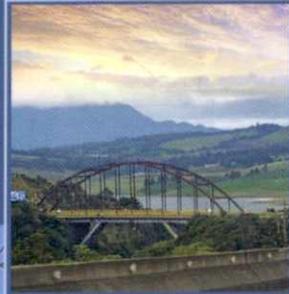




PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA

Generación - Transmisión 2013-2027



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

PROSPERIDAD PARA TODOS



Calle 26 No. 69D - 91 Piso 9
Conmutador (571) 222 0601
www.upme.gov.co





PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA

Generación - Transmisión 2013-2027





Equipo de trabajo UPME

AMBIENTAL

Marcela Bonilla
Héctor Hernando Herrera

CONVOCATORIAS

Javier Andrés Martínez Gil
Wilson Ortiz Alarcón

DEMANDA

Juan Carlos Aponte Gutiérrez
Jaime Fernando Andrade Mahecha
Olga Victoria González González
Omar Alfredo Báez Daza

GENERACIÓN

Dora Liliam Castaño Ramírez
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
Juan Carlos Aponte Gutiérrez
Henry Josué Zapata Lesmes
Marco Antonio Caro Camargo

HIDROCARBUROS

Sandra Johana Leyva Rolón
Beatriz Herrera Jaime

TRANSMISIÓN

Marco Antonio Caro Camargo
Raul Gil Naranjo
Carmen Andrea Rojas Castellanos
Karen Jimena Palacio Bayona
Johana Alexandra Larrota
Silvana Fonseca
Baisser Antonio Jiménez Rivera

COORDINACIÓN EDITORIAL

Oliver Diaz Iglesias
Daniel Vesga Alfaro

ISBN No. **978-958-8363-20-2**

DISEÑO: **Strategy Ltda.**

Teléfonos (1) 335 0778 - 244 8149

IMPRESIÓN: **Legis S. A.**

www.legis.com.co

INTRODUCCIÓN

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

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

Es de considerar que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada durante el transcurso del año 2012 y parte del 2013, para la planeación indicativa de la generación se utilizó el escenario alto de las proyecciones de demanda, revisión a noviembre de 2012, y para la definición de la red de transmisión se tuvo en cuenta el escenario alto de las proyecciones de demanda, revisión julio 2012. Esta diferencia de supuestos en la demanda a utilizar se debió básicamente al inicio de los ejercicios de planificación, ya que en lo referente a la definición de la infraestructura de la red de transmisión, se llevaron a cabo estudios detallados de cada una de las áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional - SIN, lo cual ameritó de análisis con mucha antelación.

En cuanto a la generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país, como son el carbón mineral, gas natural, combustibles líquidos e hidroelectricidad. Así mismo, el documento presenta el registro de proyectos de generación, hace una breve descripción de las tecnologías y costos a nivel mundial, e igualmente se incluye información de demanda y expansión considerada para la formulación de este plan, en relación al sistema Colombiano, Centroamericano y Ecuatoriano.

Los resultados del plan de generación indican que en el periodo comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la Regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo, y los supuestos establecidos en este documento. En otras palabras, en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo, aun considerando el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.

Por otro lado, para el horizonte 2018 – 2027 se identifica un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3,100 MW, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Dentro de lo que sería el Plan candidato de Expansión de Generación, resalta la importancia de contar con la segunda etapa de Ituango, la construcción de dos proyectos hidroeléctricos, dos plantas a gas en particular cierres de ciclo, y una planta a carbón. Toda esta expansión debe ejecutarse de manera secuencial a partir del año 2021, con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema.



Adicionalmente, se evaluaron dos estrategias de diversificación de la matriz, incorporando para la primera opción, 540 MW de generación renovable, entre recurso eólico, geotermia y cogeneración. La segunda alternativa contempla solamente 300 MW eólicos en el Norte de la Guajira.

A partir de una metodología desarrollada en la UPME, se establecen complementariedades importantes entre los recursos renovables de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, y las opciones hídricas tradicionalmente consideradas. En particular, los resultados obtenidos muestran que la energía renovable puede reducir el costo marginal, y por lo tanto, desplazar generación más costosa, garantizando claro está, la confiabilidad del sistema.

En este mismo sentido, se analizó también el efecto de la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencional – PROURE. Bajo estos escenarios, se encontró que el sistema no requeriría de la expansión prevista para el escenario base de largo plazo, es decir, 3,100 MW de generación, ya que sin esta nueva capacidad y para los escenarios de demanda estudiados, los indicadores de Confiabilidad Energética aun cumplen con los límites establecidos por la regulación.

En el ejercicio de planificación de la red de transmisión se analizó el impacto de la conexión de cinco (5) grandes usuarios, específicamente los proyectos de generación Ambeima, Termotasajero II, San Miguel e Ituango, al igual que el gran consumidor Drummond. Adicionalmente, se definieron obras de infraestructura para mejorar la confiabilidad de la red, reducir las restricciones del sistema, y en general asegurar el correcto abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de planeamiento.

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de trece (13) proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional - STN: Nueva subestación Tuluní 230 kV y obras asociadas, “Refuerzo de la subestación Reforma”l 230 kV y “Refuerzo Caracolí” 220 kV, dos dispositivos FACTS en el área Oriental, nueva subestación La Loma 500 kV y su incorporación al sistema, segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA, nueva subestación Río Córdoba 220 kV, conexión de la planta de generación Ituango y su red correspondiente, obras adicionales para garantizar la evacuación de Porce III, y nuevas líneas a nivel de 500 kV para incrementar las transferencias hacia las áreas Caribe, Suroccidental y Oriental. Se trata de una inversión superior a los 2,000 millones de dólares, la cual se deberá ejecutar en los próximos 5 años.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2013 – 2027, el cual fue elaborado con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestros agradecimientos.

LISTA DE SIGLAS

AEO:	Annual Energy Outlook.
BTU:	British Thermal Unit.
CND:	Centro Nacional de Despacho.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRO:	Costo de Racionamiento.
CAPT:	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
DOE EIA:	U.S. Energy Information Administration.
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
ENFICC:	Energía en Firme.
ENS:	Energía No Suministrada.
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
FACTs:	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
GNC:	Gobierno Nacional Central.
GNL:	Gas Natural Licuado.
HVDC:	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
kV:	Kilo Voltio.
MVA:	Mega Voltio Amperio.
MW:	Mega Vatio.
MVA_r:	Mega Voltio Amperio Reactivo.
MPCD:	Millones de pies cúbicos diarios.
OR:	Operador de Red.
OEF:	Obligación de Energía Firme.
PIB:	Producto Interno Bruto.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STEO:	Short Term Energy Outlook.
STR:	Sistema de Transmisión Regional.
SDL:	Sistema de Distribución Local.
SVC:	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
STATCOM:	Compensador Estático Síncrono.
TRM:	Tase Representativa del Mercado.
TRF:	Transformador.
TPC:	Tirapiés cúbicos.
XM:	Expertos del Mercado.
ZCIT:	Zona de confluencia intertropical.

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	4
Lista de siglas	6
1 ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL	28
1.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO	28
1.2 PRECIOS	31
1.3 TASA DE CAMBIO	32
1.4 EMPLEO	32
1.5 SECTOR EXTERNO	33
1.6 SECTOR PÚBLICO	36
2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	38
2.1 Evolución Histórica de la Demanda de Energía	38
2.2 Evolución Histórica de la Potencia Máxima	41
2.3 Participación regional en la demanda de energía eléctrica	43
2.4 Proyecciones nacionales de demanda eléctrica	45
2.4.1 Metodología	45
2.4.2 Supuestos de la presente revisión	47
2.4.2.1 PIB y Población	47
2.4.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del Sistema de Transmisión Nacional - STN	47
2.4.2.3 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución	48
2.4.2.4 Cargas Especiales	49
2.4.3 Escenarios de proyección de energía eléctrica y potencia en el corto plazo	50
2.4.4 Escenarios de proyección de energía y potencia en el largo plazo	51
3 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD	54
3.1 Mercado eléctrico colombiano	54
3.2 Oferta	55
3.2.1 Capacidad instalada	55
3.2.2 Generación por tecnología	57
3.2.3 Aportes Hídricos	58
3.2.4 Consumo de combustible en el SIN	58
3.3 Evolución de la demanda eléctrica en Colombia	59

3.4 Interconexiones Internacionales	60
3.5 Evolución de precio de electricidad (Bolsa y Contrato)	61
3.6 Restricciones	61
3.7 Avances regulatorios 2012 - 2013	63
3.7.1 Circular CREG 044 de 2012	63
3.7.2 Resolución CREG 051 de 2012	63
3.7.3 Resolución CREG 053 de 2012	63
3.7.4 Resolución CREG 054 de 2012	64
3.7.5 Circular CREG 066 de 2012	64
3.7.6 Resolución CREG 113 de 2012	64
3.7.7 Resolución CREG 115 de 2012	64
3.7.8 Resolución CREG 116 de 2012	64
3.7.9 Resoluciones CREG 121, 122 y 123 de 2012	64
3.7.10 Resolución CREG 124 de 2012	65
3.7.11 Resoluciones CREG 076, 138 y 150 de 2012	65
3.7.12 Resolución CREG 155 de 2012	65
3.7.13 Resoluciones CREG 089 y 156 de 2012	65
3.7.14 Resolución CREG 062 de 2013	65
3.7.15 Resoluciones CREG 088 y 089 de 2013	65
4 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS	66
4.1 Recurso hídrico	66
4.2 Gas natural	68
4.2.1 Reservas gas natural	68
4.2.2 Producción de gas natural	68
4.2.3 Precios de gas natural	69
4.2.3.1 Precio del gas natural Guajira	70
4.2.3.2 Precio del gas natural Cusiana	72
4.2.3.3 Tarifas de Transporte	73
4.3 Combustibles líquidos y CARBÓN	73
4.3.1 Precios de los combustibles consumidos por el sector térmico	76

5 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA EN GENERACIÓN	80
5.1 Introducción	80
5.2 Metodología de Planificación de la Expansión de la Generación	82
5.3 Revisión potencia y energía en Colombia	83
5.3.1 Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia	84
5.3.2 Comparación de la energía en firme y la demanda de energía	85
5.4 Requerimientos de generación en el corto y largo plazo	86
5.4.1 Supuestos	86
5.4.2 Alternativas de generación en el corto plazo 2013 - 2018	87
5.4.2.1 Alternativa 1 - Escenario base	87
5.4.2.2 Alternativa 2 - Atraso de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad	89
5.4.2.3 Alternativa 3 - Atraso de proyectos del Cargo por Confiabilidad, y no entrada en operación de Termocol	90
5.4.3 Generación hidráulica y térmica en el corto plazo. Alternativas 1, 2 y 3	91
5.4.4 Alternativas de generación en el largo plazo 2013 - 2027	92
5.4.4.1 Alternativa 4 - Escenario base de largo plazo	93
5.4.4.1.1 Consumo de Gas para la alternativa 4, escenario alto de demanda	95
5.4.4.2 Alternativa 4B - Escenario alternativo de largo plazo	96
5.4.4.2.1 Comparación Alternativas 4 y 4B	99
5.4.4.3 Alternativa 5 - Análisis incorporación Recurso Eólico	101
5.4.4.3.1 Complementariedad energética de los recursos eólico e hídrico y selección del análogo hidroeléctrico	101
5.4.4.3.2 Integración de generación eólica como alternativa de expansión	105
5.4.4.3.3 Implicaciones técnicas asociadas a la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira	108
5.4.4.4 Alternativa 6 - Implementación Eficiencia Energética	108
5.4.4.4.1 Actualización de las metas del PROURE	108
5.4.4.4.2 Escenario de proyección de demanda con la implementación del PROURE al 2017	110
5.4.4.4.3 Impacto de la implementación del PROURE a 2017, en la expansión a nivel de generación	111
5.4.4.4.4 Impacto de la implementación del PROURE a 2020, en la expansión a nivel de generación	113
5.4.4.5 Alternativa 7 - Interconexiones Internacionales	117

5.4.4.5.1 Intercambios de electricidad entre el sistema Colombiano, con los sistemas Ecuatoriano y Centroamericano	119
5.4.4.5.2 Generación por tecnología	122
5.4.4.5.3 Evolución del costo marginal	124
5.5 Factor de Emisión y Emisiones de CO ₂	124
5.5.1 Factor de emisión para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	125
5.5.2 Factor de emisión para el inventario de huella de carbono o factor de emisión de la generación eléctrica	125
5.5.3 Calculo de Emisiones y Factores de Emisión de las Alternativas 4, 4B, 5 y 6	125
5.6 Conclusiones	127
6 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	132
6.1 Introducción	132
6.2 Metodología de planificación de la red de transmisión	132
6.2.1 Metodología General de Planificación de la red de transmisión	133
6.2.1.1 Confiabilidad eléctrica y agotamiento de la red (reducción del valor esperado de la energía no suministrada)	134
6.2.1.2 Confiabilidad Energética	135
6.2.1.3 Reducción y/o eliminación de Restricciones:	136
6.3 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	140
6.3.1 Área Caribe – Atlántico	141
6.3.2 Área Caribe – Bolívar	142
6.3.3 Área Caribe – Córdoba – Sucre	142
6.3.4 Área Caribe – Cerromatoso	143
6.3.5 Área Caribe – Guajira - Cesar - Magdalena	143
6.3.6 Área Nordeste – Santander	143
6.3.7 Área Nordeste Norte De Santander	144
6.3.8 Área Nordeste – Boyacá - Casanare	145
6.3.9 Área Nordeste – Arauca	146
6.3.10 Área Antioquia	146
6.3.11 Área Antioquia - Chocó	147
6.3.12 Área Oriental – Bogotá	147

6.3.13 Área Oriental – Meta	149
6.3.14 Área Suroccidental – Caldas- Quindío – Risaralda	150
6.3.15 Área Suroccidental – Valle	151
6.3.16 Área Suroccidental – Cauca - Nariño	151
6.3.17 Área Suroccidental Tolima – Huila- Caquetá	152
6.3.18 Área Suroccidental Putumayo	152
6.4 ANÁLISIS DEL STN	153
6.4.1 Análisis plantas con obligaciones de energía en firme	153
6.4.1.1 Conexión de la planta Ambeima	153
6.4.1.2 Conexión de la planta Tasajero II	169
6.4.1.3 Conexión de la planta San Miguel 42MW	175
6.4.1.4 Conexión de la planta Ituango	185
6.4.2 Nuevos Requerimientos y necesidades de expansión	201
6.4.2.1 Subestación La Sierra 230 kV	201
6.4.2.2 Incremento límite de importación área Caribe	203
6.4.2.3 Incremento límite de importación área Suroccidental	212
6.4.2.4 Incremento límite de importación área Oriental	224
6.4.2.5 Restricciones asociadas a la evacuación de la generación de la central Porce III	245
6.4.2.6 Conexión de la carga Drummond al Sistema de Transmisión Nacional - STN.	249
6.5 IMPACTO TARIFARIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2013 - 2027	254
6.6 NECESIDADES DEL SISTEMA DE LAS COMPENSACIONES CAPACITIVAS 115 KV INSTALADAS ACTUALMENTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	258
6.7 AMPLIACIONES	258
6.7.1 Subestación Malena 230 kV	260
6.7.2 Seccionamiento de barra de 500 kV	261
6.8 RECOMENDACIONES:	261
6.8.1 Cronograma de proyectos	263
6.9 OBRAS ADICIONALES:	264
6.9.1 Conexión subestación Río Córdoba 220 kV	264
6.9.2 Mejora interconectividad Caracolí 220 kV	275

6.9.3 Mejora interconectividad Reforma 230 kV	279
6.10 Visión de Largo Plazo	283
7 LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN	288
7.1 Direccionamiento estratégico sectorial e institucional – Plan Nacional de Desarrollo y Plan cuatrienal UPME	288
7.2 Lineamientos de política de sostenibilidad ambiental del Plan de Expansión de Referencia de Generación - PERG	289
7.2.1 Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG	289
7.2.2 Sinergia entre actores y competencias	289
7.2.3 Aspectos sociales y participación – Rendición de cuentas	291
7.2.3.1 Aspectos que se deben consultar	291
7.2.3.2 A quién se debe consultar	291
7.3 Instrumentos de gestión ambiental: Licencia ambiental; permisos, autorizaciones y concesiones ambientales	292
7.4 Aprovechamiento del recurso hídrico	293
7.4.1 Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH y Plan de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA	293
7.4.2 Caudal ambiental	295
7.5 Emisiones atmosféricas provenientes de la combustión	296
7.5.1 Política de prevención y control de la contaminación atmosférica	296
7.5.2 Cambio climático: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) – Vulnerabilidad y adaptación – Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.	297
7.6 Articulación entre sistemas de información para la Gestión Integral del Recurso Hídrico - GIRH, y para alertas tempranas por posibles afectaciones a la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos	299
7.7 Reglamentaciones futuras en diferentes temas ambientales	300
8, ANEXO I: SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE COLOMBIA	302
8.1 Parque de generación de Colombia	302
1.1.1 Centrales hidráulicas	302
8.2 Proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica	309
9. ANEXO II: REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN	310
10. ANEXO III: TECNOLOGÍAS Y COSTOS A NIVEL MUNDIAL	314
10.1 El cambio climático	314
10.2 Tecnologías convencionales	315



10.3 Nuevas tecnologías	316
10.4 Ámbito Mundial	316
10.5 Ámbito Regional	321
10.6 Ámbito Nacional	322
10.7 Potenciales de energías renovables	324
11. ANEXO IV: SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE ECUADOR Y CENTROAMÉRICA	328
11.1 Ecuador	328
11.1.1 Centrales existentes	328
11.1.2 Centrales futuras	331
11.1.3 Proyección de demanda eléctrica	331
11.2 Panamá	332
11.2.1 Centrales existentes	332
11.2.2 Centrales futuras	333
11.2.3 Proyecciones de demanda	334
11.3 Costa Rica	334
11.3.1 Centrales existentes	334
11.3.2 Centrales futuras	336
11.3.3 Proyecciones de demanda	336
11.4 Nicaragua	337
11.4.1 Centrales existentes	337
11.4.2 Centrales futuras	338
11.4.3 Proyecciones de demanda	338
11.5 Honduras	339
11.5.1 Centrales existentes	339
11.5.2 Centrales futuras	340
11.5.3 Proyecciones de demanda	340
11.6 El Salvador	341
11.6.1 Centrales existentes	341
11.6.2 Centrales futuras	341
11.6.3 Proyecciones de demanda	342
11.7 Guatemala	342

11.7.1 Centrales existentes	342
11.7.2 Centrales futuras	343
11.7.3 Proyecciones de demanda	344
12. ANEXO V: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ Y FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN	346
13. ANEXO VI: EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2012	348
14. ANEXO VII: DIAGRAMAS UNIFILARES	356
15. ANEXO VIII: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	371
16. ANEXO IX: SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - VISIÓN 2027	372
17. ANEXO X: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	373
18. ANEXO XI: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - VISIÓN 2027	374
19. ANEXO XII: REVISIÓN Y COMPARACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - NOVIEMBRE DE 2012 y 2013	375

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1: Variación anual de PIB y demanda de energía eléctrica en Colombia	28
Gráfica 1-2: Variación trimestral PIB y demanda eléctrica	29
Gráfica 1-3: Elasticidad demanda eléctrica Vs PIB	30
Gráfica 1-4: Composición del PIB por rama de la actividad económica	30
Gráfica 1-5: Participación por rama de actividad económica	31
Gráfica 1-6: Variación anual del Índice de Precios al Consumidor	31
Gráfica 1-7: Tasa Representativa del Mercado mensual	32
Gráfica 1-8: Tasa de Ocupación y Desempleo	33
Gráfica 1-9: Balanza Comercial Nacional	33
Gráfica 1-10: Exportaciones por sector económico	34
Gráfica 1-11: Principales países destino de exportaciones	35
Gráfica 1-12: Participación de las importaciones por sector económico	35
Gráfica 1-13: Importaciones según país de origen	36
Gráfica 1-14: Dividendos de ISA y Ecopetrol respecto a los ingresos del GNC	37
Gráfica 2-1: Demanda de Energía Eléctrica mensual, 2011 – 2012	39
Gráfica 2-2: Evolución anual de demanda de energía eléctrica	39
Gráfica 2-3: Seguimiento mensual de la Demanda de energía eléctrica	40
Gráfica 2-4: Desviación de las proyecciones respecto a la demanda real	41
Gráfica 2-5: Demanda de potencia máxima y variación mensual	42
Gráfica 2-6: Potencia máxima anual	42
Gráfica 2-7: Desviación de las proyecciones respecto a la potencia real máxima	43
Gráfica 2-8: Variación Demanda Energía Eléctrica Regional 2005 – 2011	43
Gráfica 2-9: Evolución histórica de la participación regional en la Demanda de Energía Eléctrica Nacional.	44
Gráfica 2-10: Metodología para la elaboración de la proyección de demanda eléctrica	46
Gráfica 2-11: Escenarios proyectados del PIB	47
Gráfica 2-12: Pérdidas de Energía en el STN	48
Gráfica 2-13: Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución	49
Gráfica 2-14: Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2012 – 2015	50
Gráfica 2-15: Banda de proyección nacional de potencia máxima 2012 - 2015	51
Gráfica 2-16: Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2010 – 2031	51

Gráfica 2-17: Crecimiento anual proyectado de la Demanda eléctrica	52
Gráfica 2-18: Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2010 – 2031	52
Gráfica 2-19: Proyección de demanda eléctrica a nivel regional	53
Gráfica 3-1: Agentes del Sector Eléctrico Registrados por Actividad.	54
Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente.	55
Gráfica 3-3: Capacidad instalada del SIN.	56
Gráfica 3-4: Participación por tipo de planta generadora. Octubre 2013.	57
Gráfica 3-5: Generación real por tecnología.	57
Gráfica 3-6: Evolución mensual de aportes totales al SIN (%).	58
Gráfica 3-7: Consumo histórico de combustibles para generación eléctrica.	59
Gráfica 3-8: Agregado de intercambios eléctricos.	60
Gráfica 3-9: Precio de electricidad.	61
Gráfica 3-10: Evolución del costo unitario de las restricciones.	62
Gráfica 4-1: Embalse Agregado Vs ONI.	66
Gráfica 4-2: Condiciones de la alteración ENSO de acuerdo al ÓNI.	67
Gráfica 4-3: Reservas de gas Natural.	68
Gráfica 4-4: Declaración producción gas natural. 2012-2021.	69
Gráfica 4-5: Proyección precio gas natural Guajira. 2013 – 2021.	71
Gráfica 4-6: Proyección precio gas natural Cusiana. 2013 – 2021	72
Gráfica 4-7: Utilización de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica. Periodo enero 2011 – diciembre 2012.	74
Gráfica 4-8: Distribución del consumo de combustibles durante el año 2012.	75
Gráfica 4-9: Utilización del carbón para la generación de energía eléctrica. Periodo enero 2011 – diciembre 2012.	75
Gráfica 4-10: Reservas de carbón medidas, a 2012	76
Gráfica 4-11: Evolución y proyección de precios para el sector térmico.	77
Gráfica 4-12: Proyección - IP Jet Fuel.	77
Gráfica 4-13: Proyección - IP Fuel Oil.	78
Gráfica 4-14: Proyección - IP ACPM.	78
Gráfica 4-15: Proyección de precios del carbón para las plantas de generación Guajira, Gecelca, Paipa, Tasajero y Termozipa.	79
Gráfica 5-1: Metodología General de Planificación de Generación y la Red de Transmisión.	83

Gráfica 5-2: Proyección de Demanda de Potencia Eléctrica y Capacidad Instalada	84
Gráfica 5-3: Porcentaje de margen de reserva de potencia del sistema colombiano.	85
Gráfica 5-4: Proyección de Demanda de Electricidad, Demanda Objetivo CREG y Energía en Firme	85
Gráfica 5-5: Costo marginal de la alternativa 1 (con proyectos del cargo por confiabilidad)	88
Gráfica 5-6: Costo marginal de la alternativa 2 con proyectos del cargo y atrasos	90
Gráfica 5-7: Costo marginal de las alternativas 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda	91
Gráfica 5-8: Generación hídrica de las alternativa 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda	92
Gráfica 5-9: Generación térmica de las alternativas 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda	92
Gráfica 5-10: Costo marginal alternativa 4	94
Gráfica 5-11: Generación térmica e hidráulica de la alternativa 4, escenario alto de demanda	95
Gráfica 5-12: Consumo de Gas, alternativa 4, escenario alto de demanda.	96
Gráfica 5-13: Costo marginal de la Alternativa 4B Fuente de gráfica: UPME	98
Gráfica 5-14: Generación por tecnología Alternativa 4B. Escenario alto de demanda	99
Gráfica 5-15: Costo marginal para las alternativas 4 y 4B, para los tres escenarios de demanda	100
Gráfica 5-16: Generación por tecnología para las alternativas 4 y 4B, escenario alto de demanda	100
Gráfica 5-17: Procedimiento para calcular la complementariedad de los recursos eólicos e hidroenergéticos	102
Gráfica 5-18 Curva de potencia por tecnología de aerogeneradores	105
Gráfica 5-19: Generación de Chivor y Plantas Eólicas. Alternativa 5, escenario de demanda alta	105
Gráfica 5-20: Evolución del Costo Marginal para las Alternativas 5 y 4. Escenario demanda alta	106
Gráfica 5-21: Comparación de la Generación renovable para las alternativas 4 y 5, demanda alta.	107
Gráfica 5-22: Comparación de la Generación térmica para las alternativas 4 y 5, demanda alta.	107
Gráfica 5-23: Comparación de los escenarios de proyección de las demandas	111
Gráfica 5-24: Costo marginal para cada una de las alternativas.	112
Gráfica 5-25: Generación por tecnología según alternativa. Escenario alto de demanda	113
Gráfica 5-26: Comparación de los escenarios de proyección de las demandas, ventana 2013 - 2021	114
Gráfica 5-27: Costo marginal para cada una de las alternativas.	115
Gráfica 5-28: Generación por tecnología según alternativa. Escenario alto de demanda	115
Gráfica 5-29: Ahorro en Costo Marginal respecto a la alternativa 4, base de expansión.	116
Gráfica 5-30: Interconexiones internacionales actuales y proyectadas	117
Gráfica 5-31: Histórico de Exportaciones de Electricidad	118
Gráfica 5-32: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)	119

Gráfica 5-33: Proyección de intercambios eléctricos con Ecuador	120
Gráfica 5-34: Proyección de intercambios eléctricos con Centroamérica	120
Gráfica 5-35: Proyección de exportaciones	121
Gráfica 5-36: Proyección de importaciones	122
Gráfica 5-37: Flujo neto total anual de energía	123
Gráfica 5-38: Comparación de la generación por tecnología: Caso base vs. Intercambios Internacionales.	123
Gráfica 5-39: Comparación de costo marginal de demanda: Intercambios Internacionales vs. Otras alternativas	124
Gráfica 5-40: Proyección de evolución del factor de emisión por alternativa	126
Gráfica 5-41: Proyección de evolución de emisiones de CO2	127
Gráfica 6-1: Metodología general de planificación del Sistema de Transmisión Nacional – STN	134
Gráfica 6-2: Metodología de análisis para la cuantificación de beneficios por confiabilidad y agotamiento de la red	135
Gráfica 6-3: Metodología de análisis para la cuantificación de beneficios por reducción de restricciones	137
Gráfica 6-4: Función de Densidad de Probabilidad de la Variable Aleatoria “Despacho Económico”	139
Gráfica 6-5: Función de Densidad de Probabilidad de la Variable Aleatoria “Capacidad instalada inferior a la generación requerida”	139
Gráfica 6-6: Área Caribe	141
Gráfica 6-7: Área Nordeste	143
Gráfica 6-8: Área Antioquia	146
Gráfica 6-9: Área Oriental	147
Gráfica 6-10: Área Suroccidental	150
Gráfica 6-11: Función de Densidad de Probabilidad de la variable Aleatoria. Ubicación de la planta de generación Ambeima 45MW Capacidad instalada inferior a la generación requerida	153
Gráfica 6-12: Escenarios Operativos	154
Gráfica 6-13: Descripción de las alternativas de conexión de la planta de generación Ambeima 45 MW	155
Gráfica 6-14: Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área	165
Gráfica 6-15: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Mirolindo 230 kV. Año 2015	167
Gráfica 6-16: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Betania 230 kV. Año 2015	168
Gráfica 6-17: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Natagaima 115 kV. Año 2015.	168
Gráfica 6.18. Ubicación de la planta de generación Tasajero II 160 MW.	170

