

**Plan Preliminar de Expansión de Referencia
Generación – Transmisión
2011-2025**

REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Mauricio Cárdenas Santamaria
Ministro de Minas y Energía

Oscar Uriel Imitola Acero
Director General UPME

José de Jesús Moyano Paternina
Subdirector de Planeación Energética

Elaboró

Subdirección de Planeación Energética

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Codensa S.A. E.S.P.

Empresas Municipales de Cali S.A.
E.S.P.

Generadora y Comercializadora de
Energía del Caribe S.A. E.S.P.

Cerro Matoso S.A.

Diacó S.A.

Occidental de Colombia, Inc

Empresa de Energía de Bogotá S.A.
E.S.P.

Empresa de Energía del Pacífico S.A
E.S.P.

Interconexión Eléctrica 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

Hector Hernando Herrera

Olga Victoria González

Henry Josué Zapata

**ASESOR DE LA DIRECCIÓN
GENERAL**

Javier Andrés Martínez Gil

DEMANDA

Juan Carlos Aponte

Ismael León Muñoz

Jaime Fernando Andrade Mahecha

GENERACIÓN

Dora Liliam Castaño Ramírez

Jorge Fonseca

Alfonso Segura López

HIDROCARBUROS

Sandra Johana Leyva Rolón

Beatriz Herrera Jaime

Verónica Ortiz Cerón

Helena Guayara

TRANSMISIÓN

Marco Antonio Caro Camargo

Raul Gil Naranjo

Carmen Andrea Rojas Castellanos

Javier Roa Valderrama

Johana Larrota Córtes

CONSULTOR

Baisser Antonio Jimenez Rivera

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL | 12 |
| 1.1 | PRODUCTO INTERNO BRUTO..... | 12 |
| 1.2 | PRECIOS | 13 |
| 1.3 | TASA DE CAMBIO | 14 |
| 1.4 | EMPLEO..... | 15 |
| 1.5 | SECTOR EXTERNO..... | 16 |
| 1.6 | SECTOR PÚBLICO | 21 |
| 2 | PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA..... | 23 |
| 2.1 | METODOLOGÍA | 23 |
| 2.2 | SUPUESTOS DE LA PRESENTE REVISIÓN | 24 |
| 2.2.1 | <i>PIB y Población</i> | <i>24</i> |
| 2.2.2 | <i>Pérdidas de Energía Eléctrica del STN.....</i> | <i>25</i> |
| 2.2.3 | <i>Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución</i> | <i>26</i> |
| 2.2.4 | <i>Cargas Especiales.....</i> | <i>27</i> |
| 2.3 | ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA..... | 28 |
| 2.4 | ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA EN EL LARGO PLAZO | 30 |
| 2.5 | ESCENARIO URE DE DEMANDA | 32 |
| 3 | SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD | 36 |
| 3.1 | DEMANDA DE ENERGÍA | 36 |
| 3.1.1 | <i>Evolución Histórica de la Demanda de Energía.....</i> | <i>36</i> |
| 3.1.2 | <i>Evolución Histórica de la Potencia Máxima.....</i> | <i>40</i> |
| 3.2 | COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO | 43 |
| 3.3 | CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN..... | 44 |
| 3.3.1 | <i>Capacidad Instalada</i> | <i>45</i> |
| 3.3.2 | <i>Generación Real.....</i> | <i>49</i> |
| 3.4 | PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM | 52 |
| 3.5 | RESTRICCIONES | 54 |
| 4 | PLAN DE EXPANSION EN GENERACION | 56 |
| 4.1 | RECURSOS | 56 |
| 4.1.1 | <i>Carbón</i> | <i>57</i> |
| 4.1.1.1 | <i>Reservas de Carbón.....</i> | <i>57</i> |
| 4.1.1.2 | <i>Potencial de Producción de Carbón.....</i> | <i>58</i> |
| 4.1.1.3 | <i>Demanda de Carbón</i> | <i>59</i> |
| 4.1.1.4 | <i>Evolución de los precios.....</i> | <i>60</i> |
| 4.1.1.5 | <i>Proyección de precios.....</i> | <i>61</i> |
| 4.1.2 | <i>Hidroelectricidad</i> | <i>63</i> |
| 4.1.3 | <i>Gas Natural.....</i> | <i>66</i> |
| 4.1.3.1 | <i>Reservas de Gas Natural.....</i> | <i>66</i> |
| 4.1.3.2 | <i>Discriminación de Reservas Probadas.....</i> | <i>67</i> |
| 4.1.3.3 | <i>Potencial de Producción Gas Natural – Declaración 2011</i> | <i>67</i> |
| 4.1.3.4 | <i>Precios de Gas Natural</i> | <i>69</i> |
| 4.1.4 | <i>Combustibles Líquidos.....</i> | <i>73</i> |
| 4.1.4.1 | <i>Producción</i> | <i>73</i> |
| 4.1.4.2 | <i>Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica</i> | <i>74</i> |
| 4.1.5 | <i>Recursos de Fuentes No Convencionales Renovables</i> | <i>77</i> |
| 4.1.5.1 | <i>Aproximación al Marco Regulatorio de fuentes no convencionales de energía</i> | <i>78</i> |

| | | |
|----------|---|------------|
| 4.1.5.2 | Potencialidades..... | 79 |
| | Potencial de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH's: | 80 |
| | Eólica..... | 82 |
| | Solar | 83 |
| | Biomasa | 84 |
| | Geotermia | 86 |
| | Energía de Los Océanos..... | 88 |
| 4.1.5.3 | Perspectiva de evolución de precios..... | 89 |
| 4.1.6 | <i>Cargo por confiabilidad</i> | 91 |
| 4.1.6.1 | Relación energía vs demanda | 92 |
| 4.1.7 | <i>Requerimientos En Expansión</i> | 93 |
| 4.1.8 | <i>Supuestos</i> | 93 |
| 4.1.9 | <i>Registro De Proyectos De Generación</i> | 94 |
| 4.1.10 | <i>Expansión sistema colombiano Mediano Plazo</i> | 95 |
| 4.1.10.1 | Alternativa 1 de Corto Plazo | 97 |
| 4.1.10.2 | Alternativa 2 de corto plazo | 98 |
| 4.1.10.3 | Alternativa 3 de corto plazo | 99 |
| 4.1.10.4 | Alternativa 4 de Largo Plazo | 100 |
| 4.1.11 | <i>Conclusiones</i> | 102 |
| 5 | PLAN DE EXPANSION EN TRANSMISION | 103 |
| 5.1 | ELABORACIÓN | 105 |
| 5.2 | EXPANSIÓN DEFINIDA | 106 |
| 5.3 | DIAGNÓSTICO STN Y STR..... | 109 |
| 5.4 | VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2025 | 124 |
| 5.5 | ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO | 132 |
| 5.5.1 | <i>Análisis Área Antioquia – Chocó</i> | 132 |
| 5.5.2 | <i>Análisis Área Atlántico</i> | 140 |
| 5.5.3 | <i>Análisis Área Meta</i> | 151 |
| 5.5.4 | <i>Análisis Área Córdoba – Sucre (Chinú y Cerromatoso)</i> | 159 |
| 5.6 | ANÁLISIS DEL STN | 174 |
| 5.6.1 | <i>Conexión central de generación Termocol</i> | 175 |
| 5.6.2 | <i>Incremento del límite de importación al área Bolívar</i> | 187 |
| 5.6.3 | <i>Metodología de Evaluación del impacto de salida de subestaciones</i> | 191 |
| 5.6.4 | <i>Cambio de configuración en la subestación Caño Limón y obras asociadas</i> | 193 |
| 5.6.5 | <i>Nueva subestación Malena 230 kV</i> | 199 |
| 5.6.6 | <i>Conexión de cargas importantes en el STN</i> | 203 |
| 5.6.6.1 | Puerto Nuevo - PRODECO..... | 203 |
| 5.6.6.2 | Puerto de embarque Coveñas – Planta OBC | 206 |
| 5.6.6.3 | Sebastopol..... | 207 |
| 5.6.6.4 | Oleoducto Trasandino - OTA..... | 209 |
| 6 | RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO..... | 214 |
| 7 | ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN..... | 215 |
| 7.1 | EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA, EAE, DEL PLANEAMIENTO ENERGETICO | 215 |
| 7.1.1 | <i>Antecedentes</i> | 215 |
| 7.1.2 | <i>Diagnóstico</i> | 217 |
| 7.1.3 | <i>Objetivo general de la mejora ambiental del modelo de planeamiento</i> | 224 |
| 7.1.3.1 | Objetivo general..... | 224 |
| 7.1.3.2 | Objetivos específicos..... | 225 |
| 7.1.4 | <i>Plan de Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica</i> | 225 |
| 7.2 | ESCENARIOS BASE DE GENERACIÓN Y EMISIONES ASOCIADAS | 228 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 7.2.1 | <i>Emisiones equivalentes de CO2 por Escenarios</i> | 228 |
| 7.2.2 | <i>Costo de emisiones de CO2</i> | 229 |
| 7.3 | FACTOR DE EMISIÓN DEL SIN 2009-2010..... | 230 |
| 7.3.1 | <i>Metodología para el cálculo del factor</i> | 231 |
| 7.3.2 | <i>Consideraciones para la escogencia de la metodología y opción de cálculo a aplicar</i> | 235 |
| o | CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN..... | 236 |
| o | CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LA OPCIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN | 236 |
| 8. | ANEXOS | 238 |
| 1 | SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL | 247 |
| 2 | SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL FUTURO | 248 |

LISTA DE GRAFICAS

| | |
|---|----|
| Gráfica 1-1 Variación trimestral PIB y demanda eléctrica | 12 |
| Gráfica 1-2 Variación Anual del Índice de Precios al Consumidor | 14 |
| Gráfica 1-3 Tasa Representativa del Mercado promedio mensual..... | 15 |
| Gráfica 1-4 Tasas de Ocupación y de Desempleo | 16 |
| Gráfica 1-5 Balanza Comercial Nacional..... | 17 |
| Gráfica 1-6 Exportaciones por sector económico..... | 18 |
| Gráfica 1-7 Principales países de destino de exportaciones..... | 19 |
| Gráfica 1-8 Participación de las importaciones por sector económico | 20 |
| Gráfica 1-9 Importaciones según país de Origen | 21 |
| Gráfica 1-10 Dividendos de ISA y ECOPETROL respecto a los ingresos del GNC | 22 |
| Gráfica 2-1 Escenarios proyectados de PIB..... | 25 |
| Gráfica 2-2 Pérdidas de Energía en el Sistema de Transmisión Nacional. | 26 |
| Gráfica 2-3 Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución..... | 27 |
| Gráfica 2-4 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2011- 2013. | 29 |
| Gráfica 2-5 Banda de proyección nacional de potencia máxima 2011-2013..... | 29 |
| Gráfica 2-6 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2010- 2031. | 30 |
| Gráfica 2-7 Crecimiento anual proyectado de la Demanda eléctrica..... | 31 |
| Gráfica 2-8 Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2010-2031..... | 32 |
| Gráfica 2-9 Escenario de reducción de demanda de energía por refrigeración eficiente en los Estratos 1, 2 y 3..... | 34 |
| Gráfica 2-10 Escenario de reducción de demanda de energía por iluminación eficiente en los Estratos 1, 2 y 3..... | 35 |
| Gráfica 3-1 Demanda de Energía Eléctrica mensual, 2010..... | 37 |
| Gráfica 3-2 Evolución anual de demanda de energía eléctrica. | 38 |
| Gráfica 3-3 Seguimiento mensual de la Demanda de energía eléctrica..... | 39 |
| Gráfica 3-4 Desviación respecto a las proyecciones de demanda. | 40 |
| Gráfica 3-5 Demanda de potencia máxima y variación mensual..... | 41 |
| Gráfica 3-6 Potencia máxima anual | 42 |
| Gráfica 3-7 Desviación respecto a proyecciones de Potencia Máxima | 43 |
| Gráfica 3-8 Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM | 44 |
| Gráfica 3-9 Capacidad Instalada de Generación Eléctrica | 46 |
| Gráfica 3-10 Capacidad Efectiva de Generación por tipo de combustible | 47 |
| Gráfica 3-11 Participación de Combustible en la Capacidad Efectiva de Generación. 2010..... | 48 |
| Gráfica 3-12 Comportamiento de los Embalses | 49 |
| Gráfica 3-13 Generación Real anual | 50 |
| Gráfica 3-14 Generación eléctrica real mensual | 51 |
| Gráfica 3-15 Generación Real Mensual por Tipo de Combustible | 52 |
| Gráfica 3-16 Precio promedio mensual de electricidad | 53 |
| Gráfica 3-17 Precio promedio diario de electricidad..... | 54 |

| | |
|---|-----|
| Gráfica 3-18 Costos asociados a Restricciones en el SIN | 55 |
| Gráfica 4-1 Evolución de los precios internos | 60 |
| Gráfica 4-2 Evolución de precios FOB de exportación de Carbón | 61 |
| Gráfica 4-3 Proyección de precios de carbón en los nodos de generación..... | 62 |
| Gráfica 4-4 Reservas de Gas Natural | 66 |
| Gráfica 4-5 Discriminación de Reservas Probadas | 67 |
| Gráfica 4-6 Potencial de producción | 68 |
| Gráfica 4-7 Comportamiento de precios..... | 70 |
| Gráfica 4-8 Proyección de Precios Boca de Pozo - Guajira | 71 |
| Gráfica 4-9 Proyección de Precios Boca de Pozo - Cusiana | 72 |
| Gráfica 4-10 . Producción de Combustibles Líquidos..... | 74 |
| Gráfica 4-11 Ingreso al Productor proyectado de ACPM, Jet Fuel y Fuel Oil..... | 75 |
| Gráfica 4-12 Perspectiva de evolución de precios | 89 |
| Gráfica 4-13 Costos estimados de generación eléctrica con diferentes tecnologías renovables y no convencionales | 90 |
| Gráfica 4-14 Relación de Energía firme Vs Proyección de Demanda | 93 |
| Gráfica 4-15 Porcentaje de participación de los proyectos inscritos de acuerdo con recurso | 95 |
| Gráfica 4-16 Costos Marginales alternativa 1 para demanda alta, media y baja... | 97 |
| Gráfica 4-17 Costos Marginales alternativa 2 para demanda alta, media y baja... | 98 |
| Gráfica 4-18 Costos Marginales alternativa 3 para demanda alta, media y baja... | 99 |
| Gráfica 4-19 Costo Marginal escenario base para demanda alta media y baja .. | 101 |
| Gráfica 5-1 Sistema de Transmisión Nacional a 2011 | 104 |
| Gráfica 5-2 Metodología de elaboración del Plan de Expansión de Transmisión | 106 |
| Gráfica 5-3 Visión de Largo plazo Sistema de Transmisión Nacional | 131 |
| Gráfica 5-4 Alternativas de expansión área Antioquia..... | 135 |
| Gráfica 5-5 Histograma de generación en el nororiente de Antioquia utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE..... | 138 |
| Gráfica 5-6 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia | 139 |
| Gráfica 5-7 Relación Beneficio/Costo del proyecto | 139 |
| Gráfica 5-8 Flujo de potencia activa por el doble circuito Flores – Nueva Barranquilla 220 kV | 142 |
| Gráfica 5-9 Alternativas planteadas para el área Atlántico..... | 144 |
| Gráfica 5-10 Nivel de cortocircuito en las subestaciones Flores y Tebsa | 149 |
| Gráfica 5-11 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia | 150 |
| Gráfica 5-12 Alternativas planteadas para el área Meta | 153 |
| Gráfica 5-13 Distribución de la demanda del área Meta | 158 |
| Gráfica 5-14 Alternativas planteadas para el área Córdoba – Sucre | 163 |
| Gráfica 5-15 Comportamiento del Sistema bajo diferentes contingencias | 165 |
| Gráfica 5-16 Histograma de la generación Ideal de Urrá | 170 |
| Gráfica 5-17 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia | 171 |
| Gráfica 5-18 Histograma de las reconciliaciones positivas del SIN en los periodos de demanda máxima y demanda mínima | 172 |
| Gráfica 5-19 Demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre..... | 172 |

| | |
|--|-----|
| Gráfica 5-20 Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV | 176 |
| Gráfica 5-21 Análisis de estabilidad transitoria asociados a la conexión de Termocol | 179 |
| Gráfica 5-22 Alternativas planteadas para aumentar y/o mantener el límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 181 |
| Gráfica 5-23 Histograma de la generación en el área GCM según información histórica del despacho y una simulación del MPODE | 182 |
| Gráfica 5-24 Importaciones diarias de energía por Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 183 |
| Gráfica 5-25 Horas al día en las cuales transitaría por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 150 MW | 184 |
| Gráfica 5-26 Enlaces asociados al límite de importación | 187 |
| Gráfica 5-27 Demanda máxima en el área Bolívar | 188 |
| Gráfica 5-28 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia | 188 |
| Gráfica 5-29 Ubicación geográfica del circuito Cartagena – Bolívar 220 kV | 189 |
| Gráfica 5-30 Relación Beneficio/Costo del proyecto | 190 |
| Gráfica 5-31 Metodología de evaluación | 191 |
| Gráfica 5-32 Normalización del corredor existente..... | 193 |
| Gráfica 5-33 Configuración actual y propuesta para la subestación Caño Limón 230 kV | 194 |
| Gráfica 5-34 Metodología de evaluación | 195 |
| Gráfica 5-35 Estructura en Serie | 195 |
| Gráfica 5-36 Estructura en Paralelo | 196 |
| Gráfica 5-37 Estructuras coherentes para la configuración actual y propuesta .. | 196 |
| Gráfica 5-38 Arboles de falla según la configuración de la subestación en estudio | 197 |
| Gráfica 5-39 Normalización de la conexión en tipo “T”..... | 199 |
| Gráfica 5-40 Configuración propuesta para la nueva subestación Malena 230 kV | 200 |
| Gráfica 5-41 Estructuras coherentes para la situación actual y las configuraciones propuestas..... | 201 |
| Gráfica 5-42 Arboles de Falla de la configuración actual y las configuraciones propuestas..... | 201 |
| Gráfica 5-43 Conexión de Puerto Nuevo. Alternativa iv | 205 |
| Gráfica 5-44 Conexión de la planta OBC. Alternativa iii | 207 |
| Gráfica 5-45 Conexión de la carga Sebastopol. Alternativa v | 209 |
| Gráfica 5-46 Comportamiento transitorio del sistema cuando se pierden súbitamente las cargas | 212 |
| Gráfica 5-47 Conexión de las cargas asociadas al OTA. Alternativa iv..... | 213 |
| Gráfica 7-1 Fases de la Evaluación Ambiental Estratégica y su desarrollo..... | 217 |
| Gráfica 7-2 Participación de cada módulo (sector) y emisión total de GEI año 2004 | 222 |
| Gráfica 7-3 Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica 2011 a 2040 | 224 |
| Gráfica 7-4 Etapas en la elaboración del PLASAE..... | 226 |

Gráfica 7-5 Emisiones CO2 equivalente Escenario Básico de Generación PERGT
2010-2024 229
Gráfica 7-6 Sistema Interconectado nacional SIN..... 232

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 2-1 Proyección de Cargas Especiales..... | 28 |
| Tabla 2-2 Potenciales y metas de ahorro a 2015, contenidos en el Plan de Acción Indicativo del PROURE | 33 |
| Tabla 3-1 Proyectos que entraron en operación durante 2010 y enero de 2011... | 45 |
| Tabla 4-1 Reservas de Carbón | 58 |
| Tabla 4-2 Vectores de producción y exportación de carbón proyectado al 2019 .. | 59 |
| Tabla 4-3 Cuencas hídricas..... | 80 |
| Tabla 4-4 Densidad de potencia del viento por región | 83 |
| Tabla 4-5 Potencial de radiación solar por región | 84 |
| Tabla 4-6 Potencial de generación eléctrica con la biomasa | 86 |
| Tabla 4-7 Proyectos inscritos ante la UPME | 94 |
| Tabla 4-8 Proyectos en Desarrollo | 96 |
| Tabla 4-9 Índices de confiabilidad alternativa 1..... | 97 |
| Tabla 4-10 Índices de confiabilidad alternativa 2..... | 98 |
| Tabla 4-11 Índices de confiabilidad alternativa 3..... | 99 |
| Tabla 4-12 Expansión Proyectada en el escenario 4 | 102 |
| Tabla 5-1 Expansión en generación definida | 106 |
| Tabla 5-2 Expansión en transmisión definida..... | 107 |
| Tabla 5-3 Expansión en transmisión definida..... | 108 |
| Tabla 5-4 Expansión en transmisión definida..... | 109 |
| Tabla 5-5 Reporte de transformadores con alto nivel de carga..... | 110 |
| Tabla 5-6 Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9..... | 111 |
| Tabla 5-7 Expansión en Transmisión – Largo Plazo | 129 |
| Tabla 5-8 Expansión en Transmisión – Largo Plazo | 130 |
| Tabla 5-9 Comportamiento del sistema sin proyectos..... | 133 |
| Tabla 5-10 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas..... | 136 |
| Tabla 5-11 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas..... | 136 |
| Tabla 5-12 Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas | 142 |
| Tabla 5-13 Expansión complementaria | 145 |
| Tabla 5-14 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas..... | 146 |
| Tabla 5-15 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas..... | 147 |
| Tabla 5-16 Relación Beneficio / Costo de las alternativas | 150 |
| Tabla 5-17 Comportamiento del Sistema | 152 |
| Tabla 5-18 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2015 | 155 |
| Tabla 5-19 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2017 | 156 |
| Tabla 5-20 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2020 | 157 |
| Tabla 5-21 Relación Beneficio / Costo de las alternativas | 159 |
| Tabla 5-22 Comportamiento del Sistema | 161 |
| Tabla 5-23 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 1..... | 166 |
| Tabla 5-24 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 2..... | 168 |
| Tabla 5-25 Relación Beneficio / Costo de las alternativas | 173 |

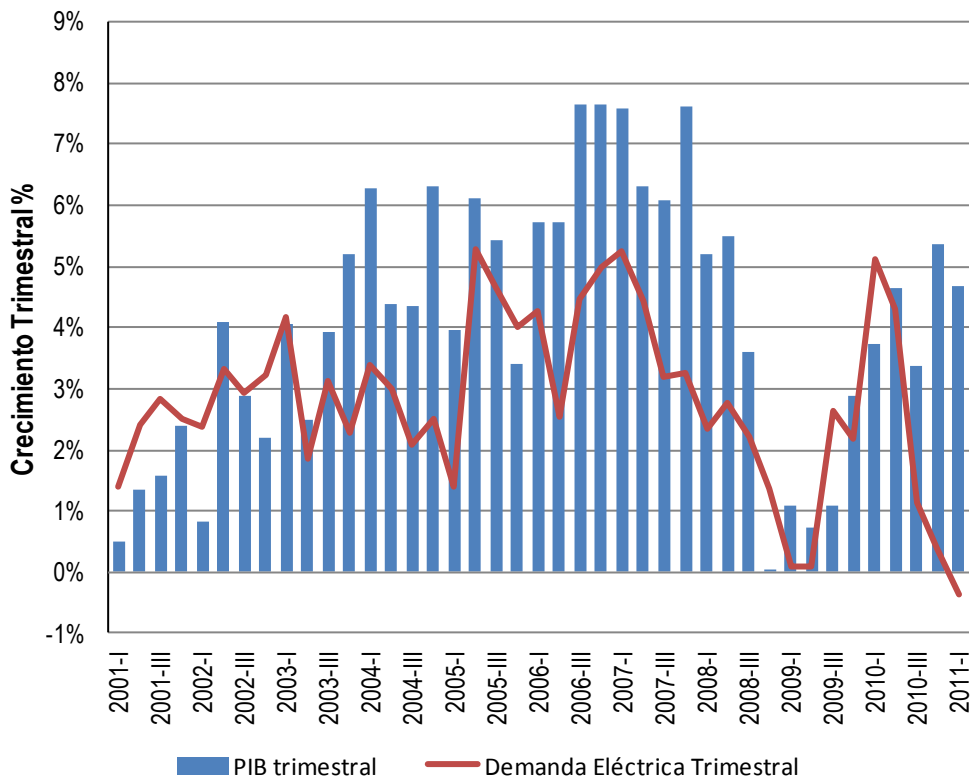
| | |
|---|-----|
| Tabla 5-26 Comportamiento del Sistema sin Termocol, considerando una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 177 |
| Tabla 5-27 Comportamiento del Sistema con Termocol, sin importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 178 |
| Tabla 5-28 Comportamiento del Sistema con Termocol, considerando importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 180 |
| Tabla 5-29 Cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV | 185 |
| Tabla 5-30 Probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo | 185 |
| Tabla 5-31 Relación Beneficio / Costo de la conexión de Termocol 202 MW | 186 |
| Tabla 5-32 Indisponibilidad Esperada según configuración | 198 |
| Tabla 5-33 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones..... | 198 |
| Tabla 5-34 Indisponibilidad Esperada | 202 |
| Tabla 5-35 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones..... | 203 |
| Tabla 7-1 Acciones prioritarias por línea estratégica..... | 228 |
| Tabla 7-2 Costo Emisiones CO2 equivalente..... | 230 |
| Tabla 7-3 Parámetros de cálculo..... | 232 |
| Tabla 7-4 Parámetros de cálculo del margen Combinado CM | 235 |

1 ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL

La situación económica mundial en los últimos años ha presentado comportamientos inesperados y con repercusiones en las economías nacionales, la crisis económica iniciada en 2008 tuvo su mayor impacto durante 2009 y se empezó a superar en 2010. Sin embargo, esta recuperación ha sido lenta y la situación económica mundial no ha alcanzado su equilibrio. La economía colombiana que venía con tasa de crecimiento anual mayor al 5.0% desde 2005 hasta 2007, presentó tasas de crecimiento de 3.5% en 2008, 1.5% en 2009, y 4.3% en 2010, que, aunque no presentaron valores negativos como en muchos países desarrollados, si afectaron el ritmo de desarrollo.

En este capítulo se describe en términos generales la influencia que ha tenido la coyuntura económica en la demanda de electricidad, así como la ocurrencia de otras externalidades que afectaron el sistema eléctrico nacional.

1.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO



Fuente DANE, XM.

Gráfica 1-1 Variación trimestral PIB y demanda eléctrica

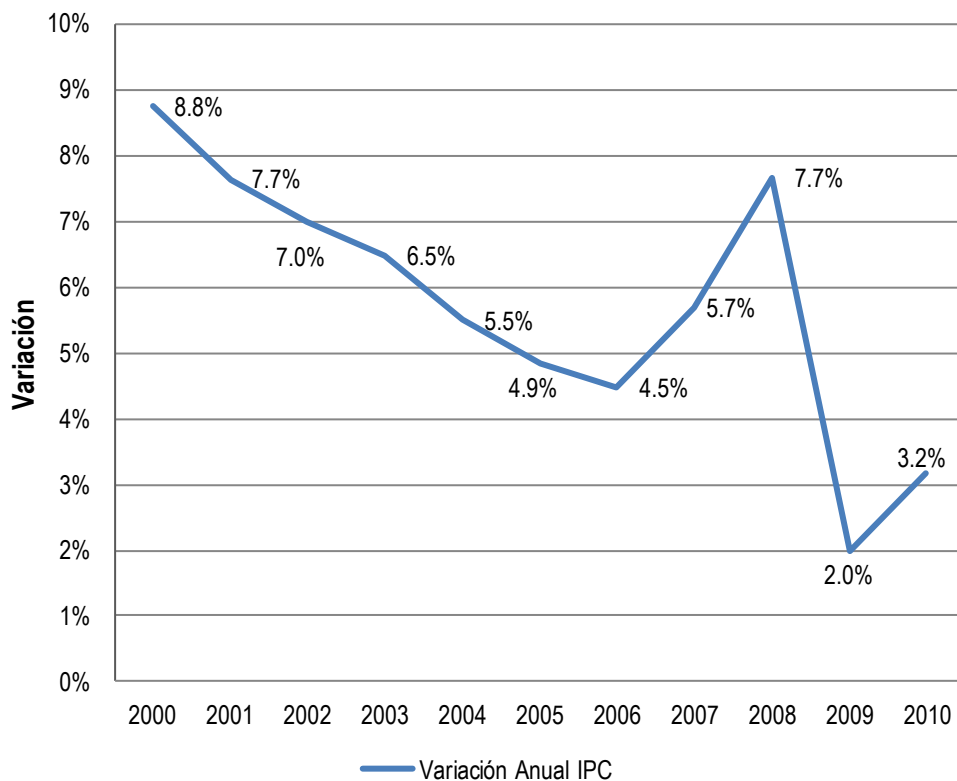
El análisis de la relación entre el crecimiento del Producto Interno Bruto y la demanda de electricidad se hace, casi siempre, con tasas de crecimiento anuales, sin embargo, en situaciones de crisis económica o con influencia de factores atípicos, el efecto que tiene una variable sobre la otra se describe mejor si el análisis se hace durante periodos más cortos. Partiendo de la información trimestral de PIB, y agregando la demanda eléctrica mensual para tenerla en la misma escala, se obtiene la Gráfica 1-1, donde se nota que, en esta escala, no se mantiene la elasticidad Demanda – PIB.

Para el periodo de 2009-I a 2010-IV se observa que no hay una relación constante entre PIB y demanda. En los primeros trimestres de 2009 la elasticidad DEE-PIB fue 0.08 y 0.14, mientras que para el segundo semestre del mismo año, la demanda crece a una tasa mucho mayor que el PIB debido a que en este periodo inició el Fenómeno de El Niño y los altos consumos de electricidad se asociaron al aumento de temperatura, en este periodo la elasticidad trimestral fue 2.39 y 0.75 para 2009-III y 2009-IV respectivamente.

En 2010 la elasticidad trimestral se mantiene irregular, aunque la crisis económica empieza a ser superada, el aumento de demanda en el primer trimestre es nuevamente asociado a la fase más crítica de El Niño, presentando elasticidades DEE-PIB de 1.37 y 0.93 para 2010-I y 2010-II. Finalmente en el segundo semestre de 2010 se observa una caída en el crecimiento de la demanda mientras que el PIB crece por encima del 3.5%, la causa de este comportamiento se asocia a fenómenos climáticos, la ocurrencia de La Niña disminuye la temperatura promedio y genera salida de carga por inundaciones en grandes regiones. Para estos dos últimos trimestres las elasticidades fueron 0.34 y 0.07.

1.2 PRECIOS

La implementación de políticas monetarias por parte del gobierno nacional, ha propiciado que la inflación se mantenga con tendencia decreciente en la última década, exceptuando los años 2007 y 2008 en los que se presentó un crecimiento asociado a burbujas económicas que afectaron la economía mundial; como se muestra en la Gráfica 1-2, en 2009 la inflación de 2.0% se asocia con la crisis económica. En el último año, el valor de inflación retomó la tendencia que venía presentando antes de la fluctuación económica y se ubicó en 3.2%, muy cercano al valor fijado por el Banco de la República como meta para 2010.



Fuente: DANE

Gráfica 1-2 Variación Anual del Índice de Precios al Consumidor

1.3 TASA DE CAMBIO

La crisis económica afectó los mercados de divisas a nivel mundial y Colombia no fue ajena a esta situación, ya que, como se describe en la Gráfica 1-3, la Tasa Representativa del Mercado, TRM, presentó gran variabilidad en el periodo 2009-2010 pasando de \$2,500 por dólar al inicio de 2009 a \$1,925 por dólar finalizando 2010. La TRM promedio mensual del dólar a diciembre de 2010 tuvo una disminución de 4.5% respecto al mismo mes de 2009.

La tendencia decreciente en la TRM que se ha mantenido hasta los últimos meses, no se puede atribuir a una única causa ya que esta se ve fuertemente influenciada por factores externos de la economía global, en muchos casos debido a especulación de los mercados.

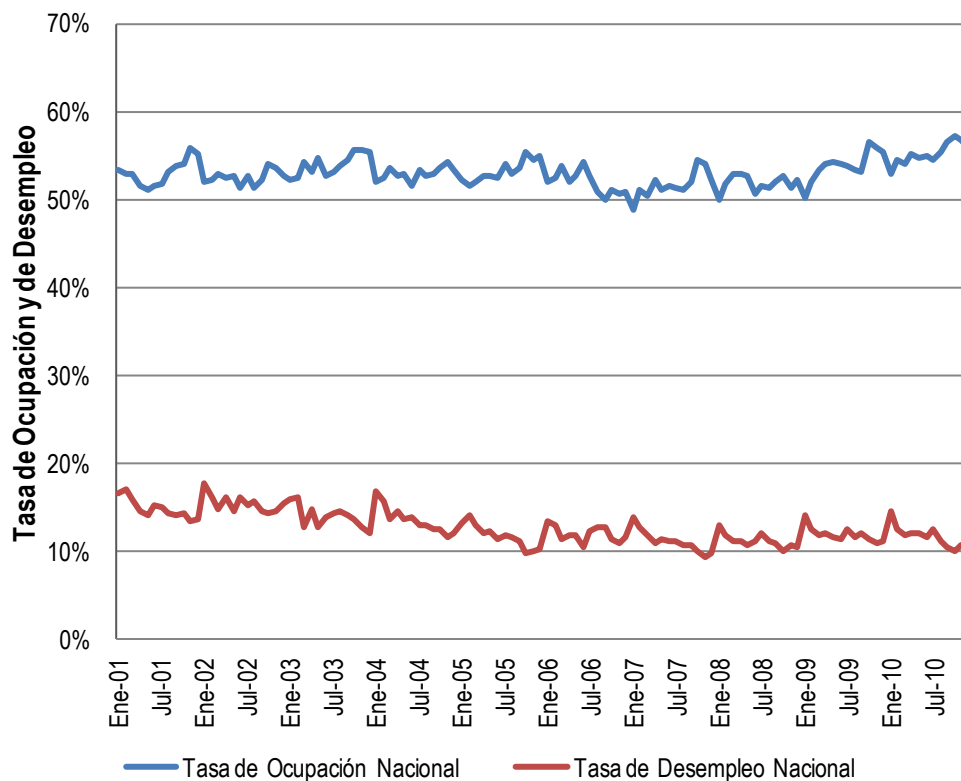


Fuente: Banco de la República

Gráfica 1-3 Tasa Representativa del Mercado promedio mensual

1.4 EMPLEO

A pesar de la coyuntura económica mundial y la desaceleración de importantes sectores económicos del país, en la **Gráfica 1-4**, se muestra que la tasa de desempleo no se vio afectada en el último año, por el contrario disminuyó levemente de 12.0% a 11.8% promedio anual, y la tasa de ocupación promedio anual pasó de 53.9% en 2009 a 55.3% en 2010. Cabe recordar que la metodología para el cálculo de estas tasas fue modificada en el tercer trimestre de 2006, por lo que a partir de ese periodo la tendencia tanto de la tasa de ocupación como de la de desempleo se modificó.

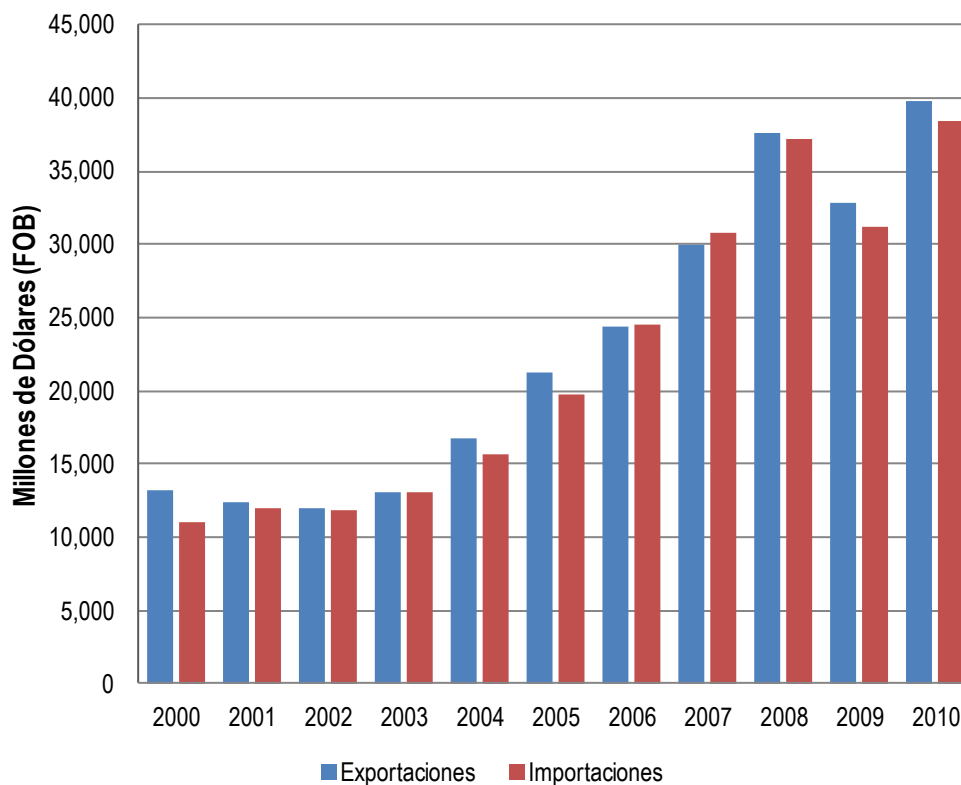


Fuente: DANE

Gráfica 1-4 Tasas de Ocupación y de Desempleo

1.5 SECTOR EXTERNO

La balanza comercial colombiana, mostrada en la **Gráfica 1-5**, presentó un valor positivo de US\$1,469 millones en 2010 con un crecimiento negativo de -11.8% respecto a 2009, donde se obtuvo un valor de US\$1,665 millones. Este comportamiento refleja la disminución de la diferencia entre exportaciones e importaciones, pues aunque las exportaciones crecieron 21.2% pasando de US\$32,853 millones en 2009 a US\$39,820 millones en 2010; las importaciones crecieron 23.0% pasando de USD 31.188 millones en 2009 a US\$38,351 millones en 2010.

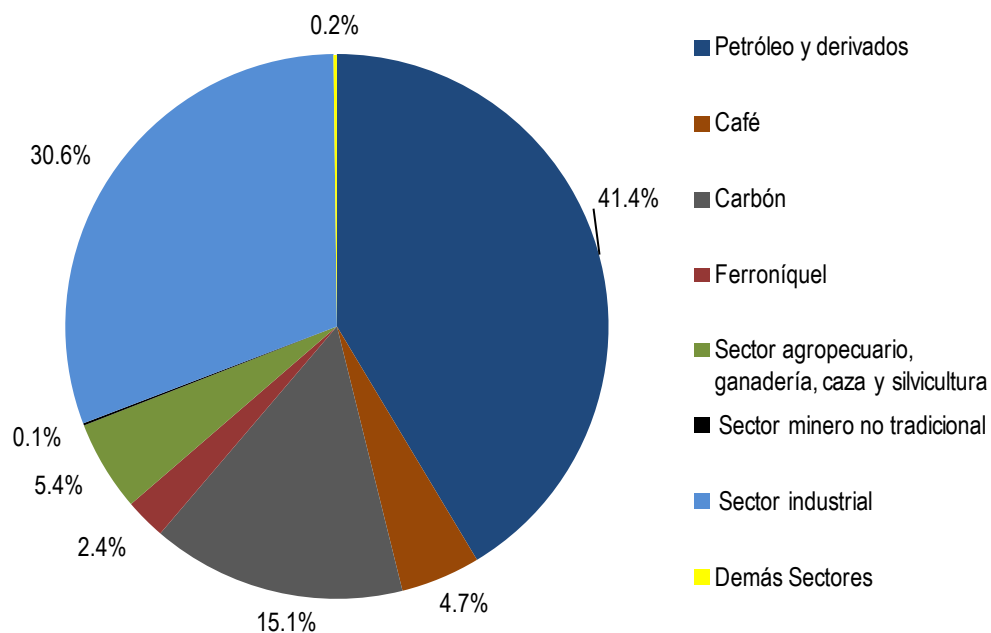


Fuente: DANE

Gráfica 1-5 Balanza Comercial Nacional

Los principales sectores de exportación siguen siendo los de petróleo y derivados, carbón y café, con valores de US\$16,485, US\$6,015 y US\$1,884 millones respectivamente. Seguidos por las exportaciones del sector industrial con un valor agregado de US\$12,189 millones. Ver Gráfica 1-6.

Si bien, las exportaciones totales de nuestro país en 2010 crecieron respecto al año anterior, la distribución porcentual de participación por sector económico no se conservó en la misma proporción. Mientras que el sector de petróleo y derivados aumentó su participación 10.0%, el sector industrial disminuyó su participación 7.5%, destacándose la disminución de 2.5% en el subsector de Productos alimenticios y bebidas. Los demás sectores presentaron variaciones muy pequeñas, tanto positivas como negativas, en general menores a 0.8%.

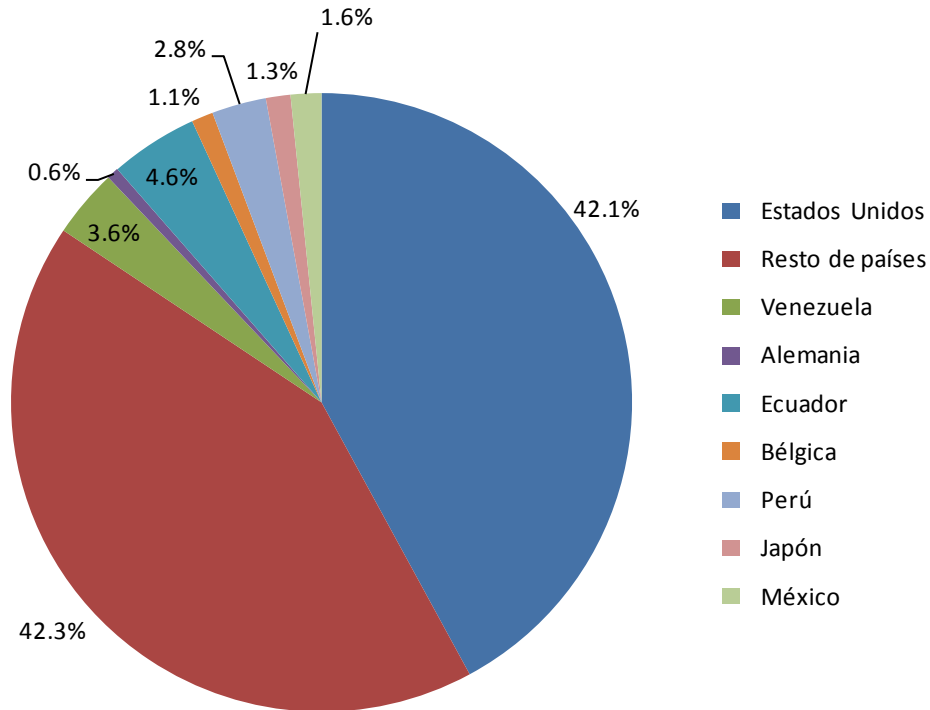


Fuente: DANE

Gráfica 1-6 Exportaciones por sector económico

En cuanto a los países de destino para las exportaciones colombianas, el principal receptor sigue siendo Estados Unidos con US\$16,748 millones con un aumento en la participación de 9.7% en el total de exportaciones; el segundo destino de la exportación continúa siendo Venezuela pero con un decrecimiento de 6.6% respecto al año anterior. Así mismo, se puede deducir una diversificación de los países destino al presentar un aumento de 5.1% en la participación del grupo denominado Resto de países, lo que representa US\$4,609 millones y compensaría la disminución de exportaciones hacia Venezuela.

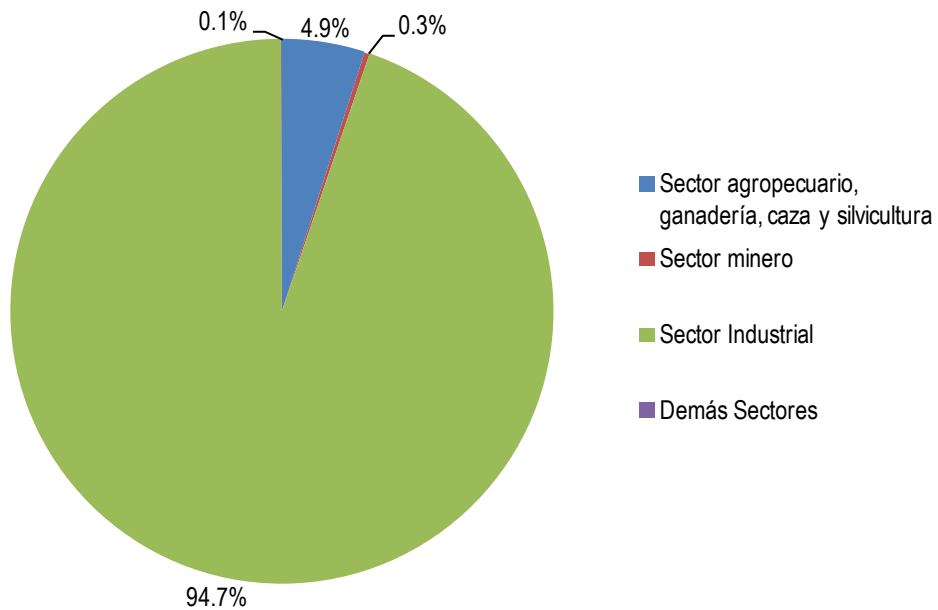
La participación total de los países destino de las exportaciones colombianas se muestra en la Gráfica 1-7



Fuente: DANE

Gráfica 1-7 Principales países de destino de exportaciones

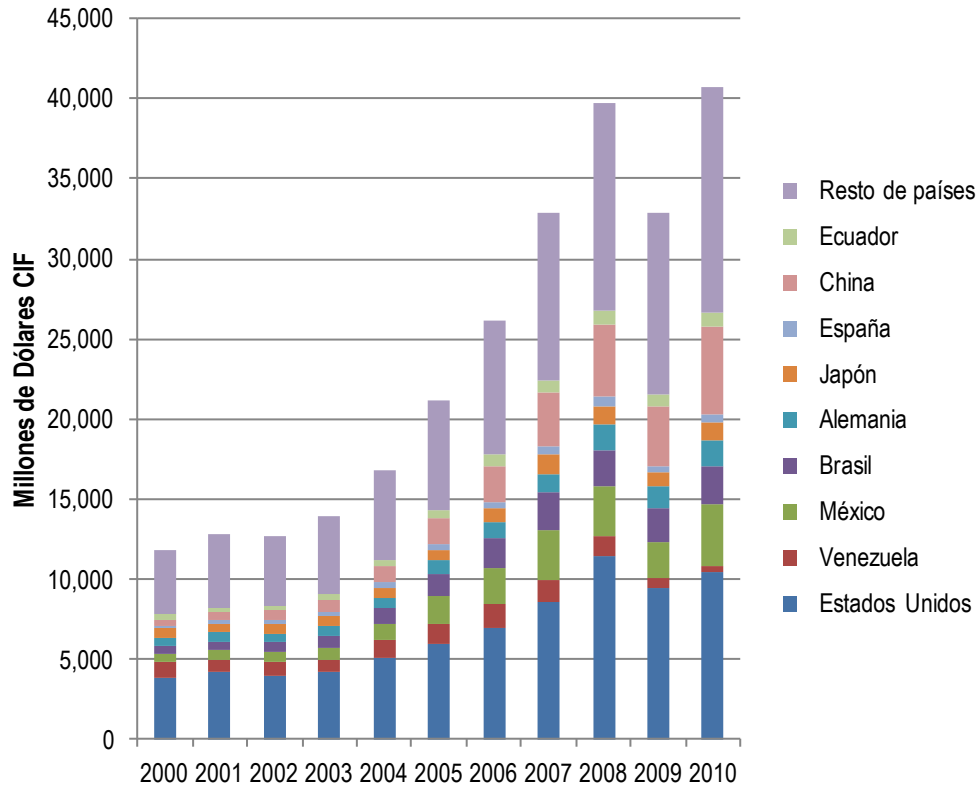
El otro lado de la balanza comercial es el de las importaciones, que como se mencionó anteriormente, en 2010 tuvo un incremento de 23,0% respecto a 2009. Analizando por sectores económicos, Gráfica 1-8, se obtiene que la participación no presentó variaciones notables; se destaca que el sector agropecuario disminuyó su participación 0.4% la cual fue compensada con el aumento del sector industrial en la misma proporción.



Fuente: DANE

Gráfica 1-8 Participación de las importaciones por sector económico

La diversificación del comercio exterior colombiano también se nota en los países de origen de las importaciones. En 2010 se destaca el gran auge de bienes traídos desde China y México con incremento de 47.4% y 67.8% respectivamente, convirtiéndose, después de Estados Unidos, en los principales orígenes de las importaciones colombianas. Así mismo se destaca el aumento de 40.1% en el valor de los bienes importados de Japón y de 24,0% en el total de importaciones de origen Alemán. El comportamiento de los demás países se describe en la Gráfica 1-9, donde se aprecian las variaciones históricas del valor de las importaciones totales y por cada uno de los orígenes.



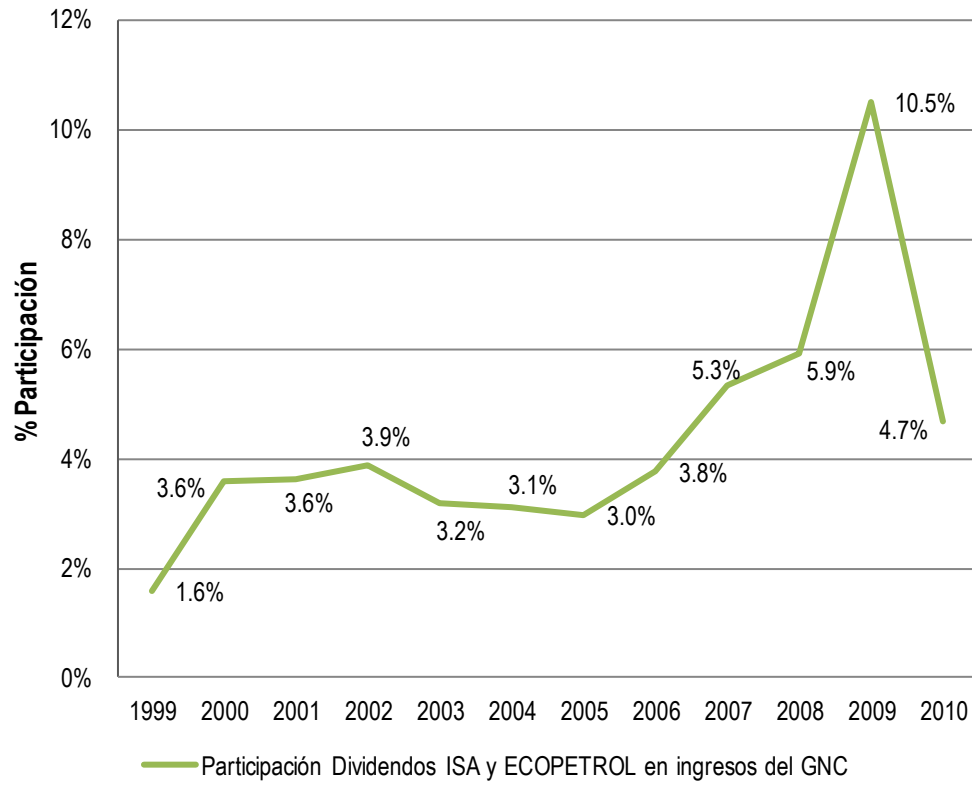
Fuente: DANE

Gráfica 1-9 Importaciones según país de Origen

1.6 SECTOR PÚBLICO

Por otra parte, teniendo en cuenta la relevancia que ha tomado la actividad petrolera durante el último año, que conllevó al establecimiento de políticas para incrementar la producción hasta lograr un millón de barriles por día, y siendo el Estado el socio mayoritario de Ecopetrol, la Gráfica 1-10 muestra la participación que han tenido los dividendos de Ecopetrol respecto al total de ingresos del Gobierno Nacional Central, GNC. Los valores graficados incluyen también los dividendos generados por ISA, que es propiedad mayoritaria del Estado.

El pico de la gráfica en 2009 se debe a que en ese año Ecopetrol pagó dividendos a sus socios por valor de \$8,903,953 millones de pesos, y el Estado siendo dueño del 90% de las acciones recibió las mayores utilidades, mientras que en 2010 el pago de dividendos fue de \$3,689,940 millones de pesos



Fuente: MHCP

Gráfica 1-10 Dividendos de ISA y ECOPEL respecto a los ingresos del GNC

2 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA

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 distribuidoras, la demanda de las cargas industriales especiales y las pérdidas de transmisión y distribución.

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

Utilizando modelos econométricos se analiza el comportamiento anual de las series de ventas totales de energía, 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 los modelos econométricos se proyectan magnitudes de ventas de energía a escala anual. A estos es necesario agregar posteriormente las pérdidas de energía a nivel de distribución, subtransmisión y transmisión. Además, se consideran las demandas de energía de cargas industriales especiales, (Occidental de Colombia OXY, Cerrejón, Cerromatoso, y para esta revisión se adiciona Cira-Infantas, Rubiales, Ecopetrol y Drummond), obteniendo 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, considerando efectos calendario, que permite la obtención de una proyección mensual de la demanda de electricidad, la cual se agrega para llevarla a escala anual. Adicionalmente, se incluye como variable incidente la temperatura promedio mensual, debido a que su variación asociada a fenómenos climáticos como El Niño y La Niña provoca que los consumos de energía se afecten notablemente, y la información actual sobre desconexión de carga parcial de Cerromatoso en los próximos meses.

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

Posteriormente, se procede a realizar la desagregación a escala mensual de cada año de proyección. Para ello, 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 1999-2010. Finalmente, a este pronóstico mensual se adicionan elementos exógenos como efectos calendario particulares causados por años bisiestos, días festivos, etc., obteniendo 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 mensual 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.

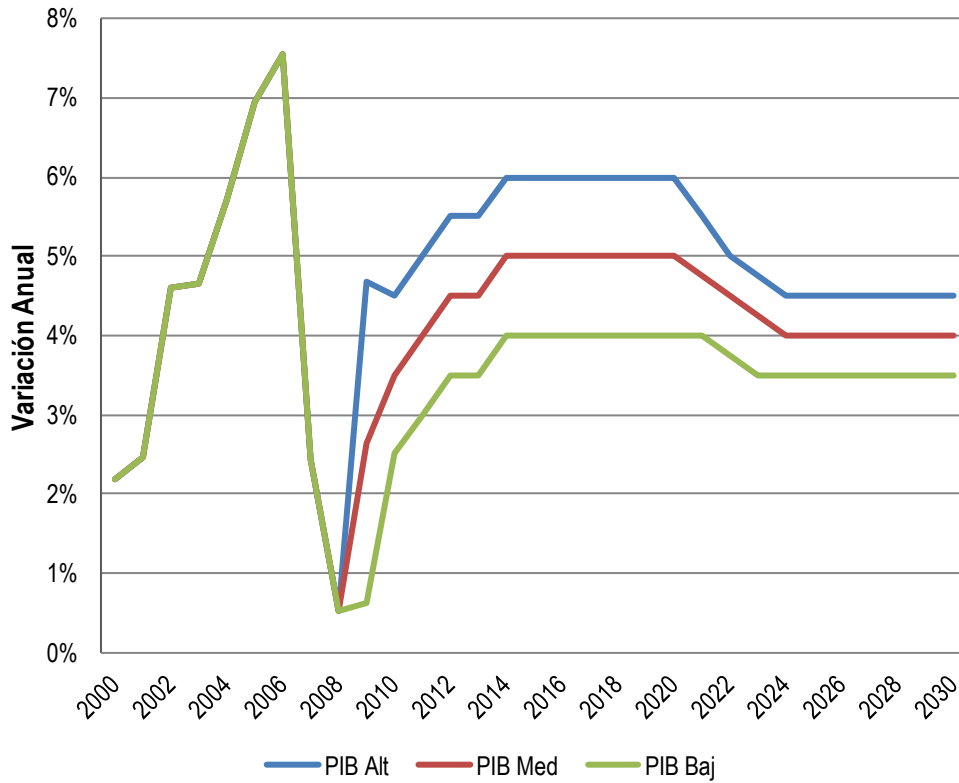
Una vez obtenidas las proyecciones de potencia mensual, para cada año, se selecciona el valor máximo que será el valor de potencia máxima anual nacional.

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, Gráfica 2-1, información remitida en marzo de 2011; y el Departamento Nacional de Planeación, DNP. Las proyecciones poblacionales tienen su origen en información del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas –DANE.

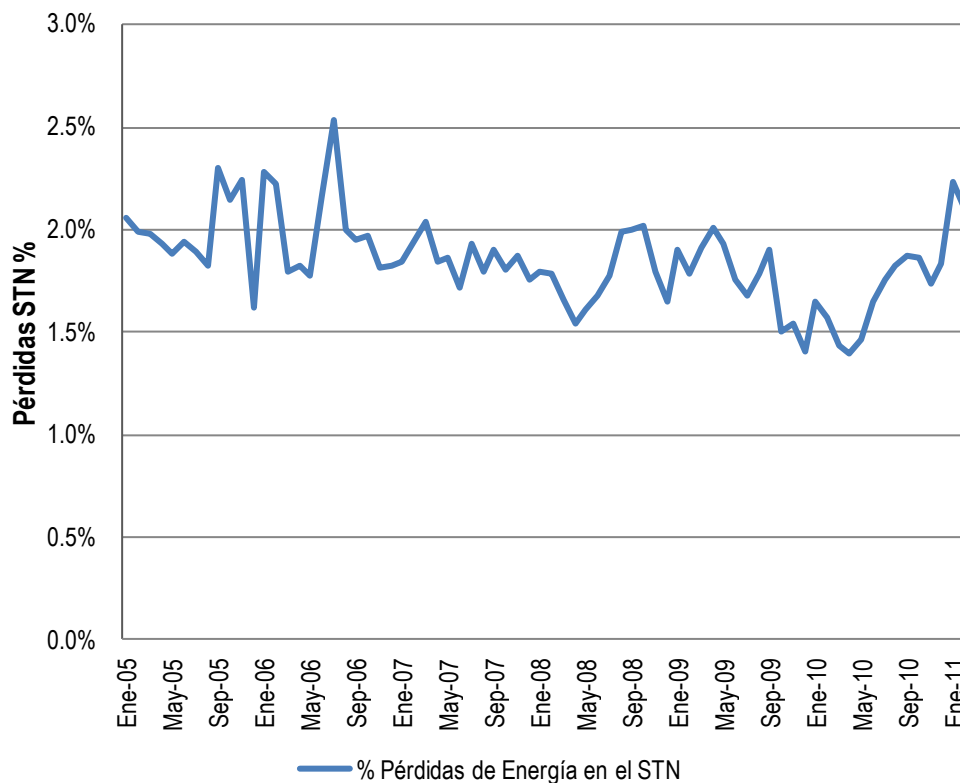


Fuente: DNP

Gráfica 2-1 Escenarios proyectados de PIB.

2.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del STN

Las pérdidas de energía eléctrica, mostradas en la Gráfica 2-2, asociadas al Sistema de Transmisión Nacional mantienen su comportamiento histórico cuantificado en 1.9% del total de las ventas de energía eléctrica. Este valor se estima constante a lo largo del horizonte de proyección.



Fuente: XM.

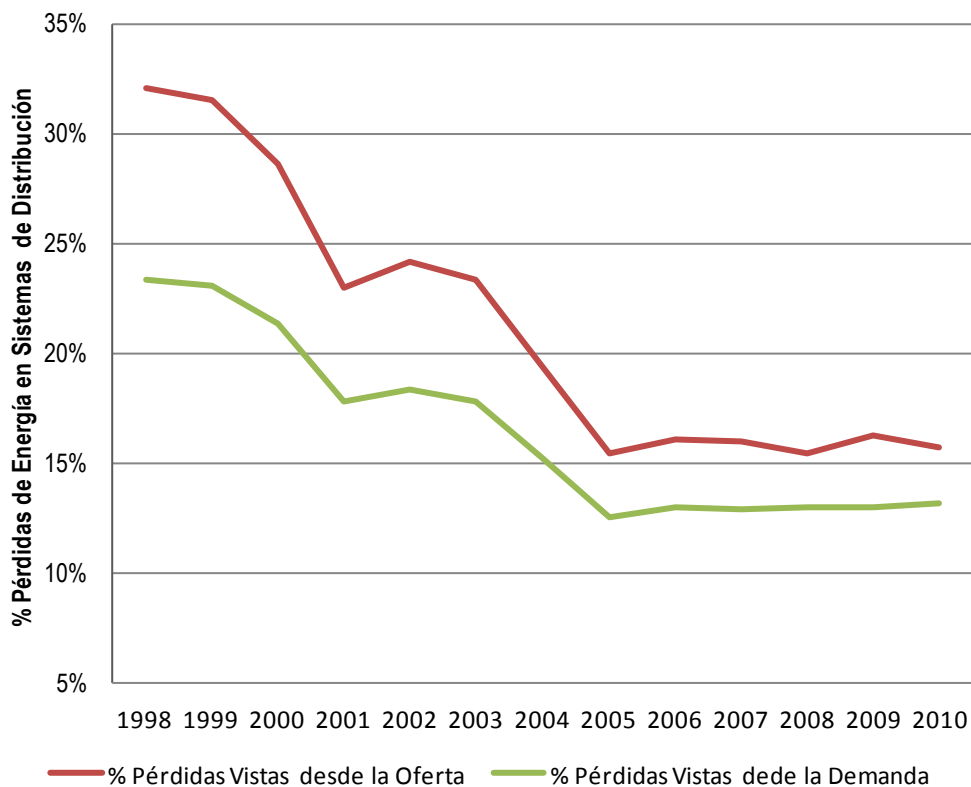
Gráfica 2-2 Pérdidas de Energía en el Sistema de Transmisión Nacional.

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 el Sistema Único de Información, SUI. La **Gráfica 2-3** describe el comportamiento de las pérdidas del sistema de distribución, vistas desde las ventas y desde la demanda. La evolución histórica de las pérdidas en los sistemas de distribución muestra una notable disminución en la última década llegando a casi la mitad de su valor en porcentaje. De esta revisión se aprecia que las pérdidas se estiman de manera preliminar en el 2010 en 13.1% vistas desde la demanda, y en 16.2% vistas desde las ventas.

Se espera contar con más información de las pérdidas en el sistema de distribución con la implementación del plan de reducción de pérdidas no técnicas propuesto por la CREG.



Fuente: SUI. Cálculos: UPME

Gráfica 2-3 Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución

2.2.4 Cargas Especiales

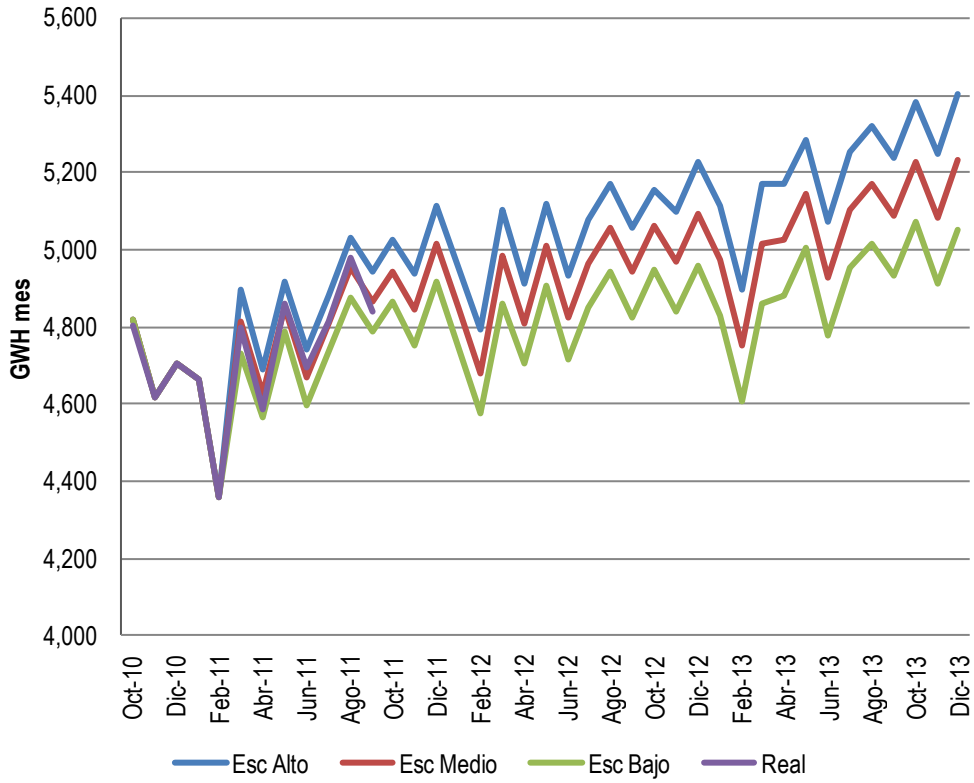
Las demandas para las cargas especiales de acuerdo con la perspectiva de los agentes y la posibilidad de satisfacer la demanda con la infraestructura disponible se muestra en la Tabla 2-1, para todo el horizonte de pronóstico. Además de las cargas industriales especiales actuales (Occidental de Colombia OXY, Cerrejón, Cerromatoso), para esta revisión se adiciona Cira-Infantas, Rubiales, Ecopetrol y Drummond, obteniendo así el total de demanda nacional anual según el año estimado de entrada en operación de cada carga y la energía equivalente asociada.

| | GWh año | | |
|------|---------|-------|-------|
| | Alto | Medio | Bajo |
| 2009 | 2.552 | 2.552 | 2.552 |
| 2010 | 2.716 | 2.716 | 2.716 |
| 2011 | 2.644 | 2.544 | 2.429 |
| 2012 | 6.286 | 5.982 | 5.644 |
| 2013 | 6.567 | 6.194 | 5.787 |
| 2014 | 6.797 | 6.359 | 5.884 |
| 2015 | 8.144 | 7.611 | 7.023 |
| 2016 | 8.074 | 7.485 | 6.839 |
| 2017 | 7.836 | 7.196 | 6.497 |
| 2018 | 7.580 | 6.889 | 6.139 |
| 2019 | 7.460 | 6.710 | 5.901 |
| 2020 | 7.422 | 6.608 | 5.734 |
| | ... | ... | ... |
| 2025 | 6.688 | 5.588 | 4.424 |
| | ... | ... | ... |
| 2030 | 6.006 | 4.616 | 3.160 |
| | | | |

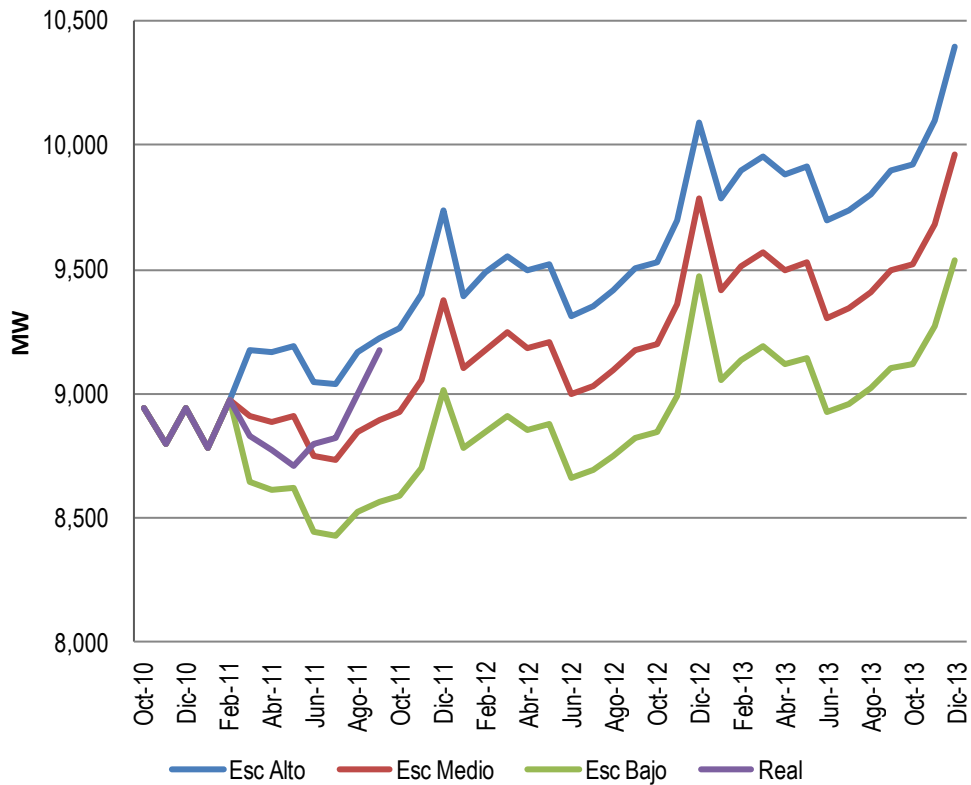
Tabla 2-1 Proyección de Cargas Especiales

2.3 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA

A continuación, la Gráfica 2-4 y la Gráfica 2-5, presenta las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional para el corto plazo, el cual comprende los años 2011-2014. En el Anexo 8, del presente documento, pueden consultarse las magnitudes de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima proyectada con resolución mensual.



Gráfica 2-4 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2011-2013.

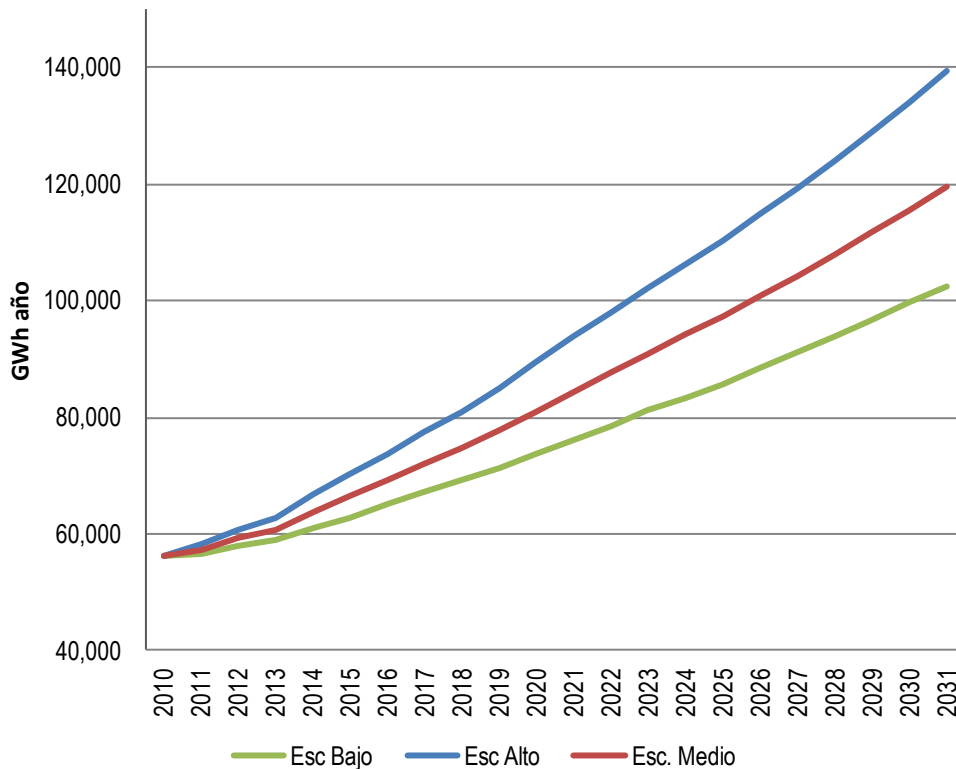


Gráfica 2-5 Banda de proyección nacional de potencia máxima 2011-2013.

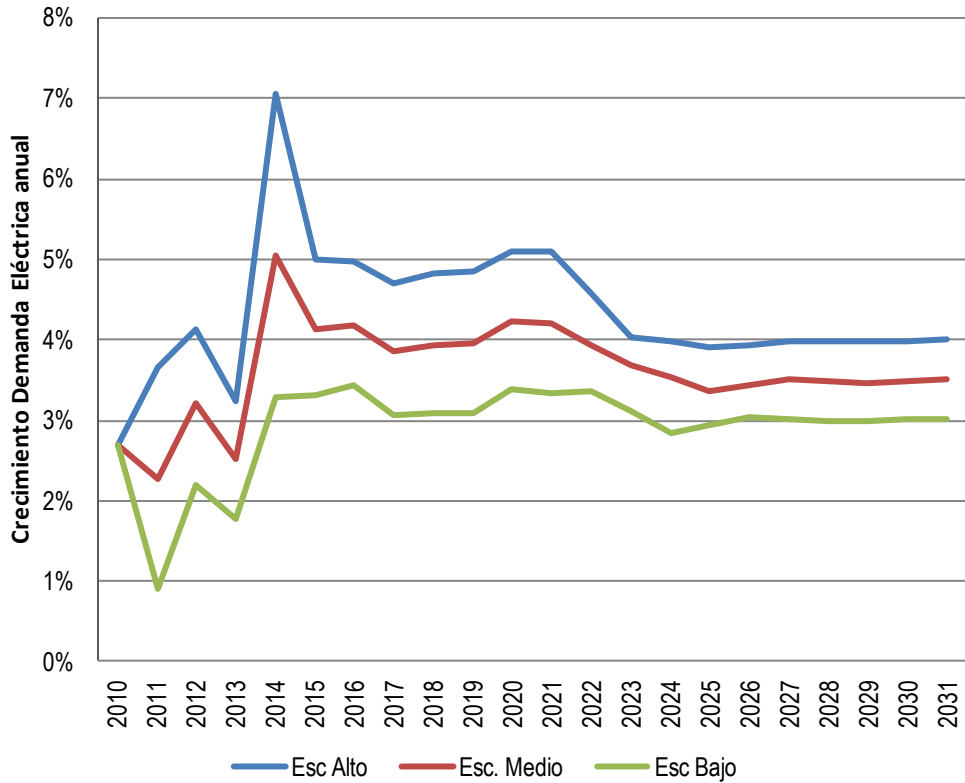
2.4 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA EN EL LARGO PLAZO

La Gráfica 2-6 y la Gráfica 2-7, presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional para el largo plazo, con un horizonte hasta el año 2031. En el [Anexo 8](#) pueden consultarse los valores anuales de energía y potencia máxima proyectadas.

Tanto en los escenarios de energía como en los de potencia, se observa que en los años 2012 y 2013 hay un cambio de comportamiento en las tendencias, esto se debe principalmente a que dentro los supuestos considerados hay un incremento en el consumo de energía a partir del 2013 por parte de Rubiales, la posible entrada de las cargas de Ecopetrol y Drummond en 2012 y la declinación en la producción de OXY y La Cira-Infantas; en cuanto a potencia máxima, en 2012 se prevé una variación en los escenarios ya que según la curva de producción encontrada para La Cira-Infantas, en ese año, estaría iniciando su proceso de declinación desde su máximo histórico.

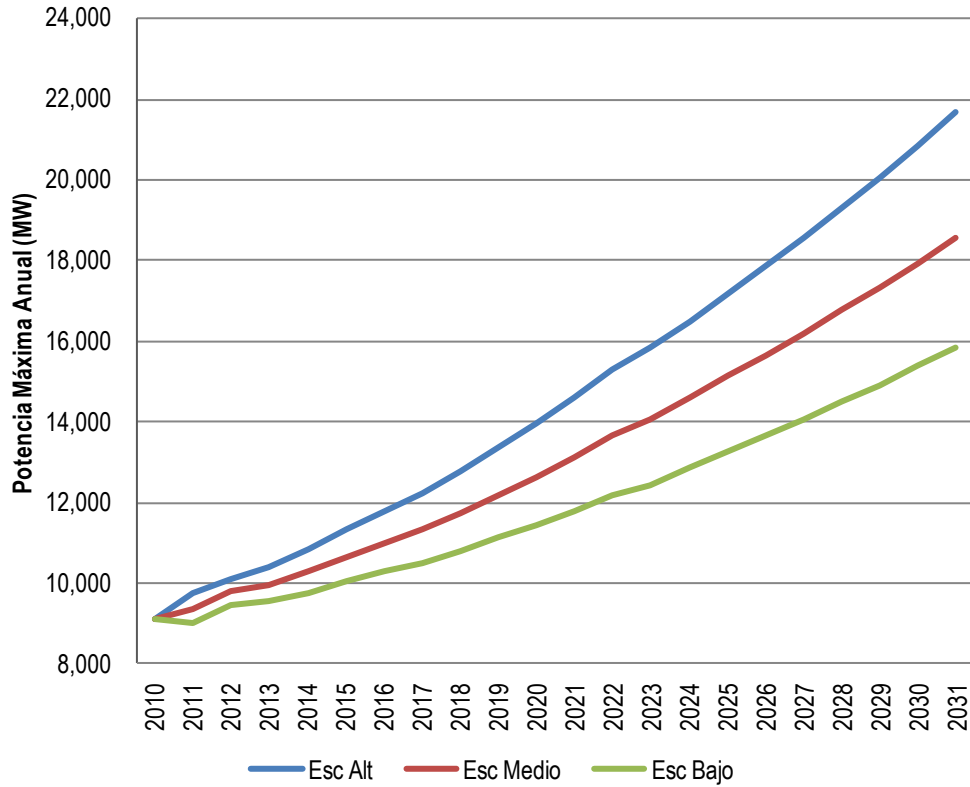


Gráfica 2-6 Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2010-2031.



Gráfica 2-7 Crecimiento anual proyectado de la Demanda eléctrica.

Teniendo en cuenta las proyecciones del IDEAM para los próximos meses, en los que pronostica la finalización del fenómeno de La Niña y la presencia de condiciones neutrales para el resto del año, y asumiendo que ya ha finalizado el mantenimiento en Cerrmatoso, se realizaron ajustes a los supuestos para corto plazo, obteniendo un escenario medio en donde se espera para los años 2011 y 2012 crecimientos de la demanda de energía eléctrica de 2.1% y 3.4%, respectivamente. Entre los años 2010 y 2020 se espera una tasa media de crecimiento de 3.6%, y de 3.5% en el periodo 2021 a 2030. La Gráfica 2-8 describe los crecimientos estimados en cada uno de los escenarios para los próximos veinte años.



Gráfica 2-8 Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2010-2031.

2.5 ESCENARIO URE DE DEMANDA

El Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 para desarrollar el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de Energía no Convencional), el cual incluye metas indicativas de ahorro de electricidad y otros energéticos, según se indica en la Tabla 2-2.

| Sector | Electricidad (GWh/año) | | Otros energéticos (Tcal/año) | |
|--------------------------------|------------------------|--------|------------------------------|--------|
| | Potencial % | Meta % | Potencial % | Meta % |
| A nivel nacional | 20.3 | 14.75 | N/D | 2.1 |
| Residencial | 10.6 | 8.66 | N/D | 0.55 |
| Industrial | 5.3 | 3.43 | N/D | 0.25 |
| Comercial, público y servicios | 4.4 | 2.66 | N/D | N/D |
| Transporte | N/A | N/A | 0.44** | 0.33 |
| | | | 1.06*** | 0.96 |

** Potencial estimado con base en reconversión tecnológica

*** Potencial estimado con base en buenas prácticas de conducción

Tabla 2-2 Potenciales y metas de ahorro a 2015, contenidos en el Plan de Acción Indicativo del PROURE

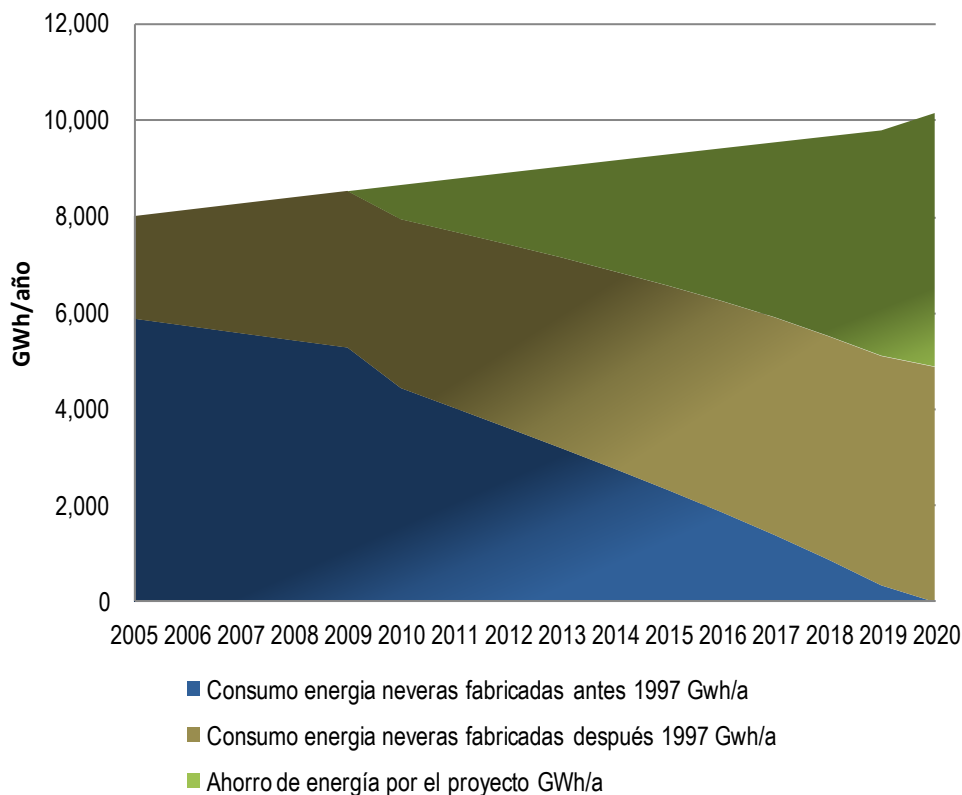
El 14.75% de ahorro estimado en electricidad representa el 2.26% del consumo final total de energía proyectado al año 2015, mientras que el 2.10% de ahorro estimado de otros energéticos representa el 1.80% del consumo final total de energía proyectado al mismo año.

Para el sector residencial, que representa el 8.66% del ahorro de electricidad, las medidas contempladas para alcanzar las metas propuestas están asociadas principalmente a la ejecución de programas de refrigeración e iluminación eficientes.

En relación con el programa de refrigeración eficiente, se ha considerado un primer escenario de sustitución de 4 millones de equipos de refrigeración (fabricados antes de 1997¹) de entre 9 y 12 pies cúbicos en los estratos 1, 2 y 3, por equipos energéticamente eficientes y ambientalmente sostenibles (libres de sustancias agotadoras de ozono - SAO), lo que generaría ahorros de energía proyectados de 2,441 GWh/año y reducciones de 1.05 Mton/año de CO₂(e).

