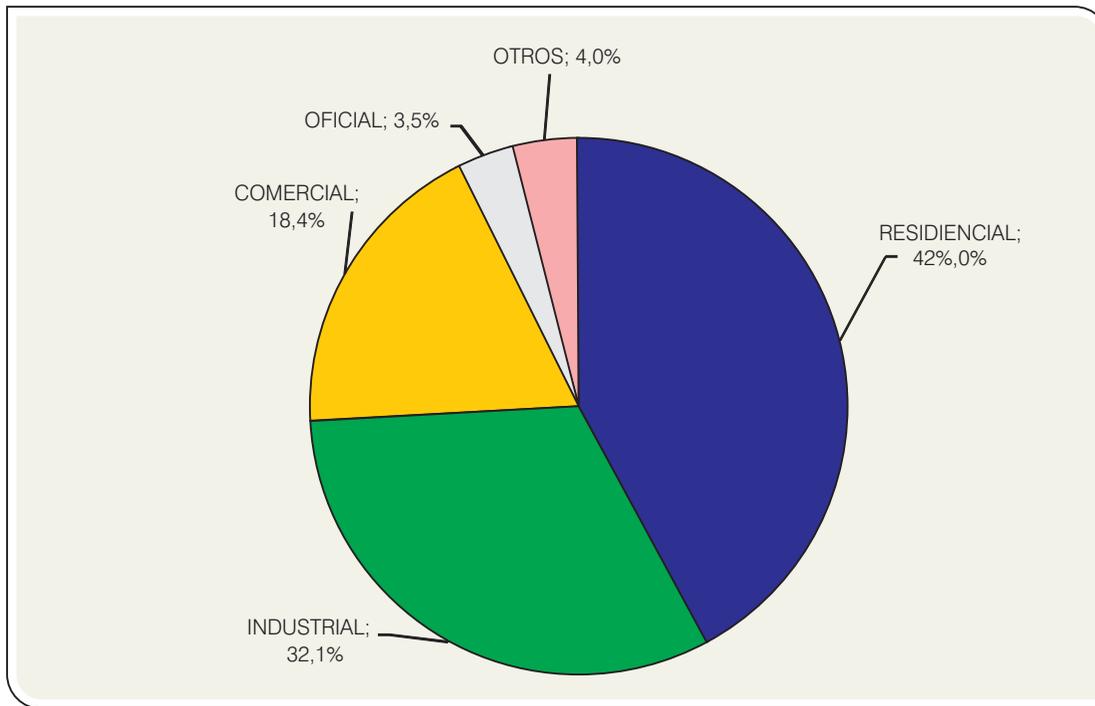
La Gráfica 2-29 presenta las primeras diez empresas con mayor número de usuarios. De estas, Codensa atiende el 22% del total de usuarios del País, EPM el 10,7%, las empresas Electrocosta y Electricaribe atienden conjuntamente el 15,3% y EADE el 5,6%.



Fuente: CREG

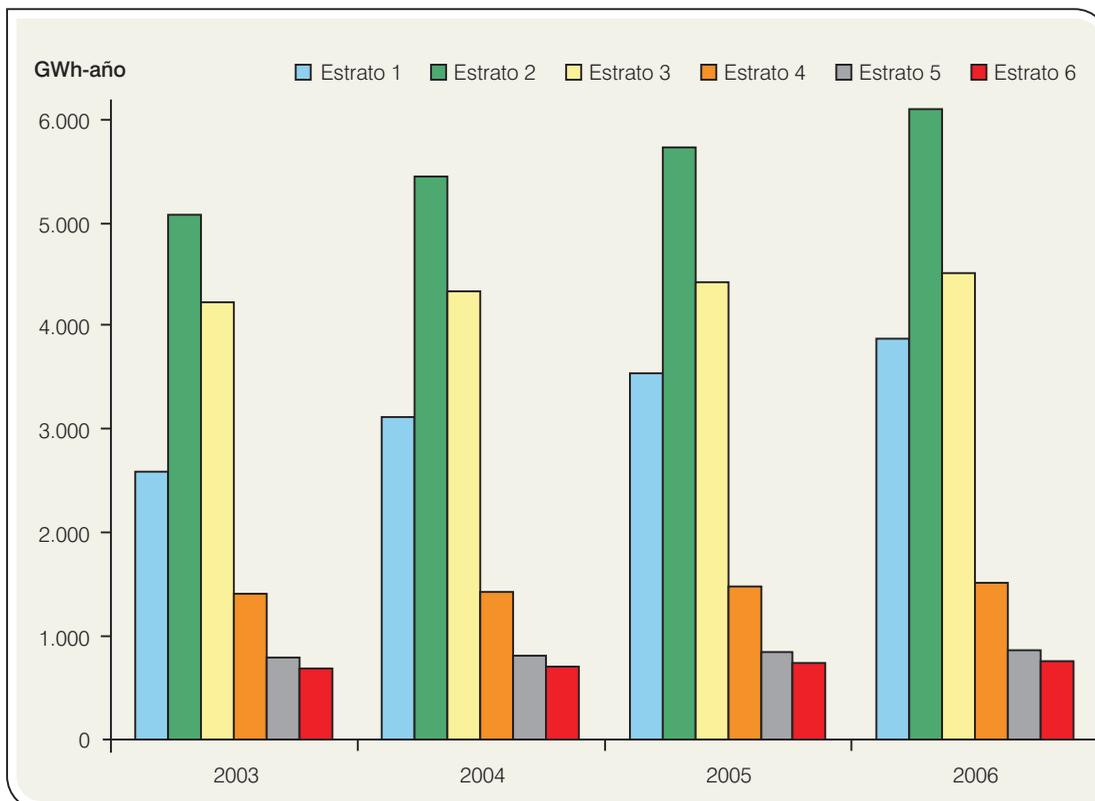
Gráfica 2-29 Empresas con mayor número de usuarios

El consumo total de energía en el año 2006 fue de 41.931.5 GWh-año, superior en 5,7% al del 2005. El sector con mayor crecimiento en el consumo de energía anual fue el comercial con el 7,8%, seguido del industrial con el 6,9%. El sector residencial creció el 5,3% y el oficial presentó un decrecimiento del 2,7%. La Gráfica 2-30 presenta la participación porcentual de cada sector en el consumo total de energía en el 2006.



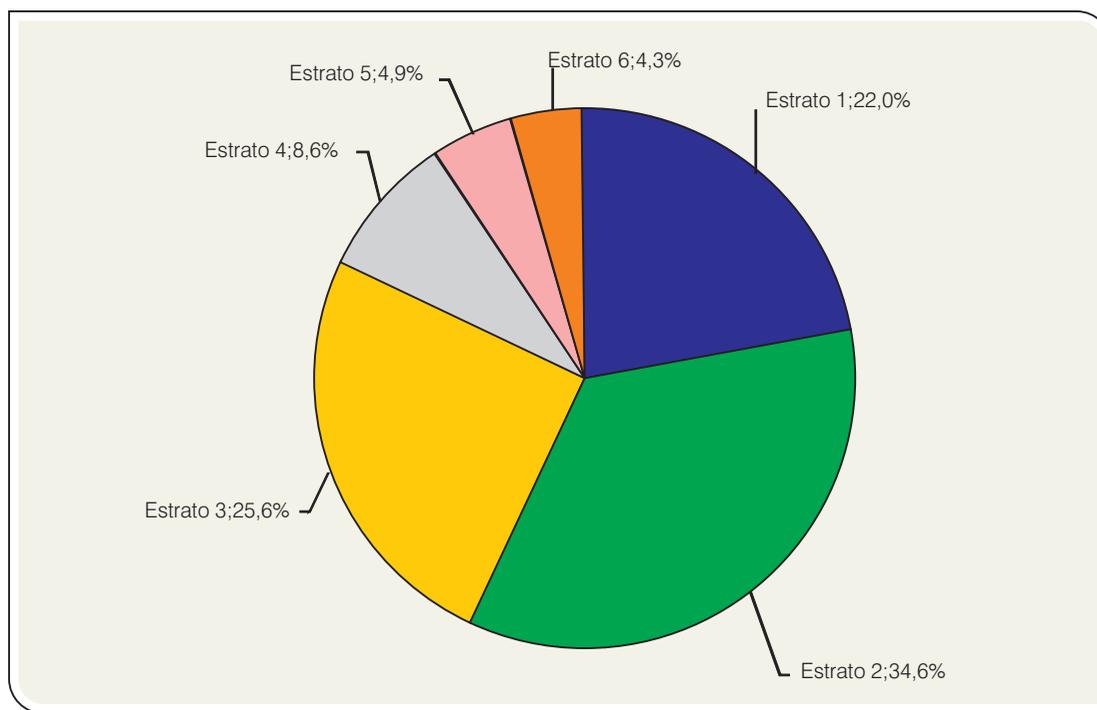
Gráfica 2-30 Participación porcentual sectorial en el consumo de energía

El consumo de energía eléctrica del sector residencial en el 2006 fue de 17.608 GWh-año con un crecimiento de 5,26% con respecto al 2005. La Gráfica 2-31 presenta la evolución anual en el consumo de energía eléctrica en el sector residencial por estrato.



Gráfica 2-31 Evolución del consumo de energía eléctrica por estrato

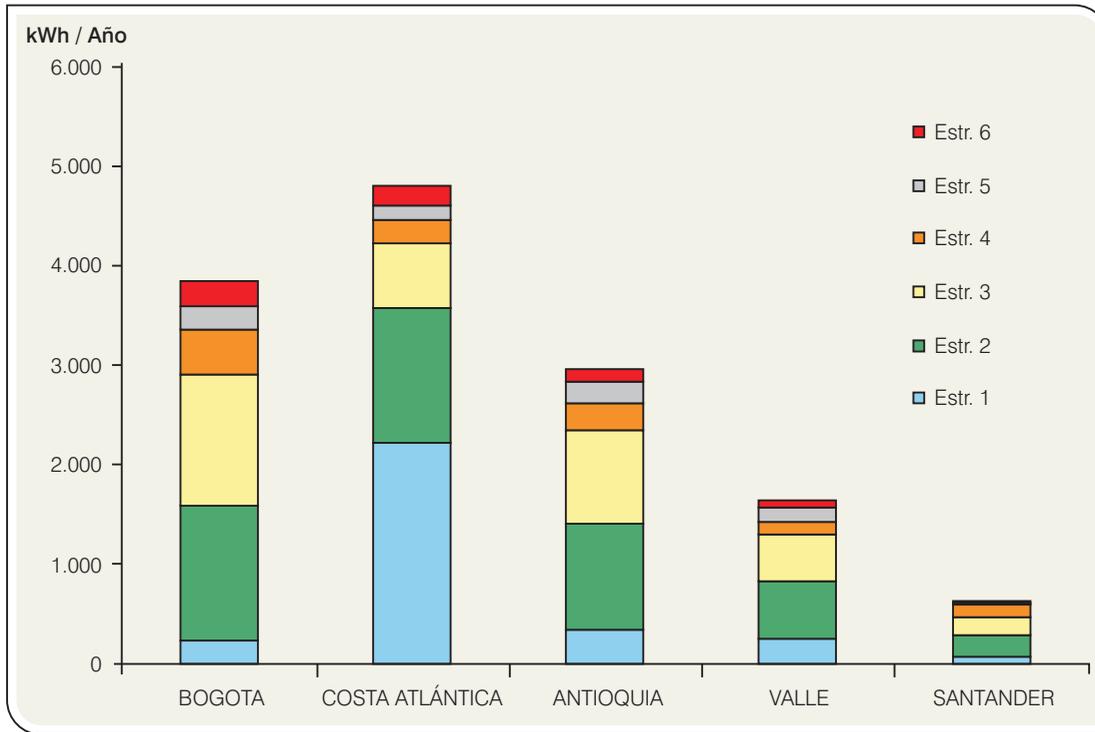
En el 2006, los estratos 1 y 2 representan el 56,7% del consumo total residencial a nivel nacional y adicionando el estrato 3, representan en conjunto el 82.2%. La Gráfica 2-32 presenta el consumo residencial por estrato en el año 2006.



Fuente: CREG

Gráfica 2-32 Consumo de energía eléctrica sector residencial por estrato

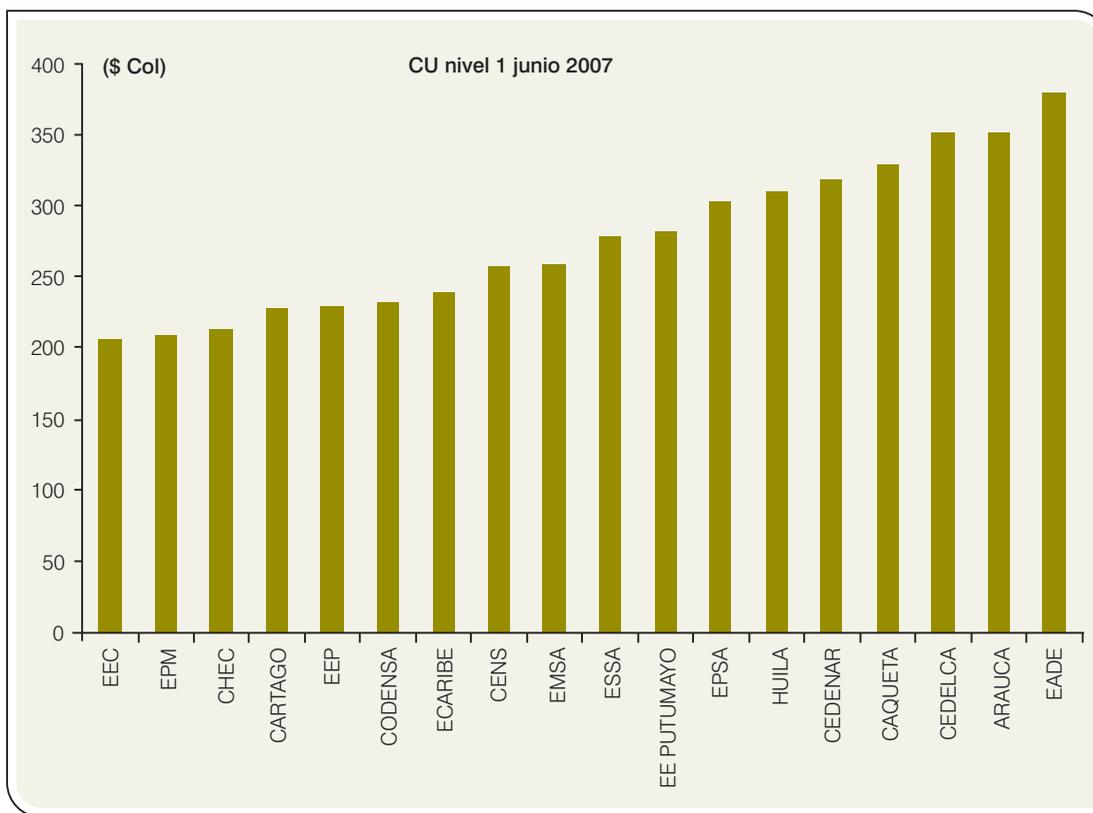
La Gráfica 2-33 presenta los consumos por estrato en las cinco mayores regiones del País por consumo residencial.



Gráfica 2-33 Consumos por estrato en algunas regiones del País

En el área de Bogotá, los estratos 1 y 2 representan el 41,3% del consumo de energía eléctrica, en la Costa Atlántica el 74,3%, en Antioquia (incluido Medellín) el 47,6%, en Valle (incluido Cali) el 50,1% y en Santander el 45,3%. Existen regiones del País, no indicadas en la anterior gráfica, en las que el consumo de los estratos 1 y 2 representan más del 60% de su consumo residencial, tales como Tolima (66,6%), Boyacá (69,6%), Cauca (72,5%), Nariño (75,2%) y Huila (75,3%).

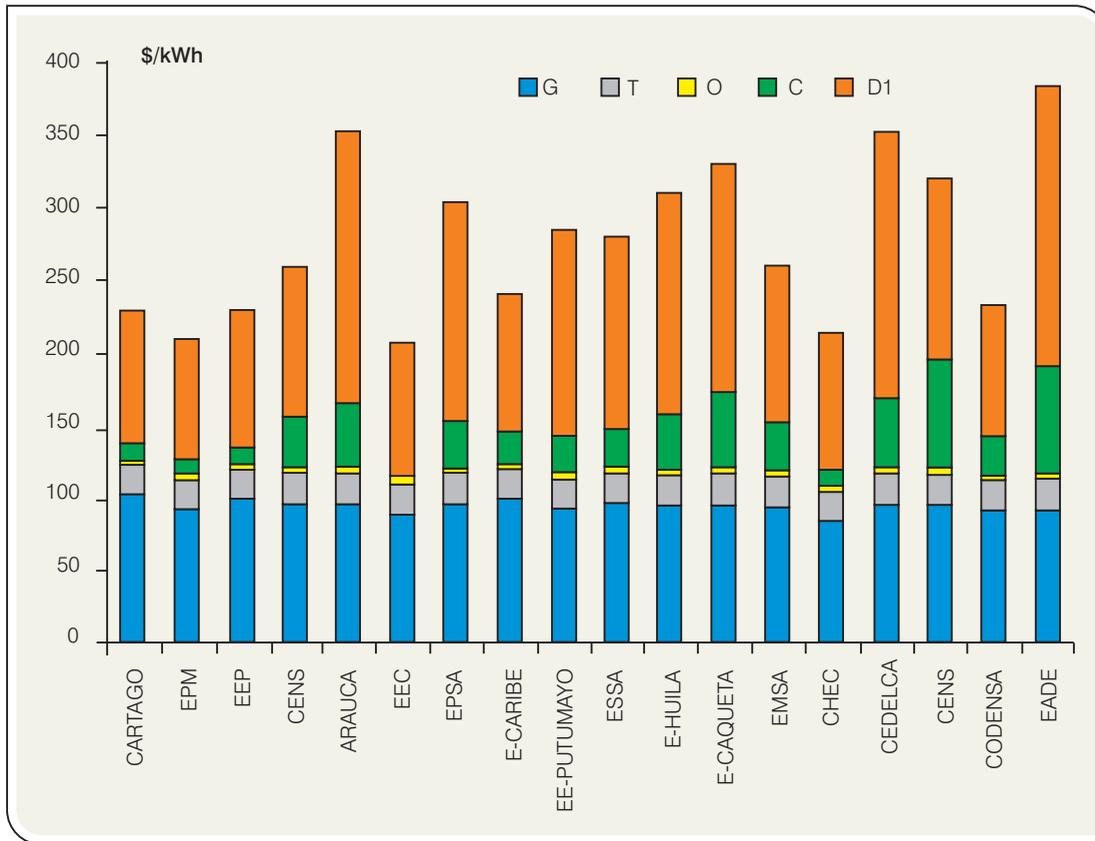
El CU en el nivel 1 de las principales electrificadoras, a junio de 2007, se presenta en la Gráfica 2-34. Se observa una gran dispersión en estos valores, la diferencia entre los extremos presentados es del 84,6%.



Gráfica 2-34 CU nivel de tensión 1

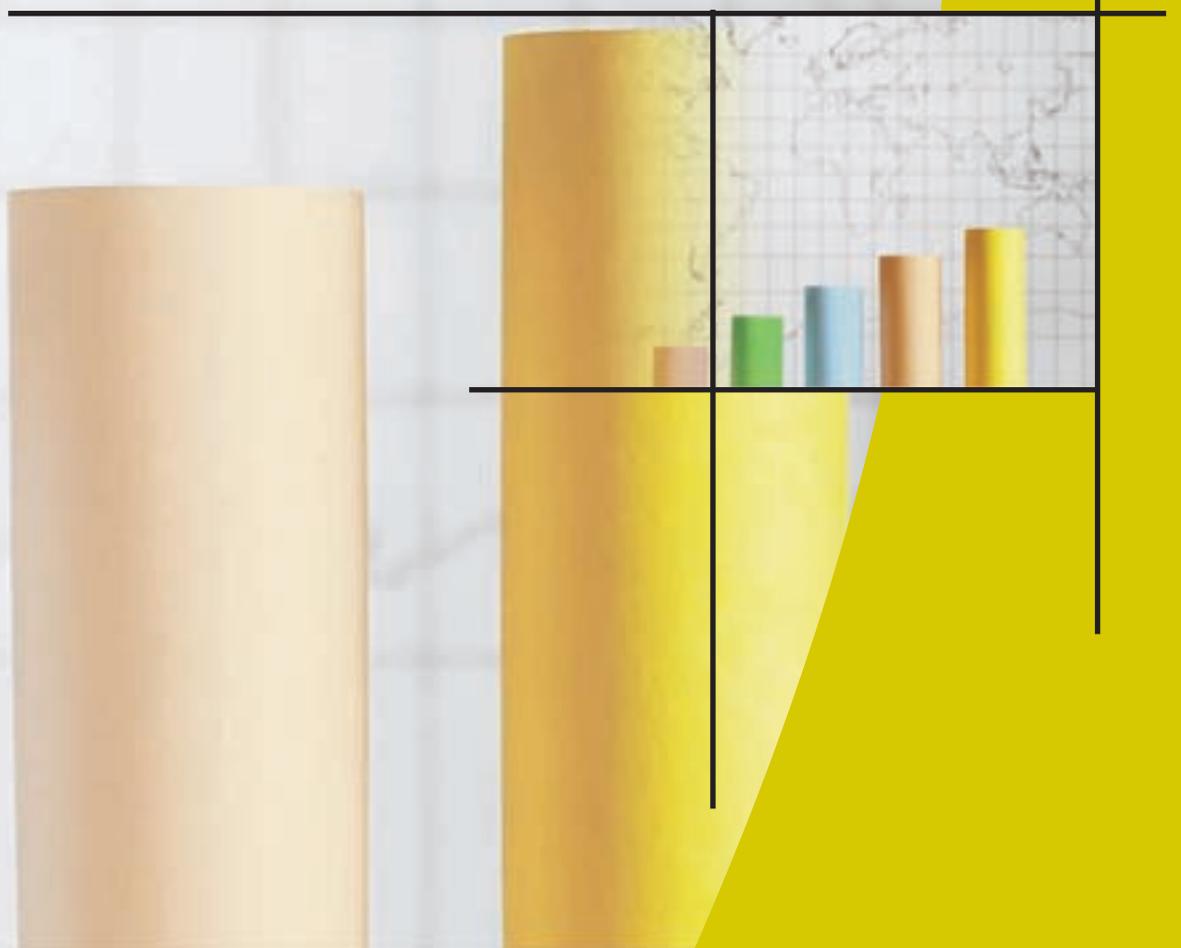
El CU promedio para el nivel de tensión 1, para el mes de junio de 2007, fue de aproximadamente 269,3 \$/kWh. La componente “generación” representó el 36,5% del total del CU, el valor de la componente “transmisión” fue de 20,36 \$/kWh (teniendo en cuenta el factor de pérdidas) y participó con aproximadamente el 8% en la estructura del CU, la componente “distribución” (D1) representó aproximadamente el 44,1%, “comercialización” el 10,2% y la componente “otros” representó el 1,2%.

La Gráfica 2-35 presenta la estructura de CU en el nivel 1 de algunas electrificadoras, para el mes de junio de 2007.



Gráfica 2-35 CU electrificadoras junio 2007

3 Proyecciones nacionales de demanda



3 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA

3.1 METODOLOGÍA

Dentro de la metodología para la elaboración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de modelos econométricos, de participación y de optimización, a fin de obtener la mejor aproximación a través del horizonte de pronóstico. La demanda de energía doméstica (sin considerar transacciones internacionales) está constituida por la suma de las ventas de energía reportadas por las empresas distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución.

$$\text{Demanda} = \text{Ventas (distribuidoras)} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

Utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía ¹, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a diferentes variables como Producto Interno Bruto –PIB, productos sectoriales nacionales, valor agregado de la economía, consumo final de la economía, índices de precios, población, entre otros.

Por medio de los modelos econométricos se proyectan magnitudes de ventas de energía a escala anual. A éstos es necesario agregar posteriormente las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se adicionan las demandas de energía de cargas industriales (especiales por su alta demanda de energía) como son Occidental de Colombia OXY, Cerrejón y Cerromatoso, obteniéndose así el total de demanda doméstica anual.

De otra parte, utilizando datos mensuales de demanda de energía eléctrica doméstica se realiza un análisis mediante series de tiempo, considerando efectos calendario lo que, permite la obtención de una proyección mensual de la demanda de electricidad, que se agrega para llevarla a escala anual.

Las proyecciones anuales de demanda de energía para todo el horizonte de pronóstico se obtienen aplicando, de manera complementaria, ambas metodologías descritas anteriormente.

Posteriormente, se realiza la desagregación a escala mensual de cada año de proyección, para lo cual en el corto plazo² se emplea la estructura de distribución porcentual de los modelos de series de tiempo y para el largo plazo la distribución media mensual de los datos históricos, aplicando la distribución mensual descrita por el comportamiento de la serie de demanda de los años 1999-2006. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años bisiestos, días festivos, entre otros, para obtener finalmente la proyección de demanda de energía eléctrica en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, se parte de la demanda de energía eléctrica mensual a la que se aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene con base en la información mensual registrada de potencia máxima de los últimos dos años³. Igualmente se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor considerando que puede cambiar tanto hacia abajo como hacia arriba. Este aspecto, junto con los escenarios de demanda de energía, permite completar la definición de los escenarios alto, medio y bajo de potencia.

¹ Las series de ventas, PIB y otras se actualizaron a marzo de 2007.

² Para efectos de proyección se considera corto plazo hasta diciembre del 2008

³ Se emplean datos de los años 2005 y 2006 por asegurar una mejor calidad de los datos.

Una vez obtenidas las proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual doméstica.

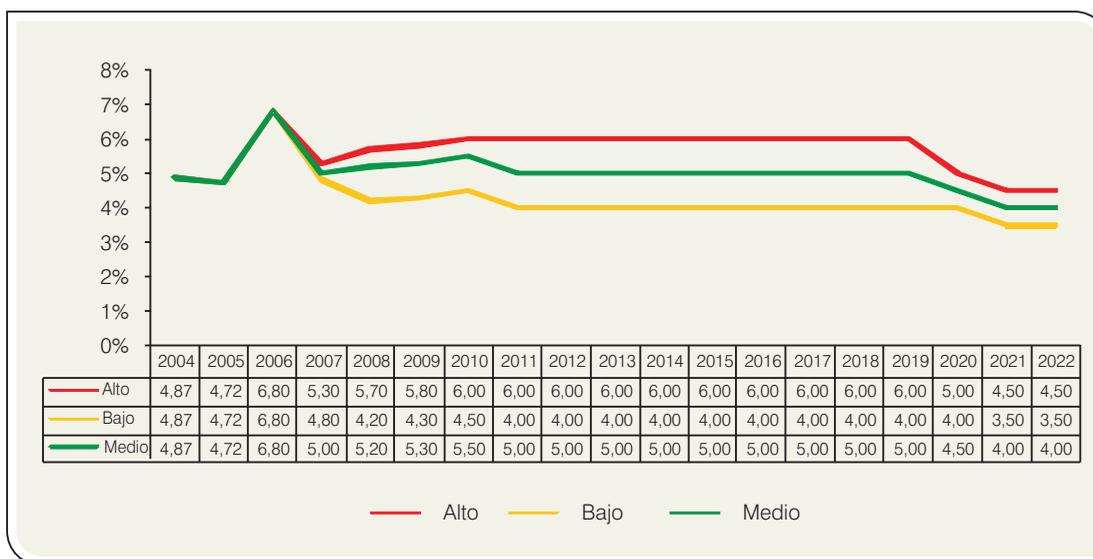
Es importante anotar que se considera la perspectiva del operador del sistema. Para esto se cuenta con la colaboración del Grupo de Demanda de XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A.

3.2 SUPUESTOS REVISIÓN MARZO DE 2007

Para esta revisión se mantienen los supuestos básicos de la revisión de noviembre de 2006, como se muestra a continuación:

3.2.1 PIB

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas fueron suministrados mediante comunicación directa del DNP, de acuerdo con el ejercicio más reciente realizado por parte de la Dirección de Estudios Económicos. Ver Gráfica 3-1.



Fuente: DANE, DEE-DNP.

Gráfica 3-1. Escenarios de crecimiento del PIB

3.2.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL STN

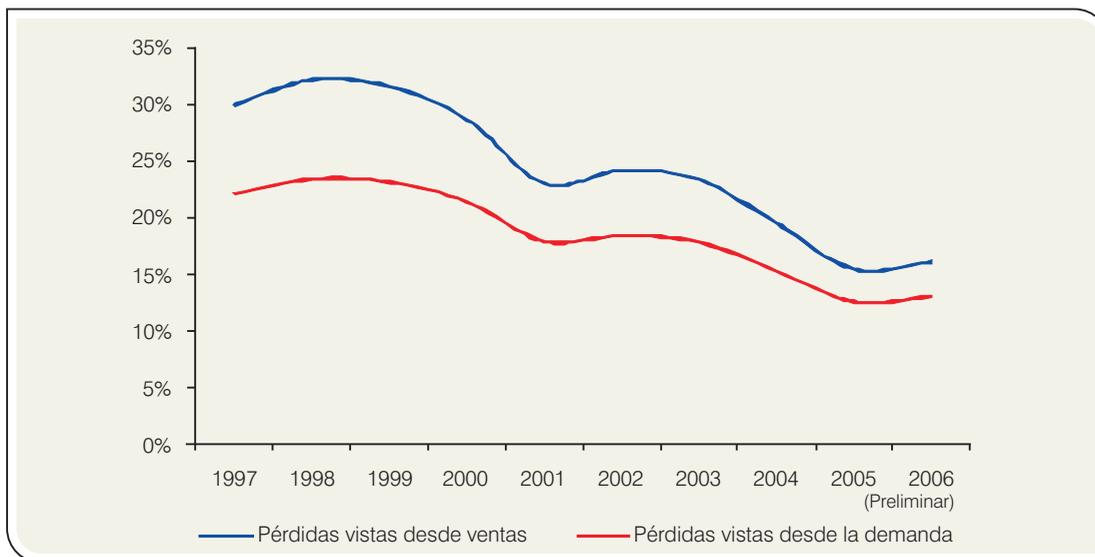
Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional (referidas desde el lado de baja tensión o de las ventas) mantienen su comportamiento histórico, por lo que se disminuyen para los escenarios medio y bajo a 2,4% y para el alto al 2,5% del total de las ventas de energía eléctrica. Estos valores se mantienen constantes a lo largo del horizonte de proyección.

3.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

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

El escenario de pérdidas, que se mantiene de la revisión anterior, se obtiene a partir de la actualización de las series históricas de ventas. En la Gráfica 3-2 se puede apreciar el comportamiento de las pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda. De esta revisión se aprecia que las pérdidas llegaron en el 2005 al 13% vista desde la demanda, y al 16,5% vistas desde las ventas.

Las pérdidas de los sistemas de distribución han disminuido progresivamente en razón al esfuerzo realizado por las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país; las empresas consultadas reportan haber ya alcanzado las metas de reducción de pérdidas establecidas por la CREG, de manera que la inversión en este rubro permitirá mantener los niveles alcanzados. Así, se ha recurrido en esta edición del Plan de Expansión a estimar las pérdidas como un porcentaje constante para todo el horizonte de pronóstico. Los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución son aplicados sobre los valores de ventas que arrojan los modelos.



Gráfica 3.2. Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica

3.2.4 CARGAS ESPECIALES

En esta revisión se ajustan las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los propios agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible. Es así como en la Tabla 3-1 se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico.

GWh	Alto	Medio	Bajo
2004	2.019	2.019	2.019
2005	2.043	2.043	2.043
2006	2.153	2.153	2.153
2007	2.399	2.224	2.086
2008	2.470	2.398	2.154
2009	2.516	2.404	2.164
2010	2.523	2.443	2.168
2011	2.533	2.449	2.170
2012	2.446	2.463	2.177
2013	2.382	2.398	2.205
2014	2.322	2.303	2.205
2015	2.210	2.241	2.152
2016	2.107	2.135	2.046
2017	1.932	2.025	1.936
2018	1.812	1.853	1.764
2019	1.812	1.733	1.644
2020	1.815	1.736	1.647
2021	1.811	1.732	1.643
2022	1.811	1.732	1.643
2022	1.811	1.732	1.643

Tabla 3-1. Escenarios de Demanda por cargas especiales.

3.2.5 TIE⁴

El tratamiento de las TIE's a nivel de proyección de demanda es similar al empleado con las Cargas Especiales, es decir, se debe adicionar de manera exógena a la demanda doméstica nacional proyectada. El Capítulo 4 del presente documento presenta algunos posibles escenarios de interconexión con países vecinos y las magnitudes esperadas de tales intercambios.

Para la obtención de la proyección de energía eléctrica por TIE's se analizó el plan de expansión de Ecuador con sus proyecciones de demanda y posibles retrasos en la entrada de proyectos, para luego realizar simulaciones energéticas de los sistemas integrados, empleando el programa de computador Stochastic Dual Dynamic Programme SDDP, teniendo en cuenta la capacidad de transporte actual entre los dos países, la ampliación de la capacidad de la interconexión en proceso de construcción y las posibles interconexiones con otros países.

⁴ Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, Resolución CREG 004 de 2003

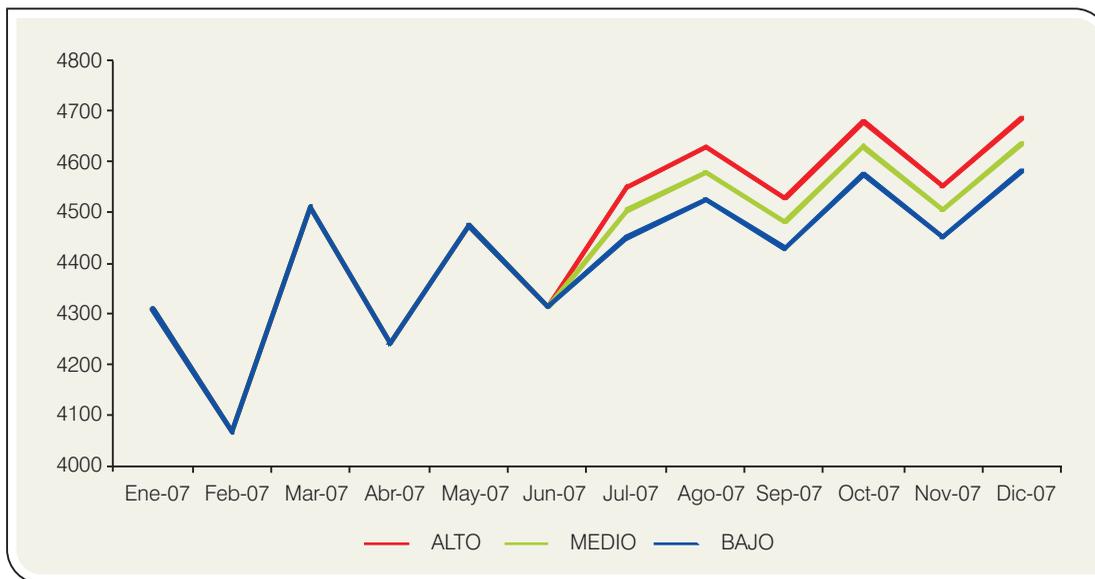
3.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica doméstica del SIN para el horizonte de pronóstico.

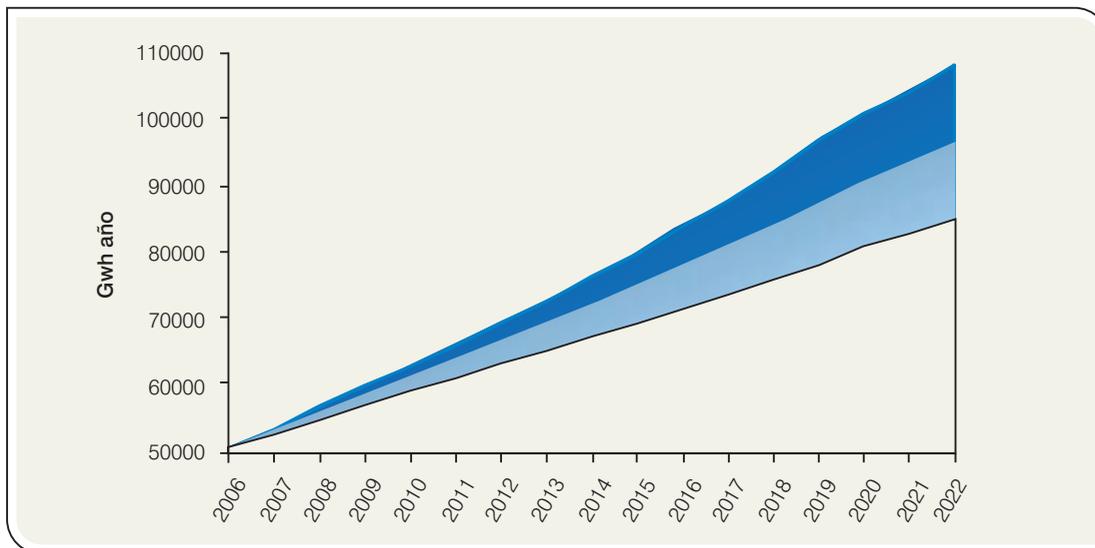
	Demanda de Energía Eléctrica [Gwh]			Crecimiento Demanda de Energía Eléctrica [%]		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2006	50.815	50.815	50.815			
2007	53.850	53.400	52.900	5,97%	5,09%	4,10%
2008	57.002	56.317	55.087	5,85%	5,46%	4,13%
2009	60.040	59.019	57.180	5,33%	4,80%	3,80%
2010	62.950	61.678	59.292	4,85%	4,50%	3,69%
2011	66.085	64.155	61.193	4,98%	4,02%	3,21%
2012	69.544	66.980	63.340	5,23%	4,40%	3,51%
2013	72.808	69.562	65.303	4,69%	3,86%	3,10%
2014	76.372	72.351	67.442	4,89%	4,01%	3,28%
2015	80.009	75.189	69.490	4,76%	3,92%	3,04%
2016	84.072	78.320	71.753	5,08%	4,16%	3,26%
2017	87.925	81.238	73.736	4,58%	3,72%	2,76%
2018	92.251	84.418	75.917	4,92%	3,92%	2,96%
2019	96.937	87.787	78.214	5,08%	3,99%	3,03%
2020	101.012	91.157	80.920	4,20%	3,84%	3,46%
2021	104.263	93.722	82.845	3,22%	2,81%	2,38%
2022	108.224	96.750	85.029	3,80%	3,23%	2,64%

Tabla 3-2. Escenarios de proyección de demanda total doméstica de energía eléctrica en GWh/año.

En la Gráfica 3-3, se presenta la banda de proyección de la demanda mensual doméstica de energía eléctrica para el segundo semestre de 2007. Así mismo, la Gráfica 3-4 presenta la proyección de la demanda de energía eléctrica en el país entre los años 2007 y 2022.



Gráfica 3-3. Banda de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2007.



Gráfica 3-4. Túnel de proyección de demanda doméstica de energía eléctrica 2007-2022.

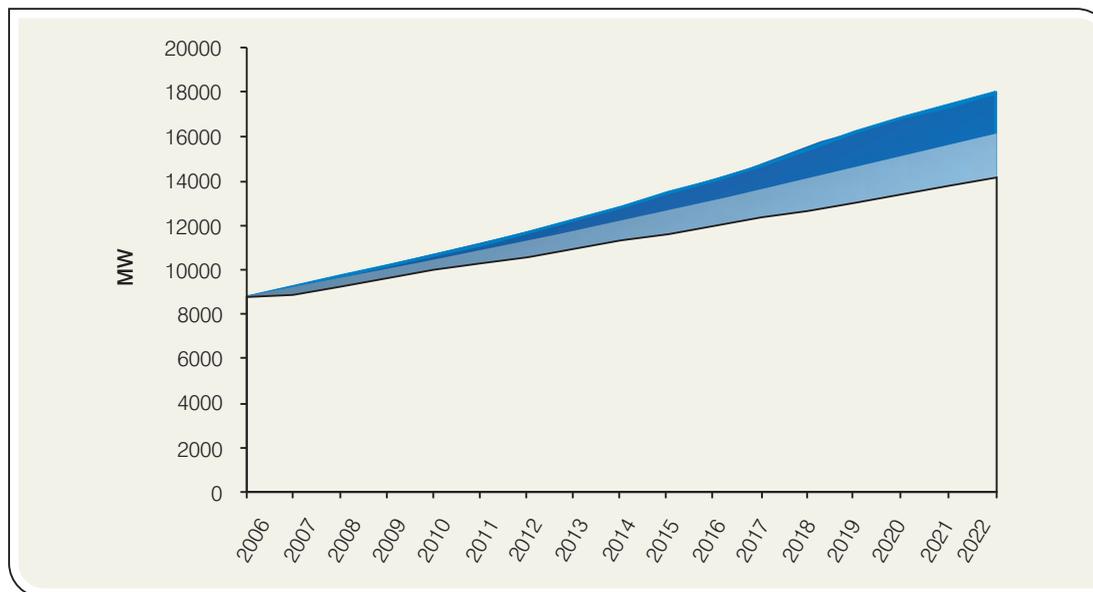
3.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE POTENCIA

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

MW	Demanda de Potencia Eléctrica [MW]			Crecimiento Potencia Eléctrica [%]		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Medio
2006	8.762	8.762	8.762			
2007	9.220	9.078	8.920	5,23%	3,61%	1,80%
2008	9.715	9.553	9.254	5,37%	5,23%	3,74%
2009	10.147	9.967	9.629	4,45%	4,33%	4,06%
2010	10.627	10.404	9.994	4,73%	4,39%	3,79%
2011	11.145	10.810	10.303	4,87%	3,90%	3,09%
2012	11.687	11.246	10.625	4,86%	4,03%	3,12%
2013	12.252	11.696	10.971	4,84%	4,01%	3,26%
2014	12.837	12.152	11.318	4,78%	3,90%	3,16%
2015	13.434	12.615	11.649	4,65%	3,81%	2,92%
2016	14.069	13.094	11.983	4,73%	3,80%	2,87%
2017	14.731	13.600	12.334	4,71%	3,87%	2,93%
2018	15.439	14.117	12.685	4,81%	3,80%	2,85%
2019	16.205	14.664	13.055	4,96%	3,88%	2,91%
2020	16.834	15.176	13.457	3,88%	3,49%	3,09%
2021	17.392	15.621	13.797	3,32%	2,93%	2,53%
2022	18.033	16.109	14.146	3,69%	3,12%	2,52%

Tabla 3-3. Escenarios de proyección de potencia de la demanda doméstica en MW

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



Gráfica 3-5. Banda de proyección de demanda doméstica de potencia 2007 - 2022



4 Plan de expansión en generación



4 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

Esta versión del plan de expansión de generación brinda señales, en cuanto a la necesidad de expansión que requiere el país, además de identificar con qué posibles recursos energéticos puede ser atendida la demanda de energía en el corto, mediano y largo plazo.

En los análisis de generación, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se presentan diversos escenarios considerando diferentes periodos de análisis, uno de los cuales considera los años 2008 -2016 y otro de largo plazo 2008-2022. En los escenarios analizados para el periodo 2008-2016 se consideraron dos casos; el primero de ellos el país sin interconexiones, en el cual se supone uno con ocurrencia de demanda alta en todo el horizonte de planeamiento, y un segundo con la ocurrencia de un escenario alto demanda de energía hasta el año 2013 y posteriormente con demanda media. El segundo escenario considera los mismos supuestos pero teniendo en cuenta las interconexiones internacionales.

Como se mencionó anteriormente, debido a la actual disponibilidad de gas natural, en su proceso de planeamiento el país piensa en otra serie de recursos energéticos; se propende por un mayor uso de carbón mineral en el corto y mediano plazo y el uso de recursos hídricos en el largo plazo. Esta situación prevalecerá muy seguramente hasta tanto no se tenga certeza sobre nuevos hallazgos de gas natural.

Aunado a lo anterior, también se especifica una reseña de los principales recursos energéticos con los que cuenta el país en mayor abundancia así como de otros que permitirán su implementación aunque en menor escala, como son los renovables.

Un factor muy importante en el actual proceso de planeamiento que comienza a tener efectos sobre este plan de expansión es la metodología de mínimo costo con la cual se elaboran tradicionalmente los planes, ya que la entrada del nuevo esquema del cargo por confiabilidad hace que la asignación de energía firme se determine mediante mecanismo de mercado. Por ello, en este plan se analiza el sistema considerando las demandas objetivos del cargo y posteriormente a partir de los resultados de los modelos empleados en el proceso de planeamiento se determina una expansión de mínimo costo.

Como resultado de la construcción de nuevos proyectos, se pueden identificar ya los proyectos encaminados a entrar en operación entre los años 2008 al 2012. Sin embargo, la capacidad requerida para la atención de la demanda de energía, de los años subsiguientes al 2013 no se tiene aún definida, ni aún es claro qué tipo de proyectos pueden atender dicha demanda hasta tanto no se dilucide qué proyectos saldrían favorecidos con la asignación de energía firme en la próxima subasta del cargo por confiabilidad.

Es importante resaltar además que la expansión definida vía remuneración por cargo por confiabilidad permite atender sólo la demanda doméstica en aquellos periodos de escasez hidráulica, es decir sin considerar las interconexiones internacionales como la de Ecuador y Centro América a futuro. En este sentido se considera por lo tanto importante que el país en vista de seguir siendo un exportador de energía continúe pensando en la instalación de mayor capacidad, así como en el uso adecuado de sus recursos, de tal manera que se beneficien los países interconectados. Sin embargo, también es cierto que en aquellos momentos en donde el cargo prevea un escenario futuro de mayor valor de demanda de energía al que se presenta en el sistema colombiano, se estará en cierta forma garantizando la demanda de exportación.

4.1 SITUACIÓN ACTUAL EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

En el último año, algunas de las señales regulatorias emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG mostraron significativos cambios que tendrán influencia en el futuro inmediato en el sistema eléctrico colombiano. Es así como uno de los principales cambios consiste en la remuneración que reciben los agentes generadores por el concepto de brindar confiabilidad al sistema.

Desde 1997 hasta finales de 2006, se aplicó cargo por capacidad el cual remuneraba a los generadores por la capacidad disponible en el sistema. La CREG expidió la resolución CREG 071 de 2006, con la cual se busca remunerar la energía firme que los generadores tengan disponible en el sistema durante periodos de escasez hidráulica; este nuevo cargo es llamado cargo por confiabilidad.

Otra de las situaciones importantes que se ha presentado en el sistema, lo constituye la actual disponibilidad de gas natural, ya que se observan momentos de escasez en diferentes simulaciones relacionadas con el comportamiento futuro del mismo, lo cual hace pensar que es necesario en el sistema para la futura atención de la demanda en el uso de otros energéticos.

La anterior situación conduce a ciertas reflexiones, una de ellas relacionada con el tipo de política empleada en el proceso de masificación del gas natural, basada en las posibles reservas que tenía el país en dicho momento, ya que esta señal permitió la expansión del parque térmico principalmente con plantas a gas natural y algunas de las cuales deberán migrar a otro tipo de combustibles como fuel oil y ACPM debido a la incierta disponibilidad de este energético en el momento, los cuales son de alto costo y de no fácil disponibilidad en el país. En el caso del ACPM el sistema acude en algunos casos a su importación y con pago a precio internacional, en especial durante aquellas épocas en las que se presente escasez hidráulica. Otro de los motivos de reflexión, lo constituyen los posibles sobrecostos para el sistema, derivados del uso de combustibles líquidos y posiblemente acortamiento de la vida útil de algunas unidades generadoras. Como consecuencia de estas restricciones de disponibilidad, también es de esperarse que el país se vea obligado en cuanto a generación a una mayor emisión de elementos contaminantes a la atmósfera.

Los anteriores hechos obligan a que la expansión en el país en el corto plazo por costos se realice con base en carbón mineral, cierre de ciclos abiertos de gas natural, entrada de nuevos proyectos de baja capacidad tanto hidroeléctricos como de otros energéticos renovables tipo eólico o geotermia. En el largo plazo, podrá derivarse la entrada de proyectos hidroeléctricos de gran capacidad, sobre los cuales los inversionistas deberán analizar sus riesgos para la toma de decisiones en este momento. Otro tipo de proyectos que no pueden descartarse en el largo plazo son la entrada de proyectos con base a gas natural, dependiendo del grado de importación o descubrimiento de nuevos hallazgos. Igualmente, en este lapso otras tecnologías como las renovables posiblemente tengan una mayor participación.

Por otra parte, con el fin de flexibilizar la operación y el manejo adecuado de gas natural por el sector eléctrico, así como por otros sectores, podría ser adecuado para el sistema, la entrada de plantas que operen con recursos renovables como eólicos o geotermia en el corto plazo.

4.1.1 CARGO POR CONFIABILIDAD ELEMENTO DE EXPANSIÓN⁵

El cargo por confiabilidad es un nuevo esquema que permite asegurar la disponibilidad de recursos para abastecer la demanda en condiciones de escasez a un precio eficiente. Este esquema reemplazó al cargo por capacidad desde el primero de diciembre de 2006 y en este momento opera bajo condiciones de transición.

Se trata de una remuneración conocida y estable durante una vigencia determinada. La recibe aquel agente que tenga o planea tener activos de generación y que a través de un mecanismo de subasta, se comprometa con una Obligación de Energía en Firme - OEF. Dicha obligación se hace efectiva cuando el precio de bolsa supera el umbral llamado Precio de Escasez, el cual es determinado por la CREG. El cargo es pagado vía tarifa por el usuario.

⁵ A Apartes tomados del documento: CREG. "Nuevo Esquema Regulatorio para la Confiabilidad en el suministro de Energía Eléctrica". Marzo de 2007.

La remuneración del cargo por confiabilidad por cada kWh comprometido en la OEF, es el precio con el cual se cierra la subasta y se paga durante toda la vigencia que se haya solicitado o no la obligación de energía.

La subasta se realiza a través del MEM, inicia con un precio máximo al cual se hacen las ofertas de energía firme y se reduce progresivamente dicho precio hasta que se satisfaga la demanda de energía requerida eliminando el exceso de oferta, en ese momento se define el precio de la subasta.

El ingreso del generador debido al negocio de la energía eléctrica lo compone el cargo por capacidad, las ventas de energía y el soporte en regulación de frecuencia. Si la OEF es requerida, al generador se le pagará cada kWh generado debido a dicha obligación, al Precio de Escasez.

Las OEF tienen una vigencia de acuerdo con el tipo de planta, así:

- Planta nueva, que al momento de la subasta no ha iniciado su construcción, entre uno y veinte años.
- Planta especial, que al momento de la subasta está en construcción o instalación, entre uno y diez años.
- Planta existente, que al momento de la subasta esté en operación comercial, un año.

Lo anterior indica que si bien una planta nueva puede adquirir una obligación hasta por veinte años, recibirá una remuneración estable dada su firmeza durante el mismo periodo de tiempo. En cuanto a las plantas existentes, el mecanismo de asignación de obligaciones será anual.

Para participar de la subasta de asignación de OEF, entre otros requisitos, el proyecto debe estar inscrito mínimo en Fase 2 en el registro de proyectos de generación de la UPME y tener radicado el estudio de conexión a la red de transporte ante la misma entidad.

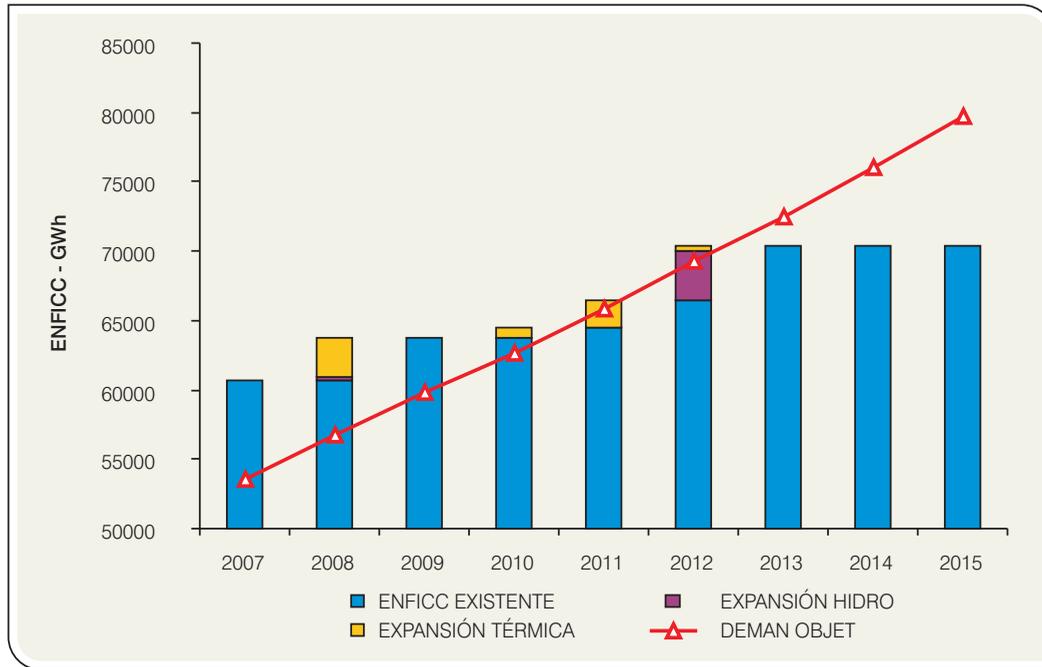
De otra parte, con el fin asegurar el abastecimiento de la demanda, se crearon mecanismos complementarios llamados anillos de seguridad, los cuales además de ser un respaldo pueden llegar a ser una oportunidad de mercado. En orden de prioridad, los anillos de seguridad son:

- Mercado Secundario de Energía Firme: contratos bilaterales, entre generadores de energía firme que no se vendió en subasta, ni ha sido comprometida.
- Demanda Desconectable Voluntariamente: son usuarios que pueden tener generación propia o pueden cambiar sus procesos productivos, acudiendo a ellos a través del comercializador cuando no se cuenta con energía suficiente, descontando dicha energía de la obligación.
- Activos de Generación de Última Instancia: se emplean activos que no participan en las subasta ni en el MEM, solamente cubren las obligaciones.
- Subastas de Reconfiguración: se dan si la CREG detecta que para un año en particular se prevé un exceso o un déficit de energía firme.

El cargo por confiabilidad no solo remunera la firmeza de energía frente a condiciones de escasez, también es la puerta de entrada de nuevos proyectos de generación que a futuro garanticen el suministro de energía. Es por esto que el cargo es uno de los elementos que hace viable la construcción de nuevos proyectos.

4.1.2 RELACIÓN DEMANDA - ENERGÍA FIRME

Ya que el cargo por confiabilidad busca asegurar la disponibilidad de recursos para abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez, la Gráfica 4-1 presenta la energía firme a remunerar en el periodo 2007 hasta 2012, los años subsiguientes no han sido subastados aún.