Gráfica 6-19. Ubicación de la planta de generación Tasajero II 160 MW.	171
Gráfica 6-20. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área.	172
Gráfica 6-21. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Tasajero - Cúcuta 230 kV. Alternativa 1, año 2015.	173
Gráfica 6-22. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Tasajero - San Mateo 230 kV. Alternativa 1, año 2015.	174
Gráfica 6-23. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Cúcuta - San Mateo 230 kV. Alternativa 2, año 2015	174
Gráfica 6-24. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Ocaña - San Mateo 230 kV. Alternativa 2, año 2015.	175
Gráfica 6-25. Ubicación de la planta de generación San Miguel 42 MW.	176
Gráfica 6-26. Escenarios Operativos	177
Gráfica 6-27. Descripción de las alternativas para la conexión de la Planta de Generación San Miguel	178
Gráfica 6-28. Ubicación de la planta de generación Ituango 2400 MW.	186
Gráfica 6-29. Escenarios operativos.	187
Gráfica 6-30. Alternativas de conexión del proyecto de generación Ituango 2400 MW.	189
Gráfica 6-31. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 1.	190
Gráfica 6-32. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 2.	190
Gráfica 6-33. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 2.	191
Gráfica 6-34. Alternativas de conexión del proyecto Ituango al área Antioquia.	194
Gráfica 6-35. Escenarios operativos.	194
Gráfica 6-36. Cargabilidad de los principales elementos en el área Antioquia. Escenario 5 (alta exportación). Año 2020.	195
Gráfica 6-37. Cargabilidad de los principales elementos en el área Antioquia. Escenario 2 (baja generación en el norte de Antioquia). Año 2020.	196
Gráfica 6-38. Generación de seguridad en el norte de Antioquia para evitar sobrecargas en el transformador 500/230kV en Medellín, según alternativa. Año 2020.	197
Gráfica 6-39. Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STR. Año 2020.	198
Gráfica 6-40. Nivel de corto circuito en las subestaciones del STN. Año 2020.	199
Gráfica 6-41. Red definida para la conexión de la planta de generación Ituango	200
Gráfica 6-42. Descripción de las alternativas conexión subestación La Sierra	202
Gráfica 6-43. Interconexión del área Caribe con el interior del país	204
Gráfica 6-44. Escenario operativo.	205
Gráfica 6-45. Alternativas de expansión para incrementar el límite de importación al área Caribe.	206

Gráfica 6-46. Límite de importación área Caribe, según alternativa.	207
Gráfica 6-47. Generación mínima requerida, según alternativa.	207
Gráfica 6-48. Análisis modal - Amortiguamiento.	208
Gráfica 6-49. Análisis modal - Frecuencia.	208
Gráfica 6-50. Curva Q-V Copey 500 kV. Año 2020.	208
Gráfica 6-51. Curva P-V Cerromatoso 500 kV. Año 2020.	209
Gráfica 6-52. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área Caribe, según alternativa. Año 2020.	210
Gráfica 6-53. Área Suroccidental.	213
Gráfica 6-54. Escenario operativo estudiado.	214
Gráfica 6-55. Alternativas de expansión para incrementar el límite de importación al área Suroccidental. 215	
Gráfica 6-56. Límite de importación área Suroccidental, según alternativa	216
Gráfica 6-57. Generación mínima requerida, según alternativa	216
Gráfica 6-58. Escenario de congestión en el circuito Yumbo – Alférez 230 kV.	218
Gráfica 6-59. Cargabilidad del enlace Yumbo – Alférez 230 kV.	219
Gráfica 6-60. Tensiones en subestaciones del Suroccidente en estado estacionario para el año 2018, con y sin Alternativa 4 (2 unidades en línea: 1 Salvajina y 1 Betania, y sin intercambios con Ecuador	220
Gráfica 6-61. Probabilidad de no contar con la generación requerida para el control de sobretensiones, considerado la alternativa 4.	221
Gráfica 6-62. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del STR en el área Suroccidental, según alternativa. Año 2020.	221
Gráfica 6-63. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del STN en el área Suroccidental, según alternativa. Año 2020.	222
Gráfica 6-64. Área Oriental	225
Gráfica 6-65. Diagrama unifilar área Oriental e identificación de restricciones.	226
Gráfica 6-66. Diagrama unifilar área Oriental y proyectos definido.	228
Gráfica 6-67. Curva de probabilidad despacho en el área Oriental.	231
Gráfica 6-68. Generación de seguridad Vs. Unidades equivalentes en el área Oriental con la expansión definida.	231
Gráfica 6-69. Comportamiento técnico de cada una de las alternativas (corto plazo) en los años 2015 y 2018.	233
Gráfica 6-70. Comportamiento transitorio de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.	234

Gráfica 6-71. Alternativas de compensación dinámica	235
Gráfica 6-72. Año 2018. Comportamiento del sistema.	236
Gráfica 6-73. Comportamiento del sistema en el periodo 2015 – 2018, considerando 440 MVAR de compensación dinámica y 275 MVAR de compensación capacitiva clásica.	237
Gráfica 6-74. Comportamiento del sistema en el periodo 2015 – 2018, considerando 440 MVAR de compensación dinámica y 275 MVAR de compensación capacitiva clásica.	238
Gráfica 6-75. Alternativas de expansión largo plazo.	239
Gráfica 6-76. Comportamiento del sistema para cada alternativa.	240
Gráfica 6-77. Año 2022. Comportamiento transitorio de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.	241
Gráfica 6-78. Distribución típica del despacho económico en el área Oriental, en función del número de unidades equivalentes.	243
Gráfica 6-79. Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN considerando el plan de obras del área Oriental.	244
Gráfica 6-80. Ubicación de la subestación Porce III 500 kV.	245
Gráfica 6-81. Función de densidad de probabilidad (esquemática). Despacho Porce III.	246
Gráfica 6-82. Reconfiguración del circuito Ituango – Sogamoso 500 kV en Ituango – Porce III y Porce III – Sogamoso	247
Gráfica 6-83. Variación de la relación Beneficio / Costo en función de la longitud de los nuevos circuitos a 500 kV (tramos asociados a la reconfiguración).	248
Gráfica 6-84. Alternativas de conexión del gran usuario Drummond 120 MW	250
Gráfica 6-85. Ubicación del gran usuario Drummond 120 MW.	251
Gráfica 6-86. Impacto de la conexión de Drummond por medio de la apertura de la línea Ocaña – Copey 500 kV.	252
Gráfica 6-87. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario alto de crecimiento de la demanda.	255
Gráfica 6-88. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario medio de crecimiento de la demanda	256
Gráfica 6-89. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario bajo de crecimiento de la demanda.	257
Gráfica 6-90. Ubicación proyecto Rio Córdoba.	265
Gráfica 6-92. Alternativa de conexión nueva subestación Rio Córdoba 220 kV	267
Gráfica 6-93. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área.	272
Gráfica 6-94. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Santa Marta 220 kV	273
Gráfica 6-95. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Fundación 220 kV	274

Gráfica 6-96. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Santa Marta 220 kV	274
Gráfica 6-97. Ubicación proyecto Caracolí	275
Gráfica 6-98. Conectividad definitiva Caracolí 220 kV	276
Gráfica 6-99. Condición operativa	277
Gráfica 6-100. Evaluación económica Caracolí	278
Gráfica 6-101. Ubicación proyecto Reforma	279
Gráfica 6-102. Alternativa para mejora interconectividad S/E Reforma 230 kV	280
Gráfica 6-103. Caso 1, indisponibilidad de un enlace y falla del otro	281
Gráfica 6-104. Caso 1, indisponibilidad de un enlace y falla del otro	281
Gráfica 6-105. Evaluación económica Reforma	282
Gráfica 7-1: Sub zonas hidrográficas	294
Gráfica 7-2: Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica (Periodo 2011 - 2040)	297
Gráfica 7-3: Sistema de información hidrometeorológica del IDEAM	299
Gráfica 9-1: Solicitudes de registro de proyectos de generación	310
Gráfica 9-2: Capacidad instalada registrada por tecnología	311
Gráfica 9-3: Distribución de número de registros por fuente	312
Gráfica 9-4: Distribución de número de registros por Fase de inscripción	312
Gráfica 9-5: Distribución de número de registros por departamento	313
Gráfica 10-1: Costos nivelados de generación del National Renewable Energy Laboratory - NREL	315
Gráfica 10-2: Costos nivelados de generación	315
Gráfica 10-3: Inversiones en capacidad de generación	317
Gráfica 10-4: Evolución reciente de las inversiones en energías renovables	317
Gráfica 10-5: Evolución reciente de la capacidad de generación de energías renovables 2012	318
Gráfica 10-6: Top de Capacidad de generación de energías renovables 2012	318
Gráfica 10-7: Incrementos posibles de la generación en el periodo 2010-2035	319
Gráfica 10-8: Precios medios de la electricidad en los hogares al 2035	320
Gráfica 10-9: Rangos típicos de costos de capital para tecnologías renovables, 2012.	320
Gráfica 10-10: Rangos típicos de Costos nivelados de Electricidad y promedios ponderados por región para tecnologías renovables, 2012	321
Gráfica 10-11: Evolución inversiones financieras por tecnología, 2006-2013 (millones de dólares)	321
Gráfica 10-12: Incorporación de la energía eólica en América Latina	322

Gráfica 10-13: Evolución de precios de los módulos y pequeños sistemas fotovoltaicos	322
Gráfica 10-14: Potencial hidroenergético unitario promedio anual multianual	325
Gráfica 10-15: Mapas de potencial hidroenergético unitario promedio mensual multianual	326
Gráfica 10-16: Densidad de potencia eólica de Colombia, promedio anual, multianual a una altura de 50 m. sobre el piso	327
Gráfica 19-1: Crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica	375
Gráfica 19-2: Comparación escenarios PIB	376
Gráfica 19-3: Proyección de la demanda de energía, revisiones noviembre de 2012 y 2013	376
Gráfica 19-4: Variabilidad observada y esperada de ola demanda de grandes consumidores	377
Gráfica 19-5: Comparación demanda de energía, proyecciones noviembre 2012 y 2013, escenario medio	378

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1: Proyección de Demanda para las cargas especiales	49
Tabla 3-1: Evolución de la capacidad instalada.	56
Tabla 3-2: Capacidad efectiva neta promedio por tecnología [MW].	56
Tabla 3-3: Evolución de la Generación de Energía.	58
Tabla 3-4: Demanda Anual Energía Eléctrica.	59
Tabla 3-5: Evolución del costo unitario de restricciones	62
Tabla 3-6: Resultados Subastas de Reconfiguración	64
Tabla 4-1: Consumo de combustible para generación eléctrica durante el año 2012.	74
Tabla 5-1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.	82
Tabla 5-2: Proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en etapa de construcción	87
Tabla 5-3: Retrasos de proyectos de generación en construcción	89
Tabla 5-4: Cronograma de expansión de Alternativa 4	93
Tabla 5-5: Cronograma de expansión de Alternativa 4B	97
Tabla 5-6: Porcentaje de tiempo en donde el índice de complementariedad es superior a 0.6	104
Tabla 5-7: Potenciales y metas de ahorro a 2015. Plan de Acción Indicativo del PROURE	109
Tabla 5-8: Potenciales de ahorro de energía y potencia. Meta 2017	110
Tabla 5-9: Proyección de demanda caso URE. Escenario alto, meta a 2017	110
Tabla 5-10: Proyección de demanda caso URE. Escenario alto, meta a 2020	113
Tabla 6-1: Proyectos aprobados a CENS	145
Tabla 6-2: Proyectos aprobados a EMSA	149
Tabla 6-3: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 1.	156
Tabla 6-4: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 2.	158
Tabla 6-5: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 3	160
Tabla 6-6: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 4	162
Tabla 6-7: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 5	163
Tabla 6-8: Evaluación económica de la conexión de Ambeima.	167
Tabla 6-9: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario A.	179
Tabla 6-10: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario B.	180
Tabla 6-11: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario C.	181

Tabla 6-12: Comportamiento del sistema para cada alternativa.	184
Tabla 6-13: Relación Beneficio / Costo de la conexión de San Miguel 42 MW.	185
Tabla 6-14: Evaluación económica de la conexión del proyecto Ituango.	201
Tabla 6-15: Evaluación. Beneficio / Costo de las alternativas	211
Tabla 6-16: Generación de seguridad para el control de sobretensiones en los periodos de demanda mínima, considerando la alternativa 4.	220
Tabla 6-17: Evaluación. Beneficio / Costo de las alternativas	223
Tabla 6-18: Restricciones actuales del área Oriental.	227
Tabla 6-19: Expansión definida.	229
Tabla 6-20: Características técnicas del parque generador.	230
Tabla 6-21: Alternativas de compensación capacitiva – Corto Plazo.	232
Tabla 6-22: Plan de obras área Oriental.	242
Tabla 6-23: Evaluación. Beneficio / Costo alternativas.	242
Tabla 6-24: Pérdida de generación en el sistema que activaría el EDAC.	246
Tabla 6-25: Probabilidades de despacho en Porce III superior al Umbral del EDAC.	246
Tabla 6-26: Máxima limitación de la generación de Porce III si se presenta el escenario restrictivo.	247
Tabla 6-27: Relación Beneficio / Costo. Reconfiguración Ituango – Sogamoso 500 kV.	248
Tabla 6-28: Evaluación económica de la conexión de Drummond.	253
Tabla 6-29: Bahía de transformadores a 220 kV o superiores	259
Tabla 6-30: Tiempos de indisponibilidades	260
Tabla 6-31: Relación Beneficio costo	260
Tabla 6-32: Unidades constructivas	260
Tabla 6-33: Cronogramas proyectos plan 2013 - 2027	263
Tabla 6-34: Escenarios operativos.	266
Tabla 6-35: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 1.	267
Tabla 6-36: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 2.	269
Tabla 6-37: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 3.	270
Tabla 6-38. Evaluación económica de Río Córdoba	273
Tabla 6-39 Desempeño del sistema ante indisponibilidad de una elemento del STN y falla del otro	278
Tabla 6-40 Indisponibilidades 2013	282
Tabla 6-41 Indisponibilidades 2012	282

Tabla 8-1: Inventario de proyectos de generación hidráulica existentes	302
Tabla 8-2: Inventario de unidades de generación térmica existentes	303
Tabla 8-3: Inventario de centrales menores de generación existentes	305
Tabla 8-4: Inventario de cogeneradores existentes	306
Tabla 8-5: Cronograma de proyectos futuros de generación	307
Tabla 8-6: Cronograma de proyectos futuros de generación. Alternativa 4B	308
Tabla 8-7: Proyección de demanda. Escenarios Alto, Medio y Bajo	309
Tabla 9-1: Distribución de registro por rango de potencia	311
Tabla 10-1: Capacidad instalada de generación de electricidad con energías renovables no convencionales, estimativo 2010	323
Tabla 11-1: Centrales de generación existentes en Ecuador	328
Tabla 11-2: Autogeneración en Ecuador (por empresas)	330
Tabla 11-3: Cronograma de entrada de centrales de generación en Ecuador	331
Tabla 11-4: Proyecciones de demanda eléctrica de Ecuador	332
Tabla 11-5: Centrales de generación existentes en Panamá	332
Tabla 11-6: Cronograma de entrada de centrales de generación en Panamá	333
Tabla 11-7: Proyección demanda eléctrica de Panamá	334
Tabla 11-8: Centrales de generación existentes en Costa Rica	335
Tabla 11-9: Cronograma de entrada de centrales de generación en Costa Rica	336
Tabla 11-10: Proyección de demanda eléctrica de Costa Rica	337
Tabla 11-11: Centrales de generación existentes en Nicaragua	337
Tabla 11-12: Cronograma de entrada de centrales de generación en Nicaragua	338
Tabla 11-13: Proyección de demanda eléctrica de Nicaragua	338
Tabla 11-14: Centrales de generación existentes en Honduras	339
Tabla 11-15: Cronograma de entrada de centrales de generación en Honduras	340
Tabla 11-16: Proyección de demanda eléctrica de Honduras	340
Tabla 11-17: Centrales de generación existentes en El Salvador	341
Tabla 11-18: Cronograma de entrada de centrales de generación en El Salvador	341
Tabla 11-19: Proyección de demanda eléctrica de El Salvador	342
Tabla 11-20: Centrales de generación existentes en Guatemala	342

Tabla 11-21: Cronograma de entrada de centrales de generación en Guatemala	343
Tabla 11-22: Proyección de demanda eléctrica de Guatemala	344
Tabla 12-1: Factores de conversión para el cálculo de emisiones de CO2 y del factor de emisión	346
Tabla 19-1: Diferencias proyecciones de demanda de energía	379

1 ENTORNO ECONÓMICO NACIONAL

La situación económica mundial en los últimos años ha presentado comportamientos de inestabilidad, las principales zonas económicas se vieron afectadas por la crisis, y apenas empiezan a mostrar una leve recuperación. Estados Unidos presentó un crecimiento cercano al 2.3% en 2012, mientras que la Zona Europea ha disminuido considerablemente, pasando de una tasa de 1.5% en 2011, a niveles incluso por debajo del 0% en los últimos 2 trimestres de 2012. En cuanto a las principales economías asiáticas, se tienen que China redujo su crecimiento de 9.2% en 2011 a menos de 8%; Corea del Sur presenta una situación similar, con un crecimiento de 3.6% en 2011, comparado con niveles de alrededor de 2% en la actualidad.

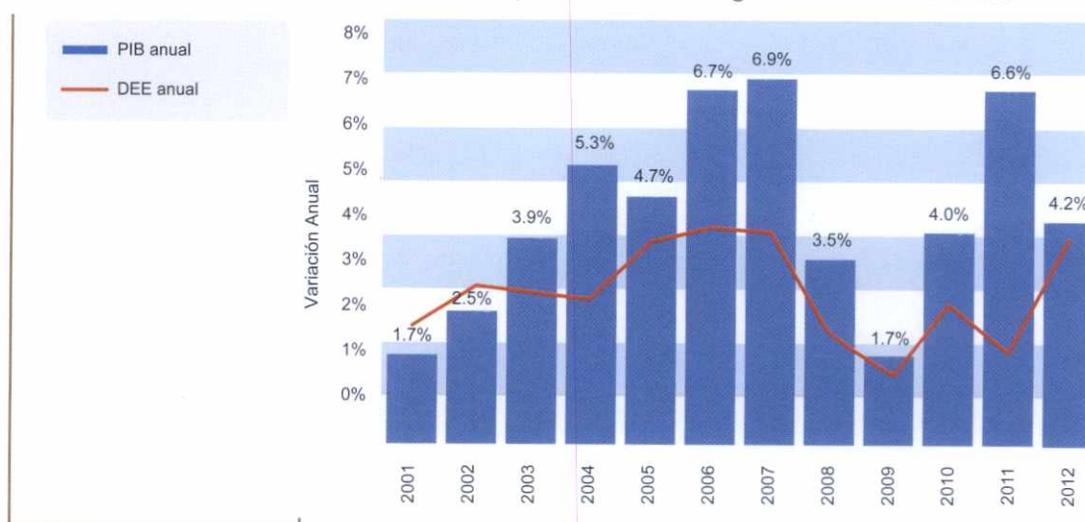
Sin embargo, la economía colombiana ha logrado mantenerse a flote, con un crecimiento económico positivo, e incluso mayor al de otras economías importantes de Latinoamérica. De acuerdo con los resultados del DANE, el PIB creció 4.2% con respecto a de 2011, lo que refleja una desaceleración frente a lo observado en el año inmediatamente anterior. No obstante, dicho nivel continúa estando por encima del crecimiento mundial.

A continuación 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.

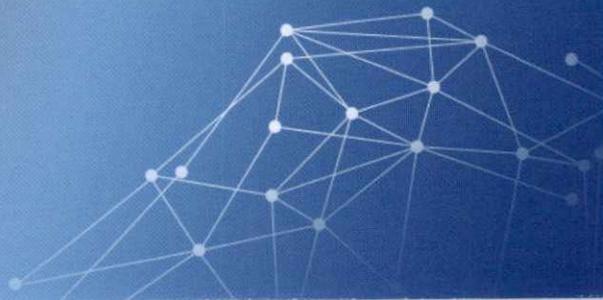
1.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO

El Producto Interno Bruto colombiano en 2012 creció 4.2% según los datos preliminares publicados por el DANE, como se observa en la Gráfica 11. Este crecimiento es menor respecto al del año anterior, y se asocia con afectaciones por disminución de la producción industrial y la desaceleración del crecimiento de la actividad minera, que pasó de 14.6 % en el 2011 a 5.9% en 2012.

Gráfica 1-1: Variación anual de PIB y demanda de energía eléctrica en Colombia



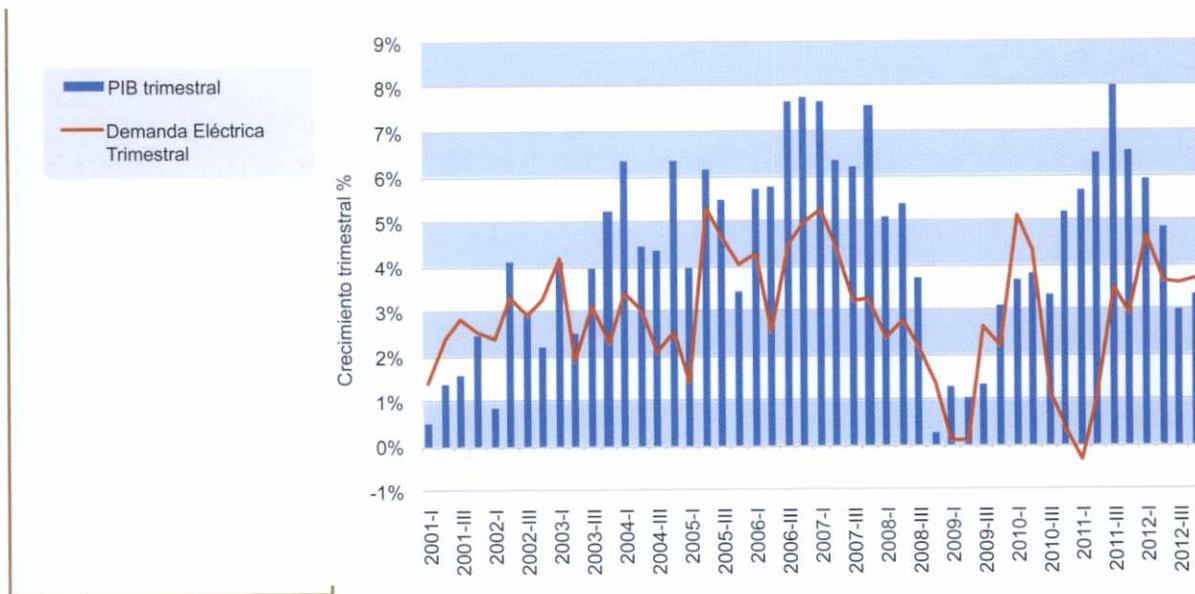
Fuente de datos: DANE - XM
Fuente de gráfica: UPME



Por otro lado, los mayores aportes al PIB en 2012 fueron dados por el sector financiero, que tiene una participación cercana a 25% del crecimiento total, seguido por aporte los sectores de servicios sociales, comunales y personales, con casi 20% del crecimiento, y luego comercio, restaurantes y hoteles, que tiene una participación de 12% en el PIB nacional.

Asimismo, al analizar el comportamiento trimestral del PIB, mostrado en la Gráfica 1-2, se encuentra que el menor crecimiento de 2012 se hizo más notorio en los dos últimos trimestres, con valores de 2.9% y 3.3% respectivamente

Gráfica 1-2: Variación trimestral PIB y demanda eléctrica



Fuente de datos: DANE - XM

Fuente de gráfica: UPME

Uno de los análisis que se hace para medir la productividad de un país, es la relación entre las tasas de crecimiento anual del PIB y la demanda de electricidad, como se muestra en la Gráfica 1-3. Sin embargo, en situaciones de crisis económica o con influencia de factores atípicos, el efecto que tiene una variable sobre la otra se puede ver alterado. El caso más notorio es el año 2011, donde la salida de carga por mantenimiento en las instalaciones de Cerromatoso y la afectación por la temporada invernal, generó un crecimiento anual en la demanda eléctrica de 1.8%, mientras el crecimiento económico para el mismo año fue del 6.6%.

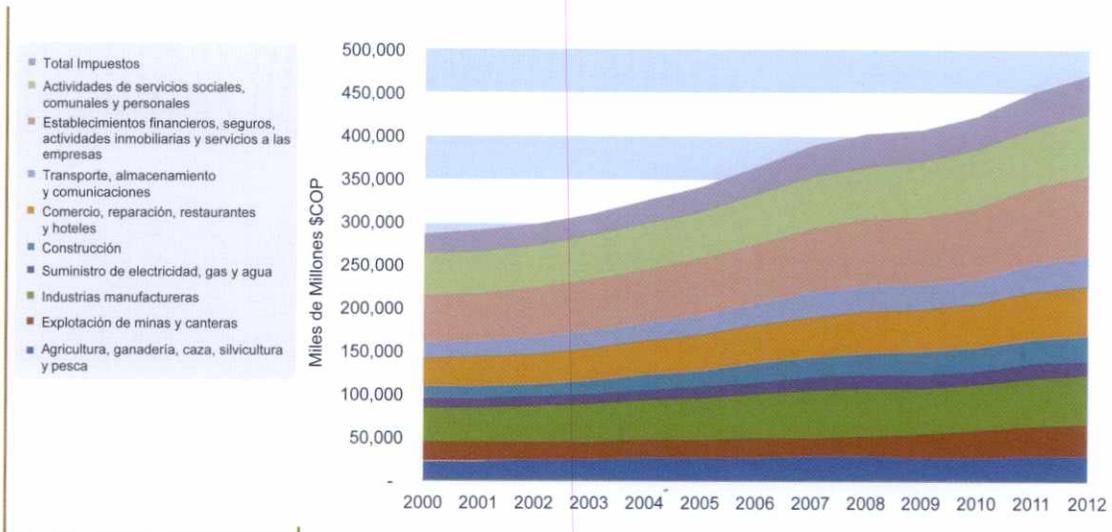
Gráfica 1-3: Elasticidad demanda eléctrica Vs PIB



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Por otro lado, al analizar el PIB por cada una de las ramas de actividad que lo componen, como se describe en la Gráfica 1-4, se encuentra que las actividades con mayor participación son las asociadas a bienes y servicios, estos sectores no son intensivos en consumo de energía eléctrica, generando una “desmaterialización” atípica de la economía, y por ende, la teoría económica que relaciona directamente el crecimiento económico con el consumo de energía eléctrica, no es del todo aplicable en este caso.

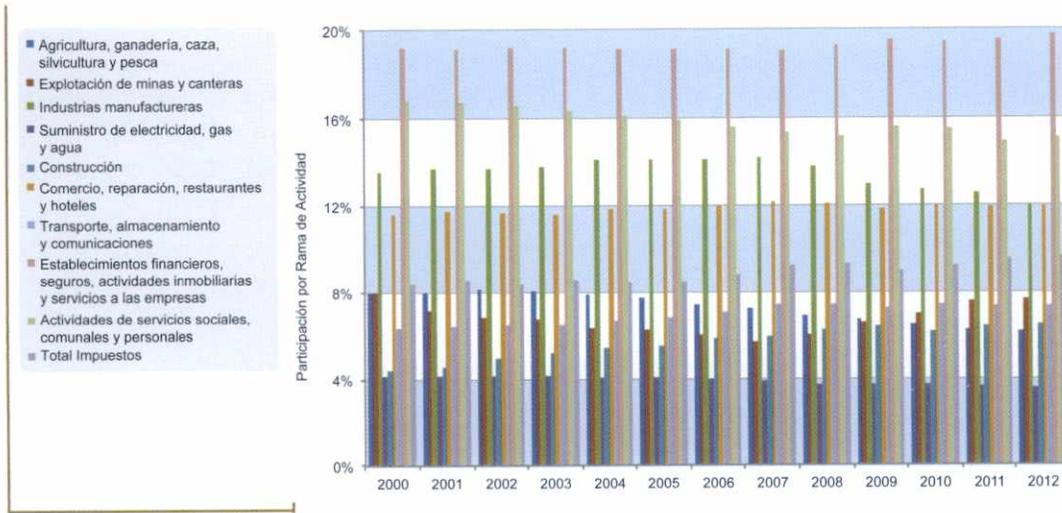
Gráfica 1-4: Composición del PIB por rama de la actividad económica



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: DANE

La participación de actividades económicas con uso intensivo de energía eléctrica ha disminuido en los últimos 5 años, en la Gráfica 1-5 se evidencia la tendencia que tiene el sector de Industrias Manufactureras a disminuir su participación dentro del PIB, mientras que, como se mencionó anteriormente, los sectores de servicios aumentan su participación, ubicándose en 54.11%, y si se incluye los impuestos, se tiene una participación cercana al 69% para 2012, mientras que el sector industrial aporta el 12% del PIB.