La Gráfica 2-9 muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica asociada a refrigeración y los ahorros obtenidos a partir de la puesta en marcha de la sustitución.

¹ A partir de ese año, debido a directrices internacionales, no se permitió la fabricación de equipos de refrigeración conteniendo Sustancias Agotadoras de Ozono – SAO.



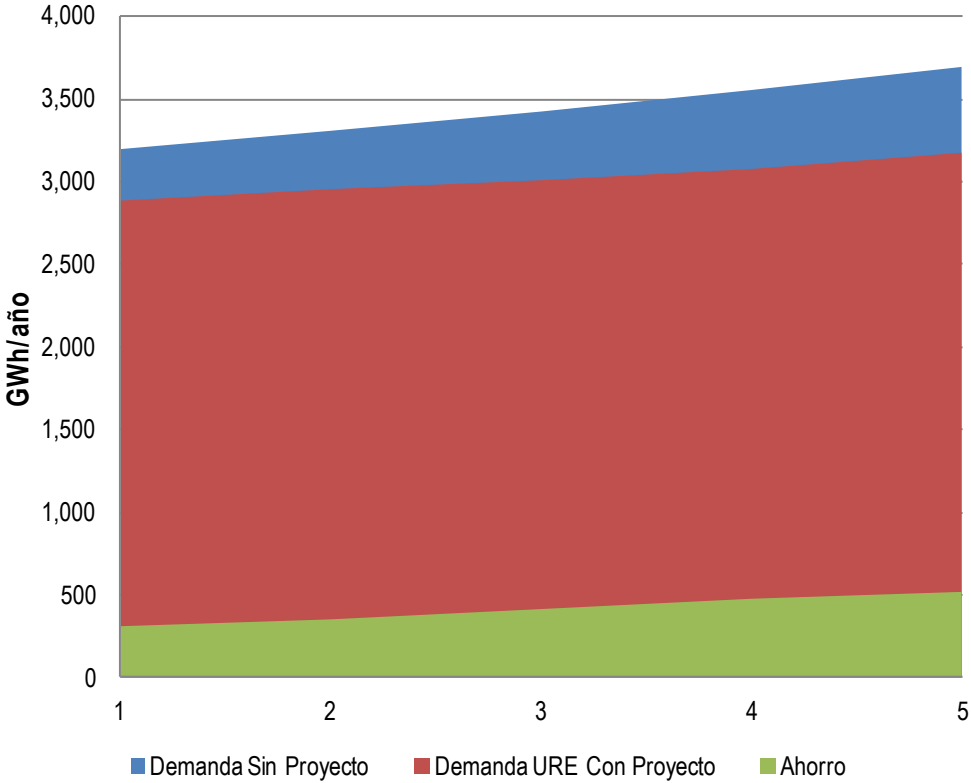
Gráfica 2-9 Escenario de reducción de demanda de energía por refrigeración eficiente en los Estratos 1, 2 y 3.

No obstante lo anterior, vale la pena mencionar que en la actualidad, la UPME en conjunto con la Unidad Técnica de Ozono del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se encuentra analizando nuevos escenarios a la luz de la inminente expedición del Reglamento de Etiquetado por parte del Ministerio de Minas y Energía, el cual hará más exigente los rangos de eficiencia para el desempeño de los equipos. Así mismo, es importante señalar que el programa incluye la chatarrización de los equipos sustituidos y la disposición ambiental de las sustancias contaminantes.

El segundo programa del sector residencial es el de iluminación eficiente, que considera la sustitución de 32 millones de bombillas incandescentes por bombillas de alta eficacia luminosa en los estratos 1, 2 y 3, con ahorros proyectados de 2,298 GWh/año y reducción de 0.99 Mton/año de CO₂(e).

Los ahorros se han calculado a partir de estudios de caracterización que indican la existencia de seis bombillas incandescentes en promedio por hogar en dichos estratos (tres de 100 W y tres de 60 W) y considerando entonces la posibilidad de reemplazar las tres bombillas incandescentes de 100 W por sus equivalentes fluorescentes compactas de 26 W y una bombilla incandescente de 60 W por su equivalente fluorescente compacta de 16 W, en un número estimado de 8 millones de hogares en todo el país.

Esta sustitución representaría una disminución del consumo de energía eléctrica por hogar de alrededor del 11% y tendría un efecto de reducción de la demanda nacional de electricidad cuantificada en un 4.18% con respecto a la demanda actual. Este escenario de reducción de la demanda se describe en la Gráfica 2-10.



Gráfica 2-10 Escenario de reducción de demanda de energía por iluminación eficiente en los Estratos 1, 2 y 3.

Al igual que el programa de refrigeración doméstica, éste incluye la puesta en marcha de medidas ambientales para la disposición final de residuos contaminantes, como el mercurio contenido en las bombillas fluorescentes compactas.

3 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

3.1 DEMANDA DE ENERGÍA

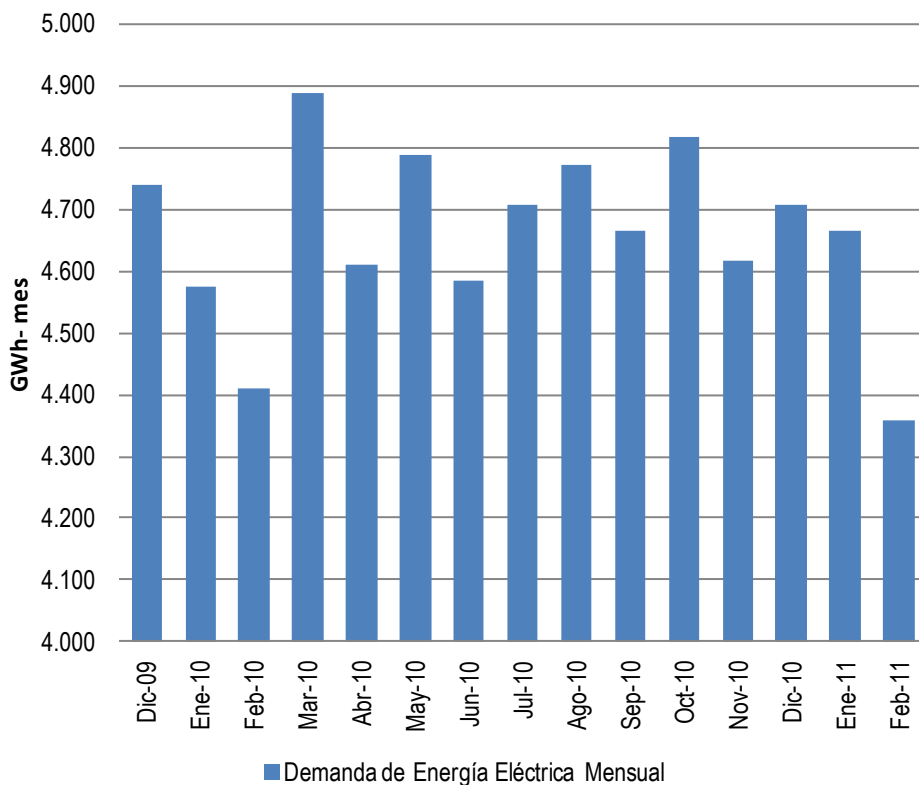
3.1.1 Evolución Histórica de la Demanda de Energía

El periodo comprendido entre noviembre de 2009 y marzo de 2011 presentó un comportamiento poco común, ya que en el cuarto trimestre de 2009 se desarrolló el fenómeno de El Niño, donde las altas temperaturas motivaron un incremento en la demanda mayor al esperado; y la recesión económica mundial generó estancamiento de las actividades industriales de mayor intensidad energética. Luego de unos meses neutrales, en agosto de 2010 inició el fenómeno de La Niña, presentando su máximo impacto a finales de 2010, cuando el crecimiento real de la demanda de energía fue menor al estimado en las revisiones anteriores.

La demanda anual de energía en 2010 fue de 56,236 GWh, con crecimiento de 2.7% respecto a 2009; afectada principalmente por la desaceleración económica y la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos durante el transcurso del año.

En el primer trimestre se desarrolló la fase más crítica del fenómeno El Niño, con altas temperaturas que influyeron en el mayor uso de equipos eléctricos para acondicionamiento de ambiente. En la Gráfica 3-1, se muestra la demanda eléctrica mensual durante todo el 2010, notándose que en marzo se presentó un comportamiento atípico de la demanda de energía al ser la máxima del año, con un crecimiento de 7,2%.

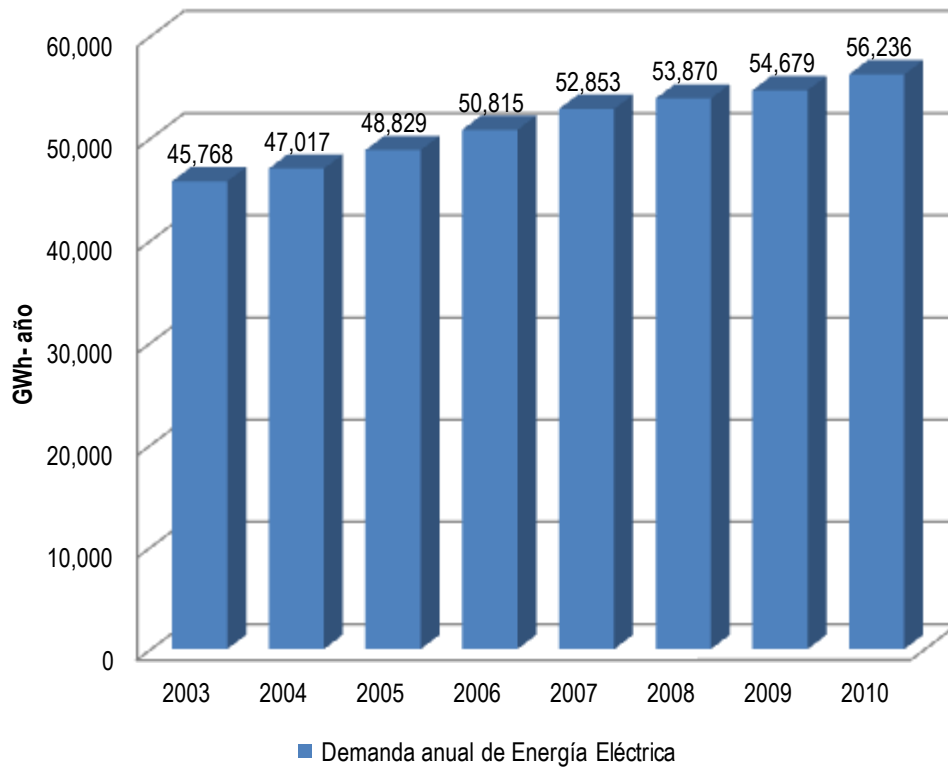
La fuerte ola invernal en los últimos 3 meses del año, provocó inundaciones y desconexiones de cargas, por lo que la demanda eléctrica en esos meses presentó crecimiento cercano a 0.4% en promedio, incluso en diciembre el crecimiento fue negativo, -0.72%, respecto a diciembre de 2009.



Fuente: XM

Gráfica 3-1 Demanda de Energía Eléctrica mensual, 2010.

En términos de crecimiento anual, en los últimos 7 años la demanda ha presentado un crecimiento promedio de 3.0%, con fluctuaciones asociadas a la crisis económica mundial de 2008 y 2009. La Gráfica 3-2 muestra las magnitudes anuales de la demanda eléctrica total de 2003 a 2010.

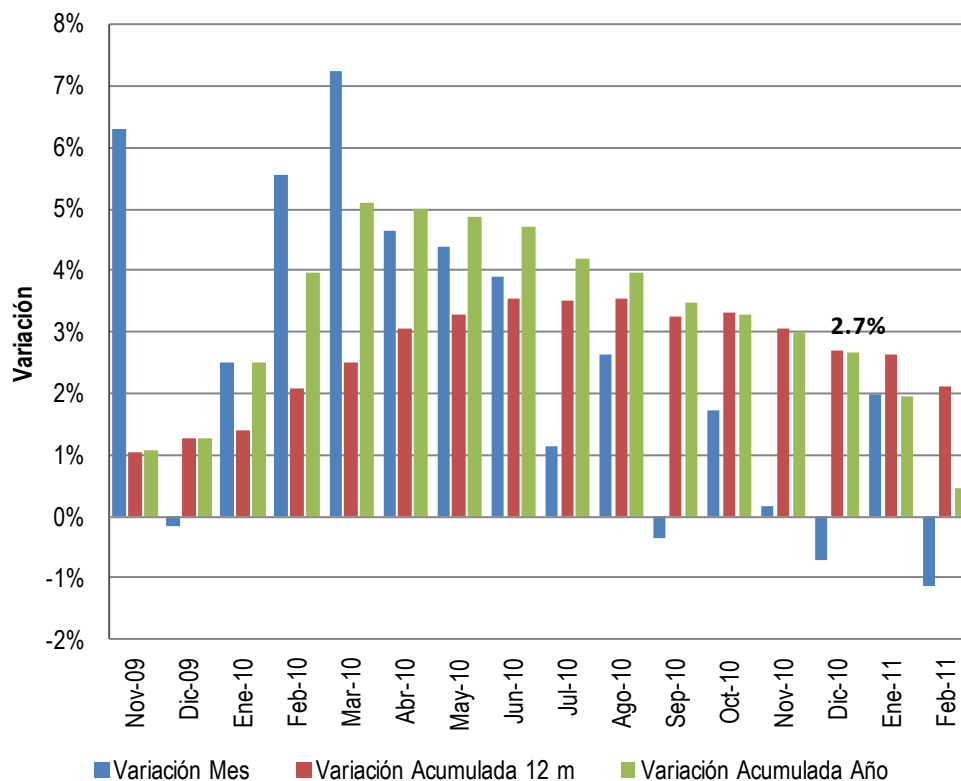


Fuente: XM.

Gráfica 3-2 Evolución anual de demanda de energía eléctrica.

Las variaciones de demanda eléctrica durante 2010, se pueden analizar mejor en la Gráfica 3-3, donde se incluye los índices de variación mensual, acumulada en 12 meses, y acumulada durante el año.

La variación mensual presentó valores cercanos a 4% en el primer cuatrimestre, pero al cambiar las condiciones macroclimáticas e iniciarse el desarrollo del fenómeno La Niña, empezó a decrecer hasta llegar a valores negativos a final de año. Conllevando a que los índices de variación acumulada, tanto en los últimos 12 meses como en lo corrido de año, presentaron un valor creciente hasta el segundo trimestre de 2010, pero decrecieron durante todo el segundo semestre, hasta tener un valor de 2.7% en diciembre.

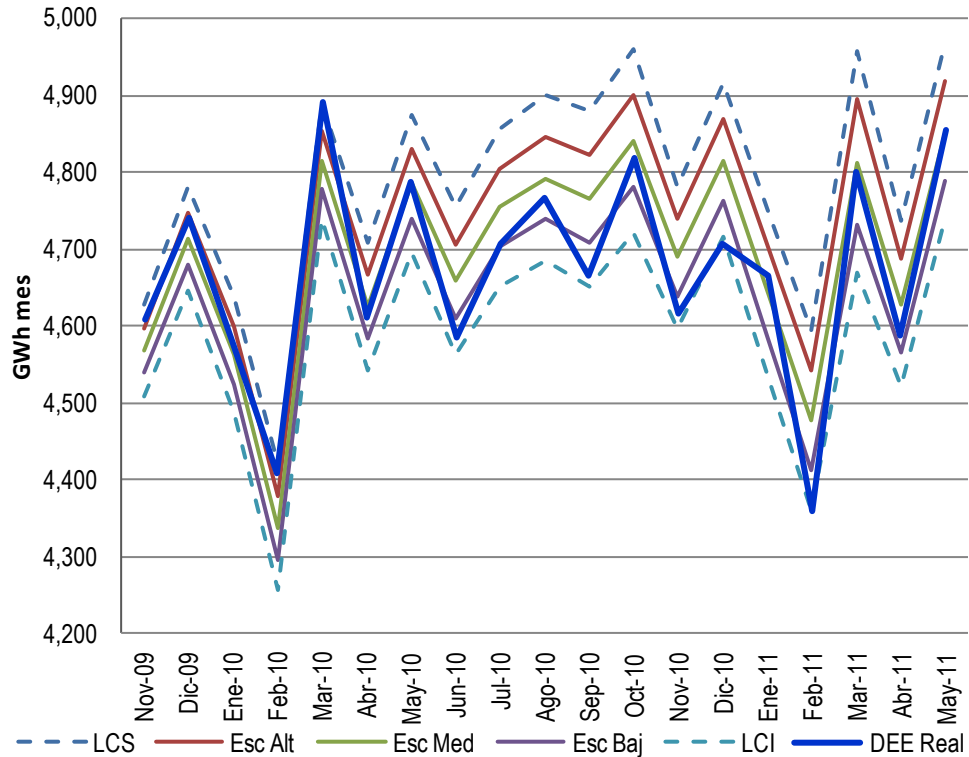


Fuente: XM. Cálculos UPME

Gráfica 3-3 Seguimiento mensual de la Demanda de energía eléctrica

En 2010 el crecimiento de la demanda eléctrica se concentró en el primer semestre; la Gráfica 3-3 muestra que los índices de variación acumulada disminuyeron su crecimiento a partir de segundo trimestre, afectando el crecimiento esperado.

En cuanto a las proyecciones realizadas de demanda eléctrica, en general la demanda real estuvo dentro de los escenarios establecidos. En marzo la demanda de energía tuvo un crecimiento muy superior al esperado, ya que adicional al incremento de uso masivo de equipos para acondicionamiento de ambiente, se utilizaron grandes sistemas de bombeo para garantizar el abastecimiento de embalses de acueductos.



Cálculos UPME.

Gráfica 3-4 Desviación respecto a las proyecciones de demanda.

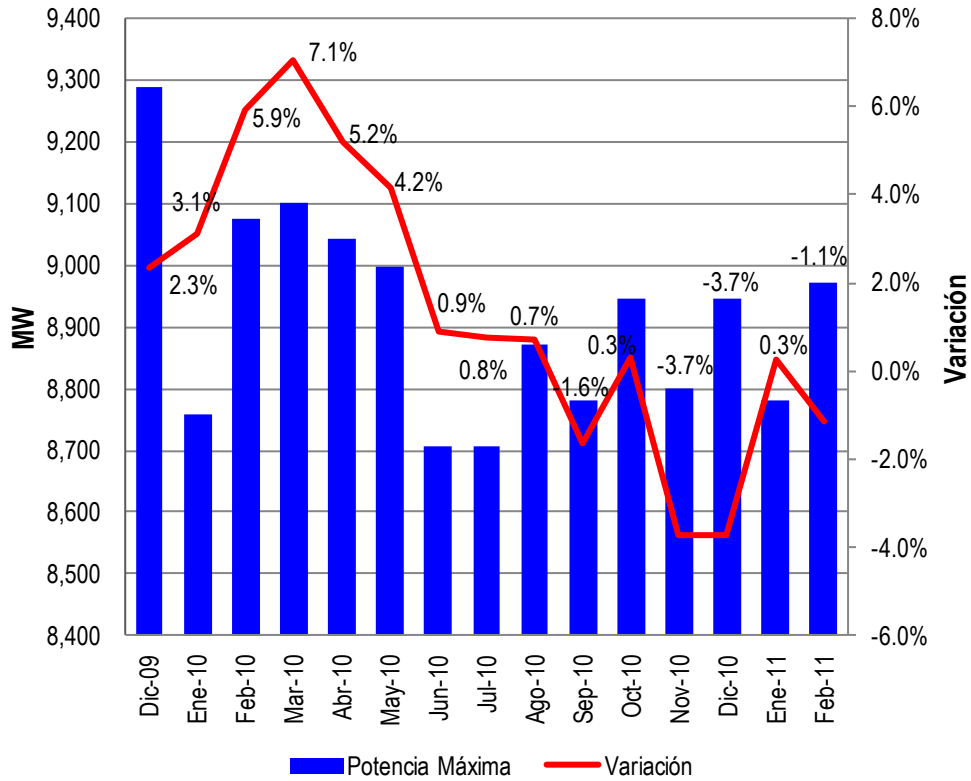
Así mismo, como se muestra en la Cálculos UPME.

Gráfica 3-4 en noviembre y diciembre se presentaron desviaciones respecto al pronóstico, pero a diferencia de marzo, a final de año la demanda real estuvo por debajo del escenario bajo establecido por la UPME en la revisión publicada a comienzo de noviembre. Este comportamiento se debió a la fuerte temporada invernal que provocó salida de cargas por inundaciones.

3.1.2 Evolución Histórica de la Potencia Máxima

La potencia máxima mensual, mostrada en la Gráfica 3-5, presentó un comportamiento similar a la demanda de energía, con un crecimiento atípico en el primer semestre y una gran disminución en el último trimestre.

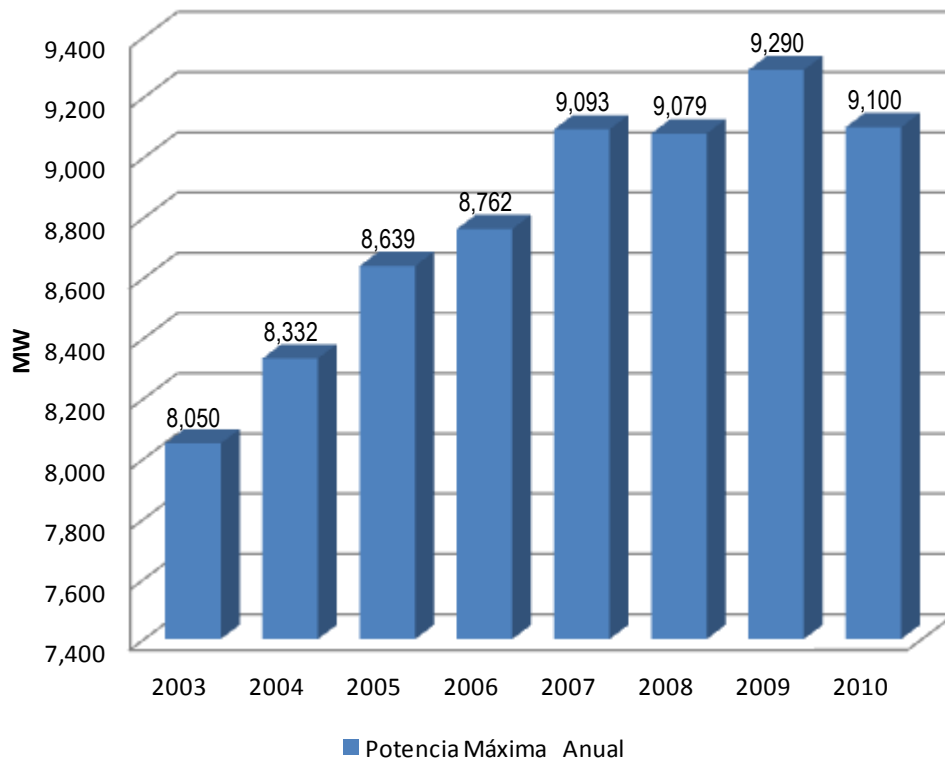
Es de aclarar, que las variación negativa de -3.7% en noviembre y diciembre, respecto a los mismos meses de 2009, se debió a los problemas asociados al invierno y a que en 2009 las potencias máximas presentadas en estos meses crecieron más de lo normal, por la influencia de las altas temperaturas asociadas a El Niño.



Fuente: XM.
Cálculos UPME

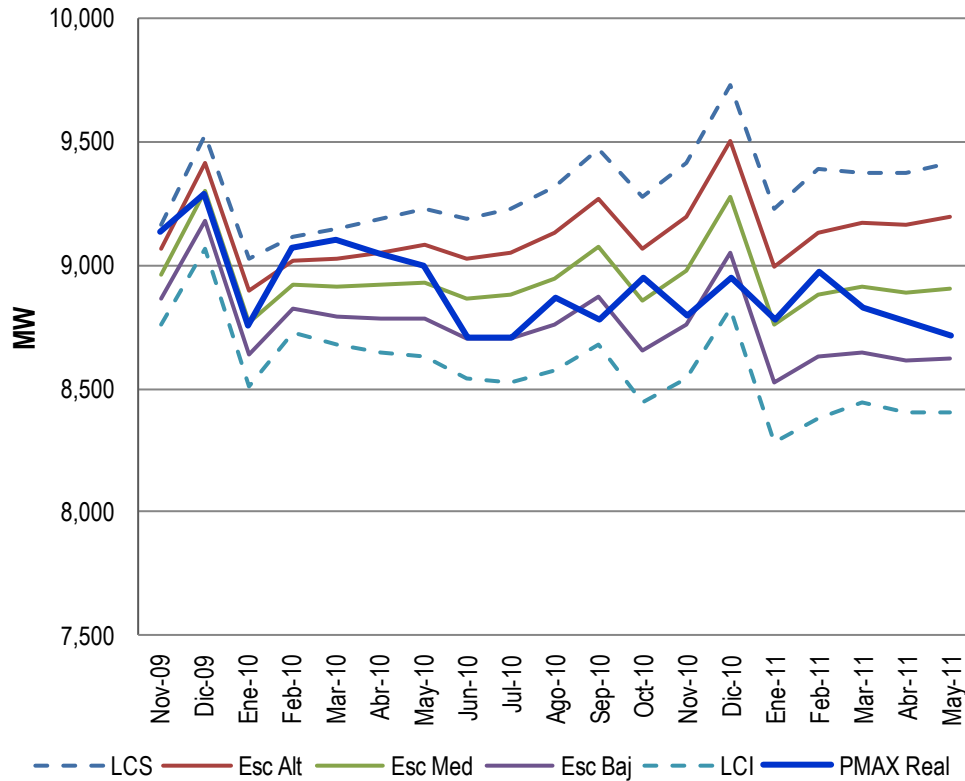
Gráfica 3-5 Demanda de potencia máxima y variación mensual

La potencia máxima en 2010 fue de 9100 MW, se presentó en el mes de marzo y no en diciembre como históricamente se venía presentado. La variación en potencia máxima fue de -2.0% respecto a 2009. La evolución histórica mostrada en la Gráfica 3-6, describe que, en magnitud, la potencia máxima presentada en 2010 es muy similar a la ocurrida en 2008 y 2007, por lo que exceptuando 2009 donde el crecimiento asociado a factores climáticos, no hubo crecimiento significativo de la potencia máxima anual.



Fuente: XM.

Gráfica 3-6 Potencia máxima anual



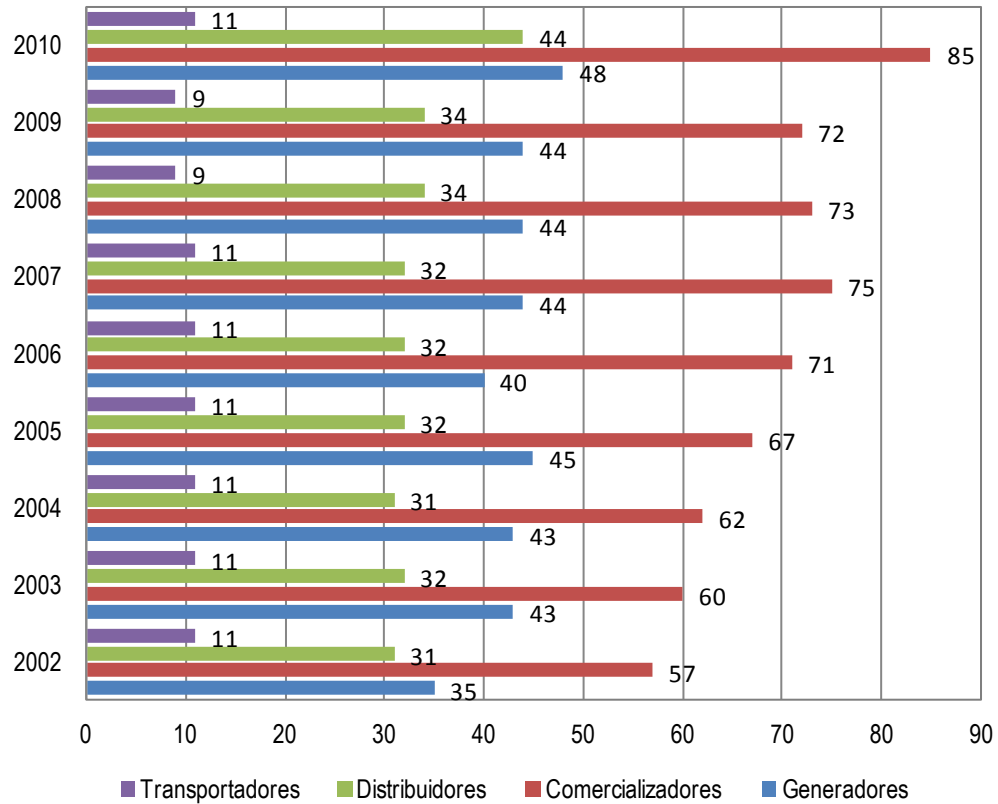
Cálculos: UPME.

Gráfica 3-7 Desviación respecto a proyecciones de Potencia Máxima

El comportamiento de la potencia máxima mensual real, respecto a los escenarios proyectados, presentó variaciones notables; como se muestra en la Gráfica 3-7, en el primer trimestre de 2010 la potencia máxima estuvo por encima del escenario alto, pero para el resto del horizonte de tiempo se mantuvo muy cercano al escenario bajo.

3.2 COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

La composición del sector eléctrico colombiano en 2010 presentó variación en el número de agentes distribuidores, pasando de 34 a 44 y de agentes comercializadores que aumentaron de 72 a 85. La Gráfica 3-8 muestra la evolución histórica por número de agentes del sector eléctrico colombiano según su tipo.



Fuente: XM.

Gráfica 3-8 Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM

3.3 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

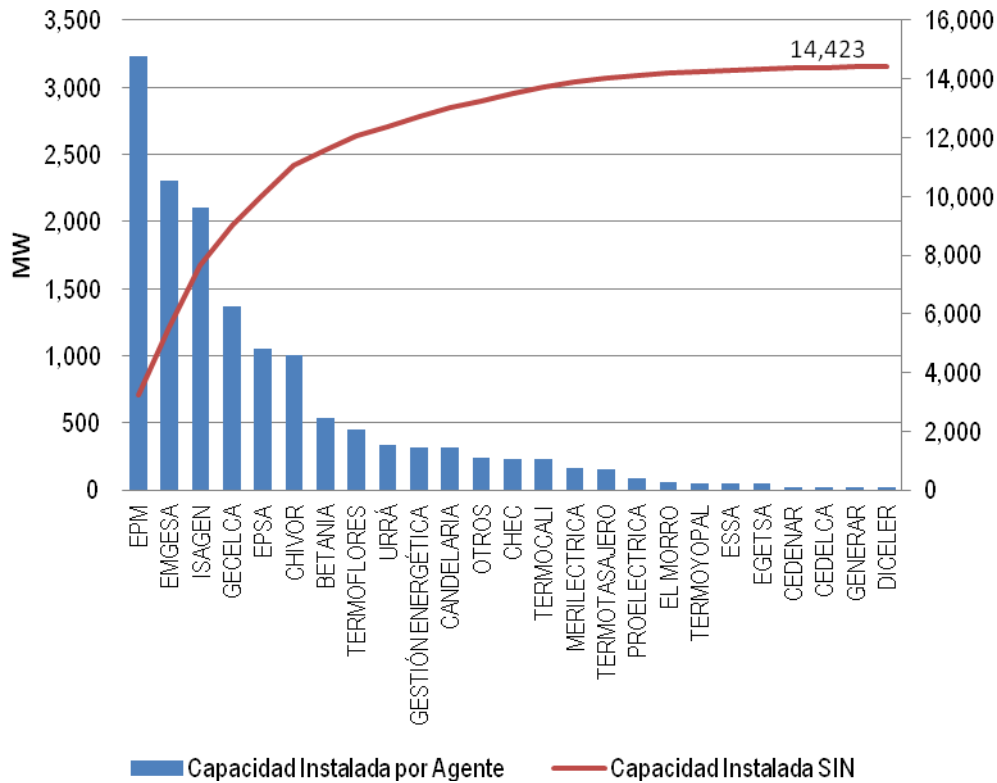
El aumento de la capacidad de generación instalada en 2010 se debió principalmente a la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Porce III y otros proyectos menores como se muestra en la Tabla 3-1.

| Proyecto | Propietario | Ubicación | Capacidad Instalada |
|----------------------|---|------------------------|--|
| Caruquia | Prestadora de Servicios Públicos La Cascada | Santa Rosas de Osos | 9.5 MW el 20 de enero 2010. |
| Guanaquitas | Prestadora de Servicios Públicos La Cascada | Gómez Plata, Antioquia | 9.5 MW, el 30 de junio 2010. |
| San Antonio | Emgesa | San Antonio | 19.4 a partir de mayo de 2010. |
| Cogenerador Mayagüez | Épsa | | 19.9 MW a partir del 17 de agosto de 2010. |
| Porce III | EPM | | 660 MW |
| Santiago | Generamos Energía S.A. E.S.P. | | 2.8 MW a partir del 8 de enero de 2011 |
| Amaime | EPSA | | 19.9 MW a partir del 4 de enero de 2011. |

Tabla 3-1 Proyectos que entraron en operación durante 2010 y enero de 2011

3.3.1 Capacidad Instalada

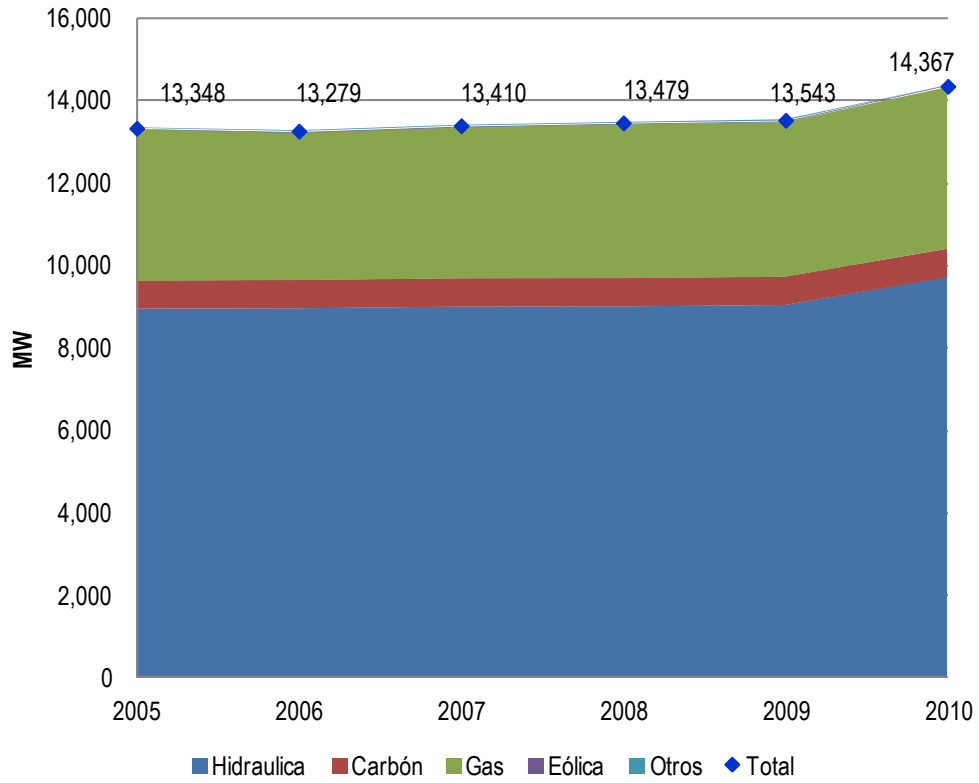
Teniendo en cuenta la participación de los agentes en la capacidad instalada de generación en 2010, de la Gráfica 3-9 se deduce que más del 60% de la capacidad está en manos de 4 agentes generadores; siendo EPM, con 22%, el agente de mayor participación en la capacidad instalada.



Fuente: XM. Cálculos UPME
Gráfica 3-9 Capacidad Instalada de Generación Eléctrica

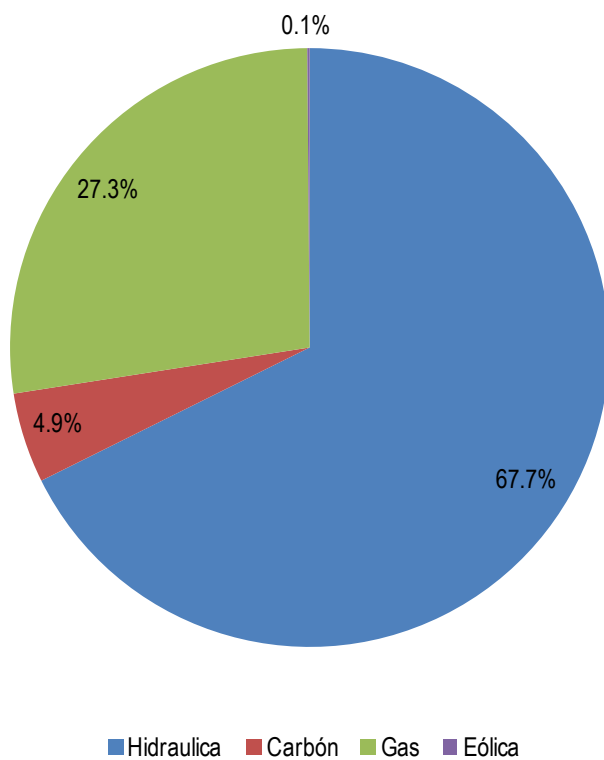
La evolución de capacidad efectiva de generación discriminada por tipo de combustible utilizado, se muestra en la Gráfica 3-10, donde es más notorio el aumento de la capacidad de generación por la entrada de proyectos hídricos.

En cuanto a la participación total por combustible empleado para generación eléctrica en 2010, la Gráfica 3-11 describe que la hidroelectricidad sigue teniendo la mayor participación con un 67.7%.



Fuente: XM. Cálculos UPME

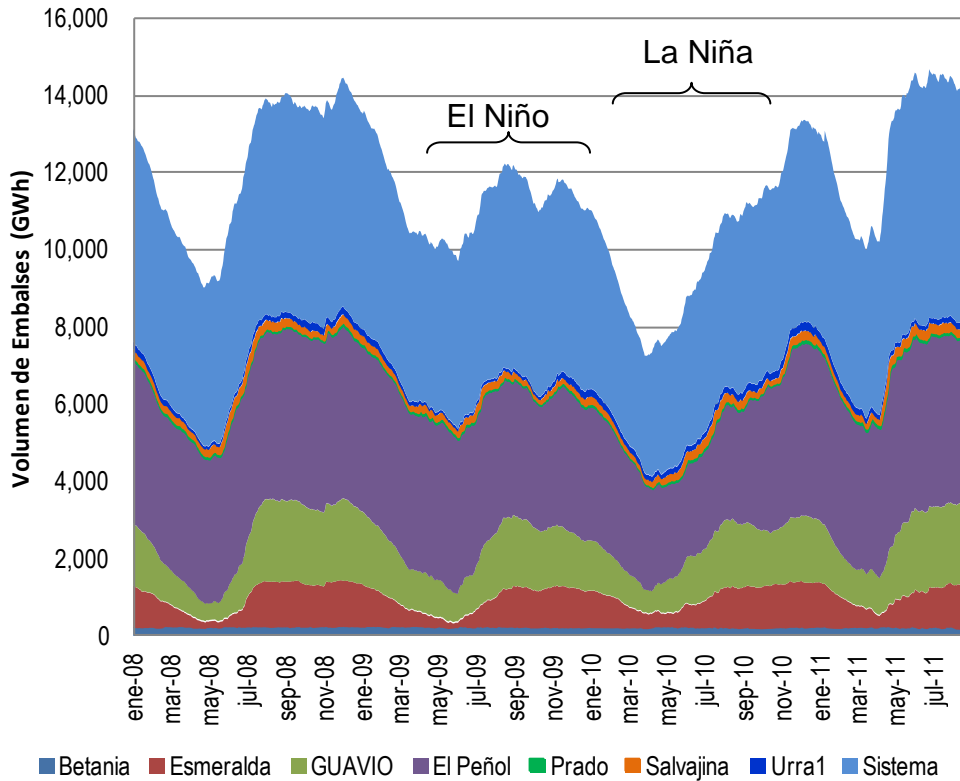
Gráfica 3-10 Capacidad Efectiva de Generación por tipo de combustible



Fuente: XM. Cálculos UPME.

Gráfica 3-11 Participación de Combustible en la Capacidad Efectiva de Generación. 2010.

Dada la importancia del recurso hídrico en la generación eléctrica colombiana, la Gráfica 3-12 describe el comportamiento que presentaron los principales embalses del SIN en los últimos años en términos de energía. En 2010 se afecta el volumen de los embalses por la ocurrencia del fenómeno de El Niño en el primer semestre del año y de La Niña en el segundo semestre.

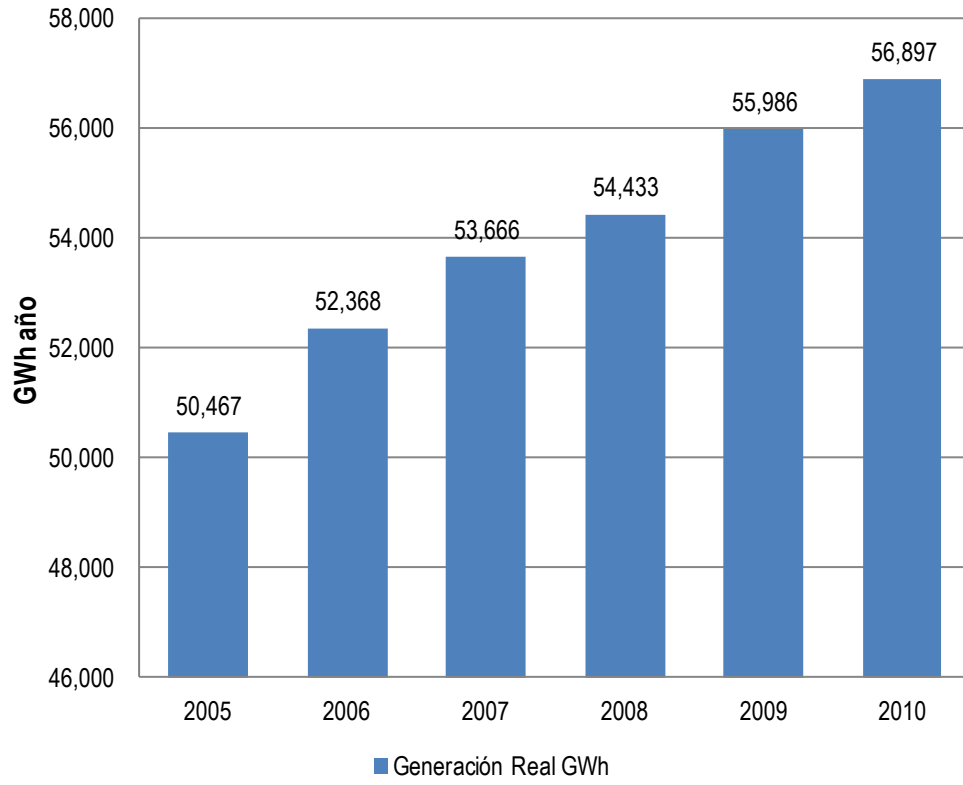


Fuente: XM. Cálculos UPME
Gráfica 3-12 Comportamiento de los Embalses

La energía asociada al volumen de embalse tuvo gran variación pasando de 10,000 GWh a comienzo de año, a 7,250 GWh en el mes de abril para luego crecer hasta 13,350 GWh a final de año, debido al incremento de los aportes asociados con la ola invernal por el fenómeno de La Niña.

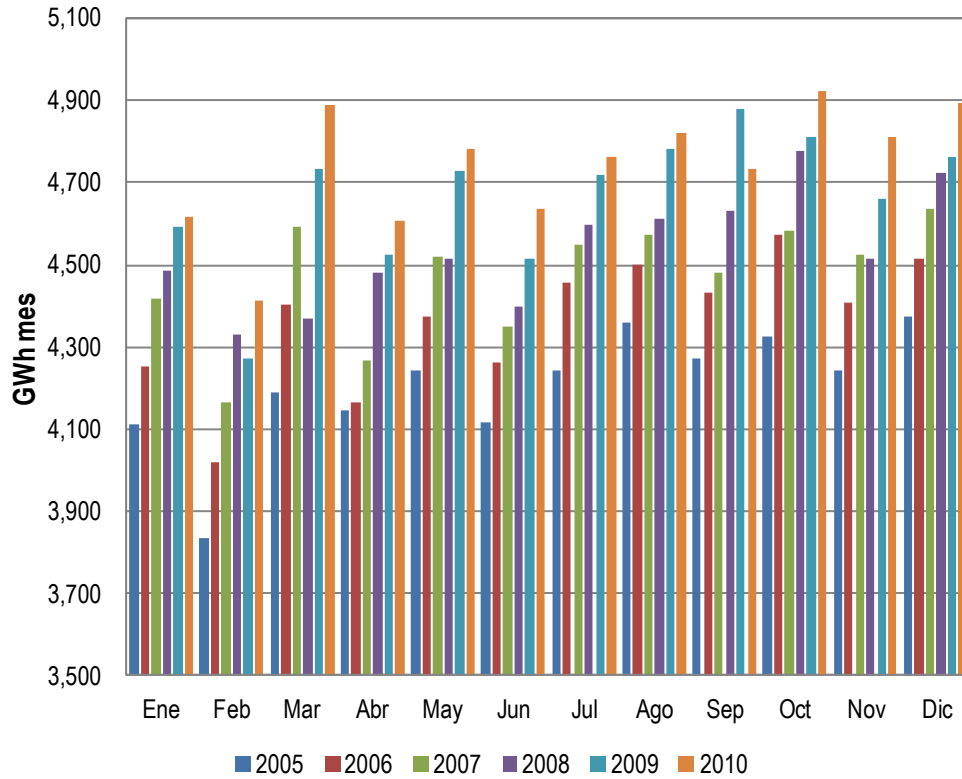
3.3.2 Generación Real

La generación eléctrica real en 2010 fue de 56,897 GWh, Gráfica 3-13 con un incremento de 1.6% respecto al año anterior. Como describe la Gráfica 3-14, los meses que mayor crecimiento tuvieron en la generación eléctrica fueron febrero y marzo respecto a los mismos meses de 2009. Este crecimiento se asocia al incremento de la demanda por condiciones climáticas.



Fuente: XM

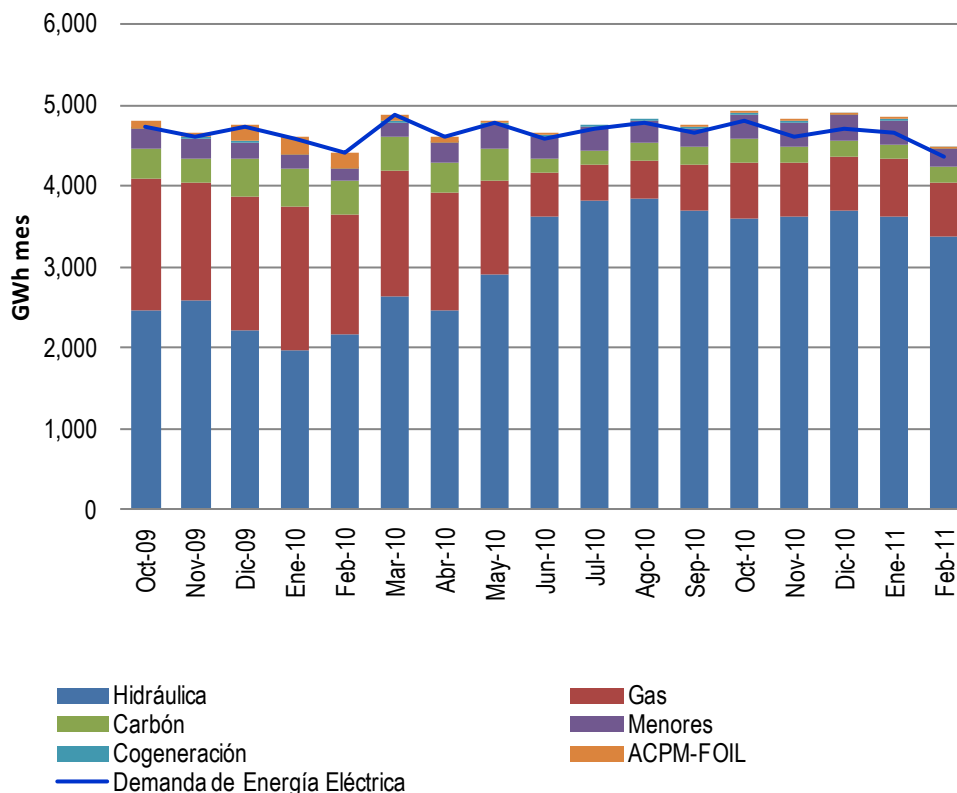
Gráfica 3-13 Generación Real anual



Fuente: XM

Gráfica 3-14 Generación eléctrica real mensual

Analizando la generación por tipo de combustible utilizado a nivel mensual en 2010, se describe mejor el comportamiento del parque generador ante las condiciones cambiantes. La Gráfica 3-15 muestra los últimos meses de 2009 y los primeros de 2010, que se caracterizaron por la alta participación de Gas Natural como combustible para generación, mientras que la energía hidráulica se mantuvo cercana al 50% del total de electricidad generada.

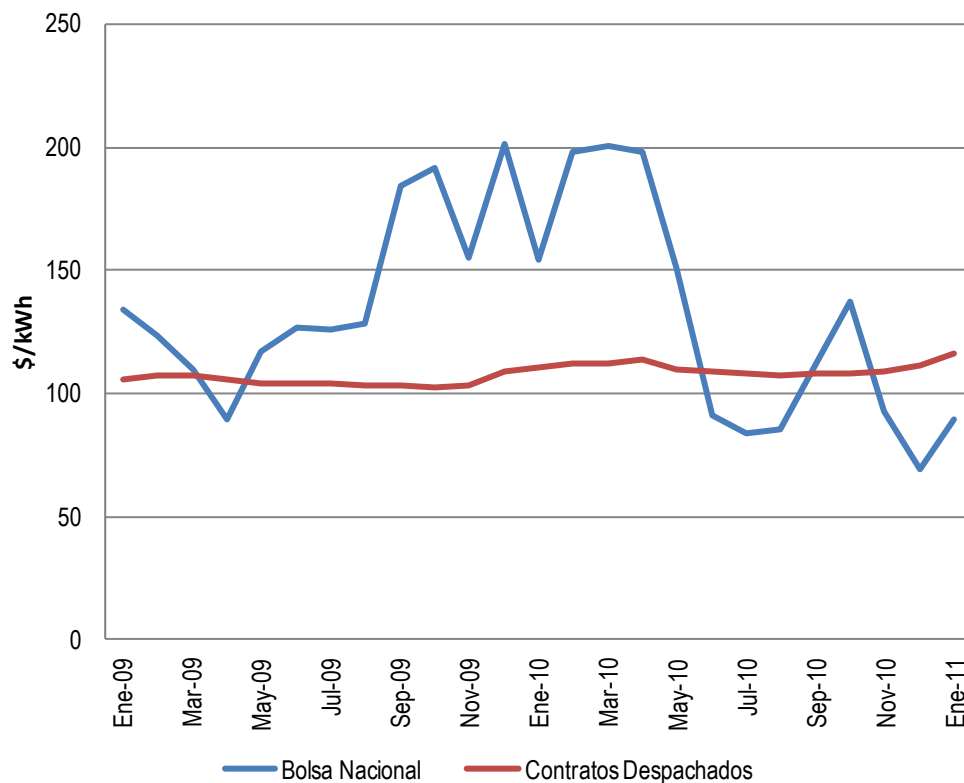


Fuente: XM. Cálculos UPME
Gráfica 3-15 Generación Real Mensual por Tipo de Combustible

En el segundo semestre, asociando con el comportamiento de los embalses mostrado en la Gráfica 3-12, se nota que la participación de la energía hidráulica alcanza valores cercanos al 75% de los combustibles empleados en la generación real.

3.4 PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM

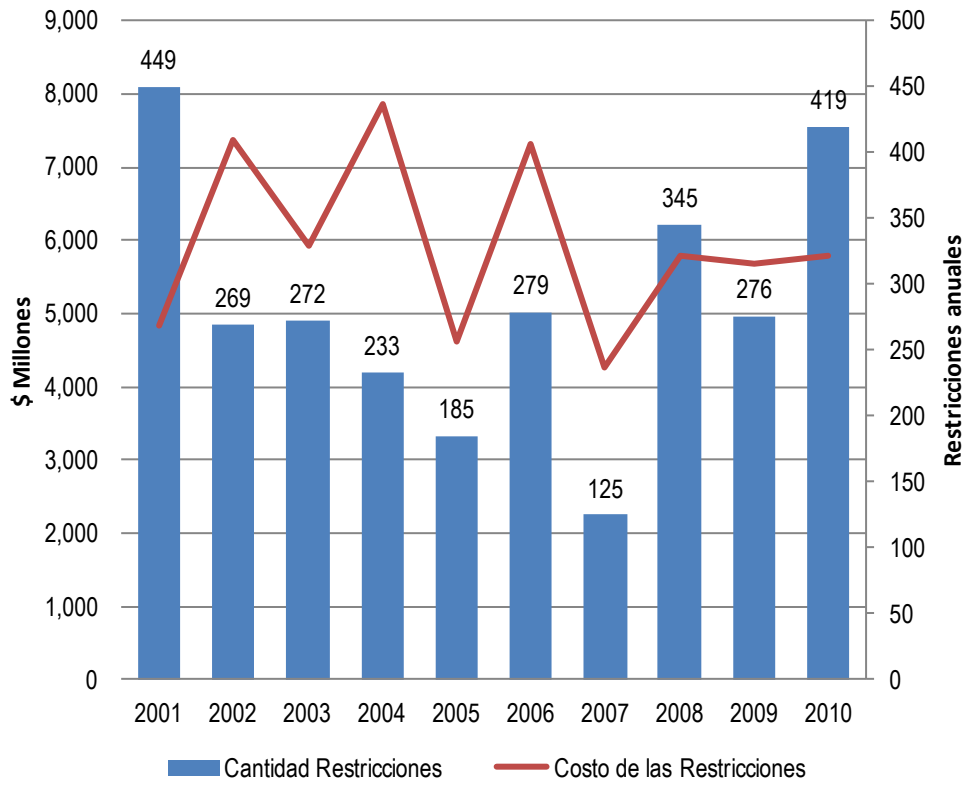
Como factor predominante durante el periodo de análisis se sigue encontrando la perturbación ocasionada por los fenómenos macroclimáticos. En el caso de los precios de electricidad, la Gráfica 3-16 describe que para el precio de bolsa promedio mensual se alcanzaron valores cercanos a \$200 por kilovatio-hora en los meses con influencia del Fenómeno El Niño, relacionado también con la mayor participación de generación térmica.



Fuente: XM

Gráfica 3-16 Precio promedio mensual de electricidad

El precio promedio diario de electricidad presentó fluctuaciones mucho más grandes durante el periodo de El Niño. En los meses de febrero y marzo de 2010 superó, incluso, los \$300 por kilovatio-hora, Gráfica 3-17, pero en los siguientes meses presentó valores por debajo del precio promedio diario de contratos.



Fuente: XM

Gráfica 3-18 Costos asociados a Restricciones en el SIN

4 PLAN DE EXPANSION EN GENERACION

El objetivo básico de la planificación en generación es determinar el conjunto de necesidades en energía que permita un suministro económico y confiable de la demanda a lo largo del periodo de estudio.

El horizonte de planeamiento de esta revisión del plan para el largo plazo se encuentra en el periodo comprendido entre 2011 al 2025. Para lo cual se calculan los índices de confiabilidad de suministro que resultarían de la implementación de varios escenarios.

En la planificación de la generación se utilizan tres criterios de confiabilidad:

- Riesgo de racionamiento: Porcentaje de los escenarios con racionamiento (límite máx. 5%)
- VERE: Valor esperado de racionamiento de energía expresada en % de la demanda mensual de energía (límite máximo 1.5%)
- VEREC: Valor esperado del racionamiento, condicionado a los casos con racionamiento (Límite máximo, 3 % de la demanda)

Si los escenarios cumplen los criterios de confiabilidad se simula la operación del sistema generación para varios escenarios hidrológicos.

La planificación de la generación debe servir como referencia para que el gobierno y el regulador verifiquen si las señales económicas, regulatorias y legales en el modelo de mercado producen los resultados deseables para el país, además de ser un referente para los desarrolladores de proyectos e inversionistas.

Las alternativas, buscan satisfacer la demanda de energía del país bajo diferentes situaciones. Los análisis preliminares realizados contemplan el estado actual de la generación de Colombia, considerando la evolución y disponibilidad de las variables energéticas, costos de combustibles y avance de los nuevos proyectos de generación.

4.1 RECURSOS

Dentro de los aspectos importantes que se consideran en la elaboración del plan de indicativo de expansión de generación, es la disponibilidad de los recursos renovales y no renovales que existen en el país, por lo anterior se hace una breve descripción de los potenciales y su disponibilidad en Colombia.

4.1.1 Carbón

Colombia posee las mayores reservas de carbón en Latinoamérica y es el sexto exportador de carbón térmico del mundo. El carbón Colombiano es reconocido mundialmente por tener bajo contenido de cenizas y azufre, y ser alto en volátiles y en valor calorífico.

Para la economía Colombiana, el carbón se consolida como el tercer renglón de exportación después del café y el petróleo. Los principales destinos de exportación son Europa y Estados Unidos. La producción nacional ha crecido notablemente en los últimos veinte años, incentivada principalmente por la ejecución de grandes proyectos con destino a la exportación, realizados por inversionistas extranjeros como Drummond, Exxon, BHP Billiton, Glencore International, Amcoal y Rio Tinto.

4.1.1.1 Reservas de Carbón

Colombia cuenta con un potencial de recursos y reservas calculadas de 16522 Millones de toneladas de las cuales 6593 son probadas, 4571 indicadas, 4237 son inferidos y 1120 hipotéticos. Estas reservas se encuentran distribuidas en las tres cordilleras Colombianas. Los datos consolidados por región se encuentran en la Tabla 4-1

Las zonas carboníferas de la Guajira y Cesar son las mejores conocidas y con un mayor potencial de carbones térmicos tipo exportación que a los niveles de producción de 2010 correspondían a 31098 y 36016 miles de toneladas respectivamente.

En la costa atlántica el área de San Jorge en el departamento de Córdoba es la que sigue en cuanto a conocimiento y potencial con una producción anual de 100 miles de toneladas de carbón térmico que abastece principalmente el mercado interno.

En relación con las zonas carboníferas del interior del país, sobresalen las zonas de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá por ser las mayores reservas de carbón térmico y metalúrgico para el consumo nacional y de exportación, con un nivel de producción de 6849 miles de toneladas.

Existen otras zonas con un menor potencial como las de Antioquia, Caldas, Valle del Cauca y Cauca, con carbones térmicos para consumo interno.

La producción del carbón en los últimos diez años ha tenido un crecimiento promedio anual de 8%. Actualmente se destacan los proyectos de La Costa Atlántica que participan con el 92% del total de la producción anual

La producción total de carbón en el país registro un crecimiento permanente durante los últimos 10 años de 38242 en 2000 a 74350 en 2010 miles de toneladas.

| Zona o Departamento | Reservas Probadas Millones de ton. 2010 | Indicadas Millones de ton. 2004 | Reservas Inferidas Millones de ton. 2004 | Recursos Hipoteticos Base 2004 | Potencial Millones de ton BASE 2004 | Calidad BTU/Lb |
|---------------------|---|---------------------------------------|--|--------------------------------------|---|-------------------|
| Guajira | 3,728.00 | 448.0 | 127.5 | 27.2 | 4,330.7 | 11,586 |
| Cesar | 1,814.60 | 1,564.0 | 1,963.2 | 993.5 | 6,335.3 | 11,924 |
| Cordoba | 378.5 | 341.0 | 0.0 | 0.0 | 719.5 | 9,280 |
| Antioquia | 87.4 | 225.8 | 132.4 | 26.5 | 472.1 | 10,673 |
| Valle | 40.7 | 92.1 | 97.9 | 11.0 | 241.7 | 10,761 |
| Cundinamarca | 224.9 | 644.9 | 539.2 | 61.8 | 1,470.7 | 12,151 |
| Boyaca | 156.7 | 682.6 | 867.2 | 0.0 | 1,706.5 | 12,184 |
| Santander | 55.4 | 258.3 | 149.2 | 0.0 | 463.0 | 12,494 |
| Norte de Santander | 107.2 | 314.3 | 360.8 | 0.0 | 782.3 | 13,068 |
| TOTAL | 6,593 | 4,571 | 4,237 | 1,120 | 16,522 | |

Fuente: Ingeominas, "El carbón Colombiano - Recursos, Reservas y Calidad", 2004, Elaboró: UPME, enero de 2011 - Subdirección de Información, actualizó Subdirección de Planeación Minera

Tabla 4-1 Reservas de Carbón

4.1.1.2 Potencial de Producción de Carbón

En el reciente estudio realizado por el Ministerio de Minas y Energía revisó la infraestructura de transporte y logística para el desarrollo de la industria Minera identificando la producción de carbón en los distritos mineros. El análisis de la oferta y la demanda se elaboró para un horizonte de planificación localizado en el año 2019, así que las previsiones de producción y exportación tienen que ver con ese periodo de planificación.

En el análisis espacial de la oferta y la demanda revisado en este estudio se asocio la localización de distritos mineros y puertos respectivamente. El modelo quedó conformado por un total de 39 distritos mineros que abarcan 309 municipios y 22 puertos localizados en las dos costas. Para el caso de análisis de la producción y exportación de carbón contempló únicamente 12 distritos mineros y 9 puertos marítimos de exportación. En la Tabla 4-2 se presentan los distritos y los puertos de exportación y producción considerados.

| Distrito | Producción | Puerto | Exportación |
|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Cerrejón Norte | 40.0 | Puerto Bolívar | 40.0 |
| Cerrejón Sur | 2.0 | Puerto Brisa | 6.0 |
| La Loma | 30.0 | Drummond | 40.0 |
| La Jagua | 51.5 | Puerto Nuevo | 24.0 |
| Sogamoso | 5.3 | Río Córdoba | 7.0 |
| La Isla | 4.2 | Barranquilla | 17.0 |
| Norte de Santander | 5.4 | Cartagena | 5.0 |
| La Aragua | 2.0 | Buenaventura | 3.1 |
| Centenario | 2.0 | Golfo Morrosquillo | 2.0 |
| Santander | 1.0 | | |
| Amagá | 0.6 | | |
| Cauca | 0.1 | | |
| SUMA | 144.1 | SUMA | 144.1 |

Fuente: Tomado del ESTUDIO TÉCNICO SECTORIAL "INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE MULTIMODAL Y DE LOGÍSTICAS INTEGRADAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA MINERA EN COLOMBIA, CON ÉNFASIS EN PUERTOS

Tabla 4-2 Vectores de producción y exportación de carbón proyectado al 2019

4.1.1.3 Demanda de Carbón

En cuanto al consumo de carbón en el mercado interno, este es bajo, si se compara con lo destinado a exportación, tiene principalmente dos destinos, el consumo en Industrias y para generación eléctrica. Si bien el consumo interno de carbón mineral por parte de la industria se concentra en unas pocas ramas, este se halla disperso en distintas zonas del país.

El consumo industrial se estima representa en la actualidad no menos del 70% de la producción destinada al mercado interno y se concentra en ramas energo-intensivas como la del cemento y otras donde la competitividad de su precio se ha vuelto una opción frente al gas natural.

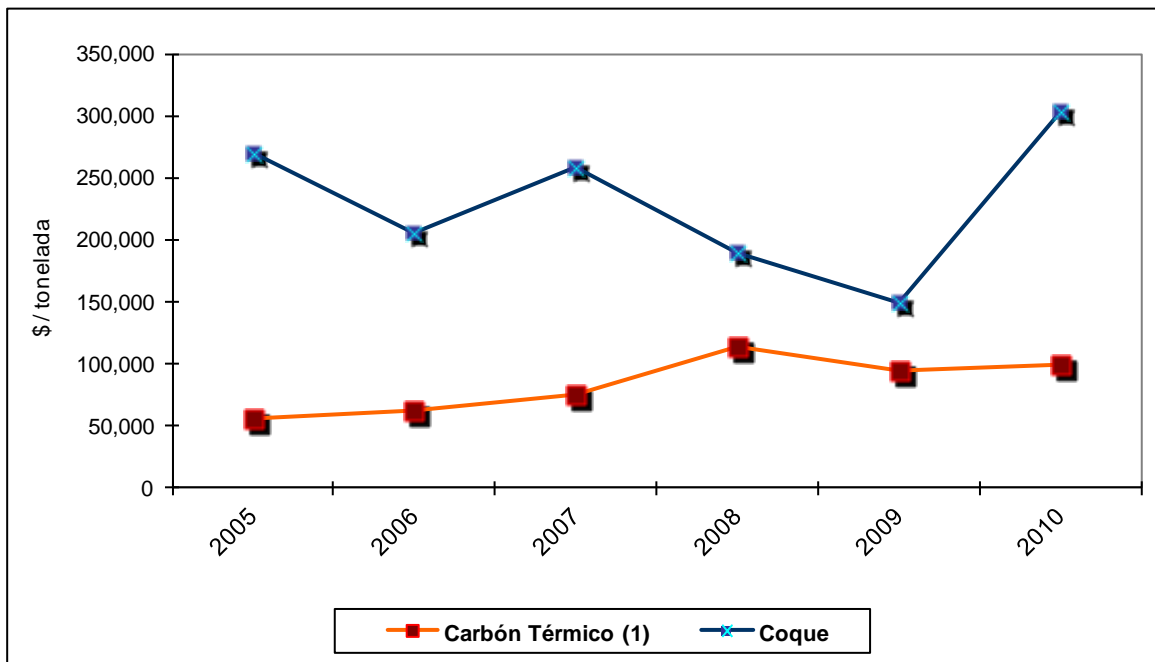
En cuanto a la industria de generación de electricidad con Carbón, esta se limita actualmente a la energía eléctrica producida por las centrales las Termopaipa, unas unidades de las TermoGuajira, las Termozipa y Termotasajero, y la entrada futura de una plata a carbón denominada Gecelca 3.

La demanda de carbón podría aumentar tanto en industrias, como para generación de electricidad en un escenario de precios crecientes de gas natural, lo que permitiría que las centrales a carbón puedan ser despachadas por precio.

Con respecto a la industria del cemento esta podría ser un impulsor fuerte de la demanda interna en la región Caribe y en Antioquia, con miras a la exportación de esta industria a Centroamérica, suministrando material para la construcción y para abastecer las necesidades de ampliación de infraestructura Nacional prevista.

4.1.1.4 Evolución de los precios

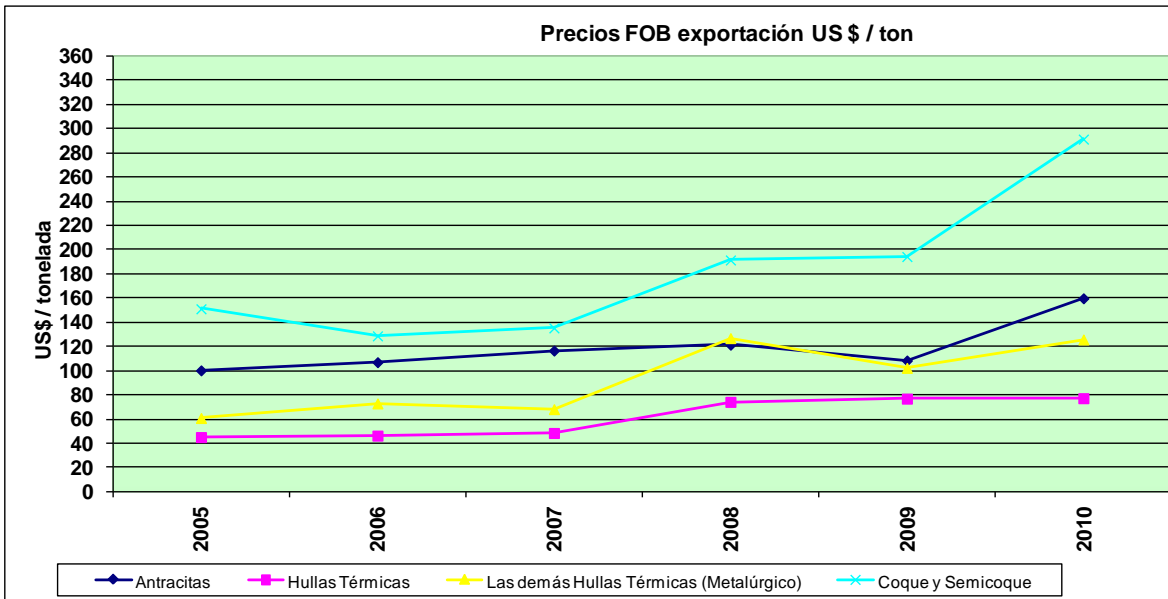
El comportamiento de los precios del mercado interno para el carbón térmico ha sido históricamente estable presentando una tendencia creciente, alcanzando un alto valor en 2008 de 114000 \$Corrientes/t, los precios oscilaron entre 55000 \$Corrientes/t hasta 100000 \$Corrientes/t en los años de análisis. La evaluación se presenta en la siguiente Gráfica 4-1



Fuente: Fuente 1994-1995: Estimado UPME; 1996-2000 ISA y DANE (Encuesta Anual Manufacturera); 1999-2000 Memorias al Congreso; 2001 - 2009 Comercializadoras y Termoeléctricas Elaboró: UPME, octubre de 2010 (1) Precio promedio reportado por termoeléctricas (2) Cálculo UPME, con base en la TRM promedio de cada año y reportes de productores

Gráfica 4-1 Evolución de los precios internos

Los precios internacionales (tomando como referencia los precios de exportación de Australia) mantuvieron la tendencia decreciente registrada a partir del tercer trimestre de 2008, luego de alcanzarse precios históricos de hasta 180 dólares la tonelada, descendiendo a niveles del año 2005 pues en promedio el carbón se cotizó en el primer trimestre de 2010 en 74 dólares la tonelada. La evolución de los precios FOB puede apreciarse en la Gráfica 4-2.

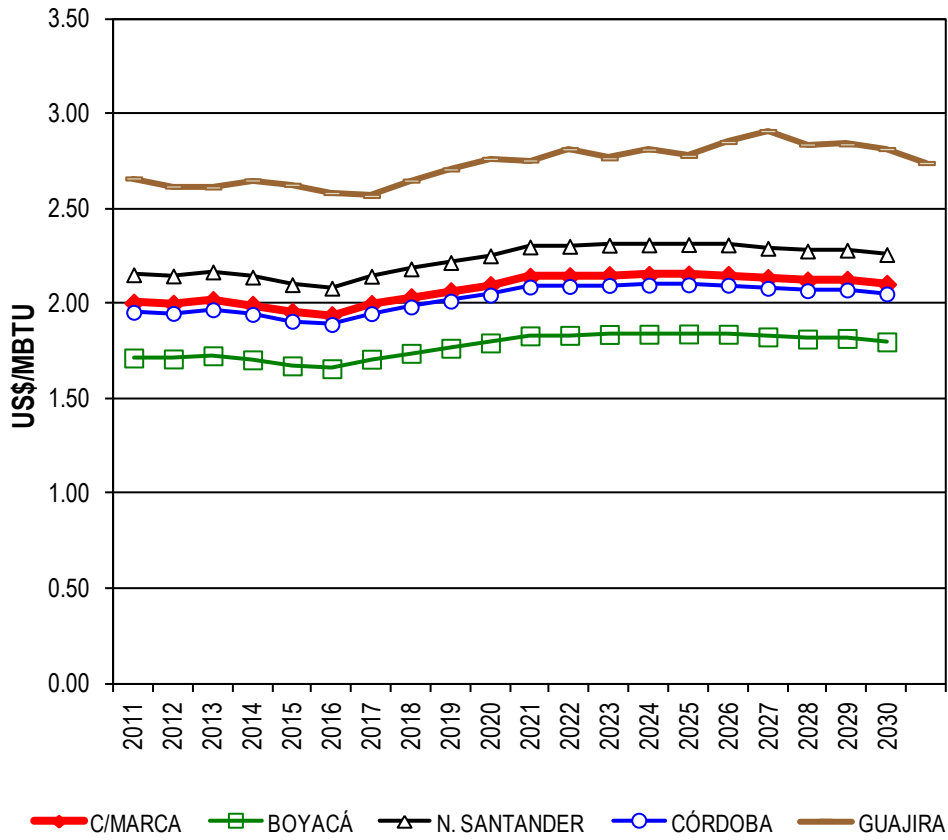


Fuente: datos de comercio exterior DANE

Gráfica 4-2 Evolución de precios FOB de exportación de Carbón

4.1.1.5 Proyección de precios

En lo que respecta a los precios del carbón mineral, se empleó la información disponible enviada por agentes sobre el comportamiento de los precios para las diferentes regiones, el cual sirve como base para estimar el precio presente a los cuales se les aplica los escenarios de proyección de precios específicos de este mineral estimados en el Energy Outlook 2010, publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos-DOE.



Gráfica 4-3 Proyección de precios de carbón en los nodos de generación

En la Gráfica 4-3, se presenta en un escenario medio el costo del carbón en cada uno de los nodos de referencia de las plantas térmicas.

4.1.2 Hidroelectricidad

En cuanto al establecimiento de los recursos hidroenergéticos, se cuenta con el Estudio del Sector de Energía Eléctrica² (ESSE) que elaboró un Inventario de Recursos Hidroeléctricos de Colombia (IRH) para centrales de capacidad mayor a 100MW, a mediados de los años 70s, su alcance llevo a cada proyecto a proveer información general de las estructuras hidráulicas y los equipos electromecánicos requeridos. Sin embargo, debido al desarrollo del país, a cambios en la tecnología hidroeléctrica, a variaciones en las condiciones de hidrología, a cambios mayores en normatividad ambiental, a la construcción de varios de los proyectos identificados en ese inventario y teniendo en cuenta que es un recurso estratégico, que debe desarrollarse de manera optima, se hace necesario actualizar este inventario.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se estimó, que el país disponía de un potencial para proyectos de generación hidroeléctrica con capacidad mayor a 100MW que es superior a los 93.000 MW³, en una revisión preliminar se clasificaron según su estado de avance en:

Reconocimiento: Es la primera exploración que se tiene con base en las condiciones físicas de la región

Prefactibilidad: proyectos que ya tienen un nivel de investigación sobre las condiciones del mismo

Factibilidad: proyectos con estudios avanzados para definir la viabilidad de ser construidos

Diseños: proyectos que ya por su nivel de conocimiento se han llevado a etapa de diseños

Construcción: proyectos que ya tienen viabilidad económica y están o van a entrar en fase de construcción

Operación: Proyectos que ya se encuentran operando, se encuentran en rojo en el mapa.

De considerar las áreas protegidas⁴, áreas donde por razones de conservación o mantenimiento de algunos ecosistemas considerados estratégicos no estarían en principio disponibles para la realización de actividades económicas, el potencial estimado se reduce a cerca de 50000MW. Así la distribución de proyectos nuevos será así:

² Realizado para DNP en 1979

³ El ESEE en su momento no identifico proyectos significativos como Guamues I y II que llevarían el potencial a cerca de **96000MW**

⁴ Fuente IGAC, 1987 se refiere entre otras a áreas con especies endémicas áreas de reserva forestal, etc.

| Reconocimiento | Prefactibilidad | Factibilidad | Diseños | Construcción | Total |
|----------------|-----------------|--------------|---------|--------------|---------|
| 32276 MW | 3186 MW | 5197 MW | 2753 MW | 4450 MW | 47862MW |

Finalmente, si a esto se le agregara una restricción sobre caudal ecológico⁵, y teniendo en cuenta que actualmente no hay un criterio definido sobre este tópico y solo como un ejercicio que busque estimar la capacidad potencial que tienen mayor probabilidad de no tener ningún problema por este motivo se reduce el potencial estimado a 33077MW, distribuidos así:

| Reconocimiento | Prefactibilidad | Factibilidad | Diseños | Construcción | Total |
|----------------|-----------------|--------------|---------|--------------|---------|
| 23221 MW | 3186 MW | 1020 MW | 1200 MW | 4450 MW | 33077MW |

Como se menciona anteriormente, por ser la hidroelectricidad un recurso estratégico, se debe continuar el desarrollo y la identificación de potencial y así contar con un inventario global lineal que determine de manera nacional cuales son los futuros desarrollo para proyectos con capacidades importantes y cuales desarrollos menores.

las potenciales restricciones que podrían tener los proyectos identificados.

⁵ Sobre el caudal ecológico es de tener en cuenta que no está definido un criterio establecido de manera uniforme en todas los entes ambientales, Ministerio de medio ambiente tiene una referencia de 25% del caudal mínimo.

MAPA DEL INVENTARIO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

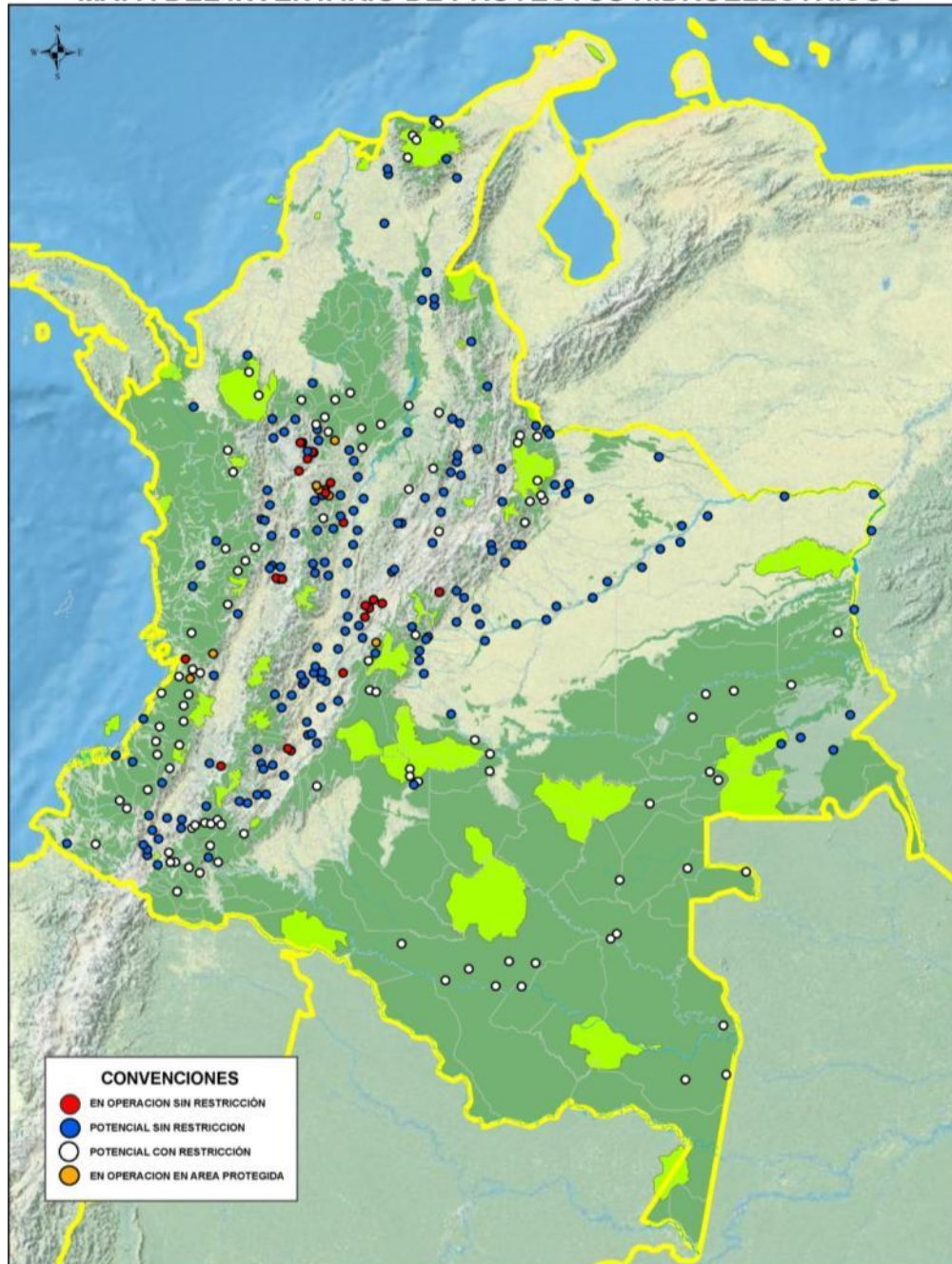


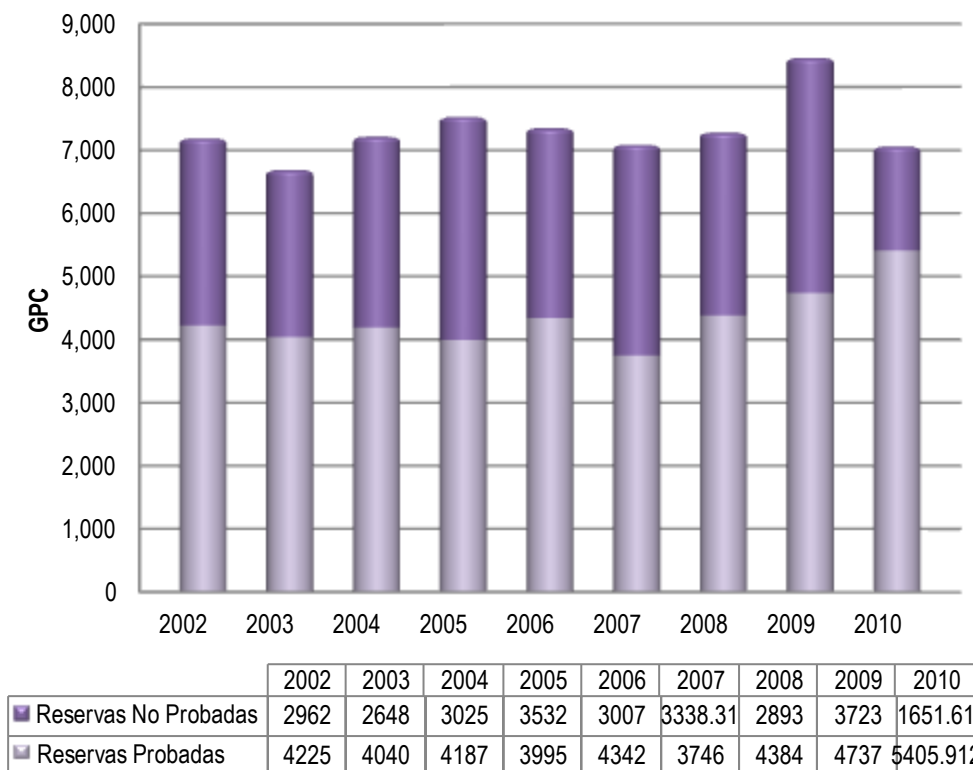
Figura 4-1 Mapa con el inventario de proyectos Hidroeléctricos

4.1.3 Gas Natural

La tendencia creciente del uso del gas natural en la canasta energética mundial viene también ocurriendo en Colombia y se estima que continúe en el futuro, siempre que se exista una total disponibilidad, tanto en suministro como en transporte. En el sector eléctrico juega un rol de importancia no solo por los volúmenes incrementales de consumo, sino por ser reserva del sistema ante contingencias climáticas.