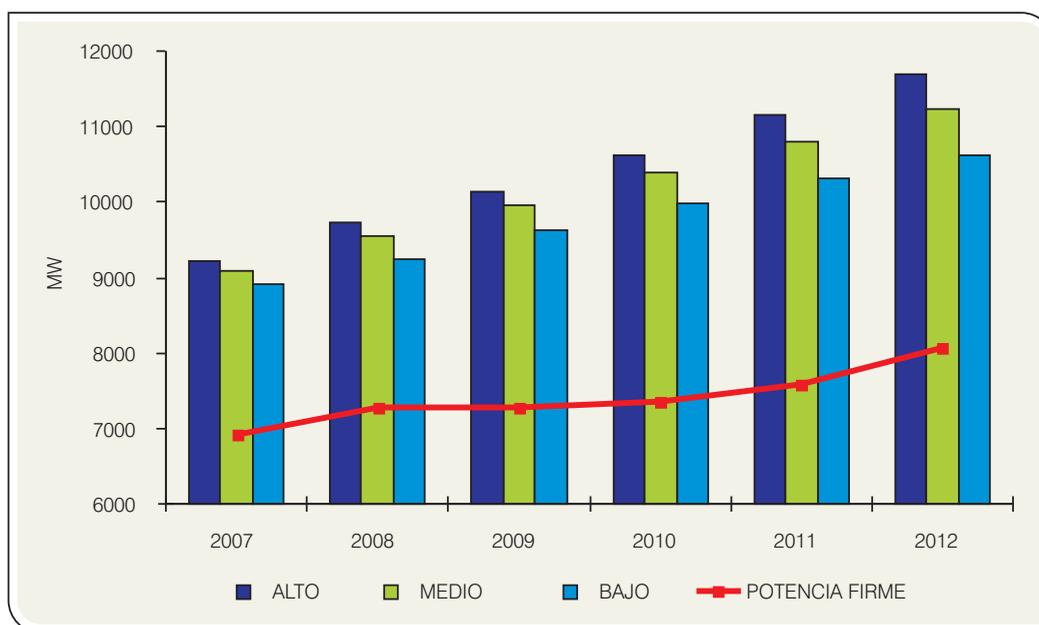
Gráfica 4-1. Energía firme del cargo por confiabilidad⁶

4.1.3 RELACIÓN DEMANDA - POTENCIA FIRME

Con el objetivo de establecer la potencia en firme que tiene el sistema eléctrico colombiano y partiendo de la ENFICC remunerada a los agentes, se realiza una comparación entre la proyección de la demanda de potencia para los escenarios alto, medio y bajo y la potencia en firme disponible que tiene el sistema. Como se observa en la Gráfica 4-2 se puede establecer que el sistema ante una hidrología muy crítica requiere una capacidad adicional a la disponible por la energía firme, para los tres escenarios.

Con el fin de poder plantear una solución a dicha situación se podría considerar un manejo adecuado y mayor disponibilidad de los energéticos con los cuales operan las plantas de generación térmica o la administración de la demanda para su atención en los periodos de punta.

⁶ Los datos con los cuales se elaboró la gráfica fueron tomados a partir del documento CREG D-026 anexo a la resolución 031 de 2007.



Gráfica 4-2. Comparación escenarios de proyección de potencia Vs. potencia firme.

4.2 RECURSOS ENERGÉTICOS

4.2.1 RECURSO HIDROENERGÉTICO

Como es conocido, Colombia tiene gran cantidad de recursos hídricos, ríos con caudales considerables y en algunos puntos de la geografía caídas apreciables que podrían ser aprovechadas en desarrollo de proyectos hidroeléctricos. En consecuencia, la componente de generación hidráulica es la de mayor participación en el sistema de interconexión nacional.

Aunque los recursos hídricos son abundantes y existen estudios que identifican claramente proyectos hidroeléctricos de diferentes escalas, del potencial hidroenergético no se tiene una medida exacta.

El inventario de proyectos hidroeléctricos de más de 100 MW, indica que el potencial total desarrollable en Colombia con este tipo de proyectos es de 96 GW, incluyendo proyectos en construcción y construidos, sino se incluyen estos el potencial es de 87 GW y que según su estado se describen a continuación:

- Con diseños: 5 GW
- Con estudios de factibilidad: 12 GW
- Con estudios de prefactibilidad: 7 GW
- En reconocimiento: 63 GW

Con el fin de identificar el potencial hídrico del país, está en curso un trabajo referente al “Atlas del Potencial del Recurso Hidroenergético en Colombia”, en un esfuerzo conjunto entre el IDEAM y la UPME. Se espera contar en un futuro cercano con los resultados de dicho estudio y brindar un mayor grado de información en dicho sentido.

4.2.2 RECURSO SOLAR

El recurso solar como fuente de energía eléctrica ha sido aprovechado especialmente en las zonas apartadas del territorio nacional. Sin embargo, no debe suscribirse a esto. Es completamente factible hacer uso de este recurso para la generación de energía eléctrica con fines diferentes a la energía social, como son las comunicaciones, bombeo de agua, señalizaciones, procesos agrícolas o la climatización de edificaciones.

En este sentido, se cuenta con una herramienta fundamental que es el “Atlas de Radiación Solar en Colombia”, el cual referencia la distribución espacial del potencial energético solar y facilita la identificación de regiones estratégicas donde es más adecuada la utilización del recurso para la solución de necesidades energéticas. El Atlas es un documento público que fue realizado con esfuerzos conjuntos entre el IDEAM y la UPME.

Es de resaltar que el país, por estar en la zona tórrida y sobre la región andina, tiene condiciones climáticas variadas y especiales que afectan la disponibilidad del recurso solar. Para la elaboración del atlas se consideró como información base la proveniente de 71 estaciones radiométricas, 383 estaciones meteorológicas donde se realizaron medidas de brillo solar y 96 estaciones donde se identificaron mediciones de humedad relativa y temperatura, variables correlacionadas con la intensidad de radiación. Los datos de radiación fueron tomados entre 1980 y 2002. Para estimar valores en los sitios donde no se realizan mediciones directas, se mejoraron los procesos estadísticos y de modelamiento.

Aunque en todo el territorio nacional existe un buen potencial energético solar, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m², la Guajira presenta el mayor nivel con un promedio de 6,0 kWh/m² y la Orinoquía con un promedio un poco menor pero adecuado para el aprovechamiento del recurso solar.

La Tabla 4-1 muestra una aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones:

REGIÓN	kWh/m ² /año
Guajira	2.190
Costa Atlántica	1.825
Orinoquía	1.643
Amazonía	1.551
Andina	1.643
Costa Pacífica	1.278

Tabla 4-1. Potencial energético solar.

Con el fin de dimensionar soluciones energéticas que aprovechen la energía solar y que ayuden a emplear racionalmente los recursos naturales en zonas urbanas y rurales, con aplicaciones en el sector residencial, agrícola o industrial, se debe tener en cuenta la información primaria de disponibilidad de la radiación solar, brillo solar, humedad relativa y temperatura.

El “Atlas de Radiación Solar en Colombia” ofrece información detallada a lo largo del año y a través de los mapas sobre radiación solar global, brillo solar, radiación solar UV, ozono e índices UV.

4.2.3 RECURSO EÓLICO

Otra importante fuente renovable de energía en Colombia es el viento, por lo que este recurso es considerado como fuente de generación de energía eléctrica. Para lograr objetivos en esta materia, la herramienta básica es el “Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia”, documento público elaborado con esfuerzos conjuntos entre el IDEAM y la UPME.

Las medidas fueron tomadas de 111 estaciones meteorológicas, con un margen de error aproximado del 16% para medidas cercanas a 5 m/s; los datos faltantes fueron obtenidos por métodos estadísticos. Se modeló la distribución del viento en el espacio con una base histórica 1980 y el año 2000. Es importante considerar que los problemas de medida se deben a la posición de Colombia en zona intertropical y la topografía en la región Andina, y en los Llanos Orientales y la Amazonía los problemas se deben a la baja intensidad de estaciones de medida.

Es de mencionar que la densidad de energía se relaciona exponencialmente con la velocidad del viento. Las zonas con velocidades en la superficie iguales o superiores a 5 m/s constituyen una alternativa importante de solución energética.

Algunas zonas del territorio nacional mantienen una velocidad del viento a lo largo del año en 5 m/s o más, lo que indica un buen potencial, que se da principalmente en la península de La Guajira, centro del litoral caribe en Bolívar, la Isla de San Andrés y algunos sectores de Boyacá.

En algunos sectores como Norte de Santander, límites entre Risaralda, Quindío y Tolima, límites entre Cundinamarca y Boyacá, límites entre Cundinamarca, Tolima y Huila sobre la Región Andina, pie de monte Llanero y Casanare, aunque la velocidad del viento es cercana a los 5 m/s, sólo se mantiene en ciertas épocas del año.

De los 16 lugares identificados para el aprovechamiento eólico, en 6 de ellos el viento presenta velocidades considerables y persistentes a lo largo del año. En los 10 restantes el viento puede ser utilizado sólo en ciertas épocas del año y en algunas horas del día. También se cuenta con información de dirección y velocidad, variables fundamentales para dimensionar los sistemas. La Tabla 4-2 muestra los 16 sitios más importantes en cuanto al aprovechamiento eólico en Colombia:

RANGO VIENTOS VELOCIDAD EN LA SUPERFICIE	SITIO	DEPARTAMENTO
5 m/s o más persistentes en el año	Galerazamba	La Guajira
	Gacheneca	Boyacá
	San Andrés Isla	San Andrés en el Mar Caribe
De 4 a 5 m/s persistentes en el año	La Legiosa	Huila
	Isla de Providencia	San Andrés en el Mar Caribe
	Riohacha	La Guajira
Persistentes en ciertas épocas del año y a ciertas horas	Villa Carmen	Boyacá
	Obonuco	Nariño
	Cúcuta	Norte de Santander
	Ábrego	Norte de Santander
	Urrao	Antioquia
	Soledad	Atlántico
	Santa Marta	Magdalena
	Bucaramanga	Santander
	Achique	Tolima
Bogotá	Cundinamarca	

Tabla 4-2. Potencial energético eólico.

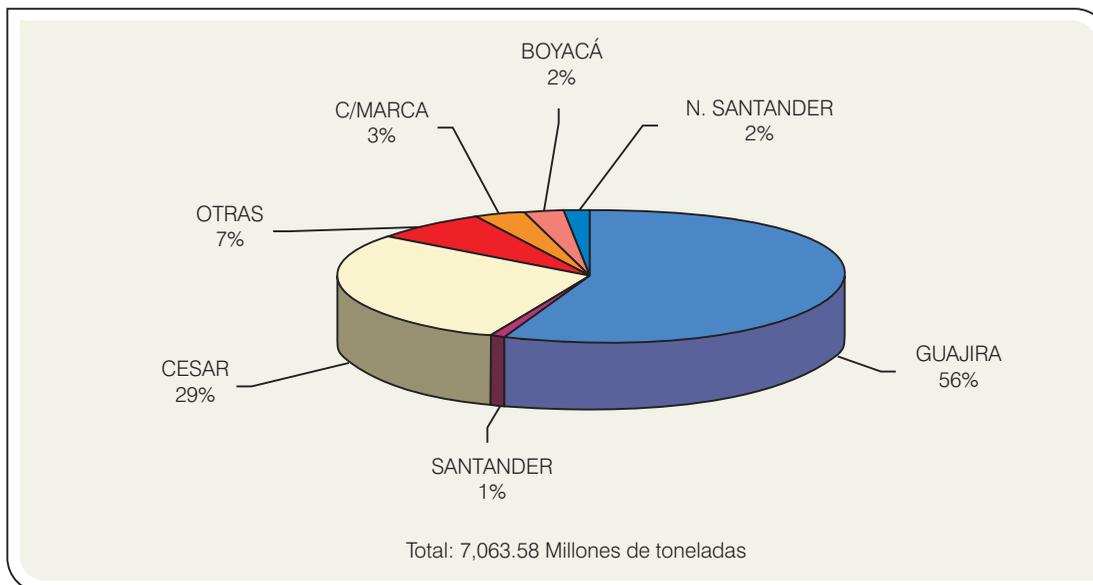
El “Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia” presenta para todos los meses del año la velocidad del viento en la superficie, distribución horaria de la velocidad del viento en zonas con mayor aprovechamiento, densidad de energía eólica a 20 y 50 m de altura sobre la superficie y el modelamiento del viento y la energía eólica. Es de aclarar que la medida de velocidad en la superficie se realiza a 10 m de altura sobre la superficie, que es el estándar internacional. Sin embargo, se debe considerar que a mayor altura, mayor es la velocidad del viento.

4.2.4 CARBÓN MINERAL⁷

Colombia posee 7.063,58 millones de toneladas de carbón mineral, las cuales corresponden a recursos y reservas medidas. Las principales zonas carboníferas se sitúan en la Guajira, Cesar, Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, Santander, Antioquia, Cauca y otras.

A continuación en la Gráfica 4-3 se presenta la distribución de los recursos medidos de carbón mineral en las diferentes zonas carboníferas del país.

⁷ Información tomada de: INGEOMINAS. El carbón colombiano. Recursos, reservas y calidad. 2004.



Gráfica 4-3. Distribución de los recursos carboníferos en el país.

4.2.4.1 Recursos de carbón por zona carbonífera

Las zonas carboníferas de la Guajira y del Cesar son las más importantes para considerarse en la exportación debido a su ubicación como a su calidad. No obstante, existen otras zonas de importancia para el consumo interno del país.

El carbón en la zona de la Guajira proviene de las áreas de El Cerrejón Norte y Central y un cercano futuro del Sur. Así mismo, el carbón en la zona del Cesar, se encuentra en las áreas de la Loma y la Jagua de Ibérico.

En el interior del país existen áreas tales como el Catatumbo, Tasajero, Zulia – Chinácota, Salazar, Herrán – Toledo, Pamplona – Pamplonita, Chitagá, Mutiscua - Cécota, en Norte de Santander,

En Córdoba – Norte de Antioquia, se tienen las áreas carboníferas de Urabá, Ciénaga de Oro, Alto San Jorge, Tarazá – Río Man, Purí – Caserí.

En Cundinamarca se han detectado las siguientes áreas carboníferas: Guaduas – Caparrapí, Jerusalén – Guataquí, San Francisco - Subachoque – La Pradera, Guatavita – Sesquilé – Chocontá, Río Frío – Tabio – Carmen de Carupa, Checua – Lenguazaque, Suesca – Albarracín (Bloque Tibitá), Zipaquirá - Neusa, Salto Granda – Usme, Páramo de la Bolsa – Machetá, Chaguaní – Córdoba – Guayabales.

En Boyacá se han determinado las siguientes áreas carboníferas: Checua – Lenguazaque, Suesca – Albarracín, Tunja – Paipa – Duitama, Sogamoso – Jericó, Betania, Nuevo Colón – Ramiriquí, Umitá – Laguna de Tota, Labranzagrande – Pisba, Chita – La Uvita – El Espino, Chiscas.

En Santander se tienen las siguientes áreas carboníferas, Vanegas – San Vicente de Chucurí, Río Cascajales, San Luis, Río Opón – Landázuri, Cimitarra Sur, Capitanejo, Molagavita, Páramo del Almorzadero.

En Antioquia – Antigua Caldas, se han encontrado las siguientes áreas carboníferas: Venecia – Fredonia, Amagá – Angelópolis, Venecia – Bolombolo, Titiribí, Ríosucio – Quinchía, Aranzazu – Santágueda.

En la zona del Valle del Cauca – Cauca se tienen las áreas carboníferas de Yumbo – Asnazú, Río Dinde – Quebrada Honda, El Hoyo – Mosquera.

No obstante, existen otras áreas en dichas zonas con buenos potenciales y que cuentan con estudios exploratorios, que en algunos casos están en la fase de prefactibilidad o factibilidad minera, para el suministro de carbón a centrales térmicas.

La Tabla 4-3 indica algunas de las calidades de los carbones colombianos, según zona carbonífera y algunas áreas asociadas a dichas zonas.

ZONA	ÁREA	HUMEDAD %	Cz %	MV %	CF %	St %	PC BTU/lb
Guajira	Cerrejón	11,94	6,94	35,92	45,20	0,43	11.586
Cesar	La Loma	11,39	10,32	33,37	66,63	0,72	10.867
Córdoba - Norte de Antioquia	Alto San Jorge	14,49	9,24	37,55	38,73	1,31	9.280
Antioquia - Antioquia - Caldas	Venecia - Bolombolo	8,49	7,9	37,77	45,91	1,09	11.113
	Titiribí	7,25	7,92	37,99	46,84	0,72	11.767
Cauca	Mosquera - El Hoyo	8,11	16,30	35,18	40,42	1,42	10.058
Cundinamarca	Caparrapí	4,12	5,61	22,43	67,83	0,59	12.829
	Checua - Lenguazaque	4,67	10,62	33,85	50,86	1,06	12.718
	Zipaquirá - Neusa	1,04	14,42	24,33	60,21	1,38	12.993
Boyacá	Tunja - Paipa - Duitama	9,48	11,40	38,03	41,09	1,53	11.268
Santander	San Luis	1,18	18,72	30,48	49,62	2,01	12.284
Norte de Santander	Tasajero	2,84	10,17	34,82	52,18	0,85	13.326

Tabla 4-3 Características físico químicas del carbón mineral por zona carbonífera.

Cenizas (Cz), Materia volátil (MV), Carbono fijo (CF), Azufre total (St), Poder calorífico (PC)

Fuente Minercol 2003

4.2.5 GAS NATURAL

El desarrollo temprano de la industria del gas en Colombia se inició con la producción de los campos de La Guajira, hace más de 30 años. A partir del descubrimiento de los campos de Cupiagua y Cusiana, la participación en la producción total del gas de los campos de La Guajira comenzó a perder significancia, sin embargo, esto no fue así desde el punto de vista del suministro de gas al sistema de transporte, en tanto el grueso del gas producido en aquellos dos yacimientos se viene reinyectando con fines de extraer primero el petróleo, siendo creciente la importancia de los campos de La Guajira para abastecer la demanda interna de gas natural.

Es sólo con la progresiva declinación de la producción petrolera de Cusiana que ha sido posible inyectar más gas en el sistema de transporte, situación que ha venido ocurriendo desde 2003 a la fecha (el campo pasa de entregar 17 MPCD en 2002 a 169 MPCD en 2006). Simultáneamente, los yacimientos de La Guajira comienzan a mostrar una declinación, cuyo valor futuro es una incógnita, en razón a la incertidumbre de los perfiles de producción después de la compresión que se instalará en 2009.

Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar el abastecimiento a corto y mediano plazo, mientras se estudian nuevas alternativas de largo plazo, se analizarán distintos escenarios de oferta utilizando como premisa la situación actual, la cual está caracterizada del siguiente modo:

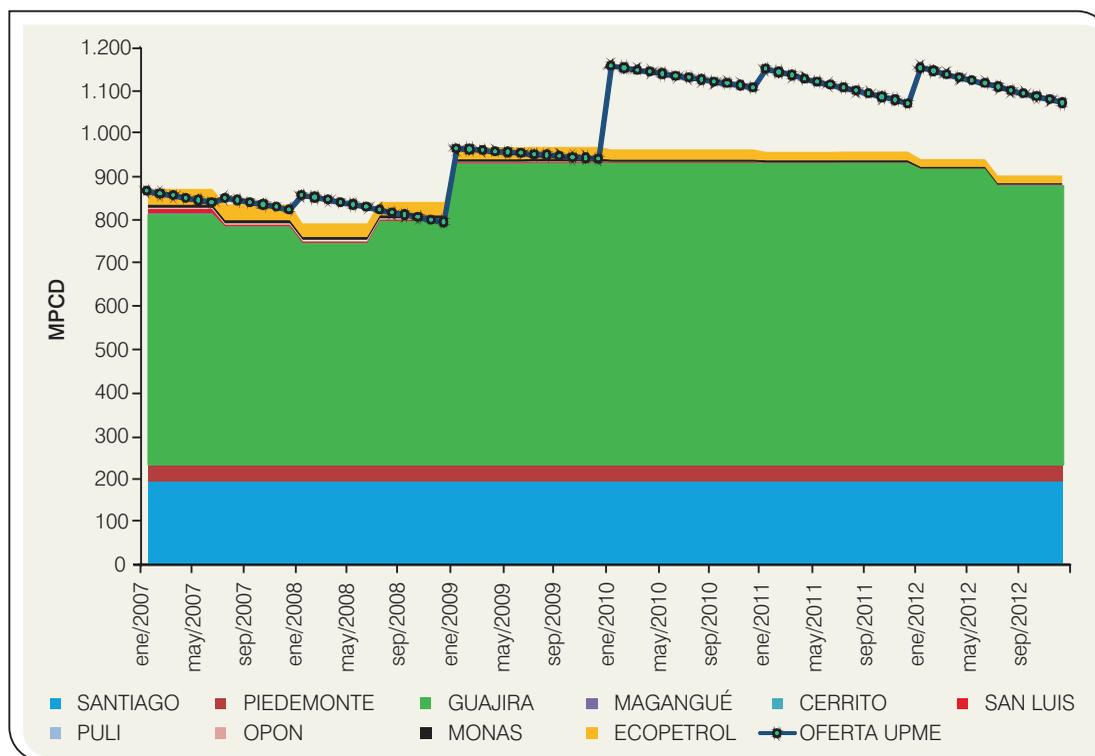
- Desde el punto de vista físico Colombia no contaría con problemas de producción de gas para abastecer la demanda hasta el año 2010, si se asume una declinación moderada en los campos de La Guajira y se inicia la segunda fase de producción de La Creciente.
- Desde el punto de vista comercial la demanda no regulada que requiere firmeza en el suministro excederá las cantidades de gas disponible durante los próximos 4 años.

- En el caso de La Guajira las cantidades liberadas de los contratos vencidos se verían limitadas por la declinación de la capacidad de producción en el largo plazo. Se supone que esta situación se vería aliviada con la producción de La Creciente
- En el caso de Cusiana la capacidad actual de producción se encuentra comprometida a largo plazo y solo en 2011 se liberan cantidades importantes. Así mismo, la ampliación de la capacidad de producción tendrá mercado asegurado.

De acuerdo con lo anterior, en el análisis de la oferta en el corto y mediano plazo radica en la producción que podrían aportar los dos grandes yacimientos colombianos: Chuchupa y Cusiana sobre hipótesis de declinación en un caso y de oferta incremental en el otro. Los demás campos productores, cuya declinación se viene presentando, aportan los volúmenes necesarios para suplir necesidades de pequeños subsistemas de consumo asociados a los campos productores como son Santander y Huila.

Aún cuando el análisis se puede realizar para el largo plazo, la situación del corto-mediano plazo es sin duda la más crítica, en tanto es la que ofrece una mayor certidumbre de resultados, al tiempo que presenta los menores plazos para la toma de decisiones, Por este motivo se presenta el análisis pormenorizado del periodo 2008-2012.

A continuación se presentan, en forma desagregada, el escenario de oferta oficial reportado por los agentes al Ministerio de Minas y Energía y, de manera agrupada, el escenario de la UPME, donde se incluyen las ampliaciones de Cusiana, La Creciente y Gibraltar.

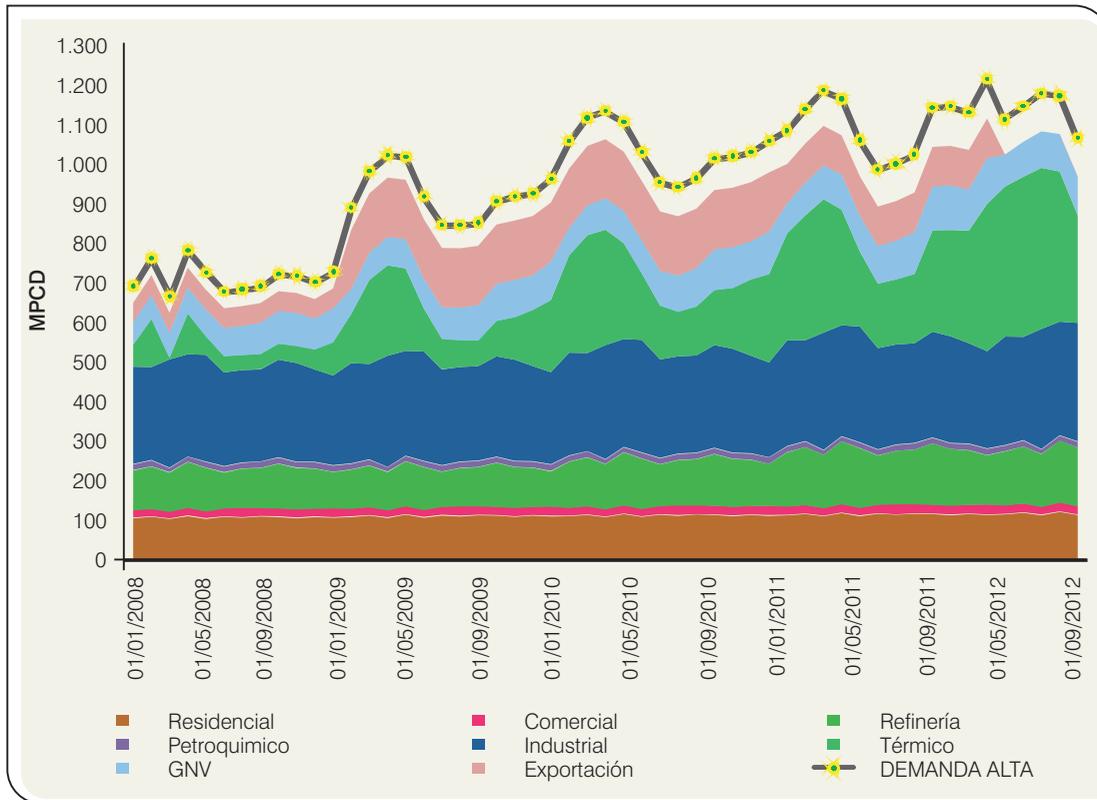


Gráfica 4-4 Escenarios de Oferta de Gas Natural.

Como se puede observar en la Gráfica 4 4, las hipótesis de la UPME suponen un incremento de la producción en 2008 y una declinación más acelerada de Guajira después del 2010, que la tendencia en el caso de los datos aportados por los productores (escenario oferta MME), donde se asume que se podría mantener una oferta de 700 MPCD entre enero de 2009 y diciembre de 2011. También se aprecia una diferencia importante desde el 2010, por aumento de la producción de Cusiana, cuya producción alcanza los 410 MPCD, bajo la premisa de una capacidad de producción del yacimiento de 480 MPCD por 30 años.

Respecto a los escenarios de demanda de gas natural, se consideran uno base y uno alto que parten de las proyecciones de la UPME e incorporan distintos supuestos respecto a la demanda de gas de cada sector de consumo final e intermedio. La diferencia entre los dos escenarios se explica por un aumento significativo de la demanda de GNV en el escenario alto y la demanda del sector eléctrico (hidrología media y demanda de electricidad alta), donde el escenario alto supera en unos 48 MPCD a la demanda base, con valores máximos de 100 MPCD, en el periodo.

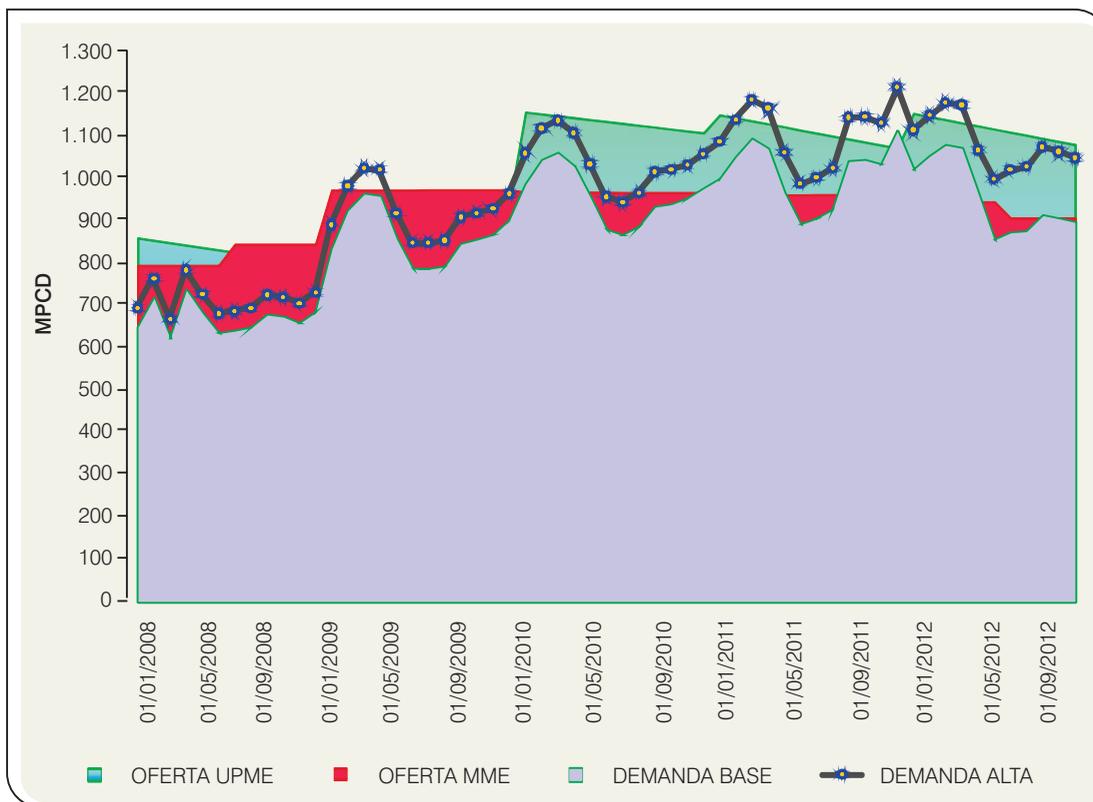
La Gráfica 4-5 presenta los dos escenarios de demanda, en forma desagregada el base y agrupado el alto.



Gráfica 4-5 Escenarios de Demanda.

En cualquier caso, existe una fuerte incertidumbre respecto a la demanda futura de gas, ya que en buena medida esta depende de la cantidad de recursos hídricos y del crecimiento de la demanda eléctrica.

A través de la combinatoria de los escenarios de oferta y demanda, se presenta el balance gas a mediano plazo a fin de establecer momentos críticos de abastecimiento, bajo las actuales circunstancias, para de encontrar soluciones en caso de déficit. La Gráfica 4-6 presenta el balance considerando los dos escenarios de oferta y los dos de demanda.



Gráfica 4-6 Balance de Gas.

Los resultados muestran déficit de pequeña magnitud en el verano del 2009 y del 2011, los cuales podrán ser atendidos con manejo operativo. Las dificultades serán de mayor proporción si se presentan demandas superiores a las calculadas o si no se efectúan las inversiones en Cusiana para ampliar su capacidad de producción e incrementarla en 210 MPCD adicionales.

Las acciones en la oferta de gas natural deben estar acompañadas de un incremento de la capacidad de transporte, evitando así la aparición de restricciones y el atrapamiento del gas. Con estas consideraciones deben efectuarse las inversiones necesarias para garantizar el pleno abastecimiento de la demanda de este energético, así como llegar a un consenso acerca de cuáles escenarios de oferta se consideran más probables, dada su proporción frente a la demanda.

4.3 TECNOLOGÍAS

A continuación se presenta un breve resumen de los tipos de tecnologías en la generación de energía y se muestran las relacionadas con la utilizada en combustibles líquidos y carbón mineral.

Las tecnologías empleadas para la generación de energía han alcanzado un significativo desarrollo; algunos de los mayores logros alcanzados lo constituyen la mejora de su eficiencia, y su consecuente reducción en el grado de emisiones a la atmósfera.

4.3.1 TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

El uso preferente del gas natural en lugar de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica, radica en que éste energético tiene gran cantidad de reservas; a pesar que no se encuentran concentradas es más limpio, lo que ha favorecido su consumo ya que emite menor cantidad de dióxido de carbono y es de menor costo. Sin embargo en Colombia el gas natural ha presentado una relativa escasez, lo que ha hecho necesaria la implementación

de tecnologías que pueden operar con combustibles sustitutos. A continuación se realiza una breve reseña de la tecnología que produce energía eléctrica a partir de combustibles líquidos como gas natural.

El uso de turbinas que puedan operar con gas natural así como con crudos ligeros y pesados comenzaron a tener aplicación en el mundo en los años cincuentas, no obstante su mayor desarrollo se alcanzó en los años ochentas.

Las turbinas de gas natural pueden emplear diferentes tipos de combustibles líquidos, algunos de ellos pueden ser crudos pesados o ligeros de refinería. Dentro de los pesados tenemos combustibles residuales de petróleo, caracterizados por poseer altos componentes de ceniza, los cuales para la operación de las turbinas requieren equipos de depósitos de limpieza de cenizas, entre otros. Igualmente dentro del tipo de combustibles ligeros se encuentran el diesel y naftas, los cuales están libres de cenizas.

El empleo de turbinas que operen con gas natural como con combustibles líquidos, requieren de consideraciones en su diseño y en los materiales empleados en su construcción, algunos de estos requerimientos comprenden modificaciones en el sistema de combustión entre otros.

Una de las principales diferencias en el uso de combustibles líquidos y gas natural en las turbinas se halla en los procesos de combustión debido a la presencia de partículas libres de carbón. Otro de los factores es el grado de viscosidad de éstos, ya que algunos de ellos poseen baja viscosidad, que en algunos procesos de calentamiento para poder fluir. De igual manera algunos combustibles con alto contenido de cenizas pueden producir erosiones en el sistema de combustión.

A pesar que los combustibles poseen adecuados tratamientos, algunos de ellos por estar compuestos de sodio, potasio, vanadio y azufre, pueden producir corrosión en los sistemas de calentamiento de la turbina y algunos combustibles pueden poseer sólidos suspendidos que originan obstrucciones en el sistema de los inyectores.

Uno de los factores adicionales a considerar en el empleo de turbinas que operan con combustibles líquidos lo constituye el sistema de almacenamiento y transporte del combustible, ya que algunos combustibles por aspectos operativos sólo son utilizados durante breves periodos, implicando deterioros en su calidad y propiedades en un largo periodo de almacenamiento.

4.3.2 TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON CARBÓN MINERAL

La evolución de las tecnologías de carbón ha respondido en el pasado a sus bajas eficiencias, las cuales le han hecho perder competitividad frente a recursos sustitutos para producción de energía eléctrica como es la tecnología de gas natural. Así mismo, debido a sus altos niveles de emisiones en la atmósfera, ha implicado una mayor investigación y desarrollo y en la actualidad se cuenta con equipos de mayor eficiencia y menor nivel de emisiones.

El promedio de la eficiencia de la mayoría de las plantas que usan carbón para generación de energía eléctrica se sitúa en un 35%. Sin embargo en recientes desarrollos, especialmente en nuevos diseños, se han alcanzado eficiencias superiores al 46%.

Estas mejorías en la eficiencia se han alcanzado a través del aumento del calor y presión del vapor usado y se espera que con un incremento en las temperaturas se puedan alcanzar eficiencias cercanas al 50%.

El aumento de la eficiencia en las plantas de generación con base en carbón mineral, se ha alcanzado con incrementos en las eficiencias de las turbinas y las calderas, en especial de las condiciones de vapor para plantas que operan en condiciones ultra y supercríticas. En el momento se hallan operando plantas que pueden producir vapor con presiones superiores a 250 bar y temperaturas de 600 °C, con las que se han alcanzado eficiencias hasta del 48%.

Para que las diferentes plantas puedan operar a eficiencias del 50% es necesario que trabajen a presiones cercanas a los 350 bar y temperaturas de 700 °C, además de modificaciones en sus diseños y uso de super aleaciones que puedan usarse a altas temperaturas en los diferentes componentes de la turbina⁸.

⁸ Tomado de: Rosenkranz Jens, Wichtmann Andreas. Balancing economics and environmental friendliness-the challenge for supercritical coal-fired power plants with highest steam parameter in the future. Siemens Power Generation, Germany.

Una tecnología que ha ganado aceptación y que busca a futuro reducir sus costos es el ciclo combinado de gasificación integrada – IGCC –. Esta tecnología emplea el proceso de gasificación lo cual permite manejar diferentes tipos de combustibles tanto líquidos como sólidos.

En esta tecnología se busca gasificar el carbón, para obtener un producto llamado gas de síntesis, eliminando contaminantes antes de la combustión del gas. Dicho gas es empleado posteriormente en un ciclo combinado donde se obtiene energía eléctrica.

Uno de los beneficios de la tecnología IGCC es que puede producir hidrógeno, el cual es útil para procesos industriales. Así mismo, con ésta tecnología se pueden desarrollar programas de secuestro de carbón, con lo cual se consiguen reducciones significativas de emisiones derivadas del proceso de generación de energía eléctrica.

4.4 OPORTUNIDADES

En esta sección se presentan los proyectos registrados en la UPME con los posibles sitios donde se pueden instalar proyectos térmicos e hidráulicos y los proyectos en construcción tanto en Colombia como en Ecuador.

4.4.1 REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la actualidad se tienen registrados un total de 12.374,16 MW de los cuales 1.868 MW corresponden a proyectos térmicos que emplean gas natural, fuel oil, carbón mineral y cogeneración de energía eléctrica. De ésta capacidad, 1.233 MW corresponden a ciclos combinados con gas natural, 510 MW a ciclos abiertos operando con gas natural (se incluye planta Termocol), 100 MW corresponden a proyectos a carbón mineral y 25 MW a un proyecto de cogeneración de energía.

En proyectos hidráulicos se encuentran registrados un total 10.486,16 MW, de los cuales 9.930 MW corresponden a proyectos con capacidad superior a 100 MW y los restantes 556,16 MW a proyectos hidráulicos con una capacidad menor a 100 MW.

En proyectos eólicos se tiene registrado un total de 20 MW.

A continuación en la Tabla 4-4 se presenta el listado completo de proyectos registrados.

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas Capacidad registrada: 1743 MW							
Tebsa	45	Ciclo Combinado	Soledad	Atlántico	Dic - 07	GECELCA S.A. E.S.P.	2
Termocol	210	Gas - Fuel	Santa Marta	Magdalena	Dic - 09	GRUPO POLIOBRAS S.A.	2
Merilectrica CC	103	Ciclo Combinado	B/meja	Santander	Nov - 2009	MERILECTRICA	2
TermoFlores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Nov - 2009	TERMOFLORES S.A. E.S.P.	2
CC - Endesa 1	400	Ciclo Combinado	Tauramena - Manaure	Casanare - Guajira	2012	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Termo Upar	30.0	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico a Carbón Capacidad registrada: 100 MW							
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sep -09	Termocauca E.S.P.	2
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 9930 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Sep - 10	EEPP M	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Quimbo	400	Turbina Francis	Gigante, Garzón	Huila	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Chapasía	800	Turbina Pelton	Miraflores, Páez	Boyacá	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG - I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG - II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suárez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero - Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléct. Pescadero - Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 556.16 MW							
Trasvase Guarín	--	--	Victoria	Caldas	Jun - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Trasvase Manso	--	--	Samaná y Norcasia	Caldas	Ene - 11	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	II - Sem - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Bugalagrande	40.5	--	Tulúa	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Amaine	18.6	--	Palmira - Cerrito	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Mon tañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Guañaquitas	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Osos y Gómez Plata	Antioquia	Jun - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
Caruquia	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Dic - 09	HMV INGENIEROS LTDA	1
Barroso	19.9	Turbina Pelton	Salgar	Antioquia	Dic - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	C/marca	Sin confirmar	INGAMEG	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Eólicos Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktaí	20	Turbina eólica	Uribe	Guajira	Sin confirmar	WAYUU S.A.	1
Cogeneración Capacidad registrada: 25MW							
Mayagüez	25	Turbina Vapor	Candelaria	Valle del Cauca	Nov - 08	Mayagüez S.A.	1

Tabla 4-4. Proyectos de generación registrados ante la UPME⁹.
⁹ Para el momento de la elaboración del documento, el proyecto Pescadero Ituango, aún no tenía registrado la capacidad de 2.400 MW.

4.4.2 POSIBLES SITIOS DE INSTALACIÓN PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La UPME cuenta con estudios técnicos a nivel de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación de electricidad, los cuales fueron transferidos a la Nación en cabeza de la UPME como resultado del proceso de reducción de capital de ISAGEN.

Teniendo en cuenta que la UPME no asume funciones de ejecución o construcción de proyectos de generación de electricidad, elaboró el documento “Portafolio de Proyectos de Generación de Energía” para dar a conocer las principales características técnicas de algunos proyectos, el estado de avance de los estudios realizados, promocionar y ponerlos en venta a diferentes inversionistas. El Portafolio puede ser consultado en la página web de la UPME.

4.4.2.1 Proyectos hidráulicos

A continuación se presenta información relevante de los proyectos de generación en poder de la UPME. Igualmente se relacionan resultados de estudios como el inventario de proyectos hidroeléctricos entre 10 y 100 MW, potenciales proyectos obtenidos a partir del Estudio del Sector de Energía Eléctrica – ESEE así como el proyecto Pescadero – Ituango.

Los proyectos de generación con estudios asignados a la UPME son:

- Encimadas y Cañaveral
- El Neme
- Fonce y Cabrera
- Inventario de Proyectos entre 10 y 100 MW

Algunos de estos proyectos a cargo de la UPME tienen licencia ambiental. Si bien ésta le fue otorgada a un agente específico, dicha licencia puede ser transferida.

Parte de la información descrita tuvo sus inicios en los resultados del “Estudio para el Sector de energía Eléctrica – ESEE”, desarrollado en la década de los 70.

A continuación se presentan las principales características de los proyectos mencionados.

• Proyecto Encimadas y Cañaveral

Inicialmente se identificó como el proyecto Aguadas en la cuenca del río Arma, posteriormente el estudio “Inventario de Proyectos Hidroeléctricos con Capacidad entre 10 y 100 MW” de 1987 identificó siete proyectos en la cuenca del río Arma con capacidades entre 25 y 70 MW. Finalmente, en 1995, un estudio de consultoría determinó la conveniencia de la cadena denominada Encimadas y Cañaveral.

Localización:	Sobre el río Arma en el límite físico de los departamentos de Antioquia y Caldas, en la parte media – alta del río, sector comprendido entre la confluencia del Río San Pedro y La Cañada, El Limón, en inmediaciones del sitio Puente La Nubia. Jurisdicción de los municipios de Sonsón (Antioquia) y Aguadas (Caldas). En el sitio El Arenillal descarga Encimadas y capta Cañaveral.
Tipo:	hidráulico a filo de agua - Encimadas hidráulico a filo de agua - Cañaveral
Capacidad:	95 MW – Encimadas 68 MW – Cañaveral
Energía media:	548 GWh-año – Encimadas 414,7 GWh-año – Cañaveral

Caudal medio:	12 m ³ /s – Encimadas 17 m ³ /s – Cañaverál
Volumen útil:	27.000 m ³ , pequeño embalse – Encimadas 30.000 m ³ , pequeño embalse – Cañaverál
Altura presa:	39 m – Encimadas 39 m - Cañaverál
Caída media:	722 m – Encimadas 416 m – Cañaverál
Costo:	180 MUS\$ – Encimadas y Cañaverál

La Corporación Autónoma Regional de Caldas le otorgó a ISAGEN la licencia ambiental de estos proyectos, mediante resoluciones 1739 y 1740 del 26 de noviembre de 1997, complementadas con las resoluciones 3056 y 3057 del 9 de noviembre de 1998, y 4153 y 4154 del 12 de abril de 1999.

• Proyecto El Neme

En 1981 se desarrolló un estudio a nivel de factibilidad de este proyecto y posteriormente en 1997 se realizó el estudio de actualización de hidrológica, sedimentos y verificación ambiental.

Localización:	Sobre el río Saldaña al sur del departamento del Tolima, a 25 km de la localidad de Ataco, por la carretera que conduce al sitio de Planadas, a una altura de 520 msnm. Hasta este sitio, el río Saldaña drena un área de 4.315 km ² y transporta un caudal promedio de 176 m ³ /s.
Tipo:	hidráulico con embalse
Capacidad:	512 MW
Energía media:	2,696 GWh-año
Caudal medio:	176.2 m ³ /s
Volumen útil:	2.515 Millones de m ³
Altura presa:	201,5 m
Caída media:	186 m
Costo:	818 MUS\$

Se estima un tiempo de construcción de 6 años. El desarrollo del proyecto El Neme cuenta con estudios a nivel de factibilidad, desarrollados entre 1980 y 1981, y el de una actualización hidrológica y verificación ambiental, efectuada en 1997.

• Proyectos Fonce y Cabrera

Entre 1980 y 1984 se desarrolló una consultoría para determinar la mejor alternativa de aprovechamiento de las hoyas de los ríos Fonce y Suárez que partió de los resultados del ESEE. Los estudios de factibilidad de Fonce y Cabrera finalizaron en 1983 y 1984 respectivamente. Posteriormente, entre 1998 y 1999 se realizó una actualización de los estudios, apreciándose cambios en esquemas de ingeniería, presupuestos y cronogramas.

Localización:	Sobre los ríos Fonce y Suárez que pertenecen a la cuenca del río Sogamoso, Fonce en un sitio ubicado 480 m aguas abajo de la confluencia del río Mogoticos, Cabrera aprovecha las aguas del Río Suárez en un sitio ubicado 2.5 km aguas abajo de la confluencia con el Río Fonce. En jurisdicción de los municipios de San Gil y Palmar en el departamento de Santander.
---------------	--

Tipo:	hidráulico con embalse – Fonce hidráulico con embalse – Cabrera
Capacidad:	420 MW – Fonce 605 MW – Cabrera
Energía media:	2.290 GWh-año – Fonce 2.700 GWh-año – Cabrera
Caudal medio:	81,2 m ³ /s – Fonce 298,4 m ³ /s – Cabrera
Volumen útil:	136 Millones de m ³ – Fonce 142 Millones de m ³ – Cabrera
Altura presa:	125 m - Fonce 127 m - Cabrera
Caída media:	445 m – Fonce 125 m – Cabrera
Costo:	566 MUS\$ – Fonce 644 MUS\$ – Cabrera

Se estima que la ejecución de Fonce sería de 5 años y la de Cabrera 5 años. Posee Estudios de Impacto Ambiental – EIA.

• Proyecto Pescadero Ituango

Como ya se indicó, la UPME no es propietaria de los estudios realizados para este proyecto. El principal promotor es la Sociedad Hidroeléctrica Pescadero – Ituango de la cual hace parte en su Junta Directiva Empresas Públicas de Medellín.

Localización:	Ubicado en el noroccidente del departamento de Antioquia, entre Liborina y la desembocadura del río Ituango en el Cauca. El proyecto queda a unos 170 km de Medellín, específicamente a 7 km aguas abajo del denominado Puente Pescadero sobre el río Cauca. Se trata de jurisdicción de Ituango y Briceño.
Tipo:	hidráulico con embalse
Capacidad:	1.800 MW
Energía media:	11.000 GWh-año
Caudal medio:	1.030 m ³ /s
Volumen útil:	275 Millones de m ³
Altura presa:	185 m
Caída media:	162 m
Costo:	1.397 MUS\$

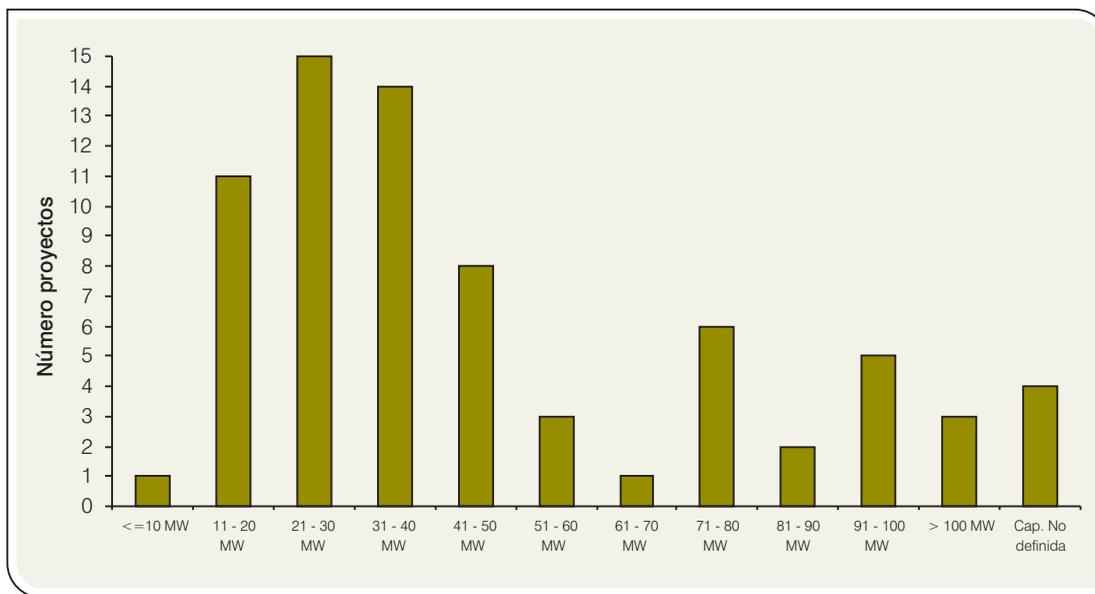
Se estima un tiempo de construcción de 6 años.

• **Inventario de Proyectos entre 10 y 100 MW**

Uno de los resultados del ESEE fue el inventario de recursos hidroeléctricos, el cual identificó 308 proyectos en su mayoría con capacidad superior a 100 MW. Posteriormente hacia 1986 se realizó un segundo inventario de proyectos con capacidades entre 10 y 100 MW en los departamentos de Antioquia, Caldas, Risaralda, Quindío, Huila y en 1997, una segunda fase en el departamento del Tolima.

El inventario de proyectos entre 10 y 100 MW se realizó considerando las ventajas que este tipo de proyectos trae para el sistema y la flexibilidad de su construcción. De acuerdo con este inventario, el potencial en los departamentos de Antioquia es de 97 MW, en Caldas es de 63 MW, en Risaralda de 80 MW, en Quindío de 239 MW, en Huila de 1,636 MW y en Tolima de 1.520 MW.

En la Gráfica 4-7 se presentan el número de proyectos identificados entre 10 y 100 MW.



Gráfica 4-7. Número de proyectos entre 10 y 100 MW según rango de capacidad.

En la Tabla 4-5 se presenta el potencial identificado en el departamento de Antioquia.

ANTIOQUIA			
Proyecto	Río	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
Támesis	Frío	45	5
El Palmar	San Juan	25	32

Tabla 4-5. Potencial entre 10 y 100 MW en Antioquia.

En la Tabla 4-6 se presentan los potenciales proyectos identificados en el departamento de Caldas.

CALDAS			
Proyecto	Río	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
Guacaica	Guacaica	21	6
Río Blanco	Guacaica	10	5
San Lorenzo	Pozo	18	12
Pozo	Pozo	14	14

Tabla 4-6. Potencial entre 10 y 100 MW en Caldas.

En la Tabla 4-7, se presentan los potenciales proyectos en el departamento de Risaralda.

RISARALDA			
Proyecto	Río	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
Senegal	Otún	40	24,5
Río Azul	Consota	40	2,1

Tabla 4-7. Potencial entre 10 y 100 MW en Risaralda.

La Tabla 4-8 presenta los potenciales proyectos en el departamento del Quindío.

QUINDÍO			
Proyecto	Río	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
Río Rojo	Rojo	139	13
Río Lejos	Lejos	20	12
La Vieja	La Vieja	80	80

Tabla 4-8. Potencial entre 10 y 100 MW en Quindío.

La Tabla 4-9 muestra los diferentes proyectos que se podrían desarrollar en el departamento del Huila.

HUILA			
Proyecto	Río	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
El Congreso	La Plata	24	8,11
Candelaria	La Plata	27	11,03
Tesorito	La Plata	29	7,81
La Florida	La Plata	56	26,13
Calichambe	La Plata	21	3,24
La Marquesa	Páez	25	6,14
Tierras Blancas	Páez	45	8,93
Desviación Malvasa	Páez	--	5,39
Cabuy	Páez	96	19,09
El Paraíso	Páez	33	27,93
Bellavista	Páez	30	6,53
Desviación Vicente	Páez	--	2,19
El Buco	Páez	45	14,12
Pisno	Páez	49	9,67
La Troja	Páez	73	15,97
Desviación Páez	Páez	--	16,21
Avirama	Páez	91	36,07
El Ciprés	Páez	34	12,32
La Samaria	Páez	31	17,2
La Pringamosa	Páez	39	19,41
Potrero Grande	Yaguará	--	181,09
Malagana	Yaguará	--	189,68
La Honda	Bache	36	7,85
Primavera	Bache	28	10,38
Berlín	Bache	38	11,95
El Trapiche	Bache	75	27,77
La Judía	Aipe - Chenche	14	2,53
El Candelero	Aipe - Chenche	13	7,03
El Chundal	Aipe - Chenche	16	8,89
Los Mayones	Aipe - Chenche	27	16,85
La Palmita	Aipe - Chenche	19	10,38

Tabla 4-9. Potencial entre 10 y 100 MW en Huila.

En la segunda fase se desarrolló el inventario que comprendió las cuencas del sur del departamento del Tolima. Se consideraron condiciones hidrológicas, topográficas y geológicas buscando optimizar el aprovechamiento en cadena y la producción de energía.

La mayoría de los proyectos son a filo de agua, con caídas importantes y conducciones de longitud apreciable con buena calidad de la roca. La Tabla 4-10 presenta los proyectos identificados en dicho departamento.

TOLIMA			
Cuenca	Proyecto	Potencia (MW)	Qmed m ³ /s
Alto Saldaña	Herrera		
	El Diamante	107	36,7
Río Cambrín	Las Pavas	71	21,6
	La Virgen	78	14,2
	Cambrin	94	26,3
Río Anamichú	Gaitán	93	21,5
	Borrascosa	41	20,6
	Albania	82	11,6
	Catalina	48	16,8
Coello	Los Cauchos	68	34,7
	Coello	38	33,1
	Toche	24	7,9
	Las Palmas	36	35,7
	El Porvenir	35	37,9
	El Tambo	45	19,9
	Las Violetas	35	15,4
	Chapetón	13	6,3
	Los Laureles	11	2,1
Río Cucuana	Puente Méjico	72	7,2
	Cucuana	88	8,0
	El Palo	29	12,5
	Puerto Nuevo	57	17,6
	La Selva	35	10,4
	San Jerónimo	23	9,7
	La Mula	37	19,7
	La Molina	57	42,1
	Santa Librada	18	11,3
	Chicuambe	48	46,9
Río Tetuán	Cristalina	19	5,6
	Chaparral	23	9,6

Tabla 4-10. Potencial entre 10 y 100 MW en Tolima.

4.4.2.2 Proyectos térmicos a carbón mineral

La UPME, junto con ECOCARBÓN e ISAGEN realizó un estudio en 1999 sobre un Inventario de Proyectos Carboeléctricos, en el que identificaron algunos posibles sitios sobre la instalación de futuros proyectos a carbón. Los potenciales sitios fueron evaluados considerando aspectos técnicos, tecnológicos, ambientales y económicos. Sin embargo, al día de hoy es posible que algunas de las tecnologías recomendadas, así como las condiciones de mercado, permitan que dichos sitios puedan no ser los más óptimos, no obstante, consideramos importante brindar información sobre dichos lugares como potenciales.

Un resumen breve de dichos sitios se presenta a continuación en la Tabla 4-11.

Región	Lugar	Tecnología	Ciclo de Refrigeración	Capacidad MW
Norte de Santander	Guaduas	USC sin FGD	Cerrado	300
Cundinamarca - Magdalena	Río Seco	PC sin FGD	Abierto	150
Cundinamarca – Altiplano	Colmenares	PC sin FGD	Cerrado	150
Cesar	Chiriguaná	USC sin FGD	Cerrado	600
Antioquia	Sinifaná	PC sin FGD	Abierto	150
La Guajira	Arrucayui	USC sin FGD	Abierto	600

USC: carbón pulverizado ultrasupercrítico. PC: carbón pulverizado convencional FGD: desulfurizador

Tabla 4-11. Potenciales proyectos de generación con base en carbón mineral.

• **Departamento de Norte de Santander: Guaduas**

El sitio Guaduas está ubicado al sur del municipio de San Cayetano, sobre el margen derecho del río Zulia. La disponibilidad de carbón para este sitio puede provenir de las minas en Norte de Santander y su centro de acopio estaría ubicado en el municipio de San Cayetano y como fuente de suministro hídrico el río Zulia.