Gráfica 1-5: Participación por rama de actividad económica



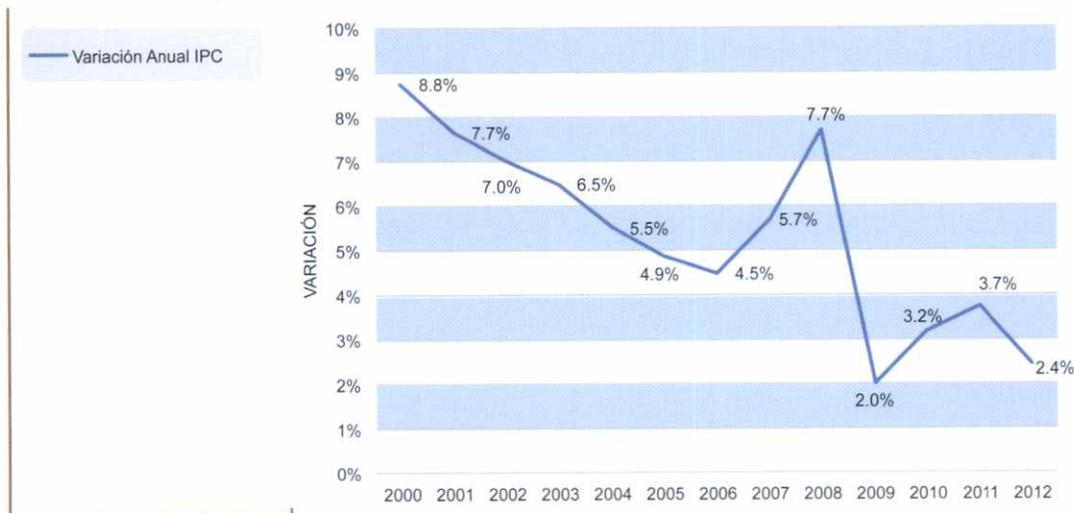
Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: DANE

No obstante la situación actual, es importante resaltar que durante la última década el PIB del sector Industrial pasó de US\$13,900 millones en el 2000 a cerca de US\$47,700 millones en el 2012, con enfoque hacia la atención de mercados externos y exportaciones de productos de alta y media tecnología, las cuales pasaron de US\$2,251 millones en 2002 a US\$6,357 en 2012.

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 muestra la Gráfica 1-6, en 2009 la inflación de 2.0% se asocia con la crisis económica. En el último año, el valor de inflación retomó a la tendencia que venía presentando antes de la fluctuación económica y se ubicó en 2.4%, valor inferior al fijado por el Banco de la República como meta para 2012.

Gráfica 1-6: Variación anual del Índice de Precios al Consumidor



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

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 describe la Gráfica 1-7, la Tasa Representativa del Mercado, TRM, presentó gran variabilidad en el periodo 2009 - 2011 pasando de \$2,500 por dólar al inicio de 2009 a \$1,934 por dólar finalizando 2011. La TRM promedio mensual del dólar a diciembre de 2012 tuvo una disminución de 7.25% respecto al mismo mes de 2011, ubicándose en \$1,794.

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.

Gráfica 1-7: Tasa Representativa del Mercado mensual

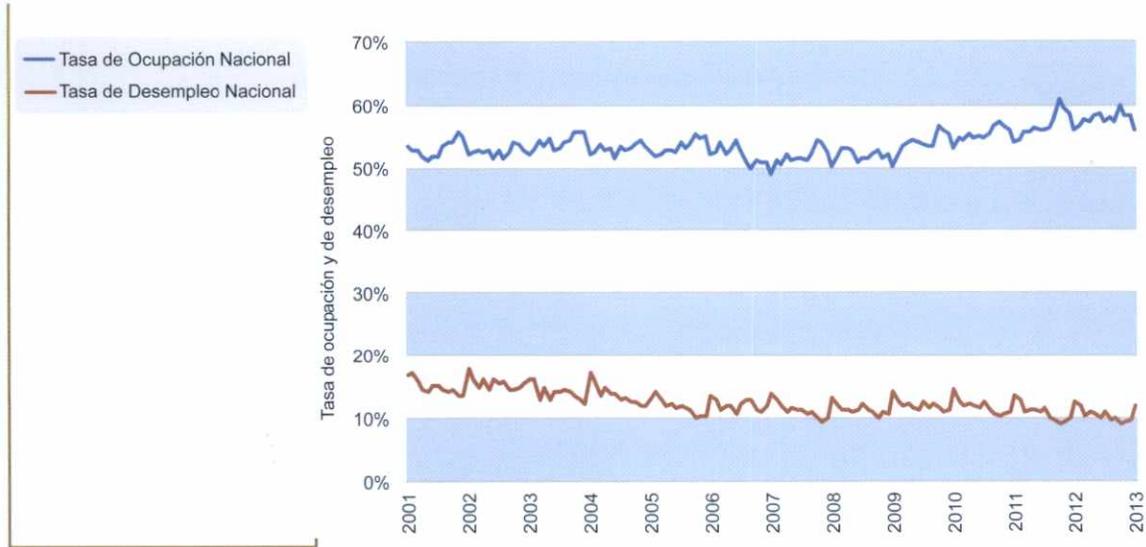


Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

1.4 EMPLEO

A pesar de la coyuntura económica mundial y la desaceleración de importantes sectores económicos del país, en la Gráfica 1-8 se muestra que la tasa de desempleo no se vio afectada en el último año, por el contrario, disminuyó levemente entre 2011 y 2012 al pasar de 10.8% a 10.4% promedio anual, y la tasa de ocupación promedio anual pasó de 56.8% en 2011 a 57.8% en 2012. 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

Gráfica 1-8: Tasa de Ocupación y Desempleo

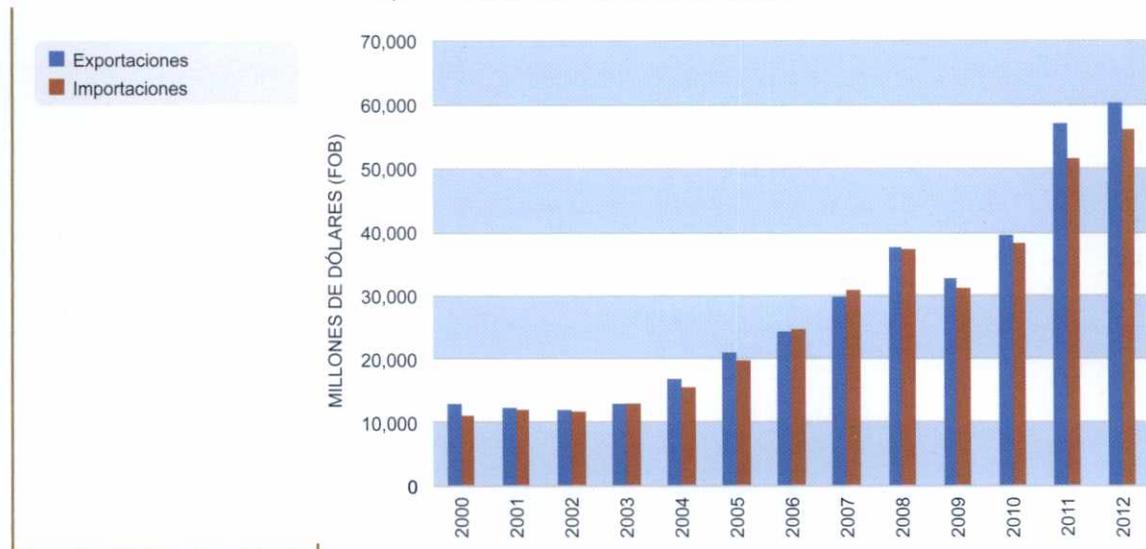


Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

1.5 SECTOR EXTERNO

La balanza comercial colombiana, mostrada en la Gráfica 1-9, presentó un valor positivo de US\$4,032.8 millones en 2012 con un crecimiento negativo de -24.7% respecto a 2011, donde se obtuvo un valor de US\$5,358.4 millones. Este comportamiento refleja la disminución de la diferencia entre exportaciones e importaciones, pues aunque las exportaciones crecieron 5.6% pasando de US\$56,915 millones en 2011 a US\$60,125 millones en 2012; las importaciones crecieron 8.8%, pasando de US\$ 51.556 millones en 2011 a US\$56,092 millones en 2012.

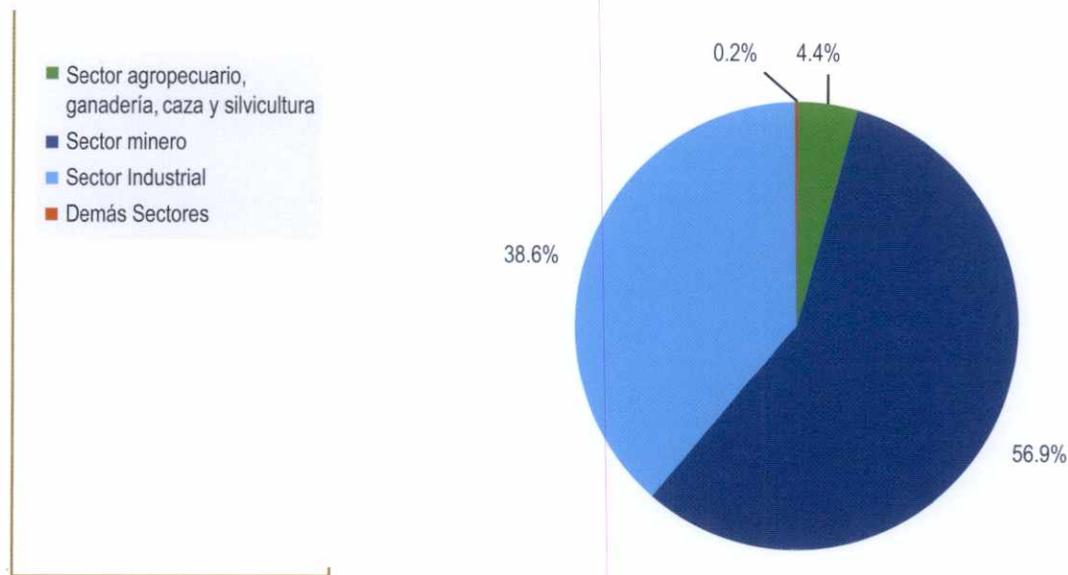
Gráfica 1-9: Balanza Comercial Nacional



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

Los principales sectores de exportación siguen siendo los de petróleo y derivados, carbón y café, con valores de US\$31,559, US\$7,805 y US\$1,910 millones respectivamente. Seguidos por las exportaciones del sector industrial, con un valor agregado de US\$23,198 millones (Ver Gráfica 1-10).

Gráfica 1-10: Exportaciones por sector económico



Fuente de datos: DANE

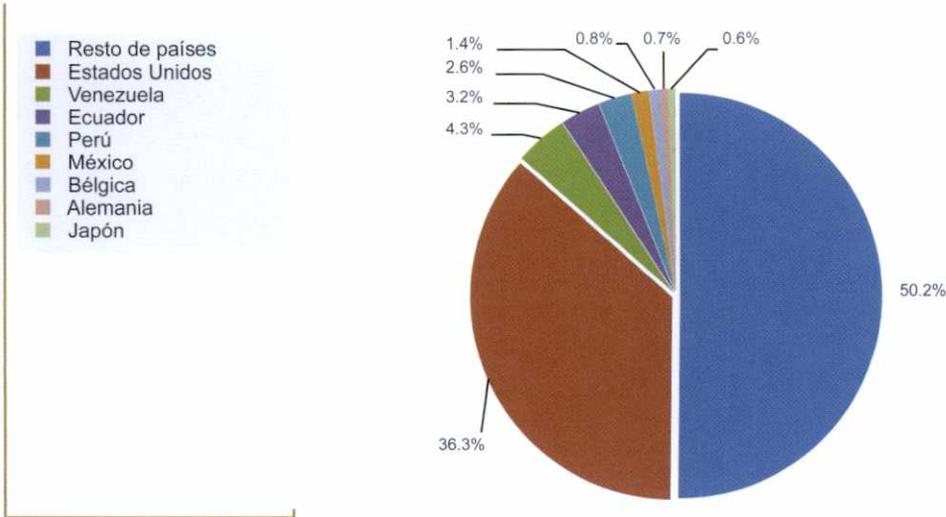
Fuente de gráfica: UPME

Si bien, las exportaciones totales de nuestro país en 2012 crecieron respecto al año anterior, la distribución porcentual de participación por sector económico no se conservó en la misma proporción. Mientras que el sector minero aumentó su participación de 54.9% a 56.9%, el sector industrial disminuyó su participación 40.9% a 38.6%. Por su parte el sector agropecuario aumentó su participación pasando de 4.0% a 4.4%.

En cuanto a los países destino para las exportaciones colombianas, el principal receptor sigue siendo Estados Unidos con US\$21,833 millones, disminuyendo su participación de 38.6% a 36.3% en el total de exportaciones; el segundo destino de la exportación continua siendo Venezuela con una participación de 4.3%. Asimismo, se puede deducir una diversificación de los países destino al presentar 50.2% en la participación del grupo denominado Resto de países, lo que equivale a US\$30,165 millones. Ello compensaría la disminución de exportaciones hacia Estados Unidos.

La participación total de los países destino de las exportaciones colombianas se muestra en la Gráfica 1-11.

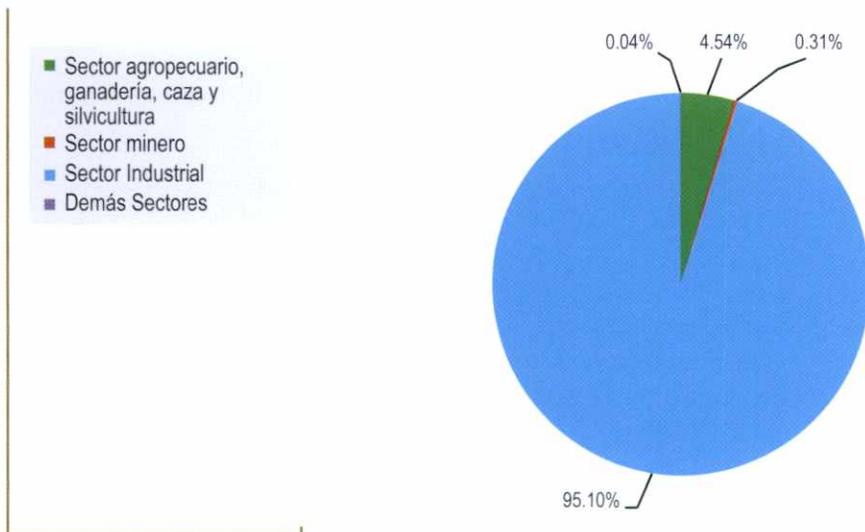
Gráfica 1-11: Principales países destino de exportaciones



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

El otro lado de la balanza comercial es el de las importaciones, que como se mencionó anteriormente, en 2012 tuvo un incremento de 8.8% respecto a 2011. Analizando los sectores económicos, ver Gráfica 1-12, se observa que la participación no presentó variaciones notables respecto al año anterior; se destaca el sector industrial con una participación del 95% en el total de importaciones.

Gráfica 1-12: Participación de las importaciones por sector económico

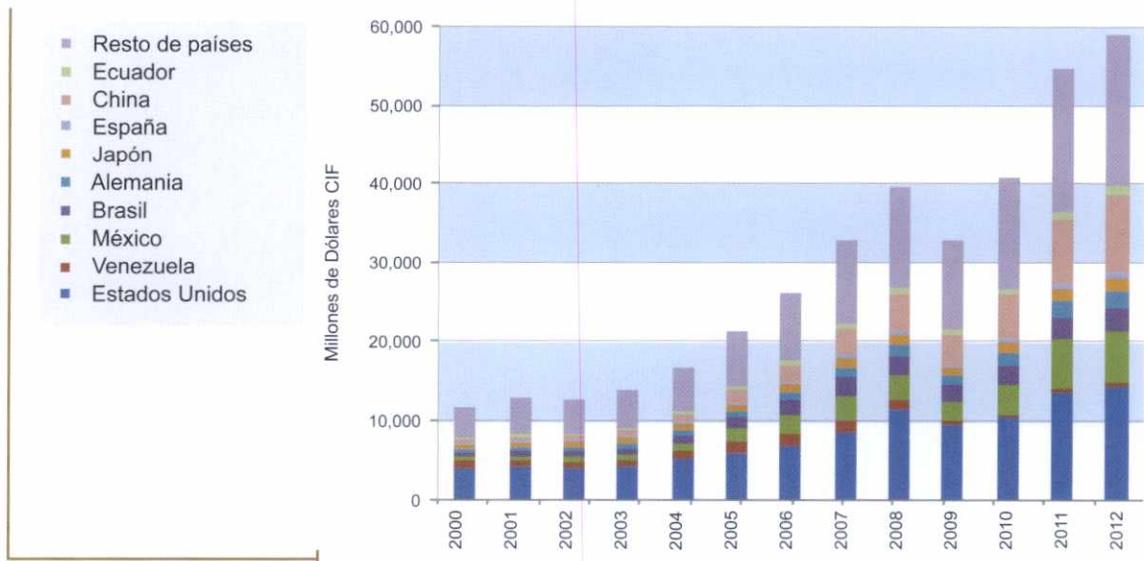


Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

La diversificación del comercio exterior colombiano también se nota en los países de origen de las importaciones. En 2012 se destaca el gran auge de bienes traídos desde China y México con incrementos del 20.1% y 6.5% en el valor de las importaciones respectivamente, convirtiéndose, después de Estados Unidos, en los principales orígenes de las importaciones colombianas.

Asimismo, se destaca el aumento de 28.6% en el valor de los bienes importados de Japón y de 16.7% en el total de importaciones de origen Español. El comportamiento de los demás países se describe en la Gráfica 1-13, donde se aprecian las variaciones históricas del valor de las importaciones totales y por cada uno de los orígenes.

Gráfica 1-13: Importaciones según país de origen



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

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 114 presenta la participación que tienen los dividendos de Ecopetrol respecto al total de ingresos del Gobierno Nacional Central - GNC para 2012. 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, y el Estado siendo dueño del 90% de las acciones, recibió las mayores utilidades.

Gráfica 1-14: Dividendos de ISA y Ecopetrol respecto a los ingresos del GNC



Fuente de datos: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Fuente de gráfica: UPME

2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Esta versión del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión fue desarrollada durante el transcurso del año 2012 y parte del 2013. Para la planeación indicativa de la generación se utilizó el escenario alto de las proyecciones de demanda, revisión a noviembre de 2012, y para la definición de la red de transmisión se tuvo en cuenta el escenario alto de las proyecciones de demanda, revisión julio 2012.

A continuación se presentan los escenarios de proyección de potencia y energía. Así mismo, se analiza la evolución histórica de la demanda de energía y potencia, al igual que los supuestos considerados y la metodología empleada por la UPME para sus proyecciones.

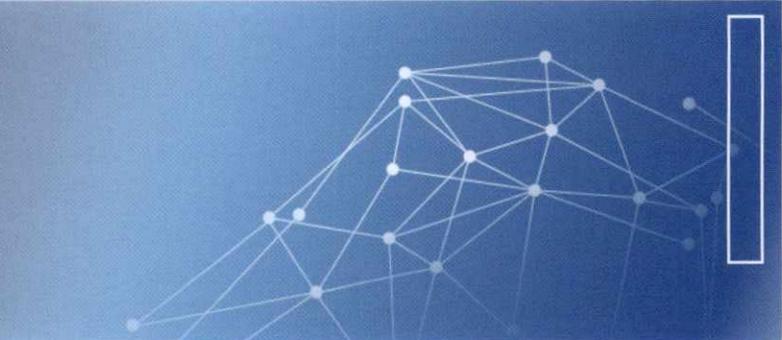
2.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Durante el periodo comprendido entre enero de 2011 y diciembre de 2012, se presentó un comportamiento poco común en relación a la evolución de la demanda de energía, ya que se desarrolló el fenómeno de La Niña en dos periodos, el primero desde julio de 2010 hasta abril de 2011, y el segundo desde septiembre de 2011 hasta marzo de 2012. En este último periodo se presentaron altas lluvias, las cuales motivaron desconexión de cargas debido a inundaciones.

Adicionalmente, la salida de casi el 50% de la carga asociada a Cerromatoso debido al mantenimiento realizado entre febrero y agosto de 2011, afectó las tasas de crecimiento en la demanda eléctrica.

La demanda anual de energía en 2012 fue de 59,366 GWh, con crecimiento de 3.9% respecto a 2011; afectada principalmente por la desaceleración económica y la ocurrencia de fenómenos climáticos extremos durante el transcurso del año.

En el primer trimestre se presentó la fase de maduración del fenómeno La Niña, con altas precipitaciones y temperaturas menores a las promedio. En la Gráfica 2-1, se muestra la demanda eléctrica mensual durante 2011 y 2012, notándose que la demanda máxima de energía se presentó en el mes de agosto para ambos años.



Gráfica 2-1: Demanda de Energía Eléctrica mensual, 2011 - 2012

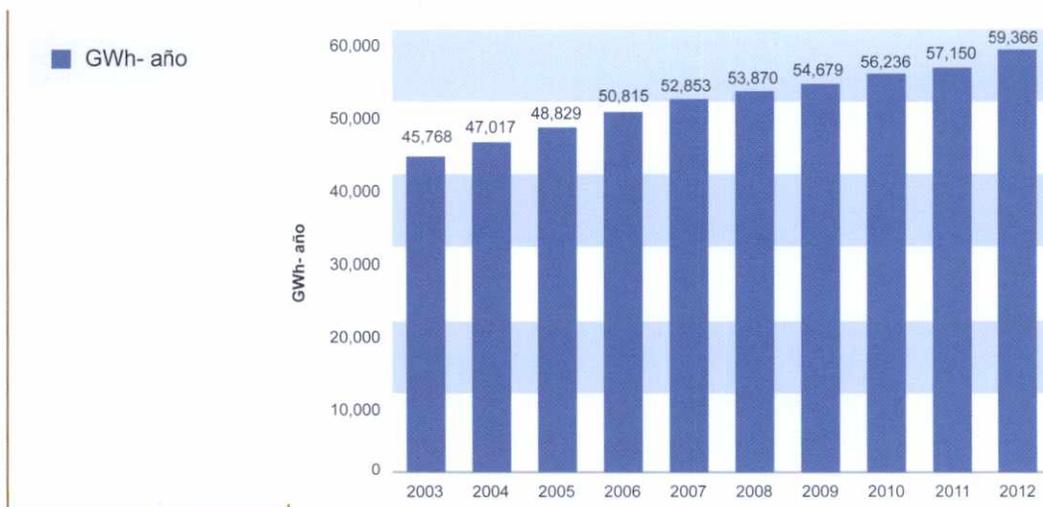


Fuente de datos: XM

Fuente de gráfica: UPME

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 2-2 muestra las magnitudes anuales de la demanda eléctrica total de 2003 a 2012.

Gráfica 2-2: Evolución anual de demanda de energía eléctrica



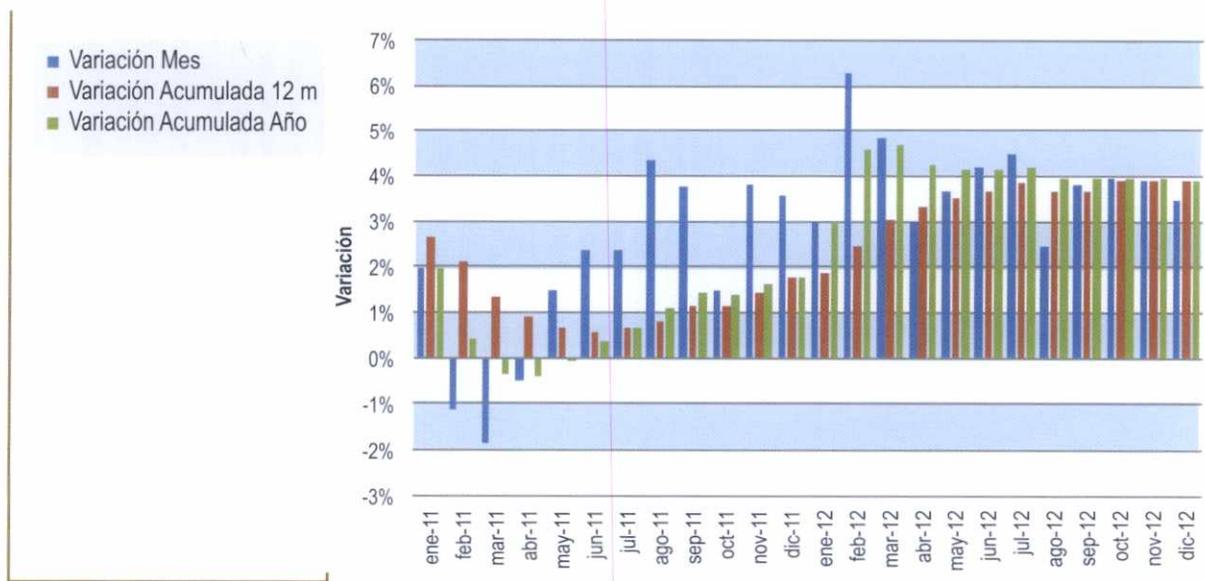
Fuente de datos: XM

Fuente de gráfica: UPME

Las variaciones de demanda eléctrica durante 2012, se pueden analizar mejor en la Gráfica 2-3, donde se incluye los índices de variación mensual, acumulada en 12 meses, y acumulada durante el año.

La variación mensual en 2012 presentó valores cercanos al 4% en la mayor parte del año, para alcanzar al final el crecimiento anual de 3.9%. No obstante, este crecimiento está afectado por la baja demanda presentada en 2011. Como se observa en la misma gráfica, el crecimiento de la demanda eléctrica en 2011 es bajo, y al comparar la demanda mensual de 2012 respecto a este año, se obtiene valores muy altos, especialmente en el primer semestre de 2012, conllevando a que los índices de variación acumulada, tanto en los últimos 12 meses como en lo corrido del año, presenten un valor creciente hasta el segundo trimestre de 2012 (sin embargo se mantienen constantes durante todo el segundo semestre).

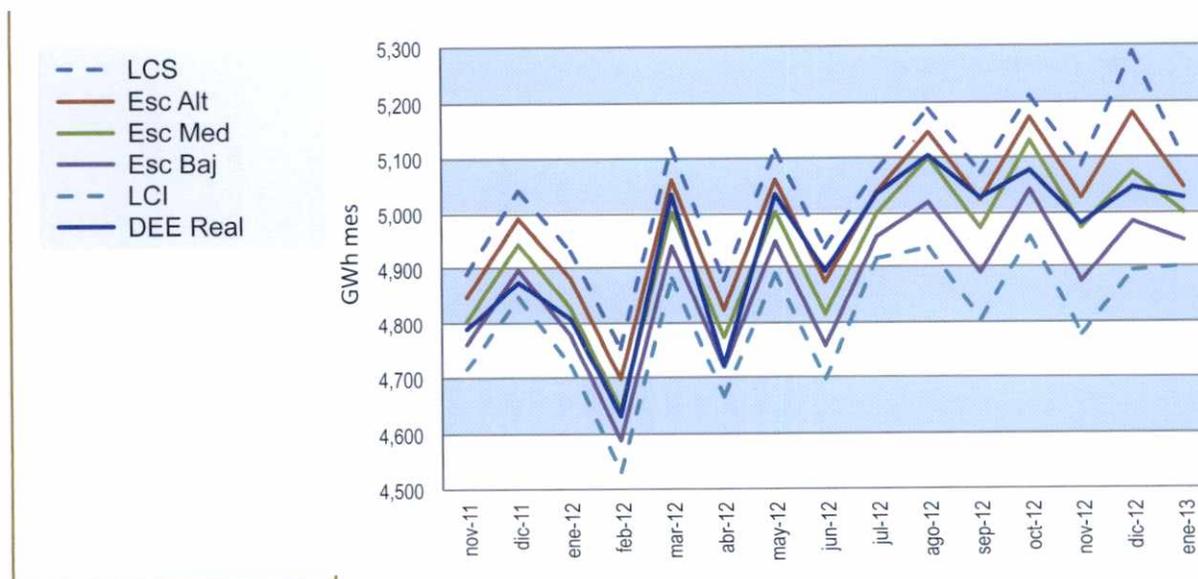
Gráfica 2-3: Seguimiento mensual de la Demanda de energía eléctrica



Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

En cuanto a las proyecciones realizadas, en general la demanda real estuvo dentro de los escenarios establecidos en cada una de las revisiones (líneas verticales punteadas de la Gráfica 2-4). En febrero de 2012 la demanda de energía tuvo un crecimiento muy superior al esperado, ya que se compara con el mismo mes de 2011, en el que inició el mantenimiento de Cerromatoso.