4.1.3.1 Reservas de Gas Natural

A continuación se presenta el comportamiento histórico de reservas de Gas Natural y la actualización a 31 de diciembre de 2010 de las mismas, de acuerdo a los datos reportados a la ANH el país contaba con reservas totales de 7,058 GPC de las cuales 5,406 GPC corresponden a reservas probadas y 1,652 GPC se encuentran en la categoría de no probadas, ver Gráfica 4-4.

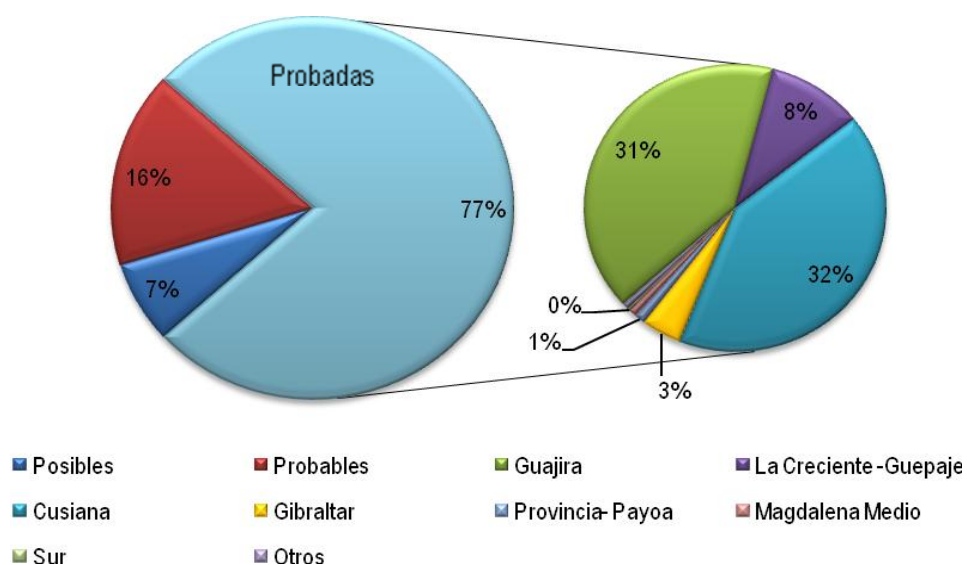


Fuente: ANH

Gráfica 4-4 Reservas de Gas Natural

4.1.3.2 Discriminación de Reservas Probadas

Las reservas probadas de gas natural aumentaron en 700 GPC respecto a las del 31 de Diciembre de 2009, gracias a la reclasificación de reservas y al aporte de campos como Cusiana, Cupiagua, Chuchupa, La Creciente y Gibraltar, entre otros, que presentaron incrementos de 297, 168, 83, 51 y 34 GPC respectivamente.



Fuente: ANH

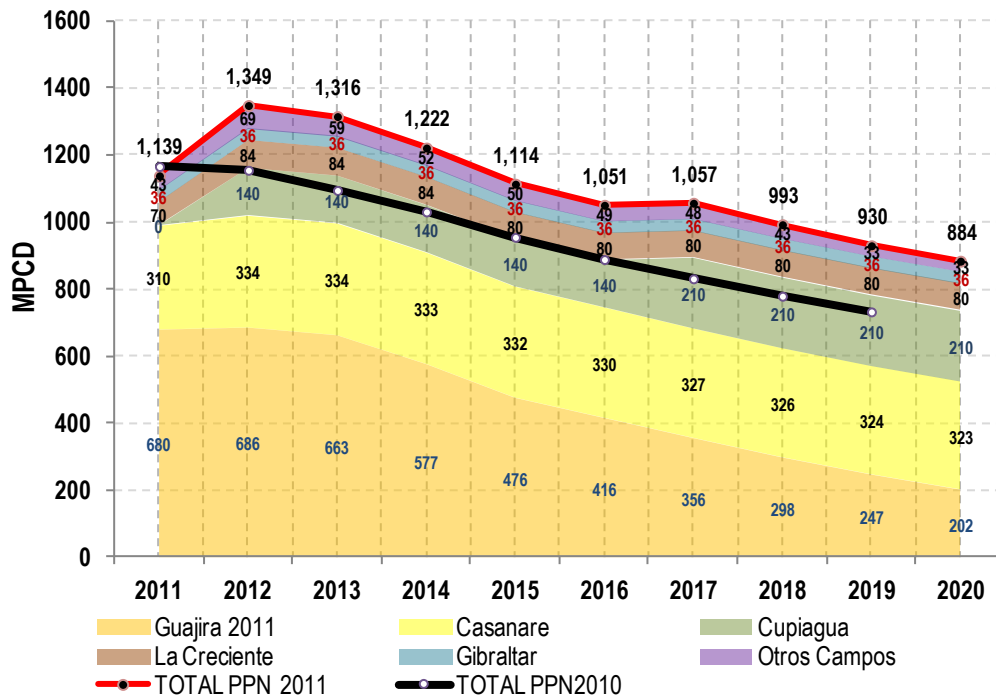
Gráfica 4-5 Discriminación de Reservas Probadas

Los campos Chuchupa y Ballena en la Guajira y el campo Cusiana en el interior del país continúan siendo las fuentes principales de producción aportando más del 60% de las reservas probadas, por su parte La creciente – Guepaje representa el 8%, Gibraltar el 3% y Provincia-Payoa el 1% del total de este tipo de reservas, que ascienden al 77% de las reservas totales del país como se muestra en En la Gráfica 4-5.

4.1.3.3 Potencial de Producción Gas Natural – Declaración 2011

La Gráfica 4-6 muestra el Potencial de Producción construido a partir de la información reportada por los productores al Ministerio de Minas y Energía en

virtud de los términos del Decreto 2100 del 15 junio de 2011, publicada el 14 de octubre del mismo año a través de la Resolución 12201.



Fuente: MME – Res.12201-2011

Gráfica 4-6 Potencial de producción

La capacidad de producción de Gas Natural en Colombia continúa mostrando una tendencia creciente hasta el año 2012 donde alcanza 1,349 MPCD, asociada a la incorporación de oferta de 140 MPC de Cupiagua, 14 MPC de La Creciente, 26 MPCD de campos menores y la entrada en operación del campo Gibraltar con 36 MPCD.

Para el periodo 2012 – 2016 la declaración de producción 2011 presenta una diferencia promedio del 14% respecto a la capacidad de producción declarada en el año inmediatamente anterior, declinando hasta 1,051 MPCD en el 2016. Durante los siguientes 4 años del horizonte de proyección, el potencial de producción muestra un incremento del 30% en relación con la información de 2010.

Finalizando el 2020 se estima contar con una capacidad de producción de 884 MPCD lo que representa una disminución del 22,4% respecto del inicio del horizonte de proyección.

4.1.3.4 Precios de Gas Natural

El precio WTI (West Texas Intermediate) sirve como referencia para las transacciones financieras en el mercado norteamericano y se constituye en un indicador clave para la economía del hemisferio occidental, desde febrero de 2009 hasta abril de 2011 el WTI presentó una tendencia creciente alcanzando U\$110/bl, posteriormente sufrió una ligera contracción hasta el mes de septiembre registrándose una media de US\$95.41/bl para el presente año.

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se estima una reducción del consumo energético en los países desarrollados en el corto plazo, no obstante, para los países en vías de desarrollo y economías emergentes como China la perspectiva indica un incremento en el consumo de petróleo lo que plantea la necesidad adicional de producción, que podrá ser compensada con los inventarios existentes y un cierto aumento en el nivel de producción.

Sin embargo, la mayor incertidumbre en el comportamiento económico y por ende en el consumo de energía, que a la postre se pueden traducir en volatilidad de los precios del petróleo, radica en los temores que existen con relación a la tasa de recuperación de la economía global, generada por la crisis de la deuda de la Unión Europea, algunos temas fiscales que enfrentan importantes países y la situación de Estados Unidos.

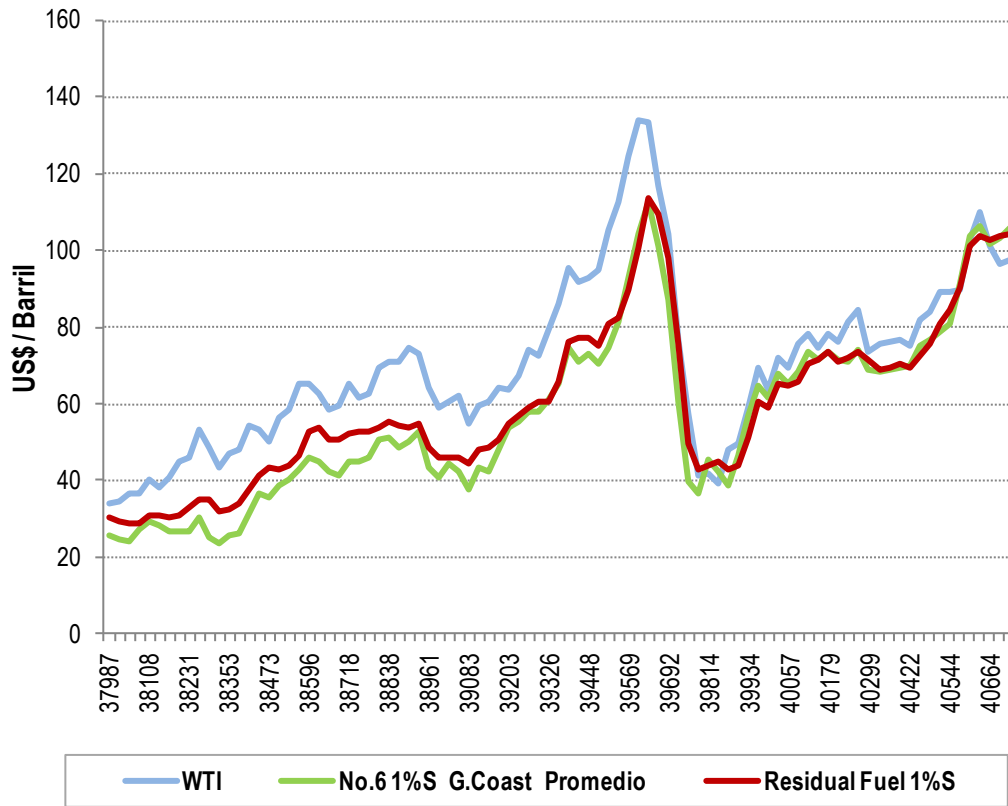
De esta manera, el comportamiento de los precios del petróleo incide directamente en el valor del precio máximo regulado del Gas Natural en el país, toda vez que el precio del Fuel Oil factor indexador empleado en Colombia está sujeto a la volatilidad de dichos precios.

La estimación del precio del gas natural en boca de pozo de los campos de la Guajira y Opón se realizaba siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución CREG 119 de 2005, dicha Resolución determinaba el New York Harbor Residual Fuel 1.0% Sulfur LP Spot Price, como valor de referencia para el cálculo del precio máximo regulado de gas natural, la Resolución CREG 187 de 2010 introdujo un como nuevo referente el “Índice Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil” , toda vez que el Departamento de Energía de los Estados Unidos suspendió la publicación de la variable indexadora de que trata la Resolución 119 de 2005.

En este sentido, para la proyección del Precio Máximo Regulado del gas natural en boca de pozo se comparó el comportamiento del precio del combustible de referencia⁶, con el comportamiento de los últimos 7 años de los precios del petróleo WTI y del Fuel Oil No. 6, notándose una mayor correlación con el precio del Fuel Oil No. 6, como se observa en la Gráfica 4-7. Por lo anterior, la

⁶ US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% Sulfur fuel oil

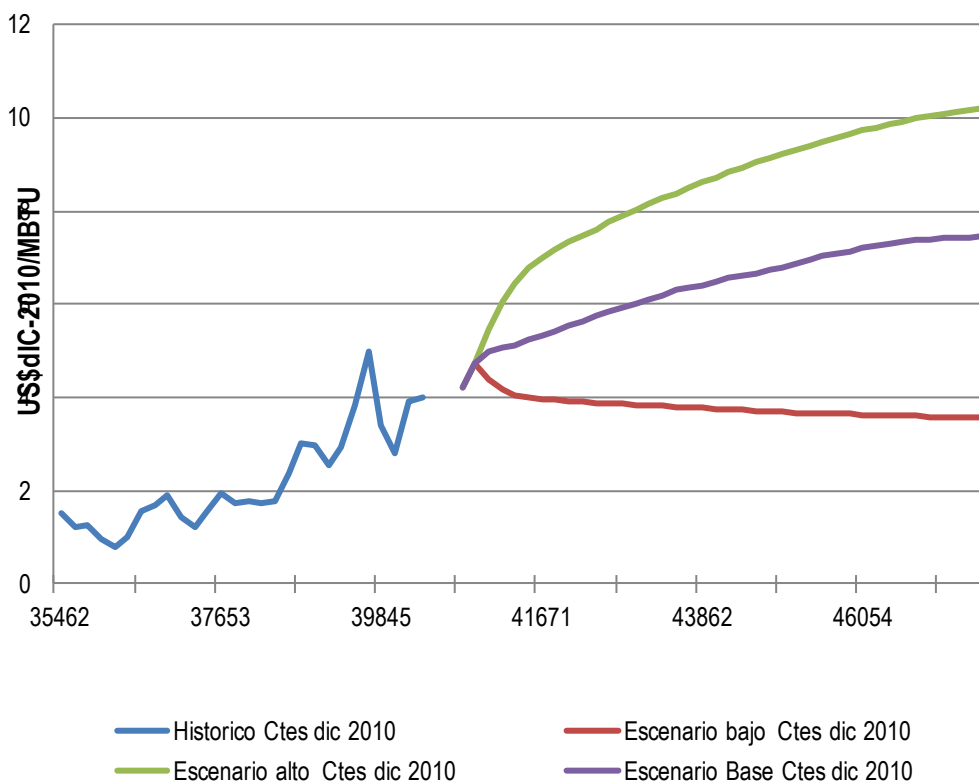
proyección de precios del gas natural en el horizonte 2011 - 2030 utilizó la tasa de crecimiento determinada en cada uno de los escenarios bajo, referencia y alto de la proyección del Residual Fuel No. 6, disponible en el Anual Energy Outlook 20011⁷



Fuente: EIA, Cálculos UPME
Gráfica 4-7 Comportamiento de precios

De esta manera, la Gráfica 4-8 presenta el resultado de la proyección del Precio Máximo Regulado de gas natural de la Guajira en Boca de pozo para los escenarios bajo, referencia y alto. Mostrando una tasa de crecimiento promedio año de 2.96% y un rango que oscila entre US\$/MBTU 3.5 y 10.

⁷ <http://www.eia.doe.gov/>



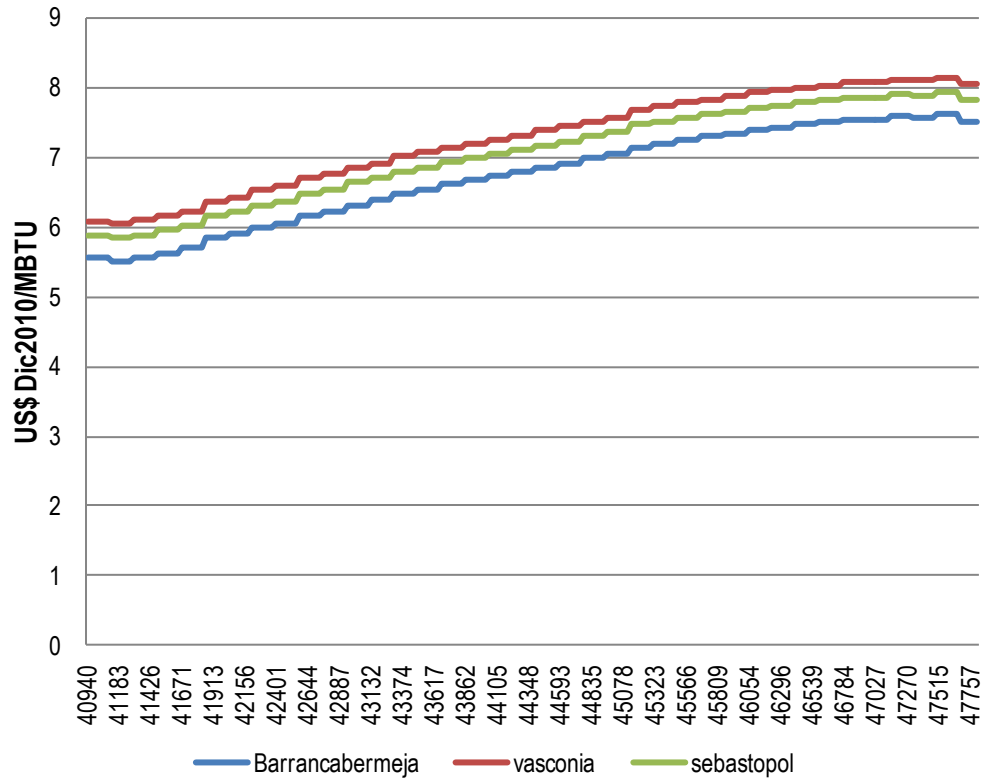
Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 4-8 Proyección de Precios Boca de Pozo - Guajira

Por otra parte, el precio de gas de Cusiana es determinado libremente desde que su capacidad de producción superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio de 2006. Lo anterior de conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 2005. Dicha proyección incorpora un análisis de competitividad para el precio del gas de Cusiana respecto del precio del gas de la Guajira.

Para este caso se definen puntos de arbitraje en el Sistema Nacional de Transporte sobre los cuales ciertos agentes pueden elegir libremente la fuente de suministro⁸ dado el precio del gas en dicho punto. Bajo esta consideración, la estimación del precio del gas de Cusiana surge a partir del precio del gas de la Guajira puesto en cada uno de los puntos de arbitraje seleccionados, se asume entonces que el precio del gas de Cusiana en dicho punto no puede ser superior al precio del gas de la Guajira. Desde este punto se descuentan los costos de transporte hasta la planta de producción para obtener finalmente el precio máximo de gas de Cusiana. Los resultados del ejercicio para el escenario de referencia se muestran en la Gráfica 4-9.

⁸ Guajira o Cusiana



Fuente: Cálculos UPME

Gráfica 4-9 Proyección de Precios Boca de Pozo - Cusiana

Para este ejercicio de estimación de los precios de gas para plantas térmicas, se asumió el precio del gas de Cusiana con referencia al nodo Sebastopol, cuya tasa de crecimiento promedio año es de 3.1% y un cuenta con un rango que varía entre 5.8 y 7.9 US\$/ MBTU.

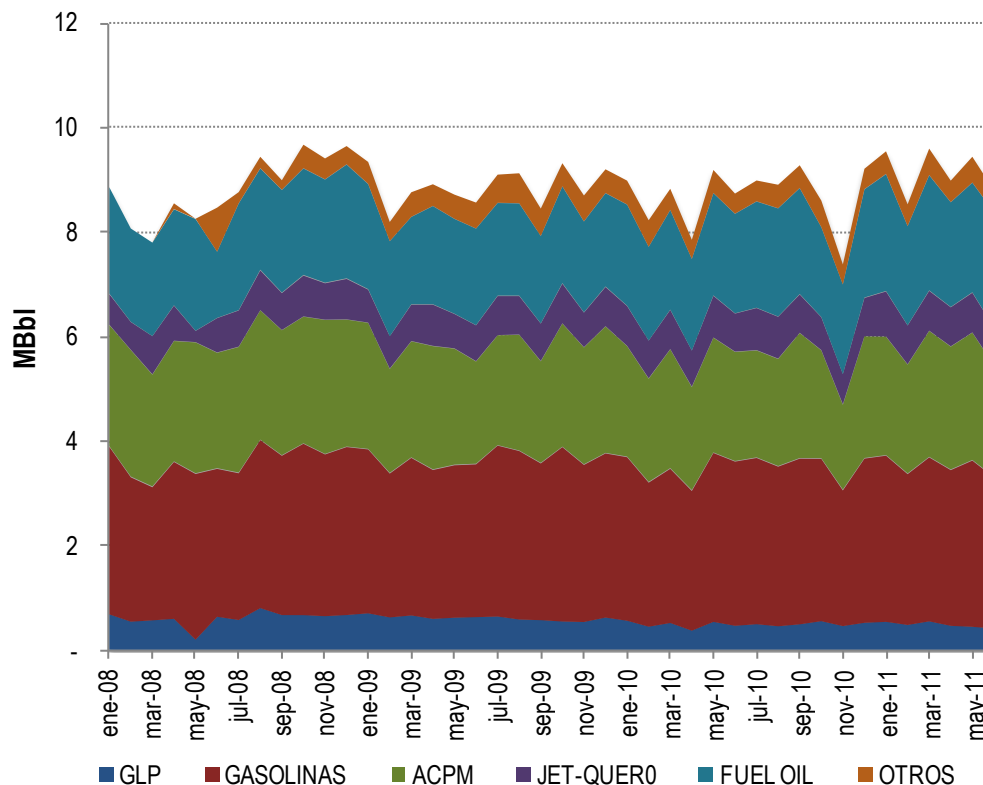
4.1.4 Combustibles Líquidos

4.1.4.1 Producción

Colombia cuenta con una capacidad de refinación que asciende a los 333,000 BPD, de los cuales el 74.56% se procesa en Barrancabermeja, 23.86% en Cartagena, 0.75% lo refina Orito y 0.84% Apiay.

De acuerdo con cifras de ECOPETROL, durante el primer semestre de 2011, las refinerías colombianas presentaron un nivel de utilización del 91% de la capacidad instalada, procesando en promedio de 308,000 BPD de petróleo crudo. Del total procesado el 73.63% se cargó en la refinería de Barrancabermeja, 25.28% en la refinería de Cartagena y el restante 1.10% entre las plantas de Orito y Apiay, en porcentajes de 0.62% y 0.47%, respectivamente.

La producción promedio de las refinerías alcanzó los 9.2 millones de barriles mensuales de combustible, de los cuales el 33% corresponde a gasolinas, el 25% a ACPM, el 23% a Fuel Oil, 8% a Jet-Quero y 5% a GLP y Otros ver Gráfica 4-10.



Fuente: ECP

Gráfica 4-10 . Producción de Combustibles Líquidos

Se observa una fuerte reducción en la producción de combustibles para el mes de noviembre de 2010, originada principalmente por una parada de mantenimiento de la planta de crudo de la refinería Cartagena, que se prolongó hasta diciembre de 2010. El mantenimiento impactó principalmente la producción de destilados medios, con una reducción del 75% respecto al mes anterior, 33% en el caso de las gasolinas y 14% para el Fuel Oil.

En el periodo enero de 2008 a junio de 2011, la Producción de Fuel Oil y Jet Fuel muestra una tendencia creciente, alcanzando producciones promedio de 73.700 BDC y 24.100 BDC, para el final del periodo. Por otra parte, la producción de ACPM presenta una tendencia decreciente a una tasa promedio mensual de -0.2%, alcanzando una producción del orden de 71.500 MBD.

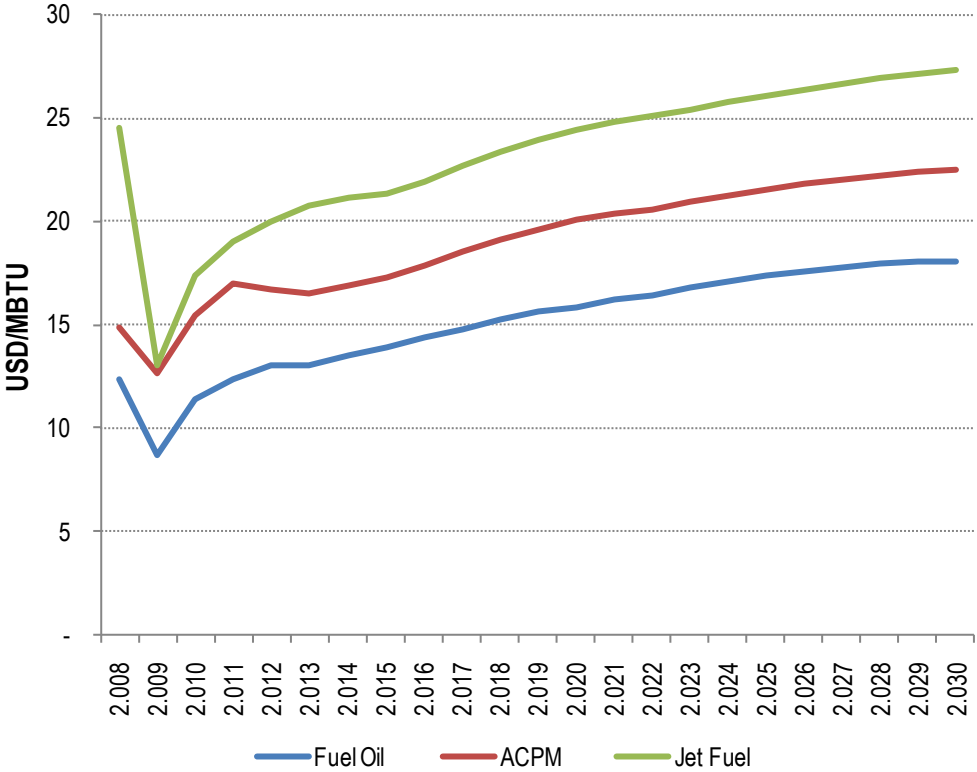
4.1.4.2 Precios Combustibles Líquidos utilizados para la generación térmica

La proyección de precios de combustible líquidos se genera a partir de las estructuras de precios definidas por el Ministerio de Minas y Energía para cada uno de los energéticos, por lo cual guarda correlación con los precios del petróleo WTI y los combustibles líquidos en la Costa del Golfo de Estados Unidos.

Durante el año 2010, el precio del petróleo se mantuvo en un rango de variación entre 73 y 81 dólares por barril y creció a una tasa de 1.39%, alcanzando una cotización de 89.12 dólares por barril en diciembre de 2010. El crecimiento interanual del precio del petróleo para el periodo 1999 – 2010 presenta un incremento de 0.24% respecto al alcanzado en la década 1999 – 2009, elevándose a 12.19%.

En términos generales, se puede afirmar que el crecimiento del Ingreso al Productor (IP) para el ACPM nacional ha seguido la tendencia de los precios internacionales, no obstante, la correlación con los precios del Fuel No. 2 en la Costa del Golfo de Estados Unidos (referencia para el Ingreso al Productor del ACPM) no guarda estrecha correlación, dada la intervención del Gobierno en su fijación, lo que atenúa las variaciones de precios del mercado internacional, esto en comparación con el Ingreso al productor del Fuel Oil y el Jet Fuel.

Así, las tasas de variación del IP para los combustibles líquidos incrementaron a una tasa interanual de 1.61% para el ACPM y 0.71% para el Jet Fuel, mientras que el Fuel Oil muestra una tasa de reducción interanual de 0.5%, respecto al año anterior; alcanzando valores máximos de 17.88 USD/MBTU, 17.95 USD/MBTU y 12.74 USD/MBTU, respectivamente, durante el periodo.



Fuente: UPME

Gráfica 4-11 Ingreso al Productor proyectado de ACPM, Jet Fuel y Fuel Oil

Los escenarios de proyección de precios, en dólares constantes de 2009, se basan en la incertidumbre respecto a la producción y demanda futura de combustibles líquidos, con base en la situación económica mundial y el impacto que esta pueda generar sobre los mercados.

El supuesto de una recuperación de la economía permite acercarse a niveles de consumo de años anteriores y la incertidumbre asociada a la participación de los combustibles líquidos no convencionales, favorecen expectativas de un crecimiento mundial de la demanda de hidrocarburos, por consiguiente, influenciando un incremento en los precios.

En consecuencia, el Ingreso al productor de los combustibles para generación térmica, reflejan una tendencia de crecimiento con tasas interanuales de 2.23% para el ACPM, 1.82% para el Jet Fuel y 2.18% para el Fuel Oil, con escenarios bajo y alto que oscilan respecto al escenario de referencia entre 4.34 y 13.27 USD/MBTU para ACPM, entre 2.16 y 10.73 USD/MBTU para Fuel Oil y 5.46 y 12.83 USD/MBTU, en el periodo de análisis de acuerdo con lo indicado en la Gráfica 4-11.

4.1.5 Recursos de Fuentes No Convencionales Renovables

Las fuentes no convencionales de energía (FNCE) se dividen en renovables y no renovables inicialmente en Colombia son consideradas como energías renovables la: solar, eólica (viento), de la biomasa, de la geotermia, de los océanos y los pequeños aprovechamientos hidráulicos; y como no renovable: los hidrocarburos no convencionales y la energía nuclear.

El país históricamente solamente ha utilizado tecnologías para aprovechar los recursos convencionales (hidrocarburos, carbón e hidroenergía a gran y media escala) para el desarrollo económico y el bienestar social, con base un marco regulatorio y unas reglas de mercado que en su trayectoria ha sido ajustado paulatinamente a las condiciones de estos recursos y sus tecnologías. Sin embargo, los desarrollos tecnológicos y los efectos del uso de energéticos que alteran el medio ambiente, han venido dando espacios para nuevas opciones de suministro con energías renovables, sentido en el cual, actualmente se plantean retos sectoriales sobre los contextos particulares de las FNCE, a la luz del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y de Fuentes No Convencionales de energía PROURE y de su metas y programas que buscan consolidar para cada fuentes renovable las condiciones de mercado, cadenas productivas, las oportunidades costo/beneficio, su densidad energética, disponibilidad, facilidades de transporte y almacenamiento.

Dentro de los retos planteados están las ventajas de establecer y valorar: i) la disponibilidad de los recursos renovables complementarios a la hidroelectricidad a gran escala, ii) el impacto sobre los precios de la energía, iii) la oportunidad de diversificar las matrices energéticas global y eléctrica para aportar a una seguridad energética más robusta en el mediano y largo plazo y iv) el aporte a la reducción del riesgo a la escases de algún energético y su costo económico. Se han identificado algunos posibles nichos o espacios adecuados para lograr una mayor diversificación de la matriz energética global y en particular la de producción de electricidad, sin embargo se requieren algunos ajustes regulatorios para facilitar la generación distribuida y la implementación de la medición neta. En el actual esquema solo unas tecnologías como la hidroenergía son competitivas para la producción de electricidad pero a futuro se debe propender por permitir que otras tecnologías entren a formar parte de la matriz energética Colombiana dentro de un ambiente de complementariedad y competitividad, que amplíe sus aportes - teniendo en cuenta tanto en la producción de energía eléctrica como en el suministro de energía térmica.

4.1.5.1 Aproximación al Marco Regulatorio de fuentes no convencionales de energía

En Colombia las Fuentes no Convencionales de Energía, FNCE, que incluye a las Energías Renovables, 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. Como FNCE se pueden considerar principalmente a las energías solar, eólica, de pequeños aprovechamientos hidráulicos, la biomasa, la geotermia, la energía de los océanos y la nuclear.

Mediante la Resolución 18 0919 del 1 de junio de 2010, este Ministerio adoptó el Plan de Acción Indicativo 2010 – 2015 cuyas metas son:

Participación de las FNCE en el Sistema Interconectado Nacional

2015 3.5%

2020 6.5%

Participación de las FNCE en las Zonas No Interconectadas ZNI

2015 20%

2020 30%

El Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales – PROURE, algunas de sus líneas de acción son las siguientes:

Formular un Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia: La meta de este plan es tenerlo para el 2012.

Caracterizar o actualizar la información existente del potencial de energía solar, geotermia, eólica, biomasa residual, mareomotriz, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, entre otras fuentes de energía no convencionales: Actualmente se cuenta con un Atlas Solar, Eólico y de Biomasa, se trabaja con el IDEAM en el tema de la Hidroenergía en cuencas de mediano tamaño.

Promover la formación avanzada y la investigación aplicada en FNCE y desarrollar proyectos demostrativos: El Ministerio de Minas y Energía a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas- IPSE viene implementando proyectos mediante centros de innovación tecnológica en la producción de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos, eólicos, biomasa y sistemas híbridos de poligeneración.

Apoyar la realización de normatividad y reglamentación técnica para lograr condiciones de mercado sanas con productos de buena calidad, que faciliten la penetración de estas tecnologías en los nichos de mercado donde sean

competitivas: El Ministerio de Minas y Energía ha venido apoyando al ICONTEC en la elaboración o adaptación de normatividad técnica y guías técnicas para la reglamentación y adecuado aprovechamiento de las energías renovables principalmente en sistemas solares y eólicos, para lo cual ha contado con la participación de la UPME.

Identificar esquemas de financiación para proyectos de Energías Renovables: El Ministerio de Minas y Energía ha venido apoyando mediante la UPME la identificación y diseño de esquemas financieros aplicables en Colombia para la promoción de las energías renovables y el uso racional y eficiente de la energía.

Facilitar el acceso a la información y conocimiento respecto de las fuentes no convencionales de energía (principalmente las energías renovables).

4.1.5.2 Potencialidades

Colombia es un país que cuenta con gran potencial en energías renovables debido, a su posición geográfica, su ubicación en la zona intertropical, a abundantes accidentes orográficos, numerosos volcanes a la existencia de dos mares, a un buen régimen de vientos en algunas regiones, a la existencia de amplias zonas cultivables y a la abundante generación de residuos orgánicos. Esto sin contar con las reservas de minerales con propiedades energéticas como el uranio del cual ya en el país existen Veintiún contratos de concesión de explotación y concentración de uranio y 339 solicitudes de contratos.

Las Fuentes no convencionales de energía han adquirido una dinámica importante a nivel mundial y en Colombia solamente en algunos proyectos en las Zonas No Interconectadas con nuevos incentivos para la innovación y recursos provenientes de fondos sectoriales como también una fuerte voluntad del IPSE en desarrollo de proyectos específicos.

El país dispone de aproximaciones de carácter nacional de la potencialidad de la energía eólica, solar⁹, de los residuos de la biomasa y posee mapas de aproximación preliminar al recurso hidroenergético. Actualmente La UPME, COLCIENCIAS, IDEAM, INGEOMINAS, empresas de generación y algunos grupos de investigación y universidades continúan con la elaboración de inventarios de proyectos que aprovechen estas fuentes.

Es importante señalar que dentro de las Fuentes limpias y renovables, Colombia ha defendido en los foros internacionales la inclusión de la Energía Hidráulica en general, por ser este un recurso renovable y con bajo impacto ambiental. Sin embargo a nivel internacional la discusión sobre este aspecto sigue vigente.

⁹ Disponibles en www.si3ea.gov.co

Potencial de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH's:

El INEA¹⁰ en 1997, Identificó un potencial preliminar de 25.000MW, del cual solo se había aprovechado cerca del 2% en todo el país. A 2010, se encuentra instalados 509.98 MW de aprovechamientos hidroenergéticos menores a 20 MW que suministran energía al Sistema Interconectado Nacional.

Este valor potencial es importante si se tiene en cuenta que puede incrementarse debido a que Colombia tiene una precipitación media anual de 3.000 milímetros sobre el 25% del área total del territorio continental que equivale a 274.000 km² y existe una alta potencialidad de proyectos no contabilizados.

La Tabla 4-3 muestra las cuencas principales del país y el grado de participación de la oferta hídrica del país.

| Cuenca | Área Cubierta del Territorio Nacional | Oferta Hídrica | Población |
|--|---------------------------------------|----------------|-----------|
| Ríos Magdalena y Cauca | 25% | 11% | 70% |
| Ríos Orinoco, Amazonas, Pacifico, Sinu, Atrato, Catatumbo y Sierra Nevada de Santa Marta | 75% | 89% | 30% |

Fuente: 2007. UPME
Tabla 4-3 Cuencas hídricas

Además en Colombia, existen 720.000 cuencas y micro cuencas y cerca de 1.600 cuerpos de agua, identificados como lagunas, lagos y embalses, con volumen aproximado de 26.300 millones de m³ y reservas aproximadas de 140.879 km³ de agua subterránea.

Recientemente la UPME y el IDEAM continuando con su labor de establecer los inventarios de los recursos energéticos renovables han producido una aproximación al recurso hidroenergético de carácter Nacional con la información del modelo digital del terreno de Colombia (MDTC) (90mx90m), las redes de drenaje, las cuencas asociadas a 367 estaciones con medición y series históricas de datos de caudal. Se estimaron 4674 cuencas nacionales con y los mapas de escorrentía, potencial para Colombia. Los siguientes mapas muestran la estimación preliminar de densidad de potencia lineal en MW/m para un promedio multianual en el orden de izquierda a derecha y de arriba abajo: anual y de los meses de enero, abril y agosto. En la Figura 4-2 Se puede observar los mapas de recurso hidroenergético.

¹⁰ 1997. INEA. Guía de Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá

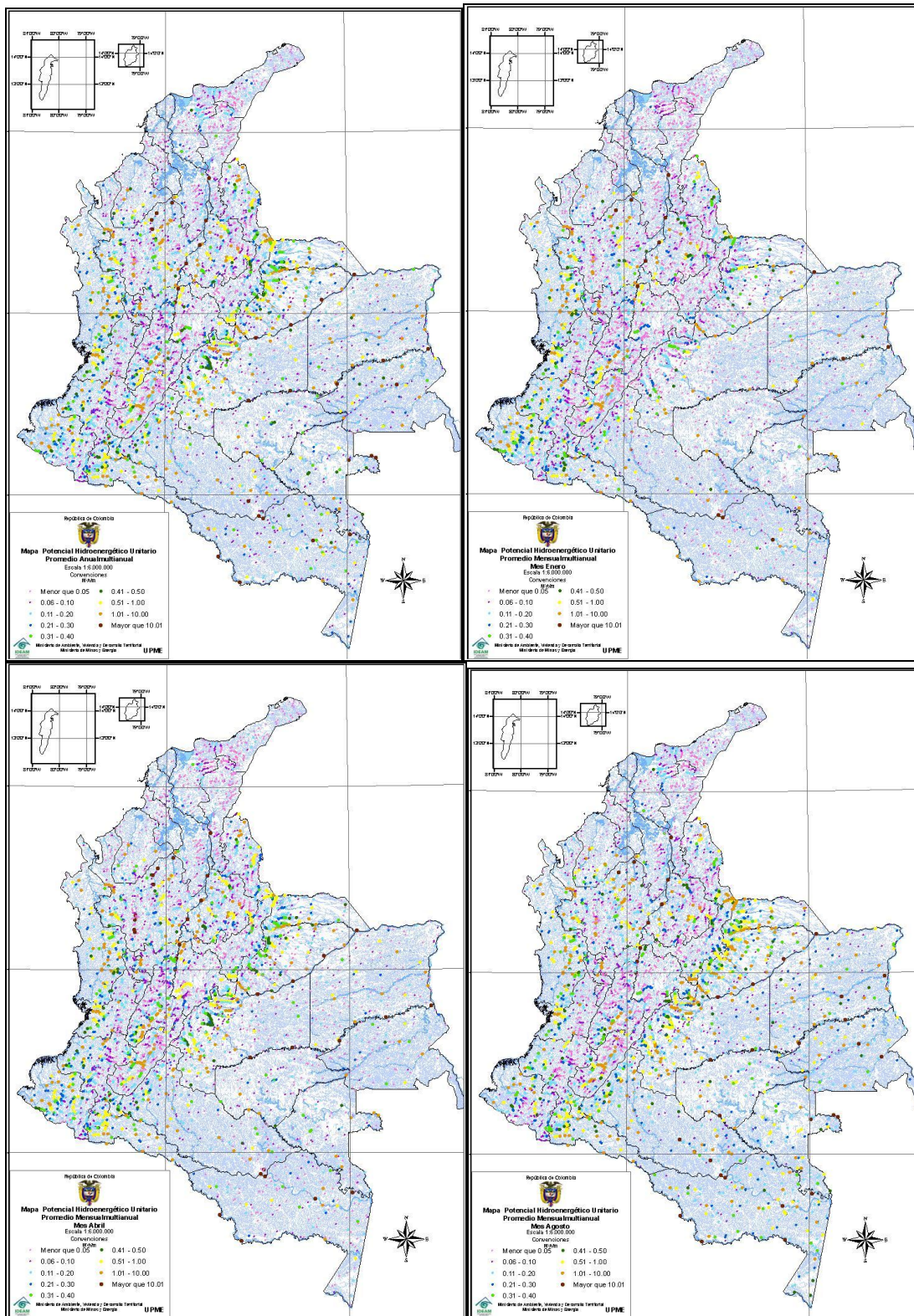


Figura 4-2 Aproximación recurso hidroenergético

Fases posteriores deben buscar validar y actualizar los ejercicios desarrollados, tal y que facilitaran mejores condiciones para el apropiado desarrollo de este recurso.

Eólica

Estudios realizados por PESENCA en los 90s para la costa atlántica y a nivel país por el INEA en 1997 y posteriormente por la UPME y el IDEAM son parte de los esfuerzos que permitieron construir el Atlas de vientos de carácter nacional que muestra la amplia potencialidad de este recurso Figura 4-1.

En tal sentido, este Atlas de carácter nacional identifica regiones donde existe el mayor potencial como es el caso de la Costa Atlántica, donde la mayor potencialidad del recurso se encuentra en la península de La Guajira, debido a los vientos alisios. Allí en el 2003 inició operaciones el primer parque eólico para generación eléctrica.

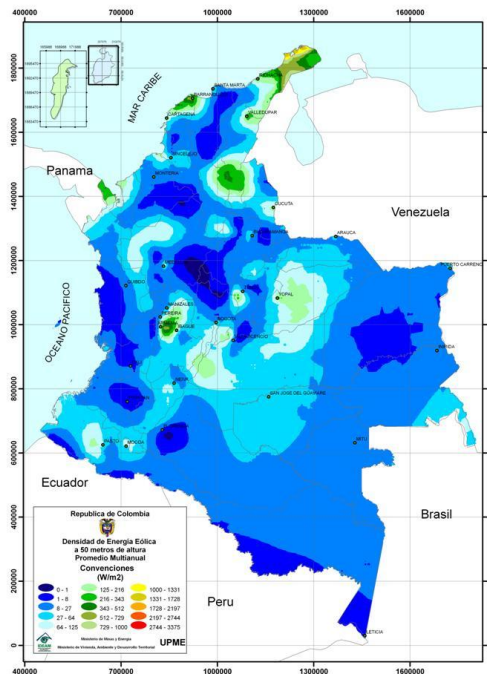


Figura 4-1 Mapa de vientos multianual promedio para Colombia

EL mapa muestra los valores estimados (para una altura de 50 metros del piso) de densidad de potencia en vatios por metro cuadrado en promedio anual multianual (realizado por el IDEAM y la UPME en el 2006) y además de las zonas mencionadas existen otras regiones con potencial como en el Bajo Magdalena y la cuenca del Cesar; en los departamentos de Bolívar, Atlántico y Norte de Santander, centro y sur del Cesar; en sectores costeros del golfo de Urabá, en el Medio Magdalena y sur del Catatumbo a la altura de Norte de Santander y en los Llanos Orientales sobre Casanare, límites entre Boyacá y Cundinamarca, y límites entre Meta, Huila y Cundinamarca.

La Tabla 4-4, se muestra un resumen de densidad de potencia de viento en las regiones con mejor potencial en el país.

| Región | Densidad de Potencia a 20 m (W/m ²) | Densidad de Potencia a 50 m (W/m ²) |
|--------------------------------------|---|---|
| Guajira | 1.000 – 1.331 | 2.744 – 3.375 |
| San Andrés | 125 – 216 | 216 – 343 |
| Santanderes | 125 – 216 | 343 – 512 |
| Costa Atlántica | 216 – 512 | 729 – 1331 |
| Casanare y Llanos Orientales | 125 – 216 | 216 – 343 |
| Boyacá | 125 – 216 | 216 – 343 |
| Límites entre Tolima y zona cafetera | 216 – 512 | 512 – 729 |
| Golfo de Uraba | 125 – 216 | 343 – 512 |

Fuente: 2006. UPME – IDEAM

Tabla 4-4 Densidad de potencia del viento por región

Estimativos con base al recurso y parámetros técnicos generales, indican que se puede instalar más de 10000MW en planta de generación solo empleando una fracción del litoral de la Guajira.

Los pasos a seguir para detallar el potencial ya se enmarcan dentro de la realización de mediciones puntuales en las áreas ya identificadas con mayor potencial. Estas mediciones se deben realizar a varias alturas y con torres de anemómetros que como mínimo lleguen a los 50 mts, los sitios seleccionados para estas mediciones deben tomar en consideración la orografía, los obstáculos del terreno, migración de aves, ubicación de asentamientos humanos y la cobertura del suelo entre otros factores con miras a la instalación de plantas eólicas de gran tamaño.

Solar

Colombia tiene un potencial energético solar a lo largo de todo el territorio nacional, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m². El siguiente mapa promedio anual multianual, muestra una aproximación a la densidad de energía solar por metro cuadrado día, en las regiones costeras atlántica y pacífica, específicamente en la Guajira, de acuerdo con los resultados de la evaluación del recurso solar del país, muestra un potencial solar promedio anual diario entre 5,0 y 6,5 kWh/m²/día, el mayor del país. Las regiones de la Orinoquia y Amazonia, que comprenden las planicies de los Llanos Orientales y zonas de las selvas colombianas, presentan una variación ascendente de la radiación solar en sentido suroeste-noreste, verificándose valores asimilables a los de La Guajira en el noreste (Puerto Carreño). Ver Figura 4-2

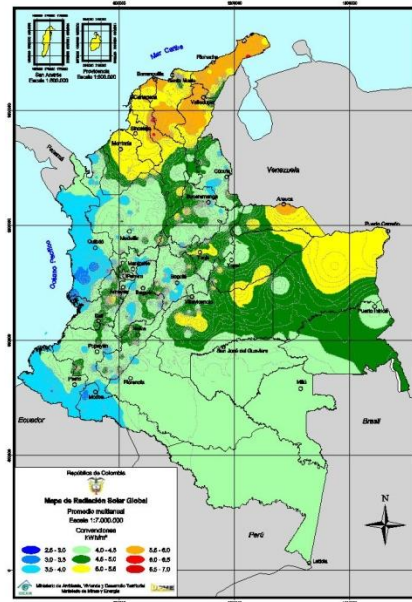


Figura 4-2 Mapa de radiación solar para Colombia

| REGIÓN | RADIACIÓN SOLAR (kWh/m ² /año) |
|-----------------|--|
| Guajira | 1.980 – 2.340 |
| Costa Atlántica | 1.260 – 2.340 |
| Orinoquia | 1.440 – 2.160 |
| Amazonia | 1.440 – 1.800 |
| Andina | 1.080 – 1.620 |
| Costa Pacífica | 1.080 – 1.440 |

Fuente: 2005. UPME - IDEAM. Atlas de Radiación Solar de Colombia.

Tabla 4-5 Potencial de radiación solar por región

Si bien la disponibilidad del atlas de radiación solar permite contar con información para diseño de pequeños sistemas con un aceptable nivel de precisión, se requiere de la instalación de equipos de medición tal como radiómetros para proyectos que tengan un mayor tamaño o requerimientos más precisos sobre el recurso y la producción energética de este. En la Tabla 4-5, se puede identificar ver los datos de radiación solar por región.

Biomasa

La biomasa es uno de los recursos más complejos de estimar en cuanto a potencial de aprovechamiento, por cuanto este depende de muchos factores e incluso con mal manejo puede desaparecer, ejemplo uso de suelo y cambio de uso por paso de reserva forestal a campesina, la biomasa potencial disminuye de acuerdo a la nueva actividad que se realice agrícola, ganadera, etc.

La UPME realizó un estudio¹¹, que propicio la primera aproximación al mapa de potencial de biomasa vegetal que luego se desarrollo con el Atlas de Potencial de Biomasa Residual en Colombia del cual se obtienen los siguientes potenciales de biomasa residual agrícola, pecuario y de residuos sólidos orgánicos urbanos.

En lo agrícola solamente se tuvo en cuenta los residuos de ocho cultivos que se exponen en la Figura 4-3.

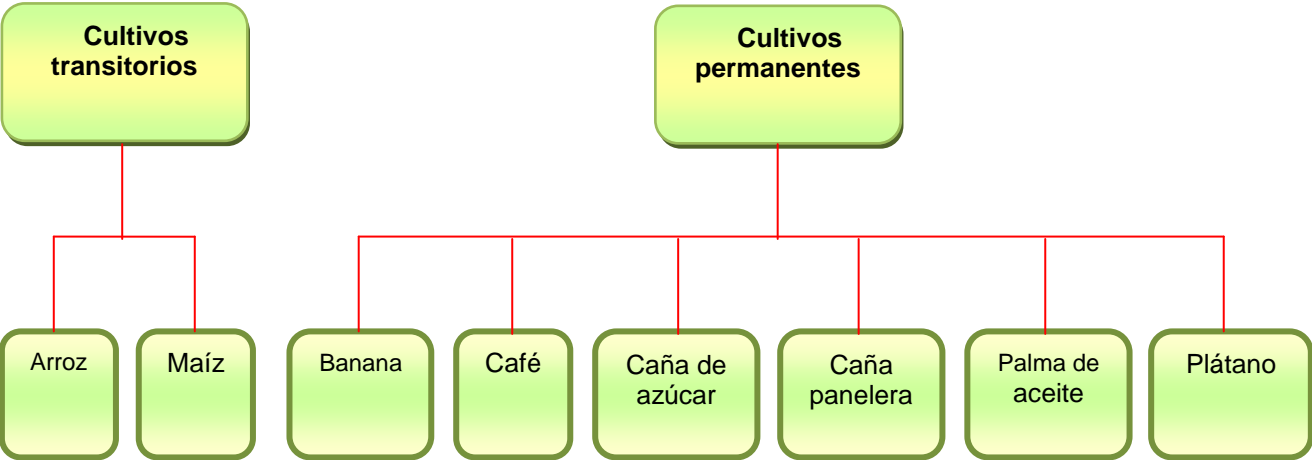


Figura 4-3 Cultivos agrícolas considerados

En el caso de los residuos pecuarios se tuvo en cuenta los residuos de los sectores de acuerdo con la Figura 4-4

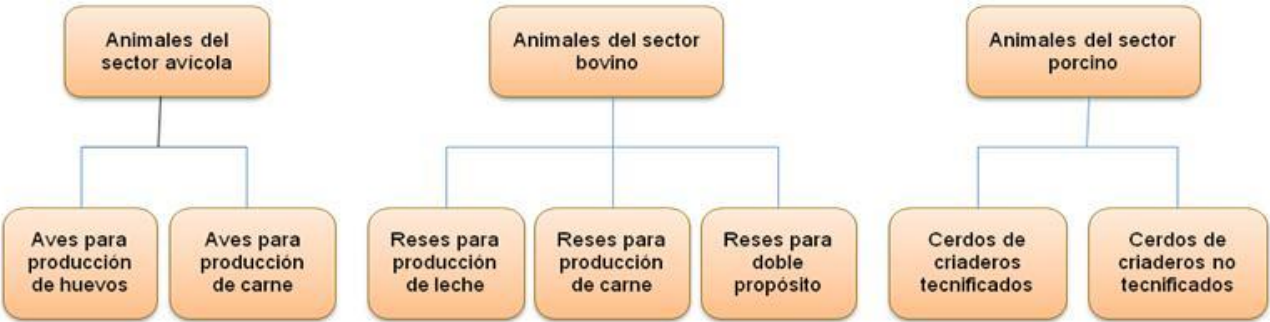


Figura 4-4 Sectores de los residuos pecuarios

¹¹ 2003. UPME – AENE. Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia, Bogotá

Un resumen de otros estudios de potencial en biomasa realizados por la UPME se resume en la siguiente Tabla 4-6

| POTENCIAL DE GENERACION ELECTRICA | |
|---|-------------|
| CULTIVOS INDUSTRIALES | MW |
| Palma | 100 |
| Caña azúcar | 747 |
| Caña panelera | 513 |
| Café | 310 |
| Arroz | 171 |
| SUBTOTAL | 1841 |
| Biomasa residual pecuaria | |
| Bovinos | 532 |
| Porcino | 25 |
| Avícola | 184 |
| SUBTOTAL | 741 |
| RESIDUOS SOLIDOS URBANOS | |
| Centro de Abastos y Plazas de Mercado | 0.5 |
| Poda | 0.6 |
| Rellenos sanitarios de 4 principales ciudades | 47 |
| GRAN TOTAL | 2630 |

Fuente: consolidado UPME
Tabla 4-6 Potencial de generación eléctrica con la biomasa

Geotermia

Colombia, debido la presencia de actividad volcánica reciente en la Cordillera Occidental y Central y la presencia de actividad ígnea latente en algunas áreas de la Cordillera Oriental, es un país con muy interesantes recursos geotérmicos que pueden orientarse incluso a la producción de energía eléctrica.

En tal sentido, se ha realizado una evaluación global de las áreas de interés con base en la valoración de la presencia de tres elementos:

Sistema geotérmico de alta entalpía: anomalía térmica superficial, Reservorio y, Cobertura impermeable.

En la Cordillera Occidental, se tiene de sur a norte las áreas de los volcanes Chiles-Cerro Negro en la frontera con el Ecuador (que después se ha identificado como el proyecto geotérmico binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño), el Cumbal, el Azufral y el Galeras

Las áreas más significativas son:

1) La del volcán Azufra, con la presencia de un volcanismo de gran evolución, garantía de una fuente de calor significativa en profundidad, fuentes termales superficiales y fragmentos rocosos hidrotermalizados de tipo vulcano-sedimentario que indican la existencia de un reservorio geotérmico de alta temperatura probablemente cubierto por rocas volcánicas terciarias que actuarían como cobertura impermeable

2) La del volcán Chiles-Cerro Negro que presenta rasgos de una fuente de calor relativamente cercana a la superficie, fuentes termales de interés y posible presencia de rocas en profundidad relacionadas con un reservorio geotérmico.

En la Cordillera Central, se estudiaron de sur a norte las áreas de los volcanes Doña Juana, Sotará, Puracé y Huila. Los dos primeros se caracterizan por presentar indicios de una fuente de calor significativa, pero existen dudas sobre la existencia de un reservorio. En el caso de los dos últimos volcanes existen dudas sobre la efectividad de la fuente de calor y tiene problemas relacionados con el reservorio.

En la Cordillera Oriental, se identificó como área de interés la de Paipa; es la única situada fuera de la región volcánica principal, en ambiente geológico sedimentario, por lo cual no deberían existir muchos problemas de permeabilidad en el subsuelo. La presencia en superficie de un volcanismo no muy joven podría crear incertidumbre sobre la posible presencia de una fuente de calor cercana a la superficie, pero la existencia de fuentes termales de alta temperatura en superficie, sugeriría su calentamiento por algún cuerpo magmático en estado de latencia.

Además de estas localizaciones, un área en el Macizo Volcánico Ruiz-Tolima está siendo investigada por iniciativas privadas las cuales deberían considerar estudios previos que plantean un problema delicado por la ausencia de formaciones rocosas que pudieran presentar gran permeabilidad y de esta manera actuar como efectivos reservorios geotérmicos de interés industrial.

De lo anterior se desprende que la máxima prioridad fue asignada a las áreas de Azufra y de Chiles-Cerro Negro, las cuales en principio presentarían las condiciones requeridas para la existencia de un campo geotérmico de alta entalpia.

Otros potenciales se pueden derivar de la misma explotación del petróleo, del cual se puede aprovechar su gradiente térmico como elemento para suministro energético en los respectivos campos.

Finalmente, el esfuerzo de INGEOMINAS estudiando este recurso produjo el mapa de temperaturas del subsuelo que también contribuye al conocimiento del recurso.

Energía de Los Océanos¹²

La energía no convencional asociada a los océanos depende del agua y sus condiciones físicas de energía térmica y mecánica (gradiente de salinidad, corrientes oceánicas, gradiente térmico, onda de marea y olas de viento) En tal sentido en el país se han realizado estudios que permiten tener una idea preliminar de su potencial así:

Energía del gradiente térmico, su potencial depende de 3 requisitos: a) Un gradiente térmico de más de 20° C entre la capa de agua caliente y agua fría, b) Una profundidad mínima con el gradiente térmico requerido y c) una distancia horizontal mínima entre tierra y el sitio de explotación energética dado el gradiente térmico. De acuerdo al estudio reciente (Torres, 2003), que en una primer aproximación muestra existen las condiciones en la región las Islas de San Andrés y Providencia en el Caribe, mientras que en la región del Pacífico colombiano no presentan gradientes térmicos necesarios entre las aguas superficiales y las profundas que permitan aprovechar esta energía. Tampoco en los sitios evaluados como Juradó y Cabo Corrientes las profundidades necesarias para el sumidero de estas centrales de generación se encuentran a por lo menos 5000 y a 5700 m respectivamente de la línea costera, distancia demasiado grande para la interconexión de este tipo de centrales de generación. En estas condiciones, el potencial de aprovechamiento de este recurso en la costa pacífica no resulta viable en las condiciones actuales.

Energía de las mareas, proviene de las corrientes de marea en áreas costeras, deben existir condiciones de diferencia en el nivel del agua superiores a 3 m, velocidades superiores a 1.75 m/s y áreas de bahías o estuarios que permitan la construcción de represas para las turbinas para la generación de electricidad. El estudio (Torres, 2003) indica que en la costa Pacífica, Bahía Málaga no resulta una opción por las bajas velocidades de marea (sin embargo, mediante modificaciones a los canales de entrada de Bahía Málaga es posible alcanzar las velocidades necesarias para la generación eléctrica entre 70 y 100 MW, para esto se requiere de una evaluación económica y ambiental debido a la magnitud de las obras civiles y su impacto en la hidrodinámica local y el tránsito naval), otros sitios que se sugiere investigar son los sitios próximos a Cabo Corrientes, reconocido por fuertes corrientes de marea.

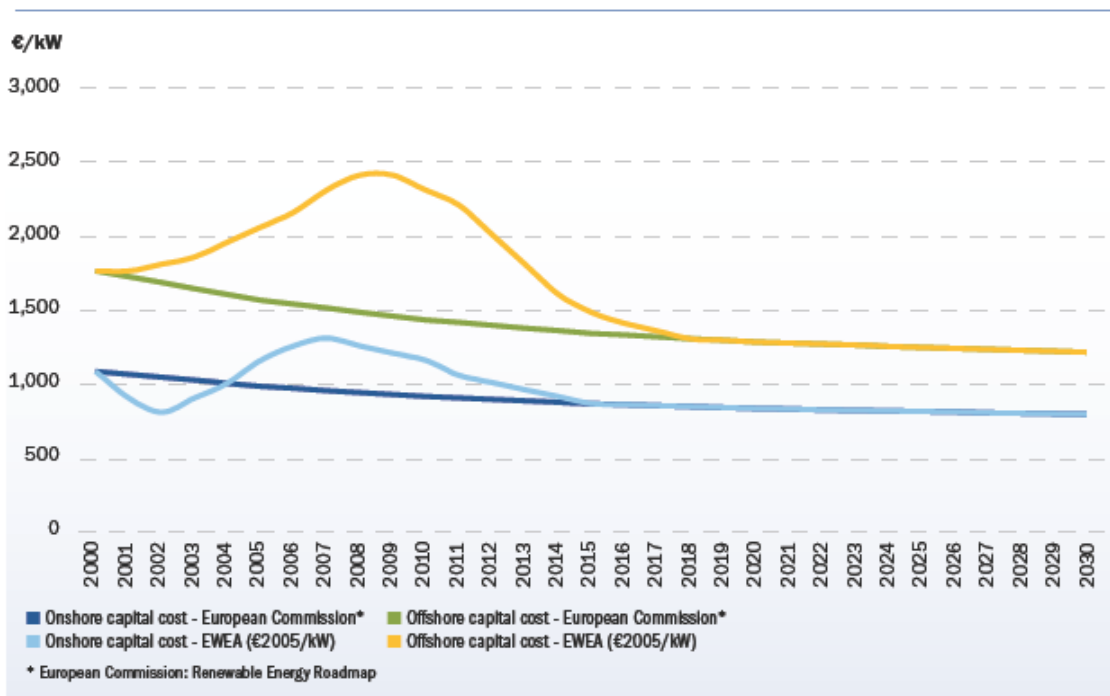
Energía de las olas, aprovecha la energía potencial y cinética de las olas para su aprovechamiento se requiere que la onda de la ola transporte por lo menos 15 kW por metro de ancho de la cresta. En el Pacífico una amplitud de onda es baja y descarta su potencial, mientras en el Caribe en norte de la Guajira tiene 1.72 m de altura media anual de la onda y una desviación estándar baja de 0.3, lo cual indica que esta región sería la más promisoría con 11.67 kWm. Sin embargo, el flujo de energía no alcanza los niveles mínimos (15 kWm) para generar electricidad

¹² Tomado de Torres R. Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos. Escuela Naval de Cadetes Almirante Padilla. Cartagena, 2003.

eficientemente con la tecnología actual. El caso de Bocas de Ceniza – Barranquilla, se encontró para una serie de datos de 28 días un flujo promedio de energía de 16.11 KWm, la cual supera los niveles mínimos para la generación económica de electricidad¹³ y ameritaría un estudio puntual para su aprovechamiento.

4.1.5.3 Perspectiva de evolución de precios

La evolución de los precios de las tecnologías que aprovechan las fuentes renovables han variado con respecto a las proyecciones inicialmente planteadas debido a múltiples factores, principal el crecimiento de la economía mundial que motivo crecientes requerimientos de energía limpia que aunado a una capacidad limitada de producción de equipos provoco un cambio en la tendencia descendiente de los precios tal y como se aprecia en la siguiente gráfica de la Asociación Europea de Energía Eólica, EWEA, para los precios por kW de maquinas eólicas. En la Gráfica 4-12 Se puede ver la evolución de los precios.



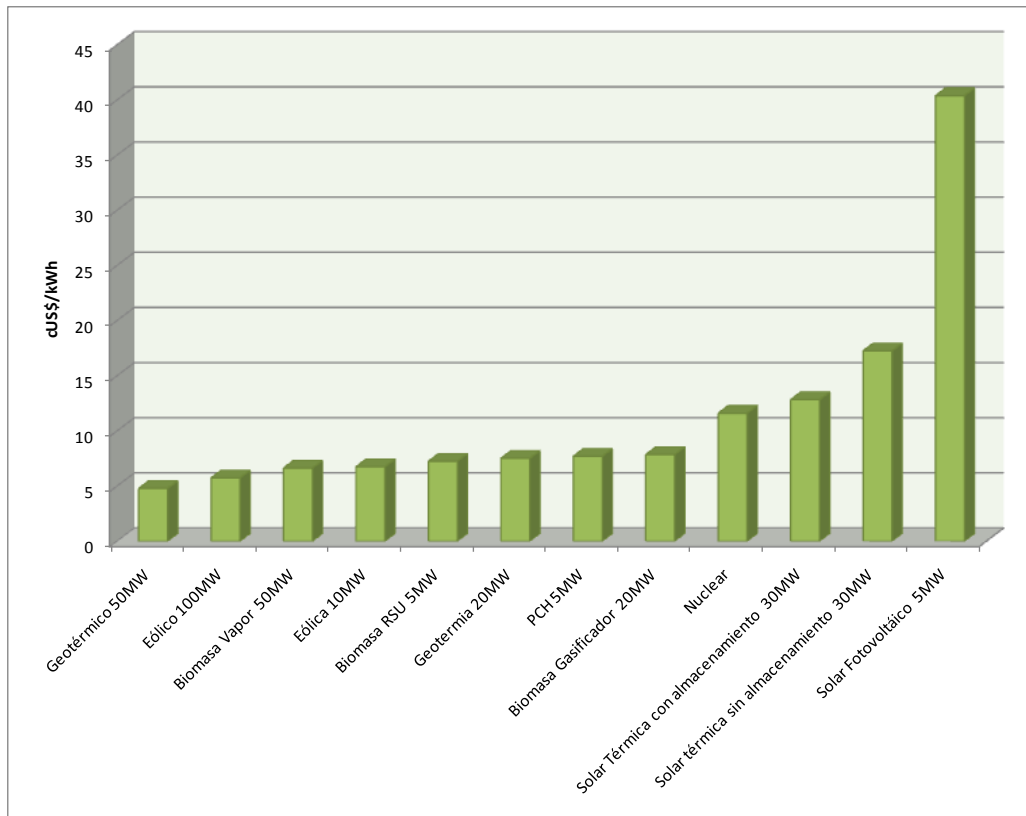
Fuente: (EWEA, 2009)

Gráfica 4-12 Perspectiva de evolución de precios

En la Gráfica 4-13 se puede apreciar un estimativo de los costos de generación para diferentes alternativas energéticas en centavos de dólar por kWh y se puede

¹³ Torres, R. y Andrade C., Boletín Científico CIOH, No. 24, Potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos, pp. 11-25, Cartagena de Indias, Colombia, diciembre de 2006.

apreciar como ya algunas de estas tecnologías ya presentan costos competitivos aun para condiciones de mercado como el Colombiano



Fuente: CORPOEMA para la UPME

Gráfica 4-13 Costos estimados de generación eléctrica con diferentes tecnologías renovables y no convencionales

Cuando se habla de generación eléctrica a pequeña escala los costos de producción de energía pueden variar dependiendo de la fuente y tecnología siendo los más costosos en sistemas fotovoltaicos con casi ¢US 60 por kWh para sistemas de 50W bajando a ¢US 50 por kWh para sistemas de 25kW pasando por los eólicos desde ¢US 20.5/kWh para sistemas de 100kW a ¢US 36kWh para sistemas de 300W y finalmente los más económicos que se podrían tener tener de contar con el recurso para instalar microcentrales hidráulicas que podrían generar a ¢US 16kWh para 300W o incluso a ¢US 12/kWh para sistemas de 100kW.

En producción de calor se encuentra que los sistemas solares producen una energía térmica entre un 20 y un 40% más costosa que los actuales calentadores de paso a gas. Sin embargo, con mejoras en los procesos de producción de equipos, se podría llegar a tener un costo del calentamiento del agua del 80% de correspondiente a los calentadores de paso, de allí surge la importancia de hacer labores de investigación para mejoramiento de en procesos de manufactura y materiales y disponer de mecanismos de financiación para que estos sistemas sean una alternativa efectiva para los usuarios finales.

4.1.6 Cargo por confiabilidad

Con el fin de garantizar la disponibilidad de recursos para abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez, se introdujo uno de los objetivos del cargo por confiabilidad, que bajo el nuevo esquema, significó asegurar la expansión del sistema en cuanto a generación.

Según el diseño del cargo, se realizó la primera subasta de energía, en la cual se asignaron a través de obligaciones de energía firme -OEF- 3,008.88 GWh/año para el periodo 2012 – 2013.

Para plantas con un período de construcción mayor a cuatro años y que podrían entrar entre el 2014 al 2018, se implementó el mecanismo GPPS, Generación con periodo de planeación superior. La asignación de la obligación de energía firme, OEF, para las plantas GPPS se realizó para un periodo de 20 años a partir del año en que fue asignada la primera OEF del respectivo proyecto. Bajo éste esquema hasta el 2018 entraran las siguientes plantas, se asignaron 6281 GWh/año

Dentro de la información suministrada por los agentes para las revisiones del plan de expansión y la información presentada por la auditoria de la curva S de los proyectos del cargo, se han venido presentando acontecimientos que prevén la no entrada de proyectos de acuerdo con los compromisos adquiridos, por lo anterior se hace un resumen de los principales acciones de algunos proyectos.

PROYECTO: PORCE IV

Debido a la problemática social que atraviesa la zona del proyecto hidroeléctrico Porce IV, EPM mantiene la decisión de suspensión indefinida.

La intención de la empresa es continuar con la ejecución del proyecto cuando los factores que bloquean la ejecución pasen a un estado que permita proceso normal de implementación.

En consecuencia EPM procedió con los procesos de liquidación y (o) suspensión de los contratos vigentes a la fecha. En el momento se encuentran en ejecución los trámites administrativos y jurídicos para culminar esta actividad.

EPM solicitó la suspensión de las obras de transmisión asociadas al proyecto Porce IV, directamente a la UPME.

El informe de auditoría de Mayo 2011, concluye que el proyecto hidroeléctrico Porce IV presenta a la fecha una situación de incumplimiento grave e insalvable de acuerdo con lo indicado en la resolución 071 de 2006.

De acuerdo con lo informado por el agente la CREG procedió a iniciar la actuación administrativa contempladas en las resoluciones que rigen la subasta de cargo por confiabilidad, donde Porce IV tiene unas obligaciones adquiridas con respecto a la entrada en operación del proyecto. Fecha informe: 18 de agosto de 2011.

PROYECTO:MIEL II

De acuerdo con las cifras reportadas por el Agente Generador, el proyecto presenta un avance real general correspondiente al 1.90%, que comparado con el avance programado de acuerdo con la curva registrada ante la CREG, correspondiente al 12,21%, arroja que el proyecto tiene un atraso del 84,44% al 28 de febrero de 2011.

La Auditoría conceptúa, que el atraso no afectaría la fecha de puesta en operación comercial de la planta (diciembre del 2014), siempre y cuando el tiempo de construcción de 36 meses y los plazos del “Cronograma Optimo”, indicados por el Agente Generador, sean considerados y cumplidos al adjudicar en el inmediato futuro los contratos de obra civil y de suministro de equipos principales.

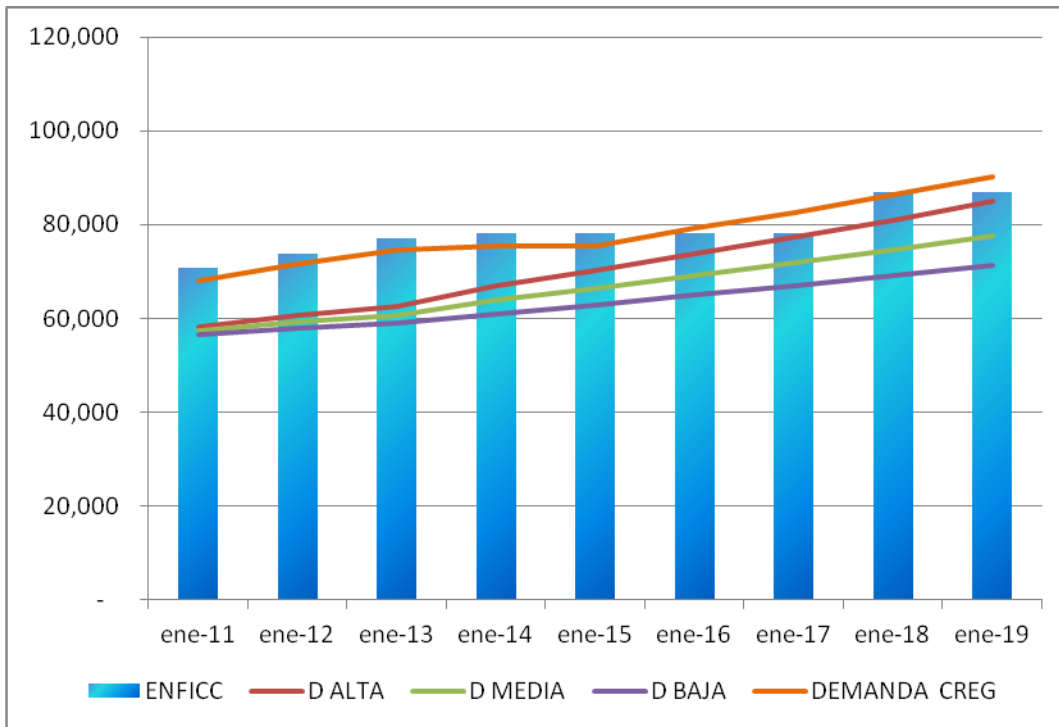
Por otro lado el agente promotor informa los eventos presentados con la renovación de la garantía emitida a favor de XM que respalda el cumplimiento de las obligaciones de energía firme adquiridas por la Sociedad Promotora Miel II frente al sistema eléctrico y en el cual los órganos corporativos de la promotora decidieron no renovar la garantía emitida por el banco BBVA, a través de la cual se garantiza a la Promotora por las obligaciones asociadas a amparar la construcción y puesta en operación de la planta Miel II, por los años de vigencia de la obligación comprendidos entre el 01 de Diciembre de 2014 hasta el 30 de Noviembre de 2034. Información suministrada por el agente en el mes de septiembre de 2011.

Estas consideraciones fueron importantes para los análisis en el plan de expansión. Si bien, en los informes de auditoría, no se evidencia atrasos en otros proyectos, se ha considerado esta situación en escenarios del plan teniendo en cuenta las implicaciones en los procesos de permisos y licencias y los tiempos ajustados para esto.

Recientemente la CREG determinó la necesidad de realizar una subasta con fines de cubrir energía en el 2015 al 2016. En este proceso se estableció un cronograma para el 27 de diciembre de 2011, para participar en esta subasta de asignación de obligaciones de energía firme se recibió declaración de interés de 47 proyectos.

4.1.6.1 Relación energía vs demanda

En la Gráfica 4-14 se presenta la energía firme a remunerar en el periodo 2011 hasta 2018, los años subsiguientes no han sido subastados aún. El ejercicio se realizó sin incluir la energía de Miel II y Porce IV, igualmente se presenta la demanda objetivo en cada uno de los periodos establecida por la CREG y la proyección de demanda de la UPME en la revisión de marzo de 2011.



Gráfica 4-14 Relación de Energía firme Vs Proyección de Demanda

4.1.7 Requerimientos En Expansión

Para establecer los requerimientos de generación del país, se analizaron dos periodos; uno que contempla el 2011 al 2018, y otro el 2011-2025, en el primero de ellos se emplearon escenarios de proyección alta, media, baja. De igual manera para estas condiciones se estableció un escenario a Colombia operando de manera autónoma.

4.1.8 Supuestos

A continuación se presentan los supuestos empleados en las corridas:

- Hidrologías de enero de 1938 a febrero de 2011.
- Índices de indisponibilidad de XM.
- Proyectos inscritos y fechas usadas para la entrada en operación de los proyectos de generación fueron las reportadas por los agentes a la UPME.

- Proyección de escenarios de demanda de energía y potencia escenario alto y medio y bajo de marzo de 2011.
- Proyectos en construcción
- Características de generadores reportados por los agentes a XM y a la UPME.
- Interconexión con Panamá 300MW a partir del 2014
- Mínimos operativos vigentes.
- Costos de combustibles presentados en el documento UPME, de la revisión de febrero de 2011
- Tasa de descuento de 12%.

4.1.9 Registro de Proyectos de Generación

El Registro de Proyectos de Generación, es un insumo para verificar las posibles plantas a partir de las cuales puede desarrollarse la expansión futura del sistema.

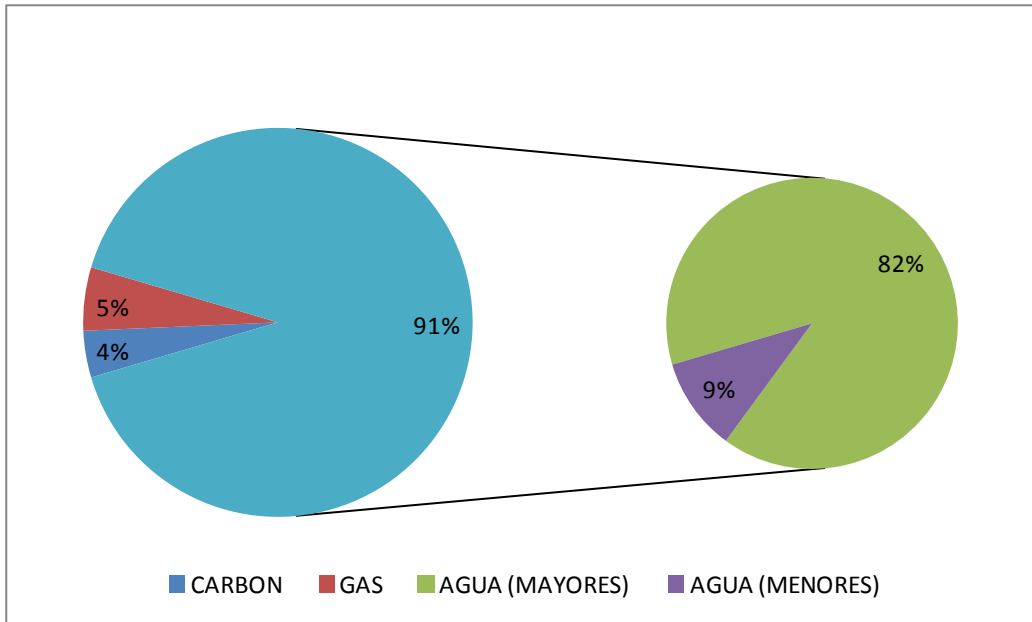
El procedimiento de inscripción en el registro está reglamentado mediante Resolución UPME 638 de 2007 y permite clasificar en fase 1, 2 o 3 los proyectos de acuerdo con su avance y nivel de desarrollo, en general, si éste se encuentra en prefactibilidad, factibilidad o construcción. Es importante señalar 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 2010-2025 del Plan de Expansión, este registro se ha actualizado de acuerdo con los nuevos proyectos. En total, los proyectos con registro vigente de 118, hidráulicos 76 mayores, 38 de hidráulicos menores, 3 de carbón y 1 de gas. De acuerdo con lo presentado en la Tabla 4-7

| Tipo de proyecto | Numero de proyectos | Capacidad (MW) |
|------------------|---------------------|----------------|
| AGUA (MENORES) | 76 | 858.45 |
| AGUA (MAYORES) | 38 | 7428.93 |
| CARBON | 3 | 354 |
| GAS | 1 | 480 |

Tabla 4-7 Proyectos inscritos ante la UPME

En términos de capacidad inscrita, se tiene registrada una capacidad de 9121 MW, de los cuales 858.45 MW en hidráulicos menores, 7428.93 en hidráulicos mayores, 354 MW a carbón, y 480MW a gas. De acuerdo con lo presentado en la Gráfica 4-15.



Gráfica 4-15 Porcentaje de participación de los proyectos inscritos de acuerdo con recurso

4.1.10 Expansión sistema colombiano Mediano Plazo

Una vez iniciado el proceso de revisión del Plan de expansión y de acuerdo con la información suministrada por los agentes, se consideraron los proyectos de la Tabla 4-8 de acuerdo con la fecha declarada de entrada en operación comercial, esta información fue considerada como base para el modelamiento del plan de expansión. Sin embargo, y de acuerdo con la evolución del desarrollo de proyectos se consideraron alternativas suspendiendo proyectos y atrasando otros, con el fin de revisar como en el corto plazo estos pueden afectar la confiabilidad del sistema.

| PROYECTO | TIPO | FECHA DE OPERACIÓN COMERCIAL | CAPACIDAD TOTAL (MW) |
|---------------------------------------|-----------|------------------------------|----------------------|
| TULUA | HIDRO | dic-11 | 40 |
| MONTAÑITAS | HIDRO | jul-11 | 20 |
| BARROSO | HIDRO | ene-12 | 20 |
| EL POPAL | HIDRO | dic-13 | 20 |
| TRAS. GUARINÓ | HIDRO | jun-10 | -- |
| SAN ANDRES | HIDRO | ene-12 | 20 |
| FLORES IV | GAS VAPOR | feb-11 | 160 |
| PORCE III | HIDRO | ene-11 | 165 |
| PORCE III | HIDRO | mar-11 | 330 |
| PORCE III | HIDRO | jun-11 | 495 |
| PORCE III | HIDRO | sep-11 | 660 |
| TRAS. MANSO | HIDRO | dic-11 | -- |
| AMOYÁ | HIDRO | dic-11 | 78 |
| MIEL II | HIDRO | mar-14 | 135 |
| CUCUANA | HIDRO | jun-13 | 60 |
| GECELCA 3 | TERMICO | dic-12 | 164 |
| TERMOCOL | TÉRMICO | dic-12 | 202 |
| EL QUIMBO | HIDRO | nov-14 | 400 |
| SOGAMOSO | HIDRO | sep-13 | 267 |
| SOGAMOSO | HIDRO | oct-13 | 533 |
| SOGAMOSO | HIDRO | dic-13 | 800 |
| PORCE IV | HIDRO | dic-15 | 400 |
| ITUANGO | HIDRO | jun-17 | 300 |
| ITUANGO | HIDRO | dic-17 | 600 |
| ITUANGO | HIDRO | mar-18 | 900 |
| ITUANGO | HIDRO | jun-18 | 1200 |
| COGEN: Cogeneración TRAS: Traspase | | | |

Tabla 4-8 Proyectos en Desarrollo

En el corto plazo se han analizado cuatro alternativas mediante simulaciones estocásticas de la operación del sistema, utilizando el modelo SDDP (MPODE). En una primera alternativa y de acuerdo con la información inicial de los agentes se consideraron los proyectos de generación con sus respectivas entradas de operación comercial o obligación descritas en la Tabla 4-8 y con los supuestos presentados en el numeral 4.1.8.