Este sitio posee una temperatura media de 26 °C y una precipitación máxima de 2.000 mm/año.

• **Departamento de Cundinamarca: Río Seco**

El sitio Río Seco está localizado al sur del municipio de Honda, en cercanías al río Magdalena. Para su abastecimiento se puede suplir de minas ubicadas en el departamento de Cundinamarca y su centro de acopio en el municipio de Cucunubá. La calidad de carbón es bituminoso con un poder calorífico de 13.185 BTU/lb.

La zona posee una temperatura media de 26,4 °C y posee un régimen de lluvia máxima de 2.000 mm/año.

• **Departamento de Cundinamarca: Colmenares**

El sitio Colmenares se localiza en el nororiente del municipio de Zipaquirá. Para su abastecimiento dispone de minas ubicadas en la zona carbonífera de Cundinamarca, su centro de acopio es el municipio de Cucunubá. El tipo de carbón a emplear es bituminoso con un poder calorífico de 13.185 BTU/lb.

En la zona se presenta una temperatura media de 12,5 °C. Para su abastecimiento hídrico es necesario identificar fuentes de agua subterránea.

• **Departamento del Cesar: Chiriguaná**

Chiriguaná se localiza al suroccidente del municipio del mismo nombre. La disponibilidad de carbón puede provenir de las áreas de La Loma – Boquerón, El Descanso, La Loma – Calenturitas, La Jagua. El tipo de carbón es bituminoso con poderes caloríficos que fluctúan entre 10.374 y 12.606 BTU/lb.

La fuente de suministro hídrico es el río Cesar y aguas subterráneas, el sitio posee una temperatura media anual de 29 °C.

• **Departamento de Antioquia: Sinifaná**

Sinifaná es un sitio localizado al occidente del municipio de Venecia en los límites de los municipios de Concordia, Salgar y Tarso. El carbón puede provenir de diferentes minas del departamento de Antioquia y su centro de acopio sería el municipio de Amagá. El tipo de carbón a usar es bituminoso con un poder calorífico de 10.769 BTU/lb.

En el sitio se registra una precipitación promedia anual de 27 °C. Su fuente de suministro hídrica puede provenir del río Cauca.

• Departamento de La Guajira: Arrucayui

El sitio Arrucayui se halla localizado al norte del municipio de Urbilla. Para la disponibilidad de carbón se tienen las minas de Cerrejón Norte y Centro y lugar de acopio Barrancas. El tipo de carbón es bituminoso con un poder calorífico entre 11.700 y 12.200 BTU/lb. La fuente de agua puede provenir del mar.

La zona posee una temperatura media de 28,8 °C y un promedio anual de lluvias entre 125 y 250 mm.

• Departamento del Cesar: Tamalameque

La ubicación del proyecto Termocesar se eligió con base en un análisis multiobjetivo, incluyendo criterios ambientales, donde se examinaron diversos sitios dentro del departamento del Cesar.

Localización: Tamalameque en el departamento del Cesar, sobre la margen derecha del río Magdalena, unos 24 km antes de la Ciénaga de Zapatosa.

Tipo proyecto: Térmico a carbón

Capacidad: 300 MW

Tipo carbón: Bituminoso

Consumo anual: 800 mil toneladas

Área total requerida: 196 ha

Costo: 378 MUS\$

El tiempo estimado de construcción es de 3 años. En 1995 se desarrolló el Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, fue entregado a la autoridad ambiental y éste aceptó la opción de Tamalameque, posteriormente se presentó el Estudio de Impacto Ambiental – EIA. Está pendiente la aprobación de la Licencia Ambiental.

4.4.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN EN COLOMBIA

Proyecto Porce III: A mediados del mes de octubre se habían construido en su totalidad las obras de infraestructura, relacionadas con vías pavimentadas, puentes convencionales, campamentos entre otros. De igual manera finalizó la construcción de la atagüa.

En casa de máquinas se tiene un avance del 66% del volumen excavado, en el túnel de descarga se ha excavado un 45% de la longitud total. El túnel de conducción tiene un avance del 77%.

El volumen de excavación de la presa corresponde a un 68% de 577.700 m³ que se tienen previstos para excavar. Así mismo, en el vertedero se tiene un acumulado de la excavación del 23% de un volumen total de 4.696.719 m³.

Se realizaron las pruebas de modelo en las turbinas la cuales correspondieron a eficiencia, potencia, energía, comportamiento a cavitación, pulsaciones de presión y fluctuaciones de torque. En lo referente a generadores y transformadores se tiene un avance del 6% y 22% en el diseño, fabricación y entrega de los equipos.

En cuanto a la gestión ambiental, se realizó monitoreo de caudales del río Porce y calidad de aire, así como de la fauna y rescate y monitoreo arqueológico. En la gestión social se tiene un avance de concertación del 94% con las diferentes familias y un del 90% con mineros de la región.

Para el 2008 se adjudicarán las compuertas de las ventanas del túnel de conducción y de la salida del túnel de descarga al río el sistema de caudal ecológico y la conexión de la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional, entre otros.

Trasvase de Guarinó: Al finalizar el mes de noviembre se avanzó en la excavación, empradización de taludes y construcción de obras de arte de la vía. Isagen continúa dando cumplimiento al plan de manejo del proyecto. De acuerdo con el programa de construcción, el avance del proyecto es del 26,30%.

Trasvase río El Manso: Este es un trasvase al embalse de Miel I, no inicia su construcción.

Proyecto El Manso: Continúa en trámite la licencia ambiental.

Amoyá: Se espera finalizar la venta de pliegos del proceso de licitación relacionado con la contratación del diseño, fabricación, suministro, montaje, supervisión de montaje, pruebas de los equipos electromecánicos y entrega en operación de la central.

En la Tabla 4-12 se presentan los proyectos considerados en la expansión de generación en Colombia.

Proyecto	Tipo	Potencia MW	Entrada en Operación
Tebsa	Gas Vapor	45	Dic / 07
Cartagena 2	Fuel	63	Feb / 08
Mayagüez ¹⁰	Cogeneración	18	Nov / 08
Argos	Carbón	51	Dic / 09
Bugalagrande	Hidro	40,5	Dic / 09
Amaime	Hidro	18,6	Dic / 09
Flores IV	Gas Vapor	160	Dic / 09
Termocol	Fuel Oil	210	Dic / 09
Trasvase Guarinó	Hidro	--	Jun / 10
Amoyá	Hidro	78	Jul / 10
Porce III	Hidro	660	Sep / 10 - Ene / 11 - Abr / 11 - Jul / 11
Trasvase Manso	Hidro	--	May / 11
El Manso	Hidro	27	May / 11
TOTAL			1.203,1

Tabla 4-12. Proyectos en expansión en Colombia.

Otros proyectos son considerados en los análisis pero no se relacionan en esta sección. Son: Quimbo, Porce IV y Sogamoso.

4.4.4 PROYECTOS DE GENERACIÓN EN ECUADOR

Proyecto Poza Honda: Este proyecto fue postergado en el 2006, se halla en construcción el túnel de desfogue de fondo de la presa, así como la instalación de sus turbinas.

Proyecto Ecoelectric: Este es un proyecto de cogeneración que producirá energía eléctrica a partir de bagazo de caña de azúcar. El proyecto posee una capacidad de 28 MW de los cuales 15 MW serán para colocar en la red y los restantes 13 MW para consumo propio.

Proyecto Baba: Consiste en la construcción de una presa en la confluencia de los ríos Baba y Toachí, además de la construcción de una planta aproximadamente de 42 MW. El embalse permitirá la construcción de un trasvase desde el embalse de Baba al de Daule-Peripa, con el fin de alcanzar un mejor aprovechamiento de la capacidad de la central Marcel Liniado. En la actualidad se adelantan perforaciones y estudios geotécnicos.

Proyecto El Topo: Proyecto hidroeléctrico ubicado sobre el río El Topo, sobre el cual se emitió por parte del CONELEC permiso de construcción y ambiental. En la actualidad se halla en etapa de concertación con la comunidad.

¹⁰ Mayagüez: Proyecto registrado con una capacidad de 25 MW, de los cuales inicialmente entrará en operación comercial con 18 MW.

Proyecto Hidroabánico: Este proyecto esta compuesto por dos fases; una de ellas aportando al sistema interconectado ecuatoriano 15 MW y una segunda fase adicionando 22.5 MW con lo cual se espera que el proyecto tenga una capacidad instalada de 37.5 MW. Al momento, la segunda fase se encuentra suspendida, esto conllevó a que se considerara como posible fecha de entrada enero de 2009.

Proyecto Ocaña: Proyecto con capacidad de 26 MW, la empresa ELECAUSTRO S.A. está a cargo de su construcción, ubicado en la provincia del Cañar.

Proyecto Bajo Alto: Aprovecha el gas natural del Golfo de Guayaquil, en la actualidad este proyecto se encuentra suspendido debido a que su promotor, Machala Power, se halla en proceso de negociación con el gobierno ecuatoriano.

Proyecto Mazar: Se han realizado avances en el relleno de la presa, en la fabricación de los vertederos y en la elaboración de los estribos de la presa. Se avanza en la instalación de las tuberías de presión, se estima su entrada en operación para finales de 2009.

Proyecto Sopladora: Este proyecto fue concesionado por parte del CONELEC a la empresa Hidropaute quien actualmente construye el proyecto Mazar. El proyecto Sopladora se hallará ubicado aguas abajo del proyecto Paute, el cual tiene previsto incorporarse al sistema ecuatoriano con una capacidad de 312 MW. (No se incluyó en el análisis éste proyecto, ya que al momento de comenzar los análisis no se conocía de su desarrollo).

A continuación en la Tabla 4-13 se relacionan los proyectos considerados como de expansión en Ecuador.

Proyecto	Tipo	Potencia MW	Entrada en Operación
Poza Honda	Hidro	3	MAY / 07
Ecoelectric	Biomasa	15	SEP / 07
Chorrillos	Hidro	4	JUL / 07
Bajo Alto 2	Vapor	95	JUN / 08
Baba	Hidro	42	OCT / 08
El Topo	Hidro	22	ENE / 09
Hidroabánico	Hidro	22,5	ENE / 09
Ocaña	Hidro	26	FEB / 09
Mazar	Hidro	190	DIC / 09
Bajo Alto 3	Vapor	87	MAR / 11
TOTAL			506.5

Tabla 4-13. Proyectos en expansión en Ecuador.

4.5 REQUERIMIENTOS EN EXPANSIÓN

Para establecer los requerimientos de generación del país se analizaron dos periodos: uno que contempla el 2008 al 2016, y otro el 2008 al 2022. El primero de ellos se dividió en dos etapas: una que comprende los años 2008-2013 en donde se empleó la proyección de demanda alta de energía establecida en el mes de marzo de 2007 y una segunda etapa 2014-2016, donde se usó un escenario de proyección media. De igual manera, para estas condiciones se establecieron dos casos: Colombia operando de manera interconectada y operando de manera autónoma.

El otro periodo de análisis fue el 2008-2022, en el cual se analizaron tres escenarios, los cuales entre otras tuvieron como supuesto la demanda de energía proyectada en el mes de noviembre de 2007.

4.5.1 SUPUESTOS

A continuación se presentan los supuestos empleados en las corridas:

- Hidrologías de enero de 1938 a mayo de 2007.
- Índices de indisponibilidad de XM.
- Proyectos inscritos y fechas usadas para la entrada en operación de los proyectos de generación, reportados por los agentes a la UPME.
- Proyección de escenarios de demanda de energía y potencia escenario alto y medio de marzo de 2007 y noviembre de 2007.
- Proyectos en construcción y en desarrollo en Colombia como Ecuador. En los análisis de generación de Colombia se consideraron los proyectos referenciados en la Tabla 4-12, y otros proyectos como Tebsa con 45 MW, Mayagüez con 19 MW, cierre de ciclo de Candelaria con 146 MW los cuales no se habían reportado al momento de comenzar los análisis de transmisión. En los análisis de Ecuador no se contempló el proyecto Sopladora de 312 MW, ya que al momento de iniciar los análisis no se tenía información sobre el mismo
- Características de generadores reportados por los agentes a XM y a la UPME.
- Ampliación de la interconexión a Ecuador a 500 MW a partir de 5 de diciembre de 2007.
- Mínimos operativos vigentes.
- Costos de combustibles presentados en el documento UPME, "Proyección de precios de gas natural para el sector termoeléctrico" de febrero de 2007.
- Costos indicativos de generación fijos y variables de UPME.
- Tasa de descuento de 12%.
- Las demandas de energía de los países centroamericanos y la de Perú, se presentan a continuación:

AÑO	PERU	PANAMA	COSTA RICA	NICARAGUA	HONDURAS	EL SALVADOR	GUATEMALA
2008	24.742	6.111	9.565	3.030	6.862	5.259	7.732
2009	25.790	6.392	10.070	3.167	7.218	5.470	8.147
2010	26.793	6.692	10.603	3.305	7.571	5.689	8.574
2011	27.877	7.011	11.166	3.445	7.921	5.917	9.011
2012	29.073	7.348	11.760	3.590	8.284	6.154	9.460
2013	30.400	7.705	12.388	3.741	8.658	6.399	9.922
2014	31.622	8.080	13.053	3.898	9.040	6.655	10.395
2015	32.711	8.477	13.755	4.062	9.434	6.921	10.882

Tabla 4-14. Demanda de energía de Perú y países de Centro América GWh.

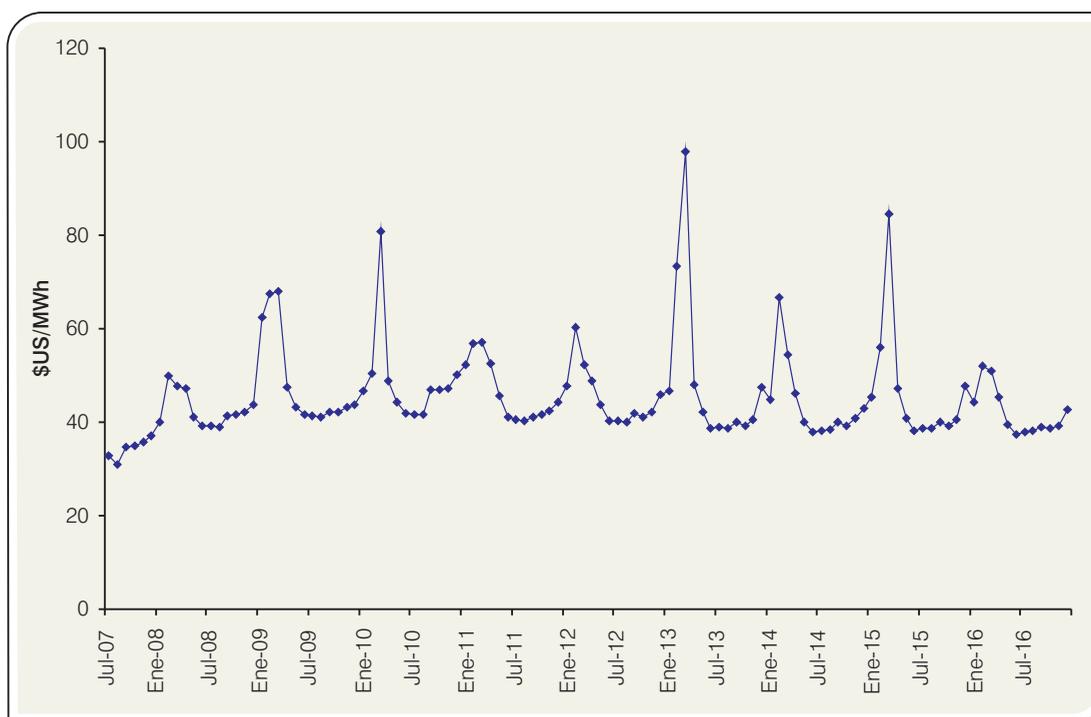
4.5.2 REQUERIMIENTOS CASO COLOMBIA AUTÓNOMO 2008-2016

Con el fin de identificar los requerimientos en expansión del sistema colombiano, se analizaron dos casos, uno de ellos comprende un escenario de demanda alto de energía en el período 2008-2013 y un escenario medio para los subsiguientes años. En la Tabla 4-15 se presenta la expansión necesaria por energético como año de requerimiento. Es de destacar que la expansión considerada entre los años 2008 al 2012 es la considerada en el cargo por confiabilidad y la fecha de entrada en operación la reportada por estos a la UPME.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL
2008				19	63
2009	59.1		51		
2010	245	263			
2011	522				
2012					
2013		146	400		
2014					
2015	400				
2016	800				
TOTAL	2.026,1	409	451	19	63

Tabla 4-15. Requerimiento caso autónomo escenario de demanda alto y medio.

En la Gráfica 4-8 se presenta el costo marginal del sistema para éste caso. Todos los costos marginales presentados consideran además otros costos variables como son cargo por confiabilidad, CREG, SDDP y administración; estos totalizan 17,61 US\$/MWh.



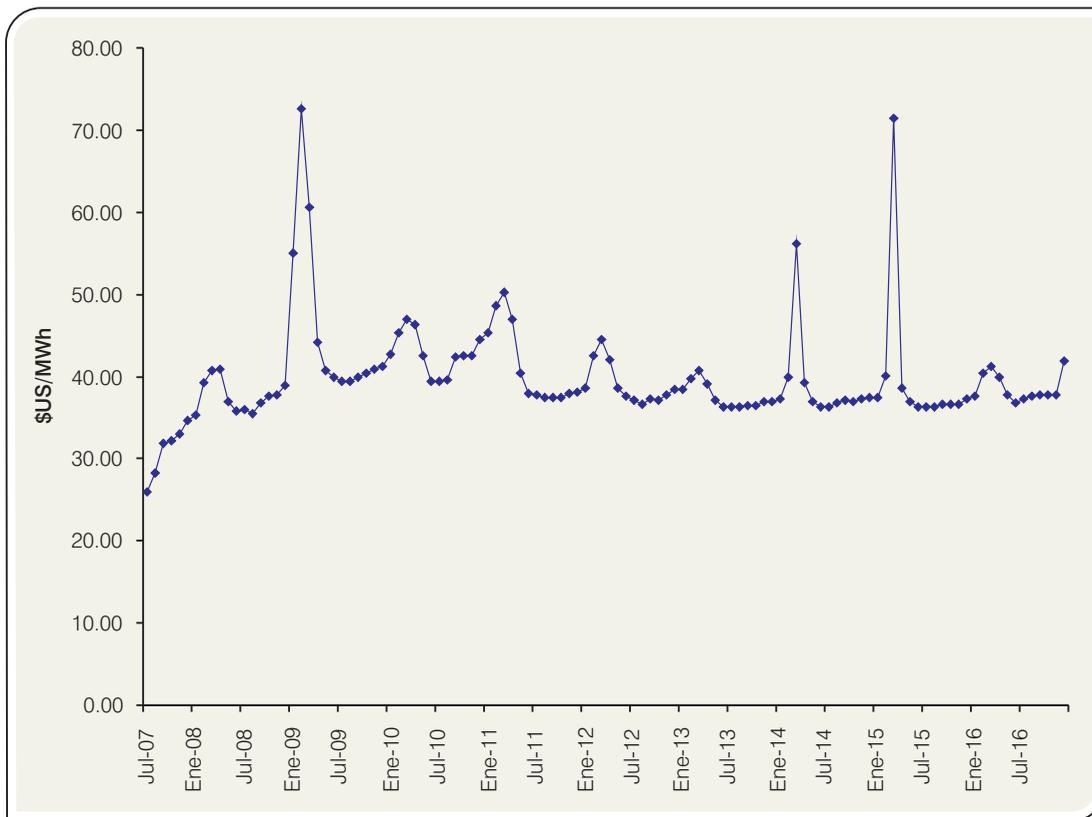
Gráfica 4-8. Comportamiento del costo marginal en caso autónomo, escenario de demanda alto y medio.

Otro caso analizado fue un escenario medio de demanda de energía en todo el período de análisis considerando a Colombia autónomo. En la Tabla 4-16 se presenta el requerimiento para dicha expansión. Los proyectos considerados entre los años 2008 y 2012, son los establecidos en el cargo por confiabilidad.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL
2008				19	63
2009	59,1		51		
2010	245				
2011	522	160			
2012		103			
2013		146	400		
2014					
2015					
2016	800				
TOTAL	1.626,1	409	451	19	63

Tabla 4-16. Requerimiento caso autónomo, escenario de demanda medio.

En la Gráfica 4-9 se presenta el costo marginal del sistema para el caso de demanda media considerando a Colombia autónomo.



Gráfica 4-9. Comportamiento del costo marginal en caso autónomo, escenario de demanda medio.

4.5.3 COLOMBIA INTEGRADO CON PAÍSES VECÍÑOS 2008-2016

Este escenario analiza el comportamiento del sistema bajo la interconexión de Colombia, Ecuador y Centro América, considerando la expansión obtenida en los casos autónomos (ver Tabla 4-15) pero sólo en el periodo 2008-2012, de acuerdo a la capacidad remunerable del cargo por confiabilidad.

Bajo la anterior premisa se analizaron dos casos: el primero de ellos considerando un escenario alto de demanda de energía en todo el periodo de análisis y el segundo asumiendo un escenario alto de demanda de energía desde el 2008 hasta el 2013 y posteriormente un escenario medio hasta el 2016.

Dichos casos se analizan con el fin de considerar cuánto sería el nivel de las exportaciones e importaciones de Colombia con los sistemas vecinos, sólo estimando la capacidad remunerable del cargo por confiabilidad.

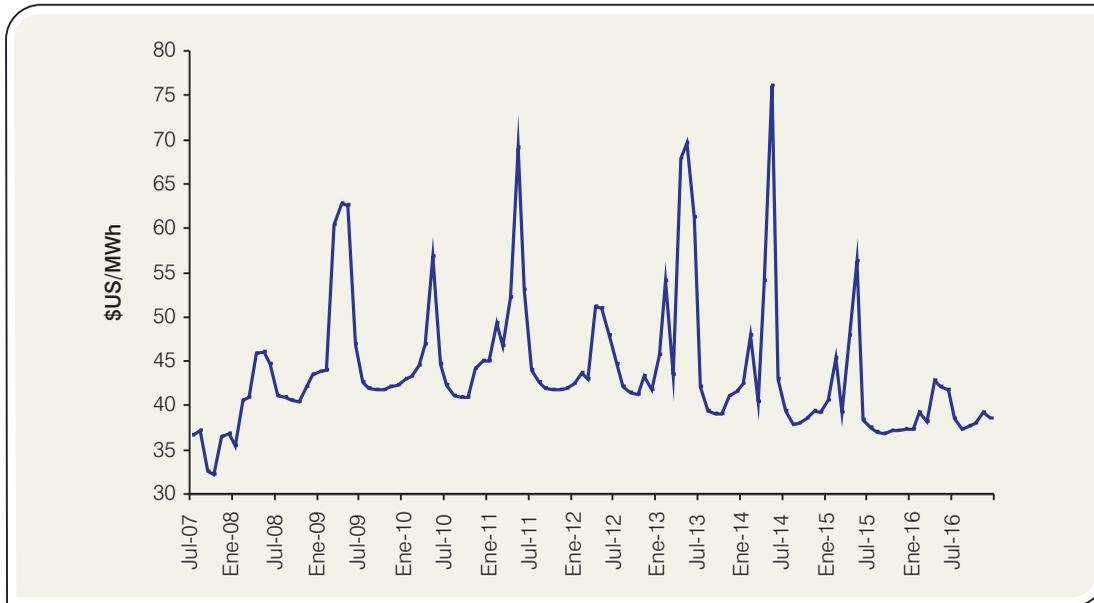
4.5.3.1 Caso escenario alto demanda de energía

Este caso supone los cierres de ciclos de Flores IV, Merilétrica y Candelaria. Igualmente se considera que es posible la instalación de 400 MW en gas natural, posterior al año 2013. En la Tabla 4-17 se presenta el requerimiento en generación para atender dichas necesidades.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL
2008				19	63
2009	59,1				
2010	245	263	51		
2011	522				
2012					
2013		146	560		
2014		400	300		
2015	1.200				
2016					
TOTAL	2.026,1	809	911	19	63

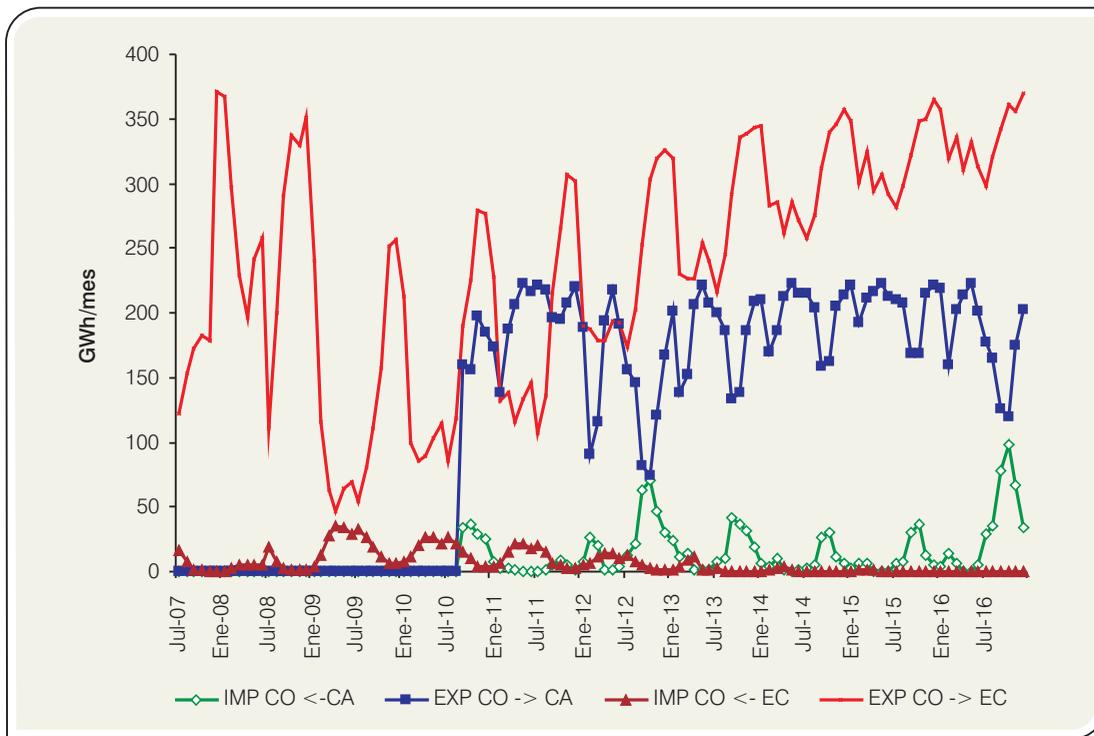
Tabla 4-17. Requerimiento caso autónomo escenario de demanda alto.

En la Gráfica 4-10 se presenta el comportamiento del costo marginal en el caso colombiano, considerando las interconexiones con Ecuador y Centro América.



Gráfica 4-10. Costo marginal del sistema colombiano. Escenario alto.

En la Gráfica 4-11 se presenta el comportamiento de las exportaciones del sistema colombiano hacia el ecuatoriano y al centroamericano.

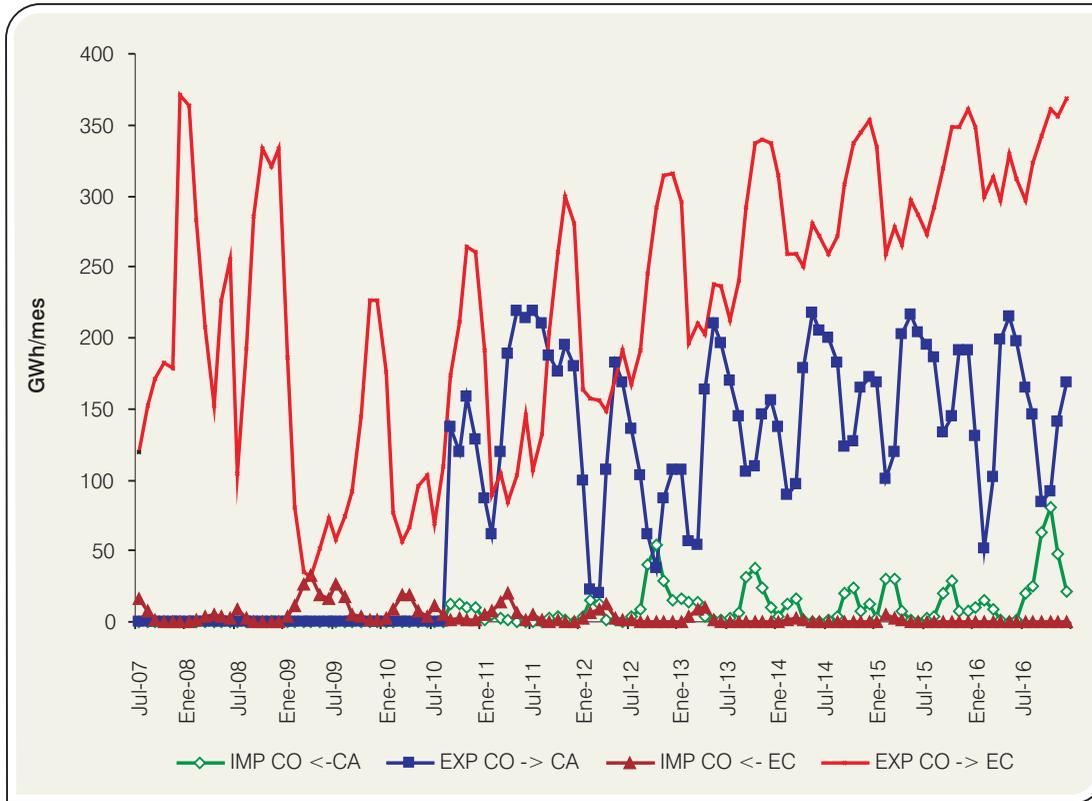


Gráfica 4-11. Comportamiento de exportaciones e importaciones con Ecuador y Centro América, escenario alto - alto.

4.5.3.2 Caso escenario alto – medio

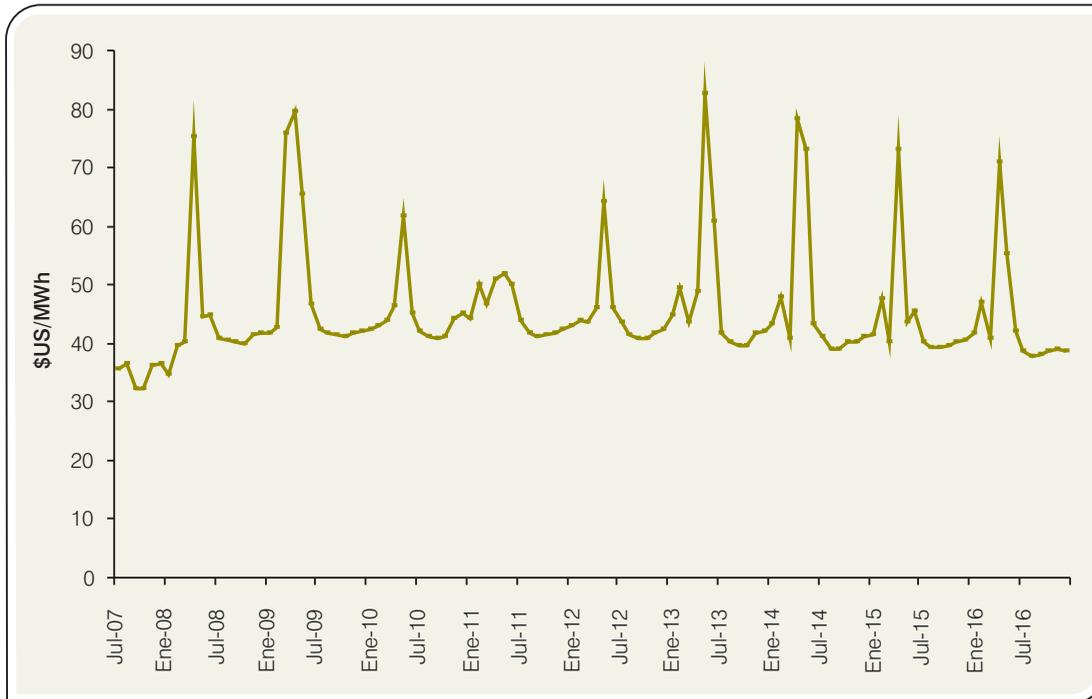
Este caso analiza al sistema colombiano con interconexiones internacionales, así como la ocurrencia de un escenario alto de demanda de energía en Colombia hasta el año 2013 y posteriormente un escenario medio. La expansión requerida por nuestro sistema es la misma obtenida en el caso Colombia autónomo analizado, ver Tabla 4-15.

Los intercambios presentados bajo dicha expansión se presentan a continuación en la Gráfica 4-12.



Gráfica 4-12. Comportamiento de exportaciones e importaciones con Ecuador y Centro América, escenario alto – medio.

La Gráfica 4-13 presenta el comportamiento del costo marginal del sistema colombiano considerando la demanda doméstica y la demanda de las interconexiones internacionales.



Gráfica 4-13. Comportamiento del costo marginal del sistema colombiano. Escenario alto-medio con interconexiones.

4.5.4 REQUERIMIENTOS CASO COLOMBIA 2008-2022

Este caso analiza al sistema colombiano con interconexiones internacionales en el periodo 2008-2022, para lo que se analizó un escenario alto de demanda de energía hasta el 2013 en Colombia, y medio para el resto del horizonte. La proyección de demanda empleada correspondió a la determinada en el mes de noviembre de 2007.

Los precios de combustibles empleados corresponden a una proyección realizada en donde se consideraron precios de gas libres para el campo de Guajira, una vez finalicen los contratos de gas de las plantas térmicas, para lo cual se tomó como base un precio en boca de pozo de 3,7 US\$/MBTU para el gas de costa y para el caso de Cusiana de 4,0 US\$/MBTU.

En este periodo de planeación se consideraron tres casos a saber:

4.5.4.1 Caso escenario alto – medio con carbón mineral

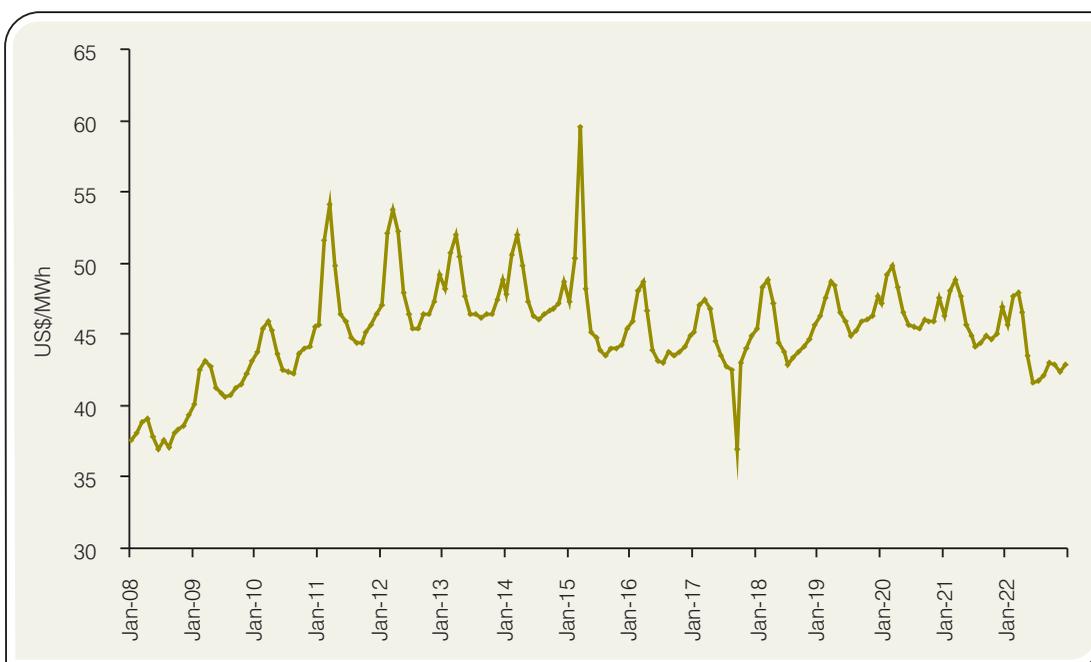
Este caso analizó los requerimientos de Colombia en el periodo 2008-2022, considerando que sobre el sistema se presenta en el largo plazo una fuerte expansión hidráulica y térmica basada en alguna expansión con gas natural y un fuerte uso del carbón mineral. La expansión requerida por el sistema se presenta a continuación en la Tabla 4-18.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL
2008				19	163
2009	59,1				
2010	245	160	51		
2011	522				
2012		103			
2013		146	400		
2014					
2015	400				
2016	800				
2017	810				
2018		300	300		
2019					
2020		300	450		
2021			450		
2022			600		
TOTAL	2.836,1	1.009	2.251	19	163

Tabla 4-18. Requerimiento de expansión del sistema colombiano 2008-2022, considerando recursos hidráulicos, gas natural y carbón mineral.

El anterior resultado muestra que sobre el sistema en el periodo analizado se presentan unos requerimientos aproximadamente de 6.300 MW, demandando el sistema una instalación en promedio anual de 420 MW.

En la Gráfica 4-13 se detalla el posible comportamiento del costo marginal para éste caso:



Gráfica 4-14. Comportamiento del costo marginal del sistema colombiano 2008-2022, considerando en la expansión recursos hidráulicos, gas natural y carbón mineral.

4.5.4.2 Caso escenario alto – medio Eólico con carbón mineral

Este caso analizó los requerimientos de Colombia en el periodo 2008-2022, considerando que sobre el sistema se presenta en el corto plazo la entrada de algunas plantas que puedan operar con recursos eólicos, lo cual permite además flexibilizar la operación de gas natural. En el largo plazo se considera que sobre el sistema se continuaría presentando una expansión hidráulica, térmica basada principalmente en carbón mineral y en recurso eólico. La expansión requerida por el sistema se presenta en la Tabla 4-19.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL	EOLICO
2008				19	163	
2009	59,1					
2010	245	160	51			
2011	522					
2012						150
2013		249	200			150
2014						
2015	400					
2016	800					
2017	810					
2018		300				400
2019						
2020			450			500
2021			450			
2022			600			
TOTAL	2.836,1	709	1.751	19	163	1.200

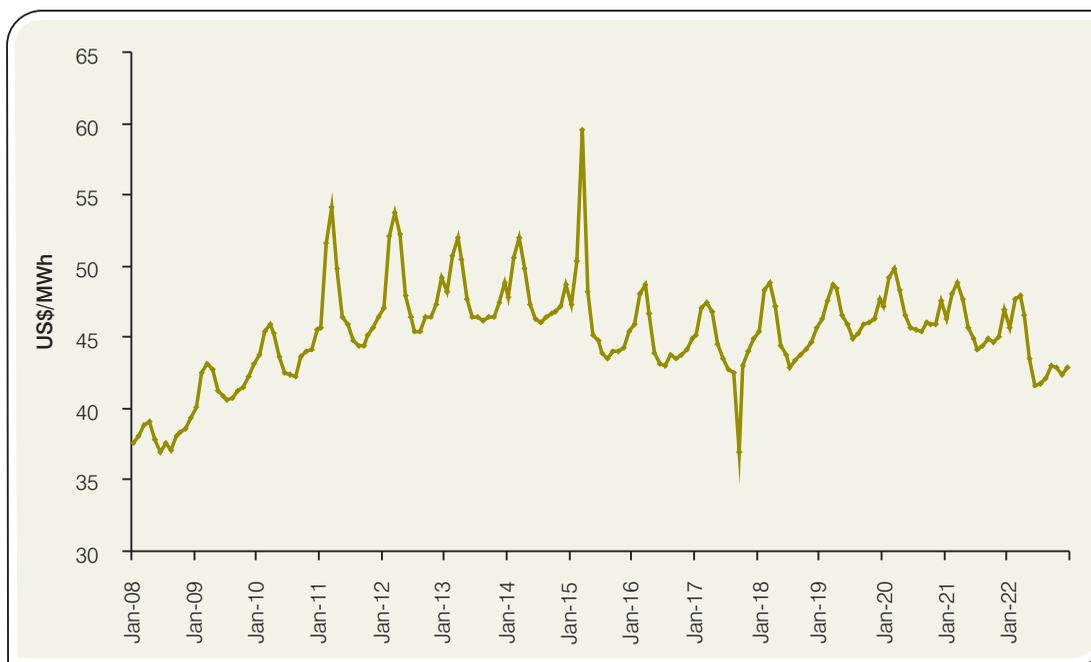
Tabla 4-19. Requerimiento de expansión del sistema colombiano 2008-2022, considerando en la expansión recursos hidráulicos, eólicos y de carbón mineral¹¹.

El anterior resultado muestra que para el periodo 2008-2022, el sistema podría estar requiriendo aproximadamente de 6.700 MW, demandando el sistema una instalación en promedio anual de 450 MW.

En la Gráfica 4-15 se detalla el posible comportamiento del costo marginal para éste caso:

Desde el punto de vista de confiabilidad, los escenarios analizados tanto para el periodo 2008-2016 y 2008 – 2022 cumplen con los requerimientos establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995.

¹¹ Si bien este caso como el siguiente emplea todo el potencial del país en recurso eólico, es necesario evaluar cuanto es el técnicamente factible



Gráfica 4-15. Comportamiento del costo marginal del sistema colombiano 2008-2022, considerando en la expansión recursos hidráulicos, eólicos y carbón mineral.

4.5.4.3 Caso escenario alto – medio Eólico con hidráulica

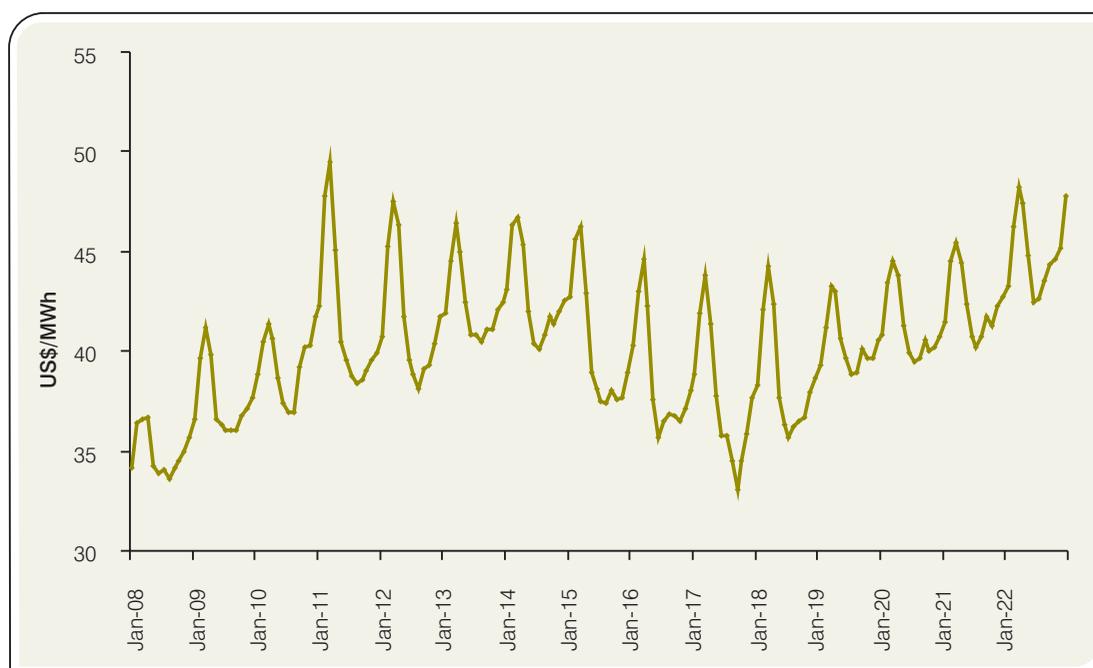
Este caso analizó los requerimientos de generación de Colombia en el periodo 2008-2022, considerando que sobre el sistema se presenta en el corto plazo la entrada de algunas plantas que puedan operar con recursos eólicos, permitiendo en cierta forma flexibilizar la operación de gas natural. En el largo plazo se considera que sobre el sistema se presentará una fuerte expansión en recursos hídricos como en recursos eólicos. La expansión requerida por el sistema se presenta en la Tabla 4-20.

AÑO	HIDRO	GAS	CARBÓN	COGEN	FUEL OIL	EOLICO
2008				19	163	
2009	59,1					
2010	245	160	51			
2011	522					
2012						250
2013		249	150			250
2014						
2015	400					
2016	800					
2017	810					
2018		300				400
2019						
2020	1.200					500
2021						
2022						
TOTAL	4.036,1	709	201	19	163	1.400

Tabla 4-20. Requerimiento de expansión del sistema colombiano 2008-2022, considerando recursos eólicos e hidráulicos.

Bajo el anterior caso el sistema requeriría aproximadamente 6.500 MW, demandando una instalación promedio anual aproximadamente de 435 MW.

Como es de esperarse por la fuerte expansión presentada en recursos renovables (hidráulico y eólico), el sistema presenta el menor costo marginal. No obstante, este caso si bien cumple desde el punto de vista de confiabilidad, el sistema podría estar expuesto a efectos fuertes como el Fenómeno El Niño. La Gráfica 4-16 presenta el comportamiento del costo marginal para este caso analizado.



Gráfica 4-16. Comportamiento del costo marginal del sistema colombiano 2008-2022, considerando en la expansión recursos hidráulicos y eólicos.

4.5.5 RECOMENDACIONES

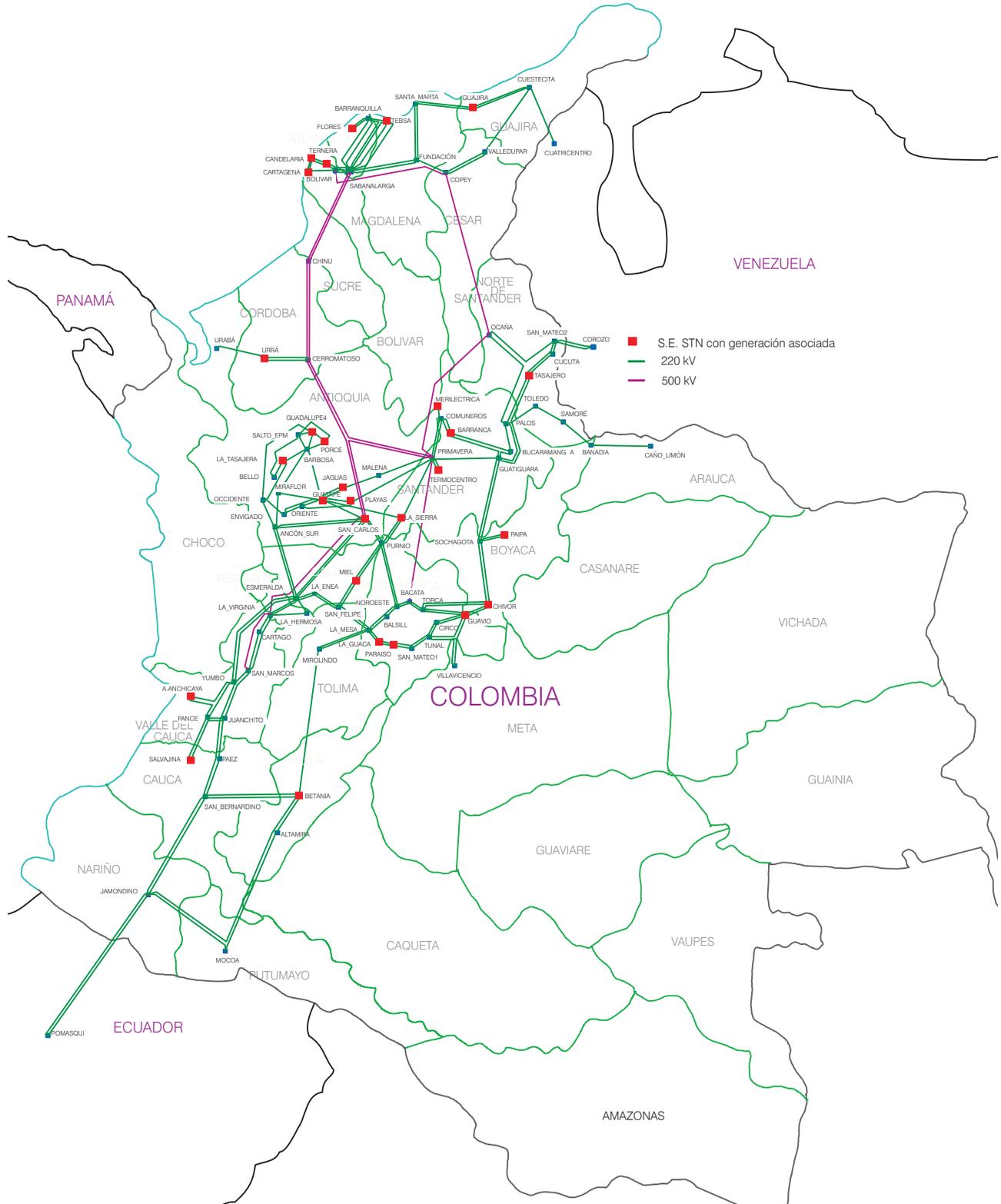
- En todos los casos analizados se observa que para el sistema la instalación de al menos 150 MW en el 2012, permitirá mejorar la confiabilidad del sistema frente a eventuales crecimientos de demanda de energía o posibles eventos como el fenómeno El Niño.
- Es necesario evaluar otras alternativas energéticas como la eólica, que permitan flexibilizar la operación y mejorar la disponibilidad de recursos energéticos como el gas natural en otros sectores.
- El sistema presenta incrementos en el costo marginal con el vencimiento de los actuales contratos de suministro de gas natural de las plantas térmicas, debido a efectos como el incremento del precio de gas de La Guajira, el cual incidirá en el precio de gas de Cusiana, así como del carbón mineral. Igualmente, a que sobre el sistema se presenta un aumento en la participación de la generación de recursos térmicos como consecuencia de la no entrada de nuevos proyectos hidráulicos, hasta el año 2015.

5 Plan de expansión en transmisión



5 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL RED ACTUAL



Gráfica 5-1 Sistema de Transmisión Nacional años 2007-2010

5.2 VISION DE LARGO PLAZO 2017- 2022

En esta sección se plasman los resultados de los análisis de largo plazo que fueron realizados para el periodo de demanda máxima en el año 2022, considerando el valor demanda de potencia esperado para ese año siguiendo el escenario de crecimiento medio, es decir, un valor superior a los 16.100 MW.

El enfoque está dirigido exclusivamente a identificar las necesidades de expansión de la red nacional, para lo cual se realizan únicamente análisis eléctricos que, particularmente en este caso, no consideran las interconexiones internacionales con los países vecinos. Adicionalmente, a nivel regional, se consideran en operación los proyectos de transmisión y subtransmisión que para cada una de las áreas han sido identificados en el análisis de corto y mediano plazo de las siguientes secciones. Buena parte de dichos proyectos corresponden a aquellos informados por los mismos Operadores de Red a la UPME, los cuales están relacionados en el Anexo 1.

Es conveniente indicar que en la aplicación de la metodología general del Plan de Expansión se consideran las interconexiones internacionales existentes y futuras, resultado de ello, se tienen en operación las interconexiones con Ecuador y los análisis de la interconexión con Centro América.

Adicional a la demanda, otra variable que es determinante de los resultados de los análisis es la ubicación geográfica y capacidades de los proyectos de generación requeridos en ese horizonte, aplicando un balance simple oferta-demanda. En ese sentido, la metodología seguida consistió en ubicar proyectos de generación en aquellas zonas que, por una parte, cuentan con buen potencial de recursos primarios para generación (agua, carbón y gas) y sobre las cuales la UPME tiene conocimiento de intenciones o iniciativas privadas de desarrollo de proyectos, identificando a continuación los proyectos de transmisión necesarios para que el sistema cumpla en estado estable los criterios de planeamiento. Igualmente se tuvieron en cuenta aquellos proyectos denominados como especiales para las asignaciones de obligaciones de energía firme.

Las capacidades individuales de cada proyecto de generación se estimaron cruzando la información del potencial de recursos primarios, capacidades típicas por tecnología e información de los posibles proyectos por desarrollar.

Se presentan dos visiones. La primera considera una expansión de generación distribuida de manera relativamente equilibrada, desde el punto de vista de capacidades totales instaladas entre las principales regiones del país, esto es, Bogotá (junto con Cundinamarca y cordillera oriental), Antioquia, Sur occidente, Costa y Nordeste. A diferencia de la primera, la segunda visión considera una mayor capacidad total instalada en Antioquia a partir del aprovechamiento del potencial hidráulico de esa región, compensada con una menor instalación de proyectos de generación en Bogotá y la Costa.

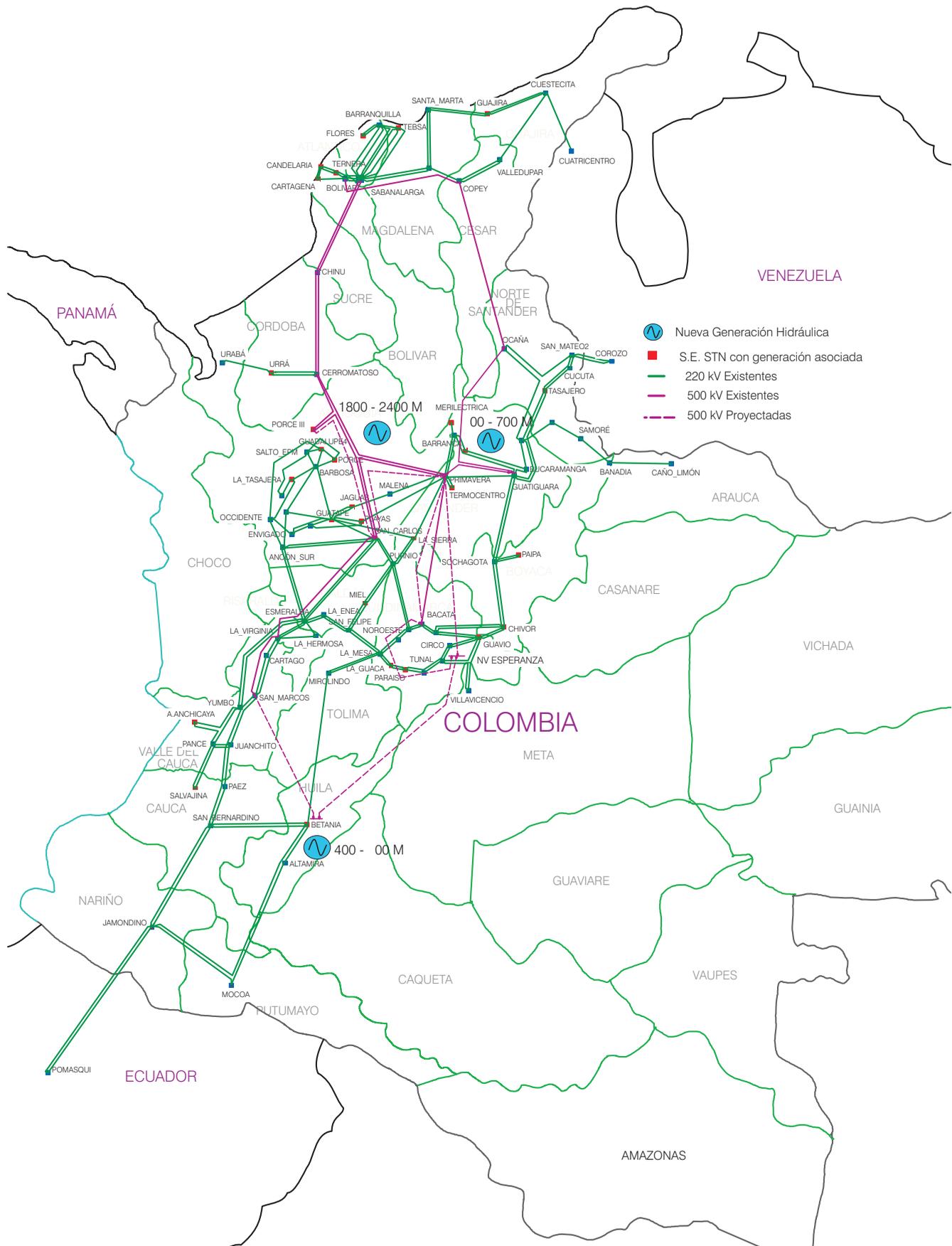
La Visión I considera el siguiente listado de proyectos a nivel de 500 kV:

Subestaciones

- Subestación Nueva Esperanza 500/230/115 kV, localizada al sur de la ciudad de Bogotá.
- Subestación Betania 500 kV, conectada a la subestación existente Betania 230 kV en el sur occidente del país.
- Subestación Nueva Bucaramanga 500/115 kV, conectada a la subestación existente Nueva Bucaramanga 230 kV.