Gráfica 2-4: Desviación de las proyecciones respecto a la demanda real



Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

Asimismo, como se muestra en la Gráfica 2-4, en junio y julio de 2012 se presentaron desviaciones respecto al pronóstico para el escenario medio, mientras que para el resto del periodo analizado, el comportamiento real de la demanda eléctrica se situó muy cerca del escenario medio de las proyecciones realizadas.

2.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA MÁXIMA

La potencia máxima mensual, mostrada en la Gráfica 2-5, presentó un comportamiento similar a la demanda de energía, con un crecimiento atípico en el primer semestre de 2012 y una gran variación en el último trimestre, pasando de valores de 0% en noviembre, a 6.6% en diciembre.

Es de resaltar, que luego de varios años de comportamiento atípico, en 2012 la potencia máxima mensual presentó una estacionalidad similar a la histórica, volviendo a tener el pico máximo en el mes de diciembre, no obstante que el valor está afectado por la potencia máxima del mismo mes en 2011, en el que la influencia de La Niña provocó un descenso anormal para la época.

Gráfica 2-5: Demanda de potencia máxima y variación mensual

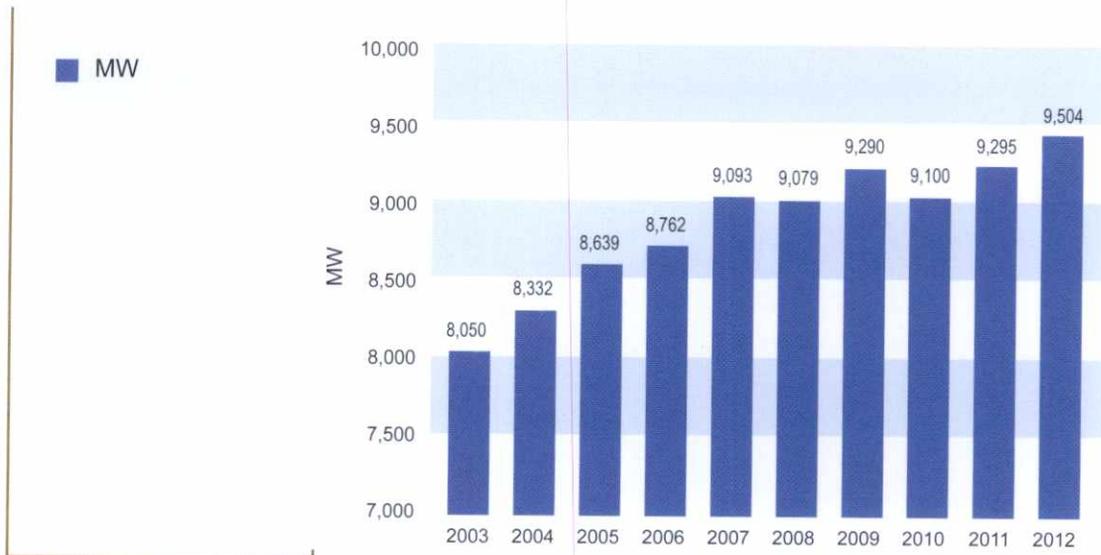


Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

La potencia máxima en 2012 fue de 9,504 MW y se presentó en el mes de diciembre, como históricamente se venía dando. La variación en potencia máxima fue de 6.58% respecto a 2011.

La evolución histórica anual mostrada en la Gráfica 2-6, describe que, en magnitud, la potencia máxima presentada en 2012 muestra un crecimiento real respecto a los últimos años, dándose fin al estancamiento que se dio durante 4 años consecutivos, donde no hubo crecimiento significativo de la potencia máxima anual.

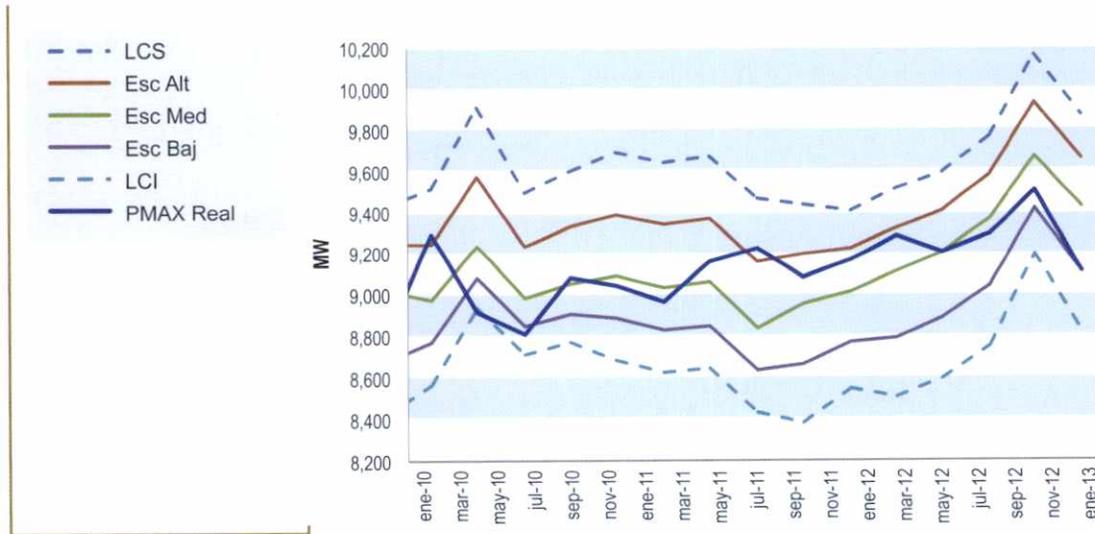
Gráfica 2-6: Potencia máxima anual



Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

El comportamiento de la potencia máxima mensual real, respecto a los escenarios proyectados, presentó variaciones notables; como se muestra en la Gráfica 2-7, en el primer trimestre de 2010 la potencia máxima estuvo por encima del escenario alto, pero para el resto del horizonte, se mantuvo muy cercano al escenario bajo.

Gráfica 2-7: Desviación de las proyecciones respecto a la potencia real máxima

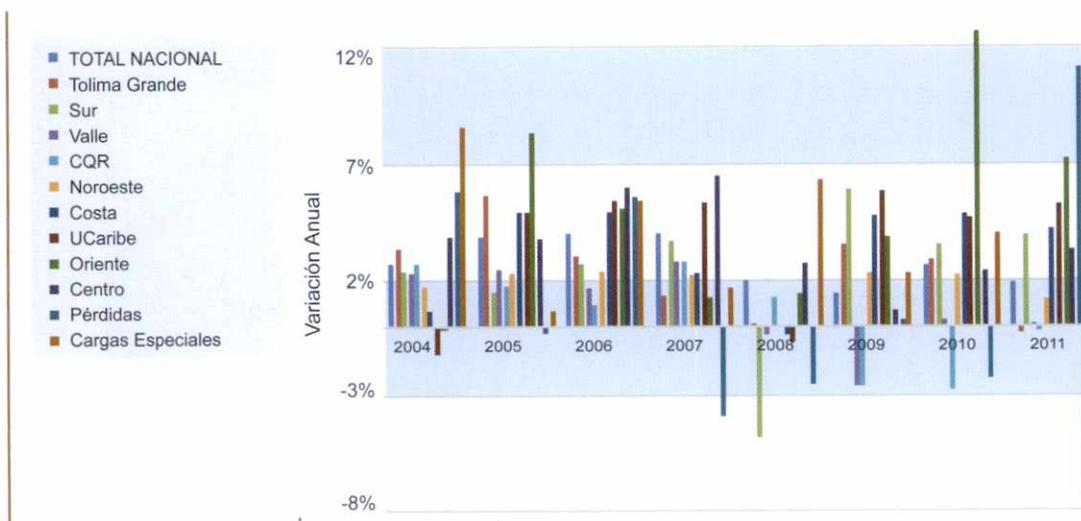


Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

2.3 PARTICIPACIÓN REGIONAL EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La variación anual de la demanda de energía eléctrica nacional y por región se describe en la Gráfica 2-8, donde se puede apreciar claramente un comportamiento diferente por zona, y se evidencia que la tasa de crecimiento de cada región tiene su propia razón de cambio, ya sea creciente o decreciente, y no necesariamente similar al comportamiento de la demanda eléctrica nacional. Adicionalmente, se evidencia la diferencia de crecimiento de cada una de las regiones respecto al crecimiento de la demanda total nacional.

Gráfica 2-8: Variación Demanda Energía Eléctrica Regional 2005 - 2011

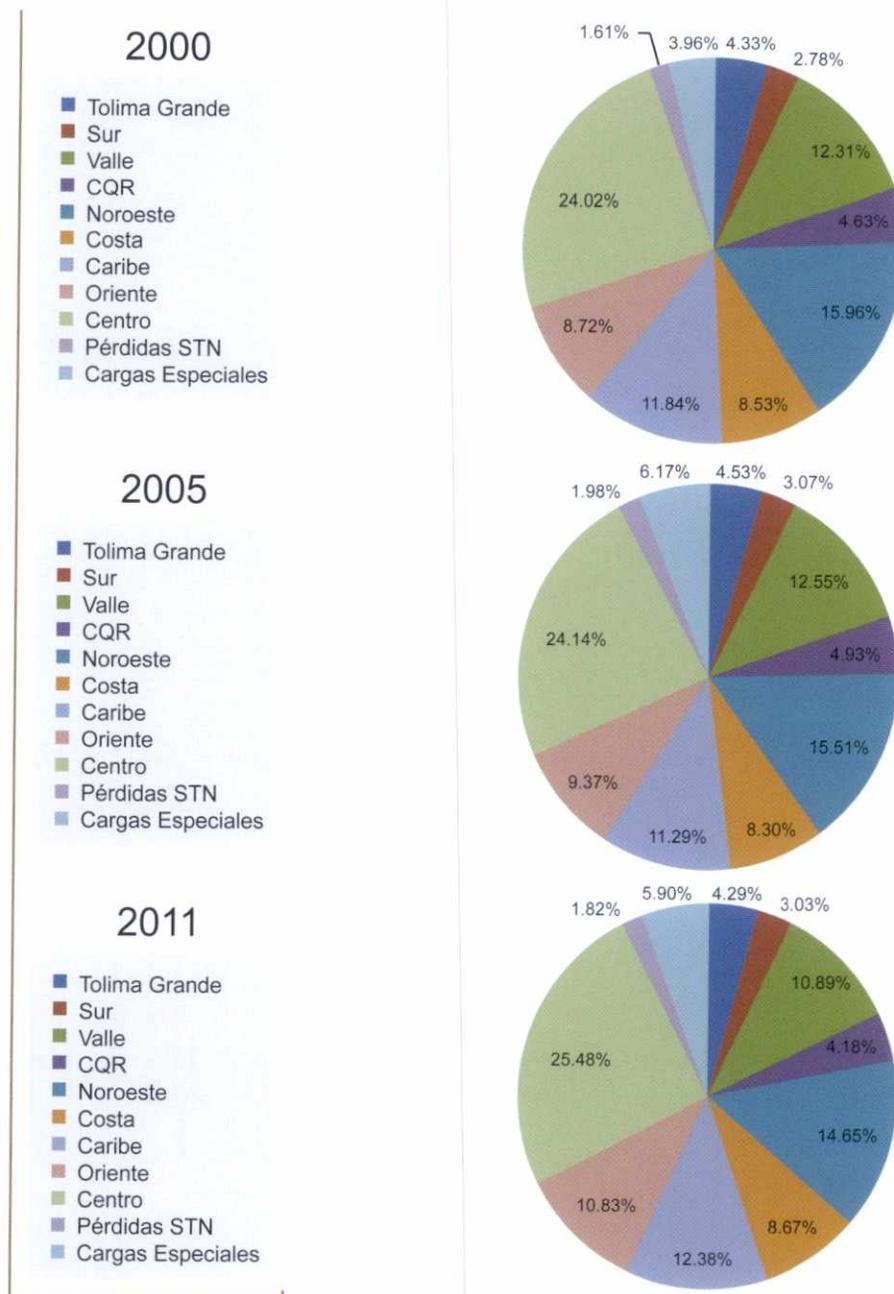


Fuente de datos: UPME
Fuente de cálculo: UPME

Asimismo, la participación de cada una de las regiones ha variado en la última década. En la Gráfica 2-9 se muestra cómo ha cambiado la participación de cada una de las regiones respecto a la demanda nacional de energía eléctrica.

En algunos casos como en las regiones Oriente, Centro, Costa y Caribe, ha aumentado su participación, mientras que en otros, como la región Valle y la región Noroeste, ha disminuido. La disminución de la participación de demanda para las Cargas Especiales en 2011 se debe al mantenimiento realizado en la planta de Cerromatoso, el cual duró aproximadamente 5 meses.

Gráfica 2-9: Evolución histórica de la participación regional en la Demanda de Energía Eléctrica Nacional.



Fuente de cálculo: UPME

2.4 PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA

A continuación se presentan los escenarios de proyección de la demanda de energía y potencia, revisión noviembre de 2012, junto con los supuestos considerados, así como la metodología empleada por la UPME para llevar a cabo este ejercicio de planificación.

2.4.1 Metodología

Para la elaboración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia se emplea una combinación de diferentes modelos, con el 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.

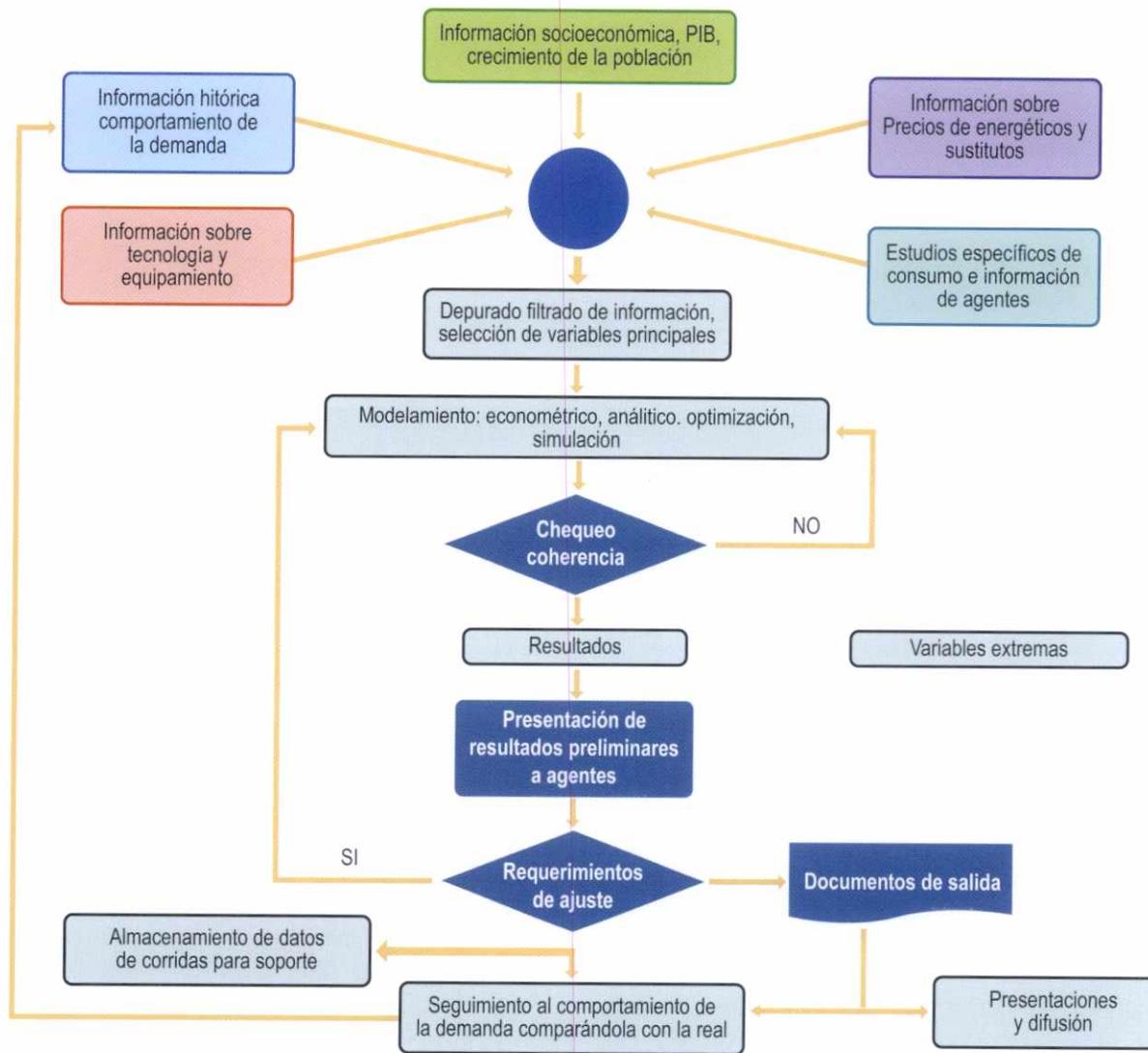
$$\text{Demanda} = \text{Ventas (distribuidoras)} + \text{Cargas Especiales} + \text{Pérdidas}$$

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 ellos es necesario agregar posteriormente las pérdidas de energía a nivel de distribución, sub transmisión y transmisión. Además, se consideran las demandas de energía de cargas industriales especiales, (Occidental de Colombia OXY, Cerrejón, Cerromatoso, y para la revisión de noviembre de 2012 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. La metodología general para la proyección de la demanda de energía y potencia se presenta en la Gráfica 2-10.

Gráfica 2-10: Metodología para la elaboración de la proyección de demanda eléctrica



Fuente de gráfica: UPME

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 - 2012. 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.

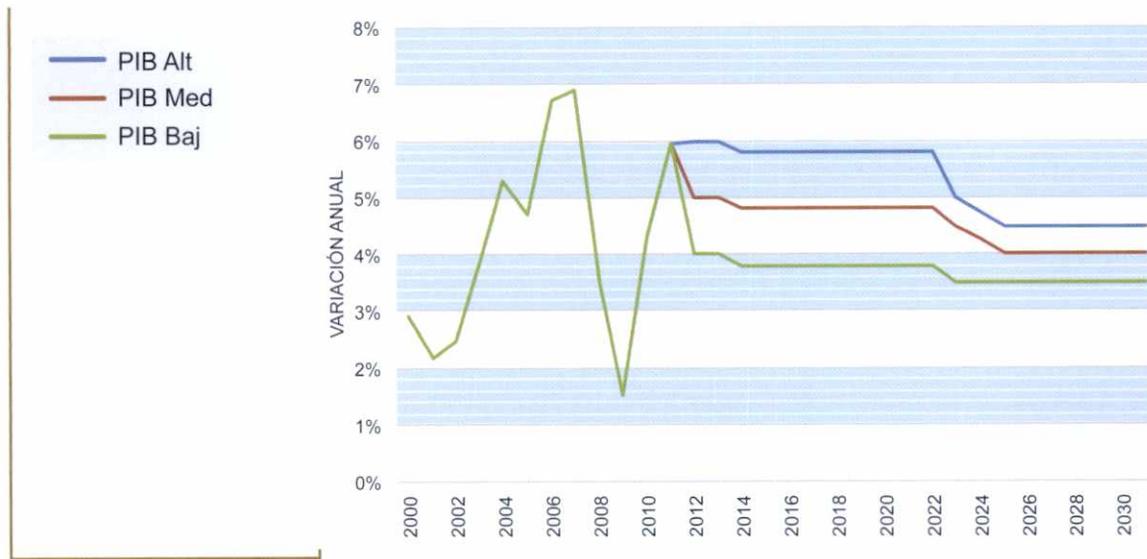
2.4.2 Supuestos de la presente revisión

Para la revisión de noviembre de 2012 se utilizaron los siguientes supuestos.

2.4.2.1 PIB y Población

Los escenarios empleados para las variables macroeconómicas tuvieron como fuente el Ministerio de Hacienda y Crédito Público - MHCP, Gráfica 2-11, información remitida en marzo de 2012, y el Departamento Nacional de Planeación - DNP. Las proyecciones poblacionales tienen su origen en información del Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas - DANE.

Gráfica 2-11: Escenarios proyectados del PIB

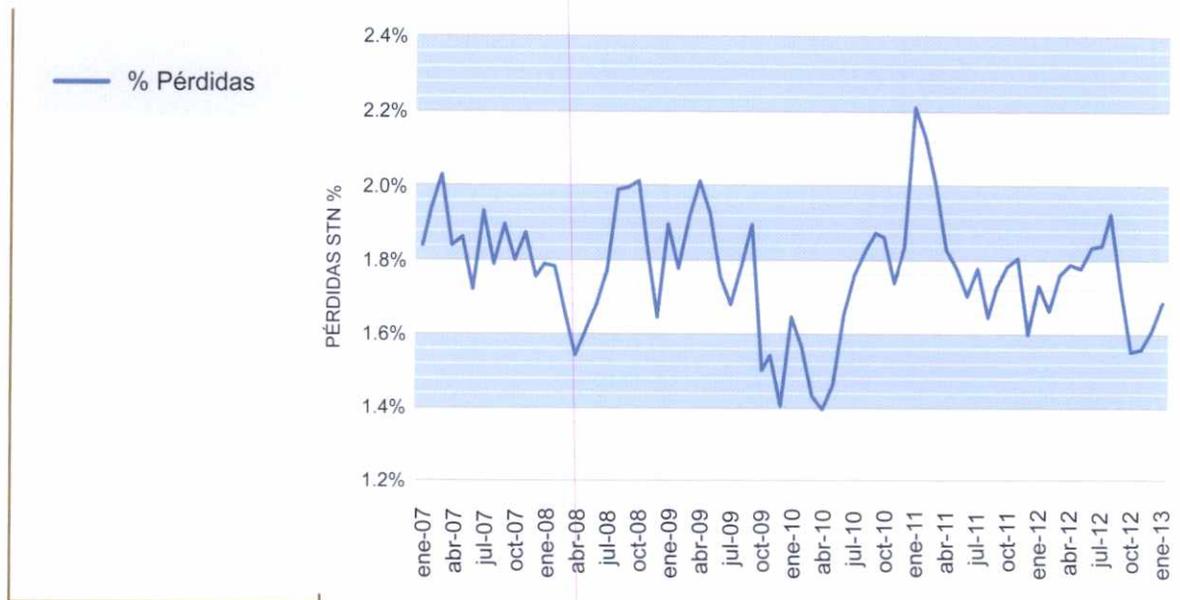


Fuente de datos: DNP
Fuente de gráfica: UPME

2.4.2.2 Pérdidas de Energía Eléctrica del Sistema de Transmisión Nacional - STN

Las pérdidas de energía eléctrica mostradas en la Gráfica 2-12, asociadas al STN, 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.

Gráfica 2-12: Pérdidas de Energía en el STN



Fuente de datos: XM
Fuente de gráfica: UPME

2.4.2.3 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. En la Gráfica 2-13 se 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 2012 en 13.2% vistas desde la demanda, y en 15.75% vistas desde las ventas.

Gráfica 2-13: Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución



Fuente de datos: SUI
Fuente de cálculos: UPME

2.4.2.4 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 la revisión de noviembre de 2012 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.

Tabla 2-1: Proyección de Demanda para las cargas especiales

Año	GWh - año		
	Alto	Medio	Bajo
2010	2,716	2,716	2,716
2011	2,333	2,333	2,333
2012	2,818	2,683	2,504
2013	4,224	3,847	3,365
2014	5,513	4,968	4,280
2015	5,749	5,081	4,319
2016	9,115	7,964	6,859
2017	9,061	7,805	6,747
2018	8,840	7,557	6,498
2019	9,339	8,103	7,015
2020	9,399	8,201	7,057

Continúa

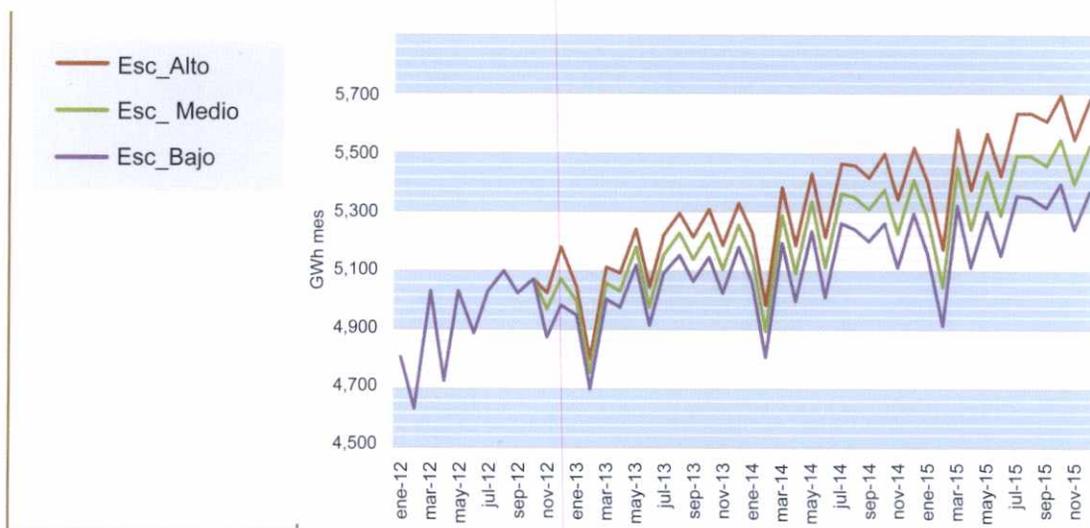
GWh - año			
Año	Alto	Medio	Bajo
2021	9,428	8,216	7,005
2022	9,505	8,274	7,081
2023	9,593	8,359	7,143
2024	9,681	8,445	7,206
2025	9,769	8,530	7,268
2026	9,857	8,616	7,330
2027	9,945	8,701	7,392
2028	10,033	8,787	7,454
2029	10,120	8,872	7,517
2030	10,208	8,958	7,579
2031	10,296	9,043	7,641
2032	10,384	9,129	7,703

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

2.4.3 Escenarios de proyección de energía eléctrica y potencia en el corto plazo

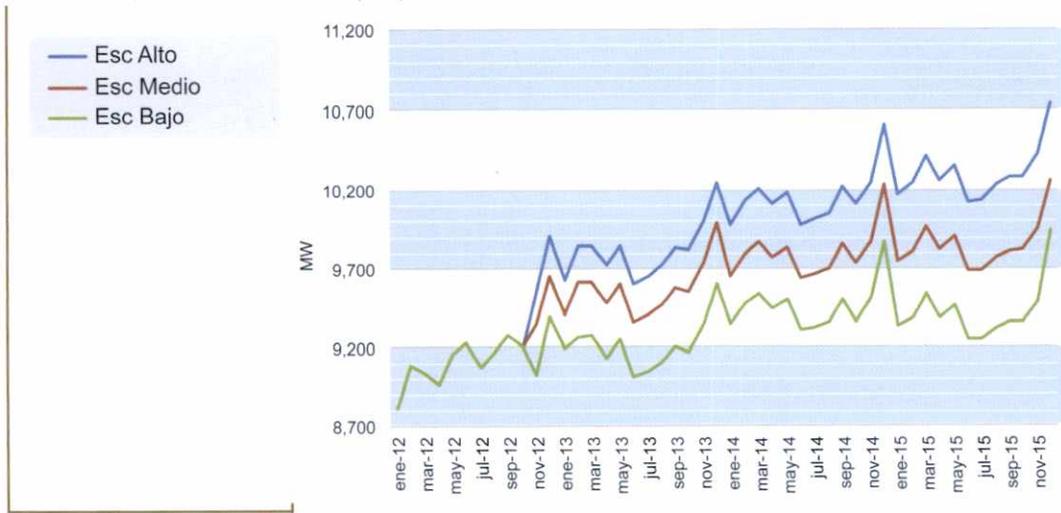
La Gráfica 2-14 y la Gráfica 2-15 presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima del Sistema Interconectado Nacional para el corto plazo, el cual comprende los años 2012 - 2015.