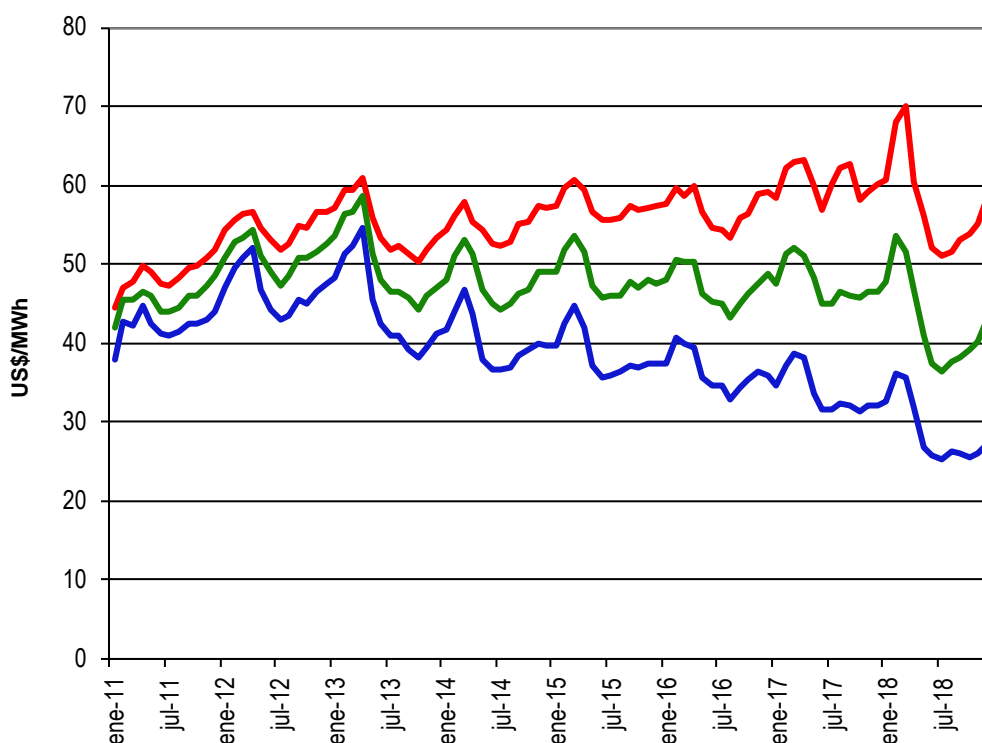
Una segunda alternativa consideró el retiro del sistema de los proyectos Hidroeléctricos Porce IV y Miel II, correspondientes a 532 MW de capacidad, con fechas estimadas de entrada en operación en diciembre del año 2015 y noviembre del año 2014 respectivamente.

Con fines de revisar un escenario crítico para el sistema y teniendo en cuenta los tiempos ajustados de desarrollo de proyectos, y las implicaciones en temas de licenciamiento y permisos que se requieren en el desarrollo de estos proyectos, se

consideraron adicionalmente al escenario 2, el atraso de otros proyectos que se encuentran en desarrollo.

4.1.10.1 Alternativa 1 de corto plazo

Esta alternativa corresponde busca satisfacer la demanda de energía de acuerdo al escenario alto, medio y bajo de crecimiento proyectado por la UPME. En la Gráfica 4-16 se pueden observar los costos marginales en una alternativa 1 incluyendo todos los proyectos definidos en el cargo por confiabilidad.



Gráfica 4-16 Costos Marginales alternativa 1 para demanda alta, media y baja

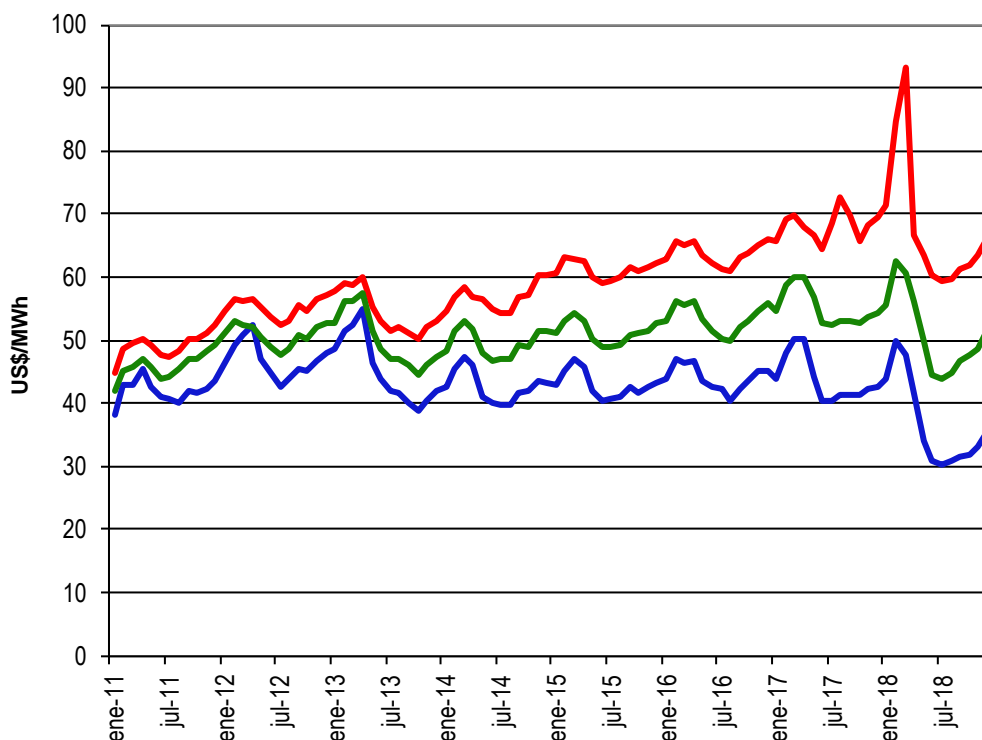
| ETAPA | No. CASOS | VEREC | VERE |
|---------|-----------|-------|-------|
| 08/2017 | 1 | 2.76% | 0.03% |
| 09/2017 | 1 | 3.42% | 0.03% |
| 03/2018 | 1 | 4.43% | 0.04% |

Tabla 4-9 Índices de confiabilidad alternativa 1

En la Tabla 4-9 se pueden observar los índices de confiabilidad presentados en el escenario 1, mediante el cual se identifica que solo a partir de agosto del año 2017 se violan los límites de acuerdo con lo establecido en la regulación.

4.1.10.2 Alternativa 2 de corto plazo

La demanda a satisfacer y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos de la alternativa 2, pero retirando las plantas Miel II y Porce IV para los años 2014 y 2015 por dificultades en su desarrollo. Se puede identificar en el Gráfica 4-17 los costos marginales de esta alternativa incluyendo demanda alta media y baja.



Gráfica 4-17 Costos Marginales alternativa 2 para demanda alta, media y baja

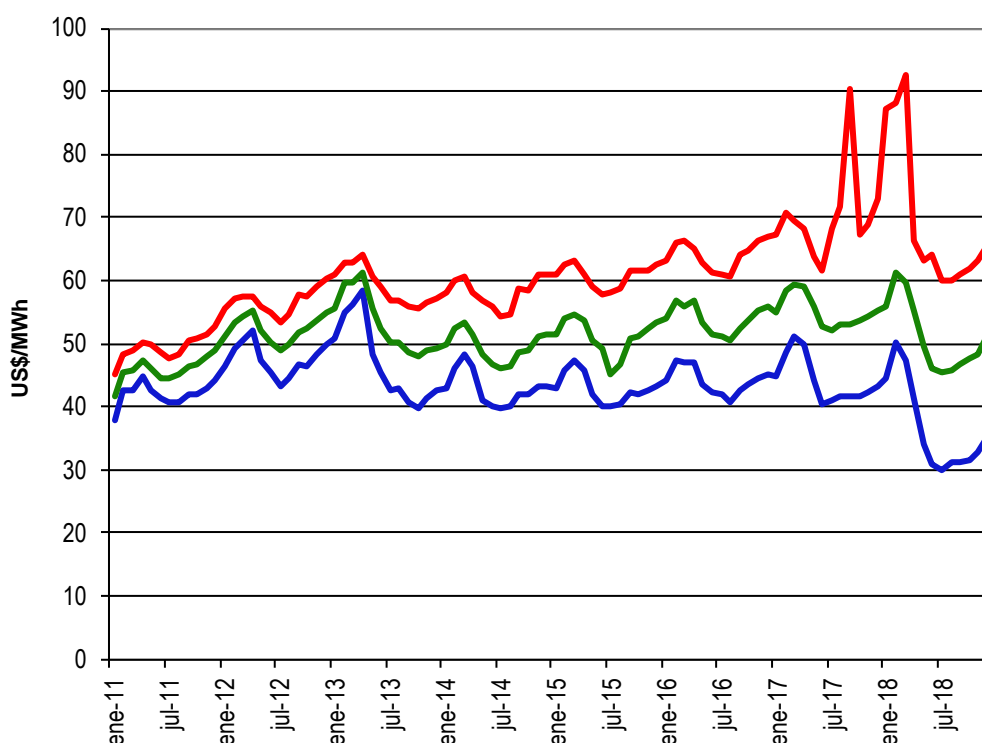
| ETAPA | No. CASOS | VEREC | VERE |
|---------|-----------|-------|-------|
| 08/2017 | 1 | 5.00% | 0.05% |
| 02/2018 | 3 | 2.58% | 0.08% |
| 03/2018 | 2 | 5.27% | 0.11% |

Tabla 4-10 Índices de confiabilidad alternativa 2

En la Tabla 4-10, se pueden observar los índices de confiabilidad presentados en el escenario 2, mediante el cual se identifica que solo a partir de agosto del año 2017 se violan los límites de acuerdo con lo establecido en la regulación.

4.1.10.3 Alternativa 3 de corto plazo

La demanda a satisfacer en esta alternativa y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos de la alternativa 2, adicionalmente en este caso se asume que hay dificultades en la ejecución de proyectos por lo que se supone un retraso en el desarrollo de proyectos en el año 2012. SE pueden identificar en el gráfico los costos marginales de esta alternativa incluyendo demanda alta media y baja, teniendo un costo marginal promedio de 65 US\$/MWh para una demanda alta. Ver Gráfica 4-18



Gráfica 4-18 Costos Marginales alternativa 3 para demanda alta, media y baja

| ETAPA | No. CASOS | VEREC | VERE |
|---------|-----------|-------|-------|
| 07/2017 | 1 | 5.00% | 0.05% |
| 09/2017 | 2 | 4.17% | 0.08% |
| 12/2017 | 1 | 1.88% | 0.02% |
| 01/2018 | 1 | 8.24% | 0.08% |
| 02/2018 | 4 | 3.46% | 0.14% |
| 03/2018 | 2 | 5.13% | 0.10% |

Tabla 4-11 Índices de confiabilidad alternativa 3

En la Tabla 4-11, se pueden observar los índices de confiabilidad presentados en el escenario 3, mediante el cual se identifica que solo a partir de julio del año 2017 se violan los límites de acuerdo con lo establecido en la regulación.

Todas las alternativas de generación propuestas en este análisis cumplen con los requerimientos de confiabilidad establecidos en la resolución CREG 025 de 1995.

Los resultados obtenidos y mostrados a continuación del modelo MPODE (Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica) corresponden al costo marginal promedio del sistema colombiano e incluye los costos CERE, FAZNI y AGC y se encuentran expresados en dólares de diciembre de 2010

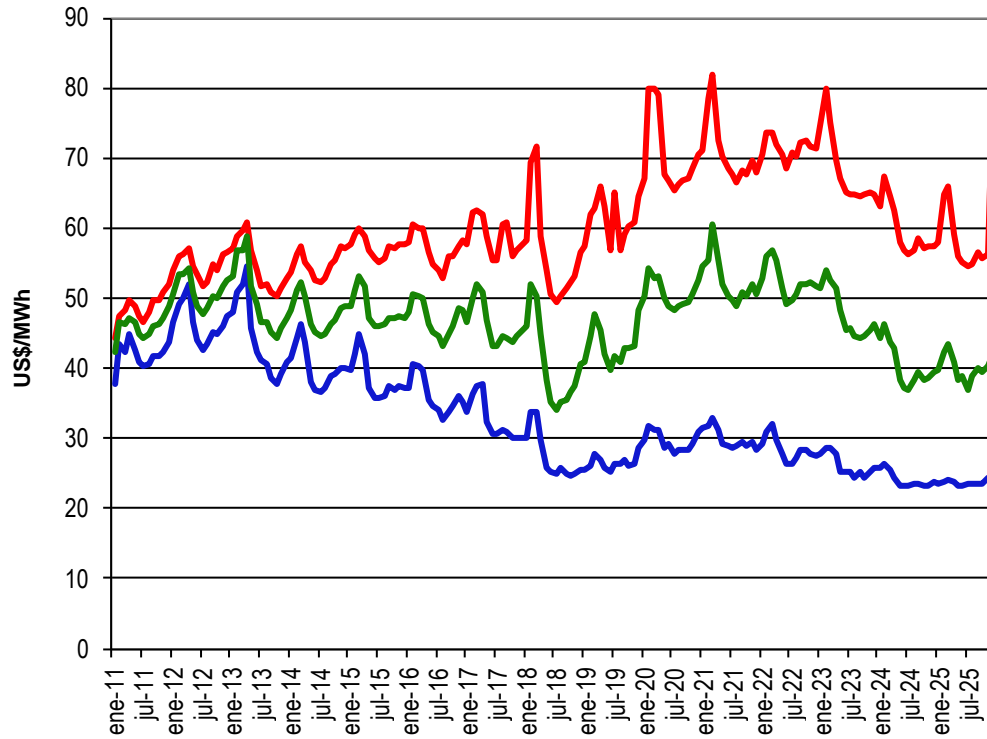
Para satisfacer en el largo plazo los requerimientos energéticos del país dentro de los límites de confiabilidad en energía establecidos existen diversas alternativas en la evolución de la expansión que en mayor o menor grado pueden considerarse factibles. La expansión real del sistema en el largo plazo podrá ser seguramente una combinación de las estrategias aquí presentadas.

A partir de las alternativas de corto plazo planteadas en este mismo análisis, el registro de proyectos de generación de la UPME y los proyectos que ya han iniciado su construcción y esperan entrar en operación dentro del horizonte de análisis. Se están analizando diferentes escenarios de acuerdo con restricciones a la expansión en determinadas regiones del país, atraso en proyectos mayores e interconexiones con países vecinos. Con cada una de las estrategias busca satisfacer la demanda con un mínimo costo cumpliendo con los límites de confiabilidad de energía establecidos en la resolución 025 de 1995. La operación del sistema para cada una de estas estrategias se simula y analiza mediante el uso del modelo MPODE para un espectro amplio de aportes hídricos (100 series estocásticas).

4.1.10.4 Alternativa 4 de largo plazo

Se considera en el largo plazo la expansión y supuestos planteados en la alternativa 1 de este plan. No se asumen restricciones en el suministro de combustibles.

Esta alternativa conserva la tendencia de desarrollo de proyectos con tecnologías convencionales y se incluyen proyectos del portafolio de registrados de la UPME, el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.



Gráfica 4-19 Costo Marginal escenario base para demanda alta media y baja

En la Gráfica 4-19, se puede observar el costo margina de esta alternativa considerando un escenario de demanda alto medio y bajo en este se pueden presentar costos marginales promedio de 60 US\$ /Mwh en un escenario alto.

| | HIDRO | GAS | CARBON | COMB. LIQ |
|----------|--------|-----|--------|-----------|
| 2011 | 632.9 | 160 | | |
| 2012 | 39.9 | | 164 | 202 |
| 2013 | 879.9 | | | |
| 2014 | 535.2 | | | |
| 2015 | 400 | | | |
| 2016 | | | | |
| 2017 | 700 | | | |
| 2018 | 600 | | | |
| 2019 | 100 | | | |
| 2020 | 100 | | | |
| 2021 | 600 | | 300 | |
| 2022 | | 300 | 100 | |
| 2023 | 700 | 300 | | |
| 2024 | 800 | | 300 | |
| 2025 | | | | |
| SUBTOTAL | 6087.9 | 760 | 864 | 202 |
| TOTAL | 7913.9 | | | |

Tabla 4-12 Expansión Proyectada en el escenario 4

Con este escenario como se identifica en la Tabla 4-12, se requiere una capacidad adicional de 3700 MW a los proyectos del Cargo por confiabilidad que se encuentran en desarrollo para cumplir los criterios de confiabilidad, a partir del 2017 hasta el 2025.

4.1.11 Conclusiones

Entre el corto plazo 2011 – 2017, no se observan requerimientos en el sistema considerando el escenario alto de proyecciones de demanda de energía.

En el largo plazo, y bajo los supuestos descritos en el presente Plan, los cuales sirvieron como base para las simulaciones, el sistema colombiano requiere la instalación de 3700 MW adicionales a la expansión definida a través del mecanismo del cargo por confiabilidad.

Se está revisando el Plan de las FNCE y los efectos de su incorporación al SIN se están desarrollando ejercicios incluyendo las metas establecidas.

Se hace necesario revisar la expansión Generación con los nuevos escenarios del plan de abastecimiento de gas y la nueva reglamentación.

Es necesario revisar los resultados de los modelos de simulación, los índices de confiabilidad utilizados en el planeamiento de la expansión y la operación del sistema con el cargo por confiabilidad.

5 PLAN DE EXPANSION EN TRANSMISION

La meta del Plan de Transmisión es determinar las obras de infraestructura eléctrica que necesita el país en el corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de garantizar la atención de la demanda. Lo anterior bajo criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica, considerando que es el usuario quien paga las inversiones requeridas. Adicionalmente, busca ofrecer señales de expansión a los Sistemas Regionales de Transporte - STR, sin olvidar que son los mismos Operadores de Red – OR los responsables por el planeamiento y la ejecución de las expansiones requeridas.

Las obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN, nivel igual o superior a 220 kV, definidas en el Plan de Expansión, son ejecutadas a través del mecanismo denominado “*Convocatorias Públicas*”. Entre estas obras se pueden encontrar las requeridas para incorporar centrales de generación al Sistema, las que permiten el abastecimiento de la demanda de electricidad, las que permiten reducir o eliminar restricciones, 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 y la red objetivo o visión de largo plazo del STN. Así mismo, presenta los análisis eléctricos para cada una de las áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional - SIN y las obras de infraestructuras necesarias para asegurar la atención de la demanda y la reducción de restricciones. Igualmente, incluye el impacto sobre el STN de la conexión de grandes usuarios, los nuevos análisis de la conexión de la planta de generación Termocol y la red de Transmisión requerida en todo el horizonte de planeamiento. La Gráfica 5-1 presenta el Sistema de Transmisión Nacional a 2011.



Gráfica 5-1 Sistema de Transmisión Nacional a 2011

5.1 ELABORACIÓN

El Plan de Transmisión se elaboró bajo las siguientes consideraciones generales:

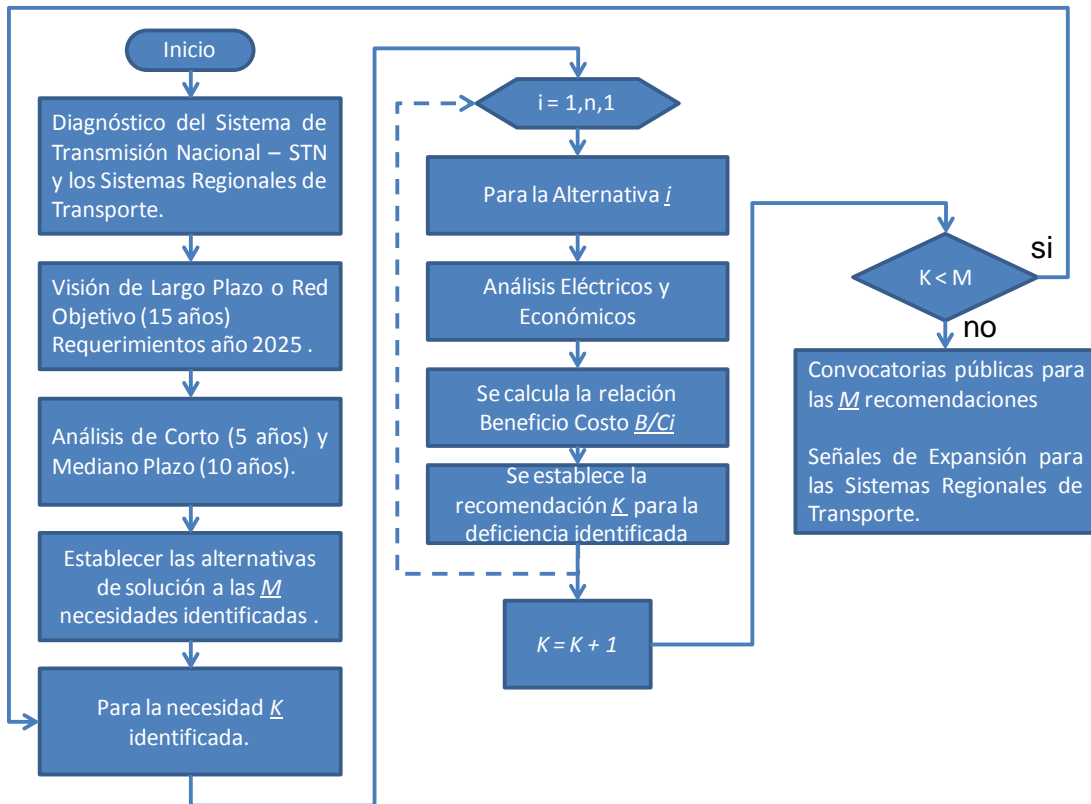
- Horizonte de planeamiento de largo, mediano y corto plazo con ventanas de 15, 10 y 5 años, respectivamente.
- En cuanto a demanda, se utiliza el escenario alto de las proyecciones de marzo de 2011.
- Capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Exportaciones promedio de 250 MW.
- Capacidad de 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 su 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.
- Informes Trimestrales de Restricciones del CND – XM al igual que sus Informes de Planeamiento Operativo de Largo y Mediano Plazo.
- Solicitudes de conexión al STN y de modificación de la red de nivel de tensión IV.

En el desarrollo del Plan inicialmente se realiza un diagnóstico de la red actual, el cual sirve como marco de referencia. Posteriormente, se establece la red objetivo o visión de largo plazo, orientando de esta manera la expansión de corto y mediano plazo, al igual que las soluciones a las deficiencias y necesidades identificadas.

Se realizan análisis eléctricos como 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 y requerimientos de generación, entre otros.

Para aquellas alternativas que implican nuevos activos de uso, se realizan los respectivos análisis económicos desde el punto de vista de los usuarios finales de energía. En este sentido, se valoran los sobre costos 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 Sistemas Regionales de Transporte. La Gráfica 5-2 muestra la metodología.



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

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.

| Proyectos 2011 - 2017 | MW |
|--------------------------------|-----------------|
| Porce III | 660 |
| Amoyá | 78 |
| Termo Flores (Cierre de Ciclo) | 163 adicionales |
| Amaime | 19.9 |
| Termocol | 202 |
| Cucuana | 60 |
| Gecelca | 150 |
| El Quimbo | 420 |
| Sogamoso | 800 |
| Ituango fase 1 | 1200 |

Tabla 5-1 Expansión en generación definida

Respecto a Miel II y Porce IV, los mismos no se tuvieron en cuenta en el horizonte de planeamiento dada su declaratoria de suspensión por parte de los promotores. Por otro lado, se consideraron otros proyectos, entre ellos, algunas 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, Tabla 5-3 y Tabla 5-4, indican las fechas de entrada en operación, la descripción y el estado de los proyectos de transmisión ya definidos.

| 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 operación desde Octubre 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. | La fecha de entrada en operación no se cumplió, debido a las dificultades que afronta el inversionista (ISA) para la construcción de algunos tramos de la línea. Para los ejercicios de planeamiento, se consideró este proyecto a partir del año 2013. |
| Armenia 230 kV. | Noviembre 2012. | 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, ya que se solicitó prórroga para el mes de noviembre del año 2013. Para los ejercicios de planeamiento, se consideró este proyecto a partir del año 2013. |
| 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. | En construcción por parte del inversionista EEB. |

Tabla 5-2 Expansión en transmisión definida

| Proyectos | Entrada en Operación | Tipo de Red | Descripción | Estado |
|-----------------------------|----------------------|-------------|--|---|
| 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. | <p>En construcción por parte del inversionista EPM.</p> <p>Se presentan dificultades en el licenciamiento ambiental de los corredores de línea, lo cual puede comprometer el cumplimiento de la fecha de entrada en operación.</p> <p>Debido a lo anterior, para los ejercicios de planeamiento se consideró este proyecto a partir del año 2013.</p> |
| Miel II 230 kV. | Septiembre 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. | <p>La promotora Miel II informó a la UPME y XM que no le fue renovada la garantía de cumplimiento para respaldar las obligaciones de Energía. En este sentido, dicho incumplimiento da lugar a la pérdida de la Obligación de Energía Firme.</p> <p>Por lo anterior, la red de transmisión asociada a este proyecto no se tuvo en cuenta durante todo el horizonte de planeamiento.</p> |
| Sogamoso 500/230 kV. | Junio 2013. | Uso | Red requerida para conectar la central Sogamoso. Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, doble transformación 500/230 kV, apertura de Primavera –Ocaña 500 kV, doble circuito Sogamoso – Guatiguará 230 kV y reconfiguración del enlace Barranca - Bucaramanga 230 kV. | En construcción por parte del inversionista ISA. |
| Alfárez 230 kV | Noviembre 2013. | Uso | Nueva subestación Alfárez 230 kV. Reconfiguración de la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV en Yumbo – Alfárez y Alfárez – 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. | <p>Fue necesario relocalizar el área de ubicación de la subestación, debido a los Planes Parciales de Planeación Municipal de Cali.</p> <p>A la espera de información por parte del Operador de Red para la definición de parámetros de la garantía y la subsecuente apertura de la Convocatoria Pública.</p> |

Tabla 5-3 Expansión en transmisión definida

| Proyectos | Entrada en Operación | Tipo de Red | Descripción | Estado |
|---|----------------------|-------------|--|--|
| Corredor de línea a nivel de 230 kV Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá | Noviembre 2013. | Uso | Nueva Subestación Chivor II a 230 kV. Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente. 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. Dos bahías de línea en Chivor II y Bacatá a 230 kV, respectivamente. | La convocatoria se encuentra en proceso de apertura. |
| Quimbo 230 kV. | Agosto 2014. | Uso | Red requerida para conectar la central El Quimbo. Nueva subestación Quimbo 230 kV, doble circuito a nivel de 230 kV a la nueva subestación Alférez. 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. | La convocatoria se encuentra en proceso de apertura. |
| Porce IV 500 kV. | Octubre 2014. | Uso | Nueva subestación Porce IV a 500 kV. Reconfiguración de la línea Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera – Porce IV y Porce IV – Cerromatoso, por medio de dos circuitos de 20 km. | EPM indicó a la UPME haber suspendido indefinidamente el Proyecto de generación Porce IV y se indica que se deben suspender las obras de transmisión. Se continua de manera preventiva con el proceso, hasta tanto haya una declaración oficial de incumplimiento o se declare la pérdida de las Obligaciones de Energía en Firme. En este sentido, la red de transmisión asociada a este proyecto no se tuvo en cuenta durante todo el horizonte de planeamiento. |

Tabla 5-4 Expansión en transmisión definida

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

5.3 DIAGNÓSTICO STN Y STR

La Tabla 5-5 contiene el listado de los transformadores que registraron mayores niveles de carga entre el periodo febrero – julio de 2011. La información fue suministrada por el operador del sistema CND - XM.

| AREA | Transformador | Feb2011 | Mar2011 | Abr2011 | May2011 | Jun2011 | Jul2011 | Total |
|---------------------------|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| | | 95=<%<100 | 95=<%<100 | 95=<%<100 | 95=<%<100 | 95=<%<100 | 95=<%<100 | |
| ANTIOQUIA | SNCARL - ATRAF03 | | | | | | | |
| | BELLO - ATRAF01 | | | | | | | |
| | SNCARL - ATRAF04 | | | | | | | |
| | MALENA - TRAF001 | | | | | | | |
| Total ANTIOQUIA | | | | | | | | |
| CARIBE | CERROI - ATRAF02 | | | | | 2 | | 2 |
| | CHINUI - ATRAF01 | 9 | | 3 | 6 | 5 | 7 | 30 |
| | CHINUI - ATRAF02 | 13 | 4 | 8 | 9 | 9 | 7 | 50 |
| | SABANC - ATRAF04 | 3 | | 2 | 4 | 5 | 8 | 22 |
| | TERNERI - TRAF001 | | 1 | | | | | 1 |
| | TERNERI - TRAF002 | | 1 | 1 | 3 | | | 5 |
| | VALLEDI - ATRAF02 | | | | | | | |
| | VALLEDI - TRAF003 | | | | | | | |
| | CUESTCI - TRAF002 | | | | 2 | 1 | 1 | 4 |
| | CUESTCI - TRAF001 | | | | | | 1 | 1 |
| | SANTAMI - TRAF002 | | | | | | | |
| | FUNDAC - ATRAF01 | | | 1 | 2 | 2 | | 5 |
| | TEBSA - ATRAF03 | | | | | 1 | | 1 |
| Total CARIBE | | | | | | | | |
| | | 25 | 6 | 15 | 26 | 25 | 24 | 121 |
| NORDESTE | BMANGA - ATRAF01 | 1 | | | 1 | | | 2 |
| | PAIPA - ATRAF01 | | | | 1 | | 1 | 2 |
| | PAIPA - ATRAF02 | | 1 | | | | | 1 |
| Total NORDESTE | | | | | | | | |
| | | 1 | 1 | | 2 | | 1 | 5 |
| ORIENTAL | GUACA - ATRAF01 | | | | | | | |
| | CHIVOR - TRF Aguaclara | | | | | | | |
| | CIRCO - ATRAF001 | | | | | | | |
| Total ORIENTAL | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| SUROCCIDENTE | JUANCHI - ATRAF01 | 1 | | | | | | 1 |
| | ESMERALDA - ATRAF02 | | | | | | | |
| | JAMOND - ATRAF01 | 2 | | | | | | 2 |
| | PANCEI - ATRAF01 | | | | | 1 | | 1 |
| | PANCEI - ATRAF03 | | | | | | | |
| | PANCEI - ATRAF04 | | | | | | | |
| | PANCEI - ATRAF02 | | | | | | | |
| YUMBO - ATRAF03 | | | | | 1 | | 1 | |
| Total SUROCCIDENTE | | | | | | | | |
| | | 3 | | | | 2 | | 5 |
| TOLIMA | MIROLINDO - IBAGUE TRAF001 | | | | | | | |
| Total TOLIMA | | | | | | | | |
| TOTAL GENERAL | | 29 | 7 | 15 | 28 | 27 | 25 | 131 |

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

Las áreas de mayor criticidad son Cerromatoso, Chinú, Bolívar, Cesar, Magdalena, Guajira, Atlántico, Santander, Boyacá y Nariño. En el área Caldas – Quindío y Risaralda - CQR y Valle las necesidades son evidentes, aunque los registros no muestren mayores violaciones.

Esta información hace alusión al comportamiento de los transformadores 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 sencilla.

Al margen de lo anterior, es evidente la necesidad de ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones Cerromatoso, Chinú, Valledupar, Fundación, Santa Marta, Bucaramanga, Palos, Barranca, Cúcuta, Ocaña, San Mateo, San Bernardino y Jamondino. En el caso de Bolívar, Santander, CQR y Valle, se identifican soluciones en el corto plazo, como son los proyectos El Bosque, Piedecuesta, Armenia y Alférez, respectivamente. Cabe mencionar que el proyecto Piedecuesta, aprobado por la UPME para entrar en operación en el mes de diciembre del año 2010, a la fecha no se ha ejecutado.

La Tabla 5-6 corresponde al listado de subestaciones con factor de potencia inferior a 0.9, según la información reportada por los mismos Operadores de Red para la hora pico del día de máxima demanda nacional del año 2010. En estos casos y para los análisis de planeamiento, la UPME asume un valor de 0.9 con el

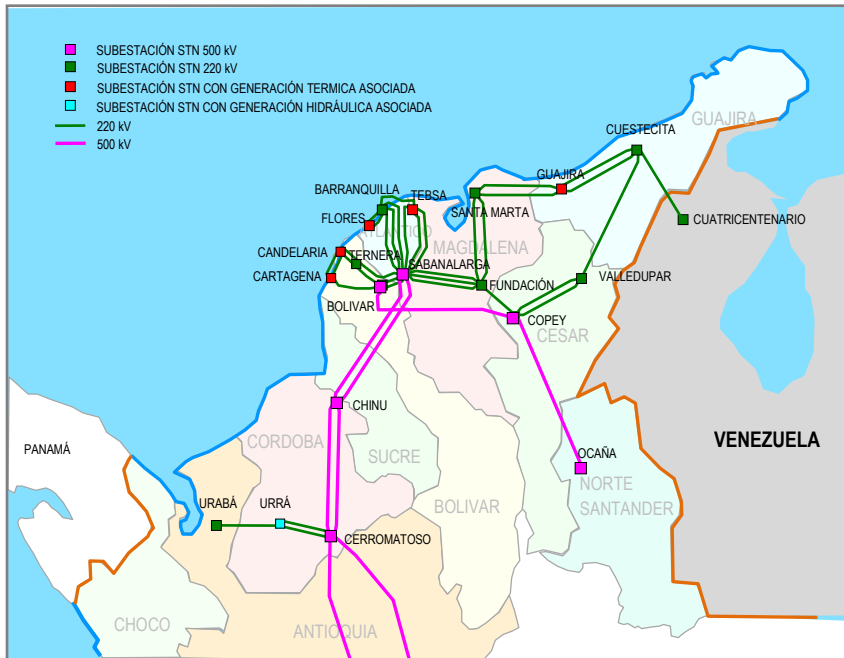
fin de evitar expansiones en niveles de tensión superiores y orientar a los OR a corregir el problema desde el origen.

| Subestación | Factor de Potencia Reportado | Subestación | Factor de Potencia Reportado |
|---------------|------------------------------|--------------|------------------------------|
| Barzal | 0.881 | Antioquia | 0.899 |
| Chicala | 0.894 | Malena | 0.881 |
| Colegio | 0.892 | Poblado | 0.891 |
| Diacó | 0.894 | Boavita | 0.877 |
| Muña | 0.745 | Chiquinquirá | 0.740 |
| Noroeste | 0.899 | Banadia | 0.886 |
| Ocoa | 0.745 | La insula | 0.893 |
| Tenjo | 0.872 | San mateo | 0.893 |
| Villavicencio | 0.897 | Zulia | 0.851 |
| Cuba | 0.862 | Bucaramanga | 0.883 |
| Enea | 0.899 | Palenque | 0.896 |
| Mariquita | 0.899 | Palos | 0.890 |
| Las Flores | 0.870 | San gil | 0.784 |
| Bayunca | 0.890 | Flandes | 0.892 |
| Tenera | 0.898 | Florencia | 0.892 |
| Montería | 0.886 | Lancersos | 0.898 |
| Coveñas | 0.802 | Neiva | 0.899 |
| Santa marta | 0.834 | Sesur | 0.853 |

Tabla 5-6 Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9

Diagnóstico de las Áreas

A continuación se presenta el diagnóstico de cada una de las áreas operativas del Sistema. Se observa el comportamiento de los STR's tomando como referencia la máxima demanda del año 2010. Lo anterior bajo condiciones normales de operación y ante contingencias de los principales elementos.



ÁREA CARIBE - ATLÁNTICO

CARGABILIDAD

- Con mínima generación en el área, los transformadores 220/110 kV de la subestación Tebsa superan el 90 % de su capacidad.
- Con máxima generación en el área (incluida Flores IV), se presenta una cargabilidad superior al 100 % en enlace Flores1 - Oasis 110 kV.
- El nivel de cortocircuito en las subestaciones Tebsa y Flores (barrajes 220 y 110 kV) está alcanzando su capacidad máxima.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- 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.
- Así mismo, contando con la entrada de Flores IV 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 ocasiona limitación a la generación del área.
- 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.

EXPANSIÓN

- Respecto a los problemas de agotamiento de la capacidad de transformación en el área, el OR propone un nuevo punto de inyección denominado Caracolí 220/110 kV, la apertura de barras en la subestación Tebsa 110 kV y la reconfiguración de las líneas Tebsa - Veinte de Julio y Veinte de Julio - Silencio.
- El segundo transformador Flores 220/110 kV y el acople de barras a nivel de 110 kV entre las subestaciones Flores 1 y Flores 2, son parte de la solución definitiva. Sin embargo, a la fecha dicha expansión no ha entrado en operación.

- Para resolver los problemas de limitación a la generación del área a nivel de 110 kV, el Operador de Red propone la construcción de la línea Termoflores - Centro 110 kV.

Respecto a la limitación por contingencia a nivel de 220 kV, en los análisis de corto y mediano plazo se presentan las alternativas de solución.

ÁREA CARIBE – BOLÍVAR

CARGABILIDAD

- Con máxima generación en el área y la apertura del enlace Bocagrande - Bosque 66 kV, se presentan cargabilidades superiores al 90 % en los enlaces a nivel de 66 kV Chambacú - Cartagena y Cospique - Ternera.

Se observa una cargabilidad cercana al 100 % en el transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Las contingencias sencillas: Cartagena 220/66 kV, Bocagrande – Cartagena, Cartagena - Chambacú, Ternera - Zaragocilla y Ternera - Bosque, ocasionan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR, comprometiendo lo anterior la atención de la demanda.

Así mismo, la pérdida 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 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.

EXPANSIÓN

- 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. La fecha de entrada en operación de este proyecto es incierta, debido a las dificultades que afronta actualmente el inversionista (ISA).

Como medida operativa temporal, se instaló un tercer transformador 220/66 kV en la subestación Ternera compartiendo bahía con uno de los transformadores existentes. Adicionalmente, el OR radica ante la Unidad el estudio de conexión de la subestación Villa Estrella como plan de choque por la no entrada de la subestación El Bosque.

ELECTRICARIBE manifiesta que este proyecto servirá como medida de mitigación hasta el año 2012.

- Se radicó recientemente en la UPME un estudio de planeamiento donde se propone: nuevo transformador 220/66 en la subestación Bolívar, segundo transformador 220/66 kV en la subestación Bosque, segundo transformador 220/110 kV en la subestación Candelaria, cambio de los dos transformadores de 100 MVA por dos de 150 MVA en la subestación Ternera y obras adicionales en el STR.

ÁREA CARIBE – CORDOBA – SUCRE

TENSIÓN

- Violaciones de tensión en la subestación a nivel de 110 kV Río Sinú, Magangué, Mompo y Montería.

CARGABILIDAD

- Los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú presentan una cargabilidad superior al 90 %.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Red completamente radial. Contingencia sencilla en cualquiera de las líneas a nivel de 110 kV: Chinú - San Marcos, Chinú - Sincelejo, Sincelejo - Magangué y Magangué - Mompox, ocasionan pérdida de carga.
- 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 genera un colapso en el área.

EXPANSIÓN

- La UPME ya aprobó la ampliación de la capacidad de transformación en Chinú a través de un tercer banco 500/110 kV. Esta obra se necesita a la mayor brevedad posible.

Adicionalmente, en el marco de la formulación del Plan de Expansión 2011-2025, la UPME propone el desarrollo de infraestructura a nivel de 220 kV. Los análisis se detallan más adelante.

- Electricaribe propone la línea Mompox – El Banco 110 kV y compensación capacitiva en esta última subestación para mitigar los problemas de radialidad a nivel de STR.

ÁREA CARIBE – CERROMATOSO

CARGABILIDAD

- Los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso presentan una cargabilidad superior al 90 %.
- Con máximo despacho en Urra, se presenta una cargabilidad superior al 90 % en el enlace Tierra alta - Urra 110 kV.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- En el corto plazo, sin considerar generación de Gecelca, la contingencia sencilla de alguno de los transformadores Cerromatoso 500/110 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo. Lo anterior genera un colapso en el área.
- La contingencia del transformador 500/220 kV de la subestación Cerromatoso ocasiona la separación del Urabá del STN y subsecuentemente desatención de demanda.
- Se presenta desatención de demanda ante las contingencias sencillas Urrá – Urabá 220 kV y Urabá 220/110 kV.

EXPANSIÓN

- La UPME recomendó la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso a través de un tercer banco 500/110 kV. Esta expansión se necesita a la mayor brevedad posible.
- En relación a los problemas de la red que se ocasionan ante la contingencia del transformador 500/230 kV en Cerromatoso, la Unidad propone el desarrollo de infraestructura a nivel de 220 kV. Los análisis se detallan más adelante.

ÁREA CARIBE – GUAJIRA - CESAR – MAGDALENA

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Considerando el aumento de la capacidad de transformación en Valledupar y Fundación, se observan violaciones por sobrecarga en esta última subestación ante la contingencia de cualquiera de sus transformadores de conexión.

Es importante mencionar la falla del enlace Gaira - Santa Marta 110 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el único transformador existente en Fundación.

- La contingencia del transformador Cuestecitas 220/110 kV - 100 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.
- La contingencia de alguno de los transformadores 220/110 kV de la subestación Santa Marta ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.
- Se presenta demanda no atendida ante las contingencias sencillas de los transformadores de conexión de las subestaciones Valledupar y Copey (conexiones radiales).

EXPANSIÓN

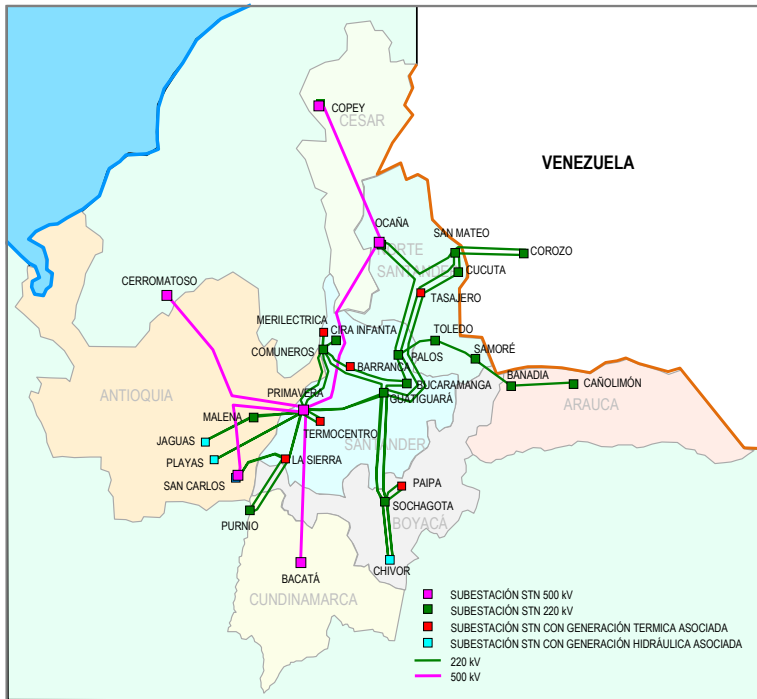
- Electricaribe recientemente radicó ante la UPME los estudios de mitigación de riesgo donde se contemplan alternativas de solución a la problemática citada.

Dentro de las obras contempladas se encuentra la instalación del segundo transformador 220/110 kV en la subestación

Valledupar y la instalación de un tercer transformador 220/110 kV en la subestación Cuestecitas.

- Adicionalmente, plantea un transformador de reserva para cubrir las fallas permanentes de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Santa Marta y Fundación.

También un transformador de reserva para cubrir la falla permanente del transformador Copey a 220/110 kV.



ÁREA NORDESTE - SANTANDER

TENSIÓN

- Se observa un factor de potencia inferior a 0,9 en las subestaciones Bucaramanga, Palenque, Palos y San Gil.

CARGABILIDAD

- Cargabilidad superior al 90 % en los transformador 230/115 kV de las subestaciones Bucaramanga y Palos.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Se presentan violaciones por sobrecarga ante contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Palos, Bucaramanga y Barranca.

Con la entrada del transformador Piedecuesta a 230/115 kV (Guatiguará), dichas violaciones desaparecen en Bucaramanga y Palos. No obstante, reaparecen en el corto plazo, acompañadas estas con sobrecargas en los enlaces a nivel de 115 kV Bucaramanga – Real Minas y Piedecuesta - Bucaramanga.

EXPANSIÓN

- El nuevo transformador de Piedecuesta y líneas asociadas, proyecto aprobado por la UPME para entrar en operación en diciembre del año 2010, a la fecha no ha sido ejecutado.

El Operador de red no reporta ningún proyecto de expansión adicional.

ÁREA NORDESTE - NORTE DE SANTANDER

CARGABILIDAD

- Cargabilidad superior al 80 % en el transformador a 230/115 kV de la subestación Ocaña.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Violaciones de tensión en toda el área ante las contingencias sencillas de los transformadores Ocaña 230/115 kV y San Mateo a 230/115 kV.

EXPANSIÓN

- No se reporta desde hace más de dos años expansiones por parte del Operador de Red. Lo anterior a pesar de las reiteradas solicitudes de la UPME.

ÁREA NORDESTE – BOYACÁ

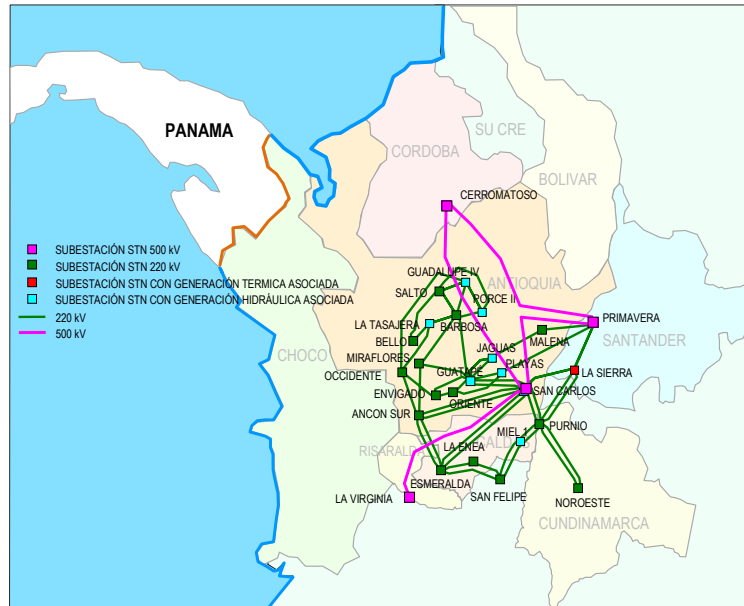
BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia sencilla en alguno de los transformadores a 230/115 kV de la subestación Paipa, ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación. Lo anterior genera un colapso en el área.
- Las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 115 kV Tunja - Barbosa y Chiquinquirá - Tunja, ocasionan violaciones de tensión en el STR.
- Actualmente en el área de influencia del Guavio existe un único corredor radial a nivel de 115 kV, es decir, la línea Guavio – Mámbita – T Santa María – Guateque. Por lo anterior, la contingencia sencilla de cualquier de estos tramos, como también del transformador Guavio a 230/115 kV, ocasiona desatención de demanda.

Si bien es cierto que existe un enlace entre las subestaciones Guateque y Sesquilé, el mismo se opera normalmente abierto con el fin de evitar violaciones por sobrecarga en el STR bajo un escenario de alta generación en Guavio.

EXPANSIÓN

- No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver la problemática asociada a las contingencias a nivel de transformación.
- Para el año 2012, el OR propone la construcción de las líneas a nivel de 115 kV Chivor - Santa María y Sesquilé - Guateque.
- Si bien la conexión de la PCH Tunjita en el año 2012 mejora la confiabilidad en el área de influencia de Guavio, es necesario reforzar el sistema con nuevas líneas a nivel del STR.



ÁREA ANTIOQUIA - CHOCO

TENSIÓN

- Bajas tensiones en las subestaciones Cocorná, Río claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco, al igual que en todo el departamento del Choco.

CARGABILIDAD

- Los transformadores de Bello superan el 90 % de su capacidad bajo un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia.

Adicionalmente, se presenta una cargabilidad cercana al 100% en la línea Salto - Bello 230 kV.

- Congestión en el STR. Se observan flujos de potencia por este sistema para luego inyectarse al STN.
- La línea Salto - Yarumal a 110 kV presenta una cargabilidad cercana al 90 %, si se considera la entrada de la demanda asociada a la construcción de Ituango y baja generación en las plantas de San Andrés de Cuerquia y Zuca.

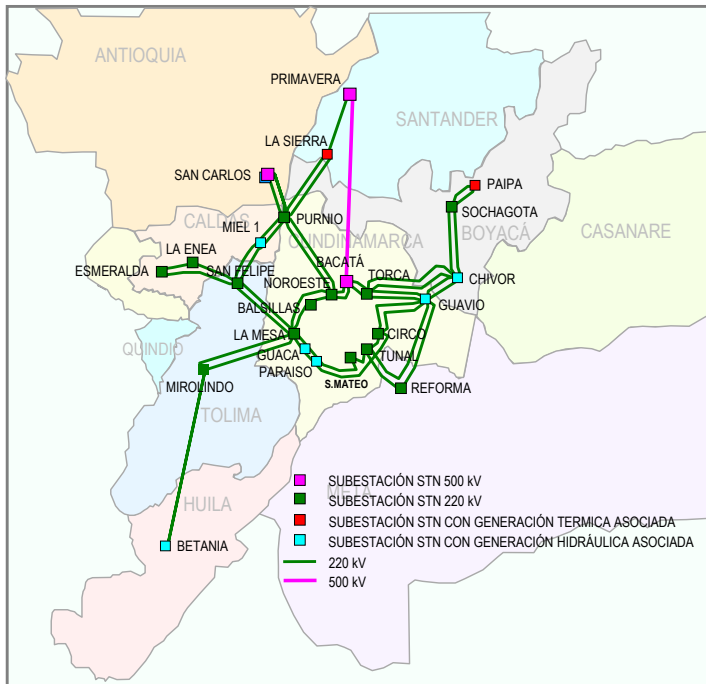
BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Ante contingencia sencilla de uno de los transformadores a 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 queda en operación y una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Guayabal – Envigado a 110 kV.
- Comportamiento similar al anterior ante las contingencias sencillas de los transformador a 230/110 kV de la subestaciones Playas y Guatapé.

EXPANSIÓN

- En los análisis de corto y mediano plazo se presentan las alternativas de expansión a la problemática identificada en Bello.
- No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver los problemas de bajas tensiones en las subestaciones Cocorná, Río Claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco.
- Respecto a los problemas de congestión en el enlace Salto - Yarumal a 110 kV, el OR presentó a la UPME un estudio de conexión donde se propone la repotenciación del mencionado enlace y un nuevo circuito a 110 kV Riogrande -Yarumal.

- No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver los problemas que se identifican ante contingencia sencilla de los transformadores de Playas y Guatapé.



ÁREA ORIENTAL – BOGOTÁ

TENSIÓN

- Bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá, es decir, Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, Termozipa, Comsisa y Chía.

CARGABILIDAD

- Cargabilidad superior al 95 % en el enlace Torca - Aranjuez a 115 kV.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Se presentan violaciones de tensión en todas las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá ante las contingencias sencillas: Noroeste – Tenjo a 115 kV, Bacatá – Chía a 115 kV, Bacatá – El Sol a 115 kV y TR Bacatá a 500/115 kV.
- Actualmente, la contingencia del enlace Primavera - Bacatá a 500 kV incrementa el riesgo de colapso en el área.
- Bajo un escenario de despacho alto en Chivor y bajo en Guavio, la contingencia del enlace Chivor - Guavio a 230 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el circuito paralelo. Lo anterior puede ocasionar un evento doble, que incrementa el riesgo de colapso en el área.

EXPANSIÓN

- Para resolver los citados problemas, La UPME definió en la versión final del Plan de Expansión de Transmisión 2010 – 2024, el proyecto Chivor - Norte - Bacatá a 230 kV.

En este mismo sentido, está pendiente por parte del Operador de red la presentación de la solicitud de actualización de reconocimiento de cargos a nivel de tensión 4 asociados a la subestación Norte.

- Se espera para el año 2012 la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza, obra definida por la UPME en el Plan de Expansión 2008 - 2022.

- Para solucionar los problemas de confiabilidad en el norte de la sabana de Bogotá, el OR propone un enlace entre las subestaciones Simijaca y Chiquinquirá, junto con la instalación de una compensación de 20 MVAR en la subestación Ubaté.

Al respecto la UPME ha identificado y advertido sobre ciertos problemas, bajo diferentes escenarios topológicos. Se espera la revisión de estos comentarios por parte de CODENSA y EBSA.

ÁREA ORIENTAL – META

TENSIÓN

- Bajas tensiones en las subestaciones Granada, Suria, Puerto Lopez y Puerto Gaitán

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

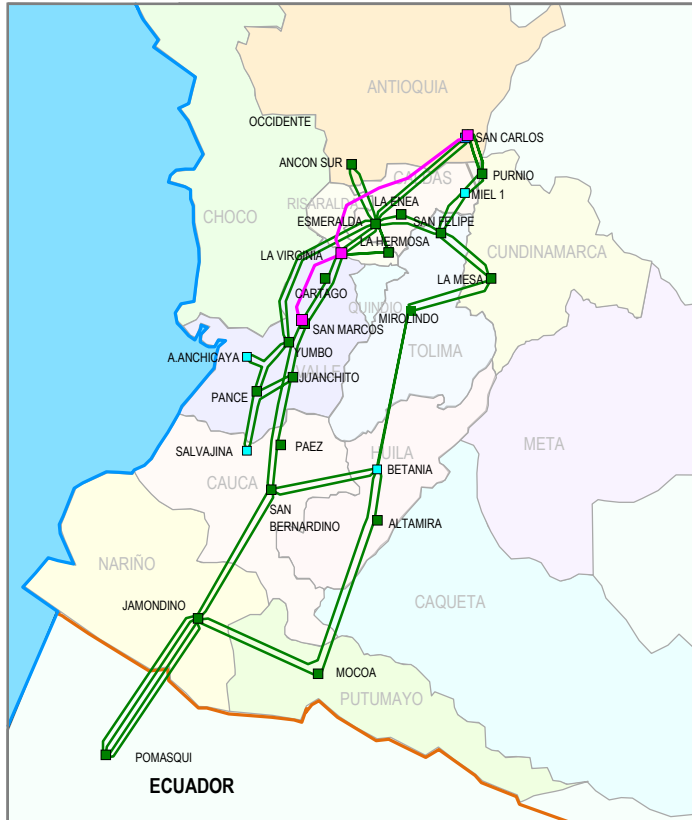
- La contingencia Guavio – Reforma a 230 kV ocasiona violaciones de tensión en todo el departamento del Meta.

Así mismo, la falla de cualquiera de los transformadores a 230/115 KV de la subestación Reforma, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. Lo anterior genera la pérdida de toda la demanda del departamento.

- Contingencias sencillas a nivel de 115 kV, como son Ocoa – Suria, y Suria Puerto López, ocasionan desatención de demanda

EXPANSIÓN

- En los análisis de corto y mediano plazo se presentan las alternativas de expansión analizadas por la UPME para resolver la citada problemática.



ÁREA SUROCCIDENTAL – CALDAS - QUINDIO - RISARALDA

TENSIÓN

- No se observan problemas de tensión en el corto y mediano plazo con la entrada de la subestación Armenia a 230/115 kV.

CARGABILIDAD

- Con la entrada de la subestación Armenia a 230/115 kV, no se observan problemas de cargabilidad. Sin embargo, hasta tanto no se materialice esta expansión, es necesario garantizar una generación mínima en el área.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia del transformador a 230/115 kV de la subestación San Felipe ocasiona violaciones de tensión.

Las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 115 kV Mariquita - San Felipe o Mariquita – Victoria, también ocasionan violaciones de tensión en el STR.

- Con un despacho mínimo en el área, la contingencia de uno de los transformadores a 230/115 kV de la subestación Esmeralda ocasiona una cargabilidad cercana al límite en el banco que queda en operación.
- Ante contingencia sencilla en los transformadores a 230/115 kV de las subestaciones Esmeralda, Enea y Hermosa, se presenta una cargabilidad cercana al 100% en los bancos de Esmeralda.

EXPANSIÓN

- Para evitar las violaciones que se presentan ante las contingencias sencillas San Felipe a 230/115 kV y San Felipe - Mariquita - La Victoria 115 kV, el Operador de Red presentó a la UPME el proyecto Purnio a 230/115 kV y líneas asociadas. Vale la pena mencionar que el mismo ya fue aprobado por esta Unidad.

- Adicional al proyecto Armenia, se ha identificado para el año 2014 el tercer transformador a 230/115 kV en la subestación Esmeralda

Al respecto, la UPME no ha recibido el estudio de conexión por parte del Operador de Red, quien lo reportó en la información de planeamiento estándar sin definir la fecha de entrada del proyecto.

ÁREA SUROCCIDENTAL – VALLE

CARGABILIDAD

- Cargabilidad superior al 98 % en los transformadores a 230/115 kV de la subestación Yumbo.
- Nivel de carga cercano al 90 % en los transformadores a 230/115 kV de las subestaciones Pance y Juanchito.
- La cargabilidad del transformador Cartago a 230/115 kV es superior al 80 %

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia del transformador Cartago a 230/115 ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en los transformadores de Yumbo, Esmeralda y la Hermosa.

Así mismo, se presenta una violación por sobrecarga en el enlace Rosa - Dosquebradas a 115 kV y bajas tensiones en Unión, Cartago y Papeles.

EXPANSIÓN

- La UPME planteó al OR la instalación de un segundo transformador en Cartago, propuesta que fue acatada por EPSA. Se espera la entrada de esta expansión en el año 2013.
- El Operador de Red propone en el corto plazo el desacople de barras en Yumbo a 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 es la nueva subestación Alférez 230/115 kV y líneas asociadas, la cual ha sido recomendada por la UPME en su Plan de Expansión de Transmisión 2010 - 2024.

- En el 2017 el Operador de Red propone el cuarto transformador a 230/115/13.8 kV en la subestación Juanchito.

ÁREA SUROCCIDENTAL – CAUCA - NARIÑO

TENSIÓN

- Violaciones de tensión en la subestación Tumaco a 115 kV.

CARGABILIDAD

- El transformador a 230/115 kV de la subestación Jamondino presenta una cargabilidad superior al 100 %.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia del transformador Jamondino a 230/115 kV ocasiona la pérdida de toda la demanda del departamento de Nariño.

- La contingencia del transformador a 230/115 kV de la subestación San Bernardino ocasiona una cargabilidad superior al 110 % en el enlace Santander - San Bernardino a 115 kV.

Así mismo, la contingencia del transformador a 230/115 kV de la subestación Páez ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Pance - Santander a 115 kV.

Este comportamiento se presenta considerando cerrados los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo a 115 kV.

EXPANSIÓN

- La UPME ya aprobó la ampliación de la capacidad de transformación en Jamondino a través de un segundo banco a 230/115 kV. Esta expansión se necesita a la mayor brevedad posible.
- El Operador de Red CEO no reporta ninguna expansión para resolver la problemática citada.

ÁREA SUROCCIDENTAL - TOLIMA – HUILA - CAQUETA

TENSIÓN

- Bajas tensiones en las subestaciones Lanceros, Natagaima, Prado y Tuluní

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Considerando un escenario de despacho bajo a nivel de STR, la contingencia sencilla de alguno de los circuitos asociados a Betania a 115 kV (Betania - Bote o Betania - Seboruco) ocasiona violaciones por sobrecarga y bajas tensiones en Neiva.

EXPANSIÓN

- El Operador de Red presentó a la UPME el proyecto Betania - Sur a 115 kV, el cual ya fue aprobado por esta Unidad.

5.4 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2025

Estos análisis buscan definir la red objetivo con la cual el país debe contar en el Largo plazo, de tal manera que la demanda se pueda satisfacer de una manera segura, confiable y bajo criterios de eficiencia económica, permitiendo también 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 una expansión armónica con los sistemas regionales. En este caso, aunque se especifican obras, la red objetivo debe flexible, de tal modo que se adapte a la evolución de la demanda y la generación.

Se analizó el año 2025 bajo las siguientes consideraciones:

- Escenario alto de demanda. Proyecciones de marzo de 2011.
- Expansión de generación definida. Así mismo, según la disponibilidad de recursos y con el objetivo de determinar requerimientos de transmisión, se realizaron análisis adicionales contemplando nuevos proyectos de generación en Antioquia, el área Caribe y el sur del país.
- Proyectos de transmisión definidos y expansión reportada por los Operadores de Red.
- Se asume en Boyacá y Meta un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV.
- En operación: **i)** Corredores a nivel de 230 kV Salto - Bello – Guayabal – Ancón, Chivor – Chivor II - Norte – Bacatá y Flores – Caracolí - Sabanalarga, **ii)** la nueva subestación Alférez a 230 kV, **iii)** la Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad a 600 MW y **iv)** la integración energética entre Colombia, Ecuador, Bolivia y Chile.

Refuerzo del anillo a 220 kV en el área Guajira – Cesar – Magdalena (GCM)

Con el desarrollo de nuevos proyectos de generación en el área, específicamente de naturaleza térmica y eólica, se ve la necesidad de fortalecer el STN en esta zona del país. En este sentido, se propone reforzar el mencionado anillo con los segundos circuitos a nivel de 220 kV Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar. Estos enlaces no solo permitirían mejorar los perfiles de tensión ante contingencias sencillas, sino también asegurar la correcta evacuación de la generación del área durante escenarios de máxima exportación y aumentar el límite de importación desde Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV.

Las obras propuestas deben estar acompañadas del incremento de la capacidad de transporte en los enlaces a 220 kV Termocol - Santa Marta y Guajira – Santa Marta.

Segundo circuito Cartagena – Bolívar a 220 kV

En el largo plazo, específicamente a partir del año 2018, la demanda del área Bolívar es superior a su límite de importación. El evento de falla que impone esta restricción es la contingencia de la línea Cartagena – Bolívar, la cual ocasiona una sobrecarga no admisible en el enlace Bolívar – Bosque a 220 kV. Por lo anterior, se propone aumentar el límite de importación del área con el segundo circuito Cartagena – Bolívar a 220 kV. Esta recomendación hay que revisarla en el mediano plazo, ya que puede ser necesaria antes del 2018 si se dan crecimientos de demanda inesperados o se materializan la conexión de nuevas demandas de naturaleza industrial, específicamente asociadas a la refinería de Cartagena.

En este mismo sentido, considerando nuevos proyectos de generación en el área, este nuevo circuito permitiría en periodos de hidrología crítica la correcta evacuación de toda la generación, sin incurrir en limitaciones al despacho y sus subsecuentes sobrecostos operativos.

Nueva subestación a 500 kV en el área Atlántico

En el área se tienen expectativas de nuevos proyectos de generación. Para garantizar su correcta evacuación bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, además del nuevo corredor Flores – Caracolí – Sabana y el cuarto enlace Tebsa – Sabana, sería necesario el desarrollo de nueva infraestructura a nivel de 220 kV. En este sentido, se propone la reconfiguración de uno de los circuitos Sabana – Fundación en Sabana – Flores y Flores – Fundación, y la nueva línea Flores – Sabana a 220 kV.

Ahora bien, si el nuevo potencial de generación es superior a los 1500 MW, los análisis eléctricos de largo plazo indican que se necesitarían obras complementarias a las ya mencionadas. Dada la dificultad de espacio y la consecución de nuevos corredores para líneas de transmisión a nivel de 220 kV, se encuentra estratégica la construcción de una nueva subestación a 500 kV. Como propuesta se plantea Nueva Barranquilla y su conexión al Sistema a través de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana y Nueva Barranquilla – Bolívar. Así mismo, la instalación de dos nuevos transformadores a 500/220 kV, uno en Nueva Barranquilla y otro en Sabana.

Toda esta infraestructura también tendría otros beneficios, ya que mejoraría los perfiles de tensión en el área Bolívar, reduciendo la programación de generación de seguridad para el soporte de potencia reactiva.

La expansión citada debe estar acompañada de refuerzos a nivel de transformación a 220/110 kV en la misma Nueva Barranquilla y nuevos enlaces a

110 kV, de tal manera que se evite la congestión del STR y el mismo agotamiento de la capacidad de transformación en Tebsa y Flores.

Conexión de la primera fase de Ituango - 1200 MW

El desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional en Antioquia y el centro del país es dependiente de la expansión en generación, específicamente por la conexión de este proyecto. Se proponen tres líneas a nivel de 500 kV para su incorporación al Sistema: Una a Cerromatoso, otro a Primavera y otra a Occidente. Así mismo, con el fin de evitar congestión en el STR Antioqueño, se considera de manera complementaria un enlace entre Occidente y Virginia, permitiendo además incrementar el límite de importación al Valle del Cauca y el Suroccidente del país.

Adicionalmente, es necesario fortalecer la red a 220 kV con una nueva línea La Tasajera - Guayabal. Lo anterior debido a las sobrecargas que se presenta en el enlace Bello - La Tasajera cuando se tiene alta generación en esta planta, Guadalupe, Ituango, y un escenario de máximo despacho en las áreas Caribe, Nordeste y Suroccidental.

Finalmente respecto a la nueva subestación Occidente, la conexión del Operador de Red en este punto debe hacerse a través de transformadores en “cascada”, es decir, a través de bancos a 500/230 kV y de 230/115 kV. Esto permite una adecuada utilización de la red a 230 kV y evita una elevada concentración de flujo hacia la red del STR.

Conexión de la segunda fase de Ituango - 1200 MW adicionales

Se proponen tres enlaces a 500 kV: Una segunda línea entre Ituango y Occidente; 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 Occidente – Virginia y así conectar con Nueva Esperanza. En el caso de Copey, se configuraría el nuevo corredor Cerromatoso – Copey 500 kV con una subestación intermedia denominada Pailitas, la cual podría representar para los Operadores de Red CENS y Electricaribe un nuevo punto de inyección desde el STN.

Es importante mencionar que las conexiones al Copey y Nueva Esperanza incrementan dramáticamente el límite de importación a las áreas Caribe, Suroccidental y Oriental.

Nuevos enlaces a nivel de 500 kV para el área Oriental

En el largo plazo se observa una reducción progresiva del límite de importación al área Oriental, lo cual puede comprometer la atención de la demanda de la ciudad

de Bogotá. En este sentido, además del corredor Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, se requeriría nueva infraestructura a nivel de 500 kV.

Una alternativa podría ser el enlace Virginia – Nueva Esperanza. Este mejoraría la estabilidad del Sistema, los perfiles de tensión en el SIN y aumentaría también la capacidad de importación del área suroccidental.

Al margen de lo anterior, se siguen observando elevados flujos de potencia activa y reactiva por el enlace Primavera - Bacatá a 500 kV y bajas tensiones en el STR ante la contingencia de esta línea. Por lo anterior, se propone un segundo enlace para Bogotá, el cual puede provenir desde Primavera o desde Sogamoso.

Nueva subestación a 230 kV en el Chocó

Se observan serias violaciones de tensión en el área bajo condiciones normales de operación y ante contingencias en el STR. Las compensaciones capacitivas no son suficientes para corregir esta problemática. En este sentido, se propone una nueva subestación a nivel de 230 kV, la cual potencializa además la construcción de futuros proyectos de generación. Como propuesta se plantea la nueva subestación Bolombólo y su incorporación al Sistema a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda a 230 kV.

Nueva subestación a 500 kV en el sur de Cali

En el largo plazo la capacidad instalada del área Suroccidental es inferior a los requerimientos de generación que se necesitan en el área. Es por ello que se debe aumentar su límite de importación a través de nuevos enlaces a nivel de 500 kV. En este sentido, adicional a la red planteada para la conexión de Ituango, es decir, el corredor Ituango - Occidente - Virginia - Nueva Esperanza, es necesario contar con nuevos enlaces para soportar los futuros desarrollos de demanda que se prevén en el sur de Cali. Al respecto, se plantea la nueva subestación Alférez 500 kV y su conexión al Sistema a través de las líneas Alférez – Virginia y Alférez – San Marcos.

Expansión del STN en el Sur del país

La expansión en esta zona depende en gran medida de las exportaciones al Ecuador y el desarrollo de futuros proyectos de generación en el área. Con generación adicional se pueden atender altas exportaciones; sin ella, se observan altas exigencias de potencia activa y reactiva, lo cual implicaría expansión en el STN. Con la integración energética Colombia – Chile, sería necesario llevar la red a 500 kV hasta Nariño. Para este último caso se propone la nueva subestación Jamondino con su conexión a Alférez y un nuevo enlace entre Colombia y Ecuador en este mismo nivel de tensión.

Respecto a los problemas de bajas tensiones en Nariño, se encuentra conveniente energizar total o parcialmente el corredor Jamondino – Junín – Tumaco a 230 kV.

Lo anterior permite resolver la problemática citada 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 del 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 y su impacto sobre cargabilidades y tensiones en estos STR's. Lo anterior, implica la construcción de infraestructura en cascos urbanos con todos los problemas físicos, ambientales, urbanísticos, de servidumbres y de coincidencia con otros proyectos de servicios públicos.

Al respecto, si bien las redes subterráneas pueden representar una solución, sus costos son elevados y pueden inviabilizar un proyecto de transmisión. En este sentido, se plantea que el STN y el STR compartan físicamente su infraestructura de soporte de líneas (torres). Sin embargo, lo anterior implica una profunda revisión regulatoria.

Necesidad de dispositivos FACTS

Se observa en el mediano y largo plazo altos requerimientos de potencia reactiva en las áreas operativas Bogotá, Caribe y Nordeste. La ubicación estratégica de un SVC en cada una de estas zonas 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.

Respecto al área Suroccidental, los análisis eléctricos evidencian limitaciones a los intercambios de potencia con el resto del Sistema. Para transferencias de potencia superiores a 550 MW por la línea San Carlos – Virginia a 500 kV, la contingencia del transformador 500/230 kV de la subestación San Marcos ocasiona una sobrecarga no admisible en el transformador a 500/230 kV de la subestación Virginia. Esta situación, dependiendo del despacho económico, puede ocasionar restricciones. Vale la pena mencionar que esta problemática se mantendría invariante en el tiempo hasta la entrada de la fase I de Ituango, la interconexión Valle - Bogotá y el desarrollo de la etapa a 500 kV en la subestación Alférez.

En este sentido, dado que la referenciada restricción está asociada a problemas de congestión en algunos elementos de la red, una alternativa de incrementar el límite de importación al área, hasta tanto no se materialice la citada expansión, sería a través del re-direccionamiento de los flujos de potencia por algunas líneas a nivel de 230 kV. Por lo anterior, podría ser conveniente la instalación de varios

TCSC (Capacitor en Serie controlado por Tiristores) en los corredores a 230 kV que inyectan potencia activa y reactiva al Suroccidente del país, es decir, Ancón Sur – Esmeralda, San Carlos – Esmeralda y Mirolindo - Betania.

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 5-7 y la Tabla 5-8 se presenta el resumen de las obras de transmisión requeridas en el Largo Plazo.

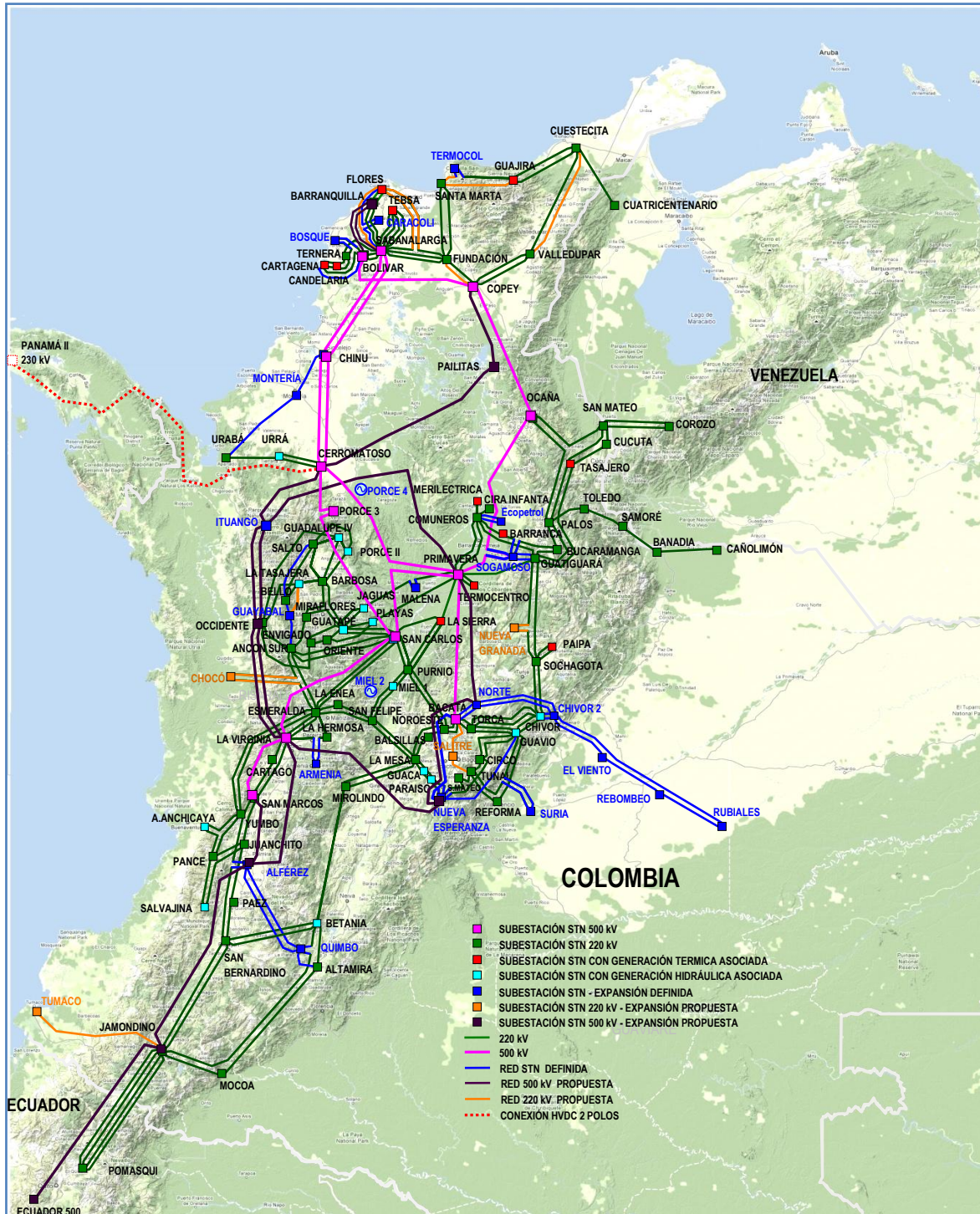
| OBRA PROPUESTA | POSIBLE CONEXIÓN |
|--|---|
| Se asume en operación. | <ul style="list-style-type: none"> • Boyacá y Meta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV. • Salto - Bello - Guayabal - Ancón 230 kV. • Chivor - Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV. • Flores - Caracolí - Sabanalarga 220 kV • Normalizar el enlace Tebsa – B/quilla – Sabana 220 kV en Tebsa – Sabana 220 kV • Subestación Alférez 230 kV. • Cerromatoso - Panamá Dc (600 MW) • Integración Energética Colombia - Ecuador - Perú - Chile. |
| Refuerzo del anillo a 220 kV en el área Guajira – Cesar – Magdalena (GCM). | <ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV. • Segundo circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV. • incremento de la capacidad de transporte en los enlaces 220 kV Termocol - Santa Marta y Guajira – Santa Marta. |
| Incremento del límite de importación al área Bolívar. | <ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Cartagena - Bolívar 220 kV. |
| Expansión del STN en el área Atlántico. | <ul style="list-style-type: none"> • Reconfiguración de uno de los circuitos Sabana – Fundación en Sabana – Flores – Fundación 220 kV. • Nueva línea Flores – Sabana 220 kV. • Subestación Nueva Barranquilla 500 kV. • Línea Nueva Barranquilla – Sabana 500 kV. • Línea Nueva Barranquilla – Bolívar 500 kV. • Transformador Nueva Barranquilla 500/220 kV. • Nuevo transformador 500/220 kV en Sabana. |

Tabla 5-7 Expansión en Transmisión – Largo Plazo

| OBRA PROPUESTA | POSIBLE CONEXIÓN |
|---|---|
| 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"> • 2° Circuito Ituango - Occidente 500 kV. • 2° Circuito Occidente - Virginia 500 kV. • 2° Transformador Occidente 500/230 kV. • Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. • Cerromatoso - Pailitas 500 kV. • Pailitas - El Copey 500 kV. |
| Nuevos enlaces a 500 kV para el área Bogotá | <ul style="list-style-type: none"> • Primavera - Norte 500 kV. • Norte - Nueva Esperanza 500 kV. • Transformador Norte 500/230 kV. |
| Nueva subestación 230 kV en el Choco (Bolombólo). | Reconfiguración de la línea Ancón Sur ISA - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur ISA - Bolombólo y Bolombólo - Esmeralda. |
| 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. • 2° Transformador San Marcos 500/230 kV • Transformador Alférez 500/230 kV. |
| 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. |
| Necesidad de dispositivos FACTS | <ul style="list-style-type: none"> • SVC en Bogotá. • SVC en el área Nordeste. • SVC en el área Caribe. • TCSC corredor doble circuito Ancón - Esmeralda 230 kV. • TCSC corredor doble circuito San Carlos - Esmeralda 230 kV. • TCSC línea Betania - Mirolindo 230 kV. |
| 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. |

Tabla 5-8 Expansión en Transmisión – Largo Plazo

En la Gráfica 5-3 se presenta el Sistema de Transmisión Nacional para el año 2025.



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

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, bajo diferentes escenarios de despacho.

Se tuvo en cuenta el diagnóstico de cada área, la expansión aprobada, la expansión propuesta por los Operadores de Red 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.

5.5.1 Análisis Área Antioquia – Chocó

Problemática:

- Bajo un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia, se presentan violaciones ante contingencias sencillas en elementos del STN y el STR, como pueden ser la pérdida de alguno de los transformadores a 230/110 kV de la subestación Bello o la falla de la línea La Tasajera – Occidente a 230 kV. Lo anterior implica la limitación del despacho de las plantas Guatapé, Guadalupe, Troneras, La Tasajera y Porce II.

Así mismo, se observa una cargabilidad cercana al 100 % en la línea Salto – Bello a 230 kV bajo condiciones normales de operación.

- Transito de energía por el STR, para luego inyectarse al STN. Lo anterior ocasiona congestión en la red a nivel de 110 kV.
- 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:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.

- Dentro los escenarios de despacho contemplados, se tuvo en cuenta particularmente uno, el cual consideró máxima generación en el norte y oriente de Antioquia.
- Máximas cargabilidades declaradas para transformadores y líneas. En contingencia del 130 %, exceptuando el corredor Ancón – Envigado – Guayabal a 110 kV, que es del 100%.

En la Tabla 5-9 se presenta el comportamiento del sistema sin considerar ningún proyecto de expansión en el STN de Antioquia, y sin contemplar el incremento de la capacidad de transformación de la subestación Bello.

| | 2013 | 2015 | 2020 |
|---------------------------------|---|---|--|
| Expansión | (Sin Proyectos) | (Sin Proyecto) | (Sin Proyecto) |
| Generación | Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). |
| Condición Normal de Operación | TRs Bello = 96 % ; TRs Miraflores = 42% L. Guayabal-Envigado 110kV = 60% L.Salto Bello =94 % L.Tasajera-Occid =87 % | TRs Bello = 101 % ; TRs Miraflores = 53% L. Guayabal-Envigado 110kV = 58% L.Salto Bello =99 % L.Tasajera-Occid =87 % | TRs Bello = 114 % ; TRs Miraflores = 64% L. Guayabal-Envigado 110kV = 85% L.Salto Bello = 105 % L.Tasajera-Occid =89 % |
| N-1 TR. BELLO | TRs Bello = 140 % ; TRs Miraflores = 50 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 79% (Desconexión 2° Tr Bello la línea queda en 156%) L.Salto Bello =81 % | TRs Bello = 148 % ; TRs Miraflores = 61 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 83% (Desconexión 2° Tr Bello la línea queda en 172%) L.Salto Bello =85 % | TRs Bello = 166 % ; TRs Miraflores = 74 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 118 % L.Salto Bello =90 % L.Tasajera-Occid = 102 % |
| N-1 TR. MIRAFLORES | TRs Bello = 97 % ; TRs Miraflores = 70 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 75% L.Salto Bello =94 % L.Tasajera-Occid =88 % | TRs Bello =105 % ; TRs Miraflores = 75 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 75% L.Salto Bello =101 % L.Tasajera-Occid =88 % | TRs Bello =119 % ; TRs Miraflores = 91 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 106% L.Salto Bello =108% L.Tasajera-Occid =89 % |
| N-1 L.Tasajera-Occidente 220 kV | TRs Bello = 114 % ; TRs Miraflores = 50 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 58% L.Salto Bello =79 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 121 % ; TRs Miraflores = 53 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 54% L.Salto Bello =86 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 134 % ; TRs Miraflores = 64 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 74% L. Bello -PBlancas 110kV = 101% L.Salto Bello =93 % L.Tasajera-Occid =00 % |

Tabla 5-9 Comportamiento del sistema sin proyectos

De la tabla anterior se puede concluir:

- Bajo condiciones normales de operación se observa un elevado nivel de carga en los transformadores a 230/110 kV de la subestación Bello. Esto se debe a la concentración de potencia activa que confluye en este punto, la baja impedancia equivalente que “ve” la generación con respecto a otros corredores del Sistema y la misma demanda de la subestación. En este sentido, también se presenta una cargabilidad cercana al 100 % en la línea Salto – Bello a 230 kV.

