

Foto: Cortesía EPM

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA
GENERACIÓN - TRANSMISIÓN
2010-2024

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2010-2024

The background of the slide is a collage of three images. On the left, a white wind turbine stands against a clear blue sky. In the center, a large concrete dam with water cascading over its spillways is visible. On the right, a close-up of a solar panel is shown, reflecting the sky. The text is overlaid on the bottom right portion of this collage.

**Plan de Expansión
de Referencia**

**Generación - Transmisión
2010-2024**

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

SUBDIRECCIÓN DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA

Ricardo Rodríguez Yee
Director General UPME

Beatriz Herrera Jaime
Subdirectora de Planeación Energética

ELABORÓ

Subdirección de Planeación Energética

Con el apoyo del **Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT**, conformado por:

Cerro Matoso S.A.
Codensa S.A. E.S.P.
Electricaribe S.A. E.S.P.
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Isagen S.A. E.S.P.
Ministerio de Minas y Energía
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

EQUIPO DE TRABAJO UPME

AMBIENTAL

Olga Victoria González
Héctor Hernando Herrera

ASESOR DE LA DIRECCIÓN GENERAL

Javier Andrés Martínez Gil

DEMANDA

Ismael León Muñoz
Jaime Fernando Andrade Mahecha

GENERACIÓN

Dora Liliam Castaño Ramírez
Haider Enrique Amaranto San Juan
Luis Alexander Rico

HIDROCARBUROS

Juan Felipe Cárdenas
Sandra Johana Leyva Rolón
Verónica Ortiz Cerón

TRANSMISIÓN

Marco Antonio Caro Camargo
Carmen Andrea Rojas Castellanos
Raúl Gil Naranjo
Alfonso Segura López
Álvaro Eduardo Amaya Contreras

DISEÑO

Víctor Manuel Riveros Lemus

IMPRESIÓN Y ACABADOS

Editorial Scripto Ltda.
PBX: 756 20 03
info@scripto.com.co

ISBN: 978-958-8363-09-7

Carrera 50 No 26-20
Tel: (571) 2220601- Fax: (571) 2219537
Bogotá, Colombia
Noviembre de 2010



INTRODUCCIÓN

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.

Este documento contiene una revisión de las diferentes variables económicas del país, tales como el crecimiento de la economía, el Índice de Precios al Consumidor – IPC, inflación, tasa de cambio, empleo y una revisión a los sectores externo e interno, entre otros. Adicionalmente, incluye una revisión a la evolución la demanda, la capacidad instalada del País y la situación más reciente del mercado de electricidad.

Es de considerar que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada durante el transcurso del año 2009 y parte del 2010, y que para la planeación de la generación y la transmisión, se utilizó el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a noviembre de 2009.

En cuanto a la generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país, como son el carbón mineral, gas natural, combustibles líquidos, hidroelectricidad y fuentes no convencionales de energía. Así mismo, el documento presenta el registro de proyectos de generación y hace una descripción del avance de aquellos que se encuentran en construcción. Igualmente, se incluye información de demanda y expansión en Centroamérica y Ecuador.

Los resultados del plan de generación indican que, entre el corto y el mediano plazo, es decir, entre el periodo 2010 y 2018, no se identifican requerimientos de capacidad instalada de generación adicionales a la capacidad definida a través del mecanismo de subasta del cargo por confiabilidad. Por otro lado, en el largo plazo el sistema colombiano requeriría la instalación de 1,900 MW adicionales a la expansión definida a través del cargo, y 2050 MW si se considera el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años.

Dentro de lo que sería el plan candidato de expansión en generación, resalta la importancia de considerar la entrada de al menos 600 MW en proyectos térmicos a partir del 2021, esto con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema y diversificar la matriz energética del país.

En el ejercicio del planeamiento de la transmisión se analizó el impacto para el Sistema de Transmisión Nacional – STN de la interconexión Colombia – Panamá 600 MW, al igual que la conexión de tres (3) grandes usuarios. Adicionalmente, se definieron obras de infraestructura para mejorar la confiabilidad de la red, reducir las restricciones del Sistema, y en general asegurar el correcto abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de planeamiento. También, se analizaron los sistemas de Transmisión Regionales – STR con el objetivo de brindar señales de expansión a los Operadores de Red.

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de cuatro (4) proyectos en el STN: nueva subestación Alférez 230 kV; nueva subestación Chivor II 230 kV y su respectiva conexión a la actual subestación Chivor; nueva subestación Norte 230 kV y el corredor de línea Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV; y la conexión del proyecto de generación Porce IV a nivel de 500 kV. Se trata de una inversión cercana a los 93.5 millones de dólares, la cual se deberá ejecutar en los próximos 5 años. Adicionalmente, como parte de las recomendaciones del Plan, se definió un listado de subestaciones del STN, las cuales pueden estar sujetas a un cambio de configuración.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010 – 2024, el cual fue elaborado con la asesoría del CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestros agradecimientos.



TABLA DE CONTENIDO

	Página
1 ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL	13
1.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO	13
1.2 PRECIOS	15
1.3 TASA DE CAMBIO	16
1.4 EMPLEO	17
1.5 SECTOR EXTERNO	18
1.6 SECTOR PÚBLICO	21
2 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA	23
2.1 METODOLOGÍA	23
2.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN	24
2.2.1 PIB y Población	25
2.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN	25
2.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución	26
2.2.4 Cargas Especiales	27
2.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA	27
2.3.1 Periodo 2009 -2011	27
2.3.2 Periodo 2009 – 2031	29
3 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	31
3.1 DEMANDA DE ENERGÍA	31
3.1.1 Evolución Histórica de la Demanda de Energía	31
3.1.2 Evolución Histórica de la Potencia Máxima	35
3.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	37
3.2.1 Capacidad Instalada	37
3.2.2 Generación	39
3.3 PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM	42
3.4 RESTRICCIONES	44
4 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	47
4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS	48

	Página
4.1.1 Carbón Mineral	48
4.1.2 Gas Natural	52
4.1.2.1 Reservas de Gas Natural	53
4.1.2.2 Producción de Gas Natural	54
4.1.2.3 Precios de Gas Natural	55
4.1.3 Combustibles Líquidos	58
4.1.3.1 Producción	58
4.1.3.2 Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica	60
4.2 HIDROELECTRICIDAD Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	61
4.3 CARGO POR CONFIABILIDAD	63
4.4 REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN	64
4.4.1 Proyectos de Generación en desarrollo	65
4.5 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA Y ECUADOR	65
4.5.1 Demanda de energía en Centroamérica	65
4.5.2 Demanda de energía en Ecuador	66
4.5.3 Oferta y proyectos de generación en Ecuador	67
4.5.4 Proyectos de generación en Centroamérica	67
4.6 VISIÓN DE LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN COLOMBIA	69
4.6.1 Supuestos Principales	70
4.6.2 Escenario 1	71
4.6.3 Escenario 2	76
4.6.4 Escenario 3	78
4.6.5 Escenario 4	79
4.7 MARCO REGULATORIO DEL MERCADO DE ENERGÍA	81
4.7.1 Interconexión Colombia – Ecuador	82
4.7.2 Interconexión Colombia – Panamá	82
4.8 ACCIONES DEL GOBIERNO FRENTE A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA GENERADA POR EL FENÓMENO DE “EL NIÑO”	83
4.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
5 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	87
5.1 ELABORACIÓN	89
5.2 EXPANSIÓN DEFINIDA	91
5.3 DIAGNÓSTICO STN Y STR	93
5.4 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2024	99
5.5 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	106
5.5.1 Análisis Área Antioquia – Chocó	106
5.5.2 Análisis Área Atlántico	113
5.5.3 Análisis del STN Área Atlántico	116
5.5.4 Análisis Área Bogotá	119
5.5.5 Análisis Área Meta	134
5.5.6 Análisis Área Bolívar	135
5.5.7 Análisis Área Cauca – Nariño	140
5.5.8 Análisis Área Córdoba – Sucre	144
5.5.9 Análisis STR Cerromatoso	147
5.5.10 Análisis Área Caldas – Risaralda – Quindío	149
5.5.11 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena	152
5.5.12 Área Nordeste	155
5.5.13 Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá	161
5.5.14 Análisis Área Valle del Cauca	163
5.6 ANÁLISIS DEL STN	172
5.6.1 Análisis Área Suroccidental	173

	Página
5.6.2	Conexión Central de Generación Porce IV 186
5.6.3	Conexión central de generación Termocol 203
5.6.4	Conexión de Cargas importantes al STN 207
5.6.4.1	Refinería Ecopetrol 207
5.6.4.2	Mina Drummond 212
5.6.5	Interconexión Colombia – Panamá 600 MW 214
5.6.6	Reconfiguración de subestaciones del STN 221
5.7	NIVEL DE CORTO DE LAS SUBESTACIONES DEL STN 223
5.8	RECOMENDACIONES 225
5.9	CRONOGRAMA DE PROYECTOS 226
5.10	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN 229
6	RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO 231
7	ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN 235
7.1	FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂ DEL SIN PARA PROYECTOS MDL 235
7.1.1	Contextualización 235
7.1.2	Metodología de Cálculo 238
7.1.3	Resultados 238
7.2	COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL 239
7.2.1	Modelo CGA Costos de Gestión Ambiental 240
7.2.2	Cálculo de los Indicadores de Impacto y de Costos 241
7.3	PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 243
7.3.1	Carbón 243
7.3.1.1	Tecnologías de producción de energía eléctrica con carbón 245
7.3.2	Otras fuentes. 247
7.4	VISIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA PARA LA FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 247
8	ANEXOS 251
8.1	PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA 251
8.2	PROYECCIÓN ANUAL DE DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 258
8.3	PROYECCIÓN ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA NACIONAL 259
8.4	RESERVAS DE CARBÓN 260
8.5	PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME 261
8.6	NORMATIVIDAD RELACIONADA CON EL MERCADO DE ENERGÍA 264
8.7	RESUMEN DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA CADA UNA DE LAS ÁREAS DEL SISTEMA 269
8.8	EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED – 2009 274
8.9	DIAGRAMAS UNIFILARES 278
8.10	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL 293
8.11	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EXPANSIÓN DEFINIDA Y VISIÓN DE LARGO PLAZO 294
8.12	NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN 295
8.13	LISTADO DE SUBESTACIONES DEL STN SUJETAS A UNA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA EL CAMBIO DE CONFIGURACIÓN 298

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1-1	Producto Interno Bruto	14
Gráfica 1-2	Inflación	15
Gráfica 1-3	Tasa de cambio	16
Gráfica 1-4	Tasa de ocupación y desempleo	17
Gráfica 1-5	Balanza comercial	18
Gráfica 1-6	Exportaciones por sector económico	19
Gráfica 1-7	Importaciones por sector económico	20
Gráfica 1-8	Destino de las exportaciones.....	20
Gráfica 1-9	Origen de las importaciones	21
Gráfica 1-10	Dividendos de Ecopetrol como porcentaje de los ingresos del Gobierno Nacional Central	22
Gráfica 2-1	Escenarios de crecimiento del PIB.	25
Gráfica 2-2	Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica	26
Gráfica 2-3	Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2011	28
Gráfica 2-4	Banda de proyección nacional de potencia máxima 2009-2011	28
Gráfica 2-5	Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2031	29
Gráfica 2-6	Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2009-2031	29
Gráfica 3-1	Evolución demanda de energía 2003-2009 (GWh)	32
Gráfica 3-2	Crecimiento demanda de energía 2003-2009	32
Gráfica 3-3	Evolución mensual de la demanda de energía 2003-2009 (GWh)	33
Gráfica 3-4	Variación demanda mensual de energía 2009	34
Gráfica 3-5	Demanda real 2009 Vs Escenarios de proyección	34
Gráfica 3-6	Evolución potencia máxima 2003-2009 (MW)	35
Gráfica 3-7	Crecimiento potencia máxima 2003-2009	36
Gráfica 3-8	Distribución mensual de potencia máxima 2003-2009	36
Gráfica 3-9	Evolución mensual potencia máxima 2003-2009 (MW)	37
Gráfica 3-10	Evolución capacidad efectiva neta 2003-2009 (MW)	38
Gráfica 3-11	Participación por tecnología capacidad efectiva neta 2009	38
Gráfica 3-12	Participación Horaria por Recurso Energético 2009	39
Gráfica 3-13	Evolución 2009 disponibilidad de generación	40
Gráfica 3-14	Capacidad efectiva, disponibilidad y demanda de potencia máxima	40
Gráfica 3-15	Evolución diaria % Volumen Útil del Sistema	41
Gráfica 3-16	Participación por agente en la generación 2009	41
Gráfica 3-17	Evolución precio de bolsa nacional 2009	42
Gráfica 3-18	Evolución mensual precio de bolsa nacional 1997-2009	43
Gráfica 3-19	Evolución 2009 precio de los contratos	43
Gráfica 3-20	Evolución histórica precio medio contratos despachados 1997-2009	44
Gráfica 3-21	Costo de las restricciones 2009	44
Gráfica 3-22	Evolución histórica restricciones 2001 a 2009	45
Gráfica 3-23	Costo Medio por kWh Restricciones sin AGC	46
Gráfica 4-1	Escenario medio de precios de carbón mineral en US\$/MBTU de noviembre de 2009	51
Gráfica 4-2	Escenario alto de precios de carbón mineral en US\$/MBTU de noviembre de 2009	52
Gráfica 4-3	Reservas de Gas Natural	53
Gráfica 4-4	Proyección de oferta Nacional de Gas Natural	54
Gráfica 4-5	Precio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price	56

	Página
Gráfica 4-6	Proyección de precios de Gas Natural de La Guajira en boca de pozo 57
Gráfica 4-7	Comportamiento precios Gas Natural en Estados Unidos 57
Gráfica 4-8	Proyección precio del GNL puesto en La Guajira 58
Gráfica 4-9	Producción de Combustibles Líquidos 59
Gráfica 4-10	Precio proyectado del ACPM – Jet Fuel y Fuel Oil 60
Gráfica 4-11	Costo marginal de la energía para los escenarios de demanda alta, media y baja incluyendo proyectos del cargo por confiabilidad 71
Gráfica 4-12	Costo marginal de la energía para el escenario de demanda alta, media y baja. Escenario 1 73
Gráfica 4-13	Exportaciones de energía a Ecuador bajo escenarios de demanda alta, media, baja 74
Gráfica 4-14	Importaciones de energía de Colombia provenientes de Ecuador bajo escenario de demanda alta, media y baja 74
Gráfica 4-15	Exportaciones de energía a Centroamérica bajo escenario de demanda alta media, baja 75
Gráfica 4-16	Importaciones de energía de Colombia provenientes de Centroamérica bajo escenario de demanda alta, media y baja 76
Gráfica 4-17	Intercambios de energía con Centroamérica y Ecuador 77
Gráfica 4-18	Costo marginal para el escenario 2 con demanda alta 77
Gráfica 4-19	Costo marginal con regasificación para demanda alta 78
Gráfica 4-20	Intercambios con Ecuador y Centroamérica escenario 3 79
Gráfica 4-21	Costo marginal demanda alta con alternativa de retiro de unidades 80
Gráfica 4-22	Intercambios con Ecuador y Centroamérica escenario 4 81
Gráfica 5-1	Sistema de Transmisión Nacional a 2010 88
Gráfica 5-2	Metodología de elaboración del Plan de Expansión en Transmisión 90
Gráfica 5-3	Visión de Largo plazo Sistema de Transmisión Nacional 105
Gráfica 5-4	Diagrama unifilar del área Antioquia 109
Gráfica 5-5	Diagrama unifilar área Atlántico 114
Gráfica 5-6	Alternativas planteadas para el STN Atlántico 117
Gráfica 5-7	Ángulo del rotor ante la contingencia del circuito 1 Guavio-Chivor - 230 kV y desconexión por sobre corriente del circuito 2 122
Gráfica 5-8	Alternativas de expansión para el norte de Bogotá 123
Gráfica 5-9	Alternativas de conexión del Gran Usuario 126
Gráfica 5-10	Comportamiento de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV para las dos Alternativas 128
Gráfica 5-11	Costo mensual de las restricciones en el periodo 2007 – 2009 132
Gráfica 5-12	Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV 134
Gráfica 5-13	Diagrama Unifilar Bolívar 137
Gráfica 5-14	Cargabilidad de las líneas del STN y el STR 138
Gráfica 5-15	Diagrama unifilar Área Cauca – Nariño 143
Gráfica 5-16	Diagrama Unifilar Área Cerromatoso 148
Gráfica 5-17	Diagrama unifilar Área CQR con la expansión en Armenia y Esmeralda 151
Gráfica 5-18	Diagrama unifilar del área 153
Gráfica 5-19	Diagrama unifilar del área considerando el proyecto Guatiguará. 157
Gráfica 5-20	Cargabilidad de los transformadores 158
Gráfica 5-21	Diagrama unifilar Tolima – Huila – Caquetá 162
Gráfica 5-22	Diagrama unifilar Área Valle con desacople en TermoYumbo 115 kV 164
Gráfica 5-23	Diagrama unifilar Alternativa Alférez 230 kV 167
Gráfica 5-24	Área Suroccidental 174

	Página
Gráfica 5-25 Proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV	174
Gráfica 5-26 Potencia en Betania, contingencia Betania – Mirolindo 230 kV	177
Gráfica 5-27 Potencia en Betania, contingencia Jamondino – Pomasqui 230 kV	177
Gráfica 5-28 Potencia en Salvajina, contingencia Jamondino – Pomasqui 230 kV	178
Gráfica 5-29 Probabilidad de Utilidad del proyecto	180
Gráfica 5-30 Histograma de la generación en el área Suroccidental utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE	180
Gráfica 5-31 Evolución de la Generación requerida en el área Suroccidental en el periodo de demanda máxima	182
Gráfica 5-32 Evolución de la Generación requerida en el área Suroccidental en el periodo de demanda media	182
Gráfica 5-33 Probabilidad de Utilidad del Proyecto	183
Gráfica 5-34 Demanda Suroccidental + Exportaciones al Ecuador Vs Escenarios extremos de Generación	185
Gráfica 5-35 Alternativas de expansión a nivel de 500 kV	185
Gráfica 5-36 Ubicación geográfica del proyecto Porce IV	187
Gráfica 5-37 Alternativa 1 Porce IV	188
Gráfica 5-38 Alternativa 2 Porce IV	189
Gráfica 5-39 Alternativa 3 Porce IV	190
Gráfica 5-40 Alternativa 4 Porce IV	191
Gráfica 5-41 Alternativa 5 Porce IV	192
Gráfica 5-42 Alternativa 6 Porce IV	194
Gráfica 5-43 Alternativa 7 Porce IV	196
Gráfica 5-44 Ángulo de rotor Porce III ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV	198
Gráfica 5-45 Ángulo de rotor Porce IV ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV	199
Gráfica 5-46 Potencia activa Porce III ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV	199
Gráfica 5-47 Ángulo de rotor Porce IV ante la contingencia Porce III – San Carlos 500 kV	200
Gráfica 5-48 Potencia activa Porce III ante la contingencia Porce III – San Carlos 500 kV	200
Gráfica 5-49 Ubicación geográfica del proyecto Termocol	204
Gráfica 5-50 Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Guajira 220 kV	205
Gráfica 5-51 Conexión de la nueva subestación Ecopetrol 230 kV	208
Gráfica 5-52 Conexión del proyecto a la subestación El Copey 220 kV	212
Gráfica 5-53 Interconexión Colombia – Panamá 600 MW	215
Gráfica 5-54 Pérdida de la interconexión. Año 2014	217
Gráfica 5-55 Pérdida de la interconexión. Año 2014	217
Gráfica 5-56 Contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV. Año 2014	218
Gráfica 5-57 Contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV. Año 2014	218
Gráfica 5-58 Pérdida de la interconexión. Año 2015	219
Gráfica 5-59 Pérdida de la interconexión. Año 2015	219
Gráfica 5-60 Contingencia Porce IV – Cerromatoso 500 kV. Año 2015	220
Gráfica 5-61 Contingencia Porce IV – Cerromatoso 500 kV. Año 2015	220
Gráfica 5-62 Nivel de corto circuito en las subestaciones de 500 kV	223
Gráfica 5-63 Nivel de cortocircuito en las Subestaciones de 220 kV	224
Gráfica 7-1 Estructura de funcionamiento	241
Gráfica 7-2 Curva de Eficiencia vs Emisiones de CO ₂	245

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1	Contribución del petróleo y el carbón en el total del impuesto de renta	22
Tabla 2-1	Escenarios de demanda por cargas especiales.....	27
Tabla 3-1	Evolución mensual de la demanda de energía 2003-2009 (GWh)	33
Tabla 3-2	Evolución mensual potencia máxima 2003-2009 (MW)	37
Tabla 3-3	Relación proyectos de STN 2001 2009	45
Tabla 4-1	Calidad de los carbones zona norte	48
Tabla 4-2	Calidad de los carbones zona interior del país Antioquia y Valle	50
Tabla 4-3	Calidad de los Carbones Zona Interior del País	50
Tabla 4-4	Calidad de los carbones zona interior del país	50
Tabla 4-5	Obligaciones de energía firme en la primera subasta de energía del cargo por confiabilidad	63
Tabla 4-6	Obligaciones de energía firme a través del proceso de sobre cerrado del cargo por confiabilidad	64
Tabla 4-7	Proyectos en Colombia a ser considerados en el plan de expansión	65
Tabla 4-8	Demanda de energía empleada en países de Centroamérica en el plan de expansión de Colombia	66
Tabla 4-9	Demanda de energía empleada en Ecuador en el plan de expansión de Colombia	66
Tabla 4-10	Proyectos en Ecuador a ser considerados en el plan de expansión	67
Tabla 4-11	Capacidad en MW en Centroamérica a ser considerados en el plan de expansión	68
Tabla 4-12	Escenarios de Expansión en Generación	69
Tabla 4-13	Capacidad requerida en MW para el escenario 1 en el periodo 2010 – 2024	72
Tabla 4-14	Índices de confiabilidad del sistema colombiano ante demanda alta	73
Tabla 4-15	Capacidad requerida en MW para la alternativa en el periodo 2010-2024	80
Tabla 5-1	Expansión en generación definida	91
Tabla 5-2	Expansión en transmisión definida	92
Tabla 5-3	Reporte de transformadores con alto nivel de carga	93
Tabla 5-4	Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9	95
Tabla 5-5	Diagnóstico de las áreas	96
Tabla 5-6	Diagnóstico de las áreas	97
Tabla 5-7	Diagnóstico de las áreas	98
Tabla 5-8	Expansión en Transmisión – Largo Plazo	103
Tabla 5-9	Expansión en Transmisión – Largo Plazo	104
Tabla 5-10	Comportamiento del sistema sin proyectos	107
Tabla 5-11	Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas. Año 2011	110
Tabla 5-12	Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas. Año 2013	110
Tabla 5-13	Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas. Año 2015	111
Tabla 5-14	Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas	115
Tabla 5-15	Alternativas 1 y 2	118
Tabla 5-16	Alternativas 3 y 4	118
Tabla 5-17	Resultados para el año 2012 considerando el proyecto Nueva Esperanza	121
Tabla 5-18	Comportamiento del Sistema Bogotá bajo cada una de las alternativas planteadas	124

	Página
Tabla 5-19	Escenarios contemplados para la conexión del gran usuario 127
Tabla 5-20	Cargabilidad de la línea Guavio – Chivor 230 kV para las dos Alternativas 127
Tabla 5-21	Valoración económica de las Alternativas 131
Tabla 5-22	Valoración del Proyecto Chivor II – Bacatá – Norte 230 kV 133
Tabla 5-23	Valoración de la nueva subestación Chivor II 230 kV y su conexión a la actual subestación Chivor 133
Tabla 5-24	Comportamiento del Sistema año 2010 136
Tabla 5-25	Comportamiento del Sistema considerando la entrada de la nueva subestación el Bosque 220/66 kV 139
Tabla 5-26	Resultados año 2010 Área Cauca – Nariño 140
Tabla 5-27	Resultados Análisis Área Cauca - Nariño Año 2017 144
Tabla 5-28	Diagnóstico Área Chinú 145
Tabla 5-29	Resultados Análisis Área Chinú Año 2011 146
Tabla 5-30	Comportamiento del Sistema considerando el proyecto Armenia 230/115 kV 150
Tabla 5-31	Comportamiento del sistema 154
Tabla 5-32	Comportamiento del Sistema 155
Tabla 5-33	Comportamiento del sistema con y sin el proyecto Guatiguará 158
Tabla 5-34	Comportamiento del sistema 160
Tabla 5-35	Comportamiento del sistema con y sin la reconfiguración de la barra TermoYumbo 165
Tabla 5-36	Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez. 230 kV 168
Tabla 5-37	Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez. 230 kV 168
Tabla 5-38	Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez. 230 kV 169
Tabla 5-39	Costo de las Alternativas 170
Tabla 5-40	Valoración del proyecto Alférez 230 kV 172
Tabla 5-41	Casos considerados para los análisis de estabilidad transitoria 175
Tabla 5-42	Resumen resultados contingencias menos críticas 176
Tabla 5-43	Relación Beneficio/Costo del proyecto 183
Tabla 5-44	Observaciones de cada una de las Alternativas planteadas 186
Tabla 5-45	Comportamiento del STN bajo la Alternativa 5 193
Tabla 5-46	Comportamiento del STN bajo la Alternativa 6 195
Tabla 5-47	Comportamiento del STN bajo la Alternativa 7 197
Tabla 5-48	Resultados Evaluación Económica Porce IV 202
Tabla 5-49	Valoración en Unidades Constructivas de la Alternativa 6 Porce IV 203
Tabla 5-50	Desempeño del STN considerando la conexión de Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Guajira 220 kV 206
Tabla 5-51	Resultados Conexión Ecopetrol 230 kV. Años 2012 y 2015 209
Tabla 5-52	Resultados conexión Ecopetrol 230 kV. Año 2017 210
Tabla 5-53	Resultados conexión Drummond año 2011 213
Tabla 5-54	Comportamiento del STN considerando una exportación de 600 MW a Panamá 216
Tabla 5-55	Fecha proyectos de Expansión 227
Tabla 5-56	Cronograma de Proyectos de Expansión 228
Tabla 5-57	Inversiones en Transmisión 229
Tabla 7-1	Indicadores asociados a los impactos potenciales 242
Tabla 7-2	Comparación de Tecnologías de Combustión de Carbón en Lecho Fluidizado 246
Tabla 7-3	Fases de las EAE 249



1 ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL

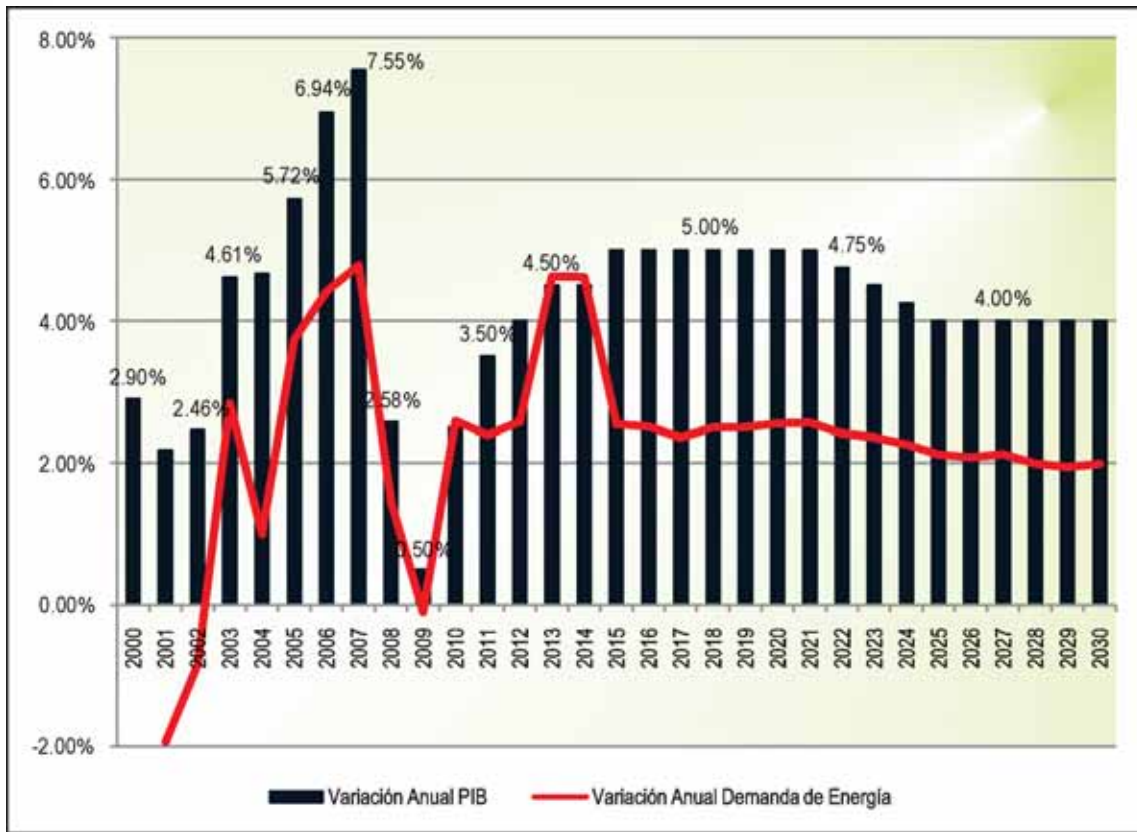
El sector minero-energético colombiano reviste un papel importante en términos de sus aportes al PIB, a las exportaciones y a las cuentas fiscales de la economía colombiana. Hoy en día se puede afirmar, que durante la última crisis financiera mundial ha sido uno de los sectores que más ha contribuido a evitar una severa contracción del nivel de la actividad interna. En este capítulo se presenta un análisis de los indicadores económicos nacionales de los últimos años, el desarrollo de los mismos y su influencia en el sector energético.

1.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO

El comportamiento del Producto Interno Bruto para el periodo 2000 - 2009 presentó un incremento anual promedio del 4.0%, lo que se traduce en un crecimiento de la economía nacional a una tasa anual media para este periodo en igual magnitud.

Durante el periodo 2000-2009 se experimentó una fuerte variabilidad en el desempeño económico del país, en el año 2007 una tasa de crecimiento del PIB de 7.55%, y en el año 2009 una tasa de 0.5% de crecimiento del PIB, tal como se indica en la Gráfica 1-1; este último valor evidencia la crisis económica a escala global de los años 2008-2009, que en Colombia alcanzó crecimientos negativos en el último trimestre del año 2008 y primero del año 2009.

Gráfica 1-1. Producto Interno Bruto



Fuente: DANE – UPME. 2010. Cálculos: UPME

Estos incrementos han estado asociados con el crecimiento de renglones productivos como la explotación de minas y canteras, la construcción, la industria manufacturera y el transporte, entre otros.

En la Gráfica 1-1 se observa la relación entre la variación anual de la demanda de energía y la variación anual del PIB, para el periodo 2000-2009; para los próximos años, se esperan importantes aportes del sector minero-energético al PIB, con tasas de crecimiento positivas, entre el 2.5% y el 4%.

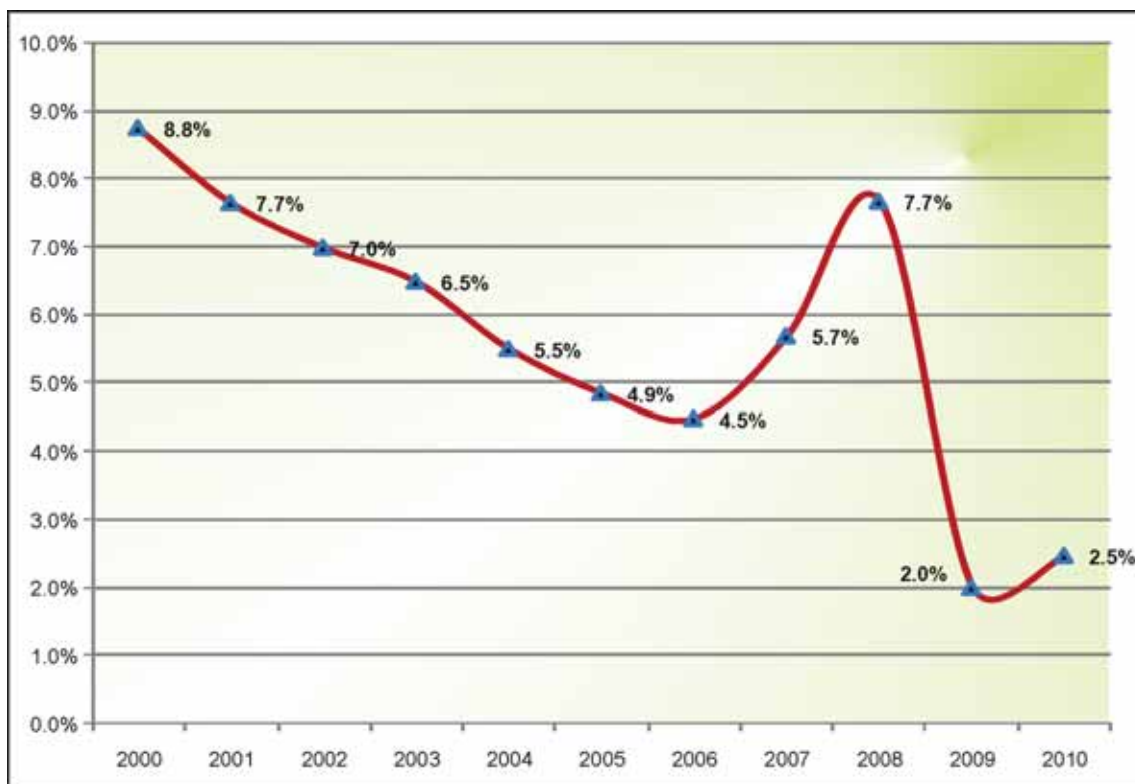
El PIB nacional aumentó su valor de 284 billones de pesos en el 2000 a 340 billones de pesos en el 2005 y a 401 billones de pesos en el 2009 (precios constantes de 2005). Las variaciones anuales demuestran crecimientos sostenidos en el periodo 2000-2007, presentando en los años 2008 y 2009 una contracción en el sector de la industria manufacturera de 5.9% y un dinámico incremento en el renglón de minas y canteras y de la construcción de 9.6% y 14.6% respectivamente.

1.2 PRECIOS

En la última década se logró consolidar una inflación de un dígito con tendencia decreciente, solo en el año 2008 alcanzó el 7.7%, para de nuevo descender hasta el 2% en el año 2009; dicha tendencia se vio afectada por choques transitorios de oferta como es el caso de los alimentos y la salud.

Entre enero y junio de 2010, se ha alcanzado una variación porcentual de la pérdida del valor adquisitivo del peso de 2.5%. Se espera que la inflación se estabilice en un futuro próximo en una tasa de 3%. Ver Gráfica 1-2.

Gráfica 1-2. Inflación



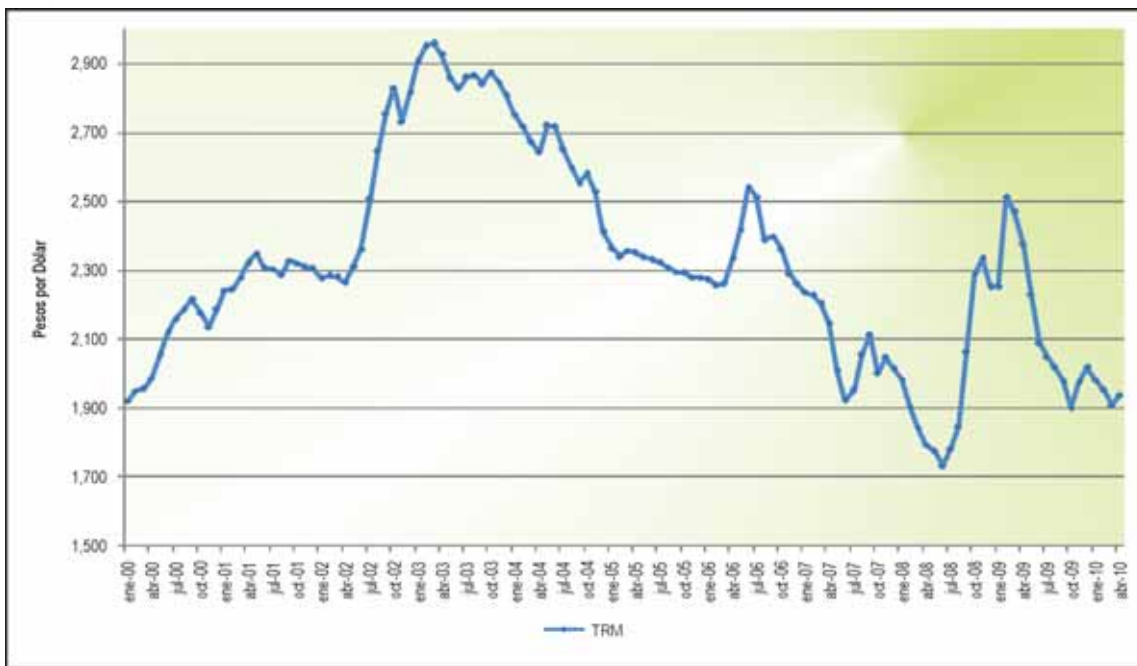
Fuente: DANE. 2010. Cálculos: UPME

El aumento de los precios de los alimentos, observado en los años 2007 y 2008, obedeció en primer lugar a los altos precios internacionales de productos como aceites, cereales y azúcar, que constituyen parte importante de la canasta del consumidor; Este fenómeno sumado al fuerte aumento que registró el precio internacional de los combustibles, el auge de numerosas economías emergentes e incluso al calentamiento global fueron determinantes en el aumento de este indicador.

1.3 TASA DE CAMBIO

Al finalizar el año 2008, la TRM alcanzó un valor de 2,251.51 pesos por dólar de Estados Unidos, 11.8% por encima del valor registrado en el mismo mes del año 2007. Durante el primer semestre de 2008, el comportamiento de la tasa representativa del mercado fue estable, mientras que en el segundo semestre del mismo año se registro una fuerte tendencia a la devaluación. Ver Gráfica 1-3.

Gráfica 1-3. Tasa de cambio



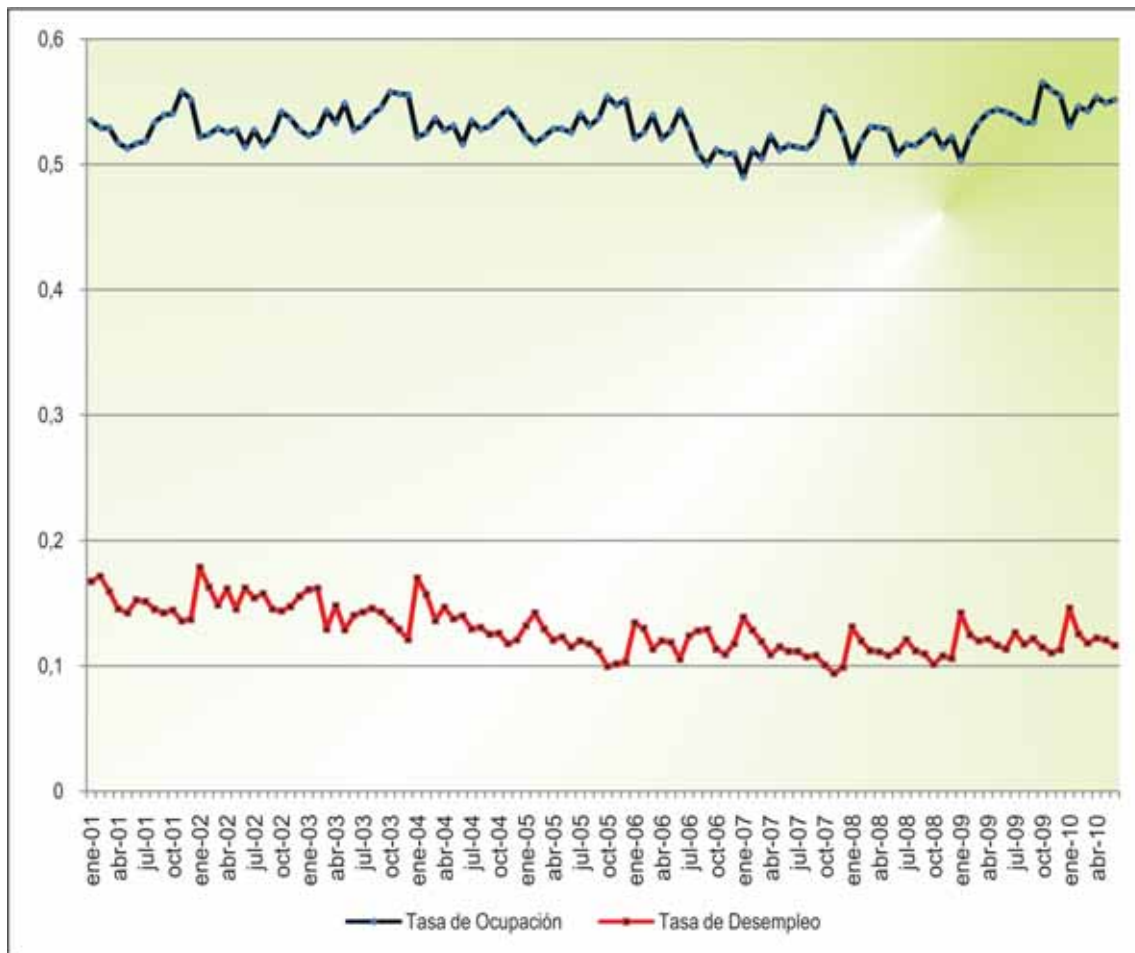
Fuente: Banco de la República. 2010. Cálculos: UPME

En el primer trimestre del año 2009, se mantuvo la tendencia que se traía del 2008, pero hacia abril de 2009 se inició un comportamiento con tendencia a la revaluación que se ha mantenido hasta mediados de 2010, como resultado de entradas masivas de capital asociadas con inversión extranjera directa principalmente para petróleo y minería.

1.4 EMPLEO

Durante la última década el desempleo ha disminuido gradualmente, alcanzando en el año 2009 una tasa de 12%. Por otra parte, la tasa de ocupación se ha recuperado alcanzando valores promedio para el año 2009 de 55% de la población en edad de trabajar. Ver Gráfica 1-4.

Gráfica 1-4 Tasa de ocupación y desempleo

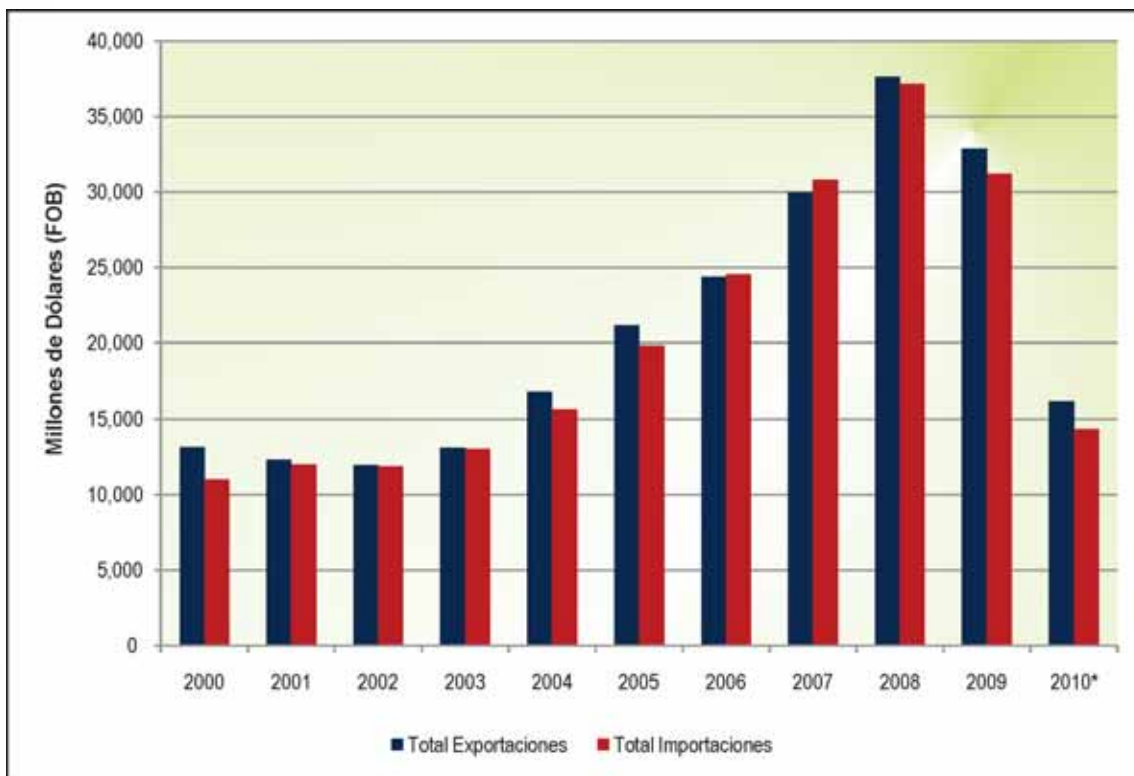


Fuente: DANE. 2010

1.5 SECTOR EXTERNO

En el año 2009, las exportaciones colombianas llegaron a 32,853 millones de dólares (FOB), superando marginalmente a las importaciones que fueron por un valor de 31,188 millones de dólares (FOB). En la última década este equilibrio comercial se ha mantenido, como puede observarse en la Gráfica 1-5, y progresivamente el comercio internacional del país se ha triplicado.

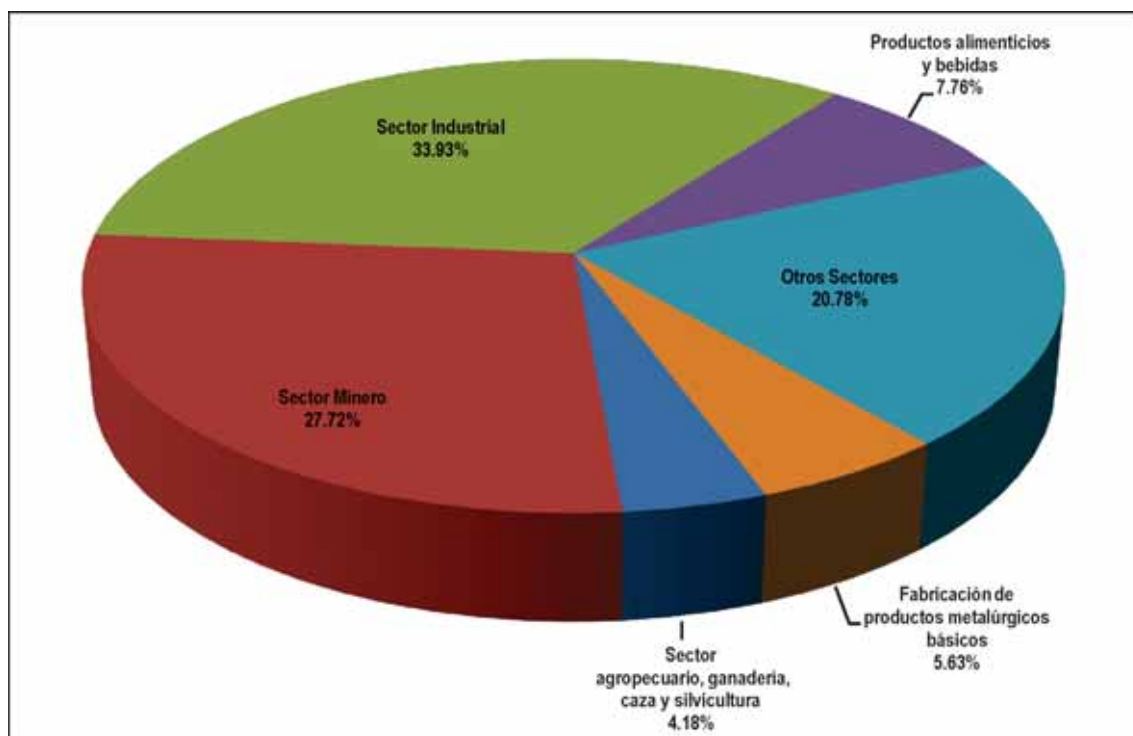
Gráfica 1-5. Balanza comercial



Fuente: DANE, 2010

En el año 2009, el sector Minero Energético ocupó el segundo renglón de importancia con una participación de 27.72%, dentro de las exportaciones de Colombia, siguiendo al sector industrial que participa con 33.93%. Ver Gráfica 1-6.

Gráfica 1-6. Exportaciones por sector económico

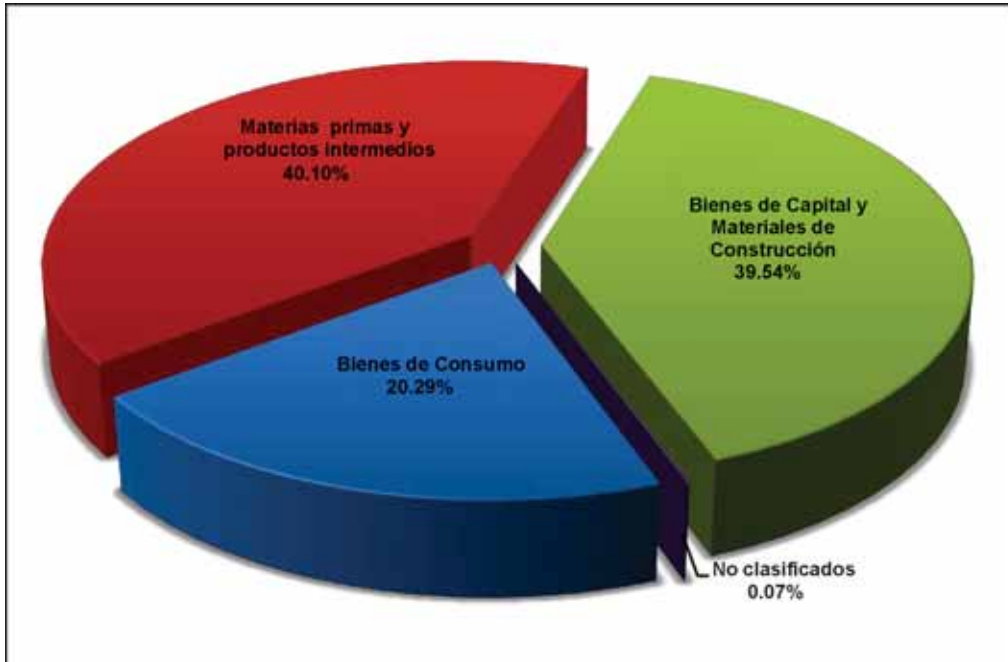


Fuente: DANE. 2010. Cálculos: UPME

El principal sector importador en Colombia en el año 2009 correspondió al de materias primas y productos intermedios con un 40.1% del volumen total importado, a este sector pertenecen: combustibles, lubricantes, materias primas y productos para la agricultura y la industria. Continúan los sectores de bienes de capital y materiales de construcción con el 39.5% y de bienes de consumo con el 20.3%. Ver Gráfica 1-7.

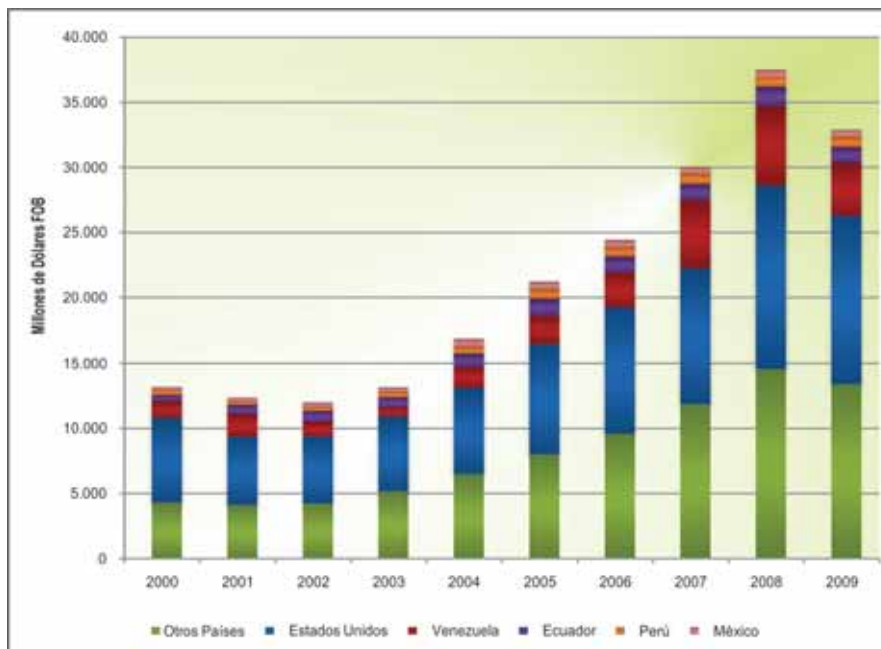
Los principales destinos de las exportaciones colombianas históricamente han sido Estados Unidos y Venezuela; para el año 2009 a Estados Unidos se destinó el 39.2% de las exportaciones totales, seguido por Venezuela con el 12.33% y por Ecuador, Perú y México con el 3.83%, 2.40% y 1.63% respectivamente. Las exportaciones realizadas a otros países corresponde al 40.62% y los principales países son Alemania, Bélgica y Japón. Ver Gráfica 1-8.

Gráfica 1-7 Importaciones por sector económico



Fuente: DANE.

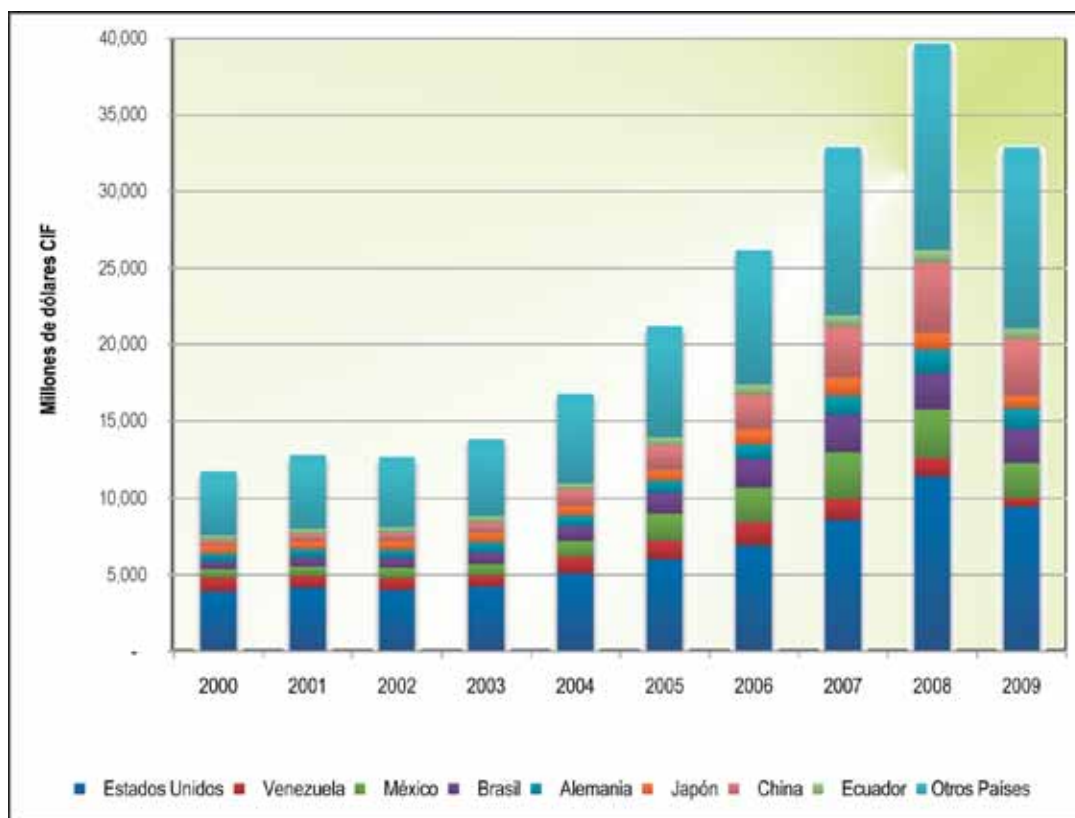
Gráfica 1-8. Destino de las exportaciones



Fuente: DANE. 2010. Cálculos: UPME

El principal país de origen de las importaciones colombianas históricamente ha sido Estados Unidos; para el 2009 se importó desde este país el 28,7% del total de las importaciones, seguido por China con el 11,3% y México con el 6,9%. Ver Gráfica 1-9.

Gráfica 1-9. Origen de las importaciones

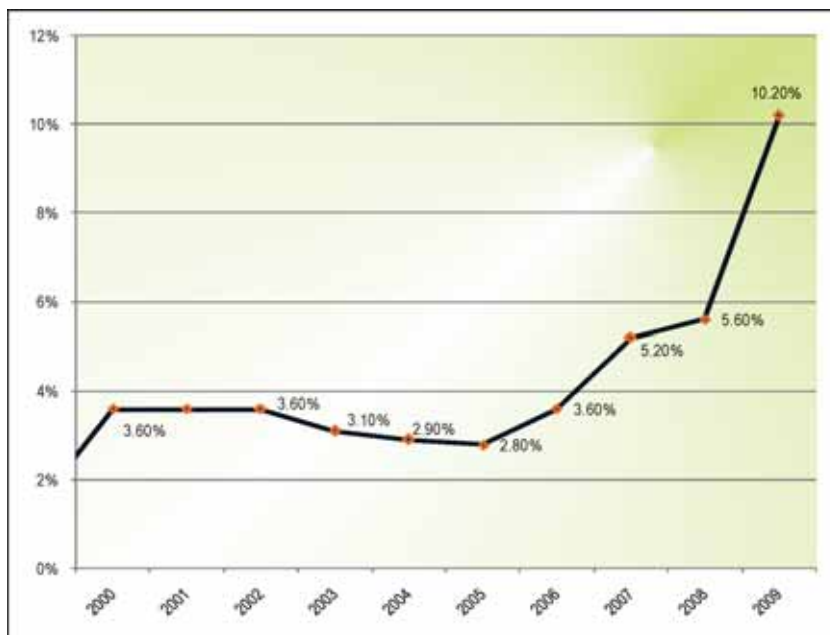


Fuente: DANE. 2010. Cálculos: UPME

1.6 SECTOR PÚBLICO

El sector público colombiano recibe ingresos provenientes de las actividades mineras y energéticas. Las rentas procedentes de la Empresa Colombiana de Petróleos –Ecopetrol, las cuales hacen parte de los ingresos del Gobierno Nacional Central – GNC, en la última década han tenido un carácter ascendente, alcanzando el año 2009 un 10.2% del mismo. Ver Gráfica 1-10.

Gráfica 1-10. Dividendos de Ecopetrol como porcentaje de los ingresos del Gobierno Nacional Central



Fuente: MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO. 2010. Cálculos: UPME

Por otra parte los ingresos también se originan a partir del impuesto de renta de empresas petroleras y mineras pagado al gobierno central; en el año 2009 éste valor alcanzó los 3,477 millardos de pesos. Ver Tabla 1-1.

Tabla 1-1. Contribución del petróleo y el carbón en el total del impuesto de renta

Actividad Económica	2000			2009		
	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)
	Miles de millones de Col\$	%	Miles de millones de Col\$	Miles de millones de Col\$	%	Miles de millones de Col\$
Petróleo	1,414	0.72%	27.21%	2,947	0.59%	18.21%
Carbón	54	0.03%	1.05%	530	0.11%	3.28%
Níquel	66	0.03%	1.28%	187	0.04%	1.16%
Resto Minería	64	0.03%	1.23%	45	0.01%	0.28%
Total Minería y Petróleo	1,599	0.81%	30.77%	3,709	0.75%	22.92%
Total Impuesto de Renta	5,198			16,185		

Fuente: MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO.

En el año 2009, los ingresos para el sector público colombiano alcanzaron por concepto de petróleo y carbón los cinco billones de pesos, aproximadamente el 3.7% de los ingresos del sector público no financiero –SPNF.



2 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA

2.1 METODOLOGÍA


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

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

Inicialmente, utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía¹, ventas sectoriales y demanda de energía con relación a diferentes variables como Producto Interno Bruto –PIB, valores agregados sectoriales nacionales, valor agregado total de la economía, consumo final de la economía, índices de precios, población, etc.

Con estos mismos modelos econométricos se proyectan magnitudes de ventas de energía a escala anual, posteriormente es necesario agregar las pérdidas de

¹ Las series de ventas, PIB y otras se actualizaron en julio de 2009.



energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión, y las demandas de energía de cargas industriales (especiales por su tamaño) como lo son Occidental de Colombia OXY, Cerrejón y Cerromatoso, obteniéndose así el total de demanda nacional anual.

De otra parte, utilizando datos mensuales de demanda de energía eléctrica nacional se realiza un análisis mediante series de tiempo, el cual, considerando efectos calendario, permite obtener una proyección mensual de la demanda de electricidad, agregándola para llevarla a escala anual y realizar verificaciones.

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

Posteriormente, se procede a realizar la desagregación a escala mensual de cada año de proyección. Para esto, en el corto plazo 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 1999-2008. Finalmente, a este pronóstico mensualizado se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años bisiestos, días festivos, etc., obteniéndose la proyección de demanda de energía eléctrica en el horizonte definido.

Para la obtención de la potencia, y dada la dificultad de proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el factor de carga mensual, el cual se obtiene con base en la información de los últimos años. Igualmente, se introduce una sensibilidad en variación sobre este factor para lo cual se considera 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.

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

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

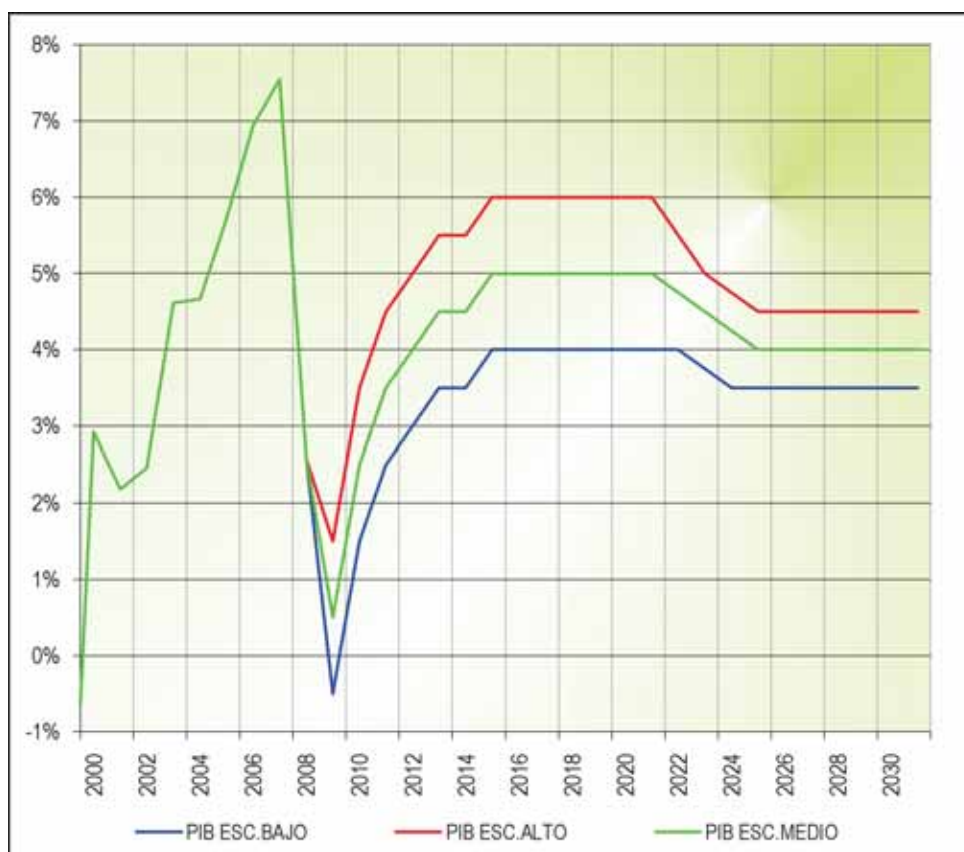
2.2 SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN

Para esta revisión se actualizaron los supuestos básicos, como se muestra a continuación:

2.2.1 PIB y Población

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas tuvieron como fuente el Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP, información remitida en mayo de 2009; y el Departamento Nacional de Planeación –DNP. Las proyecciones poblacionales tienen su origen en información del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas –DANE, junio de 2009. Ver Gráfica 2-1.

Gráfica 2-1. Escenarios de crecimiento del PIB.



Fuente: DNP-MHCP.

2.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

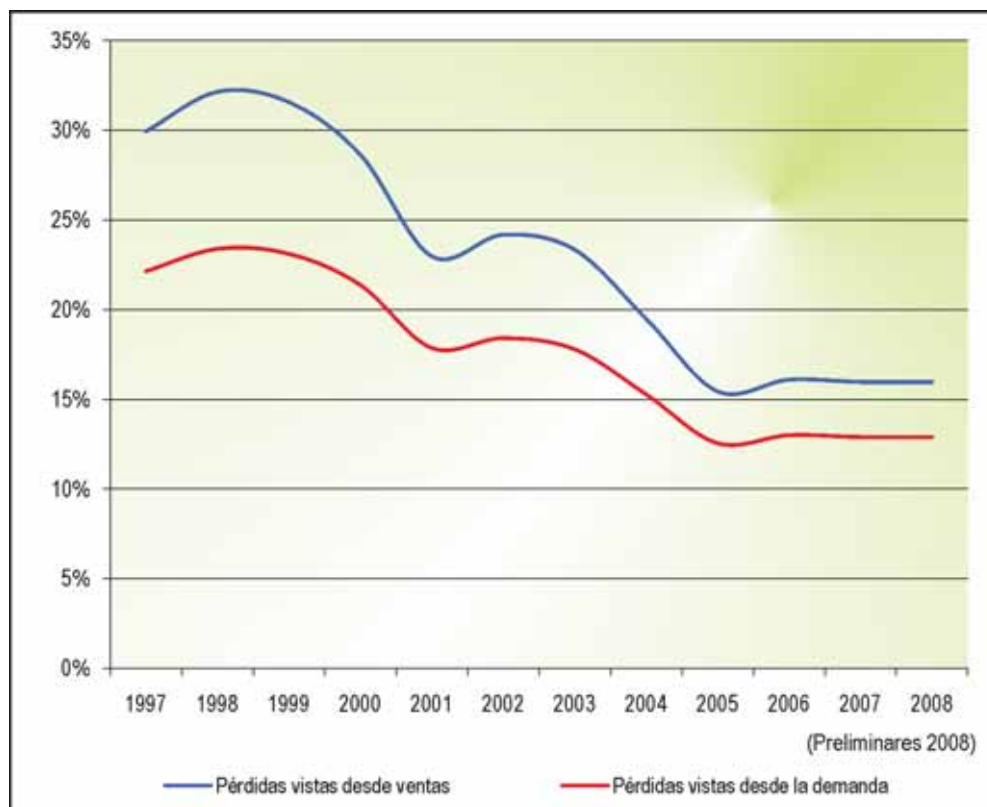
Las pérdidas de energía eléctrica asociadas al Sistema de Transmisión Nacional mantienen su comportamiento histórico cuantificado en 2.4% del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se estima constante a lo largo del horizonte de proyección.

2.2.3 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 2-2 se puede apreciar el comportamiento de las pérdidas vistas desde las ventas y desde la demanda. De esta revisión se aprecia que las pérdidas se estiman de manera preliminar en el 2009 en 13.0% vistas desde la demanda, y en 15.4% vistas desde las ventas.

Gráfica 2-2. Comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica



Fuente: UPME

2.2.4 Cargas Especiales

En esta revisión se mantienen las demandas por cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible. Es así como en la Tabla 2-1 se muestra la demanda para el horizonte de pronóstico.

Tabla 2-1. Escenarios de demanda por cargas especiales

GWh	Alto	Medio	Bajo
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	2,463	2,446	2,177
2013	2,398	2,382	2,205
2014	2,322	2,303	2,205
2015	2,241	2,210	2,152
2016	2,135	2,107	2,046
2017	2,025	1,936	1,932
2018	1,853	1,812	1,764
2019	1,812	1,733	1,644
2020	1,815	1,736	1,647

2025	1,811	1,732	1,643

2030	1,811	1,732	1,643

Fuente: UPME

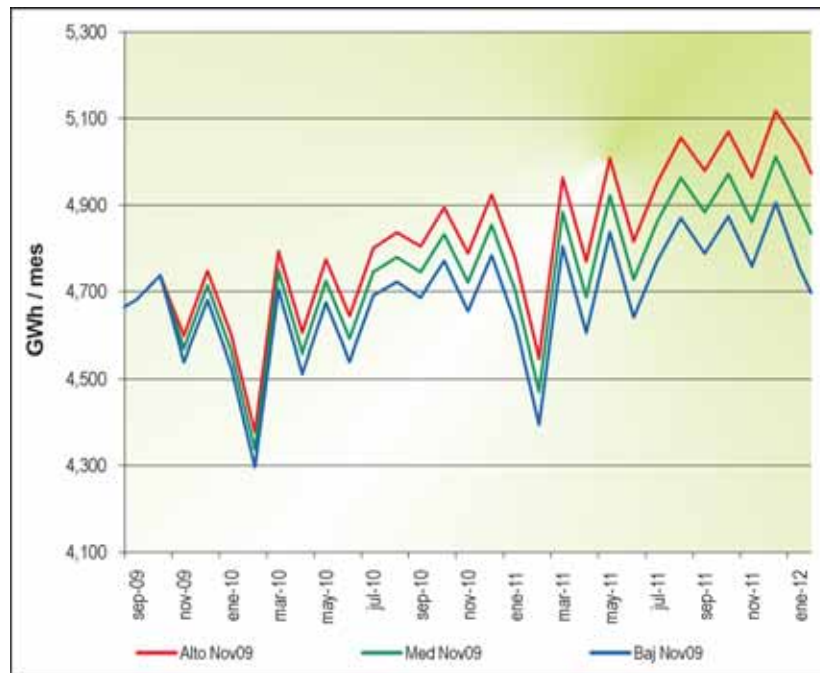
2.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA

Las siguientes proyecciones corresponden a la revisión de noviembre de 2009.

2.3.1 Periodo 2009 -2011

A continuación, la Gráfica 2-3 y la Gráfica 2-4 presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional para el periodo 2009 – 2011. En el Anexo 8.1 del presente documento pueden consultarse las magnitudes de energía y potencia proyectadas.

Gráfica 2-3. Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2011



Fuente: UPME

Gráfica 2-4. Banda de proyección nacional de potencia máxima 2009-2011

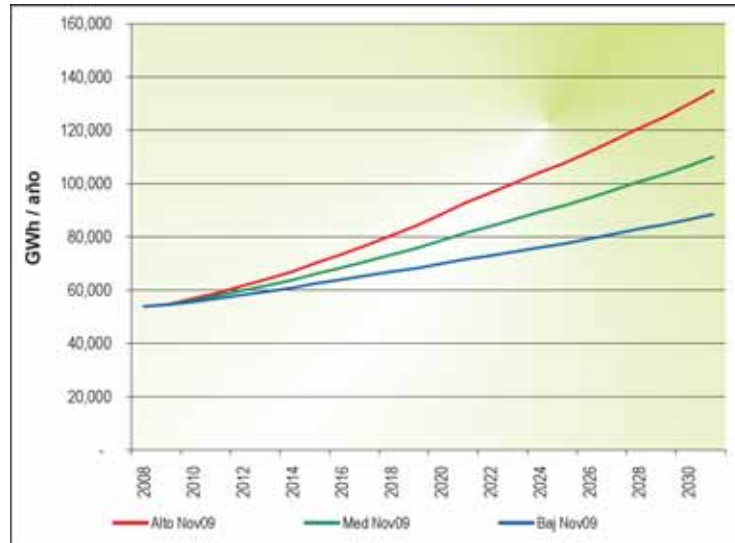


Fuente: UPME

2.3.2 Periodo 2009 – 2031

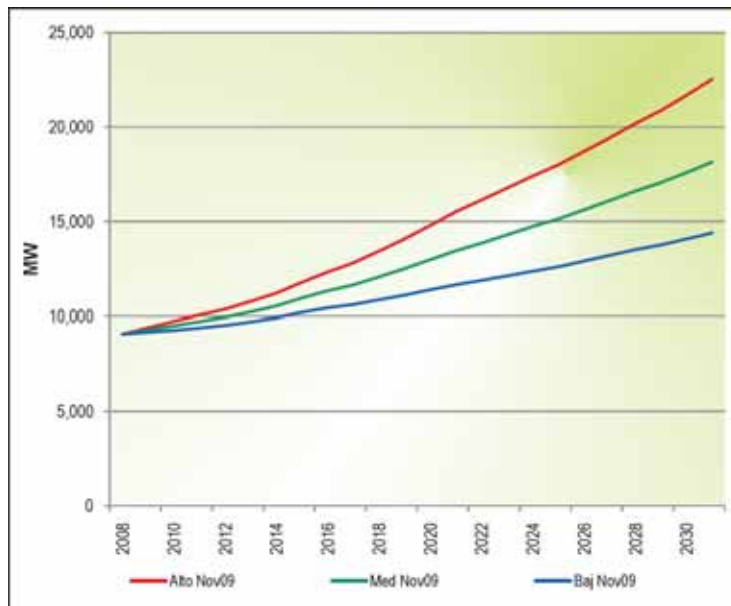
A continuación, la Gráfica 2-5 y la Gráfica 2-6 presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia del Sistema Interconectado Nacional para largo plazo, con un horizonte hasta el año 2031. En el Anexo 8.1 del presente documento pueden consultarse los valores anuales de energía y potencia máxima proyectadas.

Gráfica 2-5. Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2009-2031

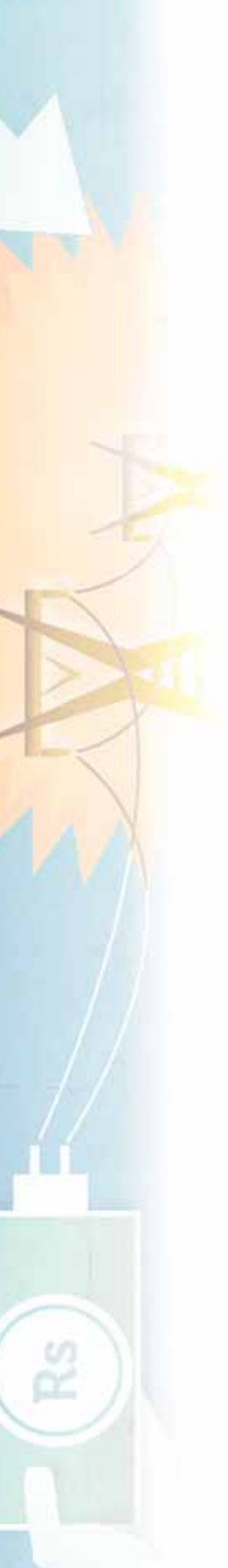


Fuente: UPME

Gráfica 2-6. Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2009-2031



Fuente: UPME





3 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

3.1 DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación se presentan los análisis correspondientes a la evolución histórica para el periodo comprendido entre el año 2003 y el año 2009, tanto para la demanda de energía como para los valores máximos de potencia demandada en el Sistema Interconectado Nacional - SIN.

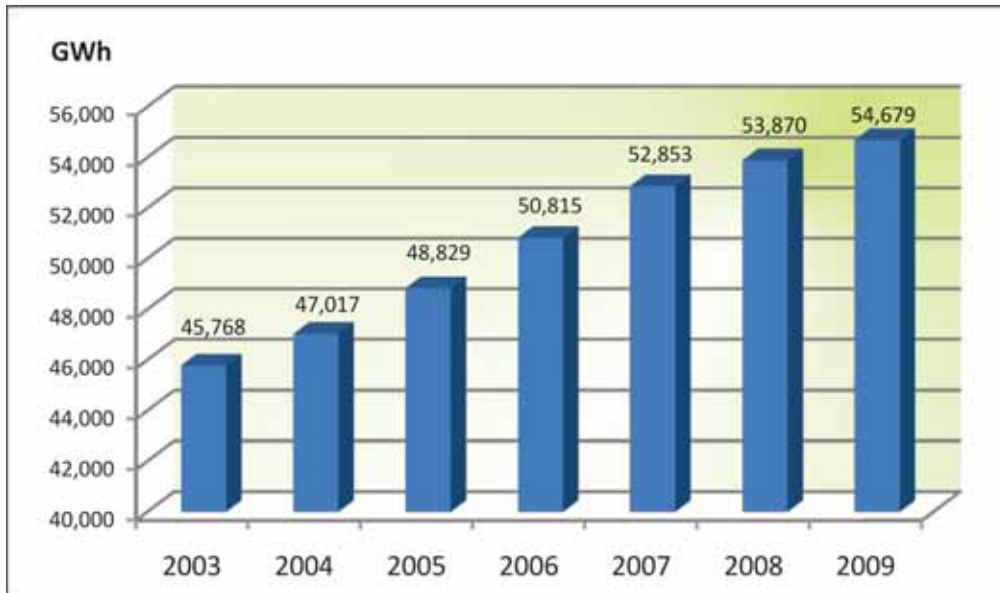
3.1.1 Evolución Histórica de la Demanda de Energía

La demanda de energía eléctrica en el año 2009, presentó un crecimiento de 809 GWh alcanzando un total de 54,679 GWh-año. Esta variación es equivalente a un aumento del 1.5% respecto al año anterior. En los últimos 7 años la demanda ha presentado un incremento total del 19.47%, como se muestra en la Gráfica 3-1.

Como se muestra en la Gráfica 3-2, el crecimiento del 1.5% de la demanda de energía, 2008 – 2009, es el menor registrado en los últimos 7 años.

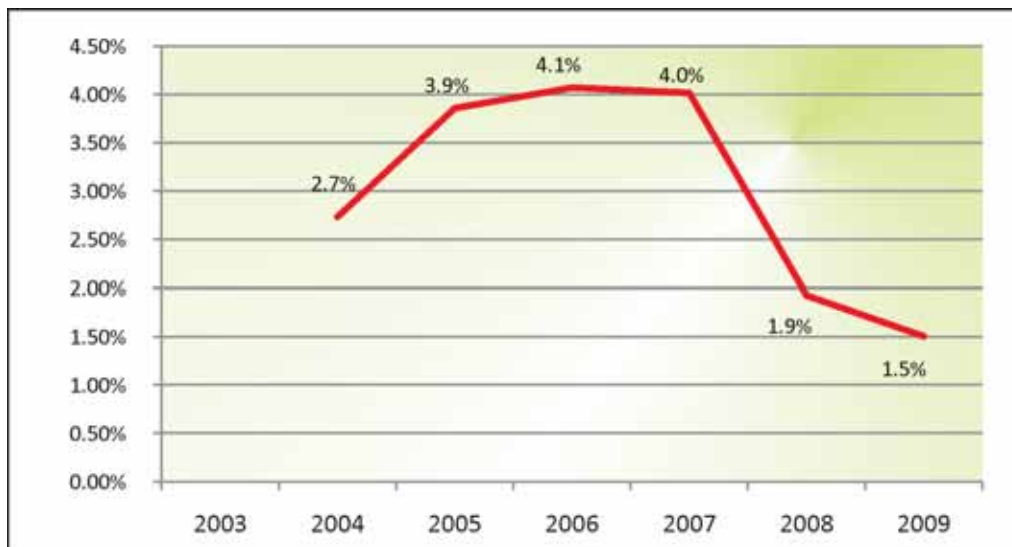
A diferencia del año anterior, el valor máximo tuvo lugar en el mes de diciembre de 2009.

Gráfica 3-1. Evolución demanda de energía 2003-2009 (GWh)



Fuente: XM.

Gráfica 3-2. Crecimiento demanda de energía 2003-2009



Fuente: XM.

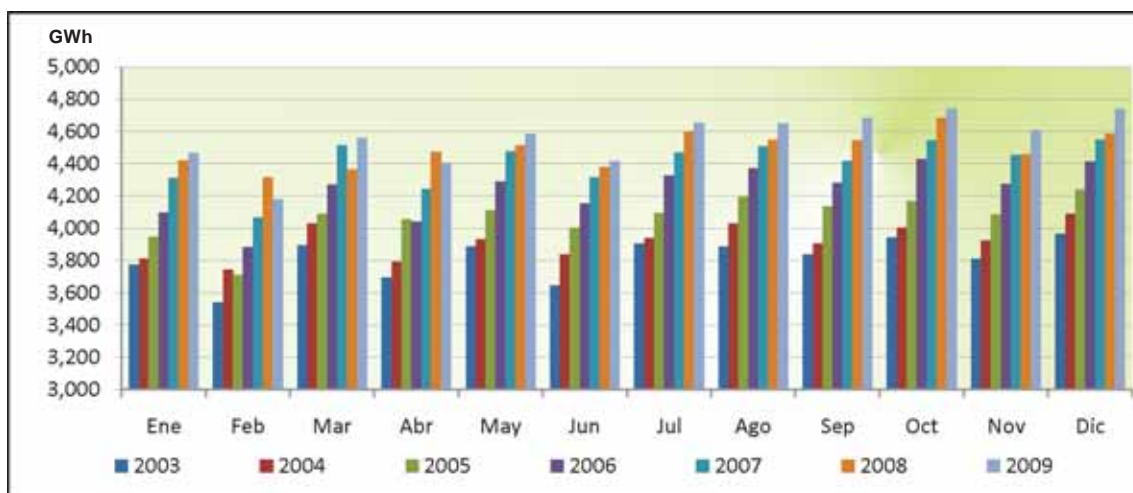
La Tabla 3-1 y Gráfica 3-3 presentan los valores de demanda de energía en GWh, para cada uno de los meses del periodo 2003 - 2009.

Tabla 3-1. Evolución mensual de la demanda de energía 2003-2009 (GWh)

VALORES DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)							
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ene	3,774	3,810	3,947	4,097	4,309	4,418	4,465
Feb	3,539	3,744	3,709	3,881	4,067	4,315	4,177
Mar	3,891	4,028	4,089	4,269	4,511	4,364	4,560
Abr	3,694	3,791	4,056	4,040	4,243	4,470	4,406
May	3,887	3,931	4,111	4,287	4,475	4,513	4,587
Jun	3,642	3,836	4,004	4,152	4,315	4,378	4,414
Jul	3,903	3,937	4,090	4,325	4,469	4,595	4,653
Ago	3,887	4,027	4,196	4,369	4,508	4,547	4,649
Sep	3,836	3,904	4,136	4,282	4,415	4,544	4,681
Oct	3,942	4,000	4,167	4,428	4,542	4,683	4,737
Nov	3,810	3,922	4,084	4,272	4,454	4,460	4,608
Dic	3,964	4,088	4,241	4,413	4,547	4,584	4,741
TOTAL	45,768	47,017	48,829	50,815	52,853	53,870	54,679

Fuente: XM.

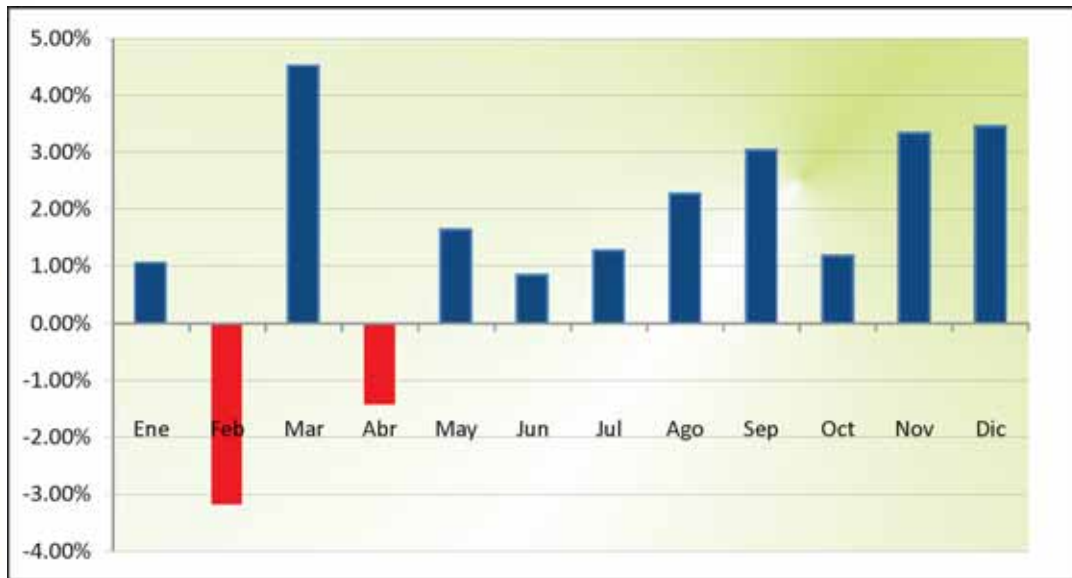
Gráfica 3-3 Evolución mensual de la demanda de energía 2003-2009 (GWh)



Fuente: XM.

En la Gráfica 3-4, se presentan las variaciones mensuales para el año 2009 al comparar cada mes con el mismo del año inmediatamente anterior, donde se destaca, la reducción en la demanda para los meses de febrero y abril con un 3.19% y 1.44% respectivamente. Estas variaciones están explicadas principalmente, para febrero, por haber sido el año 2008 bisiesto y para el caso del mes de abril por los días festivos correspondientes a la celebración de la Semana Santa.

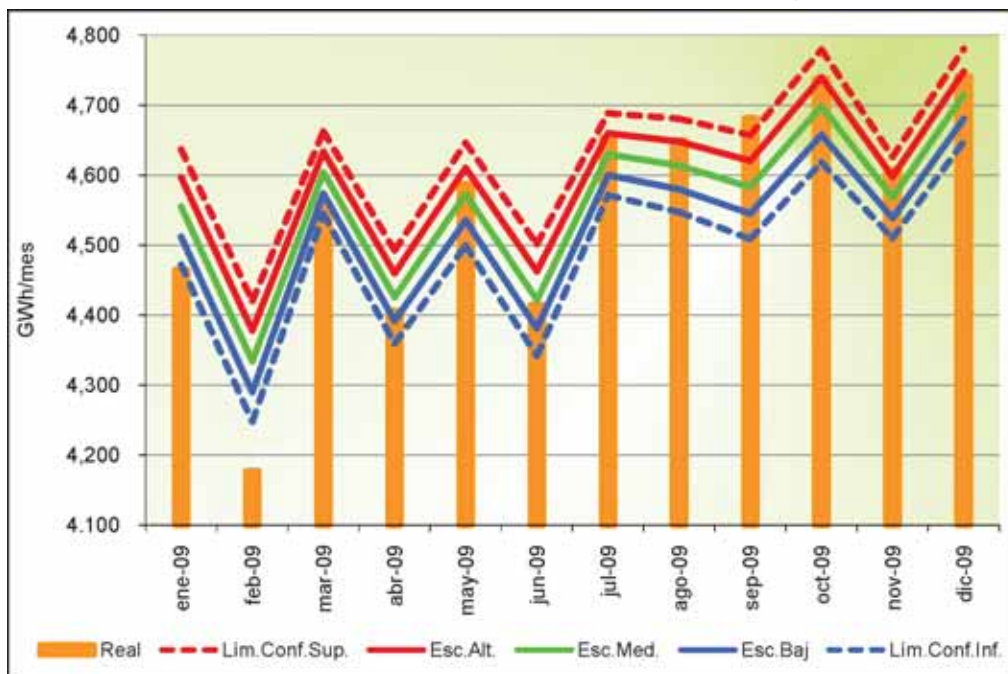
Gráfica 3-4. Variación demanda mensual de energía 2009



Fuente: XM, UPME.

La Gráfica 3-5 ilustra el comportamiento de la demanda de energía para el año 2009 frente a las proyecciones para los escenarios alto, medio y bajo en el mismo periodo.

Gráfica 3-5. Demanda real 2009 Vs Escenarios de proyección

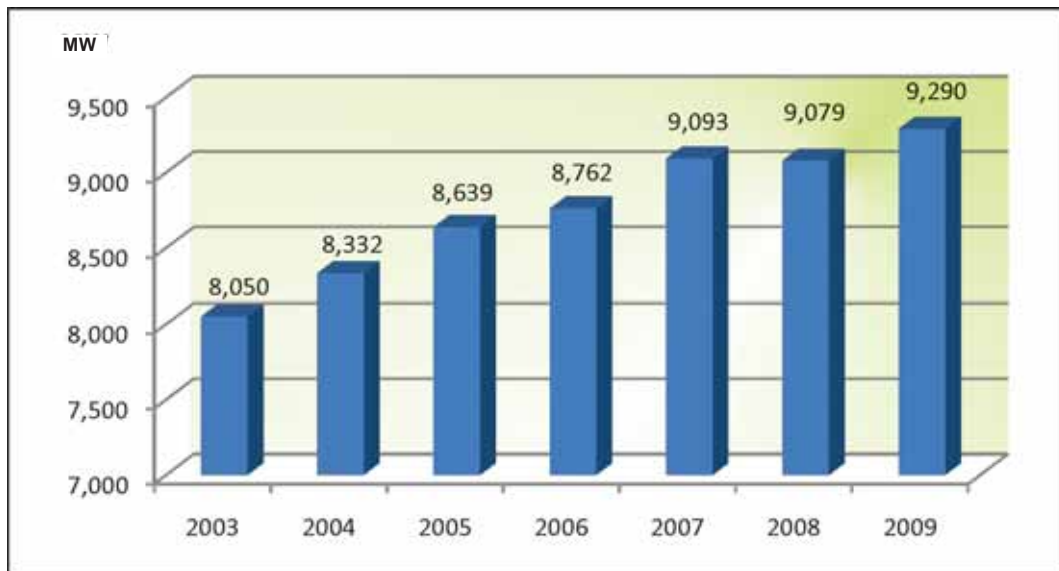


Fuente: XM, UPME

3.1.2 Evolución Histórica de la Potencia Máxima

La potencia máxima registrada en el 2009 presentó un incremento de 211 MW, respecto de la potencia máxima presentada en el año 2008, alcanzando un total de 9,290 MW, esta variación es equivalente a un aumento del 2.32%. En los últimos 7 años la potencia máxima ha presentado un incremento total del 15.4%, tal como se puede apreciar en la Gráfica 3-6.

Gráfica 3-6. Evolución potencia máxima 2003-2009 (MW)



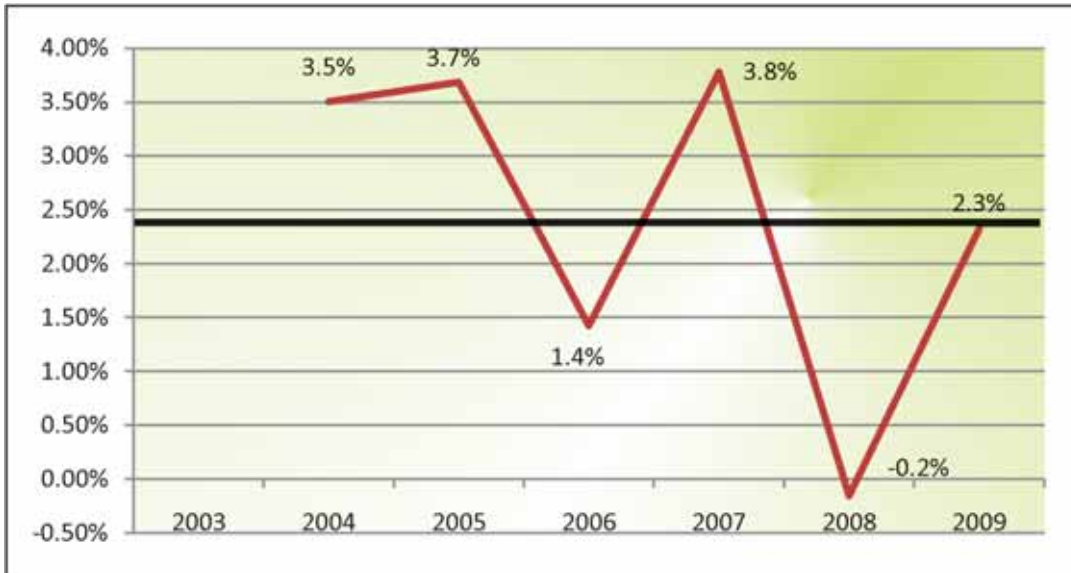
Fuente: XM.

Como se muestra en la Gráfica 3-7, el crecimiento del 2.32% de la potencia máxima, 2008 – 2009, corresponde al crecimiento promedio de los últimos 7 años.

Desde el 2003 se ha conservado para el mes de diciembre la condición de potencia máxima del año. Así mismo los valores mínimos de potencia máxima durante los meses restantes han sido superiores al 90% del valor alcanzado en el mes de diciembre. La distribución mensual se presenta a continuación en la Gráfica 3-8.

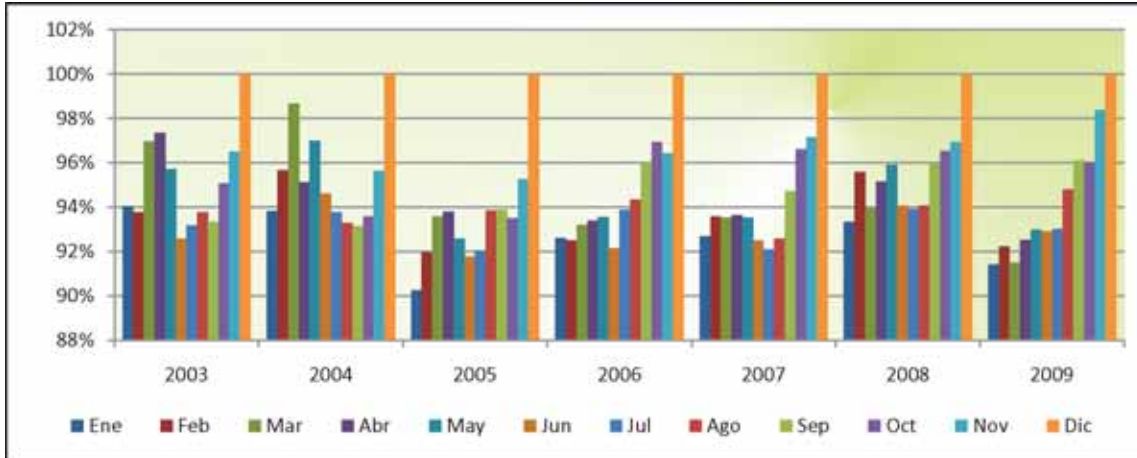
Con excepción de los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2009, el mayor valor de potencia presentado desde el año 2003, corresponde al alcanzado en el año 2009. Ver Gráfica 3-9 y Tabla 3-2.

Gráfica 3-7. Crecimiento potencia máxima 2003-2009



Fuente: XM.

Gráfica 3-8. Distribución mensual de potencia máxima 2003-2009



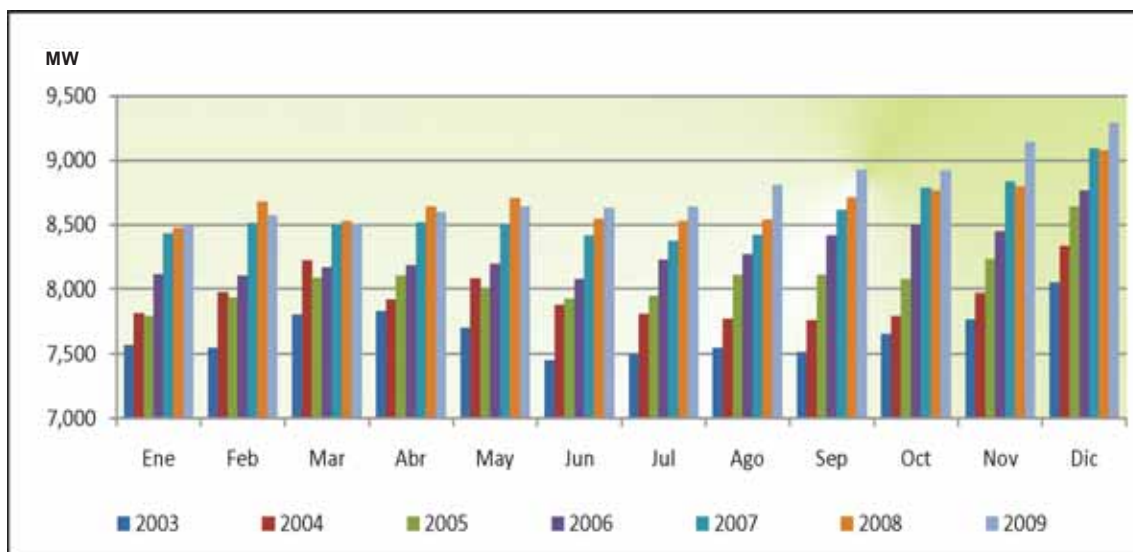
Fuente: XM.

Tabla 3-2. Evolución mensual potencia máxima 2003-2009 (MW)

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ene	7,570	7,817	7,797	8,113	8,429	8,474	8,493
Feb	7,548	7,970	7,943	8,104	8,509	8,678	8,568
Mar	7,806	8,221	8,085	8,165	8,503	8,529	8,500
Abr	7,835	7,925	8,103	8,183	8,515	8,638	8,596
May	7,705	8,081	7,999	8,196	8,505	8,707	8,637
Jun	7,452	7,883	7,928	8,074	8,411	8,541	8,630
Jul	7,500	7,813	7,951	8,225	8,373	8,524	8,640
Ago	7,549	7,773	8,107	8,266	8,419	8,540	8,807
Sep	7,514	7,761	8,109	8,413	8,614	8,709	8,926
Oct	7,653	7,797	8,078	8,494	8,784	8,763	8,920
Nov	7,768	7,969	8,228	8,447	8,833	8,800	9,139
Dic	8,050	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290
Máxima	8,050	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290

Fuente: XM.

Gráfica 3-9. Evolución mensual potencia máxima 2003-2009 (MW)



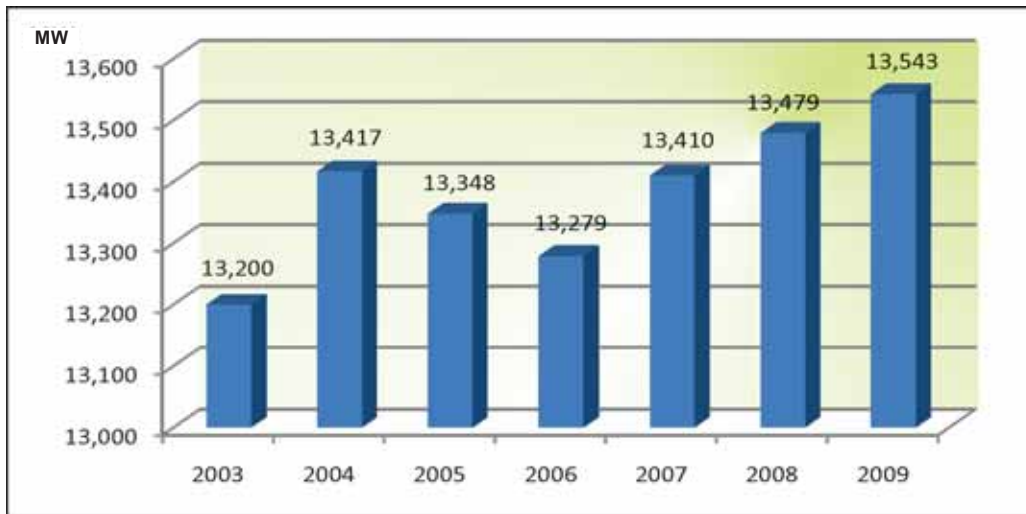
Fuente: XM.

3.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

3.2.1 Capacidad Instalada

La capacidad efectiva neta al final del año 2009, fue de 13,543 MW presentando un incremento de 64 MW equivalente a un 0.47% respecto del año anterior. Desde el 2003 la capacidad efectiva neta ha presentado un incremento del 2.6% representado en 343 MW como se muestra en la Gráfica 3-10.