Líneas

- Línea Bacatá – La Esperanza 500 kV, 40 km.
- Segundo circuito Primavera – Bacatá 500 kV, 215 km.
- Línea Primavera – Nueva Esperanza 500 kV, 235 km.
- Línea La Esperanza – Betania 500 kV, 240 km.
- Línea Betania – San Marcos 500 kV, 155 km.
- Reconfiguración de la línea Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Nueva Bucaramanga – Ocaña 500 kV.



Gráfica 5-3 Visión II del Sistema de Transmisión Nacional años 2017-2022

En esta Visión (II), no son suficientes los corredores de 500 kV que conectan la región central con Bogotá para transportar los excedentes que contribuyen a cubrir el déficit de esta última área. De tal manera que, adicionalmente a los proyectos de la Visión I, son necesarias las siguientes obras:

Líneas

- Segundo circuito Porce – San Carlos 500 kV, 97 km.
- Segundo circuito San Carlos – Primavera 500 kV, 85 km.

Como se observa en las gráficas anteriores que describen los supuestos y resultados principales de ambas visiones, la expansión del Sistema de Transmisión Nacional girará principalmente en torno de la demanda y requerimientos que presenta el área de Bogotá, para lo cual, a menos que se llegaran a concretar desarrollos importantes de generación en la región, se requerirán refuerzos y corredores adicionales a nivel de 500 kV, conectados principalmente con la región central del país.

En la medida que se tenga conocimiento de los nuevos proyectos de generación a los cuales se les haya asignado obligaciones de energía firme a través de las subastas para el cargo por confiabilidad, será posible contar con una visión más precisa de la expansión del STN en el largo plazo.

5.3 DIAGNÓSTICO GLOBAL Y POR ÁREAS

Partiendo de las proyecciones de demanda para cada una de las áreas y del reporte de los agentes para la hora punta del día de máxima demanda nacional, a continuación se presenta el diagnóstico esperado para la condición de demanda máxima del 2007, bajo condiciones normales de operación.

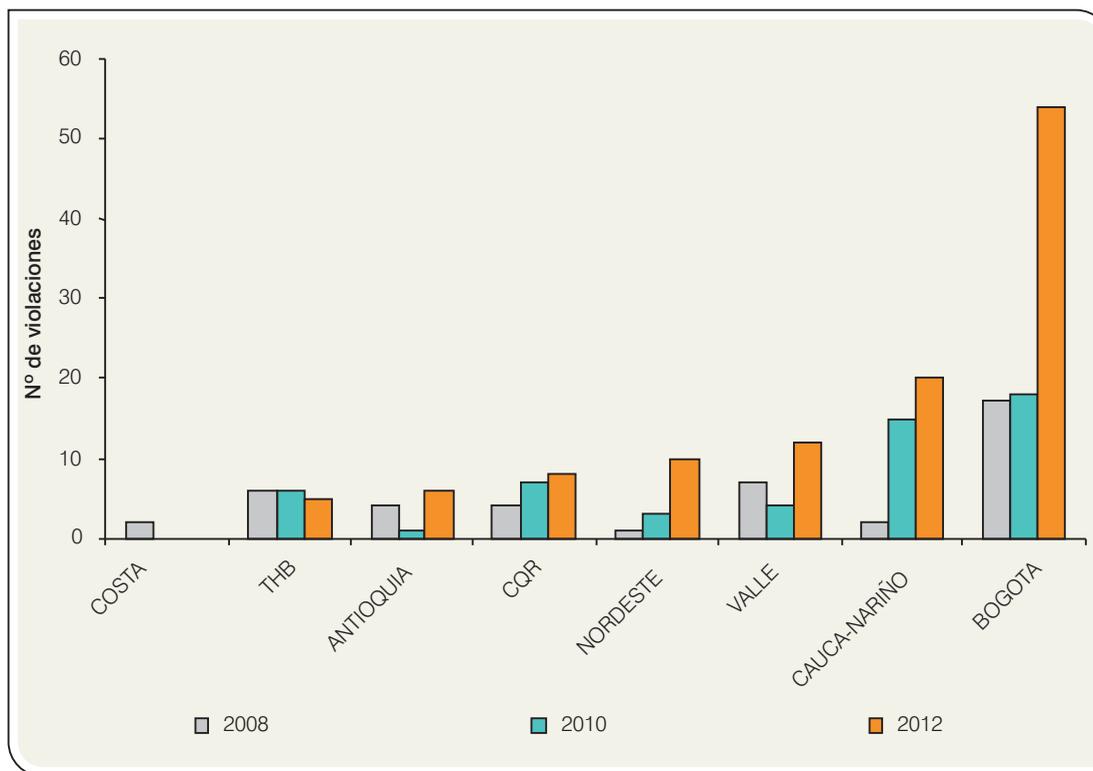
Área	Demanda (MW)	Generación (MW)	Supuestos	Situaciones críticas
Antioquia - Chocó	1459	3744	Líneas abiertas en 110 kV: Chorodó - Caucheras en Chorodó y Quibdó el Siete en Quibdó.	No se evidencian problemas.
Costa (Atlántico, Bolívar, GCM, CMatoso, Córdoba-Sucre)	1850	1400	Líneas abiertas en 110 kV: Veinte de Julio T - Malambo en Malambo, Montería - Río Sinú en Río Sinú y Toluvejo - Sierraflores en Toluvejo. Líneas abiertas en 66 kV: El Carmen - Gambote en El Carmen.	Cargabilidad superior al 90%: Trafo 220/110/13,8 kV en Sabanalarga, Línea Cartagena - Bocagrande 66 kV, Línea Cartagena - Chambacú 66 kV, Trafo 220/110/34,5 kV en Valledupar, Trafos 1 y 2 500/110/34,5 kV en Chinú. Tensiones inferiores a 0,93: Magangué 110 kV, Mompox 110 (inferior a 0,9) y Río Sinú 110 kV (inferior a 0,9).
Bogotá	2350	2680	Líneas abiertas en 115 kV: Cáqueza - La Reforma en La Reforma y Sesquilé - Termozipa en Termozipa. Se considera en operación el proyecto Bacatá y sus líneas asociadas.	No se evidencian problemas.
Nordeste (Santander, Nle de Santander y Boyacá)	1045	510	Líneas abiertas en 115 kV: Ínsula - Cúcuta en Ínsula, Convención - Tibú en Tibú, Sideboyacá - Vte Sideboyacá y Chivor - Derivación Chivor.	Cargabilidad superior al 90%: Trafo 230/115/13,8 kV en Bucaramanga, Trafo 230/115/13,2 kv en Palos, Línea Barranca - San Silvestre, Línea Paipa - Bavaria, Línea Bavaria - Cboyacá, Línea Paipa- Duitama y Línea San Antonio - Hornasa.
Valle	1060	446	Líneas abiertas en 115 kV: Pance - Santander 2 en Pance.	Cargabilidad superior al 90%: Segundo trafo 230/115/13,8 en Yumbo.
Cauca - Nariño	328	30	Líneas abiertas en 115 kV: Catambuco - El Zaque en El Zaque, Popayán - Río Mayo en Popayán. Se considera en operación el proyecto Betania - Altamira - Mocoa - Jamondino y sus subestaciones asociadas	Cargabilidad superior al 90%: Trafo 230/115/13,2 kV en Jamondino (sobrecarga del 10%) Tensiones inferiores a 0,93: Tumaco 110 kV (0,93 p.u.)
Caldas - Quindío - Risaralda	517	83	Líneas abiertas en 115 kV: Cajamarca - Regivit en Regivit y Manzanarez - Victoria en Victoria	Cargabilidad superior al 90%: Trafo 230/115/13,8 kV en la Enea o en Esmeralda, dependiendo de la operación de los taps. Tensiones inferiores 0,93: La Tebaida 115 kV
Tolima - Huila	360	450	Líneas abiertas en 115 kV: Flandes - Diamante en Flandes, El Bote - Natagaima en El Bote y Prado - Bote en Prado	Alta cargabilidad Trafo Miro lindo 230/115 kV

Tabla 5-1. Diagnóstico por áreas para el año 2007

El anterior diagnóstico permite identificar requerimientos básicos en cada una de las áreas, especialmente asociados a agotamiento de las capacidades de transformación en puntos de conexión al STN.

Igualmente se realizó un análisis complementario con el fin de detectar las áreas que con el tiempo muestran prioridades de expansión. La utilidad de este análisis es orientar y dar indicios al planeador sobre las áreas del STN que deben ser analizadas en mayor detalle, tal como se realiza en el análisis de corto y mediano plazo, evaluando confiabilidad y estabilidad.

El análisis complementario consistió en aplicar contingencias simples en la totalidad de los elementos a nivel del STN, líneas y transformadores de 500 y 230 kV ante despachos críticos en el horizonte 2008 - 2012, registrando el número de total violaciones que por tensión y cargabilidad se observaron en cada una de las áreas, tanto a nivel del STN como de los STR (excluyendo equipos de conexión). Los resultados se presentan en la Gráfica 5-4.



Gráfica 5-4 Distribución e intensidad geográfica de violaciones ante contingencias simples en el STN.

La Tabla 5-2 muestra los transformadores que presentaron un nivel de carga superior al 80%, para el día de máxima demanda nacional del año 2007 en el periodo de punta, según información de XM.

TRANSFORMADOR	RANGO %
SABANA 04	90
TERNERA 01	94
TERNERA 02	93
BUCARAMANGA	95
PALOS	90
CIRCO 02	88
CIRCO 03	88
IBAGUE 01	92
HERMOSA 01	83
JUANCHITO 01	82
JUANCHITO 02	82
YUMBO 01	83
YUMBO 02	88
YUMBO 03	83
YUMBO 04	83
CERRO 02	81
CHINU 01	87
CHINU 02	89

Tabla 5-2 Transformadores con cargabilidad mayor al 80 %

5.4 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO 2008 – 2016

Para este análisis se utilizó el escenario alto de crecimiento de la demanda hasta el año 2013 y el escenario medio de crecimiento a partir del año 2014. Los escenarios de generación son los descritos en el capítulo anterior.

La topología utilizada es la existente en el 2007 en condiciones de disponibilidad y normalidad en la operación. De igual manera se tienen en cuenta los resultados obtenidos en el diagnóstico por áreas.

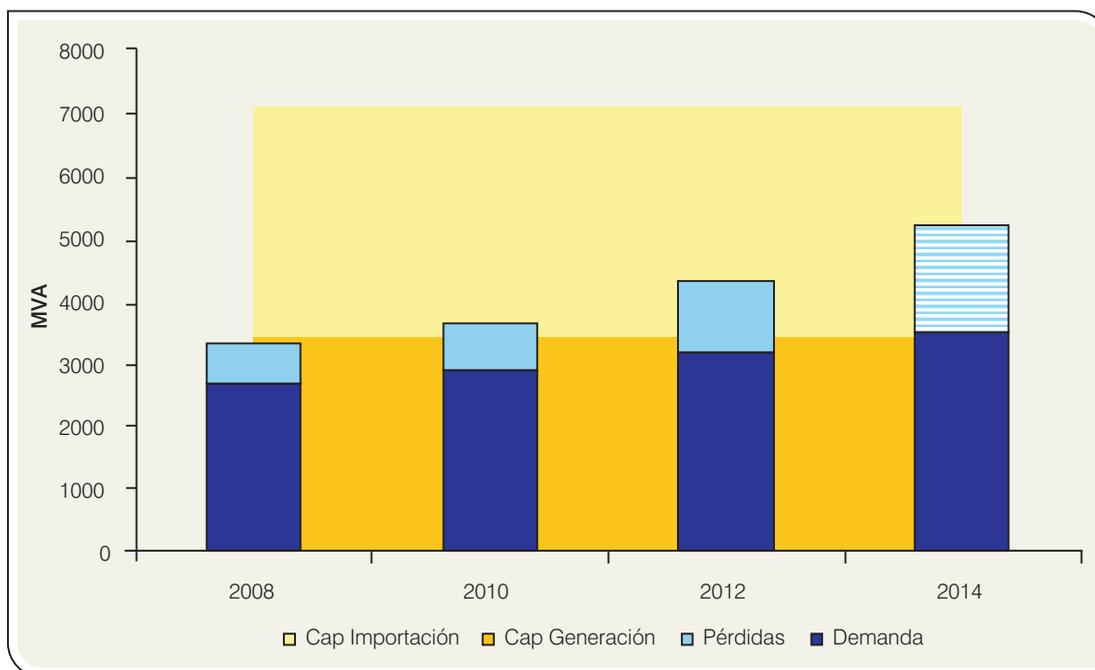
Para cada área se consideraron las obras de expansión reportadas por los ORs; sin embargo, únicamente se incluyeron los proyectos que contenían la información completa de parámetros y demanda en la Información Estándar de Planeamiento de 2007. Como resultado del análisis se recomiendan obras de expansión a nivel de tensión 4, identificadas en el ejercicio hecho por la UPME.

5.4.1 ANÁLISIS ÁREA BOGOTÁ

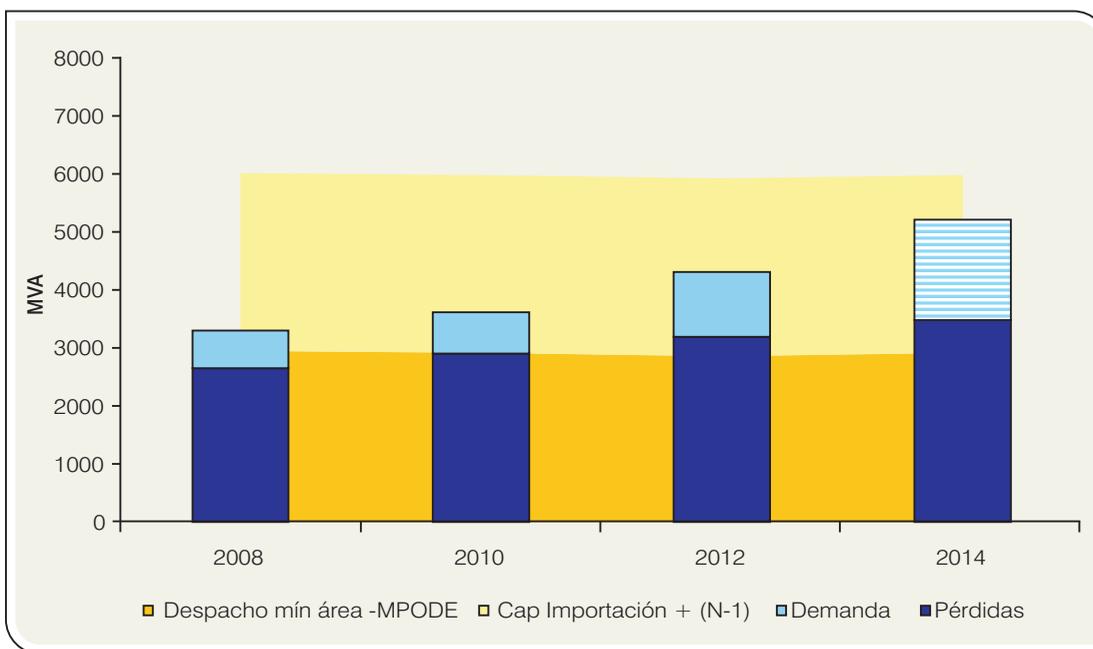
Como se anotó en las secciones anteriores, es Bogotá el área con mayores requerimientos en el sistema, tanto en el corto como en el largo plazo. En concordancia con lo anterior y la observación del Plan de Expansión 2006 - 2020, referente a que las alternativas de expansión para Bogotá serán objeto permanente de revisión en cada versión del Plan, a continuación se presenta una revisión completa de la situación del área en el corto y mediano plazo.

Previo a la determinación y análisis de las alternativas de solución, se hace necesario tipificar y cuantificar las deficiencias y requerimientos del área. Se asume que el área de Bogotá agrupa la demanda abastecida desde la subestación La Reforma, que todos los proyectos asociados a la subestación Bacatá 115 kV, la compensación El Sol 115 kV 75 MVAR y demás proyectos reportados por el OR se encuentran en operación. No se incluyen las ampliaciones de capacidad de transformación al STN ni la compensación Salitre 115 kV 180 MVAR que se considera prioritaria e inaplazable.

La Gráfica 5-5 y la Gráfica 5-6 cuantifican el autoabastecimiento y capacidad total de importación del área, entendiendo este último concepto como la capacidad total operativa de transmisión (en MVA) a través de los enlaces con otras áreas, es decir, los enlaces a 230 kV desde las subestaciones La Mesa, Noroeste y Chivor, y a 500 kV desde Bacatá. A diferencia de la Gráfica 5-5 que tan sólo cuantifica capacidades totales, la Gráfica 5-6 considera la capacidad de generación mínima de acuerdo a los despachos mínimos del MPODE en cada año y deduce de la capacidad total de importación, la capacidad correspondiente a la contingencia más severa, en este caso la de la línea Primavera – Bacatá 500 kV.*



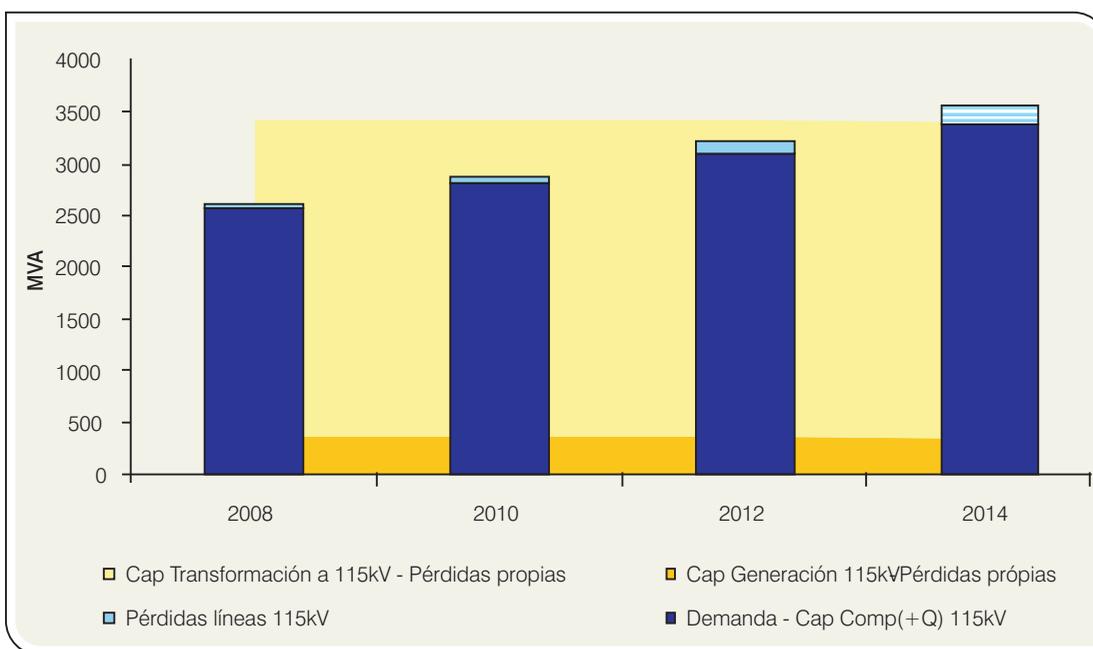
Gráfica 5-5 Autoabastecimiento y capacidad de importación total del área de Bogotá



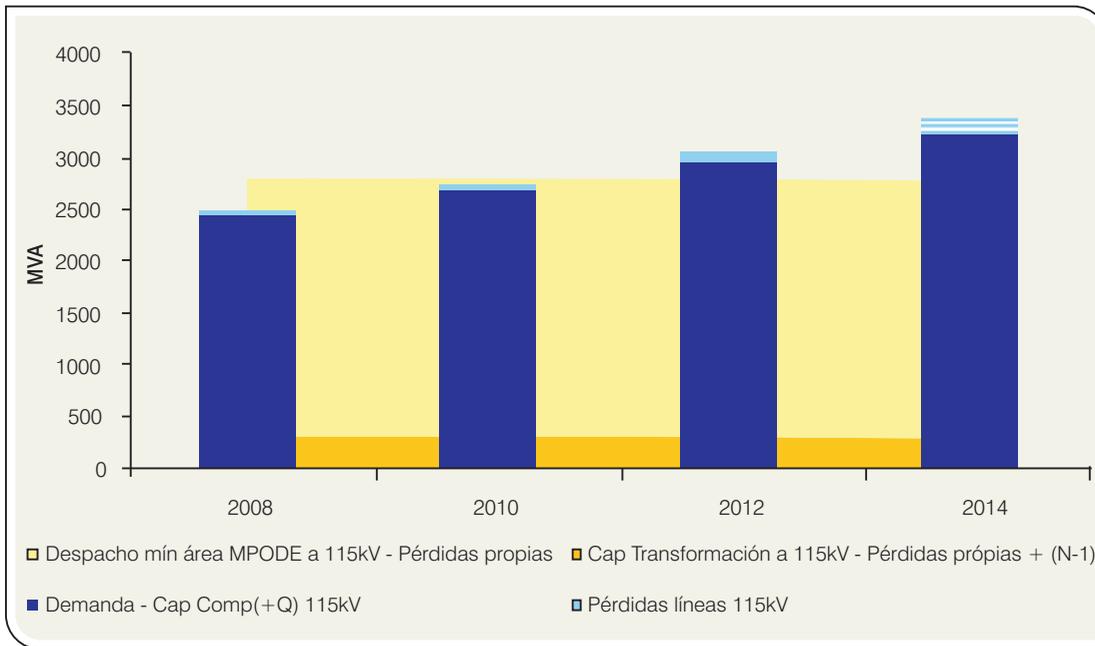
Gráfica 5-6 Autoabastecimiento y capacidad de importación operativa del área de Bogotá

Incluso en la Gráfica 5-5 se observa que a partir del 2008 Bogotá se convierte en área permanente importadora de recursos, dependiendo su abastecimiento de la disponibilidad de sus enlaces de interconexión y de los recursos de las demás áreas. Sin embargo a partir del 2014 cuando la capacidad de importación empieza a agotarse, se hace más relevante la necesidad de nuevos enlaces de interconexión, a menos que se cuente en ese periodo con nuevos proyectos de generación.

La Gráfica 5-7 y la Gráfica 5-8 cuantifican la capacidad de transformación en los puntos de conexión del área, incluyendo la transformación 500/115 kV en Bacatá. A diferencia de la Gráfica 5-7 que tan sólo cuantifica capacidades totales, la Gráfica 5 8 considera la capacidad de generación mínima de los despachos del MPODE en cada año a nivel de 115 kV y deduce de la capacidad total de transformación, la capacidad correspondiente a la contingencia más severa, en este caso la del transformador Bacatá 500/115 kV 450 MVA.



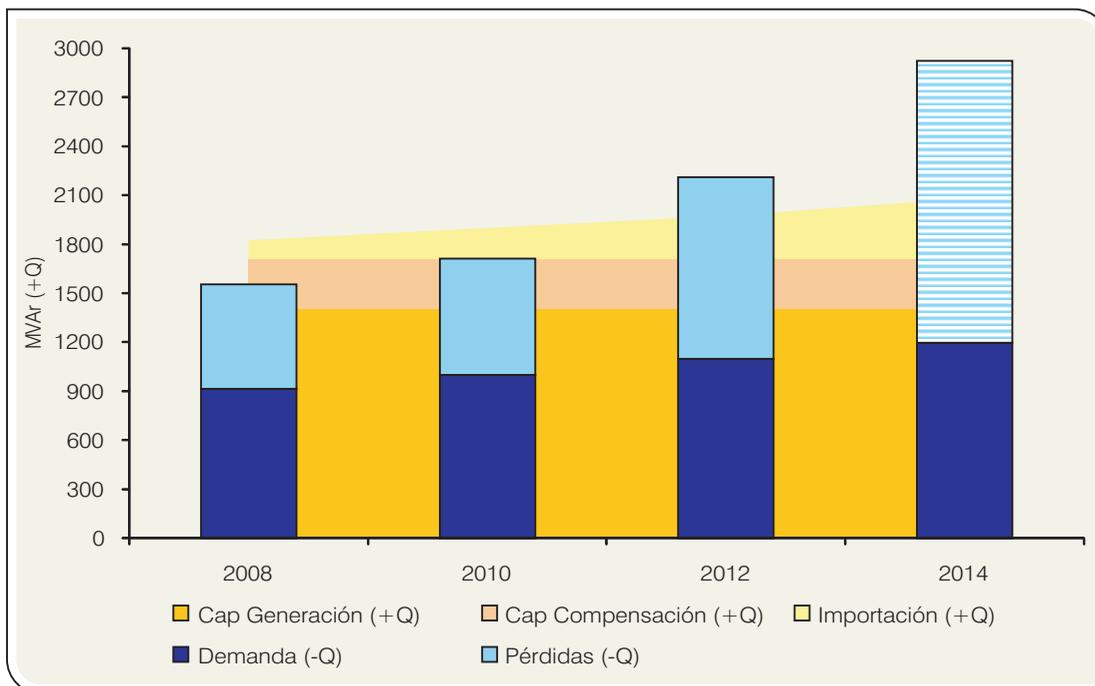
Gráfica 5-7 Capacidad total de transformación en el área de Bogotá



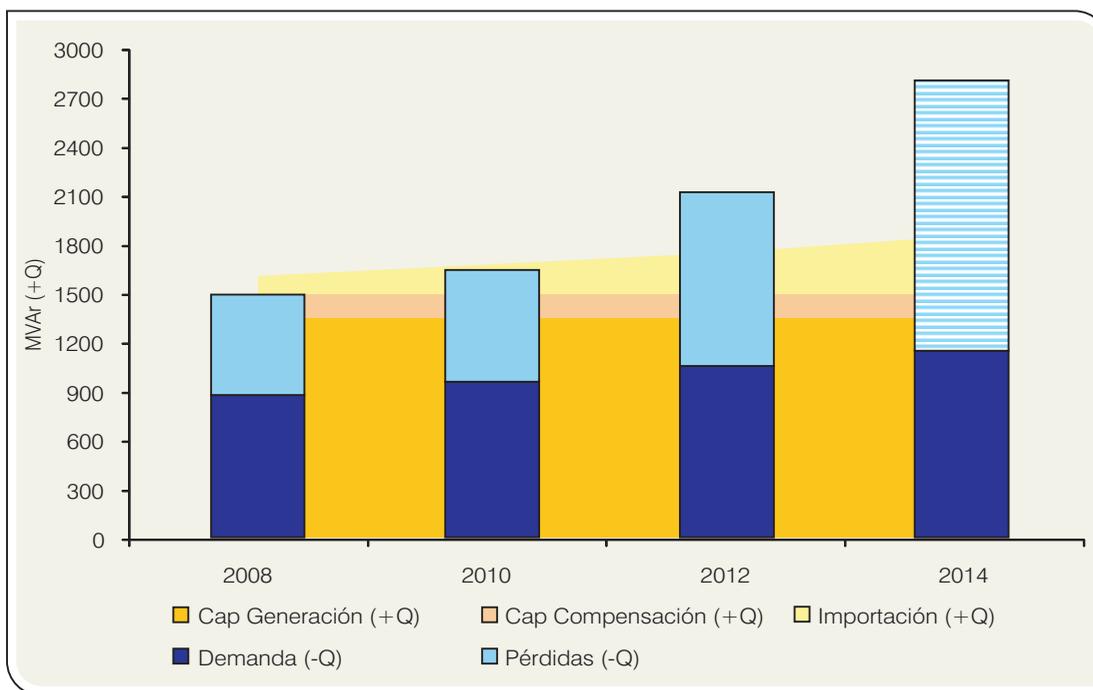
Gráfica 5-8 Capacidad neta operativa de transformación en el área de Bogotá.

En cuanto a capacidad de transformación, a partir del 2008 empieza a estrecharse de manera crítica la holgura disponible en el área, más aún si se contemplan aspectos operativos de la generación a nivel de 115 kV que no fueron considerados en la cuantificación. Independientemente de que hacia el 2014 se pueda disponer de generación adicional embebida en la red, la Gráfica 5-8 muestra que alrededor del año 2009 será necesario contar con proyectos de expansión de capacidad de transformación u otras alternativas que permitan aliviar la cargabilidad de los transformadores de conexión existentes.

La Gráfica 5-9 y la Gráfica 5-10, representan el balance de potencia reactiva en el área. A diferencia de la Gráfica 5-9 que tan sólo cuantifica capacidades totales de suministro y demanda de reactivos, la Gráfica 5-10 considera la máxima capacidad de entrega de reactivos de las máquinas despachadas de acuerdo con un escenario de generación mínima de los despachos del MPODE en cada año, y deduce de la capacidad total de compensación fija, la capacidad correspondiente a una de las contingencias más severas, para este caso cualquiera de los bancos existentes de compensación de 75 MVar a nivel de 115 kV.



Gráfica 5-9 Balance total de potencia reactiva en el área de Bogotá.



Gráfica 5-10 Balance operativo de potencia reactiva en el área de Bogotá.

El balance de potencia reactiva muestra, en la Gráfica 5-9, una situación crítica de disponibilidad de reactivos en el área a partir del año 2008, especialmente teniendo en cuenta la imposibilidad de contar con importaciones de reactivos a través de los enlaces. Siguiendo la Gráfica 5-10, aproximadamente en el año 2009 se presentaría un déficit neto de reactivos.

De acuerdo con los análisis complementarios realizados por XM, se encontró que una de las causas de los altos requerimientos de reactivos es que gran parte de las líneas del área están operando por encima del SIL (Surge Impedance Load). Los resultados del análisis muestran que la red de 115 kV de Bogotá presenta, en promedio, una cargabilidad superior en más de 15 MW al SIL característico de esa red. El caso más crítico es el del corredor Chivor-Guavio-Sur de Bogotá.

De igual manera, que para el caso de la capacidad de transformación en el área, independientemente de que hacia el 2014 se pueda contar con generación adicional, es necesario instalar nuevos bancos de compensación reactiva a partir del 2007. Para el 2008 la holgura de reactivos en el área es mínima, de manera que se recomienda adelantar el proyecto de compensación capacitiva en la subestación Salitre 115 kV reportado por el OR a la UPME. Este proyecto, además de brindar soporte de voltaje por el hecho de estar localizado en la parte central de la red de 115 kV de Bogotá, reduce la cargabilidad de los transformadores en varios puntos de conexión.

Además de los requerimientos anteriormente señalados de ampliación de capacidad de transformación y de instalación de nuevos bancos de compensación, se han identificado altas cargabilidades en las líneas de transmisión que hacia el área de Bogotá parten de las subestaciones Guavio y Chivor 230 kV, frente a condiciones particulares de contingencia, demanda y despacho, tomando como base las capacidades reportadas por los agentes en la Información Estándar de Planeamiento.

Tales cargabilidades se evidencian cuando simultáneamente se presentan dos condiciones: máximo despacho de las unidades de Guavio y contingencias simples en cualquiera de las líneas que de Guavio se conectan con las subestaciones Circo, Tunal o Reforma 230 kV.

Se realizaron análisis con el fin de determinar la mejor alternativa que permita reducir tales cargabilidades y aumentar capacidad de importación frente a las condiciones ya mencionadas, además de mejorar la confiabilidad, redundancia y disponibilidad del corredor oriental del área Bogotá, es decir, de la red que conecta con Chivor y Guavio.

Si bien la instalación de nuevos bancos de compensación reactiva en la red de 115 kV, como sería el caso de la compensación en la subestación Salitre 115 kV y demás compensaciones reportadas por el OR contribuyen a disminuir la problemática, dado que reduce el despacho de reactivos de las unidades de Guavio y por ende la transmisión de potencia por tales líneas, no es una solución definitiva, ya que no ofrece una mejora considerable en confiabilidad, por lo que se hace necesario considerar la expansión de líneas de transmisión.

En resumen, los requerimientos del área de Bogotá en el corto y mediano plazo están definidos por: cargabilidad en las líneas del corredor 230 kV Chivor – Guavio, déficit de recursos de potencia reactiva, insuficiencia de la capacidad de transformación en los puntos de conexión al STN y confiabilidad.

Aunque estos problemas no estén directa o totalmente asociados entre si, las soluciones particulares a cada uno si pueden contribuir o ser complementarias a las demás soluciones. Con esta óptica, se describen a continuación las posibles alternativas de solución.

Con base en el diagnostico anterior, se plantearon dos alternativas que satisfacen los requerimientos del área de Bogotá a partir de los criterios de planeamiento vigentes. Atendiendo los comentarios de diversos agentes a la versión preliminar del Plan y de acuerdo a los análisis realizados conjuntamente por la UPME y XM al respecto, se determinó el 2010 como año de entrada de los proyectos.

5.4.1.1 Alternativa I: S/E Nueva Esperanza 500/230kV, circuito Bacatá – Nueva Esperanza 500kV, circuito Guavio – Nueva Esperanza 230kV y obras asociadas a 115kV.

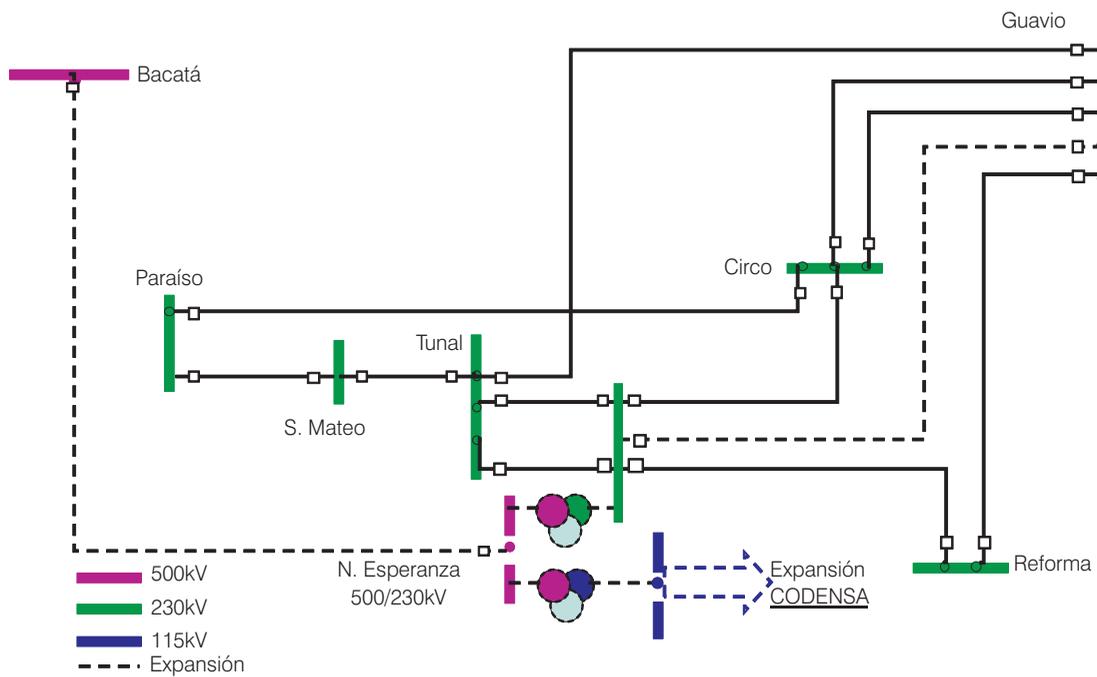
Descripción de la Alternativa

1. Subestación Nueva Esperanza 500 kV, ubicada en el Sur de la ciudad de Bogotá.
2. Circuito a 500 kV Bacatá-Nueva Esperanza de aproximadamente 40 km.
3. Circuito a 230 kV Nueva Esperanza-Guavio de aproximadamente 140 km. Longitud aproximada.
4. Reconfiguración del circuito a 230 kV Tunal-Reforma en Tunal-Nueva Esperanza de 15 km, Nueva Esperanza-Reforma de 60 km. Longitudes aproximadas.
5. Reconfiguración del circuito Tunal-Circo 230 kV en Tunal-Nueva Esperanza de 15 km, Nueva Esperanza-Circo de 37 km. Longitudes aproximadas.
6. Transformación 500/230 kV.

Obras complementarias a nivel de 115 kV

- Transformación 500/115 kV de 450 MVA, reconfiguraciones y repotenciones de la red de 115 kV. No se incluyen las reconfiguraciones en el diagrama unifilar del Anexo 1 ya que se encuentra pendiente el estudio del OR en el cual defina las alternativas.
- Compensaciones capacitivas indicadas en el Anexo 1.

En el Gráfica 5-11 y en la Tabla 5-3 se describen las obras y costos de la Alternativa I.



Gráfica 5-11 Diagrama unifilar Alternativa 1

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad	\$US Dic-97/Un.	\$US Dic-97
Líneas Nivel 2	Línea 500kV 1 Circuito	40	\$ 247.913	\$ 9.916.520
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 500kV	2	\$ 2.341.821	\$ 4.683.642
Modulo Compensación	Reactiva Línea Maniobrable 500kV 20MVar	3	\$ 1.319.447	\$ 3.958.341
Bahía Compensación	Reactiva línea maniobrable 500kV 20MVar	1	\$ 969.206	\$ 969.206
Circuito Bacatá - Nueva Esperanza 500kV				\$ 19.527.709
Líneas Nivel 2	Línea 230kV 1 Circuito	130	\$ 108.495	\$ 14.104.350
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 230kV	1	\$ 1.103.312	\$ 1.103.312
Bahía Línea	Encapsulada Barra Doble	1	\$ 1.938.935	\$ 1.938.935
Circuito Guavio - Nueva Esperanza 230kV				\$ 17.146.597
Modulo Común Tipo 2	Barra Doble + Transferencia 500kV	1	\$ 3.221.183	\$ 3.221.183
Autotransformadores	Banco 500/230kV	1	\$ 5.840.668	\$ 5.840.668
Bahía Transformación	Barra Doble + Transferencia 500kV	1	\$ 1.932.084	\$ 1.932.084
Bahía Transformación	Barra Doble + Transferencia 230kV	1	\$ 853.173	\$ 853.173
Líneas Nivel 2	Línea 230kV 1 Circuito	22,2	\$ 108.495	\$ 2.408.589
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 230kV	4	\$ 1.103.312	\$ 4.413.248
S/E Nueva Esperanza 450MVA 500/230kV y Reconfiguraciones a 230kV				\$ 18.668.945
				\$ 55.343.251
				\$ 72.278.286

Tabla 5-3 Costo estimado de las obras de la Alternativa I para Bogotá.

5.4.1.2 Alternativa II: S/E Nueva Esperanza 500/230kV, circuito Primavera – Nueva Esperanza 500kV, circuito Guavio – Nueva Esperanza 230kV y obras asociadas a 115kV

En razón de la importancia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV para el área de Bogotá y de que la funcionalidad de la línea Bacatá – La Esperanza 500 kV que hace parte de la Alternativa I, depende en alguna medida de la disponibilidad de este primer circuito, se consideró una variante a esta primera alternativa, consistente en conectar la nueva subestación La Esperanza 500 kV con la subestación Primavera en el centro del país, con el fin de contar con dos enlaces independientes a 500 kV.

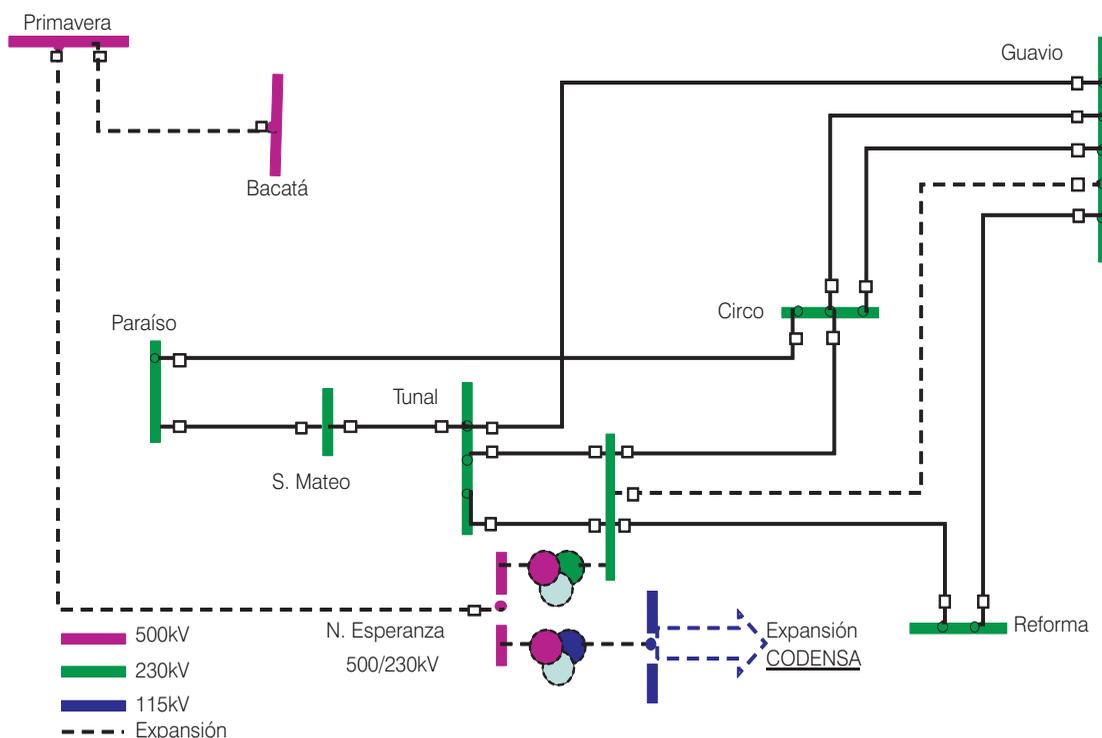
A continuación, se describen el cronograma, obras y costos de esta Alternativa II.

Descripción de la Alternativa

7. Subestación Nueva Esperanza 500 kV, ubicada en el Sur de la ciudad de Bogotá.
8. Circuito a 500 kV Primavera-Nueva Esperanza de aproximadamente 215 km.
9. Circuito a 230 kV Nueva Esperanza-Guavio de aproximadamente 140 km. Longitud aproximada.
10. Reconfiguración del circuito a 230 kV Tunal-Reforma en Tunal-Nueva Esperanza de 15 km, Nueva Esperanza-Reforma de 60 km. Longitudes aproximadas.
11. Reconfiguración del circuito Tunal-Circo 230 kV en Tunal-Nueva Esperanza de 15 km, Nueva Esperanza-Circo de 37 km. Longitudes aproximadas.
12. Transformación 500/230 kV.

Obras complementarias a nivel de 115 kV

- Transformación 500/115 kV de 450 MVA, reconfiguraciones y repotenciones de la red de 115 kV. No se incluyen las reconfiguraciones en el diagrama unifilar del Anexo 1 ya que se encuentra pendiente el estudio del OR en el cual defina las alternativas.
- Compensaciones capacitivas indicadas en el Anexo 1.



Gráfica 5-12 Diagrama unifilar Alternativa 2

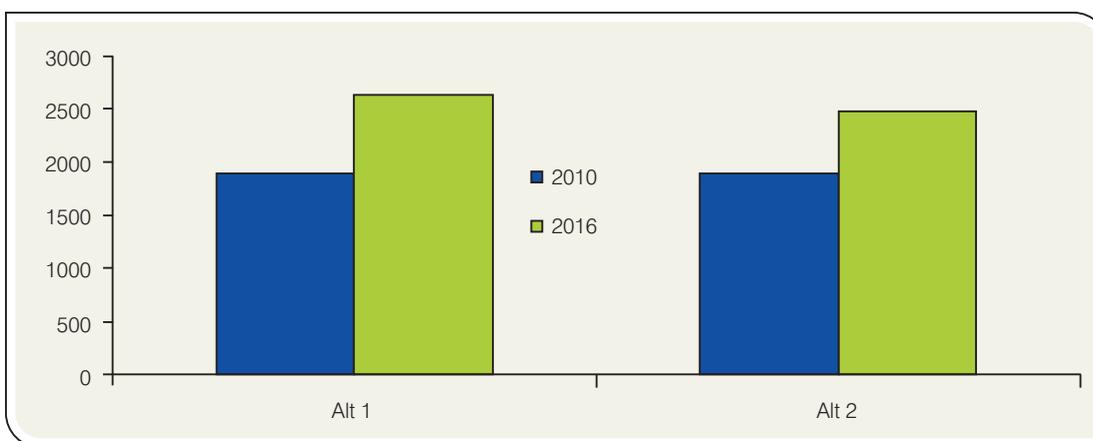
Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad	\$US Dic-97/Un.	\$US Dic-97
Líneas Nivel 2	Línea 500kV 1 Circuito	215	\$ 247.913	\$ 53.301.295
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 500kV	2	\$ 2.341.821	\$ 4.683.642
Modulo Compensación	Reactiva Línea Maniobrable 500kV 20MVA	3	\$ 1.319.447	\$ 3.958.341
Bahía Compensación	Reactiva Línea Maniobrable 500kV 20MVA	1	\$ 969.206	\$ 969.206
Circuito Primavera - Nueva Esperanza 500kV				\$ 62.912.484
Líneas Nivel 2	Línea 230kV 1 Circuito	130	\$ 108.495	\$ 14.104.350
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 230kV	1	\$ 1.103.312	\$ 1.103.312
Bahía Línea	Encapsulada Barra Doble	1	\$ 1.938.935	\$ 1.938.935
Circuito Guavio - Nueva Esperanza 230kV				\$ 17.146.597
Modulo Común Tipo 2	Barra Doble + Transferencia 500kV	1	\$ 3.221.183	\$ 3.221.183
Autotransformadores	Banco 500/230kV	1	\$ 5.840.668	\$ 5.840.668
Bahía Transformación	Barra Doble + Transferencia 500kV	1	\$ 1.932.084	\$ 1.932.084
Bahía Transformación	Barra Doble + Transferencia 230kV	1	\$ 853.173	\$ 853.173
Líneas Nivel 2	Línea 230kV 1 Circuito	22,2	\$ 108.495	\$ 2.408.589
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 230kV	4	\$ 1.103.312	\$ 4.413.248
S/E Nueva Esperanza 450MVA 500/230kV y Reconfiguraciones a 230kV				\$ 18.668.945

TOTAL \$ 98.728.026

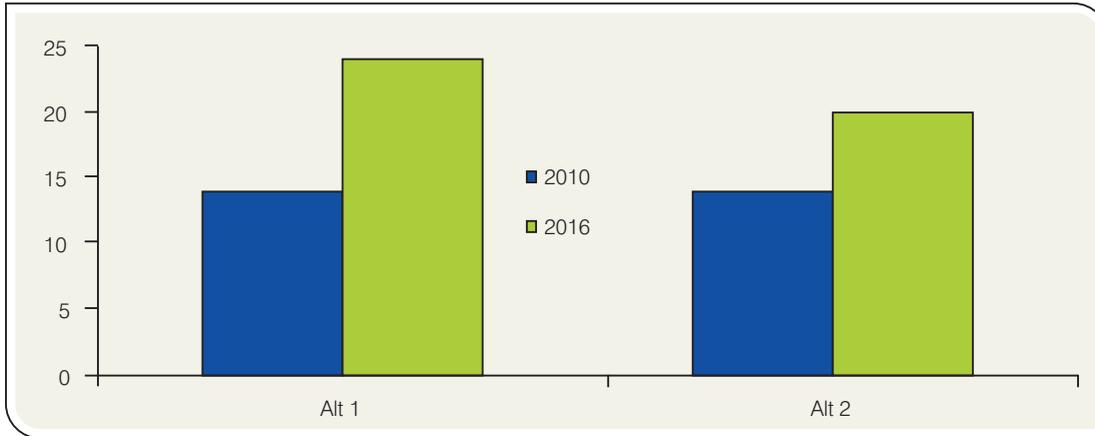
Tabla 5-4 Costo estimado de las obras de la Alternativa II para Bogotá.

En general, en el horizonte de estudio ambas alternativas muestran un desempeño eléctrico similar, especialmente en condiciones normales de operación del sistema. Sin embargo, dependiendo de las consideraciones de generación en el área y ante ciertas contingencias, las alternativas muestran algunas diferencias que se hacen más visibles hacia el final del horizonte de análisis.

Las dos gráficas siguientes muestran las generaciones mínimas en el área para cada una de las alternativas, teniendo como fundamento el cumplimiento de los criterios de planeamiento de estado estable. Se observa en las gráficas que al inicio del horizonte de análisis ambas alternativas tienen el mismo desempeño, sin embargo para el 2016, y aunque de manera no muy significativa, la alternativa II permite una mayor reducción de la generación mínima requerida.



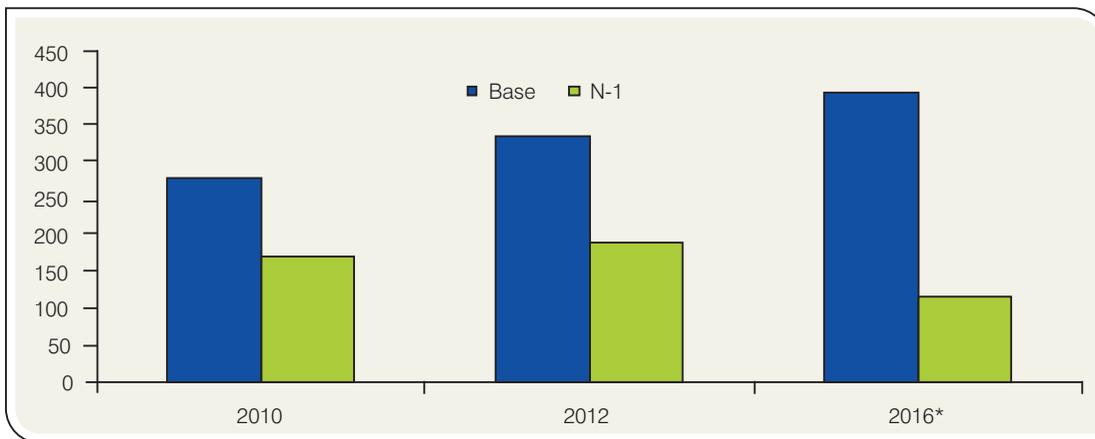
Gráfica 5-13 Generación Mínima (MW)



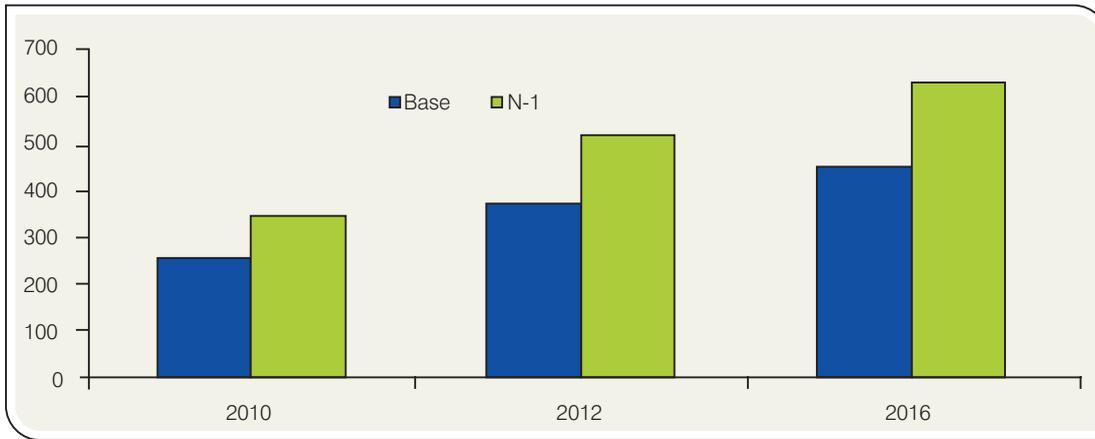
Gráfica 5-14 Generación Mínima No de Máquinas

A diferencia de las anteriores, las gráficas siguientes muestran el desempeño de las alternativas ante contingencia del circuito Primavera – Bacatá 500kV. Ambas series de cada gráfica ilustran la cargabilidad del nuevo circuito de 500kV que comprende cada alternativa antes y después de la contingencia, es decir, la cargabilidad del circuito Bacatá – Nueva Esperanza 500kV en la alternativa I y la cargabilidad del circuito Primavera – Nueva Esperanza 500kV en la alternativa II.

En la condición base, antes de la falla, los circuitos presentan una cargabilidad casi idéntica para cada uno de los años descritos, la cual se incrementa ante la contingencia en el caso de la alternativa II y disminuye en el caso de la alternativa I, dado que esta se conecta a la red de 500kV directamente por medio del circuito bajo falla, sin que por ello el circuito de 500kV de esta alternativa deje de transmitir un nivel de carga importante a pesar de la falla.