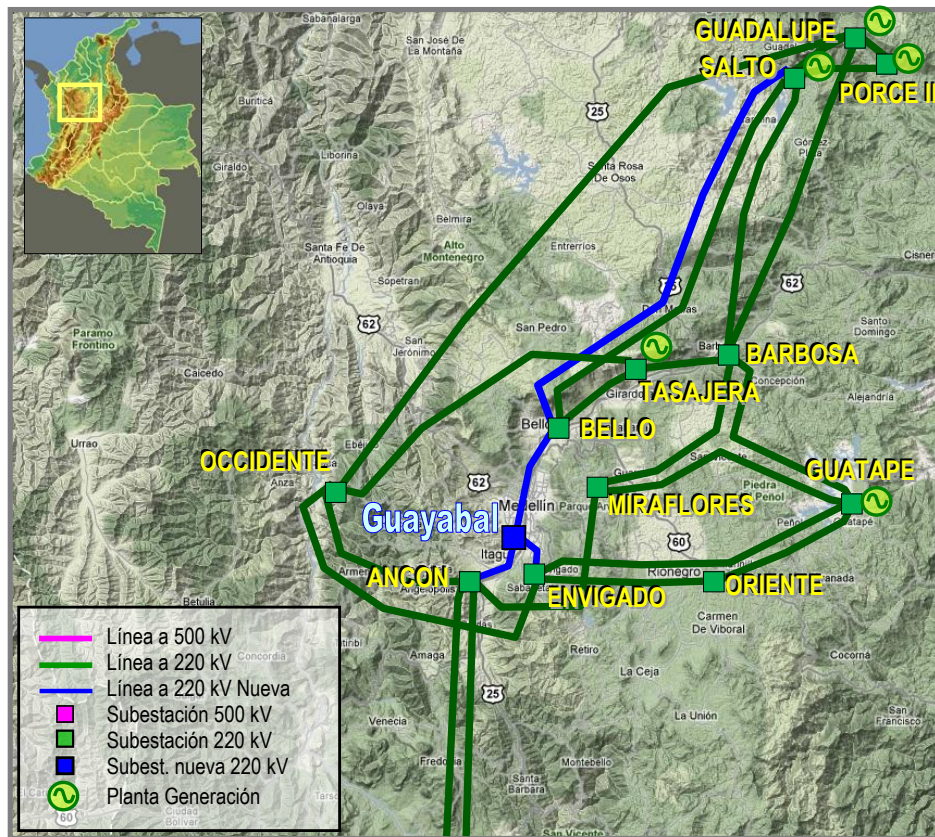
- Dada la cantidad de enlaces a nivel de 110 kV que se tienen entre las subestaciones Bello y Guayabal (baja impedancia), se observan flujos en tránsito por el STR, para luego inyectarse al STN.
- Bajo el escenario de despacho estudiado, la generación de la Tasajera transita hacia las subestaciones Barbosa, Bello y Occidente. Ante la contingencia del enlace La Tasajera – Occidente a 230 kV, esta potencia evacua hacia Barbosa y Bello, teniendo esta última subestación una menor impedancia equivalente. Es por esta razón que se ocasionan elevadas cargabilidades en los transformadores a 230/110 kV de Bello.
- La contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de Bello, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del Sistema. Bajo esta topología, ya no se tiene inyección de potencia al STR desde Bello, razón por la cual gran parte de la demanda de la ciudad de Medellín se abastece desde la subestación Envigado. Es por lo anterior que se ocasiona una sobrecarga no admisible en el enlace Envigado – Guayabal a 110 kV, ya que el mismo debe soportar casi toda la demanda de las subestaciones a nivel de 110 kV Bello, Castilla, Central, Guayabal y Envigado.
- Ante la contingencia de alguno de los transformadores de Miraflores, se presenta una cargabilidad importante en el enlace Guayabal – Envigado a 110 kV.
- Si bien en la tabla no se menciona nada en relación a la cargabilidad de la línea Salto – Yarumal II a 110 kV, es importante mencionar que bajo condiciones normales de operación, un escenario de despacho bajo en San Andrés de Cuerquia y Zuca, y con la expansión reportada por el Operador de Red (nueva línea Rio Grande – Yarumal II), se presentan violaciones por sobrecarga en este enlace. Lo anterior hasta tanto no se repotencie la línea Salto – Yarumal II. Es claro que al conformar el anillo Salto – Yarumal – Riogrande a 110 kV, el primer tramo de este corredor no solo ve la demanda asociada a la construcción de Ituango, sino también parte de las cargas de las subestaciones Rio Grande, Girardota y la misma Bello.

En este mismo sentido, la contingencia de la línea Salto – Bello a 230 kV ocasiona una sobrecarga no admisible en el enlace Salto – Yarumal II a 110 kV. Bajo esta topología, parte del flujo post falla que circulaba por la línea del STN ahora lo hace por este enlace del STR.

- Finalmente, 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.

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 5-4



Gráfica 5-4 Alternativas de expansión área Antioquia

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

Alternativa 2. Nueva subestación Guayabal a 230/110 kV - 360 MVA. Corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón a 230 kV.

Alternativa 3. Nueva subestación Guayabal a 230/110 kV - 360 MVA. Corredor de línea Bello – Guayabal – Envigado a 230 kV.

Alternativa 4. Nueva subestación Guayabal a 230/110 kV - 360 MVA. Corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón a 230 kV y nueva línea Salto – Bello a 230 kV.

Alternativa 5. Nueva subestación Guayabal a 230/110 kV - 360 MVA. Corredor de línea Bello – Guayabal – Envigado a 230 kV y nueva línea Salto – Bello 230 kV.

En la Tabla 5-10 y la Tabla 5-11, se presenta el comportamiento de cada una de las alternativas.

| 2015 | | | | | |
|---------------------------------|---|---|--|---|---|
| Expansión | Alt.1: 3° Trafo de Bello | Alt.2: 3° Corredor Bello-Guayabal-Ancon 230 kV | Alt.3: Corredor Bello-Guayabal-Envigado 230 kV | Alt.4: Corredor Salto - Bello-Guayabal-Ancon 230 kV | Alt.5: Corredor Salto - Bello-Guayabal-Envigado 230 kV |
| Generación | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). |
| Condición Normal de Operación | TRs Bello = 76 % ; TRs Miraflores = 51% L. Guayabal-Envigado 110kV = 58% L.Salto Bello =104 % L.Tasajera-Occid =82 % Alto flujo de energía por la red de 110 kV de EPM | TRs Bello = 73 % ; TRs Miraflores = 40% L. Guayabal-Envigado 110kV = 10% L.Salto Bello =121 % L.Tasajera-Occid =67 % | TRs Bello = 74 % ; TRs Miraflores = 37% L. Guayabal-Envigado 110kV = 8% L.Salto Bello =118 % L.Tasajera-Occid =70 % | TRs Bello = 76 % ; TRs Miraflores = 41% L. Guayabal-Envigado 110kV = 7 % L.Salto Bello =70 % L.Tasajera-Occid =68 % | TRs Bello = 77 % ; TRs Miraflores = 39% L. Guayabal-Envigado 110kV =11% L.Salto Bello =68 % L.Tasajera-Occid =71 % |
| N-1 TR. BELLO | TRs Bello =100 % ; TRs Miraflores = 45% L. Guayabal-Envigado 110kV = 64% L.Salto Bello =97 % L.Tasajera-Occid =88% | TRs Bello =100 % ; TRs Miraflores = 45% L. Guayabal-Envigado 110kV = 15% L.Salto Bello =115 % L.Tasajera-Occid =71% | TRs Bello =102% ; TRs Miraflores = 42% L. Guayabal-Envigado 110kV = 12% L. Bello -PBlancas 110kV = 65% L.Salto Bello =112 % L.Tasajera-Occid =74% | TRs Bello =103% ; TRs Miraflores = 46% L. Guayabal-Envigado 110kV = 11 % L.Salto Bello =66 % L.Tasajera-Occid =72 % | TRs Bello =105% ; TRs Miraflores = 44% L. Guayabal-Envigado 110kV =15 % L.Salto Bello =65 % L.Tasajera-Occid =75 % |
| N-1 TR. MIRAFLORES | TRs Bello =78 % ; TRs Miraflores = 72% L. Guayabal-Envigado 110kV = 72% L. Bello -PBlancas 110kV = 105% L.Salto Bello =106 % L.Tasajera-Occid =82% | TRs Bello =76 % ; TRs Miraflores = 55% L. Guayabal-Envigado 110kV = 8% L. Bello -PBlancas 110kV = 62% L.Salto Bello =122 % L.Tasajera-Occid =67% | TRs Bello =77 % ; TRs Miraflores = 52% L. Guayabal-Envigado 110kV = 2% L. Bello -PBlancas 110kV = 65% L.Salto Bello =120 % L.Tasajera-Occid =70% | TRs Bello =79 % ; TRs Miraflores = 55% L. Guayabal-Envigado 110kV = 3% L. Bello -PBlancas 110kV = 66% L.Salto Bello =70 % L.Tasajera-Occid =68 % | TRs Bello =80 % ; TRs Miraflores = 55% L. Guayabal-Envigado 110kV =13% L. Bello -PBlancas 110kV = 69% L.Salto Bello =69 % L.Tasajera-Occid =71 % |
| N-1 L.Tasajera-Occidente 220 kV | TRs Bello = 90% ; TRs Miraflores = 51 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 64% L.Salto Bello =93 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 82% ; TRs Miraflores = 41 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 31% L.Salto Bello =117 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 83% ; TRs Miraflores = 38 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 25% L.Salto Bello =115% L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 84% ; TRs Miraflores = 42 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 33% L.Salto Bello =67% L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 86% ; TRs Miraflores = 39 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 26% L.Salto Bello =66% L.Tasajera-Occid =00 % |

Tabla 5-10 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas

| 2020 | | | | | |
|-------------------------------|--|---|---|--|--|
| Expansión | Alt.1: 3° Trafo de Bello | Alt.2: 3° Corredor Bello-Guayabal-Ancon 230 kV | Alt.3: Corredor Bello-Guayabal-Envigado 230 kV | Alt.4: Corredor Salto - Bello-Guayabal-Ancon 230 kV | Alt.5: Corredor Salto - Bello-Guayabal-Envigado 230 kV |
| Generación | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). | Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera). |
| Condición Normal de Operación | TRs Bello = 85 % ; TRs Miraflores = 61% L. Guayabal-Envigado 110kV = 79% L.Salto Bello =111 % L.Tasajera-Occid =83 % Alto flujo de energía por la red de 110 kV de EPM | TRs Bello = 83 % ; TRs Miraflores = 55% L. Guayabal-Envigado 110kV = 10% L.Salto Bello =125 % L.Tasajera-Occid =70 % | TRs Bello = 84 % ; TRs Miraflores = 55% L. Guayabal-Envigado 110kV = 12 % L.Salto Bello =123 % L.Tasajera-Occid =73 % | TRs Bello = 84 % ; TRs Miraflores = 54% L. Guayabal-Envigado 110kV = 7 % L.Salto Bello =72 % L.Tasajera-Occid =72 % | TRs Bello = 88 % ; TRs Miraflores = 53% L. Guayabal-Envigado 110kV = 9 % L.Salto Bello =72 % L.Tasajera-Occid =74 % |
| N-1 TR. BELLO | TRs Bello =112 % ; TRs Miraflores = 66% L. Guayabal-Envigado 110kV = 91% L.Salto Bello =104 % L.Tasajera-Occid =90% | TRs Bello =113 % ; TRs Miraflores = 60% L. Guayabal-Envigado 110kV = 28% L.Salto Bello =118 % L.Tasajera-Occid =75% | TRs Bello =115 % ; TRs Miraflores = 60% L. Guayabal-Envigado 110kV = 26% L.Salto Bello =116 % L.Tasajera-Occid =79% | TRs Bello =114 % ; TRs Miraflores = 60% L. Guayabal-Envigado 110kV = 24% L.Salto Bello =68 % L.Tasajera-Occid =77% | TRs Bello =119 % ; TRs Miraflores = 59 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 23% L.Salto Bello =67 % L.Tasajera-Occid =80 % |
| N-1 TR. MIRAFLORES | TRs Bello =89 % ; TRs Miraflores = 86% L. Guayabal-Envigado 110kV = 97% L. Bello -PBlancas 110kV = 112% L.Salto Bello =114 % L.Tasajera-Occid =83% | TRs Bello =88 % ; TRs Miraflores = 75% L. Guayabal-Envigado 110kV = 22% L. Bello -PBlancas 110kV = 66 % L.Salto Bello =127 % L.Tasajera-Occid =70 % | TRs Bello =88 % ; TRs Miraflores = 77% L. Guayabal-Envigado 110kV = 22% L. Bello -PBlancas 110kV = 69 % L.Salto Bello =125 % L.Tasajera-Occid =73 % | TRs Bello =88 % ; TRs Miraflores = 75 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 18% L. Bello -PBlancas 110kV = 69 % L.Salto Bello =73 % L.Tasajera-Occid =72 % | TRs Bello =88 % ; TRs Miraflores = 74 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 17% L. Bello -PBlancas 110kV = 74 % L.Salto Bello =73 % L.Tasajera-Occid =74 % |
| N-1 L.Tasajera-Occidente | TRs Bello = 99% ; TRs Miraflores = 60 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 76% L. Bello -PBlancas 110kV = 124% L. Bello -Castilla 110kV = 101% L.Salto Bello =101 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 92 % ; TRs Miraflores = 55 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 21% L. Bello -PBlancas 110kV = 62 % L. Bello -Castilla 110kV = 59 % L.Salto Bello =121 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 93 % ; TRs Miraflores = 54 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 21% L. Bello -PBlancas 110kV = 67 % L. Bello -Castilla 110kV = 59 % L.Salto Bello =119 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 93 % ; TRs Miraflores = 55 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 25% L. Bello -PBlancas 110kV = 66 % L. Bello -Castilla 110kV = 59 % L.Salto Bello =70 % L.Tasajera-Occid =00 % | TRs Bello = 96 % ; TRs Miraflores = 52 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 23% L. Bello -PBlancas 110kV = 72 % L. Bello -Castilla 110kV = 60 % L.Salto Bello =70 % L.Tasajera-Occid =00 % |

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

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para la Alternativa 1, bajo condiciones normales de operación, se presenta una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Salto – Bello a 230 kV. Esto se

debe a la reducción de la impedancia en esta última subestación. Adicionalmente, se sigue observando tránsito por el STR, para luego inyectarse al STN.

Por otro lado, ante las contingencias sencillas La Tasajera – Occidente a 230 kV o Bello a 230/110 kV, no se observan violaciones por sobrecarga en esta última subestación. No obstante, se genera una congestión interesante en la línea Envigado – Guayabal a 110 kV cuando falla alguno de los transformadores de Miraflores.

- Para las Alternativas 2 y 3, se incrementa aún más la cargabilidad de la línea Salto – Bello a 230 kV. Esto se debe a la reducción de la impedancia equivalente del circuito Salto – Bello – Guayabal – Ancón en relación al corredor Salto – Barbosa – Miraflores – Ancón.

Respecto a los flujos en tránsito por el STR, los mismos ya no se observan. Así mismo, la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión en Bello o Miraflores no ocasiona violaciones.

- En las Alternativas 4 y 5, con el segundo circuito Salto – Bello a 230 kV, no se presentan violaciones bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. En este mismo sentido, no se observa tránsito por el STR, para luego inyectarse al STN. Al contrario, la potencia transita hacia Guayabal, Ancón/Envigado y el área CQR.
- Ninguna de las alternativas planteadas evita las violaciones de tensión en el Magdalena Medio Antioqueño cuando falla alguno de los transformadores de Playas o Guatapé. Así mismo, si bien en las alternativas 4 y 5 se reduce el nivel de carga del nuevo enlace Salto – Yarumal II a 110 kV, los análisis eléctricos muestran la necesidad de repotenciar esta línea.

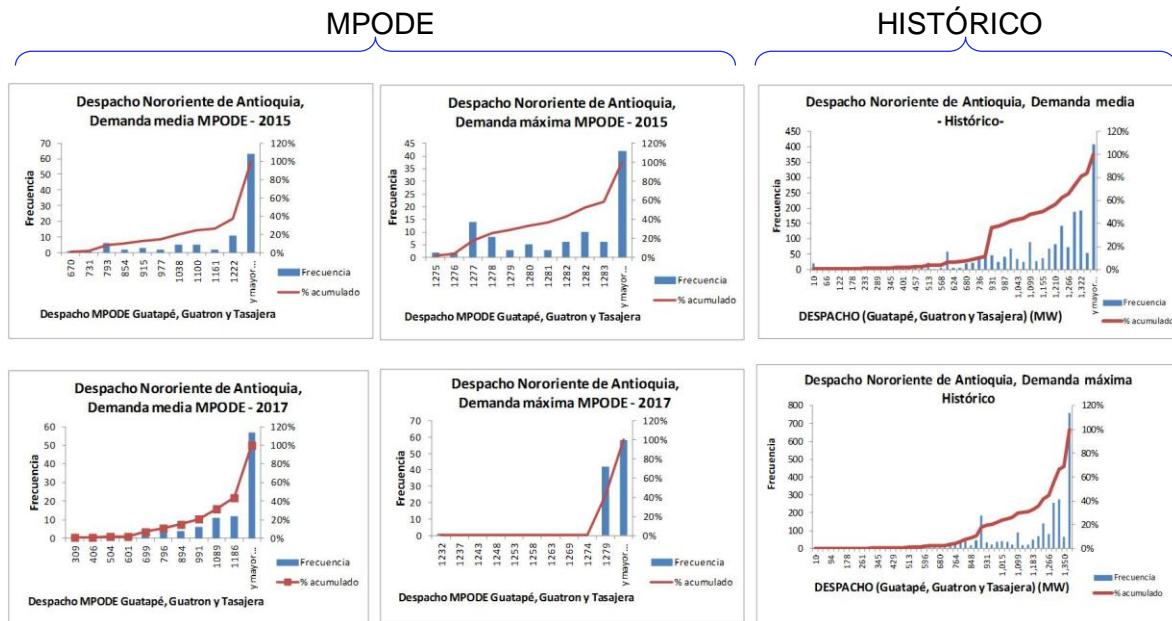
En conclusión, dado que las alternativas 1, 2 y 3 no resuelven de manera estructural los problemas de congestión en la red del STN y STR Antioqueño, las mismas se descartan. Por otro lado, las alternativas 4 y 5 presentan un adecuado desempeño técnico. Sin embargo, el corredor Bello – Guayabal – Ancón con el refuerzo Salto – Bello a 230 kV, permite mayores transferencias al suroccidente del país con un menor nivel de pérdidas. En consecuencia, sólo se evalúa económicamente esta alternativa.

Beneficios del proyecto

Bajo escenarios de máximo despacho en el nororiente de Antioquia, reducción de restricciones asociadas a la limitación de dicha generación. Lo anterior sí y solo si este despacho no se encuentra en mérito. Se valora para todos los periodos de demanda.

El objetivo del nuevo proyecto de transmisión es evitar limitaciones al despacho y sus sobrecostos operativos asociados. No obstante, la eliminación de esta restricción depende de la posibilidad de contar o no con dicha generación en mérito y su probabilidad de ocurrencia.

Esta probabilidad se puede obtener con la información histórica del despacho ideal o mediante una simulación del MPODE. Para este caso en particular, se calculó de las dos formas eligiendo el menor valor. Lo anterior con el ánimo de realizar una valoración conservadora del proyecto (ver Gráfica 5-5).



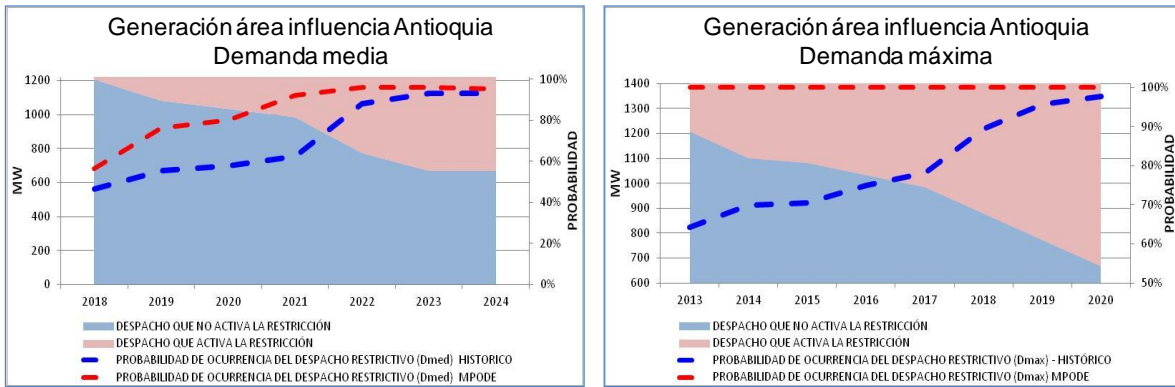
Gráfica 5-5 Histograma de generación en el nororiente de Antioquia utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE

Para determinar la generación que activa la restricción, se establece para cada uno de los años del horizonte de planeamiento, el despacho que ocasiona congestión y sobrecargas en la subestación Bello. Posteriormente, se reduce progresivamente dicha generación y se realizan contingencias sencillas en la red asociada hasta no encontrar violaciones.

Resultados

- La Gráfica 5-6 indica la generación en el nororiente de Antioquia que activa la restricción. Es claro que al incrementarse la demanda, es mayor la limitación al despacho.
- La contingencia que impone la limitación a la generación, es la pérdida de uno de los transformadores a 230/110 kV -180 MVA de la subestación Bello.

- Respecto a la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos, los análisis energéticos indican con toda certeza la materialización de los mismos. Es decir, en el mediano y largo plazo, de no contar con proyectos de expansión en el área, sería necesario limitar casi de manera permanente la generación de las plantas Guatapé, Guadalupe, Troneras, La Tasajera y Porce II.



Gráfica 5-6 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

Evaluación Económica

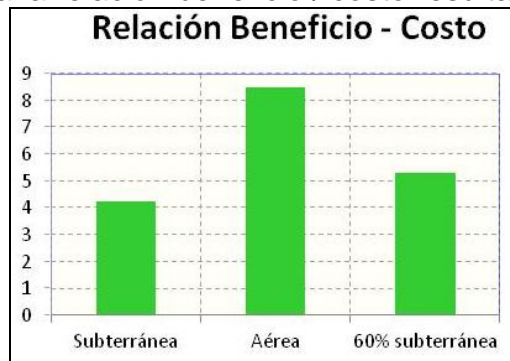
Beneficios:

Bajo escenarios de máximo despacho en el nororiente de Antioquia, reducción de posibles restricciones en el STN por la limitación de dicha generación. Lo anterior afectado por la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.

Costos:

Valorados con unidades constructivas de la resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN y de la resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

La Gráfica 5-7 presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.



Gráfica 5-7 Relación Beneficio/Costo del proyecto

Conclusiones

- El nuevo corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 a kV junto con su refuerzo Salto – Bello, presenta una relación Beneficio/Costo superior a 1. Lo anterior considerando diferentes variantes del tipo constructivo (convencional, subterráneo y mixto). En consecuencia, la UPME recomienda su ejecución para el año 2015.

En este mismo sentido, se puede concluir que la probabilidad de tener los escenarios restrictivos que viabilizan el proyecto es muy alta.

- Al margen de la viabilidad técnica y económica del proyecto, deben buscarse los mecanismos que faciliten la ejecución del mismo con tecnología “convencional” (mayor beneficio para el usuario). Así mismo, si se llegara a establecer que el único corredor factible para la construcción de la obra es el corredor existente del STR, deben gestionarse con la CREG cambios en la regulación con el objetivo de que líneas del STN y el STR puedan compartir la misma infraestructura de soporte (torres).
- Dependiendo de la firmeza de la demanda asociada a San José del Nus, realizar obras a nivel de STR para evitar las violaciones que se presentan ante contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de Playas y Guatapé. En este mismo sentido, repotenciar el enlace Salto – Yarumal a 110 kV.
- De otra parte, respecto al área del Chocó, se observa nuevamente que las tensiones en las subestaciones Cértegui, Itsmina y Quibdó a 115 kV, presentan una reducción progresiva. Se reitera una vez más al OR DISPAC, revisar las señales emitidas por la UPME e iniciar el estudio correspondiente que de solución a los problemas en el corto y mediano plazo.

5.5.2 Análisis Área Atlántico

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación y violaciones ante contingencia en elementos de conexión al STN. Lo anterior implica la programación de generación de seguridad a nivel de 110 kV en los periodos de demanda máxima.
- Limitación a la evacuación de la generación del área ante condiciones particulares de demanda y despacho.

- Agotamiento de la capacidad de corto circuito en la subestaciones Tebsa y Flores.

Supuestos:

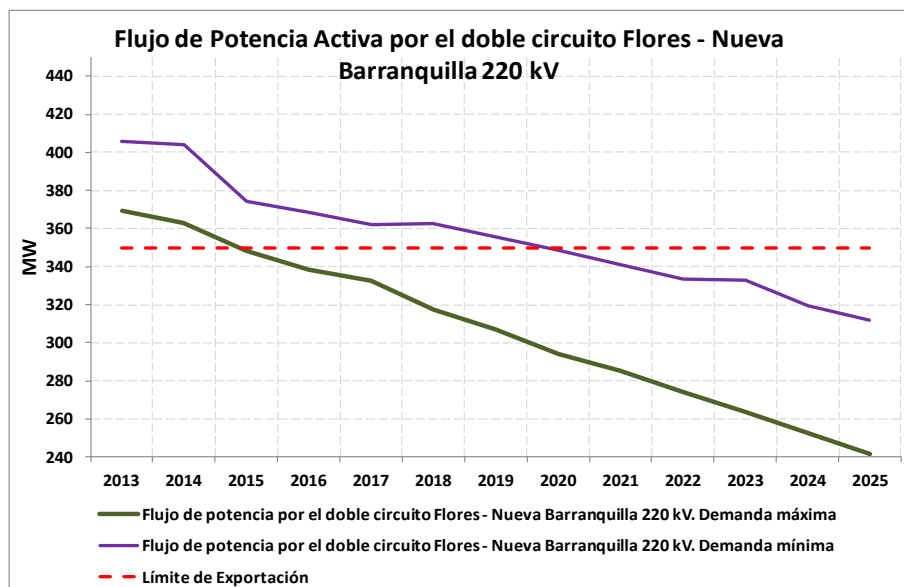
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideró el acople de barras en la subestación Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio a 110 kV operando normalmente cerrados.
- En el año 2012 se normaliza la subestación Veinte de Julio a 110 kV (se elimina la conexión tipo “T”). Es decir, se tendrían dos enlaces entre las subestaciones Tebsa y Veinte de Julio y una nueva línea Malambo - Veinte de Julio a 110 kV.
- Si bien la UPME aprobó para el mes de abril de 2010 la conexión del segundo transformador a 220/110 kV en la subestación Flores y el acople de barras entre las subestaciones Flores I y Flores II, el OR informó que esta expansión solo podrá estar en operación a partir de diciembre del año 2011.
- Se consideró a partir del año 2011, la conexión de la Siderúrgica del Norte y la nueva subestación Juan Mina a 110 kV.
- Se contemplaron dos escenarios de despacho: Máxima y mínima generación en el área.
- Cierre de ciclo en Termoflores (Cuarta unidad).

La Tabla 5-12 contienen el comportamiento del sistema Atlántico bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, considerando diferentes escenarios operativos.

| | 2013 | 2014 | 2017 | 2020 |
|-------------------------------|---|---|--|---|
| Expansión | Sin Proyectos | Sin Proyectos | Sin Proyectos | Sin Proyectos |
| Demanda | Máxima | Máxima | Máxima | Máxima |
| Despacho | Sin Generación en el área Atlántico | Sin Generación en el área Atlántico | Sin Generación en el área Atlántico | Sin Generación en el área Atlántico |
| Condición Normal de Operación | TR Flores 1 y 2: 65.8 % TR NBquilla 1 y 2: 37.6 % TR Tebsa 100 MVA: 80.7 % TR Tebsa 180 MVA : 88.2 % | TR Flores 1 y 2: 68.7 % TR NBquilla 1 y 2: 39 % TR Tebsa 100 MVA: 83.5 % TR Tebsa 180 MVA : 90.9 % | TR Flores 1 y 2: 79 % TR NBquilla 1 y 2: 44.2 % TR Tebsa 100 MVA: 94.2 % TR Tebsa 180 MVA : 102.5 % | TR Flores 1 y 2: 97 % TR NBquilla 1 y 2: 53 % TR Tebsa 100 MVA: 108.3 % TR Tebsa 180 MVA : 119.7 % |
| N-1 TR. FLORES | TR Flores 1 : 95.5 % TR NBquilla 1 : 37.7 % TR Tebsa 100 MVA: 96 % TR Tebsa 180 MVA : 102.4 % | TR Flores 1 : 99.9 % TR NBquilla 1 : 39 % TR Tebsa 100 MVA: 99.6 % TR Tebsa 180 MVA : 105.9 % | TR Flores 1 : 115 % TR NBquilla 1 : 44.3 % TR Tebsa 100 MVA: 113.5 % TR Tebsa 180 MVA : 112.1 % | TR Flores 1 : 149.6 % TR NBquilla 1 : 53.5 % TR Tebsa 100 MVA: 130.2 % TR Tebsa 180 MVA : 140.7 % |
| N-1 TR. TEBSA 180 MVA | TR Flores 1 y 2: 83.9 % TR NBquilla 1 : 37.9 % TR Tebsa 100 MVA : 132 % | TR Flores 1 y 2: 87.6 % TR NBquilla 1 : 39.3 % TR Tebsa 100 MVA : 136.8 % | TR Flores 1 y 2: 101.6 % TR NBquilla 1 : 44.7 % TR Tebsa 100 MVA : 154.3 % | TR Flores 1 y 2: 127.1 % TR NBquilla 1 : 54.2 % TR Tebsa 100 MVA : 178.3 % |
| N-1 TR. TEBSA 100 MVA | TR Flores 1 y 2: 73 % TR NBquilla 1 : 37.7 % TR Tebsa 100 MVA: 102.2 % TR Tebsa 180 MVA : 107.5 % | TR Flores 1 y 2: 76.2 % TR NBquilla 1 : 39.1 % TR Tebsa 100 MVA: 106 % TR Tebsa 180 MVA : 111 % | TR Flores 1 y 2: 87.8 % TR NBquilla 1 : 44.4 % TR Tebsa 100 MVA: 118.5 % TR Tebsa 180 MVA : 125.3 % | TR Flores 1 y 2: 110.3 % TR NBquilla 1 : 53.7 % TR Tebsa 100 MVA: 136.7 % TR Tebsa 180 MVA : 144.8 % |
| Despacho | Máximo despacho en Flores y mínima generación en Tebsa | Máximo despacho en Flores y mínima generación en Tebsa | Máximo despacho en Flores y mínima generación en Tebsa | Máximo despacho en Flores y mínima generación en Tebsa |
| Condición Normal de Operación | Flores - Oasisl 110 kV > 100 % | Flores - Oasisl 110 kV > 100 % | Flores - Oasisl 110 kV > 100 % | Flores - Oasisl 110 kV > 100 % |

Tabla 5-12 Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas

La Gráfica 5-8 presenta el flujo de potencia activa por el enlace Flores - Nueva Barranquilla a 220 kV considerando máxima generación en el área.



Gráfica 5-8 Flujo de potencia activa por el doble circuito Flores – Nueva Barranquilla 220 kV

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

- Con mínima generación en el área, la contingencia del transformador Tebsa a 220/110 kV – 180 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación. Lo anterior implica la programación de generación de seguridad a nivel de 110 kV durante los periodos de demanda máxima.

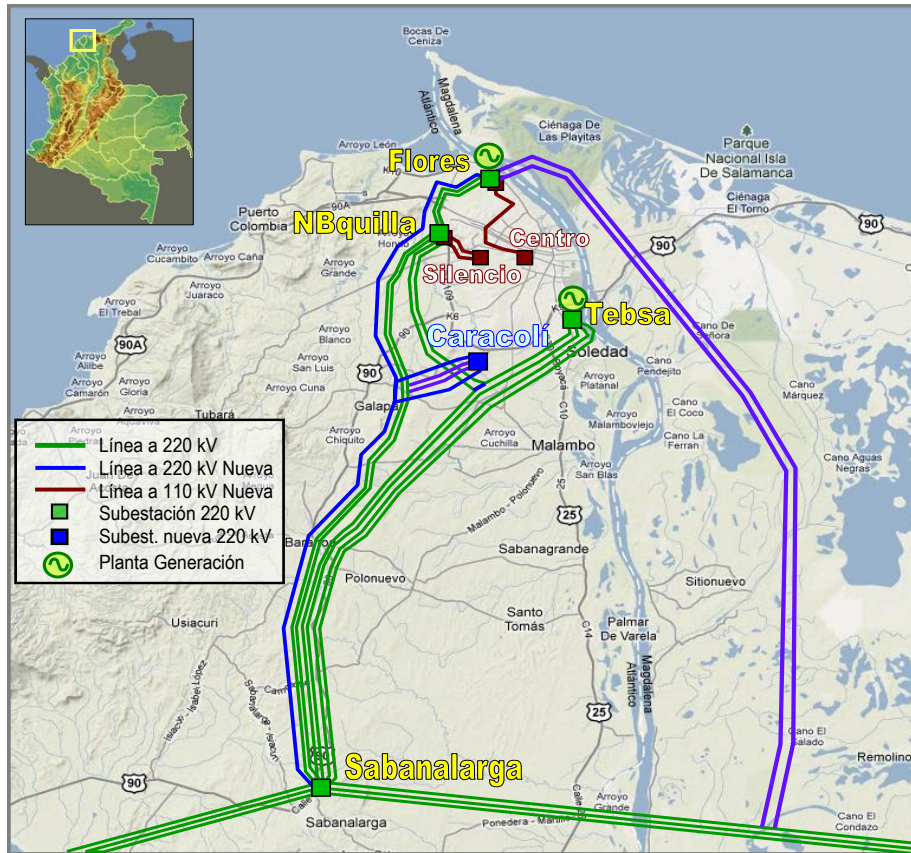
En este mismo sentido, a partir del año 2016, la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión Flores a 220/110 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del Sistema.

- Con máxima generación en el área, las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana, ocasiona violaciones por sobrecarga en los respectivos circuitos paralelos. Este comportamiento se mantendría invariante en el tiempo hasta el año 2015, en el periodo de demanda máxima, y hasta el 2020 en el periodo de demanda mínima. Es claro que con el crecimiento de la demanda, la generación se consume localmente, inyectándose menos potencia activa a la red de transmisión. (Ver Gráfica 5-8)

Por esta razón, actualmente el CND limita el flujo por estos circuitos a 350 y 540 MW, respectivamente.

- En los periodos de demanda máxima, bajo un escenario de despacho máximo en Flores y mínimo en Tebsa, se observa una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Flores – Oasis I a 110 kV. Bajo este escenario, toda la generación de Flores 110 kV y parte de la conectada a 220 kV se inyecta al STR. La contingencia sencilla del mencionado enlace tornaría más crítica la situación.

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 5-9 y la Tabla 5-13.



Gráfica 5-9 Alternativas planteadas para el área Atlántico

Alternativa 1. Nueva línea Flores – Sabana a 220 kV, línea Flores – Centro 110 kV, segundo transformador Nueva Barranquilla a 220/110 kV – 100 MVA, doble circuito Nueva Barranquilla – Silencio a 110 kV y desacople de barras en Tebsa a 110 kV.

Alternativa 2. Nueva subestación Caracolí a 220/110 kV – 300 MVA, corredor de línea Flores – Caracolí – Sabana a 220 kV, obras complementarias en 110 kV, línea Flores – Centro a 110 kV y desacople de barras en Tebsa a 110 kV.

Alternativa 3. Nueva línea Flores – Sabana a 220 kV, nueva subestación Caracolí 220/110 kV – 300 MVA, reconfiguración de uno de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana a 220 kV en Nueva Barranquilla – Caracolí – Sabana, obras complementarias en 110 kV, línea Flores – Centro a 110 kV y desacople de barras en Tebsa a 110 kV.

Alternativa 4. Reconfiguración de uno de las líneas Sabana – Fundación a 220 kV en Sabana – Flores – Fundación, nueva subestación Caracolí a 220/110 kV – 300 MVA, reconfiguración de uno de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana a 220 kV en Nueva Barranquilla – Caracolí – Sabana, obras complementarias en 110 kV, línea Flores – Centro a 110 kV y desacople de barras en Tebsa a 110 kV.

| Obras complementarias a nivel de 110 kV | Alternativas |
|--|---------------------|
| Silencio – Cordialidad 110 kV en Silencio – Caracolí – Cordialidad. | 2, 3, 4 |
| Reconfiguración de la línea Veinte de Julio – Malambo 110 kV en Veinte de Julio – Caracolí – Malambo. | 2, 3, 4 |
| Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV. | 2, 3, 4 |
| Obras complementarias a nivel de 220 kV | Alternativas |
| Flexibilidad operativa, reconfigurando el corredor Tebsa - Nueva Barranquilla - Sabana en el cuarto enlace Tebsa - Sabana 220 kV | 1, 2, 3, 4 |

Tabla 5-13 Expansión complementaria

En la Tabla 5-14 y la Tabla 5-15, se presenta el comportamiento de cada una de las alternativas.

| 2013 | | | | |
|-------------------------------|--|---|--|---|
| Expansión | Alt 1. Flores - Sabana 220 kV, doble cto Nva Bquilla - Silencio 110 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 2. Flores - Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 3. Flores - Sabana 220 kV, Nva Bquilla -Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 4. Nva Bquilla - Caracolí - Sabana 220 kV, Sabana - Flores - Fundación 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. |
| Demanda | Máxima | Máxima | Máxima | Máxima |
| Despacho | Mínimo | Mínimo | Mínimo | Mínimo |
| Condición Normal de Operación | TR Flores 1 y 2: 48.65 % TR NBquilla 1 y 2: 61.08 % TR Tebsa 100 MVA: 62.57 % TR Tebsa 180 MVA : 87.53 % | TR Flores 1 y 2: 54.72% TR NBquilla 1 : 62.79% TR Tebsa 100 MVA: 54.83 % TR Tebsa 180 MVA : 85.04 % | TR Flores 1 : 54.58% TR NBquilla 1 : 62.82% TR Tebsa 100 MVA: 55.24% TR Tebsa 180 MVA : 83.91 % | TR Flores 1 : 56.18% TR NBquilla 1 : 63.14% TR Tebsa 100 MVA: 54.53% TR Tebsa 180 MVA : 82.98 % |
| N-1 TR. FLORES | TR Flores 1 : 65.17% TR NBquilla 1 y 2 : 70.99% TR Tebsa 100 MVA: 68.37 % TR Tebsa 180 MVA : 94.81 % | TR Flores 1 : 77.91% TR NBquilla 1 : 62.66% TR Tebsa 100 MVA: 58.79 % TR Tebsa 180 MVA : 95.99 % | TR Flores 1 : 77.64% TR NBquilla 1 : 62.72% TR Tebsa 100 MVA: 59.16 % TR Tebsa 180 MVA : 94.61 % | TR Flores 1 : 80.06% TR NBquilla 1 : 63.04 % TR Tebsa 100 MVA: 58.51 % TR Tebsa 180 MVA : 94.06 % |
| N-1 TR. TEBSA 180 MVA | TR Flores 1 y 2: 66.43 % TR NBquilla 1 y 2 : 77.29% TR Tebsa 100 MVA: 91.26 % | TR Flores 1 y 2: 75.51% TR NBquilla 1 : 63.77% TR Tebsa 100 MVA: 79.6% | TR Flores 1 y 2: 75.2% TR NBquilla 1 : 63.86% TR Tebsa 100 MVA: 79.4% | TR Flores 1 y 2: 76.5% TR NBquilla 1 : 64.1 % TR Tebsa 100 MVA: 77.94% |
| N-1 TR. TEBSA 100 MVA | TR Flores 1 y 2: 52.23% TR NBquilla 1 y 2: 64.73% TR Tebsa 100 MVA: 94.36 % TR Tebsa 180 MVA : 94.82 % | TR Flores 1 y 2: 56.54 % TR NBquilla 1 : 62.9 % TR Tebsa 100 MVA: 84.27 % TR Tebsa 180 MVA : 91 % | TR Flores 1 y 2: 56.37 % TR NBquilla 1 : 62.9 % TR Tebsa 100 MVA: 84.13 % TR Tebsa 180 MVA : 89.76 % | TR Flores 1 y 2: 57.92 % TR NBquilla 1 : 63.26 % TR Tebsa 100 MVA: 82.98 % TR Tebsa 180 MVA : 88.8 % |
| N-1 TR. Caracolí | Silencio - NBquilla: 49.68% | TR Flores 1 y 2: 58.27 % TR NBquilla 1 : 62.82 % TR Tebsa 100 MVA: 58.74 % TR Tebsa 180 MVA : 88.6 % | TR Flores 1 y 2: 58.21 % TR NBquilla 1 : 62.85 % TR Tebsa 100 MVA: 58.75 % TR Tebsa 180 MVA : 87.5 % | TR Flores 1 y 2: 59.94% TR NBquilla 1 : 63.16 % TR Tebsa 100 MVA: 58.2 % TR Tebsa 180 MVA : 86.91 % |

| 2017 | | | | |
|-------------------------------|--|--|--|---|
| Expansión | Alt 1. Flores - Sabana 220 kV, doble cto Nva Bquilla - Silencio 110 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 2. Flores - Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 3. Flores - Sabana 220 kV, Nva Bquilla -Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 4. Nva Bquilla - Caracolí - Sabana 220 kV, Sabana - Flores - Fundación 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. |
| Demanda | Máxima | Máxima | Máxima | Máxima |
| Despacho | Mínimo | Mínimo | Mínimo | Mínimo |
| Condición Normal de Operación | TR Flores 1 y 2: 65.42% TR NBquilla 1 y 2: 64.78% TR Tebsa 100 MVA: 71.39% TR Tebsa 180 MVA : 100.53% | TR Flores 1 y 2: 72.71% TR Tebsa 100 MVA: 68.14 % TR Tebsa 180 MVA : 91.13 % | TR Flores 1 y 2: 69.85% TR Tebsa 100 MVA: 66.2 % TR Tebsa 180 MVA : 88.1 % | TR Flores 1 y 2: 68.46% TR Tebsa 100 MVA: 67.9 % TR Tebsa 180 MVA : 91.08% |
| N-1 TR. FLORES | TR Flores 1: 88.64% TR Tebsa 100 MVA: 79.96 % TR Tebsa 180 MVA : 109.53% | TR Flores 1 y 2: 101.72% TR Tebsa 100 MVA: 76.26 % TR Tebsa 180 MVA : 102.92 % | TR Flores 1 y 2: 96.65% TR Tebsa 100 MVA: 74.57 % TR Tebsa 180 MVA : 99.91 % | TR Flores 1 : 95.56% TR Tebsa 100 MVA: 75.52 % TR Tebsa 180 MVA : 102.05 % |
| N-1 TR. TEBSA 180 MVA | TR Flores 1 y 2: 88.81 % TR Tebsa 100 MVA: 107.33 % | TR Flores 1 y 2: 91.99% TR Tebsa 100 MVA: 99.27% | TR Flores 1 y 2: 88.78% TR Tebsa 100 MVA: 94.91% | TR Flores 1 y 2: 87.04% TR Tebsa 100 MVA: 98.47% |
| N-1 TR. TEBSA 100 MVA | TR Flores 1 y 2: 69.71 % TR NBquilla 1 y 2: 69.21 % TR Tebsa 100 MVA: 108.82 % TR Tebsa 180 MVA : 109.24% | TR Flores 1 y 2: 76.3 % TR Tebsa 100 MVA: 99.07 % TR Tebsa 180 MVA : 99.91 % | TR Flores 1 y 2: 73.53 % TR Tebsa 100 MVA: 96.84 % TR Tebsa 180 MVA : 96.18 % | TR Flores 1 y 2: 71.96 % TR Tebsa 100 MVA: 99.56 % TR Tebsa 180 MVA : 99.73 % |
| N-1 TR. Caracolí | Silencio - NBquilla: 49.61% | TR Flores 1 y 2: 77.67 % TR Tebsa 100 MVA: 72.1 % TR Tebsa 180 MVA : 96.76 % | TR Flores 1 y 2: 73.39 % TR Tebsa 100 MVA: 70.23% TR Tebsa 180 MVA : 93.69% | TR Flores 1 y 2: 73.49 % TR Tebsa 100 MVA: 71.79% TR Tebsa 180 MVA : 96.6% |

Tabla 5-14 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas

| 2020 | | | |
|--------------------------------------|---|---|---|
| Expansión | Alt 2. Flores - Caracolí- Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 3. Flores - Sabana 220 kV, Nva Bquilla -Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 4. Nva Bquilla - Caracolí - Sabana 220 kV, Sabana - Flores - Fundación 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. |
| Demanda | Máxima | Máxima | Máxima |
| Despacho | Mínimo | Mínimo | Mínimo |
| Condición Normal de Operación | TR Flores 1 y 2: 94.9% TR NBquilla 1 : 52.4% TR Tebsa 100 MVA: 70.2 % TR Tebsa 180 MVA : 106.7 % | TR Flores 1 y 2: 94.7% TR NBquilla 1 : 52.3% TR Tebsa 100 MVA: 70.5 % TR Tebsa 180 MVA : 106.7% | TR Flores 1 y 2: 94.5% TR NBquilla 1 : 52.5% TR Tebsa 100 MVA: 73.7% TR Tebsa 180 MVA : 108.8% |
| N-1 TR. FLORES | TR Flores 1 y 2: 136.9% TR NBquilla 1 : 52.8 % TR Tebsa 100 MVA: 79.2 % TR Tebsa 180 MVA : 124.8 % | TR Flores 1 y 2: 137.4% TR NBquilla 1 : 52.4% TR Tebsa 100 MVA: 79.5% TR Tebsa 180 MVA : 125.9 % | TR Flores 1 y 2: 136.5% TR NBquilla 1 : 52.4% TR Tebsa 100 MVA: 81 % TR Tebsa 180 MVA : 124.9 % |
| N-1 TR. TEBSA 180 MVA | TR FloresS 1 y 2: 121.9% TR NBquilla 1 : 53.4% TR Tebsa 100 MVA: 99.3% | TR Flores 1 y 2: 122% TR NBquilla 1 : 53% TR Tebsa 100 MVA: 98.5% | TR Flores 1 y 2: 118.7% TR NBquilla 1 : 53.8% TR Tebsa 100 MVA: 107.6% |
| N-1 TR. TEBSA 100 MVA | TR Flores 1 y 2: 97.4 % TR NBquilla 1 : 52.8 % TR Tebsa 100 MVA: 106 % TR Tebsa 180 MVA : 111.6% | TR Flores 1 y 2: 97.4 % TR NBquilla 1 : 52.4% TR Tebsa 100 MVA: 107% TR Tebsa 180 MVA : 113.7% | TR Flores 1 y 2: 95.3 % TR NBquilla 1 : 52.7.% TR Tebsa 100 MVA: 112.5% TR Tebsa 180 MVA : 117% |
| N-1 TR. Caracolí | TR Flores 1 y 2: 99.8 % TR NBquilla 1 : 52.7% TR Tebsa 100 MVA: 75.4% TR Tebsa 180 MVA : 111.6% TR Caracolí: 65.2 | TR Flores 1 y 2: 98.1 % TR NBquilla 1 : 52.6% TR Tebsa 100 MVA: 75.5% TR Tebsa 180 MVA : 112.7% TR Caracolí: 67.6 | TR Flores 1 y 2: 97.9% TR NBquilla 1 : 52.5% TR Tebsa 100 MVA: 78.7% TR Tebsa 180 MVA : 114.9% TR Caracolí: 61.3% |
| 2013 | | | |
| Expansión | Alt 2. Flores - Caracolí- Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 3. Flores - Sabana 220 kV, Nva Bquilla -Caracolí - Sabana 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. | Alt 4. Nva Bquilla - Caracolí - Sabana 220 kV, Sabana - Flores - Fundación 220 kV, Flores - Centro 110 kV y acople de barras en Tebsa 110 kV. |
| Demanda | Máxima | Máxima | Máxima |
| Despacho | Máximo en Flores y mínima en Tebsa | Máximo en Flores y mínima en Tebsa | Máximo en Flores y mínima en Tebsa |
| Condición Normal de Operación | Flores 2 - Oasis 110 kV= 92.8% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 91.3% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 89.5% |
| N-1 Flores 2 - Oasis 110 kV | Flores - Centro 110 kV= 105.9% | Flores - Centro 110 kV= 104.5% | Flores - Centro 110 kV= 102,5% |
| N-1 Flores - Centro 110 kV | Flores 2 - Oasis 110 kV= 132% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 129.8% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 127.4% |
| N-1 Flores 1 - Oasis 110 kV | Flores 2 - Oasis 110 kV= 101.7% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 100% | Flores 2 - Oasis 110 kV= 98.1% |

Tabla 5-15 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para la alternativa 1, bajo un escenario de máximo despacho en el área, no se observan problemas de “atrapamiento” ante las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana. No obstante, se observan violaciones por sobrecarga en el STR ante las contingencias sencillas Flores – Centro a 110 kV y Flores 2 – Oasis a 110 kV. Lo anterior a partir del año 2013 y considerando un escenario de despacho máximo en Flores y mínimo en Tebsa

En el año 2017 con mínima generación en el área, el transformador Tebsa a 220/110 kV – 180 MVA presenta una cargabilidad superior al 100 %. Las contingencias sencillas de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Flores, Tebsa y Caracolí, tornan más crítica la situación.

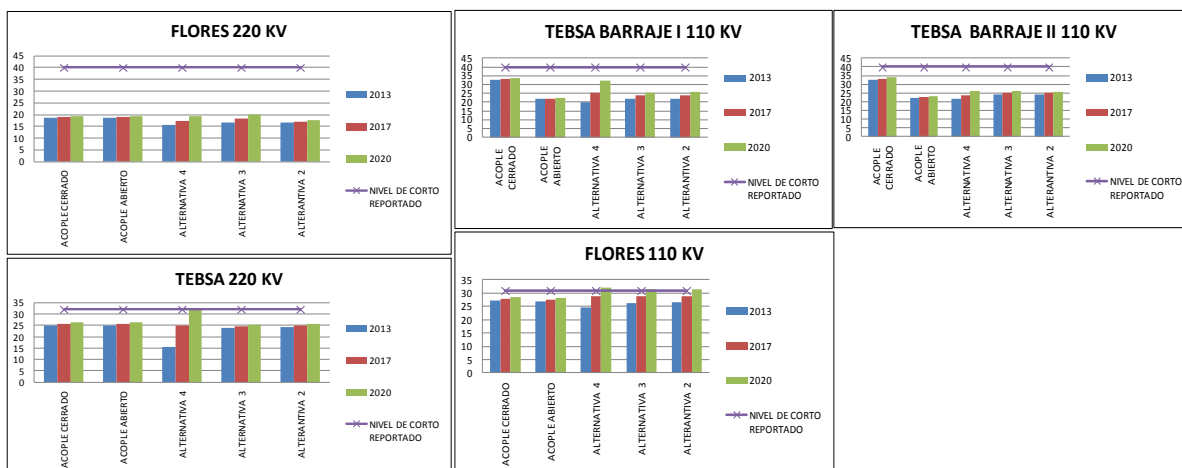
- Para la alternativa 2, 3 y 4, bajo un escenario de máximo despacho en el área, no se observan violaciones ante las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana. No obstante, se observan cargabilidades no admisibles en el STR ante las contingencias Flores – Centro a 110 kV y Flores 2 – Oasis a 110 kV. Lo anterior a partir del año 2013 y considerando un escenario de máximo despacho en Flores y mínimo en Tebsa.

En el año 2020 con mínima generación en el área, el transformador Tebsa a 220/110 kV – 180 MVA presenta una cargabilidad superior al 100 %. Las contingencias sencillas de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Flores, Tebsa y Caracolí tornan más crítica la situación, ocasionando violaciones.

En conclusión, dado que la alternativa 1 no resuelve estructuralmente los problemas de agotamiento de la capacidad de transformación en Tebsa ni evita en el corto plazo la programación de generación de seguridad a nivel de 110 kV, la misma en su conjunto se descarta como proyecto inicial.

Por otro lado, si bien es cierto que las alternativas 2, 3 y 4 presentan un adecuado desempeño técnico en lo que tiene que ver con la confiabilidad y la evacuación de la generación a nivel de 220 kV, los análisis eléctricos evidencian la necesidad de contar con un segundo circuito Flores – Centro a 110 kV a partir del 2013. Así mismo, es claro que se debe aumentar la capacidad de transformación en el área a partir del 2018. En este sentido, la alternativa 1 puede ser complementaria a las demás.

En relación a los análisis de corto circuito, los mismos evidencian el agotamiento de la capacidad de corto en las subestaciones Tebsa a 220 kV y Flores a 110 kV. Lo anterior es independiente de las alternativas estudiadas. Ver Gráfica 5-10.



Gráfica 5-10 Nivel de cortocircuito en las subestaciones Flores y Tebsa

Evaluación Económica de las alternativas técnicamente viables

Beneficios

- Bajo escenarios de hidrología crítica, reducción de posibles restricciones en el STN por la limitación de la generación del área. Lo anterior afectado por la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.
- Confiabilidad energética para el País a través del mecanismo del Cargo por Confiabilidad (Flores IV).
- Con el escalón de racionamiento respectivo, valoración de la energía no suministrada bajo condiciones normales de operación y ante contingencia.

Alternativamente, se cuantifica esta energía con el sobrecosto operativo en que incurre el sistema para cubrir los eventos de falla (Diferencia entre la reconciliación positiva por generación de seguridad a nivel de 110 kV y el precio de bolsa).

Costos:

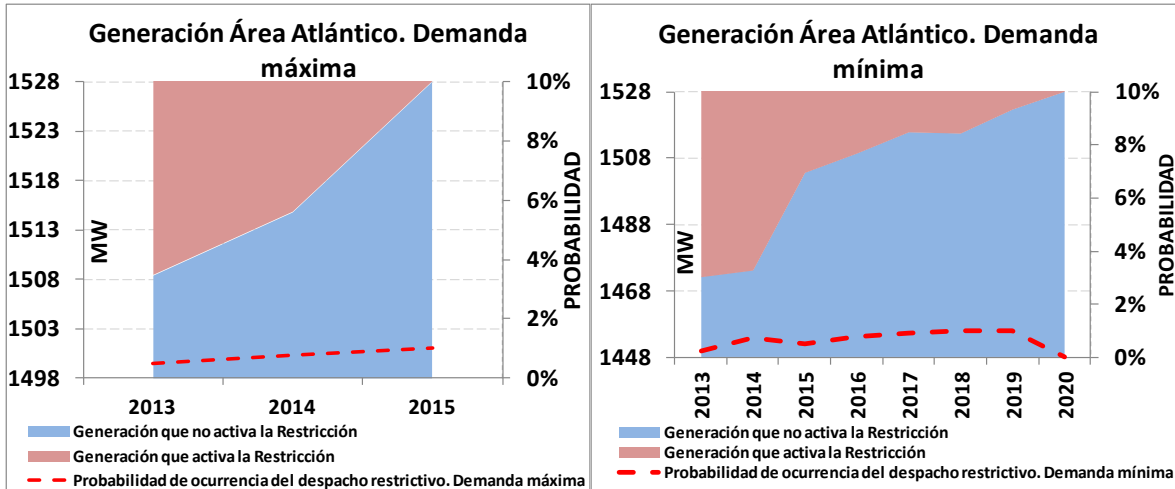
Valorados con unidades constructivas de la resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN y de la resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

Resultados

- La Gráfica 5-11 presenta el despacho que activa la restricción en el STN, junto con su probabilidad de ocurrencia.

Es claro que al incrementarse la demanda, es menor la limitación a la generación, ya que la misma se consume localmente en el STR.

- Respecto a la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo, los análisis energéticos indican casi con toda certeza la no materialización del mismo. Es decir, en el mediano y largo plazo no se observan escenarios de despacho que congestionen los circuitos Flores – Nueva Barranquilla a 220 kV y Tebsa – Sabana a 220 kV.



Gráfica 5-11 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

- Al margen de lo anterior, la historia más reciente ha mostrado los problemas de atrapamiento en el área Atlántico con la entrada de Flores IV. En este sentido, la red que se defina no solo debe garantizar la seguridad del sistema ante contingencias a nivel de transformación, sino también la correcta evacuación de la generación del área en el STR y el STN.

La **Tabla 5-16** presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.

| Alternativa | B/C |
|---|-------|
| Nueva S/E Caracolí 220/110 kV – 300 MVA + Corredor de línea Flores – Caracolí – Sabana 220 kV + Reconfiguraciones en 110 kV + Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV + Doble Cto. Flores – Centro 110 kV + desacople de barras en Tebsa 110 kV. | 1.063 |
| Nueva línea Flores – Sabana 220 kV + Nueva subestación Caracolí 220/110 kV – 300 MVA + Reconfiguración de uno de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana 220 kV en Nueva Barranquilla – Caracolí – Sabana + Reconfiguraciones en 110 kV + Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV + Doble Cto. Flores – Centro 110 kV + desacople de barras en Tebsa 110 kV. | 1.063 |
| Reconfiguración de uno de las líneas Sabana – Fundación 220 kV en Sabana – Flores - Fundación + Nueva subestación Caracolí 220/110 kV – 300 MVA + Reconfiguración de uno de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana 220 kV en Nueva Barranquilla – Caracolí – Sabana + Reconfiguraciones en 110 kV + Nueva línea Caracolí – Malambo 110 kV + Doble Cto. Flores – Centro 110 kV + desacople de barras en Tebsa 110 kV. | 1.059 |

Tabla 5-16 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

Conclusiones

- La UPME recomienda para el año 2014 la Alternativa 2, es decir, el corredor Flores – Caracolí – Sabana 220 kV y obras asociadas a nivel de STR. Al margen de lo anterior, el Operador de Red Electricaribe y el transportador TRANSELCA deberán acometer las medidas necesarias para reducir el nivel de corto circuito en las subestaciones Flores a 110 kV y Tebsa a 220 kV, ya que en el largo plazo, independientemente del proyecto, dicha capacidad se copa nuevamente.
- En el año 2018, se ve la necesidad de incrementar nuevamente la capacidad de transformación en el área (agotamiento en Tebsa). En este sentido, el segundo transformador en Nueva Barranquilla y el doble circuito Nueva Barranquilla – Silencio a 110 kV, podrían representar un proyecto complementario a Caracolí.
- Los análisis evidencian que el nuevo enlace Flores – Centro a 110 kV no es suficiente para asegurar la correcta evacuación de la generación de Flores, cuando esta planta esta a máxima capacidad y Tebsa se encuentra apagada. Por lo anterior, el Operador de Red deberá analizar la posibilidad de reforzar esta línea, ya sea con un segundo circuito o un nuevo enlace Flores – Oasis a 110 kV. Los análisis de la UPME consideraron un doble circuito Flores – Centro a 110 kV.
- En el largo plazo, con el crecimiento de la demanda, se observa la necesidad de nuevas líneas a nivel de 110 kV desde la subestación Tebsa.
- Dependiendo de la expansión de la generación, específicamente la conexión de Flores V a nivel de 220 kV, puede ser conveniente dejar la disponibilidad de corredores para doble circuitos. En este mismo sentido, la Alternativa 4 sería complementaria al proyecto Caracolí.

5.5.3 Análisis Área Meta

Problemática:

- Bajas tensiones en el STR bajo condiciones normales de operación.
- Violaciones ante contingencias a nivel de transformación y líneas del STN y STR.
- Red totalmente radial a nivel de 115 kV; contingencias sencillas ocasionan desatención de demanda.

- Demanda del área totalmente dependiente de la subestación Reforma. “Boom” petrolero en el departamento.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se contempló un escenario de despacho bajo en el área Oriental, específicamente en la central de generación Guavio.
- Máximas cargabilidades declaradas para transformadores y líneas del STN.

La Tabla 5-17 contienen el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

| | 2013 | 2015 |
|---|--|---|
| Expansión | (Sin Proyecto) | (Sin Proyecto) |
| Despacho | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo |
| Condición Normal de Operación | TRs Reforma = 98 % ; L. Guavio Tunal = 16% ; L.Guavio-Refor =37% ; L.Tunal-Reforma =11% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u; Granada 0.95p.u; Suria0.92p.u; PLopez 0.86p.u; PGaitán 0.75p.u.; Cristalina 0.73 p.u. | TRs Reforma = 101 %; L. Guavio Tunal = 17% ; L.Guavio-Refor =39% ;L.Tunal-Reforma =10% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u; Granada 0.94p.u; Suria0.91p.u; PLopez 0.83p.u; PGaitán 0.71p.u.; Cristalina 0.68 p.u. |
| N-1 TR. REFORMA | TRs Reforma = 187 %; L. Guavio Tunal = 16% ; L.Guavio-Refor =35% ; L.Tunal-Reforma =12% Tens bajas: Ocoa 0.88 p.u; Granada 0.84p.u; Suria0.81p.u; PLopez 0.74p.u; PGaitán 0.68p.u.; Cristalina 0.65 p.u. | TRs Reforma = 198 % ; L. Guavio Tunal = 18% ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =11% Tens bajas: Ocoa 0.86 p.u; Granada 0.81p.u; Suria0.78p.u; PLopez 0.71p.u; PGaitán 0.65p.u.; Cristalina 0.61 p.u. |
| N-1 L.Guavio-Reforma | TRs Reforma = 97 % ; L. Guavio Tunal = 22% ; L.Guavio-Refor =0% ; L.Tunal-Reforma =45% Tens bajas: Ocoa 0.84 p.u; Granada 0.80p.u; Suria0.76p.u; PLopez 0.67p.u; PGaitán 0.60p.u.; Cristalina 0.57 p.u. | TRs Reforma = 103 % ; L. Guavio Tunal = 24% ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =45% Tens bajas: Ocoa 0.86 p.u; Granada 0.81p.u; Suria0.78p.u; PLopez 0.72p.u; PGaitán 0.66p.u.; Cristalina 0.63 p.u. |
| N-1 L.Tunal-Reforma | TRs Reforma = 96 %; L. Guavio Tunal =16% ; L.Guavio-Refor =45% ; L.Tunal-Reforma =00% Tens bajas: Ocoa 0.94 p.u; Granada 0.90p.u; Suria0.88p.u; PLopez 0.82p.u; PGaitán 0.77p.u.; Cristalina 0.75 p.u. | TRs Reforma = 103 % ; L. Guavio Tunal = 17% ; L.Guavio-Refor =48% ; L.Tunal-Reforma =00% Tens bajas: Ocoa 0.91 p.u; Granada 0.87p.u; Suria0.84p.u; PLopez 0.77p.u; PGaitán 0.71p.u.; Cristalina 0.67 p.u. |
| N - 1 L 115 kV Ocoa - Suria ó Suria - Pto López ó Pto López - Pto Gaitán | Desatención de demanda | Desatención de demanda |

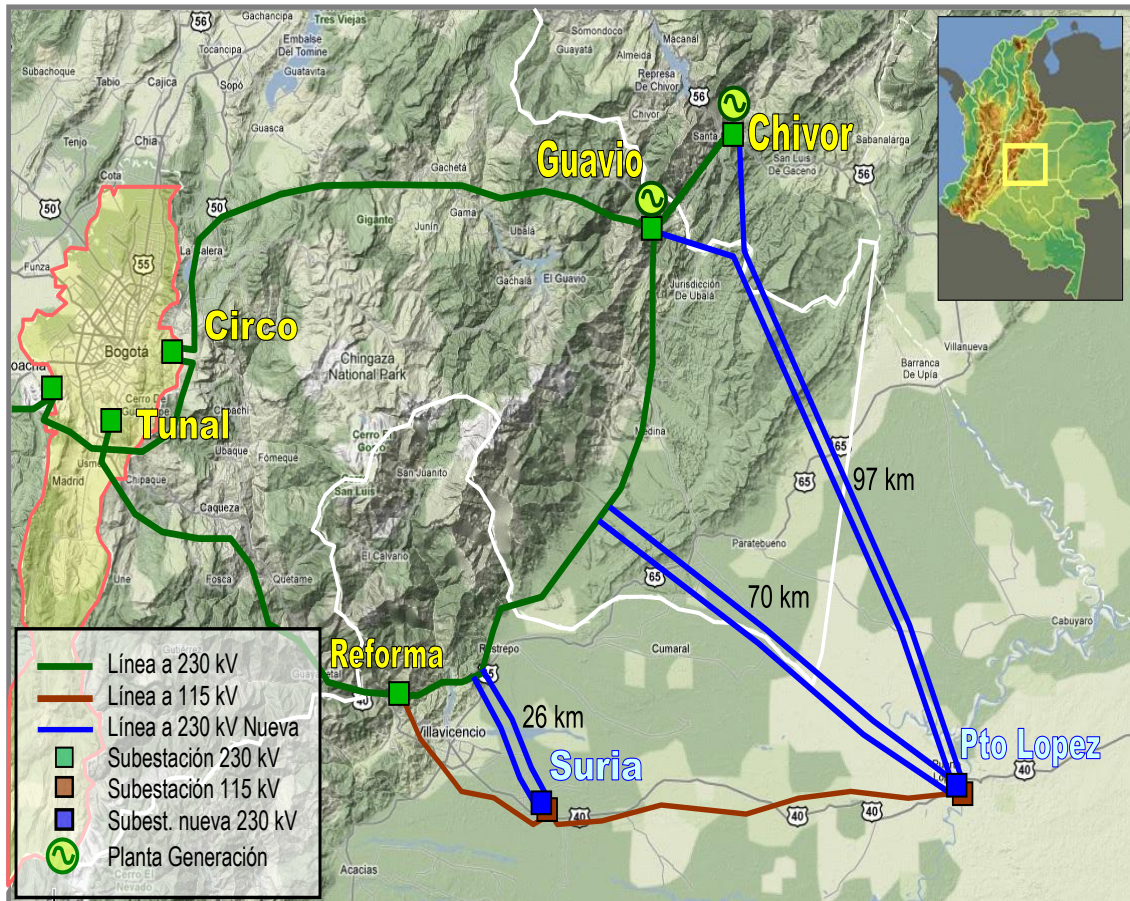
Tabla 5-17 Comportamiento del Sistema

Del diagnóstico anterior se puede concluir:

- Con el crecimiento de la demanda, específicamente la conexión de las nuevas cargas petroleras, se evidencian violaciones de tensión en el STR bajo condiciones normales de operación.

- La contingencia de uno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Reforma ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del Sistema. Lo anterior ocasiona la pérdida de toda la demanda del departamento del Meta.
- Considerando un escenario de despacho bajo en Guavio, la contingencia Guavio – Reforma a 230 kV ocasiona violaciones de tensión en toda el área.
- Red completamente radial a nivel de 115 kV. Las contingencias sencillas Ocoa – Suria, Suria – Puerto López y Puerto López – Puerto Gaitán, ocasionan desatención de demanda.

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 5-12.



Gráfica 5-12 Alternativas planteadas para el área Meta

Alternativa 1. Nueva subestación Suria a 230/115 kV – 300 MVA e incorporación de la misma al STN a través de la reconfiguración de la línea Guavio – Tunal.

Alternativa 2. Nueva subestación Puerto López a 230/115 kV – 300 MVA e incorporación de la misma al STN a través de la reconfiguración de la línea Guavio – Tunal.

Alternativa 3. Nueva subestación Puerto López a 230/115 kV – 300 MVA y conexión de la misma a las subestaciones Guavio y Chivor.

Para todas las alternativas se consideró en Reforma un tercer transformador 230/115 kV – 150 MVA. Independientemente del nuevo punto de inyección en el Meta, se necesita de este refuerzo. En este mismo sentido, los análisis eléctricos preliminares permitieron establecer la necesidad de dos bancos en el nuevo punto de inyección. Con uno solo, la contingencia de este elemento ocasionaría bajas tensiones. También se consideró para cada alternativa obras complementarias a nivel de STR.

En la Tabla 5-18, la Tabla 5-19 y la Tabla 5-20, se presenta el desempeño del Sistema.

| 2015 | | | |
|--|---|--|--|
| Expansión | Nueva S/E SURIA 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Suria - Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA conectada a las subestaciones Guavio y Chivor. 3° TR Reforma 230/115 kV y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. |
| Despacho | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo |
| Condición Normal de Operación | TRs Reforma = 43 % ; TRs Suria = 35 % ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-Suria = 54% ; L. Tunal - Suria = 20% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.98p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 48 % ; TRs PLopez = 26 % ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L.Guavio-PLopez = 39% ; L. Tunal - PLopez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 42 % ; TRs PLopez = 27 % ; L.Guavio-Refor =28% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-PLopez = 13% ; L. Chivor - PLopez = 15% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria 0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.95p.u.; Cristalina 0.93 p.u. |
| N-1 TR. REFORMA | TRs Reforma = 59% ; TRs Suria = 38 % ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L.Guavio-Suria = 56% ; L. Tunal - Suria = 18% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.97p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 68 % ; TRs PLopez = 28 % ; L.Guavio-Refor =33% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L.Guavio-PLopez = 40% ; L. Tunal - PLopez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 61 % ; TRs PLopez = 30 % ; L.Guavio-Refor =25% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-PLopez = 14% ; L. Chivor - PLopez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.94p.u.; Cristalina 0.92p.u. |
| N-1 TR. SURIA | TRs Reforma = 46% ; TRs Suria =59 % ; L.Guavio-Refor =32% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-Suria = 51% ; L. Tunal - Suria = 23% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.97 p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 49% ; TRs PLopez = 46% ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L.Guavio-PLopez = 37% ; L. Tunal - PLopez = 17% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 43 % ; TRs PLopez =45 % ; L.Guavio-Refor =25% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-PLopez = 11% ; L. Chivor - PLopez = 13% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria 0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.94p.u.; Cristalina 0.92 p.u. |
| N-1 L.Guavio-Reforma | TRs Reforma = 31% ; TRs Suria = 48 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =21% ; L.Guavio-Suria = 71% ; L. Tunal - Suria = 24% Tens bajas: Ocoa 0.95 p.u.; Granada 0.91p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 0.96p.u.; PGaitán 0.93 p.u.; Cristalina 0.91 p.u. | TRs Reforma = 38 % ; TRs PLopez = 34 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =27% ; L.Guavio-PLopez = 50% ; L. Tunal - PLopez = 19% Tens bajas: Ocoa 0.93 p.u.; Granada 0.88p.u.; Suria0.93p.u.; Plopez 0.97p.u.; PGaitán 0.96p.u.; Cristalina 0.94 p.u. | TRs Reforma = 38 % ; TRs PLopez = 32 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =25% ; L.Guavio-PLopez = 18% ; L. Chivor - PLopez = 18% Tens bajas: Ocoa 0.93 p.u.; Granada 0.88p.u.; Suria 0.94p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.91p.u.; Cristalina 0.89 p.u. |
| N-1 L.Tunal-Reforma | TRs Reforma = 43% ; TRs Suria = 36 % ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L.Guavio-Suria = 55% ; L. Tunal - Suria = 21% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.97 p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 48 % ; TRs PLopez = 26 % ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L.Guavio-PLopez = 39% ; L. Tunal - PLopez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 1.00p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 35 % ; TRs PLopez = 25 % ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L.Guavio-PLopez =13% ; L. Chivor - PLopez = 15% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.94p.u.; Cristalina 0.92 p.u. |
| N-1 L.Guavio-Suria ó L.Guavio-Plopez | TRs Reforma = 50% ; TRs Suria = 24 % ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L.Guavio-Suria = 00% ; L. Tunal - Suria = 24% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 0.96p.u.; PGaitán 0.94 p.u.; Cristalina 0.92 p.u. | TRs Reforma = 53 % ; TRs PLopez = 17 % ; L.Guavio-Refor =39% ; L.Tunal-Reforma =7% ; L.Guavio-PLopez = 00% ; L. Tunal - PLopez = 21% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.97p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 42% ; TRs PLopez = 25 % ; L.Guavio-Refor =25% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L.Guavio-PLopez = 00% ; L. Chivor - PLopez = 26% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria 0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. |
| N-1 L.Tunal-SuriaL. ó Tunal-Plopez ó L.Chivor - Plopez | TRs Reforma = 41% ; TRs Suria = 40 % ; L.Guavio-Refor =32% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L.Guavio-Suria = 39% ; L. Tunal - Suria = 00% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.98 p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 48 % ; TRs PLopez = 28 % ; L.Guavio-Refor =35% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L.Guavio-PLopez = 28% ; L. Tunal - PLopez = 00% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 42 % ; TRs PLopez = 25 % ; L.Guavio-Refor =25% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L.Guavio-PLopez = 25% ; L. Chivor - PLopez =00% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria 0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. |
| N - 1 L 115 kV Ocoa - Suria ó Suria - Pto López ó Pto López - Pto Gaitán | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda |

Tabla 5-18 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2015

| 2017 | | | |
|--|--|---|---|
| Expansión | Nueva S/E SURIA 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Suria - Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA conectada a las subestaciones Guavio y Chivor. 3° TR Reforma 230/115 kV y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. |
| Generación | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo |
| Condición Normal de Operación | TRs Reforma = 44% ;TRs Suria = 36% ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio- Suria = 51% ; L. Tunal - Suria = 16% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.97p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 54% ;TRs PLOpez = 26% ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio- PLOpez = 39% ; L. Tunal - PLOpez = 16% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.97p.u.; Suria 1.0p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.98 p.u. | TRs Reforma = 50% ;TRs PLOpez = 30% ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio-PLOpez = 15% ; L. Chivor - PLOpez = 18% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.94p.u.; Cristalina 0.92 p.u. |
| N-1 TR. REFORMA | TRs Reforma = 61% ;TRs Suria = 40% ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L. Guavio- Suria = 52% ; L. Tunal - Suria = 14% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.96p.u.; Cristalina 0.94 p.u. | TRs Reforma = 76% ;TRs PLOpez = 28% ; L.Guavio-Refor =32% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L. Guavio- PLOpez = 37% ; L. Tunal - PLOpez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99 p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 71% ;TRs PLOpez = 32% ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio-PLOpez = 15% ; L. Chivor - PLOpez = 19% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. |
| N-1 TR. PLOPEZ | TRs Reforma = 48% ;TRs Suria =61% ; L.Guavio-Refor =32% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio- Suria = 48% ; L. Tunal - Suria = 19% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.96 p.u.; Cristalina 0.94 p.u. | TRs Reforma = 55% ;TRs PLOpez = 46% ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio- PLOpez = 35% ; L. Tunal - PLOpez = 17% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.97p.u.; Suria0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.98 p.u. | TRs Reforma = 51% ;TRs PLOpez = 53% ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio-PLOpez = 13% ; L. Chivor - PLOpez = 17% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. |
| N-1 L.Guavio-Reforma | TRs Reforma = 33% ;TRs Suria = 50% ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =22% ; L. Guavio- Suria =67% ; L. Tunal - Suria = 20% Tens bajas: Ocoa 0.94 p.u.; Granada 0.90p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 0.95p.u.; PGaitán 0.92 p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | TRs Reforma = 44% ;TRs PLOpez = 34% ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =30% ; L. Guavio- PLOpez = 47% ; L. Tunal - PLOpez = 19% Tens bajas: Ocoa 0.93 p.u.; Granada 0.88p.u.; Suria0.93p.u.; Plopez 0.97p.u.; PGaitán 0.96p.u.; Cristalina 0.94 p.u. | TRs Reforma = 41% ;TRs PLOpez = 38% ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =28% ; L. Guavio-PLOpez = 18% ; L. Chivor - PLOpez = 20% Tens bajas: Ocoa 0.92 p.u.; Granada 0.88p.u.; Suria 0.93p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.90p.u.; Cristalina 0.88 p.u. |
| N-1 L.Tunal-Reforma | TRs Reforma = 44% ;TRs Suria = 37% ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio- Suria = 51% ; L. Tunal - Suria = 16% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.97 p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 52% ;TRs PLOpez = 26% ; L.Guavio-Refor =37% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio- PLOpez = 36% ; L. Tunal - PLOpez = 16% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 1.00p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 49% ;TRs PLOpez = 30% ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio-PLOpez = 15% ; L. Chivor - PLOpez = 18% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. |
| N-1 L.Guavio-Suria ó L.Guavio-Plopez | TRs Reforma = 51% ;TRs Suria = 26% ; L.Guavio-Refor =36% ; L.Tunal-Reforma =3% ; L. Guavio- Suria = 00% ; L. Tunal - Suria = 26% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 0.95p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | TRs Reforma = 58% ;TRs PLOpez = 17% ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =7% ; L. Guavio- PLOpez = 00% ; L. Tunal - PLOpez = 23% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria0.98p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.97p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 51% ;TRs PLOpez = 28% ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio-PLOpez = 00% ; L. Chivor - PLOpez = 28% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. |
| N-1 L.Tunal-SuriaL. ó Tunal-Plopez ó L.Chivor - Plopez | TRs Reforma = 43% ;TRs Suria = 40% ; L.Guavio-Refor =30% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L. Guavio- Suria = 40% ; L. Tunal - Suria = 00% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.98 p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 53% ;TRs PLOpez = 27% ; L.Guavio-Refor =34% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio- PLOpez = 28% ; L. Tunal - PLOpez = 00% Tens bajas: Ocoa 1.0 p.u.; Granada 0.96p.u.; Suria0.99p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 51% ;TRs PLOpez = 28% ; L.Guavio-Refor =31% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLOpez = 28% ; L. Chivor - PLOpez =00% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.95p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. |
| N - 1 L 115 kV Ocoa - Suria ó Suria - Pto López ó Pto López - Pto Gaitán | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda |

Tabla 5-19 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2017

| | | | | 2020 | | |
|---|--|---|--|-------------|--|--|
| Expansión | Nueva S/E SURIA 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Suria - Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA. Reconfiguración Guavio -Tunal 230 kV. 3° TR Reforma 230/115 kV, Compensación capacitiva en Pto Gaitán y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | Nueva S/E Pto López 230/115 kV - 300 MVA conectada a las subestaciones Guavio y Chivor. 3° TR Reforma 230/115 kV y refuerzo del corredor Pto López - Pto Gaitán 115 kV. | | | |
| Generación | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo | | | |
| Condición Normal de Operación | TRs Reforma =52% ;TRs Suria = 41 % ; L.Guavio-Refor =39% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio- Suria = 67% ; L. Tunal - Suria = 28% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.97p.u.; Cristalina 0.95 p.u. | TRs Reforma = 60 % ;TRs PLopez = 29 % ; L.Guavio-Refor =43% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio- PLopez = 45% ; L. Tunal - PLopez = 22%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.98p.u.; Cristalina 0.97p.u. | TRs Reforma = 58 % ;TRs PLopez = 34 % ; L.Guavio-Refor =40% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLopez = 19% ; L. Chivor - PLopez = 15%. Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria 0.98p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.91 p.u. | | | |
| N-1 TR. REFORMA | TRs Reforma =73% ;TRs Suria = 45 % ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =7% ; L. Guavio- Suria = 69% ; L. Tunal - Suria = 26% Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.97p.u.; PGaitán 0.95p.u.; Cristalina 0.93 p.u. | TRs Reforma = 86 % ;TRs PLopez = 32 % ; L.Guavio-Refor =42% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L. Guavio- PLopez = 47% ; L. Tunal - PLopez = 21%. Tens bajas: Ocoa 0.96 p.u.; Granada 0.90p.u.; Suria 0.95p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.98 p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 83 % ;TRs PLopez = 36 % ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLopez = 20% ; L. Chivor - PLopez = 16%. Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.91p.u.; Suria 0.96p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | | | |
| N-1 TR. PLOPEZ | TRs Reforma = 56% ;TRs Suria =68 % ; L.Guavio-Refor =41% ; L.Tunal-Reforma =4% ; L. Guavio- Suria = 63% ; L. Tunal - Suria = 31% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria0.99p.u.; Plopez 0.97p.u.; PGaitán 0.95 p.u.; Cristalina 0.93 p.u. | TRs Reforma = 62% ;TRs PLopez = 52% ; L.Guavio-Refor =44% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio- PLopez = 44% ; L. Tunal - PLopez = 22%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.98p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 60 % ;TRs PLopez = 60 % ; L.Guavio-Refor =41% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLopez = 17% ; L. Chivor - PLopez = 13%. Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | | | |
| N-1 L.Guavio-Reforma | TRs Reforma = 37% ;TRs Suria = 58 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =26% ; L. Guavio- Suria =89% ; L. Tunal - Suria = 33%. Tens bajas: Ocoa 0.91 p.u.; Granada 0.90p.u.; Suria0.96p.u.; Plopez 0.93p.u.; PGaitán 0.91 p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | TRs Reforma = 49 % ;TRs PLopez = 41 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =34% ; L. Guavio- PLopez = 61% ; L. Tunal - PLopez = 26%. Tens bajas: Reforma 0.89 p.u.; Ocoa 0.88 p.u.; Granada 0.82p.u.; Suria0.88p.u.; Plopez 0.95p.u.; PGaitán 0.93p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | TRs Reforma = 47 % ;TRs PLopez = 46 % ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =33% ; L. Guavio-PLopez = 24% ; L. Chivor - PLopez = 18%. Tens bajas: Ocoa 0.89 p.u.; Granada 0.83p.u.; Suria 0.93p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.89p.u.; Cristalina 0.87 p.u. | | | |
| N-1 L.Tunal-Reforma | TRs Reforma = 54% ;TRs Suria = 40 % ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio- Suria = 68% ; L. Tunal - Suria = 30%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria1.0p.u.; Plopez 0.98p.u.; PGaitán 0.96 p.u.; Cristalina 0.94 p.u. | TRs Reforma = 61 % ;TRs PLopez = 29% ; L.Guavio-Refor =43% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio- PLopez = 46% ; L. Tunal - PLopez = 22%. Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria0.96p.u.; Plopez 1.00p.u.; PGaitán 0.98p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 58 % ;TRs PLopez = 34 % ; L.Guavio-Refor =41% ; L.Tunal-Reforma =00% ; L. Guavio-PLopez = 19% ; L. Chivor - PLopez = 15%. Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria 0.96p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | | | |
| N-1 L.Guavio-Suria ó L.Guavio-Plopez | TRs Reforma = 62% ;TRs Suria = 26 % ; L.Guavio-Refor =48% ; L.Tunal-Reforma =7% ; L. Guavio- Suria = 00% ; L. Tunal - Suria = 26%. Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria0.96p.u.; Plopez 0.93p.u.; PGaitán 0.92p.u.; Cristalina 0.90 p.u. | TRs Reforma = 67 % ;TRs PLopez = 18 % ; L.Guavio-Refor =49% ; L.Tunal-Reforma =7% ; L. Guavio- PLopez = 00% ; L. Tunal - PLopez = 23%. Tens bajas: Ocoa 0.97 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 0.96p.u.; PGaitán 0.94p.u.; Cristalina 0.91 p.u. | TRs Reforma = 60% ;TRs PLopez = 31 % ; L.Guavio-Refor =41% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLopez = 00% ; L. Chivor - PLopez = 30%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.91p.u.; Cristalina 0.89 p.u. | | | |
| N-1 L.Tunal-SuriaL. ó Tunal-Plopez ó L.Chivor - Plopez | TRs Reforma = 49% ;TRs Suria = 47 % ; L.Guavio-Refor =40% ; L.Tunal-Reforma =8% ; L. Guavio- Suria = 46% ; L. Tunal - Suria = 00%. Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u.; Granada 0.94p.u.; Suria1.01p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.98 p.u.; Cristalina 0.96 p.u. | TRs Reforma = 59 % ;TRs PLopez = 32 % ; L.Guavio-Refor =45% ; L.Tunal-Reforma =6% ; L. Guavio- PLopez = 32% ; L. Tunal - PLopez = 00%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.92p.u.; Suria0.97p.u.; Plopez 1.0p.u.; PGaitán 0.99p.u.; Cristalina 0.97 p.u. | TRs Reforma = 60 % ;TRs PLopez = 32 % ; L.Guavio-Refor =40% ; L.Tunal-Reforma =5% ; L. Guavio-PLopez = 30% ; L. Chivor - PLopez =00%. Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u.; Granada 0.93p.u.; Suria 0.97p.u.; Plopez 0.99p.u.; PGaitán 0.91p.u.; Cristalina 0.89 p.u. | | | |
| N - 1 L 115 kV Ocoa - Suria ó Suria - Pto López ó Pto López - Pto Gaitán | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda | No hay desatención de demanda | | | |

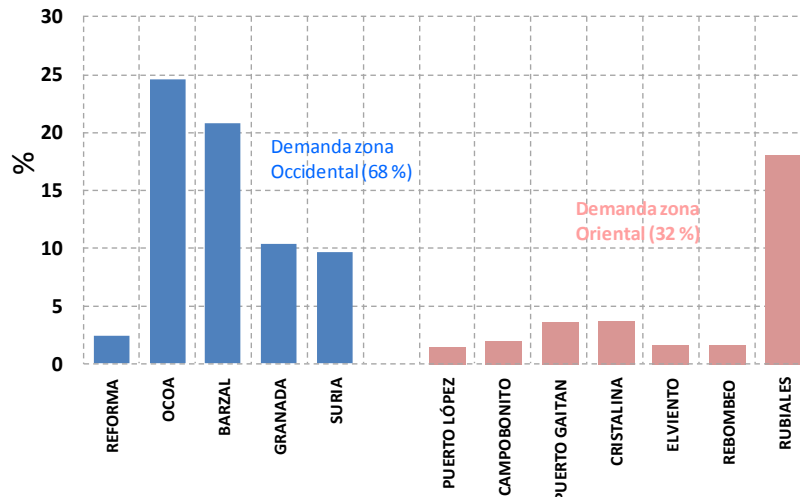
Tabla 5-20 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2020

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para la Alternativa 1 con las obras complementarias planteadas, es decir, el tercer transformador en Reforma, el segundo banco en Suria, el refuerzo del corredor Suria – Pto López – Pto Gaitán a 115 kV y la compensación en Puerto Gaitán, no se observan problemas en la red, inclusive hasta el año 2020.
- En las Alternativas 2 y 3, con las obras complementarias correspondientes, se presentan bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 115 kV Granada, Reforma, Ocoa y Suria, ante la contingencia sencilla de las líneas Guavio – Reforma a 230 kV. Bajo esta topología, gran parte de la demanda del Meta es soportada por la subestación Tunal. Si bien es cierto que se cuenta con la

subestación Puerto López a 230 kV, el mayor porcentaje de la demanda se encuentra focalizada en el noroccidente del departamento (Ver Gráfica 5-13).