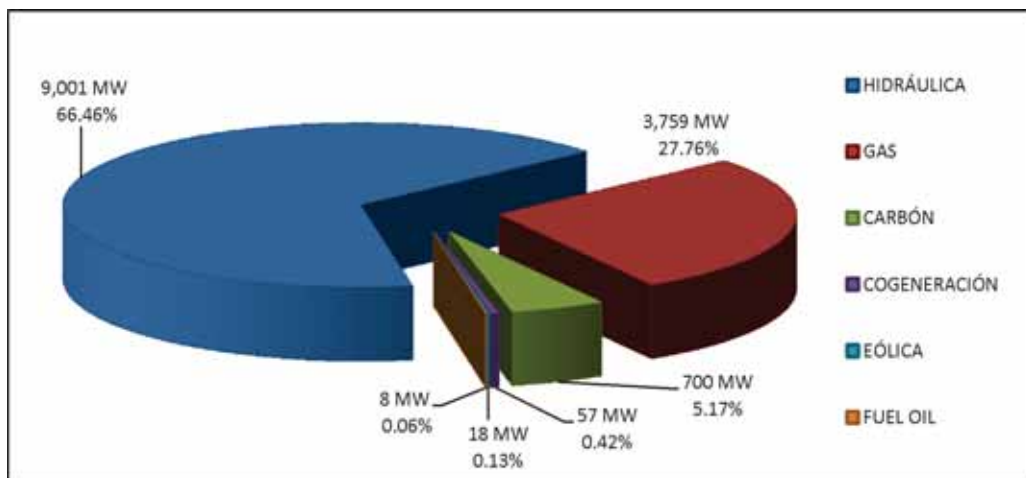
Gráfica 3-10. Evolución capacidad efectiva neta 2003-2009 (MW).



Fuente: XM.

La participación por tecnología en la capacidad efectiva neta a diciembre de 2009, se presenta en la Gráfica 3-11.

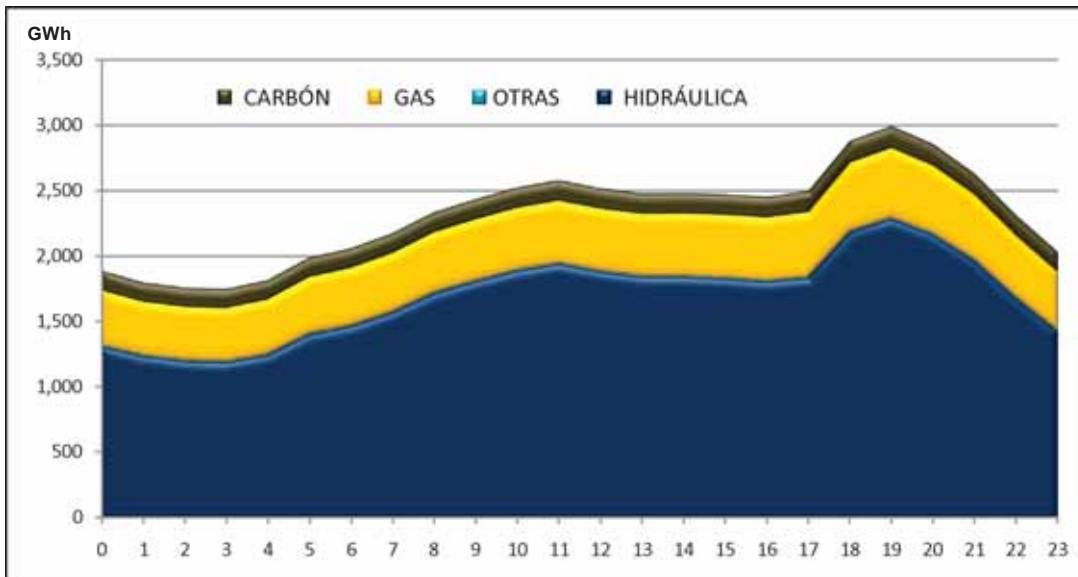
Gráfica 3-11. Participación por tecnología capacidad efectiva neta 2009



Fuente: XM.

En cuanto a la participación horaria típica del recurso energético por tecnología, en la generación del año 2009 se presentó el siguiente comportamiento (Ver Gráfica 3-12).

Gráfica 3-12. Participación Horaria por Recurso Energético 2009



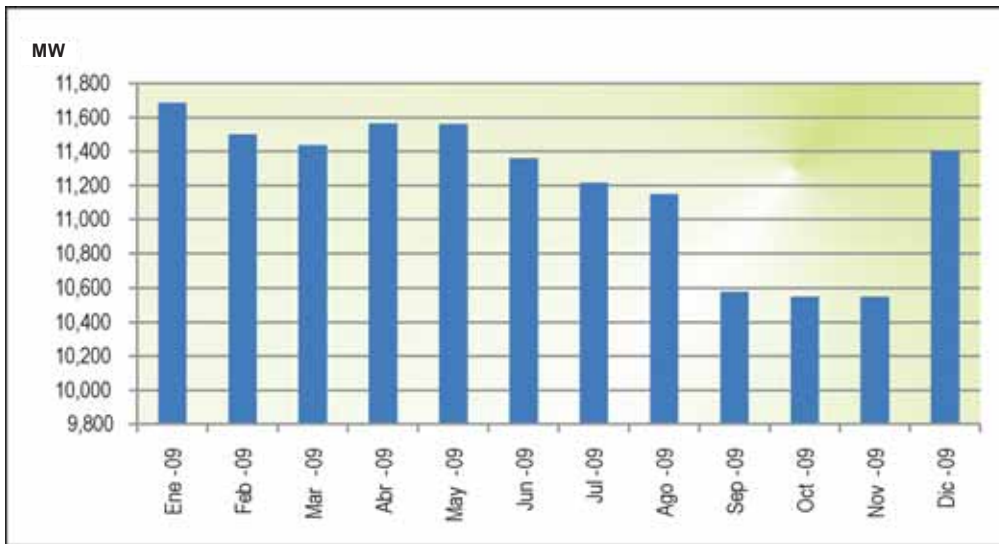
Fuente: XM.

3.2.2 Generación

La disponibilidad de generación promedio mensual del sistema en el año 2009 fue de 11,212 MW, un 1.3% menor al promedio registrado en el 2008. La máxima disponibilidad se obtuvo en el mes de enero con 11,685 MW y una mínima de 10,549 MW para noviembre, tal como se muestra en la Gráfica 3-13.

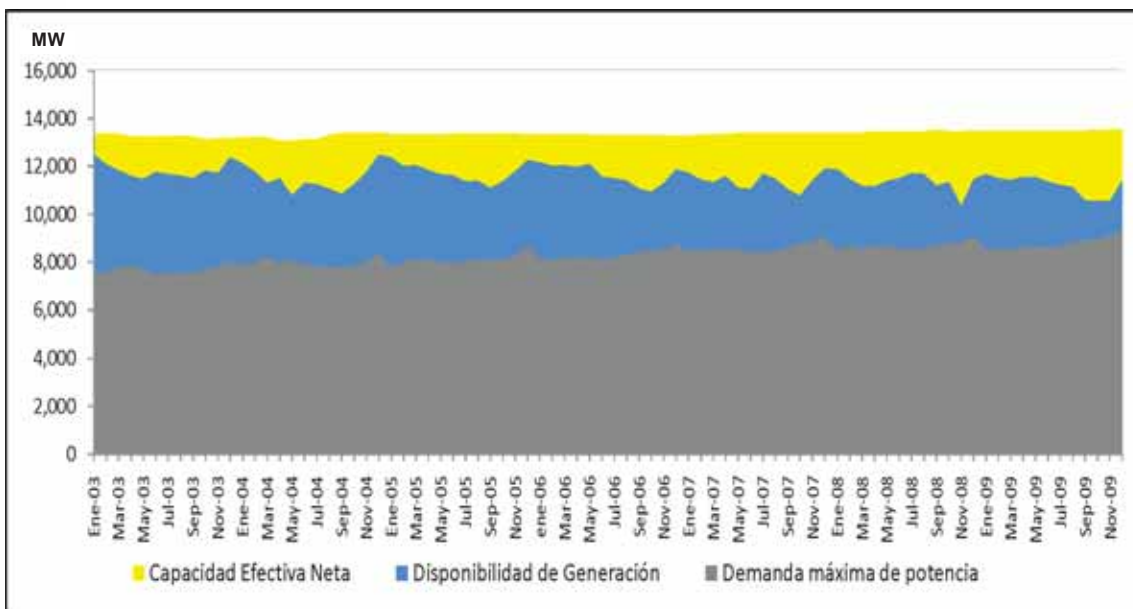
La Gráfica 3-14, compara mes a mes, desde enero de 2003 hasta diciembre de 2009, la capacidad efectiva neta del SIN con la disponibilidad de generación y la demanda máxima de potencia registrada. En promedio, a lo largo del 2009, la disponibilidad de generación fue del 83% respecto a la capacidad efectiva neta y para este mismo periodo, la potencia máxima alcanzó en promedio el 78% de la disponibilidad de la generación.

Gráfica 3-13. Evolución 2009 disponibilidad de generación



Fuente: XM.

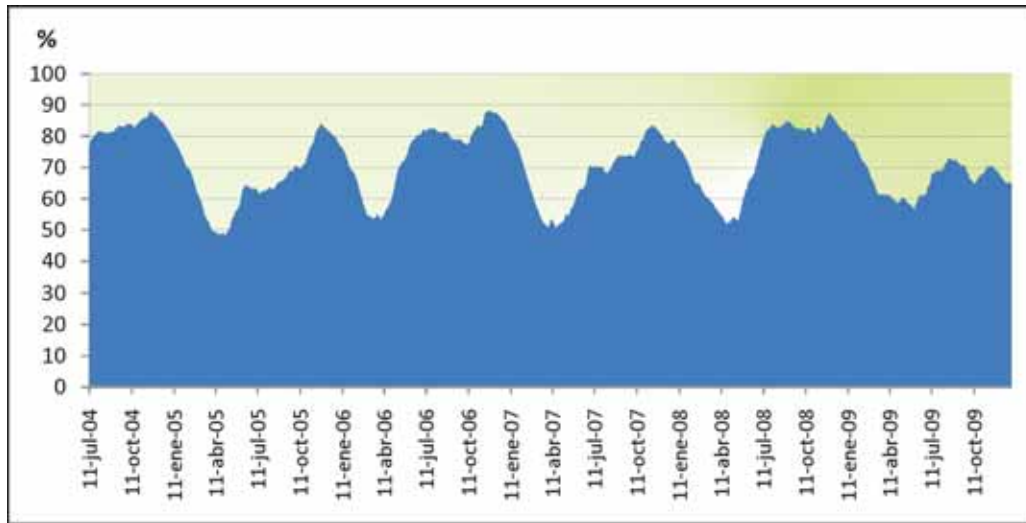
Gráfica 3-14. Capacidad efectiva, disponibilidad y demanda de potencia máxima



Fuente: XM.

La evolución diaria del porcentaje del volumen útil de los embalses del sistema desde julio de 2004 hasta diciembre de 2009 se muestra en la Gráfica 3-15. El 2009 tuvo en promedio el 66.8% del volumen útil, el cual es menor en 4 puntos porcentuales al registrado en los últimos 5 años (70.9%).

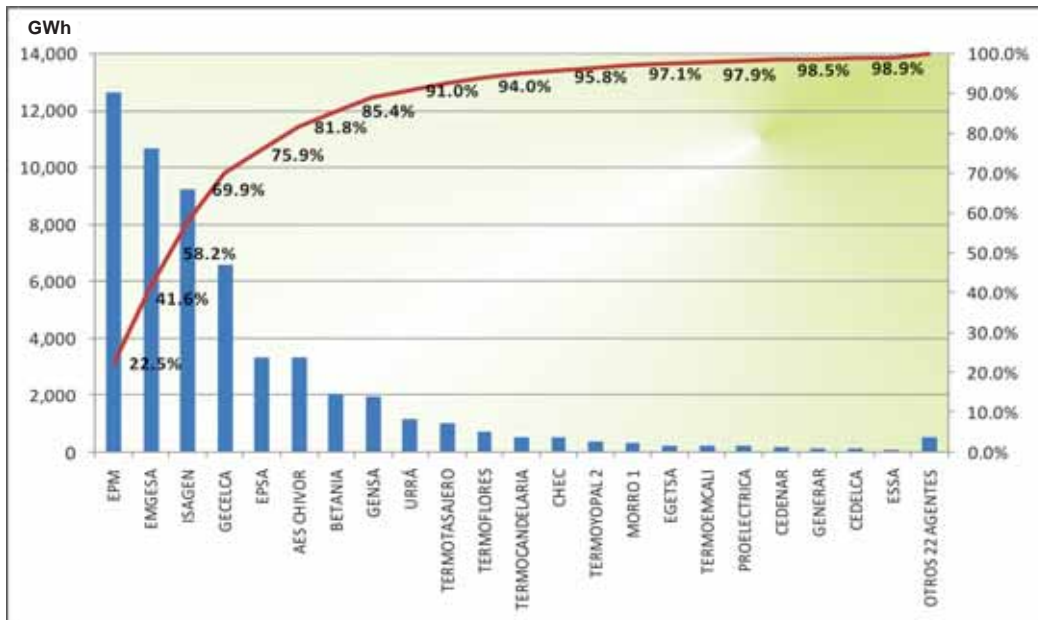
Gráfica 3-15. Evolución diaria % Volumen Útil del Sistema



Fuente: XM.

La generación necesaria para atender la Demanda del 2009, clasificada por agente, se muestra en la Gráfica 3-16, de la cual se observa que el 70% de la generación está siendo suministrada por los agentes EPM, EMGESA, ISAGEN y GECELCA.

Gráfica 3-16. Participación por agente en la generación 2009.

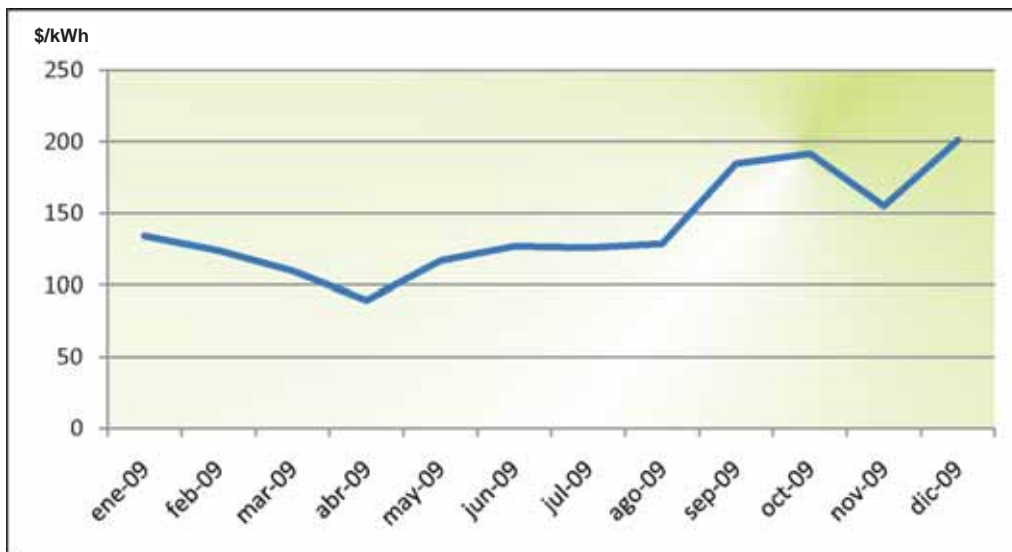


Fuente: XM.

3.3 PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM

En enero de 2009 el precio de bolsa se ubicó en 134 \$/kWh y en diciembre en 201 \$/kWh. Para los meses de septiembre, octubre y noviembre dicho precio superó los 170 \$/kWh, lo que se podría explicar en las condiciones hidrológicas críticas por la ocurrencia del fenómeno climatológico El Niño. Ver Gráfica 3-17.

Gráfica 3-17. Evolución precio de bolsa nacional 2009



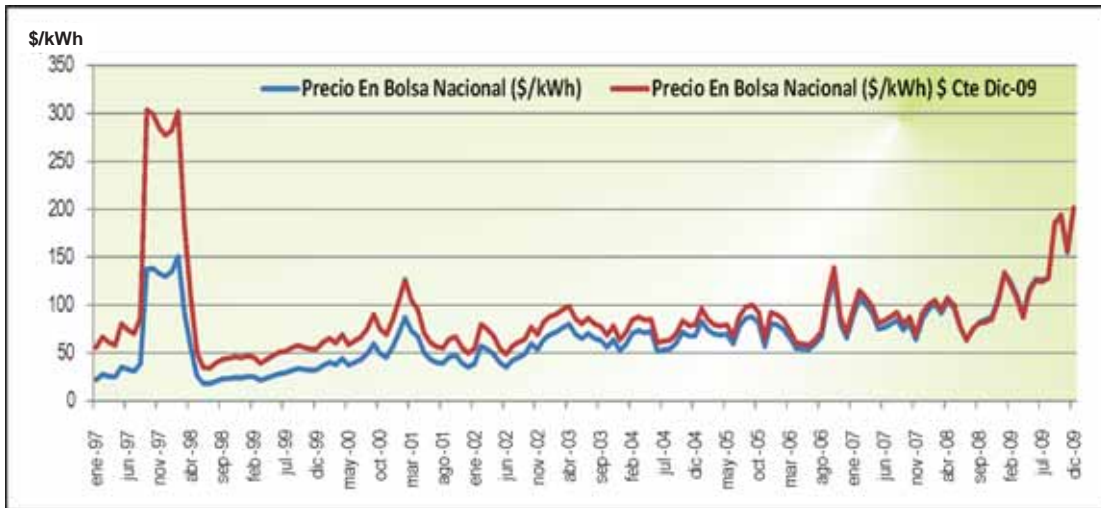
Fuente: XM.

Los precios de la energía en bolsa nacional alcanzados en el último trimestre de 2009, en valores corrientes, son superiores cerca de 46 \$/kWh a los valores máximos alcanzados en el verano 97-98. Ver Gráfica 3-18.

El precio medio de los contratos en el 2009 se ubicó en 104.83 \$/kWh, lo que se puede observar en la Gráfica 3-19.

En cuanto a la evolución histórica del precio medio de los contratos despachados en pesos constantes de diciembre de 2009, según la Gráfica 3-20, el promedio presentado desde enero de 1997 a diciembre de 2008 fue de 79.08 \$/kWh, frente al de 2009 de 103.81 \$/kWh.

Gráfica 3-18. Evolución mensual precio de bolsa nacional 1997-2009



Fuente: XM.

Gráfica 3-19. Evolución 2009 precio de los contratos



Fuente: XM.

Gráfica 3-20. Evolución histórica precio medio contratos despachados 1997-2009

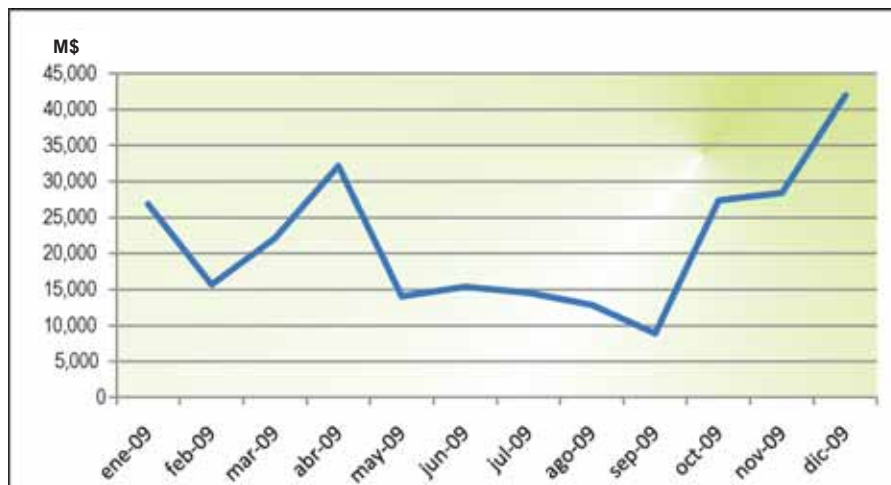


Fuente: XM.

3.4 RESTRICCIONES.

En el 2009 las restricciones a cargo de los comercializadores alcanzaron un valor total de \$260,029 millones, donde el 37.6% del costo se presentó en el cuarto trimestre debido principalmente a la generación de seguridad asociada con restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, con restricciones originadas en exportaciones de energía y con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC²). El pico presentado en el mes de abril se debió principalmente a consideraciones de estabilidad del STN (Ver Gráfica 3-21).

Gráfica 3-21. Costo de las restricciones 2009

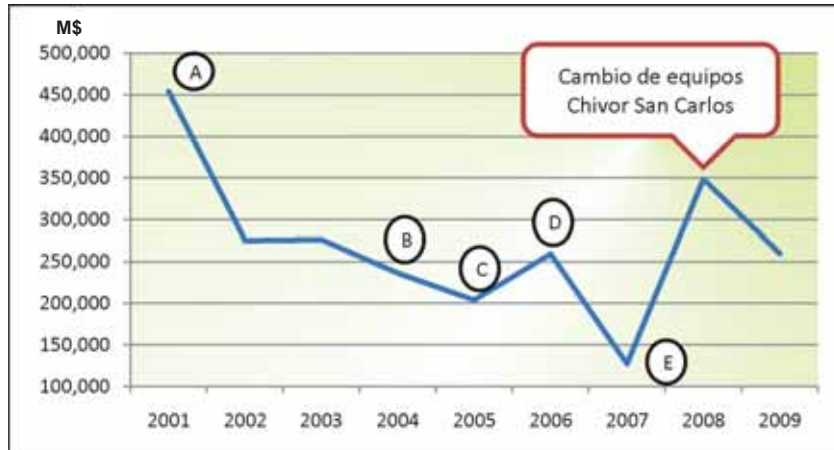


Fuente: XM.

² VERPC= Valor Esperado de Racionamiento de Potencia de Corto Plazo.

Desde el año 2001 hasta el año 2009, la entrada en operación de nuevos proyectos ha permitido un importante alivio en la totalidad del monto a pagar por restricciones, tal como se muestra en la Gráfica 3-22 y en la Tabla 3-3. Es importante señalar que el comportamiento de las restricciones no ha sido constante a lo largo del tiempo, éste depende en gran medida de las condiciones de orden público y situaciones como adecuaciones sobre la infraestructura existente, caso Chivor y San Carlos en el que se cambiaron equipos a nivel de 230 kV.

Gráfica 3-22. Evolución histórica restricciones 2001 a 2009



Fuente: XM.

Tabla 3-3. Relación proyectos de STN 2001 2009

	Año	Proyecto
A	2001	Primavera - Guatiguara - Tasajero 220 kV
		Sabanalarga - cartagena 220 kV
B	2004	60 MVar Compensación Belén
		75 MVar Compensación Noroeste
C	2005	150 MVar Compensación Tunal
D	2006	Primavera - Bacatá 500 kV
E	2007	Betania - Altamira - Mocoa - Jamondino 230 kV
		Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera 500 kV

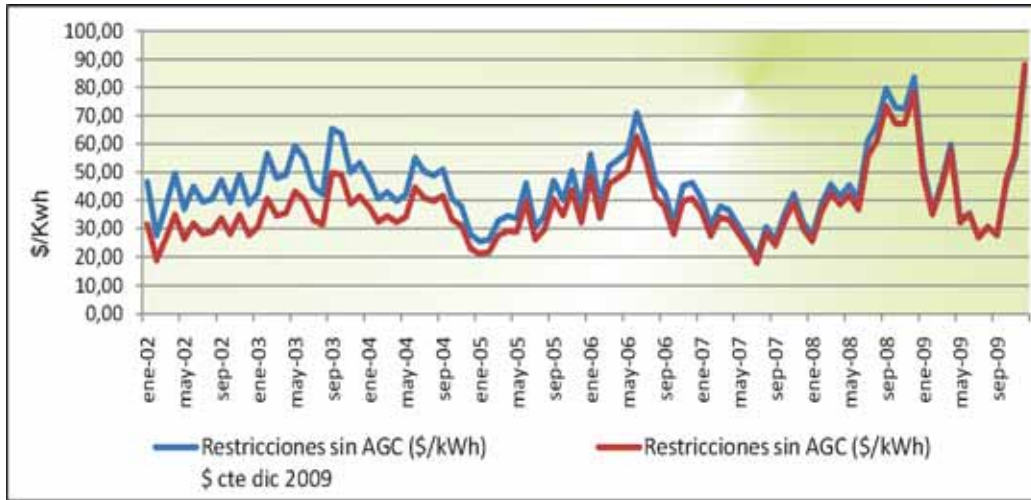
Fuente: XM.

En promedio, el costo adicional para el sistema por la energía generada por seguridad desde el 2001 a 2009, en pesos constantes de diciembre de 2009, ha sido de 45.78 \$/kWh³. Para el 2009 este costo ha sido de 45.56 \$/kWh⁴, la evolución de este costo tanto en pesos corrientes como constantes se muestra en la Gráfica 3-23.

3 Calculado por la UPME como el cociente entre la sumatoria del costo de las restricciones sin AGC en pesos constantes de diciembre de 2009 desde enero de 2001 a diciembre de 2009 y la sumatoria de la magnitud de las restricciones en kWh para el mismo periodo.

4 Calculado por la UPME como el cociente entre la sumatoria del costo de las restricciones sin AGC en pesos constantes de diciembre de 2009 desde enero de 2009 a diciembre de 2009 y la sumatoria de la magnitud de las restricciones en kWh para el mismo periodo.

Gráfica 3-23. Costo Medio por kWh Restricciones sin AGC



Fuente: XM.



Cortesía: EPM



4 PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

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

La presente versión del Plan, en lo referente a generación, presenta los requerimientos en expansión considerando la evolución y disponibilidad de las variables energéticas, costos de combustibles, avances de los proyectos de generación, como los efectos de las interconexiones con Panamá y Ecuador.

Como parte de los análisis se realizaron simulaciones de la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado con los sistemas de países vecinos, cubriendo el horizonte 2010-2024, utilizando el programa Stochastic Dual Dynamic Programming –SDDP. Los supuestos y fuentes de información se especifican más adelante en cada uno de los apartes del documento.

4.1 RECURSOS ENERGÉTICOS

4.1.1 Carbón Mineral

En el contexto Latinoamericano, Colombia ocupa el primer lugar en la cantidad de reservas probadas de carbón bituminoso, que ascienden aproximadamente a 6,668 millones de toneladas en el año 2009. El 90% de dichas reservas se encuentran ubicadas en la zona norte del país, el restante 10% se encuentra en la zona interior.

En los departamentos de la Guajira, Cesar y Córdoba, zona norte del país, se calculan unas reservas probadas de alrededor de 6,000 millones de toneladas, con un potencial de aproximadamente 10,500 millones de toneladas, discriminadas entre reservas probadas, indicadas e inferidas. Esta región registra las mayores reservas de carbón térmico del país, cuya exportación se facilita por encontrarse en zona costera, los carbones son bituminosos altos en volátiles, de buena calidad desde el punto de vista de su poder calorífico y bajo nivel de azufre, por lo que normalmente son exportados a los mercados de Norte América, Centroamérica y Europa.

En la Tabla 4-1 se encuentra la calidad de los carbones zona norte:

Tabla 4-1. Calidad de los carbones zona norte

Zona	Area	Sector	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Guajira	Cerrejón Norte		11.94	6.94	35.92	45.2	11,586
	Cerrejón central						
	Cerrejón Sur						
Cesar	La Loma	Sinclinal La Loma	11.39	10.32	33.37	66.63	10,867
		El Boquerón	10.29	5.61	36.79	47.31	11,616
		El Descanso Sur					
	La Jagua de Ibirico	La Jagua	7.14	5.32	35.7	51.84	12,606
		Cerro Largo					
Cordoba	Alto de San Jorge	San Pedro Sur	14.49	9.24	37.55	38.73	9,280
		San Pedro Norte	14.49	9.24	37.55	38.73	9,280
		Alto San Jorge	14.49	9.24	37.55	38.73	9,280

Fuente: Ingeominas

Donde:

- Cz:** Ceniza no combustible de origen orgánico e inorgánico.
- MV:** Materia volátil, su contenido determina los rendimientos del coque y sus productos y es criterio de selección del carbón para gasificación y licuefacción.
- CF:** Carbono fijo, es una medida de material combustible sólido y permite clasificar los carbones.
- PC:** Poder calorífico, representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante en la definición de los contratos de compraventa de carbones térmicos.

En la zona del interior del país las reservas probadas están alrededor de 680 millones de toneladas, ubicándose en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá el 57% de estas reservas. Esta zona adicionalmente presenta un potencial de 5,044 millones de toneladas (reservas probadas, indicadas e inferidas).

Las reservas ubicadas en el interior del país además de Cundinamarca y Boyacá se concentran en los departamentos de Antioquia y los Santanderes, y las correspondientes a la región occidental se localizan en la parte sur del departamento del Valle, así como en el Cauca. Este tipo de carbón ha sido el de mayor uso en la generación térmica y en usos industriales. Los carbones de los Santanderes son bituminosos y antracíticos, se caracterizan por tener altos volátiles, comúnmente aglomerantes, de buena calidad para uso térmico y metalúrgico⁵. En el Anexo 8.4 se presentan de manera desagregada las reservas.

De acuerdo con los estudios de caracterización adelantados en las zonas carboníferas del país⁶, en la cordillera oriental se encuentran los mejores carbones bituminosos para uso térmico y metalúrgico junto con carbones antracíticos, tanto para el consumo interno como de exportación. En la cordillera occidental se hallan carbones bituminosos y sub-bituminosos en Córdoba, norte de Antioquia, Valle del Cauca y Cauca. En la cordillera central existen carbones bituminosos en las zonas carboníferas de Antioquia y antiguo Caldas. En la Tabla 4-2, Tabla 4-3 y Tabla 4-4 se encuentran la calidad de los Carbones Zona Interior del País Antioquia y Valle.

⁵ La cadena del Carbón

⁶ Ingeominas, Recursos, Reservas y Calidad.

Tabla 4-2 Calidad de los carbones zona interior del país Antioquia y Valle

Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Antioquia	Venecia-Bolombolo	8.65	9.5	38.11	43.26	10,601
	Titiribi	7.3	7.92	37.99	46.84	11,767
	Rio Sucio -Quinchia	4.1	15.56	31.75	48.61	10,713
	Aranzazu-Santagueda	20.6	26.87	33.82	18.68	5,840
Valle	Yumbo-Asnazu	2.69	22.38	28.15	46.79	11,088
	Rio Dinde- Quebrada Honda	2.83	20.63	36.72	39.84	11,138
	Mosquera - El Hoyo	8.11	16.3	35.18	40.42	10,058

Fuente: Ingeominas.

Tabla 4-3. Calidad de los Carbones Zona Interior del País

Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Cundinamarca	Jerusalen - Guataqui	5.19	5.34	39.09	50.38	13,044
	Guadua-Caparrapi	4.12	5.61	22.43	67.83	12,829
	Guatavita-Sesquile-Choconta	1.98	11.23	34.88	51.91	12,682
	Tabio-Rio Frio- Carmen de Carupa	3.77	11.21	19.4	65.6	13,215
	Chequa-Lenguazaque	4.16	10.04	30.32	55.46	13,075
	Suesca-Albarracin	3.92	10.43	33.53	52.12	12,738
	Zipaquirá-Neusa	1.04	14.42	24.33	60.21	12,993
	Paramo de la Bolsa -Macheta	4.42	14.21	35.7	45.67	11,309
Boyacá	Chequa-Lenguazaque	3.56	10	25.19	61.25	11,439
	Suesca-Albarracin	4.69	12.18	33.71	49.42	12,420
	Tunja -Paipa-Duitama	9.48	11.4	38.03	41.09	11,268
	Sogamoso-Jerico	4.29	9.57	30.19	55.96	13,099
	Betania	1.49	8.36	30.94	59.25	13,859
	Umbita-Laguna de Tota	5.75	13.1	38.34	42.8	11,699

Fuente: Ingeominas.

Tabla 4-4. Calidad de los carbones zona interior del país

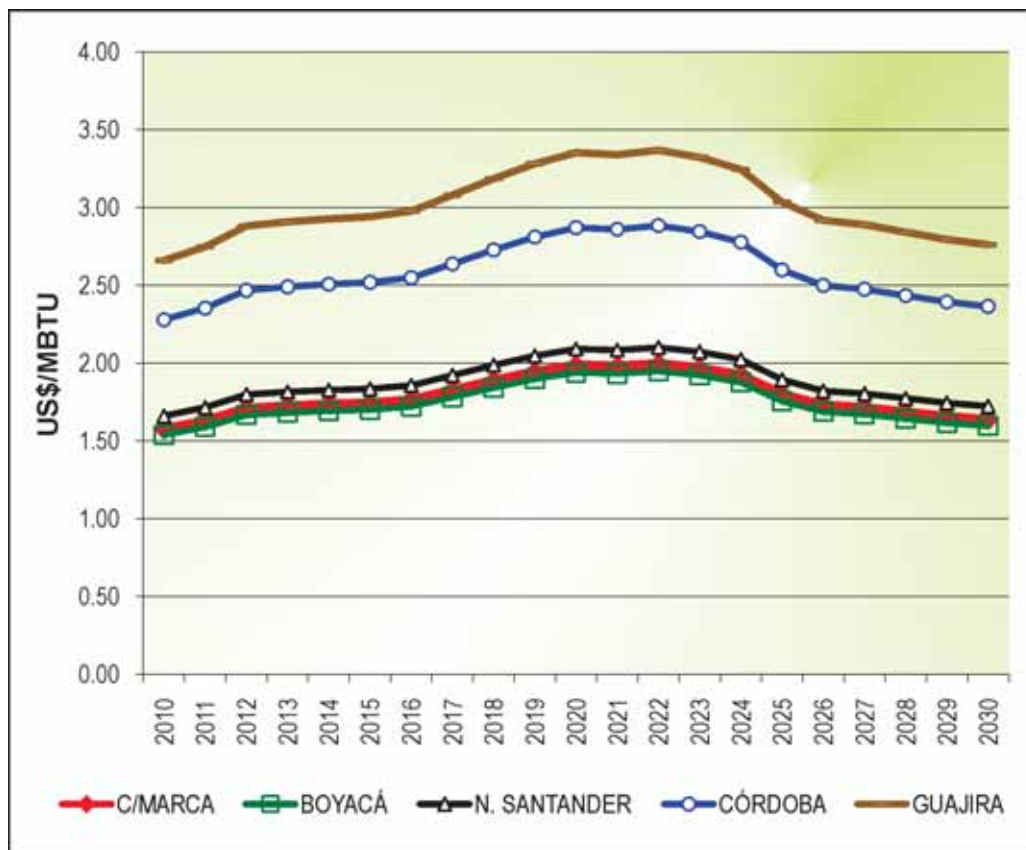
Zona	Area	Humedad	Cz	MV	CF	PC BTU / Lb
Santander	San Luis	1.67	15.8	37.7	52.46	16,026
	Cimitarra Sur	4.61	4.61	29.77	61.02	13,021
	Capitanejo-San Miguel	6.33	7.51	19	67.16	11,782
	Miranda	1.81	14.47	15.13	68.59	12,803
	Molagavita	0.8	8.58	32.25	58.37	14,161
	Paramo del Almorzadero	5.18	4.71	14.23	75.88	12,889
Norte de Santander	Pamplona-Pamplonita	2.96	9.97	36.15	50.92	13,199
	Herrán-Toledo	2.31	7.46	26.99	63.24	14,120
	Salazar	3.76	9.46	36.81	49.96	12,762
	Tasajero	2.6	11.6	34.36	51.4	13,180
	Zulia-Chinacota	3.32	12.34	33.57	50.93	12,634
	Catatumbo	3.99	8.91	38.37	48.73	12,459

Fuente: Ingeominas.

En lo que respecta a los precios del carbón mineral, se empleó la información disponible enviada por los diferentes agentes sobre el comportamiento de los precios para las diferentes regiones, la cual sirve como base para estimar el precio presente. En cuanto al comportamiento futuro, se tomaron en cuenta los escenarios de proyección de precios específicos de este mineral estimados en el Energy Outlook 2009, publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos-DOE.

En la Gráfica 4-1 se presenta el escenario medio de precios del carbón mineral.

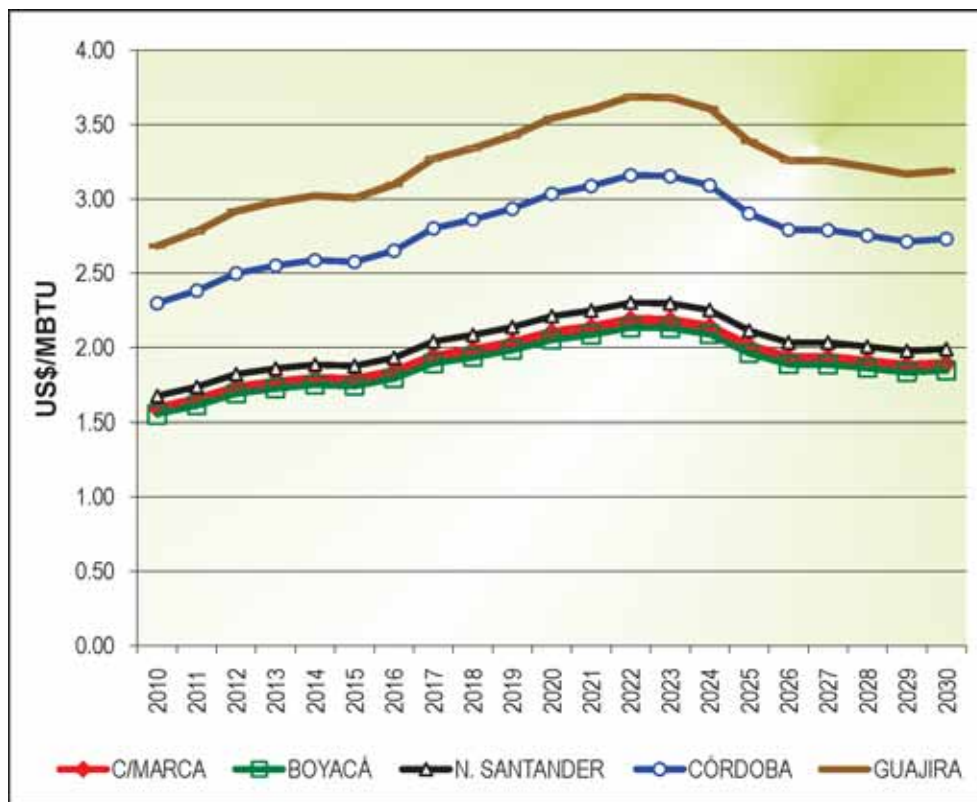
Gráfica 4-1 Escenario medio de precios de carbón mineral en US\$/MBTU de noviembre de 2009



Fuente: UPME

Esta edición del Plan también incluyó un escenario de precios altos. Ver Gráfica 4-2.

Gráfica 4-2 Escenario alto de precios de carbón mineral en US\$/MBTU de noviembre de 2009



Fuente: UPME

4.1.2 Gas Natural

La disponibilidad de gas natural para generación termoeléctrica durante el periodo 2010 – 2024 parte del análisis realizado por la UPME en el Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural, que corresponde con el primer ejercicio formal de planificación indicativa que se realiza en el país para ese sector. El Plan de Abastecimiento de Gas Natural fue realizado con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y del Estado con el fin de asegurar la satisfacción de la demanda nacional de gas natural.

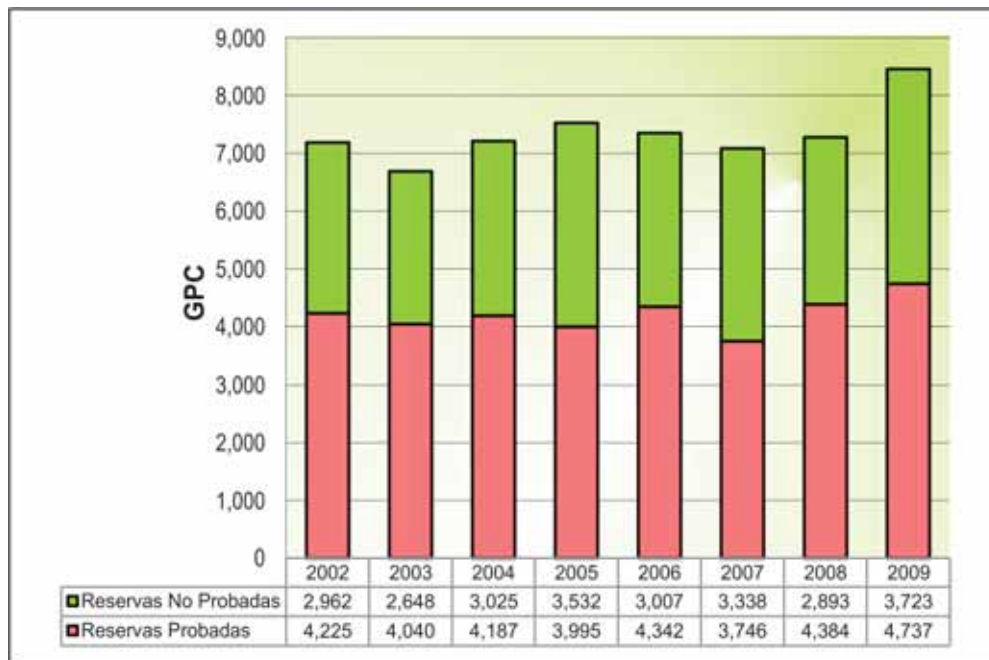
El documento, publicado en su versión preliminar en octubre de 2009, aborda la situación de oferta y demanda de gas natural para el corto, mediano y largo plazo a partir de los pronósticos de demanda, la declaración de producción de gas realizada al Ministerio de Minas y Energía, la situación de reservas de gas, entre otros.

Actualmente, el Plan de Abastecimiento de Gas Natural se encuentra en su fase de revisión y ajuste a partir de los comentarios realizados por los agentes en los diferentes escenarios de socialización. No obstante lo anterior, como un ejercicio de sensibilidad se consideró un escenario de abastecimiento crítico de gas natural que justifica la construcción de una planta de regasificación de gas natural en La Guajira.

4.1.2.1 Reservas de Gas Natural

De acuerdo con la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, al 31 de diciembre de 2009 el país contaba con unas reservas de gas natural de 8,490 Giga pies cúbicos – GPC. Del total de las reservas de gas natural, 4,737 GPC corresponden a la categoría de reservas probadas disponibles para su uso, y 3,723 GPC a la de reservas no probadas. Ver Gráfica 4-3.

Gráfica 4-3 Reservas de Gas Natural



Fuente: ANH

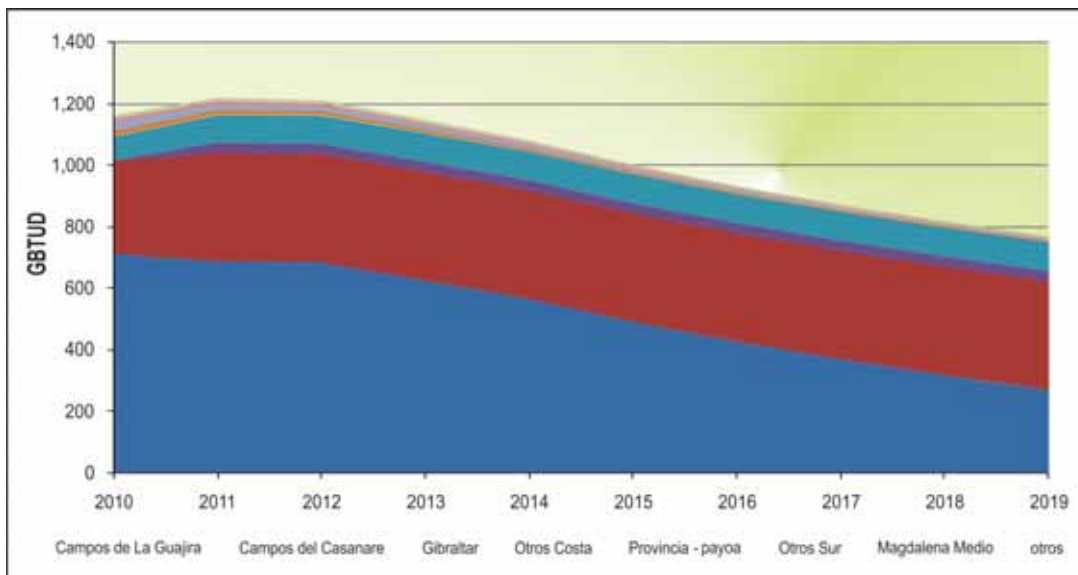
4.1.2.2 Producción de Gas Natural

La producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente en los últimos años, pese a la declinación normal de las reservas remanentes de los campos productores. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda.

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en el interior en los campos de Cusiana y Cupiagua. Durante el año 2009, los campos de La Guajira y Cusiana fueron responsables del 86% del suministro, de los cuales el 66% corresponde a Guajira y el 20% a Cusiana, que equivalen a 665 MPCD y 200 MPCD, respectivamente.

El potencial de producción de gas natural que se presenta a continuación corresponde a la información reportada por los productores al Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto 2687 de 2008, y publicada mediante Resoluciones 180663, 180765, 180881 y 181125 de 2010, emitidas por el mismo Ministerio. En la Gráfica 4-4 se presenta el potencial de producción de los campos productores incluidos en las resoluciones mencionadas.

Gráfica 4-4 Proyección de oferta Nacional de Gas Natural



Fuente: MME

A junio de 2010, el país contaba con una capacidad de producción de 1,093 MPCD, la cual se ha incrementado en 2.7% respecto del promedio diario anual de 2009. Sin embargo, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2009. Lo anterior equivale a una disminución de 4.2% promedio anual, en el periodo evaluado.

Este entorno adverso se ve favorecido por el aumento de producción de los campos del Casanare de acuerdo con las intenciones manifestadas por los productores de sostener la máxima producción y así permitir atender el aumento de demanda, al menos en el Interior del país.

Ante este escenario de oferta de gas, la UPME a través del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural, presentó en su versión preliminar una serie de alternativas de abastecimiento externo que buscan garantizar la atención del 100% de la demanda del sector.

No obstante lo anterior, dicho documento está en proceso de revisión y ajuste a partir de los comentarios recibidos por los agentes y las modificaciones incorporadas por el Decreto 2730 de 2010.

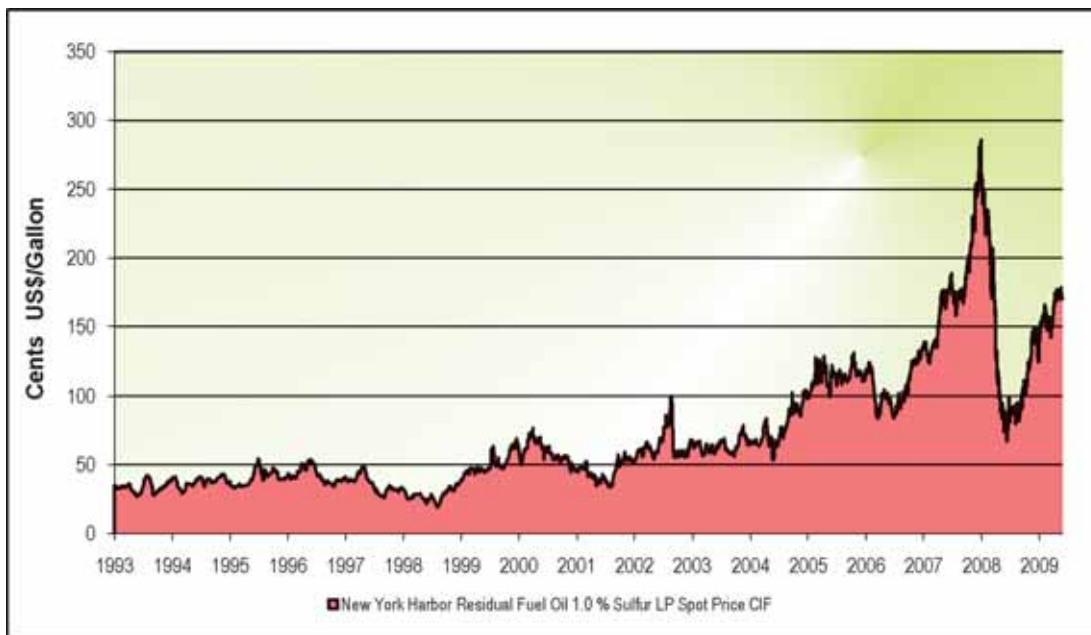
4.1.2.3 Precios de Gas Natural⁷

Durante el 2009, la dinámica del mercado del petróleo se desarrolló bajo un escenario de recuperación de precios, con derrumbe de demanda (durante el 2009 se redujo el consumo de petróleo respecto al 2008 en un millón 750 mil barriles diarios aproximadamente). La ocurrencia de este fenómeno podría tener explicación en que a pesar de esa baja en la demanda, el suministro actual, entre 83 y 84 millones de barriles diarios, exige la producción de yacimientos con altos costos de producción.

De esta manera, el comportamiento de los precios del petróleo ha generado una tendencia alcista en el precio de los diferentes combustibles líquidos como el New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price (ver Gráfica 4- 5), referente considerado para el cálculo del índice de variación del precio de Máximo Regulado de Gas Natural en el país.

7 Fuente: <http://www.jornada.unam.mx/2009/10/25/index.php?section=economia&article=026a1eco>

Gráfica 4-5. Precio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price⁸



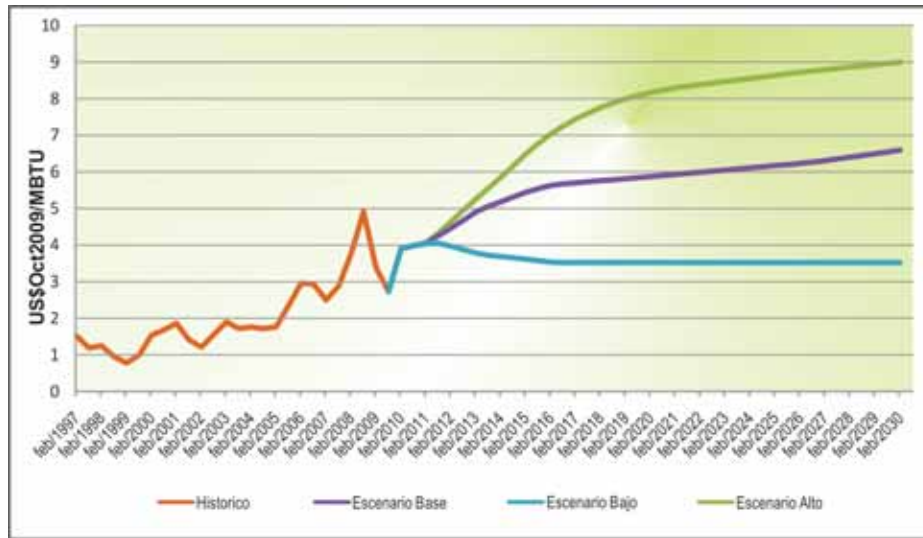
Así mismo en concordancia con la Resolución CREG 119 de 2005, mediante la cual se establece la metodología para el cálculo de precios para el Gas Natural producido en los campos Guajira y Opón, se determinó el pronóstico de precios para las principales fuentes de suministro de Gas Natural para el sector termoeléctrico. La estimación indica un encauce hacia periodos de precios altos, que posiblemente originen disminución de la demanda por parte del sector, haciendo más competitivas otras fuentes de energía para la generación eléctrica (ver Gráfica 4-6).

Tal como se mencionó al inicio de esta sección, como un ejercicio de sensibilidad para el presente estudio, se ha considerado conveniente incluir un escenario de abastecimiento crítico de gas natural que justifique la construcción de una planta de regasificación en La Guajira.

Para proyectar el precio del gas natural a partir de la planta de regasificación nacional, se tomó como referencia el mercado de Gas Natural Licuado de la cuenca atlántica y específicamente el comportamiento del precio del GNL de importación para Estados Unidos. Se encontró una alta correlación entre el comportamiento del precio del GNL importado para Estados Unidos con el precio spot del gas natural en Henry Hub. (ver Gráfica 4-7).

⁸ Fuente: EIA DOE

Gráfica 4-6. Proyección de precios de Gas Natural de La Guajira en boca de pozo



Fuente: UPME

De esta manera, la proyección del precio del GNL se realizó con las tasas de crecimiento de la proyección del *Natural Gas - Henry Hub Spot Price*, disponible en el Annual Energy Outlook 2009⁹.

Gráfica 4-7. Comportamiento precios Gas Natural en Estados Unidos



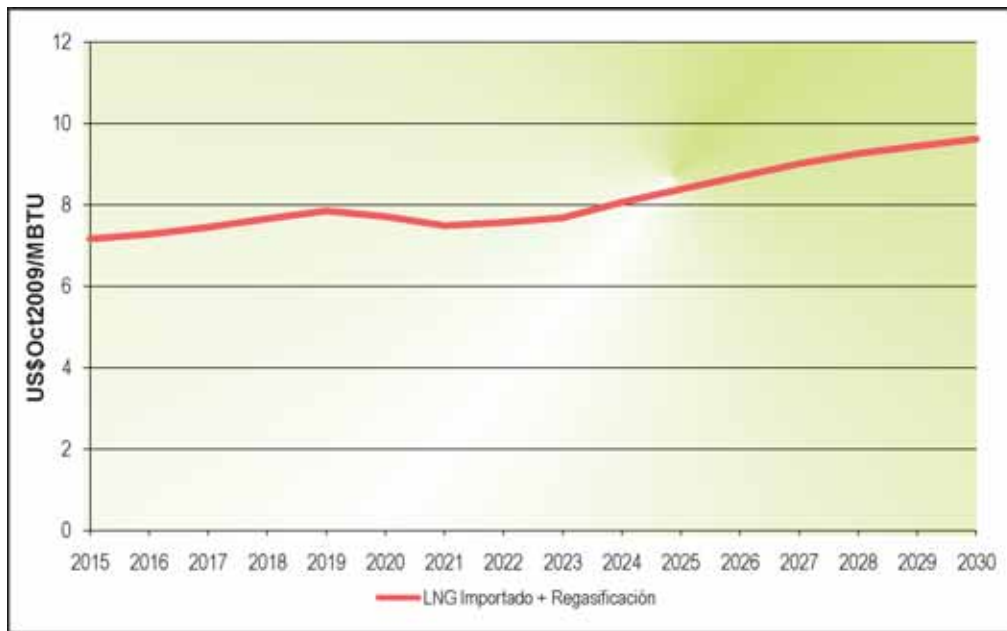
Fuente: EIA DOE

9 <http://www.eia.doe.gov/>

Posteriormente se le descontó un costo promedio de transporte desde los países productores de GNL disponibles en la Cuenca del Atlántico hasta Henry Hub, y se le sumó un costo promedio de transporte desde dichos países hasta el puerto propuesto para ubicar la planta de regasificación, La Guajira. Finalmente se le incorporó a dicha proyección, un costo estimado de regasificación.

Con los anteriores supuestos, la Gráfica 4-8 presenta el resultado de la proyección del Precio del GNL importado para el caso colombiano.

Gráfica 4-8. Proyección precio del GNL puesto en La Guajira



Fuente: UPME

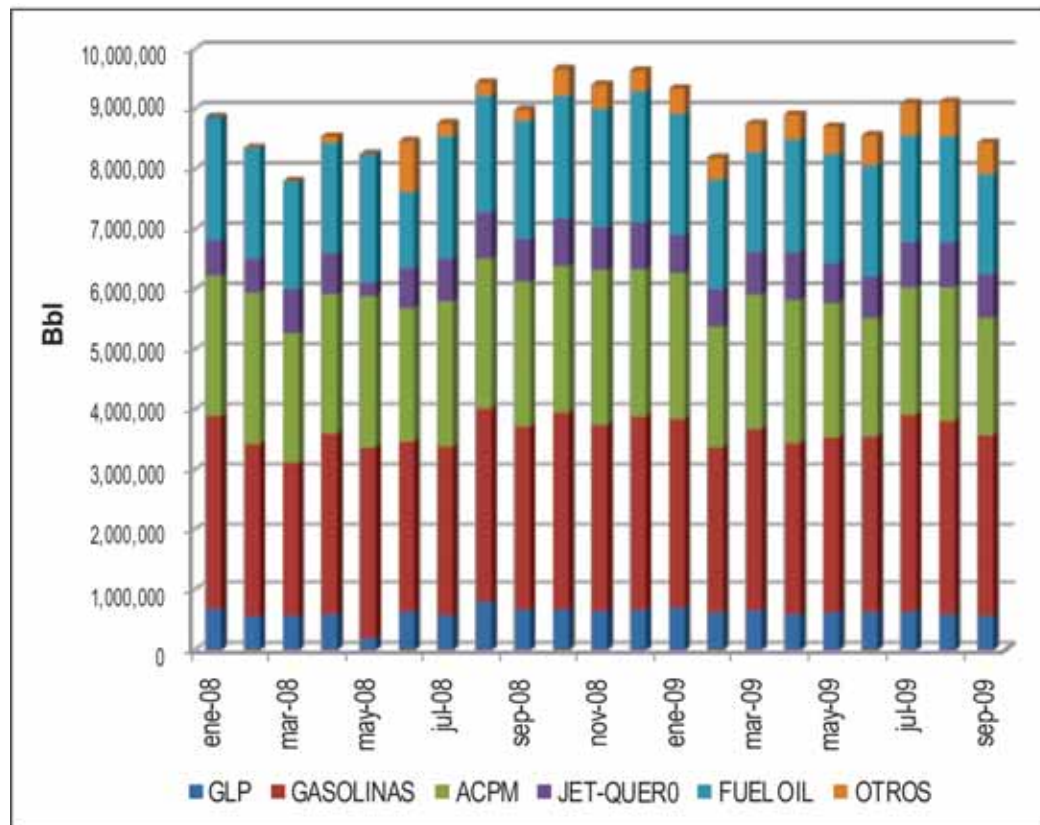
4.1.3 Combustibles Líquidos

4.1.3.1 Producción

Colombia cuenta con una capacidad de refinación que asciende a los 330,000 BPD, de los cuales el 74.5% se procesa en Barrancabermeja, 23.8% en Cartagena, 0.8% lo refina Orito y 0.75% Apiay. De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL, durante el último año, las refinерías colombianas se han mantenido en un nivel de utilización del 95% de la capacidad instalada, procesando en promedio 315,000 BPD de petróleo crudo. Del total procesado el 75% se carga en la refinерía de Barrancabermeja, el 24% en la refinерía de Cartagena y el restante 1% entre las plantas de Orito y Apiay.

Entre enero y septiembre de 2009, las refinerías colombianas han producido en promedio 9 millones de barriles mensuales de combustibles líquidos (gasolinas, ACPM, Fuel Oil, Jet, GLP y otros). Del total de combustibles líquidos producidos, el 34% corresponde a gasolinas, el 25% a ACPM, el 21% a Fuel Oil y el 20% restante a GLP, Jet-Quero y otros. Ver Gráfica 4-9.

Gráfica 4-9. Producción de Combustibles Líquidos



Fuente: ECOPELROL

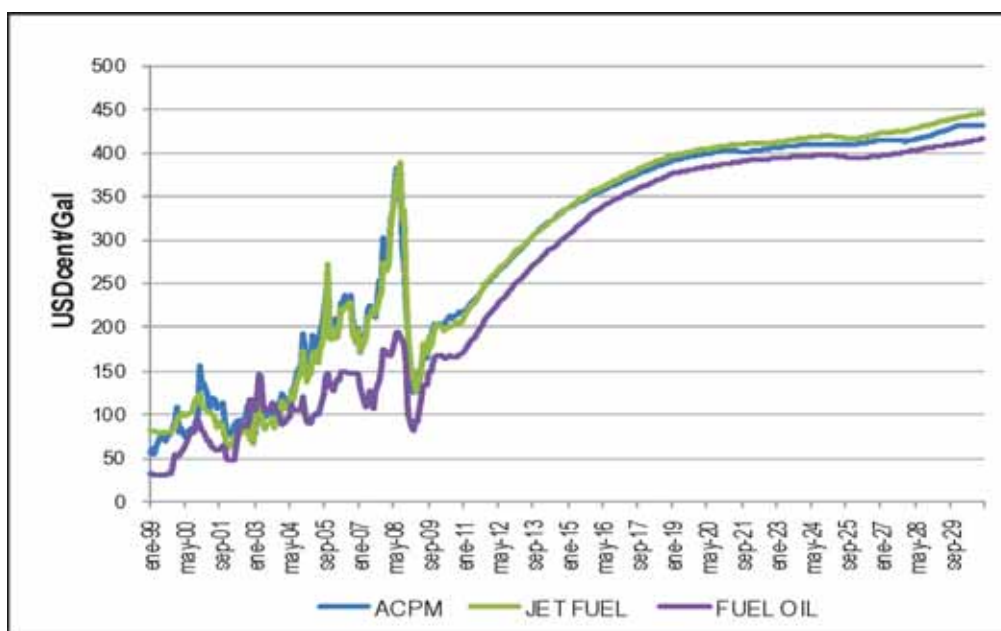
El aumento en la producción de combustibles líquidos en lo corrido del año 2009, se debe a los trabajos que se realizaron principalmente en la refinería de Barrancabermeja tendientes a incrementar su disponibilidad mecánica y aumentar el factor de conversión. La operación y expansión de la capacidad refinadora de crudo ha estado en cabeza de ECOPELROL, operadora de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, de conversión media, Orito y Apiay, estas últimas de menor capacidad y tecnología.

Entre enero y septiembre de 2009 en las refinerías colombianas se han producido en promedio 72,500 BPD de ACPM, 60,000 BPD de Fuel Oil y 23,500 BPD de Jet Fuel, estos volúmenes son consumidos principalmente por el sector transporte, el sector industrial y destinados a la generación térmica.

4.1.3.2 Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica

Los precios internos de los combustibles líquidos fluctúan de acuerdo con los precios internacionales, específicamente con el mercado de la Costa del Golfo y la TRM; la tendencia seguida por los precios de los hidrocarburos refleja la afección generada por la crisis financiera y la recesión experimentada desde septiembre de 2008. Ver Gráfica 4-10.

Gráfica 4-10 Precio proyectado del ACPM, Jet Fuel y Fuel Oil



Fuente: UPME

En el último año, el mercado internacional se ha caracterizado por un desbalance entre oferta y demanda, en el que, si bien se han generado restricciones desde la producción para motivar el alza de los precios, la débil demanda ha contrarrestado todas las acciones encaminadas al fortalecimiento del sector, restringiendo adicionalmente las inversiones para proyectos que aseguren la producción futura de hidrocarburos.

A diferencia del Jet Fuel y el Fuel Oil, debido a la intervención del Gobierno Nacional como medida para moderar los precios de los combustibles, el Ingreso al Productor (IP) del ACPM en el año 2009 no se rigió por la tendencia internacional, por el contrario, se condicionó al mantenimiento del precio máximo de venta. En la última década, las tasas de variación del IP para los combustibles líquidos han incrementado a una tasa promedio anual de 7.83%, 6.50% y 12.81% para el ACPM, el Jet Fuel y el Fuel Oil, respectivamente, alcanzando en el año 2008 valores máximos de 381.81 USDCent/gal, 389.33 USDCent/gal y 193.84 USDCent/gal.

Los escenarios de proyección de precios, consideran la recuperación paulatina de la demanda en el corto plazo (precios bajos) y una participación más importante de los combustibles líquidos no convencionales; se espera que la economía inicie su recuperación finalizando el 2010 y se retorne a una tendencia moderada de crecimiento en la demanda de hidrocarburos en los próximos años, conllevando a una recuperación de los precios, dando lugar a tasas de crecimiento interanuales de 4.60%, 4.69%, 5.72% para el ACPM, Jet Fuel y Fuel Oil, respectivamente para el periodo 2009 – 2030.

4.2 HIDROELECTRICIDAD Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Para lograr una seguridad energética más robusta en el mediano y largo plazo, el país debe tener un soporte que tenga en cuenta la adecuada complementariedad e implementación de todas las tecnologías y fuentes de energía con que cuenta. Es decir, además de incluir los recursos energéticos convencionales como carbón, petróleo, gas natural e hidroenergía a gran escala, debe incluir también a las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE¹⁰ (energías solar, eólica, de pequeños aprovechamientos hidráulicos, la biomasa, la geotermia, la energía de los océanos y la nuclear), en la medida que sean considerados sus verdaderos aportes bajo condiciones de competencia. Para lograrlo es necesario que el país se fortalezca y cuente con referentes técnicos, recursos humanos, regulación y políticas que si bien, *de por sí*, no busquen favorecerlas en contra de la competencia, sí les permita ir creciendo, removiendo las barreras que limitan su desarrollo y la visualización de sus verdaderos aportes en los plazos mencionados.

¹⁰ En Colombia las Fuentes no Convencionales de Energía, FNCE, que incluye a las Energías Renovables, ER, están definidas según la Ley 697 de 2001, como aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

En cuanto a hidroelectricidad a partir de los estudios: 1) ESEE-“Inventario de los Recursos Hidroeléctricos”, 2) “Alternativas de Participación Privada en el Desarrollo de Generación Hidroeléctrica y Determinación de Mecanismos Técnicos y Financieros para su Participación”¹¹ y 3) Base de Datos de Proyectos registrados ante UPME, se estima, que el país dispondría de un potencial para proyectos de generación hidroeléctrica (con capacidad mayor a 100MW) de 93,000 MW¹²: Sin embargo, considerando que existen áreas de parques naturales nacionales¹³, las cuales no deben intervenir; el potencial de nuevos proyectos se reduciría a 79,000 MW, actualmente se trabaja en establecer referencias ajustadas a aspectos ambientales y a la diversificación energética.

Para el caso especial de una primera implementación de las FNCE, renovables, es necesario que el país ejecute programas dentro de un marco técnico, político, legal y económico adecuado, ya que se deben implementar regulaciones apropiadas, una capacidad doméstica de mantenimiento y la fuerza de trabajo concedora para operar estas plantas, proceso que puede durar varios años. En el caso de energía nuclear se debe cumplir con requisitos especiales que, además de los ya mencionados, convendría contar con una entidad reguladora independiente de acuerdo con los protocolos y requisitos internacionales en los aspectos nucleares y este proceso puede tomar más de 15 años.

Actualmente la UPME se encuentra realizando el plan de desarrollo de las FNCE a partir del cual se obtendrán referencias necesarias para orientar la toma de decisiones determinando su aporte a la diversificación y adaptabilidad de la matriz energética, la seguridad energética nacional y al desarrollo económico, social y ambiental del país, con visión de mediano y largo plazo, a partir de referentes económicos que justifiquen y dimensionen metas de implementación. Los resultados de este plan se esperan para comienzos del año 2011.

11 Contratado por UPME et al. en 2000

12 El ESEE en su momento no identificó proyectos significativos como Guamuez I y II que llevarían el potencial a cerca de 96,000MW

13 No se incluyen nuevas áreas de parque declaradas desde el 2001.

4.3 CARGO POR CONFIABILIDAD

Con la Resolución CREG 071 de 2006 se dio inicio a la reglamentación del denominado “Cargo por Confiabilidad” que remunera la energía firme con la cual un generador específico se compromete a las Obligaciones de Energía Firme – OEF. Desde la demanda, este esquema permite asegurar la disponibilidad de recursos a fin de evitar riesgos de abastecimiento ante condiciones hidrológicas críticas y a su vez, desde el generador, junto con las ventas de energía, permite viabilizar la inversión necesaria para la ejecución de los proyectos de expansión.

En desarrollo del mecanismo, las obligaciones se hacen efectivas cuando el precio de bolsa supera el umbral llamado Precio de Escasez, el cual es determinado en función de la generación menos eficiente del sistema; el cargo es remunerado vía tarifa por el usuario.

En el año 2008 se realizó la subasta que asignó OEF para el parque generador disponible en el periodo diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Igualmente se asignaron obligaciones de tres nuevos proyectos de generación por 3,008 GWh/año desde diciembre 2012 hasta noviembre de 2032. El total asignado para 2012 - 2013 fue de 65,869 GWh/año. Estas obligaciones se resumen en la Tabla 4-5:

Tabla 4-5. Obligaciones de energía firme en la primera subasta de energía del cargo por confiabilidad.

Nombre	Año de inicio de OEF	Capacidad MW	Energía OEF	Recurso
			GWh/año	
Gecelca	2012	150	1,116	Carbón
Termocol	2012	201	1,678	Fuel oil
Amoya	2011	78	214	Hidro
Total		430	3,008	

Fuente: CREG

A través del mecanismo de la subasta, para proyectos con periodos de construcción superiores a los 4.5 años al periodo de planeamiento de la primera subasta, se buscó comprometer energía firme para cubrir los requerimientos de largo plazo, es decir, garantizarlos al menos 20 años a partir de diciembre de 2014. Como resultado de la aplicación de dicho mecanismo, resultaron seis (6) proyectos, referenciados en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6. Obligaciones de energía firme a través del proceso de sobre cerrado del cargo por confiabilidad

Nombre	Año de inicio de OEF	Capacidad MW	Energía OEF	Recurso
			GWh/año	
Cucuana	2014	60	50	HIDRO
Miel II	2014	135	184	HIDRO
Sogamoso	2014	800	2,350	HIDRO
El Quimbo	2014	396	1,650	HIDRO
Porce IV	2015	400	962	HIDRO
Ituango	2018	1,200	1,085	HIDRO
		2,991	6,281	

Fuente: CREG

4.4 REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

El Registro de Proyectos de Generación, resumido en el Anexo 8.5, es la base para determinar el plan candidato y así las posibles plantas a partir de las cuales puede desarrollarse la expansión futura del sistema.

El procedimiento de inscripción en el registro está reglamentado mediante Resolución UPME 638 de 2007 y permite clasificar en fase 1, 2 o 3 los proyectos de acuerdo con su avance y nivel de desarrollo, en general, si éste se encuentra en prefactibilidad, factibilidad o construcción. Es importante señalar que este registro se hace necesario de acuerdo con las disposiciones establecidas por la CREG en la Resolución 071 de 2006, relacionadas con el Cargo por Confiabilidad.

De otra parte, con referencia a la versión 2009-2023 del Plan de Expansión, este registro se ha actualizado de acuerdo con las nuevas inscripciones realizadas en el segundo semestre del año 2009 y los primeros meses del año 2010. En total, de los 70 proyectos inscritos, 38 son hidroeléctricos, 10 proyectos térmicos a gas, 16 proyectos térmicos a carbón, 4 proyectos térmicos a base de combustibles líquidos y 2 proyectos térmicos que tienen como fuente el bagazo.

En términos de capacidad inscrita, se tiene registrada una capacidad de 12,204 MW, de los cuales 4,923 MW corresponden a proyectos hidroeléctricos, 3,259 MW proyectos de carbón mineral, 1,099 MW proyectos de gas natural y 121 MW de combustibles líquidos y bagazo.

4.4.1 Proyectos de Generación en desarrollo

En la Tabla 4-7 se presentan los proyectos contemplados en los diferentes análisis de la presente edición del Plan de Expansión, los cuales han comenzado su proceso de construcción. La información es referenciada por los agentes y es utilizada para establecer los diferentes escenarios del Plan. Pueden existir algunas diferencias si se compara con los compromisos adquiridos en el cargo por confiabilidad, por cuanto los agentes reportaron estas nuevas características con posterioridad a los procesos de asignación.

Tabla 4-7. Proyectos en Colombia a ser considerados en el plan de expansión

Proyecto	Tipo	Fecha de Operación Comercial*	Capacidad total (MW)
Tuluá	Hidro	ene-11	40
Mayagüez	Cogen	ene-10	19
Caruquia	Hidro	dic-09	10
Guanaquitas	Hidro	abr-10	10
Tras. Guarinó	Hidro	jun-10	--
Amaime	Hidro	dic-10	20
Flores IV	Gas vapor	nov-10	160
Porce III	Hidro	jul-11	660
Tras. Manso	Hidro	jun-11	--
Amoyá	Hidro	jul-11	78
Miel II	Hidro	ene-13	135
Cucuana	Hidro	dic-14	60
Gecelca 3	Termico	dic-12	150
Termocol	Térmico	dic-12	210
El Quimbo	Hidro	dic-14	420
Sogamoso	Hidro	dic-13	800
Porce IV	Hidro	may-15	400
Ituango	Hidro	sep-18	1,200
Total MW			4,372

Fuente: UPME

4.5 DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA Y ECUADOR

4.5.1 Demanda de energía en Centroamérica

Como se observa en la Tabla 4-8, sin referenciar a México, de los países Centroamericanos, Costa Rica y Guatemala son los principales consumidores futuros de energía eléctrica, seguidos por Honduras, Panamá, El Salvador y Nicaragua, en este orden.

Tabla 4-8. Demanda de energía empleada en países de Centroamérica en el plan de expansión de Colombia

Año	Panamá GWh	Costa Rica GWh	Nicaragua GWh	Honduras GWh	El Salvador GWh	Guatemala GWh
2009	6,838	10,043	3,350	7,354	5,840	8,898
2010	7,274	10,556	3,523	7,814	6,091	9,193
2011	7,625	11,096	3,683	8,253	6,359	9,752
2012	7,954	11,636	3,844	8,692	6,626	10,312
2013	8,369	12,218	4,016	9,160	6,911	10,878
2014	8,739	12,834	4,202	9,640	7,208	11,451
2015	9,150	13,485	4,397	10,130	7,518	12,013
2016	9,526	14,176	4,597	10,632	7,842	12,580
2017	9,909	14,909	4,810	11,144	8,178	13,169
2018	10,316	15,682	5,040	11,674	8,530	13,779
2019	10,716	16,500	5,275	12,217	8,897	14,415
2020	11,118	17,364	5,526	12,820	9,279	15,075
2021	11,492	18,277	5,788	13,456	9,678	15,808
2022	11,882	19,243	6,053	14,107	10,094	16,571
2023	12,366	20,265	6,330	14,645	10,528	17,370

Fuente: SIEPAC

4.5.2 Demanda de energía en Ecuador

Para los análisis planteados en la presente versión del Plan de Expansión se consideró la demanda media de energía para Ecuador indicada en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9. Demanda de energía empleada en Ecuador en el plan de expansión de Colombia

AÑO	GWh
2009	17,085
2010	18,396
2011	19,367
2012	20,380
2013	21,398
2014	22,435
2015	23,495
2016	24,585
2017	25,711
2018	26,877
2019	28,084
2020	29,333

Fuente: CONELEC

4.5.3 Oferta y proyectos de generación en Ecuador

Junto a los recientes cambios logrados a nivel institucional, el gobierno del Ecuador, está promoviendo el desarrollo de nuevos proyectos hidráulicos de grande y mediana escala, así como algunos proyectos de energía renovable, los cuales buscan como política reducir al máximo el consumo de electricidad térmica generada a partir de combustibles fósiles que actualmente son subsidiados. Entre otras, estas son algunas de las razones para el impulso y desarrollo de nuevos proyectos como Sopladora de 400 MW, Coca Codo Sinclair de 1,500 MW, Toachi – Pilatón de 228 MW aproximadamente.

En el Plan de Expansión de Generación 2009-2023, la UPME consideró para los diferentes análisis una expansión en Ecuador de 506.5 MW, no obstante, a lo largo de los años 2009 y 2010 se han identificado avances para algunos de estos proyectos, razón por la cual se han incorporado en los análisis del presente documento. En la Tabla 4-10, se presentan los proyectos empleados en los análisis de interconexión con el sistema ecuatoriano.

Tabla 4-10. Proyectos en Ecuador a ser considerados en el plan de expansión

Proyecto	Tipo	Capacidad MW	Fecha operación Comercial
Mazar	Hidro	160	01/07/2010
Ocaña	Hidro	26	01/04/2012
Sopladora	Hidro	400	01/11/2016
Baba	Hidro	42	01/04/2010
Pilatón	Hidro	50	01/04/2014
Toachi	Hidro	178	01/04/2014
Coca Codo	Hidro	1,500	01/11/2017
Esmeralda	Térmico	132	01/01/2011
Total MW		2,488	

Fuente: CONELEC

4.5.4 Proyectos de generación en Centroamérica

Los países centroamericanos han tenido la iniciativa de integrar sus sistemas eléctricos con el objeto de optimizar los recursos energéticos y su infraestructura y han avanzado en la normalización de los marcos regulatorios.

Esta región ha tenido reformas en el sector eléctrico que ha permitido el desarrollo de mercados liberalizados particularmente en la actividad de generación.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se reestructuraron los mercados de electricidad, liberalizando los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en Honduras y Costa Rica, la transformación se dio en el área de la generación. En los cuatro países que reestructuraron su sector funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada.

La energía consumida por estos países fue suplida principalmente por fuentes hidroeléctricas y térmicas, sin embargo, durante los últimos 5 años se ha mantenido la dependencia de los combustibles fósiles por parte de estas naciones.

A continuación en la Tabla 4-11 se muestra un resumen de la capacidad de los proyectos que se consideraron en la simulación para cada uno de los diferentes países del área de Centroamérica.

Tabla 4-11. Capacidad en MW en Centroamérica a ser considerados en el plan de expansión

Panamá	Capacidad	Costa Rica	Capacidad	Nicaragua	Capacidad	Guatemala	Capacidad
CB 250	250	CB 500a	500	Albanisa 3	40	CB250	275
CC Tcol	150	CB 500b	500	Casitas	10	CB 250	200
Toabre	150	Eol Proy	100	G Chiltep	40	CB 250	200
Bianco	19.8	Eol Proy	120	Generic	60	Duke Energy	60
Baitun	86	Geo Paila	35	Tizate	33	LPA III	80
Bajo Mina	52.4	Geo Proy	35	Boboke	60	S Rosa	90
Bonyic	31.3	Ingenio	13	Corriente	40	Tecuanbu	44
Burica	50	MMV Garab	200	Larreynaga	17.2	Animaz	10
Chan I	212.8	Bot Proy	150	Pantasma	15	Arco	198
Gualaca	25.2	El encanto	8.3	Salto YY	24.8	Cascata	114
Macano	3,4	Pirris	128	TOTAL	340	Chulac	340
Mendre	19.75	Toro 3	49.7			Cristobal	19
Monte Lirio	51.65	TOTAL	1839			Gen Distri	30
Pando	32	El Salvador	Capacidad	Honduras	Capacidad	Gen smac	26.7
Pedregal	20	CB 250	250	CB 300	300	Palo Viejo	80
Prudencia	56	Cutuco	525	CECSA	150	R Hondo	32
Sindigo	10	Ozatlan	50	Eolica	100	Tereza	19,4
Tab II	34.53	Chaparral	65.7	MDWV	500	Serchil	140
TOTAL	1,254.83	Cimarron	261	Patuca 3	100	Trios	50
		TOTAL	1,151.7	Tablon	20	Xacbal	94
				TOTAL	1,170	Xalala	181
						TOTAL	2,283.1

Fuente: SIEPAC

4.6 VISIÓN DE LARGO PLAZO EN LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN COLOMBIA

El Plan de Expansión de Referencia tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable y eficiente de electricidad en el país.

En este sentido, a fin de determinar la posible expansión del sistema que satisfaga los requerimientos de energía y potencia con base en criterios económicos, sociales y ambientales, el Plan de Generación plantea diferentes escenarios según la conducta de variables como demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, interconexiones eléctricas internacionales y desarrollo de proyectos en los países vecinos, entre otras.

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, las cuales están determinadas por las expectativas de crecimiento económico, de la población y de la evolución más reciente de la demanda misma.

En consecuencia, para satisfacer en el largo plazo los requerimientos energéticos del país con base en los límites de confiabilidad establecidos como lo son el Valor Esperado de Racionamiento de Energía –VERE, el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado –VEREC y número de series fallidas, establecidos por la regulación, se plantearon escenarios considerados como factibles, señalados en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12. Escenarios de Expansión en Generación

Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta
Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansión de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia) retiro de 198 MW en unidades a carbón y 13 MW a gas natural
Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos)	Expansión Ecuador sin Coca Codo y Centroamérica (Ver tabla de proyectos)	Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos) sin Coca Codo	Expansión Ecuador y Centroamérica (Ver tabla de proyectos) Sin Coca Codo
Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW	Interconexión a Ecuador 500 MW
Interconexión a Panamá 300 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014	Interconexión a Panamá 600 MW a partir de 2014
Precios medios de combustible	Precios medios de combustible	Precios Regasificación a partir del 2016	Precios medios de combustible

Fuente: UPME

4.6.1 Supuestos Principales

A continuación se especifican los supuestos básicos considerados en los diferentes escenarios analizados en este plan:

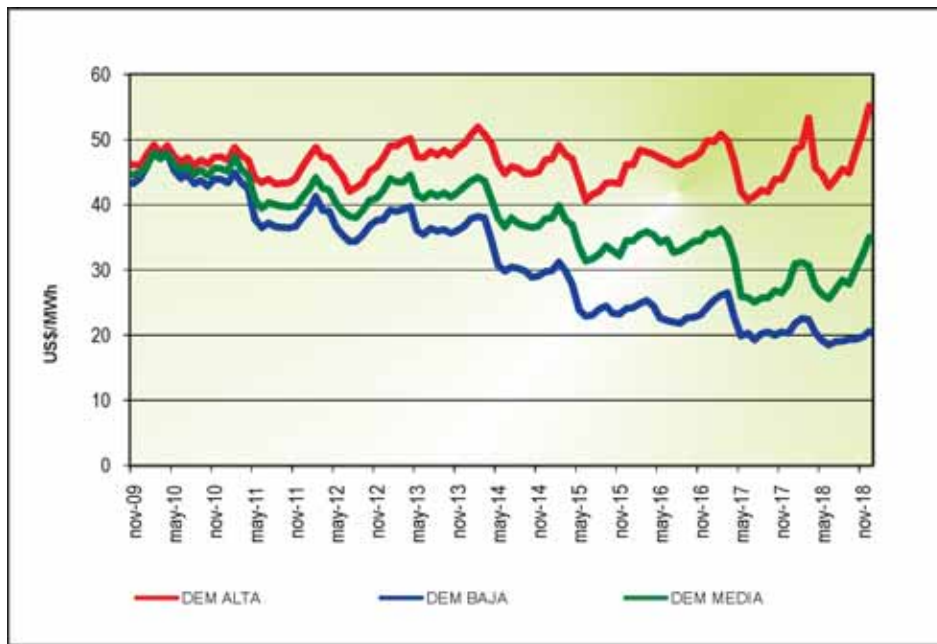
- Hidrologías de enero de 1938 a noviembre de 2009.
- Índices de indisponibilidad según base de información de XM.
- Proyectos asignados en el cargo por confiabilidad y que se encuentran en desarrollo según la información reportada por los agentes.
- Fecha de entrada en operación comercial de los diferentes proyectos reportada por los diferentes promotores.
- Interconexión entre Colombia y Ecuador con una capacidad de 500 MW
- Se contemplaron intercambios de energía con Centroamérica considerando capacidades de 600 MW y 300 MW.
- Proyectos de expansión, en el caso colombiano de acuerdo a la Tabla 4-7, Ecuador a la Tabla 4-10 y Centroamérica a la Tabla 4-11.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia de la UPME, revisión noviembre de 2009.
- Proyección de precios de gas natural, carbón mineral, fuel oil número 2 y 6, y jet fuel de la UPME, revisión de noviembre de 2009.

Antes de entrar a determinar la expansión requerida por el sistema colombiano bajo los diferentes escenarios, se analizó su comportamiento en el periodo comprendido entre 2010 y 2018, considerando solo la entrada en operación de los nuevos proyectos que adquirieron OEF y aquellos que se encuentran en construcción.

El ejercicio se desarrolla considerando escenarios de demanda alta, sin interconexiones y con las proyecciones de precios antes mencionadas.

Los resultados obtenidos del modelo MPODE (Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica) y mostrados a continuación corresponden al costo marginal promedio del sistema colombiano e incluye los costos CERE, FAZNI y AGC y se encuentran expresados en dólares de noviembre de 2009. Ver Gráfica 4-11.

Gráfica 4-11. Costo marginal de la energía para los escenarios de demanda alta, media y baja incluyendo proyectos del cargo por confiabilidad



Fuente: UPME

Como resultado, contando solo con los proyectos asociados al cargo por confiabilidad que tienen compromisos de energía firme y bajo los citados supuestos, no se encuentran requerimientos adicionales en el periodo 2010-2018. En términos generales, los índices de confiabilidad (número de casos fallados, valor esperado de racionamiento y valor esperado de racionamiento condicionado) no superan los límites fijados por la regulación.

Para determinar la expansión requerida en el horizonte de largo plazo, se plantean escenarios que dependen de diferentes condiciones esperadas, los cuales se indican a continuación.

4.6.2 Escenario 1

Este escenario plasma las condiciones que deberían suceder en el país a nivel de generación con el fin de poder atender la demanda de energía, los precios de combustibles medios e interconexiones internacionales.

Conserva la tendencia presentada en el cargo por confiabilidad considerando que el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.

Tiene como base la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción, las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad, escenario de demanda alta, precios de combustibles medios, interconexión con Ecuador con una capacidad de 500 MW y entrada en operación de la interconexión con Centroamérica con una capacidad de 300 MW en enero de 2014. Las capacidades se mantienen constantes a lo largo del periodo de análisis.

Bajo estos supuestos, se observa que el sistema de interconexión nacional requiere la instalación progresiva de 1,900 MW adicionales. El primer refuerzo se requeriría a partir del año 2021 de acuerdo con la Tabla 4-13, las expansiones adicionales se consideraron en plantas hidráulicas, carbón y gas, en particular cierres de ciclos.

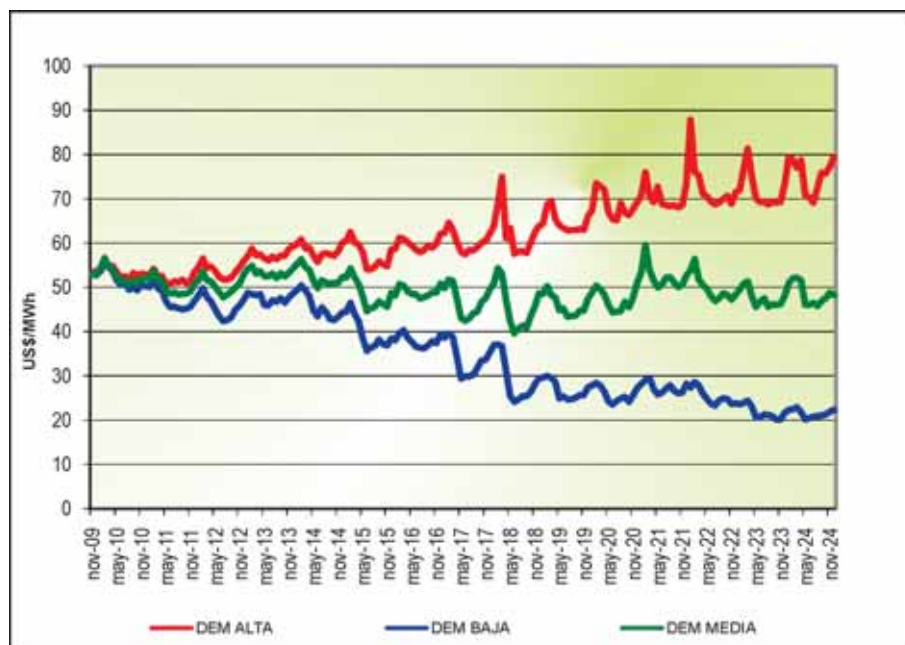
Tabla 4-13. Capacidad requerida en MW para el escenario 1 en el periodo 2010 – 2024

Año	Hidro	Gas	Carbón	Cog	Comb. Liq
2010	174.9	169		19	
2011	640				
2012			150		210
2013	935.2				
2014	480				
2015	400				
2016					
2017					
2018	1,200				
2019					
2020					
2021			300		
2022	1,300				
2023					
2024		300			
Subtotal	5,130.1	469	450	19	210
Total	6,278.1				

Fuente: UPME

El comportamiento del costo marginal para el periodo de análisis se observa en la Gráfica 4-12 con un promedio de 50 US\$/MWh (en dólares de noviembre de 2009) para el escenario medio de demanda.

Gráfica 4-12. Costo marginal de la energía para el escenario de demanda alta, media y baja. Escenario 1



Fuente: UPME

En la Tabla 4-14 se pueden apreciar los índices de confiabilidad de los casos en que ocurre el mayor déficit para el Escenario 1, según lo establecido en la resolución CREG 025 de 1995.

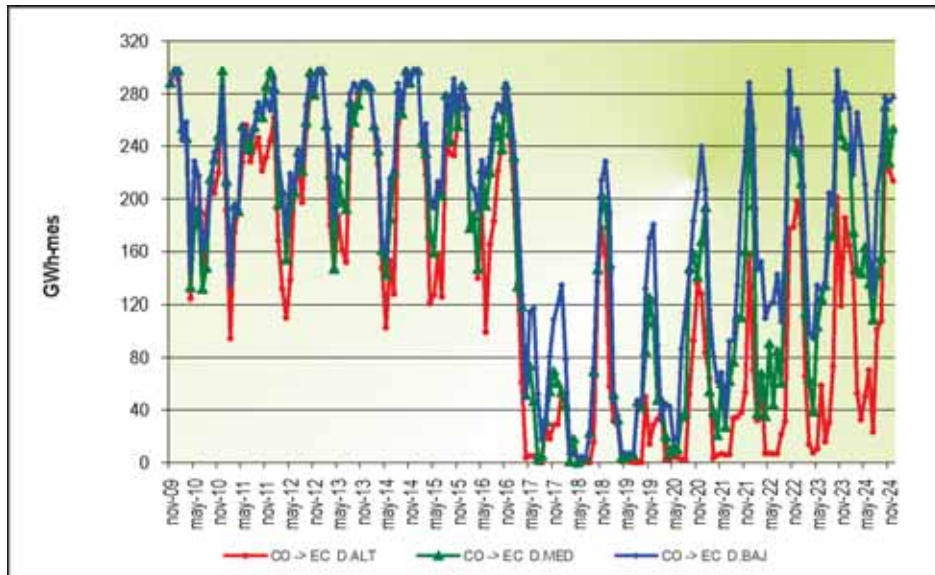
Tabla 4-14. Índices de confiabilidad del sistema colombiano ante demanda alta

Etapa	No. casos	VEREC	VERE
03/2021	1	2.55%	0.04%
03/2022	2	3.00%	0.13%
04/2023	2	2.90%	0.13%
02/2024	2	2.00%	0.10%

Fuente: UPME

Los resultados de las exportaciones esperadas a Ecuador se pueden apreciar en la Gráfica 4-13 con un promedio de 200 GWh mes, sin embargo, éstas se ven afectadas en el mediano plazo, experimentando un notable descenso hacia el año de 2017, por la entrada de proyectos hidroeléctricos en Ecuador, en particular la central Coca Codo Sinclair.

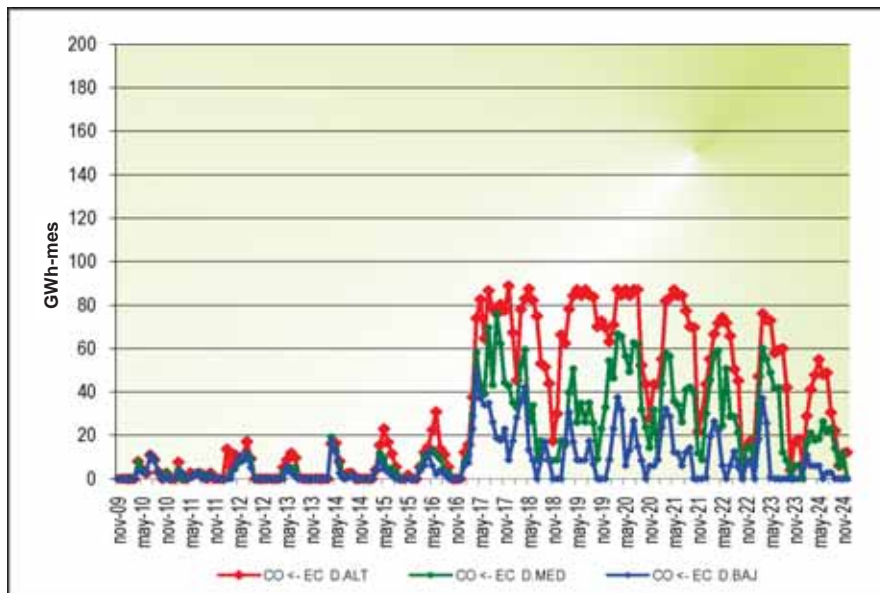
Gráfica 4-13. Exportaciones de energía a Ecuador bajo escenarios de demanda alta, media, baja



Fuente: UPME

Así mismo, la Gráfica 4-14 deja ver las importaciones de energía desde Ecuador, considerando la entrada de los nuevos proyectos en el vecino país.

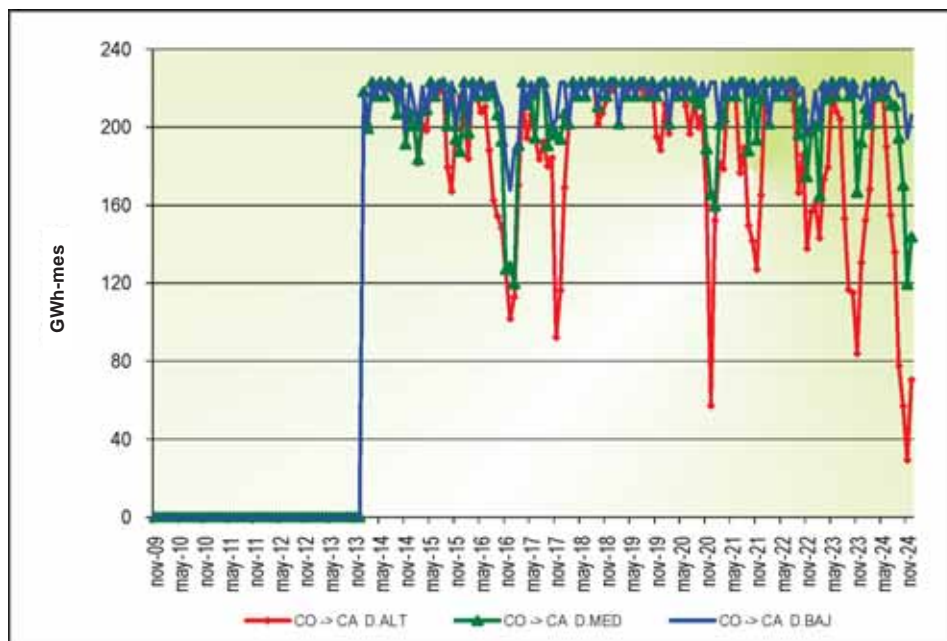
Gráfica 4-14. Importaciones de energía de Colombia provenientes de Ecuador bajo escenario de demanda alta, media y baja



Fuente: UPME

Para el caso de los intercambios con Centroamérica, según los resultados de la Gráfica 4-15, se presentaría un importante nivel de exportaciones, incluso ante un escenario de demanda alto en Colombia y se llegaría a estos niveles de manera sostenida en el tiempo al considerar escenarios de demanda media o baja en Colombia. De esta manera, se lograría exportar energía por encima de 200 GWh-mes.

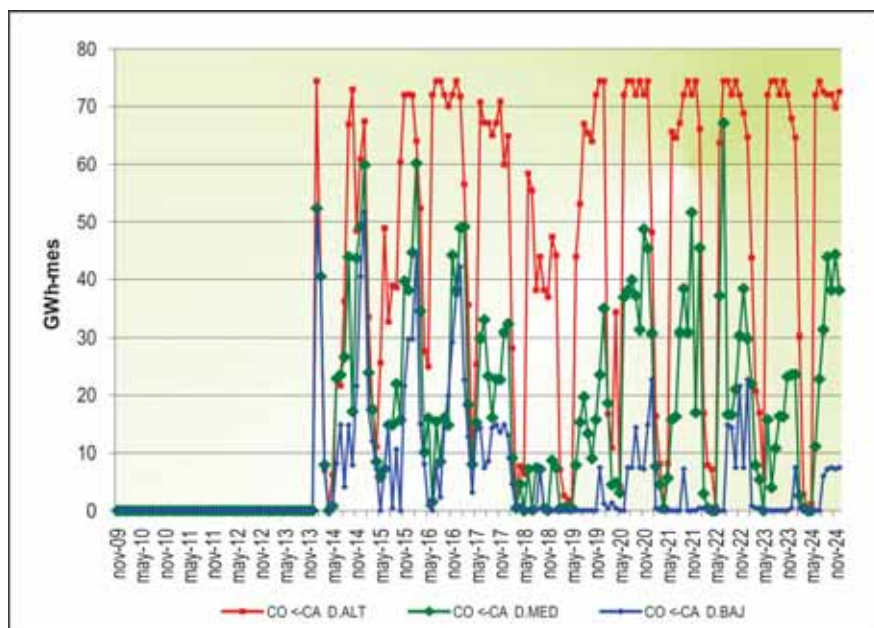
Gráfica 4-15. Exportaciones de energía a Centroamérica bajo escenario de demanda alta media, baja



Fuente: UPME

Así como para la interconexión con Ecuador, en el caso de Centroamérica se presentan algunas importaciones de energía, que ocurren básicamente por la entrada de proyectos de acuerdo con los planes de expansión reportados por cada uno de los países. Ver Gráfica 4-16.

Gráfica 4-16. Importaciones de energía de Colombia provenientes de Centroamérica bajo escenario de demanda alta, media y baja



Fuente: UPME

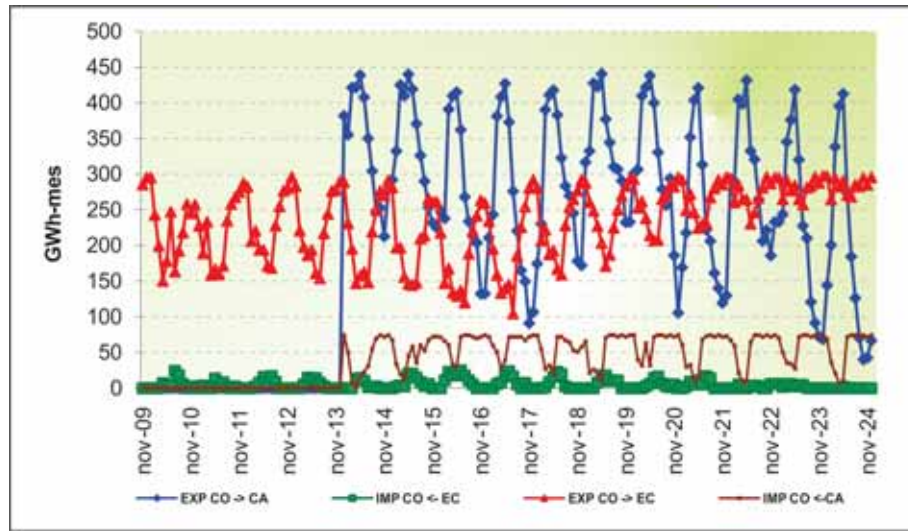
4.6.3 Escenario 2

Este escenario, al igual que el escenario 1, considera la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción y las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad en Colombia, escenario de demanda alta, precios de combustibles medios y una capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Sin embargo, considera una capacidad de interconexión entre Colombia y Panamá de 600 MW y realiza una sensibilidad al desplazar, más allá del periodo de planeamiento, el proyecto Coca Codo Sinclair en Ecuador.

Según los resultados de la Gráfica 4-17, se presentarían importantes intercambios de electricidad desde Colombia hacia Ecuador y hacia Centroamérica de manera sostenida en el tiempo.

A diferencia del Escenario 1, Colombia mantendría una condición exportadora dadas las sensibilidades consideradas hacia Ecuador debido al aplazamiento más allá del periodo de planeamiento de la central Coca Codo; y a Centroamérica debido a una mayor capacidad de la interconexión eléctrica con Panamá (600 MW). Igualmente se presentarían algunas importaciones, siendo mayores desde Centroamérica, lo cual puede ocurrir debido a los planes de expansión previstos en esta región.

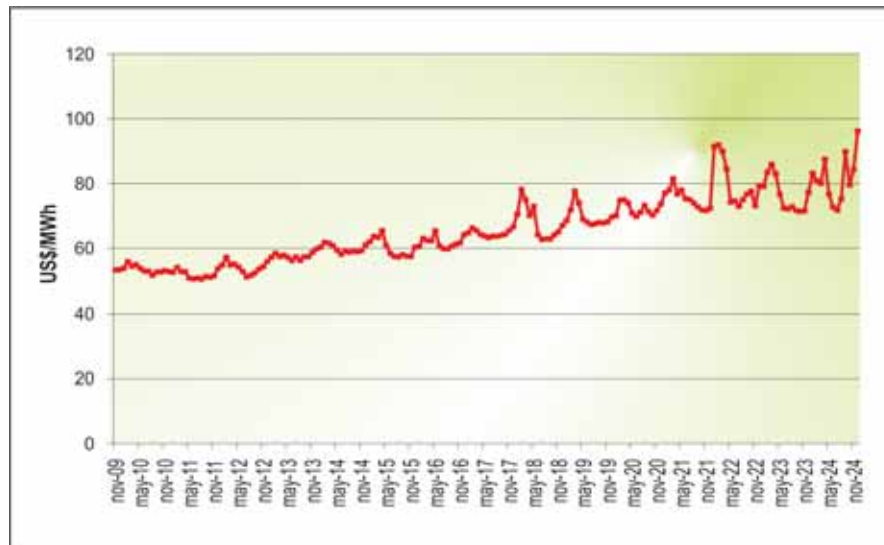
Gráfica 4-17. Intercambios de energía con Centroamérica y Ecuador



Fuente: UPME

Las exportaciones a Centroamérica oscilan entre 150 GWh-mes y 450 GWh-mes, mientras que a Ecuador estarían entre 150 GWh-mes y 300 GWh-mes.