Gráfica 2-14: Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2012 - 2015



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-15: Banda de proyección nacional de potencia máxima 2012 - 2015



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

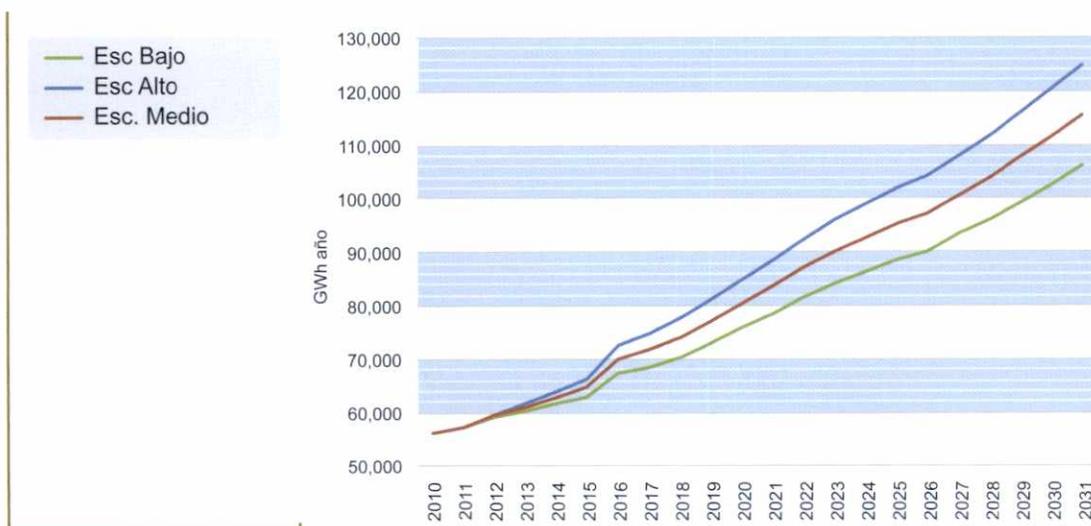
2.4.4 Escenarios de proyección de energía y potencia en el largo plazo

La Gráfica 2-16 y la Gráfica 2-17, 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.

Tanto en los escenarios de energía como en los de potencia, se observa que en los años 2013 y 2015 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 2014 por parte de Rubiales, la posible entrada de las cargas de Ecopetrol y Drummond en 2015, y la declinación en la producción de OXY y La Cira-Infantas.

En cuanto a potencia máxima, en 2013 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.

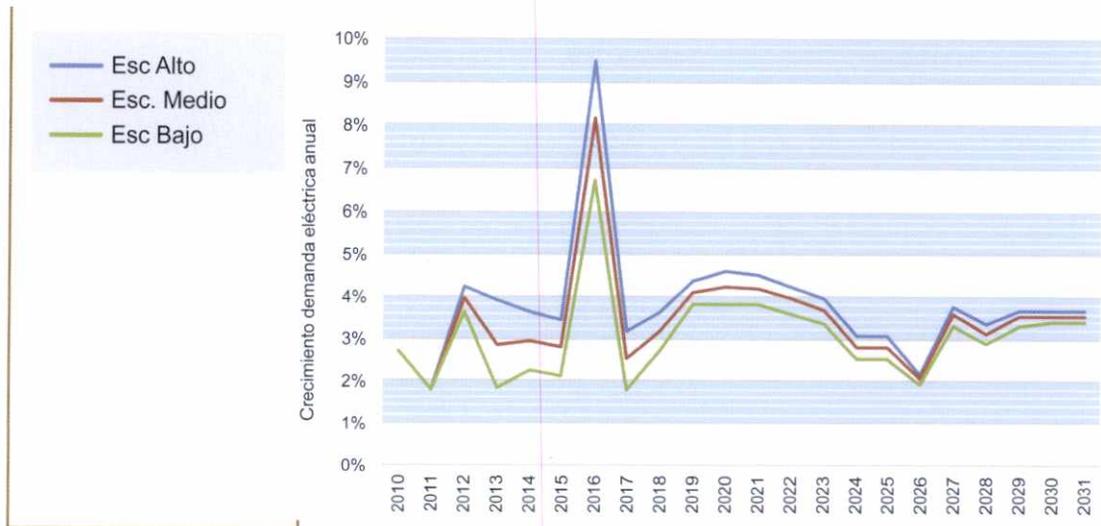
Gráfica 2-16: Banda de proyección de demanda nacional de energía eléctrica 2010 - 2031



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-17: Crecimiento anual proyectado de la Demanda eléctrica

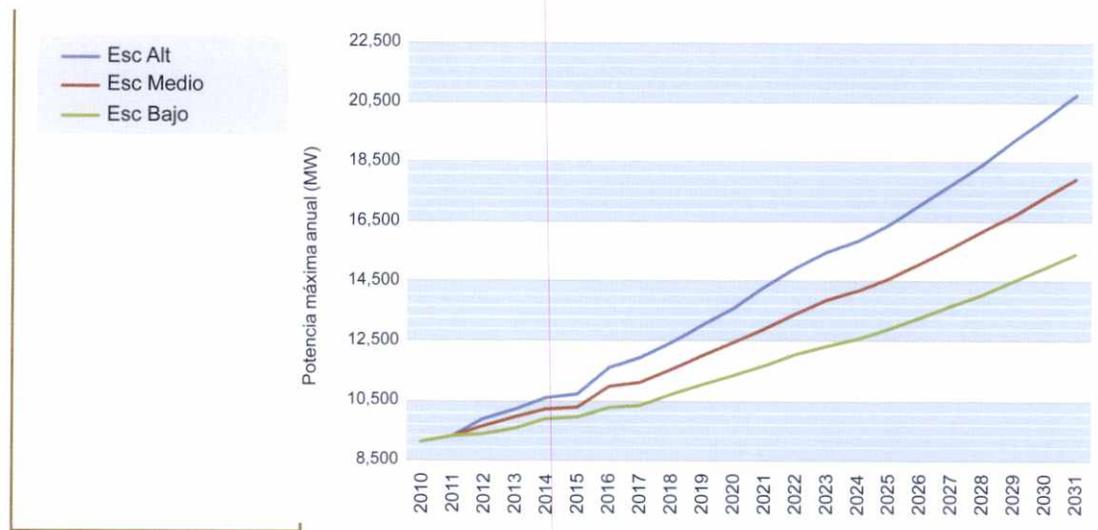


Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta las proyecciones del IDEAM, en los que esta entidad pronostica condiciones neutrales para el resto del año, y asumiendo que no ocurrirá nuevos mantenimientos en las grandes cargas, se realizaron ajustes a los supuestos para corto plazo, obteniendo un escenario medio en donde se espera para los años 2013 y 2014 crecimientos de la demanda de energía eléctrica de 2.9%.

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 2-18 describe los crecimientos estimados en cada uno de los escenarios para los próximos veinte años.

Gráfica 2-18: Banda de proyección nacional de potencia eléctrica 2010 - 2031

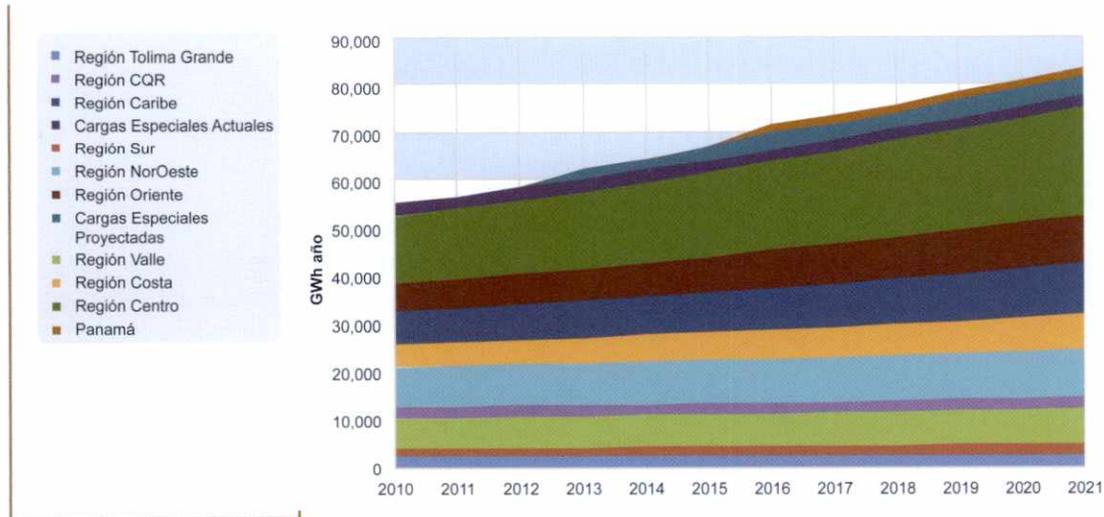


Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

A nivel regional, y como se explica detalladamente en el documento “Proyecciones Regionales de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia”. Revisión, Septiembre de 2012, se realiza una proyección a mediano plazo, con horizonte a 10 años.

En la Gráfica 2-19 se describe la participación regional dentro de la proyección nacional de demanda de energía eléctrica, siguiendo los supuestos considerados tanto a nivel nacional como regional.

Gráfica 2-19: Proyección de demanda eléctrica a nivel regional



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, en el capítulo 19, anexo XII, se presenta una comparación entre la proyección de demanda del mes de noviembre de 2012, utilizada para la formulación del Plan indicativo de generación, y la proyección más reciente de la Unidad, es decir, noviembre de 2013.

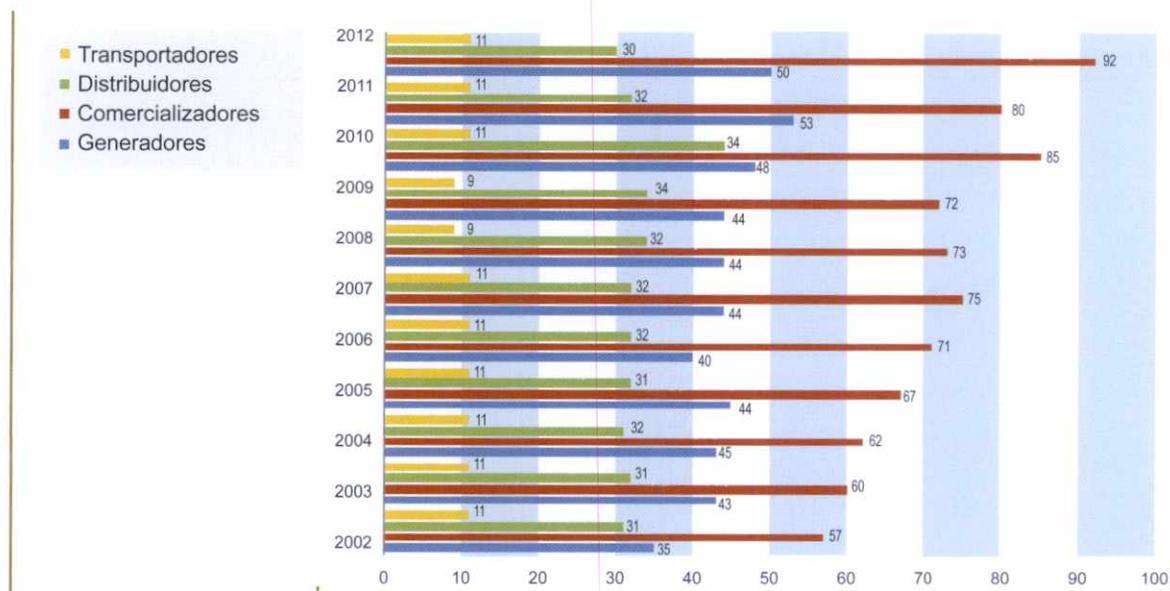
3 SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

A continuación se presenta una abreviada descripción del Mercado de Electricidad Colombiano. Se analiza la composición del mismo, la oferta, la demanda y otras variables de interés, como son los intercambios internacionales con nuestros países vecinos, las restricciones y generaciones fuera de mérito en el SIN, así como las principales novedades regulatorias que impactan la expansión de la generación.

3.1 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

La composición del sector eléctrico colombiano a diciembre de 2012 presentó variación positiva en el número de agentes comercializadores, pasando de 80 a 92, mientras que los agentes generadores disminuyeron de 53 a 50, y los distribuidores de 32 a 30. En la Gráfica 3-1 se muestra la evolución histórica del número de agentes del sector eléctrico colombiano según su tipo.

Gráfica 3-1: Agentes del Sector Eléctrico Registrados por Actividad.



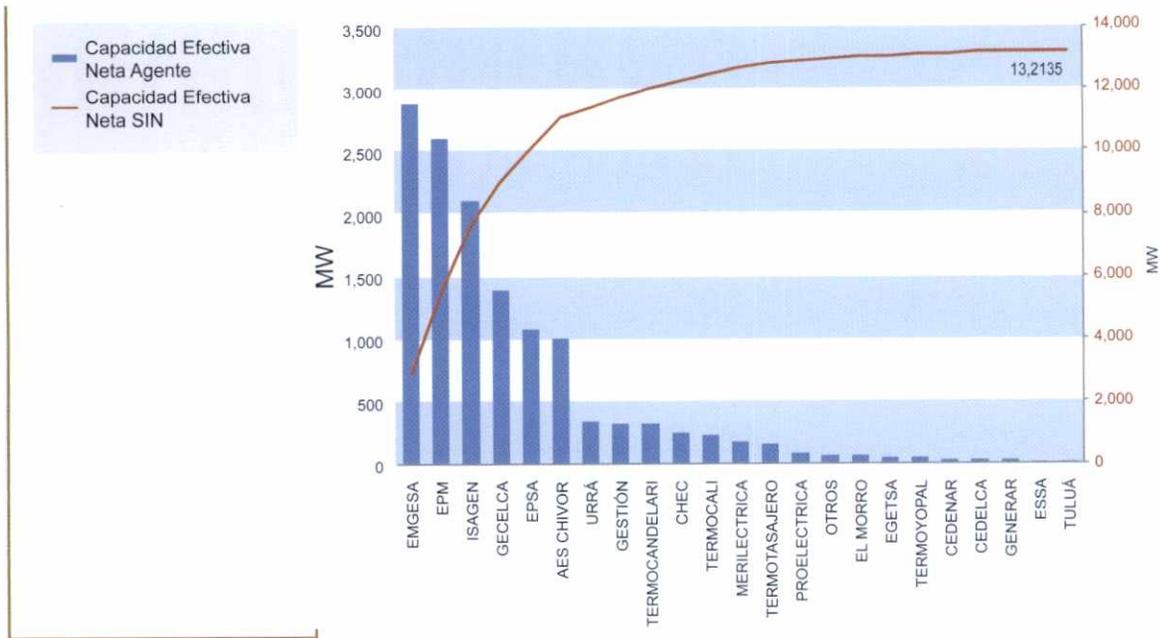
Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

A diciembre de 2012 Emgesa tenía la mayor capacidad con 2,880 MW, seguida por EPM con 2,600 MW, Isagen con 2,100 MW, Gecelca con 1,380 MW y Epsa con 1,070 MW (ver Gráfica 3-2). Se destaca que entre estos 5 agentes suman el 76% de la capacidad efectiva neta de generación del país.



Gráfica 3-2: Capacidad Efectiva Neta por Agente



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

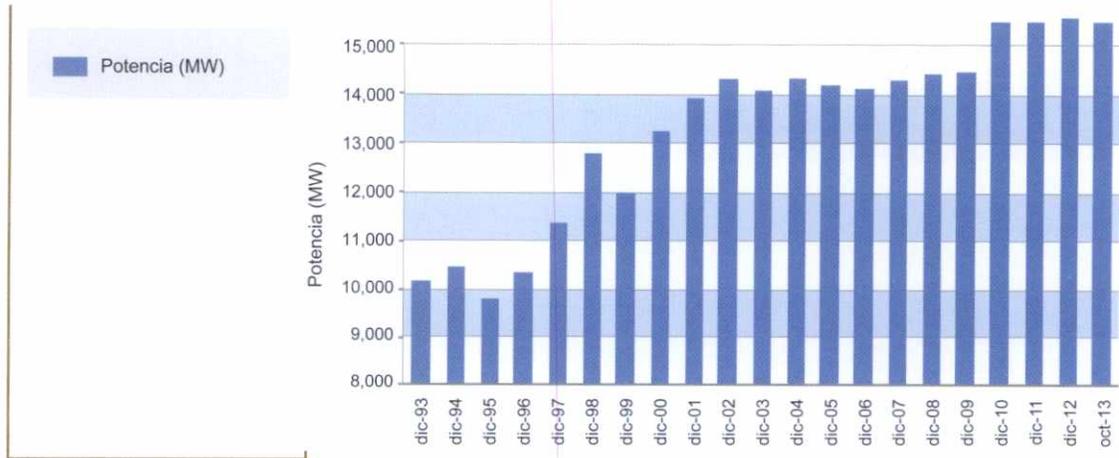
3.2 OFERTA

A continuación se presenta la situación actual y la evolución de algunas variables que se relacionan con la oferta eléctrica en Colombia. Estas variables tienen una gran influencia en el desempeño del sistema eléctrico nacional, y su comportamiento se ve reflejado en la evolución de otras variables, como es el precio de bolsa de electricidad y la disponibilidad de recursos para la actividad de generación.

3.2.1 Capacidad instalada

La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional se ha incrementado gradualmente en los últimos 20 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación (ver Gráfica 3-3). Entre los proyectos que iniciaron su operación comercial durante este periodo destacan, por capacidad, TEBSA, Porce II, Miel I, Termoflores y Porce III.

Gráfica 3-3: Capacidad instalada del SIN.



Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de gráfica: UPME

Según los datos del sistema de información Neón de XM, en octubre del año 2013 el Sistema Interconectado Nacional - SIN contaba con 14,426.5 MW instalados, lo que representa un crecimiento del 46.58% respecto a la capacidad instalada del mes de diciembre del año 1993. (ver Tabla 3-1).

Tabla 3-1: Evolución de la capacidad instalada.

Año	Capacidad instalada (MW)	Incremento (MW)	Variación
dic-93	9,842	-	-
dic-03	13,200	3,358.0	34.12%
oct-13	14,426.5	1,226.5	9.29%

Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de tabla: UPME

El sistema eléctrico colombiano a octubre de 2013 contaba con una capacidad efectiva neta, distribuida en 9,265 MW hidroeléctricos, 4,426 MW termoeléctricos, 674.2 MW en plantas menores y 61.3 MW de cogeneración. Ver Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Capacidad efectiva neta promedio por tecnología [MW].

Tipo de planta generadora	Oct-12	Participación (%)	Oct-13	Participación (%)
Hidráulica	9,185	64.2%	9,265	64.0%
Térmica	4,536	31%	4,426	30.8%
Menores	674.9	4.4%	674.2	4.8%
Cogeneradores	54.8	0.4%	61.3	0.4%
Total Capacidad Efectiva Neta	14,450.7	100%	14,426.5	100%

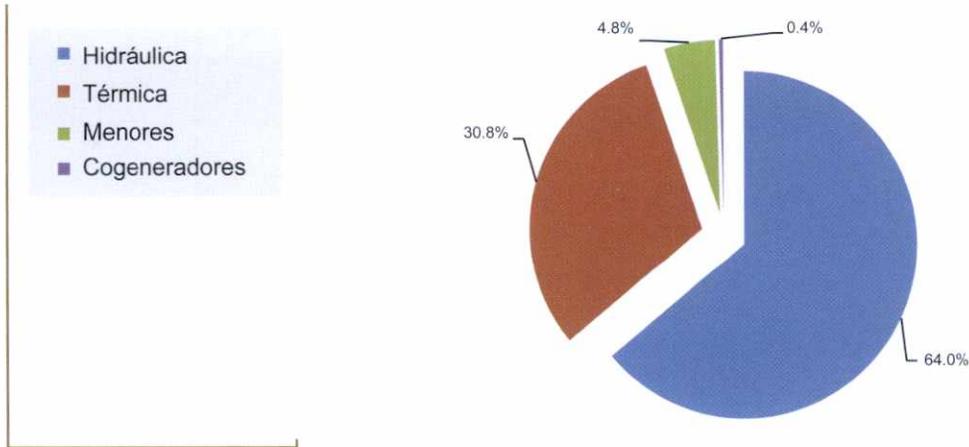
Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de tabla: UPME

Como se ilustra en la Gráfica 3-4, la matriz eléctrica colombiana tiene como tecnología dominante la hidroelectricidad, con cerca del 64% de la capacidad instalada, seguida por las centrales térmicas (gas

y carbón) con cerca de 31%. Estas tecnologías representan alrededor del 95% del total de la capacidad instalada del sistema.

Gráfica 3-4: Participación por tipo de planta generadora. Octubre 2013.



Fuente de datos: NEON - XM

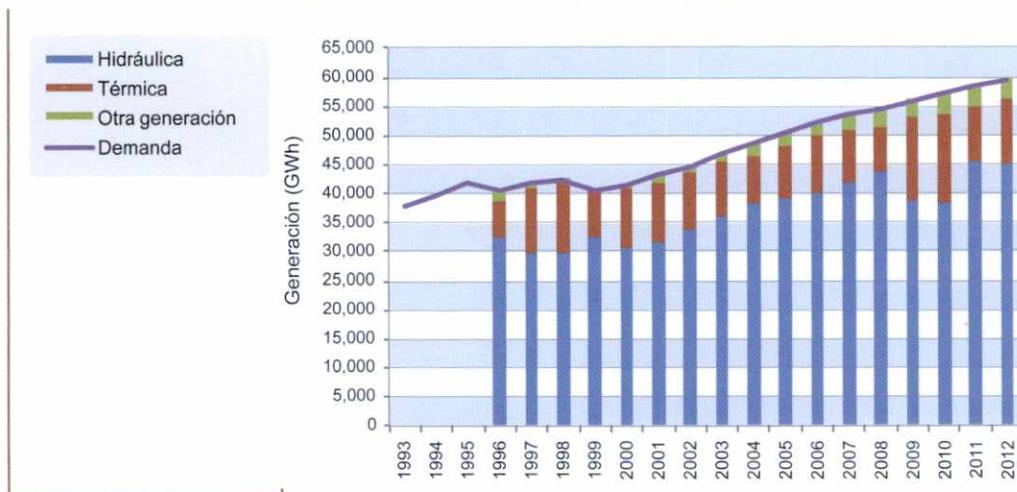
Fuente de gráfica: UPME

3.2.2 Generación por tecnología

En la Gráfica 3-5 se ilustra la evolución de la generación real, así como la participación de cada tecnología desde 1996. En ella se identifican algunos eventos que han impactado al país durante las últimas dos décadas. En los años 1998 y 1999, por ejemplo, se observa una reducción en la demanda energética, lo cual se relaciona directamente con la crisis financiera que afrontó el país durante este periodo. igualmente, en los años 2009 y 2010 se identifica un incremento en la generación térmica, asociado este a la reducción de los aportes hídricos causados por el fenómeno de El Niño.

A pesar de estas situaciones, durante los últimos 20 años el Sistema Eléctrico Colombiano no se ha visto abocado a ningún racionamiento programado, lo cual refleja en cierta manera, un incremento sustancial de la confiabilidad del suministro de energía.

Gráfica 3-5: Generación real por tecnología.



Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de gráfica: UPME

En la Tabla 3-3 se presenta la evolución de la generación de energía en el periodo 1996 – 2012, el cual está determinado por el comportamiento de la demanda eléctrica y sus variaciones. Se identifica un incremento del 20.1% en la generación real de 2004 respecto a 1996, y del 23.4 % en 2012 respecto a 2004. En total se tiene un incremento aproximado del 50% desde 1996 hasta 2012.

Tabla 3-3: Evolución de la Generación de Energía.

Año	Generación real (GWh)	Incremento (GWh)	Variación
1996	40,480.7	-	-
2004	48,617.9	8,137.1	20.1%
2012	59,995.3	11,377.4	23.4%

Fuente de datos: NEÓN - XM

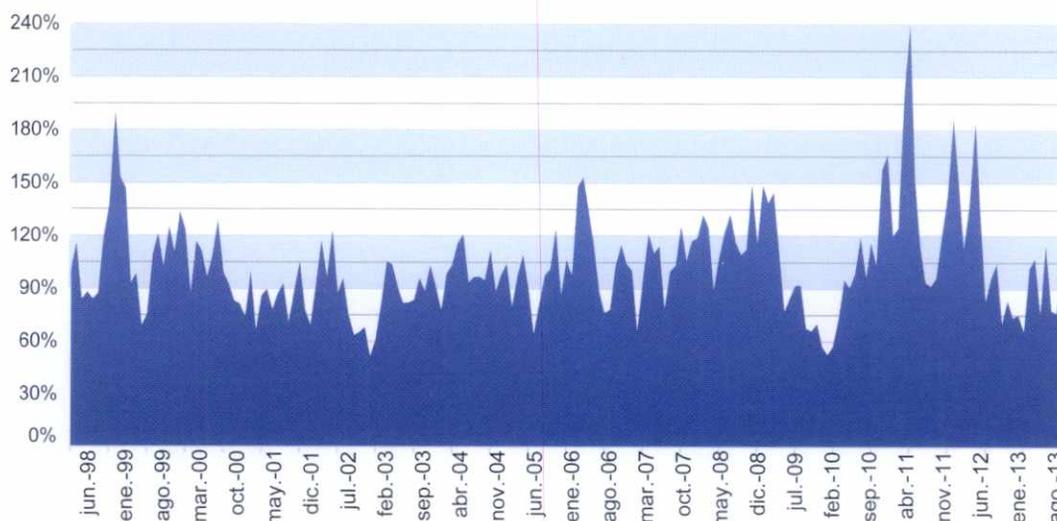
Fuente de tabla: UPME

3.2.3 Aportes Hídricos

Acorde con lo descrito en la Gráfica 3-5, la participación hídrica en la generación total ha sido mayoritaria en todo el periodo analizado. Sin embargo, en los periodos 1997 - 1998, 2000 - 2001 y 2009 - 2010, dicha participación se redujo notoriamente. Estos periodos coinciden con la ocurrencia del fenómeno El Niño, el cual ocasionó una disminución en el recurso hídrico disponible para la generación de energía eléctrica.

Así mismo, los aportes totales al SIN respecto a la media histórica mensual, presentada en términos porcentuales, indican coincidencia con los periodos de ocurrencia del fenómeno de La Niña. Esto se puede evidenciar en la Gráfica 3-6 para los años 1999 y 2011.

Gráfica 3-6: Evolución mensual de aportes totales al SIN (%).



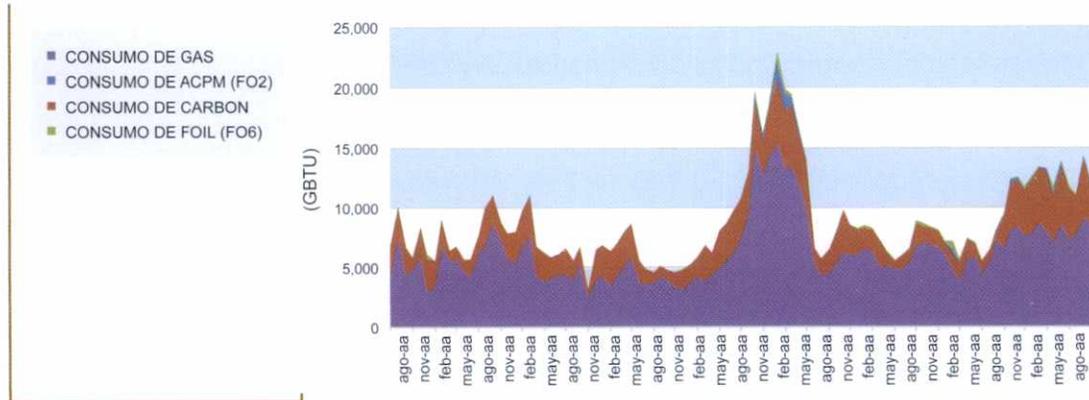
Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

3.2.4 Consumo de combustible en el SIN

En la Gráfica 3-7 se observa la evolución del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica. Se destaca el pico del año 2010, el cual está relacionado con el fenómeno de El Niño y las restricciones de transporte en el sector gas, eventos que se presentaron durante ese año. Todo lo anterior representó un incremento en los requerimientos de generación térmica para dicho periodo.

Gráfica 3-7: Consumo histórico de combustibles para generación eléctrica.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

3.3 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Históricamente la demanda de energía eléctrica ha tenido un comportamiento creciente. Si bien en los últimos 16 años se presentó un crecimiento promedio aproximado de 2.15% anual, en algunos años esta tendencia se ha visto afectada, principalmente por factores económicos. En los años 1999 y 2008, por ejemplo, la demanda de energía eléctrica tuvo una variación anual de -5.10% y 1.92%, respectivamente (ver Tabla 3-4).

Tabla 3-4: Demanda Anual Energía Eléctrica.