- Para todas las Alternativas, dependiendo de la evolución de la demanda y la conexión de nuevas cargas industriales, podría ser necesario en el largo plazo nuevos refuerzos a nivel de 230 kV.



Gráfica 5-13 Distribución de la demanda del área Meta

Evaluación Económica

Beneficios:

Valoración de la energía no suministrada bajo condiciones normales de operación y ante contingencia en elementos del STN y el STR.

Costos:

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

La Tabla 5-21 presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.

| Alternativa | B/C |
|---|-------|
| Nueva subestación Suria 230 kV e incorporación de la misma al STN a través de la reconfiguración de la línea Guavio – Tunal. Adicionalmente, obras complementarias a nivel de STR. | 1.097 |
| Nueva subestación Puerto López 230 kV e incorporación de la misma al STN a través de la reconfiguración de la línea Guavio – Tunal. Adicionalmente, obras complementarias a nivel de STR. | 0.971 |
| Nueva subestación Puerto López 230 kV y conexión de la misma a las subestaciones Guavio y Chivor. Adicionalmente, obras complementarias a nivel de STR. | 0.821 |

Tabla 5-21 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

Conclusiones

La UPME recomienda para el año 2014, la ejecución de la Alternativa 1, es decir, la nueva subestación Suria a 230 kV y obras asociadas a nivel de STN y STR.

Respecto a los costos de la red de transmisión, se consideró una subestación con configuración en Interruptor y Medio.

5.5.4 Análisis Área Córdoba – Sucre (Chinú y Cerromatoso)

Problemática:

- Área de naturaleza radial. Contingencias sencillas a nivel de 110 kV, como son Chinú – San Marcos, Chinú – Sincelejo, Sincelejo – Magangué y Magangué – Mompo, ocasionan desatención de demanda.
- Agotamiento de la capacidad de transformación. Actualmente los transformadores a 500/110 kV de las subestaciones Chinú y Cerromatoso se encuentran muy cerca del 100 % de su capacidad. Así mismo, la contingencia sencilla de cualquiera de estos bancos ocasionan colapsó en sus respectivas áreas.
- Bajas tensiones en el STR.
- Desatención de demanda ante contingencias en elementos del STN y STR.

Supuestos:

- Se considera a partir del 2013 el tercer transformador Chinú a 500/110 kV - 150 MVA.
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Se analiza el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de despacho en Urrá.
- No se considera despacho en la planta de generación Gecelca III.
- Análisis eléctricos contemplando normalmente abiertos y normalmente cerrados los enlaces a nivel de 110 kV Montería – Río Sinú y Apartadó – Caucheras.

La Tabla 5-22 contienen el comportamiento del sistema en demanda máxima, bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

| Expansión | 2013 | | 2017 | |
|--------------------------------|--|---|--|--|
| | Con 3 ° Tr Chinú, sin ampliación en Cerromatoso, con cto Montería - Río Sinu 110 kV abierto y Apartadó - Caucheras 110 kV abierto. | | Con 3 ° Tr Chinú, sin ampliación en Cerromatoso, con cto Montería - Río Sinu 110 kV abierto y Apartadó - Caucheras 110 kV abierto. | |
| Despacho | Sin generación en Urra y Gecelca III | Con máxima generación en Urrá y sin despacho en Gecelca III | Sin generación en Urra y Gecelca III | Con máxima generación en Urrá y sin despacho en Gecelca III |
| Cond. Norm de Operación | Chinú 500/110 kV = 60.9 % Urra 220/110 kV = 55.4 % Cerro 500/220 kV = 33.2 % Cerro 500/110 kV = 90 % Río Sinu 110 kV = 0.94 p.u. Montería 110 kV = 0.91 p.u. | Chinú 500/110 kV = 62.2 % Urra 220/110 kV = 53.7 % Cerro 500/220 kV = 63 % Cerro 500/110 kV = 90 % Río Sinu 110 kV = 0.96 p.u. Montería 110 kV = 0.91 p.u. | Chinú 500/110 kV = 71.6 % Urra 220/110 kV = 68.1 % Cerro 500/220 kV = 39.3 % Cerro 500/110 kV = 93 % Río Sinu 110 kV = 0.90 p.u. Montería 110 kV = 0.89 p.u. | Chinú 500/110 kV = 71.8 % Urra 220/110 kV = 65.8 % Cerro 500/220 kV = 55.2 % Cerro 500/110 kV = 92.7 % Río Sinu 110 kV = 0.906 p.u. Montería 110 kV = 0.894 p.u. |
| N-1 Chinú 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 93.3 % Urra 220/110 kV = 55.4 % Cerro 500/220 kV = 33.2 % Cerro 500/110 kV = 90 % Río Sinu 110 kV = 0.94 p.u. Mompox 110 kV = 0.94 p.u. Montería 110 kV = 0.891 p.u. | Chinú 500/110 kV = 93.3 % Urra 220/110 kV = 55.4 % Cerro 500/220 kV = 63 % Cerro 500/110 kV = 90 % Río Sinu 110 kV = 0.94 p.u. Mompox 110 kV = 0.94 p.u. Montería 110 kV = 0.891 p.u. | Chinú 500/110 kV = 108.5 % Urra 220/110 kV = 68.1 % Cerro 500/220 kV = 39.3 % Cerro 500/110 kV = 93 % Río Sinu 110 kV = 0.901 p.u. Mompox 110 kV = 0.925 p.u. Montería 110 kV = 0.86 p.u. | Chinú 500/110 kV = 108.9 % Urra 220/110 kV = 65.8 % Cerro 500/220 kV = 55.2 % Cerro 500/110 kV = 92.7 % Río Sinu 110 kV = 0.906 p.u. Mompox 110 kV = 0.911 p.u. Montería 110 kV = 0.845 p.u. |
| N-1 Cerro 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 71 % Urra 220/110 kV = 55.4 % Cerro 500/220 kV = 33.2 % Cerro 500/110 kV = 196.3 % Río Sinu 110 kV = 0.94 p.u. Mompox 110 kV = 0.94 p.u. Montería 110 kV = 0.91 p.u. Caucasia 110 kV = 0.894 p.u. | Chinú 500/110 kV = 62.2 % Urra 220/110 kV = 55.4 % Cerro 500/220 kV = 61.4 % Cerro 500/110 kV = 196.3 % Río Sinu 110 kV = 0.94 p.u. Mompox 110 kV = 0.96 p.u. Montería 110 kV = 0.91 p.u. Caucasia 110 kV = 0.894 p.u. | Chinú 500/110 kV = 71.6 % Urra 220/110 kV = 68.4 % Cerro 500/220 kV = 39.4 % Cerro 500/110 kV = 205 % Río Sinu 110 kV = 0.897 p.u. Montería 110 kV = 0.894 p.u. Caucasia 110 kV = 0.883 p.u. | Chinú 500/110 kV = 71.8 % Urra 220/110 kV = 65.9 % Cerro 500/220 kV = 55.3 % Cerro 500/110 kV = 204 % Río Sinu 110 kV = 0.905 p.u. Mompox 110 kV = 0.941 p.u. Montería 110 kV = 0.87 p.u. Caucasia 110 kV = 0.887 p.u. |
| N-1 Urra - Uraba 220 kV | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras |
| N-1 Chinú - Cerromatoso 500 kV | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | Montería 110 kV = 0.894 p.u. Río Sinu 110 kV = 0.90 p.u. | Montería 110 kV = 0.894 p.u. Río Sinu 110 kV = 0.90 p.u. |
| N-1 Urra 220/110 kV | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Montería 110 kV = 0.894 p.u. Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. |
| N-1 Cerro 500/220 kV | Se apaga Uraba, Apartdo, Río sinú, Tierra Alta. | Se apaga Uraba, Apartdo, Río sinú, Tierra Alta. | Se apaga Uraba, Apartdo, Río sinú, Tierra Alta. | Se apaga Uraba, Apartdo, Río sinú, Tierra Alta. |
| N-1 Cerro - Urra 220 kV | Río Sinu 110 kV = 0.934 p.u. | Río Sinu 110 kV = 0.934 p.u. | Uraba 220 kV = 0.89 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.87 p.u. Apartado 110 kV = 0.892 p.u. Caucheras 110 kV = 0.899 p.u. Montería 110 kV = 0.894 p.u. Río Sinu 110 kV = 0.78.7 p.u. | Río Sinu 110 kV = 0.878 p.u. |

Tabla 5-22 Comportamiento del Sistema

Del diagnóstico anterior se puede concluir:

Sin generación en el área

- Bajo condiciones normales de operación, se observan bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 110 kV Río Sinú y Montería. Así mismo, el nivel de carga de los transformadores a 500/110 kV de las subestaciones Cerromatoso y Chinú es del 90 y 60 %, respectivamente.
- Desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad, la contingencia de uno de los transformadores a 500/110 kV de la subestación Cerromatoso, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Respecto a Chinú, la contingencia de uno de sus bancos genera una cargabilidad importante en esta

subestación, sin embargo, lo anterior se constituye en una violación solo a partir del año 2015.

- Las contingencias sencillas Urabá a 220/110 kV y Urrá – Urabá a 220 kV ocasionan desatención de demanda. Bajo esta topología y dada la condición de apertura de la línea Apartadó – Caucheras 110 kV, se pierde toda la demanda de las subestaciones Urabá, Apartadó y Caucheras. Situación similar se presenta ante la falla del transformador Urra 220/110 kV cuando se opera abierta la línea Montería – Río Sinú 110 kV (se pierden las demandas de Río Sinú y Tierra Alta).
- A partir del 2017, bajas tensiones en el STR ante la contingencia Cerro – Urrá a 220 kV
- La contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV ocasiona desatención de demanda.
- Considerando cerrados los enlaces Montería – Río Sinú a 110 kV y Apartadó – Caucheras a 110 kV, la seguridad del sistema disminuye. En el primer caso, la contingencia del transformador Urrá a 220/110 kV genera violaciones de tensión en las subestaciones Montería, Río Sinú y Tierra Alta. Así mismo, se presenta una cargabilidad del 130 % en el circuito Chinú – Montería a 110 kV. Lo anterior se debe a que la demanda de las referenciadas subestaciones es soportada por un solo corredor.

Por otro lado, operando cerrado el enlace Apartadó - Caucheras, la contingencia sencilla del transformador Urabá a 220/110 kV o de la línea Urrá – Urabá a 220 kV, ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Chorodó, Caucheras, Apartadó y Urrá. Bajo esta topología dichas cargas son atendidas desde Antioquia, con una mala regulación de tensión.

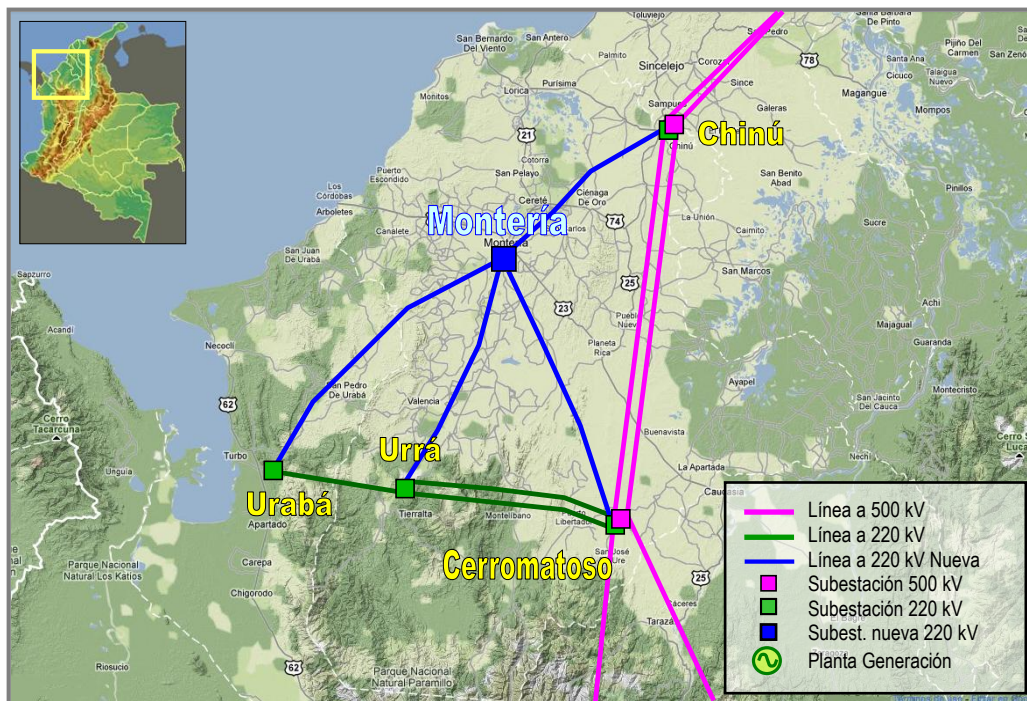
Con generación en el área

- Considerando despacho en Urrá, el perfil de tensiones en el STR mejora, sin embargo, al igual que en el escenario anterior, persisten los problemas de desatención de demanda ante las contingencias sencillas de los transformadores Cerro a 500/110 kV, Urabá a 220/110 kV, y de la línea Urrá – Urabá a 220 kV.
- Respecto a la evacuación de Urrá, en este escenario se tendrían 340 MW para inyectarse al STN y el Urabá. En esta región se tiene una demanda inferior a 150 MW, es decir, 190 MW transitarían hacia la red de transmisión. Bajo estas condiciones, es claro que la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV ocasiona atrapamiento de la generación.

Considerando cerrado el enlace Montería – Río Sinú a 110 kV, se tendría otra ruta de evacuación, no obstante, ante la misma contingencia, toda la generación de Urrá evacuaría hacia el STR, ocasionando violaciones por sobrecarga en dicho sistema.

- Bajo este escenario tampoco es posible el cierre del enlace Apartadó – Caucheras a 110 kV.

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 5-14.



Gráfica 5-14 Alternativas planteadas para el área Córdoba – Sucre

Alternativa 1. Nueva subestación Montería a 220/110 kV – 150 MVA, corredor de línea Chinú – Montería – Urabá a 220 kV y nuevo transformador Chinú a 500/220 kV – 450 MVA.

Alternativa 2. Nueva subestación Montería a 220/110 kV – 150 MVA, corredor de línea Chinú – Montería – Urrá a 220 kV y nuevo transformador Chinú a 500/220 kV – 450 MVA.

Alternativa 3. Nueva subestación Montería a 220/110 kV – 150 MVA y corredor de línea Cerro – Montería – Urabá a 220 kV.

Alternativa 4. Nueva subestación Montería a 220/110 kV – 150 MVA y corredor de línea Cerro – Montería – Urrá a 220 kV.

Estas alternativas se analizan conjuntamente con dos opciones de expansión en Cerromatoso: **i)** Tercer transformador Cerro a 500/110 kV - 150 MVA y **ii)** nuevo transformador Cerro a 220/110 kV – 150 MVA.

Los análisis eléctricos preliminares permitieron descartar técnicamente las alternativas 3 y 4. Con esta expansión y sin generación en Urrá, se ocasionan violaciones en el área ante la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV.

Bajo esta topología, la potencia destinada para alimentar a las subestaciones Urrá, Tierra Alta y Río Sinú, debe hacer un largo trayecto. Primero se inyecta al STR por medio de los transformadores Chinú a 500/110 kV, para luego circular hacia Montería a 110 kV, abastecer demanda, y nuevamente “subir” al STN por medio del transformador Montería a 220/110 kV. Subsecuentemente, transita hacia los centros de consumo por las líneas a nivel de 220 kV Montería - Cerro y Montería – Urrá/Urabá. Lo anterior ocasiona sobrecargas no admisibles en la línea Chinú – Montería a 110 kV y el transformador Montería a 220/110 kV. Este comportamiento es indistinto de la condición topológica del enlace Montería – Río Sinú a 110 kV. Ver Gráfica 5-15.

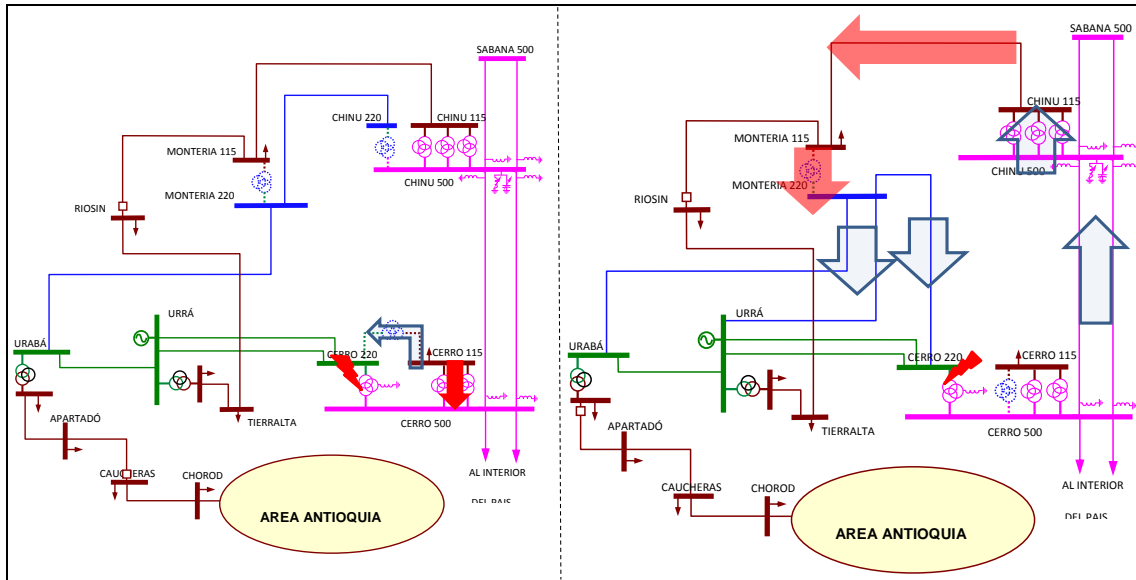
Ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso

Los análisis eléctricos permitieron establecer la inviabilidad técnica de la instalación del nuevo banco a 220/110 kV. Bajo esta alternativa se presentarían violaciones.

Sin generación en Urrá, los eventos de falla más críticos para el sistema son la pérdida de los transformadores Cerro a 500/110 kV y Cerro a 500/220 kV. En el primer caso, el transformador paralelo presenta una cargabilidad superior al límite permitido.

En el segundo caso, los transformadores a 500/110 kV cargan por encima del 110 %. Bajo estas condiciones, toda la demanda de la zona es abastecida por otras áreas operativas del SIN. Es por lo anterior que al fallar el transformador Cerro a 500/220 kV, parte de la potencia destinada para alimentar a la demanda, debe ingresar por el transformador a 220/110 kV, constituyéndose este elemento como un “puente” entre Cerromatoso y el Urabá. Lo anterior representa carga adicional para los transformadores a 500/110 kV de la subestación Cerromatoso.

Si bien es cierto que es posible mitigar el efecto de esta contingencia con la instalación de un segundo transformador a 500/220 kV, en el largo plazo con el crecimiento de la demanda, se observa una cargabilidad superior al límite permitido en Cerromatoso ante contingencia de uno de sus bancos a 500/110 kV. Lo anterior es indistinto de la alternativa de expansión que se defina a nivel de 220 kV. Ver Gráfica 5-15



Gráfica 5-15 Comportamiento del Sistema bajo diferentes contingencias

En virtud de lo anterior, solo se evalúan técnica y económicamente las Alternativas 1 y 2, considerando el tercer banco Cerromatoso a 500/110 kV – 150 MVA.

La Tabla 5-23 presenta el comportamiento de la Alternativa 1.

| | | 2013 | | 2017 | |
|---|---|--|--|---|--|
| Alt 1: Chinú - Montería - Urabá 220 kV + 3 Tr Cerro 500/110 kV (Un solo TR en Montería) y los enlaces Montería - Río Sinú y Caucheras - Apartado abiertos | | | | | |
| Expansión | Sin Generación en Urra y Gecelca III | Con Generación en Urra y sin Gecelca III | Sin Generación en Urra y Gecelca III | Con Generación en Urra y sin Gecelca III | Con Generación en Urra y sin Gecelca III |
| Despacho | | | | | |
| Cond. Norm de Oper | Chinú 500/110 kV = 50 % Urra 220/110 kV = 55 % Cerro 500/220 kV = 30 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 20.7 % Montería 220/110 kV = 41 % Río Sinú 110 kV = 0.95 p.u. | Chinú 500/110 kV = 47.8 % Urra 220/110 kV = 54.6 % Cerro 500/220 kV = 43.1 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 3.1 % Montería 220/110 kV = 56.7 % Río Sinú 110 kV = 0.943 p.u. | Chinú 500/110 kV = 57.4 % Urra 220/110 kV = 67 % Cerro 500/220 kV = 32.1 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 27.3 % Montería 220/110 kV = 46.5 % Río Sinú 110 kV = 0.915 p.u. | Chinú 500/110 kV = 54.6 % Urra 220/110 kV = 65.4 % Cerro 500/220 kV = 41.1 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 3.7 % Montería 220/110 kV = 60.8 % Río Sinú 110 kV = 0.912 p.u. | |
| N-1 Chinú 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 72.9 % Urra 220/110 kV = 55.3 % Cerro 500/220 kV = 30.7 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 22 % Montería 220/110 kV = 48 % Río Sinú 110 kV = 0.944 p.u. Mompo 110 kV = 0.94.5 p.u. | Chinú 500/110 kV = 68.6 % Urra 220/110 kV = 54.6 % Cerro 500/220 kV = 42.6 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 2.8 % Montería 220/110 kV = 62.7 % Río Sinú 110 kV = 0.94 p.u. Mompo 110 kV = 0.94 p.u. | Chinú 500/110 kV = 83.4 % Urra 220/110 kV = 67.2 % Cerro 500/220 kV = 32.8 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 29.5 % Montería 220/110 kV = 54.1 % Río Sinú 110 kV = 0.913 p.u. Mompo 110 kV = 0.936 p.u. | Chinú 500/110 kV = 79.4 % Urra 220/110 kV = 65.4 % Cerro 500/220 kV = 40.6 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 5.8 % Montería 220/110 kV = 68 % Río Sinú 110 kV = 0.91 p.u. Mompo 110 kV = 0.936 p.u. | |
| N-1 Cerro 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 50.8 % Urra 220/110 kV = 55.3 % Cerro 500/220 kV = 30.2 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 20.7 % Montería 220/110 kV = 41.4 % Río Sinú 110 kV = 0.945 p.u. | Chinú 500/110 kV = 47.8 % Urra 220/110 kV = 54.6 % Cerro 500/220 kV = 43.1 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 3.1 % Montería 220/110 kV = 56.5 % Río Sinú 110 kV = 0.942 p.u. | Chinú 500/110 kV = 57.5 % Urra 220/110 kV = 67.1 % Cerro 500/220 kV = 32.1 % Cerro 500/110 kV = 93 % Chinu 500/220 kV = 27.3 % Montería 220/110 kV = 46.5 % Río Sinú 110 kV = 0.914 p.u. | Chinú 500/110 kV = 54.6 % Urra 220/110 kV = 65.4 % Cerro 500/220 kV = 41.1 % Cerro 500/110 kV = 92.8 % Chinu 500/220 kV = 3.7 % Montería 220/110 kV = 60.8 % Río Sinú 110 kV = 0.911 p.u. | |
| N-1 Chinú 500/220 kV | No sucede nada en las áreas bajo análisis con relación al caso basae | No sucede nada en las áreas bajo análisis con relación al caso basae | Río Sinú 110 kV = 0.893 p.u. | No sucede nada en las áreas bajo análisis con relación al caso basae | |
| N-1 Montería - Uraba 220 kV | Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u. | Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u. | Uraba 220 kV = 0.948 p.u. Río Sinú 110 kV = 0.876 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.906 p.u. | |
| N-1 Montería - Chinú 220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.93 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.94 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.907 p.u. | |
| N-1 Cerro - Urra 220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.92 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.938 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.907 p.u. | |
| N-1 Urra - Uraba 220 kV | Uraba 220 kV = 0.93 p.u. Apartado 110 kV = 0.917 p.u. | Uraba 220 kV = 0.94 p.u. Apartado 110 kV = 0.917 p.u. | Uraba 220 kV = 0.91 p.u. Apartado 110 kV = 0.9 p.u. Caucheras 110 kV = 0.9 p.u. Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. | Uraba 220 kV = 0.905 p.u. Uraba 110 kV = 0.9 p.u. Apartado 110 kV = 0.9 p.u. Caucheras 110 kV = 0.9 p.u. | |
| N-1 Chinú - Cerromatoso 500 kV | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | |
| N-1 Urra 220/110 kV | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | |
| N-1 Cerro 500/220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.77 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.84 p.u. Apartado 110 kV = 0.87 p.u. Urra 110 kV = 0.88 p.u. Urra 220 kV = 0.88 p.u. Uraba 220 kV = 0.89 p.u. Cerro 220 kV = 0.893 p.u. Montería 220 kV = 0.94 p.u. Urra 220/110 kV = 68 % Chinu 220/500 kV = 60 % | Río Sinú 110 kV = 0.926 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.971 p.u. Apartado 110 kV = 0.969 p.u. Urra 110 kV = 0.997 p.u. Urra 220 kV = 1 p.u. Uraba 220 kV = 0.965 p.u. Cerro 220 kV = 1.8 p.u. Montería 220 kV = 0.967 p.u. Montería 220/110 kV = 90 % Urra 220/110 kV = 54.6 % Chinu 220/500 kV = 55.8 % | Río Sinú 110 kV = 0.759 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.84 p.u. Apartado 110 kV = 0.88 p.u. Caucheras 110 kV = 0.88 p.u. Urra 110 kV = 0.882 p.u. Urra 220 kV = 0.88 p.u. Uraba 220 kV = 0.88 p.u. Montería 220 kV = 0.943 p.u. Cerro 220 kV = 0.88 p.u. Urra 220/110 kV = 70.7 % Chinu 220/500 kV = 64 % | Río Sinú 110 kV = 0.90 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.964 p.u. Apartado 110 kV = 0.948 p.u. Urra 110 kV = 0.998 p.u. Urra 220 kV = 1 p.u. Uraba 220 kV = 0.97 p.u. Cerro 220 kV = 1.01 p.u. Montería 220 kV = 0.975 p.u. Montería 220/110 kV = 91.8 % Urra 220/110 kV = 66.2 % Chinu 220/500 kV = 46.7 % | |

Tabla 5-23 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 1

De la tabla anterior se puede concluir:

Sin generación en Urrá

- Considerando abierto los enlaces Montería – Río Sinú y Caucheras – Apartadó, no se observan violaciones ante las contingencias sencillas de los

transformadores Chinú a 500/110 kV, Cerro a 500/110 kV y Montería a 220/110 kV. No obstante, se evidencian bajas tensiones en la subestación Río Sinú.

- Por otro lado, la contingencia del transformador Urrá a 220/110 kV ocasiona la pérdida de las cargas asociada a las subestaciones Río Sinú, Tierra Alta y la misma Urrá.
- Respecto a la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV, los análisis evidencian violaciones de tensión en el STN y el STR. Bajo esta topología, la potencia destinada para alimentar las subestaciones Cerro, Urrá, Urabá, Río Sinú, Tierra Alta, Apartadó y Caucheras, hace un largo transito por el STN, específicamente por el doble circuito Cerro – Chinú a 500 kV y el corredor 220 kV Chinú – Montería – Urabá. Lo anterior genera un bajo perfil de tensiones en el sistema.
- La contingencia del transformador Urabá a 220/110 kV ocasiona desatención de demanda en esta misma subestación y Apartadó.
- Considerando cerrado el enlace Montería Río Sinú a 110 kV, la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV no ocasiona las ya citadas violaciones de tensión. Al tener en operación esta línea, se acerca eléctricamente la generación a los centros de carga. Por otro lado, bajo las citadas condiciones de red, el transformador Montería a 220/110 kV presenta una cargabilidad cercana al 90 %.
- Al igual que en el caso base, no es posible cerrar el enlace Apartadó – Caucheras a 110 kV.
- Con el cierre de la línea Montería – Río Sinú a 110 kV, las contingencias sencilla Cerromatoso a 500/220 kV, Urrá a 220/110 kV, Chinú a 500/220 kV y Montería – Urabá a 220 kV, no ocasionan violaciones de tensión.

Con generación en Urrá

- Considerando abierto los enlaces a 110 kV Apartadó – Caucheras y Montería – Río Sinú, se presenta desatención de demanda ante las contingencias sencillas de los transformadores a 220/110 kV de las subestaciones Urabá y Urrá.
- Al igual que en el escenario anterior, no es posible el cierre de la línea Apartadó – Caucheras a 110 kV.
- En el caso de la línea Montería – Río Sinú, se observa que es posible operarla normalmente cerrada, sin identificarse violaciones ante contingencia en Urrá a 220/110 kV. No obstante, bajo esta topología, el transformador Montería a 220/110 kV presenta una cargabilidad superior al 90 %.

- Respecto a la contingencia del transformador Cerrmatoso a 500/220 kV, no se identifican violaciones en el Sistema ante este evento. Lo anterior se debe a que se cuenta con la generación de Urrá.

La Tabla 5-24 presenta el comportamiento de la Alternativa 2.

| | 2013 | | 2017 | |
|--------------------------------|--|--|--|---|
| Expansión | Alt 2: Chinú - Montería - Urrá 220 kV + 3 Tr Cerro 500/110 kV (Un solo TR en Montería) y los enlaces Montería - Río Sinú y Caucheras - Apartado abiertos | | | |
| Despacho | Sin Generación en Urra y Gecelca III | Con Generación en Urra y sin Gecelca III | Sin Generación en Urra y Gecelca III | Con Generación en Urra y sin Gecelca III |
| Cond. Norm de Oper | Chinú 500/110 kV = 50 % Urra 220/110 kV = 55 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 17.3 % Montería 220/110 kV = 43.4 % Río Sinú 110 kV = 0.95p.u. | Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 36 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 13.2 % Montería 220/110 kV = 63 % Río Sinú 110 kV = 0.95 p.u. | Chinú 500/110 kV = 54.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 35.2 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 23.9 % Montería 220/110 kV = 48.7 % Río Sinú 110 kV = 0.923 p.u. | Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 6.5 % Montería 220/110 kV = 66.7 % Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. |
| N-1 Chinú 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 72.2 % Urra 220/110 kV = 55.7 % Cerro 500/220 kV = 33.7 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 19 % Montería 220/110 kV = 50 % Río Sinú 110 kV = 0.938 p.u. Mompo 110 kV = 0.945 p.u. | Chinú 500/110 kV = 67 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 35.3 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 12 % Montería 220/110 kV = 69 % Río Sinú 110 kV = 0.948 p.u. Mompo 110 kV = 0.945 p.u. | Chinú 500/110 kV = 82.5 % Urra 220/110 kV = 66.7 % Cerro 500/220 kV = 36.1 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 25.8 % Montería 220/110 kV = 56.4 % Río Sinú 110 kV = 0.921 p.u. Mompo 110 kV = 0.937 p.u. | Chinú 500/110 kV = 79 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 32.4 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 4.7 % Montería 220/110 kV = 73.9 % Río Sinú 110 kV = 0.908 p.u. Mompo 110 kV = 0.935 p.u. |
| N-1 Cerro 500/110 kV | Chinú 500/110 kV = 50.4 % Urra 220/110 kV = 55.7 % Cerro 500/220 kV = 33 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 17.3 % Montería 220/110 kV = 43.4 % Río Sinú 110 kV = 0.934 p.u. | Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 35.8 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 13.2 % Montería 220/110 kV = 63 % Río Sinú 110 kV = 0.95 p.u. | Chinú 500/110 kV = 57.8 % Urra 220/110 kV = 66.5 % Cerro 500/220 kV = 35.2 % Cerro 500/110 kV = 93 % Chinu 500/220 kV = 23.8 % Montería 220/110 kV = 48.7 % Río Sinú 110 kV = 0.923 p.u. | Chinú 500/110 kV = 54.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 92.8 % Chinu 500/220 kV = 6.5 % Montería 220/110 kV = 66.7 % Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. |
| N-1 Montería - Chinú 220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.92 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.944 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.89 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.907 p.u. |
| N-1 Montería - Urrá 220 kV | Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u. | Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u. | Las tensiones en Uraba = 0.965 p.u. | Las tensiones en Uraba = 0.997 p.u. |
| N-1 Cerro - Urra 220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.91 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.942 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.88 p.u. | Río Sinú 110 kV = 0.906 p.u. |
| N-1 Urra - Uraba 220 kV | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras | Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras |
| N-1 Chinú - Cerromatoso 500 kV | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | No sucede nada en las áreas bajo análisis. | Río Sinú 110 kV = 0.91 p.u. |
| N-1 Urra 220/110 kV | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. | Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN. |
| N-1 Cerro 500/220 kV | Río Sinú 110 kV = 0.8 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.867 p.u. Apartado 110 kV = 0.881 p.u. Urra 110 kV = 0.9 p.u. Urra 220 kV = 0.907 p.u. Uraba 220 kV = 0.886 p.u. Cerro 220 kV = 0.912 p.u. Montería 220 kV = 0.94 p.u. Urra 220/110 kV = 65.5 % Chinu 220/500kV = 60 % | Río Sinú 110 kV = 0.932 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.97 p.u. Apartado 110 kV = 0.97 p.u. Urra 110 kV = 1 p.u. Urra 220 kV = 1 p.u. Uraba 220 kV = 0.975 p.u. Cerro 220 kV = 0.998 p.u. Montería 220 kV = 0.982 p.u. Montería 220/110 kV = 90 % Urra 220/110 kV = 56 % Chinu 220/500 kV = 55 % | Río Sinú 110 kV = 0.638 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.738 p.u. Apartado 110 kV = 0.74.2 p.u. Urra 110 kV = 0.792 p.u. Urra 220 kV = 0.809 p.u. Uraba 220 kV = 0.775 p.u. Cerro 220 kV = 0.814 p.u. Montería 220 kV = 0.906 p.u. Urra 220/110 kV = 85.1 % Chinu 220/500kV = 77.2 % | Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.97 p.u. Apartado 110 kV = 0.98 p.u. Urra 110 kV = 1 p.u. Urra 220 kV = 1.01 p.u. Montería 220/110 kV = 92.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Chinu 220/500 kV = 49.1 % |

Tabla 5-24 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 2

De la tabla anterior se puede concluir:

Sin generación en Urrá

- Considerando abierto los enlaces Montería – Río Sinú y Apartadó – Caucheras, no se observan violaciones ante las contingencias sencillas de los transformadores Chinú a 500/110 kV, Cerro a 500/110 kV, Chinú a 500/220 kV y Montería a 220/110 kV. No obstante, se presentan bajas tensiones en Río Sinú.

Bajo este mismo escenario topológico, se presenta desatención de demanda ante las contingencias sencillas Urra a 220/110 kV, Urabá a 220/110 kV y Urrá – Urabá a 220 kV.

- Se observan bajas tensiones en el STN y el STR ante la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV. Al igual que en la Alternativa 1, la potencia debe hacer un largo transito por el STN hasta llegar a los centros de consumo. Lo anterior ocasiona violaciones de tensión, especialmente en la subestaciones alimentadas desde Urabá a 220 kV. El cierre del enlace Montería – Río Sinú a 110 kV acerca eléctricamente la generación a los centros de carga, evitando las violaciones de tensión en el STR y STN. No obstante, bajo esta contingencia, se observan voltajes cercanos a 0.9 p.u. en el STR y una cargabilidad del 100 % en el transformador Montería a 220/110 kV.
- Al igual que en el caso base, no es posible cerrar el enlace Apartadó – Caucheras.
- Con el cierre de la línea Montería – Río Sinú a 110 kV, las contingencias sencilla Cerromatoso a 500/220 kV, Urrá a 220/110 kV, Cerro – Urrá a 220 kV y Montería – Chinú a 220 kV, no ocasionan violaciones de tensión.

Con generación en Urrá

- Bajo la contingencia del transformador Urrá a 220/110 kV, el cierre del enlace Montería – Río Sinú permite atender las demandas asociadas a las subestaciones Río Sinú, Tierra Alta y la misma Urra, sin que se constituya alguna violación de tensión o sobrecarga. No obstante, se observa una cargabilidad superior al 100 % en el transformador Montería a 220/110 kV bajo esta topología.
- Respecto a la contingencia del transformador Cerromatoso a 500/220 kV, no se observan violaciones en el STN y el STR ante este evento de falla. Lo anterior se debe a que se cuenta con la generación de Urrá.
- Al igual que en el caso base, no es posible cerrar el enlace Apartadó – Caucheras a 110 kV.

Evaluación Económica

Beneficios

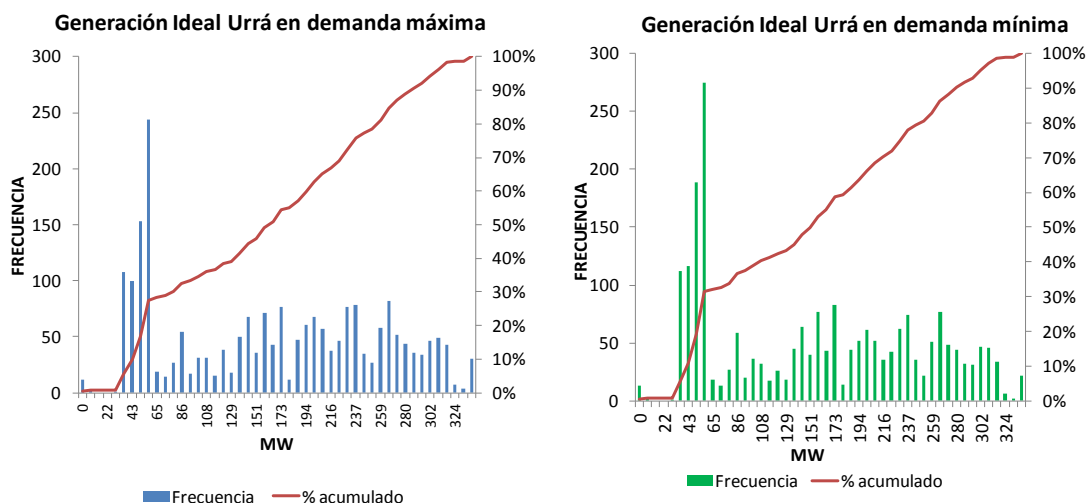
- Dependiendo del despacho económico y su probabilidad de ocurrencia, eliminación de restricciones en el STN por la limitación de la generación de Urrá.
- Valoración de la energía no suministrada bajo condiciones normales de operación y ante contingencia en elementos del STN y el STR.
- Optimizar la utilización de la infraestructura existente (cierre del enlace Montería – Río Sinú a 110 kV).
- Facilitar la conexión de nuevos usuarios.

Costos

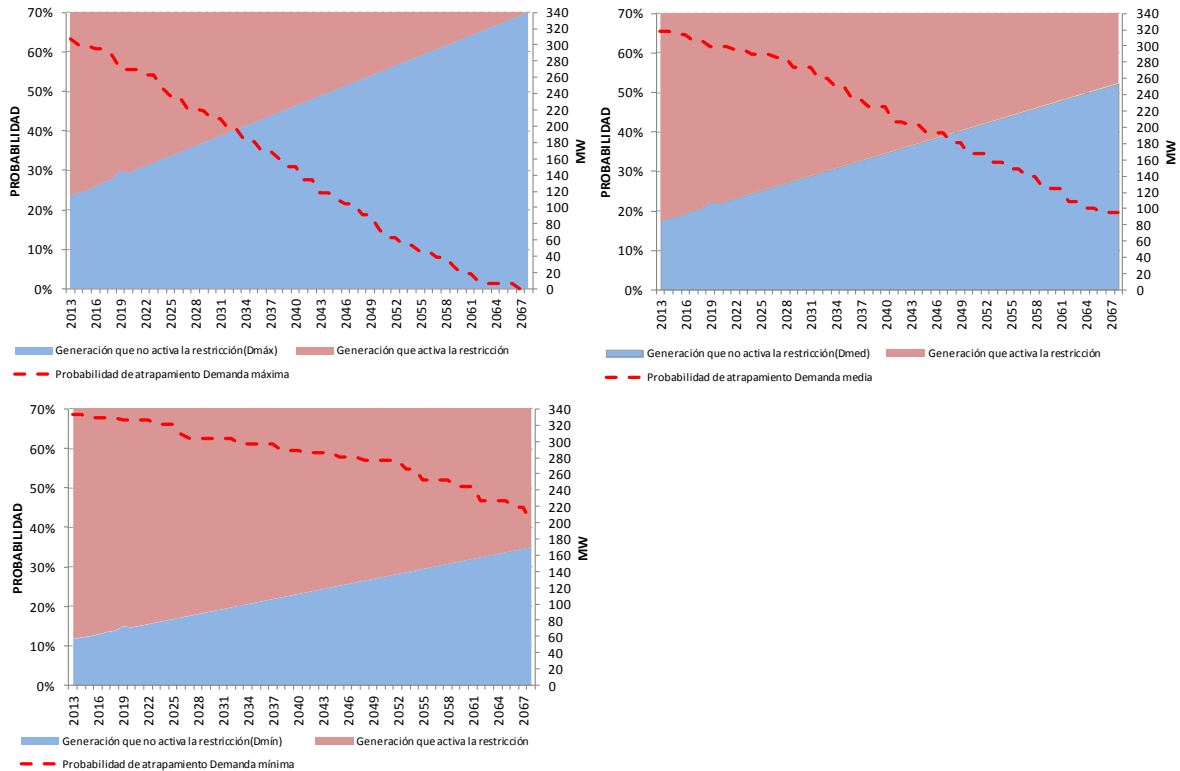
- Valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN y de la Resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

Resultados

- En la Gráfica 5-16 se presenta el diagrama de frecuencias de la generación ideal de Urrá. La Gráfica 5-17 indica a partir de que despacho se materializaría la restricción, junto con su probabilidad de ocurrencia. Lo anterior para todos los periodos de demanda.



Gráfica 5-16 Histograma de la generación Ideal de Urrá

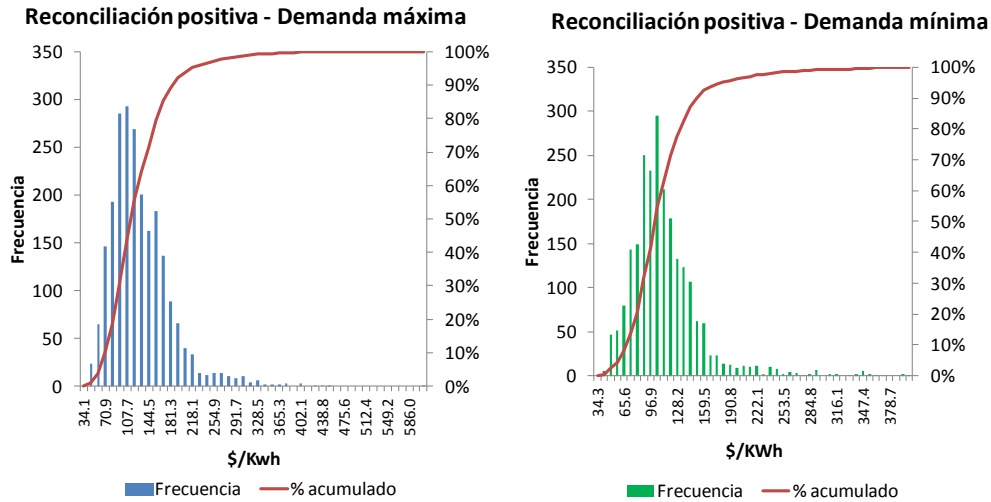


Gráfica 5-17 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

Es claro que al incrementarse la demanda, es menor a la limitación al despacho, es decir, la generación se consume localmente y es menor la potencia que se inyecta a la red de 500 kV.

- Cualquiera de las alternativas bajo estudio evitan este sobrecosto operativo. Para cuantificar este beneficio, se multiplica el valor de generación a partir del cual se generarían restricciones por su probabilidad de ocurrencia. Esta energía es valorada como la diferencia entre los valores esperados de las reconciliaciones positivas y el precio de bolsa.

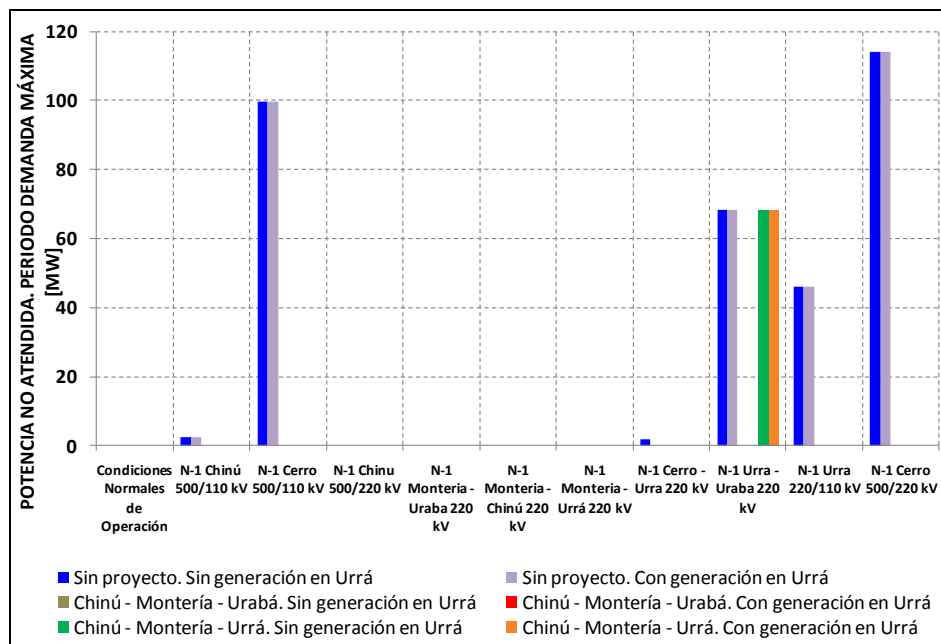
La Gráfica 5-18 indica el diagrama de frecuencias de las reconciliaciones positivas en el SIN (\$/KWh).



Gráfica 5-18 Histograma de las reconciliaciones positivas del SIN en los periodos de demanda máxima y demanda mínima

- La alternativa que se defina para solucionar la problemática del área no solo debe asegurar la correcta evacuación de Urrá, sino también evitar la desatención de demanda ante contingencias sencillas en elementos del STN y STR. La Gráfica 5-19 indica para el primer año de análisis, la demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre con y sin la nueva subestación Montería a 220 kV.

Cabe recordar que se considero a partir del año 2013 el tercer banco en Chinú, y que cada alternativa tiene implícita la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso a través de un nuevo banco de 500/110 kV.



Gráfica 5-19 Demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre

De la figura anterior se puede observar que ambas alternativas aumentan considerablemente la confiabilidad del Sistema. Sin embargo, para el caso de la conexión con Urrá, se observa desatención de demanda ante la contingencia de la línea Urrá – Urabá a 220 kV. En este mismo sentido, persiste el efecto de la contingencia del transformador Urabá 220/110 kV, indistintamente de la alternativa que se seleccione.

La Tabla 5-25 presenta la relación beneficio/costo de las alternativas bajo estudio. Se consideró una configuración interruptor y medio en las nuevas subestaciones a 220 kV Chinú y Montería.

| Alternativa | Relación B/C |
|---|--------------|
| Chinú - Montería - Urabá 220 kV + Dos transformadores Montería 220/110 kV - 150 MVA + Transformador Chinú 500/220 kV - 450 MVA + tercer Transformador Cerromatoso 500/110 kV - 150 MVA. | 2.3839 |
| Chinú - Montería - Urrá 220 kV + Dos transformadores Montería 220/110 kV - 150 MVA + Transformador Chinú 500/220 kV - 450 MVA + tercer Transformador Cerromatoso 500/110 kV - 150 MVA. | 2.3838 |

Tabla 5-25 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

Si bien la conexión de Montería con Urrá implica un menor costo de inversión, los beneficios por confiabilidad son menores.

Conclusiones

- La mejor alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso, es a través de un tercer banco a 500/110 kV – 150 MVA.
- Respecto a la conectividad de la nueva subestación Montería a 220 kV, es claro que la misma debe tener interconexión con Chinú, en detrimento de Cerro. Además de presentar un mejor desempeño técnico, permite optimizar la infraestructura existente en el STR al igual que la incorporación de nuevas cargas, las cuales pueden ser alimentadas por el transformador Chinú a 500/220 kV – 450 MVA.
- Las dos alternativas que presentan un adecuado desempeño técnico son i) Chinú – Montería – Urabá a 220 kV y ii) Chinú – Montería – Urrá. No obstante, la alternativa i) presenta una mayor relación beneficio/costo.

- Bajo diferentes escenarios topológicos y de despacho, se observa un elevado nivel de carga en el nuevo transformador Montería a 220/110 kV. Es por lo anterior que se ve la necesidad de dos bancos en esta subestación.
- Dado que técnicamente no es posible el cierre del enlace Apartadó – Caucheras a 110 kV, es necesario que el Operador de Red analice la conveniencia de la instalación de un nuevo transformador a 220/110 kV en la subestación Urabá.
- En conclusión, la UPME recomienda para el año 2014 la ejecución de la siguiente Alternativa: Nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá a 220, transformación a 500/220 kV en Chinú y dos transformadores a 220/110 kV en Montería.

Respecto a la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso, la misma se requiere a la mayor brevedad posible.

Respecto a las demás áreas operativas del SIN, si bien en el diagnóstico del numeral 5.3 se identifican las necesidades de cada uno de los subsistemas regionales, en la versión definitiva del Plan se presentarán análisis complementarios, proponiendo soluciones estructurales de mediano y largo plazo para cada una de las deficiencias identificadas.

5.6 ANÁLISIS DEL STN

En esta sección se analizan las obras del STN que permiten atender nuevos usuarios, eliminar restricciones y mejorar la confiabilidad del sistema. Las obras asociadas con las áreas Atlántico, Antioquia, Meta, Córdoba y Sucre, se estudiaron en la sección anterior como parte de los análisis de las respectivas regiones.

Específicamente esta sección se centra en la conexión de la planta Termocol, el incremento del límite de importación al área Bolívar, el cambio de configuración en la subestación Caño Limón, la normalización de la conexión tipo “T” en Malena y la descripción de la metodología de evaluación del impacto de salida de subestaciones. Esto último con el objetivo de establecer cuáles de ellas serían objeto de cambio de configuración.

En la versión definitiva del Plan se presentará el impacto para el STN de la conexión de nuevas cargas de naturaleza industrial al igual que análisis complementarios asociados a la conexión de la primera y segunda fase de Ituango.

5.6.1 Conexión central de generación Termocol

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.
- En noviembre del año 2009, la UPME emitió concepto aprobatorio para la conexión de Termocol a la subestación Santa Marta 220 a kV. La capacidad aprobada fue 208 MW.
- El 31 de diciembre del año 2009, posterior al concepto emitido por la Unidad, el grupo Poliobras presentó un nuevo estudio para la conexión del proyecto. Adicionalmente, se señalaron las dificultades asociadas a la construcción de la línea Termocol – Santa Marta a 220 kV (el enlace iría sobre el mismo corredor del proyecto vial “Ruta del Sol”).
- En virtud de lo anterior y una vez realizados los análisis eléctricos correspondientes, se encontró que la alternativa propuesta, reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta a 220 kV, no cumplía en aquel entonces con la reglamentación vigente. En consecuencia, la UPME conceptuó desfavorablemente sobre dicha solicitud, ratificando el concepto emitido en el mes de noviembre del año 2009.

Así mismo, solicitó al Grupo Poliobras seguir las recomendaciones realizadas por la Gobernación del Magdalena, en el sentido de revisar la alternativa de comprar la franja del terreno necesaria para construir la línea Termocol – Santa Marta bajo el sistema de redes subterráneas.

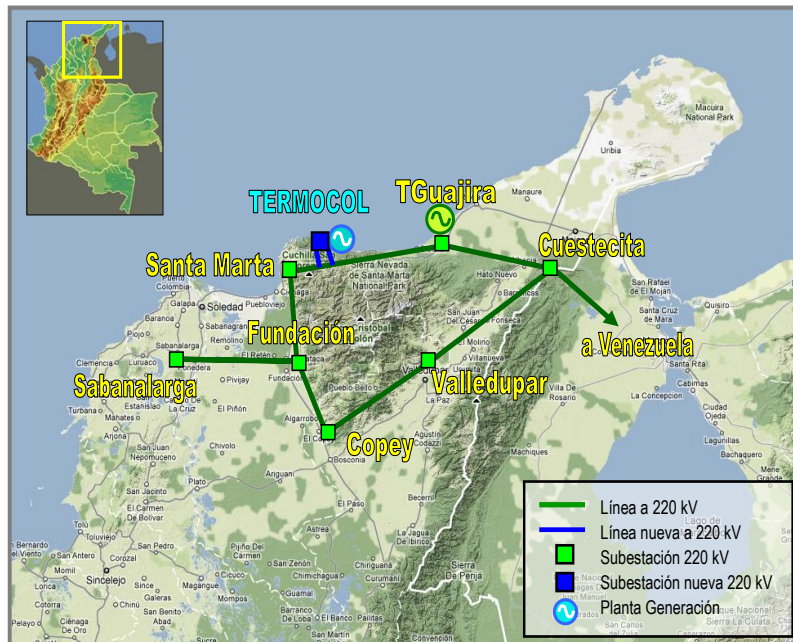
- En el mes de diciembre de 2010, Poliobras manifestó estar procediendo con la conexión inicialmente aprobada por la Unidad, es decir, Termocol – Santa Marta a 220 kV.
- En el mes de enero de 2011, la UPME recibió copia de la comunicación de la Gobernación del Magdalena, donde se manifestaba que la alternativa en principio sugerida por el ente territorial, en el sentido que el promotor del proyecto comprará la franja de terreno necesaria para construir la línea bajo el sistema de redes subterránea, no era viable. Lo anterior debido a la incertidumbre del proyecto vial “Ruta del Sol”.

- En febrero de 2011, la secretaria de Planeación de Santa Marta informó a Poliobras la imposibilidad de otorgar el permiso para el paso de la línea Termocol – Santa Marta a 220 kV.
- Siendo consecuente con lo anterior, el promotor del proyecto radicó en el mes de marzo de 2011 el nuevo estudio de conexión. En la carta remisoria del estudio, Poliobras manifestaba estar en capacidad de llevar a cabo las inversiones necesarias para incorporar la planta al sistema sin la necesidad de una convocatoria pública (reconfiguración de la línea Guajira – Santa Marta a 220 kV).

Como consecuencia de esta solicitud, la UPME consultó a la CREG sobre la posibilidad de que un usuario pueda construir, administrar, operar y mantener los activos asociados a una reconfiguración a su costo y riesgo, sin necesidad de recurrir al mecanismo de Convocatoria. Al respecto, la Comisión informó a que esto no era posible.

- En abril de 2011, una vez la UPME revisó las aclaraciones allegadas por Poliobras a los requerimientos solicitados, el nuevo estudio de conexión es aceptado para su análisis. Vale la pena mencionar que la capacidad solicitada fue de 202 MW.

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó una vez más la conexión del proyecto a través de la reconfiguración de una de las líneas Santa – Marta Guajira a 220 kV (ver Gráfica 5-20).



Gráfica 5-20 Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV

Supuestos:

- Capacidad: 202 MW
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Se establece un escenario de exportación en el área Caribe, ya que el mismo es consecuente con la posibilidad de máximo despacho en las plantas Termoguajira, Termocol y Jepirachi.
- Se analizó el comportamiento del Sistema con importaciones de energía desde Venezuela.

A continuación se presentan los análisis eléctricos de la conexión de Termocol. En primera instancia se muestra el desempeño del Sistema sin considerar la conexión del proyecto. Lo anterior, con el objetivo de establecer restricciones a la evacuación de la generación del área (Termoguajira), así como la capacidad del Sistema de soportar en el corto plazo el límite de importación desde Venezuela (Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV).

Posteriormente se presenta el desempeño del Sistema con la incorporación de Termocol y se establece en función de los resultados, la mejor alternativa de incorporación al sistema.

Comportamiento del Sistema sin considerar la conexión del proyecto

La Tabla 5-26 presenta el comportamiento del sistema bajo el escenario estudiado.

| Topología | ESCENARIO TÉRMICO, SIN TERMOCOL, MÁXIMO DESPACHO EN TERMOGUAJIRA Y CON IMPORTACIONES DESDE VENEZUELA (CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 220 kV = 150 MW) | | | |
|--|--|--|--|--|
| | 2012 | | 2014 | |
| | Demanda máxima | Demanda mínima | Demanda máxima | Demanda mínima |
| Condiciones normales de operación | SMARTA - GUAJIRA: 42.72% COPEY - FUNDACIÓN: 52.34% | SMARTA - GUAJIRA: 45.2% COPEY - FUNDACIÓN: 38.22% | SMARTA - GUAJIRA: 42.38% COPEY - FUNDACIÓN: 52.9% | SMARTA - GUAJIRA: 46% COPEY - FUNDACIÓN: 42.5% |
| N - 1 SANTA MARTA - GUAJIRA 220 kV | SMARTA - GUAJIRA2: 75.1% COPEY - FUNDACIÓN: 44.7% | SMARTA - GUAJIRA2: 79% COPEY - FUNDACIÓN: 29.78% | SMARTA - GUAJIRA2: 74.1% COPEY - FUNDACIÓN: 45.6% | SMARTA - GUAJIRA2: 81.2% COPEY - FUNDACIÓN: 34.3% |
| N - 1 CUESTECITAS-VALLEDUPAR 220 kV | SMARTA - GUAJIRA: 69% COPEY - FUNDACIÓN: 90.3% | SMARTA - GUAJIRA: 71.6% COPEY - FUNDACIÓN: 76.7% | SMARTA - GUAJIRA: 69.2% COPEY - FUNDACIÓN: 91.6% | SMARTA - GUAJIRA: 75% COPEY - FUNDACIÓN: 84.6% |

Tabla 5-26 Comportamiento del Sistema sin Termocol, considerando una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

Para todos los periodos de demanda y considerando máximo despacho en Termoguajira y Jepirachi, no se observan violaciones por sobrecarga bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. En este mismo sentido, se mantiene el actual límite de importación desde Venezuela por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV (150 MW).

Comportamiento del Sistema sin importaciones desde Venezuela, considerando la conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta a 220 kV

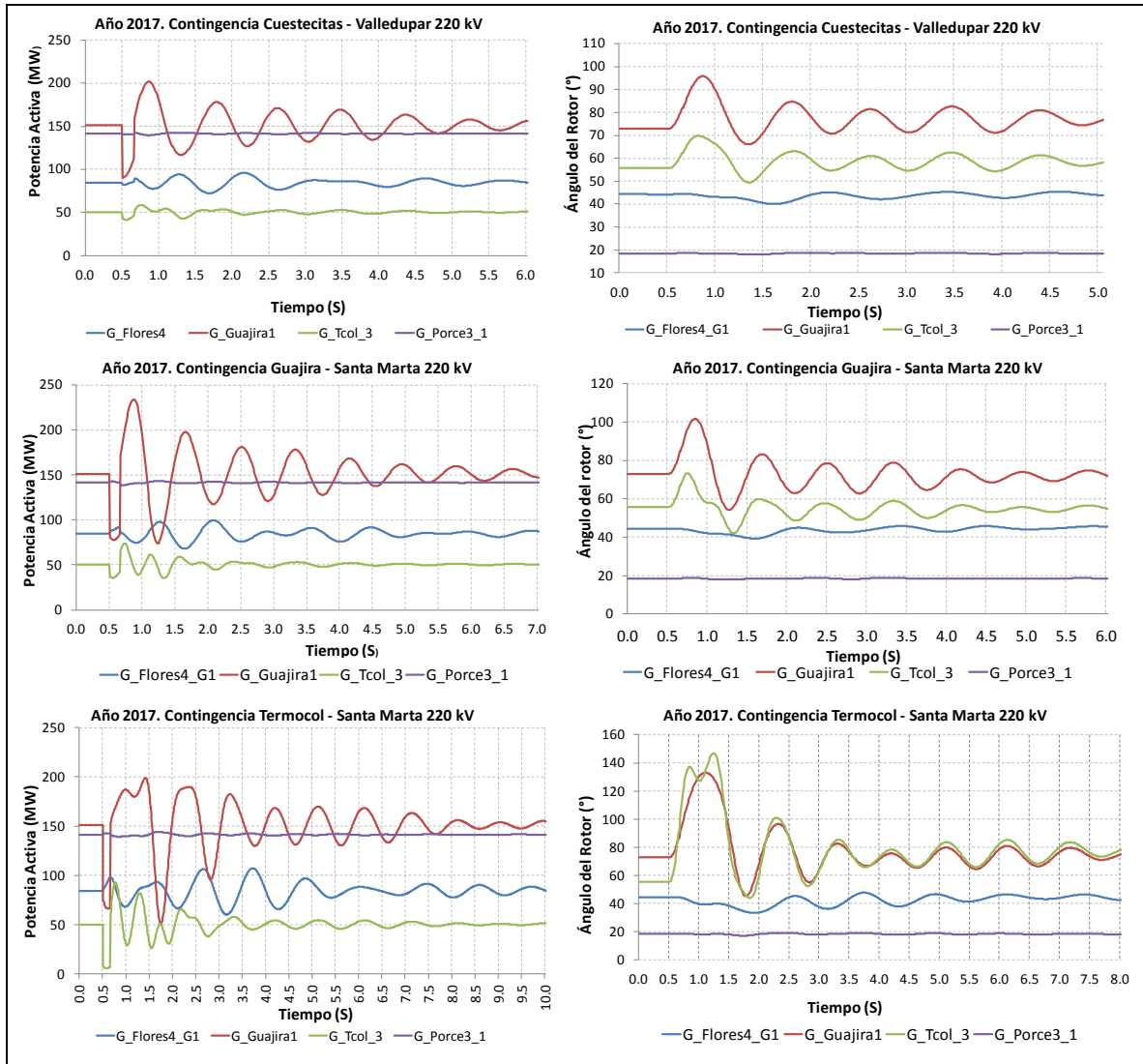
- Bajo el escenario de exportación estudiado en el área Caribe, especialmente en los periodos de demanda mínima, el flujo tiende a inyectarse hacia la subestación Copey. De esta forma los excedentes de potencia activa que no se consumen internamente, viajan por la red de 500 kV hacia el interior del país.
- En este mismo sentido, es claro que en los periodos de demanda máxima es menor la potencia que se inyecta a la red de 500 kV, ya que el consumo interno en el área GCM es mayor (parte de la generación se consume localmente).
- Los escenarios más críticos para la red son aquellos que consideran durante los periodos de demanda mínima, máximo despacho en Termocol, Termoguajira y Jepirachi.

En la Tabla 5-27, se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, considerando máximo despacho en el área.

| Topología | ESCENARIO TÉRMICO, MÁXIMO DESPACHO EN TERMOGUAJIRA Y TERMOCOL (SIN IMPORTACIONES DESDE VENEZUELA) | | |
|-------------------------------------|---|--|--|
| | 2012 | 2014 | 2017 |
| | Demanda mínima | Demanda mínima | Demanda mínima |
| Condiciones normales de operación | SMARTA - TERMOCOL: 93.24% COPEY - FUNDACIÓN: 53.29% | SMARTA - TERMOCOL: 94.78% COPEY - FUNDACIÓN: 57.9% | SMARTA - TERMOCOL: 95.06% COPEY - FUNDACIÓN: 59.7% |
| N -1 SANTA MARTA - GUAJIRA 220 kV | SMARTA - TERMOCOL: 114.7% COPEY - FUNDACIÓN: 48.9% | SMARTA - TERMOCOL: 116% COPEY - FUNDACIÓN: 52.86% | SMARTA - TERMOCOL: 115.8% COPEY - FUNDACIÓN: 54.7% |
| N-1 TERMOCOL- SANTA MARTA 220 kV | CUESTECITAS - V/DUPAR: 72.1% SMARTA - GUAJIRA: 98.7% | CUESTECITAS - V/DUPAR: 77.7% SMARTA - GUAJIRA: 100.9% | CUESTECITAS - V/DUPAR: 76.2% SMARTA - GUAJIRA: 100.9% |
| N -1 CUESTECITAS- VALLEDUPAR 220 kV | SMARTA - TERMOCOL: 114.7% COPEY - FUNDACIÓN: 84.65% | SMARTA - TERMOCOL: 118.3% COPEY - FUNDACIÓN: 91.61% | SMARTA - TERMOCOL: 117.1% COPEY - FUNDACIÓN: 91.99% |

Tabla 5-27 Comportamiento del Sistema con Termocol, sin importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

- No se presentan violaciones por sobrecarga en el sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Sin embargo, se observa un elevado nivel de carga en el enlace Termocol – Santa Marta 220 kV, como también una cargabilidad cercana al límite en esta misma línea cuando falla Santa Marta – Guajira a 220 kV. Otros eventos que congestionan la red son la pérdida de los enlaces Cuestecitas – Valledupar y Termocol – Santa Marta.
- Desde el punto de vista transitorio, se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales variables de las máquinas del área GCM. La Gráfica 5-21 evidencia dicho comportamiento.



Gráfica 5-21 Análisis de estabilidad transitoria asociados a la conexión de Termocol

Teniendo en cuenta los anteriores resultados, se puede concluir que sin importaciones desde Venezuela (Cuestecitas – Cuatricentenario), la conexión de Termocol 202 MW a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Termoguajira 220 kV cumple los criterios establecidos por la regulación vigente. Al margen de lo anterior, la red se congestiona quedando al límite, imposibilitando esto la conexión de nuevos proyectos de generación en el área.

Comportamiento del Sistema con importaciones desde Venezuela, considerando la conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV

En la Tabla 5-28 se presenta el comportamiento del Sistema en demanda mínima, considerando máximo despacho en Termocol y Termoguajira, como también una importación de 150 MW por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV.

| Topología | ESCENARIO TÉRMICO, MÁXIMO DESPACHO EN TERMOGUAJIRA Y TERMOCOL (CON IMPORTACIONES DE 150 MW POR EL ENLACE CUESTECITAS - CUATRICENTENARIO 220 kV) | | |
|-------------------------------------|---|---|---|
| | 2012 | 2014 | 2017 |
| | Demanda mínima | Demanda mínima | Demanda mínima |
| Condiciones normales de operación | SMARTA - TERMOCOL: 107.9% COPEY - FUNDACIÓN: 53.9% | SMARTA - TERMOCOL: 109.3% COPEY - FUNDACIÓN: 57.9% | SMARTA - TERMOCOL: 110.3% COPEY - FUNDACIÓN: 59.65% |
| N -1 SANTA MARTA - GUAJIRA 220 kV | SMARTA - TERMOCOL: 140.5% COPEY - FUNDACIÓN: 46.3% | SMARTA - TERMOCOL: 142.07% COPEY - FUNDACIÓN: 50.3% | SMARTA - TERMOCOL: 142.6% COPEY - FUNDACIÓN: 52% |
| N-1 TERMOCOL- SANTA MARTA 220 kV | CUESTECITAS - V/DUPAR: 106.5% SMARTA - GUAJIRA: 128.6% | CUESTECITAS - V/DUPAR: 110.9% SMARTA - GUAJIRA: 129.3% | CUESTECITAS - V/DUPAR: 109.9% SMARTA - GUAJIRA: 129.8% |
| N -1 CUESTECITAS- VALLEDUPAR 220 kV | SMARTA - TERMOCOL: 142.6% COPEY - FUNDACIÓN: 102.6% | SMARTA - TERMOCOL: 146.3% COPEY - FUNDACIÓN: 109.8% | SMARTA - TERMOCOL: 146.6% COPEY - FUNDACIÓN: 110% |

Tabla 5-28 Comportamiento del Sistema con Termocol, considerando importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

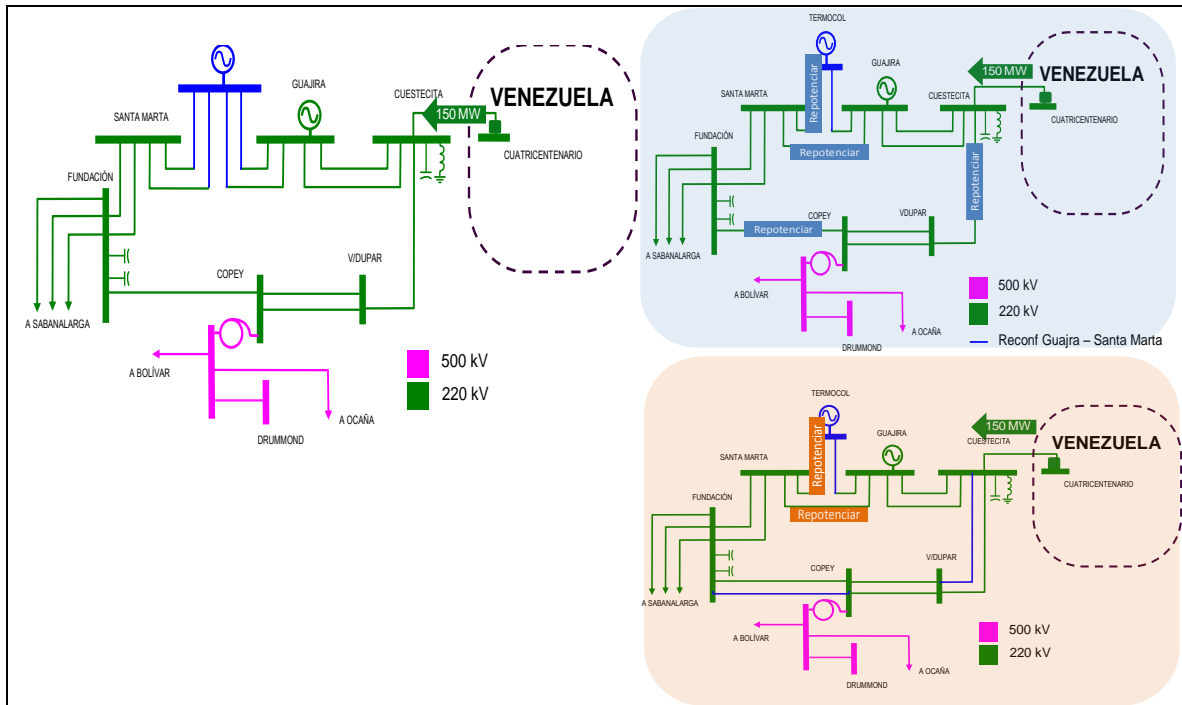
- Se presenta una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Termocol – Santa Marta a 220 kV, bajo condiciones normales de operación. Esto se debe a que solamente esta línea está soportando todo el despacho de Termocol y parte de la energía proveniente desde Guajira y Venezuela.
- Desde el punto de vista de seguridad, las contingencias sencillas de las líneas a 220 kV Guajira – Santa Marta, Termocol – Santa Marta y Cuestecitas – Valledupar, ocasiona violaciones por sobrecarga en las líneas Termocol – Santa Marta, Santa Marta – Guajira y Copey - Fundación, respectivamente.

Según los resultados obtenidos, es evidente que en todos los periodos de demanda, considerando máximo despacho en Termoguajira y Termocol al igual que una importación de energía desde Venezuela (150 MW), se observan violaciones por sobrecarga en el STN. Así mismo, el actual límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV se reduciría bajo el escenario estudiado.

En este sentido, a continuación se plantean algunas alternativas de refuerzo para mantener y/o aumentar el límite de importación desde Venezuela (Ver Gráfica 5-22).

Alternativa 1. Doble reconfiguración Santa Marta - Guajira a 220 kV.

Alternativa 2. Incremento de la capacidad de transporte de los enlaces a nivel de 220 kV Santa Marta – Termocol, Santa Marta – Termoguajira, Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar.



Gráfica 5-22 Alternativas planteadas para aumentar y/o mantener el límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

Desempeño de las Alternativas

- En la Alternativa 1 no se observan violaciones bajo condiciones normales de operación. Los dos enlaces Termocol - Santa Marta a 220 kV redistribuye mejor la potencia que transita hacia la subestación Fundación. Es por esta razón que no se observan sobrecargas inadmisibles en las mencionadas líneas.

Al margen de lo anterior, se presentan violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas Termocol – Santa Marta a 220 kV y Cuestecitas – Valledupar a 220 kV.

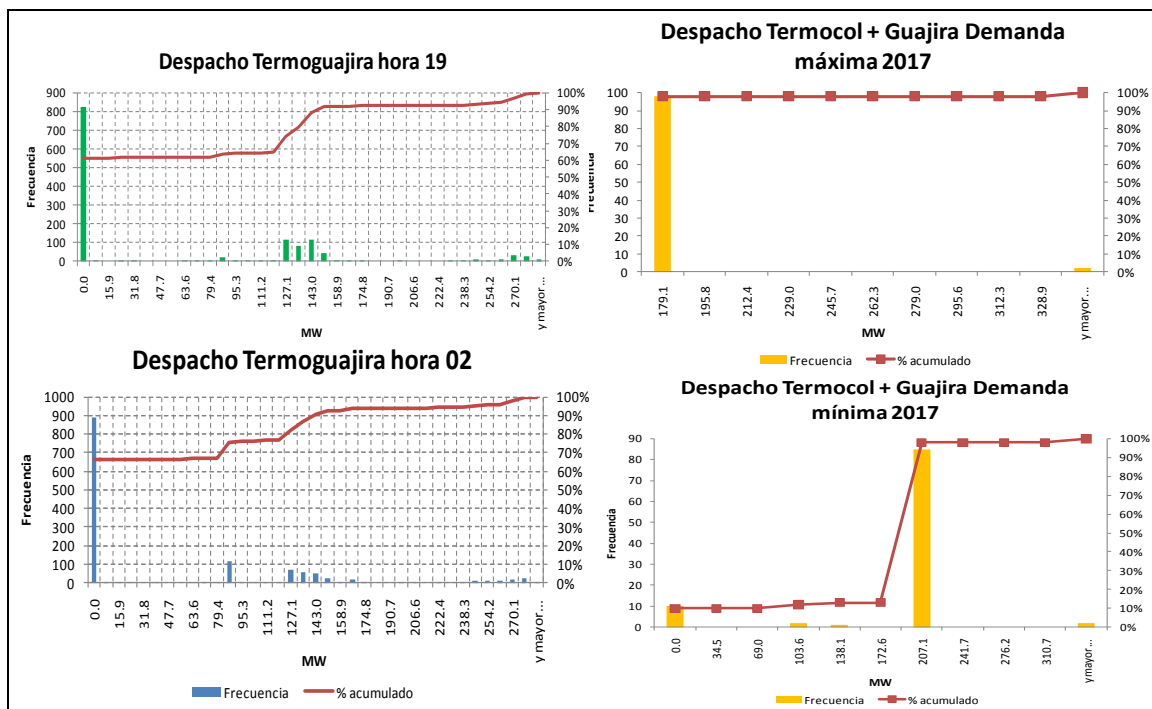
- Se presentan dos opciones en la Alternativa 2. Ambas permiten tener un escenario de máximo despacho en Termocol y Termoguajira, y a la vez una importación desde Venezuela, inclusive superior a los 150 MW.

Evaluación Económica

Los análisis eléctricos han evidenciado que la incorporación de Termocol a través de la reconfiguración sencilla Termoguajira – Santa Marta a 220 kV, cumple los criterios establecidos por la reglamentación vigente, siempre y cuando no se tenga importaciones de energía desde Venezuela. Así mismo, es claro que la conexión de Termocol bajo esta alternativa, reduciría drásticamente el actual límite de importación.

En este sentido, antes de valorar los beneficios de los refuerzos técnicamente viables, es pertinente conocer la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo, es decir, máximo despacho en Termocol y Guajira y a su vez tener una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV.

Para calcular este valor, se utilizó la información histórica del despacho ideal y se realizó una simulación Energética con el MPODE (Ver Gráfica 5-23).



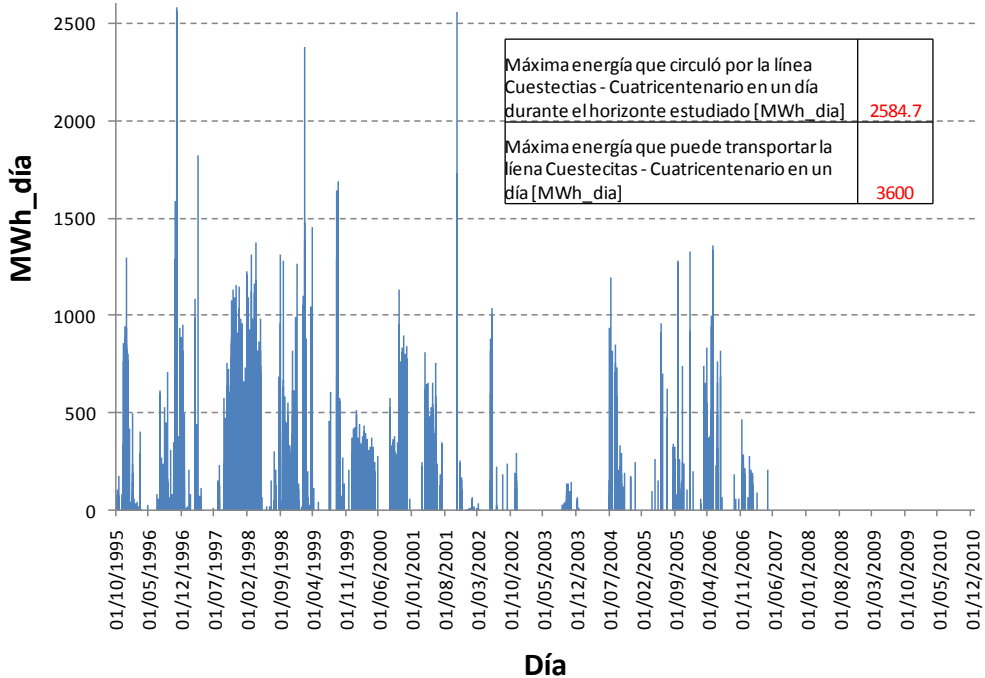
Gráfica 5-23 Histograma de la generación en el área GCM según información histórica del despacho y una simulación del MPODE

La probabilidad de tener en mérito máxima generación en Termocol y Termoguajira, es a lo sumo del 2 %. Lo anterior independientemente del periodo de demanda.