Gráfica 4-18. Costo marginal para el escenario 2 con demanda alta



Fuente: UPME

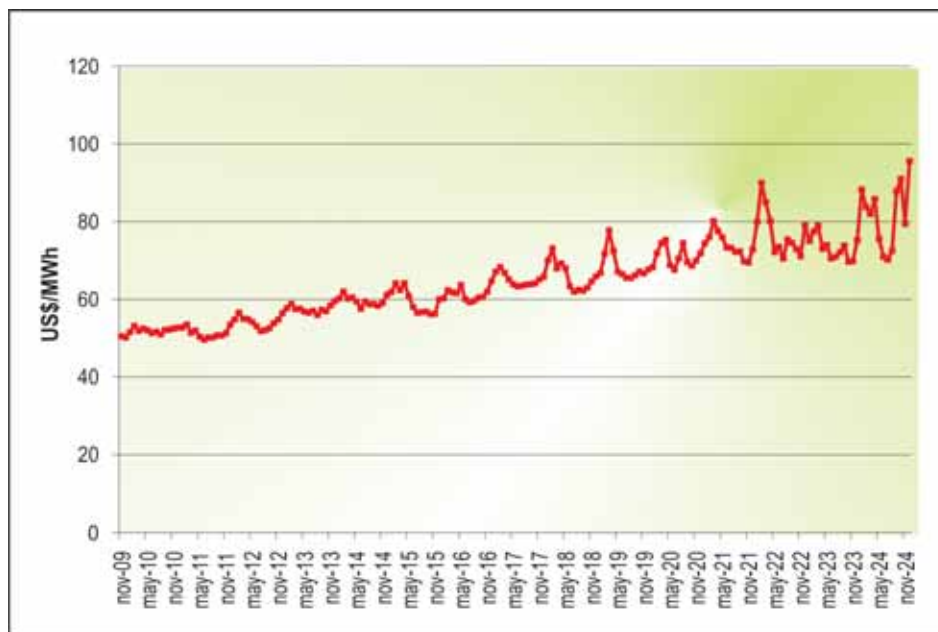
El costo marginal en esta alternativa se ubicaría cerca de los 60 US\$/MWh entre 2015 y 2016, experimentando un incremento debido al requerimiento de recursos para atender la demanda nacional y las exportaciones. Ver Gráfica 4-18.

4.6.4 Escenario 3

A fin de articular el "Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia" con los análisis de expansión de la Generación en Colombia, se planteó un ejercicio partiendo de un escenario de abastecimiento crítico de gas. Es por ello que se incluyó en la proyección de precios de este combustible los costos adicionales correspondientes a incorporar una planta de regasificación a partir del 2016, de acuerdo con lo presentado en la Gráfica 4-8.

De la Gráfica 4-19 se puede apreciar que a partir del 2017 el costo marginal se incrementa debido al incremento del precio de gas por la incorporación de la planta de regasificación.

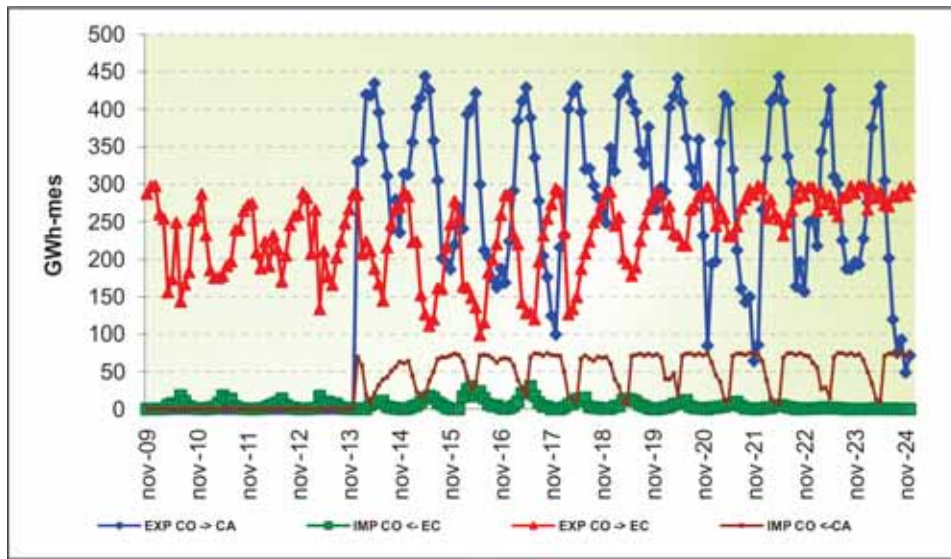
Gráfica 4-19. Costo marginal con regasificación para demanda alta



Fuente: UPME

En cuanto a intercambios internacionales, Colombia mantiene condición exportadora similar al Escenario 2, tal como se muestra en la Gráfica 4-20. Esto se debe principalmente a la capacidad de interconexión de 600 MW con Panamá y a los planes de expansión declarados por cada uno de los países de Centroamérica.

Gráfica 4-20. Intercambios con Ecuador y Centroamérica escenario 3



Fuente: UPME

4.6.5 Escenario 4

Teniendo en cuenta que en el sistema vienen operando unidades de generación que cumplen más de treinta años desde su instalación, se estimaron retiros de algunas unidades de generación.

Como referencia se tomaron los supuestos del escenario 2 y se retiraron 211 MW, de los cuales 114 MW fueron retirados en abril de 2013 y los restantes 97 MW en abril de 2015. Para este caso se utilizó el escenario alto de demanda de energía.

En la Tabla 4-15 se presenta la expansión requerida para esta alternativa para cada año, diferenciada por energético. Se observa que el Sistema Interconectado Nacional requiere la instalación progresiva de 2,050 MW adicionales a los proyectos resultantes del mecanismo del cargo por confiabilidad que hoy tienen compromisos de energía firme.

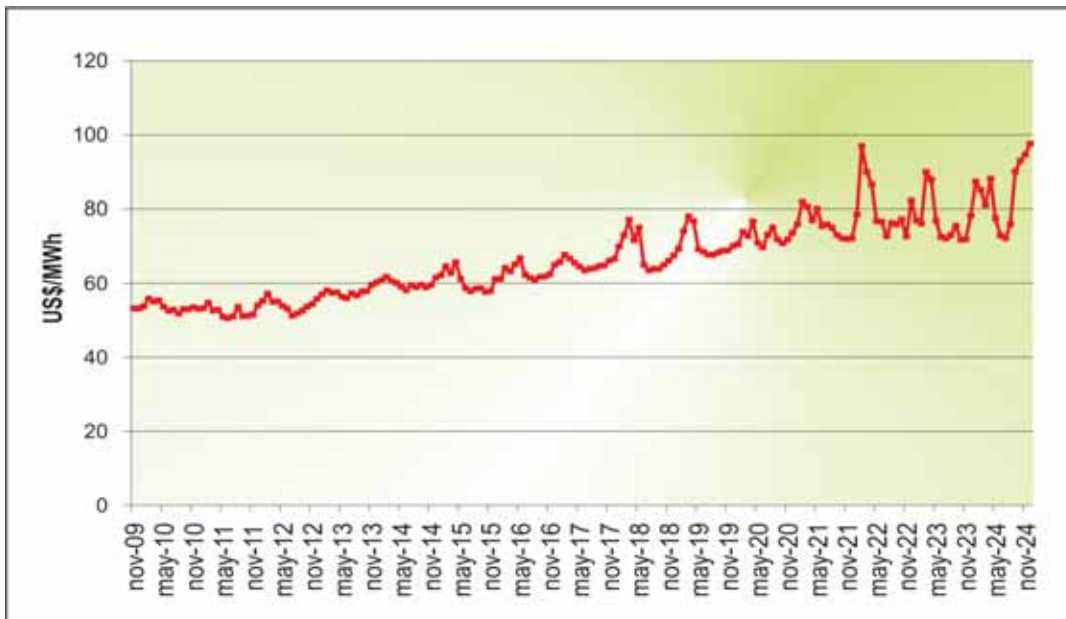
Para este escenario el costo marginal del sistema, aunque con una tendencia similar a la del Escenario 1, presenta valores superiores debido a la mayor capacidad de interconexión eléctrica con Panamá, 600 MW. El retiro de las centrales de generación implica mayores requerimientos de generación en el mediano plazo. El costo marginal del sistema alcanza un promedio de 68 US\$/MWh. Ver Gráfica 4-21.

Tabla 4-15. Capacidad requerida en MW para la alternativa en el periodo 2010-2024

Año	Hidro	Gas	Carbón	Cog	Comb. Liq
2010	174.9	169		19	
2011	640				
2012			150		210
2013	935.2				
2014	480				
2015	400				
2016					
2017					
2018	1,200		150		
2019					
2020					
2021			300		
2022	1,300				
2023					
2024		300			
Subtotal	5,130.1	469	600	19	210
Total			6,428.1		

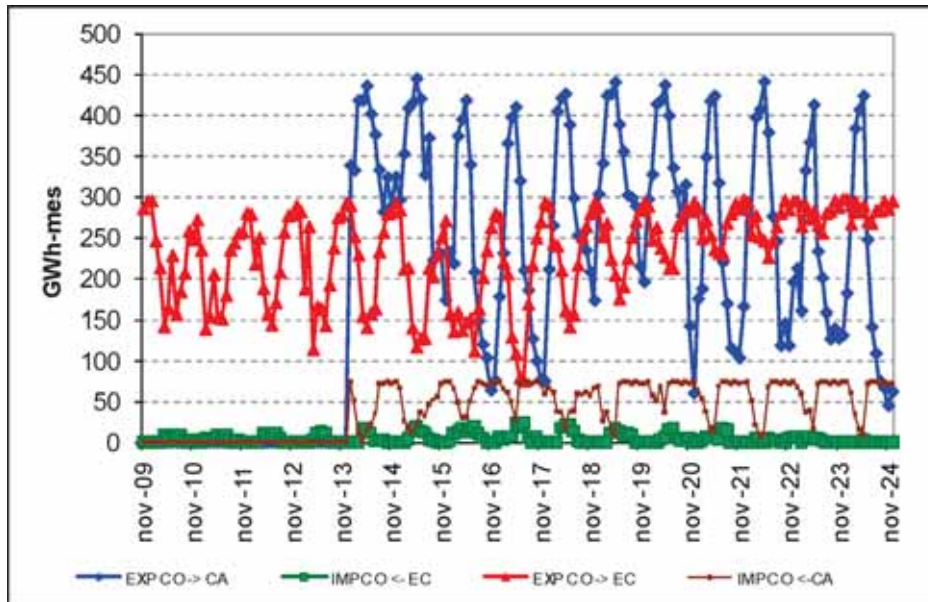
Fuente: UPME

Gráfica 4-21. Costo marginal demanda alta con alternativa de retiro de unidades



Fuente: UPME

Gráfica 4-22. Intercambios con Ecuador y centroamérica escenario 4



Fuente: UPME

En cuanto a las exportaciones de Ecuador y Centroamérica, las mismas no se ven afectadas, manteniendo Colombia un perfil exportador, tal como se ve en la Gráfica 4-22.

4.7 MARCO REGULATORIO DEL MERCADO DE ENERGÍA

El presente aparte hace referencia a algunos temas regulatorios recientes que de una u otra manera han afectado el desarrollo del mercado de electricidad. En el Anexo 8.6 se presenta la normatividad más reciente al respecto.

En lo relacionado con el Mercado de Energía Mayorista, en el año 2009 se implementaron diferentes normas para lograr mayor eficiencia en la formación del precio de la *Bolsa de Energía*, esquemas para tener precios de contratos de energía más eficientes y en la regulación para los intercambios internacionales de energía con Ecuador y Panamá.

4.7.1 Interconexión Colombia – Ecuador

El 4 de Diciembre de 2009 entró en vigencia la decisión CAN 720 que modifica algunos aspectos de la decisión CAN 536. La nueva disposición de los países Andinos es transitoria por dos años, y cambia aspectos de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) como la diferenciación de precios para la demanda nacional y la demanda internacional, la distribución de las rentas de congestión y las condiciones para las exportaciones de energía.

En estos términos, los ajustes regulatorios para las TIE expuestos en la Resolución CREG 160 de 2009, consisten en el cambio del mecanismo para la distribución de las rentas de congestión, la determinación de las situaciones que obligan a interrumpir las exportaciones de energía y la definición de un nuevo precio de bolsa para atender la demanda de Ecuador. Este último cambio, modifica la función precio en la bolsa de energía, los costos de restricción del enlace, las especificaciones del pre-despacho y el re-despacho de las transacciones internacionales, y la metodología para la liquidación de las TIE.

Finalmente, a través de la expedición de la Resolución CREG 149 de 2009 se aclararon las pautas para la liquidación de los recursos de generación asociados a las exportaciones de electricidad por condiciones de seguridad del importador, que no estaban definidas en la normatividad anterior.

4.7.2 Interconexión Colombia – Panamá

En marzo de 2009 el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Secretaría de Energía de Panamá firmaron un Acuerdo mediante el cual se dan directrices a los organismos reguladores para que desarrollen la armonización regulatoria que permita los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Panamá.

En atención al acuerdo de los Ministerios, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, en Colombia y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, en Panamá, firmaron en el mismo mes, un Acuerdo que incluye los principios generales y los temas que armonizarán.

Posteriormente, en julio de 2009, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo – BID, bajo la figura de Cooperación Técnica no Reembolsable, se contrató a la consultoría para el desarrollo de la regulación de detalle en los dos mercados.

Adicionalmente, con el ánimo de optimizar los intercambios, se examina la posibilidad de modificar los tiempos de despacho eléctrico en Colombia y en el Mercado Eléctrico Regional, MER.

En resumen, la regulación armonizada de Colombia y Panamá incluye los siguientes temas, entre los más importantes:

- Intercambios en el corto y largo plazo.
- Participantes activos en los intercambios.
- Formación de precios para los intercambios.
- Participación en los contratos de potencia en Panamá y de confiabilidad en Colombia.
- Mecanismo de asignación de los derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión.
- Rol de los operadores y administradores en los intercambios.
- Intercambios en condiciones de escasez o racionamiento.

4.8 ACCIONES DEL GOBIERNO FRENTE A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA GENERADA POR EL FENÓMENO DE “EL NIÑO”

Hacia el mes de agosto de 2009, los diferentes indicadores de referencia en el Océano Pacífico confirmaban la presencia de un fenómeno ligeramente cálido, así mismo, los diferentes modelos de análisis de evolución de la temperatura superficial del mar mostraban una tendencia en aumento, que se mantendría por lo menos hasta el primer trimestre de 2010.

Para el mes de septiembre de 2009 se confirmaba el inicio del fenómeno de “El Niño”, lo que propiciaría un evento de sequía. Esta situación hizo que se disminuyera en forma importante la generación de electricidad con recursos hídricos. Adicionalmente, se presentaron limitaciones de suministro de gas natural para algunas centrales de generación debido a restricciones en el sistema de transporte hacia el interior del país, lo cual llevó a operar algunas plantas térmicas con combustibles líquidos. Para atender estas contingencias y frente a la respuesta del mercado, se desarrollaron medidas transitorias reglamentadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG y el Ministerio de Minas y Energía.

Esta situación llevó a una lección importante en el manejo de el Fenómeno de “El Niño”, y es que a pesar de la efectividad que se pueda lograr a través de los mecanismos de mercado, es muy conveniente adoptar medidas de largo plazo que eviten incertidumbres adicionales a las propias del fenómeno climatológico. Algunas de estas medidas podrían hacerse permanentes tomando como referencia variables energéticas o indicadores de seguimiento a la situación energética.

Se consideran importantes algunos indicadores que pueden ser utilizados en conjunto o de manera independiente:

- **Indicador del nivel del embalse:** Para ello se debería asociar el nivel del embalse a una curva de referencia, calculada con base en el comportamiento histórico de las épocas críticas y definir que violado el nivel de referencia durante un período de tiempo prudente (algunos días), se deben activar de manera automática las medidas del cargo por confiabilidad.
- **Relación demanda/reservas:** Se puede construir un indicador que relacione la demanda proyectada con el nivel de reservas del embalse, de tal manera que cuando se viole el indicador, se disparen alarmas o medidas regulatorias que preserven los recursos del sistema.

El permanente seguimiento del sistema con el uso de los modelos de simulación existentes es una herramienta muy útil para definir acciones que eviten consecuencias ante un fenómeno como “El Niño”, de tal manera que logren señales en términos de expansión, manejo de la demanda y de definición de parámetros.

Es indudable que la experiencia más reciente, a raíz de la presencia del fenómeno de “El Niño”, lleva a sugerir acciones con visión de largo plazo y lo suficientemente anticipadas en este tipo de coyunturas.

Para ello, se recomienda adoptar mecanismos y criterios para definir las acciones de intervención o ajuste que se requieran:

- Hacer un seguimiento al comportamiento del transporte y abastecimiento de gas, con respecto a la demanda térmica y a la demanda de los demás sectores, de tal manera que se puedan identificar las alertas con suficiente anticipación.
- Seguimiento permanente de la disponibilidad real de combustibles por parte de las plantas térmicas, en términos de contratos en firme y de capacidad técnica de generación.
- Analizar la definición del “Precio de Escasez”, con el fin de determinar si es la señal correcta y oportuna para activar el mecanismo de cubrimiento buscado con las Obligaciones de Energía Firme o si se requiere de un mecanismo complementario como lo puede ser un indicador en función del seguimiento a las variables energéticas y climáticas.

- Analizar la normatividad de la actividad de transporte de gas, a fin de garantizar la expansión en forma oportuna.
- Formalizar coordinación del sector eléctrico con el de gas, en términos de programación de mantenimientos, demandas contratadas, proyectos de expansión y reservas reales.

4.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Entre el corto y el mediano plazo, es decir, entre el periodo 2010 y 2018, frente a un escenario de demanda alta, no se identifican requerimientos de capacidad instalada de generación adicionales a la capacidad definida a través del mecanismo de subasta del cargo por confiabilidad.

En el largo plazo, y bajo los supuestos descritos en el presente plan y los cuales fueron base para las simulaciones, el sistema colombiano requiere la instalación de 1,900 MW adicionales a la expansión definida a través del mecanismo del cargo por confiabilidad, y 2,050 MW si se considera el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años y que pueden ser sustituidas o repotenciadas, es decir, se requerirían 150 MW térmicos, preferiblemente a carbón, para compensar dicho retiro.

Dentro de lo que sería el plan candidato de expansión en generación, resalta la importancia de considerar la entrada de al menos 600 MW en proyectos térmicos a partir del 2021, esto con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema y diversificar la matriz energética, lo que se podría lograr con uno de los recursos más abundantes en Colombia como lo es el carbón.

Los diferentes escenarios analizados muestran que los intercambios de energía hacia Centroamérica y hacia Ecuador, ponen a Colombia principalmente como exportador. Sin embargo, dichos intercambios son muy sensibles a la dinámica de desarrollo de los proyectos de los países vecinos y dependen en gran medida de las decisiones de cada uno de los países y del marco regulatorio establecido.

El SIN requiere tener una complementariedad de un sistema hidráulico-térmico con otras fuentes como las no convencionales, con el fin de mitigar la vulnerabilidad del sector eléctrico a costos razonables.

Se deben adelantar los estudios y establecer normas que permitan el desarrollo y puesta en operación del almacenamiento estratégico de gas, con el fin de incrementar la confiabilidad del sistema, especialmente para el sector termoeléctrico.





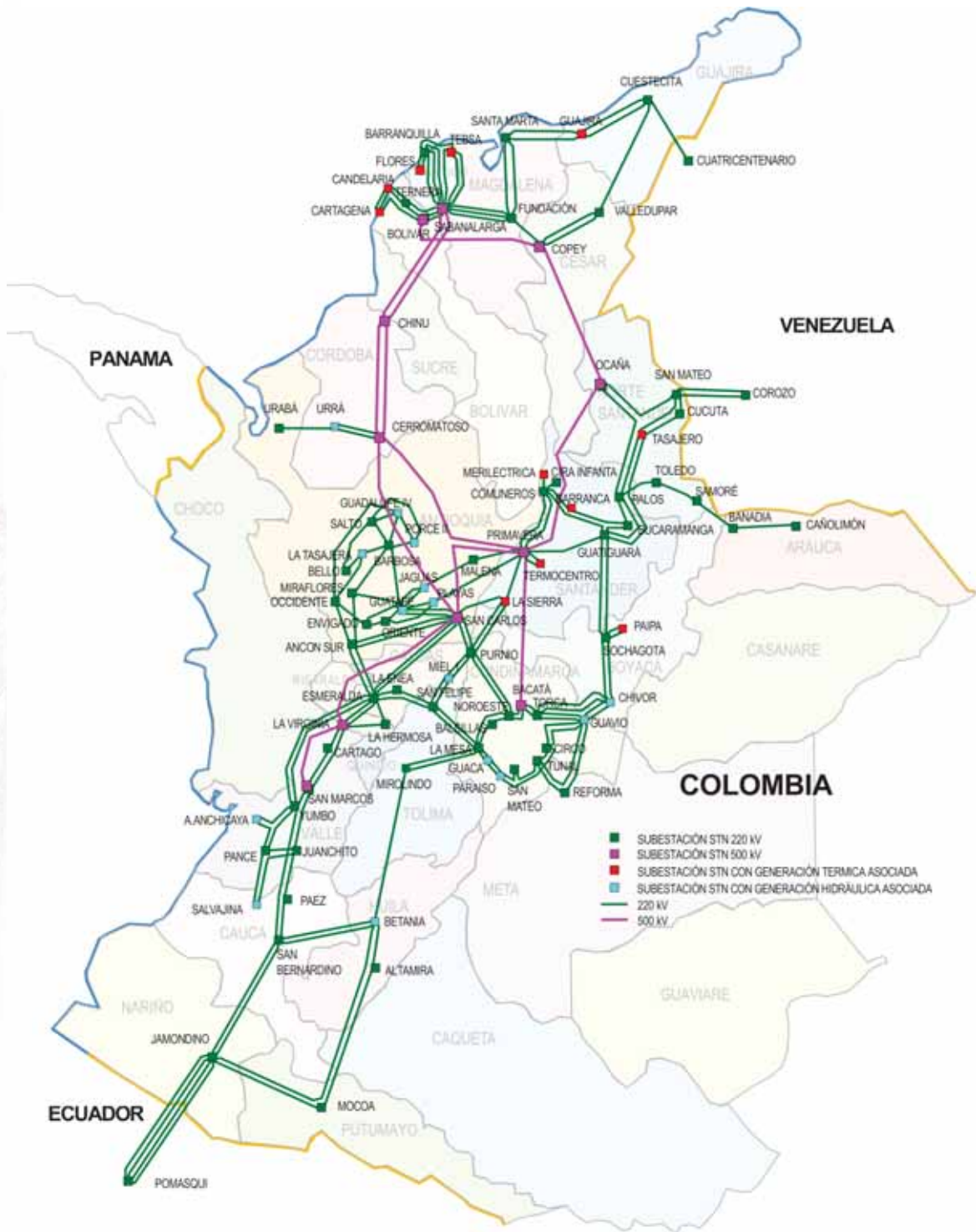
5 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

El objetivo fundamental del Plan de Transmisión es determinar las obras requeridas para garantizar la atención de la demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica considerando que es el usuario quien paga las inversiones requeridas. Adicionalmente, busca ofrecer señales de expansión a nivel de los STR, sin olvidar que son los mismos OR los responsables por el planeamiento y la ejecución de las expansiones requeridas.

Como bien es sabido, las obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN, nivel igual o superior a 220 kV, definidas en el Plan de Expansión, deben ser ejecutadas a través del mecanismo de libre concurrencia denominado “*Convocatorias Públicas*”. Entre estas obras se pueden encontrar las requeridas para incorporar centrales de generación al SIN, las que permiten el abastecimiento de la demanda de electricidad, las que permiten reducir o eliminar los sobrecostos operativos, las que mejoran la confiabilidad o aquellas de propósito múltiple.

El presente capítulo contiene una breve descripción de la metodología de elaboración del Plan de Expansión en Transmisión, presenta la red objetivo o visión de largo plazo del STN que orienta el corto y mediano plazo, describe la situación más reciente de la red y presenta los análisis de corto y mediano plazo para cada una de las áreas. Igualmente, incluye el impacto sobre el STN de la conexión de grandes usuarios, los análisis de la conexión de las plantas de generación Termocol y Porce IV, el impacto de la interconexión Colombia - Panamá y la red de Transmisión requerida en todo el horizonte de planeamiento. La Gráfica 5-1 presenta el Sistema de Transmisión Nacional a 2010.

Gráfica 5-1. Sistema de Transmisión Nacional a 2010



Fuente: UPME

5.1 ELABORACIÓN

A fin de determinar las obras técnica y económicamente viables, que cumplan con los criterios establecidos por la normatividad, el Plan de Transmisión se elabora bajo una metodología basada en las siguientes consideraciones generales:

- Horizonte de planeamiento de largo, mediano y corto plazo con ventanas de 15, 10 y 5 años, respectivamente.
- En cuanto a demanda, se utiliza el escenario alto de las proyecciones de noviembre de 2009.
- Se aplican sensibilidades al crecimiento de la demanda para el análisis de algunas áreas (Proyecciones regionales).
- Capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Exportaciones promedio de 400 MW.
- Capacidad de interconexión con Panamá de 600 MW a partir del año 2014.
- Red del STN actual, proyectos definidos y en construcción.
- Expansión del STR reportada por los Operadores de Red.
- Plantas de generación que adquirieron Obligaciones de Energía en Firme - OEF y la red de transmisión asociada.
- Expansión de generación requerida en el largo plazo, según el Plan de Generación.
- Información estadística de indisponibilidad de activos del STN, sin incluir eventos programados ni atentados.
- Informe Trimestrales de Restricciones del CND – XM, al igual que los Informes de Planeamiento Operativo de Largo Plazo de los meses de marzo y octubre de 2009, y abril de 2010.
- Estudios de conexión de centrales de generación, solicitudes de conexión al STN y solicitudes de modificación de la red de nivel de tensión 4 (redes de 115 kV, 110 kV y 66 kV).
- Comentarios a la versión preliminar del presente documento al igual que los aportes recibidos por el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión – CAPT.

En el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión, inicialmente se realiza un diagnóstico de la red actual, el cual sirve como marco de referencia. Posteriormente, se establece la red objetivo como visión de largo plazo, orientando así la expansión

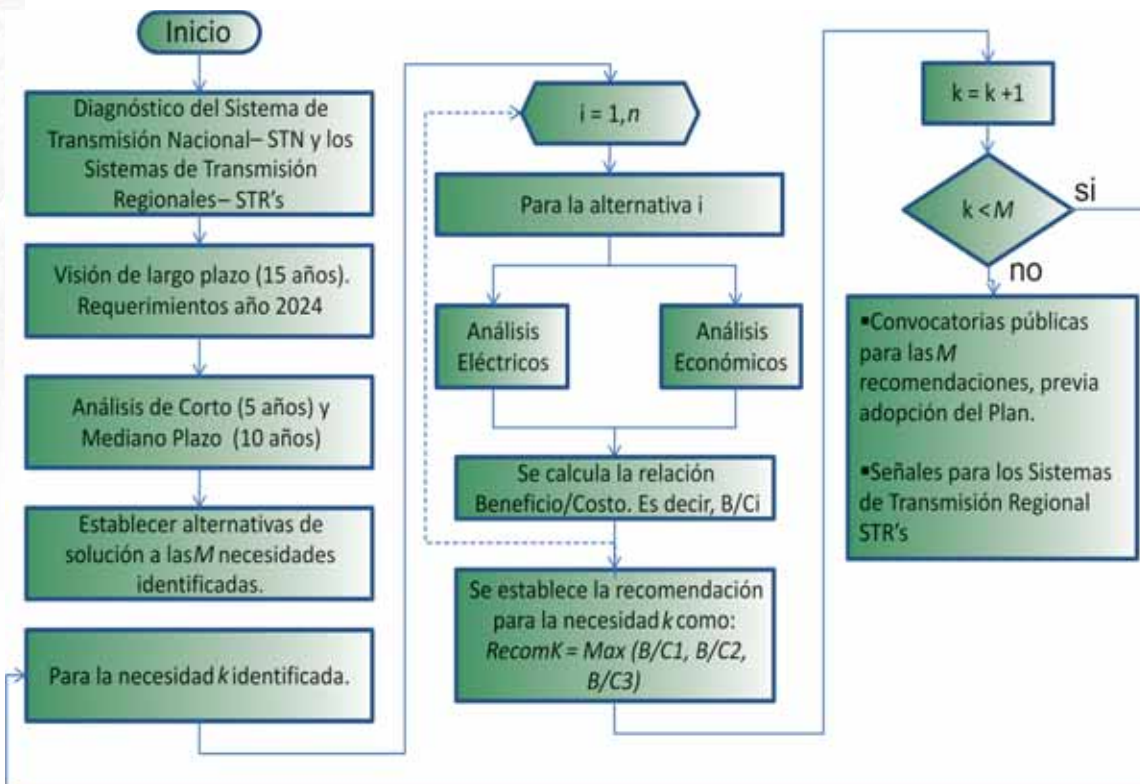
de corto y mediano plazo y las soluciones a las deficiencias y necesidades identificadas.

Se realizan los balances entre generación y demanda, estudios eléctricos de flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria y de voltaje. Igualmente se determinan transferencias entre áreas, límites de importación o exportación, energía dejada de suministrar por las diferentes causas, y generaciones de seguridad, entre otros.

Para aquellas alternativas que implican activos que se remunerarían vía cargos por uso, se realizan análisis económicos desde el punto de vista del usuario final. En este sentido, se valoran los sobrecostos operativos y la energía dejada de suministrar producto del agotamiento y baja confiabilidad de la red.

Finalmente, se determinan las obras del STN que deben ejecutarse a través del mecanismo de Convocatorias Públicas y se establecen las señales y recomendaciones para los STR. La Gráfica 5-2 muestra la metodología.

Gráfica 5-2. Metodología de elaboración del Plan de Expansión en Transmisión



Fuente: UPME

5.2 EXPANSIÓN DEFINIDA

En cuanto a generación, el Plan de Transmisión tomó la expansión ya definida, es decir, las plantas que adquirieron obligaciones de energía en firme – OEF. La Tabla 5-1 relaciona los citados proyectos de generación.

Tabla 5-1. Expansión en generación definida

Proyectos 2010 - 2017	MW
Porce III	660
Amoyá	78
Termo Flores (Cierre de Ciclo)	163 adicionales
Amaime	19.9
Termocol	208
Cucuana	60
Gecelca	150
Miel II	135
El Quimbo	420
Sogamoso	800
Porce IV	400
Ituango fase 1	1200

Fuente: UPME

Adicionalmente se tuvieron en cuenta otros proyectos, como son las plantas menores.

En transmisión se incluyen los proyectos en construcción y aquellos que fueron definidos en planes anteriores y que se encuentran en proceso de convocatoria.

La Tabla 5-2 indica las fechas de entrada en operación, la descripción y el estado de los proyectos de transmisión ya definidos.

Las fechas corresponden al último día calendario del mes, según lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2007.

Tabla 5-2. Expansión en transmisión definida

Proyectos	Entrada en Operación	Tipo de Red	Descripción	Estado
Porce III 500 kV.	Junio 2010.	Uso	Nueva subestación a 500 kV, la cual reconfigura la línea existente San Carlos - Cerromatoso 500 kV en San Carlos - Porce III y Porce III - Cerromatoso. Son 44 Km de red a 500 kV, aproximadamente.	En construcción. Se prorrogó la fecha de entrada en operación para sept de 2010.
El Bosque 220 kV.	Mayo 2011.	Uso	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. Son 15 Km de red doble circuito 220 kV, aproximadamente. Transformación 220/66 kV.	En construcción
Nueva Esperanza 500/230 kV.	Agosto 2012.	Uso	Nueva subestación a 500/230 kV, 40 Km de red a 500 kV, obras asociadas en la red de 230 kV y transformación 500/230 kV y 500/115 kV.	En construcción
Reactores inductivos en el Sur del país.	Abril 2012.	Uso	Instalar tres reactores inductivos maniobrables de barra de 25 MVar cada uno, ubicados en las subestaciones 230 kV Altamira, Mocoa y San Bernardino.	Proceso de convocatoria
Armenia 230 kV.	Noviembre 2011.	Uso	Nueva subestación Armenia 230 kV y reconfiguración de la línea Hermosa - Virginia 230 kV en Hermosa - Armenia y Armenia Virginia. Son 40 km de red a 230 kV, aproximadamente. Transformación 230/115 kV.	El Operador de Red constituyó la garantía. La convocatoria se encuentra en proceso de apertura. La fecha de entrada en operación se encuentra bajo revisión.
Miel II 230 kV.	Octubre 2012.	Uso	Proyecto de transmisión asociado a la conexión del proyecto de generación Miel II. Nueva subestación Miel II 230 kV, la cual reconfigura la línea Miel - San Felipe 230 kV en Miel - Miel II y Miel II - San Felipe. Son 2 Km de red, aproximadamente.	Apertura de la convocatoria sujeta a la confirmación de la fecha de entrada en operación de la central por parte del promotor del proyecto y la constitución de la garantía.
Sogamoso 500/230 kV.	Junio 2013.	Uso	Red requerida para conectar la central Sogamoso. Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, transformación 500/230 kV, apertura de Primavera - Ocaña 500 kV, línea Sogamoso - Guatiguará 230 kV y reconfiguración del enlace Barranca - Bucaramanga 230 kV.	El Inversionista debe estar seleccionado antes de finalizar el año 2010.
Quimbo 230 kV.	Septiembre 2014.	Uso	Red requerida para conectar la central El Quimbo. Nueva subestación Quimbo 230 kV, doble circuito a nivel de 230 kV al Valle del Cauca de 160 km, aproximadamente. Nueva línea Quimbo - Altamira 230 kV de 45 Km de longitud, aproximadamente. Reconfiguración de 4 Km del enlace Betania - Jamondino 230 kV en Betania - Quimbo y Quimbo Jamondino.	El Inversionista debe estar seleccionado antes de junio del año 2011.

Fuente: UPME


5.3 DIAGNÓSTICO STN Y STR

La Tabla 5-3 contiene el listado de los transformadores que registraron mayores niveles de carga entre el periodo abril – diciembre de 2009. La información fue suministrada por el operador del sistema CND - XM.

Tabla 5-3. Reporte de transformadores con alto nivel de carga

Transformador	No de veces > 100 %	No de veces 90 - 100 %
SNCARL - ATRAF03	0	2
BELLO - ATRAF01	0	1
SNCARL - ATRAF04	0	1
MALENA - TRAF001	1	2
CERROI - ATRAF02	0	1
CHINU - ATRAF01	1	31
CHINU - ATRAF02	7	47
SABANC - ATRAF04	0	23
TERNERI - TRAF001	0	13
TERNERI - TRAF002	0	36
VALLEDI - ATRAF02	3	14
VALLEDI - ATRAF03	3	23
CUESTCI - TRAF002	0	4
SANTAMI - TRAF002	0	1
FUNDAC - ATRAF01	1	1
BMANGA - ATRAF01	4	54
PALOS - ATRAF01	1	5
GUACA - ATRAF01	6	8
CIRCO - ATRAF01	0	0
ESMERA - ATRAF01	1	7
ESMERA - ATRAF02	1	8
JAMOND - ATRAF01	1	1
PANCEI- ATRAF03	0	17
PANCEI- ATRAF04	0	2
YUMBO - ATRAF01	0	1
YUMBO - ATRAF02	0	4
YUMBO - ATRAF03	0	2
YUMBO - ATRAF04	1	8
PANCEI - ATRAF02	0	2
MIROLINDO - IBAGUE TRAF001	2	7

Fuente: XM



Las áreas de mayor criticidad son Cerromatoso, Chinú, Bolívar, Cesar, Santander, y Tolima. En el caso de Atlántico, los problemas no se registran en la tabla ya que en el área se programa generación de seguridad. En Magdalena, CRQ, Nariño y Valle, las necesidades son evidentes, aunque los registros no muestren mayores violaciones.

Esta información hace alusión al comportamiento de los transformadores en régimen permanente, bajo condiciones normales de operación. En el diagnóstico y los análisis por áreas se detallan otras necesidades de expansión, ya que para la mayoría de los casos, se agudizan los problemas ante contingencia.

Al margen de lo anterior, es evidente la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en las subestaciones Cerromatoso, Chinú, Valledupar, Fundación y Jamondino. En el caso de Bolívar, Santander, CRQ y Valle, se identifican soluciones en el corto plazo, como son los proyectos El Bosque, Piedecuesta, Armenia y Alférez, respectivamente. En el caso del Tolima, la UPME aprobó para diciembre de 2009 el segundo transformador 230/115 kV en la subestación Miro lindo, no obstante, a la fecha este proyecto aún no ha entrado en operación.

La Tabla 5-4 corresponde al listado de barras con factor de potencia inferior a 0.9 según información de los OR's para la hora pico del día de máxima demanda nacional de 2008. En estos casos y para los análisis de planeamiento, la UPME asume un valor de 0.9 con el fin de evitar expansiones en niveles de tensión superiores y orientar a los OR a corregir el problema desde el origen.

Tabla 5-4. Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9

Subestación	Factor de Potencia (Reportado)
APARTADÓ	0.89
BARRANCA	0.86
BARZAL	0.89
BOAVITA	0.86
BRISAS	0.87
BUCARAMANGA	0.86
COLEGIO	0.82
COVEÑAS	0.81
DONATO	0.70
HIGUERAS	0.78
LANCEROS	0.89
MALENA	0.87
MARIQUITA	0.86
MUÑA3	0.74
NUEVA VBARANOA	0.89
OCOA	0.89
PALOS	0.85
PAPAYO	0.89
PRADO	0.87
SABANA_NE1	0.86
SESUR	0.89
SAN MATEO (CENS)	0.85
TECHO	0.80
VERAGUAS	0.89

Fuente: UPME

Diagnóstico de las Áreas

En la Tabla 5-5, Tabla 5-6 y Tabla 5-7, se observa el resumen de los análisis de las diferentes áreas (STR) tomando como referencia la máxima demanda de 2009, condiciones normales de operación de la red y contingencias a los principales elementos.

Tabla 5-5. Diagnóstico de las áreas

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJAS TENSIONES	CONTINGENCIAS	AVANCES
BOLÍVAR				
Los transformadores 220/66 kV de la subestación Temera quedan en 70% y 76% con la entrada de la compensación capacitiva.	Cargabilidades superiores al 90 % en los enlaces Chambacú - Cartagena 66 kV y Cospique - Temera 66 kV.		<p>* Ante contingencias sencillas en los enlaces a nivel de 66 kV (Bocagrande - Cartagena, Cartagena - Chambacú, Temera - Zaragocilla y Temera - Bosque), se presentan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR.</p> <p>* La contingencia de uno de los transformadores 220/66 kV de la subestación Temera ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.</p> <p>* La falla del transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria ocasiona la pérdida de las demandas asociadas a las subestaciones 110 kV Candelaria, Argos y Nueva Cospique.</p>	Convocatoria UPME 02 de 2008: El Bosque 220/66 kV
GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA				
Transformador Valledupar 220/110 kV supera el 90% de cargabilidad			<p>* La falla del enlace Gaira - Santa Marta 110 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el transformador de conexión existente en Fundación.</p> <p>* La contingencia del transformador Cuestecitas 220/110 kV - 100 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.</p> <p>* Se presenta demanda no atendida (conexiones radiales) ante las contingencias sencillas de los transformadores 220/110 kV de Valledupar y Copey.</p> <p>* Se presentan violaciones por sobrecarga ante contingencia sencilla en cualquiera de los transformadores de Santa Marta o Fundación.</p>	El OR presentó los estudios de conexión relacionados con la ampliación de transformación en Fundación y Valledupar. Sin embargo, esta expansión no representa una solución definitiva a los problemas identificados ante contingencia.
CÓRDOBA - SUCRE				
Los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú presentan una cargabilidad superior al 90 %.		Magangué 110 kV Mompox 110 kV Montería 110 kV Río Sinú 110 kV	<p>* Ante contingencias sencillas en cualquiera de las líneas 110 kV: Chinú - San Marcos, Chinú - Sincelajo, Sincelajo - Magangué y Magangué - Mompox, se presenta pérdida de carga (demandas alimentadas de forma radial).</p> <p>* La contingencia sencilla de uno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Así mismo, se presentan violaciones de tensión en las subestaciones 110 kV Magangué, Boston y Mompox.</p>	Respecto a la radialidad del área, el OR presentó el estudio de mitigación de riesgo, el cual considera la línea Mompox - El Banco 110 kV y compensación capacitiva en esta última subestación.
ATLÁNTICO				
Los transformadores de Tebsa 220/110 kV superan el 90 % de cargabilidad.			* Contemplando generación mínima en el área, se presentan violaciones por sobrecarga ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Tebsa y Flores.	Se aprobó la ampliación de transformación en Flores y unión de barras 110 kV para abril de 2010. Sin embargo, el OR ha manifestado que dicha expansión estará en operación solo hasta el año 2011.

Fuente: UPME

Tabla 5-6. Diagnóstico de las áreas

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJAS TENSIONES	CONTINGENCIAS	AVANCES
ANTIOQUIA				
Los transformadores de Bello pueden superar el 90 % de cargabilidad si se considera un despacho de generación alto en el nororiente de Antioquia.			Ante contingencia sencilla de uno de los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello y un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia, se presentarían violaciones por sobrecarga en el banco que quede en operación y una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Guayabal - Envigado 110 kV	
BOGOTÁ Y META				
	Cargabilidad superior al 90 % en el enlace Torca - Aranjuez 115 kV	Se observan bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá (< 0.95 p.u.): Simijaca, Ubaté, Zpaquirá, Termozipa, Comsa y Chia.	<p>* Se presentan violaciones de tensión en todas las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá ante contingencias sencillas en redes a nivel de 115 kV (Noroceste - Tenjo y Bacatá - Chia), el transformador 500/115 kV de la subestación Bacatá y el enlace Primavera - Bacatá 500 kV.</p> <p>* La contingencia Guavio - Reforma 230 kV ocasiona violaciones de tensión en todo el departamento del Meta</p> <p>* La falla de cualquiera de los transformadores 230/115 kV de la subestación Reforma ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo.</p>	<p>* En los análisis de corto y mediano plazo del área Bogotá se presenta la solución a la problemática citada.</p> <p>* Respecto al Meta, en este momento está bajo evaluación el Plan de Expansión del área presentado por el OR EMSA.</p>
VALLE				
<p>* Cargabilidad superior al 90 % en los transformadores 230/115 kV de la subestación Yumbo.</p> <p>* Cargabilidad superior al 80 % en los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Pance, Cartago y Juanchito.</p>			<p>La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Cartago ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Yumbo, Esmeralda y la Hermosa. Así mismo, se presenta una cargabilidad superior al 140 % en el enlace Rosa - Dosquebradas 115 kV y bajas tensiones en Unión, Cartago y Papeles.</p>	<p>EPSA y EMCALI presentaron su plan conjunto de Expansión proponiendo:</p> <p>* El desacople de la barra Yumbo 115 hasta el año 2013.</p> <p>* Una nueva subestación 230/115kV para inyectar energía a Cali y Valle y descargar los trafos existentes.</p>
NORDESTE: SANTANDER				
Se presenta una cargabilidad superior al 90 % en el transformador 230/115 kV de la subestación Bucaramanga.		Se observa un factor de potencia inferior a 0.9 en las subestaciones Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, San Alberto, Sabana y Cimitarra.	Se presentan violaciones por sobrecarga y bajas tensiones ante contingencia sencilla de los transformadores de Palos, Bucaramanga y Barranca.	Se aprobó el nuevo transformador de Guatiguará 230/115 kV y líneas asociadas. Sin embargo, esta obra solo representa una solución a los problemas de cargabilidad hasta el año 2013.
NORDESTE: NORTE DE SANTANDER				
			Se observan violaciones de tensión en toda el área ante las contingencias sencillas de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Ocaña y San Mateo.	
NORDESTE: BOYACÁ				
			<p>* Ante contingencia sencilla en alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa (incluyendo el tercer banco de 90 MVA), se presentan violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación.</p> <p>* Las contingencias sencillas de los enlaces 115 kV Tunja - Barbosa y Chiquinquirá - Tunja, ocasionan violaciones de tensión en las subestaciones Barbosa y Chiquinquirá.</p>	En diciembre 2009 entró en operación el tercer transformador 230/115 kV - 90 MVA en la subestación Paipa. Está pendiente la actualización del estudio por parte del OR.

Fuente: UPME

Tabla 5-7. Diagnóstico de las áreas

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJAS TENSIONES	CONTINGENCIAS	AVANCES
CAUCA - NARIÑO				
El transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino presenta una cargabilidad superior al 100 %.		Bajas tensiones en la subestación Turnaco 115 kV.	<p>* Ante contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino se pierde casi la totalidad de la demanda de Nariño.</p> <p>* Las contingencias de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Páez y San Bernardino ocasionan sobrecargas en algunos enlaces a nivel de 115 kV. Lo anterior considerando cerrado los enlaces Catambuco - El Zaque y Popayán - Río Mayo.</p>	
CALDAS - RISARALDA - QUINDÍO				
La cargabilidad de los transformadores es dependiente de la generación en el STR.			<p>* La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación San Felipe ocasiona violaciones de tensión.</p> <p>* Las contingencias sencillas de los enlaces 115 kV Mariquita - San Felipe o Mariquita - Victoria ocasionan violaciones de tensión.</p> <p>* Ante contingencia sencilla en los transformadores 230 /115 kV de la subestaciones Esmeralda, Enea y Hermosa se presentan cargabilidades superior al 100 % en los bancos de Esmeralda. No obstante, estas no representan violaciones.</p>	Para evitar las violaciones que se presentan ante la contingencia del transformador de San Felipe y los enlaces San Felipe - Mariquita - La Victoria 115 kV, el Operador de Red presentó a esta Unidad el proyecto Purnio 230/115 kV y líneas asociadas.
TOLIMA - HUILA - CAQUETA				
El transformador 230/115 kV de la subestación Miroindo presenta una cargabilidad superior al 90 %.	Se consideró Cajamarca-Regivit y Diamante-Flandes Normalmente Abiertas	Lanceros, Natagaima, Prado y Tuluní 115 kV < 0.93 p.u.	<p>* La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Miroindo ocasiona la pérdida de casi toda la demanda del departamento del Tolima. Por lo anterior se hace necesario cerrar el enlace Flandes - Diamante.</p> <p>* Con un escenario de despacho bajo a nivel de STR, la contingencia sencilla de alguno de los circuitos asociados a Betania 115 kV (Betania - Bote o Betania - Seboruco) ocasiona violaciones por sobrecarga y bajas tensiones en Neiva.</p>	<p>* El Operador de Red ENERTOLIMA contempla la instalación de un segundo transformador en la mencionada subestación. No obstante, dicha expansión que fue aprobada por la UPME para el año 2009, no ha entrado en operación.</p> <p>* Para resolver los problemas de cargabilidad en los enlaces 115 kV asociados a la subestación Betania, el Operador de Red ELECTROHUILA presentó a esta Unidad el proyecto Betania - Sur 115 kV.</p>
CERROMATOSO				
Los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso presentan una cargabilidad superior al 90 %.	Ante máximo despacho en Urra, se presenta una cargabilidad superior al 90 % en el enlace Tierra alta - Urra 110 kV		<p>La contingencia sencilla de alguno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación y bajas tensiones en toda el área.</p> <p>La contingencia del transformador 500/220 kV de la subestación Cerromatoso ocasiona la separación del Urabá del STN. Sin embargo, lo anterior no ocasiona atrapamiento de la generación de Urra ni consecuentes restricciones.</p>	

Fuente: UPME

5.4 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2024

Los análisis de largo plazo buscan definir la red con la cual el país debe contar en el año 2024, de tal manera que la demanda se pueda satisfacer en óptimas condiciones, permitiendo el desarrollo de la expansión de generación y el mercado mismo. En este sentido, la visión de largo plazo direcciona los proyectos que se deben ejecutar en el mediano y corto plazo, logrando convergencia con los objetivos y una expansión armónica con los sistemas regionales. En este caso, aunque se especifican obras, la red objetivo es flexible, de tal manera que se adapte a la evolución de la demanda y la generación.

Se analizó el año 2024 bajo las siguientes consideraciones:

- Escenario alto de demanda. Proyecciones de noviembre de 2009.
- Expansión de generación definida. Ver Tabla 5-1.
- Posibilidades de expansión en generación según disponibilidad de recursos como el agua, carbón, gas, y de acuerdo con proyectos identificados. Para determinar requerimientos de transmisión, se realizaron sensibilidades incorporando centrales adicionales en Antioquia y en el sur del país.
- Proyectos de transmisión definidos y expansión reportada por los Operadores de Red. Se evalúa la conveniencia de algunas alternativas de corto y mediano plazo para el Plan de Transmisión.
- Se asume:
 - Boyacá, Santander y Meta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV.
 - En operación: Segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV, el corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 kV, la subestación Porce IV 500 kV, el proyecto Chivor – Norte – Bacatá 230 kV, la nueva subestación Alférez 230 kV y la solución a los problemas de evacuación de la generación en Atlántico.
 - Interconexión Colombia-Panamá con 600 MW de capacidad.

Resultados:

Nueva subestación 230 kV en el Chocó

Las compensaciones capacitivas no son suficientes para corregir las serias violaciones de tensión que se presentan en el área bajo condiciones normales de operación.

Este nuevo punto de inyección a 230 kV potencializa la construcción de futuros proyectos de generación (se tienen expectativas de desarrollo en esta zona del país). Esta propuesta se debe revisar en el mediano plazo, considerando contingencias de todos los enlaces asociados.

Conexión de la primera fase de Ituango (1,200 MW)

El desarrollo del STN en Antioquia y el centro del país son dependientes de la expansión en generación. Específicamente la conexión de este proyecto. Se proponen tres líneas a nivel de 500 kV: Una a Cerromatoso, otra a Primavera y otra a una nueva subestación en Medellín.

Para evitar una concentración elevada del flujo en la nueva subestación en Medellín, se considera de manera complementaria un enlace entre Medellín y el Valle del Cauca, permitiendo adicionalmente aumentar la capacidad de importación al área Suroccidental.

La conexión STN/STR en Medellín debe hacerse a través de una conexión 500/230 kV y 230/115 kV. Esto permite una adecuada utilización de la red a 230 kV, evita la concentración de flujo hacia el STR y la congestión de la red a nivel de 110 kV.

Si se define a Occidente como la nueva subestación 500 kV en Medellín, el corredor Bello – Guayabal - Ancón 230 kV se debe complementar llevándolo hasta La Tasajera 230 kV, debido a la sobrecarga que se presenta en el enlace Bello - La Tasajera 230 kV cuando se tiene máximo despacho en esta planta, Guadalupe IV e Ituango. Esta situación se agrava ante la contingencia Occidente - Guadalupe IV 230 kV. Adicionalmente, se deberá verificar disponibilidad de espacio.

Conexión de la segunda fase de Ituango (1,200 MW adicionales)

La red del STN se ve altamente impactada con la entrada de la segunda fase de Ituango. Lo anterior implica una definición estratégica de la red.

Se proponen tres enlaces a 500 kV: Una segunda línea entre Ituango y la subestación en Medellín; un enlace hacia la zona Oriental, posiblemente Nueva Esperanza y por último, una línea hacia la Costa Atlántica, probablemente El Copey. Para el caso de las líneas hacia Nueva Esperanza y Copey, pueden ser convenientes subestaciones intermedias. Para la conexión con Nueva Esperanza se requeriría reforzar el corredor Medellín - Valle y así conectar con Nueva Esperanza. En el caso de Copey, se debería configurar el corredor Ituango - Porce IV - Copey 500 kV.

Las conexiones al Copey y Nueva Esperanza aumentan el límite de importación a las zonas Caribe, Suroccidental y Oriental. No obstante, esta propuesta depende de la evolución de la demanda y la topología del STN en el mediano plazo.

Nuevos enlaces a 500 kV para el área Bogotá

En el largo plazo se observa riesgo de colapso en el área ante la contingencia Primavera – Bacatá, por lo que además de la conexión entre Chivor y Bacatá, se requeriría un nuevo enlace a 500 kV. Una alternativa podría ser el enlace Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Este mejoraría la estabilidad del SIN, los perfiles de tensión en el área y el Valle, y aumentaría la capacidad de importación del suroccidente del país.

Aún ante la anterior propuesta, se siguen observando elevados flujos de potencia activa y reactiva por el enlace Primavera - Bacatá 500 kV. Es por ello que se propone un segundo enlace, el cual puede provenir desde Primavera o desde Sogamoso.

Nueva subestación a 500 kV en el sur de Cali. Posiblemente Alférez

En el año 2024 la capacidad instalada del área Suroccidental (Caldas, Quindío, Risaralda, Valle, Cauca y Nariño) será inferior a los requerimientos de generación que se necesitan en el área. Es por ello que se debe aumentar el límite de importación a través de nuevos enlaces a nivel de 500 kV. Aparte del corredor Ituango - Occidente - Virginia - Nueva Esperanza, es necesario contar con red adicional para soportar los futuros desarrollos de demanda que se prevén en el sur de Cali. Al respecto se consideró la subestación Alférez 500 kV y el anillo Virginia - Alférez - San Marcos - Virginia.

Expansión del STN en el Sur del país

La expansión en esta zona depende en gran medida de las exportaciones al Ecuador.

- Con generación adicional: Se pueden atender altas exportaciones.
- Sin generación adicional: Altas exigencias de potencia activa y reactiva. Se necesitaría de expansión en el STN.

- Con la interconexión Colombia - Chile: Sería necesario llevar la red a 500 kV hasta Nariño.

Para este último caso la conexión sería con Alférez 500 kV y se debería construir un enlace adicional entre Colombia y Ecuador a 500 kV.

Se encuentra conveniente energizar total o parcialmente la línea Jamondino – Junín – Tumaco a 230 kV. Lo anterior permite resolver problemas de tensión y viabilizar la conexión de nuevas demandas.

Redes de transmisión al interior de los principales centros urbanos

Debido al intenso crecimiento de la demanda de energía eléctrica en las principales ciudades del país, se ha identificado la necesidad de llevar el Sistema de Transmisión Nacional – STN, al menos a nivel de 230 kV, al interior de los principales centros urbanos. Esto permitiría atender la demanda en el largo plazo, bajo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Del análisis realizado, se tomó como referencia la red de Bogotá, Antioquia y Atlántico. Se identificaron las ventajas eléctricas de una conexión al STN en el interior de la ciudad, lo que tendría impacto sobre cargabilidades y tensiones de los STR.

No obstante, lo anterior implica construcción de infraestructura en cascos urbanos, con todos los problemas físicos, ambientales, urbanísticos, de servidumbres y de coincidencia con otros proyectos de servicios públicos (acueducto, telecomunicaciones o vías). Al respecto, como solución, se plantean redes subterráneas, sin embargo, sus costos son elevados y pueden llegar a hacer inviable un proyecto. Otra posible solución, es que el STN y el STR puedan compartir físicamente su infraestructura de soporte de líneas (torres), lo que implicaría una profunda revisión regulatoria. Finalmente podrían existir soluciones intermedias y viables técnica, física y económicamente si se logra un planeamiento integrado con los demás servicios públicos.

Desde ahora se deben hacer las debidas provisiones para que en el mediano y largo plazo se puedan llevar a cabo los proyectos planeados.

Necesidad de dispositivos FACTS

Se observan en el mediano y largo plazo altos requerimientos de potencia reactiva en Bogotá, el área Nordeste y el Valle del Cauca. La ubicación estratégica de un SVC en cada una de estas áreas permitiría un adecuado control de tensiones, soporte de reactivos y un mejor amortiguamiento de las oscilaciones ante contingencias. Adicionalmente, se aumentarían los límites de importación.

Localización estratégica de generación

Deben explorarse todas las posibilidades de implementación de generación distribuida en el largo plazo, incluyendo los análisis regulatorios correspondientes.

Nuevas líneas de transmisión por la conexión de importantes demandas industriales, como son refinerías y siderúrgicas

En el corto, mediano y largo plazo se observan grandes consumidores con la intención de conectarse al STN.

En la Tabla 5-8 y la Tabla 5-9 se presenta el resumen de las obras de transmisión requeridas en el Largo Plazo.

Tabla 5-8. Expansión en Transmisión – Largo Plazo

OBRA PROPUESTA	POSIBLE CONEXIÓN
Se asume en operación	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Bolívar - Cartagena 220 kV. • Bello - Guayabal - Ancón 230 kV. • Chivor - Norte - Bacatá 230 kV. • Subestación Alférez 230 kV. • Boyacá, Santander y Meta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV. • Cerromatoso - Panamá Dc (600 MW) • La conexión de Porce IV • Flores - Sabanalarga 220 kV • Normalizar el enlace Tebsa - B/quilla - Sabana 220 kV en Tebsa - Sabana 220 kV
Nueva subestación 230 kV en el Choco (Certegui o Bolombolo)	Reconfiguración de la línea Ancón Sur ISA - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur ISA - Nueva subestación y Nueva Subestación - Esmeralda.
Conexión de la primera fase de Ituango (1200 MW)	<ul style="list-style-type: none"> • Ituango - Cerromatoso 500 kV. • Ituango - Primavera 500 kV. • Ituango - Occidente 500 kV. • Transformador Occidente 500/230 kV. • Occidente - Virginia 500 kV. • La Tasajera - Guayabal 230 kV.
Conexión de la segunda fase de Ituango (1200 MW adicionales)	<ul style="list-style-type: none"> • 2º Circuito Ituango - Occidente 500 kV. • 2º Circuito Occidente - Virginia 500 kV. • 2º Transformador Occidente 500/230 kV. • Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. • Ituango - Porce IV 500 kV. • Porce IV - El Copey 500 kV.
Nuevos enlaces a 500 kV para el área Bogotá	<ul style="list-style-type: none"> • Sogamoso - Bacatá 500 kV.
Nueva subestación 500 kV en el sur de Cali. Posiblemente Alférez	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva subestación Alférez 500 kV. • Virginia - Alférez 500 kV. • Alférez - San Marcos 500 kV. • 2º Transformador San Marcos 500/230 kV • Transformador Alférez 500/230 kV.

Fuente: UPME

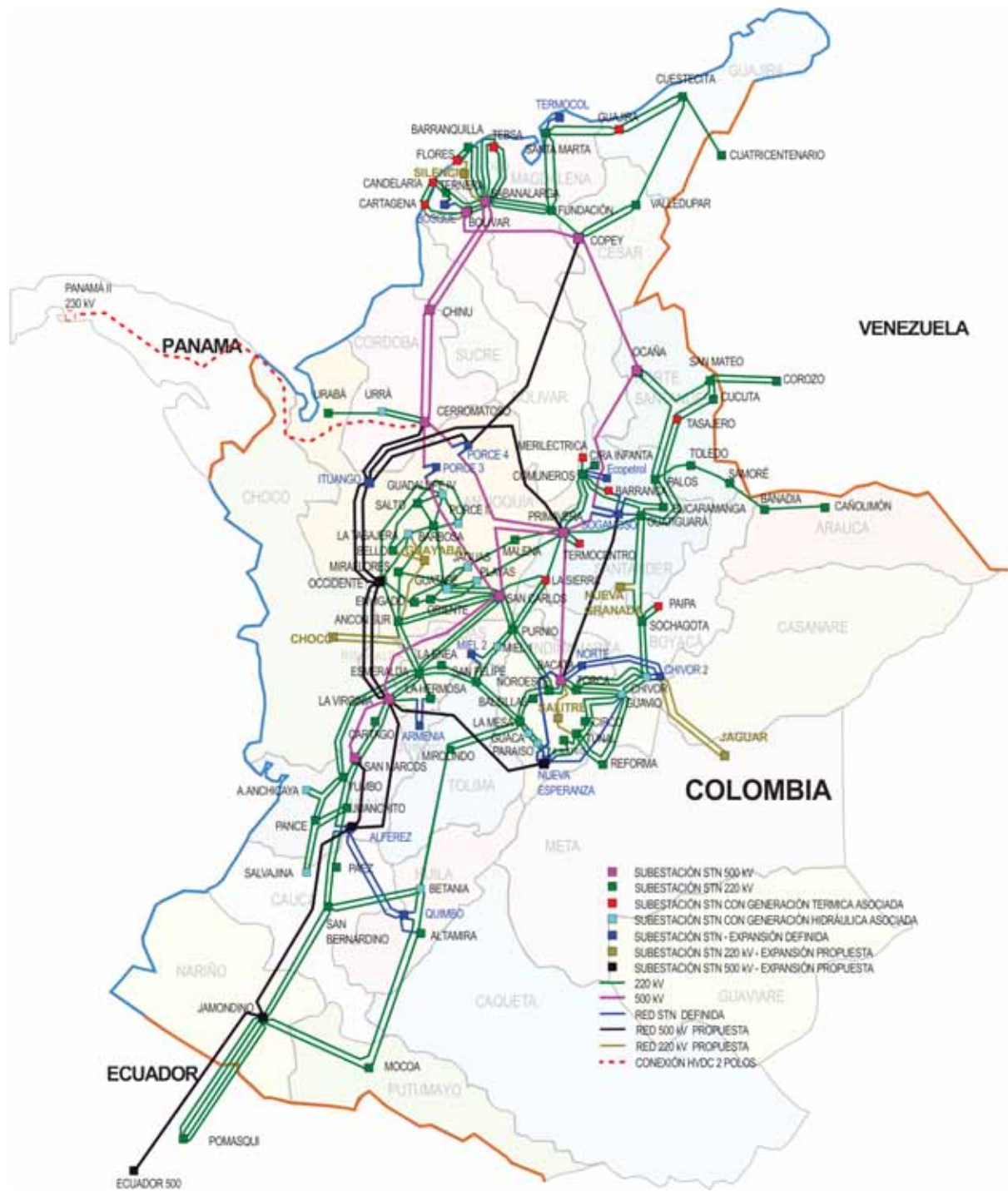
Tabla 5-9. Expansión en Transmisión – Largo Plazo

OBRA PROPUESTA	POSIBLE CONEXIÓN
Expansión del STN en el Sur del país	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva subestación Jamondino 500 kV. • Transformador Jamondino 500/230 kV. • Alférez - Jamondino 500 kV. • Jamondino - Ecuador 500 kV. • Nueva subestación Tumaco 230 kV. • Corredor Jamondino - Tumaco 230 kV.
Redes de transmisión al interior de los principales centros urbanos (Bogotá, Medellín y Barranquilla)	<ul style="list-style-type: none"> • En Bogotá: Salitre 230 kV. • En Medellín: El mismo corredor Bello - Guayabal - Ancón 230 kV. • En Barranquilla: Silencio 230 kV.
Necesidad de dispositivos FACTS	En próximas versiones del Plan se definirá la localización óptima de estos dispositivos
Localización estratégica de generación	Dependerá de la disponibilidad del recurso (Política del carbón) y otras consideraciones. Se estudiará en futuras versiones del Plan.
Nuevas líneas de transmisión por la conexión de importantes demandas industriales, como son refinerías y siderúrgicas	Dependerá de la localización de estos usuarios y la cantidad y firmeza de sus demandas.

Fuente: UPME

En la Gráfica 5-3 y en el Anexo 8.11 se presenta el Sistema de Transmisión Nacional para el año 2024

Gráfica 5-3. Visión de Largo plazo Sistema de Transmisión Nacional



Fuente: UPME

5.5 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Como se mencionó anteriormente en la metodología de elaboración del Plan, los análisis de corto y mediano plazo consideraron el escenario alto de las proyecciones de demanda. Se realizaron análisis en condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas en líneas y transformadores, según diferentes escenarios de despacho.

Se tuvo en cuenta el diagnóstico de cada área, la expansión aprobada, la expansión propuesta por los OR a través de la Información Estándar de Planeamiento y aquellas alternativas que la UPME estimó convenientes.

Es importante aclarar que el presente documento emite señales y recomendaciones para los Sistemas de Transmisión Regionales – STR. Sin embargo, es el OR el encargado de la planeación de la expansión y las inversiones, entre otras responsabilidades.

Resolución CREG 097 de 2008.

Operador de Red de STR y SDL (OR). *Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.*

5.5.1 Análisis Área Antioquia – Chocó

Problemática:

- Alto nivel de carga en los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello ante máximos despachos en centrales del norte y oriente de Antioquia.
- Violaciones ante contingencias en la transformación del área.
- En estado estacionario, cargabilidad superior al 100% en algunos enlaces, bajo condiciones particulares de despacho en el STR.

Supuestos:

- Entre los escenarios considerados, se evaluó particularmente un escenario con generación alta en Guatapé, La Tasajera y la cadena Guatrón.
- Ante contingencia: máximas cargabilidades declaradas, para transformadores y líneas 130%, exceptuando el corredor Ancón – Envigado – Guayabal 110 kV, que es del 0%.

En la Tabla 5-10 se presenta el comportamiento del sistema sin considerar ningún proyecto de expansión en el STN de Antioquia, y sin tener en cuenta aumento en la capacidad de transformación STN/STR.

Tabla 5-10. Comportamiento del sistema sin proyectos

Caso base sin proyectos	Año 2011	Año 2013	Año 2015
Escenario de Despacho	Hidráulico: Alta generación en el Norte y Oriente de Antioquia a nivel de STN y bajo despacho a nivel de STR		
Condición Normal de Operación	* TR's Bello = 94 % * Cocoma 110 kV; Rio Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 96 % * TR Playas = 75 % * TR Guatapé = 55 % * Cocoma 110 kV; Rio Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 103 % * TR Playas = 80 % * TR Guatapé = 60 % * Cocoma 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 110 %
N-1 Transformador Bello 230/110 kV	* TR Bello = 141 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 109 %	* TR Bello = 145 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 114 %	* TR Bello = 156 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 128 %
N-1 Transformador Occidente 230/110 kV	* TR Occidente = 102 %	* TR Bello = 99 % * TR Occidente = 107 %	* TR Bello = 106 % * TR Occidente = 129 %
N-1 Transformador Miraflores 230/110 kV	* TR's Bello = 98 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 103 %	* TR's Bello = 101 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 107 %	* TR's Bello = 109 % * TR Miraflores = 105 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 122 %
N-1 Transformador Envigado 230/110 kV	TR Envigado = 106 %	* TR's Bello = 100 % * TR Envigado = 112 %	* TR's Bello = 107 % * TR Envigado = 125 %
N-1 Transformador Guatapé 230/110 kV	Cocoma 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 128 % * Cocoma 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 138 % * Cocoma 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.
N-1 Transformador Playas 230/110 kV	* Playas 110 kV < 0.95 p.u. * Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV = 0.9 p.u. * Cocoma 110 kV < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 145 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocoma 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 160 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocoma 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Rio Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.
N-1 Transformador Oriente 230/110 kV	Sin violaciones	Sin violaciones	* TR's Bello = 105 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 109 %

Fuente: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- En condiciones normales de operación, sin considerar despacho en las plantas de San Andrés de Cuerquia y Zuca, se presentan violaciones por sobrecarga en la línea salto – Yarumal 110 kV. Esto se debe a la entrada de la demanda asociada a la construcción de Hidroituango.

- Se observan bajas tensiones (< 0.95 p.u.) durante todo el horizonte de análisis en las subestaciones Cocorna, Río Claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco.
- Ante contingencia sencilla en alguno de los transformadores de Bello, se presentan violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Así mismo, se presenta una cargabilidad superior al 100% en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV.
- En el 2013 con la entrada de la carga asociada a San José del Nus, la contingencia del transformador de Playas ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco de Guatapé. Así mismo, se presentan violaciones de tensión en las subestaciones Cocorna, Río Claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco. Este comportamiento también se presenta bajo la contingencia del transformador de Guatapé, solo que esta vez el transformador que presenta una cargabilidad superior al límite, es el de Playas.
- Ante la contingencia de alguno los transformadores de Miraflores se presenta una cargabilidad superior al 100% en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV.

En la versión 2009-2023 del Plan de Expansión se consideraron varias alternativas de solución a la citada problemática. Las que presentan un mejor desempeño eléctrico son las siguientes (ver Gráfica 5-4):

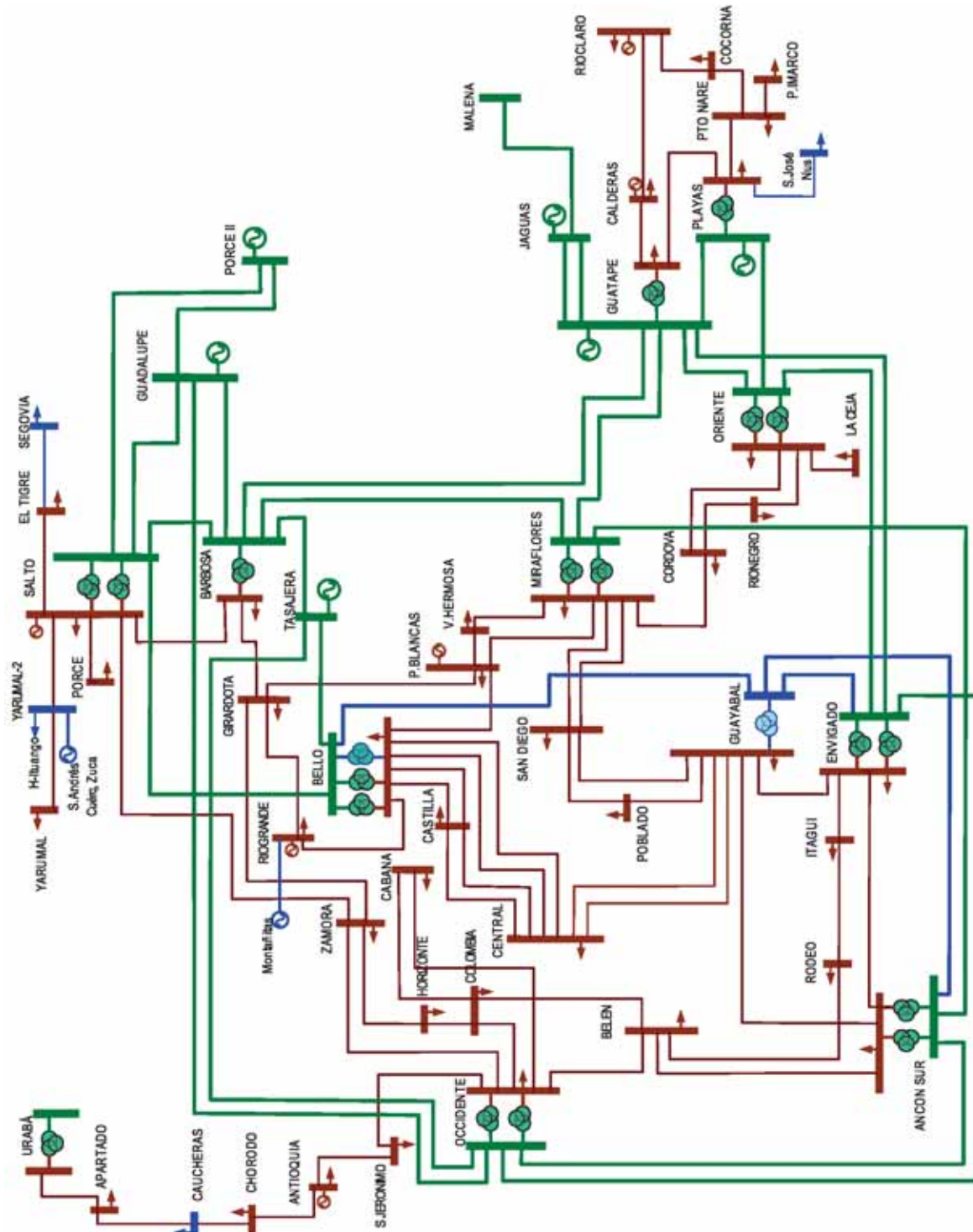
Alternativa 1. Tercer transformador Bello 230/110 kV – 180 MVA.

Alternativa 2. Línea Bello – Guayabal - Envigado 230 kV. Nuevo transformador Guayabal 230/110 kV – 180 MVA.

Alternativa 3. Línea Bello – Guayabal - Ancón EPM 230 kV. Nuevo transformador Guayabal 230/110 kV – 180 MVA.

En la Tabla 5-11, Tabla 5-12 y Tabla 5-13, se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia para cada una de las alternativas estudiadas.

Gráfica 5-4. Diagrama unifilar del área Antioquia



Fuente: UPME

Tabla 5-11. Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas. Año 2011

Año 2011	Alternativa 1: 3 TR Bello	Alternativa 2: Bello - Guayabal - Envigado 220 kV	Alternativa 3: Bello - Guayabal - Ancón 220 kV
Escenario de Despacho	Hidráulico: Alta generación en el Norte y Oriente de Antioquia a nivel de STN y bajo despacho a nivel de STR		
Condición Normal de Operación	* TR's Bello = 69 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 83 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 77 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %
N-1 Transformador Bello 230/110 kV	* TR Bello = 91 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 86 %	* TR Bello = 117 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 99 %	* TR Bello = 109 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 93 %
N-1 Transformador Occidente 230/110 kV	* TR Occidente = 100 %	* TR Occidente = 100 %	* TR Occidente = 100 %
N-1 Transformador Miraflores 230/110 kV	* TR's Bello = 72 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 94 %	* TR's Bello = 87 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 92 %	* TR's Bello = 82 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 90 %
N-1 Transformador Envigado 230/110 kV	TR Envigado = 103 %	TR Envigado = 98 %	TR Envigado = 102 %
N-1 Transformador Guatapé 230/110 kV	Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.
N-1 Transformador Playas 230/110 kV	* Playas 110 kV < 0.95 p.u. * Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV < 0.9 p.u.	* Playas 110 kV < 0.95 p.u. * Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV < 0.9 p.u.	* Playas 110 kV < 0.95 p.u. * Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV < 0.9 p.u.

Fuente: UPME

Tabla 5-12. Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas. Año 2013

Año 2013	Alternativa 1: 3 TR Bello	Alternativa 2: Bello - Guayabal - Envigado 220 kV	Alternativa 3: Bello - Guayabal - Ancón 220 kV
Escenario de Despacho	Hidráulico: Alta generación en el Norte y Oriente de Antioquia a nivel de STN y bajo despacho a nivel de STR		
Condición Normal de Operación	* TR's Bello = 70 % * TR Playas = 75 % * TR Guatapé = 55 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 81 % * TR Playas = 75 % * TR Guatapé = 55 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %	* TR's Bello = 80 % * TR Playas = 75 % * TR Guatapé = 55 % * Cocorná 110 kV; Río Claro 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 105 %
N-1 Transformador Bello 230/110 kV	* TR Bello = 93 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 89 %	* TR Bello = 114 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 99 %	* TR Bello = 113 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 96 %
N-1 Transformador Occidente 230/110 kV	* TR Occidente = 104 %	* TR Occidente = 104 %	* TR Occidente = 104 %
N-1 Transformador Miraflores 230/110 kV	* TR's Bello = 73 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 97 %	* TR's Bello = 85 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 94 %	* TR's Bello = 85 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 93 %
N-1 Transformador Envigado 230/110 kV	* TR Envigado = 109 %	* TR Envigado = 103 %	* TR Envigado = 107 %
N-1 Transformador Guatapé 230/110 kV	* TR Playas = 128 % * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 128 % * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 128 % * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.
N-1 Transformador Playas 230/110 kV	* TR Guatapé = 145 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 145 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 145 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorná 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.

Fuente: UPME

Tabla 5-13. Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas.
Año 2015

Año 2015	Alternativa 1: 3 TR Bello	Alternativa 2: Bello - Guayabal - Envigado 220 kV	Alternativa 3: Bello - Guayabal - Ancon 220 kV
Escenario de Despacho	Hidráulico: Alta generación en el Norte y Oriente de Antioquia a nivel de STN y bajo despacho a nivel de STR		
Condición Normal de Operación	* TR's Bello = 74 % * TR Playas = 80 % * TR Guatapé = 60 % * Cocorna 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 110 %	* TR's Bello = 92 % * TR Playas = 80 % * TR Guatapé = 60 % * Cocorna 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 110 %	* TR's Bello = 87 % * TR Playas = 80 % * TR Guatapé = 60 % * Cocorna 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.95 p.u. * Salto - Yarumal 110 kV > 110 %
N-1 Transformador Bello 230/110 kV	* TR Bello = 99 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 96 %	* TR Bello = 129 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 103%	* TR Bello = 122 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 92 %
N-1 Transformador Occidente 230/110 kV	* TR Occidente = 117 %	* TR Occidente = 117 %	* TR Occidente = 117 %
N-1 Transformador Miraflores 230/110 kV	* TR Miraflores = 106% * Envigado - Guayabal 110 kV = 106%	* TR Miraflores = 98 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 95 %	* TR Miraflores = 105 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 85 %
N-1 Transformador Oriente 230/110 kV	* TR's Bello = 76 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 94 %	* TR's Bello = 94 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 85 %	* TR's Bello = 88 % * Envigado - Guayabal 110 kV = 80 %
N-1 Transformador Envigado 230/110 kV	* TR Envigado = 121%	* TR Envigado = 111%	* TR Envigado = 110 %
N-1 Transformador Guatapé 230/110 kV	* TR Playas = 138 % * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 138 % * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.	* TR Playas = 138 % * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV < 0.92 p.u.
N-1 Transformador Playas 230/110 kV	* TR Guatapé = 160 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 160 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.	* TR Guatapé = 160 % * Guatapé 110 kV < 0.95 p.u. * Playas 110 kV = 0.9 p.u. * Cocorna 110 kV; Puerto Nare 110 kV; Río Claro 110 kV; Puerto Inmarco 110 kV; San José de Nus < 0.9 p.u.

Fuente: UPME

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para todas las alternativas, la cargabilidad de la línea Salto – Yarumal 110 kV es superior al 100% y persisten las bajas tensiones en Cocorna, Puerto Nare, Puerto Inmarco, Río Claro y San José del Nus. Así mismo, se siguen presentando violaciones ante las contingencias de los transformadores de Playas y Guatapé.
- Con la alternativa 1, la contingencia de uno de los transformadores de Bello no ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos que quedan en operación. No obstante, este nuevo transformador no soluciona las sobrecargas que se presentan en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV a partir del 2015 ante la contingencia de alguno de los transformadores de Miraflores. Así mismo, los flujos provenientes de Guatapé, La Tasajera y la cadena Guatrón se concentrarían en Bello, ocasionando lo anterior un efecto de energía atrapada.
- Las alternativas 2 y 3 evitan que ante un alto despacho en el norte y oriente de Antioquia, el flujo se concentre en Bello. Por el contrario, la potencia transita por el

STN hacia la futura subestación Guayabal, hacia Envigado y hacia el área CRQ. Sin embargo, solo con el corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 kV se evita la sobrecarga de la línea Guayabal – Envigado 110 kV ante la contingencia en Miraflores. Cabe mencionar la importancia de este último enlace para la confiabilidad del sistema de EPM.

De acuerdo con los anteriores resultados, se plantea:

- Solucionar los problemas de bajas tensiones en el Magdalena medio antioqueño. Así mismo, dependiendo de la firmeza de la entrada de la demanda asociada a San José del Nus, realizar obras a nivel de STR para evitar las violaciones que se presentan en los transformadores de Playas y Guatapé ante contingencia.
- Tomar las medidas necesarias para evitar la sobrecarga permanente en el enlace Salto – Yarumal 110 kV.
- Analizar adecuaciones (reconfiguraciones) a la red de 110 kV con el fin de evitar la sobrecarga del enlace Guayabal – Envigado 110 kV.
- Considerar la posibilidad de instalar el tercer transformador 230/110 kV–180 MVA en la subestación Bello.
- Contar con el corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 kV en el 2015, junto con la transformación asociada (nueva o trasladada desde Bello).
- Se debe tener en cuenta que con la entrada en operación de Ituango en el año 2017, se tiene previsto un nuevo punto de inyección del STR, específicamente en Medellín.

Dependiendo de la evolución de la demanda, continuarán los análisis técnicos y económicos para determinar la mejor solución. Se invita al OR EPM a participar de la revisión de los resultados y a presentar ante la UPME el estudio correspondiente.

De otra parte, respecto al área del Chocó, se observa nuevamente que las tensiones en las subestaciones Certegui, Itsmina y Quibdó a 115 kV, presentan una reducción progresiva. Se invita al OR DISPAC a revisar las señales emitidas por la UPME e iniciar el estudio correspondiente que permita dar solución a los problemas en el corto y mediano plazo.

5.5.2 Análisis Área Atlántico

Antecedentes:

- La UPME aprobó la conexión del segundo transformador 220/110 kV en la subestación Flores y el acople de barras entre las subestaciones Flores I y Flores II, con entrada en operación en el mes de abril del año 2010.
- La UPME aprobó la conexión de la nueva subestación Juan Mina 110 kV con entrada en operación en septiembre del año 2011. Con este proyecto se espera alimentar 30 MW de carga, que corresponden a las demandas de la Zona Franca la Cayena y del municipio de Turbará.

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación STN/STR. Violaciones ante contingencia.
- Limitaciones para la evacuación de la generación del área ante condiciones particulares de demanda y despacho de generación

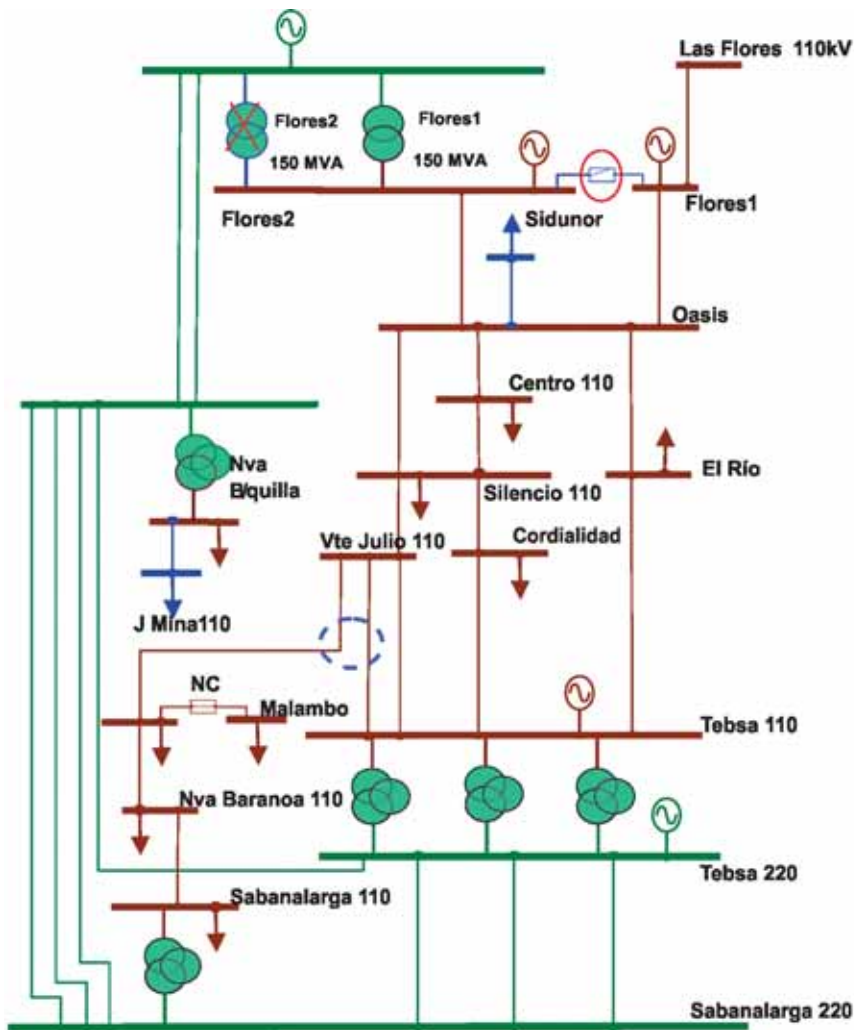
Supuestos:

- Se consideró el acople de barras en la subestación Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio 110 kV operando normalmente cerrados.
- No se consideró para el año 2010 el segundo transformador en Flores y el acople de barras entre las subestaciones Flores 1 y Flores 2. El OR informó que esta expansión solo podrá estar en operación en mayo del año 2011.
- Se consideró, a partir del año 2010, la conexión de la Siderúrgica del Norte en el STR de la ciudad de Barranquilla. Así mismo, se tuvo en cuenta la nueva subestación Juan Mina 110 kV.
- En el año 2011 se normaliza la subestación Veinte de Julio 110 kV (se elimina la conexión tipo “T”). Es decir, se tendrían dos enlaces entre las subestaciones Tebsa y Veinte de Julio y una nueva línea Malambo - Veinte de Julio 110 kV.
- Se contemplaron dos escenarios de despacho: Máxima y mínima generación en el área.
- Cierre de ciclo en Termoflores (Cuarta unidad), a partir del año 2010.

- Análisis en periodos de demanda máxima y demanda mínima.

En la Gráfica 5-5 se presenta el diagrama unifilar del área con la expansión propuesta y aprobada.

Gráfica 5-5. Diagrama unifilar área Atlántico



Fuente: UPME

La Tabla 5-14 contiene el comportamiento del sistema Atlántico bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Se consideraron diferentes escenarios operativos.

Tabla 5-14. Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas

Año 2010. Sin el segundo transformador 220/110 kV en Flores. Sin el acople de barras entre las subestaciones Flores I y Flores II			
Demanda	Máxima	Minima	Máxima
Generación	Minima	Máxima	Máxima
Condición Normal de Operación	* TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 97 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 92 %	* Flores - Oasis I 110 kV = 112.5 % * Sabana - Tebsa 220 kV = 95 %	
N-1 TR Tebsa 220/110 kV - 180 MVA	* Flores - Oasis I 110 kV = 95.6 % * TR Flores 220/110 kV = 105 % * TR Tebsa 220/110 kV 100 MVA = 164.4 %	* TR Flores 220/110 kV = 136 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 97 %	
N-1 TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA	* TR Flores 220/110 kV = 108 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 114.6 % * TR Tebsa 220/110 kV - 180 MVA = 117.1 %	* TR Flores 220/110 kV = 126.6 %	
N-1 TR Flores 220/110 kV - 150 MVA	* Río - Tebsa 110 kV = 108.3 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 124 % * TR Tebsa 220/110 kV - 180 MVA = 136 %	* Oasis - Silencio 110 kV = 92 % * Sabana - Tebsa 220 kV = 101 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 91 %	
N-1 Flores - Oasis I 110 kV	* Río - Riomar 34.5 kV = 149.2 %	* Flores - Las Flores 110 kV = 131 % * Las Flores - Riomar 34.5 kV = 263 % * Río - Riomar 34.5 kV = 190 % * TR Flores 220/110 kV = 113 %	* Flores - Las Flores 110 kV = 133 % * Las Flores - Riomar 110 kV = 224 % * Río - Riomar 34.5 kV = 127 %
N-1 Flores - Oasis II 110 kV	* Río - Tebsa 110 kV = 108.4 % * TR Tebsa 220/110 kV - 100 MVA = 124 % * TR Tebsa 220/110 kV 180 MVA = 135.6 %	* Flores - Oasis I 110 kV = 107 %	
N-1 Flores - Niquilla 220 kV		Flores - Niquilla 220 kV = 136 %	Flores - Niquilla 220 kV = 106 %
N-1 Sabana - Tebsa 220 kV		Sabana - Tebsa 220 kV = 124 %	Sabana - Tebsa 220 kV = 99 %

Fuente: UPME

Del anterior diagnóstico, sin considerar alternativas de solución, se puede concluir:

- Los transformadores 220/110 kV de la subestación Tebsa superan en 90% de su capacidad, sin considerar generación interna en el STR.
- En demanda mínima y ante un máximo despacho en el área, se observa una cargabilidad superior al 100% en el enlace Flores – Oasis I 110 kV.
- En todos los periodos de demanda y bajo diferentes escenarios de despacho, se presentan violaciones por sobrecarga en el área ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de Tebsa o Flores.
- Considerando máximo despacho en Flores, la contingencia Flores – Oasis I 110 kV ocasiona violaciones en el STR y SDL. Lo anterior se hace más crítico en los periodos de demanda mínima.

- En demanda máxima y ante mínimo despacho en el área, la contingencia Flores – Oasis II 110 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en los transformadores 220/110 kV de la subestación Tebsa.
- Considerando máximo despacho en el área, se presentan violaciones por sobrecarga en el STN ante las contingencias sencillas Flores – Nueva Barranquilla 220 kV y Tebsa – Sabana 220 kV. Lo anterior se hace más crítico en los periodos de demanda mínima.

Es claro que el área presenta las siguientes dificultades:

- Imposibilidad de evacuar toda la generación del área ante las contingencias sencillas Flores – Oasis I 110 kV, Flores – Oasis II 110 kV, Tebsa – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV.
- Agotamiento de la capacidad de transformación. Aún con el segundo transformador 220/110 kV en la subestación Flores, se siguen presentando violaciones en el área ante la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de Tebsa.

Se requiere que el OR ELECTRICARIBE presente de manera urgente el estudio de planeamiento y determine las soluciones a los problemas identificados en el STR (evacuación y agotamiento de la capacidad de transformación). Así mismo, se solicita agilizar la entrada en operación del segundo transformador 220/110 kV en Flores y el acople de barras entre las subestaciones Flores I y Flores II.

Considerando que las dificultades no solo se presentan en el STR, a continuación se presenta un análisis de alternativas del STN.

5.5.3 Análisis del STN Área Atlántico

En la Gráfica 5-6 se pueden apreciar las alternativas de expansión del STN planteadas por la UPME, para solucionar los problemas de evacuación ante contingencia en elementos de este mismo sistema.

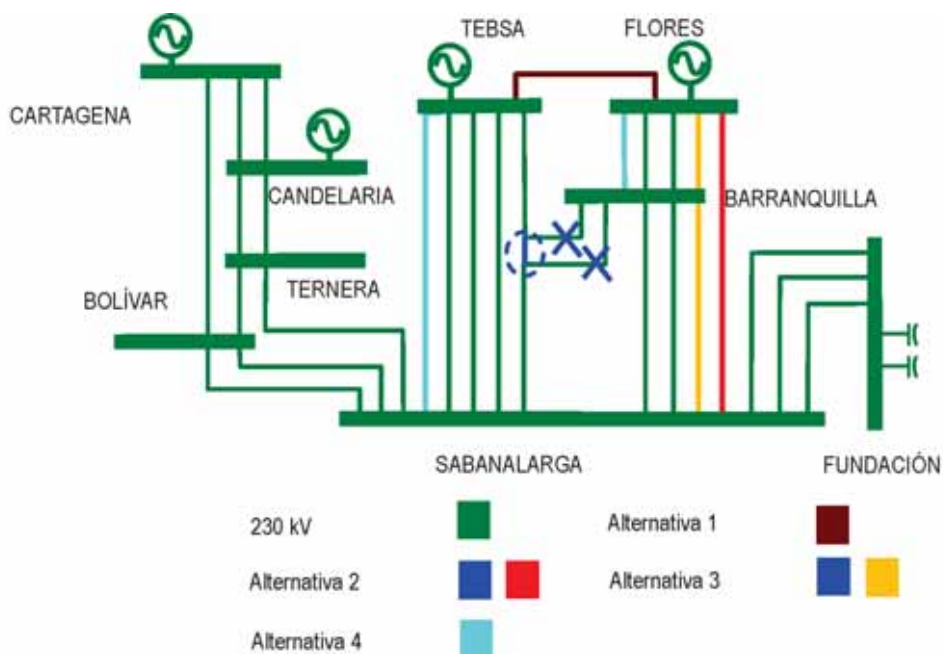
Alternativa 1. Nueva línea Flores – Tebsa 220 kV

Alternativa 2. Normalizar el enlace Tebsa – Nueva Barranquilla – Sabanalarga 220 kV en Tebsa – Sabanalarga 220 kV y una nueva línea Flores – Sabanalarga 220 kV.

Alternativa 3. Normalizar el enlace Tebsa – Nueva Barranquilla – Sabanalarga 220 kV en Tebsa – Sabanalarga 220 kV, una nueva líneas Flores – Nueva Barranquilla y una nueva línea Nueva Barranquilla – Sabanalarga 220 kV.

Alternativa 4. Nueva línea Tebsa – Sabanalarga 220 kV y nueva línea Flores – Nueva Barranquilla 220 kV.

Gráfica 5-6. Alternativas planteadas para el STN Atlántico



Fuente: UPME

Supuestos:

- Año analizado: 2012.
- Periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Escenarios de despacho: Máxima y mínima generación en el área considerando el cierre de ciclo en Termoflores (Cuarta Unidad).

Es importante aclarar que los siguientes análisis pretenden determinar las necesidades de expansión tomando como referencia la demanda esperada para el año 2012, ya que las medidas operativas, en caso de ser requeridas, están siendo evaluadas y desarrolladas con la participación de Termoflores, Electricaribe, Transelca y el CND – XM.

En la Tabla 5-15 y la Tabla 5-16 se presenta el comportamiento del STN Atlántico para cada una de las alternativas propuestas.

Tabla 5-15 Alternativas 1 y 2

ANO 2012	Alternativa 1		Alternativa 2	
Demanda	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
Generación	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Condicion normal de Operacion	No se presentan violaciones	* Sabana - Tebsa I 220 kV = 98.7 % * Sabana - Tebsa II 220 kV = 98.7 %	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones
N-1 Flores - Nbarranquilla I 220 kV	* Flores - Nbarranquilla II 220 kV = 107.7%	* Flores - Nbarranquilla II 220 kV = 141.6% * Sabana - Tebsa I 220 kV = 101% * Sabana - Tebsa II 220 kV = 101%	No se presentan violaciones	* Flores - Nbarranquilla II 220 kV = 94.5%
N-1 Sabana - Tebsa 220 kV 840 A	* Sabana - Tebsa I 220 kV = 99.3 % * Sabana - Tebsa II 220 kV = 99.3 %	* Sabana - Tebsa II 220 kV = 127.2% * Sabana - Tebsa III 220 kV = 127.2%	No se presentan violaciones	* Sabana - Tebsa I 220 kV = 99.8% * Sabana - Tebsa II 220 kV = 99.8%

Fuente: UPME

Tabla 5-16 Alternativas 3 y 4

ANO 2012	Alternativa 3		Alternativa 4	
Demanda	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
Generación	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Condicion normal de Operacion	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones
N-1 Flores - Nbarranquilla I 220 kV	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones	No se presentan violaciones
N-1 Sabana - Tebsa 220 kV 840 A	No se presentan violaciones	* Sabana - Tebsa I 220 kV = 99.8% * Sabana - Tebsa II 220 kV = 99.8%	No se presentan violaciones	* Sabana - Tebsa I 220 kV = 93.5% * Sabana - Tebsa II 220 kV = 93.5%

Fuente: UPME

Con la Alternativa 1 se presentan violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas Flores – Nueva Barranquilla 220 kV y Tebsa – Sabana 220 kV. Lo anterior ocurre para todos los escenarios evaluados.

Las Alternativas 2, 3 y 4 representan una solución a los problemas de limitación de la generación en el área.

Continuarán los análisis técnicos y económicos para establecer la mejor solución.

Es importante mencionar que los beneficios de esta obra corresponden al sobrecosto del sistema por la limitación de la generación de Tebsa y Flores. Esto quiere decir que se

debe calcular la probabilidad de tener un escenario de despacho máximo en estas dos plantas, y que a su vez pueda generar violaciones ante contingencia. Adicionalmente, la obra ofrecería solución por no más de tres (3) años, dado que con el crecimiento de la demanda, el problema deja de existir. Lo anterior puede comprometer la viabilidad económica del proyecto.

Nivel de Corto del STN y STR del área Atlántico

Según los resultados encontrados, la subestación Tebsa 220 kV presenta un nivel de corto que pasa de un 86% en el año 2010 a un 89% en el año 2017, en relación con la capacidad de los equipos. No obstante, dicho cálculo solo considera la expansión definida hasta el momento, es decir, las ampliaciones de Flores IV y de transformación 220/110 kV en Termoflores.

En cuanto al STR, bajo las mismas consideraciones de expansión, sucede algo parecido ya que progresivamente se agota la capacidad de corto de los equipos a nivel de 110 kV.

Las anteriores razones reafirman la necesidad de definir rápidamente la expansión requerida por el área, a fin de establecer el incremento en el nivel de corto en equipos del STN y del STR, y que los responsables, Transportador, Operador de Red y eventualmente algún otro agente, hagan las debidas previsiones y realicen los cambios de equipos oportunamente. Vale la pena señalar que cualquier otro proyecto no previsto puede acelerar el agotamiento de la capacidad de corto.

5.5.4 Análisis Área Bogotá

Antecedentes:

- El Ministerio de Minas y Energía mediante la resolución 180353 de marzo 5 de 2010, modificó la fecha de entrada en operación del Proyecto Nueva Esperanza para agosto del año 2012.
- La UPME aprobó para el año 2011 la conexión de los siguientes transformadores: i) Tercer banco 230/115 kV – 168 MVA en la subestación Noroeste y ii) Quinto banco 230/115 kV – 300 MVA en la subestación Torca.

Considerando un crecimiento de la demanda de Bogotá, superior a la tasa nacional, es de suma importancia contar con estas ampliaciones, más si se tiene en cuenta la nueva fecha de entrada de Nueva Esperanza.

- Con respecto a la versión preliminar del presente Plan, se revisó la cargabilidad de los transformadores 230/115 kV de la subestación Circo y se encontró que la misma no es crítica.

Problemática:

- Bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá.
- Violaciones de tensión ante contingencias en algunos elementos de la red del STN y el STR.
- Se presentan restricciones en el área por la limitación de la generación de Chivor ante ciertas condiciones de despacho.

Supuestos:

- Análisis para periodos de demanda máxima y demanda media.
- Escenarios de despacho térmico e hidráulico. Sensibilidad considerando un escenario de generación alto en Chivor y bajo en Guavio.
- Sin despacho en Termozipa.

En la Tabla 5-17 se presenta para el año 2012, el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

De la Tabla 5-17 se puede concluir:

- En condiciones normales de operación se observa una cargabilidad del 95% en la línea Torca - Aranjuez 115 kV.
- Bajo un escenario de despacho bajo en Guavio y alto en Chivor, la falla del enlace Primavera-Bacatá 500 kV incrementa el riesgo de colapso en el área. Para evitar que esto suceda, debe programarse generación por seguridad en Termozipa.
- Las contingencias sencillas Bacatá – Chía 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Bacatá 500/115 kV, ocasionan violaciones de tensión en todas las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá. Lo anterior evidencia una débil conexión en esta parte del STR. El Operador de Red plantea la construcción de la línea Chiquinquirá – Simijaca 115 kV para mejorar los perfiles de tensión en la zona. No obstante, si se considera dicha propuesta por sí sola, las violaciones ante las contingencias descritas empeoran (el flujo de reactivos sería de Bogotá hacia Boyacá).

Tabla 5-17. Resultados para el año 2012 considerando el proyecto Nueva Esperanza

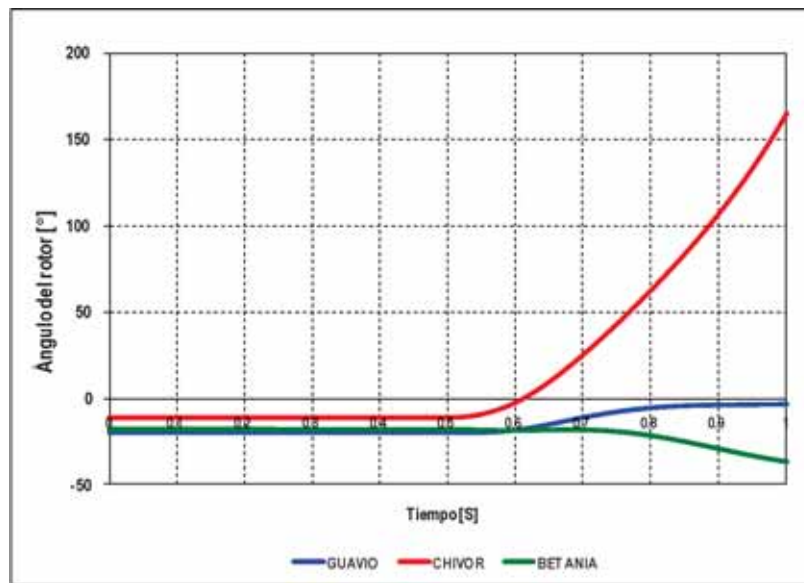
Año 2012	Con Nueva Esperanza 500/230/115 kV
Generación en 230 kV	Chivor : 1,000 MW (ALTO) Guavio : 225 MW (BAJO) Zipas: 0 MW
Condición Normal de Operación	TR Bacatá 500/115 = 76 %; TR Bacatá 500/230 = 37 % ; TRs Torca = 62 % ;TRs Circo = 75 % ; Línea Torca-Aranjuez 115 kV = 95 %
N-1 L. Primv-Bacata 500	Riesgo de Colapso del Área por violaciones de tensión en el Norte de la Sabana de Bogotá
N-1 Lin Chiv-Guavio 230	Línea Chivor-Guavio 2- 230 kV = 135 %
N-1 Noroe-Tenjo 115 kV	Línea Bacatá-Sol 115 kV = 119 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chia, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.
N-1 Bacat-Chia 115 kV	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 115 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chia, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.
N-1 TR Bacatá 500/115	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 113 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chia, TermoZipa 115 kV.
N-1 TR Bacatá 500/230	TRs Bacatá 500/115 kV = 81 %

Fuente: UPME

Es claro que los problemas de tensión en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá son independientes de la entrada de Nueva Esperanza.