Año	Demanda de Energía Eléctrica GWh	Variación Anual
1996	42,299.8	
1997	43,633.3	3.15%
1998	43,733.6	0.23%
1999	41,502.6	-5.10%
2000	42,245.5	1.79%
2001	43,214.9	2.29%
2002	44,499.2	2.97%
2003	45,767.9	2.85%
2004	47,017.3	2.73%
2005	48,828.9	3.85%
2006	50,814.6	4.07%
2007	52,853.4	4.01%
2008	53,870.0	1.92%
2009	54,678.9	1.50%
2010	56,147.6	2.69%
2011	57,150.3	1.79%
2012	59,369.6	3.88%

Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de tabla: UPME

En el año 2012 la demanda de energía eléctrica anual fue de 59,369.6 GWh, con un crecimiento del 3.88 % respecto al año anterior. Esto implicó una variación de la tendencia de los últimos 4 años, en donde este crecimiento estuvo por debajo del 3.0%. Cabe aclarar que este comportamiento está relacionado con el mantenimiento llevado a cabo durante el año 2011 en la mina Cerromatoso, el cual tuvo una duración de casi 5 meses.

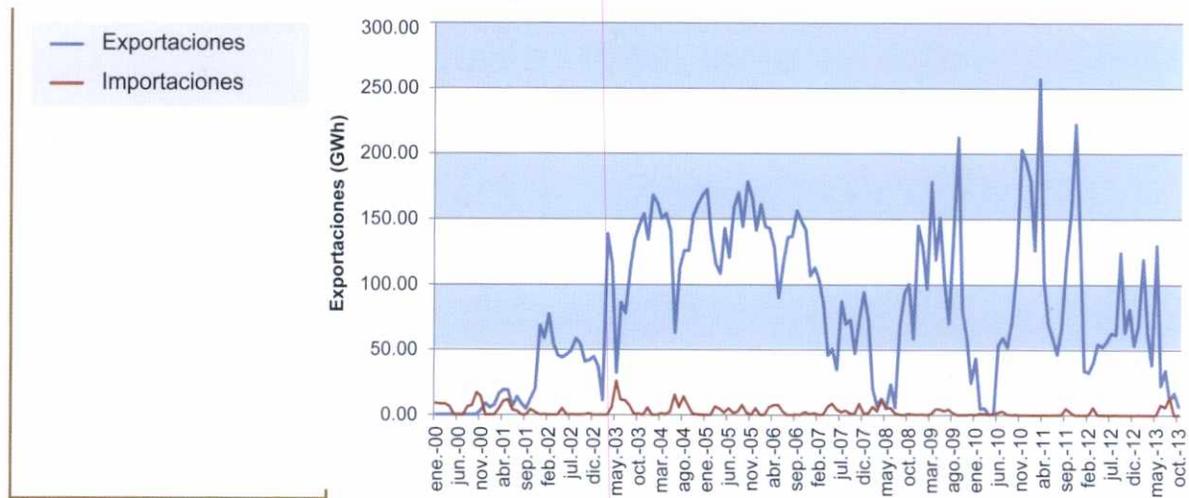
En relación a la potencia máxima, en el mes de diciembre del año 2012 se presentó un consumo de 9,504 MW, representando un crecimiento del 2.25% respecto al año 2011. Se evidencia que el crecimiento anual de potencia máxima tuvo un estancamiento entre el periodo 2009 - 2011. Esto se debió al fenómeno de La Niña que se presentó en el año 2010, el cual provocó un incremento en las precipitaciones del país (lluvias), que subsecuentemente implicaron un menor uso en los equipos para acondicionamiento de ambientes, y la desconexión de cargas en algunas subestaciones por inundaciones.

Así mismo, en el 2011 se presentaron varias situaciones: i) la desconexión parcial de carga en Cerromatoso, la cual redujo la demanda de potencia en el SIN entre febrero y agosto del mismo año; y ii) la reactivación del fenómeno de La Niña en el mes de diciembre. Por todo lo anterior, se observa un crecimiento anual de potencia del 2.3% en el año 2012, respecto al 2009.

3.4 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

El Sistema eléctrico colombiano se encuentra interconectado con Ecuador a través de las 4 líneas de transmisión Jamondino - Pomansqui 220 kV, y un enlace a nivel de 138 kV denominado Panamericana - Tulcán. Adicionalmente, se enlaza con Venezuela a través de los circuitos Cuestecitas - Cuatricentenrio 220 kV en el norte del país, y San Mateo - Corozo 220 kV en el oriente colombiano. En la Gráfica 3-8 se presenta la curva agregada de exportaciones e importaciones con dichos países, destacándose la vocación exportadora de nuestro país.

Gráfica 3-8: Agregado de intercambios eléctricos.



Fuente de datos: NEON - XM

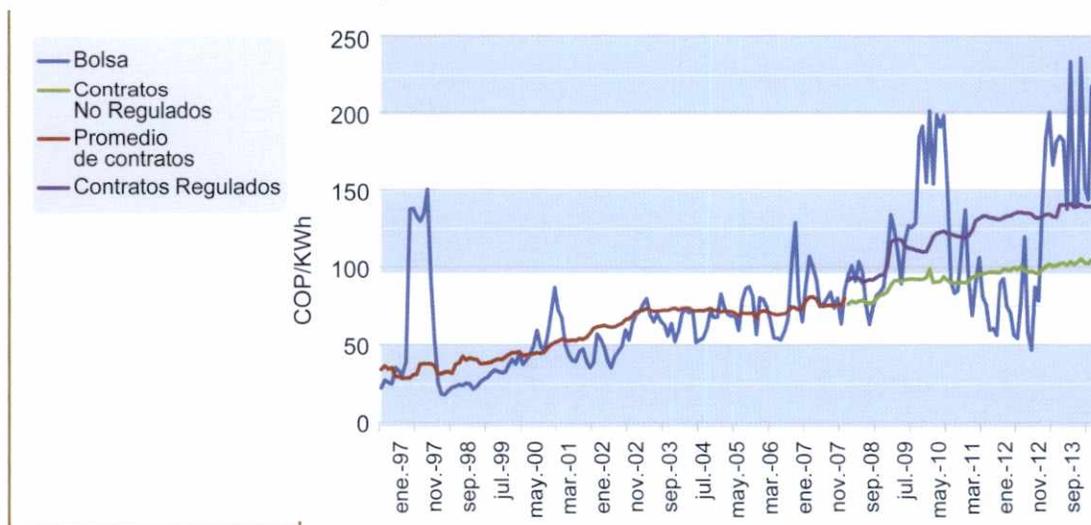
Fuente de gráfica: UPME

Comparando la Gráfica 3-8 y la Gráfica 3-6, específicamente el periodo julio 2010 - enero 2011, se puede observar una correlación entre las exportaciones y la disponibilidad del recurso hídrico en Colombia, que a su vez está asociado con el precio de la electricidad. Se observa para el primer semestre del año 2011, por ejemplo, un valor máximo de exportación de 250 GWh. Esto también se debe a que en dicho periodo se presentó el fenómeno de La Niña.

3.5 EVOLUCIÓN DE PRECIO DE ELECTRICIDAD (BOLSA Y CONTRATO)

Los precios de electricidad mostrados en la Gráfica 3-9 han tenido un incremento sostenido en el periodo analizado, tal y como se observa en la tendencia de los precios promedio de contratos, los cuales pasaron de 34.06 COP/kWh en enero de 1997 a 126.36 COP/kWh en octubre de 2013. Respecto a los precios mensuales promedio en bolsa, los mismos han presentado un comportamiento fluctuante, y se puede identificar que los incrementos o disminuciones están asociados a las épocas de ocurrencia de fenómeno de El Niño o La Niña.

Gráfica 3-9: Precio de electricidad.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

3.6 RESTRICCIONES

Para atender la demanda objetivo del Sistema Interconectado Nacional – SIN, el Centro Nacional de Despacho - CND realiza un despacho económico en orden de mérito, donde en primera instancia se considera un sistema uninodal, es decir, se contempla un único nodo de generación y demanda, y no se tienen limitaciones a la capacidad de transporte en la red de transmisión y sub transmisión. En la práctica la infraestructura eléctrica representa una restricción natural, donde se deben respetar los límites térmicos de transporte de energía, la regulación de tensión y los límites de excursión de la frecuencia.

Es así como el CND valida eléctricamente si la red eléctrica disponible es capaz de garantizar el despacho económico. De no ser posible, se establecen medidas operativas, como limitar la generación de una planta (reconciliación negativa), o re-despachar unidades de otra para soportar las tensiones del sistema (reconciliación positiva).

Las plantas que reconcilian positivamente habitualmente no están en la base del despacho, razón por la cual la potencia que generan por seguridad es liquidada a un valor superior del precio de bolsa. Es en este sentido que la demanda vería materializada una restricción, la cual refleja en cierta manera los sobrecostos operativos asociados a la seguridad e integridad de todo el SIN.

Durante el 2012 el costo total de restricciones a cargo de la demanda fue de \$642.5 mil millones de pesos, 7.2% menos que en 2011. El costo unitario de las restricciones, es decir, el costo total del año dividido por la demanda comercial, fue de 10.8 \$/kWh para 2012 y de 11.9 \$/kWh para 2011 (ver Gráfica 3-10 y Tabla 3-5).

Respecto a la evolución del costo de restricciones en los años 2011 y 2012, ésta se vio influenciada principalmente por el comportamiento del precio de bolsa y la indisponibilidad de las líneas Porce III – Cerromatoso 500 kV y Cerromatoso – Primavera 500 kV, debido a frecuentes atentados sobre estas. Durante el año 2012 el mayor valor de restricciones se presentó en enero, asociado con la restricción de suministro de gas en el área Caribe, causada por el evento del gasoducto Barranquilla – Cartagena, al igual que la indisponibilidad de las líneas de 500 kV Cerromatoso – Primavera y Bacatá – Primavera.

Gráfica 3-10: Evolución del costo unitario de las restricciones.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3-5: Evolución del costo unitario de restricciones

Fecha	Costo Unitario de las restricciones (\$/kWh)
ene-11	8.3
feb-11	5.27
mar-11	7.83
abr-11	8.87
may-11	11.44
jun-11	11.51
jul-11	12.6
ago-11	11.82
sep-11	12.96
oct-11	18.38
nov-11	17.53
dic-11	17.91
ene-12	25.12
feb-12	12.04
mar-12	7.23
abr-12	16.97
may-12	13.6

Continúa

Fecha	Costo Unitario de las restricciones (\$/kWh)
jun-12	11.5
jul-12	15.71
ago-12	6.86
sep-12	7.35
oct-12	4.53
nov-12	5.38
dic-12	4.99

Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de tabla: UPME

3.7 AVANCES REGULATORIOS 2012 - 2013

A continuación se describen las principales novedades regulatorias que se desarrollaron en el periodo Enero 2012 – Junio 2013, las cuales tienen una alta incidencia en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

3.7.1 Circular CREG 044 de 2012

En esta circular se publicó el documento donde se hace el análisis de asignación de OEF para el periodo 2016-2017, y se recomendó la no necesidad de hacer subastas para este periodo.

3.7.2 Resolución CREG 051 de 2012

Esta normativa definió las reglas de las subastas de Reconfiguración como parte de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad (Mercado secundario, Demanda Desconectable, Generación de última instancia y subastas de reconfiguración). Básicamente se establecen dos tipos de subastas, de Reconfiguración de Venta (SRCFV) y de Reconfiguración de Compra (SRCFC).

- **Subastas de Reconfiguración de Ventas:** Es el mecanismo mediante el cual se puede ajustar un exceso de cobertura con Obligaciones de Energía Firme - OEF por cambios en las proyecciones de demanda de energía. Los participantes en este tipo de subastas como compradores, son los generadores con OEF vigentes para el periodo de vigencia de la obligación que se subaste, y que se encuentren registrado en el Mercado de Energía Mayorista.
- **Subastas de Reconfiguración de Compra:** Es el mecanismo mediante el cual se ajusta el déficit de cobertura con Obligaciones de Energía Firme por cambios en las proyecciones de demanda de energía. Quienes resulten con asignaciones en este tipo de subastas, se obligan y adquieren derechos en los mismos términos de la Resolución CREG 071 de 2006. Los participantes en este tipo de subastas como vendedores, son los generadores con ENFICC no comprometida.

Es importante mencionar que durante el año 2012 la actividad regulatoria se concentró en la realización de las subastas de reconfiguración del Cargo por Confiabilidad, mediante las cuales se asignaron obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2013.

3.7.3 Resolución CREG 053 de 2012

Mediante esta Resolución la CREG convocó a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el periodo 2012-2013. Lo anterior una vez analizado el balance las OEF para dicho periodo y las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME, revisión marzo de 2012.

3.7.4 Resolución CREG 054 de 2012

La CREG publicó el proyecto de resolución 054 de 2012, por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural. Este determina las disposiciones aplicables a los proyectos de inversión en confiabilidad, las plantas de Gas Natural Importado - GNI del atlántico y del pacífico.

3.7.5 Circular CREG 066 de 2012

En dicha circular se publicó el documento CREG 080 de 2012 que hace el análisis de ajuste al mercado del Control Automático de Generación (AGC) con el objetivo de incrementar su competencia.

3.7.6 Resolución CREG 113 de 2012

Mediante esta resolución se sometió a consulta la regulación que reglamenta los aspectos comerciales del mercado de energía de gas natural.

3.7.7 Resolución CREG 115 de 2012

Mediante esta normativa la CREG modificó los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 051 de 2012. Específicamente se amplían las condiciones de convocatoria de las Subastas de Reconfiguración de Venta, permitiendo llamar a otra subasta cuando la cantidad de energía subastada no haya sido asignada completamente, o al menos uno de los generadores que representan plantas y/o unidades de generación, y que cumplan con las condiciones de compradores establecidas en la Resolución CREG 051 de 2013, manifiesten el interés de participar en una Subasta de reconfiguración de Venta adicional.

Así mismo, se dictan otras disposiciones en relación a las características de las Subastas de Reconfiguración de Venta.

Una vez realizada la subasta de reconfiguración, se obtuvo la asignación descrita en la Tabla 3-6

Tabla 3-6: Resultados Subastas de Reconfiguración

AGENTE	PLANTA	OEJV	PRECIO	PRIMA
		(kW- DIA)	(USD/MWh)	(USD/MWh)
Grupo Poliobras S.A E.S.P.	Termocol	4,596,475	14.7	0.6
ISAGEN S.A. E.S.P	Amoyá	587,031	14.7	0.6
GECELCA S.A E.S.P	Gecelca 3	3,060,000	14.7	0.7

Fuente de datos: CREG

Fuente de tabla: UPME

3.7.8 Resolución CREG 116 de 2012

A través de esta resolución se ajustaron las asignaciones de los costos por coberturas cambiarias, con el objeto de fortalecer la integración de los mercados eléctricos entre Colombia y Ecuador

3.7.9 Resoluciones CREG 121, 122 y 123 de 2012

Estas Resoluciones establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de las compañías TGI, Promigas, y el gasoducto Yumbo - Cali, propiedad de Transoccidente. Dicha normatividad se tuvo en cuenta para la proyección de precios de Gas Natural, insumo fundamental para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia de Generación (Ver numeral 4.2.3.3).

3.7.10 Resolución CREG 124 de 2012

Mediante esta normativa la CREG modificó las resoluciones CREG 019 y 071 de 2006, y 051 de 2012, en relación con la liquidación de las OEF de Venta y las garantías del Mercado Mayorista.

3.7.11 Resoluciones CREG 076, 138 y 150 de 2012

En relación con el Reglamento de riesgo de abastecimiento la CREG expidió las resolución 076 y 150 de 2012 para comentarios y la resolución CREG 138 de 2012 que ajusto las pruebas de disponibilidad.

3.7.12 Resolución CREG 155 de 2012

A través de esta resolución la Comisión sometió a consulta las reglas para selección del gestor del mercado de gas natural

3.7.13 Resoluciones CREG 089 y 156 de 2012

Con estas resoluciones la Comisión presento a consulta y aprobó una regulación para definir la capacidad de respaldo de operaciones del mercado de energía mayorista, con el fin de disminuir el riesgo que aparece con la salida de un agente del mercado que puede ocasionar la salida de otros.

3.7.14 Resolución CREG 062 de 2013

Esta normatividad establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad. El objetivo de esta resolución fue definir la metodología para establecer el ingreso regulado a un Grupo de Generadores Térmicos que utilicen el Gas Natural Importado para cubrir generaciones de seguridad.

Es en este sentido que se prevé que la generación de seguridad con combustibles líquidos sea mínima, dada la disponibilidad de este nuevo recurso una vez se ponga en operación la planta de regasificación.

3.7.15 Resoluciones CREG 088 y 089 de 2013

Esta regulación liberó el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y reglamentó aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación.

4 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS

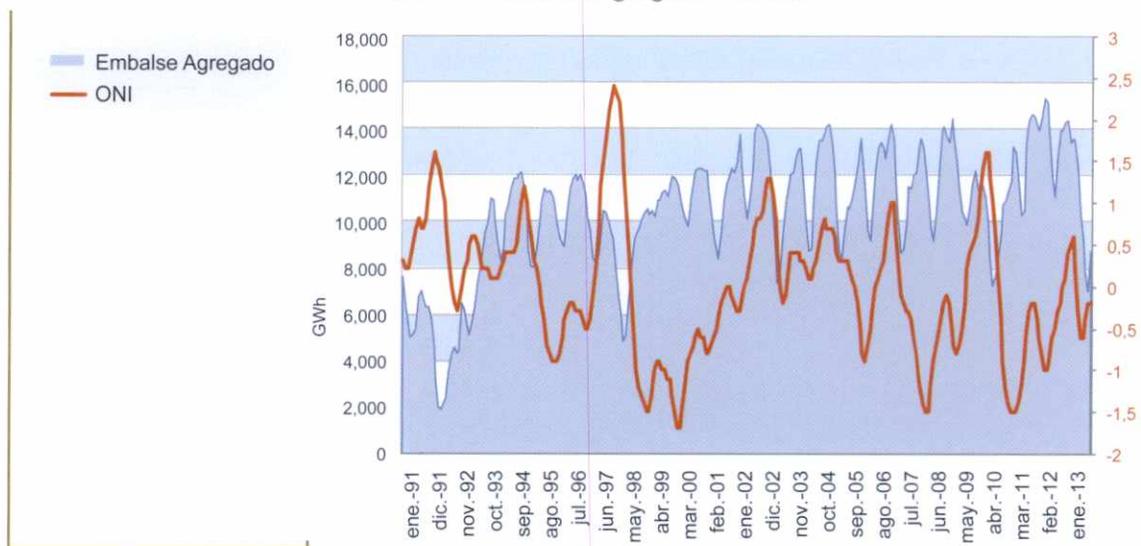
Dos de los insumos más importantes para la formulación del Plan de Expansión de Generación, son la proyección de precios de cada uno de los recursos y la verificación de disponibilidad de los mismos. Lo anterior, junto con el registro de proyectos de la UPME, le permite a la Unidad establecer las alternativas de expansión del parque generador a corto, mediano y largo plazo. A continuación se presenta la situación actual y esperada de la disponibilidad de los recursos hídricos y térmicos, listando los supuestos considerados para su proyección de precios.

4.1 RECURSO HÍDRICO

La disponibilidad del recurso hídrico para generación de electricidad en nuestro país está determinada, entre otros aspectos, por la ubicación geográfica y su interacción con la zona de confluencia intertropical (ZCIT), que determina los regímenes anuales de lluvias en cada región. Por lo anterior gran parte del territorio nacional cuenta con 2 temporadas de lluvias, lo cual garantiza un continuo abastecimiento de agua que, combinado con las condiciones orográficas, facilita la construcción de centrales hidroeléctricas a diferente escala.

Sin embargo esta posición geográfica privilegiada, también genera que nuestro país esté expuesto a las alteraciones producidas por eventos macroclimáticos asociados con la Oscilación de El Niño (ENSO). En la Gráfica 4-1 se presenta la evolución del embalse agregado en GWh para los últimos 20 años, y la variación del índice ONI¹ en el mismo periodo.

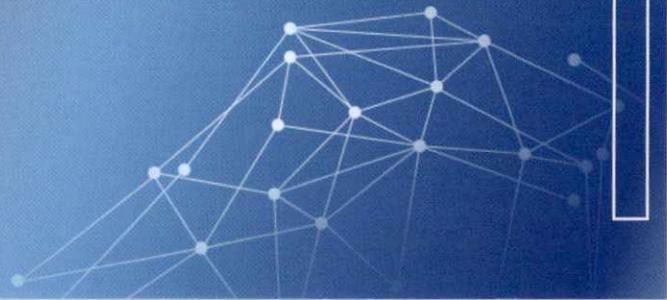
Gráfica 4-1: Embalse Agregado Vs ONI.



Fuente de datos: NEÓN - XM, NOAA.

Fuente de gráfica: UPME

¹ El Índice Oceánico de El Niño (ONI) es calculado como la media móvil de tres puntos de la serie mensual de anomalías en la temperatura de la superficie del mar en la Región Niño 3-4, para el monitoreo, evaluación y predicción del ENSO.

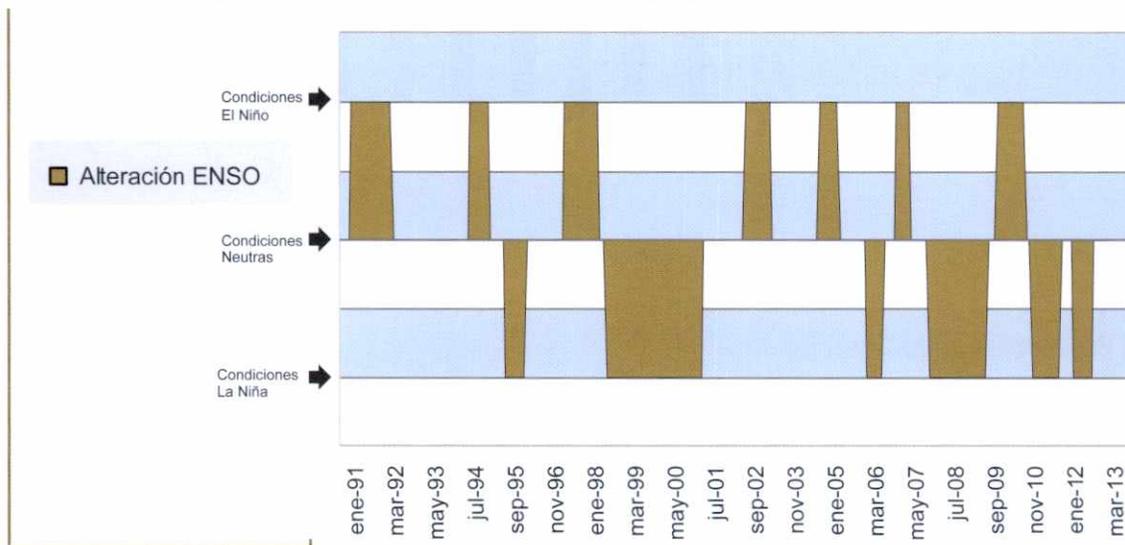


De la misma gráfica se puede intuir que ante un aumento del ONI (El Niño), el embalse agregado disminuye, y para valores negativos del ONI (La Niña), el embalse agregado se incrementa. Esta relación se hace muy importante, principalmente en los modelos de predicción, pero se ve distorsionada por la operación propia de cada central (aspectos de mercado). Debido a esta situación es necesario recurrir a otras variables para explicar el comportamiento de la disponibilidad hídrica ante la variabilidad climática.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la capacidad del embalse agregado y los aportes hídricos para generación eléctrica, no han sido constantes. Por lo contrario, han venido aumentando en los últimos años debido a la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas.

Teniendo en cuenta la definición del ONI y sus valores históricos, en la Gráfica 4-2 se identifican los periodos de ocurrencia para las alteraciones que indican eventos El Niño² (1991-1992, 1997-1998, 2002-2003, 2004-2005, 2005-2006 y 2009-2010), y La Niña³ (1995-1996, 1998-2001, 2005-2006, 2007-2008, 2010-2011, 2011-2012), los cuales incidieron en las precipitaciones, alterando el caudal de los ríos asociados con embalses y por ende, también el volumen de los mismos.

Gráfica 4-2: Condiciones de la alteración ENSO de acuerdo al ONI.



Fuente de datos: NOAA.

Fuente de gráfica: UPME

Otra conclusión que se puede inferir de la Gráfica 4-1 y la Gráfica 4-2, es que la ocurrencia de los eventos ENSO no es periódica ni tiene la misma intensidad y duración, por lo que los análisis deben

² El Centro de Predicción Climática de la NOAA, declara el inicio de un episodio de El Niño cuando la media móvil trimestral de la temperatura superficial del mar en el Pacífico (índice ONI), aumenta 0,5 oC o más.

³ Un episodio de La Niña se inicia cuando la media móvil trimestral de la temperatura superficial del mar en el Pacífico (índice ONI), disminuye 0,5 oC o más.

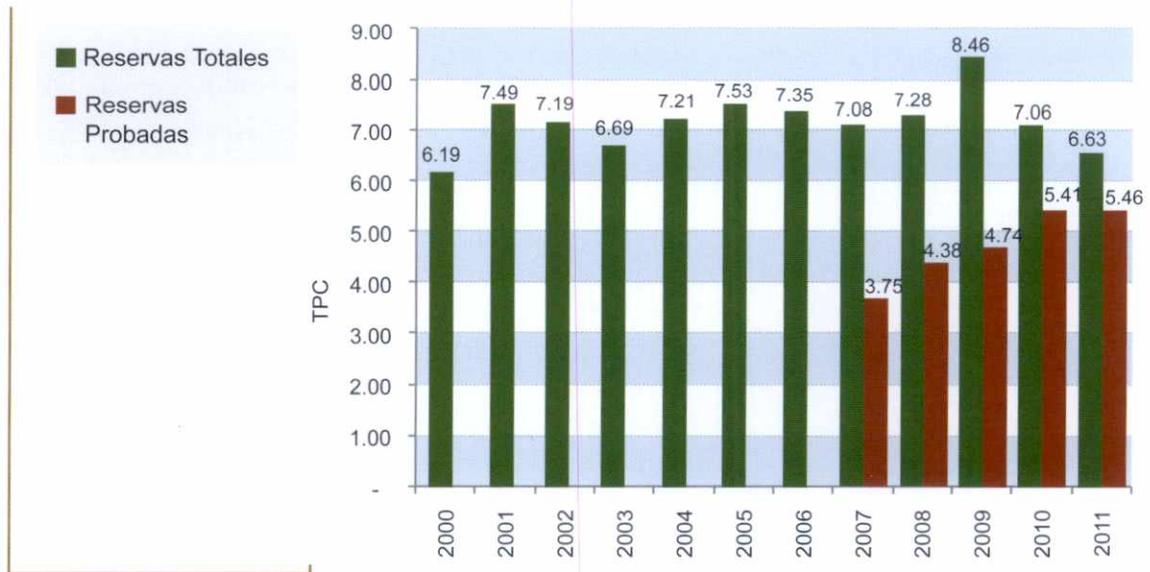
considerar ventanas de tiempo mayores, que permitan identificar condiciones predominantes en el comportamiento hidrológico.

4.2 GAS NATURAL

4.2.1 Reservas gas natural

De acuerdo con la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, a diciembre 31 de 2011 el país disponía de 6.63 Tera pies cúbicos – TPC de reservas de gas natural, las cuales incluyen reservas probadas, probables y posibles. Del total de las reservas de gas natural, 5.46 TPC corresponden a la categoría de reservas probadas (ver Gráfica 4-3).

Gráfica 4-3: Reservas de gas Natural.



Fuente de datos: ANH 2012.