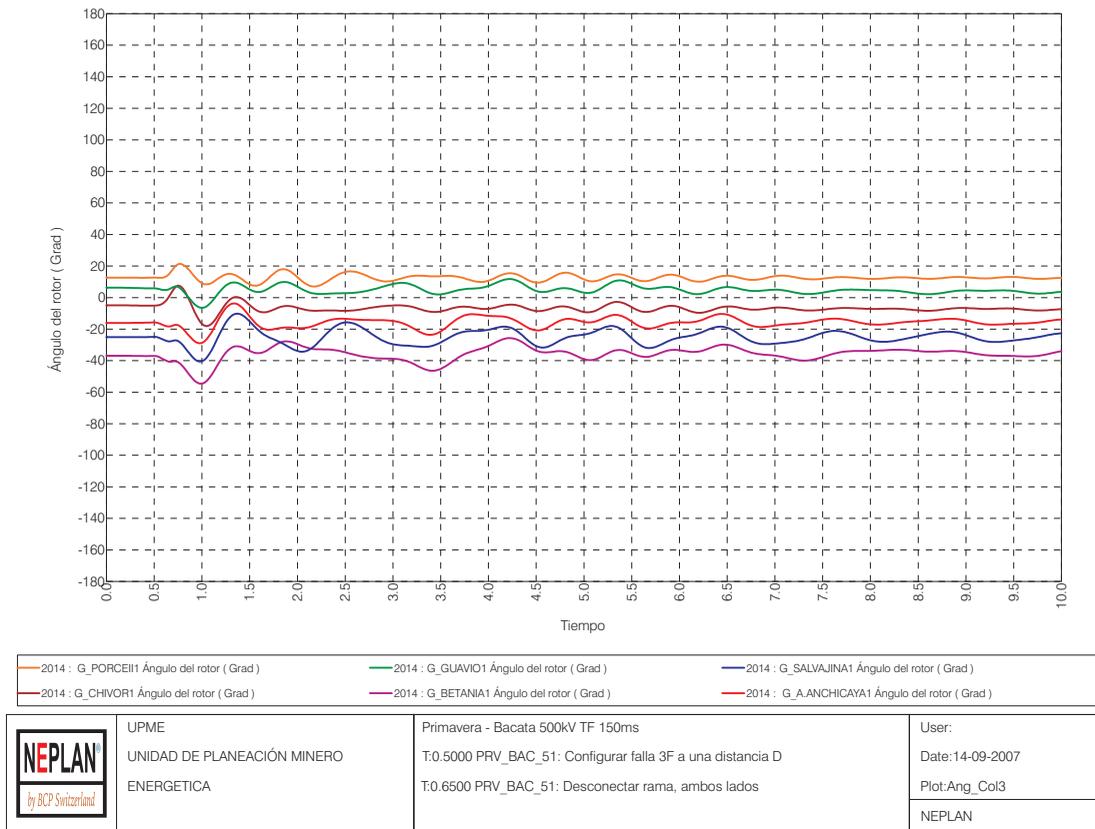


Gráfica 5-15 Cargabilidad MVA Alternativa 1

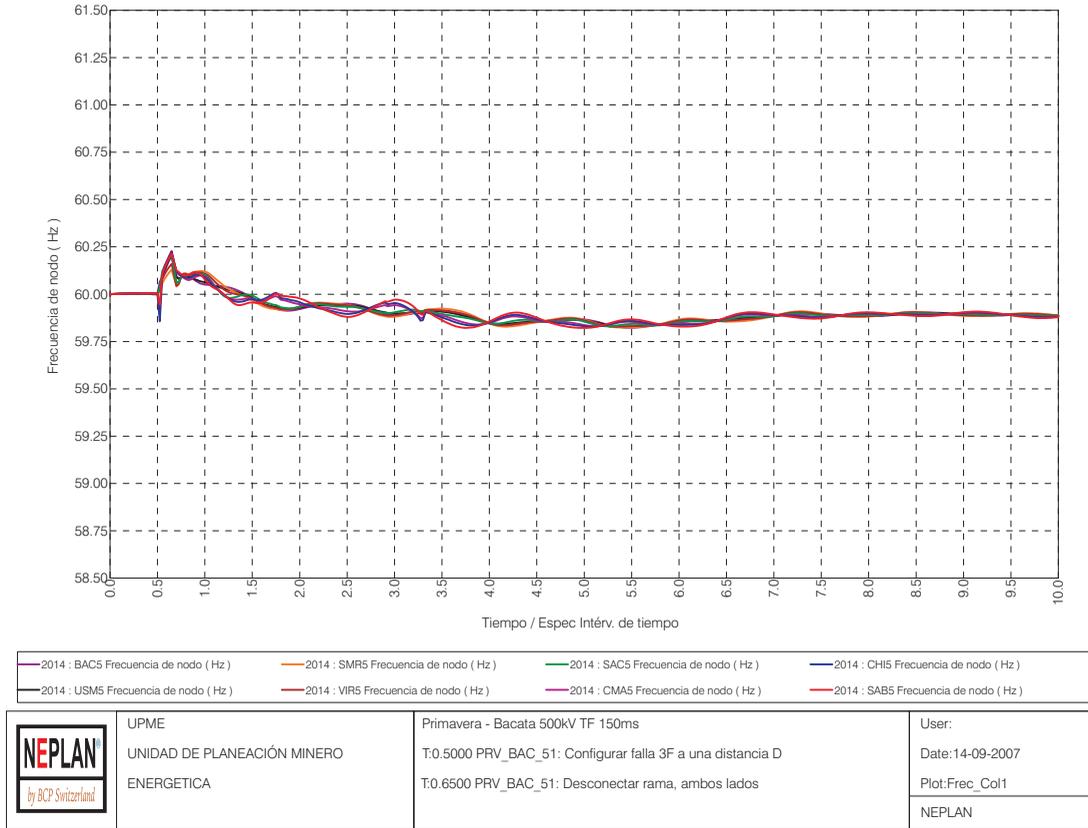


Gráfica 5-16 Cargabilidad MVA Alternativa 2

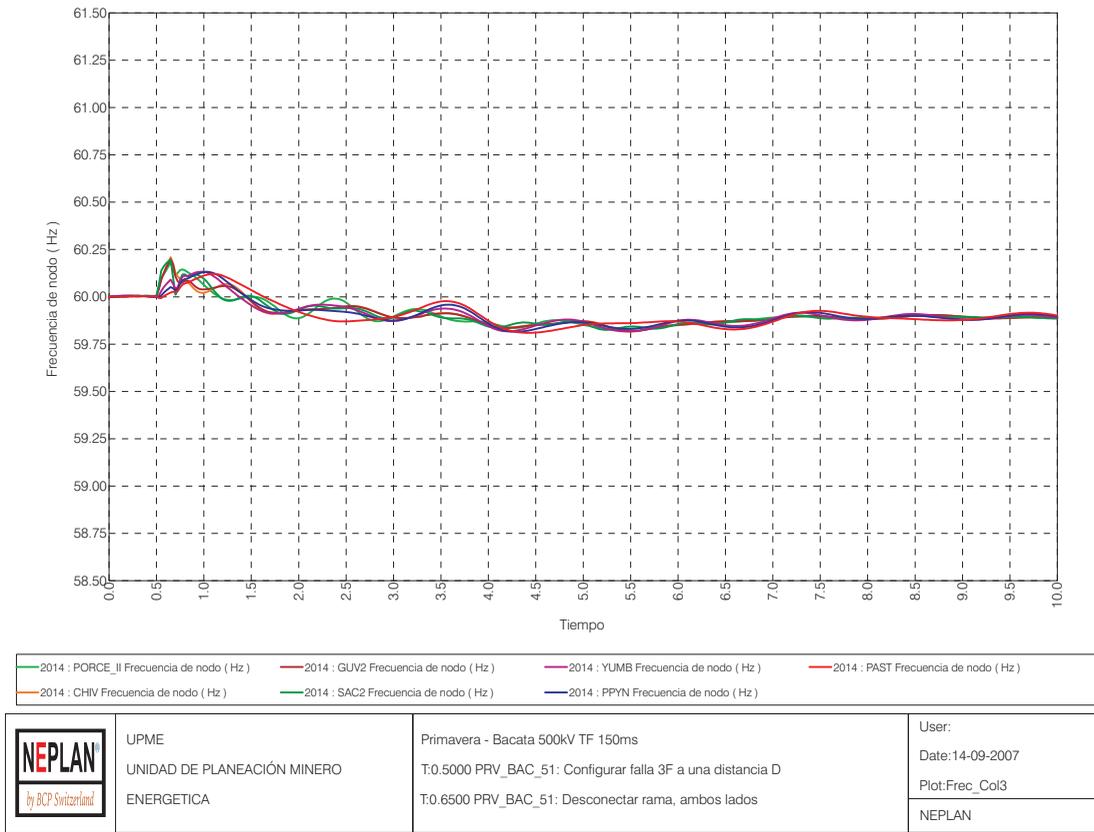
Los análisis de estabilidad dinámica realizados, cuyos resultados se ilustran en las gráficas siguientes, muestran un comportamiento estable y amortiguado del sistema en ambas alternativas posterior a la contingencia más severa para el área: línea Primavera – Bacatá 500kV.



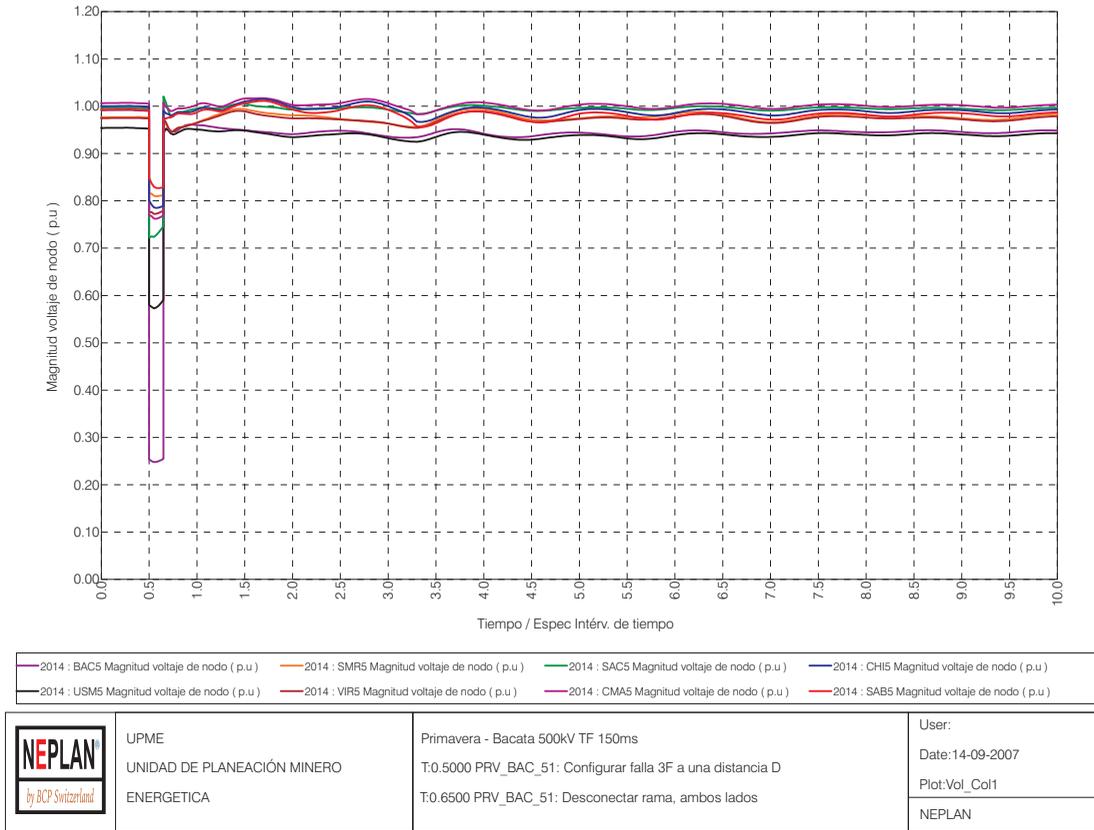
Gráfica 5-17 Ángulo de rotor. Falla Primavera-Bacatá 500 kV – Año 2014 – Alternativa 1



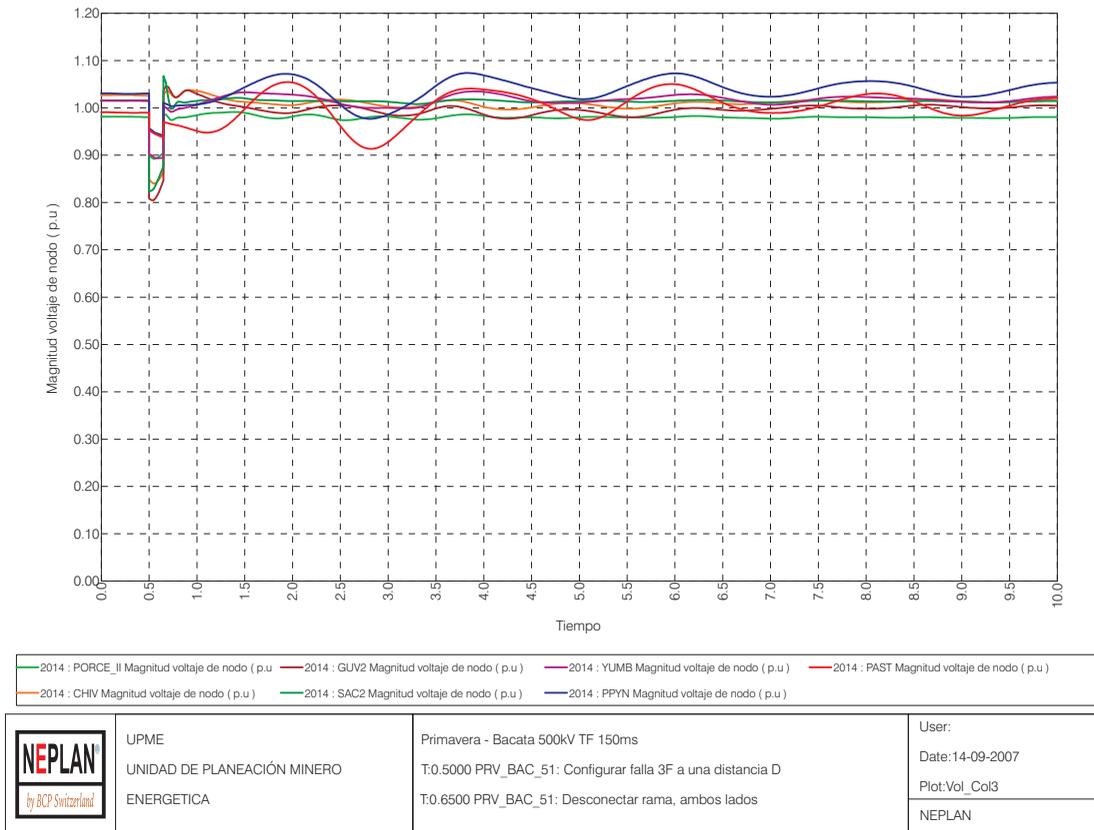
Gráfica 5-18 Frecuencia nodos 500 kV. Falla Primavera-Bacatá 500 kV – Año 2014 – Alternativa 1



Gráfica 5-19 Frecuencia nodos 230 kV. Falla Primavera-Bacatá 500 kV – Año 2014 – Alternativa 1



Gráfica 5-20 Voltaje nodos 500 kV. Falla Primavera-Bacatá 500 kV – Año 2014 – Alternativa 1



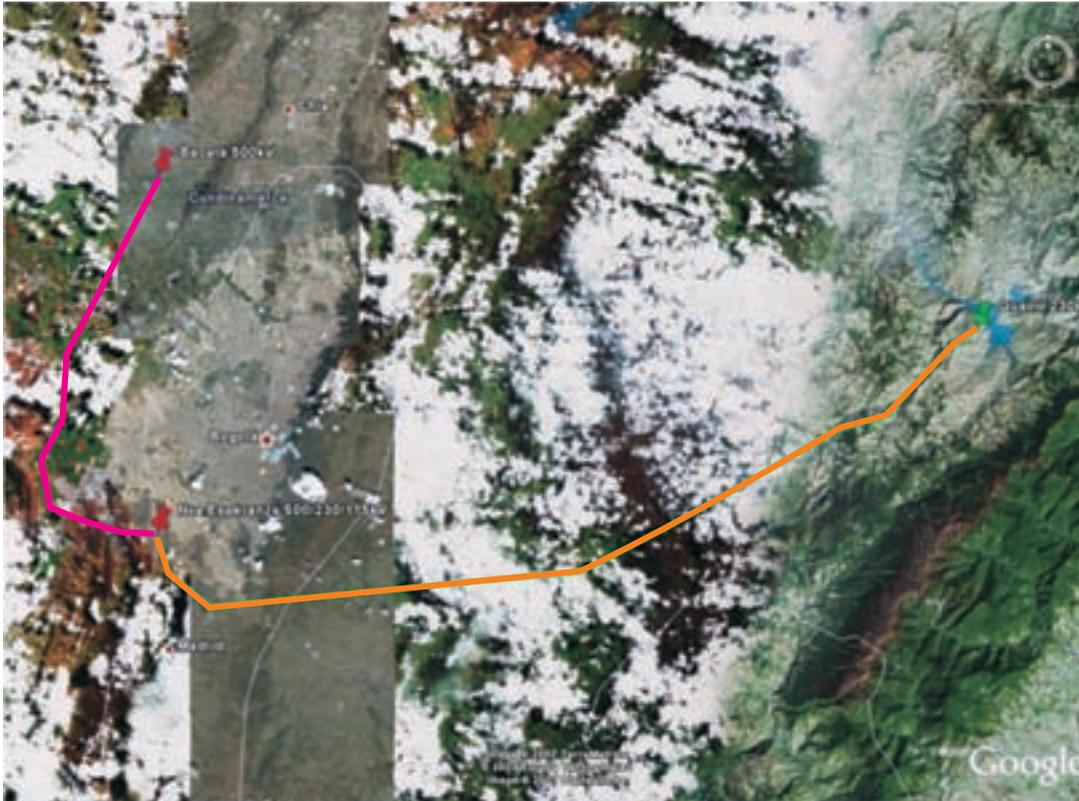
Gráfica 5-21 Voltaje nodos 230 kV. Falla Primavera-Bacatá 500 kV – Año 2014 – Alternativa 1

Aunque ambas alternativas permiten eliminar el riesgo de racionamiento en el área de Bogotá durante el periodo analizado, 2010 – 2016, valorado entre MUS \$889 y MUS\$1469 de diciembre de 2006, la selección de la alternativa debe corresponder a la que represente la mejor relación costo – beneficio.

Para ello, se comparó el total de la sumatoria del costo de las generaciones de seguridad, las pérdidas y la confiabilidad ante el caso de la contingencia más severa para el área, en función del costo de cada una de las alternativas. Aunque la alternativa II presenta mayores beneficios en comparación de la alternativa I, en consideración del costo de las alternativas, es la alternativa I que comprende la conexión de la subestación Nueva Esperanza desde Bacatá 500kV (Ver anexo 8.5), la que presenta la mejor relación costo beneficio además de cumplir con los criterios de planeamiento.

A continuación se presenta la descripción geográfica de la alternativa seleccionada, el resumen de los beneficios y el cronograma estimado de ejecución.

Ubicación geográfica



Gráfica 5-22 Ubicación Geográfica Alternativa I

Fuente: Google Earth. Image NASA.

Resumen de los beneficios

- Se suprime el riesgo de racionamiento en el área cuyo costo en el periodo comprendido del 2010 al 2016 oscila entre los MUS \$889 y MUS \$1469.
- Asegura el cumplimiento de los criterios de planeamiento y mejora el desempeño del área y el sistema en el corto y mediano plazo en cuanto a calidad de tensión, confiabilidad y seguridad.
- Disminuye la generación mínima de seguridad total en el área y posibilita una mayor importación de potencia a través del circuito PVRA-BAC 500.
- Integra y fortalece los principales puntos eléctricos del área, flexibilizando la operación y reduciendo la vulnerabilidad del sistema.
- Complementa y se articula bien a cualquiera de las alternativas de expansión hacia otras áreas consideradas en el Plan.

Cronograma Previsto

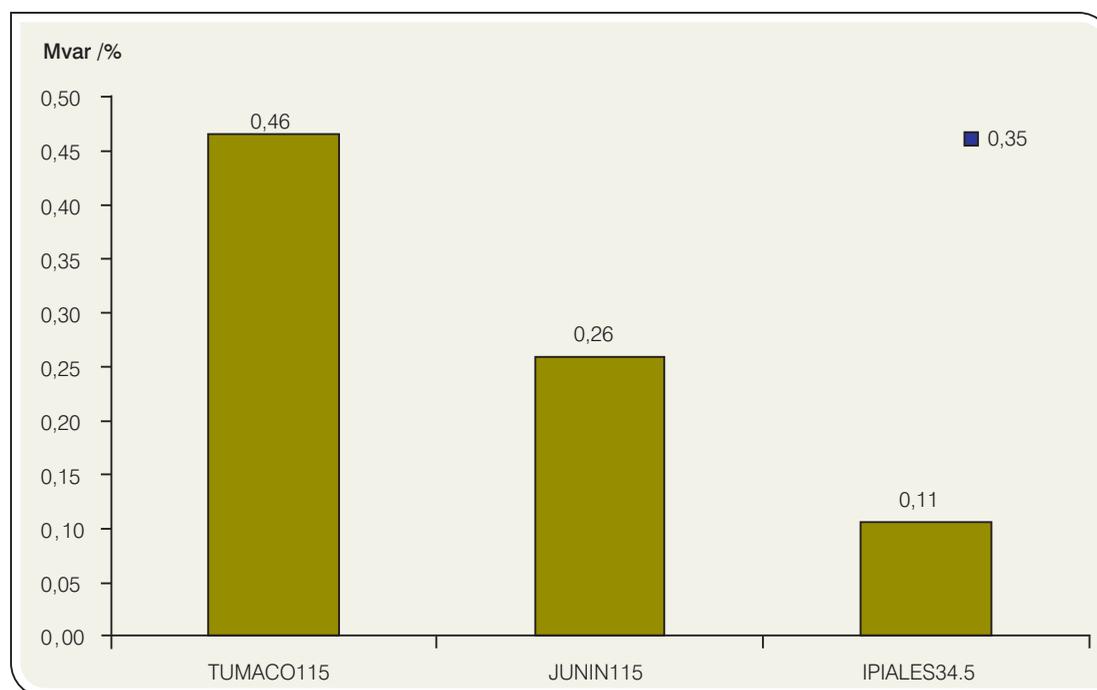
- Preparación y apertura de convocatoria: I y II trimestre de 2008 (abril-08)
- Convocatoria, selección inversionista e inicio de ejecución: II y III trimestre de 2008 (septiembre-08)
- Entrada en operación: III trimestre de 2010 (30-noviembre-10)
- Tiempo de Ejecución: 27 meses

5.4.2 Análisis Área Nariño

En los planes de expansión del 2002 al 2006, la UPME ha recomendado al OR ampliar la capacidad de transformación en el área, a partir del 2007, debido a que no son suficientes los 150 MVA instalados en la subestación Jamondino 230/115/13.2 kV.

Teniendo en cuenta que el problema de sobrecarga en el transformador mencionado ya se evidencia en la operación actual, aún cuando la demanda de la subestación Mocoa sea atendida desde el transformador 230/115 proyectado en el 2007, se prevé que la sobrecarga no se mitiga y por lo tanto se insiste en la necesidad de ejecutar obras de expansión que permitan atender la demanda de manera adecuada y confiable.

Adicional al problema de capacidad de transformación, se observan niveles de tensión bajos en la subestación Tumaco 115 kV. Justamente, como se ilustra en la Gráfica 5-23, los análisis de estabilidad de voltaje muestran un modo asociado al área, en el cual dicha subestación presenta la mayor participación.



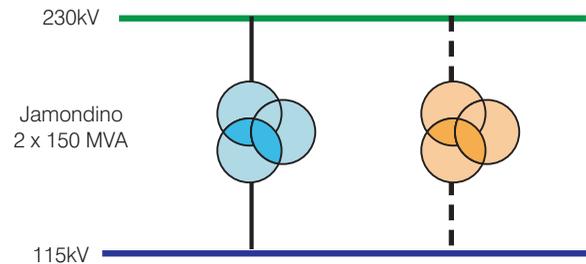
Gráfica 5-23 Estabilidad de voltaje - análisis modal - factores de participación

Hacia el final del horizonte, se evidencia la necesidad de cambiar los CTs de las líneas Jamondino – Junín y Junín –Tumaco 115 kV que actualmente limitan la capacidad de transporte a 200 A.

Con base en la problemática enunciada, se analizaron las tres alternativas de solución que se describen a continuación.

5.4.2.1 Alternativa 1: Segundo transformador 230/115 kV en Jamondino

En esta alternativa se considera la instalación del segundo transformador 230/115/13.2 kV de 150 MVA en la subestación Jamondino a partir del 2008. La topología actual de la red del área se mantiene.

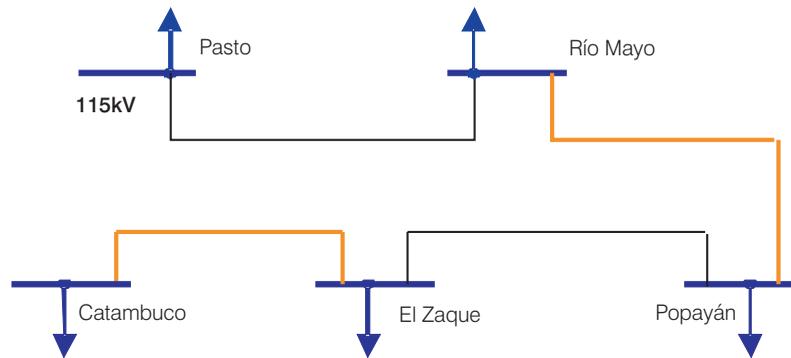


Gráfica 5-24 Alternativa 1, segundo trazo 230/115 kV de 150 MVA

Durante el horizonte de mediano plazo, de acuerdo con los resultados, esta alternativa presenta un buen desempeño llegando a un máximo de cargabilidad del 82% en la transformación de Jamondino, en el 2016. Sin embargo, se hace necesario instalar compensación capacitiva en la subestación Tumaco (12 MVAR), a partir del 2012.

5.4.2.2 Alternativa 2: Cierre permanente de los circuitos Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo 115 kV

En el 2006 Cedenar, como OR del área, solicitó a la Unidad la aprobación del cierre permanente de los circuitos que conectan la red del área Nariño con la del Cauca, como alternativa de solución a la sobrecarga en el transformador de Jamondino. Estos circuitos están declarados como normalmente abiertos.



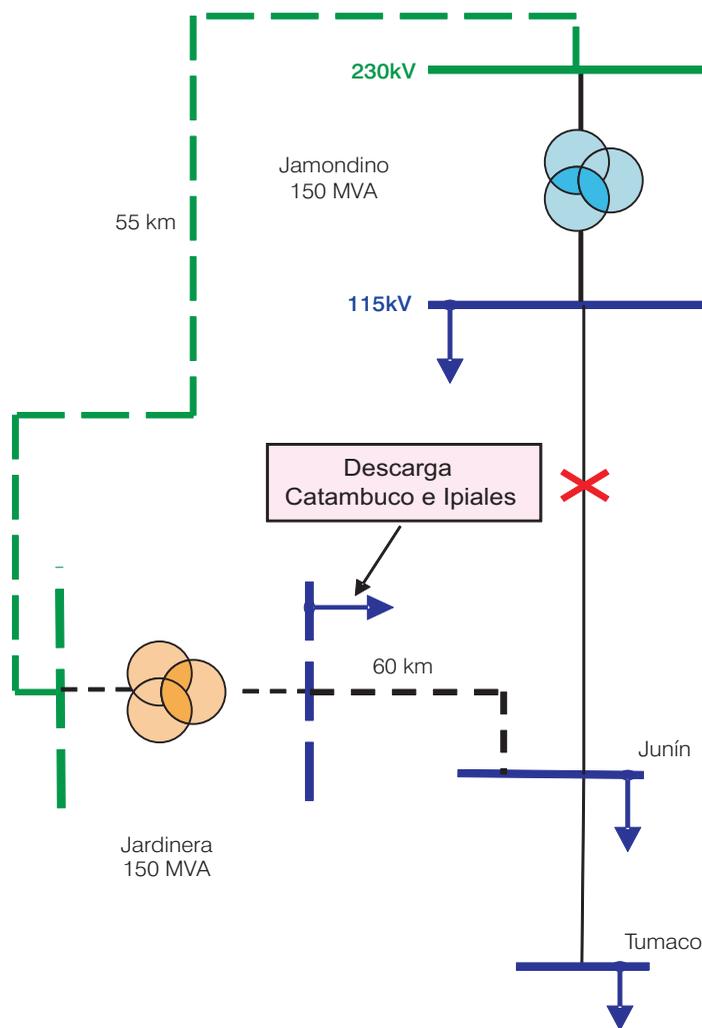
Gráfica 5-25 Alternativa 2, cierre definitivo de Catambuco – El Zaque y Popayán - Río Mayo

Esta alternativa permite mantener el nivel de carga del transformador actualmente instalado en Jamondino por debajo de su capacidad nominal, sin embargo esta solución se agota en el año 2012, donde nuevamente el transformador toma valores de cargabilidad cercanos al 100%. Se requiere instalar compensación capacitiva en Tumaco 115 kV, de aproximadamente 12 MVAR, en el año 2011.

Es importante mencionar que el nivel de pérdidas del área se incrementa con esta alternativa, más que con las alternativas 1 y 3.

5.4.2.3 Alternativa 3: Subestación Jardinera 230/115 kV

En agosto de 2007, nuevamente el OR del área presentó ante la Unidad un estudio de análisis de alternativas de solución a la problemática del área. En dicho estudio se presenta como mejor opción energizar a 230 kV parte de la actual línea Jamondino – Junin, aislada a 230 kV pero en operación a 115 kV, llegando hasta una nueva subestación en el área denominada Jardinera. El tramo restante de la línea se emplearía saliendo desde Jardinera 115 kV hasta Tumaco. En la Gráfica 5 26 se ilustra la alternativa.



Gráfica 5-26 Alternativa 3, subestación Jardinera 230/115 kV

La subestación Jardinera tendría una capacidad de 150 MVA y tomaría carga de las subestaciones Catambuco e Ipiales.

Tras evaluar el desempeño de esta alternativa se observa que en el año 2016 el nivel de carga del transformador de Jamondino se encontraría cerca del 92%, mientras que el de Jardinera al 70%, aún cuando dicho trafo fue modelado con bajo nivel de impedancia. Hacia el 2017 sería necesario instalar compensación capacitiva en la subestación Tumaco 115 kV.

En comparación con las alternativas 1 y 2 esta opción genera el menor nivel de pérdidas en el área.

En cuanto a la valoración económica, con base en la información contenida en el plan de expansión del OR expuesto en el estudio mencionado, se concluye que el costo total de la alternativa 1, incluyendo los costos de las obras de expansión requeridas a nivel STR y SDL, es menor que el de la alternativa 3 ya que la obras requeridas entre una u otra alternativa no muestran mayores diferencias en esos niveles.

Teniendo en cuenta que con cualquiera de las alternativas se requerirá a largo o mediano plazo una nueva ampliación en la capacidad en la transformación del área, el valor presente de los costos fue calculado hasta el año 2018, incluyendo la alternativa necesaria en el año que sea demandado.

Con base en lo anterior, en el caso de la alternativa 1 hacia el 2018 se incluyó la alternativa 3, en el caso de la alternativa 2 hacia el 2013 se incluyó la alternativa 1 y en la alternativa 3 para el año 2017 se incluyó la alternativa 1.

Debe anotarse que al considerar el proyecto planteado en la alternativa 3 se descontó el costo de la línea Jamondino – Junín energizada a 115 kV y que en el caso de la alternativa 2 se incluyó el costo de las líneas Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo debido a que al cerrarlas permanentemente entrarían a ser remuneradas completamente, a diferencia de la situación actual en la que sólo se reconoce el ingreso por AOM.

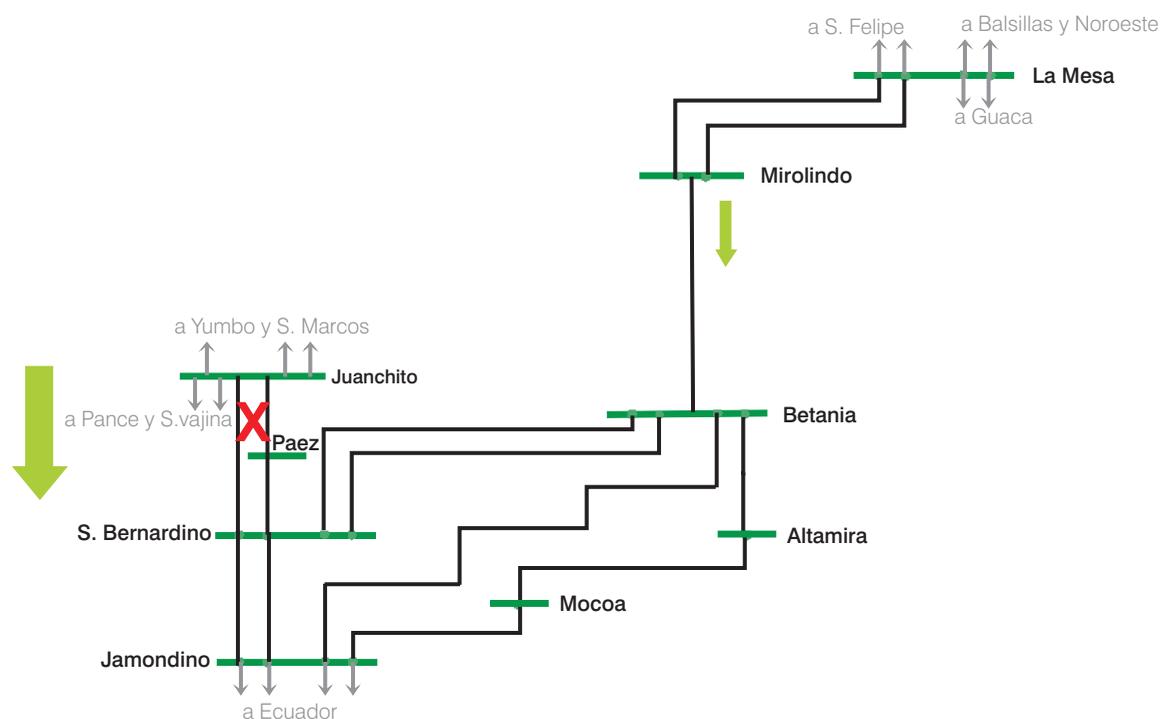
A partir del anterior análisis, la UPME nuevamente recomienda al OR la instalación del segundo transformador 230/115/13.2 kV de 150 MVA en la subestación Jamondino, debido a que es la alternativa que muestra mejor desempeño técnico y mejor relación beneficio/costo.

En la revisión del plan del año siguiente se analizará en detalle con el OR los proyectos de expansión a nivel de STR

5.4.2.4 Análisis de la Problemática del Sur del País

La problemática de la región Sur Occidental del país, que comprende principalmente las áreas interconectadas del Valle, Tolima, Huila, Cauca y Nariño, fue planteada por XM a la UPME en el Informe Trimestral de Restricciones del mes de junio de 2007. De manera resumida, dicha problemática puede caracterizarse en los siguientes aspectos:

- Dicha región es importadora de recursos, con el agravante de que las plantas de generación hidráulica tienen una baja regulación de sus embalses asociados y las plantas de generación térmica disponibles son de baja despachabilidad en razón de los costos de combustible como función de su localización con respecto al recurso primario.
- Como se observa en la Gráfica 5-27, la región cubre sus déficit a través de dos corredores: a 500kV y 230kV desde Antioquia, bajo el condicionante de que el circuito de 500kV San Carlos – Virginia – San Marcos presenta limitaciones de transferencia máxima de potencia bastante inferiores a su máxima capacidad térmica de acuerdo a criterios operativos de calidad y seguridad y que la transformación 500/230kV en San Marcos se está acercando a su capacidad nominal de transformación, y a 230kV desde el área de Bogotá, haciendo uso sin embargo de un circuito sencillo (Mirolindo – Betania) de 206 Km.



Gráfica 5-27 Diagrama unifilar del sur del país

- Además de las circunstancias descritas, ciertas contingencias o salidas en líneas de doble circuito hacen más crítica la operación en esas áreas, especialmente en condiciones de exportaciones al Ecuador y en vista de que estas serán ampliadas a una capacidad máxima de transferencia 450-500 MW gracias al refuerzo de la interconexión que acaba de entrar en operación por parte de Colombia y que se encuentra en ejecución del lado ecuatoriano.

- Por todo lo anterior, como se ilustra en la tabla siguiente, las transferencias de energía a Ecuador guardan bastante dependencia de la generación de la central Betania, que constituye el principal recurso de generación de la región, al igual que de futuros y potenciales proyectos de generación en la región.

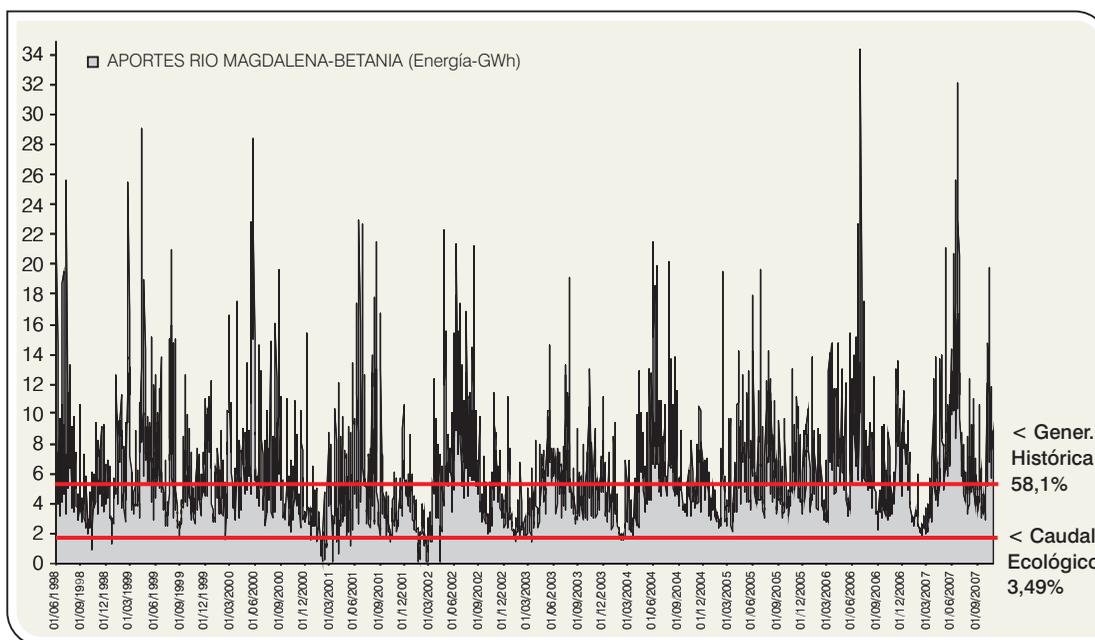
Condiciones Normales		
AÑO	Generación Betania [MW]	Transferencia al Ecuador [MW]
2008	482,4	459,3
	68,0	250,0
2016 QUIMBO 372 MW	408,6	468,1
	68,0	378,3
2016 QUIMBO 0 MW	408,6	422,5
	68,0	131,9

Transferencia para Superar Contingencia SCAR-VIR		
AÑO	Generación Betania [MW]	Transferencia al Ecuador [MW]
2008	68,0	137,0
2016 Con Quimbo	204,2	378,0
2016 Con Quimbo	68,0	233,2
2016 Sin Quimbo	68,0	11,6

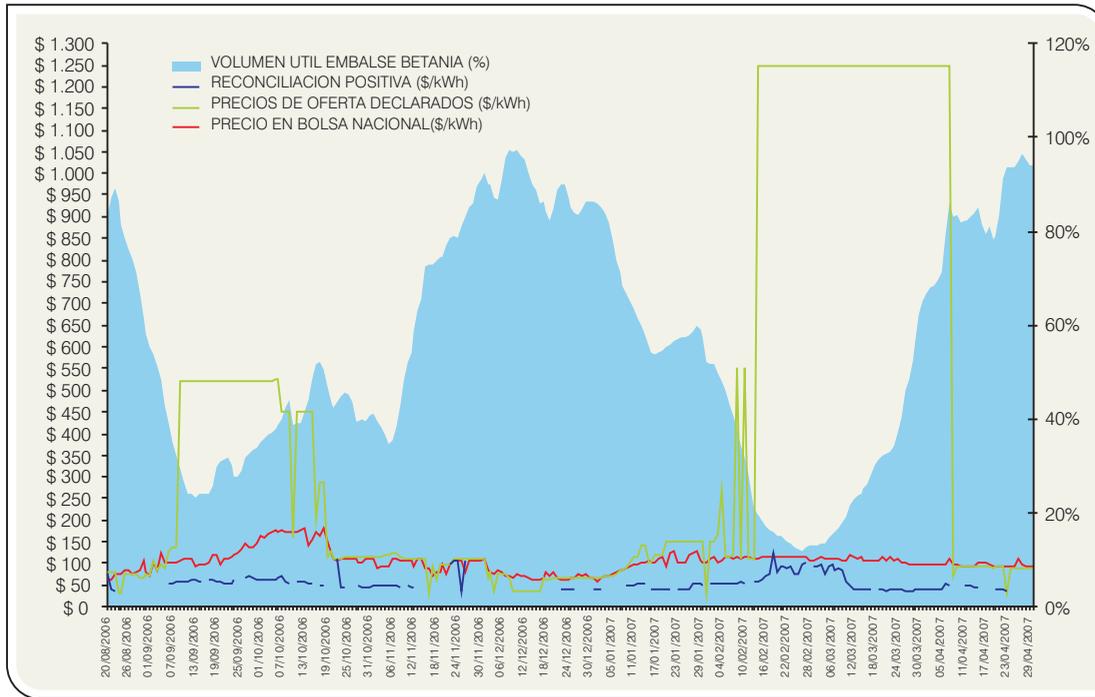
Tabla 5-5 Generación Betania – Exportaciones Ecuador

Sin embargo, tal dependencia no conlleva de forma directa ni por si misma a un riesgo de agotamiento del recurso hidráulico del embalse, puesto que su volumen y uso dependen de la confluencia de diversidad de factores, incluidos aquellos de tipo ambiental, comercial y regulatorio.

En cuanto a los aportes hídricos, como se describe en la Gráfica 5-28, históricamente éstos han sido en general superiores al caudal ecológico del embalse y en promedio cercanos a la generación característica de la central. Con respecto a las reglas del mercado, siguiendo la Gráfica 5-29, aunque la señal de precio de oferta de la central ha sido consecuente con la situación del embalse bajo condiciones críticas, no ha ocurrido lo mismo con los precios del mercado de acuerdo con los precios de reconciliación positiva y generaciones reales observadas en esos periodos.



Gráfica 5-28 Generación Betania – Exportaciones Ecuador



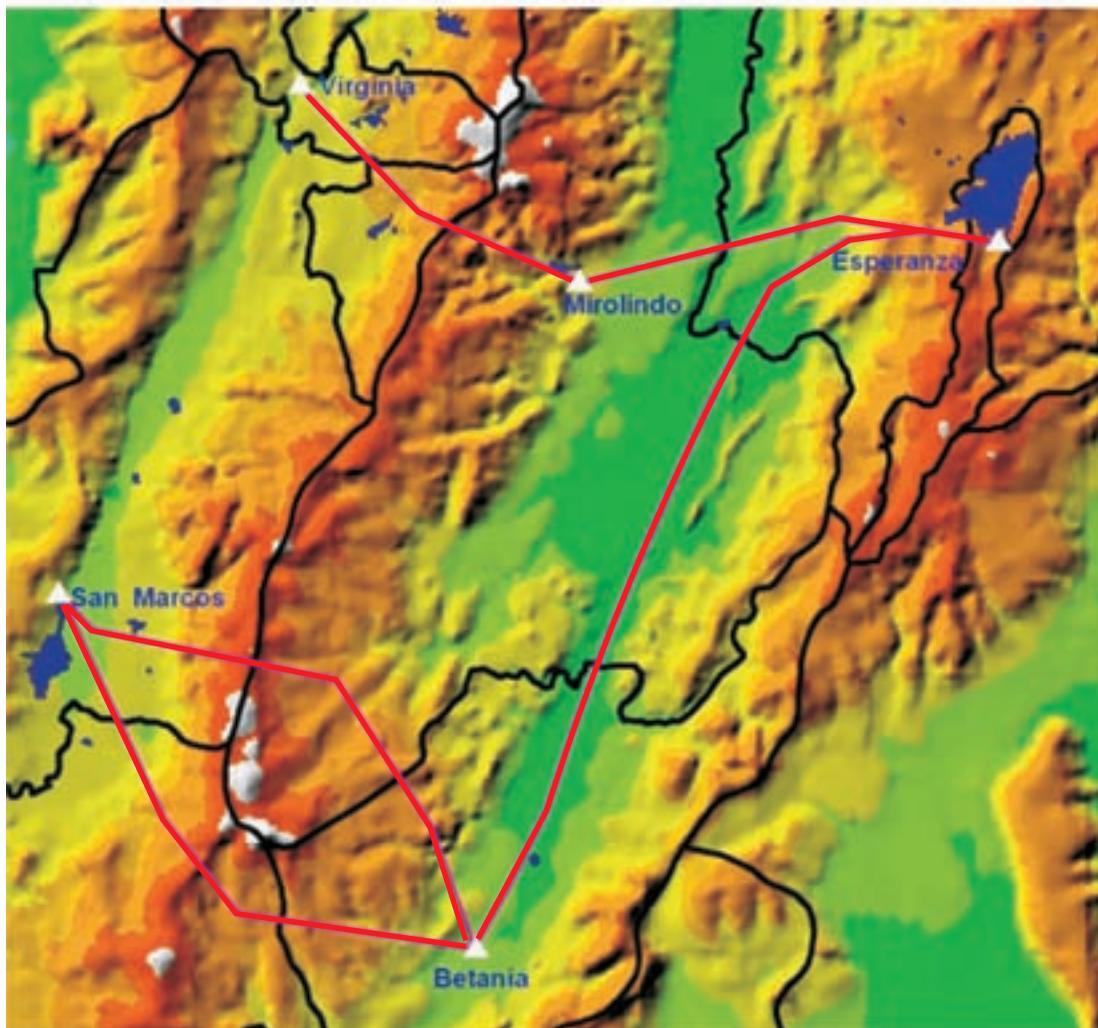
Gráfica 5-29 Volumen Útil y Precios Betania

Por lo anterior, el análisis de las posibles alternativas de expansión del Sistema de Transmisión Nacional en la región Sur occidental será objeto de estudio más amplio en la próxima revisión del Plan de Expansión una vez haya definición, por una parte, de la entrada futura de proyectos de generación en la región como resultado de la primera subasta del cargo por confiabilidad, y por otra, definición metodológica previa en cuanto a la perspectiva de precios de las transferencias al Ecuador y por ende del nivel de rentas de congestión esperadas, entre otras variables que deben involucrarse en la evaluación de las alternativas, sobre las cuales existe actualmente cierto grado de incertidumbre.

Dentro de las alternativas a considerar, se incluyen las siguientes:

- Compensación serie y segundo circuito corredor Betania – Mirolindo 230kV.
- Compensación serie circuitos S. Carlos – Esmeralda 230kV.
- Circuitos S. Marcos – (Nueva S/E) Betania 500kV y Betania – Nueva Esperanza 500kV.
- Circuitos Virginia – (Nueva S/E) Mirolindo 500kV y Mirolindo – Nueva Esperanza 500kV.
- Segundo transformador S. Marcos 500/230kV.
- Segundo circuito S. Carlos – Virginia 500kV.
- Combinación o parte de las anteriores.

La Gráfica 5-30 muestra geográficamente las posibles rutas de algunas de estas alternativas.



Gráfica 5-30 Ubicación Geográfica

En cuanto a la ampliación de la capacidad de transformación de conexión al STN y el nuevo punto de conexión a 230kV requerido en la ciudad de Cali en el mediano plazo, la UPME recibió el estudio presentado por EMCALI para la conexión de una nueva subestación en la ciudad (Alferez), el cual considera alternativas a 230 y 115 kV.

Del estudio se observa que ambas alternativas contribuyen al mejoramiento de las condiciones operativas del área, sin embargo la UPME encuentra que la alternativa a 230kV sólo se requiere alrededor del año 2012. Por ahora se ve favorable la entrada en operación de una nueva subestación a 115kV en el área sur oriental, la cual permitirá atender técnicamente las necesidades de esa zona y podría constituir en el mediano o largo plazo el complemento a 115kV del nuevo punto de conexión a 230kV en la ciudad.

Tanto el año de entrada de dicho nuevo punto de conexión a 230kV como su ubicación óptima dentro de la ciudad en función de la expansión del STR, serán también analizados en la revisión del próximo año considerando los aportes de los estudios de Alferez 230kV y Sub220 230kV, una vez se consolide la información de nuevos proyectos de generación de la ciudad, al igual que sus tendencias específicas de crecimiento.

5.4.3 ANÁLISIS ÁREA NORDESTE

Zona Bucaramanga

Se consideran cerradas las líneas Barranca-Palenque y Lizama-Palenque en 115 kV. A partir del 2008 se presentan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones Bucaramanga 230/115 kV (102,1%) y Palos 230/115 kV (100,5%), considerando que no está en operación el segundo transformador de la subestación Bucaramanga 230/115 kV.

Con la entrada en operación del segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV de 150 MVA, se soluciona la sobrecarga en las subestaciones Bucaramanga y Palos. Con la ampliación de la capacidad de transformación mencionada, no se presentan sobrecargas en transformadores 230/115 kV en los años analizados hasta el 2016.

A partir del 2014 se presenta sobrecarga en los transformadores de la subestación Barranca 230/115 kV (103,5%), la entrada del segundo transformador de Bucaramanga en 2008 corrige este problema hasta el 2016. En este año la sobrecarga de los transformadores de la subestación Barranca es del 124%

A partir del 2014 se presenta sobrecarga en la línea Bucaramanga-Florida 115 kV (105,6%) y en la línea Bucaramanga-Realmin 115 kV (101,0%).

Zona Paipa

Se presenta sobrecarga a partir del 2008, en la línea San Antonio-Hornasa (106,4%). Ya que esta línea es radial se requiere de un proyecto de solución por parte del OR. Se presenta sobrecarga de la línea Paipa-Duitama y Paipa-Bavaria, las cuales dependen del despacho que se tenga en la planta Termoyopal y El Morro, debido a que estas plantas inyectan potencia dentro de la zona, influenciando la transferencia por estas líneas. Para la anterior situación, se tiene planteado por parte de OR de la segunda línea Paipa-San Antonio 115 kV.

A partir del 2008 se presenta una caída de voltaje en la subestación Chiquinquirá 115 kV (89,7%), y sobrecargas en las líneas Tunja-Barbosa (107,5%) y Paipa-Tunja (106,2%) para esta situación se tiene planteado por parte del OR la entrada del circuito Tunja-Chiquinquirá 115 kV.

Hacia el 2012 se presentan niveles de voltaje inferiores a los límites en la subestación Barbosa 115 kV (86,8%), la entrada del circuito Tunja-Chiquinquirá evita este problema.

5.4.4 ANÁLISIS ÁREA CALDAS-QUINDIO-RISARALDA

Para esta área, no se presentan sobrecargas en las líneas de 115 kV ni en las subestaciones 230/115 kV en el 2008. Para el 2010 se presenta sobrecarga en la subestación Esmeralda 230/115 kV (104,6%), la cual puede ser aliviada con un aumento en la capacidad de transformación de la subestación.

Para el año 2012 se presentan sobrecargas en las subestaciones Esmeralda y Hermosa 230/115 kV (118,2% y 110,1% respectivamente) y voltajes por fuera de los límites en las subestaciones Armenia 115 kV (89,6%) y Tebaida 115 kV (87,9%).

Para despejar las sobrecargas presentadas en las subestaciones se tienen proyectadas dos alternativas: la puesta en servicio del segundo transformador en la subestación Hermosa 230/115 kV de 150 MVA o la puesta en servicio del segundo transformador en la subestación Virginia 230/115 kV 90 MVA que incluye la conexión del doble circuito Virginia-Pavas 115 kV.

Para solucionar los problemas de bajos niveles de tensión en las subestaciones Armenia y Tebaida se recomienda la instalación de compensación en la subestación Tebaida 115 kV o la entrada del segundo circuito Hermosa-Regivit 115 kV.

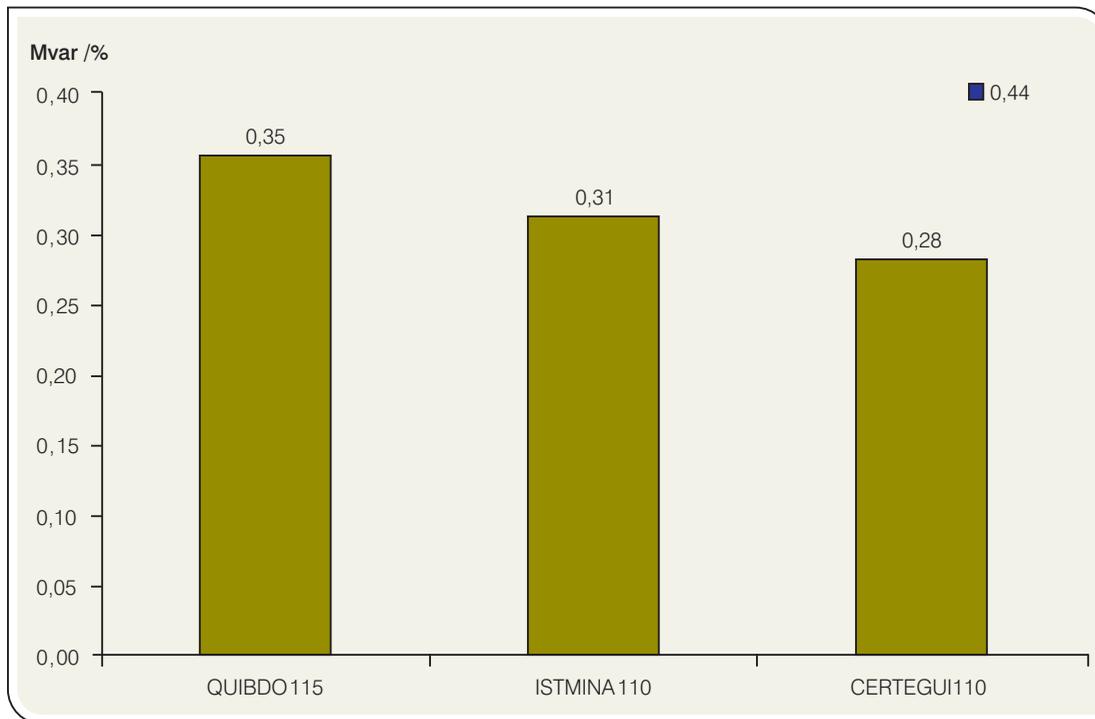
Hacia el 2016 se presentan sobrecargas en la subestación La Enea 230/115 kV (109,2%). También se sobrecarga el doble circuito Esmeralda-Esmeralda_C 115 (103,9%), esta sobrecarga se alivia con la puesta en servicio del segundo transformador en la subestación Hermosa 230/115 kV de 150 MVA.

5.4.5 ANÁLISIS ÁREA ANTIOQUIA – CHOCÓ

En el área de Antioquia no se presentan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV ni en las líneas de 115 kV para los análisis hasta el año 2014, por lo cual no se presentan necesidades de expansión para esta área.

Para el 2016 se presentan sobrecargas en la subestación Bello 230/110 kV (106,7%) y la subestación Envigado 230/110 kV (109,2%).

Aunque la zona de Chocó se alimenta radialmente desde la subestación Virginia 115 kV, los voltajes en las subestaciones de 115 kV de esta área se encuentran en valores adecuados dentro de los límites hasta el 2012. Para este año el nivel de voltaje en la subestación Quibdo es de 95,2%. Sin embargo, como se muestra en la Gráfica 5-31, también en ese año buena parte de las subestaciones de la zona participan de modos de estabilidad de voltaje del sistema.



Gráfica 5-31 Estabilidad de voltaje - análisis modal - factores de participación

5.4.6 ANÁLISIS ÁREA TOLIMA – HUILA - BETANIA

A partir del 2010 se presenta sobrecarga de la línea Natagaima-Prado, en ciertas condiciones de despacho de la planta Amoyá (90 MW nominales), ya que por esta línea se evacua la potencia generada de esta planta al sistema de 115 kV. El problema puede solucionarse realizando un cambio de TCs ya que la línea es de mayor capacidad.

Hacia el 2012 se presentan niveles de voltaje por debajo de los límites en la subestación Lanceros 115 kV (89,3%).

Hacia el 2014 se presenta sobrecarga en el circuito San Felipe-Mariquita 115 kV (111,1%)

Hacia el 2016 se presentan niveles de voltaje por debajo de los límites en la subestación Mirolando 115 kV (89,7%) y en la subestación Flandes 115 kV (89,8%).