Adicionalmente, si se considera un escenario de despacho alto en Chivor y bajo en Guavio, la contingencia del enlace Chivor – Guavio - 230 kV ocasiona una sobrecarga del 35% en el enlace paralelo. Esto puede ocasionar una desconexión adicional que incrementaría el riesgo de colapso en el área (ver Gráfica 5-7).

Gráfica 5-7. Ángulo del rotor ante la contingencia del circuito 1 Guavio-Chivor - 230 kV y desconexión por sobre corriente del circuito 2



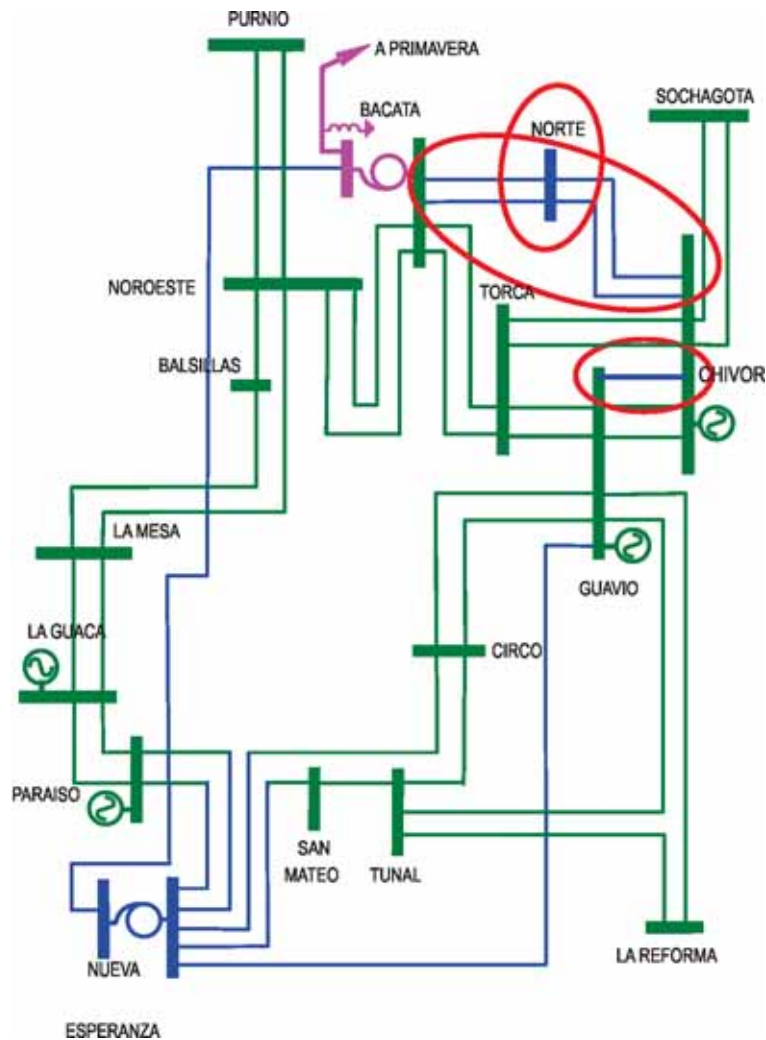
Fuente: UPME

Lo anterior indica que debe limitarse la generación de Chivor para evitar la salida de esta planta. Esto genera restricciones y su consecuente sobrecosto operativo.

Como solución a la problemática citada se plantean las siguientes alternativas (ver Gráfica 5-8):

- Alternativa 1.** Nuevo tercer circuito Chivor - Guavio 230 kV.
- Alternativa 2.** Nuevo doble circuito Chivor - Bacatá 230 kV.
- Alternativa 3.** Nueva subestación Norte 230/115 kV – 336 MVA. Nuevo doble circuito Chivor - Norte 230 kV y nuevo doble circuito Norte - Bacatá 230 kV.

Gráfica 5-8 Alternativas de expansión para el norte de Bogotá.



Fuente: UPME

En la Tabla 5-18 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia para cada una de las alternativas planteadas.

Tabla 5-18. Comportamiento del Sistema Bogotá bajo cada una de las alternativas planteadas

Año 2012	Alternativa 1 con Nueva Esperanza 500/230/115 kV	Alternativa 2 con Nueva Esperanza 500/230/115 kV	Alternativa 3 con Nueva Esperanza 500/230/115 kV
Generación en 230 kV	Chivor : 1,000 MW (ALTO). Guavio : 225 MW (BAJO) Zipas: 0 MW		
Condición Normal de Operación	TR Bacatá 500/115 = 76 %; TR Bacatá 500/230 = 33 %; TRs Torca = 61 %; TRs Circo = 75 %; Línea Torca-Aranjuez 115 kV = 94 %	TR Bacatá 500/115 = 79 %; TR Bacatá 500/230 = 4%; TRs Torca = 61 % ; TRs Circo = 71 % ; Línea Torca-Aranjuez 115 kV = 94 %	TR Bacatá 500/115 = 69 %; TR Bacatá 500/230 = 9%; TRs Torca = 59%; TRs Circo = 70 %; Línea Torca-Aranjuez 115 kV = 91 %
N-1 L. Primv-Bacatá 500	Riesgo de Colapso del Área por violaciones de tensión en el Norte de la Sabana de Bogotá	Con un despacho menos crítico se elimina el Riesgo de Colapso del Área pero persisten las violaciones de tensión en el Norte de la Sabana de Bogotá	Se elimina el Riesgo de Colapso del Área y la tensión en el Norte de la Sabana de Bogotá se incrementan y se normalizan
N-1 Lin Chiv-Guavio 230	Chivor-Guavio 2- 230 kV = 78 %	Chivor-Guavio 2- 230 kV = 98 %	Chivor-Guavio 2- 230 kV = 94 %
N-1 Noroe-Tenjo 115 kV	Línea Bacatá-Sol 115 kV = 119 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.	Línea Bacatá-Sol 115 kV = 119 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.	Línea Bacatá-Sol 115 kV = 50 % con las tensiones normales y dentro de los límites en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV. Línea Sol-Zipaquirá 115 kV = 110 %
N-1 Bacat-Chía 115 kV	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 115 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 115 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV.	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 50 % con las tensiones normales y dentro de los límites en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV. Línea Sol-Zipaquirá 115 kV = 106 %
N-1 TR Bacatá 500/115	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 108 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa 115 kV.	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 113 % con violación de tensiones en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa 115 kV.	Línea Noro-Tenjo 115 kV = 53% con las tensiones normales y dentro de los límites en Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, el Sol, Chía, TermoZipa, Tenjo y Comsisa 115 kV. Línea Sol-Zipaquirá 115 kV = 120 %
N-1 TR Bacatá 500/230	TRs Bacatá 500/115 kV = 78 %	TRs Bacatá 500/115 kV = 79 %	TRs Bacatá 500/115 kV = 79 %

Fuente: UPME

De la tabla anterior se encuentra:

- Las alternativas 1 y 2 representan una solución a la restricción de generación en Chivor. Sin embargo, ante la contingencia Primavera-Bacatá 500 kV, el área continúa en riesgo de colapso por tensión. Adicionalmente, se siguen presentando violaciones de tensión en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá ante las contingencias Noroeste – Tenjo 115 kV, Bacatá – Chía 115 kV y Bacatá 500/115 kV.
- La alternativa 3 representa una solución a la restricción de generación en Chivor. Así mismo, elimina el riesgo de colapso en el área ante la contingencia Primavera-Bacatá 500 kV y evita las violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá ante las contingencias Bacatá – Chía 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Bacatá 500/115 kV.

Por otro lado, se presenta una sobrecarga en el enlace El sol – Zipaquirá 115 kV ante estos últimos tres eventos de falla (ver Tabla 5-18).

Para efectos de la simulación, se consideró la nueva subestación Norte 230 kV en la barra Zipaquirá 115 kV. Sin embargo, la ubicación exacta de esta nueva subestación junto con sus obras a nivel de STR (incluyendo la conexión con el STN), las definirá el Operador de Red CODENSA en su respectivo estudio de planeamiento. Lo anterior no modifica la viabilidad técnica de la única alternativa que resuelve la problemática del área.

En consecuencia, la alternativa de mejor desempeño eléctrico y que soluciona integralmente los problemas del área es la número 3.

Evaluación económica de la alternativa 3:

De acuerdo con los resultados, las alternativas 1 y 2 por si solas no constituyen una solución integral y requieren inversiones complementarias que conducirían a evaluar solamente la alternativa 3.

Beneficios:

- Disminución de la generación de seguridad en Termozipa ante la contingencia Primavera-Bacatá 500 kV. Se tuvo en cuenta el costo de generación promedio de esta planta y su probabilidad de no despacho. Lo anterior para cuantificar el valor de las reconciliaciones, el sobre costo operativo y los beneficios del proyecto.
- Reducción de la restricción asociada a la limitación de la generación en Chivor ante un escenario de despacho bajo en Guavio y alto en Chivor. Se tuvo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de este evento.

Se valoró el costo de esta restricción como la diferencia entre las reconciliaciones positivas y negativas.

Costos:

Valorados con unidades constructivas de las Resoluciones CREG 011 de 2009 para activos del STN y CREG 097 de 2008 para activos del STR. Para la valoración de la servidumbre de la línea, se tuvo en cuenta un 3.5% del costo de la unidad constructiva "Km de línea de 230 kV".

Costo total = USD Millones \$ 51.1

El proyecto presenta una relación *beneficio / costo* superior a 1.

De otra parte, aunque el proyecto Chivor – Norte – Bacatá es viable técnica y económicamente, existe la posibilidad de dos conexiones adicionales en Chivor, un gran usuario petrolero (192 MW) y el refuerzo para el Meta. Sin embargo, existe limitación de espacio para nuevas bahías en Chivor, por lo que antes de definir una obra complementaria para viabilizar físicamente las futuras conexiones en esta subestación, se requiere determinar la viabilidad técnica y el mejor punto de conexión del usuario petrolero en función de la seguridad y confiabilidad del SIN.

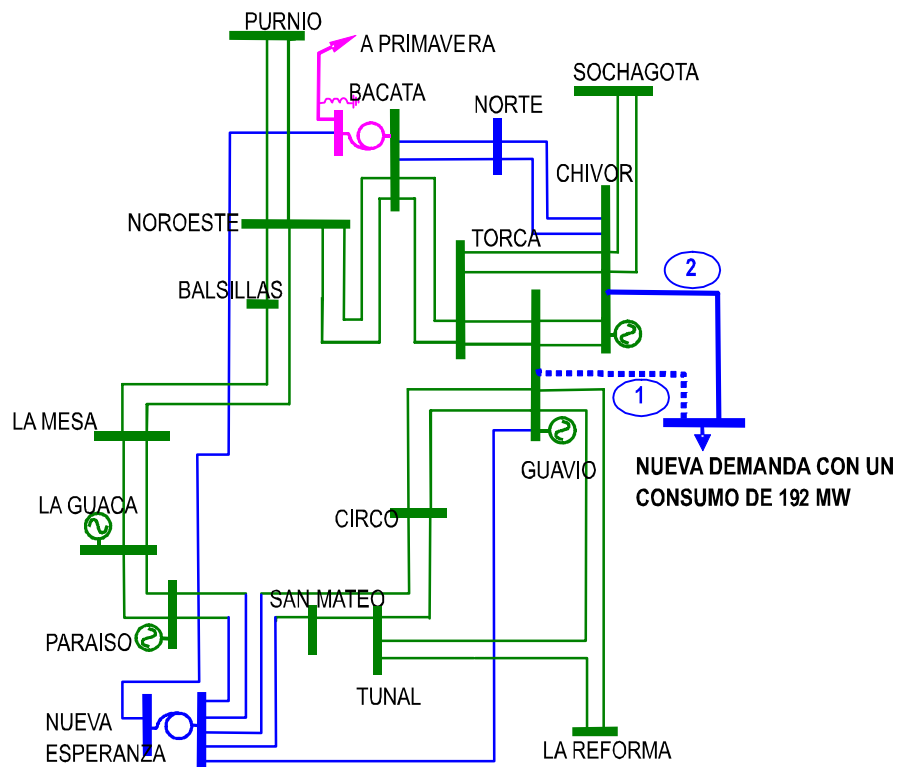
Definición punto de conexión del gran usuario petrolero:

La nueva demanda corresponde a 192 MW del complejo petrolero Campo Rubiales, ubicado en el límite de los departamentos del Meta y Vichada. Las alternativas de conexión son las siguientes:

Alternativa 1. Conexión a la subestación Guavio 230 kV (ver Gráfica 5-9).

Alternativa 2. Conexión a la subestación Chivor 230 kV (ver Gráfica 5-9).

Gráfica 5-9. Alternativas de conexión del Gran Usuario



Fuente: UPME

Tabla 5-19. Escenarios contemplados para la conexión del gran usuario

Alternativa	Escenario de Despacho	Escenarios topológicos
Conexión a Guavio 230 kV	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 1,200 MW	Condiciones Normales de Operación
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 425 MW	Contingencia Guavio - Chivor 230 kV
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 225 MW	Contingencia Chivor - Torca 230 kV
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 1,200 MW	Contingencia Guavio - Torca 230 kV
Conexión a Chivor 230 kV	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 425 MW	Contingencia Primavera - Bacatá 500 kV
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 225 MW	
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 1,200 MW	
	* Chivor = 1,000 MW * Guavio = 225 MW	

Fuente: UPME

Supuestos:

- Periodo de demanda máxima y mínima.
- Escenarios operativos críticos más probables. Ver Tabla 5-19.
- Demanda puntual de 192 MW con un factor de potencia mínimo de 0.9. Esto permite identificar los requerimientos del STN con la incorporación de esta nueva demanda.

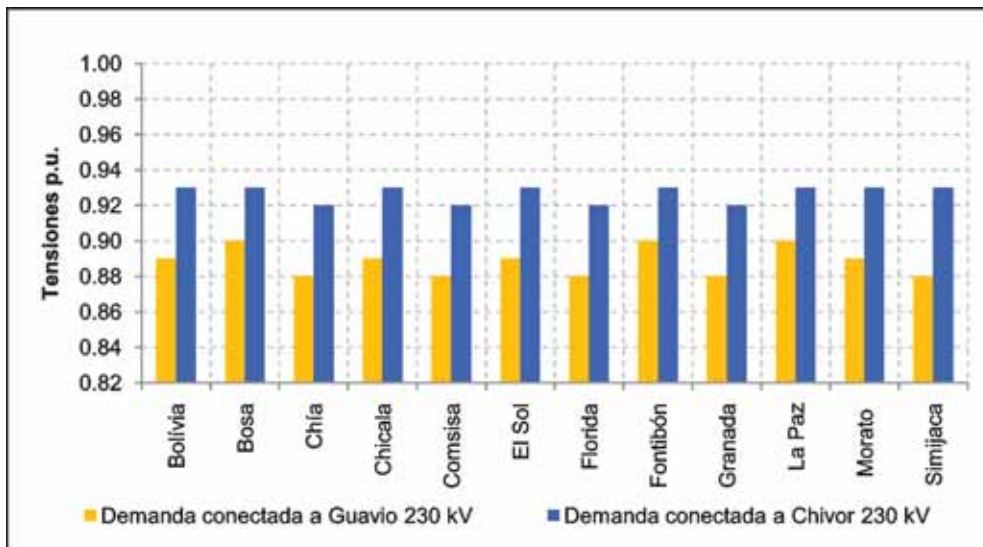
En la Tabla 5-20 y la Gráfica 5-10 se presenta el desempeño del Sistema para cada una de las alternativas estudiadas.

Tabla 5-20. Cargabilidad de la línea Guavio – Chivor 230 kV para las dos Alternativas

Cargabilidad del enlace Chivor - Guavio 230 kV			
Despacho	Condición	Demanda conectada a Guavio 230 kV	Demanda conectada a Chivor 230 kV
Chivor + Guavio = 2,200 MW	Condiciones Normales de Operación	21.5%	5.0%
	N-1 Chivor - Guavio 230 kV	35.0%	6.0%
	N-1 Guavio - Torca 230 kV	14.5%	5.5%
	N-1 Chivor - Torca 230 kV	30.0%	11.5%
Chivor + Guavio = 1,425 MW	Condiciones Normales de Operación	57.0%	39.0%
	N-1 Chivor - Guavio 230 kV	93.0%	65.0%
	N-1 Guavio - Torca 230 kV	52.0%	35.0%
	N-1 Chivor - Torca 230 kV	62.0%	45.0%
Chivor + Guavio = 1,225 MW	Condiciones Normales de Operación	67.0%	47.0%
	N-1 Chivor - Guavio 230 kV	107.0%	80.0%
	N-1 Guavio - Torca 230 kV	63.0%	46.0%
	N-1 Chivor - Torca 230 kV	72.0%	55.0%

Fuente: UPME

Gráfica 5-10 Comportamiento de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV para las dos Alternativas



Fuente: UPME

Respecto a la conexión del gran usuario a la subestación Guavio, se encuentra:

- Considerando los escenarios de despacho críticos, antes de la entrada del proyecto Chivor – Norte – Bacatá 230 kV, la contingencia de uno de los circuitos Chivor – Guavio implica en el circuito paralelo una cargabilidad superior al 137%, lo cual puede ocasionar su desconexión, pérdida de sincronismo en Chivor y su consecuente riesgo de colapso.
- Considerando los escenarios de despacho críticos y el proyecto Chivor – Norte – Bacatá en operación, la contingencia de uno de los circuitos Chivor – Guavio implica una cargabilidad superior al 100% en el enlace paralelo. Aunque lo anterior inicialmente no constituye una violación, con el crecimiento de la demanda la situación descrita se agrava.
- Adicionalmente, con despachos inferiores a 425 MW en Guavio, la contingencia de la línea Primavera – Bacatá 500 kV ocasiona violaciones de tensiones en algunas subestaciones del área Bogotá. Con el crecimiento de la demanda, la situación descrita se agrava. Lo anterior es independiente del proyecto Chivor – Norte – Bacatá.

Respecto a la conexión del gran usuario a la subestación Chivor, se encuentra:

- Considerando el proyecto Chivor – Norte – Bacatá en operación, a diferencia de la conexión en Guavio, no se presentan violaciones bajo las contingencias estudiadas.

- Antes de la entrada en operación del proyecto Chivor – Norte – Bacatá, se reduce el impacto de la contingencia en uno de los circuitos Chivor – Guavio bajo el escenario de despacho crítico descrito. No obstante, el evento de falla más severo para el área sigue siendo la salida de la línea Primavera – Bacatá 500 kV. Esto quiere decir que deben evaluarse las implicaciones operativas asociadas a la conexión del usuario.

Conclusiones respecto a la conexión del gran usuario petrolero:

- Resulta viable la conexión del usuario a la subestación Chivor 230 kV. Eléctricamente presenta mejor desempeño con respecto a la conexión en Guavio.
- Independientemente del punto de conexión, aumentan los requerimientos de potencia activa y reactiva en el área Oriental.
- Es necesario instalar compensación capacitiva interna en el complejo petrolero. Esto garantiza la potencia reactiva requerida por la carga y reduce los esfuerzos adicionales del SIN. El usuario debe definir la necesidad de reactores inductivos de línea a fin de controlar posibles sobretensiones en periodos de baja demanda, ya que las líneas asociadas a la conexión tienen una longitud superior a 250 km.

En consecuencia, dado que la conexión de los 192 MW del usuario petrolero se debe realizar en Chivor 230 kV y debido a la limitación de espacio en dicha subestación bajo la configuración actual, se requiere definir una obra adicional que viabilice físicamente la conexión del doble circuito hacia Norte, del doble circuito del gran usuario petrolero y permita la conexión de futuras obras como puede ser el refuerzo para el departamento del Meta.

Obra adicional para viabilizar la conexión de los nuevos usuarios.

Después de analizar y descartar algunas opciones, se consideraron las siguientes alternativas:

Alternativa 1. Reconfiguración de la actual subestación Chivor 230 kV de barra principal más transferencia a interruptor y medio.

Esta alternativa permitiría disponer de 8 campos para nuevas bahías de conexión. Posterior al diseño y adquisición de los equipos necesarios, en la etapa de construcción, que tardaría cerca de un (1) año, se deben programar desconexiones parciales con los consecuentes riesgos para la operación del sistema y obvios sobrecostos al forzar el despacho en algunas centrales y restringirlo en otras.

Según la reglamentación vigente se trataría de una “Ampliación”, caso en el cual la obra la realizaría el propietario de la subestación.

Alternativa 2. Nueva subestación Chivor II 230 kV y conexión entre Chivor y Chivor II a través de un doble enlace.

Esta alternativa permite diseñar la subestación según los requerimientos actuales y futuros. No representa un riesgo operativo durante la construcción. El enlace entre subestaciones deberá tener una capacidad de al menos 2,000 A y puede ser conveniente construirlo en torres independientes a fin de evitar riesgos ante contingencias.

Aunque las dos alternativas son técnicamente viables y permiten viabilizar la conexión de los proyectos asociados y las expansiones previstas, la Alternativa 2 representa menor riesgo a la operación durante la construcción. Su definición está sujeta a la evaluación económica.

Evaluación Económica

Beneficios

Atender nueva demanda y viabilizar la conexión del proyecto Chivor – Norte – Bacatá 230 kV y las expansiones previstas que confluyan hacia Chivor.

Costos Alternativa 1

Es el costo de las restricciones durante la etapa de ejecución de los trabajos más el costo de inversión correspondiente a la diferencia entre la valoración de una subestación interruptor y medio y una subestación barra principal con transferencia.

$$\text{Costo} = [\text{Subestación (I y } \frac{1}{2}) - \text{Subestación (BPT)}] + \text{Costo restricciones}$$

Las restricciones asociadas se calcularon así: **i)** se asumió un tiempo de ejecución de obras de 12 meses; **ii)** se asumió un tiempo de intervención por bahía de un mes con trabajos simultáneos; y **iii)** se cuantificó la limitación de la generación de Chivor para cada intervención determinando así el sobre costo para el Sistema.

Costos Alternativa 2

Es el costo de inversión correspondiente a la valoración en Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para una nueva subestación junto con el enlace o enlaces de conexión entre las dos subestaciones. Se asumió un máximo de 5 km.

Es importante mencionar que se consideró para la valoración de la servidumbre de la línea, el 3.5% del costo de la unidad constructiva “Km de línea de 230 kV”.

En la Tabla 5-21 se presenta la valoración económica de las dos Alternativas.

Tabla 5-21. Valoración económica de las Alternativas

Alternativas para la Subestación Chivor 230 kV		Costo (millones USD dic-09)
Reconfiguración subestación actual	S/E (IM) – S/E (BPT)	3.04
	Sobrecosto por restricciones	4.83
	TOTAL Alternativa 1	7.88
Nueva Subestación Chivor II + conexión con la actual subestación.	TOTAL Alternativa 2	7.23

Fuente: UPME

Para el caso de la reconfiguración, se encontraron sobrecostos no inferiores a US\$ 4.83 Millones, valor muy conservador toda vez que solo considera la limitación al despacho por la salida de una bahía de generación o de línea a la vez, es decir, bajo la nueva condición normal de operación y no valora los sobrecostos debidos a las limitaciones por contingencias.

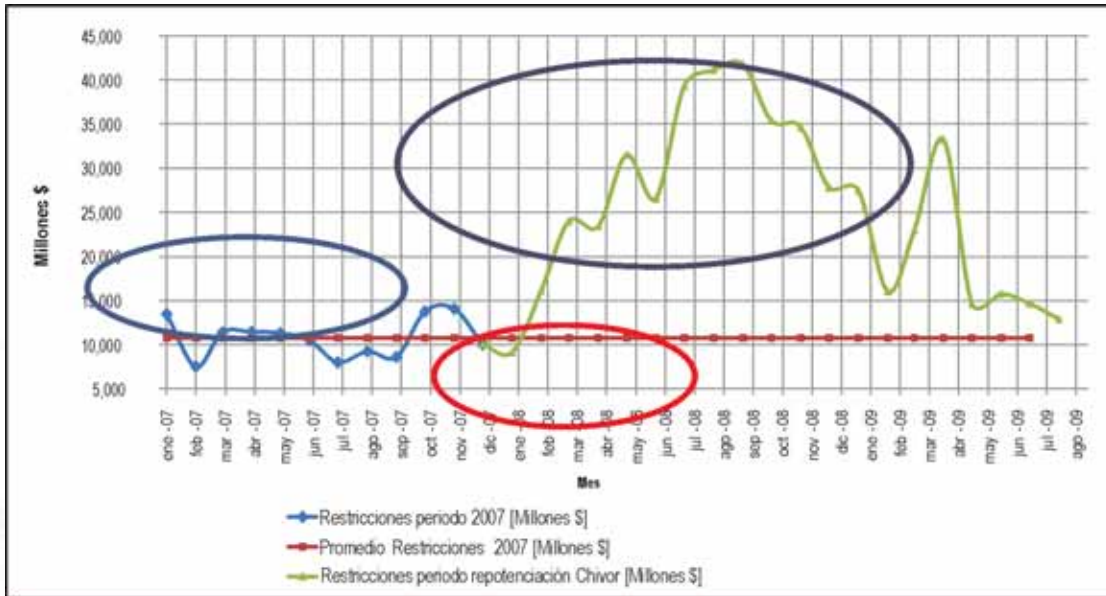
Se concluye que, aunque las dos alternativas presentan relación beneficio / costo superior a 1, la Alternativa 2 presenta ventaja técnica y económicas, por lo cual resulta más conveniente.

De manera complementaria, dada la complejidad de establecer los sobrecostos operativos asociados a la reconfiguración de la subestación Chivor 230 kV, la UPME realizó una evaluación indicativa con base en la experiencia de los trabajos de repotenciación (cambio de interruptores) en dicha subestación. Se asumió que el tiempo y las actividades serían similares. La metodología fue la siguiente:

- Se consideró el costo promedio de las restricciones en el año 2007, antes del inicio de obras.
- Se identificaron los periodos de trabajos solo en Chivor, es decir, no se consideraron los periodos de trabajos simultáneos con San Carlos.
- Se estableció el mínimo valor mensual de restricciones respecto al promedio de 2007. Se calculó la diferencia entre los dos valores anteriores.

En la Gráfica 5-11 se pueden apreciar los valores históricos de las restricciones, los cuales sirvieron como base para el análisis.

Gráfica 5-11. Costo mensual de las restricciones en el periodo 2007 – 2009



Fuente: XM

El presente ejercicio indicativo muestra que en un periodo de 12 meses de obras y desconexiones, el sobrecosto operativo podría superar los US\$ 20 Millones, ratificando la inviabilidad económica de la reconfiguración de Chivor 230 kV frente a una nueva subestación.

Conclusión del Área:

Dada la viabilidad técnica y económica de la nueva subestación Chivor II y el proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, la UPME recomienda para el año 2013 la ejecución de estas dos obras.

En la Tabla 5-22 y la Tabla-5-23 se presenta la valoración de ambos proyectos en Unidades Constructivas. La Gráfica 5-12 presenta la disposición del STN una vez entren estas dos expansiones.

Nota: Para efectos de valoración, se consideraron las nuevas subestaciones en Interruptor y Medio. Sin embargo, estas configuraciones se definirán en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria.

Tabla 5-22. Valoración del Proyecto Chivor II – Bacatá – Norte 230 kV

PROYECTO CHIVOR II - NORTE - BACATÁ 230 kV						
Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva CREG 097 de 2008	Cantidad	Costo Unitario \$ Dic/07	Costo Total \$ Dic/07
1	N5T14	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA	336	37,764,000	12,688,704,000
2	N5T14	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA	6	263,494,000	1,580,964,000
3	N4S8	30	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	2	624,348,000	1,248,696,000
4	N4EQ2	40	Transformadores de tensión nivel 4.	6	33,967,000	203,802,000
Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva CREG 011 de 2009	Cantidad	Costo Unitario \$ Dic/07	Costo Total \$ Dic/08
5	SE242	30	Módulo común 230, tipo 1, Todas	1	4,912,136,000	4,912,136,000
6	SE232	30	Módulo de barraje tipo 1 IM	1	457,662,000	457,662,000
7	SE211	30	Bahía línea 230, Int y Medio	6	2,569,253,000	15,415,518,000
8	SE207	30	Bahía línea 230, DBT (Doble barra + transferencia)	2	2,615,170,000	5,230,340,000
9	SE212	30	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 230 kV	2	2,026,751,000	4,053,502,000
10	SE219	30	Corte central (IM)	4	942,679,000	3,770,716,000
11	LI233	40	Línea 230 kV, 2 Circuito, 2 subconductores por fase, Nivel 3	115	617,042,000	70,959,830,000

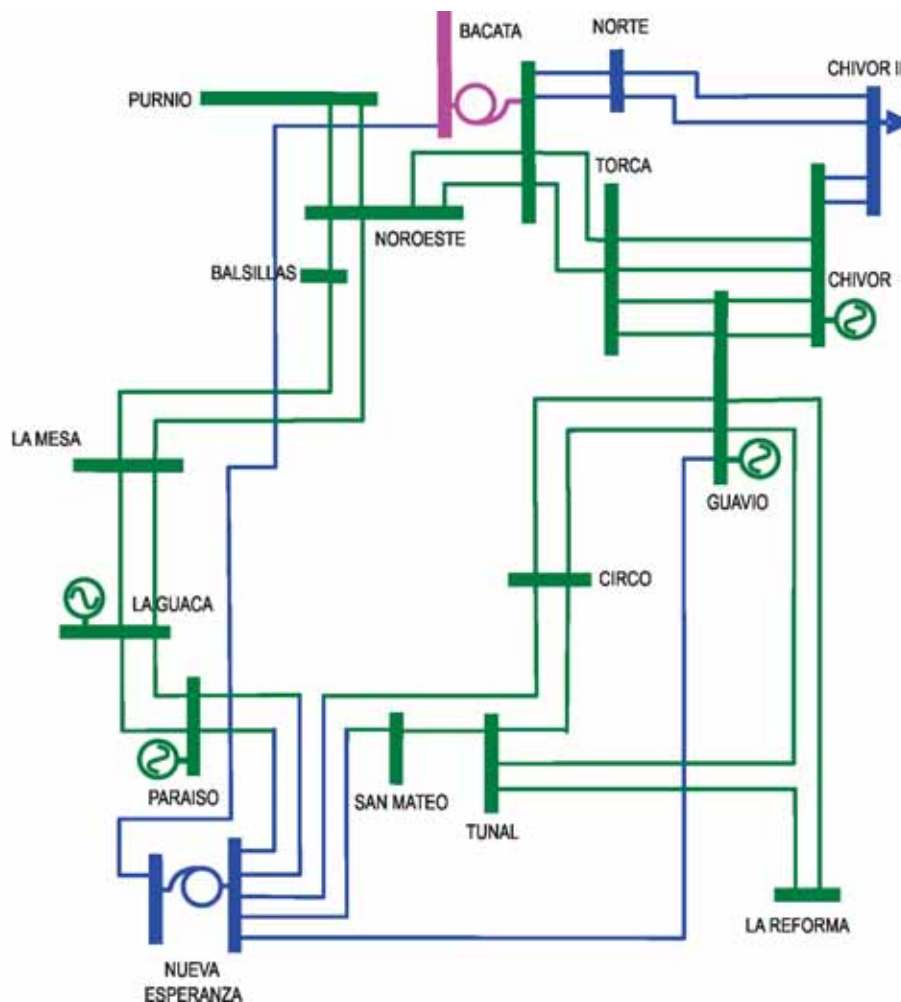
Fuente: UPME

Tabla 5-23. Valoración de la nueva subestación Chivor II 230 kV y su conexión a la actual subestación Chivor

Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva	Cantidad	Costo Unitario Miles\$ Dic/08	Costo Total Miles\$ Dic/08
1	SE243	30	Módulo común tipo 2 i1/2 - 230 kV	1	5,388,038	5,388,038
2	SE237	30	Módulo de Barraje - Tipo 2 - i 1/2 230 kV	1	623,472	623,472
3	SE219	30	Corte central - i1/2 -230 kV	1	942,679	942,679
4	SE211	30	Bahía de línea i-1/2	2	2,569,253	5,138,506
5	SE203	30	Bahía de línea Bp + t	2	2,435,395	4,870,790
6	LI231	40	km de línea. 1 circuitos y 2 subconductores por fase a 230 kV	6	423,972	2,543,833

Fuente: UPME

Gráfica 5-12 Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV



Fuente: UPME

5.5.5 Análisis Área Meta

Problemática:

- Violaciones de tensión en todas las subestaciones del Meta ante la contingencia de la línea Guavio - Reforma 230 kV.
- La falla de alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Reforma ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Lo anterior puede ocasionar un colapso en el área.

Propuesta

El Operador de Red EMSA propone en su Plan de Expansión una nueva subestación denominada Jaguar (Altillanura) 230/115 kV conectada desde la subestación Chivor 230 kV.

Dado que el estudio fue radicado en la UPME en el mes de febrero del año 2010, incluso después de la versión preliminar del Plan 2010-2024, en la actualidad dicho proyecto está bajo evaluación.

5.5.6 Análisis Área Bolívar

Antecedentes:

El Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 180609 de noviembre 26 de 2009, modificó la fecha de entrada en operación del proyecto el Bosque para mayo 20 del año 2011.

Problemática:

- Agotamiento de la red (transformadores y líneas del STR).
- Violaciones en el área ante contingencia.

Supuestos:

- Se contemplan dos escenarios de despacho. Con máxima y mínima generación en el área.
- Compensación capacitiva de 43.2 MVAR en la subestación Ternera 66 kV (en operación desde el 6 de diciembre de 2009).
- El enlace Bocagrande – El Bosque 66 kV normalmente abierto (hasta la entrada del proyecto El Bosque).

Las anteriores medidas operativas se implementaron para reducir la cargabilidad del enlace Termocartagena – Bocagrande 66 kV y de los transformadores 220/66 kV de la subestación Ternera.

La Tabla 5-24 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

Tabla 5-24. Comportamiento del Sistema año 2010

Año 2010	
Generación en el área	Mínima
Condición Normal de Operación	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 60.6 % * Chambacú - Cartagena 66 kV = 86.5 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 89.5 %
	Sensibilidad: máxima generación en el área * Bocagrande - Cartagena 66 kV = 60.5 % * Chambacú - Cartagena 66 kV = 94.9 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 82.3 % * Cospique - Ternera 66 kV = 91.7 %
N-1 TR Cartagena 220/66 kV	* Ternera - Zaragocilla 66 kV = 108 % * TR Ternera 220/66 kV = 93.7 % * TR Cartagena 220/66 kV = 86.2 %
N-1 TR Ternera 220/66 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 109.3 % * Chambacú - Cartagena 66 kV = 99.3 % * TR Ternera 220/66 kV = 113.7 %
N-1 Bolívar - Ternera 220 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 92.6 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 94.5 %
N-1 Bolívar - Cartagena 220 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 90.1 % * Bolívar - Ternera 220 kV = 106 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 95.3 %
N-1 Bocagrande - Cartagena 66 kV	* Bosque - Ternera 66 kV = 112.3 % * Chambacú - Cartagena 66 kV = 96.4 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 95.3 %
N-1 Cartagena - Chambacú 66 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 113.3 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 192.8 %
N-1 Zaragocilla - Chambacú 66 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 91.1 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 99.1 %
N-1 Ternera - Zaragocilla 66 kV	* Chambacú - Zaragocilla 66 kV = 110.3 % * Chambacú - Cartagena 66 kV = 183.8 %
N-1 Ternera - El Bosque 66 kV	* Bocagrande - Bosque 66 kV = 111 % * Bocagrande - Cartagena 66 kV = 178.8 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 106.5 %

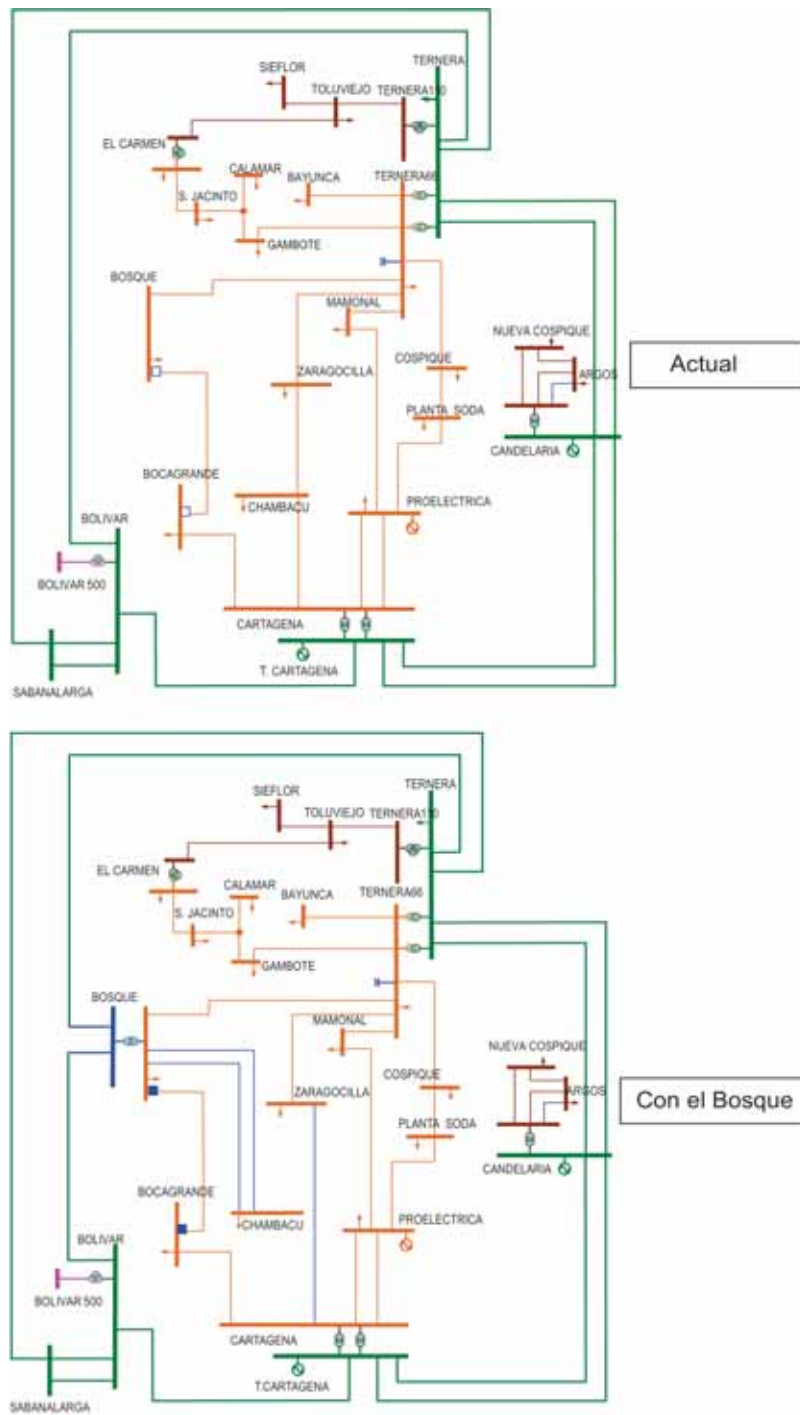
Fuente: UPME

Respecto a las condiciones esperadas para el área en el año 2010, se puede concluir:

- Las líneas Chambacú – Cartagena 66 kV y Cospique – Ternera 66 kV presenta una cargabilidad superior al 90% ante máximo despacho en el área.
- Las contingencias sencillas del transformador Cartagena 220/66 kV y líneas Bocagrande – Cartagena 66 kV, Cartagena – Chambacú 66 kV, Ternera – Zaragocilla 66 kV y Ternera – El Bosque 66 kV, ocasionan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR. Lo anterior puede ocasionar la pérdida de toda la demanda de la ciudad de Cartagena.
- La contingencia de uno de los transformadores 220/66 kV de la subestación Ternera ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.
- La contingencia del transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria ocasiona la pérdida de las demandas asociadas a las subestaciones Candelaria, Argos y Nueva Cospique.

En la Gráfica 5-13 se observa el diagrama unifilar del área (con y sin expansión).

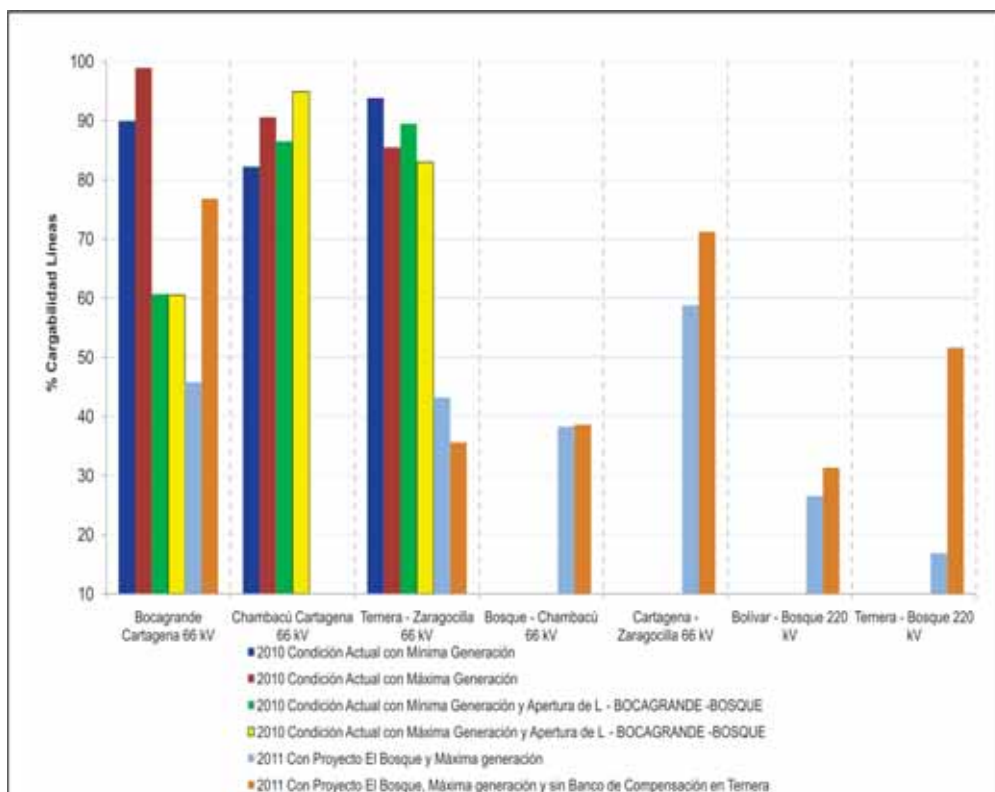
Gráfica 5-13 Diagrama Unifilar Bolívar



Fuente: UPME

En la Gráfica 5-14 y la Tabla 5-25 se presenta el desempeño del STR considerando la red actual y la entrada de El Bosque ante diferentes condiciones operativas.

Gráfica 5-14. Cargabilidad de las líneas del STN y el STR



Fuente: UPME

Con respecto a las medidas operativas y la entrada del proyecto El Bosque se puede concluir:

- La apertura de la línea Bocagrande – Bosque 66 kV reduce la cargabilidad de los enlaces Bocagrande – Cartagena 66 kV y Ternera – Zaragocilla 66 kV. Sin embargo, esta medida disminuye la confiabilidad del STR. Bajo esta topología, las demandas de Bosque y Bocagrande se alimentan radialmente de las subestaciones Ternera y Cartagena, respectivamente.

Tabla 5-25. Comportamiento del Sistema considerando la entrada de la nueva subestación el Bosque 220/66 kV.

Año 2011. Considerando el proyecto El Bosque 220/66 kV	
Generación en el área	Miníma
Condición Normal de Operación	* Bocagrande - Bosque 66 kV = 26.5 % * Bocagrande - Cartagena 66 kV = 45.8 % * Cartagena - Zaragocilla 66 kV = 58.8 % * Ternera - Zaragocilla 66 kV = 89.5 % * Bolívar - Bosque 220 kV = 52.5 % * Ternera - Bosque 220 kV = 16.1 %
N-1 TR Cartagena 220/66 kV	* Ternera - Zaragocilla 66 kV = 52.9 % * TR Ternera 220/66 kV = 56.9 %
N-1 TR Ternera 220/66 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 41.8 % * Bolívar - Bosque 220 kV = 53.9 % * Cartagena - Zaragocilla 66 kV = 71.2 %
N -1 TR Bosque 220/66 kV	* Bocagrande - Cartagena 66 kV = 146.8 % * Bosque - Ternera 66 kV = 99.2 % * Bocagrande - Bosque 66 kV = 81.3 %
N -1 Bolívar - Cartagena 220 kV	* Bolívar - Bosque 220 kV = 96.3 % Sensibilidad: Con máxima generación en el área * Bosque - Ternera 220 kV = 97 %
N -1 Bosque - Ternera 66 kV	Sensibilidad: Con máxima generación en el área. * Bocagrande - Cartagena 66 kV = 92.4 %
N -1 Ternera - Zaragocilla 66 kV	Sensibilidad: Con máxima generación en el área. * Cartagena - Zaragocilla 66 kV = 104 %
N -1 Bosque - Chambacú 66 kV	* Bosque - Chambacú 66 kV = 85 %
N -1 Zaragocilla - Cartagena 66 kV	* Ternera - Zaragocilla 66 kV = 102 %

Fuente: UPME

Así mismo, la apertura de este enlace incrementa el nivel de carga en la línea Chambacú – Cartagena 66 kV.

- Con la entrada del proyecto El Bosque a partir del año 2011, se aprecia una importante reducción en la cargabilidad de los enlaces a 66 kV Bocagrande – Cartagena y Ternera – Zaragocilla. Así mismo, se eliminan las violaciones por sobrecarga ante la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores 220/66 kV de Ternera y Cartagena.

Sin embargo, se observan violaciones en el STR ante las contingencia del transformador Bosque 220/66 kV y líneas Ternera – Zaragocilla 66 kV y Zaragocilla – Cartagena 66 kV.

- La cargabilidad del transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria es superior al 100% a partir del año 2012. Lo anterior es independiente del proyecto El Bosque.

Adicionalmente, se realizaron análisis en el STN con el objetivo de identificar escenarios de contingencia que ocasionen limitación a la máxima generación del área. Al respecto, se encontró que ante máximo despacho en el periodo de demanda mínima, la contingencia Bolívar – Cartagena 220 kV ocasiona una cargabilidad del 125% en el corredor Bolívar – Bosque – Ternera 220 kV. Lo anterior indica que se presenta una violación por sobrecarga del 5%, esto considerando el límite de cargabilidad del enlace Bolívar – Ternera 220 kV. Esta situación será objeto de revisión.

Como se pudo constatar, la entrada de el proyecto El Bosque 220/66 kV y redes asociadas no es suficiente. Por tal razón se llama la atención del OR ELECTRICARIBE para realizar los estudios correspondientes y ejecutar la expansión propuesta en el año 2007, en relación al cambio en el nivel de tensión de las redes de 66 kV a 110 kV y solucionar los problemas de cargabilidad y radialidad asociados a la contingencia del transformador de Candelaria.

5.5.7 Análisis Área Cauca – Nariño

Problemática

- Agotamiento de la capacidad de transformación STN/STR en Jamondino.
- Bajas tensiones en Tumaco 115 kV.
- Violaciones en el área ante contingencia sencilla.

Supuestos:

- Máximas transferencias a Ecuador.
- Se consideran diferentes escenarios topológicos en relación con los enlaces Catambuco – El Zaque 115 kV y Popayán – Río Mayo 115 kV.

La Tabla 5-26 contiene los resultados del comportamiento del sistema.

Tabla 5-26. Resultados año 2010 Área Cauca – Nariño

Año 2010		
Topología enlaces 115 kV	Catambuco - Zaque: abierta Popayán - Río Mayo: abierta	Catambuco - Zaque: cerrada Popayán - Río Mayo: cerrada
Condición Normal de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 106 % * TR Páez 230/115 kV = 72 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 25 % * Tumaco 115 kV = 0.88 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 54 % * Santander - San Bernardino 115 kV < 90 % 	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 70 % * TR Páez 230/115 kV = 76 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 52 % * Tumaco 115 kV = 0.86 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 66 % * Santander - San Bernardino 115 kV < 90 %
N -1 TR Jamondino 230/115 kV	* Se pierde toda la demanda del departamento de Nariño.	* Se pierde el 50 % de la demanda del departamento de Nariño.
N -1 TR San Bernardino 230/115 kV	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 106 % * TR Páez 230/115 kV = 89 % * Tumaco 115 kV = 0.88 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 72 % * Santander - San Bernardino 115 kV < 90 % 	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 88 % * TR Páez 230/115 kV = 100 % * Tumaco 115 kV = 0.87 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 96 % * Santander - San Bernardino 115 kV = 113 %
N -1 TR Páez 230/115 kV	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 106 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 41 % * Tumaco 115 kV y Propal 115 kV < 0.9 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 92 % * Santander - San Bernardino 115 kV < 90 % 	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 73 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 67 % * Tumaco 115 kV < 0.9 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 106 % * Santander - San Bernardino 115 kV < 90 %

Fuente: UPME

Con respecto a las condiciones esperadas para el año 2010 se puede concluir:

- El transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino supera su capacidad nominal. El cierre de los enlaces entre Cauca y Nariño permiten reducir el nivel de carga de este banco cerca del 36%.
- La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino implica cerca del 90% de demanda no atendida en todo el departamento de Nariño. Al cerrar los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán Río Mayo, sería posible atender cerca del 50% de la demanda.
- Si se consideran cerrados los enlaces entre Cauca y Nariño, las contingencias sencillas de los transformadores Páez 230/115 kV y San Bernardino 230/115 kV, ocasionan violaciones por sobrecarga en las líneas 115 kV Santander – San Bernardino y Pance – Santander. Ver Tabla 5-26.
- Se observan violaciones de tensión en Tumaco 115 kV.

El cierre de los enlaces entre Cauca y Nariño reduce el nivel de carga del transformador de Jamondino. Sin embargo, debe establecerse la conveniencia operativa de esta medida, ya que bajo ciertos escenarios de falla como puede ser la doble contingencia Jamondino – San Bernardino 230 kV, es posible que se presenten violaciones en todo el STR (toda la

potencia post falla que circula por el doble circuito Jamondino – San Bernardino 230 kV transitaría por la red a 115 kV).

En este sentido, se invita al CND – XM a conceptualizar sobre esta medida operativa de corto plazo.

Como solución se consideraron las siguientes alternativas de expansión (ver Gráfica 5-15):

Alternativa 1. Segundo transformador 230/115 kV en la subestación Jamondino.

Alternativa 2. Nueva subestación Jardinera 230/115 kV. Energizar a 230 kV el tramo Jamondino - Jardinera de la actual línea Jamondino - Junin 115 kV. A partir de Jardinera, el mencionado enlace continuaría a 115 kV hasta Tumaco.

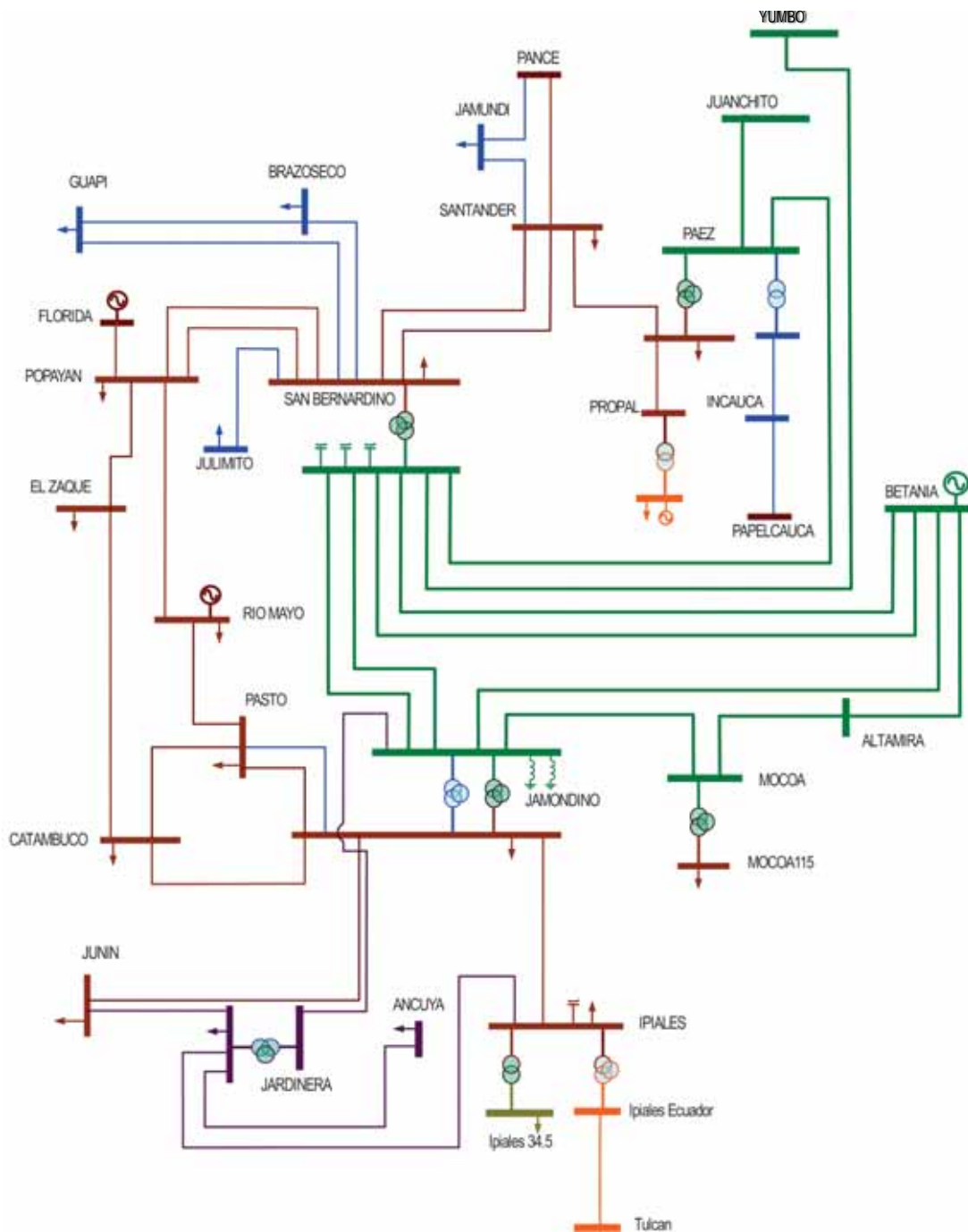
Alternativa 3. Igual que la alternativa 2 más un nuevo circuito Jardinera – Ipiales 115 kV.

En la Tabla 5-27 se presenta el comportamiento del sistema en el mediano plazo para cada una de estas alternativas.

Se puede concluir:

- El segundo transformador en Jamondino permite atender la demanda bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, se presentan violaciones ante las contingencias sencillas del transformador Jamondino 230/115 kV y la línea Jamondino – Pasto 115 kV.
- Con la nueva subestación Jardinera (alternativas 2 y 3) es posible atender la demanda bajo condiciones normales de operación. No obstante, se presenta un alto porcentaje de demanda no atendida ante la contingencia del transformador Jamondino 230/115 kV.
- En el mediano plazo, ninguna de las alternativas por si sola es suficiente, ya que en los tres casos habría demanda no atendida. Adicionalmente, persisten los problemas de tensión en la subestación Tumaco 115 kV.
- De otra parte, con los enlaces entre Cauca y Nariño abiertos, la contingencia en San Bernardino causaría violaciones de tensión y sobrecargas en el transformador de Páez y líneas entre Santander y San Bernardino.

Gráfica 5-15. Diagrama unifilar Área Cauca – Nariño.



Fuente: UPME

Tabla 5-27. Resultados Análisis Área Cauca - Nariño Año 2017

Expansión	Año 2017		
	Segundo TR Jamondino 230/115 kV	Con Jardinera 230 kV	Con Jardinera 230 kV y enlace Jardinera - Ipiales 115 kV
Condición Normal de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * TRs Jamondino 230/115 kV = 68 % * TR Páez 230/115 kV = 90 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 54 % * Tumaco 115 kV, Junín 115 kV < 0.9 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 52 % * Santander - San Bernardino 115 kV = 30 % 	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 94 % * TR Páez 230/115 kV = 90 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 55 % * TR Jardinera 230/115 kV = 40 % * Tumaco 115 kV = 0.9 p.u., Junín 115 kV = 0.97 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 51 % * Santander - San Bernardino 115 kV = 30 % 	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 78 % * TR Páez 230/115 kV = 90 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 55 % * TR Jardinera 230/115 kV = 54 % * Tumaco 115 kV = 0.8 p.u., Junín 115 kV = 0.95 p.u. * Pance - Santander 115 kV = 51 % * Santander - San Bernardino 115 kV = 30 % * Jamondino - Jardinera 230 kV = 100 %
N-1 TR Jamondino 230/115 kV	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 144 % * Tumaco 115 kV, Junín 115 kV < 0.9 p.u. * Jamondino - Pasto 115 kV = 71 % * Jamondino - Catambuco 115 kV = 38 % 	<ul style="list-style-type: none"> * Solo se puede atender Junín, Tumaco y Jardinera. La restante demanda de Nariño hay que racionarla. Tampoco se puede atender Ipiales. * TR Jardinera 230/115 kV = 38 % * Tumaco 115 kV = 0.9 p.u., Junín 115 kV = 0.96 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> * Se debe racionar cerca del 50 % de las demandas en Catambuco, Río Mayo, Ipiales, Pasto y Jamondino. * TR Jardinera 230/115 kV = 78 % * Tumaco 115 kV = 0.87 p.u., Junín 115 kV = 0.94 p.u. * Jardinera - Jamondino 230 kV = 148 %
N-1 TR Jamondino 230/115 kV cerrando los enlaces 115 kV Catambuco - El Zaque y Popayán - Río Mayo.	<ul style="list-style-type: none"> * TR Jamondino 230/115 kV = 113 % * TR Páez 230/115 kV = 96 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 76 % * Tumaco 115 kV, Junín 115 kV < 0.9 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> * Se debe racionar entre el 30 y 50 % de las demandas en Catambuco, Río Mayo, Ipiales, Pasto y Jamondino. * TR Páez 230/115 kV = 96 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 88 % * TR Jardinera 230/115 kV = 28 % * Tumaco 115 kV = 0.87 p.u., Junín 115 kV = 0.94 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> * Se debe racionar entre el 10 y 20 % de las demandas en Catambuco, Río Mayo, Ipiales, Pasto y Jamondino. * TR Páez 230/115 kV = 95 % * TR San Bernardino 230/115 kV = 88 % * TR Jardinera 230/115 kV = 81 % * Tumaco 115 kV = 0.87 p.u., Junín 115 kV = 0.94 p.u. * Jardinera - Jamondino 230 kV = 146 %
N-1 Jamondino - Pasto 115 kV	Jamondino - Catambuco 115 kV = 115 %	No se observan violaciones	No se observan violaciones

Fuente: UPME

De acuerdo con los análisis de la UPME, se encuentra conveniente que inicialmente se instale el segundo transformador en Jamondino y posteriormente, de acuerdo con análisis complementarios, la nueva subestación Jardinera. Se reitera, como ya se mencionó, que la conexión inicial de Jardinera ante contingencia en Jamondino, implica un importante porcentaje de demanda no atendida, comprometiendo la confiabilidad del sistema de Nariño.

Al respecto, nuevamente se llama la atención al OR sobre la urgente necesidad de implementar la solución requerida.

5.5.8 Análisis Área Córdoba – Sucre

Problemática:

- Los dos transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú presentan una cargabilidad superior al 90%. Se presenta riesgo de colapso en el área ante la contingencia de uno de ellos.

- Con el enlace Río Sinú – Montería 110 kV abierto, se presentan violaciones de tensión en la subestación Río Sinú 110 kV.
- Las contingencias sencillas Chinú – San Marcos 110 kV, Chinú – Sincelejo 110 kV, Sincelejo – Magangué 110 kV y Magangué – Mompox 110 kV, ocasionan pérdida de carga (demandas abastecidas radialmente). Al respecto, el OR presentó una propuesta de mitigación de riesgo, la cual considera la línea Mompox – El Banco 110 kV y compensación capacitiva en esta última subestación.

En la Tabla 5-28 se presentan los resultados del comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

Tabla 5-28. Diagnóstico Área Chinú

Escenario de Despacho	Hidráulico
* Condición Normal de Operación * Enlace Montería - Río Sinú	Río Sinú <0.9 p.u (radial con respecto a Urrá). TRs Chinú 500/110 kV >90 %
N-1 Chinú-San Marcos; N-1 Chinú-Sincelejo; N-1 Sincelejo-Magangué; N-1 Magangué-Mompox	Pérdida de demanda importante en el área
N-1 TR Chinú	Magangué; Boston; Mompox <0.9 p.u. TR Chinú = 192 %

Fuente: UPME

Es urgente la necesidad de expansión en el área. En condiciones normales de operación y ante contingencias en líneas y transformadores se observan violaciones.

Se analizaron nuevamente las siguientes alternativas:

- Alternativa 1.** En Chinú, remplazo de un transformador 500/110 kV de 150 MVA por uno de 250 MVA.
- Alternativa 2.** Instalación del tercer transformador 500/110 kV de 150 MVA en la subestación Chinú.
- Alternativa 3.** Nueva subestación Montería 220/110 kV- 200 MVA, transformador 500/220 kV - 360 MVA en Chinú y línea Chinú – Montería 220 kV.

La Tabla 5-29 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla para cada una de las alternativas.

Tabla 5-29 Resultados Análisis Área Chinú Año 2011

AÑO 2011	Alternativa 1. Reemplazo de un transformador 500/110 - 150 MVA por uno de 250 MVA.		Alternativa 2. Tercer transformador 500/110 - 150 MVA.		Alternativa 3. Montería 220/110 kV - 200 MVA + TR 500/220 kV - 360 MVA + línea Chinú – Montería 220 kV.	
	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga	Violaciones de tensión	Violaciones por sobrecarga
Escenario de Despacho	Hidráulico		Hidráulico		Hidráulico	
N-1 Chinú 500/110 kV - 150 MVA	Montería	TR Chinú 500/220 - 250 MVA = 126 %	No se presentan	TRs Chinú < 105 %	*La Sierpe *El Carmen	TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 164 %
N-1 Chinú 500/110 kV - 250 MVA	*Boston *Magangué *Coveñas	TR Chinú 500/110 - 150 MVA = 240 %	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
N-1 Chinú 500/220 kV - 360 MVA	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	*El Carmen *Montería 220 *Montería *Chinú 220	* TR Chinú 500/110 150 MVA = 130 % * TR Chinú 500/110 150 MVA = 132 %

Sin expansión TR Chinú > 90 % y Río Sinú < 0.9 p.u.El OR reportó compensaciones en Mompox (10 MVar / 2011) y Río Sinú (20 MVar / 2012) para todas las alternativas

Fuente: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- Con las Alternativas 1 y 3 se presentan violaciones de tensión y por sobrecarga ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de Chinú.
- Con la Alternativa 2 no se presentan violaciones ante contingencia. No obstante, puede llegar a requerir un refuerzo en el 2013 dependiendo de la evolución de la demanda. Esto quiere decir que las Alternativas 2 y 3 pueden ser complementarias.

En consecuencia y dado que la Alternativa 3 técnicamente no es suficiente al tomarla como proyecto inicial, se llega nuevamente a la misma conclusión de planes anteriores. Es decir, se recomienda la instalación del tercer transformador 500/110 kV – 150 MVA en la subestación Chinú.

Se llama la atención al OR la urgencia de dar solución a esta problemática que recurrentemente ha sido señalada en diferentes planes de expansión. En este sentido, se solicita a ELECTRICARIBE tramitar la solicitud ante la UPME y ejecutar la expansión necesaria a la mayor brevedad posible.

5.5.9 Análisis STR Cerromatoso

Problemática:

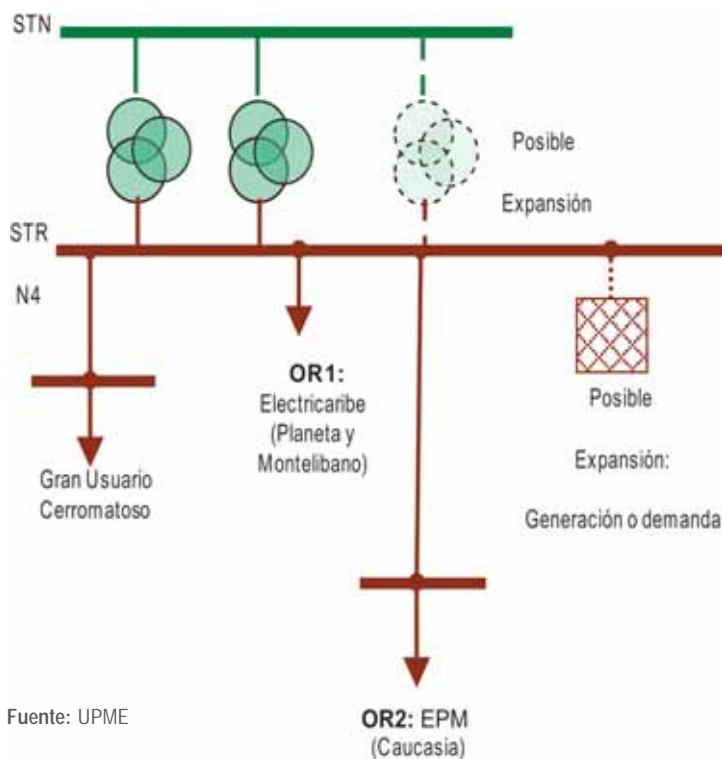
- Los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso superan el 90% de su capacidad. Ante contingencia de alguno de ellos, se presentan violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Lo anterior ocasiona un riesgo de colapso en el área.
- En condiciones normales de operación y ante máximo despacho en Urrá, la línea Tierra Alta - Urrá 110 kV se acerca al 95% de su capacidad.
- Con máximo despacho en Urrá, ante la contingencia del transformador 500/230 kV de la subestación Cerromatoso, se presenta una generación atrapada de 200 MW.

Es importante señalar que en los comentarios a la versión preliminar del Plan de Expansión 2010-2024, el CND manifestó que no se generan restricciones ante la citada contingencia, ya que el *Esquema de Desconexión Automático de Carga* – EDAC, actúa y balancea la generación y carga de esta zona, así mismo, que el área opera aislada de Córdoba, Sucre y Antioquia para evitar que eventos como éste trasciendan hacia el resto del Sistema.

En el año 2012, con la puesta en operación de Gecelca III, los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso experimentan una reducción del 40% en su nivel de carga. No obstante, esta situación no puede ser considerada como solución a la problemática del área.

Teniendo en cuenta que se necesita urgentemente ampliar la capacidad de transformación en Cerromatoso, la UPME elevó consulta a la CREG referente al responsable de la expansión y de la aplicación de las medidas de confiabilidad, teniendo en cuenta que en el área hay una totalidad de 300 MW de transformación, de los cuales, según lo reportado por los OR's en la información de planeamiento, Caucasia (EPM) demanda cerca de 28.1 MW, Planeta y Montelibano (ELECTRICARIBE) demanda cerca de 29 MW y Cerromatoso (Gran Usuario con condición de conexión directa al STN) demanda cerca de 170 MW. Adicionalmente, el propietario de los activos de la subestación (conexión al STN y barra nivel 4) es un agente diferente a los OR involucrados. Ver Gráfica 5-16.

Gráfica 5-16. Diagrama Unifilar Área Cerromatoso



Fuente: UPME

Al respecto la CREG respondió:

“La responsabilidad por la administración, operación y mantenimiento de una red determinada es el OR a quien se le remunera de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008 dado que son activos de Uso.

De igual manera, la responsabilidad por la calidad y continuidad del servicio, así como el cumplimiento de la obligación de lo establecido en el artículo 17 de la resolución CREG 097 de 2008 es del OR a quien le aplique que, en el caso descrito, corresponde a los dos OR en proporción a sus demandas de energía”.

De acuerdo con el concepto de la Comisión, invitamos a los agentes responsables a proceder con los estudios correspondientes y ejecutar la expansión requerida.

5.5.10 Análisis Área Caldas – Risaralda – Quindío

Antecedentes:

Mediante el Plan de Expansión 2009-2023 se definió la nueva subestación Armenia 230 kV con transformación 230/115 kV y entrada en operación en noviembre de 2011. Este proyecto mejora los perfiles de tensión en el departamento del Quindío y reduce la cargabilidad de los transformadores del área ante condiciones de bajo despacho a nivel de STR.

Problemática:

- Violaciones de tensión en la zona Oriental del área ante contingencias en líneas y transformadores.

Supuestos:

- Escenario alto del crecimiento de la demanda.
- Escenario crítico de mínimo despacho en las plantas San Francisco, Esmeralda e Ínsula. Sin despacho en Termodorada.
- Expansión definida en el área, es decir, el proyecto Armenia 230 kV.
- Se consideró cerrado el enlace Victoria-Manzanares 115 kV.

La Tabla 5-30 contiene los resultados para el sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

Tabla 5-30. Comportamiento del Sistema considerando el proyecto Armenia 230/115 kV

Año 2011	Con Expansión Armenia 230/115 kV
Generación en 115 kV	Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Insula
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 56 %; TRs Esmeralda= 83% TR Enea = 76% ; TR San Felipe = 56 %; TR Armenia = 66 %
N-1 HERMOSA 230/115	TRs Esmeralda = 93 %
N-1 ESMERALDA 230/115 kV	TRs Esmeralda = 109 %
N-1 ENEA 230/115 kV	TRs Esmeralda = 104 %
N-1 SAN FELIPE 230/115 kV	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 52 MW (9.6 % demanda del área CQR)
* N-1 Mariquita - San Felipe 115 kV * Mariquita - Victoria 115 kV	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 38 MW (7 % demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA 230/115 kV	Cargabilidad de la transformación del área < 90%
Año 2013	Con Expansión Armenia 230/115 kV
Generación en 115 kV	Bajo despacho en San Francisco, Esmeralda e Insula
Condición Normal de Operación	TR Hermosa = 58 %; TRs Esmeralda= 84% TR Enea = 79%; TR San Felipe = 61 %; TR Armenia = 70 %
N-1 HERMOSA 230/115	TRs Esmeralda = 98 %
N-1 ESMERALDA 230/115 kV	TRs Esmeralda = 115 %
N-1 ENEA 230/115 kV	TRs Esmeralda = 108 %
N-1 SAN FELIPE 230/115 kV	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 57 MW (10.2 % demanda del área CQR)
* N-1 Mariquita - San Felipe 115 kV * Mariquita - Victoria 115 kV	Violaciones de tensión area San Felipe. Se debe racionar 42 MW (7.6 % demanda del área CQR)
N-1 ARMENIA 230/115 kV	Cargabilidad de la transformación del área < 97%

Fuente: UPME

De lo anterior se puede concluir:

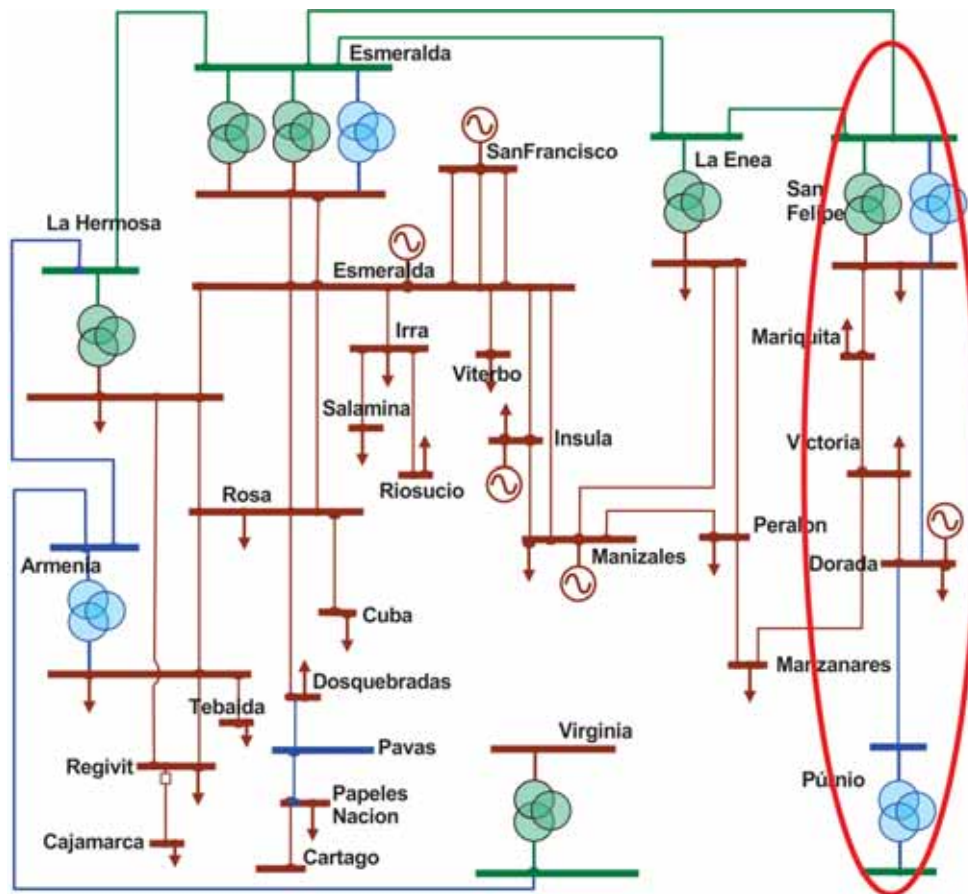
- Las contingencias sencillas San Felipe 230/115 kV, Mariquita – San Felipe 115 kV y Mariquita – Victoria 115 kV, ocasionan violaciones de tensión en las subestaciones Manzanares, Mariquita y Victoria. Lo anterior implica un racionamiento del 10% de la demanda del área (zona oriental).
- En el año 2013, la contingencia de alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Esmeralda ocasiona una cargabilidad cercana al límite en el banco que queda en operación.

Se plantean las siguientes alternativas para resolver los problemas de voltaje en la zona oriental. (Ver Gráfica 5-17).

Alternativa 1. Transformador 230/115 kV en la subestación Purnio y una nueva línea Purnio – La Dorada 115 kV (Propuesta del OR CHEC).

Alternativa 2. Segundo transformador 230/115 kV en la subestación San Felipe y una nueva línea San Felipe – La Dorada 115 kV.

Gráfica 5-17. Diagrama unifilar Área CQR con la expansión en Armenia y Esmeralda



Fuente: UPME

La Unidad encuentra que el proyecto Purnio presenta un mejor desempeño técnico con respecto a la ampliación en San Felipe. Con esta alternativa se tiene un nuevo punto de inyección a nivel de STN, se mejora la confiabilidad de la zona oriental y se obtiene un mejor perfil de tensiones. La UPME emitirá el concepto respectivo una vez se culminen los análisis económicos.

Respecto a las violaciones por sobrecarga en Esmeralda, la UPME encuentra que se necesita de un tercer banco 230/115 – 180 MVA en esta subestación a partir del año 2014. El OR, de acuerdo con la evolución de la demanda, deberá realizar la revisión y estudios correspondientes a fin de precisar la solución.

Las expansiones en Armenia, Esmeralda y Purnio, representan una solución a la problemática del área inclusive más allá del año 2017.

De otra parte, considerando que el tiempo disponible para la construcción del proyecto Armenia 230/115 kV, hasta noviembre de 2011, no es suficiente, se está analizando el impacto de la modificación de esta fecha, considerando la historia más reciente, es decir, el comportamiento de los embalses en el último periodo Niño, las hidrologías esperadas para el año 2011 y la evolución y proyección de la demanda.

5.5.11 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena

Problemática

- Violaciones y demanda no atendida ante contingencia en los transformadores de conexión al STN.

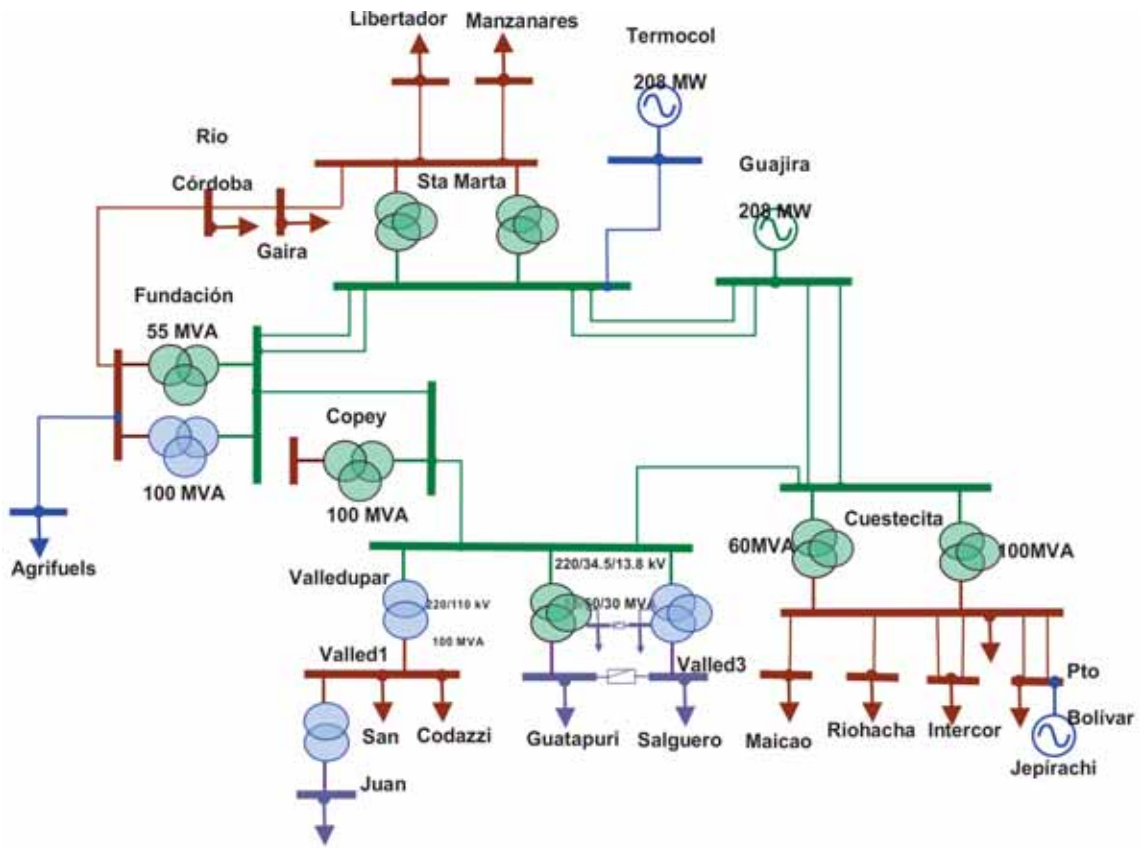
Supuestos:

La expansión propuesta por el OR a partir del año 2010 es la siguiente:

- Reemplazo en Valledupar del transformador actual 220/34.5/13.8 kV de 45/30/15 MVA por otro de 60/30/30 MVA. Adicionalmente, cambio del transformador 220/110/34.5 kV por otro bidevanado 220/110 kV de 100 MVA e instalación de un banco 110/34.5 kV para alimentar las demandas en este nivel de tensión.
- Segundo transformador 220/110 kV – 100 MVA en Fundación. (Estudio de conexión remitido a la UPME en el mes de abril de 2010).
- Conexión de la demanda asociada a la *Planta de Etanol Agrifuels* en Fundación 110 kV. Son 30 MVA de carga.

En la Gráfica 5-18 se presenta el diagrama unifilar del área.

Gráfica 5-18. Diagrama unifilar del área



Fuente: UPME

En la Tabla 5-31 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

Los resultados encontrados para el área son los siguientes:

- Con respecto a la ampliación de transformación en Fundación, es importante mencionar que en la actualidad no sería posible conectar la demanda asociada a la planta Agrifuels. Con un solo banco y esta carga conectada, en condiciones normales de operación se presentan violaciones por sobrecarga. Con el segundo transformador, se observa un adecuado nivel de carga en los transformadores 220/110 kV de esta subestación.
- La contingencia del transformador 220/115 kV – 100 MVA de la subestación Fundación, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo.

Tabla 5-31. Comportamiento del sistema

Año 2011. Red con la expansión propuesta por el OR	
Condición Normal de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * TR Fundación 220/110 kV - 55 MVA = 50.8 % * TR Fundación 220/110 kV - 100 MVA = 58 % * TR Valledupar 220/110 kV - 100 MV = 63 % * TR Valledupar 220/34.5/13.8 - 60/30/30 MVA = 48 %
N -1 TR Valledupar 220/34.5/13.8 kV	<ul style="list-style-type: none"> * TR Fundación 220/110 kV - 55 MVA = 81.4 % * TR Fundación 220/110 kV - 100 MVA = 84.5 % * TR Valledupar 220/34.5/13.8 - 60/30/30 MVA = 101.6 %
N -1 TR Valledupar 220/110 kV - 100 MVA	* Demanda no atendida en las subestaciones 110 kV San Juan, Valledupar y Codazzi.
N -1 TR Cuestecitas 220/110 kV - 100 MVA	* TR Cuestecitas 220/110 kV - 60 MVA = 120.4 %
N -1 TR Fundación 220/110 kV - 100 MVA	* TR Fundación 220/110 kV - 55 MVA = 127 %
N -1 TR Santa Marta 220/110 kV - 100 MVA	* TR Santa Marta 220/110 kV - 100 MVA = 122.4 %
N -1 TR Copey 220/110 kV - 100 MVA	* Demanda no atendida en las subestaciones 110 kV El Banco, El Paso y El Copey.
N -1 Gaira - Santa Marta 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> * TR Fundación 220/110 kV - 55 MVA = 77.4 % * TR Fundación 220/110 kV - 100 MVA = 86 %

Fuente: UPME

- La contingencia del transformador Cuestecitas 220/110 kV – 100 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. Este evento pone en riesgo la seguridad del abastecimiento de la demanda de la Guajira.
- Se presentan violaciones en la subestación Santa Marta ante la contingencia sencilla de cualquiera de sus transformadores de conexión al STN.
- Se presenta demanda no atendida en el área ante las contingencias sencillas de los transformadores Copey 220/110 kV y Valledupar 220/110 kV.
- Con el segundo transformador en Fundación, no se observan violaciones ante la contingencia de la línea Gaira – Santa Marta 110 kV. Es importante mencionar que en la actualidad este evento podría ocasionar por sobrecarga la desconexión del único transformador existente en Fundación.

Es claro que la expansión de transformación en las subestaciones Valledupar y Fundación no representa una solución definitiva, estructural y de largo plazo a la problemática del área. Se le solicita urgentemente al OR ELECTRICARIBE presentar un estudio de planeamiento que permita identificar soluciones a los requerimientos de la red.

5.5.12 Área Nordeste

Norte de Santander:

Supuestos:

- Se considera cerrada la línea Convención – Tibú 115 kV.
- Enlace Belén – Ínsula 115 kV cerrado en Belén y abierto en Ínsula.
- Escenarios de despacho, con sensibilidad de mínima generación en el área (Sin Termotasajero).

Problemática:

- Violaciones de tensión ante contingencia.

En la Tabla 5-32 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla para la demanda esperada en los años 2010 y 2014.

Tabla 5-32 Comportamiento del Sistema.

Año 2010. Mínima generación en el área.	
Condición Normal de Operación	* TR Ocaña 230/115 kV = 81 % * TR Cúcuta 230/115 kV = 58.2 % * TR San Mateo 230/115 kV = 52.4 %
N -1 TR San Mateo 230/115 kV	* TR Cúcuta 230/115 kV = 107 % * La Ínsula 115 kV = 72.3 p.u. * San Mateo 115 kV = 71.7 p.u. * Tibú 115 kV = 81.6 p.u. * Zulia 115 kV = 75 p.u.
N -1 TR Ocaña 230/115 kV	* Convención 115 kV = 67.8 p.u. * Ocaña 115 kV = 62.6 p.u.
Año 2014. Mínima generación en el área.	
Condición Normal de Operación	TR Ocaña 230/115 kV > 90 %
N -1 TR San Mateo 230/115 kV	Violaciones de tensión en toda el área
N -1 TR Ocaña 230/115 kV	Violaciones de tensión en toda el área
N -1 TR Cúcuta 230/115 kV	TR San Mateo 230/115 kV > 100 %

Fuente: UPME

Con respecto a esta área se puede concluir:

- En el 2010 el transformador 230/115 kV de la subestación Ocaña supera el 80% de su capacidad.
- Se presentan violaciones de tensión ante las contingencias sencillas de los transformadores de Ocaña y San Mateo (tensiones inferiores a 0.82 en p.u.). Estos eventos ocasionan un elevado racionamiento por tensión, con alto riesgo de colapso para el área.
- Si bien en el año 2014 el transformador 230/115 kV de la subestación Ocaña supera el 90% de su capacidad, esta área no presenta violaciones por sobrecarga ante contingencia de los transformadores de conexión. Sin embargo, persisten las violaciones por tensión.

Se solicita nuevamente al OR CENS analizar su red, elaborar su plan de expansión y determinar los proyectos requeridos por el área.

Santander:

Antecedentes:

Se aprobó la conexión del transformador 230/115 kV en la subestación Guatiguará (Piedecuesta) y la reconfiguración de la línea Bucaramanga – San Gil 115 kV en Bucaramanga – Guatiguará y Guatiguará – San Gil. Este proyecto debe estar en operación en el mes de diciembre del año 2010 (ver Gráfica 5-19).

Problemática:

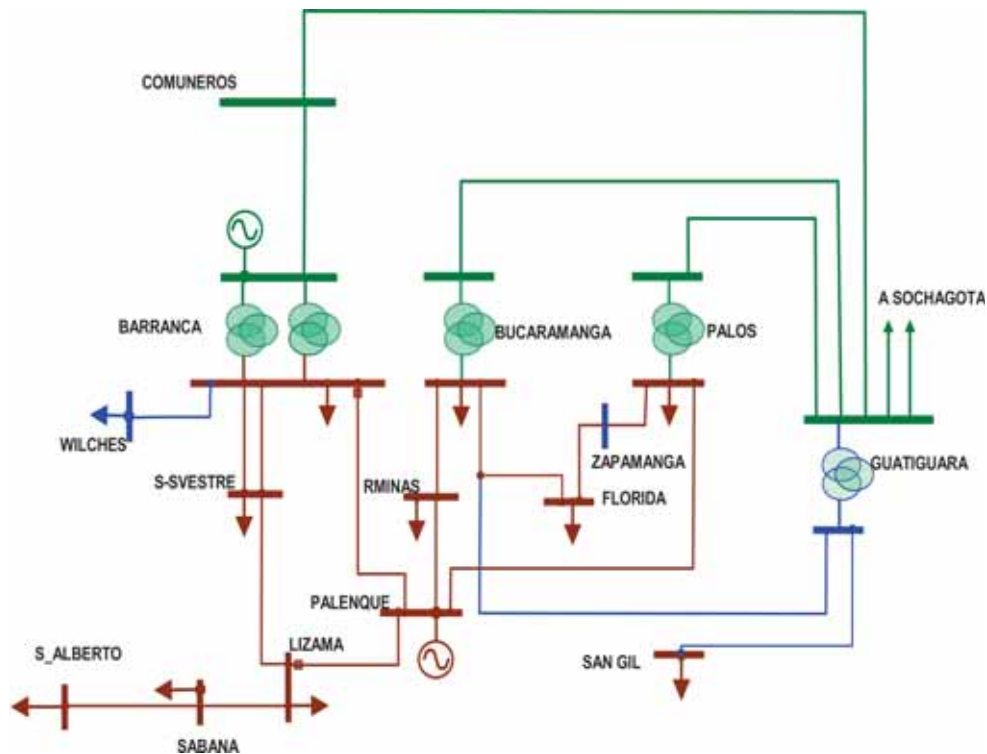
- Factor de potencia inferior a 0.9 en las subestaciones Palos, Barranca, Barbosa, Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, San Alberto, Sabana y Cimitarra.
- Se presentan violaciones en el área ante ciertas condiciones.

Supuestos:

- Se consideran cerradas las líneas 115 kV Palenque – Termobarranca y Palenque – Lizama hasta que entre en operación el proyecto de transformación en Guatiguará (Piedecuesta).

- Se consideró para el año 2013 la nueva subestación Zapamanga, la cual reconfigura la línea Palos – Florida 110 kV.
- Se consideró para el año 2014 la nueva subestación Guanentá 230 kV, la cual reconfigura una de las líneas Sochagota – Guatiguara 230 kV.
- Escenarios de despacho, con sensibilidad de mínima generación en el área (Sin Termotasajero).

Gráfica 5-19 Diagrama unifilar del área considerando el proyecto Guatiguará.



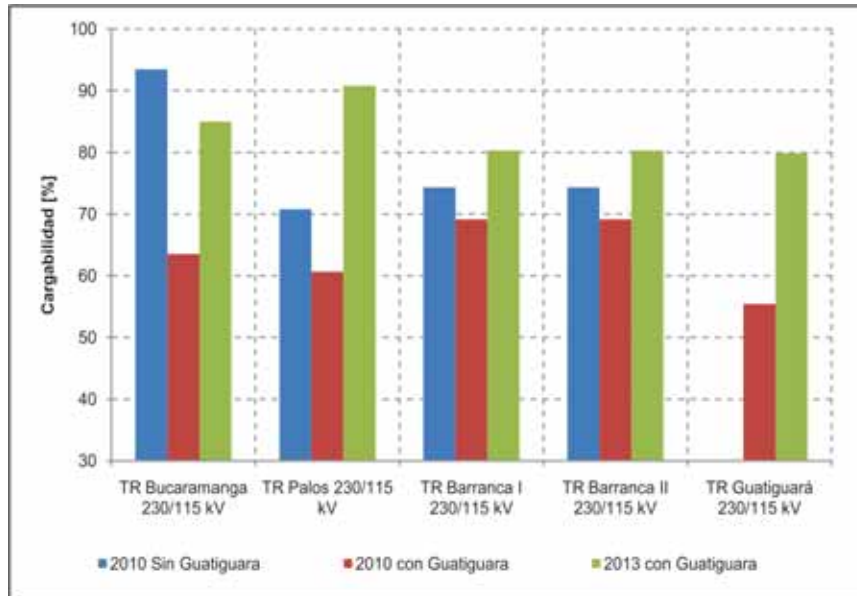
Fuente: UPME

La Gráfica 5-20 y la Tabla 5-33 presentan el desempeño del sistema considerando la entrada del nuevo transformador en Guatiguará (Piedecuesta).

De los resultados se puede concluir:

- Se debe garantizar para el año 2010 la entrada del nuevo banco 230/115 kV en la subestación Guatiguará (Piesdecuesta). Sin esta expansión el área queda en riesgo ante las contingencias sencillas de los transformadores de Palos y Bucaramanga.

Gráfica 5-20 Cargabilidad de los transformadores.



Fuente: UPME

Tabla 5-33 Comportamiento del sistema con y sin el proyecto Guatiguará.

Año 2010.	Sin el transformador de Guatiguará. Con mínima generación	Con el transformador de Guatiguará. Con mínima generación
Condición Normal de Operación	* TR Bucaramanga 230/115 kV = 93.4 % * TR Palos 230/115 kV = 70.7 % * TR Barranca 230/115 kV = 74.3 %	* TR Bucaramanga 230/115 kV = 63.5% * TR Palos 230/115 kV = 60.6 % * TR Guatiguará 230/115 kV = 56.5 % * TR Barranca 230/115 kV = 69.1 %
N -1 TR Bucaramanga 230/115 kV	* TR Barranca 230/115 kV = 97 % * TR Palos 230/115 kV = 161 %	* Bucaramanga - Guatiguará 115 kV = 114.3 % * TR Palos 230/115 kV = 96.1 % * TR Guatiguará 230/115 kV = 86.1 %
N -1 TR Palos 230/115 kV	* TR Bucaramanga 230/115 kV = 160 %	* Bucaramanga - Guatiguará 115 kV = 100.4% * Bucaramanga - Real mina 115 kV = 126.6 % * TR Bucaramanga 230/115 kV = 100 % * TR Guatiguará 230/115 kV = 78.1 %
N -1 TR Barranca 230/115 kV	* TR Barranca 230/115 kV = 130 %	* TR Barranca 230/115 kV = 128 %
Año 2013.	Sin el transformador de Guatiguará. Con mínima generación	Con el transformador de Guatiguará. Con mínima generación
Condición Normal de Operación		* Bucaramanga - Real mina 115 kV = 127.8 % * TR Bucaramanga 230/115 kV = 85 % * TR Palos 230/115 kV = 60.6 % * TR Guatiguará 230/115 kV = 79.8 %
N -1 TR Bucaramanga 230/115 kV		* Bucaramanga - Guatiguará 115 kV = 135.3 % * TR Palos 230/115 kV = 138 % * TR Guatiguará 230/115 kV = 115 %
N -1 TR Palos 230/115 kV		* Bucaramanga - Florida 115 kV = 114.8 % * Bucaramanga - Guatiguará 115 kV = 124.2 % * Bucaramanga - Real mina 115 kV = 192 % * Palenque - Real mina 115 kV = 104 % * TR Bucaramanga 230/115 kV = 142 % * TR Piedecuesta 230/115 kV = 116 %
N -1 TR Barranca 230/115 kV		* TR Barranca 230/115 kV = 149 %

Fuente: UPME

Así mismo, deben tomarse las medidas necesarias para evitar sobrecargas en los enlaces 115 kV Bucaramanga – Guatiguará y Bucaramanga – Real Minas. Al respecto, el OR ESSA manifestó que se repotenciarán estas líneas una vez el proyecto Guatiguará este en operación.

- En el año 2013, aún con el transformador de Guatiguará (Piedecuesta), nuevamente se presentan violaciones en el STR ante las contingencias de los transformadores de Palos y Bucaramanga (ver Tabla 5-33).
- Ante contingencia en uno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Barranca, se presentan violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación, lo cual es independiente de la expansión en Guatiguará. Al respecto, se requiere que el OR estudie y determine una solución definitiva.
- En el año 2015, sin expansión adicional a la transformación en Guatiguará (Piedecuesta), los transformadores de Palos y Bucaramanga superarían el 95% de su capacidad.

Es claro que el proyecto Guatiguará representa una solución parcial, es decir, solo hasta el año 2013. Se solicita al OR ESSA presentar su Plan de Expansión, de tal manera que se establezcan soluciones integrales de mediano y largo plazo. Así mismo, se debe buscar un proyecto alternativo a Guanentá, ya que éste como está planteado, no sería la solución. En este mismo sentido, se deben corregir los problemas de bajo factor de potencia.

Boyacá:

Antecedentes:

En el mes de diciembre del año 2009 entró en operación el tercer transformador Paipa 230/115 kV – 90 MVA, quedando así esta subestación con una capacidad de 360 MVA.

Problemática:

Violaciones en el área ante contingencia en elementos del STR y el STN.

Supuestos:

Escenarios de despacho, con sensibilidad de mínima generación a nivel del STR.

En la Tabla 5-34 se presenta el comportamiento del sistema

Tabla 5-34. Comportamiento del sistema

	2010	2015
Generación en 115 kV	Sin Generación en la Zona	
Condición Normal de Operación	TRs Paipa 230/115 kV = 73.68 %	TRs Paipa 230/115 kV = 103 %
N-1 TR Paipa 230/115 kV - 90 MVA	TRs Paipa 230/115 kV = 96 %	TRs Paipa 230/115 kV = 135 %
N-1 TR Paipa 230/115 kV - 180 MVA	TRs Paipa 230/115 kV = 140 %	TRs Paipa 230/115 kV = 198 %
N -1 Chiquinquirá - Tunja 115 kV	Violaciones de voltaje en las subestaciones 115 kV Barbosa y Chiquinquirá.	Violaciones de voltaje en las subestaciones 115 kV Barbosa y Chiquinquirá.
N -1 Tunja - Barbosa 115 kV	Violaciones de voltaje en las subestaciones 115 kV Barbosa y Chiquinquirá.	Violaciones de voltaje en las subestaciones 115 kV Barbosa y Chiquinquirá.

Fuente: UPME

Respecto al área se puede concluir:

- Existe una dependencia total de la subestación Paipa. La contingencia del transformador 230/115 kV – 180 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos que quedan en operación. Lo anterior podría ocasionar un colapso en el área.
- Se presentan violaciones de tensión ante las contingencias sencillas Tunja – Barbosa 115 kV y Chiquinquirá – Tunja 115 kV.
- En el 2015, sin expansión adicional, en condición normal de operación, los transformadores de Paipa superarían su capacidad nominal.

Se solicita al OR EBSA presentar su Plan de Expansión a fin de determinar las expansiones requeridas por el área.

Es importante mencionar que la UPME está considerando en el mediano plazo una nueva subestación a nivel de 230 kV para resolver los problemas de agotamiento de la red en Santander y Boyacá. Este nuevo punto de inyección deberá estar localizado en el límite de estos dos departamentos. En este sentido, se invita a los OR´s involucrados a participar activamente en la definición del proyecto, dado que esta nueva subestación implica obras complementarias a nivel de STR.

5.5.13 Análisis Área Tolima – Huila – Caquetá

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación en la subestación Mirolindo. El banco actual presenta una cargabilidad superior al 90%. Ante la contingencia de este elemento, se pierde casi toda la demanda del departamento del Tolima, incluyendo su capital Ibagué.
- Para el año 2011 se tiene prevista la entrada de la planta Amoyá. Sin embargo, la conexión tipo “T” en Natagaima, puede comprometer la evacuación de la generación de esta central.
- Se observan bajas tensiones en las subestaciones Lanceros, Natagaima, Prado y Tuluní 115 kV.
- Considerando un bajo despacho a nivel de STR, las contingencias sencillas Betania – Bote 115 kV y Betania – Seboruco 115 kV ocasionan violaciones por sobrecarga y bajas tensiones en el departamento del Huila.

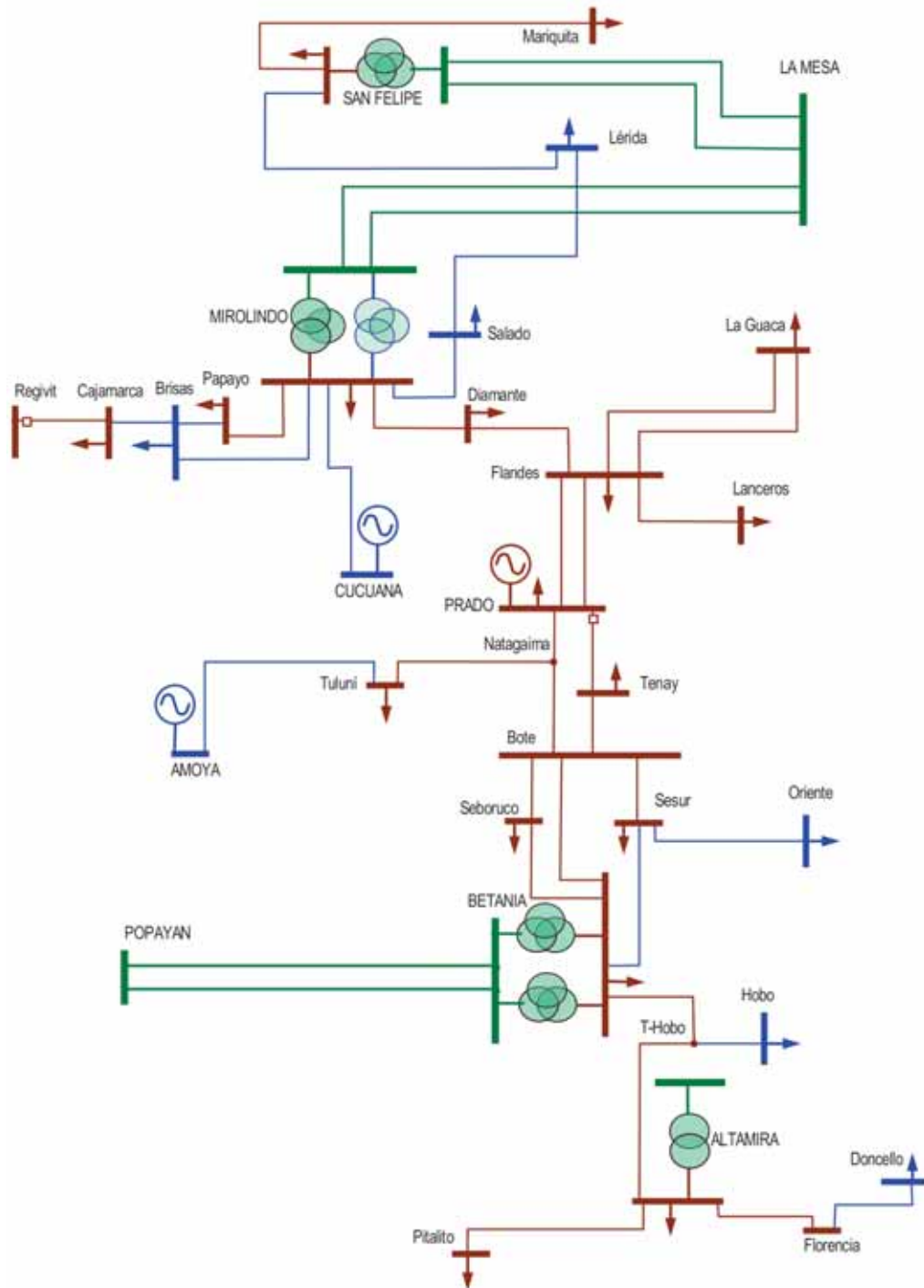
La Gráfica 5-21 presenta el diagrama unifilar del área.