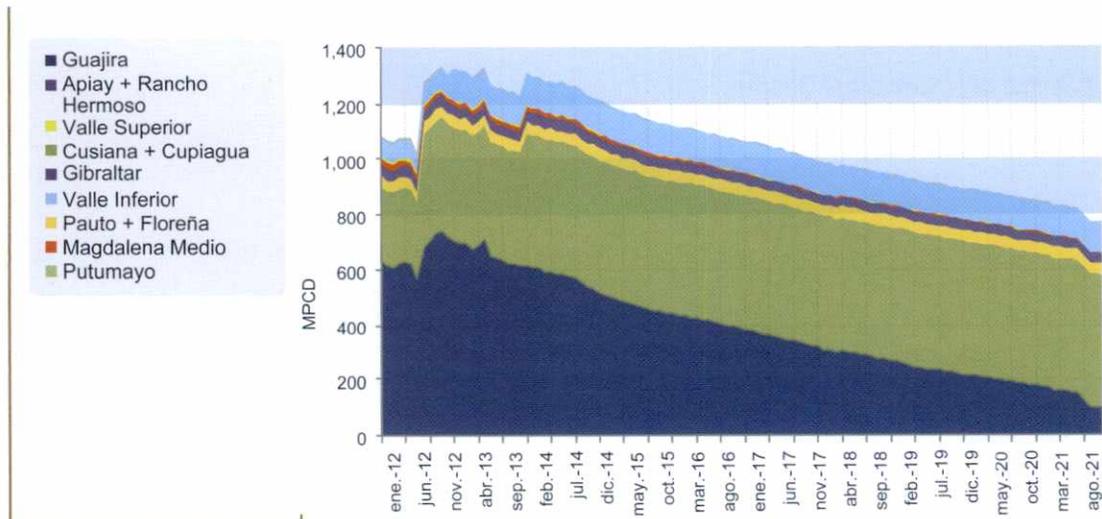
Fuente de gráfica: UPME

4.2.2 Producción de gas natural

La producción de gas natural durante el año 2011 estuvo en promedio en 1,060 MPCD, de los cuales aproximadamente el 80% se destinó para atender la demanda nacional, y el 20% fue con destino a las exportaciones. Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se siguen concentrando en los campos de la Guajira (Ballena y Chuchupa), La Creciente en la Costa Atlántica y en Cusiana, Cupiagua y Gibraltar en el Interior del país.

La Gráfica 4-4 presenta el potencial de producción del país hasta el año 2021, considerando la información reportada por los productores de gas natural en abril de 2012, y de acuerdo con la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 124419 del mismo año

Gráfica 4-4: Declaración producción gas natural. 2012-2021.



Fuente de datos: MME 2012.

Fuente de gráfica: MME

La capacidad de producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente durante el año 2012, con una tasa promedio anual del 2%; dicha tasa está asociada a la incorporación de gas adicional proveniente de diferentes fuentes, pero en especial de los campos de la Guajira, Cusiana y Cupiagua. En el año 2013 se estima ocurra el pico máximo de producción, alcanzando los 1,286 MPCD. Después de este año, 2013, se inicia la declinación de la producción de gas natural en Colombia, finalizando el periodo de análisis, en promedio, con una capacidad de producción de 771 MPCD, lo que significa una tasa anual de declinación del 0.3% hasta 2021.

4.2.3 Precios de gas natural

La señal de precios de gas natural tiene gran incertidumbre, la cual está asociada a las condiciones nacionales e internacionales. Adicionalmente, si bien hay claridad sobre el marco definitivo de comercialización de gas natural en Colombia, la liberalización del precio de entrada al sistema de transporte (campo Guajira) exige igualmente una referencia, que permita establecer los acuerdos bilaterales entre compradores y vendedores. Lo anterior también está relacionado con la falta de información de precios y cantidades histórica de los contratos. Estos factores nacionales se acompañan de un panorama internacional, como la incorporación de reservas de recursos no convencionales en Estados Unidos (shale gas), el reciente desarrollo del mercado "spot" del Gas Natural Licuado - GNL, y la sustitución de plantas de generación nuclear por plantas de gas natural y carbón.

Supuestos de Proyección Precios Boca de pozo:

A continuación se listan las principales consideraciones para la proyecciones de precios en boca de pozo:

- i. Precio regulado, Resoluciones CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011, en el periodo enero - diciembre de 2013.
- ii. Si bien ya se liberó el precio del gas natural en boca de pazo en el campo Guajira, se considera esta condición a partir de enero de 2014. Lo anterior teniendo en cuenta que al momento de llevar a cabo estas proyecciones, la citada resolución no se había adoptado.

- iii. Entrada de la planta de regasificación a partir del año 2018.
- iv. Precio de referencia Henry Hub⁴ y punto probable de incorporación en la Costa Atlántica.

4.2.3.1 Precio del gas natural Guajira

Se asumió que el precio de esta fuente de producción se mantiene regulado hasta diciembre de 2013, razón por la cual la estimación de enero a diciembre de este mismo año se realiza de acuerdo a lo establecido en las Resoluciones CREG 187 de 2010 y 199 de 2011.

Considerando la liberación del precio del gas natural de Guajira a partir de enero de 2014, se evaluó el comportamiento del precio regulado, comparándolo con la serie histórica del Henry Hub y el índice "U.S Natural Gas Exports", lo anterior buscando una mejor correlación entre precios. Asimismo, se realizaron ejercicios que pudieran reflejar el proceso de formación de precios de un mercado competitivo de este gas bajo las nuevas características de "Commodity" que proporciona el GNL.

Primer caso

Se tomó el precio Guajira del segundo semestre de 2013, y la estimación se construyó con las tendencias del índice "Henry Hub" del escenario de referencia AEO⁵ 2013 y STEO⁶ de enero de 2013 del DOE EIA⁷. El cálculo de los escenarios alto y bajo consideró las tendencias de precios de AEO 2012, debido a que el DOE EIA, a la fecha de cálculo, no había publicado la información correspondiente a los escenarios alto y bajo del año 2013.

Segundo caso

Se tomó nuevamente el precio regulado de Guajira del segundo semestre de 2013, y se proyectó con las tendencias del Henry Hub y el índice "Residual Fuel No. 6 1%" del escenario de referencia incluido en AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. Igualmente, la construcción de los escenarios alto y bajo tomaron en consideración las tendencias de los precios presentados en AEO 2012.

Tercer caso

Se consideró que el precio de Guajira después del 2013 tiende a precios de paridad de importación, por lo que fue necesario revisar mercados de GNL con información disponible como son el NBP⁸ (National Balancing Point o punto hipotético en la red de gas Británica donde se desarrolla el mercado spot) y GNL Japón⁹. La tendencia del precio del mercado de Inglaterra (NBP) es caracterizada por tres momentos; el primero al alza desde el año 2009 y hasta el 2015, el segundo a la baja desde 2015 y hasta 2019, y luego nuevamente al alza pero de manera moderada para el periodo siguiente al año 2020.

En cuanto al GNL-Japón, la tendencia es a la baja para todo el periodo de análisis, de acuerdo a lo publicado por el Banco Mundial en enero de 2013. Esto se debe a los excedentes en capacidad mundial de licuefacción, consecuencia de las menores importaciones de Estados Unidos, y el mayor uso del carbón en Europa para generación de electricidad.

.....
4 El Henry Hub es un centro de distribución en el sistema de ductos de gas natural en Erath, Louisiana, Estados Unidos, propiedad de Sabine Pipe Line LLC, una subsidiaria de Chevron Corporation. Comúnmente se utiliza el precio del Henry Hub como un precio de referencia para transacciones Spot del Gas Natural.

5 Annual Energy Outlook.

6 Short-Term Energy Outlook.

7 U.S. Energy Information Administration.

8 Argus, Wood Mackenzie.

9 Banco Mundial.

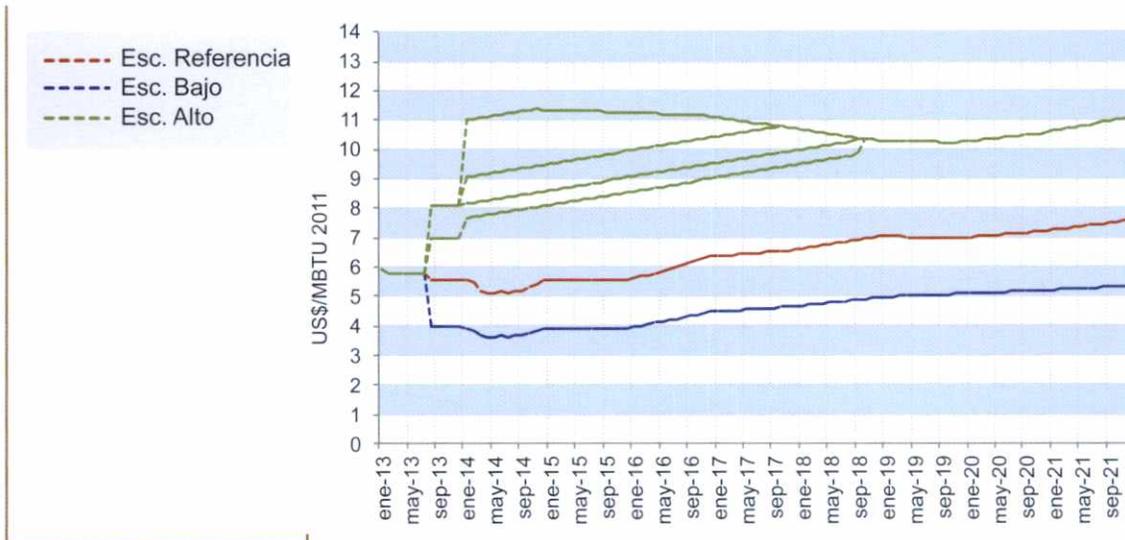
Conclusión

Teniendo en cuenta que las tendencias de precios entre el Banco Mundial y las demás fuentes de información consideradas son divergentes, la UPME estimó pertinente tomar como referencia para la proyección de precios de gas natural guajira, los mercados de Henry Hub, NBP en Inglaterra, y el valor del sustituto inmediato (Fuel Oil). Además de lo anterior, se analizaron las ventas de GNL de Trinidad y Tobago, evidenciando que este país vende GNL a Estados Unidos a un precio con tendencia al referente Henry Hub, y a Europa a un precio cercano al del NBP. Adicionalmente, el precio del GNL Japón al ser un mercado que responde a otras necesidades, se estima que regionalmente no es un referente apropiado para la proyección de los precios colombianos de gas natural.

Bajo esta dinámica, los escenarios de precios de gas seleccionados marcan una tendencia del largo plazo al alza, no solo por seguir al índice Henry Hub, sino porque el precio de GNL denota un incremento sostenido desde el 2019. A continuación se presenta la descripción de cada uno de los escenarios considerados:

- Escenario de referencia: Este fluctúa entre la continuidad de la metodología regulada por la CREG entre los años 2012 y 2014; a partir de 2014 y hasta el 2018, se considera la proyección del precio de Guajira siguiendo el comportamiento del mercado Henry Hub en su escenario base, y desde el 2018, sigue las señales del mercado NBP europeo.
- Escenario bajo: Corresponde al comportamiento del Henry Hub puesto en puerto colombiano para el periodo 2014 - 2036; los años anteriores al 2014 se estiman considerando la metodología del precio regulado con el escenario base del Fuel Oil.
- Escenario alto: Se construyó aplicando la metodología de precio regulado hasta diciembre del año 2013, luego siguiendo las tasas de crecimiento del precio de Henry Hub, y en el largo plazo el precio sigue la tendencia del precio marcador NBP de Inglaterra (ver Gráfica 4-5).

Gráfica 4-5: Proyección precio gas natural Guajira. 2013 - 2021.



Fuente de datos: DOE, Argus, Agentes.

Fuente de gráfica: UPME

4.2.3.2 Precio del gas natural Cusiana

El precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde que su capacidad de producción superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio del año 2006, de conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 2005. En consecuencia, para determinar los precios futuros de mediano y largo plazo, se aplica la metodología "Netback", lo anterior con el propósito de establecer la competitividad del precio del gas Cusiana en relación con el de Guajira, en un punto determinado del sistema.

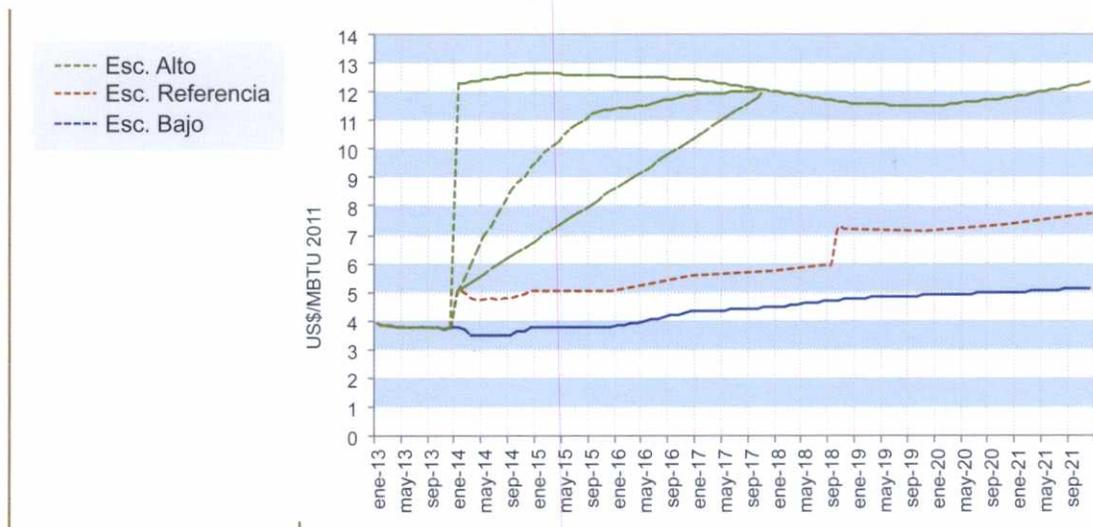
Con dicha metodología se proyectan los precios de gas en boca de pozo de Cusiana, y para calcular el precio final en las plantas de generación, se adicionan los costos de transporte correspondientes desde el campo Cusiana.

Al margen de lo anterior, la expedición de la Resolución CREG 118 de 2011 definió el esquema de subastas para la comercialización del gas proveniente de campos no regulados. Los resultados de las negociaciones desarrolladas a finales del 2011 para la venta del gas de Cusiana y Cupiagua (2012 y 2013), mostraron precios a la entrada del sistema nacional de transporte con tendencia a la baja, fluctuando entre los US\$2.7294/MBTU para la demanda No Regulada, y los US\$ 3.9645 /MBTU para la demanda Regulada.

A partir de los resultados obtenidos en las subastas del año 2011, se proyectaron los precios del gas natural del campo Cusiana, considerando que las dos grandes fuentes de abastecimiento compiten entre sí. Una vez estimados los precios de mediano y largo plazo del campo Guajira, se realiza el análisis "Netback" para realizar las proyecciones de Cusiana con punto de referencia Vasconia y pareja de cargos 50-50, en aquellos tramos asociados a estos puntos de inyección al sistema. De esta manera se considera la señal de precio de paridad de importación por la instalación de la planta de regasificación en la Costa Atlántica y punto de arbitraje en Vasconia, suponiendo que en dicho punto el precio de Cusiana no puede ser superior al precio del gas de la Guajira.

La Gráfica 4-6 presenta la estimación del precio en tres escenarios, los cuales guardan analogía con los calculados para el gas de la Guajira, dado que se espera una competencia gas-gas entre las fuentes provenientes de la Costa Atlántica y las del interior.

Gráfica 4-6: Proyección precio gas natural Cusiana. 2013 - 2021



Fuente de datos: DOE, Argus, Agentes.

Fuente de gráfica: UPME



A continuación se describe la metodología de construcción de cada uno de los escenarios de proyección del Gas Natural de Cusiana:

- El escenario de referencia se construyó a partir de los precios de las subastas, indexadas con Henry Hub desde el 2014, y a partir del 2018, se considera precio de paridad de importación Costa Atlántica, complementada por la competencia con el precio de la Guajira en el punto de Vasconia. La tasa de crecimiento promedio año es del 4.6% y varía entre US\$ 3.85 /MBTU en 2013 a US\$ 10.1 /MBTU en 2036.
- El escenario alto de Cusiana se construye teniendo en cuenta el precio de Guajira, que considera como referencia el NBP, lo anterior buscando seguir la señal de precio de paridad de importación y la competencia gas - gas de los campos del país. Adicionalmente, se realiza un análisis "Netback" con punto de referencia Vasconia. Así, la tendencia de este escenario es la misma del precio NBP que se espera descienda hasta mediados del año 2020, y a partir de este año crezca de manera continua para el resto del periodo de análisis. La estimación en este escenario fluctúa en un máximo de US\$ 15.9 /MBTU y un mínimo de US\$ 3.85 /MBTU.
- El escenario bajo corresponde al precio más alto de Cusiana alcanzado en la subasta, y luego indexado con las tendencias de Henry Hub de AEO 2013 y del STEO de enero de 2013. La tasa de crecimiento media anual en este escenario es de 3.1% pasando de US\$ 3.85 /MBTU en 2013 a US\$ 8.1 /MBTU en el 2036. En el corto plazo la proyección presenta una pequeña disminución y luego crece de manera sostenida.

4.2.3.3 Tarifas de Transporte

Para determinar el precio máximo de transporte por gasoducto, se consideraron las Resoluciones vigentes expedidas por la CREG y aplicables a cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y del Interior, al momento de la realización del ejercicio. Así mismo, se consideró que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones. Adicionalmente, se supuso una pareja de cargos regulados, cargo fijo / cargo variable, 50% / 50%, durante todo el periodo de proyección.

- TGI: Resoluciones CREG 121 de 2012
- PROMIGAS: Resolución CREG 122 de 2012
- TRANSOCCIDENTE: Resolución CREG 123 de 2012

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideran los puntos de entrada y salida de gas, tomando el menor costo de suministro (boca de pozo más transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

Los costos de transporte para cada una de las parejas se indexó de acuerdo al procedimiento definido en la Resolución CREG 126 de 2010, y se utilizó el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos.

4.3 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y CARBÓN

Actualmente cerca del 5 % de la energía eléctrica generada proviene de los combustibles líquidos. En la Gráfica 4-7 se presenta la evolución histórica de la utilización de los mismos para la generación de energía eléctrica en el periodo enero 2011 - diciembre 2012. En relación al carbón, durante el año

2012 un poco más del 7 % de la energía eléctrica se produjo con esta fuente. La Gráfica 4-9 presenta la evolución histórica de la utilización de este recurso para el mismo periodo.

La Tabla 4-1 y la Gráfica 4-8 indican su participación en relación las demás fuentes (Gas y Carbón).

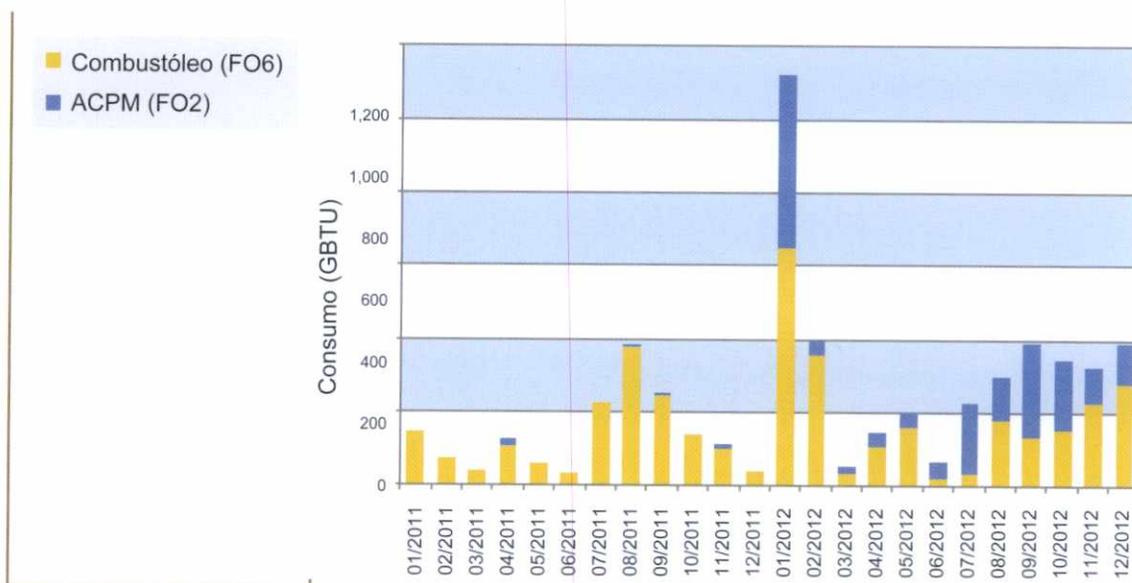
Tabla 4-1: Consumo de combustible para generación eléctrica durante el año 2012.

Combustible	Consumo (GBTU)	Participación (%)
Gas	75,766.3	71.06%
Carbón	26,894.9	25.22%
Combustóleo (FO6)	2,330.8	2.19%
ACPM (FO2)	1,635.8	1.53%

Fuente de datos: NEÓN - XM

Fuente de tabla: UPME

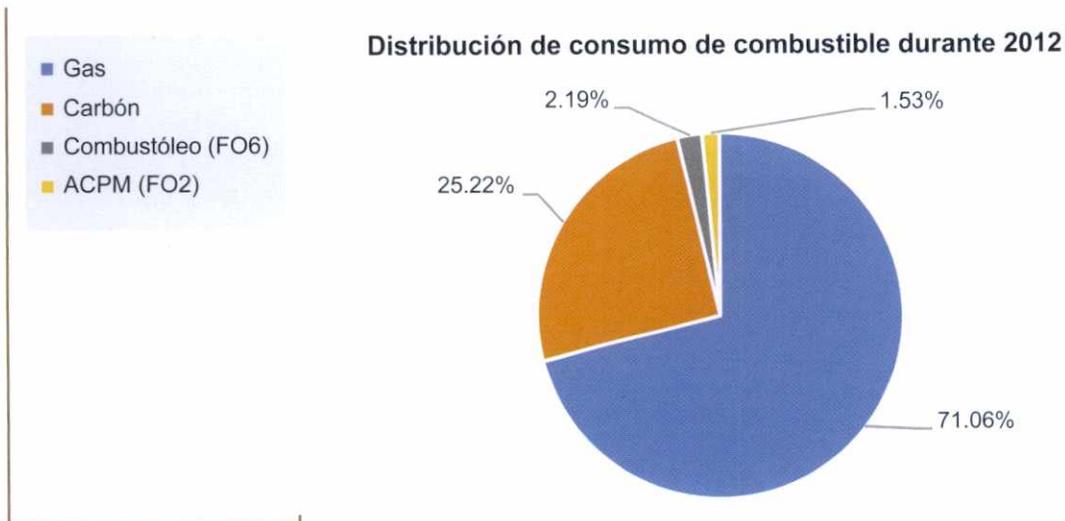
Gráfica 4-7: Utilización de combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica. Periodo enero 2011 - diciembre 2012.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

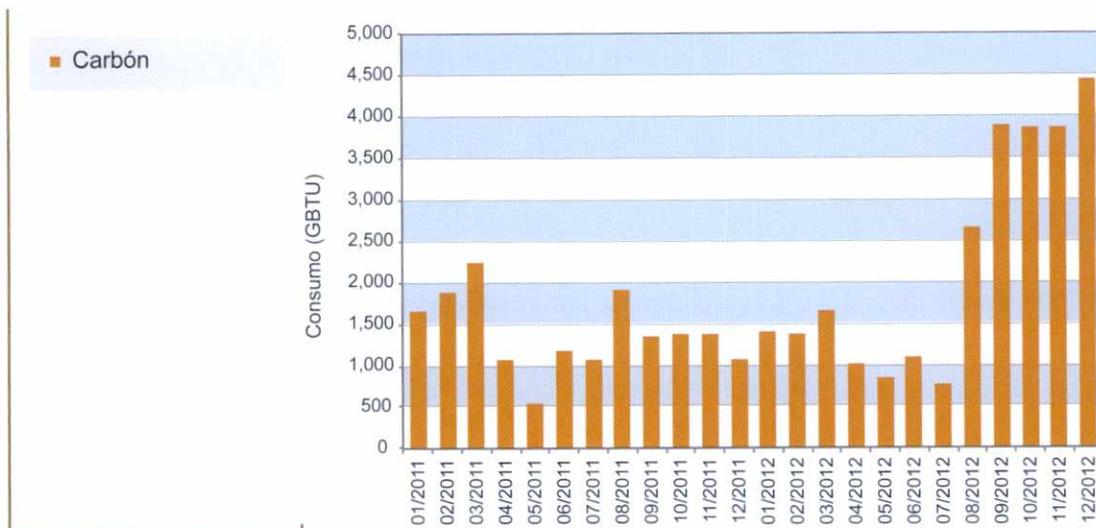
Gráfica 4-8: Distribución del consumo de combustibles durante el año 2012.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-9: Utilización del carbón para la generación de energía eléctrica. Periodo enero 2011 - diciembre 2012.



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

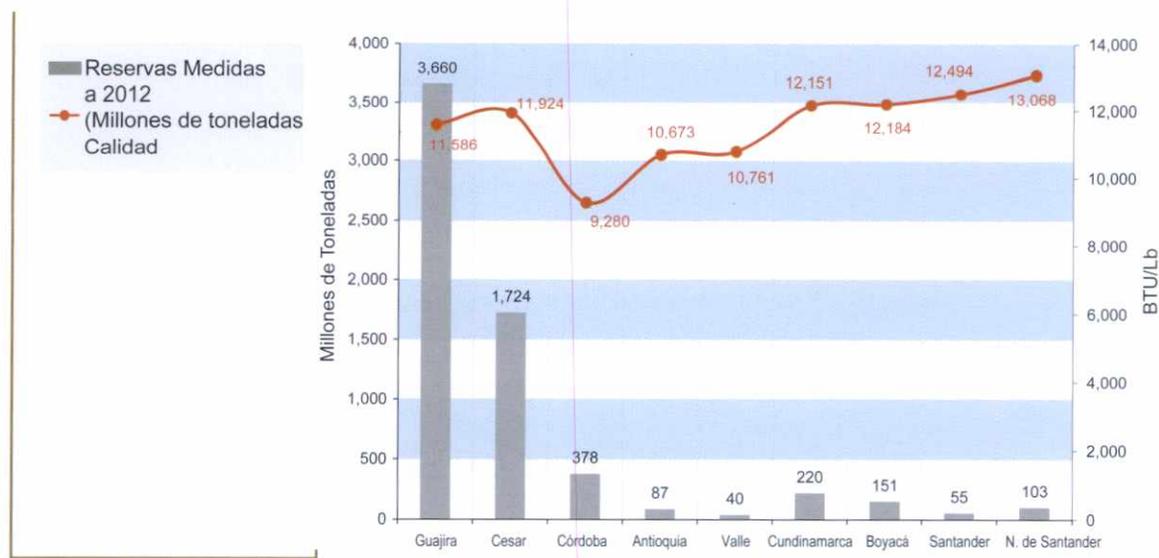
Si bien se prevé en el corto plazo un incremento en la utilización de los combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica, lo anterior por los vencimientos de los contratos de suministro de Gas natural, la reciente Resolución CREG 062 de 2013 estableció un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado (planta de regasificación) para suplir las generaciones de seguridad que se necesitan en el Sistema Interconectado Nacional - SIN. En este sentido, no se prevé en el mediano y largo plazo la generación de electricidad con este tipo de combustibles. Al margen de lo anterior, es importante conocer a manera de referencia la proyección esperada de los precios de este tipo de fuentes para el sector térmico.

Respecto al Carbón, se vislumbra en el largo plazo la instalación de plantas térmicas que utilicen este recurso, lo anterior sustentado por el registro de proyectos de la UPME y los resultados de las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad.

Finalmente en la Gráfica 4-10 se presentan las reservas de carbón por región, medidas a 2012. En relación a cuánto de este recurso está destinado para el sector termoeléctrico, no se tiene discriminada dicha información, sin embargo, se presenta la calidad (BTU/lb) del carbón, y por ende, su potencial aprovechamiento en la generación de energía eléctrica. Para información complementaria, remitirse al documento La Cadena del Carbón, publicado por la UPME en 2012.

<http://www.simco.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=ghcA7YSxZko%3D&tabid=96>

Gráfica 4-10: Reservas de carbón medidas, a 2012



Fuente de gráfica: UPME

4.3.1 Precios de los combustibles consumidos por el sector térmico

A partir de 2009, los precios de los combustibles líquidos presentan una tendencia creciente sostenida. Los costos de generación eléctrica más altos, por cuenta del combustible utilizado, se presentan en las centrales de generación térmica con Jet Fuel, seguidos por las centrales de generación con ACPM, Fuel Oil, Gas natural y por último Carbón.