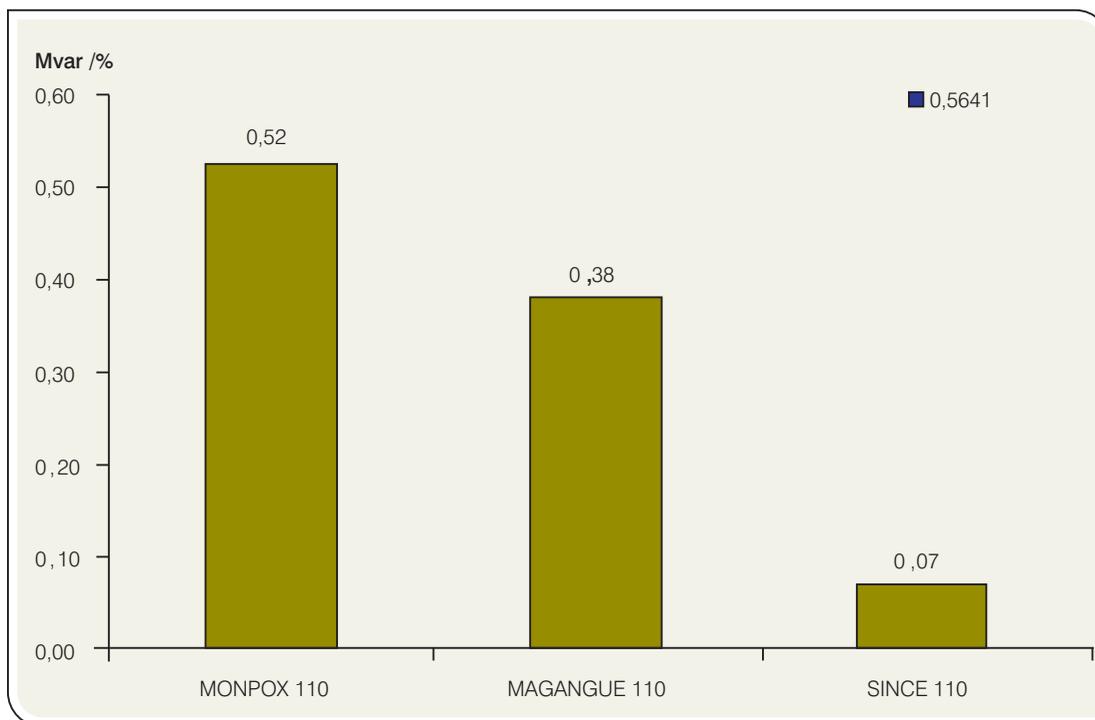
5.4.7 ANÁLISIS ÁREA CÓRDOBA – SUCRE

En versiones anteriores del Plan de Expansión, la UPME recomendó al OR la instalación del tercer transformador 500/110/34,5 kV en Chinú a partir del 2007. Dicha recomendación estuvo fundamentada en la proyección de demanda para el área, basada en el reporte de la demanda por barras y los crecimientos esperados de acuerdo con la proyección nacional.

Para la revisión de este Plan, en la reunión anual sobre la Información Estándar de Planeamiento entregada por los agentes, Electrocosta informó a la UPME que el nivel actual de cargabilidad de los transformadores de la subestación Chinú en escenario de demanda máxima siendo aproximadamente del 88%. Con base en esto y revisando la demanda máxima reportada en años anteriores, se evidencia que el crecimiento del área ha sido prácticamente nulo y por lo tanto la inclusión de una obra de expansión se haría necesaria para un horizonte mayor que el año 2007.

A pesar de lo anterior, se analizó el comportamiento de esta área utilizando las Proyecciones por Unidad de Control de Pronóstico elaboradas por la UPME y XM.

De acuerdo con los análisis y con la topología actual, hacia el 2008 se observa que el límite de operación de la línea Urrá – Tierra Alta, debido a CT's, se sobrepasa y se evidencian niveles de tensión inferiores a 0,9 en las subestaciones Río Sinú, Magangué y Mompox 110 kV. Así mismo, para el 2009 se espera que los transformadores 500/110/34,5 kV de la subestación Chinú superen su capacidad nominal.

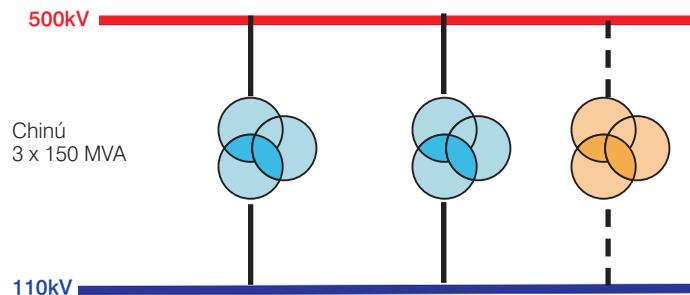


Gráfica 5 32 Estabilidad de voltaje - análisis modal - factores de participación Año 2010

Como alternativas de solución a los problemas mencionados, se plantean tres opciones que contemplan ampliación de capacidad de transformación en el área y compensación capacitiva. A continuación se describen cada una de las alternativas y el desempeño que presentan en el horizonte analizado.

5.4.7.1 Alternativa 1: Tercer transformador 500/110/34,5 kV en Chinú

En esta alternativa se considera la instalación de un tercer transformador con capacidad de 150 MVA en la subestación Chinú. Adicionalmente se supone instalación de condensadores de 20-40 MVAR variables en las subestaciones Río Sinú y Mompox 110 kV, así como el cambio de CT's de la línea Urrá – Tierra Alta al nivel de la capacidad térmica del conductor.

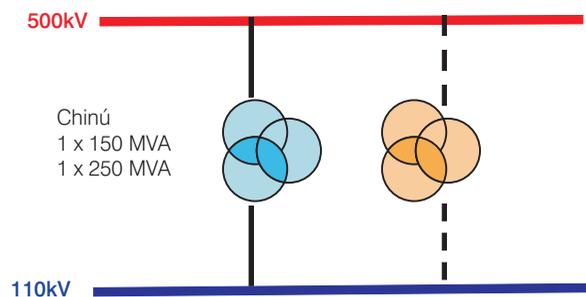


Gráfica 5-33 Alternativa 1, tercer transformador 500/110 kV de 150 MVA

Los resultados del análisis muestran que durante el horizonte de análisis es posible atender la demanda del área sin sobrecargar los elementos, pero para mantener todas las tensiones dentro de los límites establecidos por la regulación, se hace necesaria la instalación de 20 MVAR en Montería 110 kV a partir del año 2012.

5.4.7.2 Alternativa 2: Cambio de segundo transformador por uno de 250 MVA

Con esta opción, propuesta por el OR, se tendría una capacidad total de 400 MVA en Chinú 500/110. Al igual que en la alternativa 1, se considera la instalación de condensadores variables (20-40 MVAR) en las subestaciones Río Sinú y Mompox 110 kV, así como el cambio de CT's de la línea Urrá – Tierra Alta al nivel de la capacidad térmica del conductor.

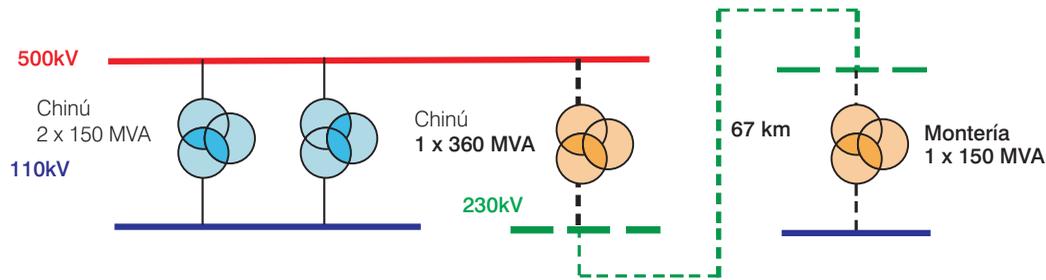


Gráfica 5-34 Alternativa 2, cambio segundo trafo por otro de 250 MVA

La capacidad nominal de los transformadores de la subestación se alcanza a partir del año 2015. El desempeño de las tensiones es similar al de la alternativa 1, requiriéndose también la instalación de la compensación capacitiva en Montería 110 kV en el 2012.

5.4.7.3 Alternativa 3: Transformación 500/220 en Chinú, línea Chinú – Montería 220 kV y subestación Montería 220/110 kV

Esta alternativa, propuesta por el CND, contempla incluir el nivel de 220 kV en Chinú con transformación 500/220 kV de 360 MVA y desde allí llevar una línea de 67 km hasta una nueva subestación a 220 kV en Montería, la cual contaría con transformación 220/110 kV de 150 MVA.



Gráfica 5-35 Alternativa 3, Chinú 220 kV / Montería 220 kV / línea Chinú – Montería 220 kV

A diferencia de las anteriores alternativas, en este caso se requiere cambiar la topología de la red, atendiendo por Urrá únicamente la demanda de Tierra Alta y la demanda de Río Sinú y Montería por la nueva subestación de Montería 220 kV. Por esta razón, sólo se considera la instalación de compensación capacitiva variable (20 – 40 MVar) en Mompox.

Los análisis muestran que a partir del 2015 se copa la capacidad nominal de los transformadores de Chinú 500/110 kV y que en el 2016 el transformador de Montería 220/110 kV presenta un nivel de cargabilidad aproximado del 97%. Las tensiones del área se mantienen dentro de los valores permitidos.

De los anteriores resultados se concluye que con las tres alternativas, en el largo e incluso mediano plazo, se requiere contar con capacidad de transformación adicional en Chinú y en Montería. Debido a esto, las alternativas planteadas se valoraron incluyendo otra alternativa al final del horizonte de mediano plazo (2016); de esta forma se consideró la inclusión de la alternativa 3 para el caso de las alternativas 1 y 2 e inclusión de la alternativa 1 para la alternativa 3.

En cuanto a la evaluación económica, se valoraron los beneficios de acuerdo con el costo de racionamiento que se tendría en el área, de contar con las obras de expansión, mientras que los costos consideran las inversiones necesarias hasta el 2017 y las pérdidas.

Con base en los resultados de los análisis, se recomienda al OR:

- Instalar compensación capacitiva en las subestaciones Río Sinú y Mompox 110 kV, a partir del 2008.
- Ampliar la capacidad de transformación 500/110/34,5 kV a un valor de 450 MVA en la subestación Chinú, a partir del 2009.

Adicionalmente se invita a Electrocosta a revisar conjuntamente con la UPME las proyecciones de demanda de esta área, teniendo en cuenta el comportamiento particular que ha tenido en los últimos años.

5.4.8 ÁREA BOLÍVAR

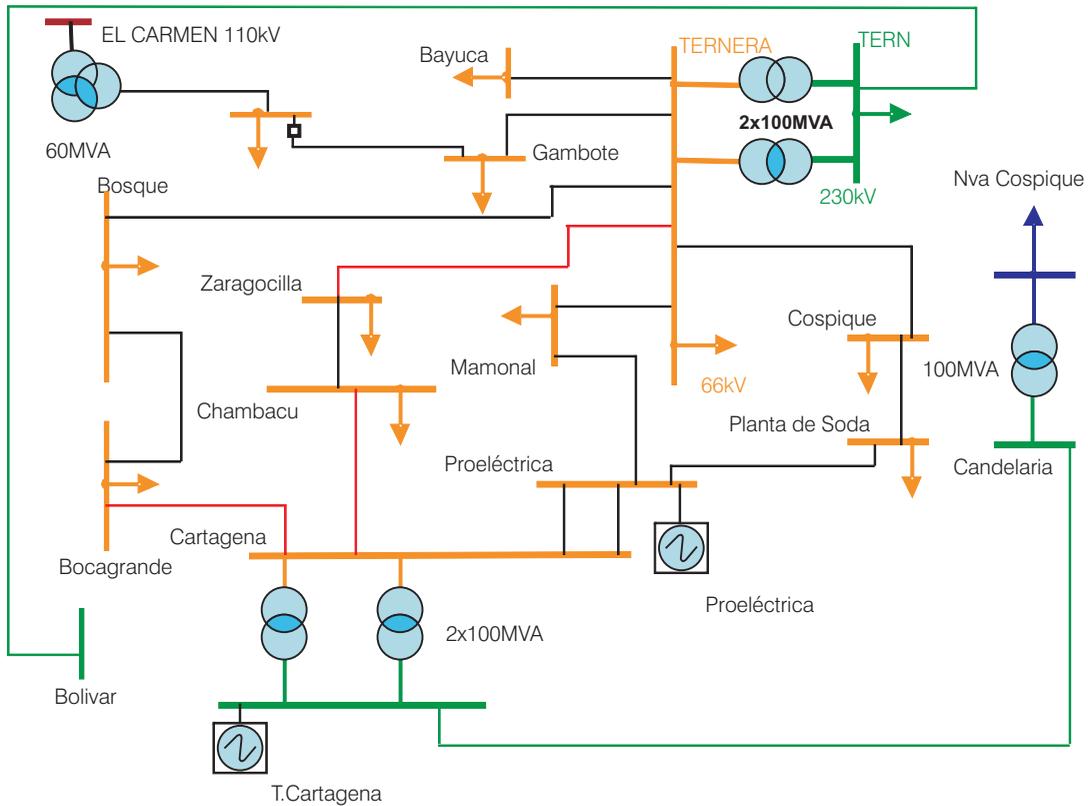
Dentro de los análisis realizados para el área en el plan de expansión preliminar, la unidad encontraba sobrecargas a partir del 2009 a nivel de 66 kV, al igual que sobrecargas en la transformación de Ternera a partir del 2012. Electrocosta recientemente presentó a la UPME el Estudio de Expansión del Sistema Eléctrico de la ciudad de Cartagena. Al revisar la información se encontraron diferencias en las demandas por subestaciones con respecto a la Información Estándar de Planeamiento reportada por el OR a inicios de 2007.

Con la información reportada por el OR a mediados de noviembre, la UPME realizó los análisis respectivos y encontró lo siguiente, ver Tabla 5-6 y Gráfica 5-36.

CARGABILIDAD LINEAS			
ELEMENTO	2007	2008	2010
BOCAGRANDE-CARTAGENA 66	115,3%	121,3%	129,0%
TERNERA66-ZARAGOCILLA66	101,4%	108,4%	121,0%
CHAMBACU-CARTAGENA	103,4%	108,7%	117,5%

CARGABILIDAD TRANSFORMADORES			
ELEMENTO	2007	2008	2010
CARGA CARTAGENA 261	76,3%	79,4%	87,4%
CARGA CARTAGENA 262	77,8%	81,0%	89,2%
CARGA CANDELARIA	58,0%	61,1%	103,5%
CARGA TERNERA261-66kV	100,8%	107,8%	110,3%
CARGA TERNERA 262-66kV	110,0%	117,6%	120,3%

Tabla 5-6 Situación actual y futura sin obras

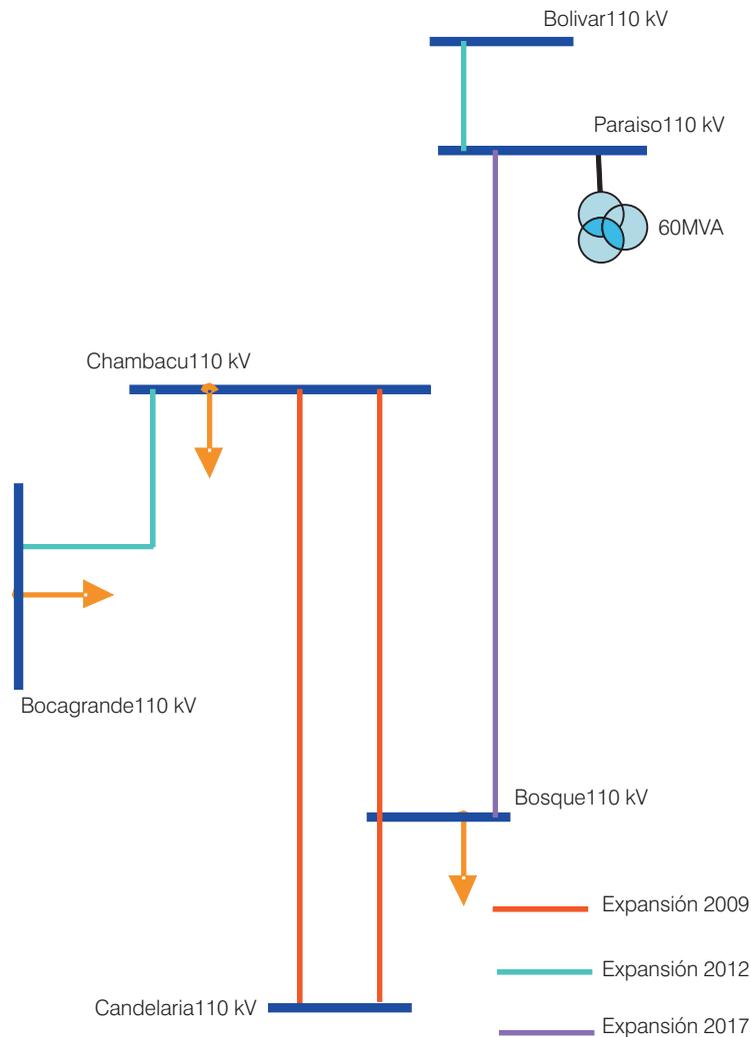


Gráfica 5-36 Situación actual y futura sin obras

Tal como se evidencia en la Tabla 5-6 situación actual de Cartagena es crítica; es por esta razón que Electrocosta presentó las siguientes alternativas de solución ante la UPME:

ALTERNATIVA 1

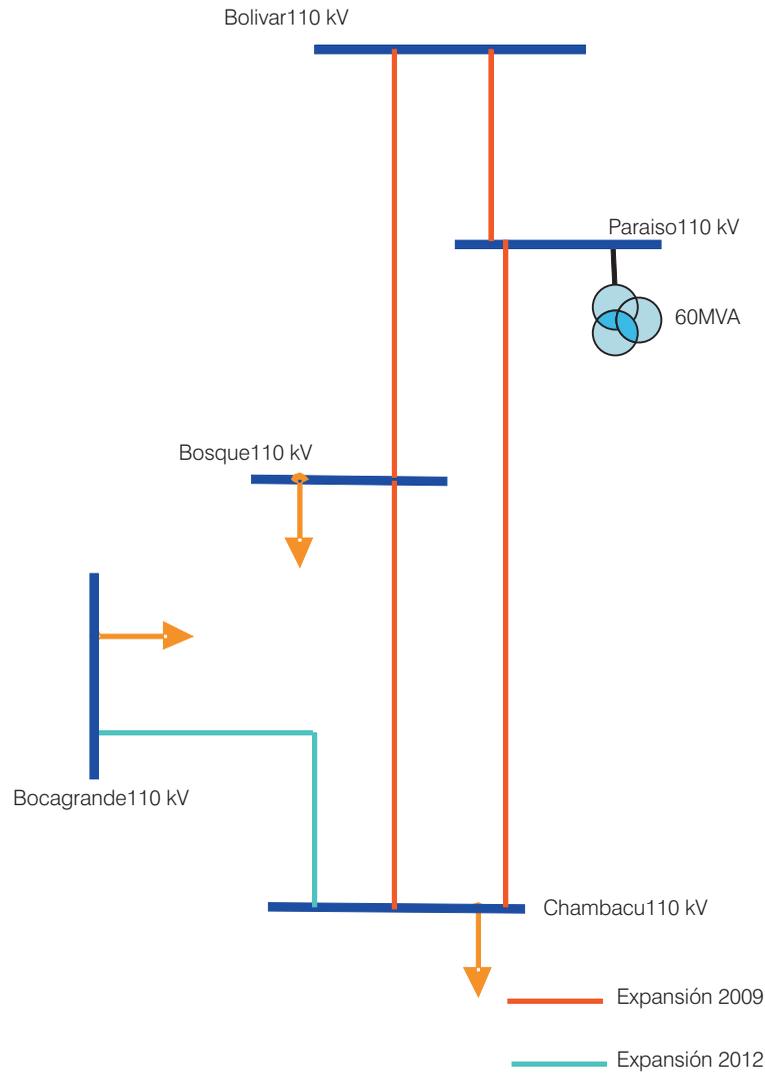
- Expansión del sistema en cable subterráneo en doble circuito a 110kV desde la subestación Candelaria. Ver Gráfica 5-37.
- 2009: Nuevo doble circuito en cable subterráneo 110kV Candelaria-Bosque-Chambacú.
- 2012: Línea subterránea en circuito sencillo a 110kV Chambacú-Bocagrande, línea Bolívar hasta una nueva subestación (Paraíso) a 110kV.
- 2017: Línea a 110kV entre Paraíso y Bosque.



Gráfica 5-37 Expansión del sistema en cable subterráneo en doble circuito a 110kV desde la subestación Candelaria

ALTERNATIVA 2

- Expansión en doble circuito desde la subestación Bolívar a 110kV, tramo aéreo y tramo subterráneo. Ver Gráfica 5-38.
- 2009: Nuevo doble circuito a 110kV Bolívar-Paraíso-Bosque-Chambacú.
- 2012: Circuito sencillo a 110kV Chambacú – Bocagrande.

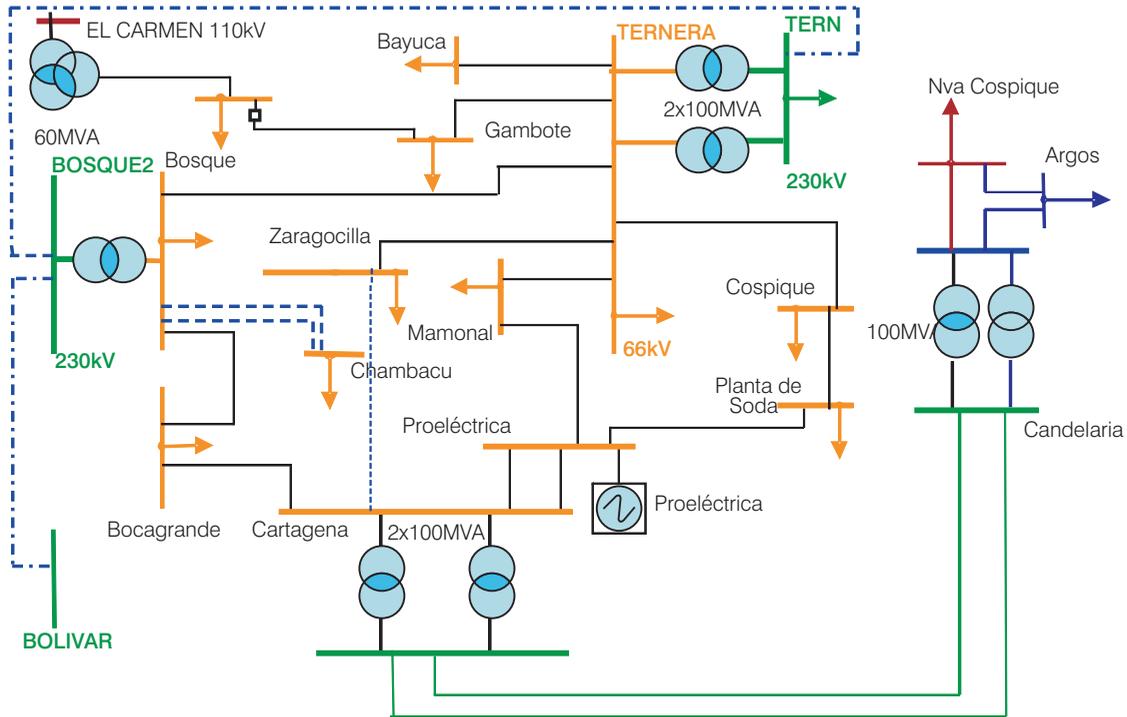


Gráfica 5-38 Expansión en doble circuito desde la subestación Bolívar a 110kV

ALTERNATIVA 3

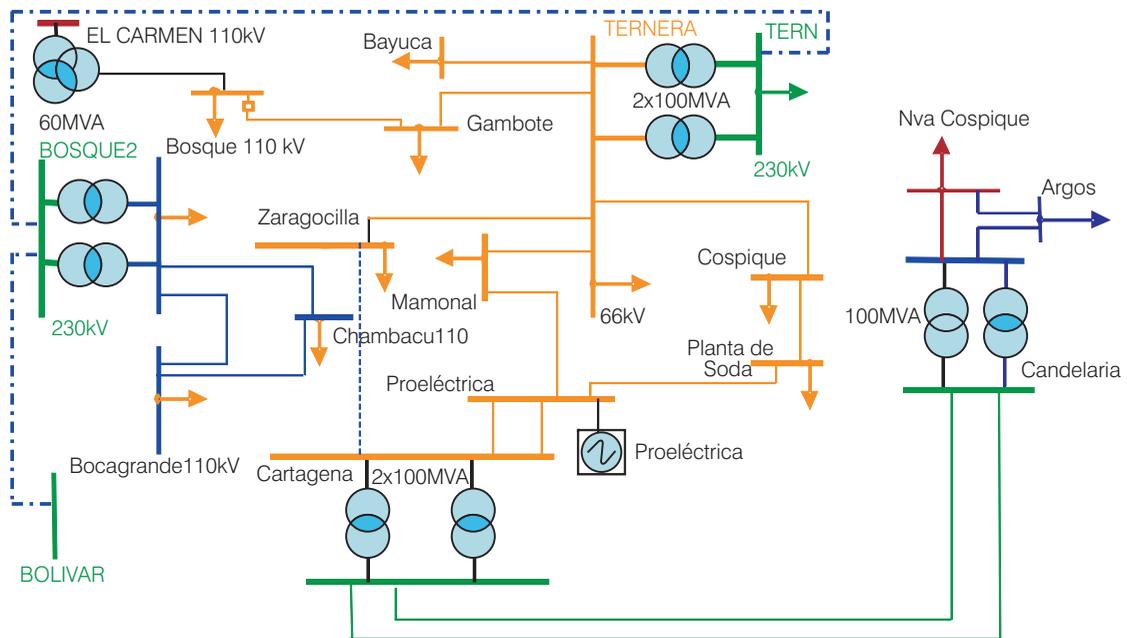
Esta alternativa propone expansión en circuito doble a 220 kV así:

2009: Apertura de línea Bolívar-Ternerá a 220kV para llevarla a la subestación Bosque, configurando el corredor Bolívar-Bosque-Ternerá y construcción de una nueva subestación Bosque 220/66kV, reconfiguración de los circuitos a 66 kV Bosque-Chambacú-Zaragocilla -Bocagrande 66kV. Ver Gráfica 5-39.



Gráfica 5-39 Apertura de línea Bolívar-Terner a 220kV y reconfiguraciones a 66 kV

2012: Conversión de las subestaciones Bosque 66kV, Chambacú 66kV, Bocagrande 66kV a Bosque 110kV, Chambacú 110kV y Bocagrande 110kV, y construcción de un anillo a 110kV en circuito sencillo entre las subestaciones Bosque-Chambacú, Chambacú-Bocagrande, Bocagrande-Bosque y expansión complementaria en transformación en Bocagrande y Chambacú. Ver Gráfica 5-40.



Gráfica 5-40 Construcción de un anillo a 110kV

Electrocosta manifestó a la UPME a mediados de noviembre que no son técnicamente viables las alternativas 1 y 2 entre otros por problemas de servidumbre.

Por lo anterior y de acuerdo con los análisis realizados por la UPME, se concluye que la alternativa 3 es viable técnica y económicamente para la expansión del sistema eléctrico de la ciudad de Cartagena en el corto plazo (Ver anexo 8.5); sin embargo, cabe resaltar que las líneas a 220 kV que se encuentran en inmediaciones de la zona (por ejemplo Cartagena-Bolívar) son de 930 A de capacidad, mientras que la línea Ternera-Bolívar tiene una capacidad igual a 630 A. La UPME recientemente consultó al transmisor acerca de la posibilidad de ampliar la capacidad de dicho circuito, a lo cual TRANSELCA manifestó que la capacidad máxima de esta línea es de 200 MVA según diseño, con un margen de sobrecarga del 20% por un tiempo máximo de 30 minutos y que, para la cargabilidad solicitada por la UPME (300 MVA en total), se presentan flechas que ocasionan acercamientos al terreno, incumpliendo con las distancias de seguridad definidas en el RETIE y que adicionalmente se presentan invasiones sobre las zonas de servidumbre; así mismo manifiestan que han venido realizando ingentes esfuerzos con las autoridades responsables del tema, sin embargo, no se ha obtenido respuesta por lo que no se han podido despejar la zonas ilegalmente invadidas. TRANSELCA manifiesta que para incrementar la capacidad, sería necesario modificar el diseño original y eliminar la problemática actual de invasiones ilegales en la zona de servidumbre.

Costo de la alternativa seleccionada

En la Tabla 5-7 se presentan los costos estimados de la alternativa, valorados con base en unidades constructivas de la Resolución CREG 026 de 1999, actualizando el total a dólares de diciembre de 2006.

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad	\$US Dic-97/Un.	\$US Dic-97
Modulo Común Tipo 1	Barra Doble + Transferencia 220kV	1	\$ 2.623.636	\$ 2.623.636
Líneas Nivel 1	Línea 220kV 2 Circuito	9,2	\$ 153.920	\$ 1.416.064
Líneas	Línea Subterránea 220kV 1 Circuito*	5,8	\$ 1.432.958	\$ 8.368.474
Bahía Línea	Barra Doble + Transferencia 220kV	2	\$ 1.103.312	\$ 2.206.624
S/E Bosque 220kV y Reconfiguraciones Asociadas				\$ 14.614.798
* Asumiendo la relación entre las UC's N4L21 y N4L17 de la Res. CREG 082-02.				TOTAL \$ 14.614.798
				US\$-Dic/06 \$ 19.086.926

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad	\$US Dic-97/Un.	\$US Dic-97
Modulo Común Tipo 1	Encapsulada Barra Doble 220kV	1	\$ 2.980.580	\$ 2.980.580
Líneas Nivel 1	Línea 220kV 2 Circuito	9,2	\$ 153.920	\$ 1.416.064
Líneas	Línea Subterránea 220kV 1 Circuito*	5,8	\$ 1.432.958	\$ 8.368.474
Bahía Línea	Encapsulada Barra Doble 220kV	2	\$ 1.938.935	\$ 3.877.870
S/E Bosque 220kV y Reconfiguraciones Asociadas				\$ 16.642.987
* Asumiendo la relación entre las UC's N4L21 y N4L17 de la Res. CREG 082-02.				TOTAL \$ 16.642.987
				US\$-Dic/06 \$ 21.735.742

Tabla 5-7 Costos Alternativa Bosque 220 kV

La alternativa seleccionada considera una subestación de configuración encapsulada barra doble más transferencia, sin embargo, la evaluación de costos se realizó tomando como referencia unidades constructivas de la Resolución CREG 026 de 1999 para una subestación encapsulada barra doble, dado que en dicha Resolución no se especifican las unidades constructivas referentes a una subestación encapsulada barra doble más transferencia.

Ubicación geográfica



Gráfica 5-41 Ubicación Geográfica Alternativa Seleccionada

Fuente: Google Eart. Image NASA.

5.4.8.1 Resumen resultados

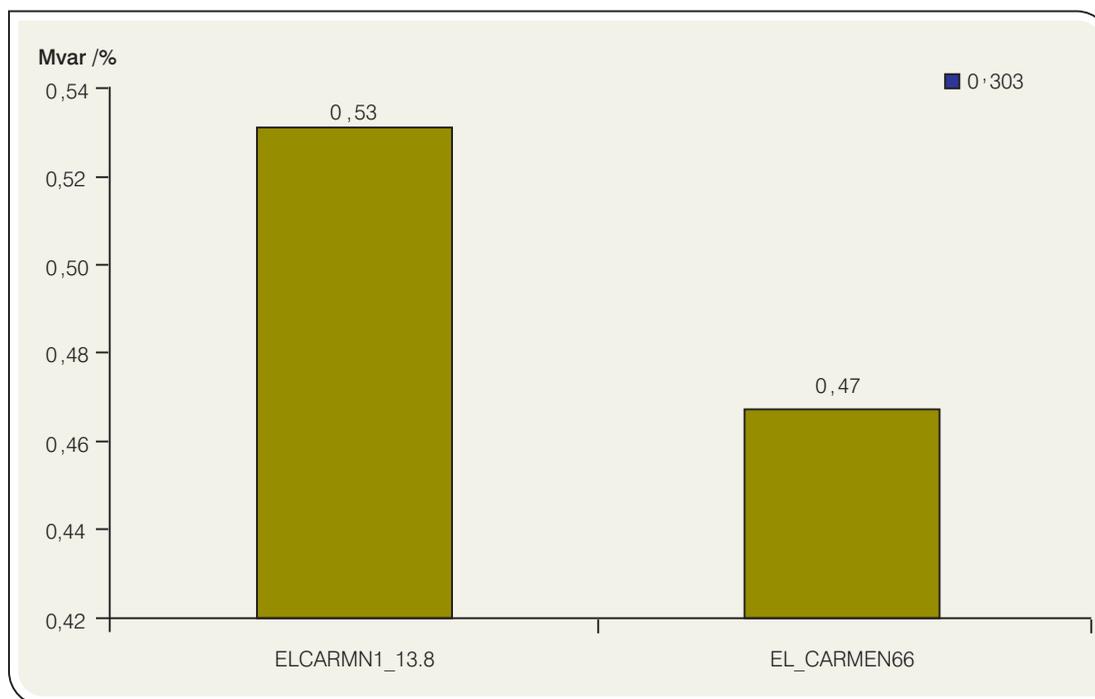
La alternativa seleccionada:

- Evita racionamientos en el área cuyo costo, en el periodo comprendido del 2010 al 2016, oscila entre los MUS\$258 y MUS\$301.
- Asegura el cumplimiento de los criterios de planeamiento, confiabilidad y seguridad mejorando el desempeño del área y del sistema.
- Permite contar con un punto eléctrico robusto dentro de la ciudad de Cartagena en un contexto urbano y social complejo, viabilizando la expansión futura del área.
- Reduce las cargabilidades en los transformadores de conexión al STN del área.
- La conversión a 110kV de la red existente de 66kV es complementaria y funcional.

Cronograma Previsto

- Preparación y apertura de convocatoria: I trimestre 2008 (marzo-08)
- Convocatoria, selección inversionista e inicio de ejecución: II y III trimestre 2008 (julio-08)
- Entrada en operación: III trimestre 2009 (30-noviembre-09)
- Tiempo de Ejecución: 17 Meses

La Gráfica siguiente muestra los resultados de los análisis de estabilidad, asociados a las subestaciones del área.



Gráfica 5-42 Estabilidad de voltaje - análisis modal - factores de participación

5.4.9 ANÁLISIS ÁREA ATLÁNTICO

Se presenta sobrecarga del transformador 230/110 kV de la subestación Sabanalarga a partir del año 2008 (104.6%). A partir del 2010 se presenta sobrecarga de la línea Sabanalarga-Nueva Baranoa (105%). Para los años posteriores esta sobrecarga se va incrementando.

En el análisis se considera la entrada de la transformación en la subestación Nueva Barranquilla que reconfigura la línea Silencio – Veinte de Julio a 110 kV. Esta alternativa, aprobada por la UPME, da solución a los problemas de cargabilidad del área, sin embargo el OR está considerando proyectos alternativos a este. En ese sentido, es necesario que el OR complemente sus análisis del área y brinde las definiciones del caso para lograr acometer oportunamente la solución requerida.

Para el 2016 en esta área se presenta sobrecarga en la línea Nueva Baranoa-Malambo 110 kV (101,2%), aunque con valores no muy superiores.

5.4.10 ANÁLISIS ÁREA GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA

Como se señaló en el diagnóstico inicial, a partir del 2007 se presenta sobrecarga del transformador de la subestación Valledupar 220/110/34,5 kV 60 MVA. Para el 2008 la cargabilidad de este transformador alcanza el 106,5%.

Para esta situación el OR plantea cambiar el transformador existente 220/110/34,5 kV, por un nuevo transformador 220/34,5 kV de 80 MVA, el cual solo atenderá las demandas de 115 kV y es requerido en el 2008.

La demanda de 34,5 kV en el transformador reemplazado sería transferida a los transformadores existentes 220/34,5/13,8 kV, en el caso que esta carga sea transferida al transformador de 45 MVA la capacidad del mismo será superada en el 2008. Si la carga es transferida al transformador de 60 MVA la capacidad será superada en el 2012.

Por lo anterior se proyecta cambiar los dos transformadores existentes 60 y 45 MVA 220/34,5/13,8 kV por uno nuevo 220/34,5/13,8 kV de 120/90/30 MVA, el cual es requerido en el 2012.

Se invita, sobre este caso, a que el OR realice los análisis necesarios con el fin de precisar la mejor alternativa de solución a estos problemas.

Hacia el 2016 se presentan sobrecargas en el transformador 230/110 kV de la subestación Fundación (105,8%), por lo que se requiere un aumento de la capacidad de transformación. También se presenta una sobrecarga en la línea Valledupar-Salguero 34,5 kV (97,9%).

5.5 NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN LAS SUBESTACIONES DEL STN

La Tabla 5-8 resume los resultados obtenidos de los análisis de corto circuito para las subestaciones del STN.

	S/E	Voltaje kV	Propietaria	Capac. actual kA	Año de indicación
Subestaciones en proceso de cambio de equipos	Chivor	230	ISA	25	2007
	San Carlos	230	ISA	40	2007
Subestaciones cuya capacidad es superada en el Corto Plazo	Barranca	230	ESSA	7,9	2007-2008
Subestaciones con niveles de corto superiores al 90% de su capacidad	Sabanalarga	230	TRANSELCA	31,5	2014
Subestaciones con niveles de corto superiores al 80% de su capacidad	Torca	230	ISA	25	2008
	Tebesa	230	TRANSELCA	31,5	2010
	La Mesa	230	ISA	26,2	2012
	Guavio	230	EEB	40	2012
	Comuneros	230	ISA	20	2014

Tabla 5-8 Resultados de los análisis de Cortocircuito

Es importante que los propietarios de las subestaciones aquí indicadas verifiquen las condiciones de estos equipos y planteen alternativas.

5.6 RECOMENDACIONES

Las siguientes son las recomendaciones obtenidas de los análisis del Sistema de Transmisión Nacional:

- Ejecución de la subestación Nueva Esperanza con transformación de 450 MVA 500/230kV, ubicada en el sur de la ciudad de Bogotá y construcción de una línea a 500 kV entre la subestación existente Bacatá y Nueva Esperanza, requeridas en operación en noviembre de 2010.
- Construcción de una línea a 230kV entre la subestación existente Guavio y Nueva Esperanza, requerida en operación en noviembre de 2010.
- Apertura de la Línea Bolívar - Ternera a 220 kV, para llevarla a una nueva subestación llamada Bosque, configurando el corredor Bolívar – Bosque – Ternera a 220 kV, incluyendo un tramo subterráneo. Estas obras corresponden al área de la ciudad de Cartagena de Indias. La entrada en operación se requiere en noviembre de 2009.

Estas recomendaciones implican obras complementarias en los sistemas de transmisión regional que deberán desarrollarse coordinadamente con los operadores de red, CODENSA en cuanto a las obras de Bogotá, y ELECTROCOSTA para las obras de Cartagena, en consecuencia dichas obras deberán considerarse en sus planes de expansión. Lo anterior con el objeto de que los activos estén disponibles a la fecha de entrada en operación de los proyectos asociados al nivel del Sistema de Transmisión Nacional.

A photograph of a wooden study desk with an open book and a stack of three closed books. The scene is dimly lit, with a warm, yellowish glow. A large, semi-transparent yellow shape is on the right side of the image. The text is overlaid on the desk area.

6 Recomendaciones de tipo normativo y otras en relación con la transmisión De energía eléctrica

6 RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO Y OTRAS EN RELACIÓN CON LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La UPME en el desarrollo de sus funciones de planificador del Sistema de Transmisión Nacional y de otras relacionadas, como la emisión de conceptos de nuevos activos de uso de Nivel de tensión IV o de conexión al STN, ha identificado la necesidad de mejorar algunos aspectos de la normatividad para alcanzar un mejor desempeño de la transmisión de energía en Colombia. Esto complementa los resultados del Grupo de trabajo interdisciplinario para el análisis integral del tema de transporte de energía eléctrica, integrado por el MME, CREG, XM y la UPME, que con motivo del evento del “apagón” del 26 de abril de 2007 se conformó para analizar en forma integral la actividad de transmisión desde el punto de vista de política, regulación, planeación y operación, y cuyas recomendaciones se relacionan a continuación:

6.1 ELEMENTOS DE OPERACIÓN

- La realización de “mantenimientos en vivo” es una práctica usual y adecuada en los sistemas de potencia que permite flexibilizar y minimizar el costo de la operación asociado a éstos. Por tanto, se recomienda continuar con este tipo de prácticas para lo cual se considera conveniente identificar las subestaciones estratégicas en las cuales deben reforzarse los análisis y validar los procedimientos de ejecución de maniobras con los transportadores.
- Debe continuarse con la práctica de programar los mantenimientos de mayor criticidad para el sistema en los periodos de menor impacto. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que no es conveniente aplazar muchos mantenimientos ya que estos pueden convertirse en emergencias que ponen en mayor riesgo el sistema.
- Revisar los tiempos actuales de ejecución de maniobras con el fin de que se propenda por mejorar la seguridad en la realización de las mismas.
- Analizar en detalle, desde la operación, la calidad de la potencia en el STN, dada la complejidad del sistema y el incremento de la conexión de elementos no lineales, es necesario determinar si existen situaciones asociadas que puedan estar generando algún impacto en la confiabilidad y seguridad del sistema.
- Establecer los mecanismos necesarios para que, a partir de los estudios de planeación de la operación, cuyas evaluaciones simulan contingencias mayores a N-1, el CND pueda identificar y se lleven a cabo oportunamente esquemas suplementarios de protección que permitan minimizar el riesgo de “apagón” y que sean coherentes con los criterios de la operación. Para esto deberá existir una definición desde el punto de vista normativo.
- Reforzar en el CND aspectos relacionados con la gestión humana, tecnología y herramientas operativas, para lo cual se deberá contar con políticas y recursos que garanticen su desarrollo.

6.2 ELEMENTOS ASOCIADOS A LA REGULACIÓN

- Es necesario precisar los criterios de regulación que deben ser considerados por los ORs para planeación de la expansión de sus sistemas, específicamente en el caso de ampliaciones de las conexiones al STN. Lo anterior teniendo en cuenta que el actual criterio no considera contingencias, por tanto genera una alta vulnerabilidad para la operación. Así mismo, es conveniente definir mecanismos que garanticen la ejecución oportuna de los proyectos de expansión requeridos en los puntos de conexión al STN, que hayan sido identificados por la UPME y XM, cuando el OR responsable no los desarrolle.

- Compatibilizar las metas de calidad frente al esquema de remuneración por costo de reposición a nuevo y de asignación de generaciones de seguridad, como incentivo efectivo para la reposición de activos por parte de las empresas.
- Diseñar esquemas de regulación que asignen en forma adecuada la responsabilidad al transportador causante de eventos de colapso del sistema y desatención de demanda.
- Reglamentar el servicio de “arranque en negro” para los generadores.
- Definir los procedimientos que permitan identificar claramente la necesidad de cambio o reposición de equipos y que garanticen la ejecución de los mismos, ampliando la reglamentación de los Artículos 5º y 6º de la Resolución CREG 022 de 2001.
- Establecer un mecanismo para la capacitación y certificación periódica de todos los operadores del sistema.
- Reglamentar, desde la planeación hasta la toma de decisiones para su ejecución, los esquemas suplementarios de protección del sistema considerando responsabilidades y remuneración.

6.3 ELEMENTOS DE PLANEAMIENTO

- Realizar por parte de la UPME la revisión de la configuración de las subestaciones del STN a fin de establecer un plan de obras de re-configuración en los casos que sea necesario.
- Evaluar alternativas de reestructuración del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, con el fin de potenciar las funciones de asesoramiento a la UPME.
- Proporcionar a la UPME recursos humanos acordes con la cantidad y relevancia de las funciones asignadas y demás tareas que demanda el sector por parte de la entidad.

6.4 ELEMENTOS TRANSVERSALES

- Ante la carencia de información sobre la condición crítica de los activos del sistema de transmisión, se recomienda realizar una auditoría que permita tener un diagnóstico detallado de los equipos y de la vulnerabilidad del sistema.
- Se considera importante velar por la independencia, neutralidad y fortalecimiento del operador del sistema y del administrador del mercado, considerando su importancia estratégica en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano y la integración regional. Por tanto, se recomienda estudiar de forma objetiva, cuidadosa y prudente, diferentes alternativas de propiedad que permitan asegurar los objetivos mencionados. Así mismo, en el corto plazo se debe seguir fortaleciendo su gobierno corporativo y agilizar la expedición del Código de Buen Gobierno.

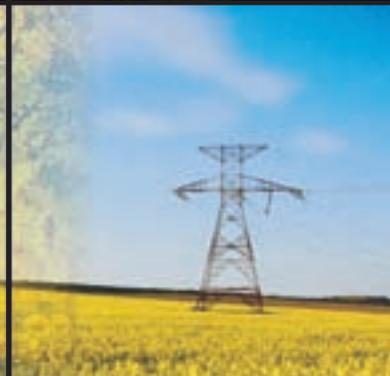
Adicionalmente, como se mencionó antes, la UPME considera conveniente que se tengan en cuenta los siguientes aspectos:

- Mientras para el STN la planeación de la expansión se hace de manera centralizada, función asignada a la UPME, para el STR y SDL según la regulación emitida por la CREG, es el Operador de Red (OR) la persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento. Los requerimientos de expansión del Sistema Interconectado Nacional demandan coherencia en la planeación y expansión del sistema de tal manera es necesario desarrollar los mecanismos que aseguren la expansión de los STR (en activos de uso y de conexión al STN) que complementan los proyectos de expansión del STN, así como aquellas inversiones que identifican la UPME y XM, en su función de operador del sistema, para garantizar la operación segura y confiable del sistema como un todo.
- En algunos casos los agentes mencionan la falta de incentivos para desarrollar inversiones. En este sentido, en el desarrollo de la expedición de conceptos para activos de uso en el STR, la UPME ha identificado que ese puede ser el caso de las líneas declaradas como “normalmente abiertas” pero que son requeridas por el sistema, y algo similar ocurre con los bancos de reserva. De tal forma que es necesario reglamentar criterios y formas de remunerar este tipo de activos.

- Es una necesidad intersectorial desarrollar canales formales de articulación de los Planes de Expansión del sector con los Planes de Ordenamiento Territorial, con el fin de identificar terrenos para corredores de líneas de transmisión, distribución y subestaciones estratégicas, acorde con la visión compartida de largo plazo del sector. Igualmente, incluir esta variable dentro del desarrollo de la planeación de los sistemas eléctricos y asegurar su disponibilidad.
- Dado el esquema de planeación del sector energético colombiano, en el que el mercado define la instalación de la generación eléctrica, así como el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas, el sistema de transmisión de energía eléctrica por tener una planeación centralizada y con expansión obligatoria, termina siendo el eslabón de ajuste sin que haya una optimización integrada en la cadena. En este sentido resulta conveniente desarrollar mecanismos que permitan optimizar de manera conjunta la expansión de la infraestructura de transporte gas – electricidad, así como señales de localización de la generación que optimicen las inversiones y operación del STN.
- El esquema de remuneración por inventario de activos y costo de reposición a nuevo, incentiva a los agentes a mantener activos que no necesariamente responden a la configuración óptima del sistema de los ORs. Es necesario desde la regulación diseñar mecanismos que promuevan la consecución de la red óptima, no sólo con la entrada de nuevos circuitos o subestaciones sino también a través de la re-configuración de circuitos, cambio de nivel de tensión y retiro de circuitos ineficientes, entre otros.
- La situación crítica de reactivos en el área de Bogotá a partir del 2008 y el cambio de características de la carga de los usuarios, (por ejemplo en el sector residencial la menor carga resistiva originada en la sustitución de las cocinas eléctricas y de las bombillas incandescentes) motiva la necesidad de que la CREG retome el proyecto de Resolución CREG 18 de 2005 “Por la cual se reglamenta la gestión del flujo de Potencia Reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades, de los agentes del SIN en la prestación de este servicio”, estudiar y revisar los valores exigidos de factor de potencia de los usuarios y la responsabilidad de los operadores de red.
- Con el objeto de facilitar el proceso de reconocimiento tarifario de algunos activos que no necesariamente responden a necesidades de expansión del servicio pero sí a la actualización y modernización operativa de las empresas de distribución, como la instalación de unidades centralizadas de control y supervisión y otros equipos tecnológicos, por ejemplo equipos de protección diferencial de barras, es conveniente definir conjuntamente con el MME y la CREG una política y criterios de evaluación ex-ante.
- Establecer definiciones, protocolos y procedimientos para el reporte de información operativa desagregada y detallada (a nivel de barrajes, seccionadores, interruptores, entre otros.) de indisponibilidades de equipos y elementos de las subestaciones del STN, que se centralicen por el Operador del Sistema y con el fin de estar disponible para análisis estadísticos y probabilísticas de confiabilidad y fallas en el sistema.

Estos son elementos y propuestas que buscan desarrollar a su alrededor los análisis de todos los participantes del sector, a fin de aportar al logro del mejor desempeño del sistema.

7 Desarrollo Ambiental



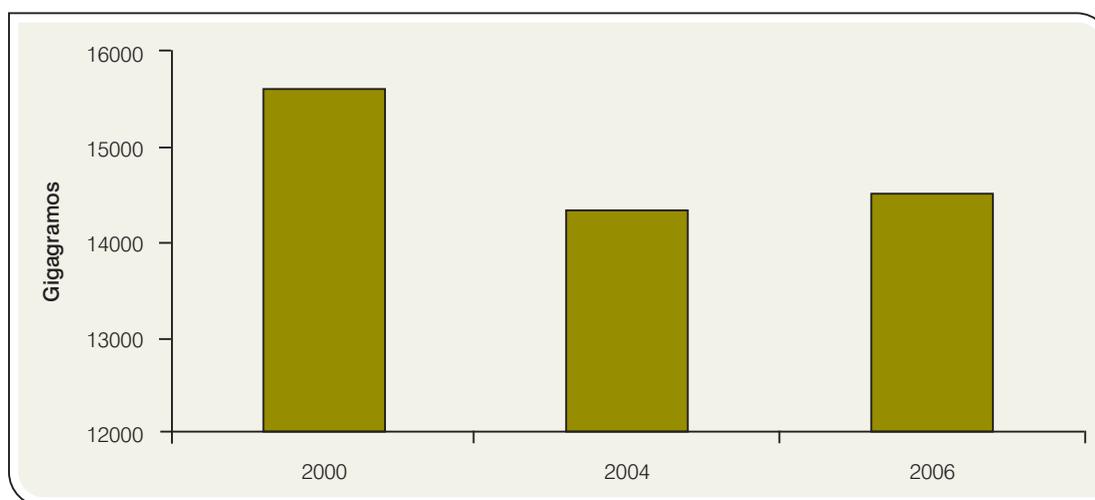
7 DESARROLLO AMBIENTAL

7.1 EMISIONES CO₂ GENERACIÓN DE ENERGÍA SEGUNDA COMUNICACIÓN NACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO

En este momento el país prepara la “Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”. En el módulo de energía, se estiman las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), como dióxido de carbono (CO₂), producidas por actividades antrópicas generadas por el consumo de combustibles en los centros de transformación y centrales térmicas.

El método por categoría de fuente calcula las emisiones de CO₂ a partir del contenido de carbono de los combustibles suministrados al país en los sectores, siguiendo las directrices del IPCC y los datos básicos sobre los consumos sectoriales, con base en la información consolidada por la UPME a través del Balance Energético Nacional.

De acuerdo con lo anterior, las emisiones equivalentes de CO₂, aportadas por Colombia por el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica y centros de transformación, entre el periodo 2000 – 2006 decrecen en un -2,2% (Gráfica 7-1). Este comportamiento obedeció principalmente a una mayor generación hidráulica y a menores consumos de fuel oil y carbón.



Gráfica 7-1 Emisiones CO₂ Sector generación y transformación de energía

Fuente: IDEAM, UPME.

La Segunda Comunicación Nacional incluirá un análisis detallado de los factores preponderantes que han influenciado la disminución de las emisiones de CO₂ en este sector, así como la identificación de las actividades a desarrollar para la mitigación de cambio climático en el país.

7.2 PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

El Protocolo de Kyoto, que fue aprobado en diciembre de 1997, establece para los países desarrollados incluidos en el Anexo I, metas específicas de reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) para el período 2008-2012. Para ayudar a cumplir las metas de reducción de emisiones de los países desarrollados y promover el desarrollo sostenible en los países en desarrollo como Colombia, el Protocolo estableció el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). A través de este instrumento, un país del Anexo I tiene la posibilidad de invertir en un proyecto que se ejecute en un país en desarrollo y utilizar las reducciones o capturas de emisiones de gases efecto invernadero de dicho proyecto para cumplir con sus compromisos de reducción.

El MDL es un mecanismo de comercialización de emisiones que ofrece oportunidades importantes de inversión extranjera y de divisas de gran potencial para países como Colombia. Existen múltiples alternativas de proyectos de reducción o captura de emisiones en sectores como energía, minero, industria, transporte, agricultura, manejo de residuos y bosques.

En la actualidad el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial -MAVDT- cuenta con un portafolio potencial de 113 proyectos elegibles al mecanismo de desarrollo limpio, en las distintas etapas establecidas por la Conferencia de las Partes, para la obtención de las Reducciones Certificadas de Emisiones. De éstos proyectos 31 corresponden al sector energético en diferentes categorías y etapas de formulación (Ver Tabla 7-1), encontrándose 3 registrados ante la Junta Ejecutiva de MDL (hidroeléctricos La Vuelta y La Herradura, Agua Fresca y parque eólico Jepirachi).