Como solución a los problemas de agotamiento de capacidad en Mirolindo, la UPME aprobó al OR ENERTOLIMA la conexión del segundo transformador 230/115 kV. Dicha expansión estaba prevista para iniciar operación en el año 2009, sin embargo, según la información más reciente del OR, estará disponible solo hasta diciembre del año 2010.

Es importante mencionar que si se considera cerrado el enlace Cajamarca – Regivit 115 kV y abierta la línea Flandes – Diamante 115 kV, actualmente la contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Mirolindo ocasiona violaciones de tensión y sobrecargas en la zona occidental del área CQR. Bajo esta condición topológica, gran parte de la demanda de Ibagué la asumirían los transformadores de Hermosa y Esmeralda. Es por esto que se recomienda hasta la entrada del segundo transformador de Mirolindo, operar normalmente abierto el enlace Cajamarca – Regivit.

Respecto a la conexión en Natagaima, se debe evaluar técnica y económicamente la conveniencia de convertir este punto en una nueva subestación con su respectivo barraje y bahías asociadas. De esta manera se evitaría cualquier riesgo sobre la evacuación de la generación de Amoyá y sobre el suministro.

Gráfica 5-21. Diagrama unifilar Tolima – Huila – Caquetá.



Fuente: UPME

Para resolver los problemas en el Huila, el OR propone construir un enlace entre las subestaciones 115 kV Betania y Sur. En la actualidad este proyecto está bajo evaluación y se espera información complementaria por parte de Electrohuila.

5.5.14 Análisis Área Valle del Cauca

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Pance, Juanchito y Yumbo. Violaciones ante contingencias.
- Ante la contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Cartago, se presentan violaciones de tensión. Al considerar el enlace entre Valle y CRQ abierto, las violaciones implican gran porcentaje de demanda no atendida en las subestaciones adyacentes a Cartago, y al considerarlo cerrado, se ocasionan violaciones adicionales por sobrecarga en elementos de CRQ (línea Rosa – Dos Quebradas y transformador de Esmeralda).

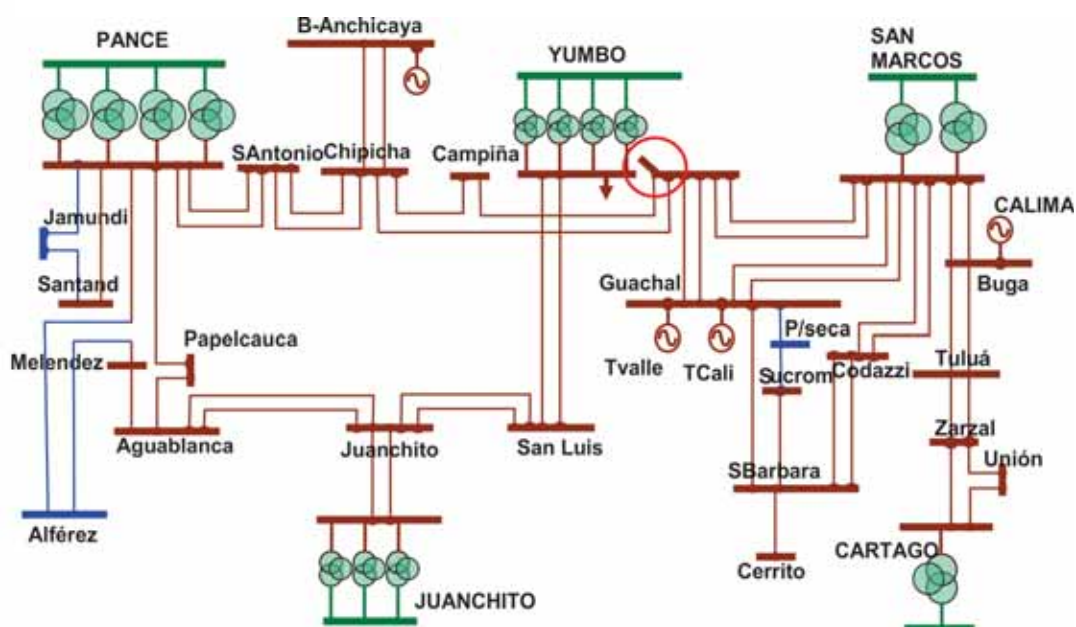
Antecedentes:

A fin de establecer soluciones definitivas e integrales para el área, por recomendación de la UPME, los OR EPSA y EMCALI desarrollaron el estudio de planeamiento de manera conjunta. Derivado de este trabajo se realizaron reuniones para verificar asuntos específicos como topología de red, impedancia de algunos elementos, ubicación de algunas cargas y detalles sobre las alternativas.

Propuesta de Corto Plazo:

Considerando que la solución estructural requerida por el área toma un tiempo específico de construcción, hasta tanto dicha expansión sea puesta en servicio, el OR propone como medida operativa temporal, seccionar el barraje 115 kV de la subestación Yumbo. Bajo esta condición, los transformadores 230/115 kV de Yumbo asumirían la demanda propia asociada a la barra de 115 kV y el flujo hacia San Luis y Juanchito. Así mismo, los transformadores 230/115 kV de San Marcos asumirían el flujo hacia Guachal, La Campiña y Chipichape. Ver Gráfica 5-22.

Gráfica 5-22 Diagrama unifilar Área Valle con desacople en TermoYumbo 115 kV.



Fuente: UPME

Supuestos:

- Bajo despacho en las plantas de generación Calima y Bajo Anchicayá.
- Sin despacho en Termo-Valle y Termo-Emcali.
- Periodo de demanda máxima.
- Cerrada la conexión 115 kV entre el Valle y CQR (Cartago-Papeles).

La Tabla 5-35 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla considerando la red actual y la propuesta de seccionamiento en Termoyumbo.

Con respecto al desacople en Termo Yumbo 115 kV se encuentra:

- Descarga los transformadores de Yumbo y Juanchito de tal manera que no se presenten violaciones en condiciones normales y ante contingencia sencilla, incluso ante la demanda esperada para el año 2014.

Tabla 5-35. Comportamiento del sistema con y sin la reconfiguración de la barra TermoYumbo

Año 2010	Sin Reconfiguración en Termo Yumbo	Con Reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Bajo Anchicayá 11 MW; Calima 28 MW; Salvajina 94 MW; TValle y Temcali 0 MW	
Condición Normal de Operación	Trs Pance = 87 %; TRs Yumbo = 98 % TRs Smarco = 57%; TRs Juanchito = 91 % TRs Cartago = 80 %	TRs Pance = 94 %; TRs Yumbo = 76 % Trs Smarco = 79%; TRs Juanchito = 83 % TRs Cartago = 83 %
N-1 Pance 230/115 kV	TRs Pance = 103 %, TRsYumbo = 103 %	TRs Pance = 113 %, TRsYumbo = 78 %
N-1 Yumbo 230/115 kV	TRs Yumbo = 114 % (en el límite)	TRs Yumbo = 92 %
N-1 Smarcos 230/115 kV	TRs San Marcos = 71 %, TRsYumbo = 112 %	TRs San Marcos = 115 %, TRsYumbo = 79 %
N-1 Juanchito 230/115 kV	TRs Juanchito = 112 %, TRsYumbo = 105 %	TRs Juanchito = 104 %, TRsYumbo = 82 %
N-1 Cartago 230/115 kV	TRsYumbo = 105 %, TRs Esmeralda 119 % TR Hermosa = 107 %, Rosa-Dosqueb 115 kV carga 143% y tensiones bajas en Cartago, Unión y Papeles (0.9 p.u.).	TRsYumbo = 77 %, TRs Esmeralda 121 % TR Hermosa = 113 %, Rosa-Dosqueb 115 kV carga 150% y tensiones bajas en Cartago, Unión y Papeles (0.9 p.u.).
Año 2013	Sin Reconfiguración en Termo Yumbo	Con Reconfiguración en TermoYumbo
Generación en 115 kV	Bajo Anchicayá 20 MW; Calima 27 MW; Salvajina 94 MW; TValle y Temcali 0 MW	
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 95 %; TRs Yumbo = 106 % TRs Smarco = 62% ; TRs Juanchito = 96 % TRs Cartago = 73 %	TRs Pance = 98 %; TRs Yumbo = 85 % TRs Smarco = 81% ; TRs Juanchito = 85 % TRs Cartago = 78 %
N-1 Pance 230/115 kV	TRs Pance = 113 %, TRsYumbo = 110 %	TRs Pance = 117 %, TRsYumbo = 87 %
N-1 Yumbo 230/115 kV	TRs Yumbo = 122 %	TRs Yumbo = 104 %
N-1 Smarcos 230/115 kV	TRs San Marcos = 76 %, TRsYumbo = 120%	TRs San Marcos = 119 % (en el límite), TRsYumbo = 88 %
N-1 Juanchito 230/115 kV	TRs Juanchito = 119 % (al límite), TRsYumbo = 111 %	TRs Juanchito = 106 %, TRsYumbo = 91 %
N-1 Cartago 230/115 kV	TRsYumbo = 112 %, TRs Esmeralda 68 % TR Hermosa = 58 %, Rosa-Dosqueb 115 kV carga 171% y tensiones bajas en Cartago, Unión y Papeles (0.91 p.u.).	TRsYumbo = 87 %, TRs Esmeralda 69% TR Hermosa = 58 %, Rosa-Dosqueb 115 kV carga 170% y tensiones bajas en Cartago, Unión y Papeles (0.91 p.u.).

Fuente: UPME

- Permite que los transformadores de San Marcos y Pance incrementen su nivel de carga sin dejar de cumplir los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos por la reglamentación, incluso ante la demanda esperada para el año 2013.
- No evita las violaciones que se presentan ante la contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Cartago (ver Tabla 5-35).

Las sobrecargas en los transformadores de Esmeralda ante la mencionada contingencia desaparecen con la entrada del proyecto Armenia 230 kV. Sin embargo, persisten las violaciones en la línea Rosa – Dos Quebradas 115 kV.

En conclusión, el desacople de la barra 115 kV de Yumbo permite balancear el flujo por los diferentes transformadores de conexión al STN y representa una solución de corto plazo a los problemas de agotamiento de la capacidad de transformación.

Adicionalmente, es importante aclarar que no es conveniente conectar la demanda asociada a Yumbo en la sección de barra que depende de San Marcos. Bajo esta topología se agravaría la actual problemática.

Finalmente, frente a la demanda esperada para el año 2014, se observan nuevamente violaciones ante contingencia, específicamente en San Marcos y Pance. Es decir, el desacople de la barra 115 kV de Yumbo ya no sería solución.

Propuestas de Mediano Plazo:

Considerando los anteriores resultados, el estudio de planeamiento elaborado conjuntamente por EPSA y EMCALI propone tres alternativas de solución, las cuales apuntan adicionalmente a soportar el crecimiento de demanda en el sur de Cali y a viabilizar la inyección de generación al Valle desde El Quimbo.

Con base en este estudio, la UPME analizó las siguientes alternativas:

Alternativa 1. Ampliación de la capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Juanchito, Pance y San Marcos. Conexión del doble circuito desde Quimbo con Juanchito o con Pance.

Alternativa 2. Nueva subestación Alférez 230 kV (sur de Cali); traslado a Alférez de los dos transformadores 230/115 kV de 168 MVA existentes en San Marcos; instalación en San Marcos de dos nuevos transformadores 230/115 kV de 168 MVA con diseño específico de impedancia; reconfiguración del enlace Yumbo – San Bernardino en Yumbo – Alférez y Alférez – San Bernardino por medio de un doble circuito de 1 km de longitud; conexión del doble circuito proveniente de Quimbo; y obras asociadas a nivel de 115 kV. Ver Gráfica 5-23.

Alternativa 3. Nueva subestación Simón Bolívar 230 kV (suroriente de Cali); traslado a Simón Bolívar de los dos transformadores 230/115 kV de 168 MVA existentes en San Marcos; instalación en San Marcos de dos nuevos transformadores 230/115 kV de 168 MVA con diseño específico de impedancia; reconfiguración del enlace Yumbo – San Bernardino en Yumbo – Simón Bolívar y Simón Bolívar – San Bernardino por medio de un doble circuito de 2 km de longitud; conexión del doble circuito proveniente de Quimbo; nueva subestación Alférez 115 kV; y obras asociadas a nivel de 115 kV.

Análisis de la Alternativa 1:

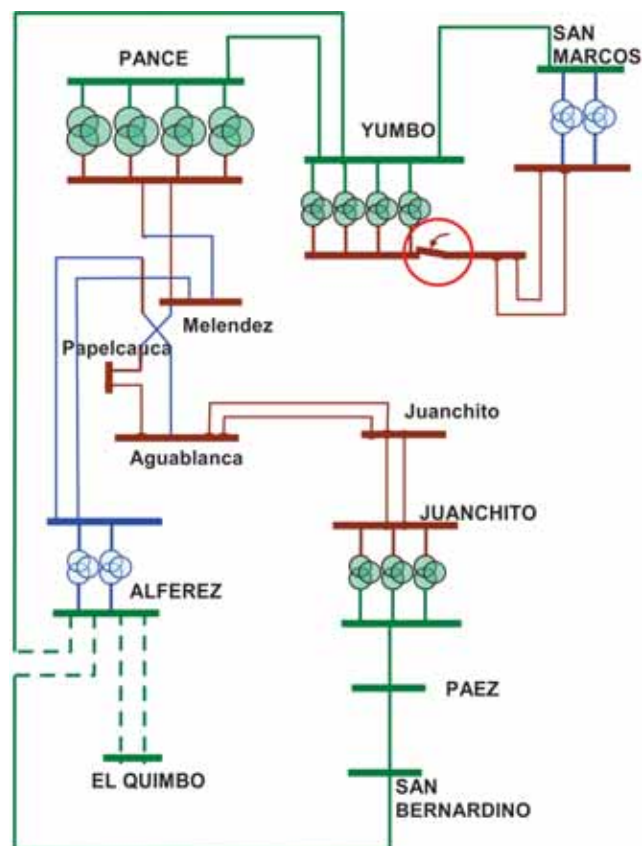
Evita las violaciones que se presentan ante las contingencias sencillas de los transformadores de Yumbo y San Marcos. Sin embargo, no sería posible normalizar el desacople de barras en la subestación Yumbo, ni se podría soportar el crecimiento de la demanda en el sur de Cali ya que los transformadores de Juanchito y Pance, quedarían nuevamente cerca del límite de su capacidad.

Adicional a lo anterior, se identificaron problemas de espacio para la conexión y acceso del doble circuito proveniente de Quimbo.

Por todo lo anterior, se encuentra que la Alternativa 1 no es viable.

Análisis de la Alternativa 2:

Gráfica 5-23. Diagrama unifilar Alternativa Alférez 230 kV.



Fuente: UPME

La Tabla 5-36, la Tabla 5-37 y la Tabla 5-38 presentan el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla con la nueva subestación Alférez.

Tabla 5-36. Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez.230 kV

Año 2014	Con Alférez 230/115 kV
Generación en 115 kV	Calima 33 MW; Bajo Anchicayá 73 MW; TValle y Temcali 0 MW
Condición Normal de Operación	Trs Pance = 76 %; TRs Yumbo = 83 %; TRs Smarco = 66 %; TRs Juanchito = 81 %; TRs Cartago = 54 %; TR Alférez = 48 %
N-1 Pance 230/115 kV	TRs Pance = 90 %
N-1 Yumbo 230/115 kV	TRs Yumbo = 93 %
N-1 Smarcos 230/115 kV	TRs San Marcos = 87 %, TRs Yumbo = 94 %
N-1 Juanchito 230/115 kV	TRs Juanchito = 98 %, TRs Yumbo = 86 %
N-1 Alférez 230/115 kV	TR Alferez = 67 %
N-1 Cartago 230/115 kV	TRs Yumbo = 92 %; Abierto enlace Cartago - Papeles 115 kV. Violación Tensión (0.85 pu) Cartago, Unión, Zarzal y Sevilla.

Fuente: UPME

Tabla 5-37. Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez.230 kV

Año 2015	Con Alférez 230/115 kV
Generación en 115 kV	Calima 33 MW; Bajo Anchicayá 73 MW; TValle y Temcali 0 MW
Condición Normal de Operación	TRs Pance = 89 %; TRs Yumbo = 89 %; TRs Smarco = 85 %; TRs Juanchito = 88 %; TRs Cartago = 70 %; TR Alférez = 45 %
N-1 Pance 230/115 kV	TRs Pance = 105 %
N-1 Yumbo 230/115 kV	TRs Yumbo = 100 %
N-1 Smarcos 230/115 kV	TRs San Marcos = 113 %, TRs Yumbo = 105 %
N-1 Juanchito 230/115 kV	TRs Juanchito = 107 %, TRs Yumbo = 92 %
N-1 Alférez 230/115 kV	TR Alférez = 61 %
N-1 Cartago 230/115 kV	TRs Yumbo = 102 %. Abierto enlace Cartago - Papeles 115 kV. Violación Tensión (0.80 pu) Cartago, Unión, Zarzal y Sevilla.

Fuente: UPME

Tabla 5-38 Comportamiento del Sistema con la subestación Alférez.230 kV.

Año 2017	Con Alférez 230/115 kV
Generación en 115 kV	Calima 33 MW; Bajo Anchicayá 73 MW; TValle y Temcali 0 MW
Condición Normal de Operación	Trs Pance = 96 %; Trs Yumbo = 94 %; TRs Smarco = 88 %; TRs Juanchito = 93 %; TRs Cartago = 73 %; TR Alférez = 51 %
N-1 Pance 230/115 kV	TRs Pance = 112 %,
N-1 Yumbo 230/115 kV	TRs Yumbo = 106 %
N-1 Smarcos 230/115 kV	TRs San Marcos = 116 %, TRsYumbo = 110 %
N-1 Juanchito 230/115 kV	TRs Juanchito = 112 %, TRsYumbo = 98 %
N-1 Alférez 230/115 kV	TR Alférez = 70 %
N-1 Cartago 230/115 kV	TRsYumbo = 109 %; TRsSMarcos = 109 %. Abierto enlace Cartago - Papeles 115 kV. Violación Tensión (0.76 pu) Cartago, Unión, Zarzal y Sevilla.

Fuente: UPME

De acuerdo con los anteriores resultados se encuentra:

- Esta alternativa permite retornar el desacople de la barra Yumbo 115 kV a su configuración original.
- Los nuevos transformadores 230/115 kV - 168 MVA de la subestación San Marcos, con impedancia del 9.2%, presentan un adecuado nivel de carga, lo que permite una mejor distribución de los flujos en todo el sistema.
- Se alivia la carga de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Juanchito, Pance y Yumbo. No se presentan violaciones ante la contingencia de estos elementos.
- Es posible atender el importante crecimiento de la demanda en el sur de Cali.
- No evita las violaciones de tensión que se presentan ante la contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Cartago. Se consideró el enlace Cartago – Papeles abierto para evitar la sobrecarga del enlace Rosa – Dosquebradas.

Respecto a la alternativa original presentada por EPSA y EMCALI, donde se plantea el traslado de uno de los transformadores 230/115 kV de Pance a Juanchito, esta Unidad encuentra que dicha propuesta no es técnicamente viable. Lo anterior en razón al alto nivel de carga que se observa en los tres transformadores de Pance ante un máximo despacho en Salvajina y Alto Anchicayá. Adicionalmente, la UPME no ve la necesidad de un cuarto transformador en Juanchito.

Análisis de la Alternativa 3:

Presenta un comportamiento similar a la Alternativa 2 e implica obras complementarias a nivel del STR, ya que la subestación Alférez 115 kV se requiere para atender adecuadamente la demanda del Sistema de Distribución Local de la ciudad de Cali. Esta última situación puede representar una desventaja ya que, frente a los mismos beneficios, son mayores los costos.

De otra parte, el OR EPSA manifestó que existirían dificultades con la ubicación de la subestación y con las vías de acceso.

Evaluación económica de las alternativas técnicamente viables.

Beneficios:

Valoración de la energía dejada de suministrar por agotamiento de la capacidad de transformación y violaciones ante contingencia.

Costos:

Valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para los activos del STN y de la Resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

En la Tabla 5-39 se presenta el costo de las alternativas planteadas.

Tabla 5-39 Costo de las Alternativas.

Alternativas	Descripción	Costo millones USD\$ dic/09
1	Ampliación de transformación 230/115 kV en Juanchito, Pance y San Marcos y Conexión del doble circuito desde Quimbo.	Descartada
2	Nueva subestación Alférez 230/115 kV, con nueva transformación 2X168 MVA en San Marcos y traslado de transformación 2X168 MVA de San Marcos a Alférez. Incluye reconfiguración de circuitos en 115 kV.	11.2
3	Nueva subestación Simón Bolívar 230/115 kV, con nueva transformación 2X168 MVA en San Marcos y traslado de transformación 2X168 MVA de San Marcos a Simón Bolívar. Incluye reconfiguración de circuitos en 115 kV y la construcción de una subestación 115 kV Alférez reconfigurando el circuito Pance-Melendez 115 kV.	13.1

Fuente: UPME

Conclusiones:

- Las Alternativas 2 y 3 presentan una relación beneficio / costo superior a 1. Sin embargo, frente a los mismos beneficios para estas dos alternativas, la Alternativa 2 presenta un costo menor, lo que implica que su relación beneficio / costo sea superior. Por lo tanto, se recomienda la ejecución de la Alternativa No. 2 que corresponde a la subestación Alférez 230 kV y obras asociadas.

Para efectos de valoración, se consideró la nueva subestación 230 kV en interruptor y medio. Sin embargo, esta configuración quedará establecida oficialmente en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria. Adicionalmente, para la valoración de la servidumbre de la línea, se tuvo en cuenta un 3.5% del costo de la unidad constructiva "Km de línea de 230 kV".

- Dado que el desacople de la barra de Yumbo representa una solución hasta el año 2013, a fin de no correr riesgos con la atención de la demanda, se establece que el proyecto Alférez 230/115 kV deberá estar en operación a más tardar en noviembre del año 2013.
- El OR EPSA deberá analizar y presentar una solución para resolver los problemas que se causen ante la contingencia del transformador Cartago 230/115 kV.
- Se debe analizar la conveniencia de abrir el enlace entre Valle y CRQ, es decir Cartago – Papeles 115 kV. En este sentido, se invita a los OR's involucrados y lógicamente al Operador del Sistema CND – XM a conceptuar sobre esta propuesta.
- Se debe tener en cuenta que la medida operativa del desacople de la barra de Yumbo 115 kV deberá ser analizada y validada por el CND – XM.

La Tabla 5-40 presenta la valoración del proyecto en Unidades Constructivas.

Tabla 5-40. Valoración del proyecto Alférez 230 kV.

Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva de la Resolución CREG 097 de 2008	Cantidad	Costo Unitario \$ Dic/07	Costo Total \$ Dic/07
1	N5T14	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA	336	37,764,000	12,688,704,000
2	N5T14	30	Autotransformador monofásico OLTC de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA	6	263,494,000	1,580,964,000
3	N4S8	30	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	2	624,348,000	1,248,696,000
4	N4EQ2	40	Transformadores de Tensión Nivel 4	6	33,967,000	203,802,000
Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva de la Resolución CREG 011 de 2009	Cantidad	Costo Unitario \$ Dic/08	Costo Total \$ Dic/08
5	SE242	30	Módulo común 230, tipo 1, Todas	1	4,912,136,000	4,912,136,000
6	SE232	30	Módulo de barraje tipo 1 IM	1	457,662,000	457,662,000
7	SE211	30	Bahía línea 230, Int y Medio	2	2,569,253,000	5,138,506,000
8	SE212	30	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 230 kV	2	2,026,751,000	4,053,502,000
9	SE219	30	Corte central (IM)	2	942,679,000	1,885,358,000
10	LI223	40	Línea 230 kV, 2 Circuito, 2 subconductores por fase Nivel 2	1	617,042,000	617,042,000

Fuente: UPME

5.6 ANÁLISIS DEL STN

En esta sección se analizan las obras del STN que permiten reducir o eliminar restricciones, mejorar la confiabilidad del sistema y se analiza la conexión de grandes usuarios al STN (generadores y cargas). Las obras asociadas con las áreas Oriental (Bogotá), Atlántico y Valle del Cauca se estudiaron en la sección anterior como parte de los análisis de las respectivas regiones.

Específicamente esta sección se centra en el área suroccidental, la conexión de las centrales de generación Termocol y Porce IV, el impacto para el STN de la conexión de dos grandes cargas, los análisis de la interconexión Colombia – Panamá y define un listado de subestaciones objeto de cambio de configuración sujeto a su evaluación técnica y económica y su priorización en el tiempo.

Es importante señalar que se utilizó el mismo criterio aplicado en la versión 2009-2023 del Plan de Expansión, en cuanto a definir obras del STN asociadas con centrales de generación que tienen inicio de Obligaciones de Energía Firme en los próximos 5 años (antes de diciembre 31 de 2015), a fin de contar con suficiente tiempo de ejecución. Esto aplica para Porce IV.

Al final de este capítulo se presentan las obras de uso del STN recomendadas, las cuales deben ser ejecutadas a través del mecanismo de convocatorias o vía ampliación según el caso. Igualmente, se presenta la información consolidada de los proyectos y el cronograma de obras especificando periodos de convocatoria y ejecución.

5.6.1 Análisis Área Suroccidental

Problemática:

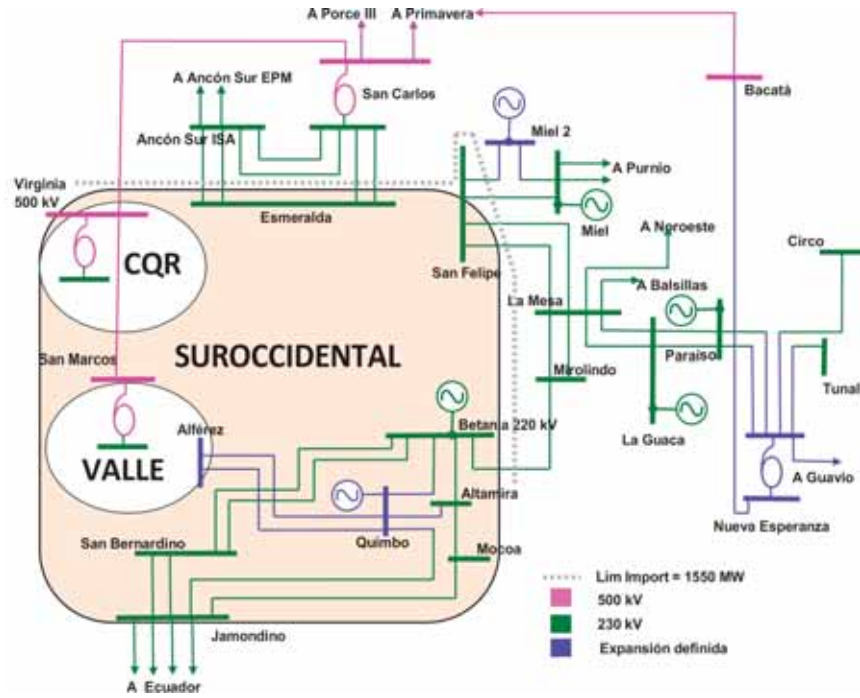
Esta área, la cual está conformada por las sub-áreas operativas Valle, Cauca, Nariño, CQR, Huila y Caquetá, presenta limitaciones en los intercambios de potencia con el resto del Sistema debido a las tensiones post-contingencia (ver Gráfica 5-24).

Actualmente el CND tiene establecido un límite operativo de 550 MW de flujo por el enlace San Carlos – Virginia 500 kV. De esta manera se evita que ante la contingencia del transformador 500/230 kV de la subestación San Marcos, el transformador 500/230 kV de Virginia se sobrecargue. Esta situación, dependiendo del despacho económico, puede ocasionar sobrecostos en la operación si la generación requerida en el área no está en mérito.

En los Informes de Planeamiento Operativo de Largo Plazo de octubre de 2009 y mayo de 2010, el CND propuso el proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV como una de las alternativas de solución a la problemática del área. La obra propuesta es la siguiente (ver Gráfica 5-25):

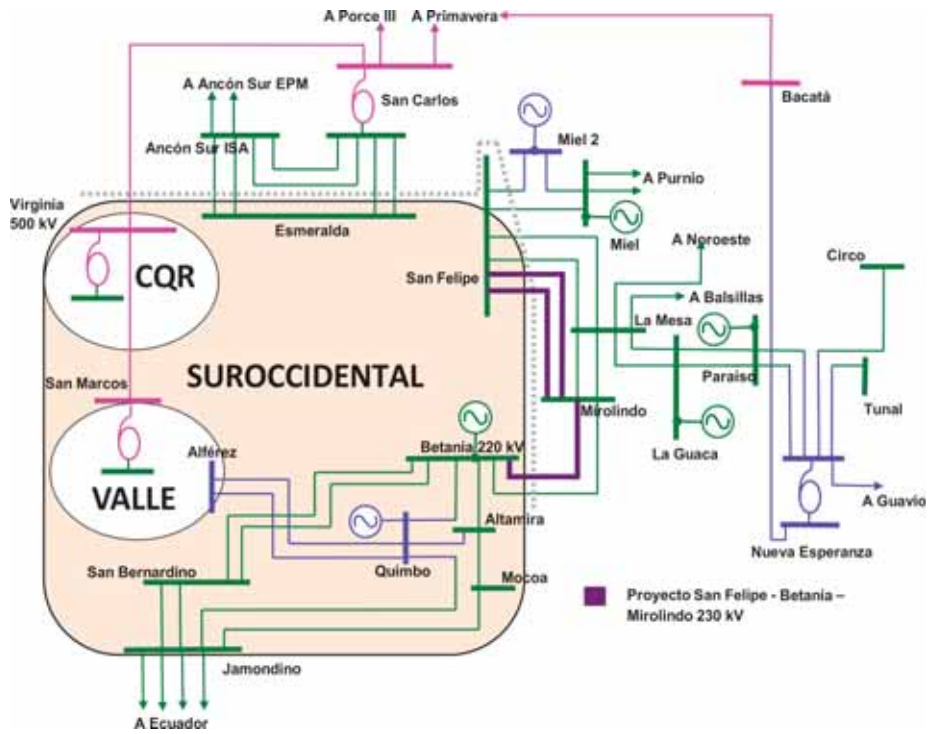
- Doble circuito de 85 km entre las subestaciones 230 kV San Felipe y Mirolindo.
- Sobre la infraestructura existente, segundo circuito de 206 km entre las subestaciones 230 kV Mirolindo y Betania.
- Compensación capacitiva serie en los dos circuitos Betania – Mirolindo 230 kV.

Gráfica 5-24. Área Suroccidental



Fuente: UPME

Gráfica 5-25. Proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV.



Fuente: UPME

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos de esta obra.

Análisis transitorio

Se consideraron los siguientes supuestos:

- Escenario crítico más probable de mínima generación en el área Suroccidental, que corresponde a despachar el 62% de su capacidad instalada.
- Máximas transferencias a Ecuador.
- Las sensibilidades topológicas de la Tabla 5-41.

Tabla 5-41. Casos considerados para los análisis de estabilidad transitoria

Sensibilidad	Descripción
Caso A (base)	Red proyectada para el año 2014 sin considerar el proyecto
Caso B	Con proyecto pero sin la compensación capacitiva serie en Betania - Mirolindo 230 kV 1 y 2.
Caso C	Considerando solamente el doble circuito Betania - Mirolindo 230 kV compensado.
Caso D	Considerando el proyecto completo

Fuente: UPME

La Tabla 5-42 describe los resultados de estabilidad transitoria obtenidos para aquellas contingencias que representan un leve impacto en el SIN. Posteriormente, mediante resultados gráficos, se detalla la incidencia sobre el SIN de las contingencias más severas.

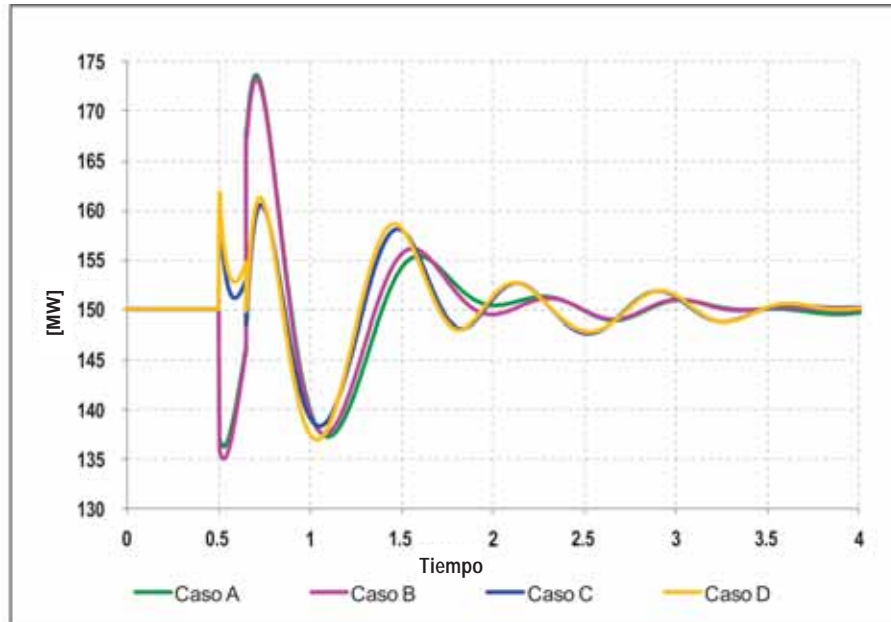
La Gráfica 5-26, Gráfica 5-27 y Gráfica 5-28 presentan el comportamiento de las máquinas de Betania y Salvajina ante las contingencias sencillas Betania – Mirolindo 230 kV y Jamondino – Pomasqui 230 kV.

Tabla 5-42. Resumen resultados contingencias menos crítica

RESUMEN ESTABILIDAD	
Contingencia	Comentario
Betania - San Bernardino 230 kV	<p>Se presenta una respuesta amortiguada en Betania. El comportamiento de la potencia transferida es muy similar para todos los escenarios (tanto la amplitud de la oscilación de potencia como el factor de amortiguamiento). La única diferencia entre el escenario sin proyecto y los demás casos, es la amplitud de la oscilación inicial del ángulo de rotor (ligeramente mayor para el caso base)</p> <p>Se puede concluir que para esta contingencia, el proyecto propuesto no mejora sustancialmente la estabilidad en Betania.</p>
Betania - Quimbo 230 kV	<p>Se presenta una respuesta amortiguada en Betania. El comportamiento de la potencia transferida es muy similar para todos los escenarios (tanto amplitud como factor de amortiguamiento). En cuanto al ángulo de rotor, se presenta una menor amplitud en la segunda oscilación en el escenario D con respecto a los demás casos. Sin embargo, no es significativa.</p> <p>Para todos los escenarios, se presenta una respuesta amortiguada en Quimbo tanto en el ángulo de rotor como en la potencia transferida. Esto se debe a que la planta de generación queda con otras 4 rutas de evacuación ante este evento de falla. Es decir, la pérdida de un enlace no es significativa para la estabilidad de Quimbo.</p> <p>Se puede concluir que para esta contingencia, el proyecto no mejora sustancialmente la estabilidad de Betania y Quimbo.</p>
Betania - Altamira 230 kV	<p>Se presenta una respuesta amortiguada en Betania. La potencia transferida es muy similar bajo todos los escenarios. En cuanto al ángulo de rotor, se presenta una menor amplitud en la segunda oscilación en el caso D con respecto a los demás casos. Sin embargo esta no es significativa.</p> <p>Se puede concluir que para esta contingencia, el proyecto no mejora sustancialmente la estabilidad de Betania.</p>
Jamondino - San Bernardino 230 kV	<p>Tanto para Salvajina y Betania, el comportamiento de las transferencias de potencia de estas dos plantas es similar para todos los escenarios.</p> <p>En cuanto el ángulo de rotor, se presenta una menor oscilación en el escenario D con respecto a los demás casos. Sin embargo, las mismas no son significativas.</p> <p>Se puede concluir que para esta contingencia, el proyecto no mejora sustancialmente la estabilidad de Betania y Salvajina.</p>

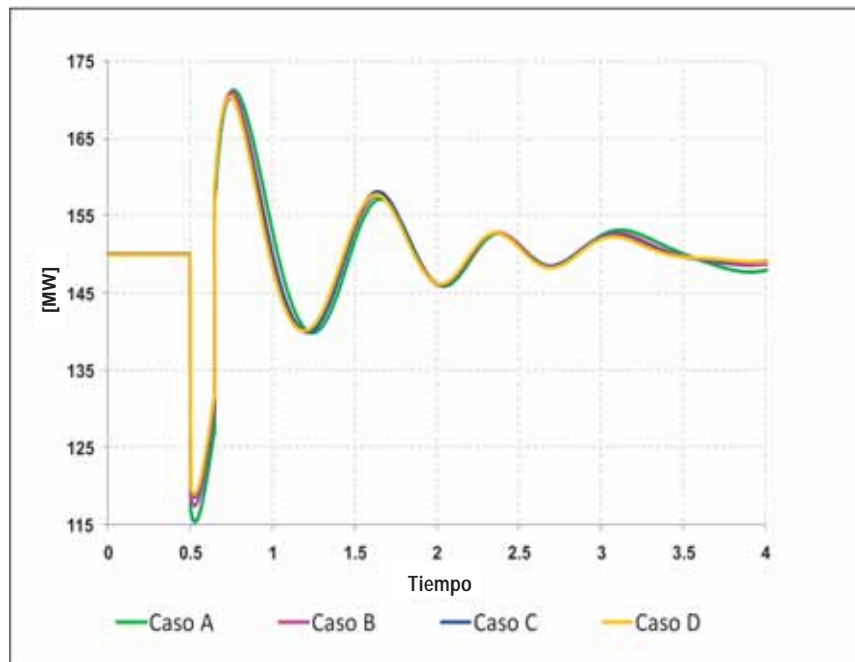
Fuente: UPME

Gráfica 5-26. Potencia en Betania, contingencia Betania – Mirolindo 230 kV.



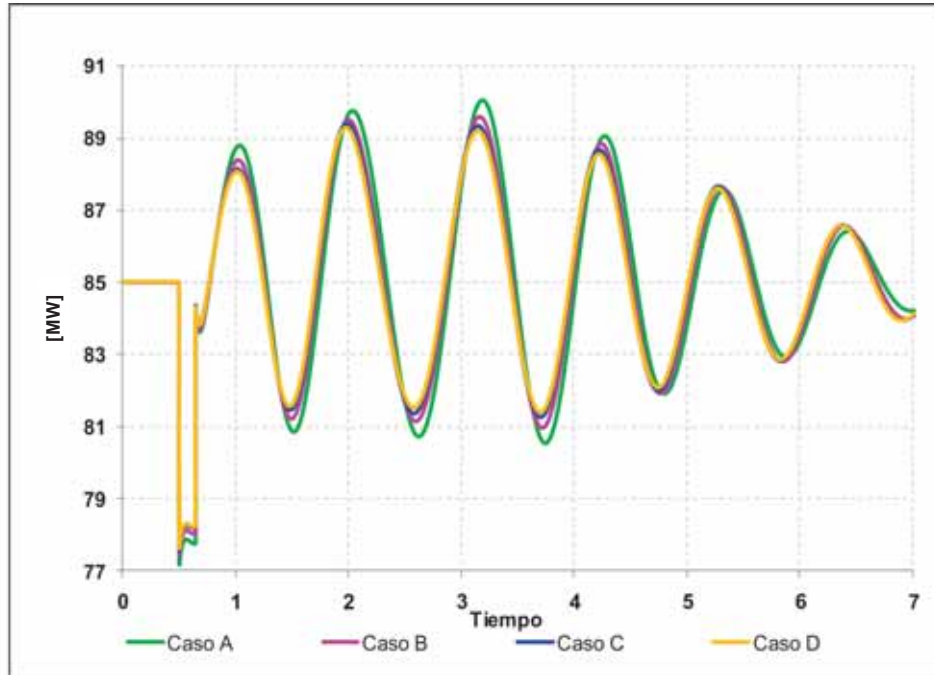
Fuente: UPME

Gráfica 5-27. Potencia en Betania, contingencia Jamondino – Pomasqui 230 kV.



Fuente: UPME

Gráfica 5-28. Potencia en Salvajina, contingencia Jamondino – Pomasqui 230 kV



Fuente: UPME

De la tabla y gráficas anteriores se puede concluir:

- Para todas las sensibilidades consideradas, se presenta un comportamiento amortiguado en Betania ante la contingencia Betania – Mirolindo 230 kV. Sin embargo, en los casos C y D se observa una menor amplitud en la oscilación de potencia con respecto a los casos A y B.

Al tener un doble circuito compensado entre Betania y Mirolindo, se tiene una menor impedancia equivalente entre la planta de generación y el resto del sistema. Esto permite tener una mayor relación Potencia – Ángulo de rotor y consecuentemente, un mejor comportamiento transitorio en Betania.

En este sentido, es claro que el doble circuito entre San Felipe y Mirolindo no tiene mayor incidencia en el comportamiento transitorio de Betania. En otras palabras, solo el segundo circuito Betania - Mirolindo más la compensación serie mejora la estabilidad de esta planta.

Se debe aclarar que, si bien el doble circuito compensado entre Betania y Mirolindo mejora el comportamiento transitorio de Betania, en los periodos de demanda mínima se debería operar abierta dicha compensación capacitiva serie. De no ser así, se tendría un excedente de potencia reactiva en el sur del país, aún con los nuevos reactores en Altamira, Mocoa y San Bernardino.

- Para todas las sensibilidades consideradas, se presenta un comportamiento amortiguado tanto para Betania como para Salvajina ante la contingencia Jamondino – Pomasqui 230 kV. Por otro lado, para los casos C y D, se observa un mejor perfil de tensiones en Tolima, Huila y Caquetá.

Beneficio del proyecto:

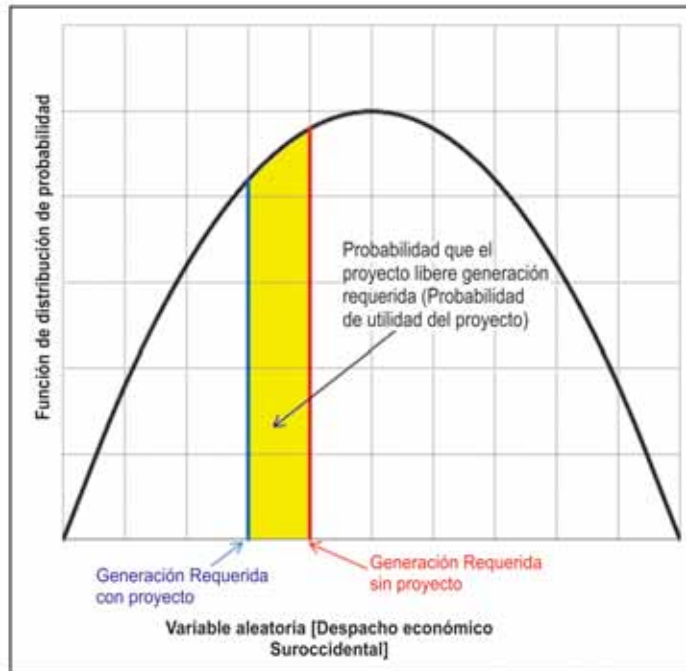
Estos corresponden a la reducción de la generación requerida en el suroccidente del país sí y solo si esta generación no está en mérito. Se valora para todos los periodos de demanda.

El objetivo es establecer la generación liberada con la entrada del nuevo proyecto de transmisión. Es decir, determinar el nuevo límite de importación del área suroccidental en virtud del corredor 230 kV San Felipe – Mirolindo – Betania. Es importante mencionar que el valor de la generación requerida aumenta en la misma proporción que lo hace la demanda. En este sentido, las exportaciones a Ecuador representan demanda adicional para el área Suroccidental, lo cual puede acelerar los requerimientos de ampliación del límite de importación para el área.

Así mismo, la disminución de la generación requerida depende de la posibilidad de contar o no con dicho despacho en mérito. Por lo tanto, se debe calcular la probabilidad de tener un despacho económico menor a la generación requerida en el área Suroccidental, sin y con la red de transmisión propuesta. La diferencia corresponderá a la probabilidad de utilidad de este proyecto. Ver Gráfica 5-29.

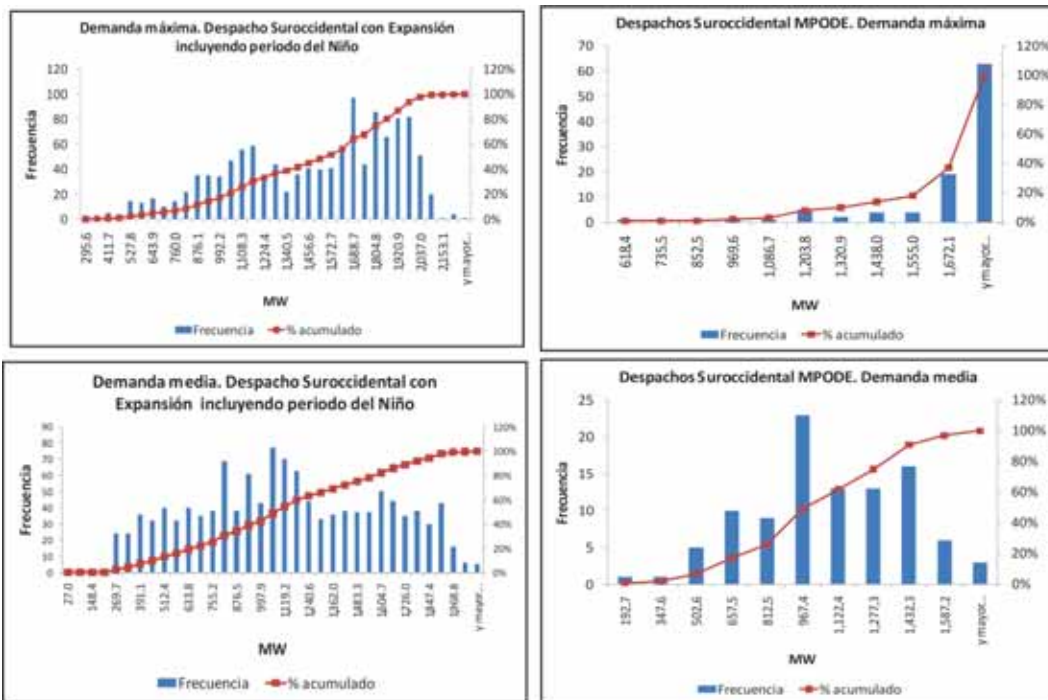
La probabilidad de utilidad del proyecto se puede obtener con base en información histórica del despacho ideal o mediante una simulación del MPODE. Para este caso en particular, se calculó de las dos formas eligiendo el mayor valor con el ánimo de realizar una valoración optimista del proyecto (ver Gráfica 5-30). Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la probabilidad de utilidad del proyecto varía en función de la generación requerida que a su vez es función del crecimiento de la demanda.

Gráfica 5-29. Probabilidad de Utilidad del proyecto



Fuente: UPME

Gráfica 5-30. Histograma de la generación en el área Suroccidental utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE



Fuente: UPME

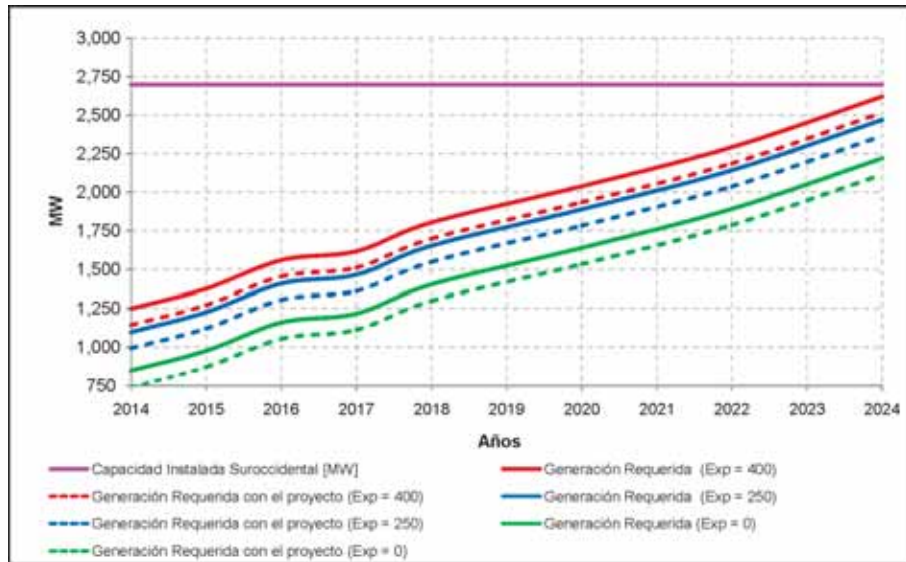
Procedimiento para determinar el límite de importación, con y sin proyecto:

- Sin proyecto, se determina el límite de importación del área suroccidental para el año 2014. Se reduce progresivamente la generación en el área y se realizan contingencias sencillas en la red asociada hasta encontrar violaciones.
- Se realiza el mismo ejercicio considerando el proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV.
- Se asume que el nuevo límite de importación se mantiene constante en el tiempo. En la práctica, éste se reduce progresivamente con el crecimiento de la demanda.

Resultados:

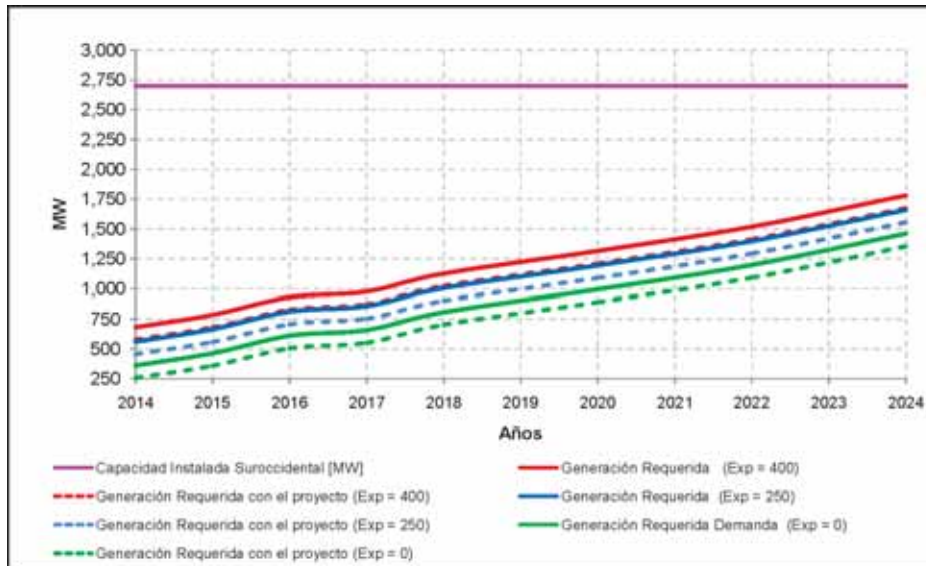
- Después de realizar las simulaciones correspondientes, se encontró que el proyecto reduce en 105 MW la generación requerida del área. No se consideró el aumento del límite de importación del área debido a la entrada de Ituango ya que el objetivo es evaluar los beneficios propios del corredor San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV.
- Con y sin proyecto, la contingencia que impuso el límite de importación fue la pérdida del transformador 500/230 kV de la subestación San Marcos (violación por sobrecarga en el banco 500/230 kV de la subestación Virginia).
- La Gráfica 5-31 y la Gráfica 5-32 representan la evolución de la generación requerida en el área suroccidental sin considerar la entrada de la primera fase de Ituango.
- Los beneficios del proyecto en demanda máxima se agotan en el 2025. Esto se debe a que en este año, la generación requerida es superior a la capacidad instalada.
- En el periodo de demanda media, la probabilidad de utilidad del proyecto alcanza su máximo valor de 14% en el año 2017. En el periodo de demanda máxima se llega a un mínimo de 0% en el año 2025, esto es coherente con la evolución de la generación requerida para este mismo periodo. Ver Gráfica 5-33.

Gráfica 5-31. Evolución de la Generación requerida en el área Suroccidental en el periodo de demanda máxima



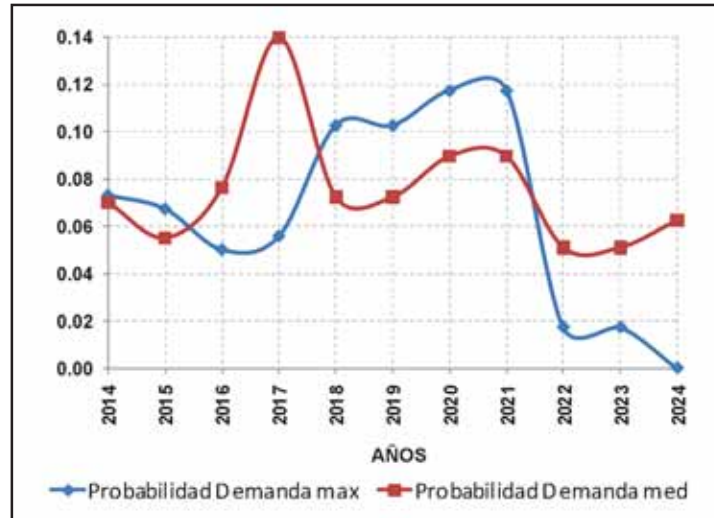
Fuente: UPME

Gráfica 5-32. Evolución de la Generación requerida en el área Suroccidental en el periodo de demanda media.



Fuente: UPME

Gráfica 5-33. Probabilidad de Utilidad del Proyecto



Fuente: UPME

Evaluación Económica:

Beneficios:

Estos corresponden a la reducción de la generación requerida en el área Suroccidental, considerando la probabilidad de utilidad del proyecto en cada uno de los periodos de demanda, valorado con el sobrecosto resultante de las reconciliaciones positivas y negativas causadas.

Costos:

Estos corresponden a la valoración de los activos del proyecto mediante unidades constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

La Tabla 5-43. presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación

Tabla 5-43 Relación Beneficio/Costo del proyecto

	Millones de Pesos Dic 09	Millones US\$ Dic 09
Beneficios	36,470	17.8
Costos	72,169	35.3
Beneficio/Costo		0.505

Fuente: UPME

Conclusiones del proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV:

- La reducción de la generación requerida es de tan solo 105 MW.
- Con base en la información histórica del despacho, la cual considera diferentes periodos de verano, se encontró que la máxima probabilidad de utilización del proyecto es del 14%. Esto quiere decir que la generación requerida en el área estaría en mérito la mayor parte del tiempo. En virtud de lo anterior, la relación beneficio / costo de este proyecto es inferior a 1.
- Desde el punto de vista de estabilidad, el doble circuito San Felipe – Mirolindo no mejora sustancialmente el comportamiento transitorio de las plantas Betania y Salvajina. En cuanto a reducción de la generación requerida en el área Suroccidental, el impacto de este mismo tramo no es significativo.

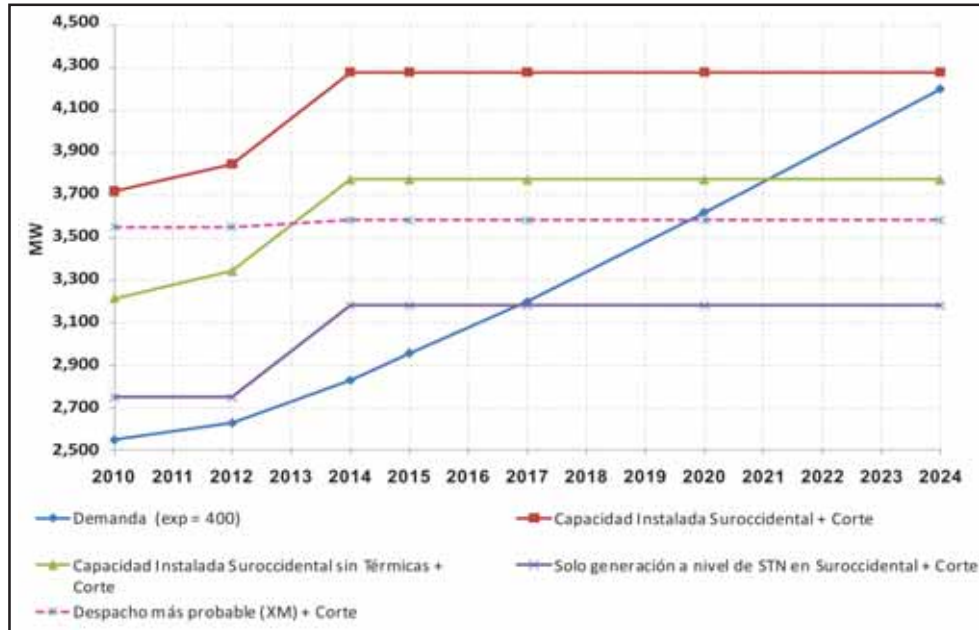
Por lo anterior, se realizó la evaluación económica, enfrentando todos los beneficios encontrados y el costo del segundo circuito Mirolindo – Betania compensado, encontrando que la relación beneficio / costo es inferior a 1.

Si bien el proyecto San Felipe – Mirolindo – Betania 230 kV no es viable económicamente, no se puede desconocer que el área Suroccidental puede tener problemas de abastecimiento en el mediano plazo. Esto ocurriría bajo escenarios de máxima exportación a Ecuador y mínima generación en el área (solo despacho a nivel de STN). Ver Gráfica 5-34.

Con base en lo anterior, las condiciones que imponen el límite de importación del área Suroccidental y dado que en el año 2017 se prevé la entrada de la primera fase de Ituango, se ve la necesidad de definir una obra integral a nivel de 500 kV, para resolver la citada problemática. En este sentido, se tendrá en cuenta la visión de largo plazo del presente Plan de Expansión para la búsqueda de la solución óptima.

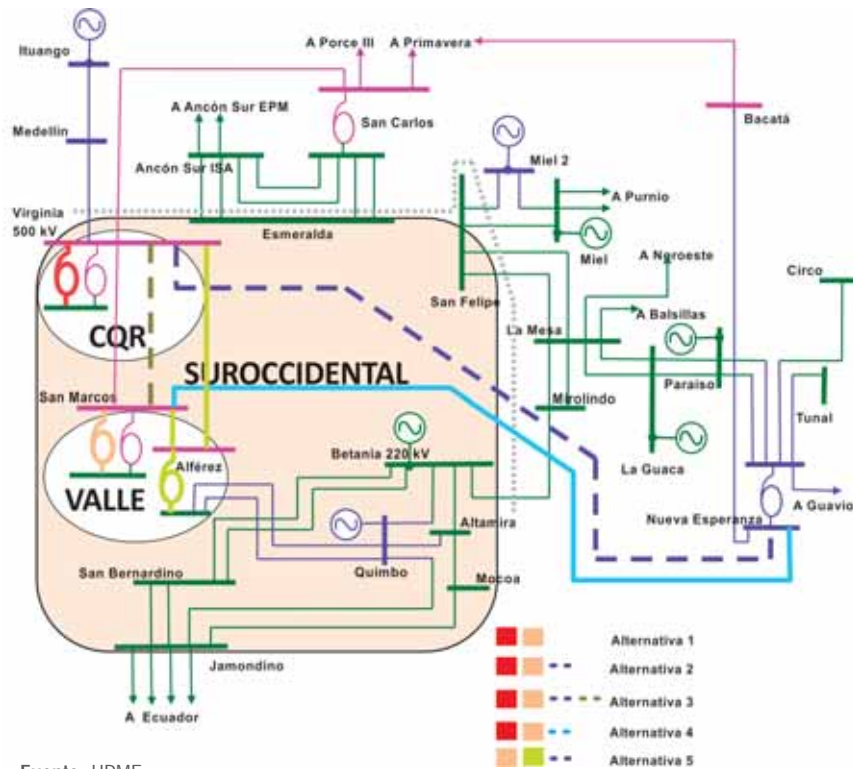
En la Gráfica 5-35 y la Tabla 5-44 se presentan las diferentes alternativas de expansión a nivel de 500 kV que la UPME está considerando, no solo para resolver la problemática del área, sino también para viabilizar la inyección de potencia de Ituango hacia el suroccidente del país. Desde el próximo Plan de Expansión se empezará a establecer esta obra.

Gráfica 5-34. Demanda Suroccidental + Exportaciones al Ecuador Vs Escenarios extremos de Generación



Fuente: UPME

Gráfica 5-35 Alternativas de expansión a nivel de 500 kV.



Fuente: UPME

Tabla 5-44. Observaciones de cada una de las Alternativas planteadas

Alternativa	Descripción	Observaciones
Alternativa 1	* Segundo transformador 500/230 kV en San Marcos y Virginia	Aumenta la impedancia equivalente en Virginia y San Marcos. Sin embargo, se debe limitar el flujo por el enlace San Carlos - Virginia, ya que ante la contingencia del mismo, se presentan violaciones de tensión en CQR y el Valle.
Alternativa 2	* Segundo transformador 500/230 kV en San Marcos y Virginia * Nuevo enlace Nueva Esperanza - Virginia 500 kV	Se cuenta con un enlace entre la zona Oriental y Occidental, lo cual representa una mayor confiabilidad y estabilidad para las dos áreas. La contingencia que impone el límite de importación es la pérdida del enlace San Marcos - Virginia 500 kV.
Alternativa 3	* Segundo transformador 500/230 kV en San Marcos y Virginia * Nuevo enlace Nueva Esperanza - Virginia 500 kV * Segundo circuito Virginia - San Marcos 500 kV	Bajo esta alternativa el límite de importación al suroccidente crece significativamente. La contingencia que impone el límite de importación es la pérdida del segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos.
Alternativa 4	* Segundo transformador 500/230 kV en San Marcos y Virginia * Nuevo enlace Nueva Esperanza - San Marcos 500 kV	Al igual que en el caso anterior, se tiene un enlace entre la zona Oriental y Occidental del país. La contingencia que impone el límite de importación es la pérdida del enlace San Carlos - Virginia 500 kV.
Alternativa 5	* Segundo transformador 500/230 kV en San Marcos * Nueva subestación Alférez 500/230 kV * Nueva línea Alférez - Virginia 500 kV * Nueva línea Alférez - San Marcos 500 kV * Nueva línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Al igual que en la alternativa anterior, el límite de importación al área suroccidental crece significativamente. Con esta obra también sería posible atender los futuros desarrollos en el sur de la ciudad de Cali. La contingencia que impone el límite de importación es la salida del segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos.

Fuente: UPME

5.6.2 Conexión Central de Generación Porce IV

Capacidad: 400 MW

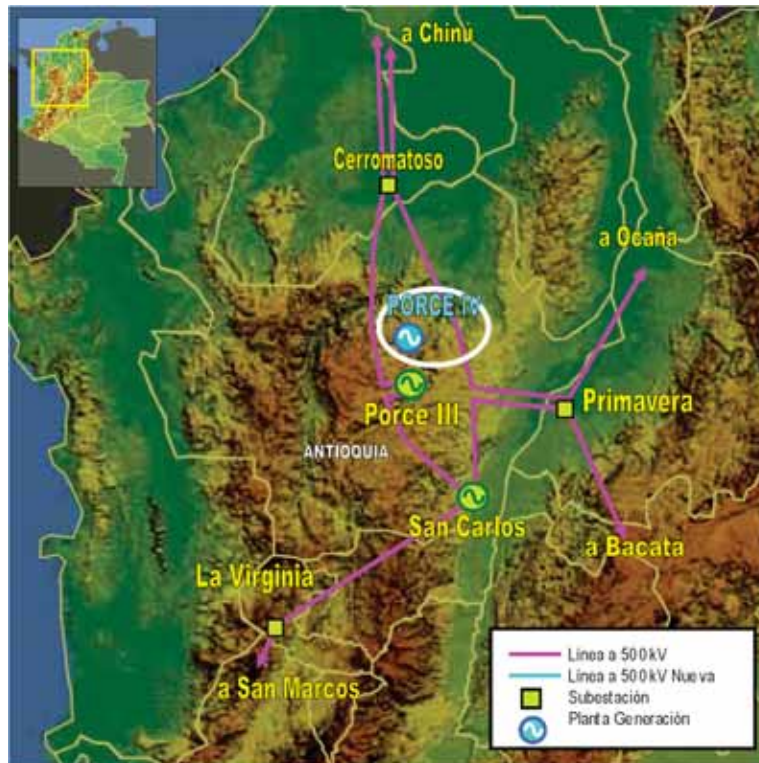
Entrada en operación primera Unidad: 01/02/2015

Inicio OEF: 01/12/2015

De acuerdo con la resolución CREG 093 de 2007, en caso de requerir redes de uso para conectar algún proyecto de generación, la fecha de entrada en operación de la red asociada será de tres (3) meses antes de la entrada en operación de la primera unidad.

La ubicación del proyecto se puede apreciar en la Gráfica 5-36.

Gráfica 5-36. Ubicación geográfica del proyecto Porce IV



Fuente: UPME

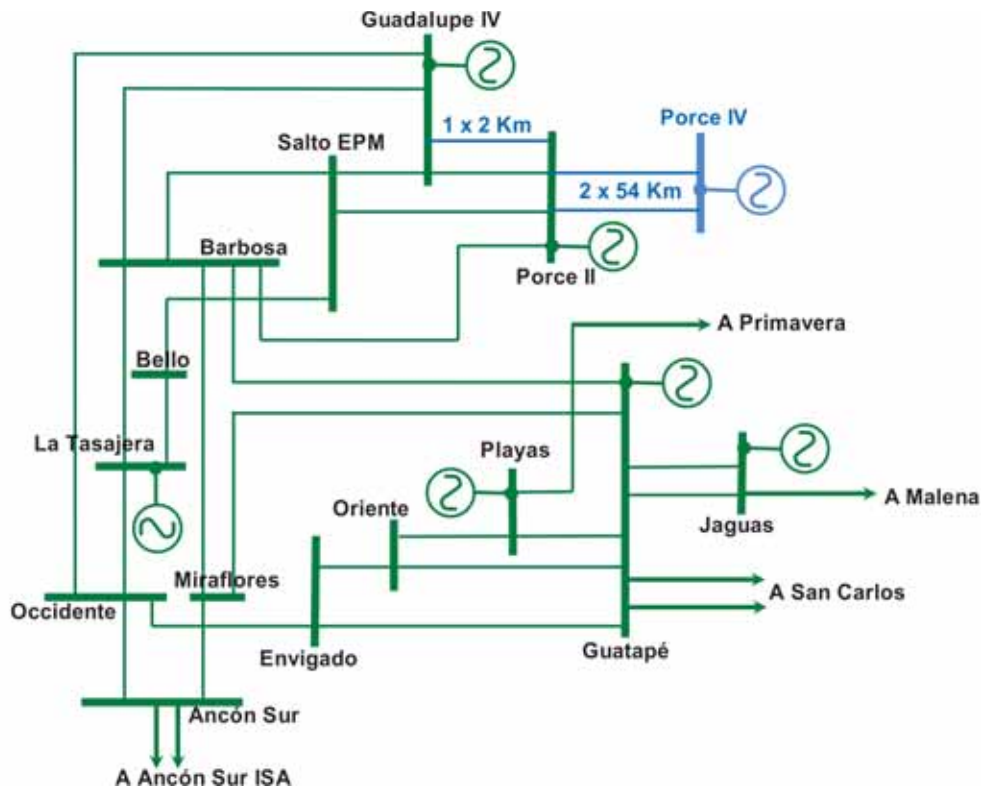
Antes de presentar las alternativas para la conexión de la planta de generación Porce IV, es importante tener en cuenta que la selección de la misma debe ser consecuente con la visión de largo plazo que ha planteado la UPME. En este sentido, se tendrán en cuenta las condiciones técnicas del proyecto, específicamente la capacidad instalada, la ubicación y la visión exportadora de energía de Colombia en el mediano y largo plazo.

Las alternativas analizadas a nivel de 230 kV resultaron inconvenientes técnicamente. Por otro lado, las alternativas a nivel de 500 kV se perfilaron con mejor desempeño técnico y son complementarias a los objetivos de esta Unidad.

A continuación se presentan los análisis para la conexión de Porce IV.

Alternativa 1. Conexión de la central Porce IV a la subestación Porce II 230 kV a través de un doble circuito de 54 km. Construcción de una línea de 2 km entre las subestaciones Porce II 230 kV y Guadalupe IV 230 kV (ver Gráfica 5-37).

Gráfica 5-37 Alternativa 1 Porce IV.



Fuente: UPME

Esta alternativa concentra toda la generación de Porce II, Guadalupe IV y Porce IV en un súper nodo. Ante máximo despacho de estas plantas, escenario de alta probabilidad, se congestiona la red de Antioquia a nivel 230 kV.

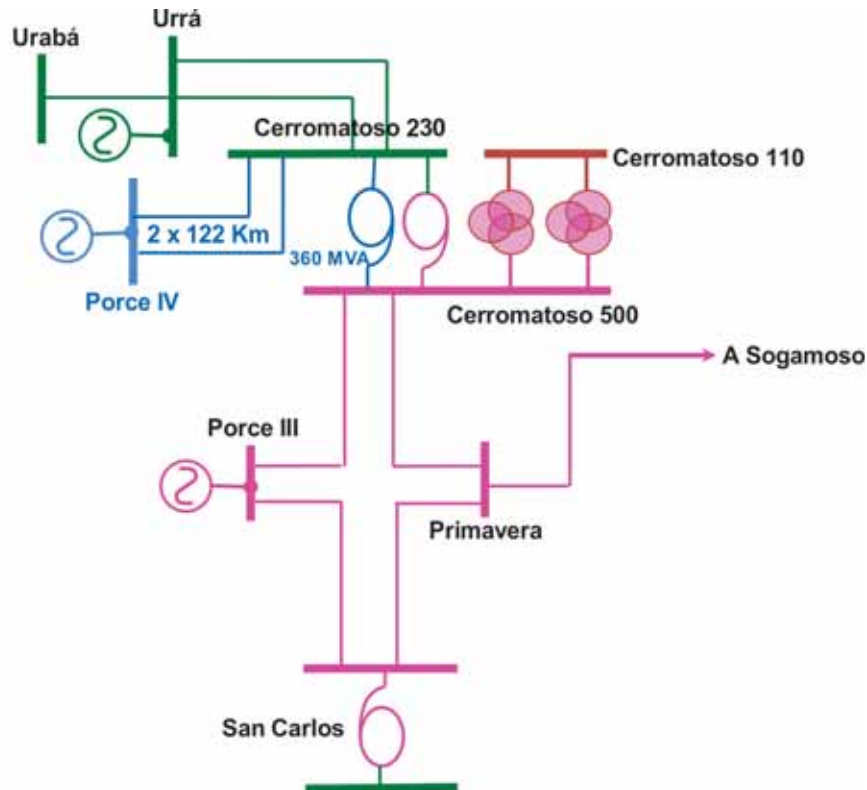
Para soportar los elevados flujo de potencia que pueden presentarse y las condiciones resultantes de las contingencias en el sistema de Antioquia, sería necesario reforzar el STN del área y construir al menos un nuevo enlace sólido con otras áreas para efectos de evacuación. También sería necesario repotenciar algunos enlaces a nivel de 110 kV y aumentar la capacidad de transformación STN/STR en la subestación Bello.

Esta alternativa por sí sola, no permite llevar generación económica a otras áreas como la Costa Atlántica ni reducir el costo operativo y las restricciones del sistema. En consecuencia, las obras complementarias implican elevados costos de inversión, lo que compromete la viabilidad del proyecto.

Por todo lo anterior, se encuentra que esta alternativa no es viable.

Alternativa 2. Conexión de la central Porce IV a la subestación Cerromatoso 230 kV a través de un doble circuito de 122 km. Nuevo transformador Cerromatoso 500/230 kV de 360 MVA (ver Gráfica 5-38).

Gráfica 5-38. Alternativa 2 Porce IV



Fuente: UPME

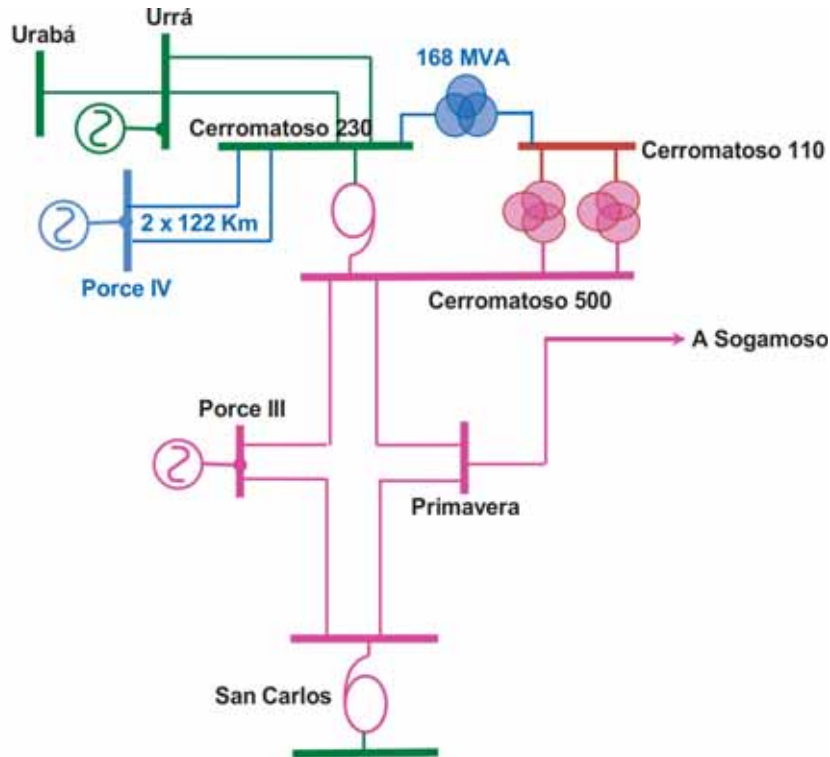
Bajo esta alternativa se concentra toda la generación de Porce IV en la subestación Cerromatoso 230 kV. Ante máximo despacho de esta planta y de Urrá, se tendrían 740 MW en línea para evacuar hacia el STN y el Urabá. En esta región se tiene una demanda inferior a 100 MW, es decir, 660 MW se inyectarían al sistema de 500 kV.

Ante la anterior situación, es claro que la contingencia de cualquiera de los transformadores 500/230 kV en Cerromatoso implica que el banco que quede en operación asuma más de 600 MW, registrando una elevada sobrecarga y muy seguramente su consecuente desconexión, lo que se convierte en una limitación a la máxima generación de Porce IV y Urrá, independiente de cualquier consideración operativa complementaria.

Por todo lo anterior y el costo de inversión, se encuentra que esta alternativa no es viable.

Alternativa 3. Conexión de la central Porce IV a la subestación Cerromatoso 230 kV a través de un doble circuito de 122 km. Nuevo transformador Cerromatoso 230/110 kV de 168 MVA (ver Gráfica 5-39).

Gráfica 5-39. Alternativa 3 Porce IV



Fuente: UPME

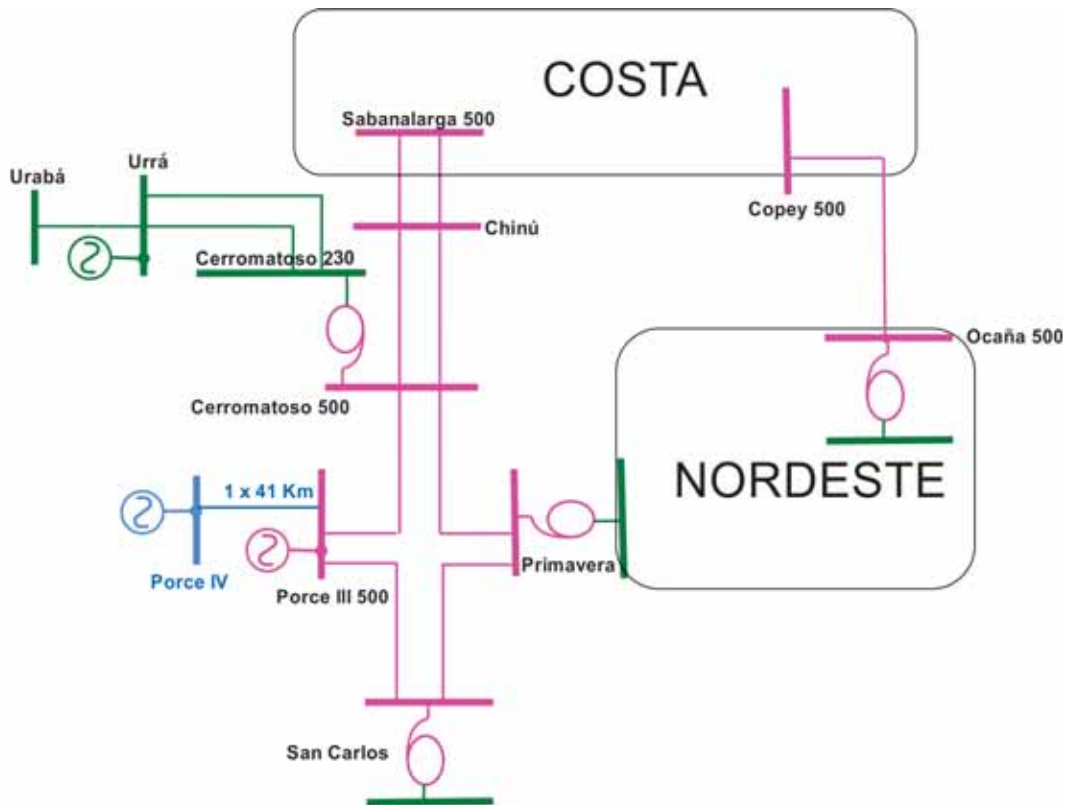
El desempeño es similar al de la alternativa anterior. Ante la contingencia del transformador 500/230 kV de la subestación Cerromatoso, el nuevo banco 230/110 kV asume cerca de 600 MW, lo que ocasiona su sobrecarga y posterior desconexión del sistema. Es claro que este mismo comportamiento se presentaría aun contando con una capacidad de 450 MVA en el nuevo transformador. Lo anterior implica una limitación a la máxima generación de Porce IV y Urrá.

Por todo lo anterior y el costo de inversión con los requerimientos adicionales, se encuentra que esta alternativa no es viable.

A continuación se presentan las alternativas de conexión a nivel de 500 kV. Si bien se considero inicialmente una capacidad de exportación a Panamá de 300 MW, más adelante, en el numeral 5.6.5, se presentan los análisis de la interconexión con el vecino país bajo una capacidad de exportación de 600 MW.

Alternativa 4. Conexión de la Central Porce IV a la subestación Porce III 500 kV a través de un circuito sencillo de 41 km (ver Gráfica 5-40).

Gráfica 5-40. Alternativa 4 Porce IV



Fuente: UPME

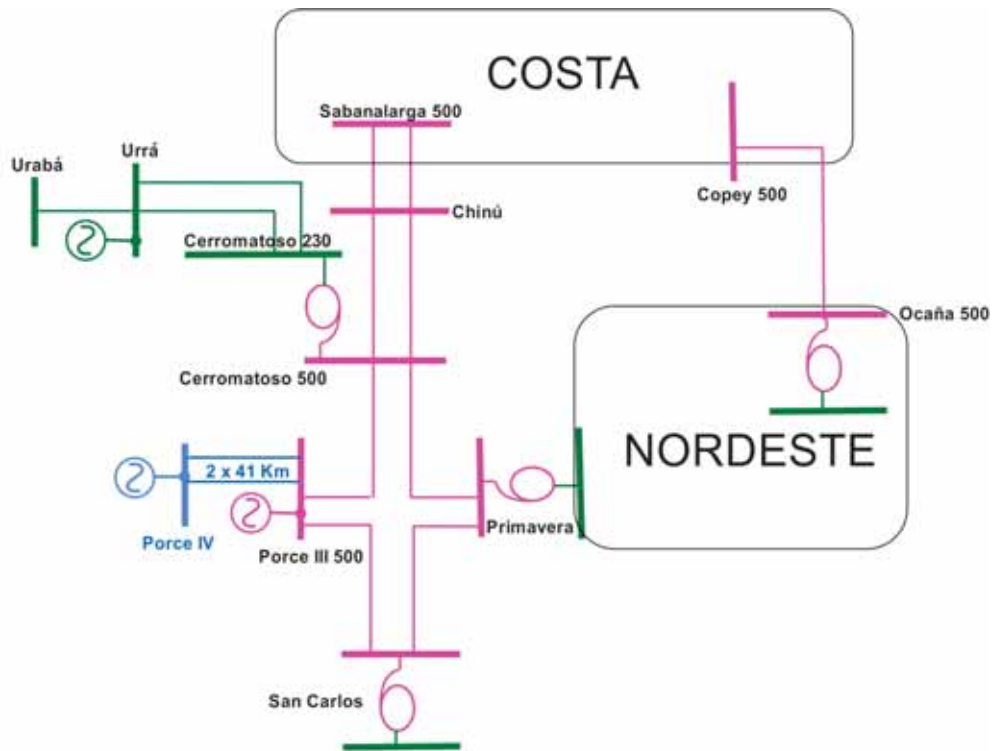
Permite evacuar la máxima generación de Porce IV bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, solo presenta una única ruta de evacuación, lo cual implicaría la pérdida de 400 MW ante la contingencia Porce IV – Porce III.

Dada esta limitación, se considera una alternativa complementaria con un enlace adicional entre Porce III y Porce IV

Alternativa 5. Conexión de la Central Porce IV a la subestación Porce III 500 kV a través de un doble circuito de 41 km (ver Gráfica 5-41).

En la Tabla 5-45 se presenta el desempeño de esta alternativa. Se consideraron escenarios de despacho hidráulico y térmico.

Gráfica 5-41. Alternativa 5 Porce IV



Fuente: UPME

Con respecto a esta alternativa se puede concluir:

- Se concentra toda la generación de Porce III y Porce IV en un súper nodo.
- No se presentan problemas de evacuación para Porce III y Porce IV bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.
- Los eventos de falla más severos corresponden a la pérdida de las líneas Porce III – San Carlos 500 kV y Porce III – Cerromatoso 500 kV. En cualquiera de estos dos casos, el enlace asociado a Porce III que queda en operación soporta más de 1,000 MW, es decir, casi toda la generación de Porce III y Porce IV.
- La indisponibilidad de la subestación Porce III ocasiona la pérdida de todo el despacho de Porce IV.

Alternativa 6. Conexión de la Central Porce IV a una nueva subestación 500 kV reconfigurando el circuito Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera – Porce IV y Porce IV – Cerromatoso con dos tramos adicionales de 20 km aproximadamente al punto de apertura (ver Gráfica 5-42).

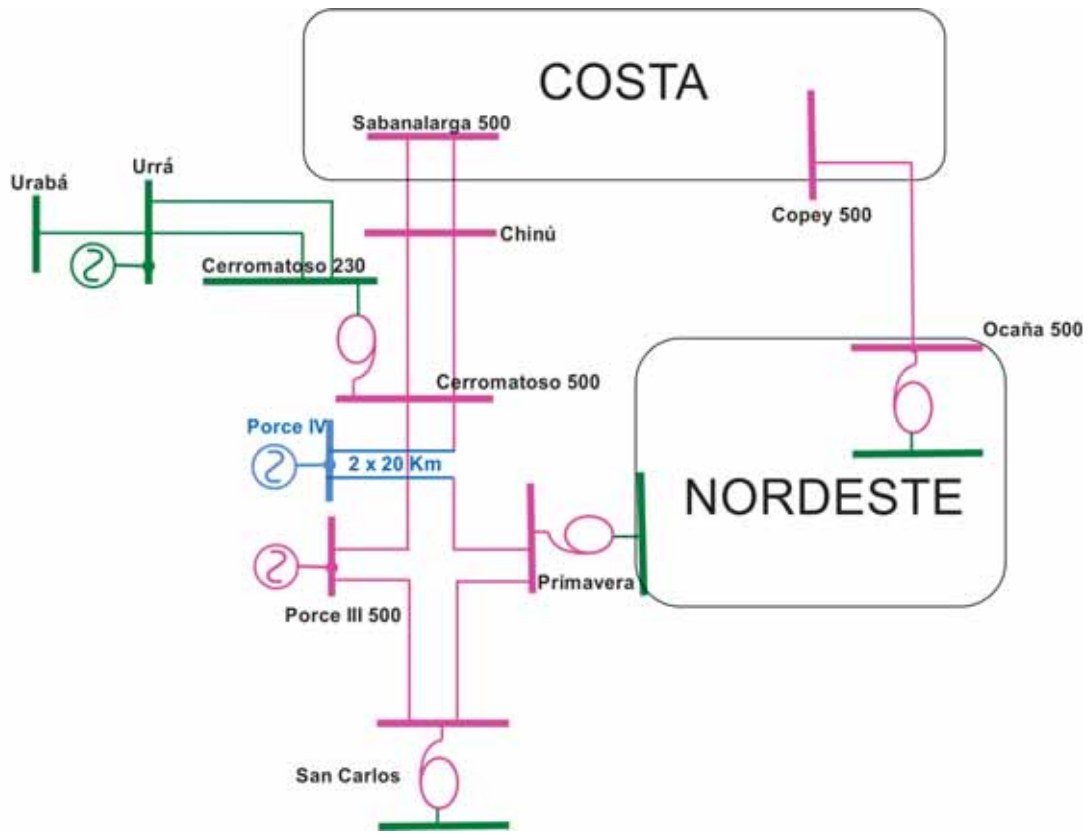
Tabla 5-45. Comportamiento del STN bajo la Alternativa 5

Alternativa 5: Doble Cto Porce IV - Porce III 500 kV (41 Km) + S/E Porce IV 500 kV		
2015	Despacho Hidró; Expor Panamá = 300 MW	Despacho Térmico; Expor Panamá = 300 MW
	Observaciones	Observaciones
Condiciones Normales de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Porce IV=20.7 % * Porce III - Porce IV=20.7 % * Porce III - Scarlos = 129 MW, 242 MVAR, 16 % * Porce III - Cerro = 918 MW, 122 MVAR, 56 % * Primavera - Cerro = 351 MW, 118 MVAR, 17 % * Flujo desde Porce III hacia Cerro y hacia San Carlos. * Flujo desde San Carlos a Primavera. * Flujo desde Primavera hacia Cerro. * Se presentan tensiones y cargabilidades aceptables en las barras y elementos del STN. 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Porce IV = 34 % * Porce III - Porce IV = 34 % * Porce III - Scarlos = 587 MW, 194 MVAR, 36 % * Porce III - Cerro = 469 MW, 206 MVAR, 31 % * Primavera - Cerro = -33 MW, 215 MVAR, 10 % * Flujo desde Porce III hacia Cerro y San Carlos. * Flujo desde San Carlos hacia Primavera. * Flujo desde Cerro a Primavera. * Se presentan tensiones aceptables en el STN, sin embargo, la cargabilidad de la línea Barbosa - Tasajera 230 kV es cercana al 100 %
N-1 Porce IV - Porce III 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Porce IV = 40.5 % * Porce III - Scarlos = 129 MW, 236 MVAR, 16 % * Porce III - Cerro = 918 MW, 118 MVAR, 56 % 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Porce IV = 68.1 % * Porce III - Scarlos = 587 MW, 189 MVAR, 36 % * Porce III - Cerro = 469 MW, 202 MVAR, 31 %
N-1 Porce III - Scarlos 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Aumenta el suministro de Reactivos en San Carlos. * Porce III - Cerro = 1,043 MW, 117 MVAR, 63 % * No se presentan problemas de evacuación para la generación de Porce IV y Porce III. 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Cerro = 1,043 MW, 124 MVAR, 64 % * No se presentan problemas de evacuación para la generación de Porce IV y Porce III.
N-1 Porce III - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Scarlos 500 kV = 1,059 MW, 322 MVAR, 64.2 % * No se presentan problemas de evacuación para la generación de Porce III y Porce IV. 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Scarlos = 1,059 MW, 249 MVAR, 63 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce III y Porce IV.
N-1 Primavera - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Cerro = 1,190 MW, 65.8 MVAR, 72 % * Porce III - Scarlos = -152.2 MW, 270 MVAR, 18% * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce III - Cerro = 443 MW, 241 MVAR, 31 % * Porce III - Scarlos = 612 MW, 194 MVAR, 38 % * No se presentan problemas de evacuación para Porce III y Porce IV

Fuente: UPME

En la Tabla 5-46 se presenta el desempeño de esta alternativa. Se consideraron nuevamente dos escenarios de despacho, uno hidráulico y el otro térmico.

Gráfica 5-42. Alternativa 6 Porce IV



Fuente: UPME

Tabla 5-46. Comportamiento del STN bajo la Alternativa 6

Alternativa 6: Reconfiguración Primavera - Cerromatoso 500 kV de 20 Km + S/E Porce IV 500 kV		
2015	Despacho Hidró; Expor Panamá = 300 MW	Despacho Térmico; Expor Panamá = 300 MW
	Observaciones	Observaciones
Condiciones Normales de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 546 MW, -31 MVar, 25 % * Porce IV - Primavera = -147 MW, -57 MVar, 7 % * Porce III - Scarlos = -71 MW, 264 MVar, 16 % * Porce III - Cerro = 724 MW, 154 MVar, 44 % * El flujo es de Porce IV y Porce III hacia Cerro, de Primavera a Porce IV y de San Carlos a Porce III. * El Flujo es de San Carlos a Primavera * Se presentan tensiones y cargabilidades aceptables en el STN 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 187 MW, -18 MVar, 9 % * Porce IV - Primavera = 212 MW, -158 MVar, 12 % * Porce III - Scarlos = 405 MW, 195 MVar, 26 % * Porce III - Cerro = 254 MW, 252 MVar, 22 % * El flujo es de Porce IV hacia Cerro y Primavera, y de Porce III hacia Cerro y San Carlos. * El Flujo es de San Carlos a Primavera * Se presentan tensiones adecuadas en el STN, sin embargo, la cargabilidad del enlace Tasajera - Barbosa 230 kV es cercana al 100 %.
N-1 Porce IV - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Primavera = 400 MW, -26 MVar, 18 % * Porce III - Scarlos = -503 MW, 238 MVar, 33 % * Porce III - Cerro = 1,144 MW, 9 MVar, 70 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce III y Porce IV 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Primavera = 400 MW, -128 MVar, 19 % * Porce III - Scarlos = 261 MW, 190 MVar, 19 % * Porce III - Cerro = 396 MW, 250 MW, 28 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce III y Porce IV
N-1 Porce IV - Primavera 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 400 MW, -11 MVar, 18 % * Porce III - Scarlos = -188 MW, 272 MVar, 19 % * Porce III - Cerro = 838 MW, 109 MVar, 51 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 400 MW, -60 MVar, 19 % * Porce III - Scarlos = 566 MW, 190 MVar, 35 % * Porce III - Cerro = 93 MW, 279 MVar, 18 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III
N-1 Porce III - Scarlos 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 605 MW, -63 MVar, 28 % * Porce IV - Primavera = -206, -5.4 MVar, 9 % * Porce III - Cerro = 654 MW, 200 MVar, 41 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = -123 MW, -21 MVar, 6 % * Porce IV - Primavera = 523 MW, -131 MVar, 25 % * Porce III - Cerro = 653 MW, 217 MVar, 42 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III
N-1 Porce III - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 1,136 MW, -32 MVar, 53 % * Porce IV - Primavera = -737 MW, 43 MVar, 34 % * Porce III - Scarlos = 660 MW, 320 MVar, 43 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 386 MW, 16 MVar, 18 % * Porce IV - Primavera = 13.MW, -167 MVar, 8 % * Porce III - Scarlos = 660 MW, 213 MVar, 40 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III

Fuente: UPME

Con respecto a esta alternativa se puede concluir:

- Permite la evacuación de la generación ante diferentes escenarios de despacho. Se cuenta con dos rutas de evacuación hacia diferentes áreas, lo cual representa una mayor confiabilidad para el sistema.
- No se presentan problemas de evacuación para Porce III y Porce IV ante contingencia sencilla.

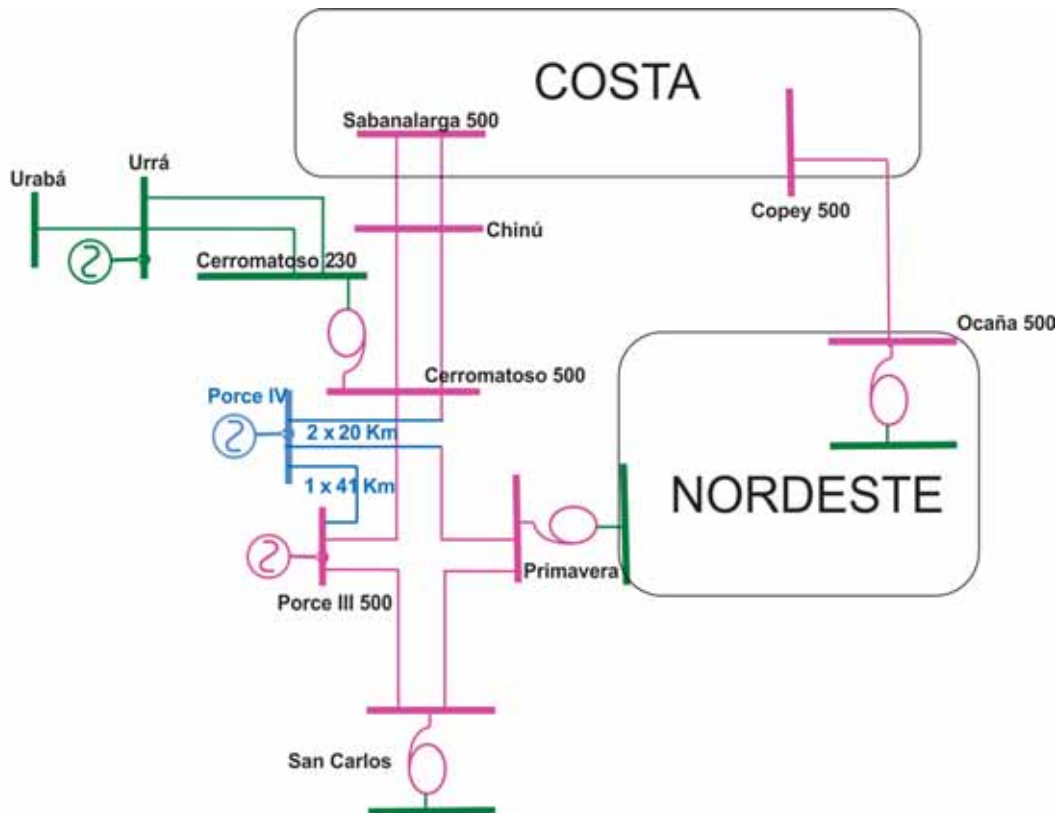
- Bajo un escenario hidráulico, los eventos de falla más severos corresponden a la salida de las líneas Porce III – Cerromatoso 500 kV y Porce IV – Cerromatoso 500 kV. Esto se debe a que gran parte de la generación de Porce III y Porce IV evacúa hacia la subestación Cerromatoso.

Finalmente, se analizó una alternativa complementaria a la Alternativa 6, considerando un enlace adicional entre Porce III y Porce IV, todo con el fin de establecer otra ruta de evacuación.

Alternativa 7. Conexión de la Central Porce IV a una nueva subestación 500 kV reconfigurando el circuito Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera - Porce IV y Porce IV – Cerromatoso con dos tramos adicionales de 20 km al punto de apertura, adicionalmente un enlace Porce III – Porce IV 500 kV de 41 km (ver Gráfica 5-43).

En la Tabla 5-47 se presenta el desempeño de esta alternativa.

Gráfica 5-43. Alternativa 7 Porce IV



Fuente: UPME

Tabla 5-47. Comportamiento del STN bajo la Alternativa 7

Alternativa 7: Reconfiguración Primavera - Cerromatoso 500 kV de 20 Km + S/E Porce IV 500 kV + Porce III - Porce IV de 41 Km		
2015	Despacho Hidró; Expor Panamá = 300 MW	Despacho Térmico; Expor Panamá = 300 MW
	Observaciones	Observaciones
Condiciones Normales de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = -254 MW, -127 MVA, 29 % * Porce IV - Cerro = 690 MW, 27 MVA, 31 % * Porce IV - Primavera = -37 MW, -34 MVA, 2 % * Porce III - Scarlos = -187 MW, 236 MVA, 18 % * Porce III - Cerro = 587 MW, 146 MVA, 36 % * El flujo es de Porce IV y Porce III hacia Cerro, de Primavera a Porce IV y San Carlos a Porce III. * El flujo es de San Carlos a Primavera. * Se presentan tensiones y cargabilidades aceptables en el STN 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = -94 MW, -177 MVA, 21 % * Porce IV - Cerro = 237 MW, 48 MVA, 11 % * Porce IV - Primavera = 255 MW, -110 MVA, 13 % * Porce III - Scarlos = 361 MW, 166 MVA, 23.2 % * Porce III - Cerro = 205 MW, 224 MVA, 18 % * El flujo es de Porce IV y Porce III hacia Cerro, de Porce IV a Primavera y Porce III a San Carlos. * El flujo es de San Carlos a Primavera. * Se presentan tensiones adecuadas en el STN, sin embargo, la cargabilidad del enlace Tasajera - Barbosa 230 kV es cercana al 100 %.
N-1 Porce IV - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = 328 MW, -35 MVA, 33 % * Porce IV - Primavera = 72 MW, -17 MVA, 3 % * Porce III - Scarlos = -216 MW, 223 MVA, 18 % * Porce III - Cerro = 1,183 MW, 28 MVA, 71 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce III y Porce IV 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = 104 MW, -94 MVA, 14 % * Porce IV - Primavera = 295 MW, -87 MVA, 14 % * Porce III - Scarlos = 353 MW, 175 MVA, 23 % * Porce III - Cerro = 408 MW, 244 MVA, 29 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce III y Porce IV
N-1 Porce IV - Porce III 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 546 MW, -31 MVA, 25 % * Porce IV - Primavera = -147 MW, -57 MVA, 7 % * Porce III - Scarlos = -71 MW, 264 MVA, 16 % * Porce III - Cerro = 724 MW, 154 MVA, 44 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III. 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 187 MW, -18 MVA, 9 % * Porce IV - Primavera = 212 MW, -158 MVA, 12 % * Porce III - Scarlos = 405 MW, 195 MVA, 26 % * Porce III - Cerro = 254 MW, 252 MVA, 22 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III.
N-1 Porce IV - Primavera 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = -286 MW, -92 MVA, 30 % * Porce IV - Cerro = 685 MW, 37 MVA, 31 % * Porce III - Scarlos = -222 MW, 27 MVA, 20 % * Porce III - Cerro = 590 MW, 146 MVA, 37 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = 113 MW, -183 MVA, 22 % * Porce IV - Cerro = 286 MW, 41 MVA, 13 % * Porce III - Scarlos = 580 MW, 164 MVA, 35 % * Porce III - Cerro = 192 MW, 220 MVA, 18 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III
Porce III - Scarlos 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = -97 MW, -234 MVA, 25 % * Porce IV - Cerro = 698 MW, 32 MVA, 31 % * Porce IV - Primavera = -202 MW, 52 MVA, 9 % * Porce III - Cerro = 558 MW, 180 MVA, 35 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Porce III = -390 MW, -226 MVA, 46 % * Porce IV - Cerro = 225 MW, 47 MVA, 10 % * Porce IV - Primavera = 564 MW, -62 MVA, 25 % * Porce III - Cerro = 268 MW, 233 MVA, 21 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III
N-1 Porce III - Cerro 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 1,227 MW, 89 MVA, 56 % * Porce IV - Primavera = -68 MW, -44 MVA, 4 % * Porce III - Scarlos = -102 MW, 210 MVA, 14 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III 	<ul style="list-style-type: none"> * Porce IV - Cerro = 420 MW, 92 MVA, 19 % * Porce IV - Primavera = 246 MW, -116 MVA, 12 % * Porce III - Scarlos = 393 MW, 167 MVA, 25 % * No se presentan problemas para la evacuación de Porce IV y Porce III

Fuente: UPME

Con respecto a esta alternativa se puede concluir:

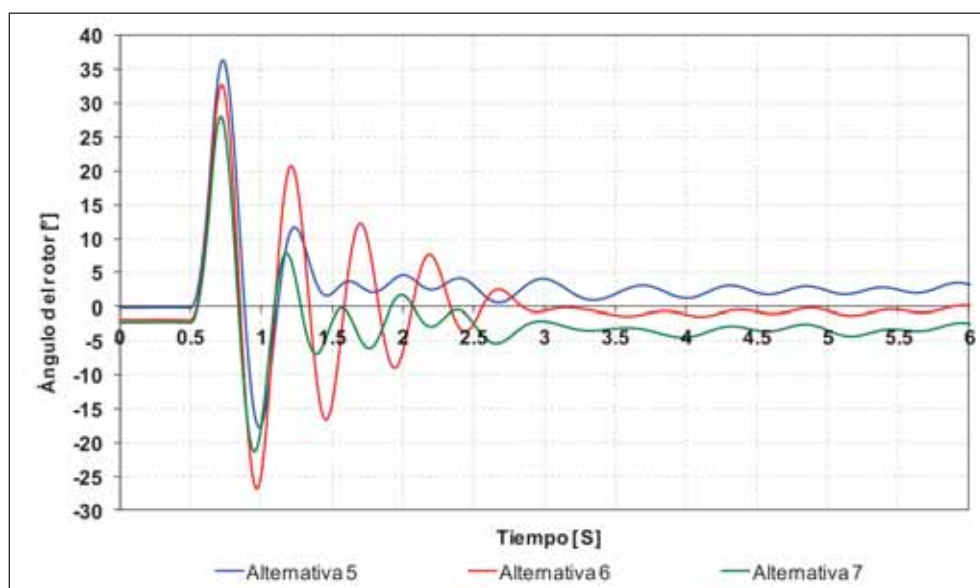
- Al igual que en la alternativa anterior, permite la evacuación de la generación ante diferentes escenarios de despacho.
- Ante las contingencias sencillas Porce IV – Cerromatoso y Porce III – Cerromatoso, los circuitos Porce III – Cerromatoso y Porce IV – Cerromatoso, respectivamente, presentan altas transferencias de potencia.
- En general las alternativas 6 y 7 se comportan de manera similar. No obstante, el costo de inversión de la Alternativa 6 es menor que la 7.