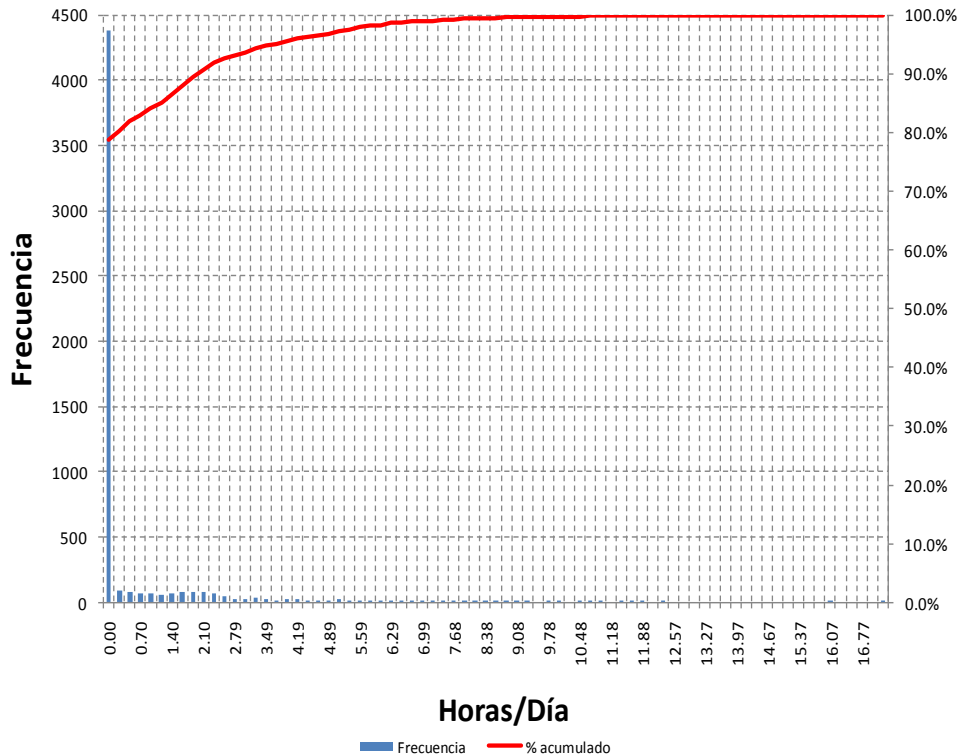
De la Gráfica 5-24 y la Gráfica 5-25 se puede obtener, en estado de importación, un indicador de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario. Primero se establece el número de horas de todo el registro histórico. Posteriormente, se

calcula el número de horas en las cuales por el mencionado enlace se importó 150 MW, asumiendo que la energía diaria de intercambio circuló a una tasa de 150 MW/h. Finalmente, se realiza la división entre estos dos valores y se obtiene un porcentaje de utilización.

Otra manera alternativa de calcular este porcentaje de utilización es ajustando los datos de la Gráfica 5-25 a una función de densidad de probabilidad. Subsecuentemente se calcula con un grado de confianza, el número de horas al día en las cuales transitaría por la línea 150 MW. Al final, se multiplica este valor por 365 días y se divide este subproducto por las 8,760 horas del año.



Gráfica 5-24 Importaciones diarias de energía por Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV



Gráfica 5-25 Horas al día en las cuales transitaría por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 150 MW

Una vez establecidas las probabilidades de máximo despacho en Termocol y Termoguajira, así como de tener un escenario de importación de energía desde Venezuela, se establece la probabilidad conjunta del escenario restrictivo. Dado que en la actualidad se tiene un mecanismo de contratos bilaterales con Venezuela, y dado que el precio y la cantidad de MW ofertados en Termoguajira y la futura Termocol es independiente de los intercambios con el vecino país, se consideran estos dos eventos totalmente independientes. Es por esta razón que la probabilidad de tener máximo despacho en Termocol y Termoguajira y a la vez una importación de 150 MW desde Venezuela, es el producto de las probabilidades de ocurrencia de los tres eventos por separado.

La Tabla 5-29 presenta el cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas Cuatricentenario a 220 kV y la Tabla 5-30 muestra la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.

| | |
|--|-------------|
| Probabilidad que entre 0 y 3.73 horas/día transiten por el enlace Cuestecitas -Cuatricentenario 150 MW [%] | 95 |
| horas al año | 8760 |
| Número de horas donde tendría copada la línea con 150 MW | 1359.878 |
| Factor de utilización de la línea con 150 MW [%] | 15.5 |
| Número de horas en el horizonte analizado (correspondiente a 5571 días) | 133704 |
| Número de horas donde tendría copada la línea con 150 MW | 2980.871 |
| Porcentaje de utilización de la línea con 150 MW [%] | 2.23 |

Tabla 5-29 Cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

| | | |
|---|----------|-------------|
| Probabilidad de máximo despacho en Guajira y Termocol [%] | | 2 |
| Probabilidad de máximo despacho y una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas Cuatricentenario [%] | Opción 1 | 0.04 |
| | Opción 2 | 0.31 |

Tabla 5-30 Probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo

Con esta información se puede concluir que la probabilidad de utilidad de los reforzos en la red para mantener y/o aumentar el límite de importación por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV es a lo sumo del 0.31 %. En este sentido, surge la inquietud de definir una obra de transmisión para aumentar la capacidad de importación desde el vecino país, máxime cuando el Plan Energético Nacional – PEN y el actual mecanismo del Cargo por Confiabilidad propenden por el autoabastecimiento energético, al igual que el posicionamiento de Colombia como un país con visión exportadora.

Es por todo lo anterior que la UPME no considera en este momento recomendar ninguna de las dos alternativas de reforzamiento del anillo a 220 kV. Siendo consecuentes con esta posición, la Tabla 5-31 presenta la relación Beneficio/Costo de la conexión de Termocol, según la metodología establecida por la Resolución UPME 0515 de 2008.

Vale la pena mencionar que solamente se consideraron los beneficios energéticos de la conexión de Termocol, ya que la reducción del costo operativo es mínimo al igual que el desplazamiento futuro del precio de bolsa. Respecto a los costos de la red de transmisión, se considero, una subestación con configuración en Interruptor y Medio y un doble circuito a nivel de 220 kV de 0.5 Km de longitud.

| | |
|-------------------------------|----------------|
| Beneficios Energéticos [US\$] | \$ 669,691,595 |
| Costos [US \$] | |
| * Del Cargo X Confiabilidad | |
| * De la red de transmisión | \$ 322,572,160 |
| B/C | 2.076 |

Tabla 5-31 Relación Beneficio / Costo de la conexión de Termocol 202 MW

Conclusiones

- Para todos los periodos de demanda, considerando máximo despacho en Termoguajira y Termocol, al igual que una importación nula desde Venezuela (Cuestecitas - Cuatricentenario), no se observan violaciones por sobrecarga bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Al margen de lo anterior, la red se congestiona quedando al límite, imposibilitando esto la conexión de nuevos proyectos de generación en el área.
- Por otro lado, considerando máximo despacho en Termoguajira y Termocol al igual que una importación de energía desde Venezuela (150 MW), se observan violaciones por sobrecarga en el STN. En este mismo sentido, es claro que el actual límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario a 220 kV se reduciría.
- La obra propuesta para mantener y/o aumentar el límite de importación desde Venezuela, implican ampliar la capacidad de corriente de los enlaces Termocol – Santa Marta, Guajira – Santa Marta, Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar. No obstante, la probabilidad de utilidad de esta infraestructura es a lo sumo del 0.31 %.
- Teniendo en cuenta **i)** la visión exportadora del país, **ii)** el mecanismo del cargo por confiabilidad, el cual busca el abastamiento energético del país en el mediano y largo plazo, y **iii)** la ausencia de un mecanismo de intercambios de energía con Venezuela, la UPME recomienda para el mes de agosto de 2012, la conexión del proyecto Termocol 202 MW a través de la reconfiguración de la línea Termoguajira – Santa Marta a 220 kV.

Una vez se establezca el citado mecanismo de intercambios con Venezuela y se ponderen los beneficios de los mismos para los usuarios Colombianos, se definirá la infraestructura óptima que permita este tipo de transacciones de energía con el vecino país.

Nota: El Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 181263 de 2011, adoptó la recomendación de la UPME.

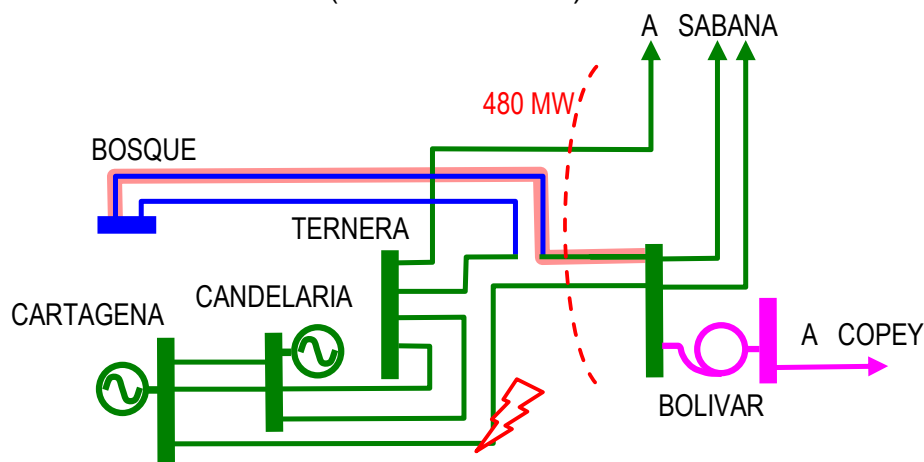
5.6.2 Incremento del límite de importación al área Bolívar

Problemática:

- Independientemente de los refuerzos de transformación y nuevas líneas a nivel de 66 y 110 kV que se puedan acometer en el área Bolívar, se observa a partir del año 2018 una reducción progresiva de su límite de importación.

La contingencia que establece dicho límite es la pérdida del enlace Cartagena – Bolívar 220 kV. Bajo esta topología y sin considerar generación en las plantas Cartagena, Candelaria y Proeléctrica, se presenta una cargabilidad superior al 120 % en la línea Bolívar Bosque a 220 kV.

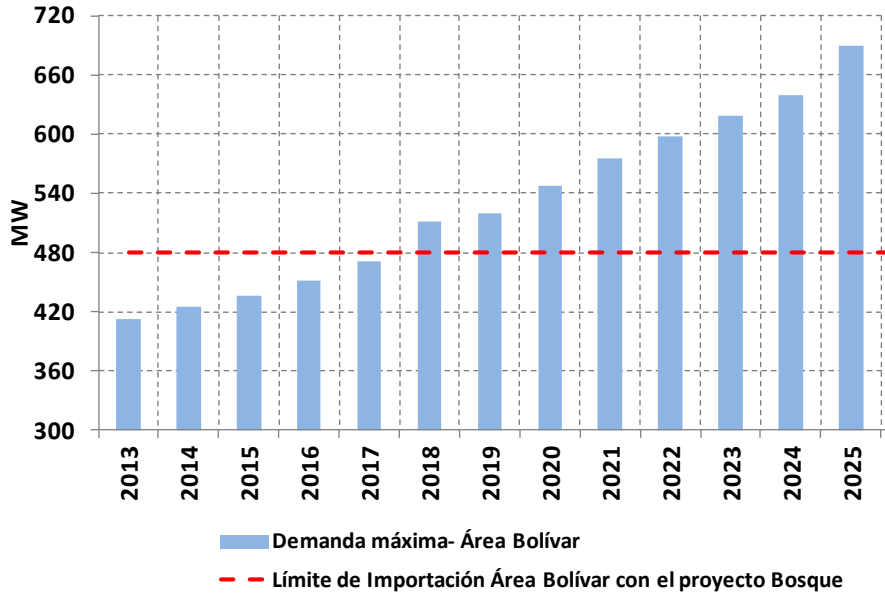
En este sentido, se prevé en el mediano plazo la programación de generación de seguridad, cuando se tengan escenarios de despacho que impliquen flujos de potencia superiores a 480 MW por los elementos asociados al “corte”, es decir, las líneas Bolívar – Cartagena a 220 kV, Bolívar – Bosque a 220 kV y Sabana – Ternera a 220 kV (Ver Gráfica 5-26).



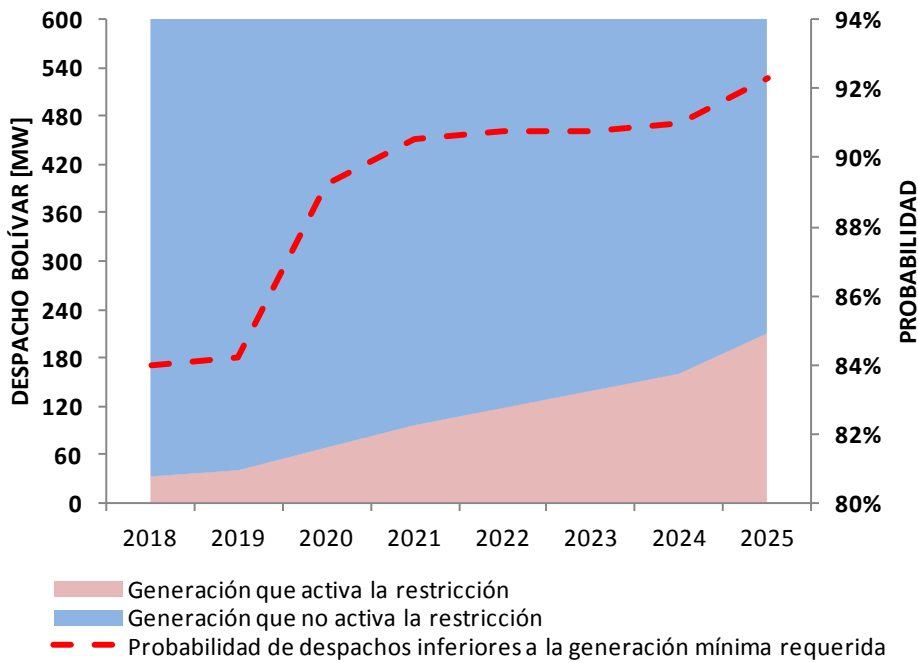
Gráfica 5-26 Enlaces asociados al límite de importación

La Gráfica 5-27 presenta la demanda máxima esperada en el área Bolívar y su límite de importación.

La Gráfica 5-28 indica la generación en el área Bolívar que activa la restricción, junto con su probabilidad de ocurrencia.



Gráfica 5-27 Demanda máxima en el área Bolívar



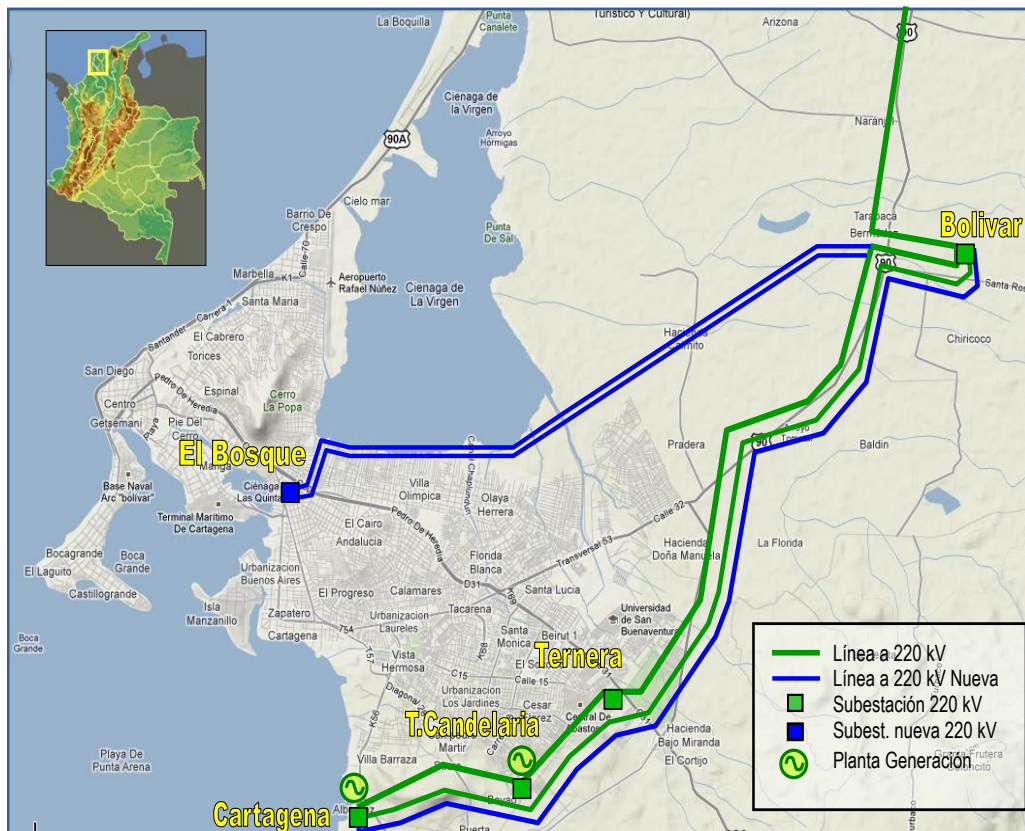
Gráfica 5-28 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

Alternativas:

Como se menciono anteriormente, la limitante a la importación del área establece la capacidad de la línea Bolívar – Bosque a 220 kV. Como alternativas de solución se plantean: **i)** Incremento de la capacidad de transporte de la línea Bolívar – Bosque a 220 kV y **ii)** Segundo circuito Cartagena – Bolívar a 220 kV.

Si bien ambas alternativas representan una solución a las deficiencias identificadas, desde el punto de vista constructivo la primera puede tener dificultades en su ejecución. Adicionalmente, no mejora la confiabilidad del Sistema, ya que solamente se estaría repotenciando una línea.

El segundo circuito Cartagena – Bolívar además de representar una solución a los problemas identificados, permite la correcta evacuación del despacho. Lo anterior si materialicen las expansiones en generación previstas (Ver Gráfica 5-29).



Gráfica 5-29 Ubicación geográfica del circuito Cartagena – Bolívar 220 kV

Evaluación Económica

Beneficios

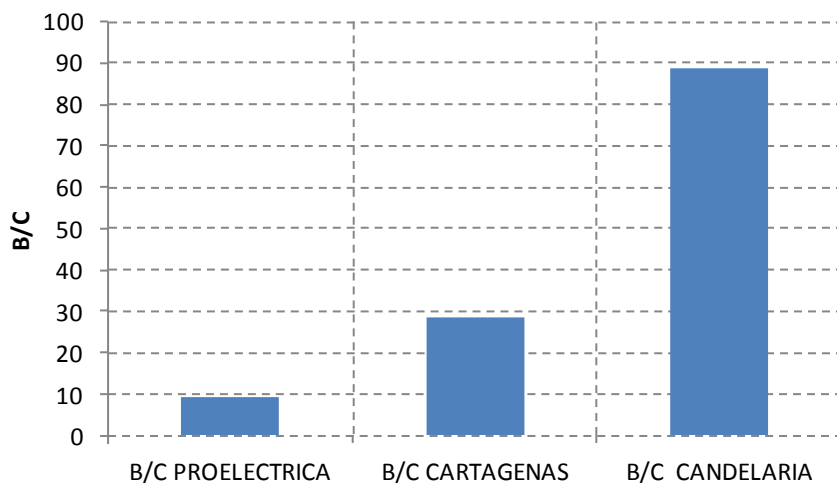
- Dependiendo del despacho económico y su probabilidad de ocurrencia, eliminación de restricciones en el STN por la programación de generación de seguridad.

Se valora esta energía con el sobrecosto operativo en que incurre el sistema para cubrir la contingencia Cartagena – Bolívar a 220 kV. Es decir, la diferencia entre la reconciliación positiva asociada a la generación fuera de mérito (Cartagena, Candelaria o Proeléctrica) y el precio de bolsa.

Costos

- Valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN.

La Gráfica 5-30 presenta la relación Beneficio / Costo de la evaluación. Se calculo de varias maneras, asumiendo tres valores diferentes de reconciliación positiva en función de la planta que es llamada a generar fuera de mérito.



Gráfica 5-30 Relación Beneficio/Costo del proyecto

Conclusiones

- La relación Beneficio/Costo del segundo circuito Cartagena – Bolívar a 220 kV es superior a 1. En consecuencia, la UPME lo recomienda para que este en operación a partir del 2018.
- En el largo plazo es muy probable tener fuera de mérito el despacho requerido en el área. Es decir, se ocasionarían restricciones en el sistema casi de manera permanente sino se cuenta con esta expansión. Esto se debe a la naturaleza hidráulica del actual y futuro parque de generación.

En este mismo sentido, hay que revisar la evolución de la demanda del área en el corto y mediano plazo, ya que esta obra puede ser necesaria antes del 2018 si se dan crecimientos de demanda inesperados o se materializan la conexión de nuevas demandas de naturaleza industrial, específicamente asociadas a la refinería de Cartagena.

5.6.3 Metodología de Evaluación del impacto de salida de subestaciones

Antecedentes:

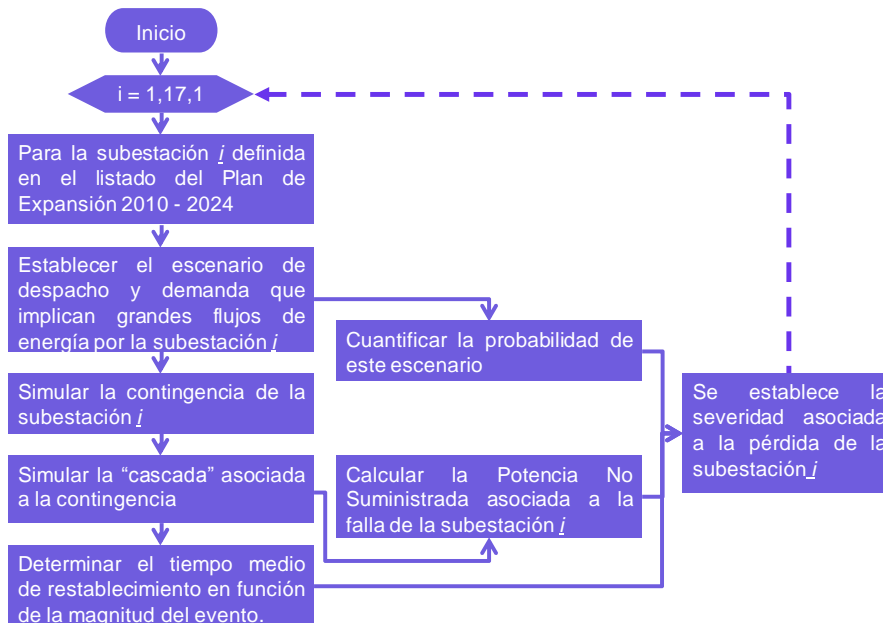
- En el Plan de Expansión de Referencia 2010 – 2024 se estableció un listado de subestaciones del STN, las cuales podrían estar sujetas a un cambio de configuración en su barraje. Lo anterior con el objetivo de mejorar la confiabilidad y seguridad del Sistema.
- Para determinar la viabilidad técnica y económica de estas expansiones, quedó claro que debía desarrollarse con la asesoría del CAPT, una metodología de evaluación técnica y económica desde el punto de vista del usuario final.

A continuación se presenta la metodología desarrollada en el grupo técnico y regulatorio del CAPT, la cual contó con la estrecha colaboración del Centro Nacional de Despacho – XM.

Descripción:

La principal característica de una subestación eléctrica es direccionar la energía a los centros de consumo. Así mismo, redistribuir los flujos de potencia durante eventos de falla y garantizar la integridad de todo el Sistema. La metodología desarrollada tiene en cuenta estas características y busca establecer la severidad para el SIN de la pérdida de una subestación.

En este sentido, se establece dicha severidad en función de la demanda dejada de suministrar, cuando una subestación redistribuye grandes flujos de potencia y se presenta la contingencia. La Gráfica 5-31 presenta la metodología.



Gráfica 5-31 Metodología de evaluación

- En primera instancia se establece el escenario operativo en el cual la subestación redistribuye grandes flujos de energía. Se entenderá como grandes flujos de energía aquellos que son superiores al máximo flujo que es capaz de redistribuir la subestación, sin generar eventos de demanda no atendida.
- Posteriormente se simula la salida de la subestación con todos sus elementos asociados.
- Seguidamente se simula de manera simplificada la pérdida de otros elementos (cascada), si se presentan violaciones en el Sistema.
- Subsecuentemente se calcula la Potencia No Suministrada asociada a la pérdida de la subestación, como también el tiempo medio de restablecimiento en función de la magnitud de la falla. Para esto último se asumen cuatro (4) horas, si el evento es de magnitud nacional. Si la demanda no atendida solo compromete un área operativa, se consideran dos (2) horas.
- Paralelamente al procedimiento descrito se establece la probabilidad de tener grandes flujos de energía por la subestación. Para ello se utiliza la información histórica del despacho real o una simulación energética del Modelo Estocástico (MPODE). Lo anterior sin considerar los índices de indisponibilidad y teniendo en cuenta las restricciones de la red.
- Finalmente se calcula la severidad como el producto de la potencia no suministrada, el tiempo medio de restablecimiento y la probabilidad del escenario anteriormente descrito. Esta medida se utilizará como un insumo para definir el plan de reconfiguraciones. Sin embargo, puede ser complementada con otros criterios, como son el nivel de cortocircuito y la disposición de la misma subestación.

En el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo del mes de junio, XM presentó la aplicación de la metodología a un caso piloto. La valoración de la severidad para cada una de las subestaciones del Plan será presentada en el último IPOELP del año en curso.

Vale la pena mencionar que este procedimiento pretende calcular los beneficios de la reconfiguración de una subestación. Respecto a sus costos, los mismos están asociados al cambio de remuneración y a la valoración de las restricciones que se generarían durante los trabajos de reconfiguración.

5.6.4 Cambio de configuración en la subestación Caño Limón y obras asociadas

Problemática:

- Actualmente se presentan conexiones tipo “t” en diferentes subestaciones del corredor a nivel de 230 kV Palos - Toledo – Samoré – Banadia - Caño Limón. En algunos casos, ni siquiera existen bahías de línea.

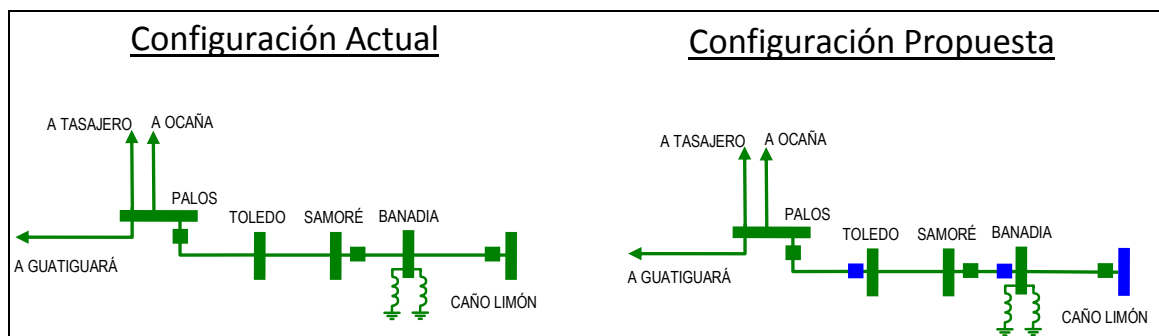
Es claro que bajo esta situación, no es posible el aislamiento de fallas de una manera selectiva frente a eventos de corta duración, como son las descargas atmosféricas. Así mismo, tampoco es factible realizar aislamientos de tramos de circuitos mediante el despeje de fallas con el uso de re-cierres.

- La actual configuración de la subestación Caño Limón es barra sencilla. En este punto del Sistema se conecta el Operador de Red ENELAR y el gran consumidor OXYCOL. Bajo mantenimientos o indisponibilidad del barraje, se presenta la pérdida total de la demanda asociada a esta subestación.

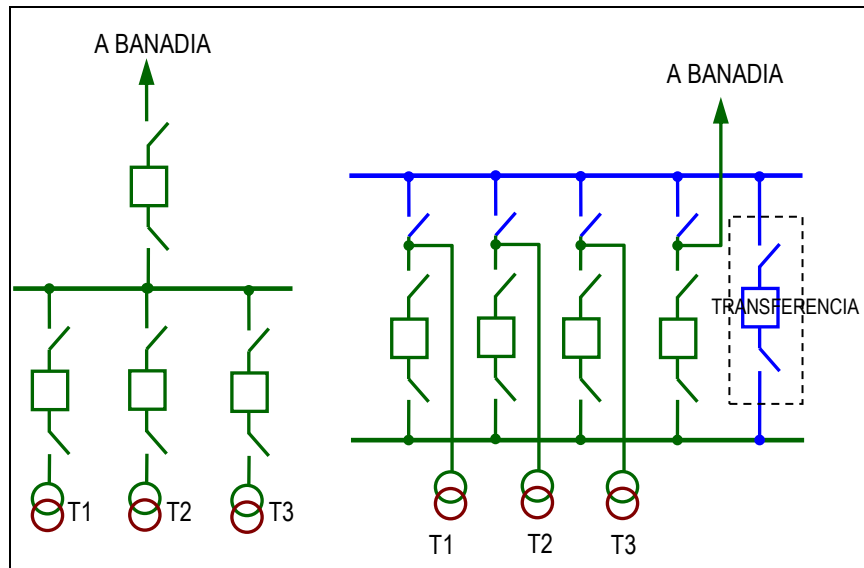
Todo lo anterior va en detrimento de los usuarios que dependen de esta infraestructura.

Con el fin de corregir esta situación, mejorar la confiabilidad del área y posibilitar la conexión de nuevos usuarios, se plantea la normalización de algunas bahías de líneas en el corredor antes citado, al igual que el cambio de configuración de la subestación Caño Limón. Esto bajo criterios técnicos y de racionalidad económica.

La Gráfica 5-32 y la Gráfica 5-33 presentan de una manera esquemática la actual situación y la propuesta de normalización.



Gráfica 5-32 Normalización del corredor existente

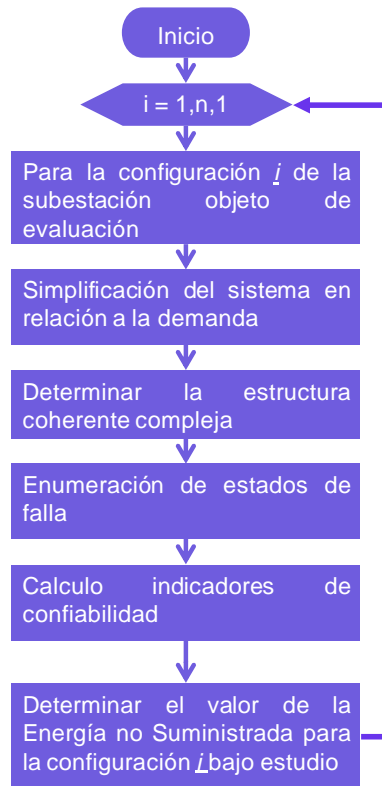


Gráfica 5-33 Configuración actual y propuesta para la subestación Caño Limón 230 kV

Metodología de valoración de la confiabilidad en una subestación

Si bien anteriormente se presentó la metodología de evaluación del impacto de salida de subestaciones, en el caso particular de Caño Limón no es conveniente aplicarla, dado que la misma, por su ubicación en el sistema y la demanda que atiende, no se ajusta a la descripción presentada en el numeral 5.6.3; es decir, subestaciones que direccionan grandes flujos de energía y redistribuyen la potencia ante contingencia.

En este sentido, antes de presentar los resultados encontrados, a continuación se presenta una manera alternativa de valorar la confiabilidad en el suministro de una subestación. La metodología se presenta en la Gráfica 5-34.



Gráfica 5-34 Metodología de evaluación

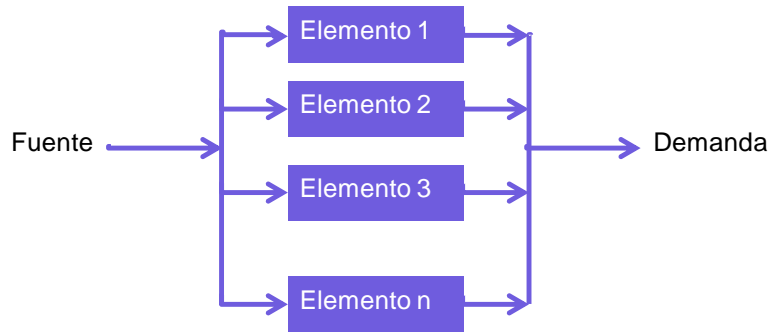
- En primera instancia se definen las configuraciones objeto de estudio. En el caso particular de Caño Limón se analizaron dos (2). La actual, es decir barra sencilla y la propuesta, barra principal y transferencia.
- Posteriormente, con el fin de atender adecuadamente a todos los usuarios, se realiza una simplificación desde el punto de vista de la carga, es decir, se considera una sola demanda conectada a la subestación. Para Caño Limón, se suman las cargas de los tres transformadores existentes.
- Subsecuentemente se determina la estructura coherente compleja asociada a la subestación. Esto permite identificar el funcionamiento de este arreglo de componentes en función de sus elementos constitutivos y su finalidad, es decir, la atención de la demanda. A continuación se explica dos (2) maneras sencillas de establecer dicha estructura.

Estructuras en serie: Un sistema funciona si y solo si todos sus componentes están en operación. Así mismo, si uno de sus elementos falla, el sistema falla (Ver Gráfica 5-35).



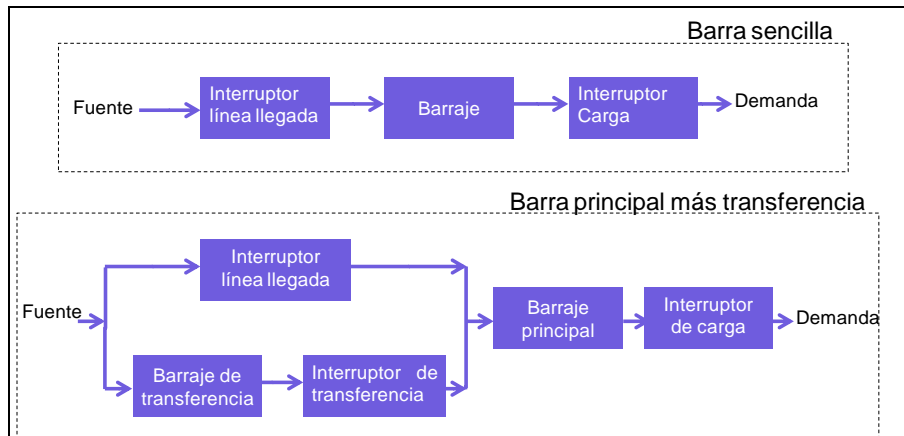
Gráfica 5-35 Estructura en Serie

Estructuras en paralelo: Un sistema funciona si cualquiera de sus componentes está en operación. Así mismo, si uno de sus elementos falla, el sistema sigue en operación (ver Gráfica 5-36).



Gráfica 5-36 Estructura en Paralelo

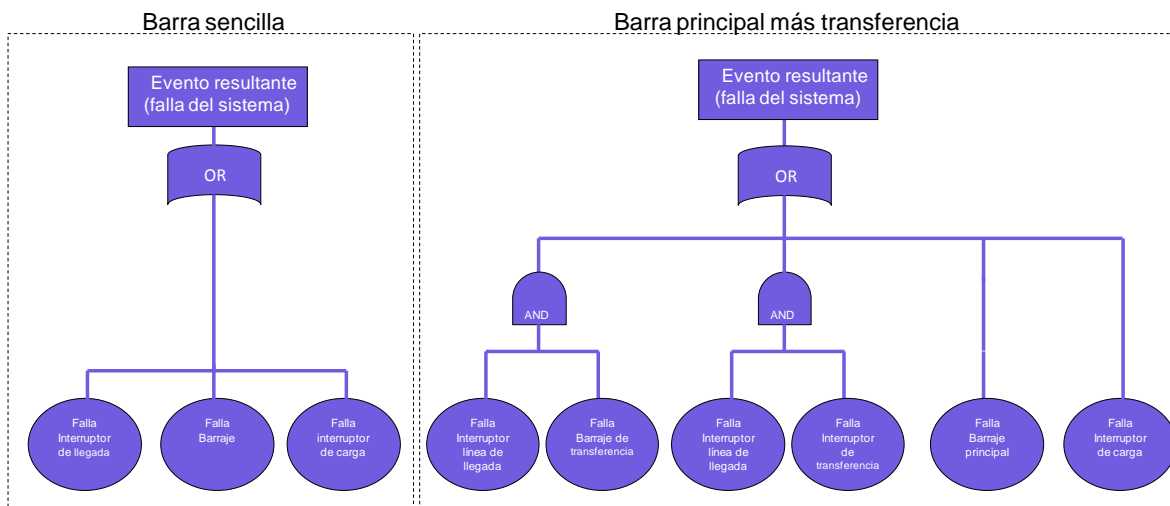
En el caso particular de Caño Limón, las estructuras coherentes asociadas a la configuración actual y propuesta son las siguientes (Ver Gráfica 5-37):



Gráfica 5-37 Estructuras coherentes para la configuración actual y propuesta

- Una vez identificado el funcionamiento de la subestación en función de su configuración, se procede a establecer la enumeración de estados de falla, es decir, identificar los eventos que ocasionan demanda no atendida.

En la Gráfica 5-38 se presenta los eventos de falla que ocasionan desatención de demanda, según la configuración de la subestación. Vale la pena mencionar que existen muchos escenarios de contingencia que generan Energía No Suministrada, sin embargo, los mismos se consideran redundantes y no aportan a la valoración de la confiabilidad.



Gráfica 5-38 Árboles de falla según la configuración de la subestación en estudio

- Seguidamente se procede a calcular los indicadores de confiabilidad. Para ello se tiene en cuenta la probabilidad de falla de cada uno de los elementos que componen el árbol de falla.
- Finalmente, una vez determinados los indicadores de indisponibilidad para cada configuración, se realizará el cálculo de la Energía No Suministrada.

Evaluación Económica

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el cambio de configuración en la subestación Caño Limón y la normalización de algunas conexiones (bahías de línea en Toledo y Banadia).

Beneficios

- Confiabilidad para la demanda asociada al Operador de Red ENELAR y el usuario industrial OXY.
- Reducción de la Energía No suministrada por contingencias en el STN y elementos de conexión (nuevas bahías de línea en Toledo y Banadia).

Costos

- Valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN.

Resultados

En la Tabla 5-32 se presenta los índices de indisponibilidad de la subestación Caño Limón, según su configuración. La Tabla 5-33 presenta la Energía No suministrada anual, con y sin proyecto.

| Configuración de la subestación Caño Limón | Tiempo esperado indisponibilidad (Horas - año) |
|--|--|
| Barra sencilla | 0.6 |
| Barra principal y transferencia | 0.4 |

Tabla 5-32 Indisponibilidad Esperada según configuración

| ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|
| ENS SIN PROYECTO (KWH-AÑO) | 644,360.8 | 647,267.7 | 653,538.9 | 657,647.8 |
| ENS CAMBIO DE CONFIGURACIÓN (KWH-AÑO) | 35,960.6 | 36,679.8 | 37,413.4 | 38,924.9 |
| ENS POR NORMALIZACIÓN DE BAHÍAS (KWH-AÑO) | 10,520.3 | 10,622.8 | 10,618.2 | 10,874.1 |
| ENS CON PROYECTO COMPLETO (KWH-AÑO) | 46,481.0 | 47,302.7 | 48,031.6 | 49,799.0 |
| BENEFICIO (KWH-AÑO) | 597,879.8 | 599,965.1 | 605,507.3 | 607,848.7 |
| RELACIÓN BENEFICIO / COSTO | 2.7 | | | |

Tabla 5-33 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones

Conclusiones

- El proyecto en su conjunto presenta una relación Beneficio / Costo superior a 1. En consecuencia, la UPME recomienda que este en operación en el año 2013.
- Se pudo establecer la viabilidad técnica y económica de la instalación de una bahía de línea en la subestación Toledo (hacia Samoré). Con este nuevo elemento se reduce considerablemente la Energía No Suministrada cuando falla el tramo de línea Toledo – Samoré a 230 kV.
- Respecto a la bahía de línea en Banadia (hacia Samoré), si bien bajo las diferentes contingencias este nuevo elemento no representa mayor beneficio para la demanda, no se puede desconocer que este activo permite tener mayor selectividad en el aislamiento de una falla. Adicionalmente, ante eventos

fugaces en el tramo del corredor Banadia - Samoré, permite el re-cierre del circuito, reduciendo los tiempos de indisponibilidad.

- La metodología desarrollada para la evaluación de la confiabilidad permitió establecer la viabilidad técnica del cambio de configuración en la subestación Caño Limón.

5.6.5 Nueva subestación Malena 230 kV

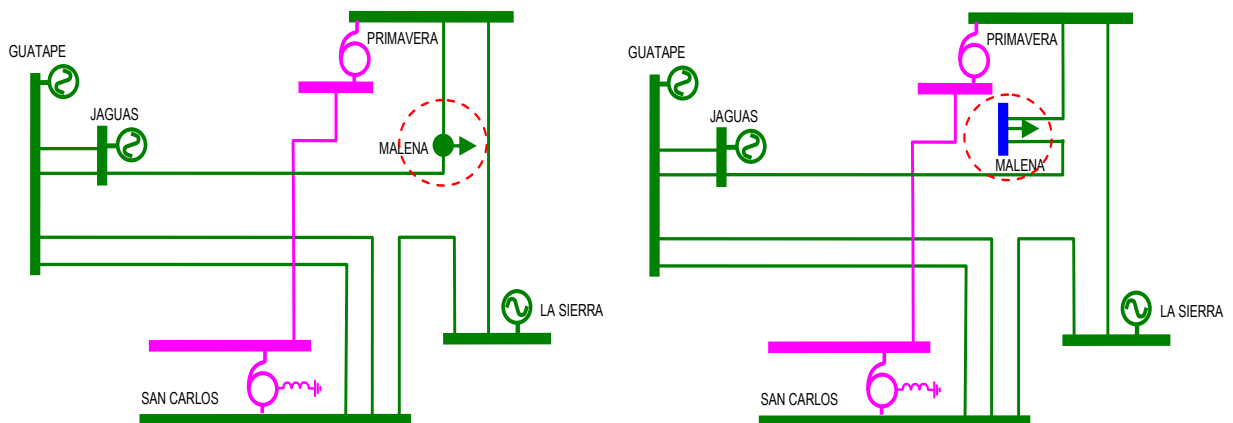
Problemática:

- Hoy en día se presenta una conexión tipo “T” en la línea Jaguas – Primavera 230 kV (Transformador a 230/44 kV-20 MVA). Bajo esta topología, la confiabilidad de esta demanda está supeditada a la mencionada línea.
- Debido al crecimiento de la demanda en este punto del sistema, se aprobó temporalmente por parte del CNO la conexión de un segundo transformador.

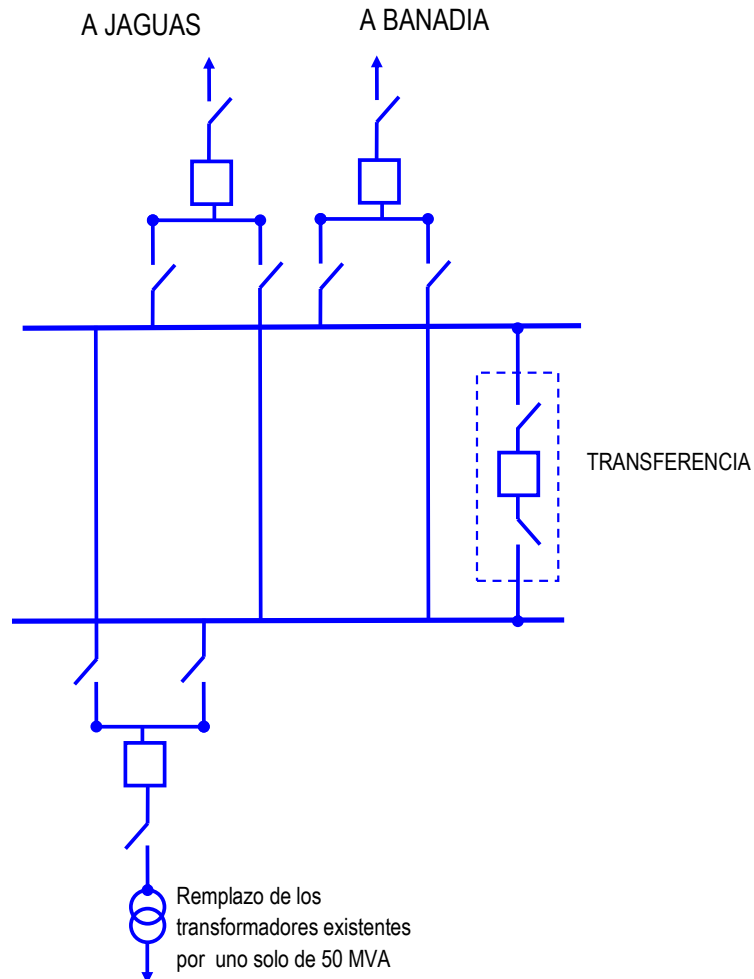
La demanda asociada a este punto corresponde a los consumos de Ecopetrol, Prominerales y demanda regulada del Magdalena Medio.

Con el fin de corregir esta situación, mejorar la confiabilidad del área y posibilitar la incorporación de nuevos usuarios, se plantea la normalización de esta conexión. Para ello se propone la nueva subestación Malena a 230 / 115 kV – 50 MVA.

La Gráfica 5-39 y la Gráfica 5-40 presentan de una manera esquemática la actual situación y la propuesta de normalización.



Gráfica 5-39 Normalización de la conexión en tipo “T”

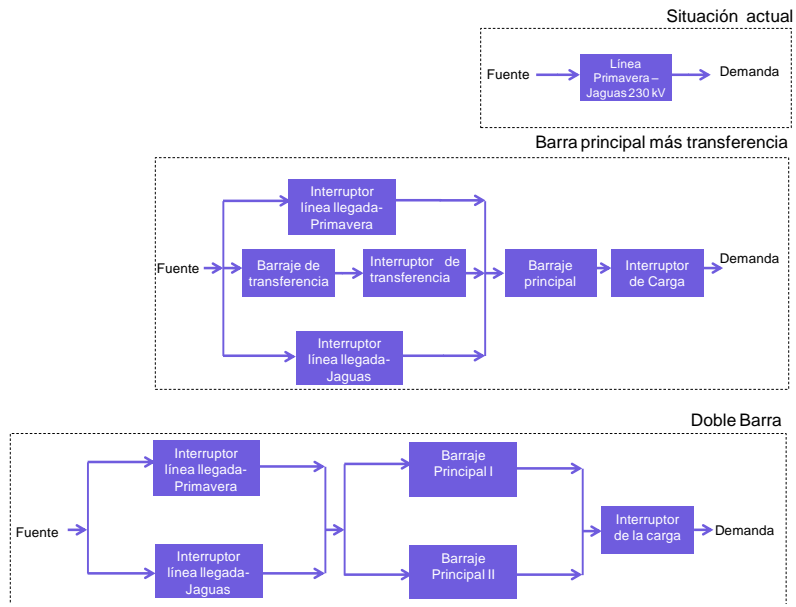


Gráfica 5-40 Configuración propuesta para la nueva subestación Malena 230 kV

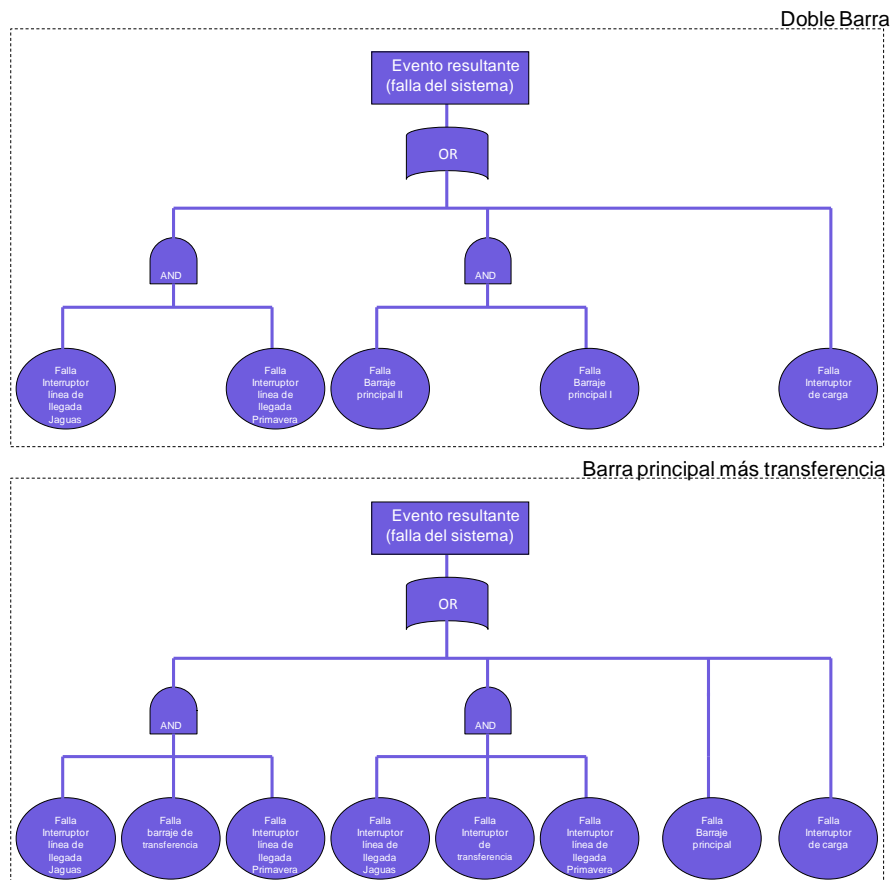
Al igual que en el análisis anterior, se evalúa la confiabilidad en la nueva subestación con la metodología anteriormente expuesta.

En la Gráfica 5-41 se presenta la estructura coherente asociada a la situación actual y la propuesta de normalización, es decir, la nueva subestación Malena 230 a kV. Lo anterior para diferentes configuraciones.

La Gráfica 5-42 presenta los arboles de falla según la configuración de la subestación en estudio.



Gráfica 5-41 Estructuras coherentes para la situación actual y las configuraciones propuestas



Gráfica 5-42 Árboles de Falla de la configuración actual y las configuraciones propuestas

Evaluación Económica

A continuación se presentan los resultados obtenidos para la normalización de la conexión tipo “T” en Malena.

Beneficios

- Confiabilidad para la demanda asociada al Operador de Red EPM y los usuarios industriales ECOPETROL y PROMINERALES.
- Reducción de la Energía No suministrada por contingencias en el STN
- Posibilitar la conexión de nuevos usuarios.

Costos

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

Resultados

En la Tabla 5-34 se presentan los índices de indisponibilidad de la situación actual (línea Primavera - Jaguas) y la propuesta de normalización, es decir, la nueva subestación Malena a 230 kV en configuración doble barra.

La Tabla 5-35 presenta la Energía No suministrada anual, con y sin proyecto.

| Condiciones evaluadas | Tiempo esperado indisponibilidad (Horas - año) |
|---|---|
| Situación Actual (línea Jaguas - Primavera 230 kV) | 7.8 |
| Doble Barra | 0.15 |

Tabla 5-34 Indisponibilidad Esperada

| ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| ENS SIN PROYECTO (KWH-AÑO) | 5,760,292.1 | 5,761,913.1 | 5,763,448.9 | 5,936,352.4 |
| ENS CAMBIO DE CONFIGURACIÓN (DOBLE BARRA) (KWH-AÑO) | 3,378.71 | 3,398.2 | 3,416.6 | 3,519.1 |
| BENEFICIO (KWH-AÑO) | 5,756,913.4 | 5,758,515.0 | 5,760,032.3 | 5,932,833.3 |
| RELACIÓN BENEFICIO / COSTO | 3.3 | | | |

Tabla 5-35 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones

Conclusiones

- El proyecto en su conjunto presenta una relación Beneficio / Costo superior a 1. En consecuencia, la UPME recomienda que este en operación en el año 2013.
- Se pudo establecer la viabilidad técnica y económica de la normalización de la conexión tipo “T” a través de la nueva subestación Malena a 230 kV.
- Si bien era posible establecer una configuración más confiable en la nueva subestación, los beneficios son marginales respecto a disposición recomendada.

5.6.6 Conexión de cargas importantes en el STN

5.6.6.1 Puerto Nuevo - PRODECO

Antecedentes:

- En abril de 2011, PRODECO solicitó para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, la cual está asociada al desarrollo de un nuevo puerto para la exportación de carbón. El proyecto está ubicado en el municipio de Ciénaga en el departamento del Magdalena.
- El valor de la carga es de 40 MW con un factor de potencia de 0.97 en atraso.

Supuestos:

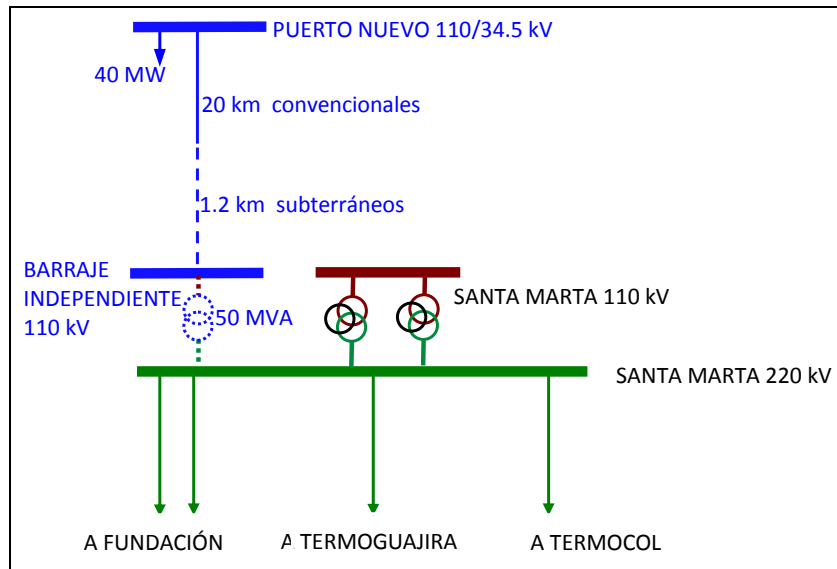
- Se considera a partir del 2012 la conexión del proyecto Termocol 202 MW.

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se analiza el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de despacho en el área Caribe.

Las alternativas propuestas por PRODECO para la incorporación de esta nueva demanda son las siguientes: **i)** nueva subestación Puerto Nuevo 220/34.5 kV conectada con la subestación Fundación 220 kV a través de una línea de 65 km; **ii)** nueva subestación Puerto Nuevo 220/34.5 kV, la cual reconfigura uno de los circuitos Fundación - Santa Marta 220 kV en Fundación – Puerto Nuevo y Puerto Nuevo – Santa Marta; **iii)** nueva subestación Puerto Nuevo 110/34.5 kV conectada con la subestación Fundación 110 kV a través de una línea de 65 km y **iv)** conexión de la carga a la subestación Santa Marta a través de una línea a 110 kV de 20 km, un tramo de cable subterráneo de 1,2 km y un transformador 220/110 kV - 50 MVA en la subestación Santa Marta para uso exclusivo del promotor; es decir, PRODECO se conectaría en Santa Marta con equipos totalmente independientes.

Una vez realizado los análisis correspondientes, se descartaron algunas alternativas en virtud de su comportamiento. La alternativa **iii)** presenta serias deficiencias técnicas, toda vez que ante contingencia de cualquiera de los transformadores de conexión en Fundación, se presentan violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. Si bien es cierto que este comportamiento no es atribuible a la entrada del proyecto, la conexión de la nueva carga torna más crítica la situación. Con respecto a la alternativa **i)**, los análisis eléctricos indican un elevado nivel de pérdidas respecto a las demás alternativas.

Las alternativas **ii)** y **iv)** presentan un desempeño eléctrico similar, no obstante, la reconfiguración propuesta a nivel de 220 kV implica nuevos activos de uso para alimentar un solo usuario. En consecuencia, solo se evalúa la alternativa **iv)**, es decir, la conexión de la carga a la subestación Santa Marta 220 kV. (Ver Gráfica 5-43)



Gráfica 5-43 Conexión de Puerto Nuevo. Alternativa iv

El desempeño del sistema se presenta a continuación:

- Bajo condiciones normales de operación, los perfiles de tensión en las subestaciones aledañas al proyecto no se ven afectadas por la entrada de la nueva carga. No obstante, el nivel de carga del nuevo transformador es superior al 90 %.
- A partir del año 2014, considerando un escenario de despacho mínimo en el área Caribe y una importación de 1600 MW desde el centro del país, se observan bajas tensiones en la subestación Puerto Nuevo 110 kV (< 95 p.u.). Lo anterior bajo condiciones normales y ante contingencia sencilla, siendo el evento de falla más crítico la pérdida de la línea Copey - Ocaña 500 kV.

Contemplando un escenario de despacho máximo en el área, específicamente en las plantas Termoguajira, Termocol y Jepirachi, los niveles de carga en las líneas y transformadores ubicados en la zona de influencia del proyecto no cambian significativamente en relación al caso sin proyecto. Es decir, la posible congestión de la red que se podría ocasionar bajo el referenciado escenario, no es atribuible a la entrada de la nueva demanda.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede concluir que la conexión de la demanda PRODECO es viable técnicamente. No obstante, debe garantizarse un factor de potencia de 0.97 en la subestación Puerto Nuevo 110 kV, de tal manera que no se presente, bajo condiciones normales de operación, elevados requerimientos de potencia reactiva y una cargabilidad superior al 100 % en el nuevo transformador de conexión.

Así mismo, recomendamos al promotor del proyecto gestionar el ingreso a la subestación Santa Marta 110 kV con los respectivos entes territoriales, dadas las

dificultades que pueden surgir con el trazado de la línea Puerto Nuevo – Santa Marta 110 kV.

5.6.6.2 Puerto de embarque Coveñas – Planta OBC

Antecedentes:

- En junio de 2011, ECOPETROL solicitó para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, la cual está asociada a labores de embarque de crudo. El proyecto está ubicado en el municipio de Coveñas en el departamento de Sucre.
- El valor de la carga es de 65 MVA.

Supuestos:

- Se consideró a partir del 2013 la conexión del tercer transformador Chinú 500/110 kV – 150 MVA y en el 2014 la nueva subestación Montería 220 kV y obras asociadas.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.

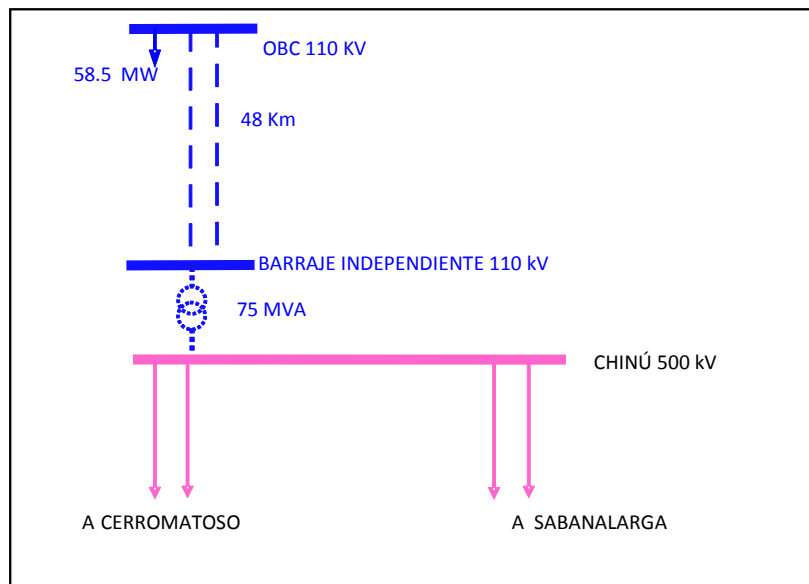
Las alternativas analizadas para la incorporación de esta nueva demanda son las siguientes: **i)** Conexión de la nueva carga a la futura subestación Chinú 220 kV a través de una línea de 48 km; **ii)** doble circuito Chinú – OBC 110 kV y **iii)** doble circuito Chinú – OBC 110 kV con transformador independiente Chinú 500/110 kV – 75 MVA. El comportamiento técnico de cada una de ellas se presenta a continuación.

- Para la alternativa **ii)** se presentan cargabilidades no admisibles en los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú, lo anterior antes de la entrada del tercer banco y bajo condiciones normales de operación. Si bien es cierto que esta problemática desaparece a partir del año 2013, se observan violaciones de tensión en la subestación OBC ante contingencia sencilla de cualquiera de los circuitos Chinú – OBC 110 kV. Por lo anterior sería necesaria la instalación de compensación capacitiva en el complejo petrolero.
- En la alternativa **iii)**, con la instalación de un transformador independiente en Chinú, no se observan violaciones por sobrecarga en este nuevo elemento, sin embargo, al igual que en la alternativa **ii)**, sería necesaria la instalación de compensación Capacitiva en la subestación OBC de tal manera que no se generen bajas tensiones ante contingencia.

- La alternativa **i)** presenta el mejor desempeño técnico, ya que se observan adecuados perfiles de tensión en el complejo petrolero, evitando además la instalación de compensación capacitiva a nivel de 110 kV. Adicionalmente, se utiliza óptimamente la infraestructura existente y futura, ya que el nuevo transformador Chinú 500/220 kV – 450 MVA podría alimentar sin ningún problema la nueva carga.

Para todas las alternativas estudiadas no se observan violaciones de tensión ante contingencias sencillas a nivel de 500 kV (Porce III – Cerromatoso, Primavera – Cerromatoso y Chinú - Cerromatoso). Lo anterior respetando el actual límite de importación al área Caribe.

El transportador ISA avaló la alternativa **iii)** (Gráfica 5-44), no obstante, la UPME recomienda a Ecopetrol estudiar la conveniencia de las alternativas **i)** y **ii)**. Si bien implicaría esperar hasta el año 2014 y 2013 para la incorporación de la demanda, las mismas permiten utilizar óptimamente la infraestructura existente y futura.



Gráfica 5-44 Conexión de la planta OBC. Alternativa iii

5.6.6.3 Sebastopol

Antecedentes:

- En mayo de 2011, ECOPEPETROL solicitó para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, la cual está asociada con labores de rebombeo de crudo. El proyecto está ubicado en el municipio de Cimitarra en el departamento de Santander.

- Actualmente esta carga es alimentada a nivel de 44 kV desde Malena y tiene un consumo aproximado de 7.5 MVA. Sin embargo, se espera una ampliación de capacidad, la cual implica una potencia máxima de 30 MVA.

Supuestos:

- Se consideró a partir del 2013 la nueva subestación Malena 230 kV.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se consideraron varios escenarios de despacho en el área Antioquia.

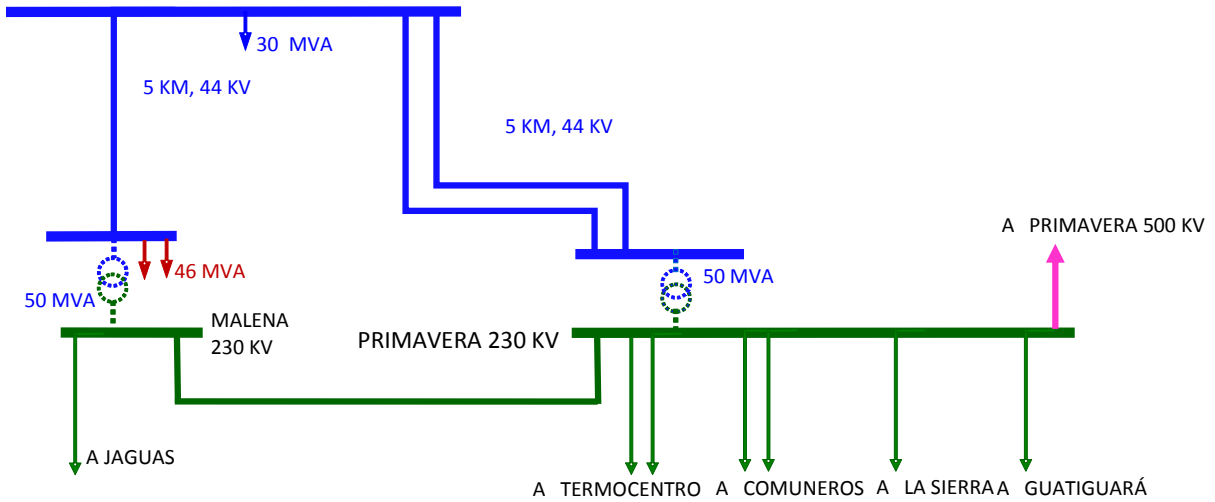
Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de esta nueva demanda son las siguientes: **i)** conexión de la carga a la subestación Primavera 230 kV; **ii)** nueva línea Sebastopol - Primavera 110 kV y nuevo transformador 230/110 kV – 50 MVA en esta última subestación; **iii)** conexión de la carga a la subestación Termocentro 230 KV; **iv)** nueva línea Sebastopol - Termocentro 110 kV y nuevo transformador 230/110 kV – 50 MVA en esta última subestación y **v)** doble circuito Sebastopol - Primavera 44 kV con transformación 230/44 kV – 50 MVA en esta última subestación.

Se realizó un análisis para cada una de las opciones, con el objetivo de seleccionar la mejor desde el punto de vista técnico. Al respecto cabe destacar el buen desempeño de aquellas alternativas que involucran activos a nivel de STN y STR.

Por otro lado, si bien la conexión a 44 kV representa para el nuevo usuario una mayor confiabilidad en virtud de los dos puntos de alimentación (Gráfica 5-45), bajo contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores, en especial el de Malena, se presentan violaciones. Bajo esta topología el transformador que queda en operación ve toda la carga del área, presentándose una sobrecarga inadmisibles en este elemento. Así mismo, se ocasionan bajas tensiones en la subestación Malena 44 kV. Por lo anterior sería necesario la instalación de compensación capacitiva a nivel de 44 kV y la ampliación de la capacidad de transformación STN/SDL en la zona. Otro aspecto que no es menor, es el incremento del nivel de cortocircuito en la subestación Malena 44 kV.

En relación al tratamiento de los nuevos activos, vale la pena mencionar que los elementos asociados a la conexión avalada por el transportador ISA, alternativa **v)**, podría implicar la alimentación en estado de contingencia de más de un usuario.

Por todo lo anterior la UPME se permite recomendar al promotor del proyecto, Ecopetrol, la ejecución de cualquiera de las alternativas que involucran activos a nivel de STN o STR.



Gráfica 5-45 Conexión de la carga Sebastopol. Alternativa v

5.6.6.4 Oleoducto Trasandino - OTA

Antecedentes:

- En abril de 2011, ECOPETROL solicitó para el año 2012 la conexión de nuevas demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, las cuales están asociadas al incremento del flujo de petróleo por el Oleoducto Trasandino. El proyecto está ubicado en los municipios de Puerres, Alisales y Páramo, en el departamento de Nariño, y en las localidades de Orito, Guamuéz y Churuyaco, en el departamento de Putumayo.
- El valor de estas demandas son: 18 MW en el departamento de Nariño y 61 MW en el departamento de Putumayo.

Supuestos:

- En el 2012, nuevo transformador 230/115 kV – 150 MVA en la subestación Jamondino.
- Se consideró a partir del 2013 las obras asociadas el proyecto Alférez, y a partir del 2014 la conexión de la planta de generación El Quimbo.
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Escenarios base de exportación al Ecuador con 250 MW.

- Se tuvieron en cuenta varios escenarios de despacho en el área Suroccidental.

Cargas en el departamento de Nariño

Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de estas nuevas demandas son las siguientes:

i) Conexión de la carga a la subestación Jamondino 230 kV a través de una línea de 35 Km; **ii)** nueva línea Jamondino - Alisales 115 kV de igual longitud; **iii)** nueva línea Paramo - Ipiales 115 kV de 27 Km; **iv)** nueva línea Alisales - Jamondino 115 kV con transformador independiente 230/115 kV – 25 MVA en esta última subestación y **v)** cuatro circuitos Alisales – Jamondino 34.5 kV con transformador independiente 230/34.5 kV – 25 MVA en esta última subestación.

En las alternativas **ii)** y **iii)**, si bien no se observan bajo condiciones normales de operación sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de la subestación Jamondino, en el corto plazo la contingencia de uno de ellos ocasionan violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. No obstante lo anterior, este comportamiento no es atribuible solamente a la entrada de las nuevas cargas.

Las alternativas **iv)** y **v)** presentan un desempeño similar. Si bien no se observan sobrecargas en el nuevo transformador de conexión, se presentan bajas tensiones en la subestación Páramo 34.5 kV. Esta violación se torna más crítica bajo un escenario de mínimo despacho en el suroccidente del país y la contingencia de la línea Betania/Quimbo – Jamondino 230 kV. En este sentido, sería necesaria la instalación de compensación capacitiva en el complejo petrolero.

Desde el punto de vista técnico, la alternativa a nivel de 230 kV presenta el mejor comportamiento, ya que ante los referenciados escenarios de despacho y demanda, no se observan violaciones de tensión.

Por todo lo anterior, la UPME recomienda al promotor del proyecto Ecopetrol, estudiar la posibilidad de acometer la alternativa **i)** o complementar la **iv)** (recomendada y avalada por el transportador ISA), con compensación capacitiva adicional a nivel de 34.5 kV.

Cargas en el departamento de Putumayo

Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de estas nuevas demandas son las siguientes:

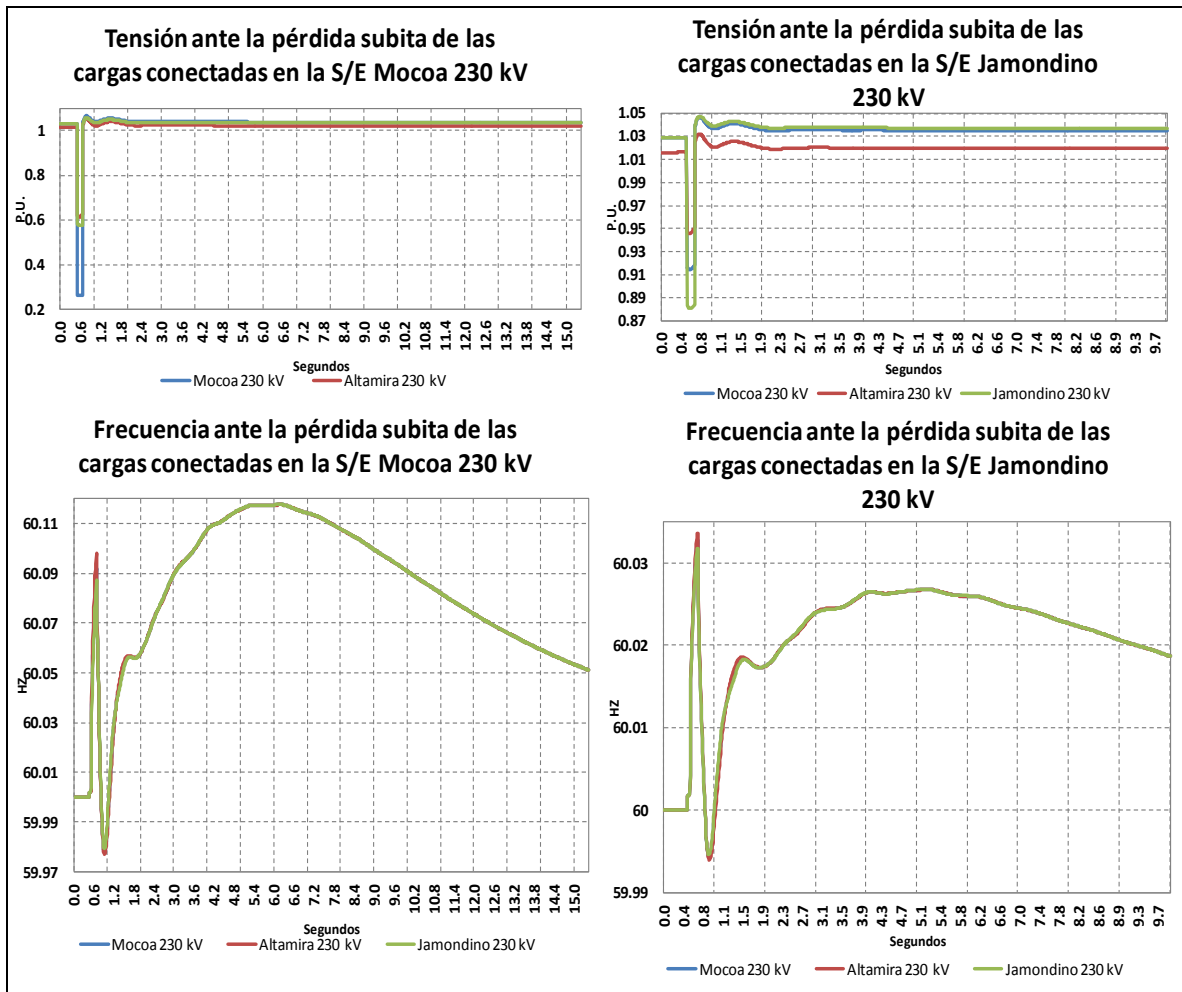
i) Conexión de la carga a la subestación Mocoa 230 kV a través de una línea de 66 Km; **ii)** nuevo corredor de línea Churuyaco - Orito - Mocoa 115 kV con transformador independiente en 230/115 kV – 90 MVA en esta última subestación; **iii)** nuevo corredor de línea Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV y **iv)** corredor de

línea Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV con compensación estática en la subestación Churuyaco (SVC).

Se descartaron varias alternativas en virtud a su comportamiento técnico. En la alternativa **ii)** se presentan violaciones de tensión bajo condiciones normales de operación. La conexión de la carga a la subestación Mocoa 230 kV al igual que su incorporación a través del corredor Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV, alternativas **i)** y **iii)**, presenta deficiencias técnicas, ya que se observan bajas tensiones en el área ante las contingencias sencillas Betania – Altamira 230 kV y Altamira – Mocoa 230 kV.

En este sentido, la adición de un SVC en la subestación Churuyaco permite mantener las tensiones en el área si se presentan las referenciadas contingencias a nivel de 230 kV.

Respecto al comportamiento transitorio, la Gráfica 5-46 presenta la tensión y la frecuencia en las subestaciones aledañas al proyecto cuando se pierden súbitamente las cargas. Lo anterior bajo máximo despacho en el área, un escenario de mínimo consumo y sin exportaciones al Ecuador. Vale la pena mencionar el comportamiento estable y amortiguado en las principales variables del sistema bajo los escenarios planteados. Es decir, no se observan sobretensiones y violaciones de frecuencia.



Gráfica 5-46 Comportamiento transitorio del sistema cuando se pierden súbitamente las cargas

La Gráfica 5-47 presenta las alternativas de conexión propuestas por Ecopetrol y avaladas por el transportador ISA.

6 RECOMENDACIONES DE TIPO NORMATIVO

7 ASPECTOS AMBIENTALES DEL PLAN

Introducción:

En este capítulo se describe la Evaluación Ambiental Estratégica al Modelo del Planeamiento Eléctrico, realizada entre el 2009 y 2011 con la participación de los agentes públicos y privados, que incluye el diagnóstico ambiental y la propuesta de acciones prioritarias para una mejor incorporación de la dimensión ambiental como parte de un Plan de Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica.

A continuación se presenta el análisis realizado a partir de las proyecciones de las emisiones de gases efecto invernadero GEI, de los escenarios de generación eléctrica, del impacto de la tecnología de generación en las proyecciones de emisiones y el costo asociado a dichas emisiones.

En el tercer y último aparte, se presenta la metodología seleccionada para el cálculo del factor de emisión de GEI del Sistema Interconectado Nacional, SIN, para el Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL, para el año 2009 y 2010, y su proyección respectiva según escenarios.

7.1 EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA, EAE, DEL PLANEAMIENTO ENERGETICO

7.1.1 Antecedentes

La EAE es un instrumento de apoyo para la incorporación de la dimensión ambiental en la toma de decisión estratégica, usualmente relacionada con políticas, planes y programas.

Los principales beneficios de una EAE están relacionados con: i) La incorporación de objetivos de sostenibilidad en los Políticas Planes y Programas PPP sectoriales; ii) La identificación en su origen de las causas de problemas ambientales; iii) La prevención de efectos acumulativos, sinérgicos, inducidos y globales; iv) La focalización de posteriores Estudios de Impacto Ambiental, EIA, de proyectos priorizando factores y temas relevantes; v) La facilidad de evaluación de alternativas a nivel de política; y vi) La participación pública, diálogo y transparencia de la decisión estratégica.

De los análisis y diagnósticos desarrollados durante la elaboración del Marco Ambiental de la EAE se concluyó que era necesario trabajar en la orientación de la política de la expansión del sistema eléctrico, por lo cual La EAE desarrollada se

orientó al modelo de planeamiento de la expansión del sistema eléctrico tal cual resulta de la acción del marco regulatorio del sector y no al Plan de Expansión propiamente dicho.

La EAE al Modelo de Planeamiento de la Expansión Eléctrica, se estableció como un procedimiento cuyo objetivo es ayudar a la incorporación de la dimensión ambiental y social estratégica de la planificación que realiza la UPME para la expansión del Sistema Interconectado Nacional.

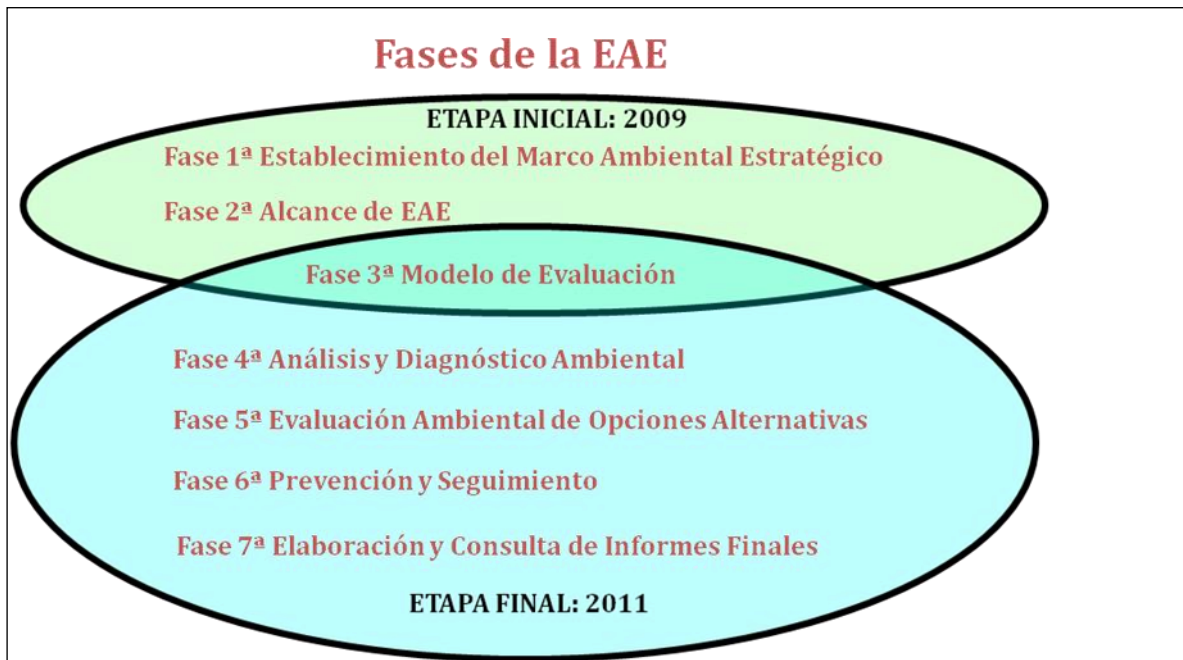
Este es la estructura implícita, derivada de la normativa de regulación del sector eléctrico, que determina las decisiones efectivas a través de las cuales se materializa la expansión del sistema de generación y transmisión de energía eléctrica en el país.

Lo anterior da lugar a una EAE singular que presenta unos objetivos específicos propios con contenidos y tareas especiales como: i) La Elaboración de un diagnóstico detallado de la dimensión ambiental estratégica identificada preliminarmente; ii) La Definición de objetivos para la mejor consideración de la dimensión ambiental y social en el modelo de planeamiento; y iii) La identificación de propuestas de mejora del modelo de planeamiento para la mejor consideración de la dimensión ambiental y social.

Esta mejora ambiental del modelo de planeamiento incluye propuestas de recomendaciones de modificación al modelo de planeamiento de la expansión del sistema eléctrico del país que le permitan una mejor consideración de su dimensión ambiental.

La EAE del Planeamiento se desarrolló en dos etapas que cubrieron las siete fases establecidas en el documento Guía Metodológica EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA del MAVDT con el apoyo del Gobierno Español y editada por la CEPAL¹⁴. Las fases llevadas a cabo para realizar la EAE del Plan fueron Gráfica 7-1:

¹⁴ Guía de evaluación ambiental estratégica Rodrigo Jiliberto Herrera Marcela Bonilla Madriñán - Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) consultar en http://www.eclac.org/publicaciones/xml/7/37977/Guia_EAE.pdf



Gráfica 7-1 Fases de la Evaluación Ambiental Estratégica y su desarrollo

Con base en este esquema se definen a continuación los elementos de diagnóstico ambiental estratégico del modelo de planeamiento y las estrategias propuestas en el Plan de Sostenibilidad ambiental de la expansión.

7.1.2 Diagnóstico

Los temas claves ambientales identificados como prioritarios en el modelo de planeamiento eléctrico fueron:

- **Necesidad de una política ambiental sectorial que incida en el modelo de expansión eléctrica**

La existencia de una política ambiental sectorial y de sostenibilidad supone una ventaja para la consideración de esas dimensiones en la toma de decisión estratégica del Plan. Una política de sostenibilidad sectorial razonada y validada como referente para el horizonte estratégico deseable del sistema, permitiría contrastar su evolución real en términos ambientales y de sostenibilidad.

De esta forma, las consideraciones ambientales, de salud humana, de usos eficiente de los recursos naturales o de sostenibilidad que debieran hacer parte de las determinantes del desarrollo del sector, de acuerdo con las declaraciones macro de política nacional y energética, podrían ser expresadas en nivel micro e integradas al modelo de optimización, mediante el cual se planifica la expansión del sector.

Por tanto, el único modo que tienen esos valores y criterios de condicionar efectivamente la toma de decisión sobre la expansión del sector es mediante el establecimiento de criterios estratégicos que condicionen ex ante la toma de decisión micro sobre la expansión del sector.

- **Falta de evaluación y valoración sistemática y validada de las opciones disponibles para ampliar la capacidad de generación.**

A pesar de que existe una cantidad importante de información sobre disponibilidad de recursos energéticos, el país no dispone de una evaluación y valoración sistemática y validada de las opciones disponibles para ampliar la capacidad de generación y transmisión de la energía eléctrica en el país. Esto resulta más llamativo en el caso de la hidroelectricidad, para la que se requiere de una evaluación integral de los recursos hídricos del país, de los cuales genera más del 70% de la energía.

En el actual esquema solo unas tecnologías como la hidroenergía son competitivas para la producción de electricidad pero a futuro se debe propender por permitir que otras tecnologías entren a formar parte de la matriz energética Colombiana dentro de un ambiente de complementariedad y competitividad, que amplíe sus aportes no solo en la producción de energía eléctrica sino para suministro de la energía térmica necesaria para el desarrollo del país.