Tipo de Proyecto	Número de proyectos
Hidroeléctricos menores a 20 MW	11
Hidroeléctricos mayores a 20 MW	10
Parques eólicos	2
Centrales de biomasa	3
Aumento de capacidad y eficiencia en generación termoeléctrica	2
Transvases	1
Reducción de pérdidas en líneas de transmisión	2
Total	31

Tabla 7-1 Proyectos energéticos de MDL

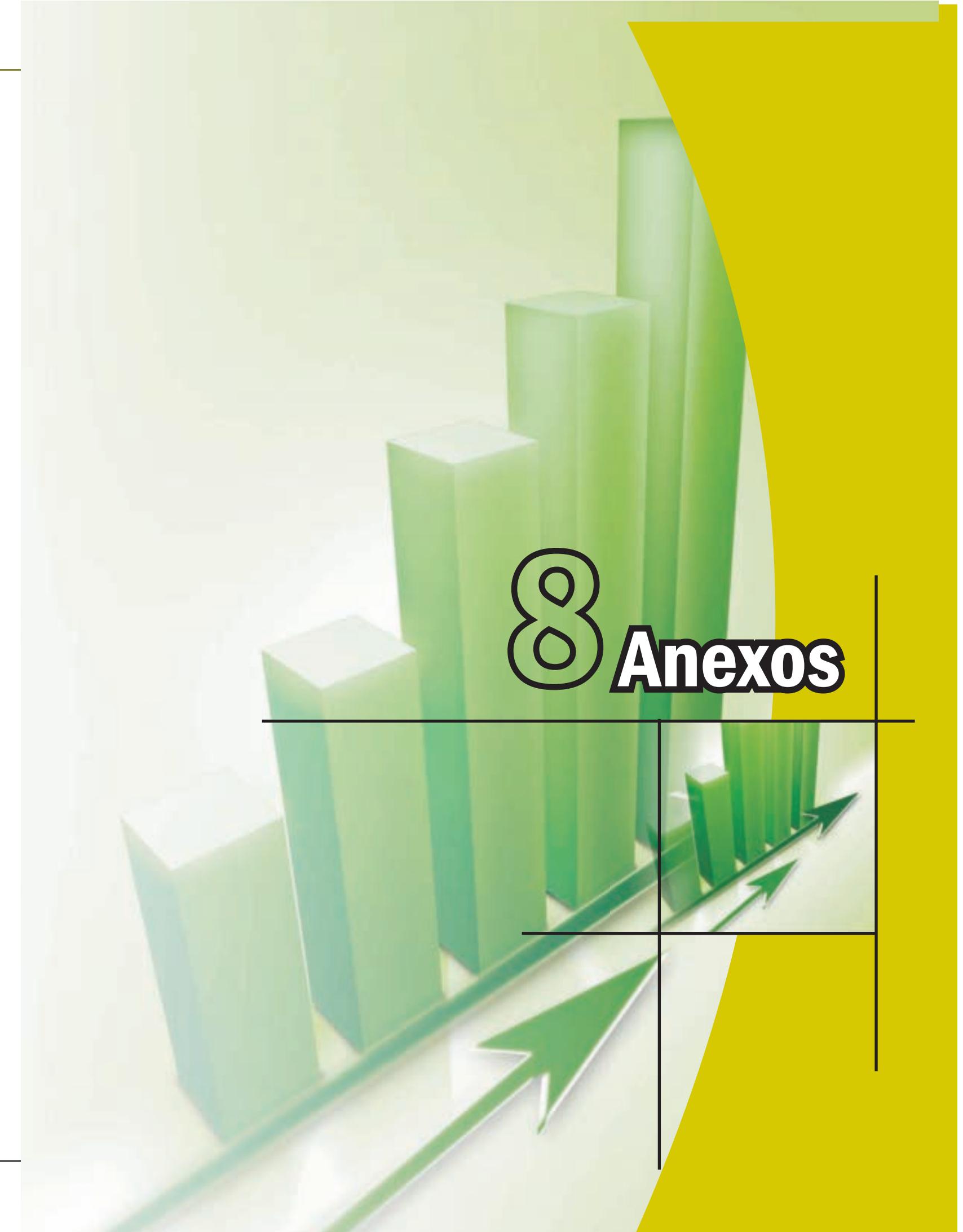
Fuente, MAVDT, 2007

A pesar de que el número es poco, está creciendo de manera importante el número de proyectos, que son solo una pequeña cantidad del potencial del país.

7.3 DESARROLLOS NORMATIVOS

Dentro de la agenda normativa, el MAVDT tiene propuesta una actualización de la norma de fuentes fijas para el primer semestre de 2008. El ajuste implica nuevos estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas existentes y nuevas, así como desarrollos en materia de monitoreo, controles al origen del carbón y sistemas de control de emisiones, entre otros. Este trabajo estará complementado con los desarrollos de la Comisión Nacional del Aire que reforzará la gestión en materia de calidad del aire, los seguimientos a los proyectos y la asociación del tema con la salud.

Lo anterior llevará al sector eléctrico a reforzar el seguimiento a los proyectos para atender la preocupación de las autoridades ambientales regionales y la sociedad en general.

A 3D bar chart with five green bars of increasing height from left to right. Below the bars are three green arrows pointing to the right, also increasing in size. The background is a light green gradient with a yellow curved shape on the right side. A black crosshair is overlaid on the bottom right.

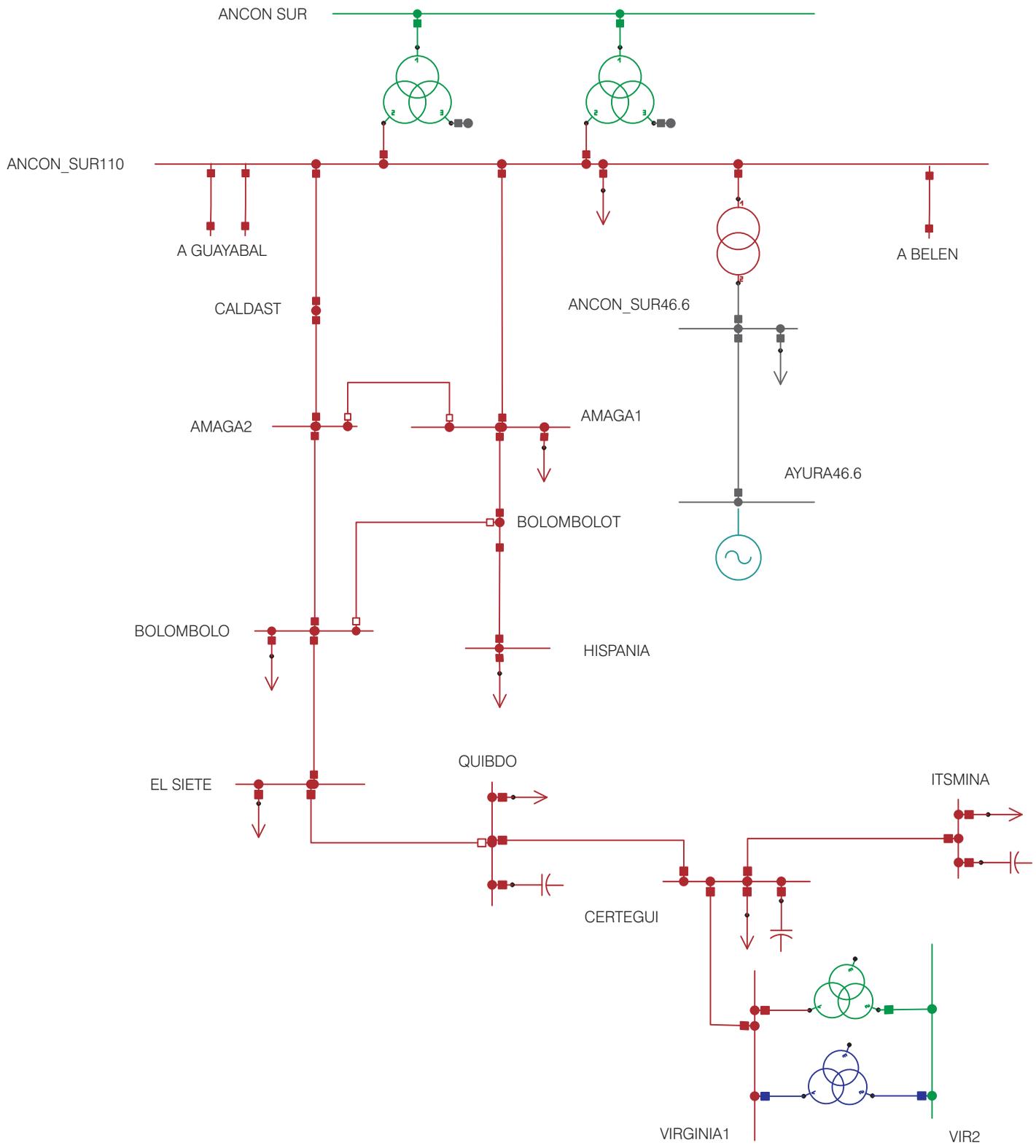
8 Anexos

8.1 EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
CODENSA					
2007	BACATA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	450 MVA
2007	BACATA - CHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEBIDO A LA ENTRADA DE BACATÁ 500/115 kV	800 A
2007	BACATA - ELSOL	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEBIDO A LA ENTRADA DE BACATÁ 500/115 kV	800 A
2007	BACATA - SALITRE	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEBIDO A LA ENTRADA DE BACATÁ 500/115 kV	800 A
2007	BACATA - SUBA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEBIDO A LA ENTRADA DE BACATÁ 500/115 kV	800 A
2007	BACATA - TIBABUYES	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEBIDO A LA ENTRADA DE BACATÁ 500/115 kV	800 A
2007	BACATÁ 1	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	450 MVA
2007	NOROESTE - TECHO	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO BALSILLAS - TECHO 115 kV	800 A
2008	COMSISA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	65 MVA
2008	COMSISA - CHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPIA - CHIA	800 A
2008	COMSISA - TERMOZIPIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPIA - CHIA	800 A
2008	SALITRE	115	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	4 X 45 MVar
2009	CALLE PRIMERA	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 57,5 kV A 115 kV	80 MVA
2009	CALLE PRIMERA - CONCORDIA	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2009	CALLE PRIMERA - VERAGUAS	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2009	CENTRO URBANO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 57,5 kV A 115 kV	80 MVA
2009	CENTRO URBANO - SALITRE	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2009	CENTRO URBANO - VERAGUAS	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2009	FLORIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	120 MVA
2009	FLORIDA	115/11,4	TRANSFORMADOR	NUEVO	80 MVA
2009	FLORIDA	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO	40 MVA
2009	FLORIDA - BOLIVIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BOLIVIA - TIBABUYES	800 A
2009	FLORIDA - TIBABUYES	115	LÍNEA	RECONFIGURA BOLIVIA - TIBABUYES	800 A
2009	TECHO	115	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	2 X 45 MVar
2009	TENJO	115	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	2 X 45 MVar
2010	BALSILLAS	220/115	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE	480 MVA
2010	MUÑA	115	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	2 X 45 MVar
2010	USME	115	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	2 X 45 MVar
2010	NOROESTE - TECHO	500/115	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	450 MVA
2010	SAUCES	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE	450 MVA
2010	TERMINAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	80 MVA
2010	TERMINAL - FONTIBON	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2010	TERMINAL - SALITRE	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2011	BACATÁ 2	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	450 MVA
2008-2012	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS	115	LÍNEA	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	1200-1600 A
	TORCA	220/115	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN STN	300 MVA
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA - CEDELCA					
2007	CORRALES	115	SUBESTACIÓN		15 MVA
2007	SAN BERNARDINO - CORRALES	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN BERNARDINO - SANTANDER	----
2007	CORRALES - SANTANDER	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN BERNARDINO - SANTANDER	----

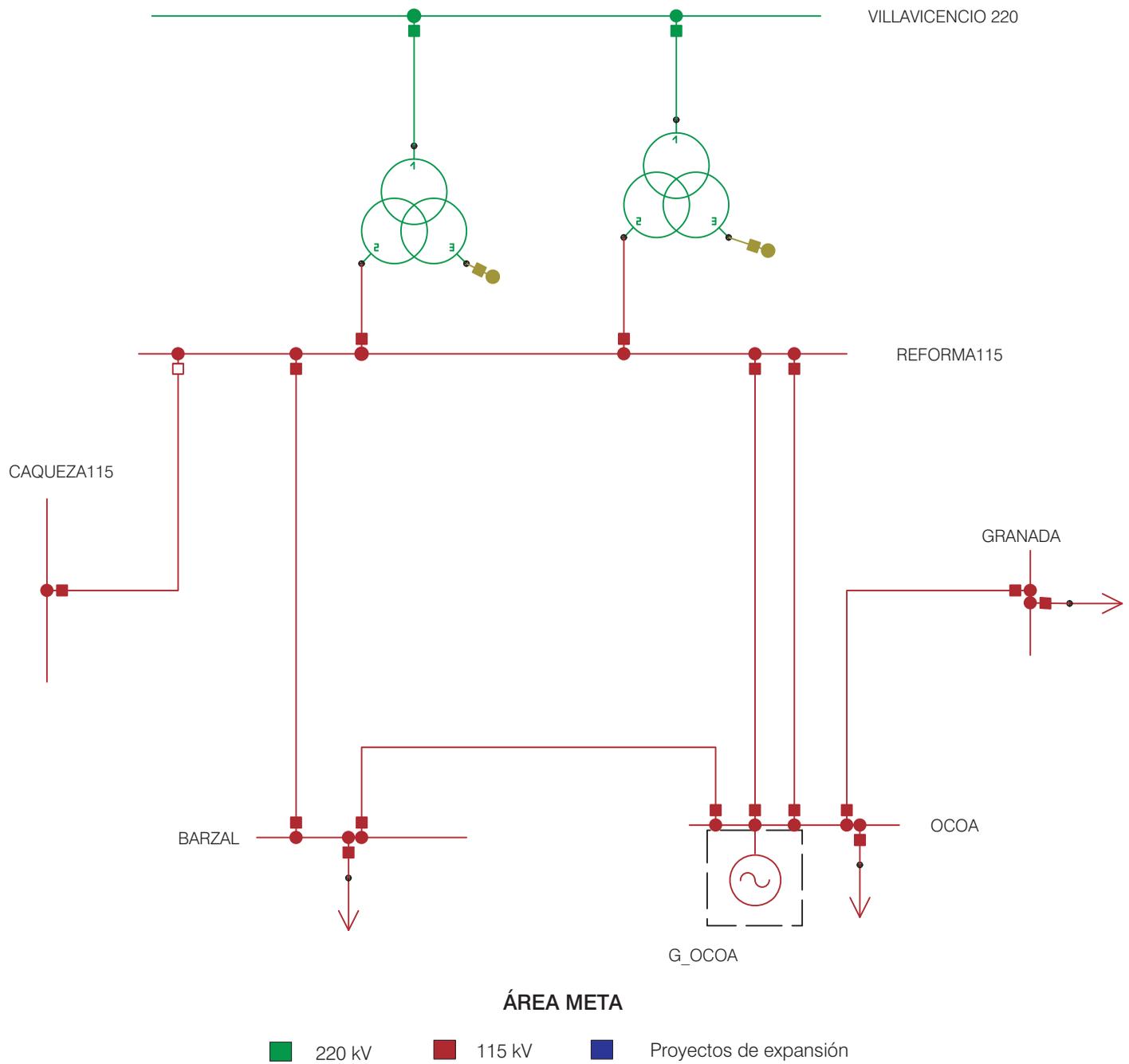
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO - CEDENAR					
2008	ANCUYA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	40 MVA
2008	JARDINERA	230/115	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2008	JARDINERA	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E JARDINERA 230 kV	150 MVA
2008	JARDINERA - JAMONDINO	230	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, RECONFIGURANDO JAMONDINO - JUNIN 115 kV AISLADA A 230 kV	----
2008	JARDINERA - ANCUYA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2009	JARDINERA - PANAMERICANA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2010	SURORIENTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	25 MVA
2010	SURORIENTE - CATAMBUCO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA CATAMBUCO - JAMONDINO	200 A
2010	SURORIENTE - JAMONDINO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA CATAMBUCO - JAMONDINO	200 A
2020	ROSA FLORIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	50 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA					
2007	PAIPA - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	300 A
2008	TUNJA - CHIQUINQUIRÁ	115	LÍNEA	PRIMER CIRCUITO	427 A
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP					
2007	DOSQUEBRADAS - PAVAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA DOSQUEBRADAS - PAPELES	527 A
2007	PAVAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	75 MVA
2007	PAVAS - PAPELES	115	LÍNEA	RECONFIGURA DOSQUEBRADAS - PAPELES	527 A
2009	VIRGINIA - PAVAS	115	LÍNEA	DOBLE CIRCUITO NUEVO	687 A
2009	VIRGINIA 2	230/115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	90 MVA
ELECTRICARIBE					
2008	LIBERTADOR	110/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR 110/13,8kV	30 MVA
2009	MANZANARES	110/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR 110/13,8kV	50 MVA
2009	TERMOFLORES	110	SUBESTACIÓN	UNIR BARRAS DE FLORES 1 Y FLORES 2	
2009	TERMOFLORES	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA
2009	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	REEMPLAZA EL TRANSFORMADOR ACTUAL DE 60/45/21MVA - 220/110/34,5kV.	80 MVA
2009	VALLEDUPAR	220/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	REEMPLAZA LOS TRANSFORMADORES ACTUALES DE 60/30/30MVA Y 45/30/15MVA	120/90/30 MVA
2009	RIOHACHA - MAICAO	110	LÍNEA	LÍNEA 110KV RIOHACHA - MAICAO 80KM	100MVA
2011	RIOMAR	110	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL DE TENSIÓN RIOMAR	100MVA
2011	FUNDACIÓN	220/110	TRANSFORMADOR	REEMPLAZA EL TRANSFORMADOR ACTUAL DE 55MVA.	100 MVA
2012	GRANABASTOS	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN 110/13,8kV	50MVA
ELECTROCOSTA					
2008	ARGOS	110	SUBESTACIÓN	PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	120 MVA
2008	CANDELARIA - ARGOS	110	LÍNEA	RECONFIGURA CANDELARIA - NUEVA COSPIQUE	712 A
2008	ARGOS - NUEVA COSPIQUE	110	LÍNEA	RECONFIGURA CANDELARIA - NUEVA COSPIQUE	712 A
2009	CANDELARIA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA
2009	BOSQUE	220	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSION A NIVEL STN, RECONFIGURANDO BOLIVAR - TERNERA	
2009	BOSQUE	220/66	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	150 MVA
2009	BOSQUE - CHAMBACÚ 1	66	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA ZARAGOCILLA - CHAMBACU 66 kV	60MVA
2009	BOSQUE - CHAMBACÚ 2	66	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA TERMOCARTAGENA - CHAMBACU 66 kV	60MVA
2009	TERMOCARTAGENA - ZARAGOCILLA	66	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA TERMOCARTAGENA - CHAMBACÚ Y ZARAGOCILLA-CHAMBACÚ 66 kV	60MVA
2009	CHINÚ	500/110	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD, CAMBIANDO UNO DE LOS TRAFOS EXISTENTES POR OTRO NUEVO	250 MVA
2009	CHINÚ - MONTERÍA	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	100MVA
2009	SIERPE	110	SUBESTACIÓN	PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	30MVA
2009	SAN MARCOS - SIERPE	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO 110KV	80MVA
2011	URRA - TIERRALTA	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	80MVA

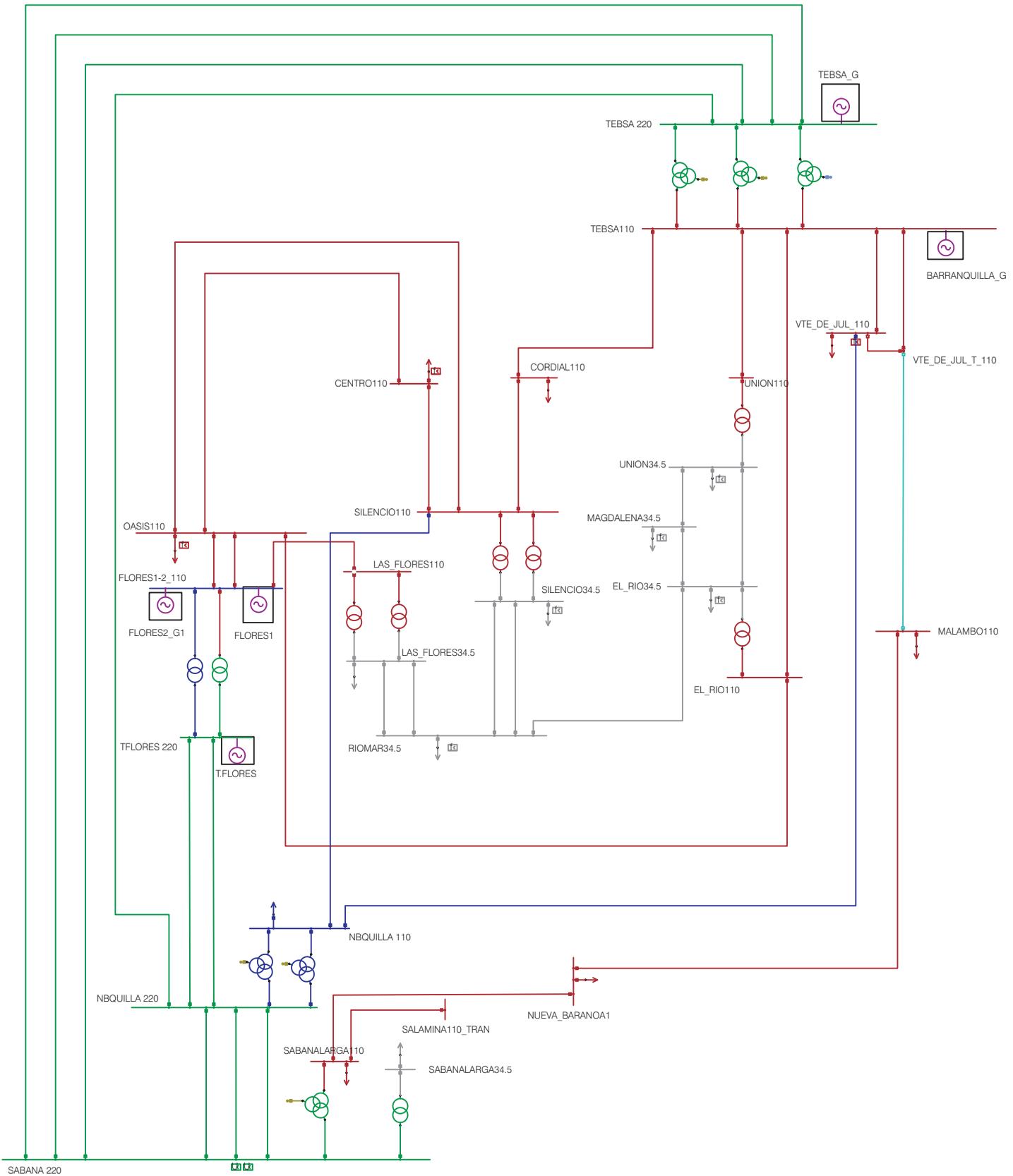
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
ELECTROHUILA					
2007	ALTAMIRA	230/115	TRANSFORMADOR		150 MVA
ELECTRIFICADORA DEL META - EMSA					
2008	PUERTO LÓPEZ	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 34,5 kV A 115 kV	15 MVA
2008	OCOYA - PUERTO LÓPEZ	115	LÍNEA	CAMBIA DE 34,5 kV A 115 kV	
2009	SURIA	115	SUBESTACIÓN	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOYA Y PUERTO LÓPEZ	30 MVA
ENERTOLIMA					
2009	NATAGAIMA	115	SUBESTACIÓN		20 MVA
2009	NATAGAIMA - DISTRITO RIEGO	115	LÍNEA		
2009	TRIÁNGULO DEL TOLIMA	115	SUBESTACIÓN		20 MVA
2010	ESPINAL	115	SUBESTACIÓN		40 MVA
2010	LÉRIDA	115	SUBESTACIÓN		30 MVA
2010	SAN FELIPE - LÉRIDA	115	LÍNEA		
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA					
2009	ALTO ANCHICAYA	230/115/13,8	TRANSFORMADOR		90 MVA
2009	ALTO ANCHICAYA - BAJO ANCHICAYA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO B. ANCHICAYA - CHIPICHAPE 1	400 A
2009	ALTO ANCHICAYA - CHIPICHAPE	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO B. ANCHICAYA - CHIPICHAPE 1	400 A
2009	SUB220	230/115/13,8	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR TRIDEVANADO	90 MVA
2010	JAMUNDI	115	SUBESTACIÓN		25 MVA
2010	PANCE - JAMUNDI	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2010	JAMUNDI - SANTANDER	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2010	SUB220	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	90 MVA
2010	SUB220 - ALTO ANCHICAYA	230	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	1000 A
2010	SUB220 - BAJO ANCHICAYA	115	LÍNEA	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E SUB220	400 A
2010	SUB220 - CHIPICHAPE	115	LÍNEA	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E SUB220	1000 A
2010	SUB220 - YUMBO	230	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	1000 A
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER - ESSA					
2008	BUCARAMANGA 2	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150 MVA
2008	WILCHES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	20 MVA
2008	WILCHES - TERMOBARRANCA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	400 A
2008	ZAPAMANGA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	40 MVA
2009	PALOS - ZAPAMANGA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	400 A
2009	ZAPAMANGA - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	400 A
2009	FLORIDA - SAN GIL	115	LÍNEA	ELIMINAR CONEXIÓN EN T	400 A
2012	PIEDECUESTA	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2012	PIEDECUESTA 1	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E PIEDECUESTA 230 kV	150 MVA
2012	BUCARAMANGA - PIEDECUESTA - GUATIGURÁ	230	LÍNEA	PROPUESTA RECONFIGURACION B/MANGA - GUATIGURÁ 230 kV - PROYECTO PIEDECUESTA 230 kV	
EMCALI					
2010	ALFÉREZ	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	90 MVA
2010	DERIVACIÓN LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ - ALFÉREZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ	987 A
2011	LADERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	12,5 MVA
2011	DERIVACIÓN LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO - LADERA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO	987 A
2012	ARROYOHONDO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 34,5 kV A 115 kV	60 MVA
2012	TERMOYUMBO - ARROYOHONDO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	987 A
2012	TERRON COLORADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	12,5 MVA



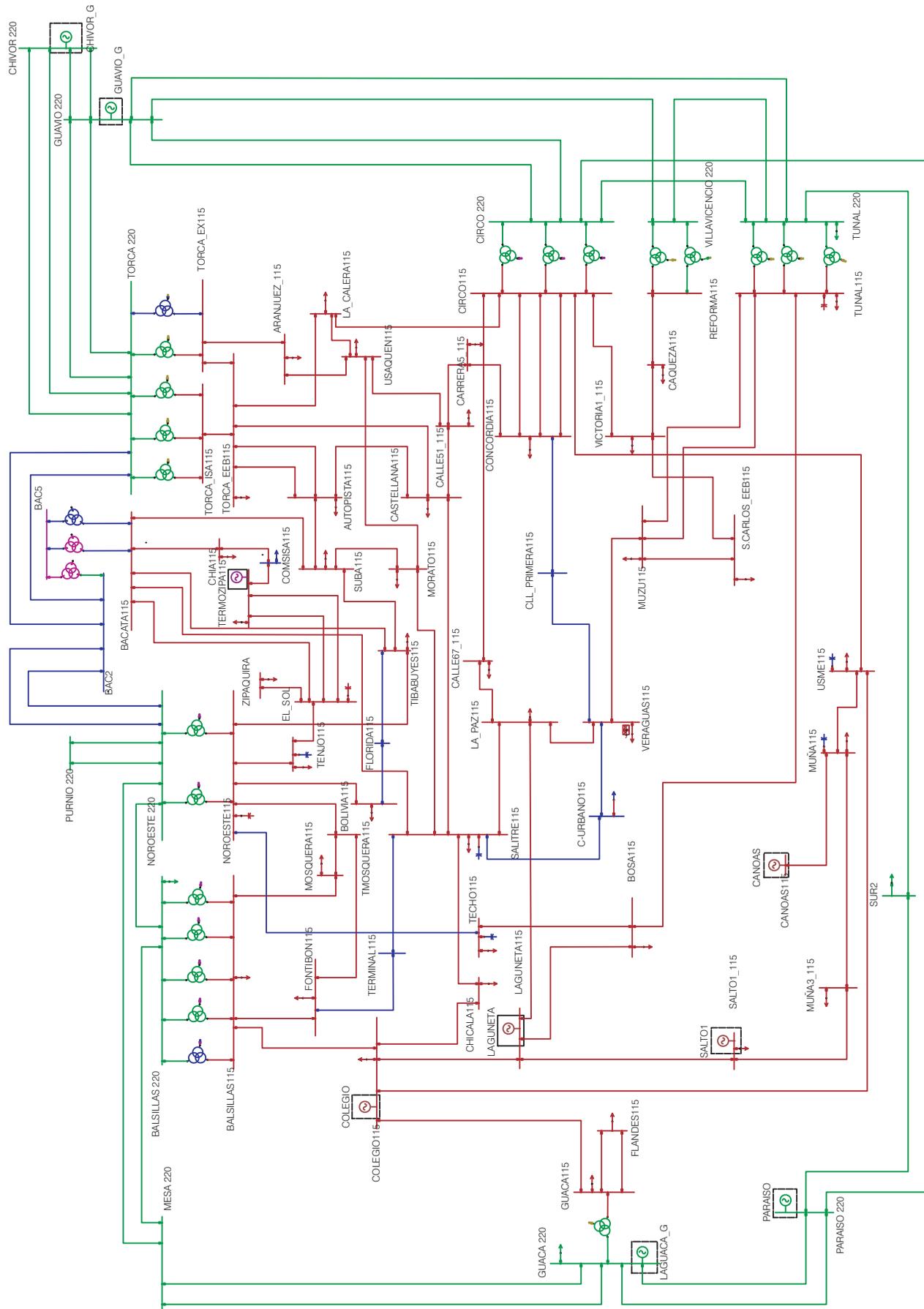
ÁREA ANTIOQUIA (EADE) - CHOCO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



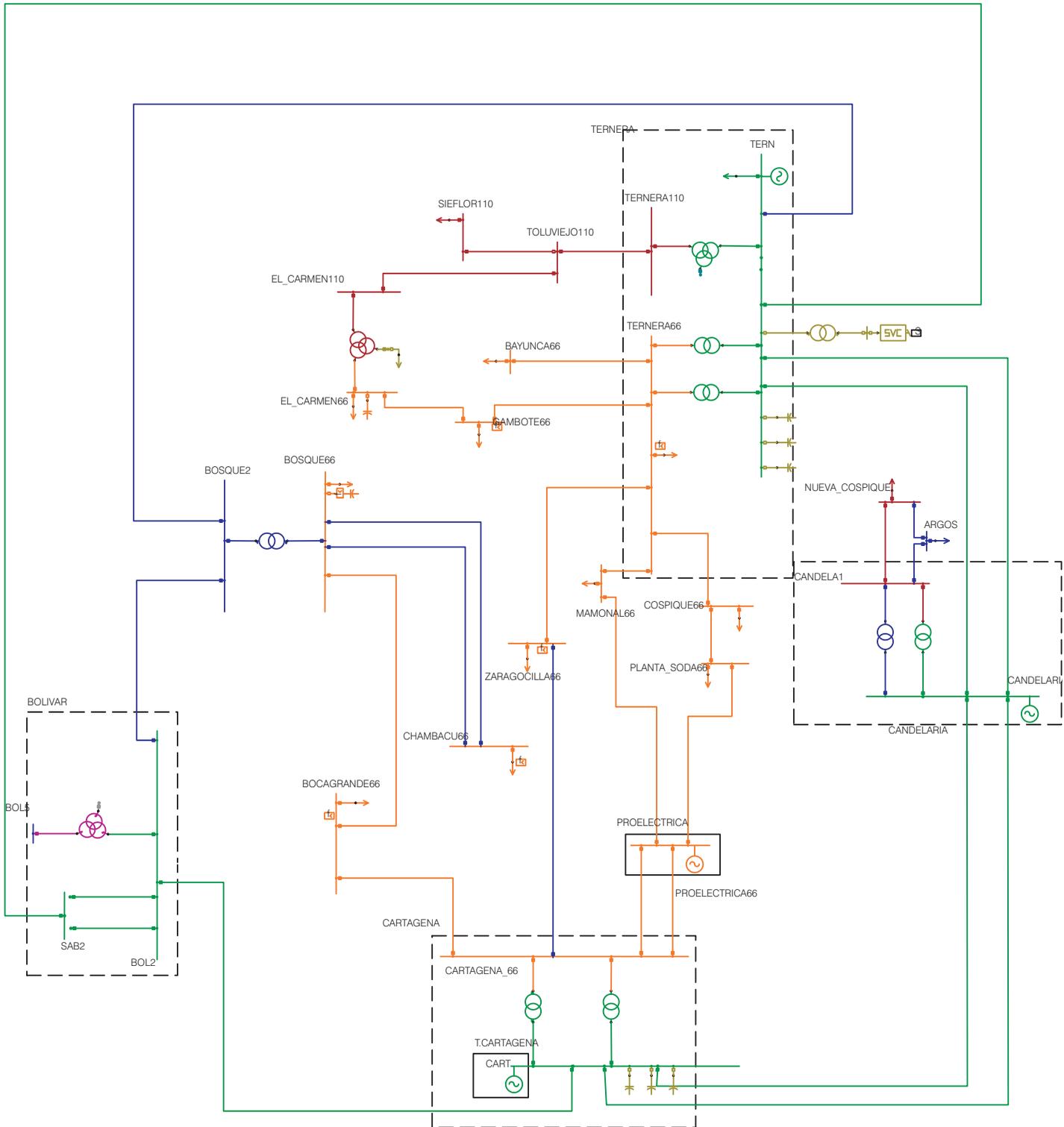


■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión



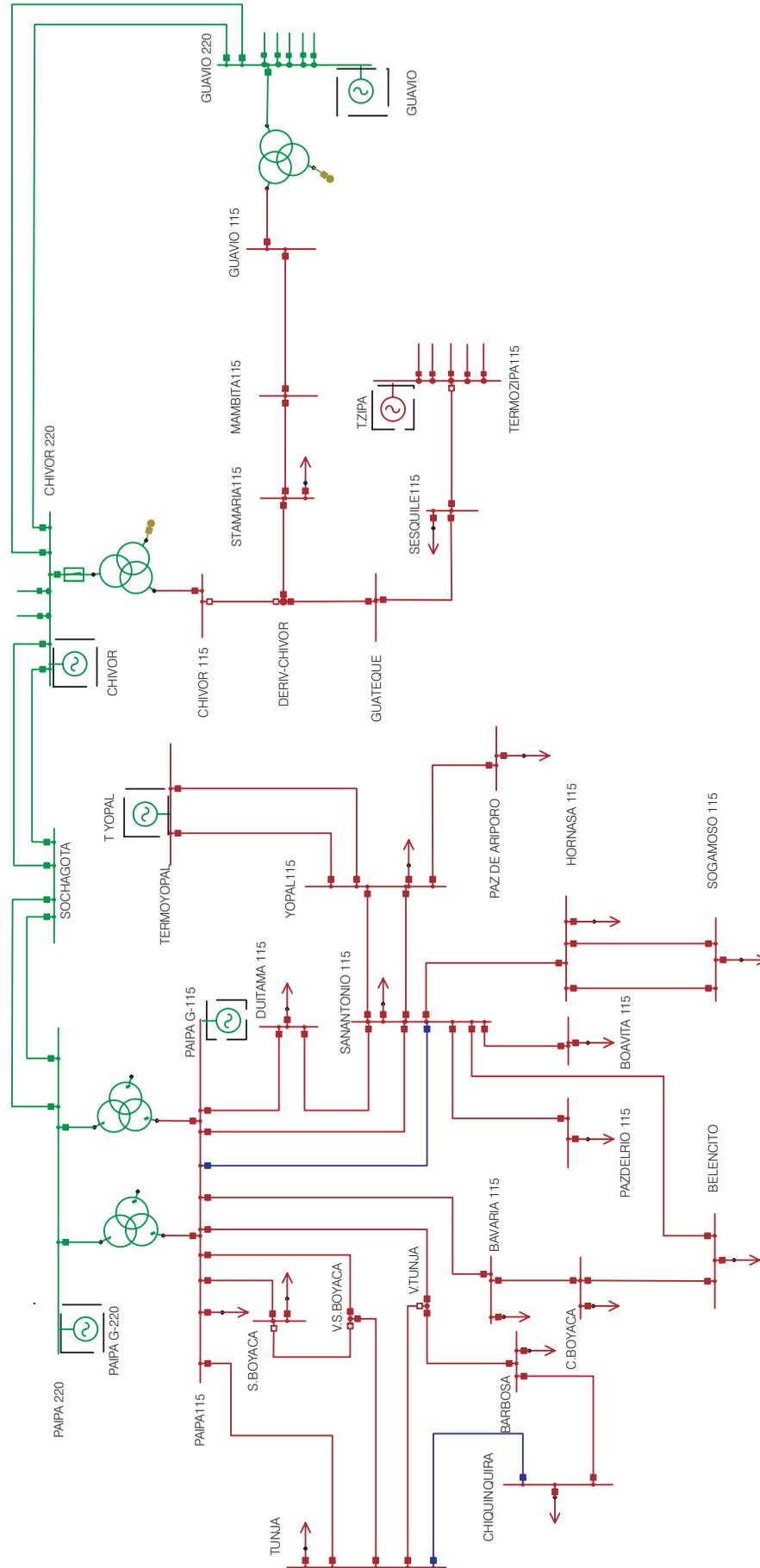
ÁREA BOGOTÁ

- 220 kV
- 115 kV
- Proyectos de expansión



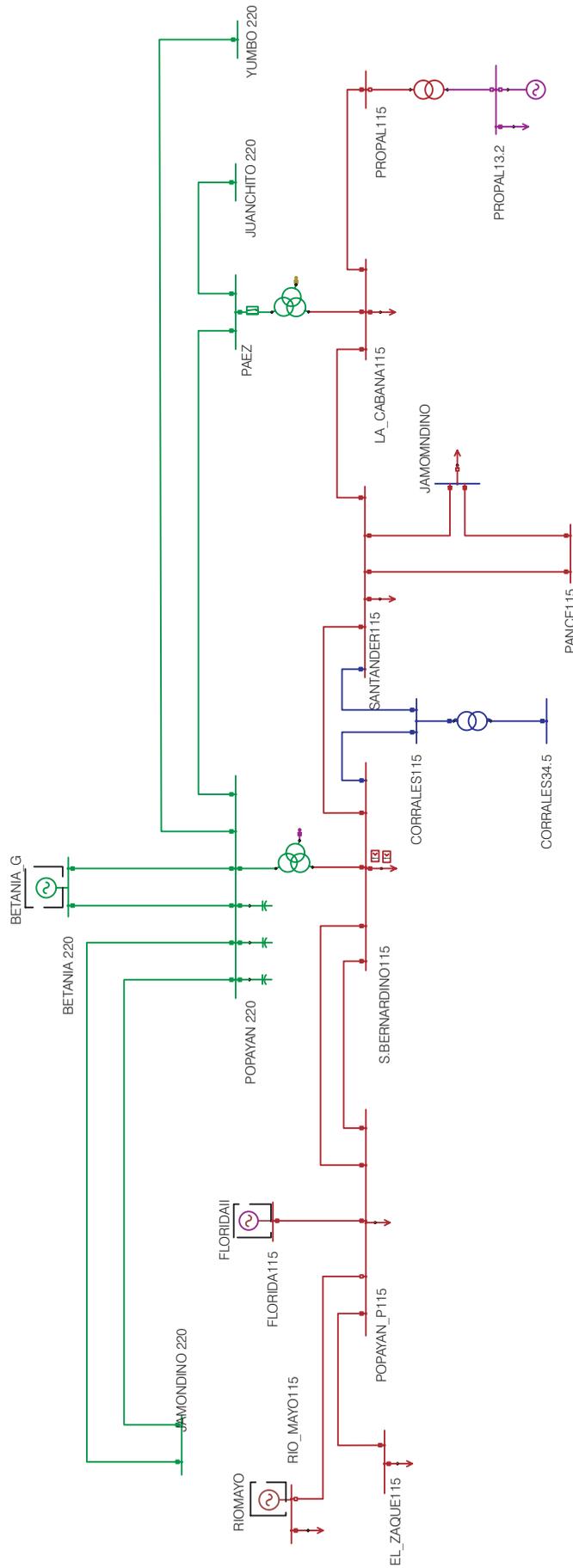
ÁREA BOLIVAR

- 220 kV
- 110 kV
- 66 kV
- Proyectos de expansión



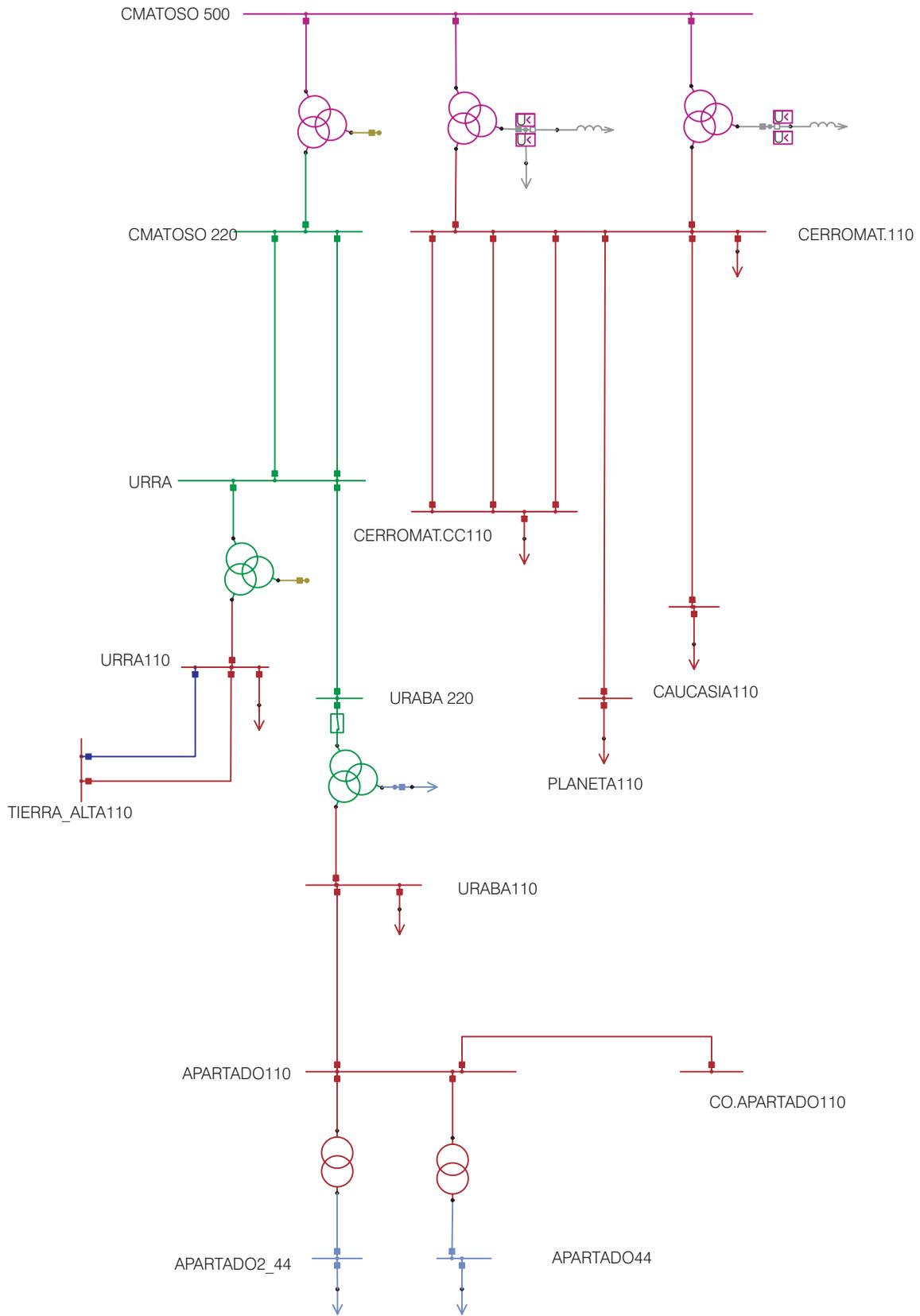
ÁREA BOYACÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión



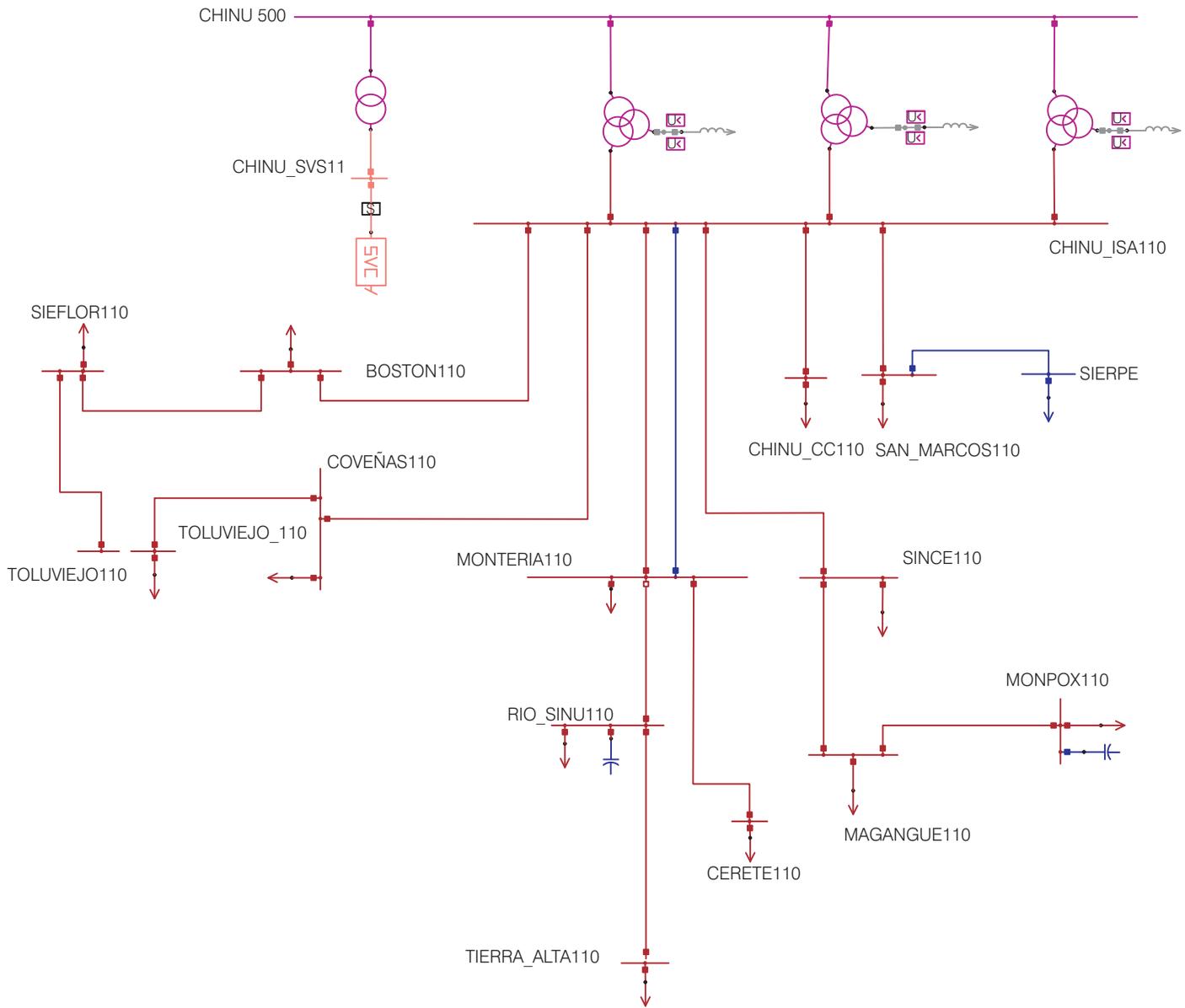
ÁREA CAUCA

- 220 kV
- 115 kV
- Proyectos de expansión



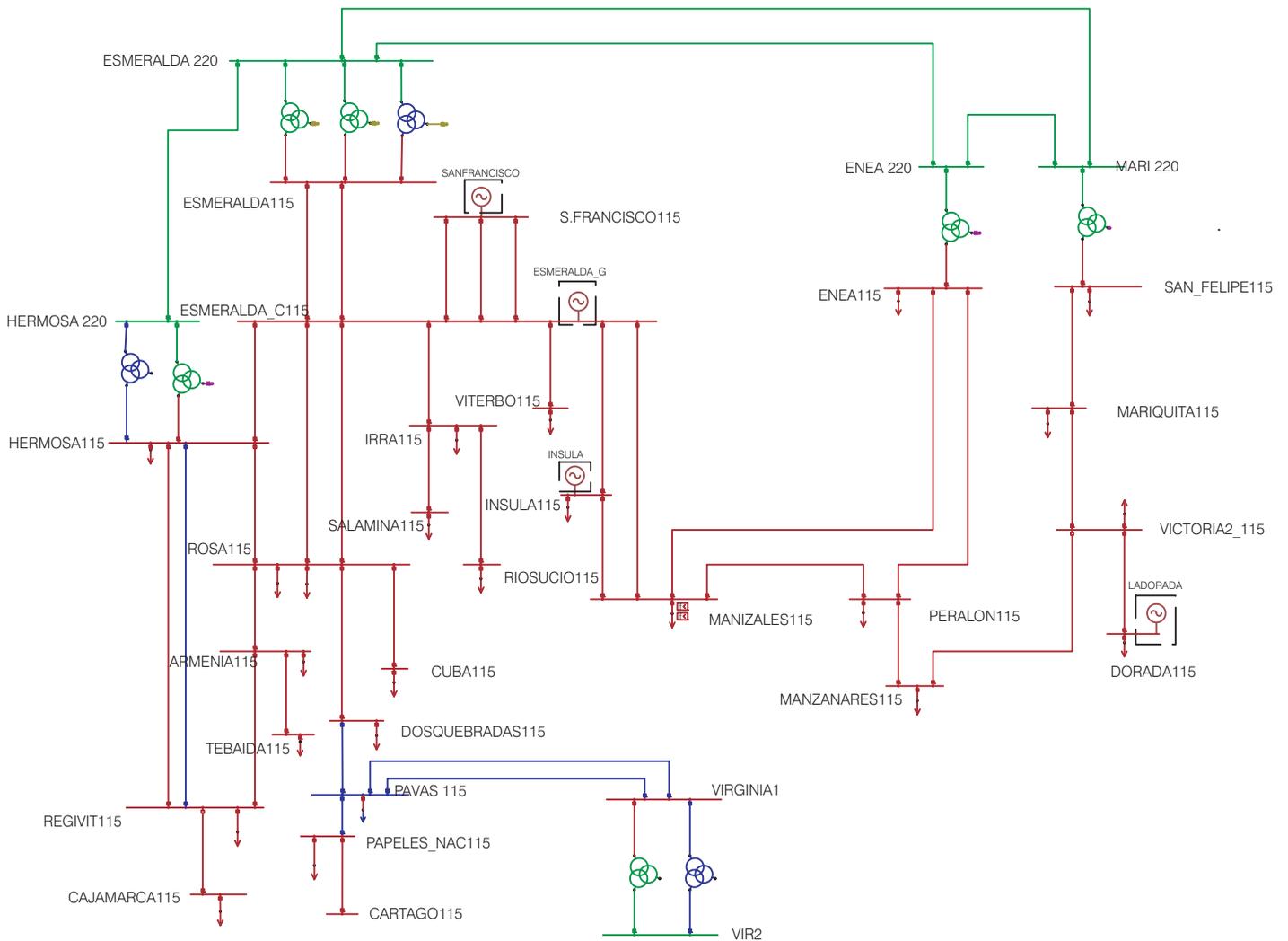
ÁREA CERROMATOSO

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



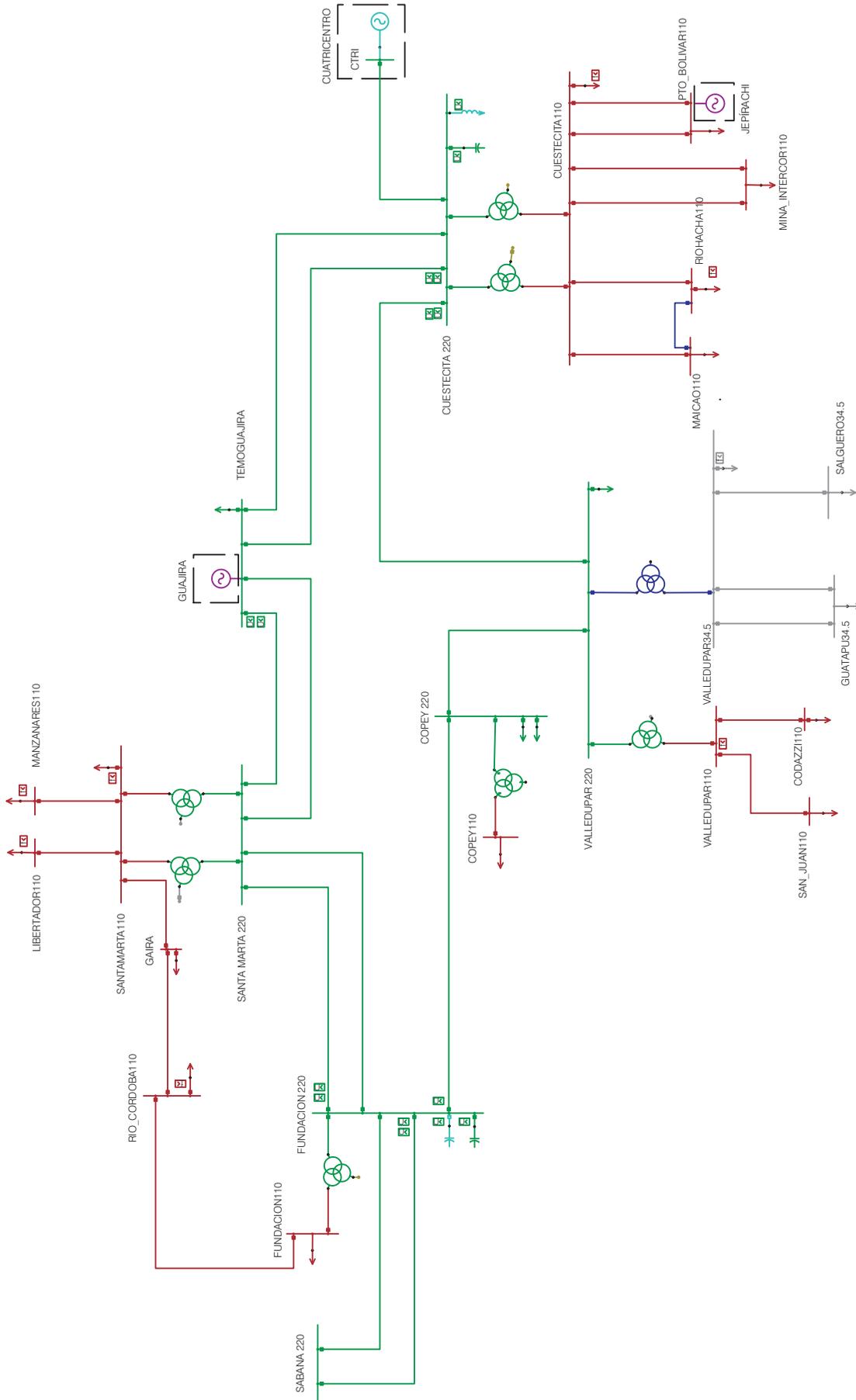
ÁREA CHINÚ

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

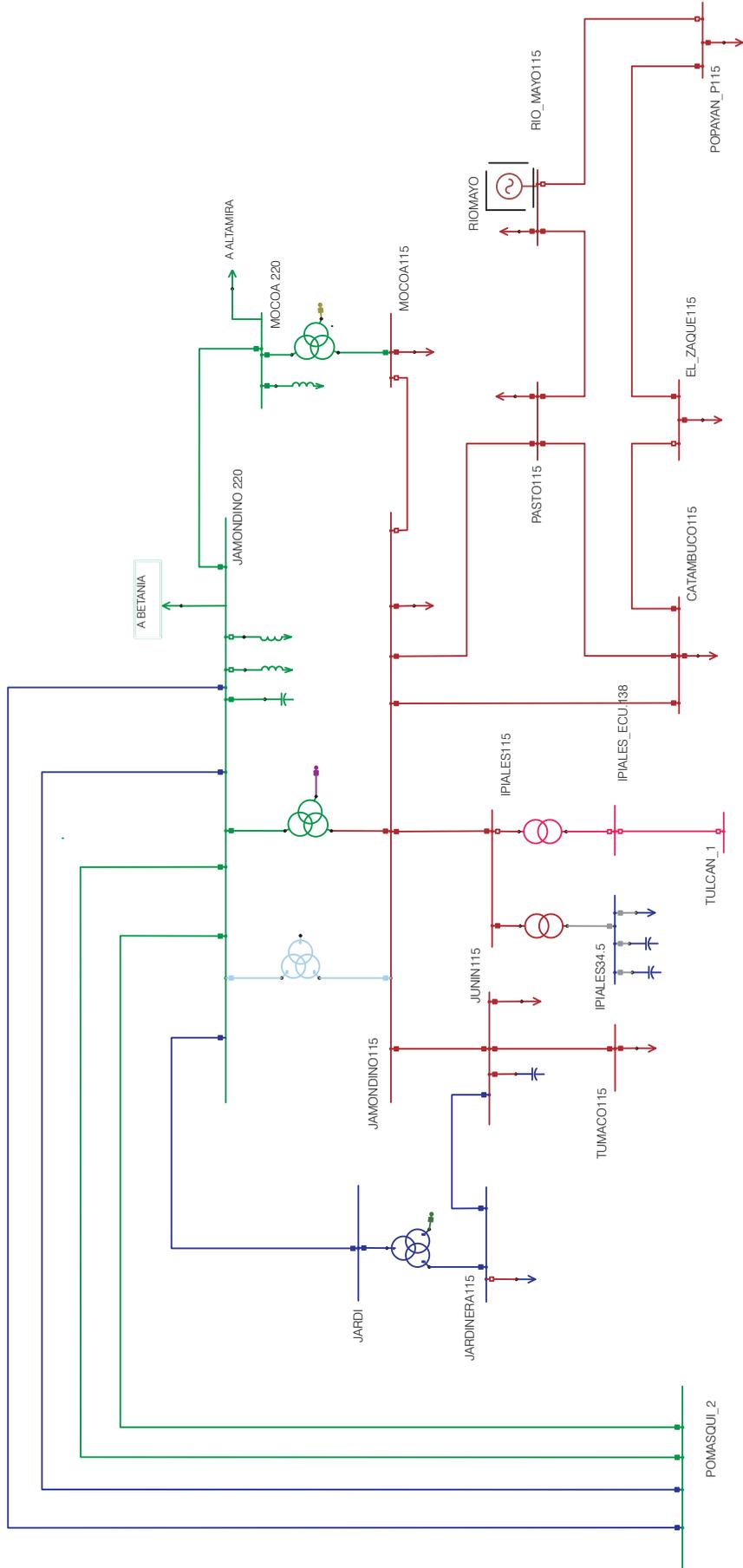


ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

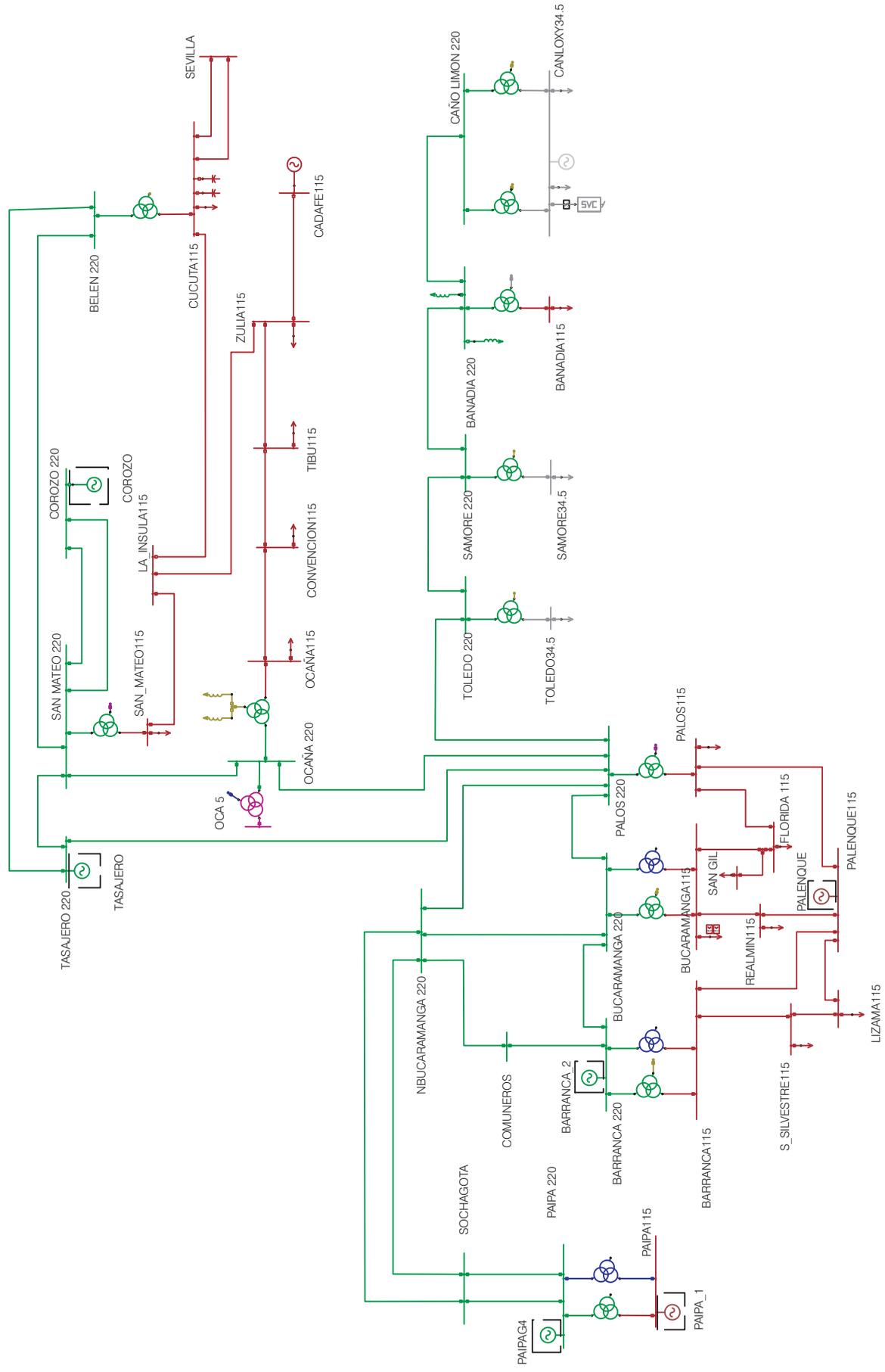


■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Proyectos de expansión



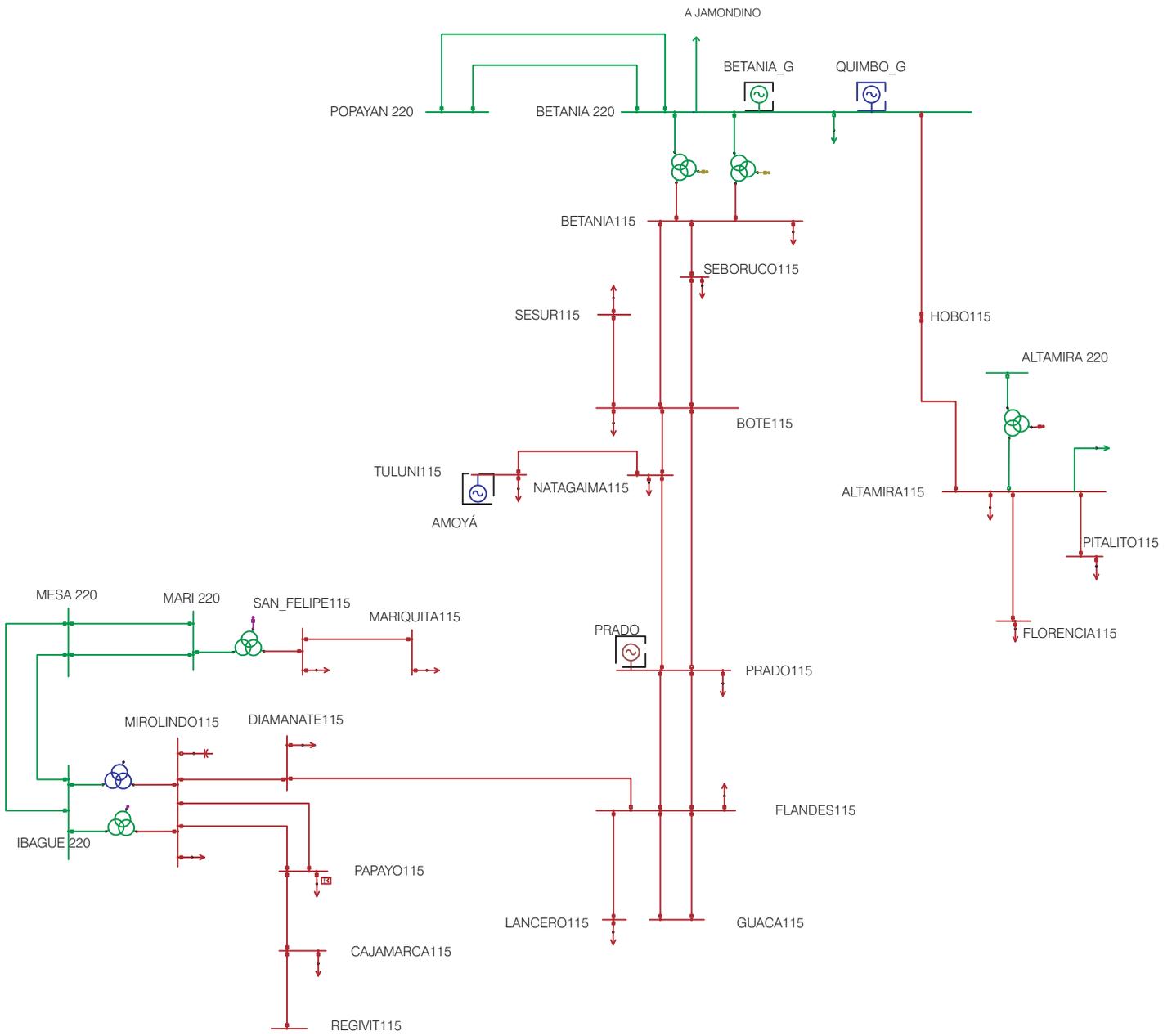
ÁREA NARIÑO

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



ÁREA NORDESTE

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



ÁREA TOLIMA - HUILA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de expansión

Subestación	Área	kV	Capacidad Equipos S/E* Reportó	kA	Niveles de Cortocircuito de Interrupción (Norma IEC)									
					2008		2010		2012		2014		2016	
					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	7,3	7,4	7,5	7,6	7,6	7,6	8,3	8,2	8,3	8,2
Bolívar	COSTA	500	ISA	40	4,4	4,3	4,6	4,5	4,7	4,5	4,7	4,5	4,8	4,6
Cerromatoso	COSTA	500	ISA	25	8,4	8,4	9,3	9,3	10,0	9,9	10,8	10,4	10,9	10,4
Chinú	COSTA	500	ISA	31,5	7,3	8,0	7,9	8,7	8,2	8,9	8,6	9,2	8,6	9,2
Copey	COSTA	500	ISA	40	4,7	4,4	4,8	4,5	4,9	4,5	4,9	4,5	5,0	4,5
Esperanza	BOGOTA	500	-	-	-	-	-	7,2	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Ocaña	NORDESTE	500	ISA	40	5,2	4,5	5,3	4,6	5,4	4,6	5,5	4,7	5,6	4,7
Porce	ANTIOQUIA	500	-	-	-	-	11,5	14,3	11,8	14,6	16,4	21,4	16,4	21,4
Primavera	ANTIOQUIA	500	ISA	40	12,0	11,0	13,2	11,7	14,7	13,0	15,8	13,6	15,9	13,6
Sabanalarga	COSTA	500	ISA	40	7,7	9,0	8,2	9,4	8,4	9,6	8,6	9,8	8,6	9,8
San Carlos	ANTIOQUIA	500	ISA	40	13,0	13,5	15,2	15,4	15,8	15,9	17,5	17,0	17,6	17,1
San Marcos	VALLE	500	ISA	40	5,3	4,9	5,4	5,0	5,4	5,0	5,5	5,0	5,5	5,0
Virginia	VALLE	500	ISA	40	6,9	6,1	7,2	6,3	7,2	6,3	7,4	6,4	7,4	6,4
Altamira	THB	230	-	N.D.	4,3	3,7	4,3	3,8	4,4	3,8	4,4	3,8	5,1	4,1
Alto Anchicayá	VALLE	230	EPSA	31,5	9,2	9,5	9,3	9,6	9,3	9,6	9,3	9,6	9,3	9,6
Ancón EEPPM	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	17,7	16,2	17,9	16,4	17,9	16,4	18,1	16,5	18,1	16,5
Ancón ISA	ANTIOQUIA	230	ISA	40	17,6	16,1	17,9	16,3	17,9	16,3	18,0	16,4	18,1	16,4
Bacatá	BOGOTA	230	ISA	40	21,6	22,5	22,0	22,8	22,4	23,2	23,7	24,2	23,8	24,2
Balsillas	BOGOTA	230	EEB	31,6	15,8	15,2	16,1	15,3	16,5	15,6	17,1	15,9	17,1	15,9
Banadía	NORDESTE	230	ISA	12,5	1,8	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0	1,8	2,0
Barbosa	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	18,2	17,0	18,3	17,1	18,4	17,1	18,4	17,1	18,4	17,1
Barranca	NORDESTE	230	ESSA	31,5	9,5	9,8	9,7	9,9	9,7	10,0	17,7	23,5	19,4	25,4
Belén	NORDESTE	230	-	N.D.	5,1	5,6	5,1	5,6	5,2	5,7	5,3	5,8	5,3	5,8
Bello	ANTIOQUIA	230	EEPPM	31,5	12,8	12,1	12,9	12,1	12,9	12,2	12,9	12,2	12,9	12,2
Betania	THB	230	-	N.D.	8,9	11,1	9,0	11,2	9,0	11,2	9,0	11,2	14,7	18,1
Bolívar	COSTA	230	ISA	40	14,0	15,4	15,9	16,9	16,0	16,9	16,6	17,4	17,4	18,5
Bucaramanga	NORDESTE	230	ESSA	31,5	9,1	9,1	9,4	9,4	9,4	9,4	10,4	10,1	10,7	10,3
Candelaria	COSTA	230	EEB	40	13,5	16,7	16,6	21,0	16,6	21,1	17,7	22,7	18,1	23,0
Caño Limón	NORDESTE	230	ISA	12,5	1,5	1,7	1,5	1,7	1,5	1,7	1,5	1,7	1,5	1,7
Cartagena	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	13,4	16,4	16,3	20,0	16,4	20,0	17,4	21,3	17,6	21,4
Cartago	VALLE	230	EPSA	40	8,6	7,7	8,8	7,8	8,8	7,9	8,9	7,9	8,9	7,9
Cerromatoso	COSTA	230	ISA	20	7,6	8,9	7,8	9,2	7,9	9,3	8,1	9,5	8,1	9,5
Chivor**	BOGOTA	230	ISA	25	24,4	28,3	24,5	28,4	25,0	28,8	25,3	29,1	25,3	29,1
Circo	BOGOTA	230	EEB	31,6	14,2	13,2	14,2	13,1	15,3	14,0	15,6	14,1	15,6	14,1
Comuneros	NORDESTE	230	ISA	20	11,1	12,0	11,2	12,1	11,2	12,2	16,3	17,2	17,1	17,7
Copey	COSTA	230	TRANSELCA	25	8,2	8,8	8,4	9,0	8,4	9,0	8,5	9,0	8,5	9,1
Cuestecitas	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6	4,3	4,6
El Salto	ANTIOQUIA	230	EEPPM	31,5	15,5	16,8	15,5	16,9	15,6	16,9	15,6	16,9	15,6	16,9
Enea	CHEC	230	ISA	31,5	9,0	7,6	9,2	7,7	9,2	7,8	9,2	7,8	9,2	7,8
Envigado	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	14,5	13,4	14,7	13,4	14,7	13,5	14,8	13,5	14,8	13,5
Esmeralda	CHEC	230	ISA	31,5	18,1	17,4	18,7	18,5	18,7	18,5	18,9	18,7	19,0	18,7
Esperanza	BOGOTA	230	-	-	-	-	13,6	12,2	17,4	18,9	17,9	19,3	17,9	19,3
Fundación	COSTA	230	TRANSELCA	40	10,3	9,2	10,5	9,3	10,6	9,3	10,7	9,4	10,7	9,4
Guaca	BOGOTA	230	EEB	31,5	19,8	21,5	20,2	21,8	20,9	22,4	21,5	22,8	21,5	22,9
Guadalupe	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	16,0	18,1	16,1	18,2	16,1	18,2	16,2	18,2	16,2	18,2
Guatapé	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	27,6	29,4	28,2	29,8	28,3	29,9	28,6	30,1	28,7	30,1
Guavio	BOGOTA	230	EEB	40	26,9	31,1	27,3	31,5	28,5	32,6	29,0	33,0	29,0	33,1
Ibagué	THB	230	ISA	20	6,3	5,1	6,3	5,8	6,3	5,8	6,4	5,8	6,5	5,9
Jaguas	ANTIOQUIA	230	ISA	31,5	19,0	18,6	19,3	18,7	19,4	18,8	19,5	18,9	19,6	18,9
Juanchito	VALLE	230	EPSA	30	13,8	13,3	14,1	13,5	14,1	13,5	14,1	13,5	14,3	13,6
La Hermosa	CHEC	230	ISA	N.D.	10,9	9,9	11,2	10,1	11,2	10,1	11,2	10,2	11,3	10,2
La Mesa	BOGOTA	230	ISA	26,2	20,1	20,5	20,5	20,9	21,1	21,4	21,7	21,8	21,8	21,8
La Sierra	ANTIOQUIA	230	ISA	31,5	15,8	16,7	15,9	16,8	15,9	16,8	16,1	16,9	16,1	16,9
Malena	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	14,8	13,0	15,0	13,1	15,2	13,3	15,7	13,5	15,8	13,6
Merielectrica	NORDESTE	230	-	N.D.	10,7	11,9	10,9	12,0	10,9	12,0	15,4	16,4	16,1	16,9

Subestación	Área	kV	Capacidad Equipos S/E* Reporto	kA	Niveles de Cortocircuito de Interrupción (Norma IEC)									
					2008		2010		2012		2014		2016	
					3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Miel	ANTIOQUIA	230	ISA	40	15,2	15,5	15,8	16,3	15,8	16,3	16,0	16,4	16,0	16,4
Miraflores	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	15,4	14,1	15,6	14,1	15,6	14,2	15,7	14,2	15,7	14,2
Mocoa	CAUCA-NAR	230	-	-	3,5	3,0	3,6	3,0	3,6	3,0	3,6	3,0	3,8	3,1
Noroste	BOGOTA	230	EEB	40	21,7	22,1	22,1	22,4	22,5	22,8	23,8	23,7	23,8	23,7
Nva B/quilla	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	17,9	18,7	18,4	19,1	18,5	19,1	18,7	19,3	18,8	19,3
Nva B/manga	NORDESTE	230	ISA	40	10,3	9,7	10,6	9,9	10,6	9,9	11,8	10,6	12,1	10,8
Nueva Paipa	NORDESTE	230	ISA	40	9,5	9,6	9,6	9,8	9,7	9,8	9,8	9,9	9,8	9,9
Ocaña	NORDESTE	230	ISA	20	7,1	7,6	7,2	7,7	7,3	7,7	7,4	7,8	7,4	7,9
Occidente	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	16,2	15,0	16,3	15,1	16,3	15,1	16,4	15,1	16,4	15,1
Oriente	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	13,6	12,2	13,7	12,3	13,8	12,3	13,8	12,3	13,8	12,3
Paez	CAUCA-NAR	230	ISA	31,5	7,3	6,1	7,4	6,1	7,4	6,1	7,4	6,1	7,5	6,2
Paipa	NORDESTE	230	-	N.D.	9,0	9,8	9,2	10,0	9,2	10,0	9,3	10,1	9,4	10,1
Palos	NORDESTE	230	ESSA	40	8,7	8,4	8,9	8,6	8,9	8,6	9,7	9,1	9,9	9,3
Pance	VALLE	230	EPSA	30	13,9	13,3	14,1	13,5	14,1	13,5	14,2	13,5	14,3	13,6
Paraiso	BOGOTA	230	EEB	31,5	18,5	19,5	18,9	19,8	19,7	20,4	20,1	20,8	20,2	20,8
Pasto	CAUCA-NAR	230	ISA	31,5	6,7	6,4	7,1	6,7	7,1	6,7	7,1	6,7	7,6	6,9
Playas	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	15,0	14,8	15,3	15,0	15,3	15,0	15,4	15,0	15,4	15,0
Popayán	CAUCA-NAR	230	ISA	31,5	8,1	6,8	8,2	6,8	8,2	6,8	8,3	6,8	9,1	7,2
Porce	ANTIOQUIA	230	EEPPM	31,5	16,0	18,2	16,0	18,3	16,0	18,3	16,1	18,4	16,1	18,4
Primavera	ANTIOQUIA	230	ISA	31,5	19,8	20,8	20,3	21,2	20,6	21,5	21,8	22,4	21,9	22,4
Purnio	ANTIOQUIA	230	ISA	31,5	18,1	14,5	18,6	14,8	18,6	14,8	18,9	15,0	18,9	15,0
Reforma	BOGOTA	230	ISA	20	7,7	7,4	8,1	7,8	8,6	8,2	8,7	8,3	8,7	8,3
Sabanalarga	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	22,6	26,4	24,2	27,8	24,5	28,1	25,1	28,5	25,2	28,6
Salvajina	VALLE	230	EPSA	31,5	8,3	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5
Samoré	NORDESTE	230	ISA	31,5	2,2	2,3	2,2	2,3	2,2	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3
San Carlos**	ANTIOQUIA	230	ISA	40	32,0	39,1	34,3	41,5	34,8	42,0	36,2	43,4	36,3	43,5
San Felipe	CHEC	230	ISA	31,5	14,0	11,8	14,6	12,1	14,6	12,2	14,8	12,2	14,8	12,2
San Marcos	VALLE	230	ISA	31,5	17,5	18,7	18,0	19,1	18,0	19,1	18,1	19,2	18,3	19,3
San Mateo (Btá)	BOGOTA	230	EEB	31,5	11,3	9,3	11,5	9,3	12,7	10,3	12,9	10,4	12,9	10,4
San Mateo (Nord)	NORDESTE	230	ISA	20	5,2	5,8	5,3	5,8	5,3	5,8	5,4	5,9	5,4	5,9
Santa Marta	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	6,3	5,8	6,4	5,8	6,4	5,8	6,4	5,9	6,4	5,9
Tasajera	ANTIOQUIA	230	EEPPM	40	16,6	17,0	16,7	17,1	16,7	17,1	16,8	17,1	16,8	17,1
Tasajero	NORDESTE	230	DISTASA	40	5,7	6,4	5,7	6,5	5,8	6,5	5,9	6,6	6,0	6,7
Tebesa	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	20,9	25,0	21,6	25,6	21,7	25,7	21,9	25,9	21,9	25,9
Termocentro	ANTIOQUIA	230	-	N.D.	16,3	17,2	16,6	17,5	16,9	17,7	17,6	18,2	17,6	18,3
Termoflores	COSTA	230	TRANSELCA	40	16,1	17,7	16,5	18,0	16,6	18,0	16,7	18,1	16,8	18,2
Termoguaijira	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	6,9	8,4	7,0	8,5	7,0	8,5	7,0	8,5	7,0	8,5
Tenera	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	13,5	15,9	16,6	21,1	16,7	21,2	17,7	22,4	18,3	23,0
Toledo	NORDESTE	230	ISA	31,5	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9	3,0	2,9
Torca	BOGOTA	230	ISA	25	20,0	19,7	20,3	19,9	20,8	20,2	21,7	20,9	21,7	20,9
Tunal	BOGOTA	230	EEB	31,5	13,7	12,9	14,0	13,0	16,6	16,8	17,0	17,1	17,0	17,1
Urabá	COSTA	230	ISA	20	2,8	3,1	2,8	3,1	2,8	3,1	2,8	3,1	2,8	3,1
Urrá	COSTA	230	ISA	25	5,4	6,9	5,5	7,0	5,5	7,1	5,6	7,1	5,6	7,1
Valledupar	COSTA	230	TRANSELCA	31,5	4,5	4,1	4,5	4,1	4,5	4,1	4,6	4,2	4,6	4,2
Virgina	VALLE	230	ISA	31,5	15,5	15,9	16,0	16,4	16,2	16,7	16,4	16,9	16,4	16,9
Yumbo	VALLE	230	ISA	31,5	18,0	18,5	18,5	19,0	18,5	19,0	18,6	19,1	18,8	19,2

Notas y Convenciones:

N.D.: No disponible/no reportado.

* 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.

** Durante el 2007 se iniciaron los preparativos y obras necesarias para el cambio de equipos en las subestaciones, para pasar en el caso de San Carlos 230kV de 40 a 63 kA y en el caso de Chivor 230kV de 25 a 40 KA.

	80% Cap. Equipos < Niv. Corto < 89% Cap. Equipos
	90% Cap. Equipos < Niv. Corto < 99% Cap. Equipos
	Niv. Corto > 100% Cap. Equipos

8.3 COMPLEMENTOS DE PROYECCIONES DE DEMANDA

Definiciones

Se presentan a continuación las definiciones necesarias para el adecuado entendimiento del presente documento:

Demanda Total Doméstica¹²: Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del SIN.

Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado (TIE)⁵: Sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-, que son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Total⁵: Sumatoria de la Demanda Total Doméstica y la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

Cargas Especiales: Son cargas industriales importantes que demandan energía eléctrica del SIN y que su proyección debe hacerse de manera exógena debido a que no obedecen a las variables utilizadas para la proyección de las demandas vegetativas del SIN. Las cargas especiales consideradas hasta el momento son OXY, Cerrejón (Intercor) y Cerromatoso.

Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2007-2022

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Ene-07	4,309	4,309	4,309	Ene-07	8,427	8,427	8,427
Feb-07	4,067	4,067	4,067	Feb-07	8,509	8,509	8,509
Mar-07	4,511	4,511	4,511	Mar-07	8,503	8,503	8,503
Abr-07	4,243	4,243	4,243	Abr-07	8,515	8,515	8,515
May-07	4,475	4,475	4,475	May-07	8,505	8,505	8,505
Jun-07	4,315	4,315	4,315	Jun-07	8,411	8,411	8,411
Jul-07	4,551	4,504	4,451	Jul-07	8,541	8,445	8,338
Ago-07	4,629	4,581	4,527	Ago-07	8,641	8,544	8,437
Sep-07	4,530	4,483	4,430	Sep-07	8,782	8,684	8,574
Oct-07	4,681	4,632	4,577	Oct-07	8,833	8,734	8,624
Nov-07	4,553	4,505	4,452	Nov-07	8,913	8,813	8,702
Dic-07	4,687	4,638	4,583	Dic-07	9,220	9,078	8,920
Ene-08	4,589	4,553	4,472	Ene-08	8,971	8,894	8,729
Feb-08	4,510	4,478	4,403	Feb-08	9,107	9,037	8,877
Mar-08	4,696	4,639	4,537	Mar-08	9,067	8,950	8,746

¹² Definición Resolución CREG 004 de 2003

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Abr-08	4,672	4,623	4,528	Abr-08	9,116	9,012	8,821
May-08	4,750	4,694	4,592	May-08	8,950	8,836	8,638
Jun-08	4,626	4,570	4,469	Jun-08	8,864	8,750	8,551
Jul-08	4,866	4,798	4,685	Jul-08	9,120	8,987	8,767
Ago-08	4,843	4,781	4,673	Ago-08	9,031	8,908	8,700
Sep-08	4,798	4,730	4,618	Sep-08	9,291	9,153	8,928
Oct-08	4,924	4,856	4,741	Oct-08	9,283	9,147	8,923
Nov-08	4,773	4,709	4,599	Nov-08	9,334	9,201	8,979
Dic-08	4,955	4,886	4,770	Dic-08	9,715	9,553	9,254
Ene-09	4,923	4,840	4,689	Ene-09	9,614	9,443	9,141
Feb-09	4,622	4,543	4,401	Feb-09	9,656	9,484	9,181
Mar-09	5,068	4,982	4,826	Mar-09	9,740	9,566	9,261
Abr-09	4,907	4,824	4,673	Abr-09	9,553	9,383	9,084
May-09	5,087	5,001	4,845	May-09	9,574	9,404	9,104
Jun-09	4,855	4,772	4,624	Jun-09	9,294	9,128	8,837
Jul-09	5,054	4,968	4,813	Jul-09	9,463	9,295	8,998
Ago-09	5,132	5,045	4,887	Ago-09	9,559	9,389	9,089
Sep-09	5,027	4,942	4,788	Sep-09	9,724	9,551	9,246
Oct-09	5,163	5,075	4,917	Oct-09	9,722	9,549	9,244
Nov-09	5,011	4,926	4,772	Nov-09	9,789	9,615	9,308
Dic-09	5,191	5,103	4,944	Dic-09	10,147	9,967	9,629
Ene-10	5,162	5,058	4,862	Ene-10	10,069	9,858	9,469
Feb-10	4,846	4,748	4,564	Feb-10	10,113	9,901	9,510
Mar-10	5,313	5,206	5,004	Mar-10	10,201	9,986	9,592
Abr-10	5,145	5,041	4,846	Abr-10	10,005	9,795	9,409
May-10	5,334	5,226	5,024	May-10	10,027	9,817	9,429
Jun-10	5,090	4,987	4,794	Jun-10	9,733	9,529	9,153
Jul-10	5,299	5,192	4,991	Jul-10	9,911	9,703	9,320
Ago-10	5,381	5,272	5,068	Ago-10	10,011	9,801	9,414
Sep-10	5,271	5,164	4,965	Sep-10	10,184	9,971	9,577
Oct-10	5,413	5,304	5,098	Oct-10	10,182	9,968	9,575
Nov-10	5,254	5,148	4,949	Nov-10	10,252	10,037	9,641
Dic-10	5,443	5,333	5,127	Dic-10	10,627	10,404	9,994
Ene-11	5,419	5,261	5,018	Ene-11	10,559	10,242	9,762
Feb-11	5,087	4,938	4,710	Feb-11	10,605	10,287	9,804
Mar-11	5,578	5,415	5,165	Mar-11	10,697	10,376	9,889
Abr-11	5,401	5,243	5,001	Abr-11	10,492	10,178	9,700
May-11	5,600	5,436	5,185	May-11	10,515	10,200	9,721

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Jun-11	5,344	5,188	4,948	Jun-11	10,207	9,901	9,436
Jul-11	5,562	5,400	5,151	Jul-11	10,393	10,081	9,608
Ago-11	5,649	5,484	5,230	Ago-11	10,498	10,183	9,705
Sep-11	5,533	5,372	5,124	Sep-11	10,680	10,360	9,874
Oct-11	5,683	5,517	5,262	Oct-11	10,678	10,357	9,871
Nov-11	5,516	5,354	5,107	Nov-11	10,751	10,429	9,939
Dic-11	5,714	5,547	5,291	Dic-11	11,145	10,810	10,303
Ene-12	5,689	5,479	5,180	Ene-12	11,073	10,655	10,066
Feb-12	5,509	5,312	5,032	Feb-12	11,077	10,672	10,101
Mar-12	5,856	5,639	5,332	Mar-12	11,217	10,794	10,198
Abr-12	5,670	5,461	5,163	Abr-12	11,003	10,588	10,003
May-12	5,878	5,661	5,353	May-12	11,027	10,611	10,025
Jun-12	5,610	5,402	5,108	Jun-12	10,703	10,300	9,731
Jul-12	5,839	5,624	5,317	Jul-12	10,898	10,487	9,908
Ago-12	5,930	5,711	5,400	Ago-12	11,009	10,593	10,008
Sep-12	5,809	5,594	5,289	Sep-12	11,199	10,777	10,182
Oct-12	5,965	5,745	5,432	Oct-12	11,197	10,774	10,179
Nov-12	5,790	5,576	5,272	Nov-12	11,274	10,849	10,249
Dic-12	5,998	5,777	5,462	Dic-12	11,687	11,246	10,625
Ene-13	5,970	5,704	5,355	Ene-13	11,608	11,082	10,395
Feb-13	5,604	5,355	5,027	Feb-13	11,659	11,130	10,440
Mar-13	6,145	5,871	5,512	Mar-13	11,760	11,226	10,530
Abr-13	5,951	5,685	5,337	Abr-13	11,535	11,012	10,329
May-13	6,169	5,894	5,533	May-13	11,560	11,036	10,352
Jun-13	5,887	5,625	5,280	Jun-13	11,221	10,712	10,048
Jul-13	6,128	5,855	5,497	Jul-13	11,425	10,907	10,231
Ago-13	6,223	5,946	5,582	Ago-13	11,541	11,018	10,335
Sep-13	6,096	5,825	5,468	Sep-13	11,741	11,208	10,514
Oct-13	6,261	5,982	5,615	Oct-13	11,738	11,206	10,511
Nov-13	6,077	5,806	5,450	Nov-13	11,819	11,283	10,584
Dic-13	6,295	6,015	5,646	Dic-13	12,252	11,696	10,971
Ene-14	6,263	5,933	5,530	Ene-14	12,163	11,513	10,723
Feb-14	5,879	5,569	5,191	Feb-14	12,216	11,563	10,770
Mar-14	6,446	6,107	5,692	Mar-14	12,322	11,664	10,864
Abr-14	6,242	5,913	5,512	Abr-14	12,086	11,440	10,656
May-14	6,471	6,130	5,715	May-14	12,112	11,465	10,679
Jun-14	6,175	5,850	5,453	Jun-14	11,757	11,129	10,366
Jul-14	6,428	6,090	5,677	Jul-14	11,971	11,332	10,555

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Ago-14	6,528	6,184	5,765	Ago-14	12,093	11,447	10,662
Sep-14	6,395	6,058	5,647	Sep-14	12,302	11,645	10,846
Oct-14	6,567	6,221	5,799	Oct-14	12,299	11,642	10,844
Nov-14	6,374	6,039	5,629	Nov-14	12,384	11,722	10,918
Dic-14	6,603	6,256	5,831	Dic-14	12,837	12,152	11,318
Ene-15	6,561	6,166	5,698	Ene-15	12,728	11,952	11,037
Feb-15	6,159	5,788	5,349	Feb-15	12,784	12,004	11,085
Mar-15	6,753	6,346	5,865	Mar-15	12,894	12,108	11,181
Abr-15	6,539	6,145	5,680	Abr-15	12,648	11,876	10,967
May-15	6,779	6,371	5,888	May-15	12,675	11,902	10,991
Jun-15	6,470	6,080	5,619	Jun-15	12,304	11,553	10,669
Jul-15	6,734	6,329	5,849	Jul-15	12,528	11,764	10,863
Ago-15	6,839	6,427	5,940	Ago-15	12,655	11,883	10,973
Sep-15	6,699	6,296	5,818	Sep-15	12,874	12,089	11,163
Oct-15	6,880	6,465	5,975	Oct-15	12,871	12,086	11,161
Nov-15	6,678	6,275	5,800	Nov-15	12,959	12,169	11,238
Dic-15	6,918	6,501	6,008	Dic-15	13,434	12,615	11,649
Ene-16	6,878	6,407	5,868	Ene-16	13,330	12,406	11,354
Feb-16	6,648	6,205	5,699	Feb-16	13,309	12,412	11,392
Mar-16	7,080	6,594	6,040	Mar-16	13,504	12,568	11,502
Abr-16	6,856	6,386	5,849	Abr-16	13,245	12,327	11,282
May-16	7,107	6,620	6,064	May-16	13,274	12,354	11,307
Jun-16	6,783	6,318	5,787	Jun-16	12,885	11,992	10,975
Jul-16	7,060	6,576	6,023	Jul-16	13,120	12,210	11,175
Ago-16	7,170	6,678	6,117	Ago-16	13,253	12,334	11,288
Sep-16	7,023	6,542	5,992	Sep-16	13,482	12,548	11,484
Oct-16	7,213	6,718	6,154	Oct-16	13,479	12,545	11,481
Nov-16	7,001	6,521	5,973	Nov-16	13,572	12,631	11,560
Dic-16	7,253	6,755	6,188	Dic-16	14,069	13,094	11,983
Ene-17	7,210	6,662	6,046	Ene-17	13,957	12,885	11,686
Feb-17	6,768	6,253	5,676	Feb-17	14,018	12,941	11,737
Mar-17	7,421	6,857	6,224	Mar-17	14,139	13,053	11,839
Abr-17	7,186	6,640	6,027	Abr-17	13,869	12,804	11,612
May-17	7,450	6,883	6,248	May-17	13,899	12,832	11,638
Jun-17	7,110	6,569	5,962	Jun-17	13,492	12,456	11,296
Jul-17	7,401	6,838	6,206	Jul-17	13,737	12,682	11,502
Ago-17	7,515	6,944	6,303	Ago-17	13,877	12,811	11,619
Sep-17	7,362	6,802	6,174	Sep-17	14,117	13,033	11,820

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Oct-17	7,561	6,986	6,341	Oct-17	14,114	13,030	11,817
Nov-17	7,338	6,780	6,154	Nov-17	14,211	13,119	11,898
Dic-17	7,602	7,024	6,376	Dic-17	14,731	13,600	12,334
Ene-18	7,565	6,922	6,225	Ene-18	14,628	13,375	12,019
Feb-18	7,101	6,498	5,844	Feb-18	14,692	13,433	12,071
Mar-18	7,786	7,125	6,408	Mar-18	14,819	13,550	12,176
Abr-18	7,540	6,900	6,205	Abr-18	14,535	13,291	11,943
May-18	7,817	7,153	6,433	May-18	14,567	13,320	11,969
Jun-18	7,460	6,826	6,139	Jun-18	14,140	12,929	11,618
Jul-18	7,765	7,106	6,390	Jul-18	14,398	13,165	11,829
Ago-18	7,885	7,216	6,489	Ago-18	14,543	13,298	11,949
Sep-18	7,724	7,068	6,357	Sep-18	14,795	13,528	12,156
Oct-18	7,933	7,259	6,528	Oct-18	14,792	13,525	12,153
Nov-18	7,699	7,046	6,336	Nov-18	14,894	13,618	12,237
Dic-18	7,976	7,299	6,564	Dic-18	15,439	14,117	12,685
Ene-19	7,949	7,199	6,414	Ene-19	15,354	13,894	12,369
Feb-19	7,462	6,757	6,020	Feb-19	15,421	13,954	12,423
Mar-19	8,182	7,410	6,602	Mar-19	15,555	14,075	12,530
Abr-19	7,923	7,175	6,393	Abr-19	15,257	13,806	12,291
May-19	8,214	7,438	6,627	May-19	15,290	13,836	12,317
Jun-19	7,838	7,099	6,324	Jun-19	14,842	13,430	11,956
Jul-19	8,159	7,389	6,583	Jul-19	15,112	13,675	12,174
Ago-19	8,286	7,504	6,685	Ago-19	15,265	13,814	12,297
Sep-19	8,117	7,351	6,549	Sep-19	15,530	14,053	12,510
Oct-19	8,336	7,549	6,726	Oct-19	15,526	14,050	12,507
Nov-19	8,091	7,327	6,528	Nov-19	15,633	14,146	12,594
Dic-19	8,382	7,591	6,763	Dic-19	16,205	14,664	13,055
Ene-20	8,266	7,458	6,619	Ene-20	15,950	14,379	12,750
Feb-20	7,965	7,206	6,418	Feb-20	15,875	14,352	12,772
Mar-20	8,509	7,677	6,813	Mar-20	16,158	14,567	12,917
Abr-20	8,239	7,434	6,597	Abr-20	15,849	14,288	12,670
May-20	8,542	7,707	6,839	May-20	15,884	14,319	12,697
Jun-20	8,151	7,354	6,527	Jun-20	15,418	13,899	12,325
Jul-20	8,485	7,656	6,794	Jul-20	15,699	14,153	12,550
Ago-20	8,617	7,774	6,899	Ago-20	15,858	14,296	12,677
Sep-20	8,441	7,616	6,758	Sep-20	16,132	14,544	12,896
Oct-20	8,668	7,821	6,941	Oct-20	16,129	14,540	12,893
Nov-20	8,414	7,591	6,737	Nov-20	16,240	14,640	12,982

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	MW	ALTO	MEDIO	BAJO
Dic-20	8,716	7,864	6,979	Dic-20	16,834	15,176	13,457
Ene-21	8,550	7,685	6,793	Ene-21	16,478	14,801	13,072
Feb-21	8,026	7,214	6,377	Feb-21	16,550	14,865	13,130
Mar-21	8,800	7,911	6,993	Mar-21	16,694	14,994	13,243
Abr-21	8,522	7,660	6,771	Abr-21	16,374	14,707	12,990
May-21	8,835	7,941	7,020	May-21	16,410	14,739	13,018
Jun-21	8,431	7,578	6,699	Jun-21	15,929	14,307	12,637
Jul-21	8,776	7,889	6,973	Jul-21	16,219	14,568	12,867
Ago-21	8,912	8,011	7,081	Ago-21	16,383	14,715	12,997
Sep-21	8,730	7,847	6,937	Sep-21	16,667	14,970	13,222
Oct-21	8,966	8,059	7,124	Oct-21	16,663	14,967	13,219
Nov-21	8,702	7,822	6,914	Nov-21	16,778	15,070	13,310
Dic-21	9,015	8,104	7,163	Dic-21	17,392	15,621	13,797
Ene-22	8,874	7,934	6,972	Ene-22	17,086	15,262	13,402
Feb-22	8,331	7,447	6,545	Feb-22	17,160	15,329	13,461
Mar-22	9,135	8,166	7,177	Mar-22	17,309	15,462	13,578
Abr-22	8,845	7,908	6,950	Abr-22	16,978	15,166	13,318
May-22	9,170	8,198	7,205	May-22	17,015	15,199	13,347
Jun-22	8,751	7,823	6,876	Jun-22	16,516	14,753	12,956
Jul-22	9,109	8,144	7,157	Jul-22	16,817	15,022	13,192
Ago-22	9,250	8,270	7,268	Ago-22	16,987	15,174	13,325
Sep-22	9,062	8,101	7,120	Sep-22	17,281	15,437	13,556
Oct-22	9,306	8,319	7,312	Oct-22	17,278	15,433	13,553
Nov-22	9,033	8,075	7,097	Nov-22	17,396	15,540	13,646
Dic-22	9,358	8,365	7,352	Dic-22	18,033	16,109	14,146

Desagregación mensual de energía y potencia total doméstica 2007-2022

Distribución de la demanda de energía eléctrica por sectores

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
2007	20,797	20,678	20,623	3,29%	2,97%	2,69%
2008	21,619	21,411	21,095	3,95%	3,54%	2,29%
2009	22,296	21,993	21,537	3,13%	2,72%	2,10%
2010	22,965	22,588	21,972	3,00%	2,70%	2,02%
2011	23,610	23,022	22,312	2,81%	1,92%	1,54%
2012	24,431	23,619	22,733	3,48%	2,59%	1,89%
2013	25,084	24,086	23,075	2,67%	1,97%	1,51%
2014	25,854	24,661	23,484	3,07%	2,39%	1,77%
2015	26,586	25,181	23,872	2,83%	2,11%	1,65%
2016	27,472	25,831	24,345	3,33%	2,58%	1,98%
2017	28,263	26,360	24,717	2,88%	2,05%	1,53%
2018	29,200	27,002	25,168	3,31%	2,44%	1,82%
2019	30,170	27,641	25,628	3,32%	2,36%	1,83%
2020	30,856	28,244	26,170	2,27%	2,18%	2,11%
2021	31,239	28,577	26,454	1,24%	1,18%	1,09%
2022	31,888	29,065	26,818	2,08%	1,71%	1,38%

Demanda Residencial

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2007	10,355	10,352	10,330	10,62%	10,71%	10,48%
2008	11,516	11,482	11,346	11,21%	10,92%	9,83%
2009	12,657	12,592	12,364	9,92%	9,66%	8,98%
2010	13,856	13,753	13,387	9,47%	9,22%	8,27%
2011	15,090	14,882	14,386	8,91%	8,21%	7,46%
2012	16,483	16,139	15,433	9,24%	8,45%	7,28%
2013	17,802	17,322	16,420	8,00%	7,33%	6,39%
2014	19,228	18,594	17,446	8,01%	7,34%	6,24%
2015	20,655	19,832	18,449	7,42%	6,66%	5,75%
2016	22,206	21,180	19,513	7,51%	6,80%	5,77%
2017	23,676	22,436	20,492	6,62%	5,93%	5,02%
2018	25,256	23,793	21,531	6,67%	6,05%	5,07%
2019	26,850	25,155	22,578	6,31%	5,72%	4,86%
2020	28,416	26,529	23,698	5,83%	5,46%	4,96%
2021	29,759	27,671	24,619	4,72%	4,31%	3,89%
2022	31,250	28,928	25,593	5,01%	4,55%	3,96%

Demanda Comercial

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2007	18,828	18,459	18,257	6,49%	4,34%	3,19%
2008	19,971	19,530	18,956	6,07%	5,81%	3,83%
2009	21,000	20,352	19,596	5,15%	4,20%	3,38%
2010	22,062	21,272	20,263	5,06%	4,52%	3,40%
2011	23,154	22,034	20,844	4,95%	3,58%	2,87%
2012	24,367	22,988	21,527	5,24%	4,33%	3,28%
2013	25,507	23,778	22,177	4,68%	3,44%	3,02%
2014	26,831	24,685	22,888	5,19%	3,81%	3,20%
2015	28,151	25,623	23,553	4,92%	3,80%	2,91%
2016	29,699	26,692	24,275	5,50%	4,17%	3,06%
2017	31,134	27,685	24,918	4,83%	3,72%	2,65%
2018	32,849	28,788	25,608	5,51%	3,98%	2,77%
2019	34,795	30,003	26,395	5,93%	4,22%	3,07%
2020	36,518	31,305	27,426	4,95%	4,34%	3,91%
2021	37,912	32,284	28,161	3,82%	3,13%	2,68%
2022	39,622	33,478	29,010	4,51%	3,70%	3,02%

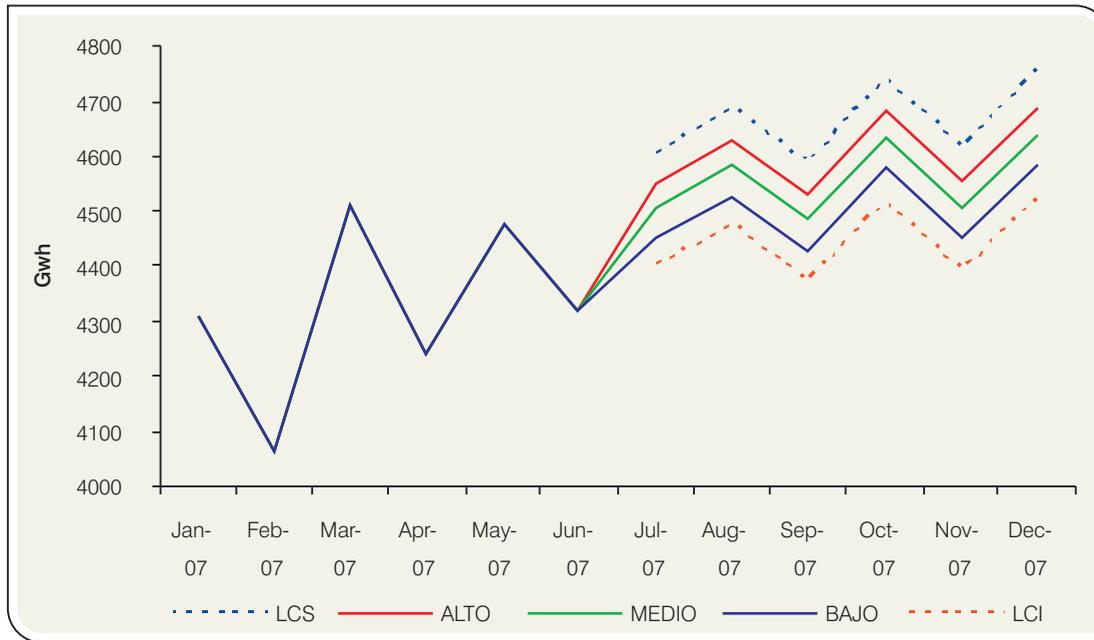
Demanda Industrial

GWh	ALTO	MEDIO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
2007	3,870	3,911	3,690	6,35%	5,96%	-0,01%
2008	3,897	3,893	3,690	0,69%	-0,46%	-0,02%
2009	4,087	4,083	3,682	4,88%	4,87%	-0,21%
2010	4,067	4,065	3,670	-0,49%	-0,44%	-0,33%
2011	4,231	4,216	3,652	4,04%	3,71%	-0,50%
2012	4,262	4,233	3,647	0,73%	0,41%	-0,12%
2013	4,415	4,376	3,630	3,60%	3,39%	-0,46%
2014	4,458	4,410	3,625	0,96%	0,77%	-0,16%
2015	4,617	4,554	3,616	3,57%	3,25%	-0,24%
2016	4,695	4,618	3,620	1,70%	1,41%	0,12%
2017	4,852	4,757	3,609	3,34%	3,01%	-0,30%
2018	4,946	4,834	3,610	1,93%	1,63%	0,03%
2019	5,121	4,989	3,613	3,54%	3,19%	0,06%
2020	5,222	5,079	3,626	1,98%	1,82%	0,37%
2021	5,354	5,191	3,611	2,52%	2,20%	-0,40%
2022	5,464	5,278	3,608	2,06%	1,67%	-0,10%

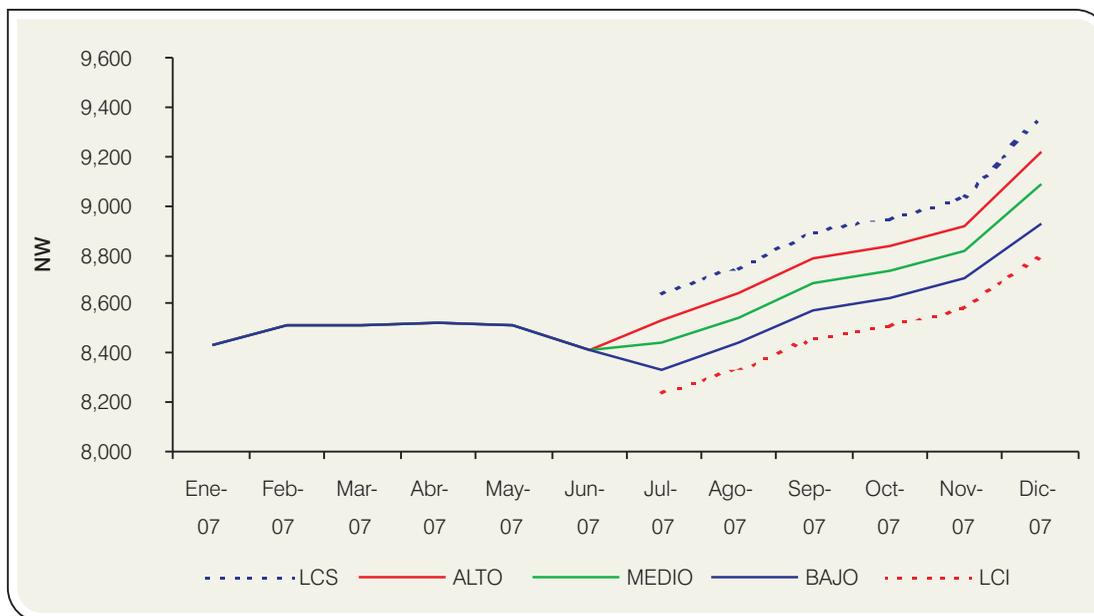
Demanda de Otros

Rango de confianza superior e inferior de los modelo de proyección

Se incluyen los rangos de confianza de los modelos para el corto plazo dada su utilidad para el planeamiento de la operación de energía y potencia (líneas punteadas). Es de aclarar que estos límites de confianza no se emplean para propósitos de planeamiento y se suministran para que los diferentes agentes tengan insumos para la realización de sus propios análisis.

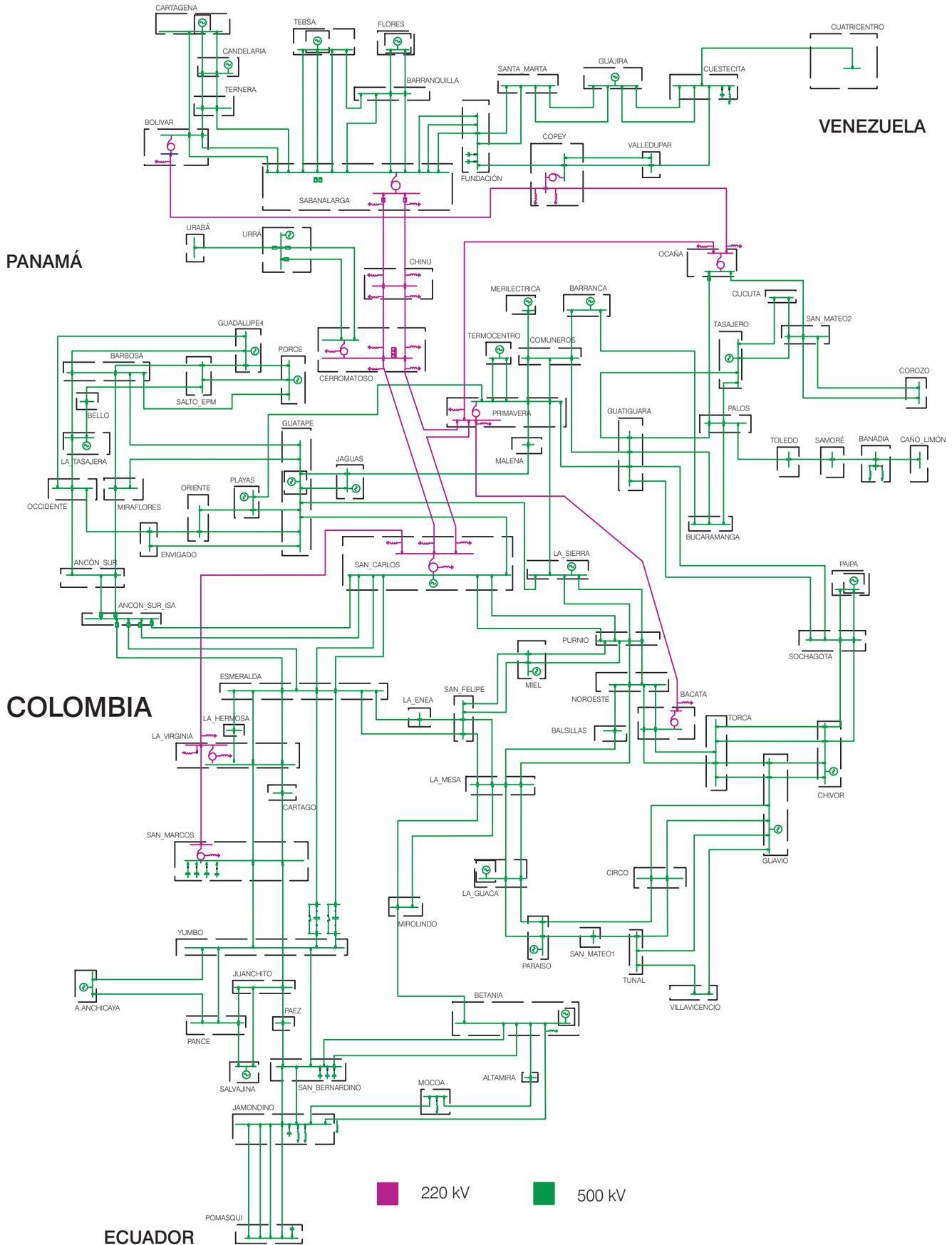


Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de energía eléctrica en el 2006.



Túnel de escenarios y límites de confianza proyección mensual de potencia eléctrica en el 2007.

8.4 DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL ACTUAL





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

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

Este libro se termino de imprimir
en los talleres de www.digitosydiseños.com.co
en el mes de Abril de 2008