Es importante mencionar que actualmente el área Caribe tiene un límite de importación de 1,600 MW. Es decir, la suma de la potencia activa que transita por las líneas a 500 kV Porce III – Cerromatoso, Primavera – Cerromatoso y Ocaña - Copey no puede superar este valor. Si esto sucede y se tiene una contingencia en cualquiera de los mencionados enlaces, se presentan violaciones de tensión en el área Caribe. Para las alternativas consideradas, en ninguno de los escenarios estudiados se presentaron este tipo de violaciones.

Análisis transitorio:

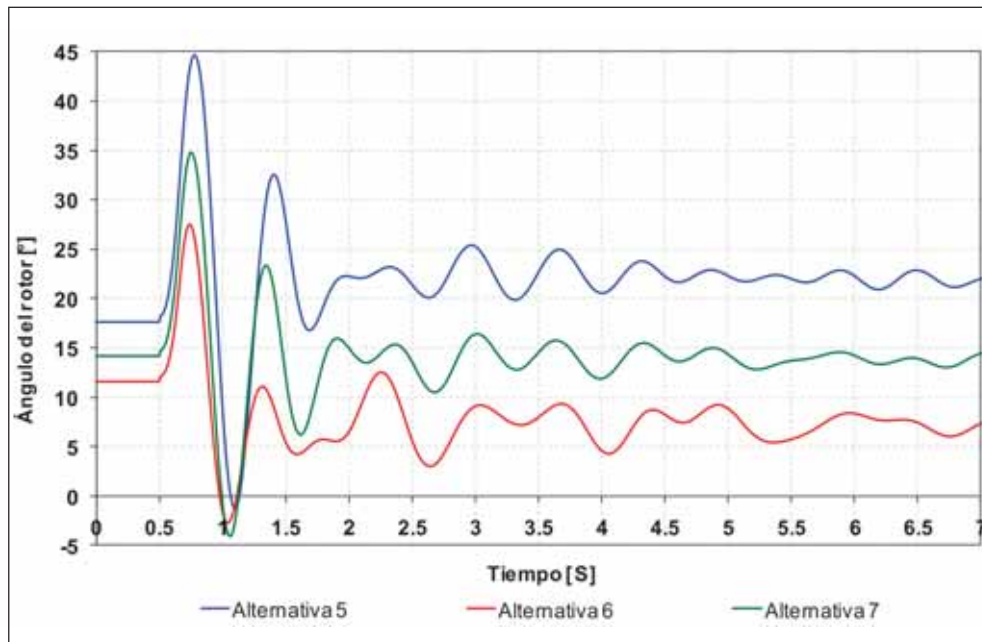
A continuación se presenta el comportamiento transitorio de las principales máquinas sincrónicas para cada una de las alternativas consideradas. Se consideró un despacho hidráulico y una exportación de 300 MW a Panamá (Ver Gráfica 5-44, Gráfica 5-45, Gráfica 5-46, Gráfica 5-47 y Gráfica 5-48).

Gráfica 5-44. Ángulo de rotor Porce III ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV



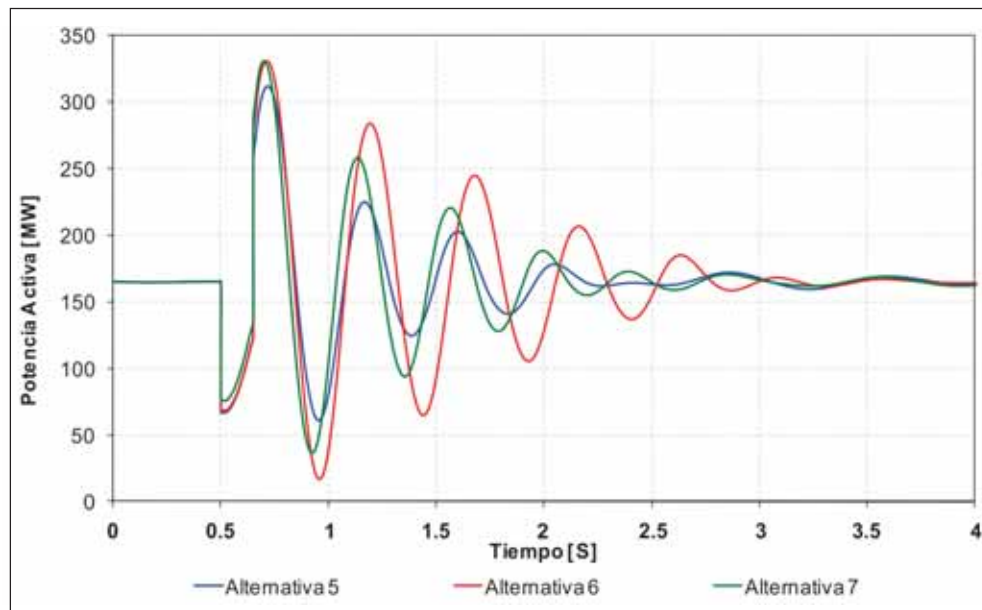
Fuente: UPME

Gráfica 5-45. Ángulo de rotor Porce IV ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV.



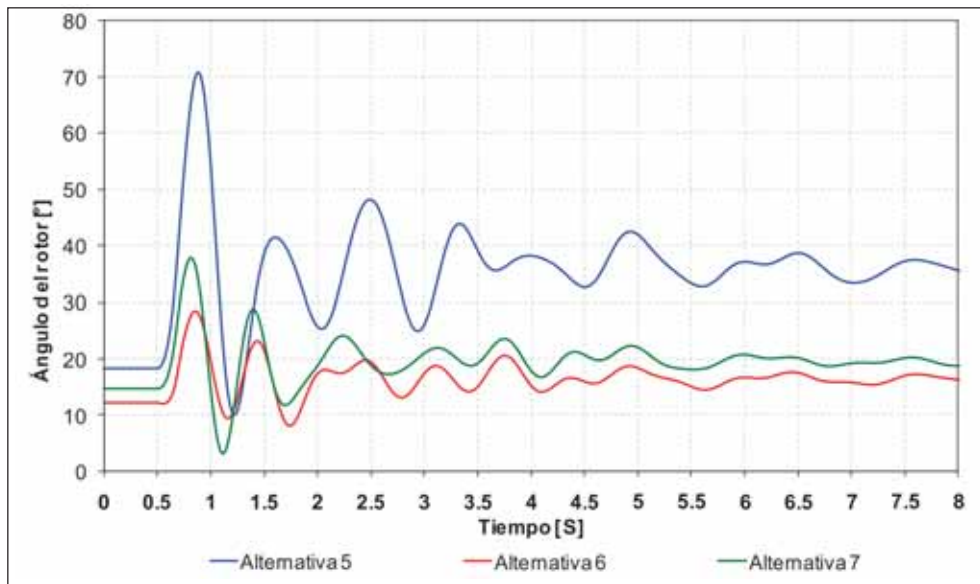
Fuente: UPME

Gráfica 5-46. Potencia activa Porce III ante la contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV



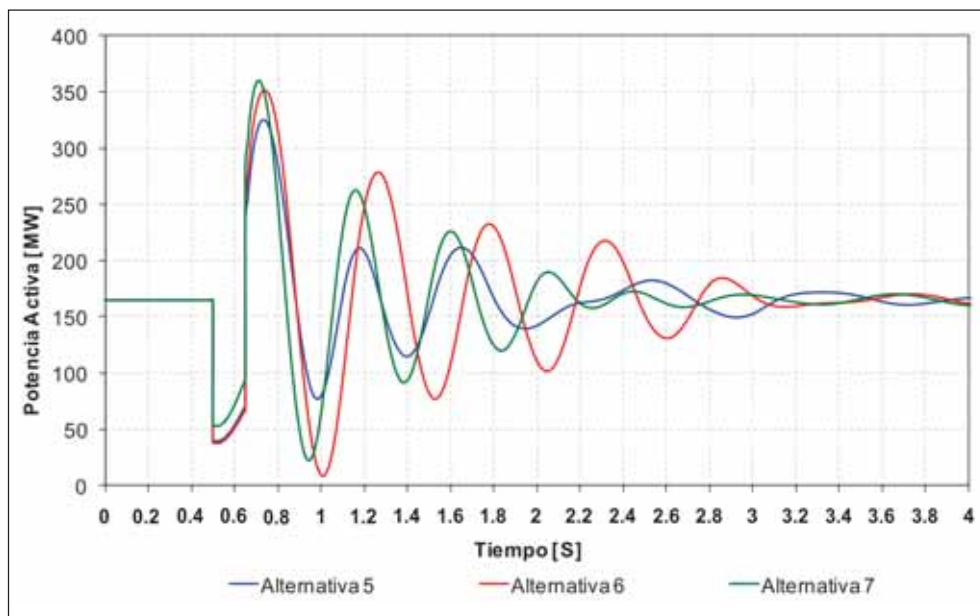
Fuente: UPME

Gráfica 5-47. Ángulo de rotor Porce IV ante la contingencia Porce III – San Carlos 500 kV.



Fuente: UPME

Gráfica 5-48. Potencia activa Porce III ante la contingencia Porce III – San Carlos 500 kV.



Fuente: UPME

Las tres alternativas presentan un comportamiento amortiguado. Sin embargo, se observan fuertes oscilaciones del ángulo del rotor para la alternativa 5.

Sobra mencionar que bajo la alternativa 4 las oscilaciones serían aún mayores. Esta problemática sumada a la pérdida total del despacho ante la contingencia Porce III – Porce IV hace inviable técnicamente esta alternativa.

Tanto en el factor de amortiguamiento como en la amplitud de las oscilaciones de potencia y ángulo de rotor, las alternativas 6 y 7 presentan un desempeño similar en régimen transitorio.

Resumen de resultados de las Alternativas.

- La Alternativa 5 permite la evacuación de la generación de Porce III y Porce IV bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Sin embargo, la indisponibilidad de la subestación Porce III ocasiona la pérdida de toda la generación de Porce IV.

En régimen transitorio se observan fuertes oscilaciones del ángulo del rotor, aunque amortiguadas.

- Alternativa 6: Presenta un buen desempeño. Permite la evacuación de la generación de Porce III y Porce IV bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Se observa un adecuado comportamiento transitorio.
- Alternativa 7: Presenta un desempeño similar a la alternativa 6.

Evaluación Económica:

Se calculó la relación Beneficio/Costo para las alternativas técnicamente viables, es decir para las alternativas 5, 6 y 7 (ver Tabla 5-48)

Beneficios:

- Valoración de la confiabilidad energética para el usuario, en función de los compromisos de energía de la central.
- Reducción de los costos operativos.

Costos:

- Costo al usuario del cargo por confiabilidad que remunera los compromisos de energía firme comprometida por la central.

- Valoración de activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 5-48. Resultados Evaluación Económica Porce IV

Alternativa	Descripción	Costo de la red [Millones US\$ Dic 09]	Benf/Costo
5	<ul style="list-style-type: none"> * Doble cto Porce IV - Porce III 500 kV (41 Km) * S/E Porce IV 500 kV 	26.9	1.67
6	<ul style="list-style-type: none"> * Cerro - Porce IV 500 kV (20 km de reconfiguración) * Primavera - Porce IV 500 kV (20 km de reconfiguración) * S/E Porce IV 500 kV 	23.8	1.70
7	<ul style="list-style-type: none"> * Cerro - Porce IV 500 kV (20 km de reconfiguración) * Primavera - Porce IV 500 kV (20 km de reconfiguración) * S/E Porce IV 500 kV * Porce IV - Porce III 500 kV (41 Km) 	36.8	1.57

Fuente: UPME

Los beneficios debidos a la confiabilidad energética según compromisos de energía firme y los costos del cargo por confiabilidad para el usuario, son los mismos en todas las alternativas.

La Alternativa 6 presenta la mayor relación Beneficio/Costo, dado que implica un menor costo de inversión y mayor reducción del costo operativo para el sistema. Adicionalmente, se realizó una sensibilidad en su valoración. Se estableció el costo del proyecto de transmisión asumiendo una subestación tipo GIS, encontrando aún que la relación Beneficio/Costo de la infraestructura propuesta es superior a 1.

En conclusión, se recomienda la ejecución de la Alternativa 6.

La fecha de entrada en operación de este proyecto de transmisión es octubre 31 de 2014, tres meses antes de la entrada en operación comercial de la central de generación. Es importante aclarar que, si bien EPM declaró entrada en operación comercial de la primera unidad el 01 de febrero de 2015, la UPME asumió como referencia el último día calendario del mes anterior, es decir 31 de enero de 2015, a fin de contabilizar los tres meses previos para la entrada de la red de transmisión.

Considerando la viabilidad del proyecto, la fecha de entrada en operación de la red de transmisión podrá ser ajustada a partir de la fecha señalada en la presente versión del plan, según la precisión del promotor del proyecto, previo a la constitución de la garantía requerida y de la apertura de la convocatoria.

La Tabla 5-49 presenta la valoración de la Alternativa 6 con base en Unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 5-49. Valoración en Unidades Constructivas de la Alternativa 6 Porce IV

Item	Código	Vida útil	Unidad Constructiva	Cantidad	Costo Unitario Miles \$ Dic/08	Costo Total Miles \$ Dic/08
1	SE513	30	Módulo común - S/E I-1/2 - 500 kV	1	5,664,782	5,664,782
2	SE508	30	Módulo de Barraje - Tipo 1 - IM 500 kV	1	1,819,645	1,819,645
3	SE505	30	Corte central - IM -500 kV	1	4,083,981	4,083,981
6	CP502	30	Módulo compensación Reactiva maniobrable 500kV 20 MVar	6	4,287,415	25,724,490
7	CP501	30	Bahía compensación Reactiva maniobrable 500kV 20 MVar	2	1,957,934	3,915,868
6	SE503	30	Bahía de línea I-1/2	2	6,284,579	12,569,158
7	LI521	40	km de línea a 500 kV	40	637,274	25,490,960

Fuente: UPME

Nota: Para efectos de valoración, se consideró la nueva subestación en interruptor y medio. Sin embargo, esta configuración quedará establecida oficialmente en los Documentos de Selección de la respectiva Convocatoria. Es importante mencionar que se consideró para la valoración de la servidumbre de la línea, el 3.5% del costo de la unidad constructiva "Km de línea de 500 kV".

5.6.3 Conexión central de generación Termocol

Capacidad: 208 MW.

Entrada en operación primera Unidad: 01/12/2012.

Inicio OEF: 01/12/2012.

La ubicación del proyecto se puede apreciar en la Gráfica 5-49.

Antecedentes:

- El Ministerio de Minas y Energía, mediante la resolución 180946 de junio de 2009, adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2009 – 2023, el cual recomendó el cambio de configuración de la subestación Santa Marta de anillo a interruptor y medio. Lo anterior con el fin de mejorar su confiabilidad, normalizar las actuales conexiones en dicha subestación y permitir la conexión de nuevos usuarios, entre ellos la central de generación Termocol.

Gráfica 5-49. Ubicación geográfica del proyecto Termocol



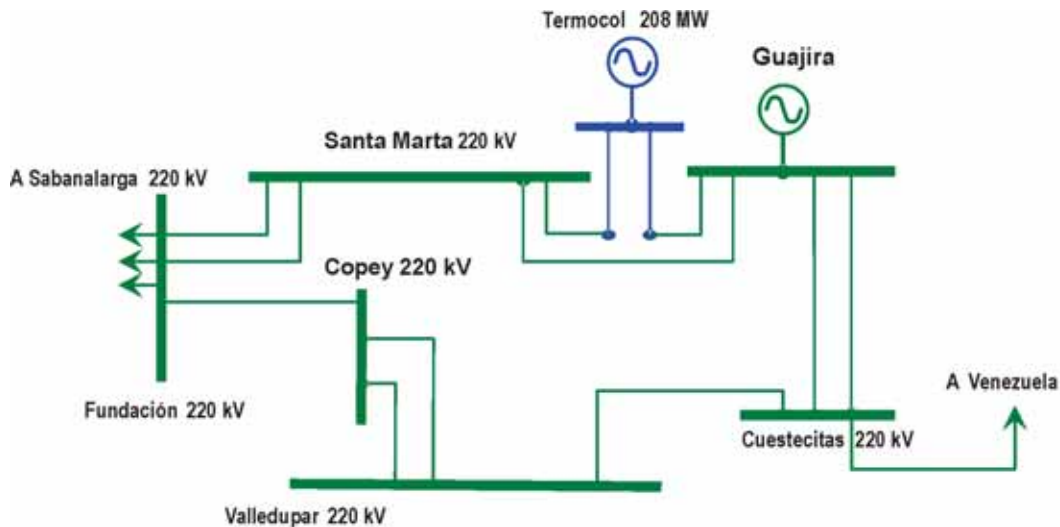
Fuente: UPME

- En octubre del año 2009 la UPME emite la señal al transportador TRANSELCA de iniciar las obras de ampliación en la subestación Santa Marta 220 kV.
- En noviembre del año 2009 la UPME emite concepto aprobatorio para la conexión de la central Termocol a la subestación Santa Marta 220 kV a través de una línea exclusiva. Simultáneamente, el grupo Poliobras informó sobre la nueva fecha de entrada en operación del proyecto (diciembre del año 2012).
- El 31 de diciembre del año 2009, posterior al concepto de conexión emitido por la UPME, el grupo Poliobras presentó un nuevo estudio denominado "Conexión del Proyecto de Generación Termocol a la línea 220 kV Santa Marta – Guajira" Esta nueva alternativa implicaría activos de uso del STN.

El estudio señala que se presentan dificultades para la construcción de la línea Termocol – Santa Marta 220 kV según lo señalado por la Gobernación del Magdalena en cuanto a que i) no existe trazado definitivo de las vías paralelas o zonas de amortiguación del Proyecto vial Ruta del Sol por donde se supone pasaría el proyecto de Transmisión, ii) la construcción de este proyecto vial depende de la adquisición de predios y de su cierre financiero y iii) dicha Gobernación no está en capacidad de conceder los permisos de paso necesarios para que la línea de transmisión Termocol – Santa Marta vaya por la zona de amortiguación de la ruta del Sol.

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó la conexión del proyecto a través de la reconfiguración de la línea Santa – Marta – Guajira 220 kV (ver Gráfica 5-50).

Gráfica 5-50. Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Guajira 220 kV.



Fuente: UPME

Cabe resaltar que los resultados que se presentan a continuación fueron socializados ante el CAPT en los meses de abril y junio del presente año. La Tabla 5-50 presenta el resumen de los mismos.

Con respecto a la conexión propuesta por el grupo Poliobras se puede concluir:

- En condiciones normales de operación, ante máximo despacho en Guajira y Termocol, se observan violaciones por sobrecarga en la línea Santa Marta – Termocol 220 kV. Este comportamiento se torna más crítico en periodos de demanda mínima y al considerar un escenario de importación desde Venezuela.

Adicionalmente, es claro que las violaciones por sobrecarga serían aun mayores ante las contingencias sencillas Santa Marta – Guajira 220 kV, Termocol – Santa Marta 220 kV y Cuestecitas – Valledupar 220 kV (ver Tabla 5-50).

- Si bien la UPME no emite concepto sobre esquemas suplementarios, la propuesta de Poliobras en el sentido de implementar un Rechazo Automático de Generación - RAG, no es viable dada las dificultades identificadas. La conexión propuesta implica limitar el despacho de Termocol, ocasionando en un momento dado restricciones al SIN o en el peor de los casos, que no se pueda hacer entrega de la energía comprometida.

Tabla 5-50 Desempeño del STN considerando la conexión de Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Guajira 220 kV.

Año 2012	Demanda Máxima	Demanda Mínima	Demanda máxima considerando una importación de 150 MW desde Venezuela.	Demanda mínima considerando una importación de 150 MW desde Venezuela.
Generación	Termocol: 208MW Guajira: 302MW	Termocol: 208MW Guajira: 302MW	Termocol: 208MW Guajira: 302MW	Termocol: 208MW Guajira: 302MW
Condición Normal de Operación	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 96.2 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 101 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 112 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 135.9 %
N-1 TR SANTA MARTA 220/115 kV	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 96.4 %		SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 112.3 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 135.9 %
N-1 SANTA MARTA - GUAJIRA 220 kV	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 115.9 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 123.6 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 143.3 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 170.4 %
N-1 TERMOCOL - SANTA MARTA 220 kV	SMARTA - GUAJIRA 220 kV = 101.1 %	SMARTA - GUAJIRA 220 kV = 109.4 %	* CUESTECITAS - V/DUPAR 220 kV = 107.2 % * SMARTA - GUAJIRA 220 kV = 130.5 %	* CUESTECITAS - V/DUPAR 220 kV = 124.8 % * SMARTA - GUAJIRA 220 kV = 154.3 % * TERMOCOL - GUAJIRA 220 kV = 103.7 %
N-1 TERMOCOL - GUAJIRA 220 kV				* SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 103.2 %
N-1 CUESTECISTAS - GUAJIRA 220 kV	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 101.8%	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 104.5%	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 114.8 %	* SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 138.4 %
N-1 CUESTECISTAS - VALLEDUPAR 220 kV	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 117.4 %	SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 123.4 %	* COPEY - FUNDACIÓN 220 kV = 106.2 % * SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 146.8 %	* COPEY - FUNDACIÓN 220 kV = 105.4 % * FUNDACIÓN - SMARTA 220 kV 1 y 2 = 107.9 % * SMARTA - TERMOCOL 220 kV = 176.7 %

Fuente: UPME

De acuerdo con los anteriores análisis, la UPME emitió concepto no aprobatorio para la conexión de la planta Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Guajira 220 kV.

Es importante mencionar que, una vez la UPME tuvo conocimiento de las dificultades para el trazado de la línea Santa Marta – Termocol 220 kV, realizó consultas y reuniones con autoridades como el INCO y la Gobernación de Magdalena. Finalmente, esta Unidad solicitó a la Gobernación, por ser la entidad responsable del trazado del Proyecto Vial Ruta del Sol en la zona urbana de Santa Marta, estudiar la posibilidad de otorgar los permisos necesarios para la construcción de la mencionada línea, a lo cual este ente territorial respondió:

“(...) La Gobernación del Magdalena se siente autorizada en recomendarle a Termocol, revisar la alternativa de comprar la franja del terreno necesario para construir la línea bajo el sistema de redes subterráneas (...)”.

En consecuencia, la UPME traslado esta respuesta al grupo Poliobras solicitando explícitamente seguir las recomendaciones de la gobernación del Magdalena. En este sentido, esta Unidad mantiene el concepto de conexión emitido al promotor de proyecto en el mes de noviembre del año 2009 con respecto a la conexión de la central Termocol a la subestación Santa Marta 220 kV.

5.6.4 Conexión de Cargas importantes al STN

5.6.4.1 Refinería Ecopetrol

Antecedentes:

En septiembre de 2009 ECOPETROL solicitó la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, la cual está asociada a la modernización de la refinería de Barrancabermeja. Se proyecta atender 120 MW a partir del año 2012 y 130 MW adicionales a partir del año 2015. Es importante mencionar que la red asociada a esta carga será de respaldo a los sistemas de generación existentes y proyectados en el complejo petrolero.

Supuestos:

- Periodo de demanda máxima.
- Escenario de despacho hidráulico (Sin Tasajero, sin Merilétrica y sin Termocentro)
- Se tiene en cuenta a partir del año 2010 la entrada del transformador 230/115 kV – 150 MVA en la subestación Guatiguará (Piedecuesta).
- Se consideró a partir del año 2013 el proyecto Hidrosogamoso con su red de transmisión asociada.

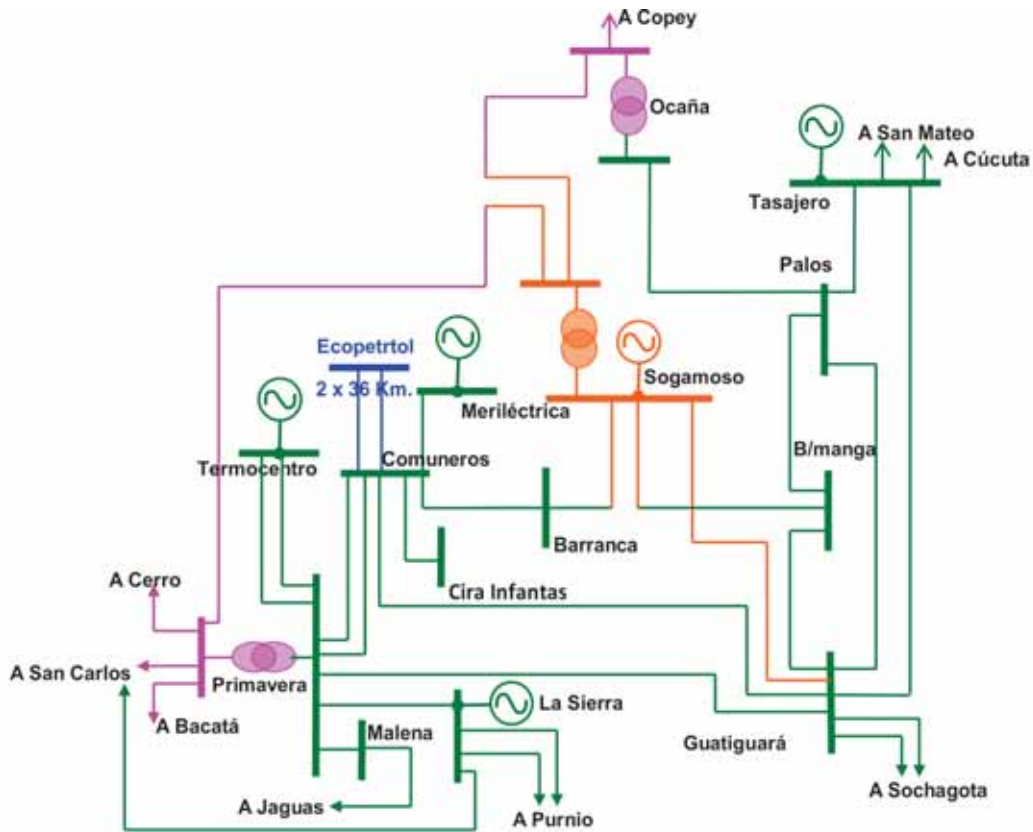
Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de esta nueva demanda al SIN son las siguientes: **i)** nueva subestación Ecopetrol 230/34.5 kV y doble circuito Ecopetrol – Comuneros 230 kV; **ii)** nueva subestación Ecopetrol 230/34.5 kV, línea Ecopetrol - Comuneros 230 kV y línea Ecopetrol – Primavera 230 kV; **iii)** nueva subestación Ecopetrol 230/34.5 kV, línea Ecopetrol – Comuneros 230 kV y línea Ecopetrol – Guatiguará 230 kV; y **iv)** nueva subestación Ecopetrol 230/34.5 kV, línea Ecopetrol - Comuneros 230 kV y línea Ecopetrol – Barranca 230 kV.

Una vez realizado los análisis correspondientes, se descartaron algunas alternativas en virtud a su comportamiento. Las alternativas **ii)** y **iii)** no son viables técnicamente dado el elevado nivel de pérdidas que presentan los enlaces Ecopetrol - Primavera y Ecopetrol – Guatiguará. Con respecto a la alternativa **iv)**, la misma implica un elevado costo de inversión, ya que se necesitan activos de uso adicionales para resolver los serios

problemas de confiabilidad asociados a la condición actual de la subestación Barrancabermeja.

Es por esta razón que solamente se presentan los análisis de la alternativa **i)**, es decir, la conexión de esta nueva carga a la subestación Comuneros a través de un doble circuito de 36 km (ver Gráfica 5-51).

Gráfica 5-51. Conexión de la nueva subestación Ecopetrol 230 kV



Fuente: UPME

En la Tabla 5-51 y la Tabla 5-52 se presenta el comportamiento del sistema con y sin proyecto. Es decir, con la demanda del proyecto y su infraestructura asociada, y sin dicha demanda.

Tabla 5-51. Resultados Conexión Ecopetrol 230 kV. Años 2012 y 2015

Año 2012	Red Actual + Piedecuesta 230/115 kV - 150 MVA	Red Actual+ Piedecuesta 230/115 kV + Doble Cto Ecopetrol - Comuneros 230 kV (Carga = 120 MW)
Escenario de Despacho	* Hidráulico (Despacho Alto en Antioquia y Zona Oriental) * Bajo despacho térmico en Nordeste y la Costa Atlántica (sin Tasajero, Merilétrica y Termocentro)	
Condición Normal de Operación	* Barranca 230 kV = 0.97 p.u.	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.94 p.u. * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 45 %
N-1 Comuneros - Ecopetrol 230 kV	No Aplica	* Barranca 230 kV = 0.94 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Ecopetrol 230/34.5 = 46 %
N-1 Primavera - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u.	* Barranca 230 kV = 0.91 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.90 p.u. * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 47 %
N-1 Guatiguara - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.97 p.u.	* Barranca 230 kV = 0.94 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.93 p.u. * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 46 %
N-1 Barranca - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.88 p.u.	* Barranca 230 kV = 0.87 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.95 p.u. * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 45 %
N-1 Palos - Ocaña 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u.	* Barranca 230 kV = 0.93 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.93 p.u. * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 46 %
Año 2015	Red Actual + Hidrosogamoso + Piedecuesta 230/115 kV - 150 MVA	Red Actual + Hidrosogamoso + Piedecuesta 230/115 kV + Doble Cto Ecopetrol - Comuneros 230 kV (Carga = 250 MW)
Escenario de Despacho	* Hidráulico (Despacho Alto en Antioquia y Zona Oriental) * Bajo despacho térmico en Nordeste y la Costa Atlántica (sin Tasajero, Merilétrica y Termocentro)	
Condición Normal de Operación	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 98 % * TR Ocaña 230/115 = 96 %	* Barranca 230 kV = 0.97 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.93 p.u. * TR Palos = 99 % * TR Ocaña 230/115 = 96 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 97 %
N-1 Comuneros - Ecopetrol 230 kV	No Aplica	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.87 p.u. * TR Palos = 100 % * TR Ocaña 230/115 = 96 % * Comuneros - Ecopetrol 230 kV = 103 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 105 %
N-1 Primavera - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 99 % * TR Ocaña 230/115 = 96 %	* Barranca 230 kV = 0.94 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.90 p.u. * TR Palos = 101 % * TR Ocaña 230/115 = 97 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 101 %
N-1 Guatiguara - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 98 % * TR Ocaña 230/115 = 96 %	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Palos = 100 % * TR Ocaña 230/115 = 96 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 99 %
N-1 Barranca - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.97 p.u. * TR Palos = 100 % * TR Ocaña 230/115 = 96 %	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.93 p.u. * TR Palos = 99 % * TR Ocaña 230/115 = 96 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 98 %
N-1 Palos - Ocaña 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 98 % * TR Ocaña 230/115 = 96 %	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Palos = 99 % * TR Ocaña 230/115 = 96 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 98 %

Fuente: UPME

Tabla 5-52. Resultados conexión Ecopetrol 230 kV. Año 2017

Año 2017	Red Actual + Hidrosogamoso + Piedecuesta 230/115 kV - 150 MVA	Red Actual + Hidrosogamoso + Piedecuesta 230/115 kV + Doble Cto Ecopetrol - Comuneros 230 kV (Carga = 250 MW)
Escenario de Despacho	* Hidráulico (Despacho Alto en Antioquia y Zona Oriental) * Bajo despacho térmico en Nordeste y la Costa Atlántica (sin Tasajero, Merilétrica y Termocentro)	
Condición Normal de Operación	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 108 % * TR Ocaña 230/115 = 105 %	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Palos = 109 % * TR Ocaña 230/115 = 106 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 98 %
N-1 Comuneros - Ecopetrol 230 kV	No Aplica	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.86 p.u. * TR Palos = 110 % * TR Ocaña 230/115 = 106 % * Comuneros - Ecopetrol 230 kV = 104 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 106 %
N-1 Primavera - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.98 p.u. * TR Palos = 109 % * TR Ocaña 230/115 = 105 %	* Barranca 230 kV = 0.93 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.89 p.u. * TR Palos = 111 % * TR Ocaña 230/115 = 107 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 102 %
N-1 Guatiguara - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.99 p.u. * TR Palos = 108 % * TR Ocaña 230/115 = 105 %	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.91 p.u. * TR Palos = 110 % * TR Ocaña 230/115 = 106 % * TR Ecopetrol 230/34.5 = 100 %
N-1 Barranca - Comuneros 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u. * TR Palos = 111 % * TR Ocaña 230/115 = 105 %	* Barranca 230 kV = 0.96 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Palos = 108 % * TR Ocaña 230/115 = 106 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 98 %
N-1 Palos - Ocaña 230 kV	* Barranca 230 kV = 0.98 p.u. * TR Palos = 108 % * TR Ocaña 230/115 = 105 %	* Barranca 230 kV = 0.95 p.u. * Ecopetrol 230 kV = 0.92 p.u. * TR Palos = 108 % * TR Ocaña 230/115 = 105 % * TR's Ecopetrol 230/34.5 = 99 %

Fuente: UPME

Con respecto a la conexión de esta nueva demanda se puede concluir:

- En el año 2012, considerando un despacho mínimo en el área Nordeste, se presentan violaciones de tensión en la subestación Barranca 230 kV ante la contingencia sencilla Barranca – Comuneros 230 kV. No obstante, este comportamiento no es atribuible a la entrada del proyecto.

Para este mismo año y con la conexión a Comuneros 230 kV, la contingencia Primavera – comuneros 230 kV ocasiona bajas tensiones en la nueva subestación Ecopetrol 230 kV.

- En el año 2015 los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Palos, Bucaramanga y Ocaña superan el 95% de su capacidad nominal. Sin embargo, esta situación no es atribuible a la entrada del proyecto.

Por otro lado, las contingencias sencillas Comuneros – Ecopetrol 230 kV y Primavera – Comuneros 230 kV ocasionan violaciones de tensión en la subestación Ecopetrol 230 kV.

- En el año 2017, los transformadores de conexión de las subestaciones Palos y Ocaña presentan una cargabilidad del 108 y 105 %, respectivamente. Sin embargo, estas violaciones no son atribuibles a la conexión de la nueva demanda.

Las contingencias sencillas Comuneros – Ecopetrol 230 kV y Primavera – Comuneros 230 kV ocasionan nuevamente violaciones de tensión en la subestación Ecopetrol 230 kV.

- Desde el punto de vista transitorio, la pérdida de esta nueva demanda no ocasiona problemas de frecuencia ni de tensión en el sistema.

De acuerdo con los anteriores resultados, para la conexión de la demanda asociada a la modernización de la refinería Barrancabermeja, el usuario debe garantizar:

- La instalación de compensación capacitiva propia en la nueva subestación Ecopetrol, con el fin de evitar las violaciones que se presentan ante contingencia. El usuario determinará el nivel de tensión en el cual se deberán conectar dichas compensaciones y su correspondiente magnitud.
- Un adecuado ajuste de protecciones en la subestación Ecopetrol 230 kV con el fin de prevenir cualquier riesgo de variación de la frecuencia y tensión ante la pérdida de toda la demanda.

Los análisis efectuados por la UPME dejan ver que no se necesita compensación capacitiva adicional a la requerida por el usuario en sus propias instalaciones. Con la infraestructura asociada a la conexión de la planta de generación Sogamoso, las subestaciones Barranca, Bucaramanga y Guatiguará se acercan eléctricamente a un punto de inyección a nivel de 500 kV, lo cual representa un soporte de tensión.

5.6.4.2 Mina Drummond

Antecedentes:

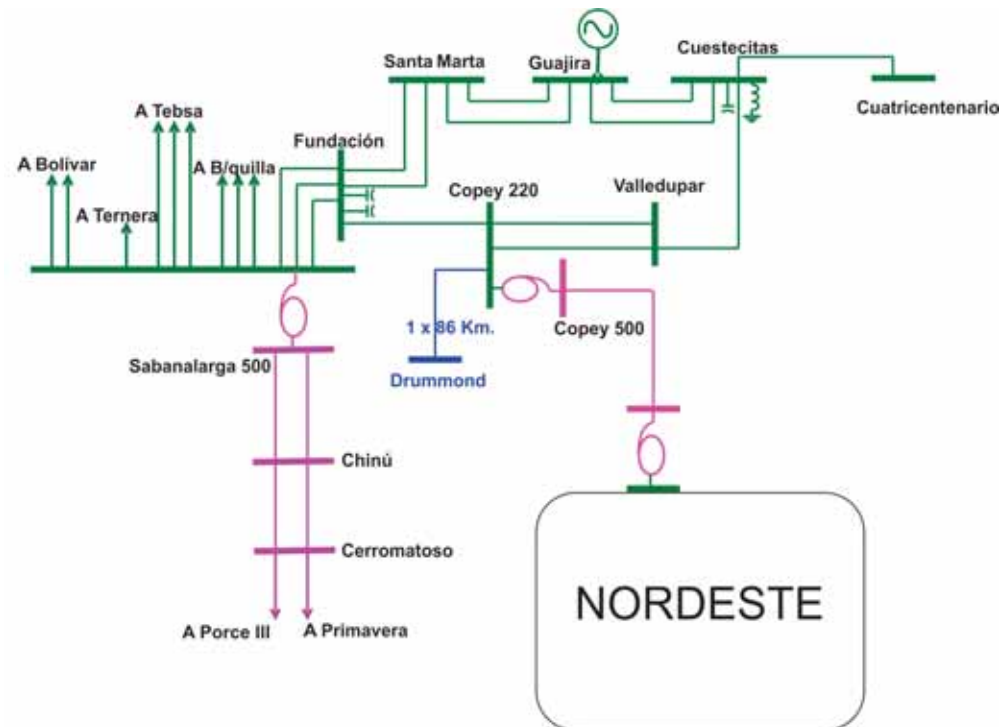
En octubre de 2009, Drummond Ltd. solicitó para el año 2011 la conexión de una nueva demanda (120 MW) al STN. La conexión se llevaría a cabo a través de un circuito sencillo exclusivo de 86 km entre la nueva subestación Drummond y El Copey 220 kV (Activos de Conexión).

Supuestos:

- Análisis en el periodo de demanda máxima.
- Escenario de despacho hidráulico: Baja generación en la Costa y el Nordeste del país. Alto despacho en la zona Oriental y Antioquia.
- No se considera autogeneración, es decir, se contempla la máxima expectativa de demanda del usuario.

En la Gráfica 5-52 se presenta la alternativa de conexión propuesta.

Gráfica 5-52 Conexión del proyecto a la subestación El Copey 220 kV.



Fuente: UPME

En la Tabla 5-53 se presenta el comportamiento del sistema con y sin proyecto.

Tabla 5-53 Resultados conexión Drummond año 2011

Año 2011	Red Actual	Red Actual + Copey - Drummond 220 kV (Carga = 120 MW)
Escenario de Despacho	* Hidráulico (Bajo despacho en la Costa y Nordeste, con Despacho Alto en Antioquia y Zona Oriental)	
Condición Normal de Operación	* Copey - Fundación 220 kV = 3.7 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV > 1 p.u. * Copey 230 kV; Fundación 220 kV; Valledupar 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV; Cuestecitas 220 kV > 0.98 p.u.	* Copey - Fundación 220 kV = 19 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV > 1 p.u. * Copey 220 kV; Fundación 220 kV; Valledupar 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV; Cuestecitas 220 kV > 0.98 p.u. * Drummond 220 kV = 0.92 p.u.
N-1 TR Copey 500/220 kV	* Copey - Fundación 220 kV = 71 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV > 1 p.u. * Copey 220 kV; Fundación 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV > 0.95 p.u. * Valledupar 220 kV; Cuestecitas 220 kV < 0.95 p.u.	* Copey - Fundación 220 kV = 180 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV > 1 p.u. * Fundación 220 kV < 0.9 p.u. * Copey 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV; Cuestecitas 220 kV < 0.8 p.u. * Valledupar 220 kV; Drummond 220 kV < 0.7 p.u.
N-1 Ocaña - Copey 500 kV	* Copey - Fundación 220 kV = 42.5 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV > 0.98 p.u. * Copey 220 kV; Fundación 220 kV; Valledupar 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV; Cuestecitas 220 kV > 0.95 p.u.	* Copey - Fundación 220 kV = 91 % * Copey 500 kV; Bolívar 500 kV < 0.9 p.u. * Copey 220 kV; Fundación 220 kV; Santa Marta 220 kV; Guajira 220 kV; Cuestecitas 220 kV < 0.9 p.u. * Valledupar 220 kV; Drummond 220 kV < 0.8 p.u.

Fuente: UPME

De los anteriores resultados se concluye:

- Esta conexión implica la instalación de un seccionamiento de barras, ya que la subestación Copey 220 kV alcanzaría un número total de 6 bahías.
- En condiciones normales de operación no se identifican problemas o requerimientos adicionales en el área de influencia del proyecto. Sin embargo, se observan bajas tensiones en la nueva subestación Drummond 220 kV (0.92 p.u.)
- Considerando la nueva demanda, la contingencia del transformador Copey 500/220 kV ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Fundación, Santa Marta, Guajira, Cuestecitas, Valledupar, Drummond y Copey 220 kV. Así mismo, los análisis eléctricos dejan ver una cargabilidad del 180% en la línea Fundación – Copey 220 kV.

Es importante mencionar que bajo esta condición de falla y el escenario de generación contemplado, la potencia destinada para alimentar la demanda de Drummond debe hacer un largo tránsito por la red de 220 kV.

- Con la nueva demanda, la contingencia de la línea Copey – Ocaña 500 kV ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Bolívar, Copey, Fundación, Santa Marta, Guajira y Cuestecitas.

Es evidente que bajo este escenario de generación, la red propuesta para la conexión de esta nueva demanda a la subestación el Copey 220 kV presenta serias deficiencias ante contingencia. Esto quiere decir que se debería programar, si el despacho económico así lo dictamina, una generación adicional en la Costa para el soporte de tensiones ante contingencia, de tal manera que se garantice la seguridad y confiabilidad del SIN.

De otra parte, en Junio de 2010 el promotor del proyecto presentó un complemento a la solicitud inicial, en el cual se propone una nueva alternativa correspondiente a la reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Las razones que motivan dicho cambio, a juicio del usuario, son: **i)** problemas de servidumbre para el trazado de la línea 230 kV a Copey, **ii)** incertidumbre en el tiempo de ejecución de la obra a causa de los posibles problemas de servidumbre, **iii)** dificultad para el mantenimiento de la línea a 230 kV y **iv)** cercanía a la línea Ocaña – Copey 500 kV.

Al respecto, continuarán los análisis para establecer, en virtud de la seguridad, confiabilidad y eficiencia económica del Sistema, la mejor alternativa de incorporación de esta nueva demanda al SIN.

En este sentido, se tendrá en cuenta lo establecido por la reglamentación vigente, en cuanto al tratamiento de aquellas alternativas que implican “*Activos de Conexión*”, es decir, activos exclusivos para un usuario y que son ejecutadas por él mismo, y aquellas alternativas que implican “*Activos de Uso*”, es decir, que sirven al SIN, que son remuneradas vía cargos por uso, que deben ser aprobadas mediante el Plan de Expansión y ejecutadas a través del mecanismo de Convocatorias Públicas.

5.6.5 Interconexión Colombia – Panamá 600 MW

Antecedentes:

- En febrero del año 2009, la UPME emitió concepto de viabilidad técnica para la interconexión entre Colombia y Panamá a través de: **i)** un enlace HVDC de 450 kV-DC con una capacidad de 300 MW y **ii)** la instalación en Cerromatoso de compensación capacitiva para suministrar los reactivos requeridos por las estaciones convertoras.

La fecha de entrada en operación de este proyecto se estimó en su momento para el año 2013.

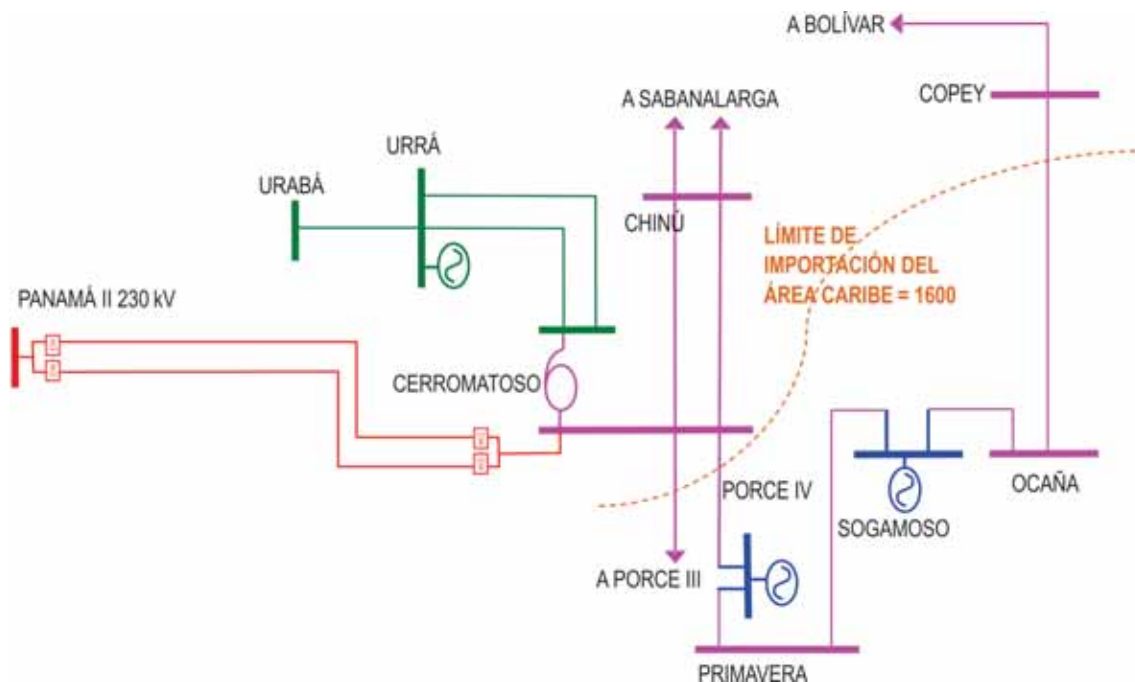
- En Febrero del año 2010, Interconexión Colombia Panamá - ICP manifiesta que se tienen expectativas de mayor exportación a Panamá.
- En Abril del año 2010, ISA presentó ante la UPME la actualización del estudio Colombia – Panamá 600 MW.

Teniendo en cuenta estos antecedentes, a continuación se presentan los análisis de la interconexión entre estos dos países. El objetivo es establecer los requerimientos de la red Colombiana si se considera una exportación de 600 MW.

Supuestos:

- Años analizados: 2014 y 2015.
- Periodo de demanda máxima.
- Exportación a Panamá de 600 MW.
- Escenario de despacho hidráulico.
- Máxima generación en Porce IV y Porce III.
- Límite de importación del área Caribe: 1,600 MW (ver Gráfica 5-53).

Gráfica 5-53. Interconexión Colombia – Panamá 600 MW



Fuente: UPME

En la Tabla 5-54 se presentan los análisis de la interconexión, considerando condiciones normales de operación y escenarios de contingencia.

Tabla 5-54. Comportamiento del STN considerando una exportación de 600 MW a Panamá

Condición operativa	2014	2015
Condiciones Normales de Operación	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan violaciones * TR's San Carlos = 76 % * Importación a la costa = 1,593 MW * SVC absorbe 129 MVar 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan violaciones * TR's San Carlos = 59 % * Importación a la costa = 1,600 MW * SVC genera 32.7 MVar
N-1 Porce III - Cerromatoso 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas de tensión * SVC genera 175 MVar 	<ul style="list-style-type: none"> * SVC genera 325 MVar
Pérdida de la interconexión	<ul style="list-style-type: none"> * Cerromatoso; Sabana; Copey; Ocaña; > 1.05 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas.
N-1 San Carlos - Porce III 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas de tensión * SVC genera 126 MVar 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas * SVC genera 25 MVar
N-1 San Carlos - Primavera 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * Copey > 1.05 p.u. 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas * SVC genera 47.5 MVar
N-1 Primavera - Porce IV 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas * SVC genera 187 MVar 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas * SVC genera 58.3 MVar
N-1 Porce IV - Cerromatoso 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas de tensión * SVC absorbe 4 MVar 	<ul style="list-style-type: none"> * No se presentan problemas * SVC genera 275 MVar

Fuente: UPME

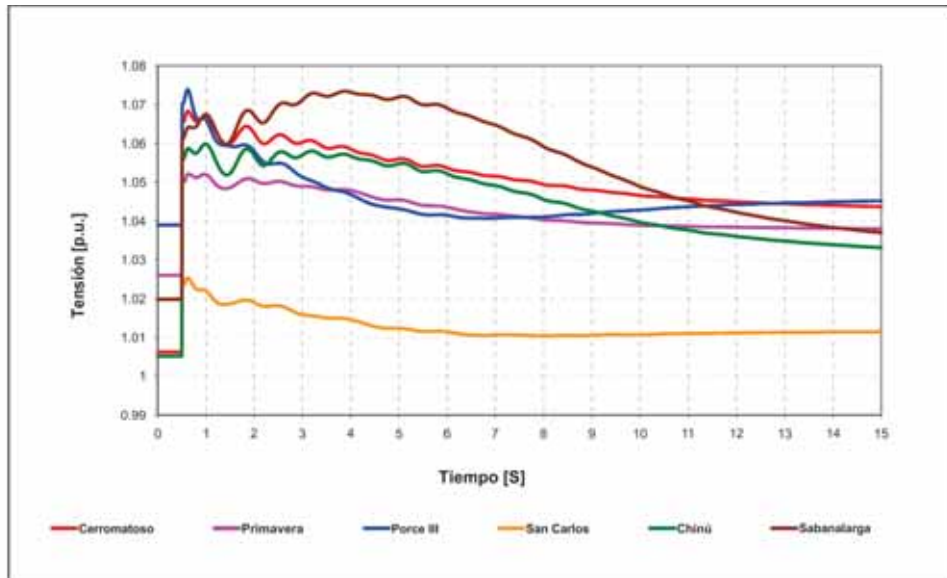
En el año 2014 se observan ligeras sobretensiones en Copey ante las contingencias sencillas San Carlos – Primavera 500 kV y la pérdida de la interconexión con Panamá. Sin embargo, esta situación puede ser controlada con un adecuado ajuste de Taps en los transformadores 500/230 kV de las subestaciones Ocaña y Copey.

No se observan violaciones de tensión ante las contingencias sencillas Porce III – Cerromatoso 500 kV y Porce IV – Cerromatoso 500 kV. No obstante, en el año 2015 estos eventos ocasionan un máximo suministro de potencia reactiva en el SVC de la subestación Chinú; las simulaciones dejan ver una mayor exigencia de este elemento.

Análisis Transitorio

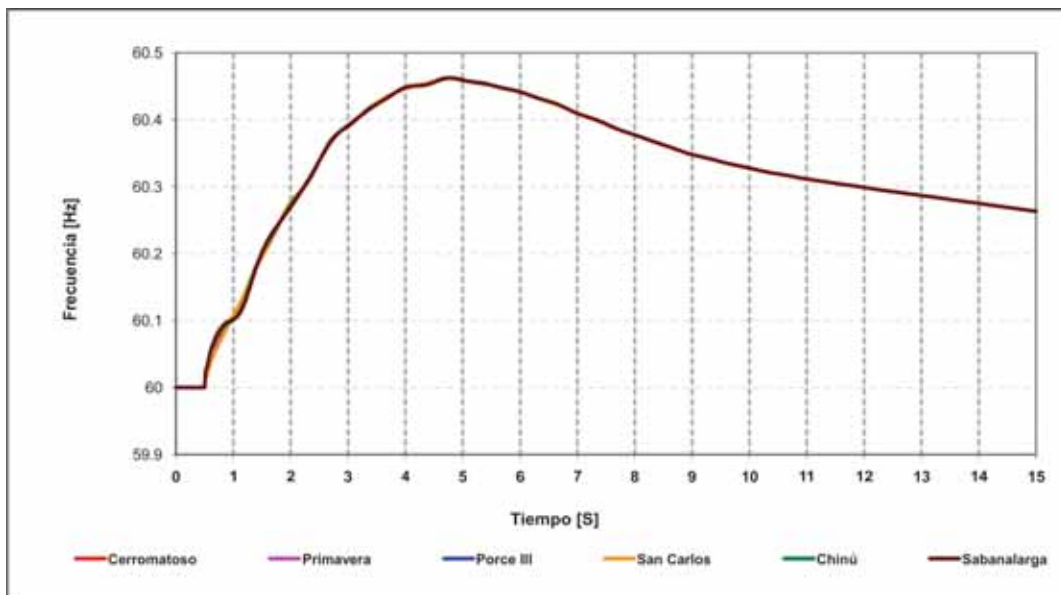
A continuación se presenta el comportamiento transitorio del Sistema bajo un escenario de despacho hidráulico y una exportación de 600 MW a Panamá (Ver Gráfica 5-54, Gráfica 5-55, Gráfica 5-56, Gráfica 5-57, Gráfica 5-58, Gráfica 5-59, Gráfica 5-60 y Gráfica 5-61).

Gráfica 5-54. Pérdida de la interconexión. Año 2014



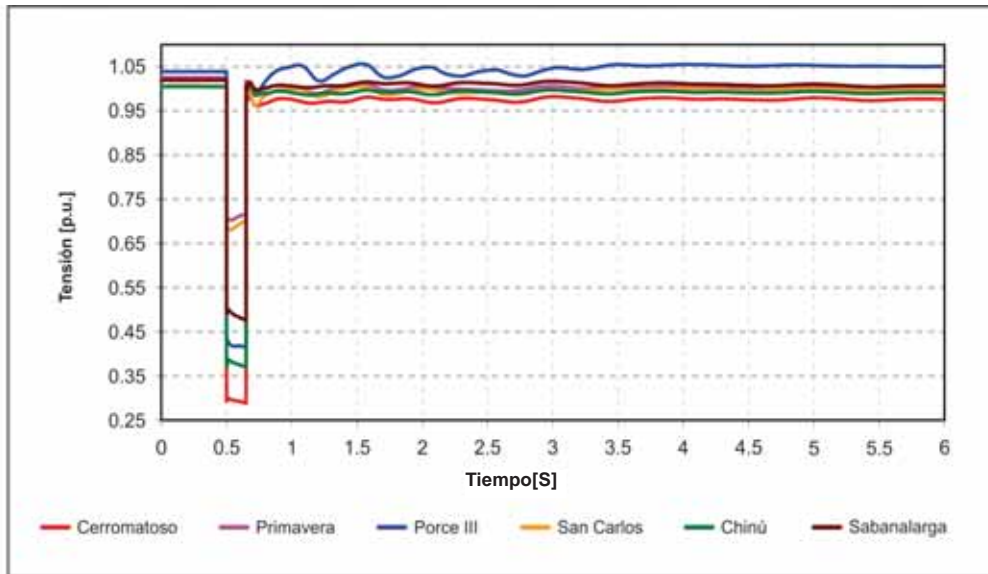
Fuente: UPME

Gráfica 5-55. Pérdida de la interconexión. Año 2014



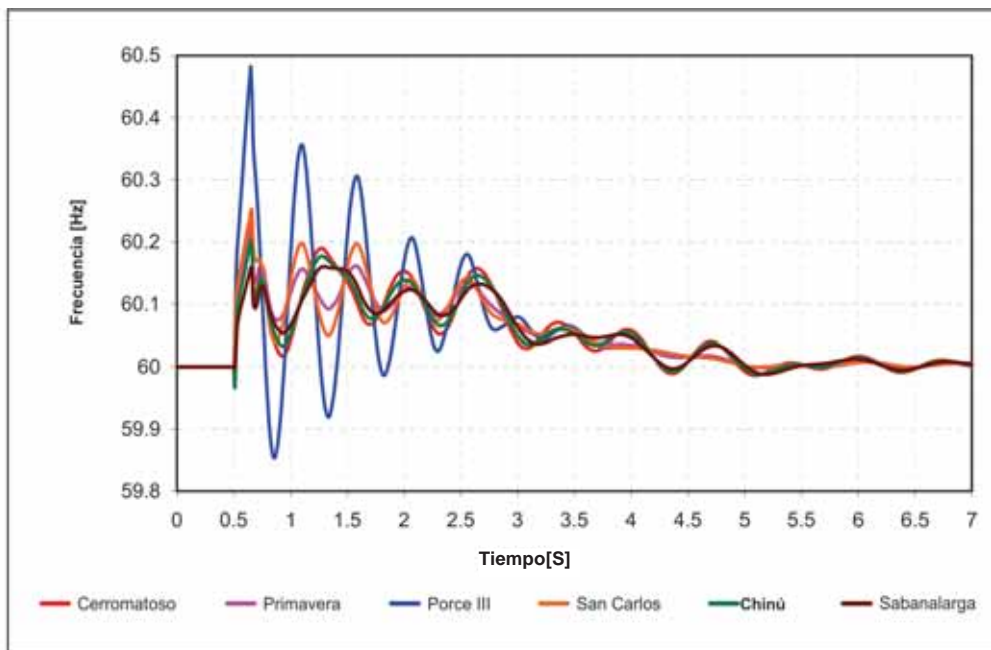
Fuente: UPME

Gráfica 5-56. Contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV. Año 2014



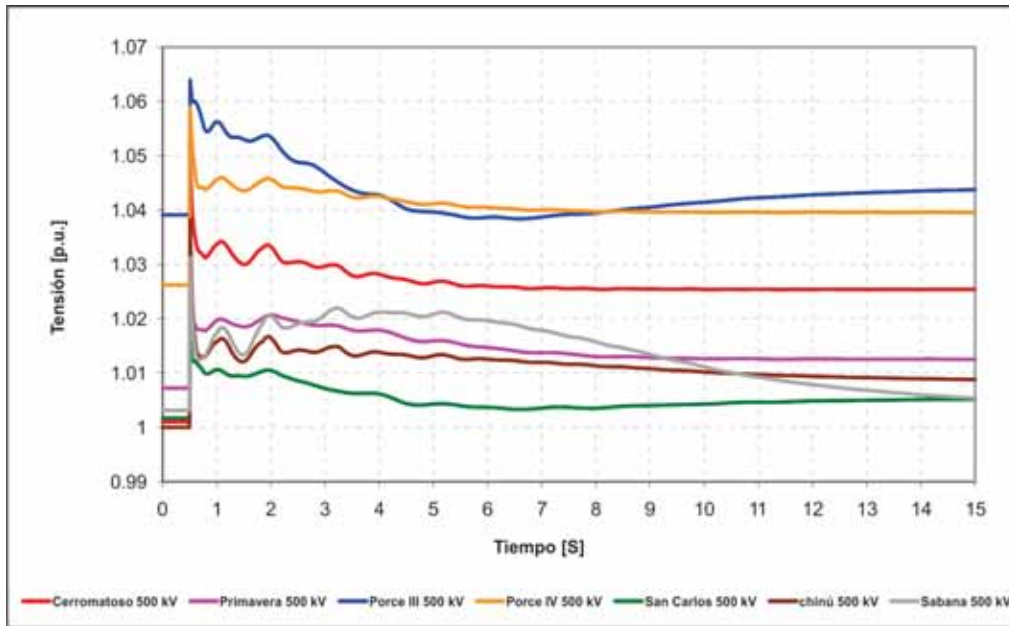
Fuente: UPME

Gráfica 5-57. Contingencia Porce III – Cerromatoso 500 kV. Año 2014



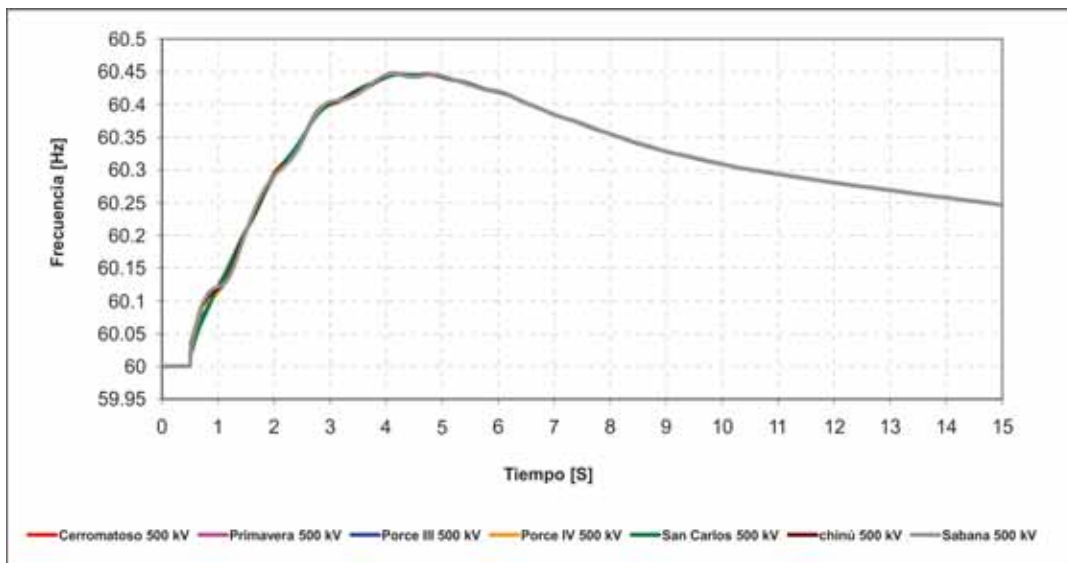
Fuente: UPME

Gráfica 5-58. Pérdida de la interconexión. Año 2015



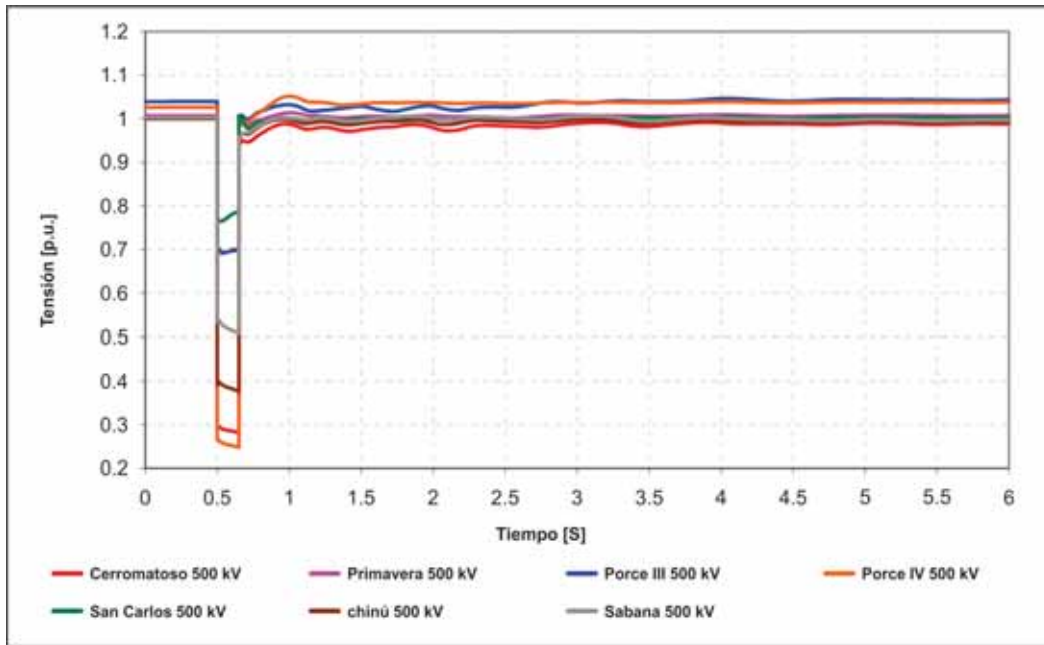
Fuente: UPME

Gráfica 5-59. Pérdida de la interconexión. Año 2015



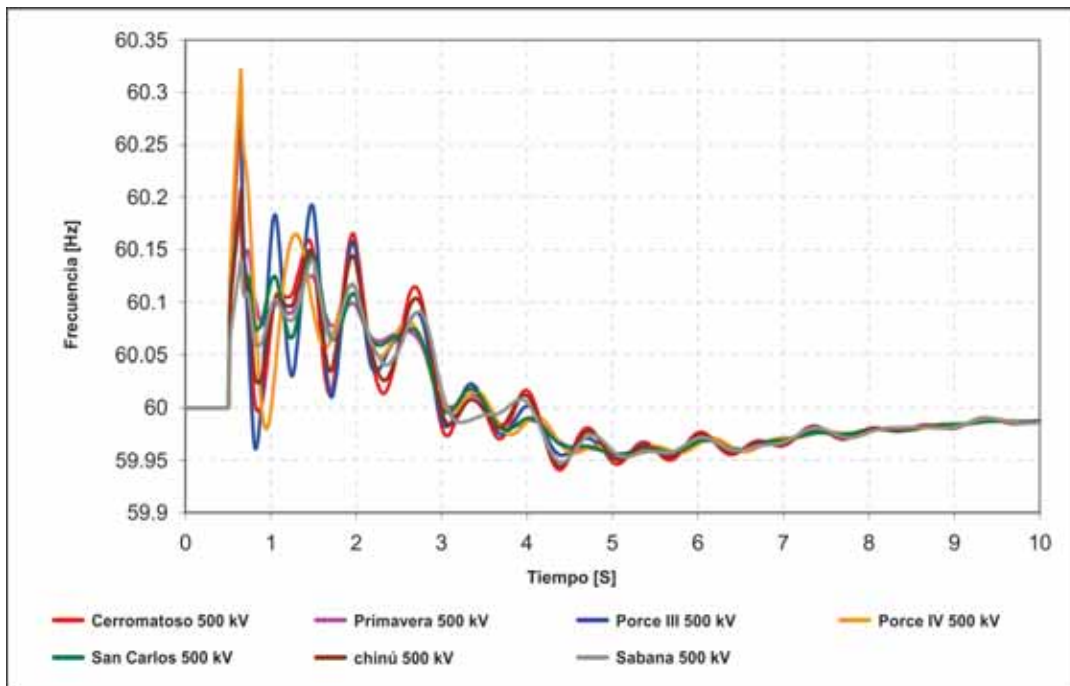
Fuente: UPME

Gráfica 5-60. Contingencia Porce IV – Cerromatoso 500 kV. Año 2015



Fuente: UPME

Gráfica 5-61. Contingencia Porce IV – Cerromatoso 500 kV. Año 2015



Fuente: UPME

La pérdida de la interconexión con Panamá, al igual que las contingencias Porce III – Cerromatoso y Porce IV – Cerromatoso, no ocasionan problemas de inestabilidad de tensión o de frecuencia.

Conclusiones:

- Bajo el escenario analizado, respetando el límite de importación al área Caribe, no se detectan necesidades de expansión en el STN para soportar la exportación de 600 MW a Panamá.

Sin embargo, los análisis dejan ver que el SVC de la subestación Chinú puede llegar a saturarse ante ciertas contingencias. Lo anterior implica generación adicional en el área Caribe para liberar a este compensador estático del suministro de potencia reactiva. El despacho y la disponibilidad de los recursos determinarán si se presentan o no mayores costos en la operación e incluso restricciones.

- No se presentan problemas de inestabilidad transitoria, de tensión o de frecuencia, ante contingencias a nivel de 500 kV.
- Se identifica que plantas como Guajira, Tebsa y Flores son despachadas gran parte del tiempo en mérito. Esto permite respetar el actual límite de importación del área Caribe. Sin embargo, esta situación debe ser motivo de constante evaluación, ya que la entrada de grandes proyectos de generación como Hidroituango, pueden desplazar generación Térmica en el área Caribe. Si este es el caso, necesariamente deberá programarse generación de seguridad en el área para respetar el límite de importación.

Lo anterior es también dependiente de los proyectos de transmisión que se definan en el área, específicamente la conexión de Hidroituango.

- La entrada de Hidroituango, a partir del año 2017, cubre gran porcentaje de la exportación a Panamá.

5.6.6 Reconfiguración de subestaciones del STN

Objetivo:

Mejorar la confiabilidad y seguridad del Sistema de Transmisión Nacional.

Antecedentes:

Como resultado del evento del 26 de abril del año 2007 y las recomendaciones del “Grupo de trabajo interdisciplinario para el análisis integral del tema del transporte de energía”, la UPME adelantó el estudio denominado “Diagnóstico de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional: Análisis, identificación de subestaciones estratégicas, identificación de equipos en situación crítica y recomendaciones”.

Adicionalmente y de manera complementaria, con el fin de establecer un listado de subestaciones que pudieran llegar a requerir cambio de configuración de su barraje, la UPME solicitó a todos los Transmisores **i)** las medidas técnicas que han tomado para mejorar la confiabilidad en la operación de cada una de sus subestaciones y **ii)** un listado de subestaciones que a juicio de cada transportador, deben ser reconfiguradas por presentar una condición de baja confiabilidad y seguridad para el Sistema de Transmisión Nacional.

Procedimiento:

- Se identificaron necesidades en las subestaciones del STN de acuerdo con el estudio de subestaciones estratégicas, los análisis de la UPME y la información suministrada por los Transportadores.
- Se llevaron a cabo reuniones con algunos transmisores con el objetivo de unificar criterios y analizar casos particulares.
- Se analizaron los avances de cada transmisor.
- Con base en lo anterior, se definió un listado de subestaciones que podrían requerir cambio de configuración de su barraje.

Para determinar la viabilidad de las reconfiguraciones, se debe unificar, con la asesoría del CAPT, una metodología de evaluación técnica y económica desde el punto de vista del usuario final.

Una vez se determinen las reconfiguraciones que son viables técnica y económicamente después de aplicar la metodología, se deberá definir el orden de prioridad de las obras con base en criterios de coordinación de ejecución de expansiones en el SIN, mantenimientos, operación, planes de reposición y planes de modernización.

Propuesta:

- Listado de subestaciones que pueden requerir cambio de reconfiguración como parte de las recomendaciones del Plan. Ver Anexo 8-13.

- Para la ejecución de las reconfiguraciones, la UPME conceptuará de manera independiente (Ley 143 de 1994, plan flexible y adaptable).

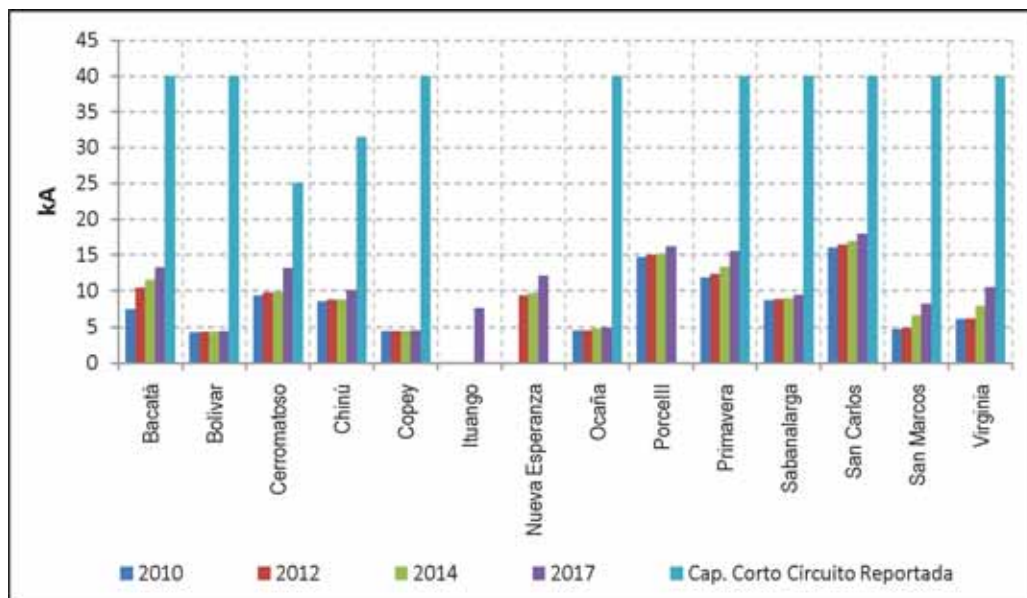
5.7 NIVEL DE CORTO DE LAS SUBESTACIONES DEL STN

Los análisis de cortocircuito tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Expansión definida, incluso en este Plan.
- La alternativa de conexión propuesta para Ituango en la visión de largo plazo.
- Expansión propuesta para el mediano plazo, es decir, el enlace entre Bogotá y el Valle a 500 kV, el corredor Bello – Guayabal - Ancón 230 kV y el enlace entre Occidente y Virginia a 500 kV.

Los niveles de corto fueron determinados bajo la norma IEC, con el máximo número de unidades en operación, lo cual permite obtener las corrientes máximas de cortocircuito en cada subestación.

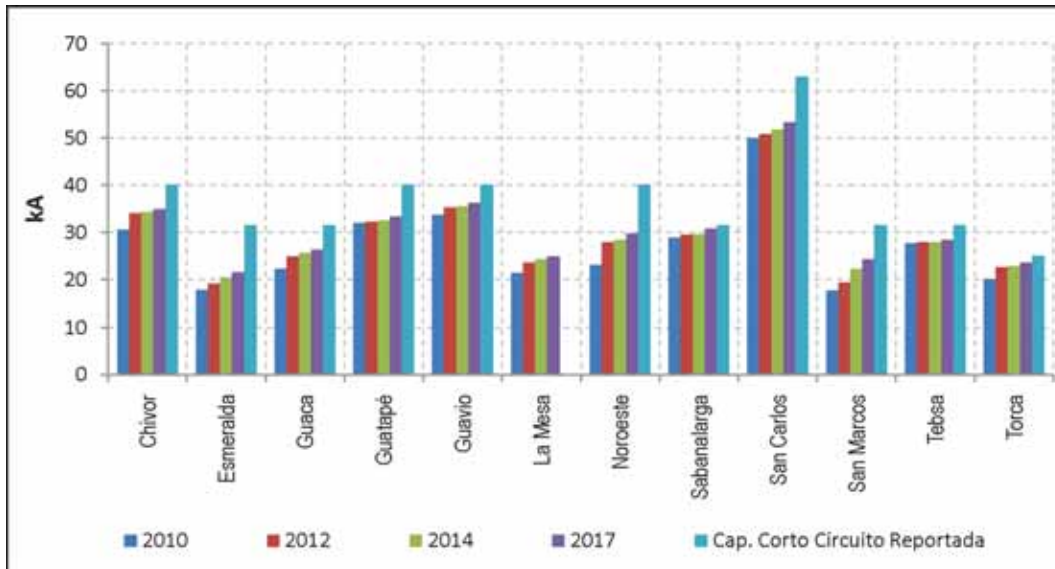
Gráfica 5-62. Nivel de corto circuito en las subestaciones de 500 kV



Fuente: UPME

La mayor variación del nivel de cortocircuito para las subestaciones de 500 kV, entre el nivel actual y el calculado para el 2017, se presenta en Porce III, San Carlos, Primavera, Cerromatoso y Bacatá (Gráfica 5-62).

Gráfica 5-63. Nivel de cortocircuito en las Subestaciones de 220 kV



Fuente: UPME

A nivel de 220 kV, las mayores variaciones entre el nivel actual y el calculado para el 2017 se presentan en Esmeralda, la Guaca, Noroeste, San Marcos, Torca y La Mesa (Gráfica 5-63).

Las subestaciones que están más cerca de su capacidad de cortocircuito son Tebsa, Torca, La Guaca y Sabanalarga 220 kV, siendo esta última la más crítica con 1 kA de holgura en el 2017.

Los Transmisores y Operadores de Red deben estar atentos al nivel de cortocircuito de sus subestaciones para realizar las adecuaciones pertinentes.

El Anexo 8.12 presenta el nivel de corto de las subestaciones del STN en todo el horizonte de planeamiento.

5.8 RECOMENDACIONES

Las siguientes son las recomendaciones obtenidas de los análisis del Sistema de Transmisión Nacional las cuales deben ser ejecutadas mediante el mecanismo de Convocatorias Públicas.

Proyecto Chivor II 230 kV:

- Nueva Subestación Chivor II a 230 kV.
- Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV:

- Nueva subestación Norte 230/115 kV.
- Línea en doble circuito Chivor II – Norte 230 kV de 88 km aproximadamente.
- Línea en doble circuito Norte – Bacatá 230 kV de 27 km aproximadamente.
- Bahías de línea en Chivor II (2) y Bacatá (2) a 230 kV.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

Notas:

Apertura de la convocatoria sujeto a la presentación del estudio de planeamiento por parte del Operador de Red, donde se definan las obras a nivel de STR asociadas a la nueva subestación Norte 230 kV.

Por la relación, la necesidad y la fecha de entrada en operación de los dos proyectos anteriores, los mismos se desarrollarán bajo una misma Convocatoria Pública.

Subestación Alférez 230 kV:

- Nueva subestación Alférez 230 kV.
- Reconfigurar la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV en Yumbo – Alférez y Alférez – San Bernardino por medio de un doble circuito de 1 km aproximadamente al punto de apertura.

- Disponibilidad de espacio para dos bahías de línea para la conexión de El Quimbo.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

Nota:

El OR será el responsable de implementar las obras a nivel de STR propuestas por el mismo, como lo son el traslado de los transformadores 230/115 kV existentes en San Marcos y la instalación de nuevos transformadores con valores de impedancia específicos.

Conexión de la central Porce IV:

- Nueva subestación Porce IV a 500 kV.
- Reconfigurar la línea Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera – Porce IV y Porce IV – Cerromatoso por medio de dos circuitos de 20 km aproximadamente al punto de apertura.
- Fecha de entrada en Operación: 31/10/2014.

Listado de Subestaciones del STN que pueden requerir cambio de configuración:

Ver Anexo 8.13.

5.9 CRONOGRAMA DE PROYECTOS

En la Tabla 5-55 se presentan las fechas de entrada en operación de los proyectos de transmisión y el tipo de red requerida. Para los proyectos de generación se indica la fecha de entrada en operación de la primera unidad y el inicio de Obligaciones de Energía en Firme.

Tabla 5-55. Fecha proyectos de Expansión

Proyectos	FEO	FEO	Inicio	Tipo
	Red	1ra Unidad	OEF	RED
Porce III	30/09/2010	30/12/2010*	01/12/2011	Uso
Santa Marta	30/11/2010			Ampliación
Flores IV		01/11/2010	01/12/2011	Conexión al STN
El Bosque	20/05/2011			Uso
Amoya		01/07/2011	01/12/2011	Conexión al STR
Armenia	30/11/2011			Uso
Reactores	30/04/2012			Uso
Nueva Esperanza	30/08/2012			Uso
Miel II	01/10/2012	01/01/2013	01/12/2014	Uso
Termocol		01/12/2012	01/12/2012	Conexión al STN
Gecelca		01/12/2012	01/12/2012	Conexión al STR
Sogamoso	30/06/2013	30/09/2013**	01/12/2014	Uso
Chivor - Chivor II	30/11/2013			Uso
Chivor II - Norte - Bacatá	30/11/2013			Uso
Alfárez	30/11/2013			Uso
Quimbo	01/09/2014	01/12/2014	01/12/2014	Uso
Cucuana		01/12/2014	01/12/2014	Conexión al STR
Porce IV	31/10/2014	01/02/2015	01/12/2015	Uso
Ituango	01/09/2017	01/12/2017	01/12/2018	Uso

Nota: * Corresponde a la nueva fecha debido a la prorroga de la entrada en operación de la red de transmisión.

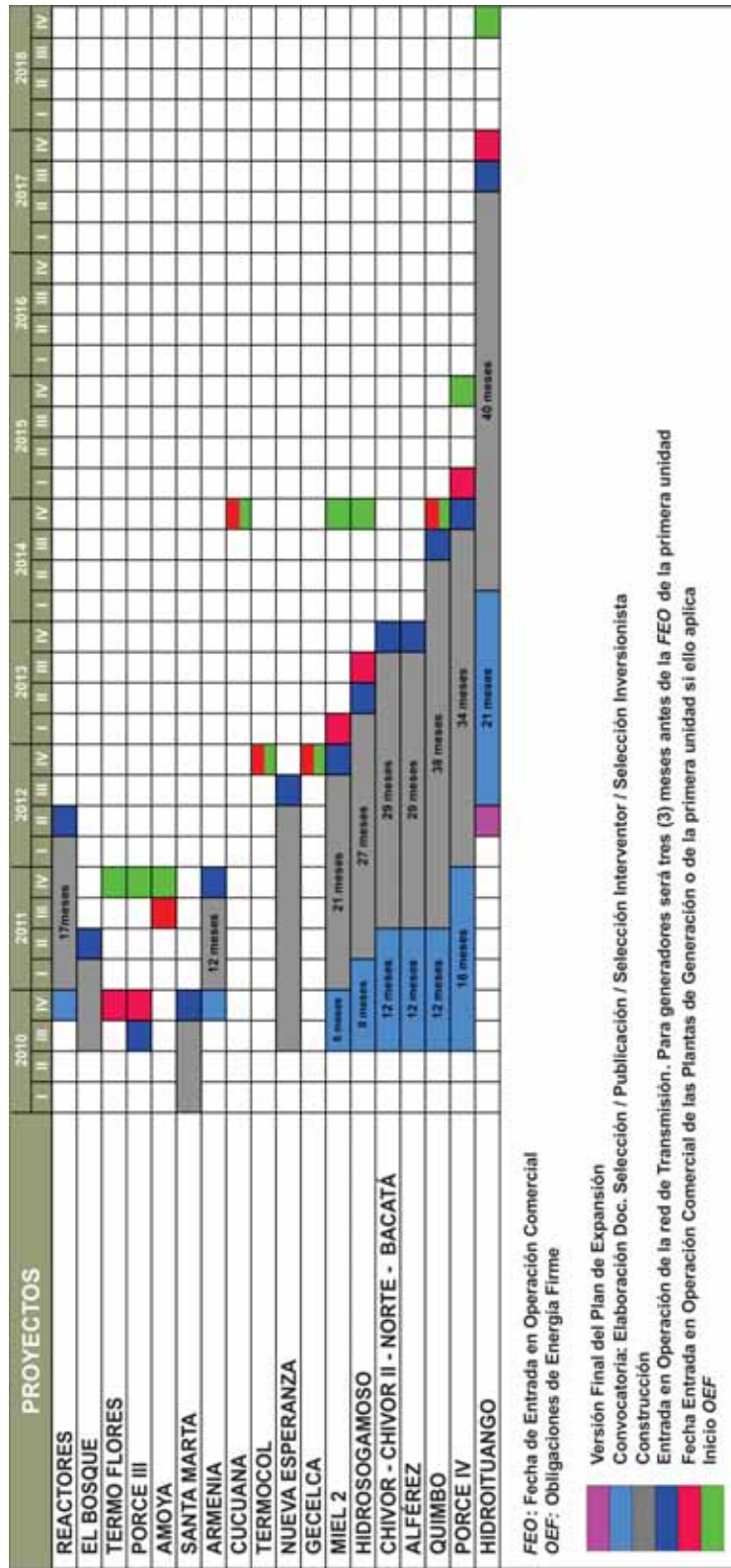
** Corresponde a la información más reciente del proyecto.

Fuente: UPME

La Tabla 5-56 corresponde al cronograma de los proyectos de Expansión, señalando para aquellos que requieren redes remuneradas a través de activos de uso del STN, los periodos de convocatoria y ejecución de obras.



Tabla 5-56. Cronograma de Proyectos de Expansión



Fuente: UPME

5.10 INVERSIONES EN TRANSMISIÓN


Tabla 5-57. Inversiones en Transmisión

Año	Proyecto	Costo del Proyecto [Millones US\$ - Dic 09]			Valor Total del proyecto	Inversiones Anuales [Millones US\$ - Dic 09]	Observaciones
		STN	STR	Proyecto valorado en UC			
2010	Porce III - 500 kV	34.77	0	34.77	11.40	11.40	En construcción
2011	Armenia - 230 kV	13.66	3.21	16.87	-	16.87	Convocatoria
	Bosque - 220 kV	27.28	3.21	30.48	17.80	21.01	En construcción
2012	Reactores sur del país. (Altamira, Mocoa y San Bernardino)	5.87	0	5.87	-	5.87	Convocatoria
	Nueva Esperanza - 500/230 kV	86.63	21.31	107.94	20.23	41.54	En construcción
	Miel II - 230 kV	4.10	0	4.10	-	4.10	Convocatoria
2013	Sogamoso - 500/230 kV	40.78	0	40.78	-	40.78	Convocatoria
	Chivor - Chivor II - 230 kV	7.23	0	7.23	-	7.23	Convocatoria
	Chivor II - Norte - Bacatá - 230 kV	44.13	6.95	51.1	-	51.1	Convocatoria
2014	Alfárez - 230 kV	5.77	5.44	11.2	-	11.2	Convocatoria
	Porce IV - 500 kV	23.79	0	23.79	-	23.79	Convocatoria
2015	Quimbo - 230 kV	36.56	0	36.56	-	36.56	Convocatoria
	Bello - Guayabal - Ancón - 230 kV	35.24	4.01	39.24	-	39.24	Convocatoria
2016	Enlace Valle - Bogotá - 500 kV	70.52	0	70.52	-	70.52	*
	Ituango fase I - 500 kV	279.88	0	279.88	-	279.88	*
Total Inversiones en Transmisión según Unidades Constructivas		760.33			760.33	661.08	
Total Inversiones en Transmisión [Millones US\$ - Dic 09]						661.08	

* Proyectos que serán definidos en los próximos Planes de Expansión

Nota: En todos los proyectos, para la valoración de las servidumbres de la red del STN, se consideró el 3.5% del costo de la unidad constructiva "Km de línea".

Fuente: UPME



En la Tabla 5-57 se indican las inversiones en transmisión y subtransmisión para los próximos 10 años. Hasta el año 2014 la expansión está definida, en adelante, se consideraron posibles proyectos de acuerdo a las necesidades del Sistema. Es posible que en respuesta a la evolución de la demanda y el Sistema, se definan obras adicionales.

Cabe resaltar los beneficios para el usuario final del actual esquema de convocatorias. Para los proyectos Porce III, Bosque y Nueva Esperanza se obtiene un ahorro del 67.2%, 31.1% y 61.52% respectivamente. Es decir, el usuario final no tendrá que asumir todos los costos presupuestados y el ahorro en relación a estos proyectos será del orden de 99.25 Millones de US\$.



6 RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO

En desarrollo de las funciones asignadas a la UPME como lo es la planeación de la expansión de la generación y de la transmisión, la evaluación de las solicitudes de conceptos para el reconocimiento de cargos de los Operadores de Red y la delegación de desarrollar el mecanismo de las Convocatorias Públicas para las obras de transmisión, se ha identificado la necesidad de revisar algunos detalles de la normatividad asociada.

En este sentido, la Unidad encuentra conveniente, oportuno y adecuado ofrecer señales al Ministerio de Minas y Energía como orientador de la política energética y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG como ente regulador, todo esto con el fin de mejorar el desarrollo del sector energético. En este sentido, se realizan las siguientes recomendaciones.

GENERACIÓN

- Es conveniente revisar si el mecanismo actual de exigencia de las obligaciones de energía firme de los generadores, es decir "*precio de escasez*", es el adecuado o si se requiere un nuevo mecanismo o uno complementario. El seguimiento a ciertas variables energéticas de referencia, puede ser un elemento adicional de decisión para activar las obligaciones de los agentes.

Así mismo, a fin de garantizar la firmeza de las obligaciones, conviene revisar los compromisos derivados, principalmente en lo referente al suministro de los diferentes tipos de combustibles a las centrales de generación.

Durante el reciente fenómeno del pacífico (condiciones El Niño), periodo comprendido entre agosto de 2009 y abril de 2010, aproximadamente, fue necesario implementar medidas normativas a fin de reducir el riesgo de desabastecimiento en el SIN, debido al comportamiento del mercado ante la condición hidrológica crítica que se estaba afrontando.

- Se necesita analizar la implementación de las señales ofrecidas por el Plan de Expansión de Referencia de Generación en la definición de la expansión real del sistema.

La UPME considera que el sistema colombiano requiere alcanzar un equilibrio hidrotérmico adecuado con el fin de reducir riesgos y vulnerabilidad ante condiciones hidrológicas críticas, considerando que dichas condiciones se han venido presentando con mayor frecuencia y que con el tiempo pueden llegar a ser más severas.

Es importante remitirse a los numerales 4.8 y 4.9.

TRANSMISIÓN

- Se necesita revisar el Código de Redes, actualizarlo y ampliar su aplicación a todo el SIN. La UPME hará observaciones y recomendaciones específicas.
- Es importante establecer el alcance de la definición de “Ampliaciones” contenida en la Resolución CREG 022 de 2001, modificada por la 085 de 2002 y por la 120 de 2003, con el fin de determinar si se puede lograr mayor flexibilidad en la ejecución de algunos proyectos.
- La ejecución de los planes de reposición de los transmisores y operadores de red deben ser de carácter obligatorio y objeto de verificación.
- Se resalta la importancia de definir unidades constructivas adicionales para redes subterráneas y subestaciones encapsuladas.
- A raíz de los problemas de limitación de espacio para corredores de las líneas de transporte eléctrico en los centros urbanos, puede resultar como solución el instalar redes del STN y del STR sobre las mismas estructuras (torres o postes). Al respecto es conveniente analizar y prever el tratamiento para incorporar y remunerar nuevos activos que compartan infraestructura con activos existentes.
- De manera complementaria, se debe estudiar el tema de la limitación de espacio para subestaciones y redes eléctricas, integrando Ministerios, entes territoriales, autoridades de todo tipo y nivel (ambientales, de planeación urbana, viales, etc.) y

todos los prestadores de servicios públicos involucrados, con el fin de realizar una planificación coordinada de infraestructura.

- Se debe analizar la responsabilidad de los agentes transportadores y operadores de red cuando su infraestructura pierde capacidad por causas diferentes a la evolución del Sistema y de la demanda. Este puede ser el caso del deterioro de las redes y la invasión de las franjas de servidumbre.
- Revisar el tratamiento de las compensaciones capacitivas a nivel de 115 kV (Belén, Tunal y Noroeste) ejecutadas a través del mecanismo de convocatorias públicas, una vez cumplan los 10 años de operación.
- Se debe revisar el tema de la ejecución oportuna de las obras requeridas en los STR y sus implicaciones. Las consecuencias son diferentes cuando la expansión no oportuna implica sobrecostos por generaciones de seguridad o implica racionamientos o implica riesgos en la prestación del servicio.

Al respecto, es muy conveniente reglamentar el mecanismo de las convocatorias para la ejecución de obras de los STR. No obstante, puede ser necesario definir elementos adicionales como fechas vinculantes y tiempo máximo para la constitución de las mismas garantías cuando se requieran.

Este mecanismo, si bien es una alternativa para cuando no exista interés en ejecutar las obras, define claramente las responsabilidades de un Operador de Red.

- Es conveniente analizar y revisar las disposiciones de confiabilidad, establecidas desde la Resolución 182148 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía.
- Se debe analizar la conveniencia de auditorías a la infraestructura de transporte.



Cortesía: EPM



Cortesía: EPM



7 ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN

7.1 FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SIN PARA PROYECTOS MDL

7.1.1 Contextualización

Los principales gases de efecto invernadero – GEI son el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO₂), el ozono (O₃), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O) y otros gases industriales. A excepción de estos últimos, los demás son componentes naturales de la atmósfera. Juntos constituyen menos del 1% de la atmósfera. Esto es suficiente para producir un efecto invernadero natural que mantiene al planeta unos 30°C más caliente de lo que estaría si no existieran, permitiendo de esta forma la vida.

Según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC)¹⁴ las actividades humanas han hecho incrementar las emisiones de GEI desde la época preindustrial. La intensificación elevada de uso de combustibles fósiles y la tala desmedida de la

¹⁴ El IPCC fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente con la finalidad de valorar la información científica, técnica y socio económica referente al cambio climático, sus impactos potenciales y las posibilidades de mitigación y adaptación.

vegetación han contribuido en el aumento de la temperatura promedio de la atmósfera debido a la acumulación de GEI, especialmente (CO₂) dióxido de carbono. Las concentraciones atmosféricas de los principales gases antropógenas de efecto invernadero alcanzaron los niveles más altos jamás registrados durante el decenio de 1990, debido principalmente al consumo de combustibles fósiles, la agricultura y cambios en el uso de las tierras.

Tratando de prevenir los efectos negativos que pueden ocurrir en el planeta, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue concebida y firmada en 1992, logrando obtener el compromiso de la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero antes de 2010 a los niveles que tenían antes de 1990. Este logro se concretó con un acuerdo jurídicamente vinculante en 1997, denominado en adelante **Protocolo de Kyoto**, que estableció el período de reducción de emisiones entre 2008 y 2012 para las partes del protocolo (países en adelante denominados Anexo I).

En este protocolo se contemplan tres mecanismos flexibles basados en el mercado: el comercio de derechos de emisión, el mecanismo para un desarrollo limpio y la aplicación conjunta¹⁵.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL, tiene como fin ayudar a los Países – No Anexo I (países en desarrollo como Colombia) a lograr un desarrollo sostenible y a los países Anexo I a dar cumplimiento de sus compromisos cuantificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El MDL es un esquema de mercado de derechos de emisión donde los derechos están representados en “Reducciones Certificadas de las Emisiones”¹⁶, y los países Anexo I tienen 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.

Por lo tanto, el MDL le ofrece a Colombia oportunidades importantes de inversión extranjera, nuevas alternativas para la transferencia de tecnologías eficientes, y la promoción del desarrollo sostenible en los sectores industrial, energético, forestal, de residuos y de transporte.

En la segunda comunicación nacional de Colombia ante la convención marco de las naciones unidas sobre cambio climático, inventario nacional de gases de efecto invernadero en el módulo de energía, se estiman las emisiones generadas por actividades

15 Tomado de http://unfccc.int/porta1_espanol/essential_background/feeling_the_heat/items/3304.php el 16 de diciembre de 2009.

16 Tomado de http://www1.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/preguntas_frecuentes/mdl.asp.

antrópicas en la quema, manipulación y extracción de combustibles fósiles (petróleo y sus derivados, gas natural y carbón) y de biomasa (madera, bagazo, vinazas, etc.). Este módulo, de acuerdo a las directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), se divide en dos categorías: emisiones generadas por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas.

En la actualidad el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial –MAVDT– cuenta con un portafolio potencial de 146 proyectos elegibles al mecanismo de desarrollo limpio, de los cuales 54 tienen aprobación nacional, 23 proyectos están registrados ante la CMNUCC y 7 cuentan con Certificado de Reducción de Emisiones (CER). De estos proyectos, 39 corresponden al sector energético en diferentes categorías y etapas de formulación, encontrándose 6 registrados en la Junta Ejecutiva del MDL (proyectos hidroeléctricos Agua Fresca, Santa Ana, La Vuelta y la Herradura, La Cascada y Amaime y el proyecto eólico Jepirachi).

Para la presentación de proyectos del sector eléctrico ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se puede requerir la utilización del factor de emisiones de la red, esto es, la cantidad de emisiones de CO₂ que resulta de la producción de una unidad de energía eléctrica.

Con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos MDL conectados al Sistema Interconectado Nacional – SIN – Red, esta Unidad (UPME), ha realizado los cálculos correspondientes al Sistema Interconectado Nacional SIN. Los resultados se incluyen en el documento CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO COLOMBIANO¹⁷ adoptado por el MME mediante resolución 180947 de 4 de junio de 2010.

La estimación de este parámetro, se ha realizado siguiendo la herramienta metodológica para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.

El factor de emisión así calculado, puede ser utilizado para proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables conectados al SIN, o que reduzcan el consumo de electricidad del SIN.

¹⁷ Consultar en <http://www.siame.gov.co/Portals/0/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision%20-%20V0%203-1.pdf>

7.1.2 Metodología de Cálculo

El factor de emisión de CO₂ del Sistema Interconectado Nacional –SIN- para proyectos MDL, se calcula con el objetivo de determinar la línea base del proyecto o escenario hipotético más probable, que representa lo que hubiera ocurrido si el proyecto MDL no se llevara a cabo. Por lo tanto, este factor de emisión de CO₂ calculado representa las emisiones de gases de efecto invernadero que tendrían lugar si no se ejecutan las actividades propuestas por el proyecto¹⁸.

Para proyectos MDL en el sector de generación de energía eléctrica, la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, aprobó la herramienta: “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*” versión 1.1, para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero de la línea base.

Esta herramienta determina el factor de emisión de CO₂ calculando el *Margen de Operación*, el *Margen de Construcción* y por último del *Margen Combinado*.

El Margen de Operación se refiere al conjunto de plantas de generación existentes cuya generación de electricidad sería afectado por la actividad del proyecto MDL. El Margen de Construcción se refiere a las unidades de generación recientes que se afectan por la generación de electricidad del proyecto MDL. El Margen Combinado es la integración del margen de operación y el margen de construcción con el objetivo de determinar el factor de emisión de CO₂ equivalente del sistema eléctrico.

7.1.3 Resultados

El factor de emisión del margen de operación se determinó siguiendo la metodología de análisis de despacho, y el resultado obtenido fue de 0.3323 kg de CO₂/kWh.

El factor de emisión del margen de construcción se determinó siguiendo el procedimiento de la selección de plantas recientes que completen el 20% del total de la generación en el sistema, y el resultado obtenido fue de 0.2375 kg de CO₂/kWh.

El margen combinado se determina como un promedio de los factores de emisión anteriores, por lo que se obtiene un resultado de 0.2849 kg de CO₂/kWh.

¹⁸ Tomado de http://www1.minambiente.gov.co/viceministerios/ambiente/mitigacion_cambio_climatico/preguntas_frecuentes/mdl.asp.