El país dispone de un significativo potencial de recursos como viento, sol, geotermia, biomasa, entre otros, que posibilitan instalar energías no convencionales y de carbono neutro, que no están siendo considerados de manera sistemática como opciones de futuro, sin embargo, se resalta que hay estudios y avances puntuales en marcha para varias de estas opciones energéticas.

- **Baja incorporación de otros criterios diferentes a los del mercado, en el modelo de planeamiento de la generación y transmisión eléctrica.**

El modelo de planeamiento de la generación y transmisión eléctrica materializado en el PERGT, es una consecuencia lógica del modelo de regulación del sector eléctrico en el país, en la medida que deja básicamente en manos del mercado las decisiones de inversión y producción, sobre la base de una regulación pública que asegura el mayor grado posible de transparencia asegurando la persistencia de un incentivo económico hacia la eficiencia por parte de los operadores. En este contexto el criterio exclusivo para determinar las opciones de inversión en la expansión del sistema es el costo marginal de la generación, como lo es también para determinar las opciones de la producción.

El modelo de planeación, por su configuración técnica (optimización mono objetivo-microeconómica), genera un sesgo sistemático en la elección de las opciones de expansión de la oferta energética, pues no puede internalizar en sus cálculos los costes ambientales, sociales y territoriales de cada una de ellas.

El modelo de planeamiento debe fortalecer la incorporación de consideraciones de eficiencia del propio sistema que no puedan traducirse en valores monetarios, como por ejemplo, su vulnerabilidad del sistema ante situaciones de crisis, lo que conduce a una matriz energética no óptima ante una evaluación multi-objetivo; así como garantizar por ejemplo, un uso óptimo de los recursos hidráulicos de las cuencas, cuando compiten varias alternativas de generación, que deben diseñarse de manera integral.

Desde un punto de vista ambiental el principal sesgo que genera el modelo de planeamiento es la no consideración sistemática de opciones de expansión del sector que sean más amigables con el medio ambiente, y que considere la gestión integral de las cuencas, los ecosistemas estratégicos para el país, las energías renovables en toda su diversidad, la eficiencia energética, la priorización del usos de las capacidades instaladas versus nuevas capacidades, entre otros.

Pese a lo anterior, en cuanto al establecimiento de los recursos hidroenergéticos, se han realizado esfuerzos que han aportado bases para conocer e intentar determinar los proyectos más susceptibles de desarrollar. El más importante es el Estudio del Sector de Energía Eléctrica¹⁵ (ESSE) que elaboró un Inventario de Recursos Hidroeléctricos de Colombia (IRH) para centrales de capacidad mayor a 100MW, a mediados de los años 70s, su alcance llevo a cada proyecto a proveer información general de las estructuras hidráulicas y los equipos electromecánicos requeridos. La UPME realizó una primera aproximación entre el 2009 y el 2010, teniendo en cuenta además de otros estudios del sector, la base de datos de proyectos registrados ante UPME y a partir de allí estimó, que el país dispone de un potencial para proyectos de generación hidroeléctrica con capacidad mayor a 100MW que es superior a los 93.000 MW¹⁶. Excluyendo algunos proyectos identificados que son menos de 100 MW y algunos ya en operación, el potencial se estimó en cerca de **81000MW**.

Posteriormente se realizó el cruce considerando que existen áreas de parques naturales nacionales¹⁷, áreas que en principio no deben intervenir y áreas protegidas¹⁸, áreas donde por razones de conservación o mantenimiento de algunos ecosistemas considerados estratégicos no estarían en principio disponibles para la realización de actividades económicas, el potencial estimado se reduce a cerca de **50000MW**.

Sin embargo, debido al desarrollo del país, a cambios en la tecnología hidroeléctrica, a variaciones en las condiciones de hidrología, a cambios mayores en normatividad ambiental, a la construcción de varios de los proyectos

¹⁵ Realizado para DNP en 1979

¹⁶ El ESEE en su momento no identifico proyectos significativos como Guamues I y II que llevarían el potencial a cerca de **96000MW**

¹⁷ No se incluyen nuevas áreas de parque declaradas desde el 2001.

¹⁸ Fuente IGAC, 1987 se refiere entre otras a áreas con especies endémicas áreas de reserva forestal, etc.

identificados en ese inventario y considerando que el recurso hídrico es un recurso estratégico, que debe desarrollarse lo mejor posible para atender las necesidades futuras del país, se hace necesario actualizar este inventario.

Desde el punto de vista de la actividad de transmisión, se ha identificado entre otros, la necesidad de definir criterios e información asociada para tomar una mejor decisión, relacionados con:

- La localización de subestaciones de llegada y salidas de los proyectos y de cruce de líneas en zonas urbanas destinadas previamente en los POT a usos con fines de expansión urbana y parques industriales. Hay casos actuales de conflicto con los entes municipales (planeación, curadurías, servicios públicos, vivienda) y con comunidades que se asientan en torno a los corredores actuales de las redes y en muchos casos invaden la servidumbre aledaña a las subestaciones, que ameritan una revisión antes de abrir nuevas convocatorias.
 - Presencia de Áreas Protegidas legalmente establecidas, de orden nacional, regional y municipal, derivadas de la Ley 1228 de 2008 que amplía las servidumbres de los proyectos viales que se cruzan con corredores actuales y potenciales de líneas de transmisión.
 - Concesiones mineras en trámite o registradas que se cruzan con corredores potenciales de líneas de transmisión, implicando un proceso difícil de gestión de predios.
- **Vacíos ambientales pese a la actual estructura legal ambiental diversificada y amplia**

El sector dispone de una estructura legal diversificada y amplia para considerar la variable ambiental en el marco de las actividades del sector a escala de proyectos. No obstante hay vacíos en algunas áreas como en el de la gestión del agua, participación ciudadana, pasivos ambientales, biocombustibles, o bien incertidumbre o solapamientos en concesiones, dificultad para contar desarrollos normativos que aseguren instrumentos de planeamiento adecuados y coordinados.

Por otro lado, el desarrollo de la legislación ambiental se ha hecho más complejo y supone un mayor esfuerzo que requiere del establecimiento de mecanismos de cooperación para minimizar la afección de su competitividad.

Evolución del proceso de licenciamiento y estado actual del procedimiento.

En el proceso de licenciamiento, se han encontrado dificultades por los tiempos en la gestión de licencia en zonas de mucha conflictividad social, demoras en la evaluación de información de los términos y estudios por parte de MAVDT

Los proyectos energéticos suponen efectos sociales, étnicos y culturales.

Los proyectos energéticos tienen en general una envergadura muy significativa, y se dan en contextos geográficos y sociales aislados, donde generan efectos sociales, étnicos y culturales significativos. Éstos en general debieran ser gestionados a través de los estudios de impacto ambiental y los planes de manejo, no obstante, no siempre son los suficientemente eficaces como para mitigarlos.

Por razones similares, los proyectos energéticos tienen un efecto muy significativo en los procesos de desarrollo local, sin que las actuales herramientas de gestión puedan dar cuenta adecuadamente de esta situación.

En la actividad de transmisión se han encontrado entre otras dificultades, las relacionadas con: i) Localización de Subestaciones y cruce de líneas en territorios étnicos, lo que implica una alta complejidad en la gestión social del proyecto con las comunidades intervenidas; y ii) Restricciones por sitios de servidumbre con dificultad en la negociación y altos costos de la tierra o negativa a negociar; y iii) Impacto sobre el Paisaje generado por las líneas de transmisión, lo que se convierte en un factor crítico para la concertación del proyecto con las comunidades de influencia.

- **Carencia de instancias de coordinación para la toma de decisión estratégica.**

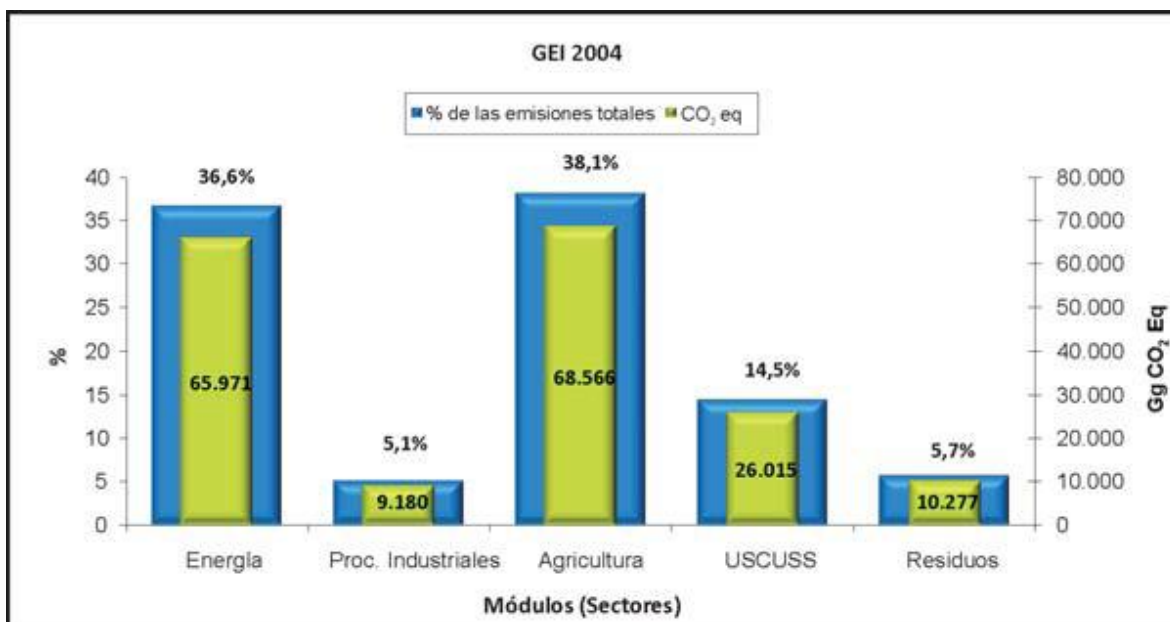
Como resultado del modelo de planeamiento de la expansión del sector, el país carece de instancias de coordinación para la toma de decisión estratégica entre los actores claves en el proceso: MINMINAS, UPME, CREG, ECOPEPETROL, Generadores, Corporaciones Autónomas Regionales, Gobiernos Departamentales, y el MAVDT, entre otros. Y esto básicamente porque no hay decisión estratégica, y el modelo está fundado en un supuesto automatismo de mercado. En ocasiones estas instancias existen, pero dada su poca relevancia, o ausencia de voluntad de ponerlas a funcionar, resultan poco operativas.

El modelo de planeamiento genera una falta de coordinación estructural entre el planeamiento del territorio y de cuenca con la planificación energética, pues los primeros no aparecen en ningún momento como un elemento relevante en la toma de decisiones de expansión energética y en la medida que la planificación energética carece de instancias de reflexión estratégica.

Por otro lado, la regulación y operatividad del manejo del cargo por confiabilidad está en manos de la CREG, no obstante las competencias en planeación indicativa están en la UPME y eventualmente sus políticas pueden no estar en sintonía.

- El sistema tiene unos niveles de emisión de GEI bajos, pero hay riesgos.

Colombia presenta unos niveles de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) bajos. De acuerdo a la SEGUNDA COMUNICACIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO¹⁹ en el inventario estimado para el año 2004, Colombia aporta el 0,37% (0,18 Gigatoneladas) del total emitido en el mundo (49 Gigatoneladas). De este aporte para el año 2004, el modulo de energía era responsable del 36%, de los cuales la categoría de consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es responsable del 8.5% del total como se ve en la Gráfica 7-2



Fuente: IDEAM²⁰

Gráfica 7-2 Participación de cada módulo (sector) y emisión total de GEI año 2004

La posibilidad de incrementar la producción de energía eléctrica en base a carbón debe ser cuidadosamente considerada en las decisiones estratégicas futuras. El tema de cambio climático representa amenazas y oportunidades, porque en el tema de mitigación existe la posibilidad de mayores exigencias y restricciones al desarrollo térmico (carbón, gas) y de grandes hidroeléctricas (metano) como consecuencia de políticas ambientales mundiales o convenios internacionales o nacionales.

A su vez, también el cambio climático puede alterar el régimen hidrológico del país, modificando la dinámica de disponibilidad y uso del agua para generación y otros usos, generando conflictos durante escasez o ampliando los períodos de

¹⁹ Segunda Comunicación Nacional Ante La Convención Marco de Las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático IDEAM Bogotá, D.C., Junio de 2010 consultar en <https://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/Bvirtual/021658/021658.htm>

²⁰ *Ibidem* 2

sequía e inundaciones. En este último caso el tema de adaptación se podrá ver en la encrucijada de buscar alternativas de generación que garanticen firmeza como son los grandes embalses y la generación térmica.

El IDEAM con la participación de diferentes entidades y actores relacionados con la adaptación, desarrolló una metodología para estimación de una evaluación integral y unificada de la vulnerabilidad, que permite comparar y valorar los resultados de los diferentes sectores, ecosistemas e instituciones ante el cambio climático, La metodología si bien se basó en la estructura y definiciones del IPCC, se integra dentro de la estructura y gestión del riesgo, basado en la siguiente relación:

Riesgo = [Amenaza (Probabilidad de ocurrencia del evento climático Adverso)] * [Vulnerabilidad]

Es decir, la probabilidad de ocurrencia (amenaza) del evento adverso, operada en forma multiplicativa por las pérdidas (impacto) o vulnerabilidad, determina el riesgo de pérdida de bienes, servicios o funcionalidad.

La vulnerabilidad se considera a partir de los impactos residuales del cambio climático, después de considerar la capacidad de adaptación. La forma adoptada en la presente metodología se basa en la siguiente expresión:

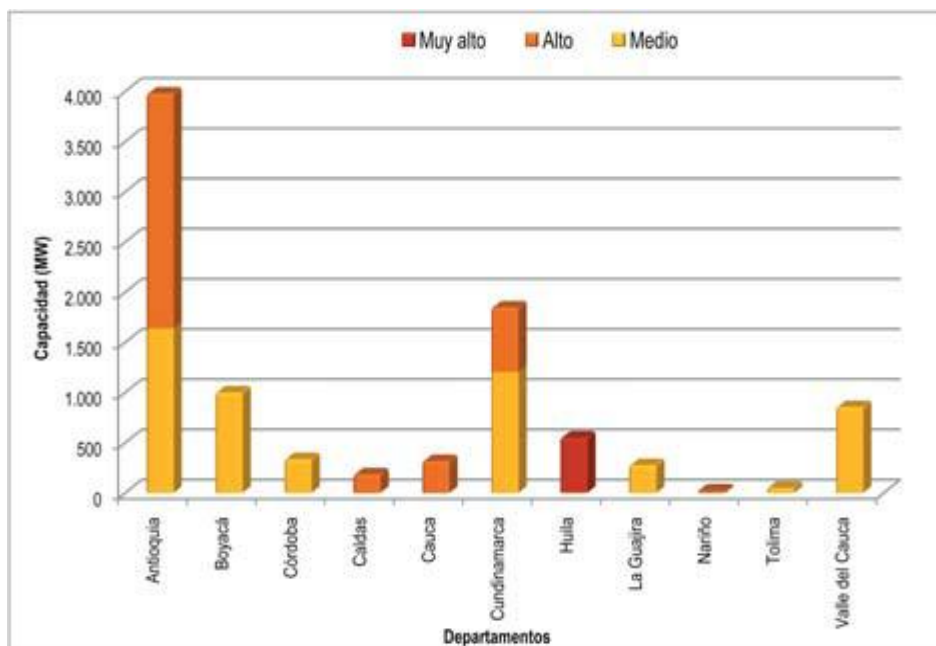
Vulnerabilidad = [Impactos Potenciales Climáticos negativos] – [(Impactos Pot. negativos) * Capacidad de Adaptación]

La metodología utilizada para la evaluación de la vulnerabilidad permite identificar regiones, coberturas y/o sectores más vulnerables y, o zonas críticas, previa la obtención de los resultados intermedios. Esto con el fin de servir de soporte para el diseño y la evaluación de políticas de adaptación, con la posibilidad de incluir criterios de manejo que permitan reducir la vulnerabilidad.

Según los resultados del capítulo de análisis de vulnerabilidad de la Segunda Comunicación citada, de los ensambles multimodales, de la información allegada por la UPME y del cruce con los productos obtenidos por el IDEAM; en la infraestructura para generación hidroeléctrica se presentarían los siguientes impactos potenciales:

Áreas con infraestructura para generación hidroeléctrica

- Se destaca el alto (37%) y muy alto impacto (6%) que se podría llegar a tener en la capacidad de generación hidroeléctrica (efectiva neta para el periodo 2011 a 2040) en los departamentos de Antioquia, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Huila y Nariño, lo cual de manera relativa, alcanzaría alrededor del 43% sobre el total existente, tal como se ve en la Gráfica 7-3.



Fuente: IDEAM²¹

Gráfica 7-3 Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica 2011 a 2040

- De la capacidad proyectada (energía media), la cual refleja en parte la mayor capacidad de generación que se podría tener al futuro (2011 a 2040) con alto y muy alto impacto; se destacan los departamentos de Antioquia (10%), Santander (9%), Tolima (6%), Huila (5%) y Cundinamarca (5%). Tal identificación se debe tomar de forma relativa con respecto a los proyectos ubicados en otros departamentos.
- Al acumular los impactos, alto y muy alto, en la capacidad de generación que se podrían presentar en la totalidad de los proyectos para el futuro, se encuentra una cifra similar (43%) a la encontrada en los proyectos que actualmente se encuentran en operación, para el periodo 2011 a 2040.

Considerando el diagnóstico anterior, la EAE debe proponer una mejora ambiental del modelo de planeamiento de la expansión del sistema eléctrico del país.

7.1.3 Objetivo general de la mejora ambiental del modelo de planeamiento

7.1.3.1 Objetivo general

²¹ Ibídem 2

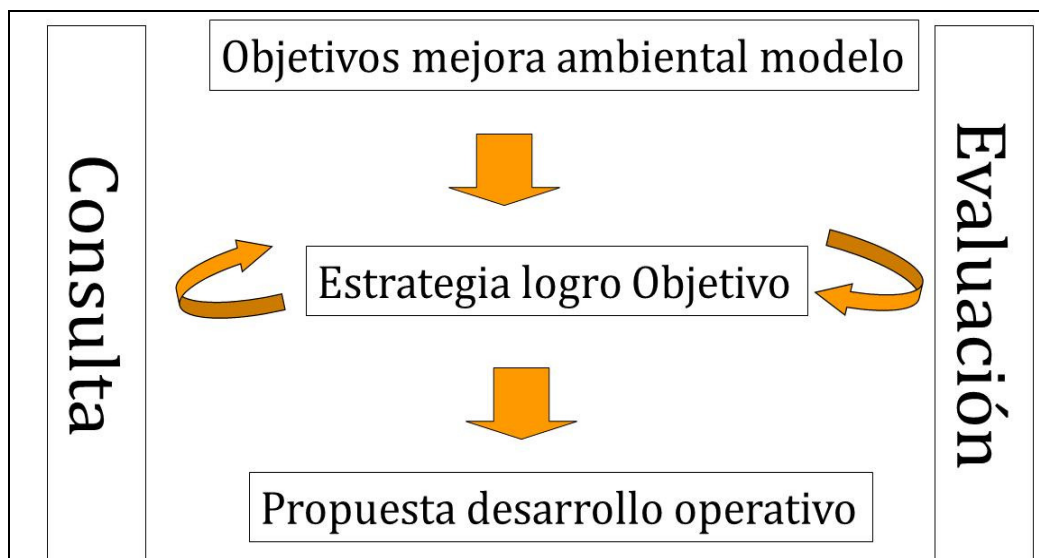
Que el modelo de planeamiento disponga de mayores capacidades para la consecución de los objetivos ambientales de la política establecida para la expansión del sistema eléctrico del país.

7.1.3.2 Objetivos específicos

- Que el modelo de planeamiento incorpore en el corto plazo y de forma permanente una evaluación de las opciones disponibles para la expansión del sistema eléctrico del país, incluidas aquellas ambientalmente amigables.
- Que el modelo de planeamiento sea capaz de incorporar en el mediano plazo criterios ambientales, sociales, étnicos, culturales y territoriales en la toma de decisión sobre la generación y transmisión, así como indicadores de seguimiento del desempeño sectorial en estos aspectos.
- Que el modelo de planeamiento incorpore en el corto plazo criterios detallados asociados a la gestión eficiente de cuenca hidrográfica en las decisiones relativas a opciones de hidroelectricidad.
- Que el modelo de planeamiento posibilite en el corto plazo la coordinación institucional en su toma de decisión.
- El proceso de elaboración de una propuesta de mejora ambiental del modelo de planeamiento, finalizó en una propuesta estructurada en torno a un Plan de Sostenibilidad de la Expansión Eléctrica (PLASAE).

7.1.4 Plan de Sostenibilidad Ambiental de la Expansión Eléctrica

A partir de la identificación de los temas claves del diagnóstico se deriva la necesidad de incorporar mejoras al modelo de planeamiento expansión del sistema eléctrico del país, las que se estructuran en el PLASAE.



Gráfica 7-4 Etapas en la elaboración del PLASAE

La elaboración del PLASAE tuvo tres etapas bien diferenciadas. Una, la definición de los objetivos del PLASAE, o de mejora ambiental del modelo de planeamiento. Dos, la definición de la estrategia para la consecución de esos objetivos. Y tres el desarrollo operativo de la estrategia escogida como se ve en la Gráfica 7-4 de este ejercicio se han identificado cuatro líneas específicas.

Las 4 líneas estratégicas específicas son:

1. *Fortalecimiento de la planificación sectorial* – Focalizada en el fortalecimiento de las capacidades de las instancias de planificación indicativa de entregar señales y orientaciones estratégicas sostenibles para la expansión eléctrica.
2. *Fortalecimiento de la incorporación de criterios ambientales estratégicos a nivel de proyecto* – Focalizada en mejorar la incorporación de criterios ambientales y de sostenibilidad estratégicos en momentos tempranos del diseño de proyectos de generación y en introducir criterios ambientales estratégicos en proyectos de transmisión.
3. *Fortalecimiento de la incorporación de criterios de sostenibilidad a la expansión de la hidroelectricidad* - Focalizada en proveer instrumentos tempranos de evaluación de los riesgos implícitos en la ampliación de la generación de la hidroelectricidad a escala de cuenca hidrográfica, y en las fases tempranas de diseño de los proyectos de generación hidroeléctrica. Así mismo, en coordinar los procesos de licenciamiento ambiental de proyectos hidroeléctricos con las evaluaciones de riesgo de sostenibilidad a nivel de cuenca.

4. Fortalecimiento de la coordinación y el alineamiento institucional - Focalizada en lograr un mayor alineamiento entre las actividades de las entidades públicas con injerencia en el sector.

La Tabla 7-1 sintetiza, las acciones prioritarias por línea estratégica:

| Línea estratégica | Acción | Actividades | Resultados |
|---|--|--|--|
| 1. Fortalecimiento de planificación sectorial | 1.1. Desarrollo de Escenarios integrados: | <ul style="list-style-type: none"> Diseñar o ajustar los modelos o estrategias que permita la incorporación sistemática, detallada y consistente de todas las alternativas de generación, de las metas de eficiencia energética y su impacto en las proyecciones de demanda, de las alternativas de ER y de las variables de la sostenibilidad, ambientales, sociales y territoriales. | <ul style="list-style-type: none"> Modelos y Estrategias de planificación energética integrada, rediseñados o actualizados. |
| | Puesta en marcha de un programa sistemático de formulación de escenarios integrados (multitecnologías y multicriterios) para la generación de energía eléctrica en Colombia. | | <ul style="list-style-type: none"> Escenarios integrados generados. |
| | 1.2. Desarrollo de Informe Ambiental Sectorial basado en Indicadores (IASBI) Actividad periódica de generación de un informe de seguimiento de la sostenibilidad sectorial basado en un conjunto preseleccionado de | <ul style="list-style-type: none"> Elaborar el estudio para el diseño y desarrollo del IASBI. | <ul style="list-style-type: none"> Informe IASBI sobre fortalezas y debilidades de sostenibilidad del sector y sobre el cumplimiento de sus objetivos de sostenibilidad; elaborado. |
| 2. Fortalecer incorporación criterios ambientales estratégicos a nivel proyecto | 2.1. Incorporación criterios ambientales estratégicos al registro de proyectos hidroeléctricos y térmicos de UPME. | <ul style="list-style-type: none"> Elaborar propuesta de modificación de la Resolución de Registro de Proyectos UPME, para incorporar información estratégica de sostenibilidad en fases tempranas del desarrollo de proyectos hidroeléctricos. | <ul style="list-style-type: none"> Propuesta modificación de Resolución para Registro de proyectos ante la UPME, elaborada. |
| | Asegurar que a escala de proyecto se incorporan criterios ambientales estratégicos en fases tempranas de desarrollo de proyectos. | | <ul style="list-style-type: none"> Resolución para Registro de Proyecto socializada y aprobada. |
| | 2.2. Incorporación de consideraciones energéticas estratégicas en el actual proceso de licenciamiento ambiental. | <ul style="list-style-type: none"> Elaborar metodología para la emisión del concepto de potencial hídrico con fines eléctricos por parte de la Elaborar propuesta que permita mejorar la incorporación de criterios e información ambiental a escala de proyecto como elementos estratégicos en las fases tempranas de su desarrollo. | <ul style="list-style-type: none"> Concepto sobre potencial hidroeléctrico para al Autoridad Ambiental Competente, elaborado y |
| | 2.3. Incorporación de criterios ambientales estratégicos a proyectos de transmisión. | | <ul style="list-style-type: none"> Estudio para definición de incorporación de criterios e información ambiental estratégica a proceso de adjudicación en transmisión, elaborado. |
| | Asegurar que a escala de proyecto se incorporan criterios ambientales estratégicos en fases tempranas de su desarrollo | <ul style="list-style-type: none"> Diseñar, ajustar y articular los instrumentos que desde el punto de vista ambiental y de ordenamiento territorial inciden en el diseño y desarrollo de subestaciones de llegada y salidas de los proyectos y de cruce de líneas en zonas urbanas permitidas en los POTs. Definir estrategias y herramientas para mejorar procesos de concertación con las comunidades para la localización de Subestaciones y cruce de líneas en territorios étnicos. | <ul style="list-style-type: none"> Instrumentos y estrategias ambientales y de Ordenamiento territorial diseñados y articulados. |

| Línea Estratégica | Acción | Actividades | Resultados |
|---|---|--|--|
| 3. Incorporación de criterios de sostenibilidad a expansión hidroelectricidad | 3.1. Pacto por Sostenibilidad de energía Hidroeléctrica | <ul style="list-style-type: none"> Elaborar la propuesta del Pacto de Sostenibilidad para energía hidroeléctrica y desarrollo del instrumento de evaluación. | <ul style="list-style-type: none"> Pacto por Sostenibilidad de energía Hidroeléctrica y su instrumento de evaluación, diseñado. |
| | Desarrollar el instrumental de evaluación y planificación integrada. | | |
| | 3.2. Programa evaluación riesgo de sostenibilidad de expansión hidroelectricidad en cuencas prioritarias. | <ul style="list-style-type: none"> Establecer un programa de trabajo que permita de manera sistemática realizar la evaluación de riesgo para la sostenibilidad (ERS) de las decisiones de desarrollo hidroeléctrico en cuencas hidrográficas, estableciendo los fundamentos, criterios y métodos necesarios para identificarlos, evaluarlos y gestionarlos adecuadamente. | <ul style="list-style-type: none"> Estudio para el desarrollo del programa de ERS de cuenca, desarrollado. |
| | Desarrollar una herramienta básica para asegurar la coherencia integral (ambiental, social, territorial, sectorial) de la expansión de la hidroelectricidad por cuenca hidrográfica. | | <ul style="list-style-type: none"> Documento de Evaluación de riesgo para la sostenibilidad (ERS) en cuencas establecidas. |
| 4. Fortalecimiento de coordinación y alineamiento institucional para sostenibilidad sectorial | 4.1. Modelo integrado para generación y uso de la información para planificación de generación y transmisión eléctrica | <ul style="list-style-type: none"> Generar un sistema de información que sirva para los procesos de planificación de la generación y transmisión eléctrica en Colombia integrado a la UPME y relacionado con otros sistemas de información pertinentes. | <ul style="list-style-type: none"> Estudio para diseño sistema de información para la planificación integral energética, realizado. Modelo integrado para la generación de información, en marcha. |
| | Institucionalizar la generación y uso de información para usos de planificación eléctrica. | | |
| | 4.2. Seguimiento del uso de recursos sectoriales | <ul style="list-style-type: none"> Definir los esquemas que permitan el alineamiento en la inversión frente al manejo y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales para incrementar la coherencia en el uso de los recursos sectoriales. | <ul style="list-style-type: none"> Estudio propuesta del sistema de seguimiento y evaluación de impacto de uso de los recursos. |
| | Establecer escenarios de mejora en la inversión de los recursos de transferencia del sector eléctrico, alineado con las necesidades del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales. | | |

Tabla 7-1 Acciones prioritarias por línea estratégica

7.2 ESCENARIOS BASE DE GENERACIÓN Y EMISIONES ASOCIADAS

7.2.1 Emisiones equivalentes de CO2 por Escenarios

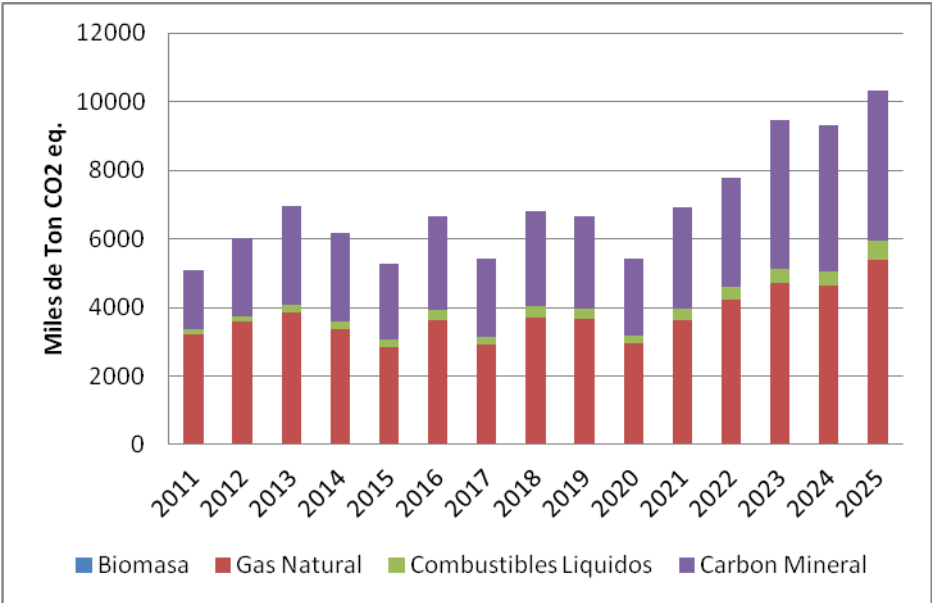
De acuerdo con el escenario base de expansión en generación, se calculan las emisiones de CO2, teniendo en cuenta los consumos de combustibles fósiles en BTU para este escenario.

La carga de emisiones de CO2 equivalente, generada por la utilización de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica fue calculada empleando los datos reportados por FECOC Factores de Emisión para los Combustibles Colombianos²².

En la Gráfica 7-5 se muestran las toneladas equivalentes de CO2 del escenario base de generación.

²² FACTORES DE EMISIÓN DE LOS COMBUSTIBLES COLOMBIANOS – ACCEFYN Bogotá, Julio 2003. <http://www.siame.gov.co/Portals/0/FECOCupme.xls>

Los escenarios referidos son el escenario base de generación y uno alternativo con la participación de fuentes energéticas no convencionales desarrollado para el estudio Formulación de un Plan de Desarrollo para Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE)²³.



Gráfica 7-5 Emisiones CO2 equivalente Escenario Básico de Generación PERGT 2010-2024²⁴

7.2.2 Costo de emisiones de CO2

En la Tabla 7-2 se detalla el costo anual estimado para las emisiones de CO2 debido a la generación de energía eléctrica con los combustibles considerados. El costo total anual para el período 2011-2025 de estas emisiones se calcula según datos del consumo de combustibles para generación y FECOC.

²³ FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE). En http://www.upme.gov.co/Sigic/Sigic_001.htm

²⁴ Plan de Expansión de Referencia de Generación y Trasmisión 2010-2040 http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf.

| Año | kTon de CO2 Eq. | US \$ |
|------|-----------------|---------------|
| 2011 | 5 101 | \$76 518 000 |
| 2012 | 6 007 | \$90 100 500 |
| 2013 | 6 940 | \$104 106 000 |
| 2014 | 6 164 | \$92 461 500 |
| 2015 | 5 290 | \$79 344 000 |
| 2016 | 6 658 | \$99 876 000 |
| 2017 | 5 404 | \$81 064 500 |
| 2018 | 6 790 | \$101 850 000 |
| 2019 | 6 661 | \$99 913 500 |
| 2020 | 5 418 | \$81 274 500 |
| 2021 | 6 909 | \$103 629 000 |
| 2022 | 7 761 | \$116 421 000 |
| 2023 | 9 465 | \$141 967 500 |
| 2024 | 9 319 | \$139 789 500 |
| 2025 | 10 316 | \$154 737 000 |

Tabla 7-2 Costo Emisiones CO2 equivalente

7.3 FACTOR DE EMISIÓN DEL SIN 2009-2010.

La consultoría en desarrollo contratada por el BID, denominada “ASISTENCIA TECNICA A LA UPME PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE COLOMBIA”, esta orientada a la ilustración de las metodologías de cálculo y las opciones disponibles para la estimación del Factor de Emisión de CO2 eq. del Sistema Interconectado Nacional.

El objeto de la consultoría es el calcular y documentar el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional de Colombia empleando el método y alternativa de cálculo que haya sido seleccionado por los entes gubernamentales con injerencia en el tema, tras el análisis de las diferentes opciones propuestas por el “Tool to calculate the emission factor for an electricity system²⁵” y que resulten ser las más adecuadas para el contexto colombiano teniendo en cuenta las características del sector eléctrico, la disponibilidad de información, los costos y capacidad asociados a cada opción de cálculo, entre otros.

El factor de emisión del SIN muestra la cantidad de emisiones de CO2 que se generan por cada MWh de electricidad que es producido para la Red (Sistema Interconectado Nacional).

²⁵ UNFCCC Tool to calculate the emission factor for an electricity system (Version 02.2.1)

Con este factor se busca determinar las emisiones de la energía que es desplazada del Sistema Interconectado Nacional.

El factor de emisiones así calculado puede ser utilizado por proyectos:

- De generación de energía a partir de fuentes renovables conectados al Sistema Interconectado Nacional SIN;
- Que reduzcan el consumo de electricidad del Sistema Interconectado Nacional SIN;
- Que consuman energía eléctrica en el SIN.
- En asocio con la metodologías MDL aplicables (ej. ACM0002/Version 06 – “Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”).

El uso de un factor de emisión nacional tiene las siguientes ventajas:

- Se simplifican los procesos de gestión documental y de información.
- Se reduce el tiempo de formulación de proyectos bajo el MDL.
- Mitiga el riesgo por el uso de la información.
- Estandarización de información (aproximación conservadora y transparente).
- Reducción en los costos de transacción dentro del MDL.

7.3.1 Metodología para el cálculo del factor

Considerando las condiciones del “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, se tiene:

La herramienta metodológica determina el factor de emisión de CO₂ calculando el margen combinado –CM por sus siglas en ingles- el cual es el resultado de una media ponderada de dos factores de emisión pertenecientes a un sistema eléctrico (Tabla 7-3): el margen de operación –OM por sus siglas en ingles- y el margen de construcción –BM por sus siglas en ingles-.

| Parámetro | Unidades | Descripción |
|------------------|-----------------------|--|
| $EF_{grid,CM,y}$ | tCO ₂ /MWh | Factor de emisión de CO ₂ del margen combinado para el sistema eléctrico de un proyecto en el año y. |
| $EF_{grid,BM,y}$ | tCO ₂ /MWh | Factor de emisión de CO ₂ del margen de construcción para el sistema eléctrico de un proyecto en el año y |
| $EF_{grid,OM,y}$ | tCO ₂ /MWh | Factor de emisión de CO ₂ del margen de operación para el sistema eléctrico de un proyecto en el año y |

Tabla 7-3 Parámetros de cálculo

La metodología aplicada considera seis pasos:

Paso 1: Identificar el sistema eléctrico relevante.

Es definido por la extensión espacial de las plantas de energía que están físicamente conectadas a través de líneas de transmisión y distribución.

- Sistema Eléctrico Nacional Gráfica 7-6



Gráfica 7-6 Sistema Interconectado nacional SIN

Paso 2: Establecer si se incluyen las plantas de generación que no están conectadas a la red (opcional).

Criterios para la inclusión:

Consiste en decidir si se incluye o no las plantas que están por fuera de la red, por lo tanto se tienen dos opciones:

Opción 1: Solo se tienen en cuenta las plantas que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional, el procedimiento que se sigue corresponde al de versiones anteriores de la metodología

Opción 2: Se tienen en cuenta tanto las plantas que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional como las plantas de las zonas no interconectadas, permite la inclusión de la generación de energía eléctrica de las zonas no interconectadas en el factor de emisión del sistema interconectado.

Paso 3: Seleccionar el método para determinar el margen de operación O.M.

El cálculo del factor de emisión OM se basa en algunos de los siguientes métodos:

- a) Simple: El Método Simple OM puede ser usado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas low-cost/must run²⁶ constituye menos del 50% del total de la generación en la red en: El promedio de los cinco años más recientes, o Basado sobre promedios de largo plazo para producción hidroeléctrica.

Para el caso colombiano, el promedio de energía hidroeléctrica generada para el Sistema Interconectado Nacional fue superior al 70% por lo tanto este método no puede ser aplicado.

- b) Simple ajustado
- c) Análisis de datos de despacho: El análisis de despacho OM no puede ser usado si las plantas fuera de la red son incluidas en el sistema eléctrico del proyecto.
- d) Promedio.

Para el método OM Simple, OM Simple Ajustado y OM Promedio, el factor de emisión puede ser calculado usando cualquiera de las dos opciones:

Opción Ex – Ante: se hace un promedio de la generación de energía eléctrica para los 3 años anteriores.

Opción Ex – Post: se hace el análisis para el año en que el proyecto desplaza electricidad pero se requiere que el factor de emisión sea actualizado anualmente.

Para el método por Análisis de Datos del Despacho OM, se debe actualizar el factor de emisión anualmente durante el monitoreo.

²⁶ Las plantas low-cost/must-run son definidas como plantas de generación con bajos costos de generación marginal o plantas de generación que son despachadas independientemente de la carga diaria o estacional de la red. Típicamente se incluyen plantas hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, de biomasa de bajo costo.

Paso 4: Calcular el factor de emisión del margen de operación OM de acuerdo al método seleccionado.

El FE del OM por el método simple es calculado como el promedio ponderado de la generación de las emisiones de CO₂ por unidad neta de generación de electricidad (tCO₂/MWh) de todas las plantas de energía que operan en el sistema sin incluir las unidades/plantas de generación low-cost/must-run.

El simple ajustado OM es una variación del método OM Simple, donde las unidades/plantas de generación de energía eléctrica (incluyendo importaciones) son separadas en plantas low-cost/must-run y las plantas restantes.

El análisis de despacho se determina con base en las unidades de generación que actualmente son despachadas en el margen durante cada hora h donde el proyecto está desplazando electricidad de la red.

El promedio OM es calculado como la tasa de emisión promedio de todas las plantas sirviendo a la red, incluyendo las plantas de generación low-cost/must-run.

Paso 5: Calcular el factor de emisión del margen de construcción.

El conjunto de máquinas utilizado para calcular el margen de construcción consiste en: - A. El conjunto de las 5 unidades de generación que fueron construidas más recientemente. - B. El conjunto de incorporaciones al sistema de capacidad de generación que representa el 20% de la generación de energía (MWh) del sistema y que hayan sido construidas más recientemente.

Se debe utilizar el conjunto de unidades de generación que comprenda la mayor generación anual.

Paso 6: Calcular el factor de emisión del margen combinado.

El margen combinado se calcula como lo indica la Tabla 7-4 de la siguiente manera:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,OM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}}$$

| | |
|------------------|--|
| $EF_{grid,BM,y}$ | =Factor de emisión de CO ₂ del Margen de construcción en el año y (tCO ₂ /MWh) |
| $EF_{grid,OM,y}$ | = Factor de emisión de CO ₂ del Margen de operación del en el año y (tCO ₂ /MWh) |
| W_{OM} | =Ponderación del factor de emisión del margen de operación (%) |
| W_{BM} | =Ponderación del factor de emisión del margen de construcción (%) |

Tabla 7-4 Parámetros de cálculo del margen Combinado CM

Para los proyectos de generación eólica y solar, dado que dichos proyectos son intermitentes y de naturaleza no despachable, la herramienta toma los siguientes valores por defecto:

$$W_{om}=0.75 \quad W_{bm}=0.25.$$

Para todos los otros proyectos de generación, la herramienta toma los siguientes valores por defecto:

$$W_{om}=0.50 \quad W_{bm}=0.50$$

7.3.2 Consideraciones para la escogencia de la metodología y opción de cálculo a aplicar.

Teniendo en cuenta la metodología y opciones presentadas, se busca ilustrar la conveniencia del desarrollo del cálculo mediante consideraciones de tipo metodológico y de manejo de información para llegar a tomar una decisión informada tras el análisis de las diferentes opciones propuestas por el “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” y que resulten ser las más adecuadas para el contexto colombiano teniendo en cuenta las características del sector eléctrico, la disponibilidad de información, los costos y capacidad asociados a cada opción de cálculo, entre otros.

Mediante un análisis de las últimas discusiones de la Junta Ejecutiva y el Panel de Metodologías en materia de selección de la opción para el cálculo del factor de emisión de una red eléctrica, para que sirva de insumo en la selección del método a ser empleado en el cálculo del factor de emisión del SIN de Colombia.

Es necesario entonces el análisis de criterios de los métodos de cálculo del factor de emisión que resultan más favorables de emplear considerando la información, fuentes y capacidades disponibles en el país, así como la opción de cálculo, para que haga la selección del método y la opción, de una manera consensuada entre

las entidades gubernamentales con responsabilidad en el tema, UPME, MADS y MME.

- **Criterios para la selección del método de cálculo del factor de emisión**

De acuerdo a lo establecido en los términos de la consultoría con el BID, el se ha hecho una presentación de las metodologías i) Simple, ii) Simple ajustado, iii) Análisis de datos de despacho y iv) Promedio y de las opciones de cálculo (ex ante y expos) susceptibles de emplear para el cálculo del factor de Emisión del SIN, FE

Los criterios a considerar para la toma de decisión acerca de la metodología de cálculo y la opción de la misma, presentados por la consultoría fueron:

- 1° Preferencia; ¿Hay preferencia explícita por la aplicación del método?
- 2° Aplicabilidad; ¿Hay alguna restricción metodológica para la aplicación del método?
- 3° Información; ¿Está disponible toda la información requerida para el cálculo del factor de emisión por el método?
- 4° Regulatorio; ¿Hay o se prevé que habrá alguna restricción en la regulación nacional e internacional para la aplicación del método?
- 5° Replicabilidad; ¿Es fácilmente replicable el método por terceras partes o posibles interesados?
- 6° Potencial; ¿Se obtiene el mayor valor del factor de emisión con el método?
- 7° Utilización; ¿Se puede obtener con el método un factor de emisión general?
- 8° Restricción; ¿Hay alguna restricción explícita para el uso del método por parte de las entidades acreditadoras?

- **Criterios para la selección de la opción para el cálculo del factor de emisión**

- 1° Aplicabilidad; ¿Se puede usar la opción con todos métodos?
- 2° Preferencia; ¿Hay alguna preferencia para el uso de la opción de cálculo?
- 3° Información; ¿Esta disponible toda la información requerida para el cálculo del factor de emisión por la opción?
- 4° Potencial; ¿Se obtiene el mayor valor del factor de emisión con la opción?

Acorde con las anteriores consideraciones, actualmente la dirección de cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, están en la discusión necesaria para la elección y aplicación de la metodología y la opción de cálculo.

A partir de lo anterior se deben identificar la información disponible de fuentes oficiales a nivel nacional como el Centro Nacional de Despacho (CND), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Ministerio de Minas y Energía, y la Compañía Expertos en Mercados S.A E.S.P. (XM) que lleven a la mejor opción para el cálculo del Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de conformidad con la herramienta definida por la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto, para que pueda ser aplicado a proyectos de generación de energía eléctrica por fuentes renovables y proyectos de eficiencia energética que busquen acceder al MDL.

La Herramienta para calcular el Factor de Emisión de un Sistema Eléctrico es un apoyo metodológico aplicado en el MDL puesto que es utilizada por la mayoría de las metodologías para proyectos de generación eléctrica o eficiencia energética, entre las que se cuentan tres de las metodologías más aplicadas (ACM0002, ACM0006 y AMS I.D), así como para muchas metodologías o proyectos que involucran directa o indirectamente el consumo de electricidad desde una red eléctrica.

Este Factor de Emisión así calculado se transformará en una fuente oficial de consulta que podrá ser utilizado por desarrolladores de proyectos de carácter público y/o privado en Colombia para estimar las reducciones de CO₂ de acuerdo a las metodologías vigentes de la UNFCCC, en proyectos de generación de energía eléctrica que desplacen energía de la red y en proyectos de eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía de la red.

8. ANEXOS

8.1 PROYECCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Oct-10 | 4818,70 | 4818,70 | 4818,70 | 8946,00 | 8946,00 | 8946,00 |
| Nov-10 | 4615,74 | 4615,74 | 4615,74 | 8800,00 | 8800,00 | 8800,00 |
| Dic-10 | 4707,23 | 4707,23 | 4707,23 | 8946,00 | 8946,00 | 8946,00 |
| Ene-11 | 4666,63 | 4666,63 | 4666,63 | 8780,00 | 8780,00 | 8780,00 |
| Feb-11 | 4359,00 | 4359,00 | 4359,00 | 8973,00 | 8973,00 | 8973,00 |
| Mar-11 | 4895,18 | 4813,29 | 4732,22 | 9175,98 | 8911,64 | 8647,29 |
| Abr-11 | 4688,75 | 4626,93 | 4566,22 | 9165,94 | 8889,79 | 8613,64 |
| May-11 | 4918,17 | 4852,14 | 4787,51 | 9195,00 | 8907,52 | 8620,05 |
| Jun-11 | 4741,12 | 4669,45 | 4599,43 | 9044,81 | 8746,44 | 8448,07 |
| Jul-11 | 4880,77 | 4808,42 | 4737,98 | 9043,01 | 8734,13 | 8425,25 |
| Ago-11 | 5031,27 | 4953,02 | 4876,92 | 9165,54 | 8846,49 | 8527,45 |
| Sep-11 | 4942,04 | 4864,15 | 4788,62 | 9225,59 | 8896,69 | 8567,80 |
| Oct-11 | 5024,94 | 4944,38 | 4866,38 | 9264,86 | 8926,40 | 8587,94 |
| Nov-11 | 4937,80 | 4843,51 | 4750,88 | 9400,46 | 9052,70 | 8704,94 |
| Dic-11 | 5116,06 | 5016,55 | 4918,62 | 9735,58 | 9376,98 | 9018,37 |
| Ene-12 | 4955,11 | 4851,18 | 4748,75 | 9395,82 | 9102,83 | 8786,44 |
| Feb-12 | 4791,53 | 4682,23 | 4574,37 | 9486,73 | 9178,37 | 8846,65 |
| Mar-12 | 5104,52 | 4983,33 | 4863,53 | 9552,46 | 9244,80 | 8913,41 |
| Abr-12 | 4912,10 | 4809,05 | 4707,33 | 9498,49 | 9188,01 | 8853,94 |
| May-12 | 5117,75 | 5012,61 | 4908,74 | 9525,24 | 9212,03 | 8875,12 |
| Jun-12 | 4934,88 | 4825,35 | 4717,04 | 9309,62 | 8996,57 | 8660,35 |
| Jul-12 | 5079,72 | 4965,78 | 4853,03 | 9351,28 | 9033,76 | 8692,91 |
| Ago-12 | 5170,82 | 5056,46 | 4943,24 | 9420,43 | 9098,93 | 8753,90 |
| Sep-12 | 5058,41 | 4942,09 | 4826,87 | 9506,91 | 9178,53 | 8826,37 |
| Oct-12 | 5154,16 | 5065,05 | 4947,80 | 9532,56 | 9203,56 | 8850,62 |
| Nov-12 | 5099,83 | 4969,60 | 4839,49 | 9696,66 | 9357,98 | 8995,06 |
| Dic-12 | 5230,50 | 5095,14 | 4959,61 | 10089,69 | 9787,80 | 9473,80 |
| Ene-13 | 5113,50 | 4972,70 | 4831,46 | 9783,88 | 9415,44 | 9057,37 |
| Feb-13 | 4896,53 | 4753,18 | 4609,14 | 9897,52 | 9511,80 | 9136,93 |
| Mar-13 | 5170,46 | 5015,61 | 4859,83 | 9953,20 | 9568,25 | 9193,98 |
| Abr-13 | 5169,18 | 5026,58 | 4882,81 | 9883,95 | 9496,97 | 9120,62 |
| May-13 | 5285,89 | 5145,48 | 5003,68 | 9917,77 | 9527,54 | 9147,96 |
| Jun-13 | 5073,95 | 4927,23 | 4778,90 | 9697,23 | 9308,51 | 8930,24 |
| Jul-13 | 5253,50 | 5105,55 | 4955,78 | 9737,94 | 9344,41 | 8961,35 |
| Ago-13 | 5320,56 | 5169,78 | 5017,00 | 9806,59 | 9408,60 | 9021,13 |
| Sep-13 | 5239,79 | 5086,77 | 4931,54 | 9901,13 | 9495,24 | 9099,97 |
| Oct-13 | 5385,93 | 5230,20 | 5072,07 | 9925,43 | 9518,82 | 9122,75 |
| Nov-13 | 5250,90 | 5084,38 | 4914,48 | 10095,85 | 9678,10 | 9271,23 |
| Dic-13 | 5404,72 | 5231,49 | 5054,46 | 10397,73 | 9963,87 | 9541,34 |
| Ene-14 | 5429,66 | 5173,48 | 4932,36 | 10200,55 | 9720,96 | 9271,59 |
| Feb-14 | 5191,56 | 4946,61 | 4716,07 | 10321,58 | 9822,87 | 9355,36 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Mar-14 | 5563,93 | 5301,41 | 5054,33 | 10368,60 | 9870,65 | 9403,74 |
| Abr-14 | 5404,43 | 5149,44 | 4909,44 | 10312,90 | 9812,75 | 9343,61 |
| May-14 | 5625,92 | 5360,48 | 5110,65 | 10335,08 | 9831,87 | 9359,74 |
| Jun-14 | 5382,43 | 5128,48 | 4889,46 | 10116,01 | 9616,07 | 9146,71 |
| Jul-14 | 5639,02 | 5372,96 | 5122,55 | 10145,78 | 9641,09 | 9167,10 |
| Ago-14 | 5624,81 | 5359,42 | 5109,63 | 10224,92 | 9714,54 | 9235,12 |
| Sep-14 | 5581,67 | 5318,31 | 5070,44 | 10319,81 | 9800,50 | 9312,50 |
| Oct-14 | 5717,97 | 5448,19 | 5194,27 | 10346,87 | 9826,49 | 9337,39 |
| Nov-14 | 5826,83 | 5551,90 | 5293,15 | 10528,24 | 9994,45 | 9492,70 |
| Dic-14 | 5992,51 | 5709,78 | 5443,66 | 10840,00 | 10286,65 | 9766,52 |
| Ene-15 | 5717,03 | 5402,28 | 5109,44 | 10662,91 | 10077,89 | 9522,21 |
| Feb-15 | 5486,79 | 5184,72 | 4903,67 | 10793,87 | 10187,74 | 9612,20 |
| Mar-15 | 5889,51 | 5565,27 | 5263,59 | 10840,84 | 10235,21 | 9659,96 |
| Abr-15 | 5718,06 | 5403,26 | 5110,37 | 10783,14 | 10175,68 | 9598,66 |
| May-15 | 5886,14 | 5562,09 | 5260,58 | 10808,54 | 10197,60 | 9617,20 |
| Jun-15 | 5729,72 | 5414,27 | 5120,78 | 10576,06 | 9970,58 | 9395,30 |
| Jul-15 | 5965,20 | 5636,79 | 5331,24 | 10608,35 | 9997,62 | 9417,28 |
| Ago-15 | 5957,99 | 5629,97 | 5324,79 | 10689,29 | 10072,09 | 9485,56 |
| Sep-15 | 5950,36 | 5622,76 | 5317,97 | 10787,97 | 10160,73 | 9564,58 |
| Oct-15 | 6057,03 | 5723,57 | 5413,31 | 10814,46 | 10185,98 | 9588,55 |
| Nov-15 | 5911,69 | 5586,23 | 5283,42 | 11009,69 | 10365,41 | 9753,06 |
| Dic-15 | 6066,34 | 5732,37 | 5421,63 | 11332,26 | 10665,22 | 10031,33 |
| Ene-16 | 5959,93 | 5590,33 | 5249,01 | 11144,75 | 10457,67 | 9807,70 |
| Feb-16 | 5899,71 | 5533,86 | 5195,98 | 11255,27 | 10546,96 | 9877,24 |
| Mar-16 | 6089,94 | 5712,29 | 5363,51 | 11334,71 | 10624,66 | 9953,07 |
| Abr-16 | 6067,72 | 5691,44 | 5343,94 | 11255,35 | 10545,04 | 9873,22 |
| May-16 | 6164,20 | 5781,94 | 5428,92 | 11295,27 | 10580,30 | 9904,04 |
| Jun-16 | 6064,66 | 5688,58 | 5341,25 | 11046,37 | 10339,19 | 9670,32 |
| Jul-16 | 6174,61 | 5791,71 | 5438,08 | 11087,33 | 10374,01 | 9699,28 |
| Ago-16 | 6294,15 | 5903,83 | 5543,36 | 11164,63 | 10444,47 | 9763,22 |
| Sep-16 | 6224,35 | 5838,36 | 5481,89 | 11270,96 | 10539,42 | 9847,40 |
| Oct-16 | 6310,60 | 5919,26 | 5557,85 | 11301,34 | 10568,14 | 9874,44 |
| Nov-16 | 6209,29 | 5824,23 | 5468,62 | 11501,58 | 10750,77 | 10040,55 |
| Dic-16 | 6368,54 | 5973,61 | 5608,88 | 11776,02 | 11003,29 | 10272,47 |
| Ene-17 | 6302,35 | 5864,41 | 5463,82 | 11556,02 | 10758,08 | 10016,90 |
| Feb-17 | 6050,36 | 5629,93 | 5245,35 | 11700,99 | 10878,18 | 10114,19 |
| Mar-17 | 6485,51 | 6034,84 | 5622,60 | 11740,73 | 10918,48 | 10154,77 |
| Abr-17 | 6259,24 | 5824,29 | 5426,44 | 11687,23 | 10863,34 | 10098,11 |
| May-17 | 6493,76 | 6042,52 | 5629,76 | 11709,36 | 10881,71 | 10112,95 |
| Jun-17 | 6338,37 | 5897,93 | 5495,04 | 11459,09 | 10640,93 | 9880,98 |
| Jul-17 | 6483,60 | 6033,06 | 5620,94 | 11496,80 | 10672,33 | 9906,45 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Ago-17 | 6572,34 | 6115,64 | 5697,88 | 11579,13 | 10746,82 | 9973,63 |
| Sep-17 | 6527,51 | 6073,93 | 5659,02 | 11684,32 | 10839,81 | 10055,25 |
| Oct-17 | 6632,02 | 6171,17 | 5749,62 | 11719,61 | 10872,87 | 10086,12 |
| Nov-17 | 6522,20 | 6068,99 | 5654,41 | 11926,42 | 11059,99 | 10255,07 |
| Dic-17 | 6628,69 | 6168,07 | 5746,73 | 12216,66 | 11325,01 | 10496,81 |
| Ene-18 | 6595,79 | 6085,38 | 5623,72 | 12083,81 | 11154,70 | 10301,96 |
| Feb-18 | 6352,98 | 5861,36 | 5416,69 | 12236,55 | 11280,29 | 10402,99 |
| Mar-18 | 6784,98 | 6259,93 | 5785,03 | 12272,31 | 11316,73 | 10439,81 |
| Abr-18 | 6573,91 | 6065,20 | 5605,07 | 12222,71 | 11265,40 | 10386,92 |
| May-18 | 6803,35 | 6276,88 | 5800,69 | 12241,82 | 11280,74 | 10398,76 |
| Jun-18 | 6639,08 | 6125,32 | 5660,63 | 11980,53 | 11031,46 | 10160,54 |
| Jul-18 | 6803,11 | 6276,66 | 5800,48 | 12021,62 | 11065,54 | 10188,14 |
| Ago-18 | 6885,35 | 6352,53 | 5870,60 | 12105,10 | 11140,38 | 10255,02 |
| Sep-18 | 6818,30 | 6290,67 | 5813,44 | 12218,33 | 11239,78 | 10341,71 |
| Oct-18 | 6970,05 | 6430,68 | 5942,82 | 12248,84 | 11268,17 | 10368,04 |
| Nov-18 | 6837,39 | 6308,28 | 5829,71 | 12469,14 | 11465,91 | 10545,23 |
| Dic-18 | 6954,04 | 6415,91 | 5929,17 | 12773,62 | 11741,61 | 10794,68 |
| Ene-19 | 6911,66 | 6322,16 | 5794,28 | 12651,21 | 11598,29 | 10635,98 |
| Feb-19 | 6667,54 | 6098,86 | 5589,63 | 12775,11 | 11695,90 | 10710,09 |
| Mar-19 | 7081,48 | 6477,50 | 5936,66 | 12843,59 | 11762,20 | 10774,12 |
| Abr-19 | 6915,15 | 6325,35 | 5797,21 | 12774,27 | 11692,91 | 10704,95 |
| May-19 | 7158,40 | 6547,85 | 6001,14 | 12853,52 | 11763,08 | 10766,81 |
| Jun-19 | 6936,94 | 6345,28 | 5815,48 | 12536,51 | 11464,13 | 10484,47 |
| Jul-19 | 7157,44 | 6546,97 | 6000,33 | 12572,22 | 11492,89 | 10506,86 |
| Ago-19 | 7201,79 | 6587,54 | 6037,51 | 12638,63 | 11551,52 | 10558,38 |
| Sep-19 | 7151,68 | 6541,71 | 5995,51 | 12764,58 | 11661,64 | 10654,08 |
| Oct-19 | 7297,37 | 6674,97 | 6117,64 | 12801,01 | 11695,27 | 10685,02 |
| Nov-19 | 7156,07 | 6545,72 | 5999,18 | 13059,64 | 11926,44 | 10891,30 |
| Dic-19 | 7316,73 | 6692,68 | 6133,87 | 13362,08 | 12198,19 | 11135,23 |
| Ene-20 | 7259,61 | 6585,08 | 5986,61 | 13229,75 | 12032,06 | 10947,26 |
| Feb-20 | 7160,46 | 6495,16 | 5904,85 | 13690,40 | 12434,02 | 11296,75 |
| Mar-20 | 7441,59 | 6750,16 | 6136,68 | 13447,87 | 12217,50 | 11103,44 |
| Abr-20 | 7265,85 | 6590,75 | 5991,76 | 13342,53 | 12115,78 | 11005,14 |
| May-20 | 7447,10 | 6755,16 | 6141,22 | 13312,51 | 12086,08 | 10975,73 |
| Jun-20 | 7287,16 | 6610,08 | 6009,33 | 13107,06 | 11890,40 | 10789,07 |
| Jul-20 | 7539,28 | 6838,77 | 6217,23 | 13173,68 | 11946,78 | 10836,20 |
| Ago-20 | 7536,22 | 6836,00 | 6214,71 | 13167,04 | 11938,61 | 10826,65 |
| Sep-20 | 7532,73 | 6832,83 | 6211,83 | 13374,97 | 12121,96 | 10987,81 |
| Oct-20 | 7649,41 | 6938,67 | 6308,06 | 13361,12 | 12109,75 | 10976,97 |
| Nov-20 | 7501,13 | 6804,16 | 6185,77 | 13626,17 | 12344,68 | 11184,87 |
| Dic-20 | 7668,26 | 6955,77 | 6323,60 | 13941,60 | 12625,85 | 11435,27 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Ene-21 | 7609,72 | 6844,11 | 6171,28 | 13806,30 | 12452,78 | 11241,70 |
| Feb-21 | 7393,35 | 6649,50 | 5995,80 | 14053,61 | 12658,54 | 11411,05 |
| Mar-21 | 7851,42 | 7061,49 | 6367,29 | 14098,20 | 12702,60 | 11454,29 |
| Abr-21 | 7650,79 | 6881,04 | 6204,58 | 14010,96 | 12617,74 | 11371,71 |
| May-21 | 7843,93 | 7054,75 | 6361,21 | 13962,02 | 12571,13 | 11327,19 |
| Jun-21 | 7708,78 | 6933,20 | 6251,61 | 13795,07 | 12411,25 | 11173,86 |
| Jul-21 | 7887,55 | 7093,98 | 6396,59 | 13722,11 | 12341,42 | 11106,86 |
| Ago-21 | 7945,54 | 7146,14 | 6443,61 | 13820,89 | 12428,03 | 11182,59 |
| Sep-21 | 7925,84 | 7128,42 | 6427,64 | 14004,67 | 12587,90 | 11321,17 |
| Oct-21 | 8021,57 | 7214,52 | 6505,27 | 13953,75 | 12542,50 | 11280,57 |
| Nov-21 | 7919,10 | 7122,36 | 6422,17 | 14320,16 | 12866,32 | 11566,60 |
| Dic-21 | 8074,49 | 7262,11 | 6548,19 | 14620,08 | 13131,01 | 11800,05 |
| Ene-22 | 7962,53 | 7118,58 | 6382,31 | 14461,39 | 12934,47 | 11582,41 |
| Feb-22 | 7737,15 | 6917,09 | 6201,65 | 14702,57 | 13132,24 | 11742,63 |
| Mar-22 | 8198,97 | 7329,96 | 6571,83 | 14739,58 | 13169,34 | 11779,42 |
| Abr-22 | 7989,44 | 7142,64 | 6403,88 | 14639,31 | 13073,26 | 11687,26 |
| May-22 | 8228,06 | 7355,97 | 6595,14 | 14672,53 | 13100,29 | 11708,82 |
| Jun-22 | 8058,22 | 7204,13 | 6459,01 | 14416,19 | 12861,51 | 11485,88 |
| Jul-22 | 8215,43 | 7344,68 | 6585,02 | 14329,44 | 12779,77 | 11408,63 |
| Ago-22 | 8348,06 | 7463,25 | 6691,33 | 14527,38 | 12953,98 | 11561,87 |
| Sep-22 | 8279,39 | 7401,86 | 6636,29 | 14646,13 | 13054,28 | 11645,97 |
| Oct-22 | 8376,63 | 7488,80 | 6714,23 | 14590,96 | 13005,48 | 11602,68 |
| Nov-22 | 8274,46 | 7397,45 | 6632,33 | 14968,48 | 13336,26 | 11892,41 |
| Dic-22 | 8449,32 | 7553,78 | 6772,49 | 15315,86 | 13640,79 | 12159,33 |
| Ene-23 | 8329,48 | 7422,04 | 6616,46 | 15140,41 | 13499,83 | 11989,98 |
| Feb-23 | 8069,50 | 7190,39 | 6409,95 | 15329,28 | 13649,58 | 12105,59 |
| Mar-23 | 8533,58 | 7603,91 | 6778,59 | 15360,39 | 13681,48 | 12137,61 |
| Abr-23 | 8300,71 | 7396,41 | 6593,61 | 15217,58 | 13547,55 | 12012,39 |
| May-23 | 8553,39 | 7621,56 | 6794,32 | 15259,42 | 13582,06 | 12040,33 |
| Jun-23 | 8395,20 | 7480,61 | 6668,67 | 15021,51 | 13360,01 | 11833,66 |
| Jul-23 | 8553,79 | 7621,92 | 6794,64 | 14947,42 | 13289,61 | 11766,93 |
| Ago-23 | 8652,86 | 7710,19 | 6873,33 | 15061,87 | 13388,96 | 11852,55 |
| Sep-23 | 8611,18 | 7673,05 | 6840,22 | 15250,10 | 13550,48 | 11989,96 |
| Oct-23 | 8726,85 | 7776,13 | 6932,11 | 15217,70 | 13522,09 | 11965,08 |
| Nov-23 | 8616,69 | 7677,97 | 6844,61 | 15595,00 | 13851,40 | 12250,95 |
| Dic-23 | 8734,45 | 7782,90 | 6938,15 | 15849,22 | 14072,07 | 12441,38 |
| Ene-24 | 8635,59 | 7662,09 | 6784,69 | 15659,98 | 13921,35 | 12295,14 |
| Feb-24 | 8546,56 | 7583,09 | 6714,74 | 16253,57 | 14429,33 | 12725,48 |
| Mar-24 | 8724,46 | 7740,94 | 6854,51 | 15655,79 | 13902,91 | 12264,99 |
| Abr-24 | 8749,05 | 7762,76 | 6873,83 | 16039,90 | 14236,94 | 12552,99 |
| May-24 | 8874,34 | 7873,92 | 6972,27 | 15798,38 | 14019,75 | 12358,75 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Jun-24 | 8684,87 | 7705,82 | 6823,41 | 15526,65 | 13768,00 | 12126,77 |
| Jul-24 | 8917,46 | 7912,19 | 7006,15 | 15548,88 | 13783,03 | 12135,49 |
| Ago-24 | 8967,94 | 7956,97 | 7045,81 | 15594,76 | 13821,22 | 12166,71 |
| Sep-24 | 8920,77 | 7915,12 | 7008,75 | 15774,99 | 13974,97 | 12296,33 |
| Oct-24 | 9076,02 | 8052,87 | 7130,72 | 15793,24 | 13991,55 | 12311,17 |
| Nov-24 | 8934,56 | 7927,36 | 7019,58 | 16144,16 | 14296,29 | 12573,64 |
| Dic-24 | 9105,29 | 8078,83 | 7153,71 | 16505,65 | 14611,09 | 12845,61 |
| Ene-25 | 8960,90 | 7908,62 | 6974,37 | 16239,84 | 14362,89 | 12648,59 |
| Feb-25 | 8679,97 | 7660,69 | 6755,73 | 16490,78 | 14564,94 | 12808,11 |
| Mar-25 | 9210,98 | 8129,34 | 7169,01 | 16521,82 | 14596,82 | 12840,09 |
| Abr-25 | 8983,97 | 7928,99 | 6992,33 | 16442,57 | 14519,61 | 12765,37 |
| May-25 | 9266,40 | 8178,26 | 7212,15 | 16474,29 | 14544,68 | 12784,58 |
| Jun-25 | 9011,49 | 7953,27 | 7013,75 | 16114,55 | 14216,12 | 12485,42 |
| Jul-25 | 9271,90 | 8183,11 | 7216,43 | 16167,56 | 14258,05 | 12517,59 |
| Ago-25 | 9364,83 | 8265,13 | 7288,76 | 16277,94 | 14352,81 | 12598,29 |
| Sep-25 | 9285,37 | 8195,00 | 7226,92 | 16443,71 | 14492,78 | 12715,23 |
| Oct-25 | 9457,19 | 8346,64 | 7360,64 | 16457,62 | 14505,46 | 12726,62 |
| Nov-25 | 9290,74 | 8199,73 | 7231,09 | 16772,40 | 14776,56 | 12958,63 |
| Dic-25 | 9497,88 | 8382,55 | 7392,31 | 17197,69 | 15145,72 | 13277,31 |
| Ene-26 | 9314,22 | 8180,06 | 7186,83 | 16887,88 | 14859,13 | 13033,26 |
| Feb-26 | 9022,22 | 7923,62 | 6961,53 | 17140,72 | 15061,02 | 13191,39 |
| Mar-26 | 9574,16 | 8408,35 | 7387,40 | 17187,57 | 15106,82 | 13235,57 |
| Abr-26 | 9338,20 | 8201,13 | 7205,34 | 17086,84 | 15010,83 | 13144,47 |
| May-26 | 9631,77 | 8458,95 | 7431,86 | 17129,90 | 15045,63 | 13172,02 |
| Jun-26 | 9366,80 | 8226,25 | 7227,41 | 16759,67 | 14709,11 | 12866,74 |
| Jul-26 | 9637,48 | 8463,97 | 7436,26 | 16803,24 | 14742,35 | 12891,01 |
| Ago-26 | 9734,08 | 8548,80 | 7510,80 | 16925,04 | 14846,54 | 12979,55 |
| Sep-26 | 9651,49 | 8476,27 | 7447,07 | 17092,02 | 14986,60 | 13095,91 |
| Oct-26 | 9830,08 | 8633,11 | 7584,87 | 17113,71 | 15006,05 | 13113,18 |
| Nov-26 | 9657,07 | 8481,16 | 7451,37 | 17443,89 | 15289,00 | 13354,41 |
| Dic-26 | 9872,37 | 8670,25 | 7617,50 | 17874,32 | 15660,56 | 13673,74 |
| Ene-27 | 9692,46 | 8473,94 | 7409,40 | 17572,52 | 15393,56 | 13433,39 |
| Feb-27 | 9395,12 | 8213,98 | 7182,10 | 17860,42 | 15624,41 | 13615,28 |
| Mar-27 | 9937,47 | 8688,14 | 7596,70 | 17843,58 | 15614,47 | 13610,80 |
| Abr-27 | 9713,44 | 8492,28 | 7425,44 | 17777,86 | 15549,25 | 13546,73 |
| May-27 | 10004,81 | 8747,02 | 7648,18 | 17796,64 | 15562,53 | 13555,30 |
| Jun-27 | 9738,39 | 8514,09 | 7444,51 | 17424,16 | 15225,08 | 13250,38 |
| Jul-27 | 10018,67 | 8759,14 | 7658,77 | 17472,84 | 15262,44 | 13277,95 |
| Ago-27 | 10111,21 | 8840,04 | 7729,51 | 17581,98 | 15355,01 | 13355,85 |
| Sep-27 | 10029,87 | 8768,93 | 7667,33 | 17762,01 | 15505,61 | 13480,56 |
| Oct-27 | 10218,44 | 8933,79 | 7811,48 | 17791,41 | 15531,72 | 13503,54 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Nov-27 | 10056,53 | 8792,24 | 7687,72 | 18134,84 | 15824,73 | 13752,09 |
| Dic-27 | 10272,20 | 8980,79 | 7852,58 | 18571,17 | 16199,59 | 14072,48 |
| Ene-28 | 10078,00 | 8769,69 | 7630,10 | 18263,08 | 15927,76 | 13834,07 |
| Feb-28 | 9768,84 | 8500,66 | 7396,03 | 18558,01 | 16162,90 | 14018,15 |
| Mar-28 | 10332,75 | 8991,37 | 7822,97 | 18540,86 | 16152,92 | 14013,80 |
| Abr-28 | 10099,81 | 8788,67 | 7646,62 | 18480,62 | 16092,45 | 13953,90 |
| May-28 | 10402,77 | 9052,30 | 7875,99 | 18497,31 | 16103,74 | 13960,59 |
| Jun-28 | 10125,76 | 8811,25 | 7666,26 | 18105,73 | 15750,69 | 13643,21 |
| Jul-28 | 10417,19 | 9064,85 | 7886,90 | 18163,40 | 15795,50 | 13676,93 |
| Ago-28 | 10513,41 | 9148,57 | 7959,75 | 18272,25 | 15887,30 | 13753,71 |
| Sep-28 | 10428,83 | 9074,98 | 7895,72 | 18460,39 | 16044,02 | 13882,92 |
| Oct-28 | 10624,90 | 9245,59 | 8044,16 | 18492,11 | 16072,05 | 13907,47 |
| Nov-28 | 10456,56 | 9099,10 | 7916,71 | 18846,25 | 16372,82 | 14161,34 |
| Dic-28 | 10680,80 | 9294,24 | 8086,48 | 19303,05 | 16763,56 | 14493,77 |
| Ene-29 | 10472,45 | 9068,38 | 7853,78 | 18979,94 | 16474,08 | 14246,50 |
| Feb-29 | 10163,55 | 8800,89 | 7622,12 | 19292,92 | 16722,89 | 14440,91 |
| Mar-29 | 10742,45 | 9302,17 | 8056,26 | 19278,65 | 16715,65 | 14439,10 |
| Abr-29 | 10495,22 | 9088,10 | 7870,86 | 19205,65 | 16644,09 | 14369,63 |
| May-29 | 10803,80 | 9355,30 | 8102,28 | 19219,77 | 16652,98 | 14374,11 |
| Jun-29 | 10535,40 | 9122,89 | 7900,99 | 18827,99 | 16300,96 | 14058,60 |
| Jul-29 | 10833,23 | 9380,79 | 8124,35 | 18882,44 | 16342,55 | 14089,23 |
| Ago-29 | 10924,37 | 9459,71 | 8192,70 | 18984,54 | 16427,97 | 14160,07 |
| Sep-29 | 10853,05 | 9397,95 | 8139,21 | 19195,35 | 16603,28 | 14304,53 |
| Oct-29 | 11040,79 | 9560,52 | 8280,00 | 19207,98 | 16614,69 | 14314,65 |
| Nov-29 | 10882,06 | 9423,07 | 8160,97 | 19589,46 | 16937,39 | 14586,10 |
| Dic-29 | 11113,89 | 9623,82 | 8334,82 | 20056,38 | 17334,78 | 14922,64 |
| Ene-30 | 10890,62 | 9384,65 | 8090,45 | 19731,80 | 17044,46 | 14672,94 |
| Feb-30 | 10569,39 | 9107,84 | 7851,81 | 20059,50 | 17303,89 | 14874,90 |
| Mar-30 | 11171,40 | 9626,60 | 8299,03 | 20042,74 | 17294,74 | 14871,60 |
| Abr-30 | 10914,30 | 9405,06 | 8108,04 | 19968,08 | 17221,77 | 14800,97 |
| May-30 | 11235,21 | 9681,59 | 8346,43 | 19980,18 | 17228,73 | 14803,67 |
| Jun-30 | 10956,09 | 9441,06 | 8139,08 | 19575,13 | 16866,46 | 14480,38 |
| Jul-30 | 11265,81 | 9707,96 | 8369,17 | 19631,40 | 16909,21 | 14511,68 |
| Ago-30 | 11360,59 | 9789,63 | 8439,58 | 19737,28 | 16997,35 | 14584,44 |
| Sep-30 | 11286,42 | 9725,72 | 8384,47 | 19957,33 | 17179,50 | 14733,88 |
| Oct-30 | 11481,66 | 9893,96 | 8529,51 | 19969,07 | 17190,11 | 14743,28 |
| Nov-30 | 11316,59 | 9751,72 | 8406,89 | 20365,96 | 17524,24 | 15023,07 |
| Dic-30 | 11557,67 | 9959,46 | 8585,99 | 20852,39 | 17936,27 | 15370,44 |
| Ene-31 | 11328,88 | 9715,21 | 8335,51 | 20516,04 | 17638,43 | 15112,47 |
| Feb-31 | 11013,67 | 9444,90 | 8103,59 | 20898,85 | 17943,02 | 15351,39 |
| Mar-31 | 11618,44 | 9963,53 | 8548,56 | 20830,20 | 17889,58 | 15310,36 |

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh/Mes) | | | POTENCIA MÁXIMA (MW) | | |
|--------|--|-----------|----------|----------------------|-----------|----------|
| | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc Medio | Esc Bajo |
| Abr-31 | 11360,16 | 9742,04 | 8358,53 | 20773,35 | 17831,90 | 15252,88 |
| May-31 | 11685,49 | 10021,03 | 8597,90 | 20768,11 | 17823,81 | 15242,57 |
| Jun-31 | 11410,92 | 9785,57 | 8395,88 | 20376,71 | 17474,44 | 14931,41 |
| Jul-31 | 11709,31 | 10041,45 | 8615,42 | 20382,53 | 17473,50 | 14925,05 |
| Ago-31 | 11823,95 | 10139,77 | 8699,77 | 20529,52 | 17596,34 | 15027,01 |
| Sep-31 | 11743,51 | 10070,79 | 8640,59 | 20745,07 | 17773,49 | 15171,24 |
| Oct-31 | 11940,65 | 10239,84 | 8785,64 | 20749,82 | 17778,07 | 15175,46 |
| Nov-31 | 11750,18 | 10076,50 | 8645,49 | 21186,91 | 18144,77 | 15481,49 |
| Dic-31 | 11990,94 | 10282,97 | 8822,64 | 21675,80 | 18556,71 | 15826,93 |

8.2 PROYECCIÓN ANUAL DE DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

| | DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA | | | TASA DE CRECIMIENTO | | |
|------|------------------------------|------------|-----------|---------------------|------------|----------|
| | Esc Alto | Esc. Medio | Esc Bajo | Esc Alto | Esc. Medio | Esc Bajo |
| 2010 | 56146,43 | 56146,43 | 56146,43 | 2,7% | 2,7% | 2,7% |
| 2011 | 58201,74 | 57417,48 | 56650,40 | 3,7% | 2,3% | 0,9% |
| 2012 | 60609,33 | 59257,88 | 57889,80 | 4,1% | 3,2% | 2,2% |
| 2013 | 62564,91 | 60748,96 | 58911,16 | 3,2% | 2,5% | 1,8% |
| 2014 | 66980,75 | 63820,47 | 60846,02 | 7,1% | 5,1% | 3,3% |
| 2015 | 70335,87 | 66463,58 | 62860,81 | 5,0% | 4,1% | 3,3% |
| 2016 | 73827,69 | 69249,45 | 65021,31 | 5,0% | 4,2% | 3,4% |
| 2017 | 77295,95 | 71924,80 | 67011,60 | 4,7% | 3,9% | 3,1% |
| 2018 | 81018,33 | 74748,80 | 69078,04 | 4,8% | 3,9% | 3,1% |
| 2019 | 84952,25 | 77706,59 | 71218,44 | 4,9% | 4,0% | 3,1% |
| 2020 | 89288,79 | 80992,58 | 73631,64 | 5,1% | 4,2% | 3,4% |
| 2021 | 93832,10 | 84391,61 | 76095,23 | 5,1% | 4,2% | 3,3% |
| 2022 | 98117,64 | 87718,18 | 78645,50 | 4,6% | 3,9% | 3,4% |
| 2023 | 102077,67 | 90957,08 | 81084,65 | 4,0% | 3,7% | 3,1% |
| 2024 | 106136,90 | 94171,95 | 83388,17 | 4,0% | 3,5% | 2,8% |
| 2025 | 110281,62 | 97331,32 | 85833,51 | 3,9% | 3,4% | 2,9% |
| 2026 | 114629,95 | 100671,93 | 88448,26 | 3,9% | 3,4% | 3,0% |
| 2027 | 119188,62 | 104204,38 | 91113,72 | 4,0% | 3,5% | 3,0% |
| 2028 | 123929,61 | 107841,29 | 93827,68 | 4,0% | 3,5% | 3,0% |
| 2029 | 128860,25 | 111583,58 | 96638,32 | 4,0% | 3,5% | 3,0% |
| 2030 | 134005,74 | 115475,26 | 99550,44 | 4,0% | 3,5% | 3,0% |
| 2031 | 139376,11 | 119523,61 | 102549,51 | 4,0% | 3,5% | 3,0% |

Fuente: UPME

8.3 PROYECCIÓN ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA NACIONAL

| | POTENCIA MÁXIMA ANUAL (MW) | | | TASA DE CRECIMIENTO | | |
|------|----------------------------|-----------|----------|---------------------|-----------|----------|
| | Esc Alt | Esc Medio | Esc Bajo | Esc Alt | Esc Medio | Esc Bajo |
| 2010 | 9100,00 | 9100,00 | 9100,00 | -2,05% | -2,05% | -2,05% |
| 2011 | 9735,58 | 9376,98 | 9018,37 | 6,98% | 3,04% | -0,90% |
| 2012 | 10089,69 | 9787,80 | 9473,80 | 3,64% | 4,38% | 5,05% |
| 2013 | 10397,73 | 9963,87 | 9541,34 | 3,05% | 1,80% | 0,71% |
| 2014 | 10840,00 | 10286,65 | 9766,52 | 4,25% | 3,24% | 2,36% |
| 2015 | 11332,26 | 10665,22 | 10031,33 | 4,54% | 3,68% | 2,71% |
| 2016 | 11776,02 | 11003,29 | 10272,47 | 4,44% | 3,69% | 2,92% |
| 2017 | 12216,66 | 11325,01 | 10496,81 | 3,74% | 2,92% | 2,18% |
| 2018 | 12773,62 | 11741,61 | 10794,68 | 4,56% | 3,68% | 2,84% |
| 2019 | 13362,08 | 12198,19 | 11135,23 | 4,61% | 3,89% | 3,15% |
| 2020 | 13941,60 | 12625,85 | 11435,27 | 4,34% | 3,51% | 2,69% |
| 2021 | 14620,08 | 13131,01 | 11800,05 | 4,87% | 4,00% | 3,19% |
| 2022 | 15315,86 | 13640,79 | 12159,33 | 4,76% | 3,88% | 3,04% |
| 2023 | 15849,22 | 14072,07 | 12441,38 | 3,48% | 3,16% | 2,32% |
| 2024 | 16505,65 | 14611,09 | 12845,61 | 4,14% | 3,83% | 3,25% |
| 2025 | 17197,69 | 15145,72 | 13277,31 | 4,19% | 3,66% | 3,36% |
| 2026 | 17874,32 | 15660,56 | 13673,74 | 3,93% | 3,40% | 2,99% |
| 2027 | 18571,17 | 16199,59 | 14072,48 | 3,90% | 3,44% | 2,92% |
| 2028 | 19303,05 | 16763,56 | 14493,77 | 3,94% | 3,48% | 2,99% |
| 2029 | 20056,38 | 17334,78 | 14922,64 | 3,90% | 3,41% | 2,96% |
| 2030 | 20852,39 | 17936,27 | 15370,44 | 3,97% | 3,47% | 3,00% |
| 2031 | 21675,80 | 18556,71 | 15826,93 | 3,95% | 3,46% | 2,97% |

Fuente: UPME

2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL FUTURO