7.2 COSTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL

Uno de los aspectos relevantes en el establecimiento de proyectos e inversiones en el sector eléctrico lo constituye la Gestión Ambiental, tal como lo establece el CONPES 312 de 2001, el cual pretende generar una estrategia para mejorar la gestión ambiental del sector eléctrico colombiano, con miras a promover de manera más eficiente el cumplimiento de objetivos ambientales sectoriales, bajo condiciones de certidumbre y costo-efectividad¹⁹.

La Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- a través de la Ley 143 de 1994 tiene como función, entre otras, la de establecer y satisfacer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, de acuerdo criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

Basado en estos principios de política, es necesario involucrar la variable ambiental e internalizar los costos derivados de la gestión ambiental necesaria para prevenir, reducir o compensar los impactos que causaría el desarrollo de la actividad de generación y transmisión. En este sentido, el desarrollo eléctrico del país, por su interacción con el entorno ambiental, tiene una serie de impactos y acciones ambientales que modifican la competitividad, productividad y rendimiento económico de corto, mediano y largo plazo.

La UPME, junto con diferentes empresas de la actividad de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, elaboró un modelo con el fin de evaluar los costos que se originan por la gestión ambiental, los cuales tienen impactos en los flujos de fondos de los proyectos, permitiendo orientar la toma de decisiones de inversión.

Los modelos de gestión ambiental empresarial y sectorial deben incorporar la evaluación económica de los impactos y las acciones ambientales en la estructura de costos y permitir la recuperación de las inversiones realizadas en la gestión ambiental manteniendo las condiciones de aceptabilidad social y de calidad ambiental, en condiciones de competitividad y rentabilidad apropiadas. El modelo desarrollado favorece el cumplimiento de los anteriores enunciados, sin constituirse en una herramienta de resultados para otorgar una licencia ambiental.

El objetivo principal es proporcionar un modelo para el establecimiento de los costos de gestión ambiental a partir de la estimación y cálculo de unos indicadores de impacto que expresen las posibles afectaciones y su tratamiento con las diferentes medidas de manejo para los proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y líneas de transmisión. El

¹⁹ Consultar documento en http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/sector_electrico/3120.PDF

modelo también permite la conformación de una base de datos de costos ambientales de referencia, con su respectiva actualización al sistema de indicadores. La herramienta desarrollada incorpora la gestión ambiental en el proceso de planeación del sector eléctrico colombiano.

El modelo tiene las siguientes características:

- Se construye a partir de información ambiental de proyectos en construcción y operación considerados en el plan de expansión. El modelo comprende un sistema de indicadores de impacto y de costos por tipos de proyectos considerados como ambientales.
- Tiene aplicación para proyectos de transmisión con tensión mayor o igual a 110 kV, y generación mayor o igual a 10 MW de tipo hidráulico y térmico a carbón y gas.
- Es lo suficientemente versátil como para funcionar con la información de datos e indicadores de impacto y costos que se puedan obtener en la actualidad.
- Se aplica en la etapa de prefactibilidad de los proyectos. En esta etapa se puede introducir información técnica preliminar para obtener resultados preliminares sobre las implicaciones ambientales en cuanto a impactos y costos de gestión ambiental predecibles en la construcción y operación de los proyectos.

7.2.1 Modelo CGA Costos de Gestión Ambiental

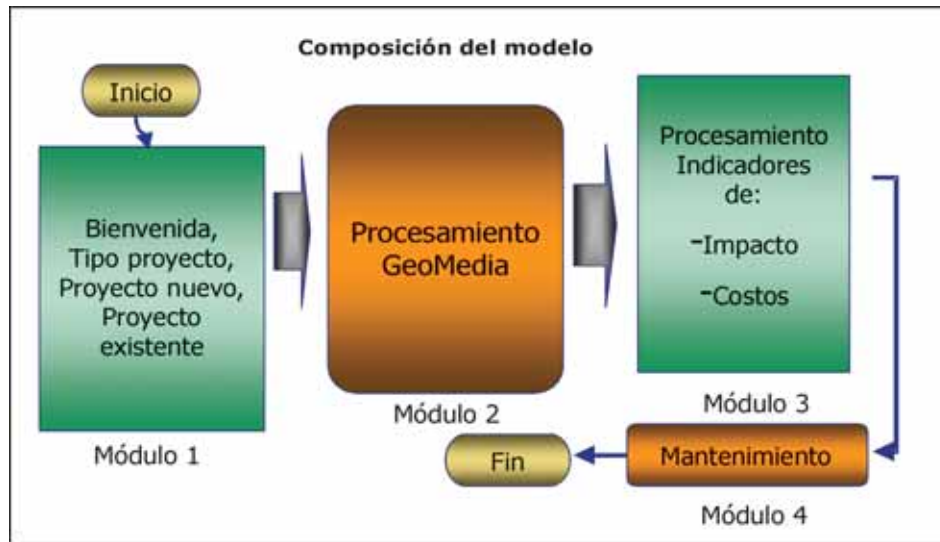
Generalidades

El modelo propuesto realiza un análisis a partir de las dimensiones ambientales: física, biótica, social, económica y cultural, teniendo en cuenta el tipo de proyecto y las etapas de desarrollo. Para obtener la información de entrada el proyecto por analizar debe encontrarse en la etapa de prefactibilidad.

Este modelo trabaja con las siguientes características, ver Gráfica 7 1.

- Evalúa los costos de gestión ambiental para las etapas de construcción y operación.
- Identifica y jerarquiza los impactos potenciales.
- Aplicable en proyectos de transmisión con tensión mayor o igual a 110 kV y generación mayores o iguales a 10 MW.

Gráfica 7-1. Estructura de funcionamiento



Fuente: Estudio UPME - Indicadores de costos de gestión ambiental para la planeación del sector eléctrico mediante un modelo georeferenciado. 2001. Elaborado por Servicios Ambientales y Geográficos, SAG S.A.

7.2.2 Cálculo de los Indicadores de Impacto y de Costos

El cálculo de los indicadores ambientales se realiza a partir de dos fuentes de información distintas.

La primera se refiere a la base de datos geo-referenciada, articulada con el estudio realizado para la UPME "*Línea Base Geo-referenciada para el Plan de Suministro Energético en la Zona No Interconectada de Colombia*".

La otra fuente de información proviene del ejecutor quien deberá suministrar información relativa al proyecto para el cual se desean calcular los costos ambientales. En el manual del usuario se encuentran los formularios de ingreso de datos para las empresas que inscriben un proyecto en la UPME, los formularios para la actualización de costos de gestión ambiental para proyectos en ejecución y los formularios para la actualización de los costos de los estudios y las interventorías.

A partir de la información del proyecto el modelo estima unos niveles potenciales de impacto. Los niveles de impacto: alto, medio, bajo o poco significativo, surgen al cruzar la información sobre las características del proyecto y la información sobre el medio dispuesta en bases de datos y mapas. Esta clasificación se realiza a partir de los indicadores de impacto asociados a los impactos potenciales que se pueden esperar al insertar un proyecto de generación o transmisión en determinado espacio geográfico.

Los indicadores de impacto consultan variables ambientales y seleccionadas de la información disponible sobre el medio, por ejemplo, cobertura vegetal y densidad de población, y se construyen a partir de los niveles de influencia que tienen esas variables mediante calificaciones y ponderadores.

En la Tabla 7-1 se presentan los indicadores y sus impactos asociados.

Tabla 7-1. Indicadores asociados a los impactos potenciales

Indicador	Impactos
Modificación de la calidad del agua	Modificación de los cuerpos de agua receptores
	Potencial de generación de malos olores en el embalse
	Modificación de hábitats
	Potencial de eutroficación
Modificación de caudales	Disminución de caudales
	Degradación del lecho
	Cambios morfológicos desde el sitio de presa
Modificación de la calidad del ruido ambiental	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
Modificación de la calidad del aire: material particulado	Modificación de hábitats
	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
Modificación de la calidad del aire: emisión de gases	Modificación de hábitats
	Emisiones de NOx, COx, SOx
	Generación de molestias a la comunidad
	Afectación de la salud
Susceptibilidad a la erosión	Modificación de hábitats
	Pérdida de suelo
Modificación de la cobertura vegetal	Dinamización de procesos erosivos
	Cambio en la estructura del ecosistema
	Pérdida de diversidad
Influencia de la fragmentación	Fragmentación del ecosistema
	Pérdida de diversidad
Presión sobre el recurso vegetal	Pérdida de diversidad
	Modificación de hábitats
Presión sobre el recurso fauna terrestre	Destrucción de hábitats y fauna asociada
	Presión sobre la fauna
	Afectación de la fauna
Presión sobre el recurso fauna acuática	Contaminación física, química y biológica del agua
	Afectación de la dinámica acuática
Susceptibilidad de afectar a la comunidad	Generación de expectativas
	Afectación de la salud
	Generación de molestias a la comunidad
Susceptibilidad de modificar la estructura social	Potencialización y generación de conflictos
	Afectación de las relaciones interinstitucionales
Población potencialmente desplazada	Potencialización y generación de conflictos
	Migración de población
	Desplazamiento de población
Modificación de la estructura productiva	Afectación de infraestructura productiva
	Daños en cultivos
	Fragmentación de predios
	Desplazamiento de población
Complejidad cultural	Cambio en los modelos tradicionales de apropiación de recursos
	Deterioro del territorio potencial
	Transformación en la valoración simbólica del territorio
	Cambio en referentes de territorialidad
	Desplazamiento de población
Antigüedad de los asentamientos	Potencialización y generación de conflictos
Disminución del territorio potencial	Deterioro del territorio potencial

Fuente: Estudio UPME - Indicadores de costos de gestión ambiental para la planeación del sector eléctrico mediante un modelo georeferenciado. 2001. Elaborado por Servicios Ambientales y Geográficos, SAG S.A.

Las guías ambientales para el sector eléctrico se constituyen en el principal instrumento de consulta para la identificación de los impactos.

7.3 PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las altas participaciones de la generación con agua y gas son tan beneficiosas en cuanto a emisiones de CO₂ para el país, como perjudiciales en el evento en que se presente escasez de estos recursos energéticos.

Los fenómenos naturales recurrentes como el Fenómeno del Pacífico, que influyen en la disminución considerable de los aportes hídricos a las cadenas hídricas de nuestro país, y la incertidumbre en la disponibilidad de gas natural impulsan la búsqueda de la diversificación de la matriz energética a partir de otras fuentes de energía y tecnologías, considerando, entre otros:

- Disponibilidad del recurso energético,
- Confiabilidad en el suministro de este recurso,
- Elementos complementarios a la normatividad vigente aplicables a la generación menor, distribuida y proveniente de fuentes renovables y tecnologías no convencionales, así como los aspectos ambientales asociados a ellas.
- Acceso al uso de la tecnología de generación, y
- Factibilidad técnica económica de esta generación (aquí se tiene que ver el impacto en la red eléctrica, se debe ver los ingresos por Mecanismo de Desarrollo Limpio, Costos de Conexión a la Red de Distribución).

7.3.1 Carbón²⁰

La disminución de las reservas y la alta variabilidad de los precios de petróleo en los mercados internacionales han conllevado a que el carbón sea visto como una alternativa energética en muchos países, teniendo como principal fundamento su costo y abundancia. Sin embargo, aunque el uso y la combustión del carbón implica graves efectos sobre el medio ambiente ya que se constituye en el recurso energético fósil más contaminante, los países industrializados con alta utilización y reservas, han logrado importantes desarrollos tecnológicos para un uso limpio y eficiente de este energético,

²⁰ Tomado del artículo SHELL WORLD. El Carbón Reina Pero Ahora Limpio. Chris Logan/31 de agosto de 2007. Consultado en diciembre de 2009

reduciendo la producción y emisión de dióxido de azufre, óxidos nitrosos, dióxido de carbono (CO₂) y metales pesados como mercurio, evitando así mayores contribuciones al efecto invernadero.

En Colombia, la posibilidad de uso de carbón para generar energía eléctrica debe cobrar importancia debido a las grandes reservas que se poseen por ende establecer políticas que incentiven la aplicación de tecnologías eficientes y limpias, en la medida que sea factible.

Es importante considerar que el mejoramiento de los niveles de eficiencia incrementa la cantidad de energía que puede ser extraída desde una unidad de carbón, lo cual es esencial para la reducción de la contaminación del medio ambiente. Se estima que mejorar la eficiencia de una planta de carbón convencional en 1%, representa entre 2% y 3% de reducción de emisiones de gases contaminantes²¹.

La eficiencia promedio de las plantas de carbón instaladas en Colombia es de aproximadamente 34%, bastante inferior si la comparamos con el 45% de eficiencia de las plantas con tecnologías recientes. Esta situación debe ser una de las principales motivaciones para incentivar la conversión de las plantas existentes en nuestro sistema eléctrico. Se estima que de realizarse la conversión de todas las plantas a nivel mundial, las reducciones de emisiones por el uso de carbón serían del 25% lo cual representa una reducción del 6% del total de las emisiones de CO₂ globales.

Actualmente se están empleando tecnologías para captura y almacenamiento subterráneo de CO₂ en Estados Unidos, Reino Unido, Países Bajos, China y otros países. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, organismo dedicado a estudios científicos relacionados con el clima, la define como una tecnología económica para estabilizar concentraciones de gas de efecto invernadero en la atmósfera. Este organismo encontró que la captura y almacenamiento subterráneo de CO₂ contribuirá con el 55% de los esfuerzos de mitigación acumulativa para el 2100, mientras que la reducción de los costos de estabilización a la sociedad será del 30% o más. Un prerrequisito para usar esta tecnología es la existencia de plantas eficientes²².

Las exigencias de captura de CO₂, están relacionadas con el desarrollo de técnicas de captura para su posterior almacenamiento geológico, en las tecnologías de combustión limpias y en otros usos, centrándose en la captura mediante técnicas como la carbonatación-calcinación y en la reducción de emisiones de metales tóxicos y procesos de mitigación de emisiones.

21 Tomado de la página WEB de WORLD COAL INSTITUTE, "Improving Efficiencies", de <http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/> Consultado en diciembre de 2009.

22 Tomado de <http://www.worldcoal.org/carbon-capture-storage/> Consultado en diciembre de 2009

Aunque el CO₂ se ha inyectado en formaciones geológicas para diversos fines, el almacenamiento a largo plazo de emisiones de CO₂ es un concepto relativamente nuevo.

La CCS (Carbón Dioxide Capture and Storage) aplicada a una planta de energía convencional podría reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera en aproximadamente 80% o 90%.

La captura y compresión de CO₂ requiere mucha energía y aumentaría las necesidades de combustible de una central de carbón con CCS en un 25%-40%. Los costos implícitos aumentarían el costo de la energía de una central eléctrica con dicho sistema.

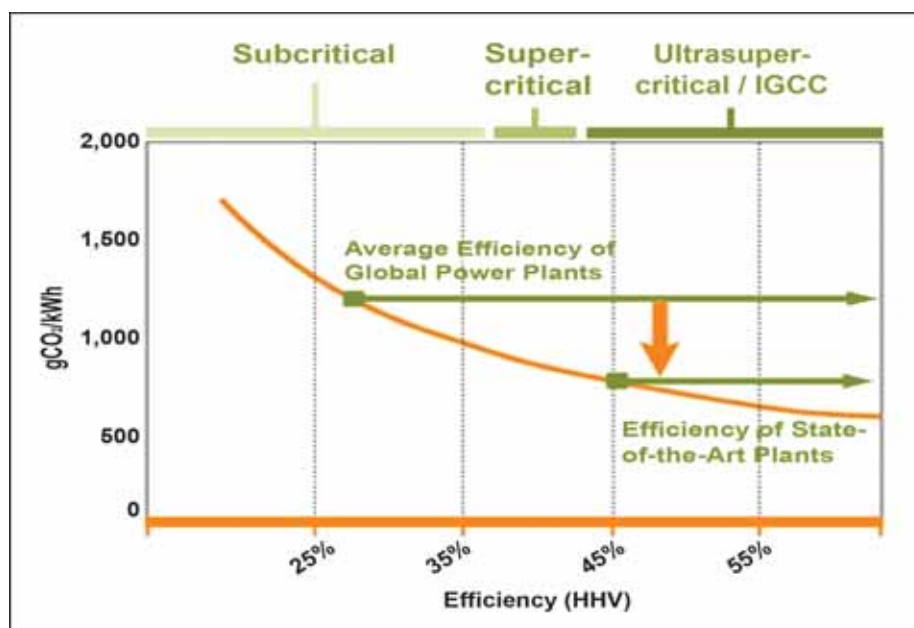
7.3.1.1 Tecnologías de producción de energía eléctrica con carbón

Tecnologías para Uso de Carbón Pulverizado²³

En la actualidad los nuevos sistemas para la combustión de carbón pulverizado operan a temperaturas y presiones más altas que las usadas en tecnologías convencionales y por lo tanto se logran mayores eficiencias y menores emisiones de CO₂.

En la Gráfica 7-2 se puede observar la curva de eficiencia de la generación de energía eléctrica incluyendo la tecnología usada, contra las emisiones de CO₂ por kWh generado.

Gráfica 7-2. Curva de Eficiencia vs Emisiones de CO₂



Fuente: IEA "Focus on Clean Coal" (2006)

En Colombia, las tecnologías de centrales de carbón con flujo de vapor en estado supercrítico tienen un costo aproximado de 2,752 a 1,600 US/kW para plantas en el rango de 150 a 600 MW²⁴ y emisiones de CO₂ entre 700 y 1,000 g de CO₂/kWh.

Las tecnologías de centrales de carbón con flujo de vapor en estado ultra-supercrítico tienen un costo similar a las de flujo de vapor en estado supercrítico, de 2,752 a 1,600 US/kW para plantas en el rango de 150 a 600 MW²⁵ y emisiones de CO₂ menores a 500 g de CO₂/kWh.

Tecnologías para Combustión en Lecho Fluidizado

Esta tecnología realiza la combustión de carbón en un lecho formado con carbón, un absorbente de azufre como caliza o dolomita y un material inerte que normalmente es la misma ceniza del carbón. Esto permite minimizar la generación de gases NO_x y el atrapamiento de los óxidos de azufre SO_x.

De acuerdo con la presión de trabajo se tienen dos tipos de combustión en lecho fluidizado:

- Lecho fluidizado a presión atmosférica
- Lecho fluidizado presurizado.

La Tabla 7-2 muestra una síntesis de la comparación de parámetros de las tecnologías de combustión en lecho fluidizado.

Tabla 7-2. Comparación de Tecnologías de Combustión de Carbón en Lecho Fluidizado

Tecnología	Presión	Temperatura de Combustión (°C)	Eficiencia (%)	Disponibilidad de Planta (%)	Emisión de Óxidos de Nitrógeno (ppm)	Remoción de Óxidos de Azufre (%)
Lecho Fluidizado Burbujeante	Atmosférica	850	35	85	100 - 300	70 - 90
Lecho Fluidizado Circulante		850	35	85 - 95	100 - 300*	95
Lecho Fluidizado a Carbón	Presurizado	850	35-40	50 - 70	100 - 200*	> 90

Fuente: Estudio "Análisis de Tecnologías Actuales de Carbón Aplicables en Colombia para Generación Eléctrica y Costos de Operación de Plantas Duales de Generación". UPME. 2008

Ciclo Combinado con Gasificación Integrada

Esta tecnología utiliza gas sintético producto de la gasificación de carbón como combustible para una turbina, el calor sensible de los gases de combustión se recupera en las calderas de vapor. En este gas sintético se elimina el azufre y la mayoría de los óxidos de nitrógeno, metales pesados y partículas que es más complicado en las chimeneas utilizando tecnología de combustión de carbón convencional.

Con esta tecnología se puede recuperar hasta el 99.9% de azufre en la gasificación del carbón, se tienen emisiones casi nulas de óxidos de nitrógeno y eficiencias promedio de 46%.

7.3.2 Otras fuentes.

Respecto de otras fuentes energéticas en la generación, diferentes a las convencionales, actualmente se trabaja en el establecimiento de referencias económicas que permitan cuantificar metas a partir de criterios de competitividad en mediano y largo plazo, teniendo en consideración el cambio climático y las acciones de adaptación y mitigación globalizadas, así como también la vulnerabilidad del sector energético colombiano.

Lo anterior claramente representa oportunidades de desarrollo de estas fuentes en Colombia, como un oferente global en mercados de bienes y servicios verdes, a partir de energías limpias que compitan y aprovechen los mejores pagos y por ende la oportunidad de nuevas fuentes de divisas.

Incluir escenarios de expansión en generación basados en energías renovables como Eólica, Geotérmica, Fotovoltaica, Mareomotriz o PCH es un ejercicio de proyección deseada, que en la medida en que se clarifiquen los mecanismos de promoción, estarán siendo desarrollados.

7.4 VISIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA PARA LA FORMULACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Se tiene previsto que la evaluación de la dimensión ambiental del Plan de Expansión sea de carácter estratégico, por tal razón, la UPME recurre a la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) como instrumento de apoyo en la toma de decisiones, mejorando los ejercicios de planificación. El objetivo fundamental es avanzar en el desarrollo íntegro de las políticas de sostenibilidad desde las primeras fases de decisión, aquellas en las que se definen los marcos básicos de intervención y, en general, aquellas que tienen una mayor capacidad de determinar los efectos finales.

Lo anterior fortalecerá los planes y los hará más sólidos, integrando el componente ambiental a la par de las demás consideraciones técnicas, económicas y financieras.

Recientemente finalizó la primera etapa de la consultoría contratada por la UPME para la "Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Plan de Expansión de Generación y

Transmisión (PEGT)" como herramienta que permite incorporar las consideraciones ambientales al proceso de formulación y actualización del mismo.

El mencionado estudio consideró las 3 primeras fases establecidas en el documento del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, "*Guía Práctica Para Formular Evaluaciones Ambientales Estratégicas En Colombia*" Bogotá, Febrero 2008. Así:

Fase 1 Marco Ambiental Estratégico. Análisis del marco institucional, el marco de agentes, los objetivos, criterios, alternativas y dinámicas ambientales y el sistema de gestión del sector eléctrico. Además, se diseñaron los planes de participación y comunicación del proceso de la EAE del PEGT. Tras estos análisis, se definieron los objetivos de la EAE.

Fase 2 Alcance de la EAE. Se concertó el documento de Marco Ambiental Estratégico de la EAE del PEGT con los agentes claves por medio de un taller para socializar y consensuar los objetivos, el alcance de la EAE y la integración de las consideraciones ambientales en la planificación.

Fase 3 Modelo de la EAE. Se elaboraron los lineamientos que permiten desarrollar un modelo de información, análisis y evaluación de alternativas ambientales.

El objetivo propuesto de la Etapa Final de la EAE es el de elaborar recomendaciones al modelo de planeamiento de la expansión del sistema eléctrico para permitir una mejor consideración de la dimensión ambiental.

En este sentido, actualmente se desarrolla la segunda etapa de la "*Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Plan de Expansión de Generación y Transmisión (PEGT)*" que incluye las siguientes fases: i) Análisis y Diagnóstico Ambiental, que utiliza las herramientas elaboradas y sirve de referencia para la identificación de los problemas ambientales que el Plan debe considerar como parte de su contenido propositivo; ii) Evaluación Ambiental de Opciones, que ayuda a evaluar las opciones alternativas que se formulan para alcanzar los objetivos ambientales y de sostenibilidad del Plan en diferentes momentos y escalas del proceso de planificación; iii) Prevención y Seguimiento la EAE, que se incorpora los instrumentos de gestión ambiental directa y se elabora la metodología de seguimiento de la EAE del PEGT; y iv) Elaboración y consulta de informes finales, donde se desarrollan los procesos participativos y de información exigidos o consensuados dentro del procedimiento de EAE, se integran los resultados del proceso de consultas, se socializa y promueve la apropiación por parte de los actores de las recomendaciones y tareas de la EAE y del PEGT.

Tabla 7-3. Fases de la EAE

FASES DEL PROCESO DE EAE		
Fases	Tareas	Alcance
1. Marco ambiental estratégico	• Establecer el marco institucional del Plan	Identificar las dimensiones Ambientales estratégicas de mayor peso y relevancia.
	• Establecer el marco de agentes del Plan	
	• Análisis del proceso de planificación	
	• Identificación de las opciones ambientales de la planificación sectorial	
	• Establecimiento de los objetivos ambientales del Plan	
	• Identificación de la dimensión ambiental estratégica del Plan	
	• Recomendaciones de procedimiento a otras tareas de la planificación	
	• Planificación del proceso de participación	
	• Elaboración del plan de comunicación	
2. Alcance de la EAE	• Elaboración del documento marco de EAE del plan	Todos los agentes implicados en el proceso deben entender el alcance de la EAE en cada una de sus dimensiones. El grado de consenso en las fases de consulta condiciona todo el proceso de EAE.
	• Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	
3. Modelo de EAE	• Definición del proceso de evaluación ambiental	El aspecto central de esta fase consiste en preparar las herramientas de evaluación y análisis ambiental estratégico, acordes a la escala estratégica del Plan.
	• Definición y desarrollo de las herramientas de evaluación y análisis ambiental estratégico	
	• Definición y desarrollo del sistema de información ambiental	
4. Análisis y diagnóstico ambiental	• Análisis y diagnóstico ambiental actual	El diagnóstico ambiental debe permitir identificar el patrón estructural que determina el perfil ambiental agregado del plan con objeto de que el plan asuma los problemas estructurales que condicionan el perfil ambiental del ámbito de política en cuestión.
	• Definición de objetivos ambientales operativos	
	• Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	
5. Evaluación ambiental de opciones	• Evaluación de opciones de objetivos	Las opciones válidas, identificadas previamente, deben ser evaluadas ambientalmente y sus resultados deben influir en el Plan. Es además preciso evaluar si las recomendaciones a otras tareas de la planificación se han cumplido.
	• Evaluación de opciones estratégicas	
	• Evaluación de opciones de desarrollo operativo del Plan	
	• Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	
	• Evaluación de las recomendaciones de procedimiento del Plan	
6. Prevención y seguimiento	• Incorporación de instrumentos de gestión ambiental directa	Se deben identificar los elementos del Plan relevantes para su seguimiento y los instrumentos de gestión ambiental directa.
	• Elaborar medidas de seguimiento	
7. Elaboración y consulta de informes finales	• Elaborar el Informe de EAE del Plan	Se debe informar con transparencia del todo el proceso de EAE, incluyendo el grado de consideración de los resultados de las consultas en la formulación final del Plan.
	• Consultas a los agentes y público interesado y comunicación	
	• Informe	

Fuente: Guía metodológica de Evaluación Ambiental Estratégica del MAVDT, el Gobierno de España y la CEPAL en el 2009.





8 ANEXOS

8.1 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA

Tabla 8-1. Proyección Mensual de Energía y Potencia Máxima

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
ene-09	4,465	4,465	4,465	8,493	8,493	8,493
feb-09	4,177	4,177	4,177	8,568	8,568	8,568
mar-09	4,560	4,560	4,560	8,500	8,500	8,500
abr-09	4,406	4,406	4,406	8,596	8,596	8,596
may-09	4,587	4,587	4,587	8,637	8,637	8,637
jun-09	4,414	4,414	4,414	8,630	8,630	8,630
jul-09	4,653	4,653	4,653	8,640	8,640	8,640
ago-09	4,649	4,649	4,649	8,772	8,772	8,772
sep-09	4,681	4,681	4,681	8,822	8,822	8,822
oct-09	4,738	4,738	4,738	8,992	8,908	8,824
nov-09	4,598	4,568	4,539	9,064	8,962	8,861
dic-09	4,748	4,714	4,680	9,415	9,299	9,183
ene-10	4,600	4,562	4,525	8,900	8,770	8,641
feb-10	4,378	4,337	4,296	9,073	8,931	8,790
mar-10	4,793	4,749	4,705	9,079	8,927	8,775
abr-10	4,606	4,559	4,512	9,084	8,921	8,759
may-10	4,774	4,724	4,675	9,093	8,920	8,748
jun-10	4,644	4,592	4,539	9,039	8,858	8,677
jul-10	4,801	4,746	4,691	9,076	8,886	8,696
ago-10	4,837	4,780	4,722	9,122	8,924	8,725
sep-10	4,805	4,745	4,686	9,243	9,037	8,831
oct-10	4,894	4,833	4,771	9,313	9,095	8,877
nov-10	4,788	4,721	4,655	9,418	9,191	8,963
dic-10	4,924	4,854	4,784	9,741	9,504	9,267
ene-11	4,776	4,702	4,629	9,222	8,976	8,730
feb-11	4,548	4,471	4,395	9,396	9,142	8,887
mar-11	4,963	4,883	4,804	9,401	9,138	8,875
abr-11	4,770	4,687	4,605	9,407	9,136	8,865
may-11	5,008	4,922	4,837	9,420	9,141	8,862
jun-11	4,816	4,728	4,640	9,358	9,071	8,784
jul-11	4,952	4,862	4,771	9,374	9,079	8,785
ago-11	5,056	4,963	4,870	9,468	9,167	8,865
sep-11	4,979	4,884	4,788	9,561	9,252	8,943
oct-11	5,070	4,972	4,874	9,630	9,311	8,992
nov-11	4,964	4,861	4,758	9,735	9,408	9,080
dic-11	5,118	5,012	4,905	10,069	9,733	9,397
ene-12	5,034	4,894	4,755	9,626	9,238	8,855
feb-12	4,913	4,776	4,640	9,828	9,432	9,041
mar-12	5,184	5,040	4,897	9,830	9,434	9,043
abr-12	4,971	4,833	4,696	9,784	9,389	9,000
may-12	5,189	5,044	4,901	9,783	9,388	8,999
jun-12	5,022	4,882	4,744	9,666	9,276	8,892
jul-12	5,168	5,024	4,882	9,707	9,315	8,929
ago-12	5,236	5,090	4,946	9,756	9,363	8,975
sep-12	5,148	5,004	4,863	9,853	9,455	9,063
oct-12	5,306	5,158	5,012	9,921	9,521	9,126
nov-12	5,160	5,016	4,874	10,024	9,619	9,221

(Continúa)

(Continuación)

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
dic-12	5,295	5,148	5,002	10,369	9,951	9,538
ene-13	5,244	5,045	4,860	10,003	9,500	9,026
feb-13	4,978	4,789	4,613	10,212	9,699	9,216
mar-13	5,295	5,094	4,906	10,215	9,701	9,218
abr-13	5,306	5,105	4,917	10,166	9,655	9,174
may-13	5,414	5,208	5,017	10,165	9,654	9,173
jun-13	5,223	5,025	4,840	10,044	9,539	9,064
jul-13	5,423	5,217	5,025	10,086	9,579	9,102
ago-13	5,457	5,250	5,056	10,138	9,628	9,148
sep-13	5,381	5,177	4,987	10,238	9,723	9,239
oct-13	5,535	5,325	5,129	10,309	9,791	9,302
nov-13	5,381	5,177	4,986	10,415	9,892	9,399
dic-13	5,533	5,323	5,127	10,774	10,233	9,723
ene-14	5,471	5,208	4,972	10,413	9,786	9,214
feb-14	5,201	4,952	4,727	10,631	9,991	9,408
mar-14	5,616	5,346	5,103	10,634	9,993	9,410
abr-14	5,443	5,182	4,946	10,583	9,946	9,365
may-14	5,672	5,399	5,154	10,582	9,945	9,364
jun-14	5,426	5,165	4,930	10,456	9,826	9,252
jul-14	5,715	5,441	5,194	10,500	9,867	9,291
ago-14	5,668	5,396	5,150	10,553	9,918	9,339
sep-14	5,637	5,367	5,123	10,658	10,016	9,431
oct-14	5,772	5,494	5,245	10,731	10,085	9,496
nov-14	5,593	5,324	5,082	10,842	10,190	9,595
dic-14	5,759	5,483	5,234	11,216	10,541	9,925
ene-15	5,743	5,409	5,111	10,939	10,171	9,481
feb-15	5,475	5,157	4,873	11,168	10,385	9,680
mar-15	5,906	5,563	5,256	11,171	10,387	9,682
abr-15	5,723	5,390	5,093	11,117	10,337	9,636
may-15	5,900	5,557	5,251	11,116	10,336	9,635
jun-15	5,729	5,396	5,099	10,984	10,213	9,520
jul-15	5,969	5,622	5,312	11,030	10,256	9,560
ago-15	5,955	5,609	5,300	11,086	10,309	9,609
sep-15	5,924	5,580	5,272	11,196	10,410	9,704
oct-15	6,055	5,703	5,389	11,273	10,482	9,771
nov-15	5,886	5,544	5,239	11,390	10,591	9,872
dic-15	6,050	5,699	5,385	11,783	10,956	10,212
ene-16	5,957	5,550	5,186	11,436	10,518	9,695
feb-16	5,871	5,470	5,111	11,676	10,739	9,898
mar-16	6,075	5,659	5,288	11,679	10,741	9,900
abr-16	6,051	5,638	5,267	11,623	10,690	9,853
may-16	6,149	5,729	5,353	11,622	10,689	9,852
jun-16	6,039	5,626	5,257	11,483	10,562	9,735
jul-16	6,148	5,728	5,352	11,532	10,606	9,776
ago-16	6,264	5,836	5,453	11,591	10,660	9,826
sep-16	6,169	5,747	5,370	11,705	10,766	9,923
oct-16	6,278	5,849	5,465	11,786	10,840	9,991
nov-16	6,155	5,735	5,358	11,908	10,952	10,095

(Continúa)

(Continuación)

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
dic-16	6,325	5,893	5,506	12,319	11,330	10,443
ene-17	6,295	5,798	5,358	11,889	10,810	9,855
feb-17	6,001	5,528	5,109	12,138	11,037	10,062
mar-17	6,471	5,960	5,509	12,141	11,039	10,064
abr-17	6,229	5,737	5,302	12,083	10,987	10,016
may-17	6,475	5,963	5,511	12,082	10,985	10,015
jun-17	6,304	5,806	5,366	11,938	10,855	9,896
jul-17	6,451	5,942	5,491	11,988	10,900	9,938
ago-17	6,535	6,019	5,563	12,050	10,956	9,989
sep-17	6,466	5,955	5,504	12,169	11,064	10,087
oct-17	6,592	6,072	5,612	12,253	11,141	10,157
nov-17	6,461	5,951	5,500	12,380	11,256	10,262
dic-17	6,576	6,057	5,598	12,806	11,644	10,616
ene-18	6,582	5,992	5,468	12,462	11,200	10,081
feb-18	6,295	5,731	5,229	12,724	11,435	10,293
mar-18	6,767	6,160	5,621	12,727	11,438	10,295
abr-18	6,535	5,949	5,429	12,666	11,383	10,246
may-18	6,778	6,171	5,631	12,665	11,382	10,245
jun-18	6,598	6,007	5,481	12,514	11,246	10,123
jul-18	6,763	6,157	5,618	12,566	11,294	10,165
ago-18	6,841	6,228	5,683	12,631	11,351	10,217
sep-18	6,748	6,143	5,605	12,755	11,463	10,318
oct-18	6,926	6,305	5,753	12,844	11,543	10,390
nov-18	6,768	6,161	5,622	12,977	11,662	10,497
dic-18	6,893	6,275	5,726	13,424	12,064	10,859
ene-19	6,866	6,178	5,565	13,064	11,604	10,312
feb-19	6,596	5,935	5,346	13,338	11,848	10,528
mar-19	7,033	6,328	5,700	13,341	11,850	10,530
abr-19	6,855	6,168	5,556	13,278	11,794	10,480
may-19	7,080	6,370	5,738	13,277	11,793	10,479
jun-19	6,867	6,178	5,565	13,118	11,652	10,354
jul-19	7,091	6,380	5,747	13,174	11,701	10,398
ago-19	7,143	6,427	5,790	13,241	11,761	10,451
sep-19	7,061	6,353	5,723	13,372	11,877	10,554
oct-19	7,231	6,506	5,861	13,464	11,959	10,627
nov-19	7,049	6,342	5,713	13,604	12,083	10,737
dic-19	7,226	6,502	5,857	14,072	12,500	11,107
ene-20	7,211	6,412	5,704	13,722	12,044	10,570
feb-20	6,912	6,146	5,467	14,010	12,297	10,792
mar-20	7,381	6,563	5,839	14,013	12,300	10,795
abr-20	7,211	6,412	5,704	13,946	12,241	10,743
may-20	7,436	6,612	5,882	13,945	12,240	10,742
jun-20	7,214	6,414	5,707	13,778	12,094	10,614
jul-20	7,454	6,627	5,896	13,836	12,145	10,659
ago-20	7,502	6,671	5,935	13,907	12,207	10,713
sep-20	7,422	6,599	5,871	14,045	12,328	10,819
oct-20	7,594	6,752	6,007	14,141	12,413	10,894
nov-20	7,405	6,584	5,857	14,288	12,542	11,007

(Continúa)

(Continuación)

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
dic-20	7,590	6,748	6,004	14,781	12,974	11,386
ene-21	7,571	6,651	5,841	14,401	12,488	10,820
feb-21	7,266	6,383	5,606	14,703	12,750	11,047
mar-21	7,764	6,820	5,990	14,707	12,753	11,049
abr-21	7,558	6,639	5,831	14,636	12,692	10,997
may-21	7,805	6,857	6,022	14,635	12,691	10,996
jun-21	7,579	6,657	5,847	14,461	12,540	10,865
jul-21	7,825	6,874	6,037	14,522	12,593	10,910
ago-21	7,876	6,919	6,077	14,596	12,657	10,966
sep-21	7,795	6,847	6,014	14,740	12,782	11,074
oct-21	7,970	7,001	6,149	14,842	12,870	11,151
nov-21	7,775	6,830	5,998	14,996	13,004	11,266
dic-21	7,965	6,997	6,145	15,512	13,452	11,655
ene-22	7,875	6,850	5,954	14,978	12,863	11,029
feb-22	7,568	6,584	5,723	15,292	13,133	11,260
mar-22	8,075	7,024	6,105	15,296	13,136	11,263
abr-22	7,865	6,842	5,947	15,223	13,073	11,209
may-22	8,112	7,057	6,134	15,221	13,072	11,208
jun-22	7,894	6,867	5,968	15,040	12,916	11,074
jul-22	8,126	7,069	6,145	15,103	12,970	11,121
ago-22	8,198	7,131	6,198	15,181	13,036	11,178
sep-22	8,107	7,053	6,130	15,331	13,165	11,288
oct-22	8,287	7,209	6,266	15,436	13,256	11,366
nov-22	8,092	7,040	6,119	15,596	13,394	11,484
dic-22	8,285	7,207	6,264	16,134	13,855	11,880
ene-23	8,184	7,068	6,077	15,562	13,268	11,254
feb-23	7,874	6,800	5,847	15,889	13,546	11,490
mar-23	8,388	7,244	6,229	15,893	13,549	11,492
abr-23	8,176	7,061	6,071	15,817	13,484	11,437
may-23	8,434	7,284	6,263	15,815	13,483	11,436
jun-23	8,209	7,089	6,095	15,627	13,322	11,300
jul-23	8,436	7,286	6,265	15,693	13,378	11,348
ago-23	8,524	7,361	6,330	15,773	13,447	11,406
sep-23	8,423	7,274	6,254	15,929	13,580	11,518
oct-23	8,610	7,436	6,393	16,039	13,673	11,598
nov-23	8,413	7,265	6,247	16,205	13,815	11,718
dic-23	8,608	7,434	6,392	16,763	14,291	12,122
ene-24	8,510	7,297	6,207	16,160	13,679	11,478
feb-24	8,159	6,996	5,951	16,499	13,966	11,719
mar-24	8,728	7,484	6,366	16,503	13,969	11,722
abr-24	8,481	7,272	6,186	16,424	13,903	11,666
may-24	8,768	7,518	6,395	16,422	13,901	11,665
jun-24	8,522	7,308	6,216	16,227	13,736	11,526
jul-24	8,771	7,521	6,397	16,295	13,794	11,574
ago-24	8,851	7,590	6,456	16,378	13,864	11,633
sep-24	8,750	7,503	6,382	16,540	14,001	11,748
oct-24	8,950	7,675	6,528	16,654	14,098	11,829
nov-24	8,741	7,495	6,376	16,827	14,244	11,952

(Continúa)

(Continuación)

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
dic-24	8,938	7,664	6,519	17,407	14,735	12,364
ene-25	8,793	7,488	6,322	16,711	14,049	11,700
feb-25	8,438	7,186	6,066	17,062	14,344	11,945
mar-25	9,016	7,678	6,482	17,066	14,347	11,948
abr-25	8,773	7,471	6,307	16,984	14,278	11,891
may-25	9,062	7,717	6,515	16,983	14,277	11,890
jun-25	8,807	7,500	6,331	16,780	14,107	11,748
jul-25	9,071	7,724	6,521	16,851	14,166	11,798
ago-25	9,149	7,791	6,577	16,937	14,239	11,858
sep-25	9,043	7,701	6,502	17,105	14,379	11,975
oct-25	9,254	7,881	6,653	17,223	14,479	12,058
nov-25	9,033	7,693	6,494	17,401	14,629	12,183
dic-25	9,243	7,871	6,645	18,001	15,133	12,603
ene-26	9,130	7,721	6,468	17,361	14,494	11,978
feb-26	8,766	7,413	6,210	17,726	14,798	12,229
mar-26	9,358	7,914	6,630	17,730	14,802	12,232
abr-26	9,115	7,709	6,458	17,645	14,731	12,174
may-26	9,410	7,958	6,667	17,643	14,729	12,173
jun-26	9,143	7,732	6,478	17,433	14,554	12,028
jul-26	9,423	7,969	6,676	17,506	14,615	12,078
ago-26	9,501	8,035	6,731	17,596	14,690	12,140
sep-26	9,394	7,945	6,656	17,770	14,835	12,260
oct-26	9,609	8,127	6,808	17,892	14,938	12,345
nov-26	9,378	7,931	6,644	18,078	15,092	12,472
dic-26	9,603	8,121	6,803	18,701	15,613	12,902
ene-27	9,485	7,965	6,621	18,034	14,951	12,260
feb-27	9,105	7,647	6,356	18,412	15,264	12,517
mar-27	9,722	8,165	6,787	18,416	15,268	12,520
abr-27	9,469	7,952	6,610	18,329	15,195	12,460
may-27	9,775	8,209	6,824	18,327	15,193	12,459
jun-27	9,500	7,978	6,632	18,108	15,012	12,310
jul-27	9,789	8,220	6,833	18,185	15,076	12,362
ago-27	9,870	8,289	6,890	18,278	15,153	12,425
sep-27	9,760	8,196	6,813	18,458	15,302	12,548
oct-27	9,982	8,383	6,968	18,586	15,408	12,635
nov-27	9,743	8,182	6,802	18,778	15,568	12,765
dic-27	9,975	8,377	6,963	19,425	16,104	13,205
ene-28	9,853	8,216	6,775	18,732	15,419	12,543
feb-28	9,461	7,889	6,505	19,125	15,743	12,806
mar-28	10,101	8,423	6,946	19,129	15,746	12,809
abr-28	9,834	8,200	6,762	19,038	15,671	12,748
may-28	10,154	8,467	6,982	19,036	15,670	12,747
jun-28	9,870	8,230	6,787	18,809	15,483	12,595
jul-28	10,166	8,477	6,991	18,888	15,548	12,648
ago-28	10,253	8,550	7,050	18,985	15,628	12,713
sep-28	10,138	8,454	6,971	19,172	15,782	12,838
oct-28	10,368	8,646	7,129	19,305	15,891	12,927
nov-28	10,122	8,440	6,960	19,505	16,056	13,061

(Continúa)

(Continuación)

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Demanda Potencia Máxima [MW]		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
dic-28	10,361	8,639	7,124	20,177	16,609	13,511
ene-29	10,190	8,436	6,901	19,372	15,832	12,775
feb-29	9,786	8,101	6,626	19,779	16,164	13,043
mar-29	10,447	8,649	7,075	19,783	16,168	13,046
abr-29	10,171	8,421	6,888	19,689	16,091	12,983
may-29	10,501	8,694	7,111	19,687	16,089	12,982
jun-29	10,210	8,452	6,914	19,452	15,898	12,827
jul-29	10,512	8,703	7,118	19,534	15,965	12,882
ago-29	10,605	8,780	7,181	19,634	16,046	12,947
sep-29	10,485	8,680	7,100	19,828	16,205	13,075
oct-29	10,723	8,877	7,261	19,965	16,317	13,166
nov-29	10,470	8,668	7,090	20,172	16,486	13,302
dic-29	10,715	8,871	7,256	20,867	17,054	13,760
ene-30	10,587	8,701	7,058	20,125	16,328	13,066
feb-30	10,165	8,355	6,777	20,547	16,670	13,340
mar-30	10,854	8,920	7,236	20,552	16,674	13,343
abr-30	10,567	8,684	7,045	20,454	16,595	13,279
may-30	10,910	8,967	7,274	20,452	16,593	13,278
jun-30	10,606	8,717	7,071	20,208	16,395	13,120
jul-30	10,921	8,975	7,281	20,293	16,464	13,175
ago-30	11,018	9,055	7,345	20,397	16,549	13,242
sep-30	10,892	8,952	7,262	20,598	16,712	13,373
oct-30	11,140	9,156	7,427	20,741	16,827	13,465
nov-30	10,877	8,939	7,252	20,956	17,002	13,605
dic-30	11,131	9,148	7,421	21,678	17,588	14,074
ene-31	11,002	8,976	7,220	20,912	16,842	13,364
feb-31	10,560	8,616	6,930	21,350	17,196	13,644
mar-31	11,279	9,202	7,402	21,355	17,199	13,647
abr-31	10,979	8,957	7,205	21,253	17,117	13,582
may-31	11,338	9,250	7,440	21,251	17,116	13,581
jun-31	11,020	8,990	7,232	20,998	16,912	13,419
jul-31	11,349	9,259	7,448	21,087	16,983	13,476
ago-31	11,448	9,340	7,512	21,194	17,070	13,545
sep-31	11,318	9,234	7,428	21,404	17,238	13,678
oct-31	11,577	9,445	7,597	21,551	17,357	13,773
nov-31	11,302	9,221	7,417	21,775	17,537	13,915
dic-31	11,566	9,436	7,590	22,525	18,142	14,395

Fuente: UPME

8.2 PROYECCIÓN ANUAL DE DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla 8-2. Proyección anual de demanda nacional de energía eléctrica

	Demanda Energía Eléctrica [GWh / mes]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	53,870	53,870	53,870			
2009	54,676	54,613	54,550	1.5%	1.4%	1.3%
2010	56,842	56,201	55,560	4.0%	2.9%	1.9%
2011	59,019	57,947	56,876	3.8%	3.1%	2.4%
2012	61,625	59,907	58,211	4.4%	3.4%	2.3%
2013	64,169	61,736	59,462	4.1%	3.1%	2.1%
2014	66,973	63,758	60,860	4.4%	3.3%	2.4%
2015	70,313	66,229	62,579	5.0%	3.9%	2.8%
2016	73,481	68,460	63,966	4.5%	3.4%	2.2%
2017	76,855	70,787	65,422	4.6%	3.4%	2.3%
2018	80,494	73,280	66,865	4.7%	3.5%	2.2%
2019	84,098	75,669	68,162	4.5%	3.3%	1.9%
2020	88,330	78,540	69,874	5.0%	3.8%	2.5%
2021	92,750	81,474	71,558	5.0%	3.7%	2.4%
2022	96,484	83,932	72,953	4.0%	3.0%	1.9%
2023	100,278	86,600	74,463	3.9%	3.2%	2.1%
2024	104,170	89,324	75,981	3.9%	3.1%	2.0%
2025	107,682	91,701	77,416	3.4%	2.7%	1.9%
2026	111,832	94,575	79,230	3.9%	3.1%	2.3%
2027	116,175	97,563	81,099	3.9%	3.2%	2.4%
2028	120,682	100,631	82,984	3.9%	3.1%	2.3%
2029	124,816	103,332	84,520	3.4%	2.7%	1.9%
2030	129,669	106,570	86,448	3.9%	3.1%	2.3%
2031	134,738	109,926	88,421	3.9%	3.1%	2.3%

Fuente: UPME

8.3 PROYECCIÓN ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA NACIONAL

Tabla 8-3. Proyección anual de potencia máxima nacional

	Demanda Potencia Máxima [MW]			Tasa de Crecimiento		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2008	9,079	9,079	9,079			
2009	9,415	9,299	9,183	3.7%	2.4%	1.1%
2010	9,741	9,504	9,267	3.5%	2.2%	0.9%
2011	10,069	9,733	9,397	3.4%	2.4%	1.4%
2012	10,369	9,951	9,538	3.0%	2.2%	1.5%
2013	10,774	10,233	9,723	3.9%	2.8%	1.9%
2014	11,216	10,541	9,925	4.1%	3.0%	2.1%
2015	11,783	10,956	10,212	5.1%	3.9%	2.9%
2016	12,319	11,330	10,443	4.5%	3.4%	2.3%
2017	12,806	11,644	10,616	4.0%	2.8%	1.7%
2018	13,424	12,064	10,859	4.8%	3.6%	2.3%
2019	14,072	12,500	11,107	4.8%	3.6%	2.3%
2020	14,781	12,974	11,386	5.0%	3.8%	2.5%
2021	15,512	13,452	11,655	5.0%	3.7%	2.4%
2022	16,134	13,855	11,880	4.0%	3.0%	1.9%
2023	16,763	14,291	12,122	3.9%	3.1%	2.0%
2024	17,407	14,735	12,364	3.8%	3.1%	2.0%
2025	18,001	15,133	12,603	3.4%	2.7%	1.9%
2026	18,701	15,613	12,902	3.9%	3.2%	2.4%
2027	19,425	16,104	13,205	3.9%	3.1%	2.3%
2028	20,177	16,609	13,511	3.9%	3.1%	2.3%
2029	20,867	17,054	13,760	3.4%	2.7%	1.8%
2030	21,678	17,588	14,074	3.9%	3.1%	2.3%
2031	22,525	18,142	14,395	3.9%	3.1%	2.3%

Fuente: UPME

8.4 RESERVAS DE CARBÓN

Tabla 8-4A. Reservas de carbón 2009

2009						
Zona	Reservas Probadas Millones de ton. 2009	Indicadas Millones de ton. 2004	Reservas Inferidas Millones de ton. 2004	Recursos Hipotéticos	Potencial Millones de ton BASE 2004	Calidad Aprox. BTU/Lb
Guajira	3,759.1	448.0	127.5	27.2	4,361.7	11,586
Cesar	1,850.6	1,564.0	1,963.2	993.5	6,371.3	11,924
Cordoba	378.6	341.0	0.0	0.0	719.6	9,280
Antioquia	87.5	225.8	132.4	26.5	472.2	10,673
Valle	40.8	92.1	97.9	11.0	241.8	10,761
Cundinamarca	226.9	644.9	539.2	61.8	1,472.8	12,151
Boyaca	159.3	682.6	867.2	0.0	1,709.2	12,184
Santander	55.5	258.3	149.2	0.0	463.1	12,494
Norte de Santander	109.4	314.3	360.8	0.0	784.5	13,068
TOTAL	6,668	4,571	4,237	1,120	16,596	

Tabla 8-4B. Reservas de carbón 2010

AÑOS DE AGOTAMIENTO CARBÓN BASE 2010*				
AGOTAMIENTO Aprox años	Reservas Probadas	Reservas Probadas + Indicadas	Reservas Probadas + Inferidas + Indicadas	Potencial
Cordoba	473	899	899	899
Antioquia	109	392	557	590
Valle	408	1,330	2,309	2,418
Cundinamarca	70	271	438	457
Boyacá	40	214	434	434
Santander	40	224	331	331
Norte de Santander	41	157	291	291

* Los años de agotamiento están relacionados con el volumen producido. Cifras en Millones de toneladas
El agotamiento de las reservas de carbón tomando como base el año 2010 y como fuente Ingeominas

8.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME

Tabla 8-5. Proyectos de generación registrados ante la UPME

FECHA DE INSCRIPCIÓN	EMPRESA PROMOTORA	NOMBRE DEL PROYECTO	FASE	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	COMBUSTIBLE	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	*FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN
11/02/2008	MERILÉCTRICA	MERILÉCTRICA CICLO COMBINADO	FASE 2	BARRANCABERMEJA	TÉRMICO	GAS	CICLO COMBINADO	103	2009
22/02/2008	MERILÉCTRICA E.S.P.	TERMOBUAO	FASE 2	PUERTO LIBERTADOR - CORDOBA	TÉRMICO	CARBÓN	CARBÓN PULVERIZADO	460	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 14	FASE 2	DIBULLA - GUAJIRA	TÉRMICO	FUEL OIL No 2	CICLO ABIERTO	10	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 2	FASE 2	DIBULLA - GUAJIRA	TÉRMICO	CARBÓN	CICLO ABIERTO	150	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 15	FASE 2	SOLEDAD/ATLÁNTICO	TÉRMICO	FUEL OIL No 6	CICLO ABIERTO	50	2012
27/03/2008	PROELÉCTRICA	TERMOANDINA 1	FASE 2	SAN PEDRO/SUCRE	TÉRMICO	GAS	CICLO ABIERTO	96.49	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 3	FASE 2	PUERTO LIBERTADOR - CORDOBA	TÉRMICO	CARBÓN	CICLO ABIERTO	150	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 4	FASE 2	DIBULLA/GUAJIRA	TÉRMICO	CARBÓN	CICLO ABIERTO	100	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 7	FASE 2	PUERTO LIBERTADOR - CORDOBA	TÉRMICO	CARBÓN	CICLO ABIERTO	100	2012
11/03/2008	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. - GECELCA	GECELCA 13	FASE 2	DIBULLA/GUAJIRA	TÉRMICO	FUEL OIL No 2	CICLO ABIERTO	10	2012
11/03/2008	GENERADORA CIMARRÓN S.A.	REPOTENCIACIÓN UNIDAD CIMARRÓN	FASE 2	YOPAL/CASANARE	TÉRMICO	GAS	CICLO ABIERTO	38	2009
11/03/2008	CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 2 S.A.	REPOTENCIACIÓN UNIDAD MORRO 2	FASE 2	YOPAL/CASANARE	TÉRMICO	GAS	CICLO ABIERTO	38	2009
12/03/2008	TERMOCAUCA	TERMOCAUCA	FASE 2	SANTANDER DE QUILICHAO/CAUCA	TÉRMICO	CARBÓN	LECHO FLUIDIZADO	100	2009
18/03/2008	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	TASAJERO II	FASE 2	SAN CAYETANO - NORTE DE SANTANDER	TÉRMICO	CARBÓN	CONVECCIONAL	155	2012
18/03/2008	ISAGEN	PROYECTO DEL TRANSVASE DEL RIO GUARINO	FASE 2	VICTORIA/CALDAS	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	N.A	2010
18/03/2008	ISAGEN	PROYECTO DEL TRANSVASE DEL RIO MANSO	FASE 2	SAMANÁ/CALDAS	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	N.A	2011
19/03/2008	Compañía de Generación del Cauca S.A. E.S.P.	TERMO SAN FERNANDO	FASE 2	AMAGÁ/ANTIOQUIA	TÉRMICO	CARBÓN	CICLO ABIERTO	165	2012
19/03/2008	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	GT 23	FASE 2	BARRANQUILLA - ATLÁNTICO	TÉRMICO	GAS/FUEL OIL	CICLO ABIERTO	100	2012
19/03/2008	AES CHIVOR & CIA. C.A. E.S.P.	TERMOESMERALDA	FASE 2	CARTAGENA/BOLÍVAR	TÉRMICO	GAS/FUEL OIL/CRUDO PESADO	CICLO ABIERTO	160	2012

(Continúa)

(Continuación)

FECHA DE INSCRIPCIÓN	EMPRESA PROMOTORA	NOMBRE DEL PROYECTO	FASE	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	COMBUSTIBLE	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN
19/03/2008	ZONA FRANCA INDUSTRIAL DE BIENES Y SERVICIOS DE BARRANQUILLA S.A.	TERMOCARIBE 1	FASE 2	GALAPA/ATLÁNTICO	TÉRMICO	CARBÓN	CARBÓN PULVERIZADO	350	2012
19/03/2008	ZONA FRANCA INDUSTRIAL DE BIENES Y SERVICIOS DE BARRANQUILLA S.A.	TERMOCARIBE 2	FASE 2	GALAPA/ATLÁNTICO	TÉRMICO	CARBÓN	CARBÓN PULVERIZADO	350	2015
19/03/2008	EMGESA	TERMOZPA UNIDAD 6 A CARBÓN	FASE 2	TOCANCIPÁ - CUNDINAMARCA	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	154.685	2012
26/03/2008	ACERÍAS PAZ DEL RÍO S.A.	CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN TERMO SUAMOX	FASE 2	BELENCITO/BOYACÁ	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	300	2012
28/03/2008	EMGESA	EL QUIMBO	FASE 2	HUILA	HIDRÁULICO	EMBALSE	AGUA	400	2012
28/03/2008	GRUPO POLIOBRAS	TERMOCOL	FASE 2	SANTA MARTHA/MAGDALENA	TÉRMICO	GAS	CICLO ABIERTO	210	2008
31/03/2008	JOSE ALEJANDRO ALZATE	TERMODIAL 1	FASE 2	ATLÁNTICO	TÉRMICO	DIESEL	CONVENCIONAL	25	2010
04/04/2008	EPPM	PORCE IV	FASE 2	AMALFI/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	400	2015
14/04/2008	HIDROELÉCTRICA ITUANGO S.A. E.S.P.	ITUANGO	FASE 2	ITUANGO/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	EMBALSE	AGUA	2.400	2017
08/05/2008	TERMOCANDELARIA	CIERRE CICLO COMBINADO	FASE 2	CARTAGENA - BOLÍVAR	TÉRMICO	GAS/FUEL OIL	CICLO COMBINADO	271	2012
09/05/2008	CARBOELÉCTRICA DE SINIFANA S.A. E.S.P.	SINFANA 1	FASE 2	VENECIA/ANTIOQUIA	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	175	2012
09/05/2008	CARBOELÉCTRICA DE SINIFANA S.A. E.S.P.	SINFANA 2	FASE 2	VENECIA/ANTIOQUIA	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	175	2013
09/05/2008	GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	MIEL II	FASE 2	SAMANÁ/CALDAS	HIDRÁULICO	AGUA	CONVENCIONAL	150	2014
09/05/2008	ISAGEN	ANDAQUI	FASE 2	SANTA ROSA/MOCCA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	687	2016
14/05/2008	EPSA S.A. E.S.P.	CUCUANA	FASE 2	RONCESVALLES - TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	CONVENCIONAL	48	2013
14/07/2008	ECOPETROL	TELLO	FASE 2	NEIVA/HUILA	TÉRMICO	GAS	CICLO ABIERTO	21	
04/08/2008	MAYAGÜEZ	GENERACIÓN MAYAGÜEZ	FASE 3	CANDELARIA/VALLE	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	25	2009
12/08/2008	CARUQUIA S.A. E.S.P.	ESPIRITU SANTO	FASE 1	BRICEÑO/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	700	2018
18/09/2008	ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	COELLO 1	FASE 2	ESPINAL/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	1.2	2009
18/09/2008	ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	COELLO 2	FASE 2	ESPINAL/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	1.2	2009
18/09/2008	ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	COELLO 3	FASE 2	ESPINAL/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	1.2	2009
10/02/2009	INGENIO PROVIDENCIA S.A.	COGENERACIÓN IPSA	FASE 3	CERRITO/VALLE DEL CAUCA	TÉRMICO	BAGAZO	CONVENCIONAL	19.9	2009
12/02/2009	ENERMONT S.A. E.S.P.	EL POPAL	FASE 1	COCORNÁ - ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	19.9	2013
12/02/2009	HMV INGENIEROS LTDA	EL DOCE	FASE 1	TARAZA/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	360	2022
16/02/2009	GUANAQUITAS S.A.	GUANAQUITAS	FASE 2	SANTA ROSA DE OSOS/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	9.5	2010
02/03/2009	BARROSO S.A. E.S.P.	BARROSO	FASE 2	SALGAR/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	19.9	2009
21/09/2009	CARUQUIA S.A. E.S.P.	CARUQUIA	FASE 2	SANTA ROSA DE OSOS/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA		9.5	2015
21/09/2009	ENERMONT S.A. E.S.P.	SAN MIGUEL	FASE 1	SAN LUIS Y SAN FRANCISCO - ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	40	2015

(Continúa)

(Continuación)

FECHA DE INSCRIPCIÓN	EMPRESA PROMOTORA	NOMBRE DEL PROYECTO	FASE	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	TIPO DE PROYECTO	COMBUSTIBLE	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	*FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN
27/10/2009	EPSA	MARACAIBO	FASE 1	ATACO/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	96	2016
27/10/2009	EPSA	MITACA	FASE 1	RÍO BLANCO/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	99	2015
27/10/2009	EPSA	EL PLACER	FASE 1	RÍO BLANCO/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	65	2019
27/10/2009	EPSA	LIMONCITO	FASE 1	IBAGUÉ/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	52	2016
27/10/2009	EPSA	LA ESTACIÓN	FASE 1	RÍO BLANCO/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	99	2015
27/10/2009	EPSA	VERGEL	FASE 1	RÍO BLANCO/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	99	2016
27/10/2009	EPSA	LA GAITANA	FASE 1	PLANADAS/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	59	2013
25/11/2009	ENERMONT S.A. E.S.P.	SAN BARTOLOMÉ	FASE 1	OIBA Y GUADALUPE - SANTANDER	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	19.9	2011
14/12/2009	ISAGEN	RÍO AMOYA	FASE 3	CHAPARRAL/TOLIMA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	80	2014
14/12/2009	ISAGEN	SOGAMOSO	FASE 3	BETULIA, GIRÓN (SANTANDER)	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	820	2011
11/02/2010	TERMOPALERMO S.A. E.S.P.	TERMOPALERMO	FASE 1	SITIO NUEVO/MAGDALENA	TÉRMICO	GAS/FUEL OIL	CICLO ABIERTO	60	2016
11/02/2010	CEDELCA S.A. E.S.P.	CENTRAL HIDROELECTRICA JULUMITO	FASE 1	PORPÁYAN/CAUCA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	53	2016
11/02/2010	BARROSO S.A. E.S.P.	BARROSO	FASE 2	SALGAR/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	19.9	2012
18/03/2010	GENERAMOS ENERGÍA S.A. E.S.P.	SANTIAGO	FASE 3	SANTO DOMINGO/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	2.776	2016
27/04/2010	INTEGRAL S.A.	PORVENIR I	FASE 1	SAN LUIS Y SAN FRANCISCO - ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	409	2016
27/04/2010	INTEGRAL S.A.	PORVENIR II	FASE 1	SAN CARLOS/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	EMBALSE	321	2017
04/05/2010	EEPPM	LA LOMA	FASE 1	EL PASO/CESAR	TÉRMICO	CARBÓN	CONVENCIONAL	350	2010
04/05/2010	INGENIO SAN CARLOS S.A.	COGENERACIÓN DEL INGENIO SAN CARLOS	FASE 1	TULUÁ/VALLE DEL CAUCA	TÉRMICO	BAGAZO		7	2013
18/05/2010	EMGEA S.A. E.S.P.	PENDERISCO 3	FASE 1	URRAO/ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	160	2015
19/05/2010	RÍO MAGALLO S.A.S	PCH MAGALLO	FASE 1	CONCORDIA - ANTIOQUIA	HIDRÁULICO	AGUA	FILO DE AGUA	8.4	2011
20/05/2010	GENERACIÓN DE ENERGÍA S.A. E.S.P.	MINICENTRAL LAS PALMAS	FASE 1	SANTA ROSA DE OSOS/ANTIOQUIA	HIDRÁULICA	AGUA	FILO DE AGUA	2.8	2015
27/05/2010	HMV INGENIEROS LTDA	TAPARTO	FASE 1	BETANIA, ANDRÉS (ANTIOQUIA)	HIDRÁULICA	AGUA	FILO DE AGUA	13	2015
27/05/2010	HMV INGENIEROS LTDA	PEDRAL	FASE 1	HISPANIA, CIUDAD BOLÍVAR (ANTIOQUIA)	HIDRÁULICA	AGUA	FILO DE AGUA	7	2012

* La Fecha de entrada en operación corresponde a la fecha estimada por el agente en el momento de la inscripción
Fuente: UPME

8.6 NORMATIVIDAD RELACIONADA CON EL MERCADO DE ENERGÍA

Tabla 8-6. Normatividad relacionada con el mercado de energía

ENTIDAD	AÑO	RESOLUCIÓN	CONTENIDO	NORMAS RELACIONADAS
CREG	2010	1	Pretende adoptar la CREG con el fin modificar la Resolución CREG-137 de 2009	CREG-137 de 2009; resolución 18-1654 de 2009 MME;
CREG	2010	5		085 de 1996, modificada y adicionada por las resoluciones CREG-107 de 1998, CREG-032 y CREG-039 de 2001, que regulan actualmente la actividad de cogeneración
CREG	2010	6	Armonizar la valoración del costo de oportunidad del recurso hídrico con la metodología para calcular el precio de reconciliación positiva contenida en la Resolución CREG 034 de 2001 y los Niveles de Referencia de que trata la Resolución CREG 137 de 2009.	Resolución CREG 034 de 2001 y los Niveles de Referencia de que trata la Resolución CREG 137 de 2009
CREG	2010	8	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG-024 de 1995 y se expiden normas para liquidar la remuneración en casos de inflexibilidades de plantas térmicas en el Mercado Mayorista	CREG-001 de 2010; CREG-137 de 2009;
CREG	2010	9	Por la cual se definen criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético previsto en la Resolución CREG-137 de 2009. CREG 009 de 2010	CREG-137 de 2009; 18-1654 de 2009
CREG	2010	10	Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía	Resolución CREG 071 de 2006; Resolución CREG-137 de 2009; CREG 009 de 2010
CREG	2010	11	Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista	
CREG	2010	13	Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.	CREG 006 de 2003; CREG 019 de 2006; CREG 026 y 042 de 2006; CREG 019 de 2006
CREG	2010	22	Por la cual se modifica el numeral 1.4 del Anexo 1 de la Resolución CREG-071 de 2006 aplicación precio de escasez	CREG-071 de 2006; CREG-010 de 2010
CREG	2010	36	Por la cual se modifica parcialmente las Resoluciones CREG-034 de 2001, 137 de 2009 y 010 de 2010 y se dictan otras normas sobre el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista	CREG-137 de 2009, CREG-141 de 2009, CREG-001 de 2010; CREG 034 de 2001; CREG-006 de 2010; CREG 010 de 2010
CREG	2010	39	Por la cual se modifican las reglas aplicables a limitación de suministro de que tratan las Resoluciones CREG 116 de 1998 y 001 de 2003	CREG 116 de 1998; CREG 001 de 2003; CREG 019 de 2006;
CREG	2010	40	Por la cual se modifican las reglas aplicables a la limitación de suministro de que trata la Resolución CREG 116 de 1998	CREG 116 de 1998; CREG 001 de 2003; CREG 019 de 2006; CREG 039 de 2010
CREG	2010	41	Por la cual se modifica la Resolución CREG 136 de 2009	Res. 18 1654 del 29 de septiembre de 2009; res. 18 1686 del 2 de octubre de 2009; Res. 18 1846 de octubre 19 de 2009; Res. 18 1739 del 7 de octubre de 2009;
CREG	2010	47	Por la cual se regula el retiro de los agentes del mercado, se toman medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales y se adoptan otras disposiciones	CREG 024 de 1995; CREG 024 de 1995; CREG 128 de 1996; CREG 019 de 2006; CREG 071 de 2006; CREG 183 de 2009; CREG 038 de 2010;

(Continúa)

(Continuación)

ENTIDAD	AÑO	RESOLUCIÓN	CONTENIDO	NORMAS RELACIONADAS
CREG	2010	49	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético	CREG-137 de 2009; RES. 18-1654 de 2009; CREG-009 de 2010;
CREG	2010	60	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético	Res. 18 1654 del 29 de septiembre de 2009; CREG-137 de 2009; CREG-009 de 2010; CREG-049 de 2010;
CREG	2010	63	Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente	CREG-024 y 025 de 1995; CREG-071 de 2006; CREG 176 de 2009;
CREG	2010	64	Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG-042 de 1999	CREG 128 de 1996; CREG 042 de 1999 cálculo límite participa generación; CREG 001 de 2006; CREG-060 de 2007;
CREG	2010	66	Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía	CREG-048 de 2002; CREG-010 de 2010
CREG	2010	68	Por la cual se modifica parcialmente el artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético	CREG-137 de 2009; 18-1654 de 2009;CREG-009 de 2010; CREG-010 de 2010; CREG 049 y 60 de 2010;
CREG	2010	70	Por la cual se decide finalizar el embalsamiento de energía y se modifica parcialmente el artículo 1 de la Resolución CREG 010 de 2010	CREG-137 de 2009; CREG-009 de 2010; CREG-010 de 2010; CREG-068 de 2010
CREG	2010	71	Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por la Resolución CREG 036 de 2010, de la Resolución CREG-137 de 2009 y la Resolución CREG 009 de 2010	CREG-137 de 2009; CREG-009 de 2010; CREG-010 de 2010; CREG 036 de 2010; CREG 049 de 2010.
MINMINAS	2009	18-1654	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural	Artículo 5° del Decreto 880 de 2007; Numeral 2 del Artículo 4° de la Resolución CREG-085 del 25 de septiembre de 2007; Parágrafo 1° del Artículo 15° de la Resolución CREG-085 del 25 de septiembre de 2007.
MINMINAS	2008	2687	Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones	
CREG	2009	190	Por la cual se modifica el artículo 12 de la Resolución CREG 119 de 1998	CREG-119 de 1998
CREG	2009	188	Por la cual se establece información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, y se establecen otras disposiciones	CREG 071 de 1999; CREG 086 de 2005; CREG 022 de 2009; CREG 095 de 2008; CREG 100 de 2003
MINMINAS	2009	182074	Por la cual se modifican las Resoluciones 181654 y 181686 de 2009	
MINMINAS	2007	DEC. 880	Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.	

(Continúa)

(Continuación)

ENTIDAD	AÑO	RESOLUCIÓN	CONTENIDO	NORMAS RELACIONADAS
CREG	2009	187	Por la cual se complementa el numeral 6.3 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007; se indica la calidad mínima del gas a distribuir	
CREG	2009	186	Por la cual se aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-160 de 2009; exportaciones de EE	CAN 720; CREG-160 de 2009; CREG-004 de 2003
CREG	2009	176	Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente	CREG-071 de 2006; CREG-024 y 025 de 1995; CREG 087 de 2008
CREG	2009	161	Por la cual se modifica la Resolución CREG 140 de 2009 y se aclara la Resolución CREG-141 del mismo año	CREG-140 de 2009; CREG-141 de 2009; CREG-034 de 2001
CREG	2009	160	Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720	CAN 536; CREG 004 de 2003; el 4 de noviembre de 2009 la Decisión CAN 720; CREG 051 de 2009; CREG 149 de 2009
CREG	2009	159	Por la cual se modifica la Resolución CREG-127 de 2009	CREG-127 de 2009; CREG 006 y 015 de 2009
CREG	2009	158	Por la cual se complementa el numeral 6.3 del RUT, modificado mediante la Resolución CREG 054 de 2007	CREG 071 de 1999; CREG 054 de 2007; 18 1654 de 2009; 18 2074 de 2009
CREG	2009	149	Por la cual se aclaran las normas para la liquidación de los recursos de generación asociados a las exportaciones de electricidad por condiciones de seguridad del importador	CREG-148 de 2009; CREG-137 de 2009
CREG	2009	148	Por la cual se modifica la Resolución CREG 137 de 2009.	CREG 137 de 2009.
CREG	2009	147	Por la cual se modifica la Resolución CREG - 095 de 2008	CREG-095 de 2008; CREG-045 de 2009
CREG	2009	146	Por la cual se selecciona la Demanda Objetivo que debe ser cubierta mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Periodo comprendido entre Diciembre 1 de 2009 a Noviembre 30 de 2010, en cumplimiento de la Resolución CREG-071 de 2006	CREG-071 de 2006
CREG	2009	141	Por la cual se modifica el artículo 1 de la Resolución CREG-034 de 2001	CREG-024 de 1995; CREG-034 de 2001; CREG-051 de 2009;
CREG	2009	140	Por la cual se establecen reglas sobre desviación al Programa No Cumplido por cambios en la disponibilidad declarada por generadores en el Mercado Mayorista de Energía.	CREG-024 de 1995; CREG-025 de 1995; CREG-026 de 2001; CREG-004 de 2003 y CREG-014 de 2004; CREG-004 de 2003; CREG-125 de 2009;
CREG	2009	139	Por la cual se proroga el plazo para la verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC, periodo 2009-2010.	CREG-071 de 2006

(Continúa)

(Continuación)

ENTIDAD	AÑO	RESOLUCIÓN	CONTENIDO	NORMAS RELACIONADAS
CREG	2009	90	Por la cual se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG-061 de 2007 sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad.	CREG 071 de 2006. CREG 061 de 2007
CREG	2009	89	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.	CREG-051 de 2009. CREG-076 de 2009
CREG	2009	81	Por la cual se fija la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre 2013 y el 30 de noviembre de 2014.	CREG-071 de 2006, CREG-086 de 2008;
CREG	2009	77	Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad	CREG 085 de 1996; CREG-107 de 1998, CREG-032 y CREG-039 de 2001; ley 1215 de 2008
CREG	2009	76	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.	CREG-055 de 1994; CREG-024 de 1995 y CREG-025 de 1995; CREG-198 de 1997 y CREG-075 de 1999; CREG-112 de 1998; CREG-083 de 1999; CREG-062 de 2000; CREG-063 de 2000; CREG-026 de 2001; CREG-062 de 2001; CREG-004 de 2003 y CREG-014 de 2004; CREG-032 y CREG-096 de 2008; CREG-023 de 2005; CREG-071 de 2008; CREG-012 de 2009; CREG-051 de 2009;
CREG	2009	75	Por la cual se modifica el artículo 10 de la Resolución CREG-061 de 2007, sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad.	CREG-061 de 2007
CREG	2009	74	Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008. incentivo para promover un ahorro en los consumos de los combustibles de origen fósil destinados a la generación	CREG 161 de 2008; CREG 091 de 2007
CREG	2009	73	Por la cual se modifica la Resolución CREG 160 de 2008; incentivo para promover un ahorro en los consumos de los combustibles de origen fósil destinados a la generación	CREG 161 de 2008. CREG 160 de 2008
CREG	2009	69	Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía del Mercado Organizado – MOR	CREG-095 de 2008,
CREG	2009	63	Por la cual se complementan las normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista	CREG-006 de 2009; CREG-095 de 2008;
CREG	2009	59	Por la cual se define la metodología para la remuneración que se reconocerá a los contratistas de áreas de servicio exclusivo por el gas combustible puesto en plantas de generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	CREG 160 y 161 de 2008;
CREG	2009	57	Por la cual se actualizan los costos de inversión de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas contenidos en la Resolución CREG 091 de 2007.	CREG 091 de 2007; CREG 056 de 2009
CREG	2009	56	Por la cual se revisan los parámetros aplicables a la metodología utilizada para determinar el costo promedio ponderado de capital para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.	CREG 091 de 2007; CREG 093 de 2008; para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas
CREG	2009	51	Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista	CREG-055 de 1994; CREG-024 de 1995 y CREG-025 de 1995; CREG-198 de 1997 y CREG-075 de 1999; CREG-112 de 1998; CREG-083 de 1999; CREG-062 de 2000; CREG-063 de 2000; CREG-064 de 2000; CREG-026 de 2001; CREG-062 de 2001; CREG-011 de 2009;

(Continúa)

(Continuación)

ENTIDAD	AÑO	RESOLUCIÓN	CONTENIDO	NORMAS RELACIONADAS
CREG	2009	45	Por la cual se modifica la Resolución CREG – 095 de 2008	Se considera necesario modificar los plazos establecidos en la Resolución CREG-095 de 2008 para la selección del Subastador Único y la realización de la subasta, teniendo en cuenta que la iniciación de estos procedimientos de comercialización está vinculada con la firma del acto administrativo de que trata el Parágrafo del Artículo 9 del Decreto 2687 de 2008.
CREG	2009	43	Por la cual se ordena la reliquidación de unas transacciones de energía conforme a lo decidido por los señores Ministros de Minas y Energía de Colombia y de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, en reunión el 20 de Agosto de 2008	La reliquidación de las transacciones durante el período mencionado implica un menor valor a pagar por Ecuador por concepto de la energía importada por ese país y por tanto un monto menor de rentas de congestión tanto para la demanda internacional como para la doméstica, lo cual genera un monto a pagar a Ecuador.
CREG	2009	27	Por la cual se revisan los parámetros aplicables a la metodología utilizada para determinar el costo promedio ponderado de capital para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	CREG 091 de 2007; CREG 093 de 2008 ; para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas
CREG	2009	24	Por la cual se modifica la Resolución CREG 128 de 1996	CREG 001 de 2006; CREG 163 de 2008; Resolución 128 de 1996
CREG	2009	23	Por medio de la cual adopta el Mercado Organizado MOR	
CREG	2009	16	Por la cual se dispone la publicación de resultados del Predespacho Ideal en el Mercado de Energía Mayorista	CREG-006 de 2009
CREG	2009	15	Por la cual se complementan las normas expedidas mediante la Resolución CREG-006 de 2009, para el manejo de información, orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista	Se considera necesario complementar las normas de la Resolución CREG-006 de 2009 con el fin de definir la oportunidad en que se debe publicar la información sobre la generación real de electricidad para evitar que a partir de esta información se conozcan indirectamente los Precios de Oferta antes de la oportunidad definida en dicha resolución
CREG	2009	12	Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.	CREG-024 de 1995, y CREG-025 de 1995; CREG-198 de 1997 y CREG-075 de 1999; CREG-112 de 1998; CREG-062 de 2000; CREG-004 de 2003 y CREG-014 de 2004;
CREG	2009	10	Por la cual se modifica lo establecido en la regulación vigente en relación con la aplicación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en la actualización de componentes de las fórmulas tarifarias de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible	
CREG	2009	7	Por la cual se dictan disposiciones para la compra de gas combustible con destino a usuarios regulados por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo	CREG 104 de 200; CREG 011 de 2003; Resolución CREG 075 de 2006 se modifica el Artículo 37 de la Resolución CREG 011 de 2003; Resolución CREG 095 de 2008;
CREG	2009	6	Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista	Se considera necesario modificar la oportunidad en que se debe dar a conocer la información de las ofertas de precios y del despacho a todos los agentes, con el fin de evitar que dicha información se utilice para la conformación y/o aplicación de estrategias anticompetitivas (Documento CREG-005 del 30 de enero de 2009); Resolución CREG-034 del 11 marzo de 2001 expidió normas para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista; Resolución CREG-094 de 2001 modificó el
CREG	2009	5	Por la cual se definen criterios técnicos de calidad para la operación y mantenimiento de plantas y/o unidades con Obligaciones de Energía Firme asignadas	CREG-071 de 2006, adoptó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista; Resolución CREG-100 de 2008

Fuente: CREG

8.7 RESUMEN DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO PARA CADA UNA DE LAS ÁREAS DEL SISTEMA

Tabla 8-7 Resumen de resultados de los análisis de corto y mediano plazo para cada una de las áreas del sistema

ÁREA	DESEMPEÑO		EXPANSIÓN	
	BAJO CONTINGENCIA SENCILLA			
	CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	CARGABILIDAD		
TENSIÓN				
ANTIOQUIA	<p>Se observan bajas tensiones (< 0.95 p.u.) en las subestaciones Cocomá, Río claro, Pto Nare y Pto Inmarco a partir del año 2011.</p>	<p>* Para el año 2010 los transformadores de Bello pueden superar el 90 % de cargabilidad si se considera un alto despacho en el noroccidente de Antioquia.</p>	<p>* En el 2010 ante contingencia sencilla de uno de los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello y un escenario de despacho alto en el noroccidente de Antioquia, se presentarían violaciones por sobrecarga en el banco que quede en operación y una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV.</p>	<p>* Tercer transformador 230/110 kV en Bello o corredor Bello - Guayabal - Ancón 230 kV para resolver los problemas asociados a la cargabilidad de los transformadores de la subestación Bello (la UPME no ha recibido el estudio de conexión respectivo).</p>
	<p>* En el año 2011, el enlace Salto - Yanumal 110 kV supera el 100 % de cargabilidad si se considera la entrada de la demanda asociada a la construcción de Ituango y despacho nulo en las plantas de San Andrés de Cuervias y Zuca.</p>	<p>* En el 2013 con la entrada de la carga asociada a la dematanda de San José del Nus, ante contingencia sencilla en el transformador 230/110 kV de la subestación Playas se presentarían violaciones de tensión en Cocomá, Río claro, Pto Nare y Pto Inmarco, así como una violación por sobrecarga en el Transformador 230/110 kV de la subestación Guatapé. Lo anterior sin considerar despacho en las plantas Río Claro y Calderas.</p>	<p>* No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver los problemas de bajas tensiones en las subestaciones Cocomá, Río Claro, Pto Nare y Pto Inmarco.</p>	<p>* No se reporta ninguna expansión por parte del Operador de red para resolver los problemas de sobrecarga en el enlace Salto - Yanumal 110 kV.</p>
ATLÁNTICO	<p>* En el 2010 con mínima generación en el área, los transformadores 220/110 kV de la subestación Tebsa superan el 90 % de su capacidad.</p> <p>* En el año 2010 con máxima generación en el área (incluida Flores IV), se presenta una cargabilidad superior al 100 % en enlace Flores1 - Oasis 110 kV.</p>	<p>Se presentan violaciones por sobrecarga en el área ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de las subestaciones Tebsa y Flores. Lo anterior hace necesario despachar casi de manera permanente generación de seguridad a nivel de 110 kV.</p> <p>Así mismo, contando con la entrada de la cuarta unidad en Termoflores y con máxima generación en el área, las contingencias sencillas de los enlaces Flores - Oasis 110 kV (1 o 2), ocasionan violaciones por sobrecarga en los enlaces paralelos, siendo el escenario de demanda mínima el más crítico. Lo anterior ocasionaría limitaciones a la generación del área.</p> <p>Para este mismo año, 2010, ante máximo despacho en el área y un escenario de demanda mínima, las contingencias sencillas de los enlaces a 220 kV Flores - Nueva Barranquilla y Sabana - Tebsa ocasionan violaciones por sobrecarga en los enlaces paralelos. Lo anterior ocasionaría limitaciones a la generación del área.</p>	<p>* No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver los problemas de cualquiera de los transformadores de Tebsa.</p>	<p>* No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver los problemas que se detectan ante contingencia sencilla de los transformadores de Playas o Guatapé.</p>

(Continúa)

(Continuación)

ÁREA	CONDICIONES NORMALES DE OPERACION		DESEMPEÑO	EXPANSION
	TENSION	CARGABILIDAD		
BOLIVAR		<ul style="list-style-type: none">* En el año 2010 con máxima generación en el área y la apertura del enlace Bocagrande - Bosque 66 kV, se presentan cargabilidades superiores al 90 % en los enlaces Chambacú - Cartagena 66 kV y Cospique - Termera 66 kV.* En el 2012 se observa una cargabilidad superior al 100 % en el transformador 220/110 kV de la subestación Candalaria.	<ul style="list-style-type: none">* En el 2010 ante las contingencias sencillas: TR Cartagena 220/66 kV, Bocagrande - Cartagena, Cartagena - Chambacú, Termera - Zaragoza y Termera - Bosque), se presentan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR. Lo anterior podría ocasionar la pérdida de la totalidad de la demanda de la ciudad de Cartagena.* Para este mismo año, la contingencia de uno de los transformadores 220/66 kV de la subestación Termera ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.* En el 2011 considerando el proyecto El Bosque, las contingencias: TR Bosque 220/66 kV, Termera - Zaragoza 66 kV y Zaragoza - Cartagena 66 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el red a 66 kV.* En el 2010 por falla del transformador 220/110 kV de la subestación Candalaria ocasiona la pérdida de las demandas asociadas a las subestaciones 110 kV Candalaria, Argos y Nueva Cospique.	<ul style="list-style-type: none">* Se tiene contemplada la nueva subestación El Bosque 220/66 kV y líneas asociadas para resolver los problemas de cargabilidad en la red a 66 kV del área de Cartagena. La fecha de entrada en operación de este proyecto es el 20 de Mayo de 2011.* No se tiene reportada ninguna expansión a partir del año 2011 para resolver los problemas de sobrecarga en el STR ante las contingencias del transformador Bosque 220/66 kV y demás líneas a nivel de 66 kV.* El Operador de Red tiene contemplado para el año 2011 la entrada del segundo transformador 220/110 kV en la subestación Candalaria. Sin embargo, a la fecha la UPME no ha recibido el estudio de conexión respectivo.
	GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA		<ul style="list-style-type: none">* Considerando el aumento de la capacidad de transformación en Valledupar y Fundación, a partir del año 2011 se observan violaciones por sobrecarga en esta última subestación ante la contingencia de cualquiera de sus transformadores de conexión.Es importante mencionar que hoy en día la falla del enlace Gaira - Santa Marta 110 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el único transformador de conexión existente en Fundación.* A partir de 2010 la contingencia del transformador Cuatrecasas 220/110 kV - 100 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación.* Desde el 2010, la contingencia de alguno de los transformadores 220/110 kV de la subestación Santa Marta ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación.* Hoy en día se presenta demanda no atendida (conexiones radiales) ante las contingencias sencillas de los transformadores 220/110 kV de las subestaciones Valledupar y Copey.	<ul style="list-style-type: none">* El Operador de Red no reporta proyectos de expansión diferentes al aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones Fundación y Valledupar (ambas para el 2010). Es importante mencionar que la UPME tuvo en cuenta la entrada de estos dos proyectos para los análisis realizados.

(Continúa)

(Continuación)

ÁREA	DESEMPEÑO		EXPANSIÓN	
	CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN			
	TENSIÓN	CARGABILIDAD		
NORDESTE - SANTANDER	Actualmente se observa un factor de potencia inferior a 0.9 en las subestaciones Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, San Alberto, Sabana y Cimitarra.	<ul style="list-style-type: none"> En el 2010 se presenta una cargabilidad superior al 90 % en el transformador 230/115 kV de la subestación Bucaramanga. En el año 2013 considerando la entrada del transformador 230/115 kV en la subestación Guatiguará (2010), se observa una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Bucaramanga - Real Mina 115 kV. En el año 2015, considerando el transformador de Guatiguará, los transformadores de conexión de las subestaciones Palos y Bucaramanga se acercan al 100 % de cargabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Hoy en día se presentan violaciones por sobrecarga ante contingencia sencilla de los transformadores de Palos, Bucaramanga y Barranca. Con la entrada del transformador de Guatiguará, dichas violaciones desaparecen en Bucaramanga y Palos. No obstante, en el año 2013 reaparecen, acompañadas estas con violaciones por sobrecarga en los enlaces 115 kV Bucaramanga - Real Mina y Piedecuesta - Bucaramanga. 	<ul style="list-style-type: none"> El nuevo transformador de Guatiguará 230/115 kV y líneas asociadas, proyecto aprobado por la UPME para entrar en operación en el año 2010, representa una solución a los problemas de cargabilidad hasta el año 2013. De allí en adelante se observan violaciones en el área bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Al respecto, el Operador de red no ha reportado ningún proyecto. Se necesita urgentemente resolver los problemas de bajo factor de potencia en esta área. A la fecha, el Operador de red no ha reportado ningún proyecto.
		<ul style="list-style-type: none"> En el año 2010 se observa una cargabilidad superior al 80 % en el transformador 230/115 kV de la subestación Ocaña. En el año 2014 el transformador 230/115 kV de la subestación Ocaña supera el 90 % de su capacidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Desde el año 2010 se observan violaciones de tensión en toda el área (< 0.82 p.u.) ante las contingencias sencillas de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Ocaña y San Mateo. En el año 2014 la contingencia del transformador de Belén (Cúcuta) ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en el transformador 230/115 kV de la subestación San Mateo. Sin embargo, esto no representa una violación. 	<ul style="list-style-type: none"> No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver la problemática citada.
NORDESTE-BOYACÁ	En el año 2015 los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa superan su capacidad nominal.		<ul style="list-style-type: none"> El Operador de Red instaló en diciembre de 2009 el tercer transformador 230/115 kV - 90 MVA en la subestación Paipa. Sin embargo, el área sigue dependiendo casi en su totalidad de esta subestación. No se reportan expansiones por parte del OR para resolver la problemática citada. 	
BOGOTÁ	Actualmente se observan bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá (< 0.95 p.u.): Simijaca, Ubalé, Zipaquirá, Termozopa, Comisía y Chía.	<ul style="list-style-type: none"> Desde el año 2010 se observa una alta cargabilidad del enlace Torca - Aranjuez 115 kV (superior al 95 %). 	<ul style="list-style-type: none"> A partir del 2010 ante la contingencia sencilla en alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa (incluyendo el tercer banco de 90 MVA), se presentan violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación. Lo anterior puede generar un colapso en el área. A partir del 2010 las contingencias sencillas de los enlaces 115 kV Tunja - Barbosa y Chiquinquirá - Tunja, ocasionan violaciones de tensión en las subestaciones Barbosa y Chiquinquirá. 	<ul style="list-style-type: none"> Para resolver estos problemas, La UPME definió en la versión final del Plan de Expansión de Transmisión 2010 -2024 el proyecto Chivor - Norte - Bacatá 230 kV. En este mismo sentido, está pendiente por parte del Operador de red la presentación del estudio de conexión donde se describan las obras a nivel de STR que debe realizar el OR.

(Continúa)

(Continuación)

ÁREA	CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN		DESEMPEÑO		EXPANSIÓN
	TENSIÓN	CARGABILIDAD	BAJO CONTINGENCIA SENCILLA		
META			Por la fecha de los análisis la contingencia Guavio – Reforma 230 kV ocasiona violaciones de tensión en todo el departamento del Meta. Así mismo, la falta de cualquiera de los transformadores 230/115 KV de la subestación Reforma ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. Lo anterior puede ocasionar un colapso en el área.		En este momento se encuentra en evaluación el Plan de Expansión presentado por el OR EMSA.
CALDAS- QUINDIO – RISARALDA	No se observan problemas de tensión en el corto y mediano plazo con la entrada de la subestación Armenia 230/115 KV.	Con la entrada de la subestación Armenia 230/115 KV, no se observan problemas de cargabilidad en el corto plazo.	<ul style="list-style-type: none"> Por fecha de los análisis la contingencia del transformador 230/115 KV de la subestación San Felipe ocasiona violaciones de tensión. Lo anterior genera un racionamiento del 10 % de la demanda del área. Así mismo, las contingencias sencillas de los enlaces 115 KV Mariquita - San Felipe o Mariquita - Victoria ocasionan violaciones de tensión. Lo anterior genera un racionamiento del 7 % de la demanda del área. En el año 2013, la contingencia de uno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Esmeralda ocasiona un a cargabilidad cercana al límite permitido en el banco que queda en operación. 	<ul style="list-style-type: none"> Para evitar las violaciones que se presentan, ante la contingencia del transformador de San Felipe y los enlaces San Felipe - Mariquita - La Victoria 115 KV, el Operador de Red presentó a esta Unidad el proyecto Purnio 230/115 KV y líneas asociadas. Este proyecto actualmente está bajo evaluación. Se ha detectado la necesidad del tercer transformador 230/115 KV en la subestación Esmeralda a partir del 2014 (La UPME no ha recibido el estudio de conexión respectivo por parte del Operador de Red). 	<ul style="list-style-type: none"> Para evitar las violaciones que se presentan, ante la contingencia del transformador de San Felipe y los enlaces San Felipe - Mariquita - La Victoria 115 KV, el Operador de Red presentó a esta Unidad el proyecto Purnio 230/115 KV y líneas asociadas. Este proyecto actualmente está bajo evaluación. Se ha detectado la necesidad del tercer transformador 230/115 KV en la subestación Esmeralda a partir del 2014 (La UPME no ha recibido el estudio de conexión respectivo por parte del Operador de Red).
VALLE	<ul style="list-style-type: none"> Para el 2010 se observa una cargabilidad superior al 98 % en los transformadores 230/115 KV de la subestación Yumbo. Así mismo, la cargabilidad de los transformadores 230/115 KV de las subestaciones Panco y Juanchito es cercana al 90 %. Para este mismo año, la cargabilidad del transformador 230/115 KV de la subestación Cartago es superior al 80 %. 	<ul style="list-style-type: none"> Para el 2010, la contingencia de la subestación Cartago ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en los transformadores 230/115 KV de las subestaciones Yumbo, Esmeralda y la Hermosa. Así mismo, se presenta una cargabilidad superior al 140 % en el enlace Rosa Dosquebradas 115 KV y bajas tensiones en Unión, Cartago y Papetes. En el 2013, se presentan violaciones por sobrecarga en los transformadores 230/115 KV de la subestación Yumbo ante contingencia sencilla en alguno de sus bancos. La contingencia de alguno de los transformadores 230/115 KV de la subestación San Marcos también ocasiona violaciones en Yumbo. Para este mismo año, la contingencia de alguno de los transformadores 230/115 KV de la subestación Juanchito ocasiona cargabilidades cercanas al límite permitido en los bancos que quedan en operación. 	<ul style="list-style-type: none"> No se reportan expansiones por parte del Operador de red para resolver los problemas que se ocasionan ante la contingencia del transformador de Cartago. El Operador de Red propone en el corto plazo el desdoblaje de la barra en Yumbo 115 KV para resolver los problemas de cargabilidad en la transformación de Yumbo y Juanchito. Al respecto, la UPME considera que esta alternativa es válida, inclusive en contingencia (hasta el año 2013). A partir del 2014, la solución a estos problemas es la nueva subestación Allérez 230/115 KV y líneas asociadas, la cual ha sido recomendada por la UPME en su Plan de Expansión de Transmisión 2010 - 2024. 	<ul style="list-style-type: none"> No se reportan expansiones por parte del Operador de red para resolver los problemas que se ocasionan ante la contingencia del transformador de Cartago. El Operador de Red propone en el corto plazo el desdoblaje de la barra en Yumbo 115 KV para resolver los problemas de cargabilidad en la transformación de Yumbo y Juanchito. Al respecto, la UPME considera que esta alternativa es válida, inclusive en contingencia (hasta el año 2013). A partir del 2014, la solución a estos problemas es la nueva subestación Allérez 230/115 KV y líneas asociadas, la cual ha sido recomendada por la UPME en su Plan de Expansión de Transmisión 2010 - 2024. 	
TOLIMA- HUILA- CAQUETA	<ul style="list-style-type: none"> Por fechas de los análisis el transformador 230/115 KV de la subestación Miroslindo presenta una cargabilidad superior al 90 %. 	<ul style="list-style-type: none"> Actualmente la contingencia del transformador 230/115 KV de la subestación Miroslindo ocasiona la pérdida de casi toda la demanda del departamento del Tolima. A partir del año 2010 con un escenario de despacho bajo a nivel de STR, la contingencia sencilla de alguno de los circuitos asociados a Betania 115 KV (Betania - Bote o Betania - Seboruco) ocasiona violaciones por sobrecarga y bajas tensiones en Nivia. 	<ul style="list-style-type: none"> Respecto a los problemas de cargabilidad en Miroslindo, el Operador de Red ENERTOLIMA contempla la instalación de un segundo transformador en la mencionada subestación. No obstante, dicha expansión que fue aprobada por la UPME para el año 2009, no ha entrado en operación. Para resolver los problemas de cargabilidad en los enlaces 115 KV asociados a la Unidad el proyecto Betania - Sur 115 KV. Actualmente dicho proyecto está en evaluación y se espera información complementaria por parte del OR. 	<ul style="list-style-type: none"> Respecto a los problemas de cargabilidad en Miroslindo, el Operador de Red ENERTOLIMA contempla la instalación de un segundo transformador en la mencionada subestación. No obstante, dicha expansión que fue aprobada por la UPME para el año 2009, no ha entrado en operación. Para resolver los problemas de cargabilidad en los enlaces 115 KV asociados a la Unidad el proyecto Betania - Sur 115 KV. Actualmente dicho proyecto está en evaluación y se espera información complementaria por parte del OR. 	

(Continúa)

(Continuación)

ÁREA	DESEMPEÑO		EXPANSIÓN
	CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN		
	TENSIÓN	CARGABILIDAD	
CHINÚ	<ul style="list-style-type: none"> En el año 2010 se observan violaciones de tensión en la subestación Río Sinú 110 KV. 	<ul style="list-style-type: none"> En el año 2010 los transformadores 500/110 KV de la subestación Chinú presentan una cargabilidad superior al 90 %. 	<ul style="list-style-type: none"> Hoy en día ante contingencias sencillas en cualquiera de las líneas 110 KV: Chinú - San Marcos, Chinú - Sincelajo, Sincelajo - Magangué y Magangué - Mompox, se presenta pérdida de carga (demandas alimentadas de forma radial). A partir de 2010 la contingencia de uno de los transformadores 500/110 KV de la subestación Chinú ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Lo anterior ocasiona un colapso en el área. Así mismo, se presentan violaciones de tensión en las subestaciones 110 KV Magangué, Boston y Mompox.
		<ul style="list-style-type: none"> En el 2010 los transformadores 500/110 KV de la subestación Cerromatoso presentan una cargabilidad superior al 90 %. En el 2010 ante máximo despacho en Urrá, se presenta una cargabilidad superior al 90 % en el enlace Tierra alta - Urrá 110 Kv 	
CERROMATOSO		<ul style="list-style-type: none"> En el corto plazo, sin considerar generación de Geceña, la contingencia sencilla de alguno de los transformadores 500/110 KV de la subestación Cerromatoso ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Lo anterior puede ocasionar un colapso en el área. En el 2010 la contingencia del transformador 500/220 KV de la subestación Cerromatoso ocasiona la separación del Urrá del STN. Sin embargo, lo anterior no ocasiona atrapamiento de la generación de Urrá ni consecuentes restricciones. 	<ul style="list-style-type: none"> A la fecha no se reporta ninguna expansión en el área por parte de los Operadores de Red involucrados.
CAUCA-NARIÑO	<ul style="list-style-type: none"> Desde el año 2010 se observan violaciones de tensión en la subestación Tumaco 115 KV. 	<ul style="list-style-type: none"> En el 2010 el transformador 230/115 KV de la subestación Jamondino presenta una cargabilidad superior al 100 %. 	<ul style="list-style-type: none"> Si bien el operador de Red CEDENAR presentó ante la UPME una alternativa para resolver los problemas de cargabilidad en el transformador de Jamondino (Jardínera), esta Unidad encontró que la propuesta no representa una solución efectiva. Está pendiente la actualización del estudio por parte del OR. El Operador de Red CEDELCA no reporta ninguna expansión para resolver la problemática citada.

Fuente: UPME

8.8 EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED – 2009

Tabla 8-8. Expansión reportada por los operadores de red – 2009

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCAO - CEC					
2010	PRINCIPAL	115/13.2	TRANSFORMADOR	REEMPLAZO TRANSFORMADOR EXISTENTE 26 MVA	30 MVA
2010	GUAPI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2010	BRAZO SECO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	22 MVA
2010	BRAZO SECO-GUAPI	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	464 A
2012	SAN BERNARDINO-GUAPI	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	464 A
2015	JULIMITO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	75 MVA
2015	SAN BERNARDINO-JULIMITO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	455 A
2017	CORRALES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
CENTRALES ELÉCTRICAS DE ARMENIA - CECIA					
2010	JARDINERA1	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2010	JARDINERA	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40/40/1.5 MVA
2011	ANCUYA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2011	JARDINERA-ANCUYA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2012	ANCUYA	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/25/1.5 MVA
2012	AMPLIACIÓN JAMONDINO	230	SUBESTACIÓN	AMPLIACIÓN TRANSFORMACIÓN	150 MVA
2013	JAMONDINO	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	150/150/7 MVA
2013	JARDINERA - PANAMERICANA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2013	JARDINERA	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E JARDINERA 230 kV	150/150/7 MVA
2014	JAMONDINO-PASTO	115	LÍNEA	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO ACTUAL	600A
2017	JARDINERA	230/115	SUBESTACIÓN	PROYECTO DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2017	JARDINERA-JAMONDINO	220	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE 56 KM DELA LÍNEA JAMONDINO - JUNIN AISLADA A 230 KV, HOY EN SERVICIO A 115 KV	400 A
2020	SURORIENTE	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/25/1.5 MVA
2020	SURORIENTE1	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2020	SURORIENTE-JAMONDINO	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO 115 KV JAMONDINO - CATAMBUCCO	200 A
2020	SURORIENTE-CATAMBUCCO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	200 A
2020	ROSAFLORIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2020	ROSAFLORIDA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/30/1.5 MVA
2025	PANAMERICANA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	75/75/1.5 MVA
CENTRO ELÉCTRICAS DE PASTO - CEC					
2011	ARMENIA	230	SUBESTACIÓN	PROYECTO DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	ARMENIA 1	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E ARMENIA 230 KV. CONECTADO A LA S/E ARMENIA 115 KV	150/150/30 MVA
2011	ARMENIA - LA HERMOZA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1,000 A
2011	ARMENIA - VIRGINIA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1,000 A
2011	PURÑO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2011	LA DORADA - PURÑO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	726 A
2011	PWAS - VITERBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	IRRA - MANZALEZ	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	430 A
2011	LA DORADA - SAN FELIPE	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	726 A
2011	IRRA - ESMERALDA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	400 A
2011	IRRA - ISLA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2011	LA VIRGINIA CHEC	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2011	LA VIRGINIA CHEC	115/33	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2011	PWAS - LA VIRGINIA (CHEC)	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	LA VIRGINIA - VITERBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2011	LA ESMERALDA CHEC	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	40 MVA
	LA ESMERALDA	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	180/180/60
	PURÑO	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
COMISISA					
2009	COMISISA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	65 MVA
2009	COMISISA - TERMOZIPA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2009	COMISISA - CHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA EL CIRCUITO TERMOZIPA - CHIA	800 A
2010	CENTRO URBANO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 57.5 kV A 115 kV	2x30 MVA
2010	CENTRO URBANO - SALITRE	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57.5 kV A 115 kV	800 A
2010	CENTRO URBANO - VERAGUAS	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57.5 kV A 115 kV	800 A
2010	FLORIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	3x40 MVA
2010	FLORIDA - TIBABUYES	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATÁ - TIBABUYES	800 A
2010	FLORIDA - BACATÁ	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATÁ - TIBABUYES	800 A
2011	NOROESTE 230 kV	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	168/168/168 MVA
2011	TORCA 230 kV	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	QUINTO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	300/300/100 MVA
2011	NUEVA ESPERANZA	500/115	SUBESTACIÓN	FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450 MVA
2011	NUEVA ESPERANZA 500 kV	500/120/11.4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450/450/1 MVA
2011	TUNAL - VERAGUAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS 115 kV y TUNAL - LA PAZ 115 kV	800 A

(Continúa)

(Continuación)

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
2011	LAGUNETA - LA PAZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS 115 kV y TUNAL - LA PAZ 115 kV	800 A
2011	LAGUNETA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ 115 kV	800 A
2011	LA PAZ - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ 115 kV	800 A
2011	TECHO - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA 115 kV	800 A
2011	BOSA - NUEVA ESPERANZA 1	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA 115 kV	800 A
2011	BOSA - NUEVA ESPERANZA 2	115	LÍNEA	RECONFIGURA BOSA - LAGUNETA 115 kV QUEDANDO ABIERTA EN LAGUNETA	800 A
2011	MUÑA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	1200 A
2011	SIMUACA - CHIQUINQUIRA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	800 A
2014	TERMINAL - SALITRE	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2014	TERMINAL - FONTIBÓN	115	LÍNEA	RECONFIGURA SALITRE - FONTIBÓN	800 A
2014	TERMINAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2 x 40 MVA
2014	BACATA 500 kV	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	450/450/1 MVA
2016	GUAYMARAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2 x 40 MVA
2016	COMPARTIR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	3 x 40 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA					
2009	TUNJA - CHIQUINQUIRA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	427 A
2009	TERMOPAIPA 3	220/115/13,8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	90/90/30 MVA
2010	TERMOPAIPA 4	115/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR	30/20/10 MVA
2011	PAIPA - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	600 A
2015	EL HUCHE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2015	SAN ANTONIO - HUCHE	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN ANTONIO - BOAVITA 115	226 A
2015	HUCHE - BOAVITA	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN ANTONIO - BOAVITA 115	226 A
2015	EL HUCHE	115/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP					
2009	DOSQUEBRADAS - PAVAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA DOSQUEBRADAS - PAPELES	530 A
2009	PAVAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60/75 MVA
2009	PAVAS - CARTAGO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
2011	VIRGINIA	230/115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	90 MVA
2011	VIRGINIA - PAVAS	115	LÍNEA	DOBLE CIRCUITO NUEVO	687 A
2011	VIRGINIA 2	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, TRIDEVANADO	90 MVA
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - EPM					
2010	GUAYABAL	110/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	30 MVA
2010	APARTADO	110/13,2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	30 MVA
2011	Yacumal II	110	SUBESTACIÓN	S/E para ampliación a 115 kV	40 MVA
2011	SEGOVIA (I LA CRUZADA)	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2011	EL TIGRE - SEGOVIA (I LA CRUZADA)	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2011	SEGOVIA	110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	40 MVA
2012	BARROSO	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN - CONEXIÓN DE GENERACIÓN DE 20 MW A 110 kV	-
2014	SAN JOSÉ DEL NUIS	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2014	PLAYAS - SAN JOSÉ DE NUIS	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2014	SAN JOSÉ DEL NUIS	110/44	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2014	GUAYABAL	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	180 MVA
2014	GUAYABAL	230/110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	180/180/80 MVA
2014	ANCÓN SUR - GUAYABAL	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DEL STN	915 Amp
2014	GUAYABAL - BELLO	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	915 Amp
2017	OCCIDENTE	500	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	360 MVA
2017	OCCIDENTE	500/230/110	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	360/360/180 MVA
2021	CAUCASIA	110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	40 MVA
ELECTRICARIBE					
2009	TERNERA	66	COMPENSACIÓN	COMPENSACIÓN CAPACITIVA	43,2 MVAR
2010	TERMOFLORES	115	SUBESTACIÓN	UNIR BARRAS DE FLORES 1 Y FLORES 2. REEMPLAZA NUEVA BARRANQUILLA	150 MVA
2010	TERMOFLORES	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, BIDEVANADO	150 MVA
2010	BARANOA	110/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO NIVEL DE TENSION PRIMER TRANSFORMADOR	60/35/30 MVA
2010	TERNERA	66/13,8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	45 MVA
2010	CHAMRACU	66/13,8	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	50 MVA
2010	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	REEMPLAZA EL TRANSFORMADOR ACTUAL DE 60/45/21 MVA - 220/110/34,5 kV	100 MVA
2010	VALLEDUPAR	110/34,5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	37 MVA
2010	VALLEDUPAR	220/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	60/30/30
2010	MANZANARES	110/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
2010	JUAN MINA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	60 MVA
2010	NVA. BARRANQUILLA-JUAN MINA	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	712 A
2010	LA SIERPE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	30 MVA
2010	SAN MARCOS-LA SIERPE	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	643 A
2010	LA SIERPE	110/34,5/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/20/15 MVA
2010	SIDUNOR	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	60 MVA
2010	SIDUNOR-TFLORES	110	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN TFLORES - OASIS 110kV	712 A
2010	SIDUNOR-OASIS	110	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN TFLORES - OASIS 110kV	712 A

(Continúa)

(Continuación)

EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
2011	CANDELARIA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, BIDEVANADO	150 MVA
2011	BOSQUE	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	BOSQUE	220/110-66	TRANSFORMADOR	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2011	BOSQUE - CHAMBACÚ-1	66	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN CARTAGENA - CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	TCARTAGENA-ZARAGOCILLA	66	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN CARTAGENA-CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	BOSQUE - CHAMBACÚ-2	66	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN ZARAGOCILLA-CHAMBACU 66kV	504 A.
2011	BOLÍVAR-BOSQUE	220	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, RECONFIGURANDO EL CIRCUITO BOSQUE TERNERA	630 A.
2011	BOSQUE-TERNERA	220	LÍNEA	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN, RECONFIGURANDO EL CIRCUITO BOSQUE TERNERA	630 A.
2011	CHINÚ - BOSTÓN	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	500 A
2011	CALAMAR	66/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30/20/10 MVA
2011	CHINÚ	500/110	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD, CAMBIANDO UNO DE LOS TRAFOS EXISTENTES POR OTRO NUEVO	3x83.33 MVA
2011	MANZANARES	110/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	30 MVA
2012	SAN JACINTO	66/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25/15/10 MVA
2012	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	120 MVA
2012	VALLEDUPAR	220/34.5	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	90 MVA
2012	VALLEDUPAR	110/34.5	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	50 MVA
2013	CHAMBACU	66/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	50 MVA
ELECTRIFICADORA DEL CAJISTÁ - ELCTHIOGAQUITA					
2010	DONCELLO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN - BARRA SENCILLA	15 MVA
2010	CENTRO (Florenia) - DONCELLO	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 34.5 kV A 115 kV. LÍNEA ASILADA PARA 115 kV	593 A.
ELECTRIFICADORA DEL META - EISA					
2009	SURIA	115	SUBESTACIÓN	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	30 MVA
2009	SURIA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO	ND
2009	OCOA-SURIA	115	LÍNEA	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	ND
2009	SURIA - PUERTO LOPEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURADO LÍNEA ENTRE OCOA Y PUERTO LÓPEZ	ND
ENERDOLIMA					
2009	TULUNÍ	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2010	MIROLINDO	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA
2010	BRISAS	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	50 MVA
2010	BRISAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40/50 MVA
2010	MIROLINDO - BRISAS	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	754 A.
2010	CEMEX	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2011	SALADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2011	MIROLINDO - SALADO	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2011	LERIDA - SALADO	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2011-2012	SALADO	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
2012	LANCEROS	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2013	PRADO	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	15 MVA
2013-2014	ESPIÑAL	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2014	PRADO - FLANDES	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2015	LERIDA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2015-2016	LERIDA	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2015	SAN FELIPE - LERIDA	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2016	MARIQUITA	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40 MVA
2018	MELGAR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2018	LANCEROS - MELGAR	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	534 A.
2018	FLANDES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2018	MELGAR	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20 MVA
2020	CAJAMARCA	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	30 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA					
2009	JAMUNDI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2009	PANCE - JAMUNDI	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2009	JAMUNDI - SANTANDER	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - SANTANDER	540 A
2009	JAMUNDI	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2010	PALMASECA	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2010	PALMASECA	115	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN NUEVA	25 MVA
2010	GUACHAL-PALMASECA	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	800 A
2010	PALMASECA-SUCROMILES	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	800 A
2012	ALFÉREZ	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2x168 MVA
2012	ALFÉREZ	220/115	TRANSFORMADOR	TRASLADO DE TRANSFORMADOR DE SAN MARCOS	2x168 MVA
EMGTA					
2010	ALFÉREZ	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	104 MVA
2010	ALFÉREZ	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	58/10/50 MVA
2010	DERIVACIÓN LÍNEA MELENDEZ-AGUABLANCA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA MELENDEZ-AGUABLANCA EN MELENDEZ-ALFÉREZ Y	987 A

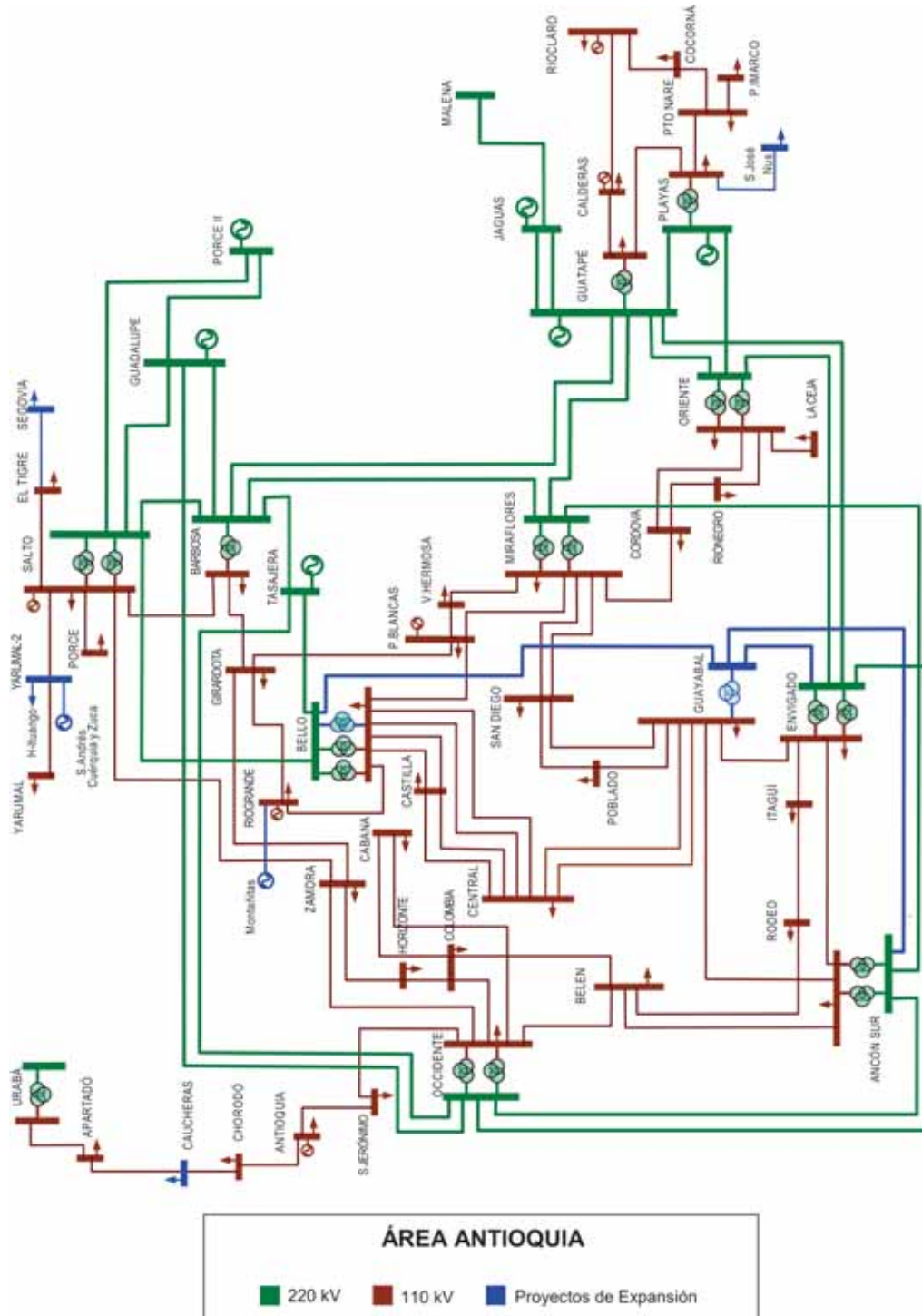
(Continúa)

(Continuación)

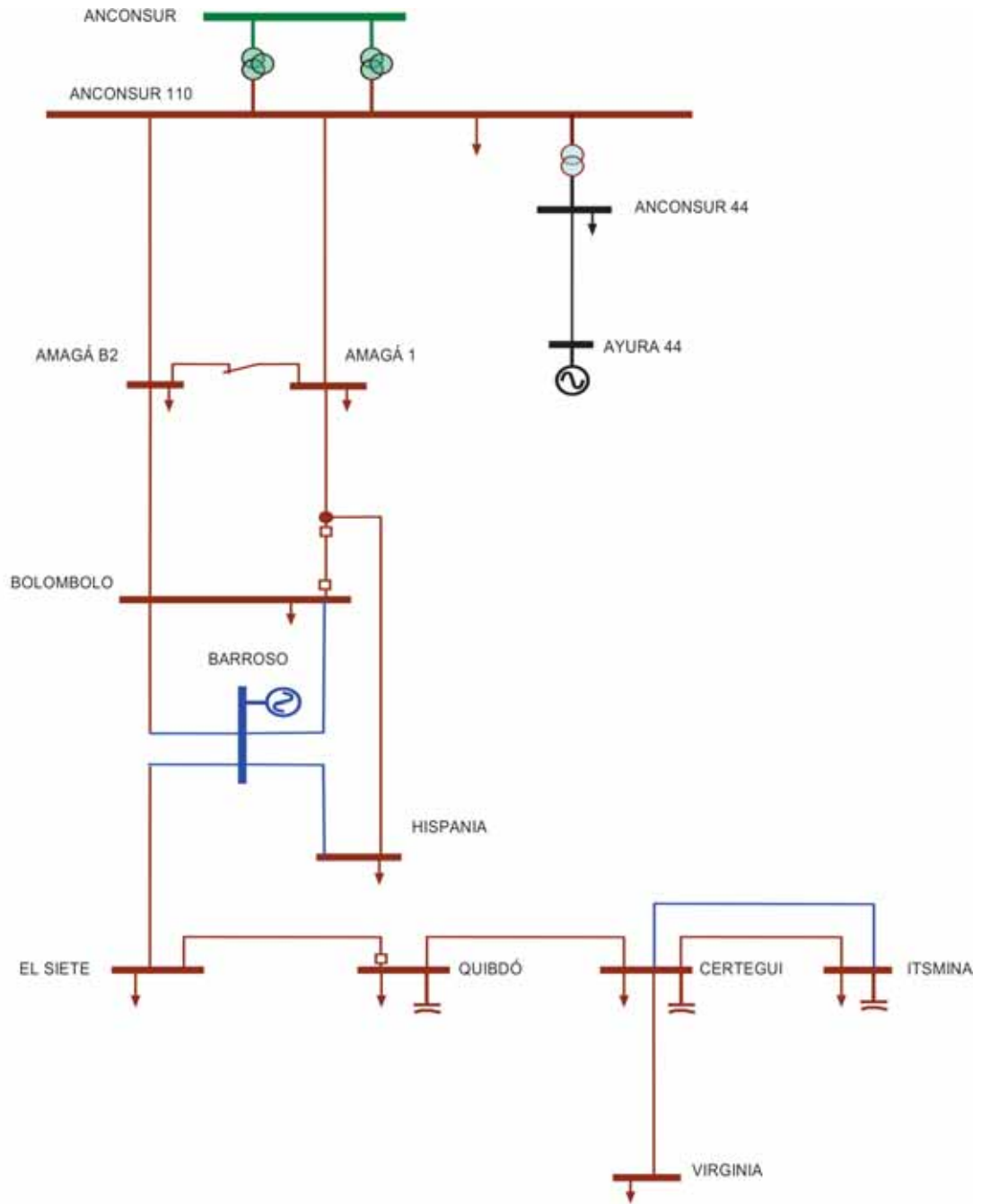
EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2009					
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (KV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
2010	DERIVACIÓN LINEA PANCE - MELENDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LINEA PANCE - MELENDEZ PARA LA S/E ALFÉREZ	987 A
2012	MELENDEZ- NUEVA SUBSUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2012	ALFÉREZ	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	58/10/50 MVA
2012	DIESEL II	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2012	NUEVA DIESEL II - JUANCHITO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2012	SUR	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2012	NUEVA SUBSUR- NUEVA DIESEL II	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2013	DERIVACIÓN LINEA PANCE - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LINEA PANCE - SAN ANTONIO PARA LA FUTURA S/E LADERA	987 A
2012	DIESEL II	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	104 MVA
2013	LADERA	115/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	12.5 MVA
2013	LADERA 115	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	12.5 MVA
2013	TERRON COLORADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	12.5 MVA
2013	TERRON COLORADO	115/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	12.5 MVA
2014	AGUABLANCA	115/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	42 MVA
2014	ARROYOHONDO	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR. Conexión D/Y	60 MVA
2014	ARROYOHONDO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 34.5 kv A 115 kv	58 MVA
2014	GUACHAL	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR. Conexión D/Y	58 MVA
2014	TERMOYUMBO - ARROYOHONDO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	987 A
REGIÓN OPERADORA DE SAN ANTONIO - SISA					
2010	BUCARAMANGA-PIEDECUESTA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA-SAN GIL	422 A
2010	PIEDECUESTA-SAN GIL	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA-SAN GIL	422 A
2010	PIEDECUESTA	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E PIEDECUESTA 230 kv	150 MVA
2010	PIEDECUESTA (GUATIGUARÁ)	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2010	PTO WILCHES - TERCOSBARRANCA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	730 A
2010	PUERTO WILCHES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	20 MVA
2010	PUERTO WILCHES	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/234.6 MVA
2013	ZAPAMANGA	115/34.5/13.8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	40/404.6 MVA
2013	ZAPAMANGA - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	500 A
2013	PALOS - ZAPAMANGA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	500 A
2013	ZAPAMANGA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2014	GUANENTÁ	230/115	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	90 MVA
2014	GUANENTÁ	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DEL PROYECTO S/E GUANENTÁ 230 Kv	90/90/30 MVA
2014	GUATIGUARÁ - GUANENTÁ	230	LÍNEA	PROPUESTA RECONFIGURACIÓN SOCHAGOTA - GUATIGUARÁ 230 kv	ND
2014	SOCHAGOTA - GUANENTÁ	230	LÍNEA	PROPUESTA RECONFIGURACIÓN SOCHAGOTA - GUATIGUARÁ 230 kv	ND
REGIÓN FORMILA					
2010	HOBO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2010	HOBO - THOBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	455 A
2010	HOBO	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	25 MVA
2011	BETANIA - SUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 A
2011	ORIENTE - SUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 A
2011	ORIENTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2011	ORIENTE	115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	50 MVA
REGIÓN					
2011	ARMENIA	230	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2011	HERMOSA 230 - ARMENIA 230	230	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	996 A
2011	ARMENIA	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	150/150/30
ENERGÍA					
2009	AGUACLARA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2009	AGUACLARA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/15/5 MVA
2009	CHIVOR - AGUACLARA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	434 A
2010	AGUACLARA - YOPAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2011	AGUACLARA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2011	AGUAZUL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2011	AGUAZUL - AGUACLARA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	20/10/10 MVA
2011	CHIVOR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2011	CHIVOR	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	75/74/1 MVA
2011	YOPAL - AGUAZUL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2012	LA NEVERA - TRINIDAD	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2012	NEVERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	ND
2012	SANTA ROSALIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	15 MVA
2012	SANTA ROSALIA	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	5/2.5/2.5 MVA
2012	TRINIDAD	115	SUBESTACIÓN	NUEVA	10 MVA
2012	TRINIDAD	115/34.5/13.2	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	10/5/5 MVA
2012	TRINIDAD - SANTA ROSALIA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A

Fuente: UPME

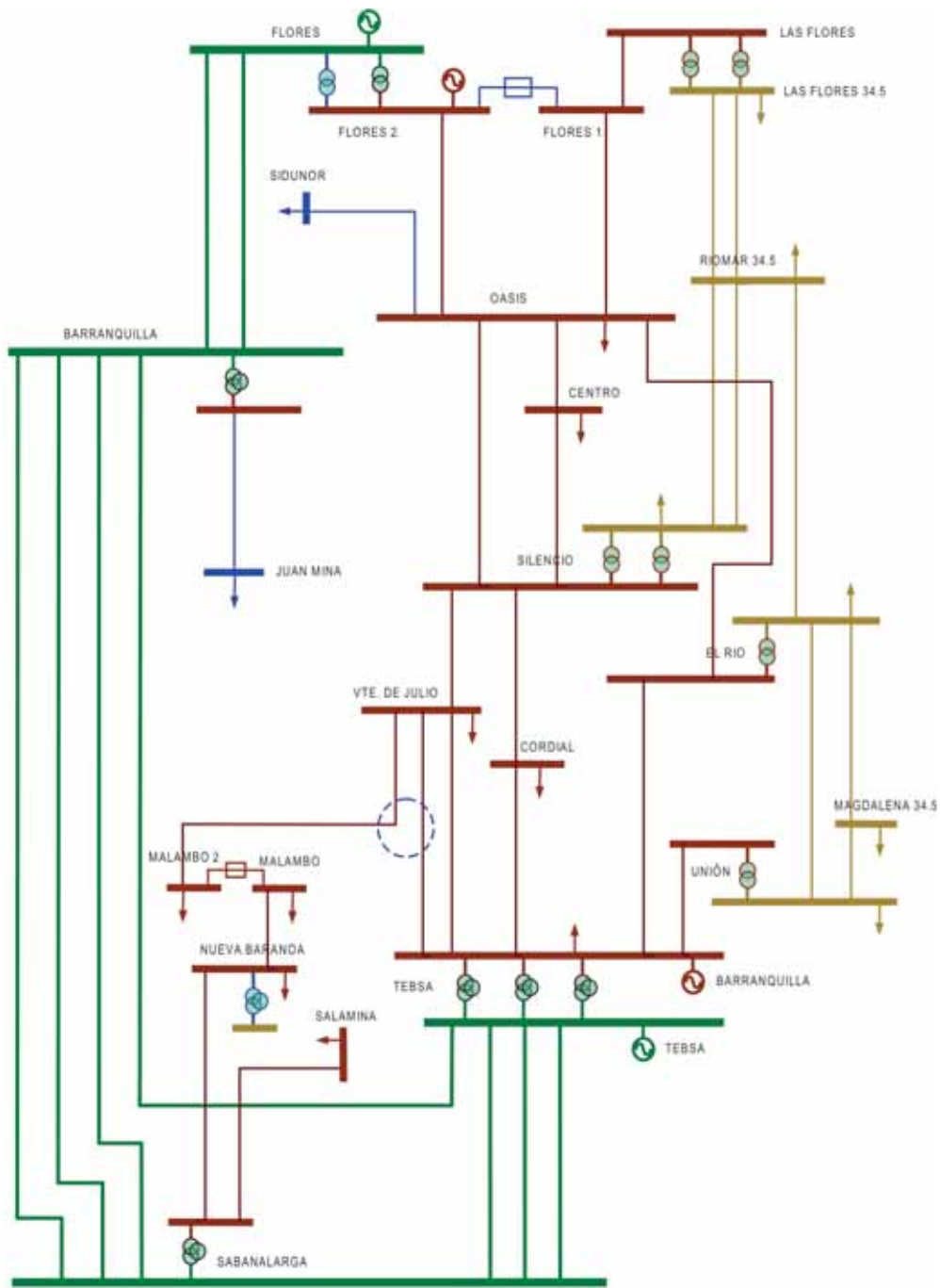
8.9 DIAGRAMAS UNIFILARES



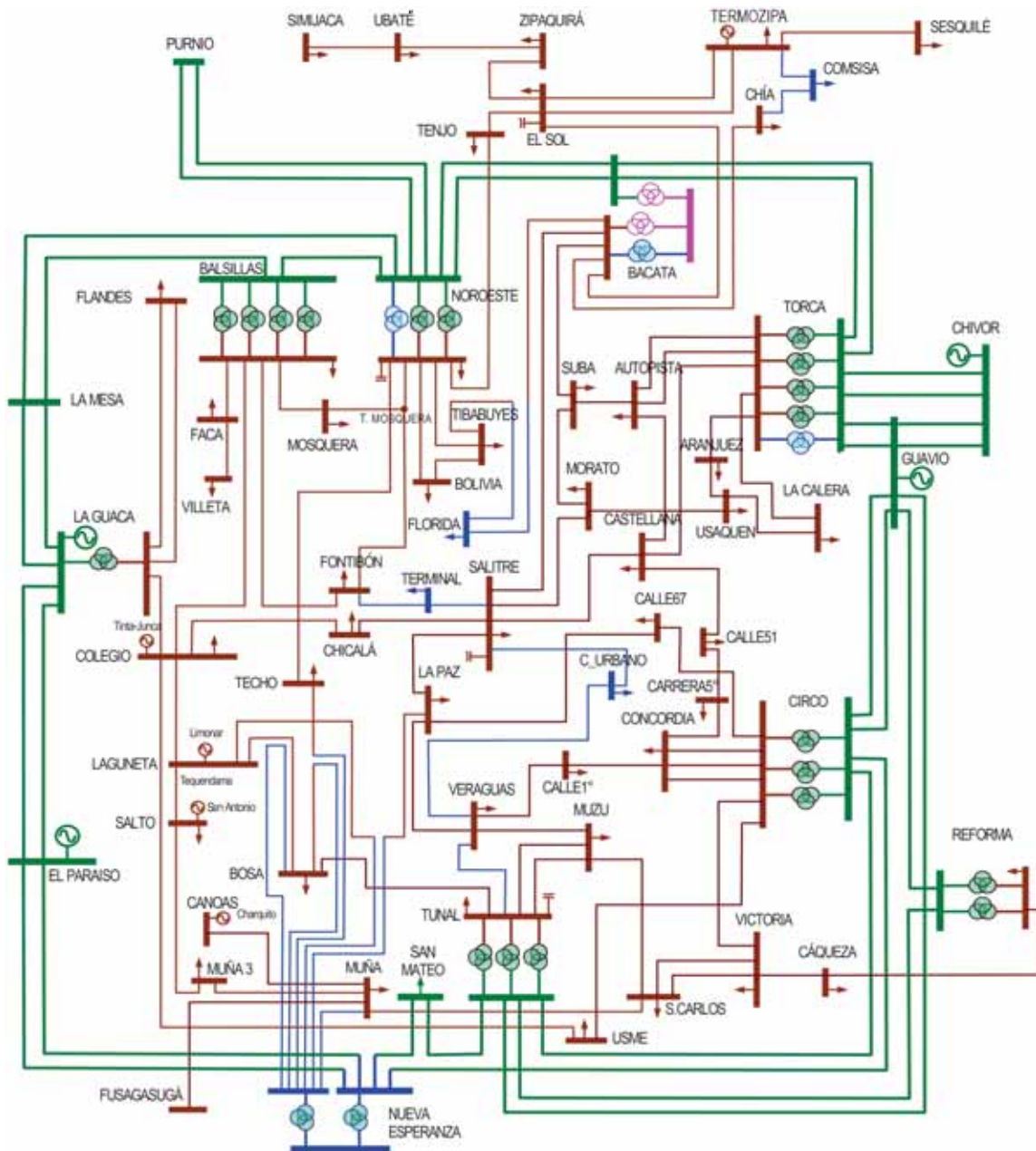
Fuente: UPME



Fuente: UPME



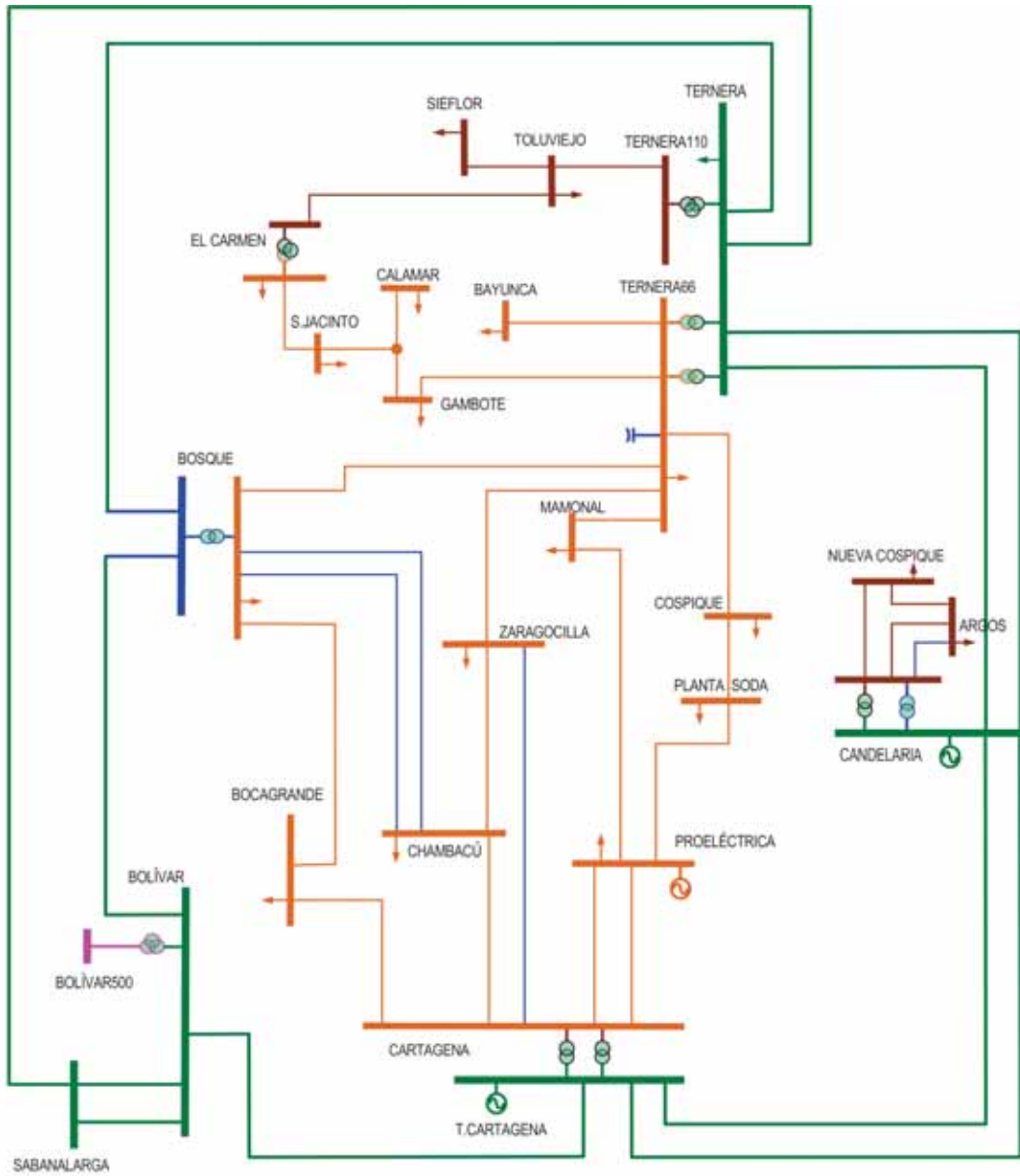
Fuente: UPME



ÁREA BOGOTÁ

■	500 kV	■	230 kV	■	115 kV	■	Proyectos de Expansión
---	--------	---	--------	---	--------	---	------------------------

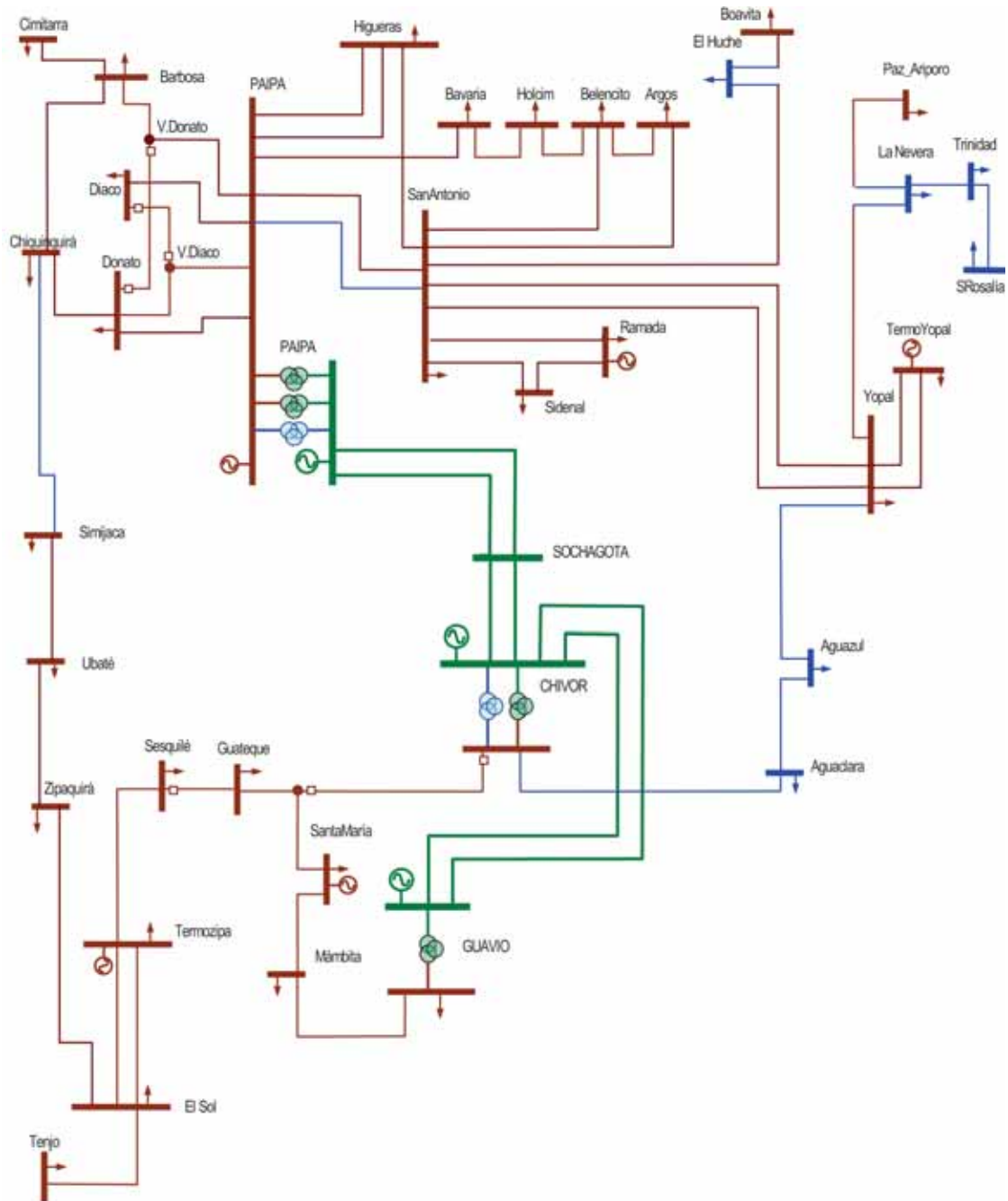
Fuente: UPME



ÁREA BOLÍVAR

■ 500 kV	■ 220 kV	■ 110 kV	■ 66 kV	■ Proyectos de Expansión
----------	----------	----------	---------	--------------------------

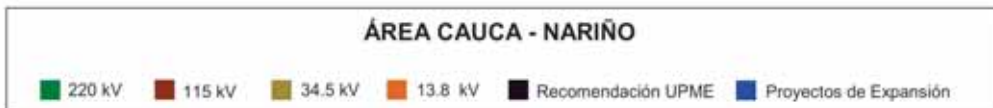
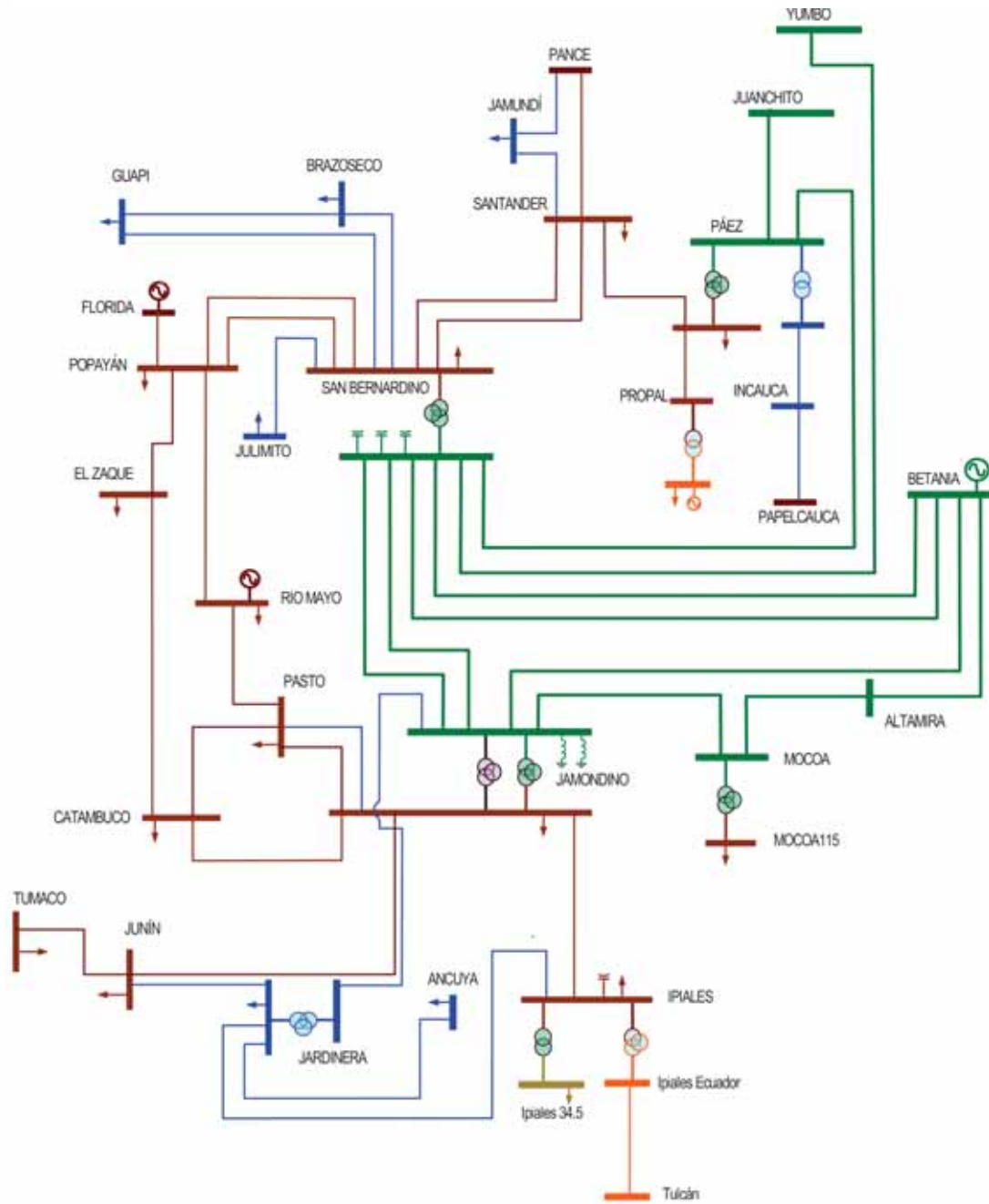
Fuente: UPME



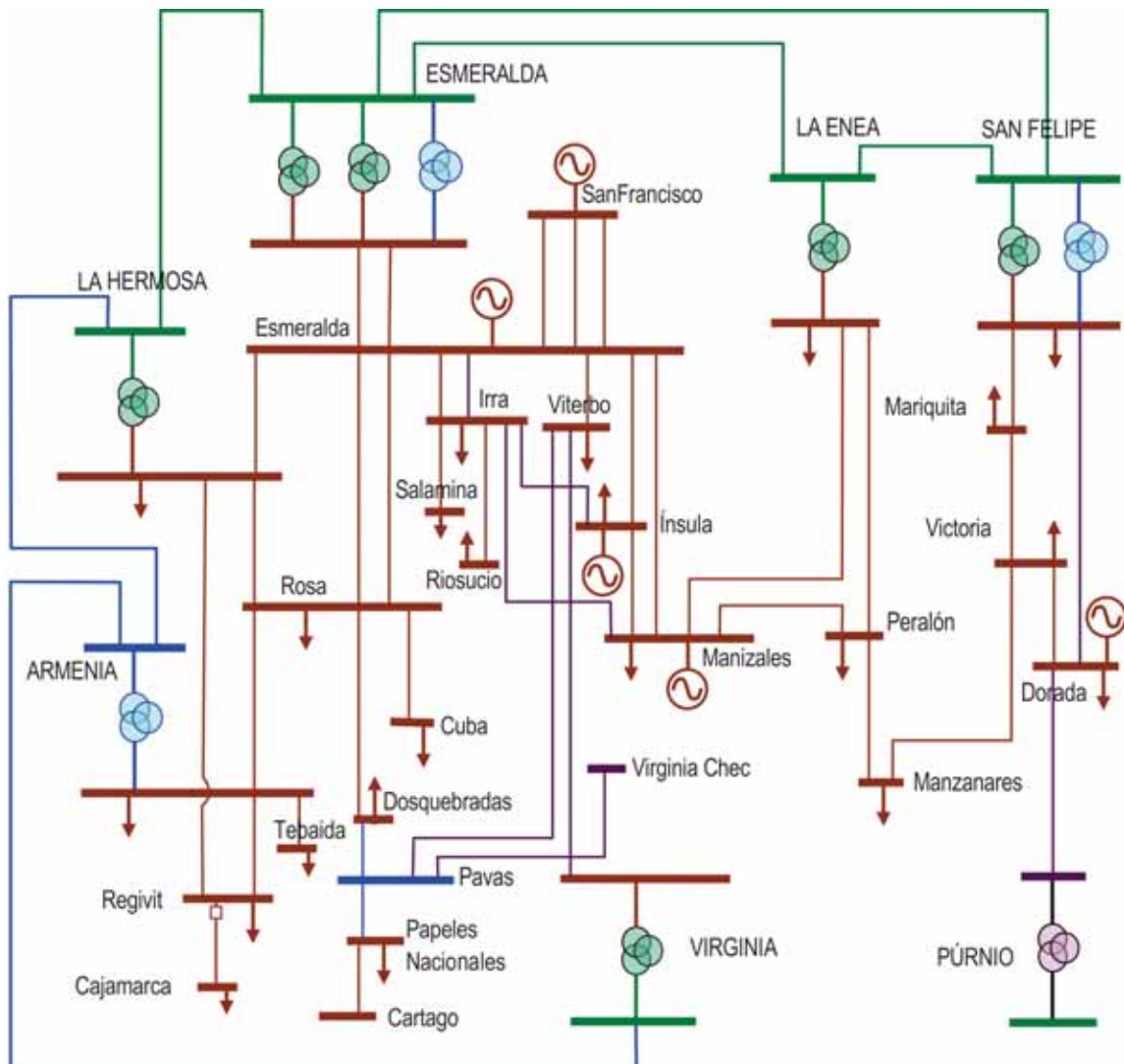
ÁREA BOYACÁ

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME



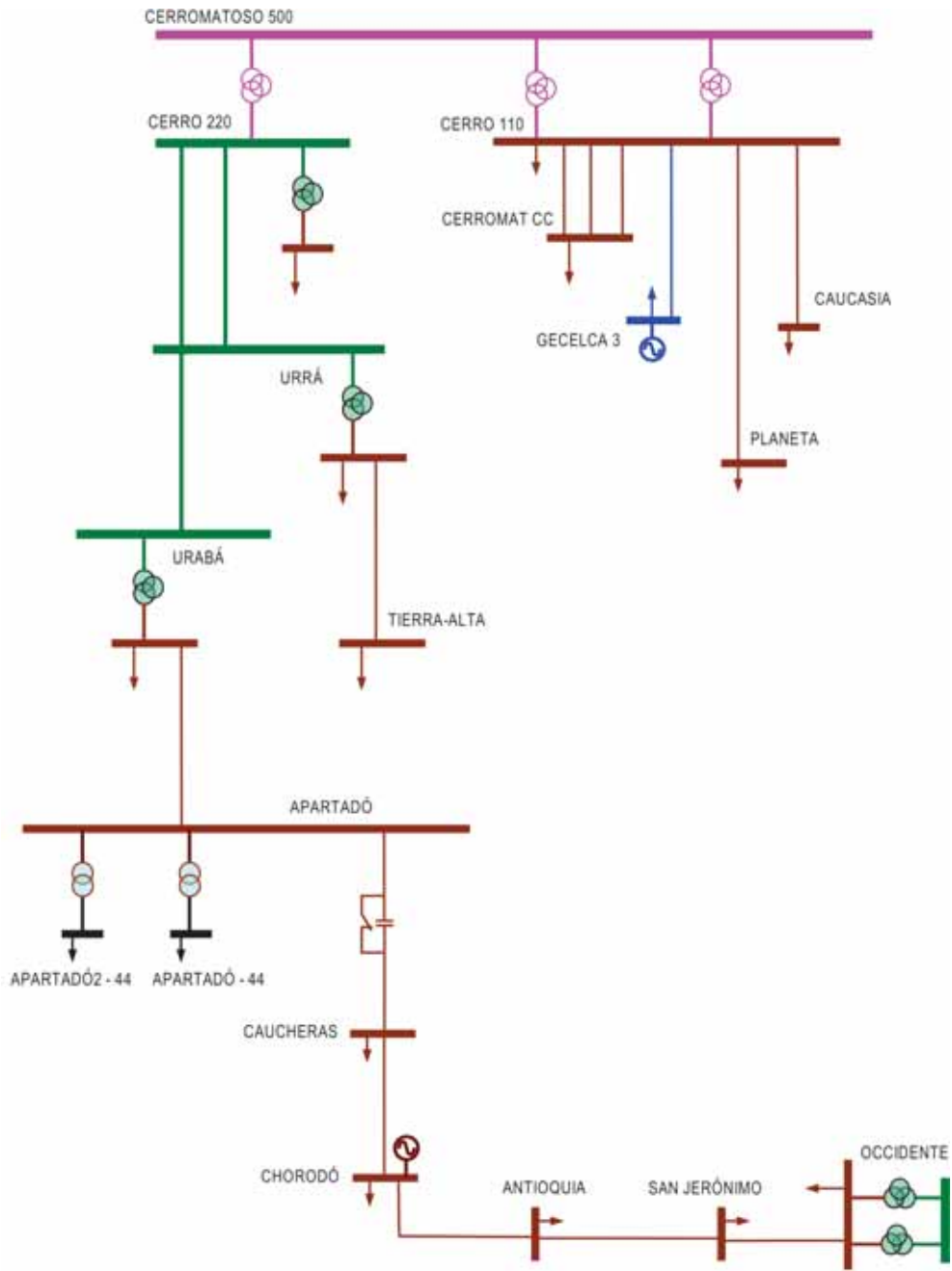
Fuente: UPME



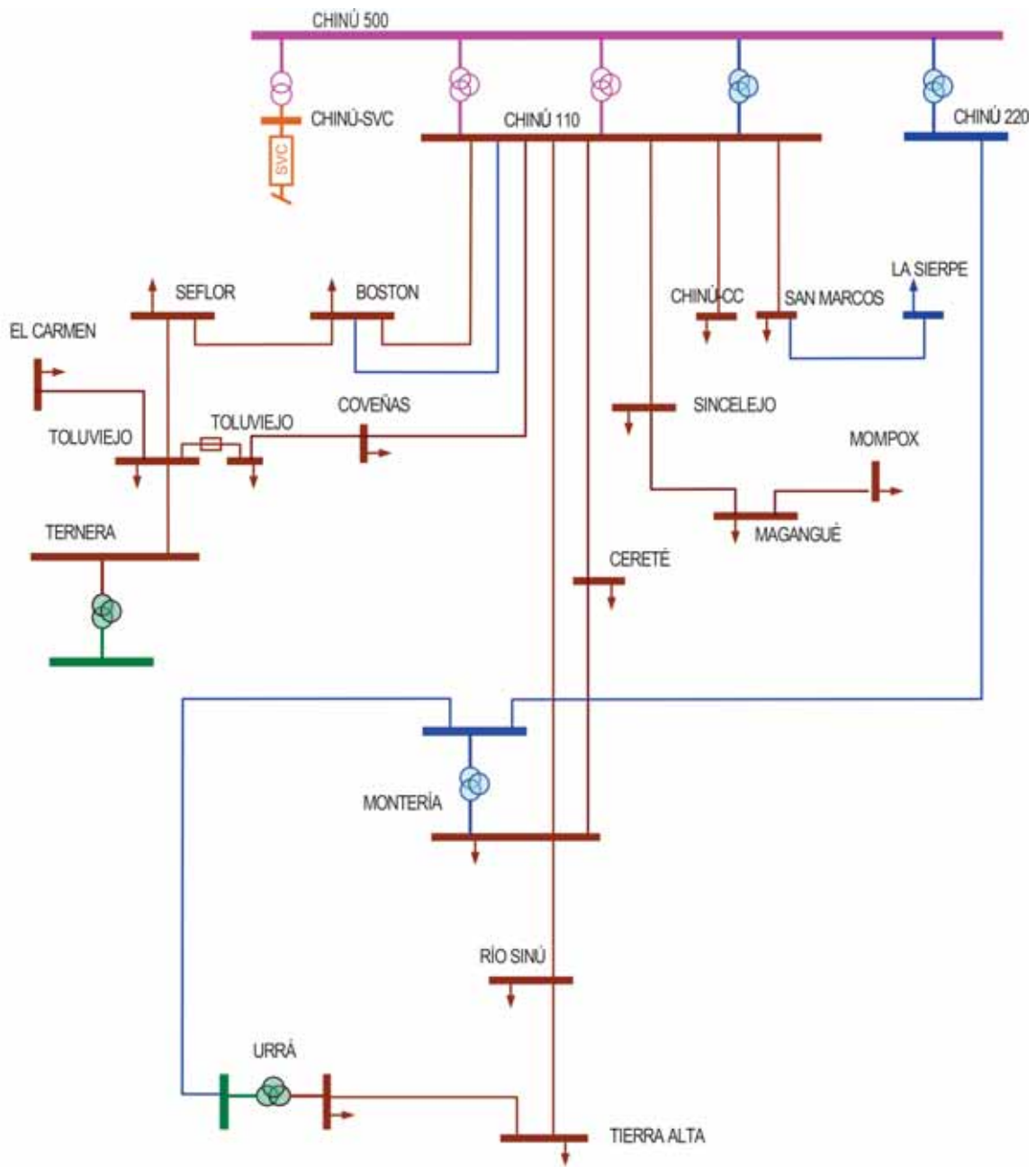
ÁREA CALDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV	■ 115 kV	■ Proyectos de Expansión	■ Propuesta Operador de Red
----------	----------	--------------------------	-----------------------------

Fuente: UPME



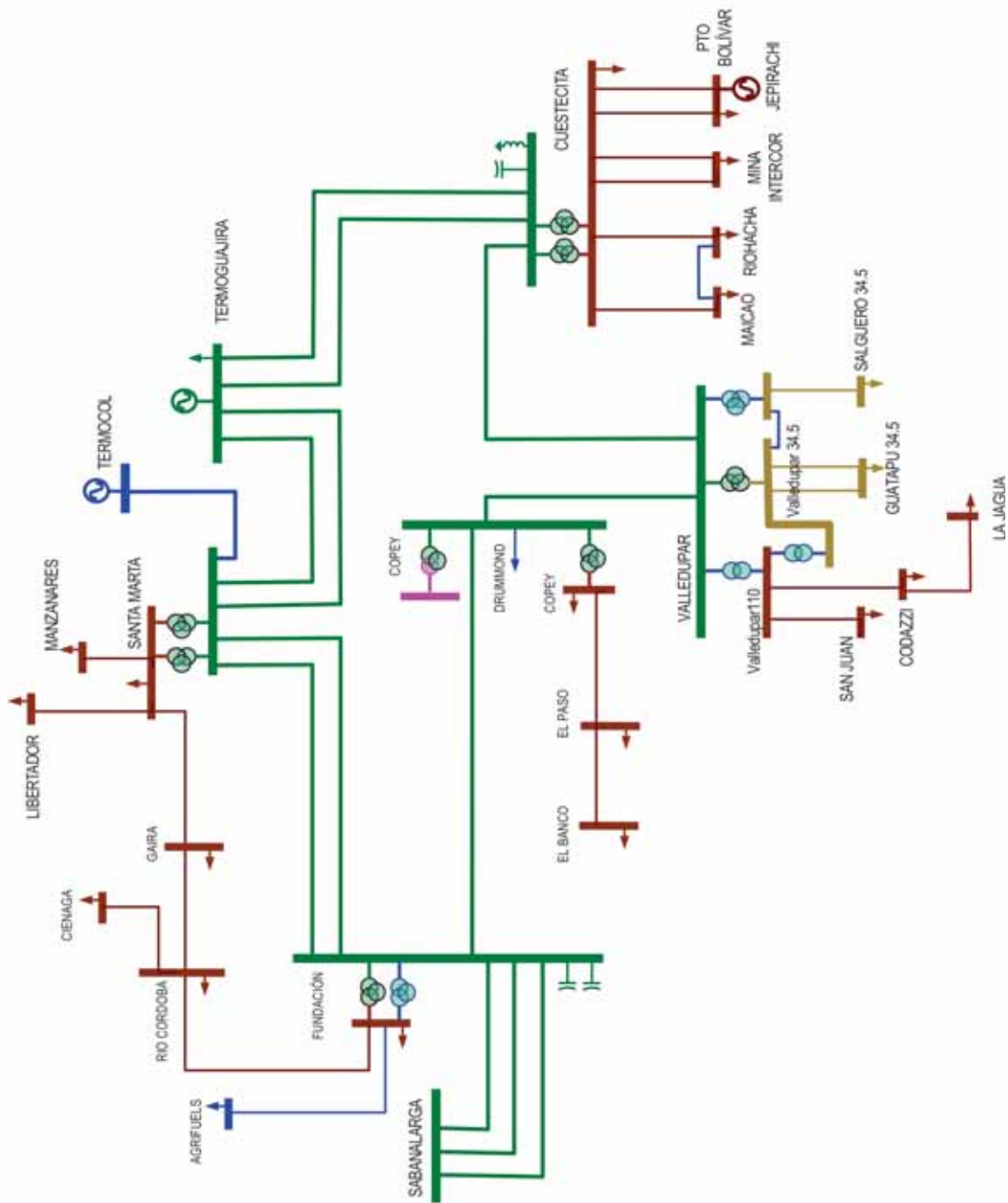
Fuente: UPME



ÁREA CHINÚ

■	500 kV	■	220 kV	■	110 kV	■	Proyectos de Expansión
---	--------	---	--------	---	--------	---	------------------------

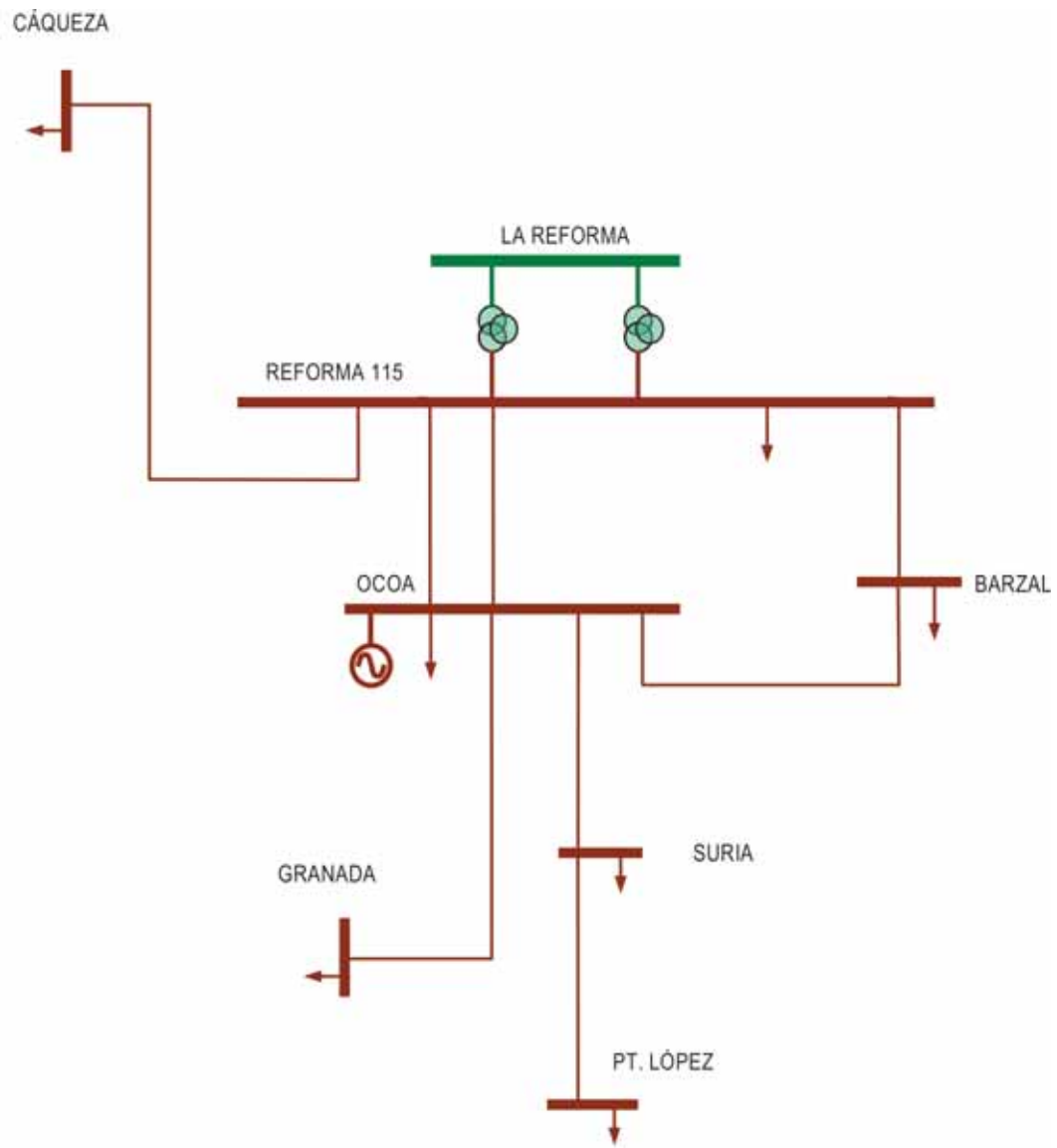
Fuente: UPME



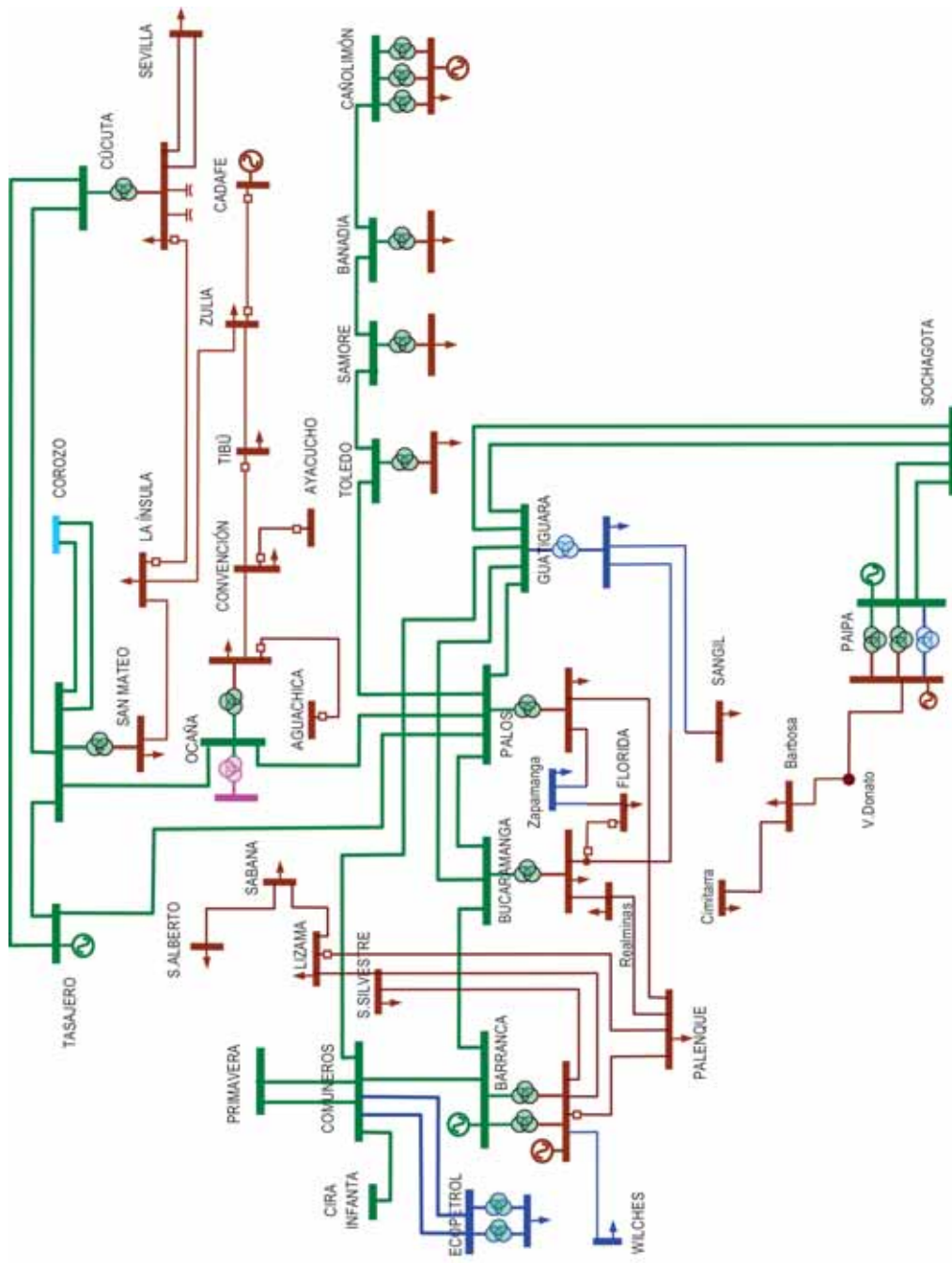
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV	■ 220 kV	■ 110 kV	■ 34.5 kV	■ Proyectos de Expansión
--	---	---	---	--

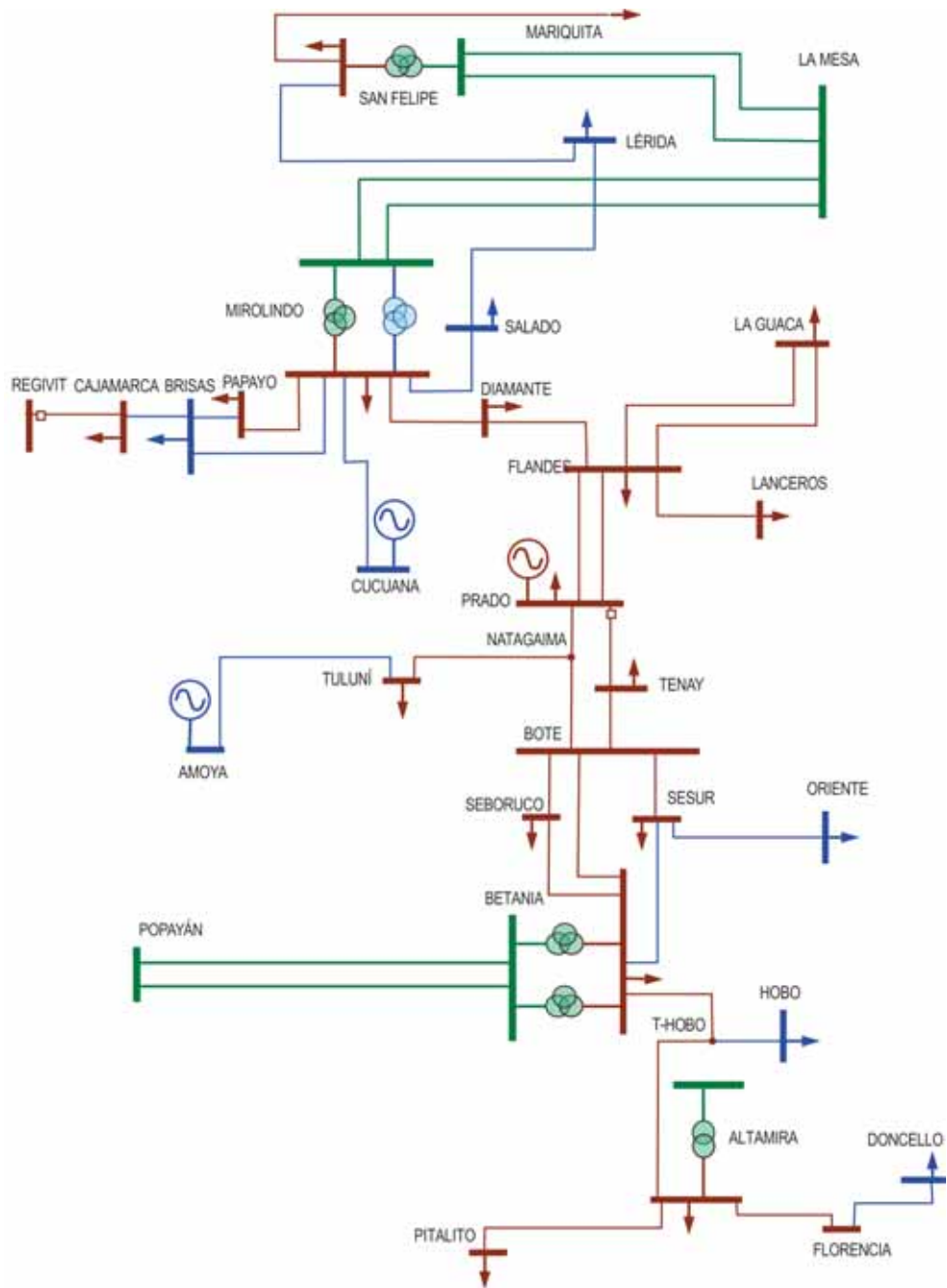
Fuente: UPME



Fuente: UPME



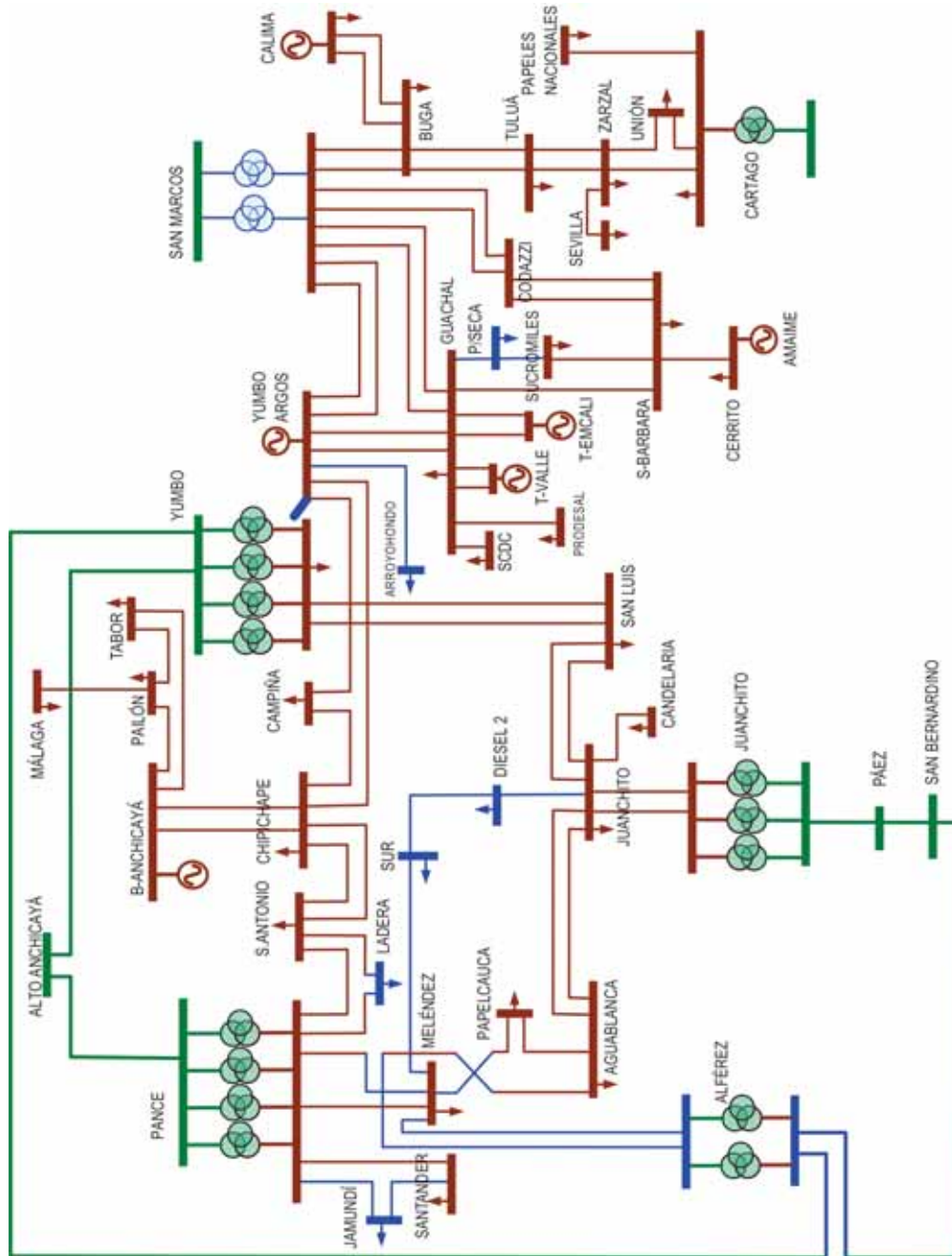
Fuente: UPME



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

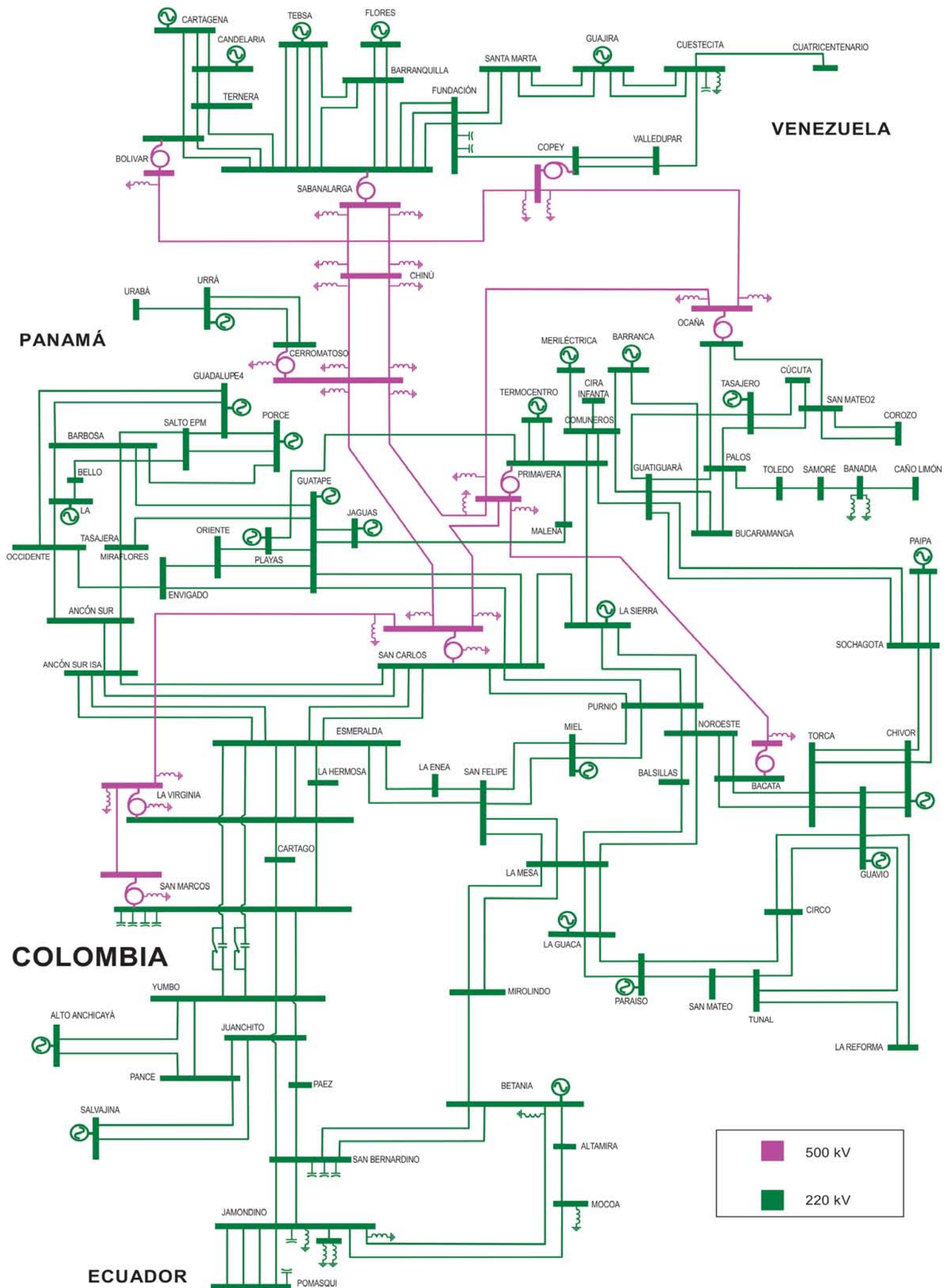
■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME



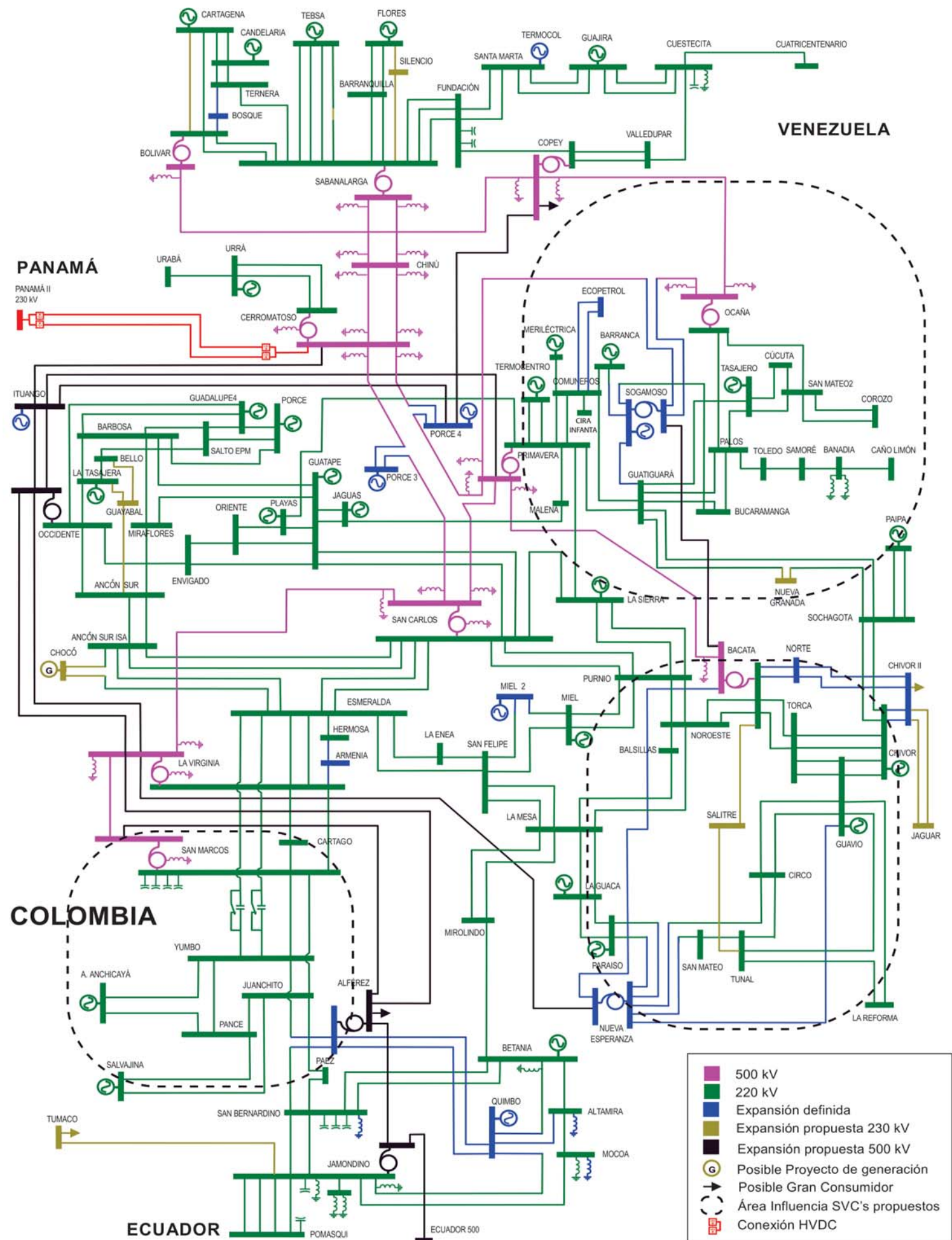
Fuente: UPME

8.10 DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



Fuente: UPME

8.11 DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EXPANSIÓN DEFINIDA Y VISIÓN DE LARGO PLAZO



8.12 NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL SNT

Subestación	Área	Voltaje KV	Capacidad de corto Reportada (kA)	Niveles de Interrupción de corto circuito RMS (Norma IEC)							
				2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Bacatá	BOGOTÁ	500	40	7.4	7.4	10.1	10.4	10.5	11.5	12.7	13.2
Bolívar	COSTA-BOLÍVAR	500	40	4.5	4.3	4.6	4.4	4.6	4.4	4.7	4.4
Cerromatoso	COSTA-CERROMATOSO	500	25	9.7	9.3	10.3	9.8	10.5	9.8	15.1	13.2
Chinú	COSTA-CHINÚ	500	32	8.2	8.5	8.5	8.7	8.6	8.7	10.4	10.0
Copey	COSTA-GCM	500	40	4.8	4.4	4.9	4.5	5.0	4.5	5.1	4.5
Ituango	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	14.4	7.5
Nueva Esperanza	BOGOTÁ	500	-	-	-	9.0	9.3	9.2	9.6	12.2	12.1
Ocaña	NORDESTE-NORTE SANT	500	40	5.4	4.5	5.4	4.6	5.6	4.8	5.6	4.9
Occidente	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	7.7	5.8
Porce IV	EPM	500	-	-	-	-	-	-	-	10.6	9.8
Porce III	EPM	500	-	11.8	14.7	12.1	15.0	12.3	15.2	13.3	16.2
Primavera	EPM	500	40	13.5	11.8	14.4	12.3	15.5	13.3	18.8	15.5
Sabanalarga	COSTA-ATLÁNTICO	500	40	8.4	8.7	8.6	8.9	8.7	8.9	9.5	9.4
San Carlos	EPM	500	40	16.3	16.0	16.9	16.4	17.6	16.9	19.1	18.0
San Marcos	EPSA	500	40	5.3	4.7	5.5	4.9	6.9	6.6	8.9	8.1
Sogamoso	NORDESTE-SANTANDER	500	-	-	-	-	-	8.6	7.8	9.1	8.1
Virginia	EPSA	500	40	7.2	6.1	7.4	6.2	8.7	7.8	12.0	10.5
Alferez	EPSA	220	-	-	-	-	-	6.2	5.0	6.2	5.0
Altamira	THB	220	ND	4.5	3.7	4.5	3.7	8.7	6.7	8.7	6.7
Allo Anchicayá	EPSA	220	32	9.6	9.7	10.0	10.0	10.3	10.2	10.5	10.3
Ancón EEPPM	EPM	220	40	18.8	16.6	19.1	16.8	21.1	19.3	23.1	20.7
Ancón ISA	EPM	220	40	18.7	16.5	19.1	16.7	21.0	19.1	23.0	20.5
Armenia	CHEC	220	-	-	-	7.2	5.8	7.4	6.0	7.6	6.1
Bacatá	BOGOTÁ	220	40	22.2	23.3	26.8	28.8	27.2	29.4	29.2	30.9
Balsillas	BOGOTÁ	220	32	16.4	16.4	17.8	17.6	18.1	17.8	18.8	18.3
Banadía	NORDESTE-NORTE SANT	220	13	1.9	2.1	1.9	2.1	2.0	2.1	2.0	2.1
Barbosa	EPM	220	40	19.6	17.6	19.8	17.7	20.2	17.9	21.5	18.7
Barranca	NORDESTE-NORTE SANT	220	32	9.0	10.1	9.0	10.1	11.6	12.4	12.3	13.2
Belén	NORDESTE-NORTE SANT	220	-	5.3	5.7	5.3	5.7	5.6	6.0	7.4	8.0
Bello	EPM	220	32	13.6	12.3	13.8	12.4	17.0	15.5	18.4	16.3
Betania	THB	220	ND	9.8	12.0	9.9	12.1	14.4	16.5	14.5	16.6
Bolívar	COSTA-BOLÍVAR	220	40	15.1	15.9	15.3	16.0	15.4	16.1	16.2	16.7
Bosque	COSTA-BOLÍVAR	220	-	-	-	12.8	12.0	12.9	12.0	13.6	12.5
Bucaramanga	NORDESTE-SANTANDER	220	32	9.2	7.5	9.2	7.6	12.6	10.3	13.6	11.0
Candelaria	COSTA-BOLÍVAR	220	40	15.3	18.6	15.4	18.7	15.5	18.8	16.9	20.7
Caño Limón	NORDESTE-NORTE SANT	220	13	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	1.9	1.7	2.0
Cartagena	COSTA-BOLÍVAR	220	32	15.2	18.2	15.3	18.3	15.3	18.4	16.6	20.0
Cartago	EPSA	220	40	9.5	8.4	9.8	8.6	10.3	9.1	10.8	9.5

(Continúa)

(Continuación)

Subestación	Área	Voltaje KV	Capacidad de corto Reportada (kA)	Niveles de interrupción de corto circuito RMS (Norma IEC)							
				2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Cerromatoso	COSTA-CERROMATOSO	220	20	8.3	9.9	8.5	10.1	8.5	10.2	9.3	11.0
Chivor	BOGOTÁ	220	40	27.3	30.6	30.6	34.0	30.9	34.2	31.7	34.9
Circo	BOGOTÁ	220	32	14.6	13.7	15.6	14.6	15.7	14.7	16.4	15.1
Comuneros	NORDESTE-SANTANDER	220	20	10.1	10.8	10.1	10.8	12.1	12.4	13.3	14.0
Copey	COSTA-GCM	220	25	8.4	9.0	8.7	9.2	8.7	9.2	8.9	9.3
Cuestecitas	COSTA-GCM	220	32	4.6	4.7	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
El Salto	EPM	220	32	16.6	17.3	17.1	17.7	17.4	17.9	18.2	18.5
Enea	CHEC	220	32	9.3	7.7	9.5	7.8	9.9	8.1	10.0	8.2
Ervigado	EPM	220	40	15.4	13.6	15.6	13.7	15.7	13.8	17.0	14.8
Esmeralda	CHEC	220	32	19.0	17.8	19.8	19.0	21.3	20.5	22.7	21.5
Fundación	COSTA-ATLÁNTICO	220	40	10.8	9.3	11.8	10.0	11.9	10.0	12.0	10.1
Guaca	BOGOTÁ	220	32	21.0	22.3	23.8	24.9	24.7	25.6	25.7	26.3
Guadalupe	EPM	220	40	17.3	19.0	17.6	19.3	17.9	19.5	18.8	20.2
Guatapé	EPM	220	40	31.1	32.0	31.4	32.2	31.7	32.4	33.0	33.4
Guatiguara	NORDESTE-SANTANDER	220	40	10.5	8.9	10.5	8.9	15.1	13.0	16.2	13.7
Guavio	BOGOTÁ	220	40	30.2	33.6	31.9	35.3	32.1	35.4	33.1	36.2
Guayabal	EPM	220	-	-	-	-	-	-	-	18.1	15.5
Ibagué	THB	220	20	6.4	5.6	6.9	6.0	11.9	9.6	12.1	9.7
Jaguas	EPM	220	32	20.4	19.4	20.6	19.5	20.7	19.5	21.1	19.8
Juanchito	EPSA	220	30	13.3	12.8	14.5	13.6	16.5	15.2	17.3	15.7
La Hermosa	CHEC	220	ND	11.3	10.0	9.6	8.3	9.9	8.5	10.3	8.7
La Mesa	BOGOTÁ	220	26	21.2	21.4	23.7	23.5	24.8	24.3	25.8	24.9
La Sierra	EPM	220	32	21.2	21.9	21.4	22.0	21.6	22.2	21.7	22.3
Malena	EPM	220	40	14.9	12.4	15.0	12.5	15.3	12.6	15.6	12.8
Merieléctrica	NORDESTE-SANTANDER	220	ND	9.7	10.5	9.8	10.5	11.6	11.9	12.7	13.7
Miel	EPM	220	40	17.2	16.7	17.9	17.6	19.2	18.8	19.3	18.9
Miel II	EPM	220	-	-	-	-	-	12.1	10.7	12.1	10.7
Miraflores	EPM	220	40	16.2	14.2	16.4	14.3	16.6	14.5	17.6	15.0
Mocoa	CEDELCA_CEDENAR	220	ND	3.6	2.9	3.6	2.9	4.2	3.3	4.2	3.3
Noroeste	BOGOTÁ	220	40	22.3	23.1	26.2	27.8	26.7	28.3	28.5	29.7
Norte	BOGOTÁ	220	-	-	-	-	-	19.5	17.9	20.5	18.4
Nueva Barranquilla	COSTA-ATLÁNTICO	220	32	19.8	20.0	20.1	20.1	20.1	20.2	20.6	20.5
Nueva Esperanza	BOGOTÁ	220	-	-	-	21.0	22.5	22.1	23.7	23.7	25.0
Nueva Paipa	NORDESTE-BOYACÁ	220	40	11.1	10.7	11.4	11.0	11.8	11.3	12.4	11.9
Ocaña	NORDESTE-NORTE SANT	220	20	7.2	7.6	7.2	7.7	7.4	7.8	7.7	8.1
Occidente	EPM	220	40	17.2	14.7	17.4	14.9	17.5	15.0	22.5	20.6
Oriente	EPM	220	40	14.3	12.3	14.5	12.4	14.5	12.4	15.1	12.7
Páez	CEDELCA_CEDENAR	220	32	7.3	6.0	7.5	6.2	10.7	8.3	10.9	8.4

(Continúa)

(Continuación)

Subestación	Área	Voltaje KV	Capacidad de corto Reportada (kA)	Niveles de interrupción de corto circuito RMS (Norma IEC)							
				2010		2012		2014		2017	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Paipa	NORDESTE-BOYACÁ	220	-	10.9	11.0	11.2	11.3	11.6	11.6	12.2	12.3
Palos	NORDESTE-SANTANDER	220	40	9.0	7.6	9.0	7.6	11.5	9.5	12.3	10.0
Pance	EPSA	220	30	13.3	12.7	14.5	13.5	15.9	14.6	16.6	15.0
Paraiso	BOGOTÁ	220	32	19.5	20.1	22.8	23.7	23.5	24.2	24.6	25.0
Pasto	CEDELCA_CEDENAR	220	32	6.8	5.6	6.8	5.6	8.0	6.9	8.2	7.1
Playas	EPM	220	40	16.1	15.2	16.2	15.2	16.3	15.3	16.6	15.4
Popayán	CEDELCA_CEDENAR	220	32	8.3	6.6	8.4	6.7	9.1	7.0	9.2	7.1
Porce II	EPM	220	32	17.2	19.0	17.5	19.2	17.7	19.4	18.6	20.1
Primavera	EPM	220	32	21.6	22.1	21.9	22.3	22.6	22.9	23.5	23.6
Pumio	EPM	220	32	19.7	15.2	20.9	16.5	21.6	16.9	21.9	17.0
Quimbo	THB	220	-	-	-	-	-	14.1	14.9	14.2	15.0
Reforma	BOGOTÁ	220	20	8.3	7.6	8.4	7.7	8.4	7.7	8.5	7.8
Sabanalarga	COSTA-BOLÍVAR	220	32	25.4	28.6	26.3	29.4	26.4	29.6	27.9	30.8
Salvajina	EPSA	220	32	8.2	8.3	8.5	8.5	8.9	8.7	9.0	8.8
Samoré	NORDESTE-NORTE SANT	220	32	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5
San Carlos	EPM	220	63	42.5	49.9	43.4	50.8	44.4	51.7	46.0	53.3
San Felipe	CHEC	220	32	15.0	12.2	15.7	12.5	18.7	15.2	18.8	15.3
San marcos	EPSA	220	32	16.6	17.6	18.7	19.4	20.6	22.2	22.9	24.3
San Mateo (Bogotá)	BOGOTÁ	220	32	11.7	9.6	13.5	11.3	13.6	11.4	14.1	11.6
San Mateo (Cúcuta)	NORDESTE-NORTE SANT	220	20	5.4	5.9	5.4	5.9	5.7	6.1	7.5	8.1
Santa Martha	COSTA-GCM	220	32	6.6	5.8	8.9	8.3	8.9	8.3	8.9	8.4
Sogamoso	NORDESTE-SANTANDER	220	-	-	-	-	-	19.6	25.3	20.5	26.4
Tasajera	EPM	220	40	17.9	17.9	18.1	18.1	19.0	18.8	20.9	20.3
Tasajero	NORDESTE-NORTE SANT	220	40	6.0	6.6	6.0	6.6	6.4	6.9	9.0	10.6
Tebesa	COSTA-ATLÁNTICO	220	32	24.2	27.6	24.6	27.9	24.6	27.9	25.2	28.4
Termocentro	EPM	220	N.D.	18.0	18.4	18.2	18.6	18.6	18.9	19.2	19.3
Temocol	COSTA-GCM	220	-	-	-	8.6	8.7	8.6	8.7	8.6	8.8
Termofores	COSTA-ATLÁNTICO	220	40	18.2	19.9	18.4	20.0	18.5	20.0	18.8	20.3
Termogujira	COSTA-GCM	220	32	7.7	9.0	8.7	9.9	8.7	9.9	8.7	9.9
Temeda	COSTA-BOLÍVAR	220	32	14.9	17.3	15.1	17.5	15.1	17.6	16.4	19.0
Toledo	NORDESTE-NORTE SANT	220	32	3.0	2.9	3.0	2.9	3.2	3.0	3.2	3.0
Torca	BOGOTÁ	220	25	20.7	20.0	22.7	22.5	23.0	22.8	24.2	23.6
Tunal	BOGOTÁ	220	32	14.3	14.0	15.3	14.9	15.4	15.0	16.0	15.4
Urabá	COSTA-CERROMATOSO	220	20	3.0	3.2	3.0	3.2	3.0	3.2	3.1	3.3
Urrá	COSTA-CERROMATOSO	220	25	6.4	7.8	6.4	7.9	6.4	7.9	7.1	8.6
Valledupar	COSTA-GCM	220	32	4.6	4.2	4.7	4.2	4.7	4.2	4.7	4.2
Virgina	EPSA	220	32	16.3	16.5	16.7	16.9	18.8	19.9	21.2	22.4
Yumbo	EPSA	220	32	17.1	17.5	19.2	19.2	20.9	21.0	22.6	22.2

80% Cap. Equipos < Nivel de Corto < 85% Cap. Equipos

90% Cap. Equipos < Nivel de Corto < 100% Cap. Equipos

Fuente: UPME

8.13 LISTADO DE SUBESTACIONES DEL STN SUJETAS A UNA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA EL CAMBIO DE CONFIGURACIÓN

Tabla 8-13. Listado de Subestaciones del STN

AGENTE	SUBESTACIÓN	CONFIGURACIÓN ACTUAL	NÚMERO DE BAHÍAS	ACCIÓN	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO ESTUDIO CONCOL	JUSTIFICACIÓN
ISA	TORCA 220	ZB + SECCIONADOR BYPASS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 2 	MODERNIZACIÓN Y RECONFIGURACIÓN	<p>MODERNIZACIÓN SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES.</p> <p>MIGRAR EN EL CORTO O MEDIANO PLAZO UN ESQUEMA MAS CONFIABLE COMO DOBLE BARRA + DOBLE INTERRUPTOR</p> <p>CAMBIO DE LOS EQUIPOS DE CORTE</p>	RECONFIGURAR ESTA SUBESTACIÓN A UN ESQUEMA DOBLE BARRA + DOBLE INTERRUPTOR	RENOVACIÓN CONFIABILIDAD
ISA	JAMONINGO 220	BP + BT	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 2 Bahías Compensación: 3 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE INTERRUPTOR O INTERRUPTOR Y MEDIO	MIGRAR A ESQUEMAS DE DOBLE BARRA	CONFIABILIDAD ESTRATEGICA
ISA	SAN BERNARDINO 220	BP + BT	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 1 Bahías Compensación: 3 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE INTERRUPTOR O INTERRUPTOR Y MEDIO	MIGRAR A ESQUEMAS DE DOBLE BARRA	CONFIABILIDAD ESTRATEGICA
TRANSELCA	FUNDACIÓN 220	ANILLO	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 1 Bahías Compensación: 2 	RECONFIGURACIÓN	A INTERRUPTOR Y MEDIO	NO AMPLIAR SUBESTACIONES CON ESQUEMAS EN ANILLO DE 6 O MAS BAHÍAS. SI ESTO ES INEVITABLE EVOLUCIONAR A ESQUEMAS DE INTERRUPTOR Y MEDIO	CONFIABILIDAD
TRANSELCA	TERNERA 220	ANILLO	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 4 Bahías de TR: 4 	RECONFIGURACIÓN	CAMBIO A INTERRUPTOR Y MEDIO	NO AMPLIAR SUBESTACIONES CON ESQUEMAS EN ANILLO DE 6 O MAS BAHÍAS. SI ESTO ES INEVITABLE EVOLUCIONAR A ESQUEMAS DE INTERRUPTOR Y MEDIO	CONFIABILIDAD
EEB	BAUSILLAS 220	BS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 5 	RECONFIGURACIÓN	REDEFINIR UNA NUEVA CONFIGURACIÓN MÍNIMO DE DOBLE BARRA	EFFECTUAR UNA RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA MÍNIMO DE DOBLE BARRA.	CONFIABILIDAD
TRANSELCA	VALLEDUPAR 220	ANILLO	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 3 Bahías de TR: 3 	RECONFIGURACIÓN	A INTERRUPTOR Y MEDIO	NO AMPLIAR SUBESTACIONES CON ESQUEMAS EN ANILLO DE 6 O MAS BAHÍAS. SI ESTO ES INEVITABLE EVOLUCIONAR A ESQUEMAS DE INTERRUPTOR Y MEDIO	CONFIABILIDAD
TRANSELCA	COPEY 220	BP + BT	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 3 Bahías de TR: 2 	RECONFIGURACIÓN	A BARRA PRINCIPAL SECCIONADA MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA	EFFECTUAR UNA RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA MÍNIMO DE DOBLE BARRA	EXPANSIÓN PENORIENTE VALIDACIÓN CREG ENTENDIMIENTO CÓDIGO DE REDES

(Continúa)

(Continuación)

AGENTE	SUBESTACIÓN	CONFIGURACIÓN ACTUAL	NÚMERO DE BAHÍAS	ACCIÓN	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO ESTUDIO CONCOL	JUSTIFICACIÓN
EEB	SAN MATEO 220 (SUP)	BS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 3 Bahías de TR: 2 	RECONFIGURACIÓN	REDEFINIR UNA NUEVA CONFIGURACIÓN MÍNIMO DE DOBLE BARRA	EFFECTUAR UNA RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA MÍNIMO DE DOBLE BARRA	CONFIABILIDAD
EPM	BARBOSA 220	BS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 Bahías de TR: 1 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE BARRA	EFFECTUAR UNA RECONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA MÍNIMO DE DOBLE BARRA	CONFIABILIDAD
ISA	URRÁ 220	ZB + SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 3 Bahías de TR: 1 Bahía de generación: 4 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE BARRA MAS SEC DE TRANSFERENCIA CON BARRA PRINCIPAL SECCIONADA		PENDIENTE VALIDACIÓN CREGENTENDIMIENTO CÓDIGO DE REDES
ISA	PURNIO 220	ZB + SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 8 Bahías de TR: 1 (posiblemente) 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE BARRA MAS SEC DE TRANSFERENCIA CON BARRA PRINCIPAL SECCIONADA		PENDIENTE VALIDACIÓN CREGENTENDIMIENTO CÓDIGO DE REDES
ISA	SÓCHAGOTA 220	ZB + SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 6 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE BARRA MAS SEC DE TRANSFERENCIA CON BARRA PRINCIPAL SECCIONADA		PENDIENTE VALIDACIÓN CREGENTENDIMIENTO CÓDIGO DE REDES
ISA	GUATIGUARA 220	ZB + SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 8 Bahías de TR: 1 	RECONFIGURACIÓN	A DOBLE BARRA MAS SEC DE TRANSFERENCIA CON BARRA PRINCIPAL SECCIONADA		PENDIENTE VALIDACIÓN CREGENTENDIMIENTO CÓDIGO DE REDES
ISA	LA MIEL 220	ZB + SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 4 Bahías de TR: 4 	NO RECONFIGURAR	MANTENER LA CONFIGURACIÓN ACTUAL		NO EXISTE UN LUGAR ADECUADO PARA IMPLEMENTAR EL SECCIONAMIENTO
UPME	LA ESMERALDA 220	ZB + SECCIONADOR BYPASS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 11 Bahías de TR: 2 	RECONFIGURACIÓN		NO REALIZAR AMPLIACIONES HASTA MIGRAR A ESQUEMAS MAS CONFIABLES	CONFIABILIDAD SEGURIDAD
UPME	GUATAPE 220	ZB + SECCIONADOR BYPASS	<ul style="list-style-type: none"> Bahías de línea: 9 Bahías de generación: 4 Bahías de TR: 1 	RECONFIGURACIÓN		NO REALIZAR AMPLIACIONES HASTA MIGRAR A ESQUEMAS MAS CONFIABLES	CONFIABILIDAD SEGURIDAD
UPME	REACTORES DE LÍNEA 500 KV	NO APLICA	NO APLICA	INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES		CONVENENCIA	FLEXIBILIDAD EN LA OPERACIÓN CONTROL DE REACTIVOS CONFIABILIDAD

NOTA: El probable cambio de configuración de la subestación Esmeralda no va en contravía con la instalación del tercer transformador 230/115 kv

Fuente: UPME