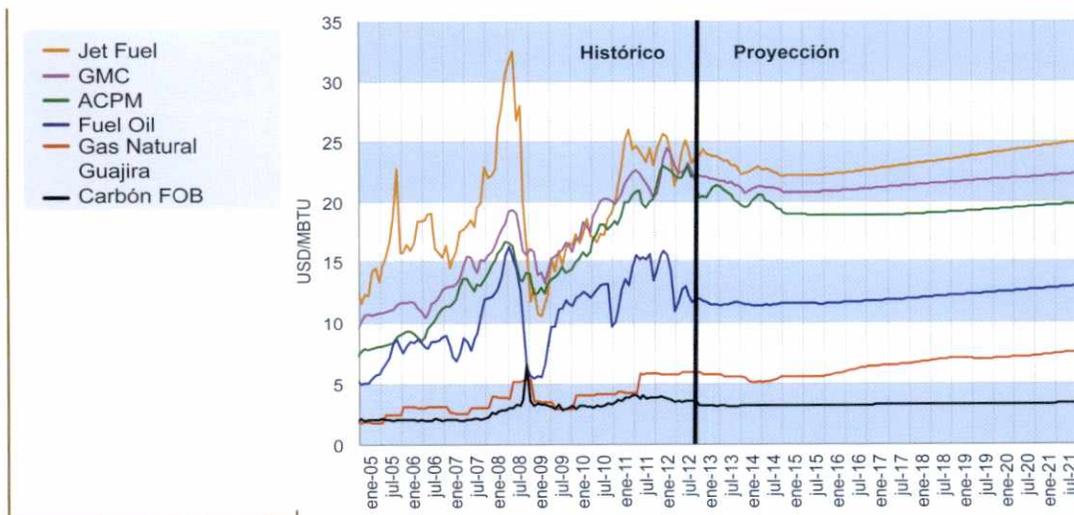
Se evidencia la competencia entre el carbón y el gas natural, lo cual ocurre especialmente en el sector industrial y termoeléctrico, donde la elasticidad precio de la demanda y las condiciones técnicas lo posibilita. El precio del carbón de exportación ha sido en promedio cerca del 90% del precio del gas natural (guajira), e inclusive en algunas ocasiones, superior.

Respecto a los energéticos líquidos fósiles, se encuentra que en precios relativos, el gas puede competir con el fuel Oil No 6, donde históricamente el precio de este último fue en promedio 2.67 veces mayor al del gas, y el del ACPM superior en 3.65 veces, registrándose un mínimo de 2.19 veces y un máximo de 6.02 veces. Los demás energéticos han estado por encima del precio del gas en 4 veces.

Con la finalidad de revisar los impactos de la proyección de precios para el horizonte de tiempo 2013 - 2021, se realiza una comparación de los mismos en el escenario de referencia. De esta manera se observa por ejemplo, que para el periodo 2013 - 2017 el precio del carbón sería en promedio 0.55 veces

el de gas natural, y para el periodo 2018 – 2021, donde el precio estaría en paridad de importación, el precio sería de 0.46 veces. Esto muestra que el carbón y el gas natural seguirán siendo los competidores directos por precio (ver Gráfica 4-11).

Gráfica 4-11: Evolución y proyección de precios para el sector térmico.

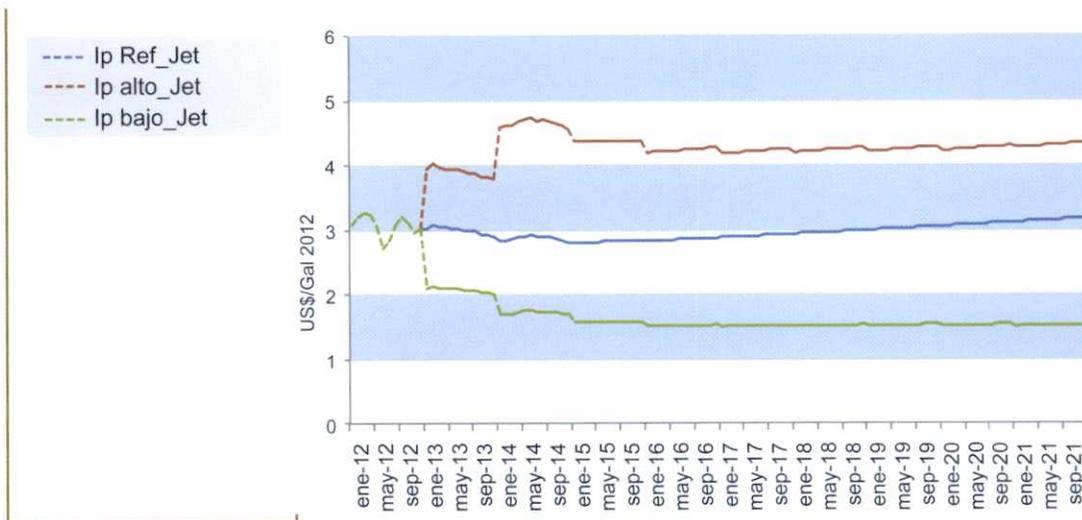


Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

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

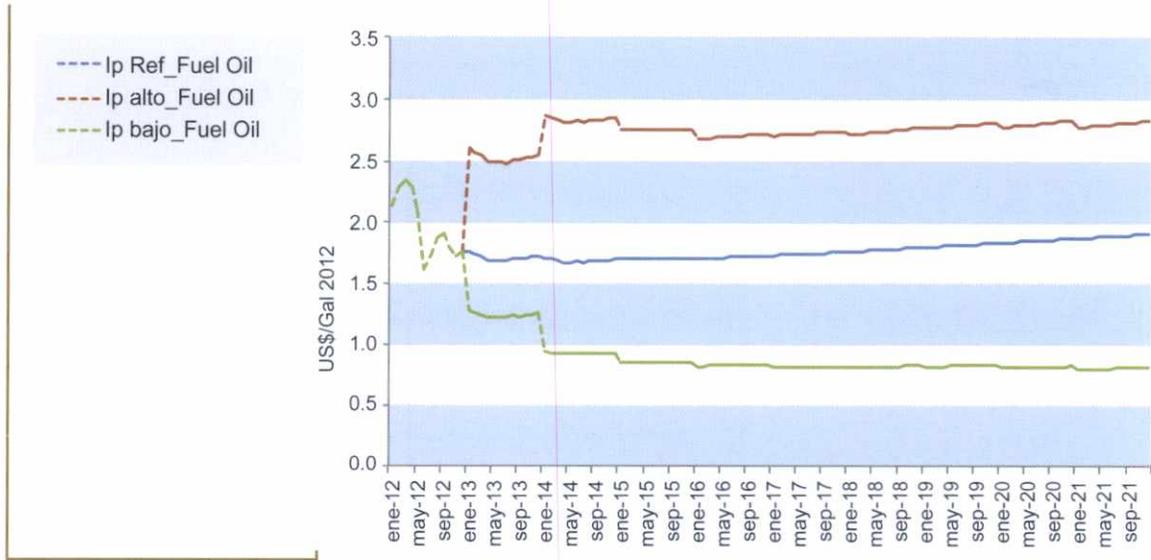
A continuación se presentan las proyecciones de precio de los combustibles líquidos bajo tres escenarios, referencia, alto y bajo (Ver Gráfica 4-12, Gráfica 4-13 y Gráfica 4-14).

Gráfica 4-12: Proyección - IP Jet Fuel.



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

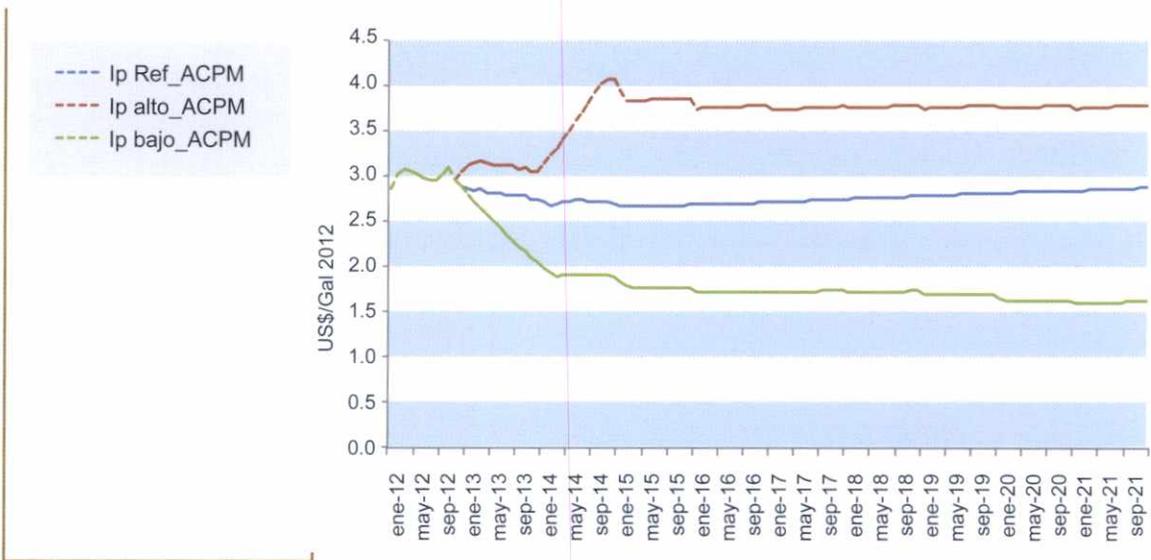
Gráfica 4-13: Proyección - IP Fuel Oil.



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-14: Proyección - IP ACPM.



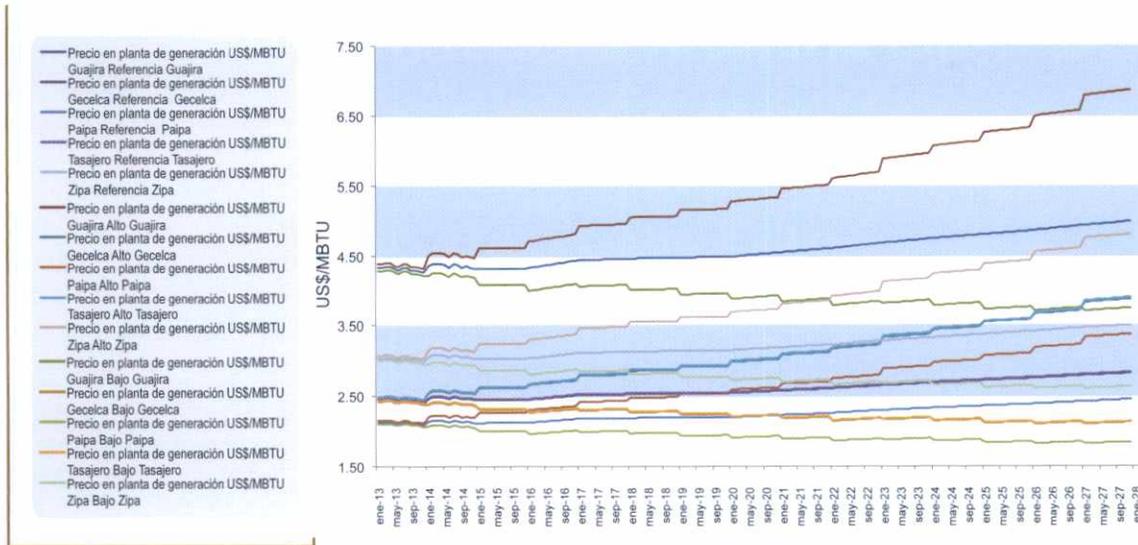
Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, la estimación de los precios del carbón, puesto en las plantas de generación, se obtiene a partir de sus diferentes precios de referencia, considerando tres escenarios: alto, referencia y bajo, que se construyen a partir de las tendencias de los escenarios AEO 2012 y 2013.

La Gráfica 4-15 presenta la proyección de precios del carbón para las plantas de generación Guajira, Gecelca, Paipa, Tasajero y Termozipa.

Gráfica 4-15: Proyección de precios del carbón para las plantas de generación Guajira, Gecelca, Paipa, Tasajero y Termozipa.



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Se observa de la gráfica anterior que el precio del carbón de Guajira es superior en comparación con las demás plantas, lo anterior se debe a la ubicación de la mina de abastecimiento de dicha central, la cual se encuentra emplazada en la Costa Atlántica. Dicha ubicación le permite al dueño del recurso exportar dicho carbón o vendérselo al generador, construyendo esa tendencia en la formación de los precios.

5 PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA EN GENERACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

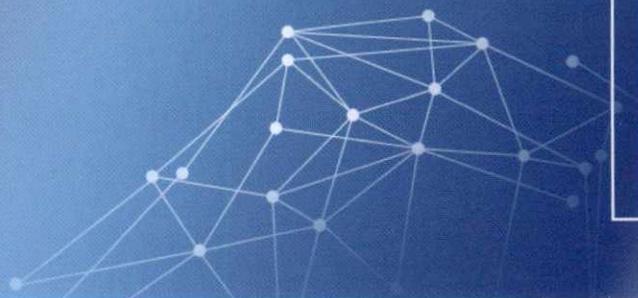
El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer, de manera indicativa, las necesidades del país con base en los comportamientos del SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

La presente versión del Plan cubre el periodo de planeamiento 2013 – 2027, y se construye a partir de un escenario considerado como base (alternativa 1), el cual se establece como plataforma de diferentes escenarios o alternativas. Lo anterior para establecer posibles desempeños del sistema eléctrico, de acuerdo con el comportamiento de las variables antes mencionadas.

En la alternativa de expansión base se consideran los tres escenarios de crecimiento de la demanda de energía, de acuerdo con la proyección realizada por la UPME en noviembre de 2012; no se consideran interconexiones eléctricas, por lo tanto no se tienen en cuenta los intercambios de energía (exportaciones e importaciones) con nuestros países vecinos; se consideran los costos de los combustibles para un escenario de referencia, sin limitaciones en el suministro de gas natural; y finalmente se considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, esto es, los proyectos en construcción y aquellos que adquirieron Obligaciones de Energía en Firme.

Este escenario tiene como finalidad verificar la satisfacción de la demanda en el corto plazo, periodo 2013 – 2018, según los criterios de confiabilidad establecidos, y determinar los costos marginales de generación. A partir de estos resultados, se evalúa el impacto del atraso en la fecha de entrada de los proyectos del Cargo por Confiabilidad y la no ejecución de Termocol, lo anterior considerando el seguimiento a los proyectos que realiza la UPME (alternativas 2 y 3). Las simulaciones llevadas a cabo con el modelo energético permitieron establecer que el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya identificados, y los índices de confiabilidad no superan los límites fijados por la regulación, lo anterior considerando inclusive el atraso de proyectos y la no ejecución de Termocol. En relación a los costos marginales, los promedios mensuales en todo el periodo de análisis, para la alternativa 1, son 55, 51 y 44 US\$/MWh, en demanda alta, media y baja, respectivamente. Al considerar atrasos de proyectos, los mismos aumenta 2 US\$/MWh para los tres escenarios de demanda. Si se contempla la no ejecución de Termocol, el promedio del costo marginal para algunos periodos de verano es aproximadamente 1.2 veces el de la alternativa 2, lo anterior considerando un escenario de crecimiento de demanda alta.

A partir de la alternativa considerada como base, se extiende el periodo de estudio, analizando el horizonte comprendido entre los años 2018 y 2027 (alternativa 4). Para cumplir los requerimientos de demanda de energía eléctrica y potencia, con los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación, se identifican las necesidades de expansión, es decir nuevas plantas, y el costo marginal del sistema resultante. Como opciones se consideran proyectos o alternativas tecnológicas de expansión a partir del portafolio de proyectos incluidos en el registro de la UPME, y otras opciones de mayor disponibilidad y menor costo.



Los análisis permitieron establecer la necesidad de cuatro proyectos hidroeléctricos: Dos de 600 MW, los cuales deben estar en operación entre los años 2021 y 2022, y dos proyectos de 400 y 700 MW cada uno, que se consideran a partir del año 2025. En el año 2022 también se requerirían los recursos de plantas a carbón de 300 MW de capacidad, ubicadas en el interior del país, y cierres de ciclo en la costa de 500 MW a ejecutarse entre el 2022 y el 2025. Es de esta manera que se determina que el país requiere la instalación progresiva de 3,100 MW adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, siendo necesaria la ejecución de esta expansión a partir del año 2021. Respecto al costo marginal, los promedios mensuales en todo el periodo de análisis son 60, 51 y 38 US\$/MWh, para los escenarios de demanda alta, media y baja, respectivamente.

A partir de la alternativa 4, escenario base de largo plazo, se evalúan dos opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad, contemplando la penetración de Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE (alternativas 4B y 5). Para la primera opción se evaluó la entrada en operación al sistema de 540 MW, entre recurso eólico, geotermia y cogeneración. Para la segunda alternativa se contempla solamente 300 MW eólicos en el Norte de la Guajira. Los resultados del modelamiento muestran que considerados de manera conjunta estos recursos, se presenta una complementariedad importante entre el viento y la hidroelectricidad, se puede mejorar el factor de planta, y se obtiene un menor costo marginal del sistema al desplazar generación más costosa.

Adicionalmente, dada la reciente actualización de las metas del Programa Indicativo de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE, donde se propone una disminución del consumo de energía en todo el horizonte de análisis, se analiza el comportamiento del sistema, específicamente el costo marginal y los efectos sobre la expansión del parque generador (alternativa 6), considerando dos escenarios de demanda con el cumplimiento de las metas del mencionado programa a 2017 y 2020.

Finalmente, dadas las características particulares de Colombia como un exportador neto de energía, se analizan dentro del plan los posibles intercambios con Ecuador, así como la futura interconexión con Centroamérica (alternativa 7). Este escenario considera una interconexión entre Colombia y Panamá con capacidad de 300 MW y con posible entrada en operación a partir del año 2018. Los resultados de las simulaciones muestran el volumen de las exportaciones e importaciones entre los sistemas, lo que permite establecer el flujo neto de electricidad en cada uno de los enlaces.

Por último se incluye un análisis de las consideraciones ambientales del Plan, se calculan las emisiones esperadas de CO₂ para la alternativa base de largo plazo y aquellas que incluyen la instalación de recursos renovables no convencionales y la implementación del programa de Uso eficiente de la Energía. Así mismo, se analizan varios aspectos de la normatividad ambiental asociada, y se presenta a manera de anexos la información detallada que se consideró como base para el desarrollo de los análisis del plan, en particular las variables y evolución de sistema Colombiano, registro de proyectos de generación, la evolución de los sistemas eléctricos de Ecuador y Centro América, y la metodología tenida en cuenta para el cálculo de las emisiones de CO₂, así como un breve resumen sobre las tecnologías de generación y sus costos a nivel mundial.

5.2 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

En cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME elabora el Plan de Expansión de los sistemas de generación y transmisión. A nivel de transmisión, las obras que se identifican son ejecutadas por inversionistas, los cuales son seleccionados a través de mecanismos de libre competencia. A nivel de generación el Plan tiene como principal objetivo proveer información y señales de corto, mediano y largo plazo¹⁰ a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de la electricidad en el país. En este sentido, a fin de determinar la posible expansión del sistema, el Plan de Generación plantea diferentes escenarios indicativos según la conducta de variables como demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, interconexiones eléctricas internacionales, desarrollo de proyectos en países vecinos, etc.

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, las cuales están determinadas por las expectativas de crecimiento económico de la población y de la evolución más reciente de la demanda misma. Posteriormente se llevan a cabo análisis de disponibilidad de los recursos energéticos, así como su proyección de precios. Esta información junto con el seguimiento a los proyectos del Cargo por Confabilidad y aquellos que están en construcción, al igual que otras consideraciones, como son las interconexiones internacionales y la posibilidades de incorporación de recursos no convencionales de energía, son de vital importancia al momento de construir y definir los escenarios del Plan de Expansión de Generación.

Seguidamente se analiza para cada escenario definido los indicadores de confiabilidad energética, a saber Valor Esperado de Racionamiento de Energía - VERE, Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado - VEREC y número de casos con déficit. En la Tabla 5-1 se presenta la definición de estos indicadores y la expresión matemática asociada para el cálculo de los mismos.

Tabla 5-1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.

Indicador	Definición	Expresión matemática
VERE	Es la razón entre el promedio de energía racionada en un mes, y la demanda nacional esperada en dicho periodo.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{\text{es}}}$ n = Número de casos simulados.
VEREC	Es la razón entre el promedio de energía racionada en un mes, y la demanda nacional esperada en dicho periodo. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{\text{es}}}$ m = número de casos con déficit
Número de casos con déficit	Número de eventos durante todo el horizonte de planeamiento donde se presenta racionamiento de energía.	

Fuente de tabla: UPME

Una vez se calculan los índices de confiabilidad, se determina si los mismos cumplen con lo establecido por la Resolución CREG 025 de 1995, donde se establece que los indicadores VERE y VEREC no pueden ser mayores al 1.5 y 3 %, respectivamente, y el número de casos con déficit no puede ser superior a 5. Si lo anterior se cumple, se puede establecer la expansión del parque generador para la alternativa bajo estudio y el comportamiento de algunas variables, como es el costo marginal del sistema y la ge-

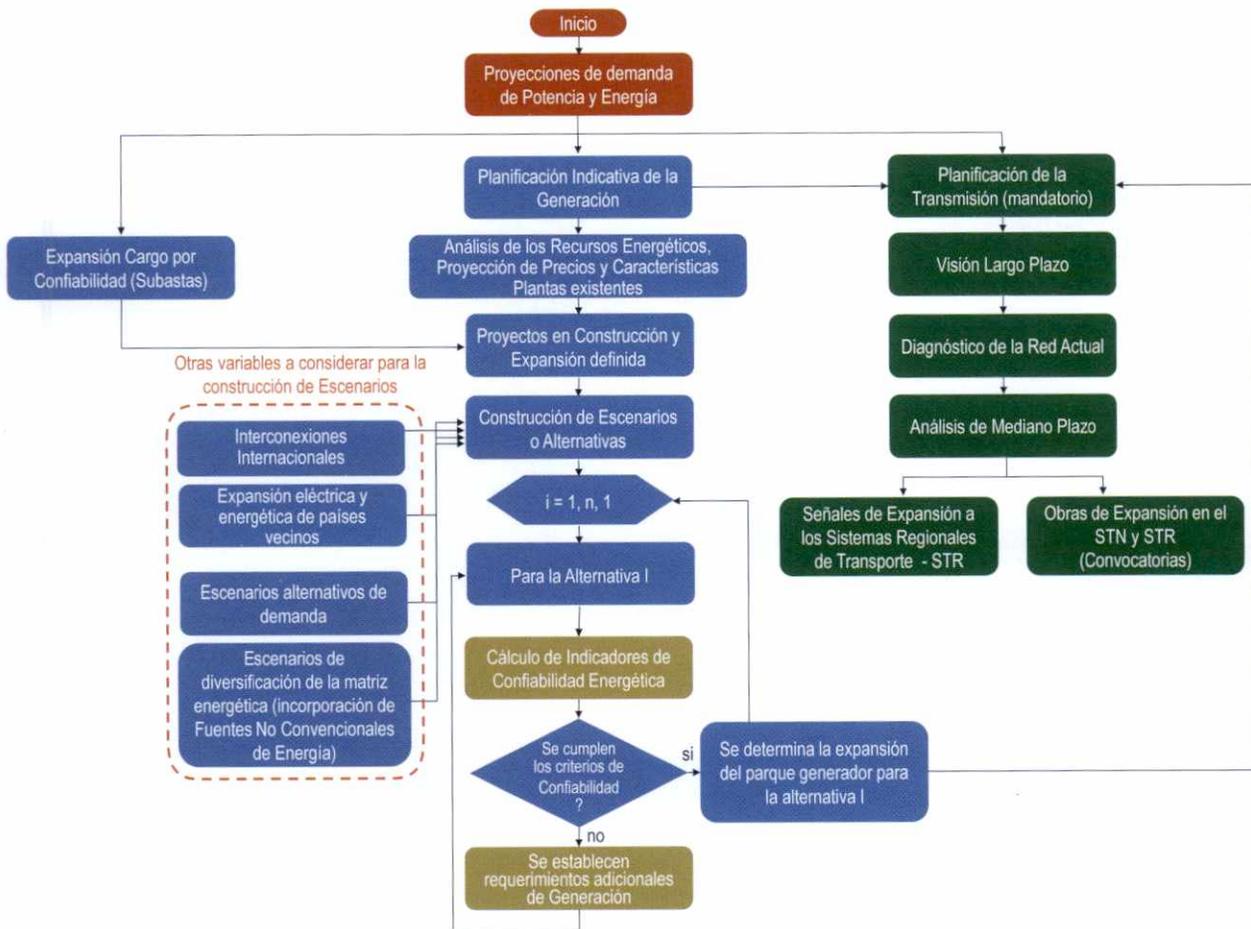
¹⁰ El periodo de análisis de Corto Plazo es de 5 años. El de Mediano Plazo es de 10 años, y el de Largo Plazo es de 15 años.

neración por tecnología, Si ello no se satisface, se debe determinar la mínima capacidad de generación adicional que permita cumplir con los indicadores de confiabilidad durante todo el horizonte de análisis, y así establecer finalmente la expansión del parque generador.

Es importante mencionar que el cálculo de la capacidad mínima de generación obedece a un análisis de alternativas, que consideran proyectos u opciones tecnológicas de expansión que se tienen identificadas en el registro de proyectos de la UPME, y otras de mayor disponibilidad y menor costo. Con este banco de alternativas se simula nuevamente el comportamiento del sistema, calculando los índices de confiabilidad y el comportamiento de las principales variables, para así finalmente determinar la expansión a nivel de generación.

La Gráfica 5-1 presenta de manera resumida la metodología general de planificación.

Gráfica 5-1: Metodología General de Planificación de Generación y la Red de Transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

5.3 REVISIÓN POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

En función de la metodología de Planificación de la generación, donde se realiza un análisis de la disponibilidad de los recursos energéticos, a continuación se presenta la revisión de potencia y energía en Colombia. Esto permite comparar la capacidad instalada de potencia del SIN junto con la Energía en

Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFIC, y contrastarlas con las proyecciones de demanda de potencia y energía, revisión noviembre de 2012.

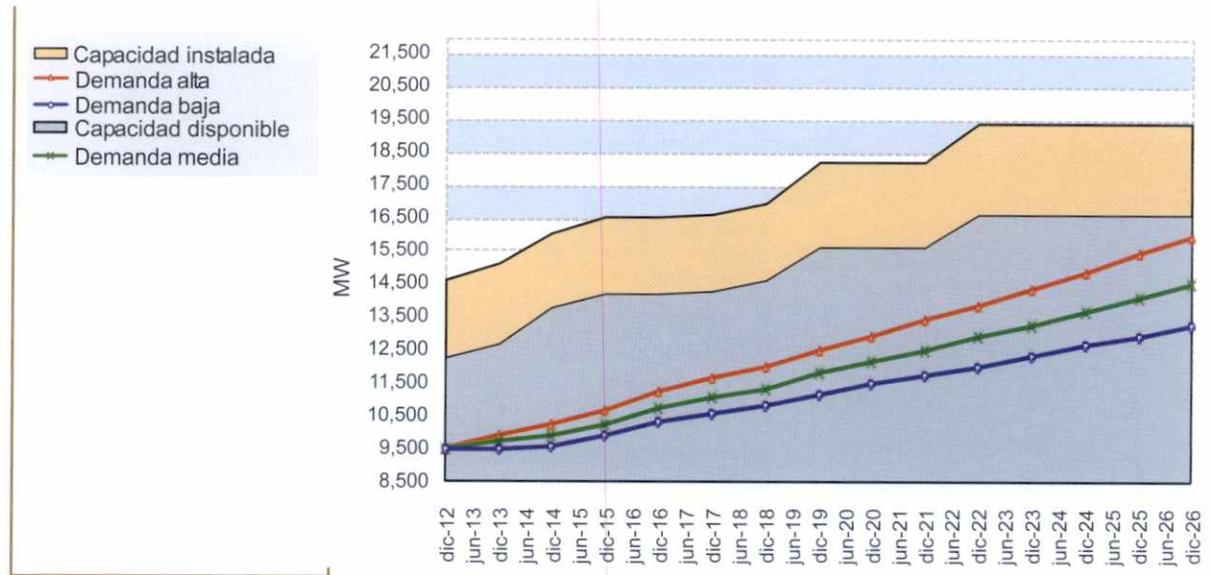
La proyección de precios para los principales recursos de generación, específicamente Gas, Combustibles líquidos y Carbón, al igual que su disponibilidad, se analizó en el capítulo 4.

5.3.1 Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia

A continuación se realiza una revisión de los requerimientos de capacidad del sistema para la atención de la demanda de potencia, sin considerar interconexiones internacionales.

La Gráfica 5-2 permite comparar la posible evolución del pico de potencia de la demanda, con la capacidad disponible actual y futura del parque generador, lo anterior para los tres escenarios de demanda de la proyección del mes de noviembre del 2012. La gráfica presenta la capacidad efectiva neta y la capacidad disponible, la cual es afectada por los índices de disponibilidad de las plantas de generación.

Gráfica 5-2: Proyección de Demanda de Potencia Eléctrica y Capacidad Instalada

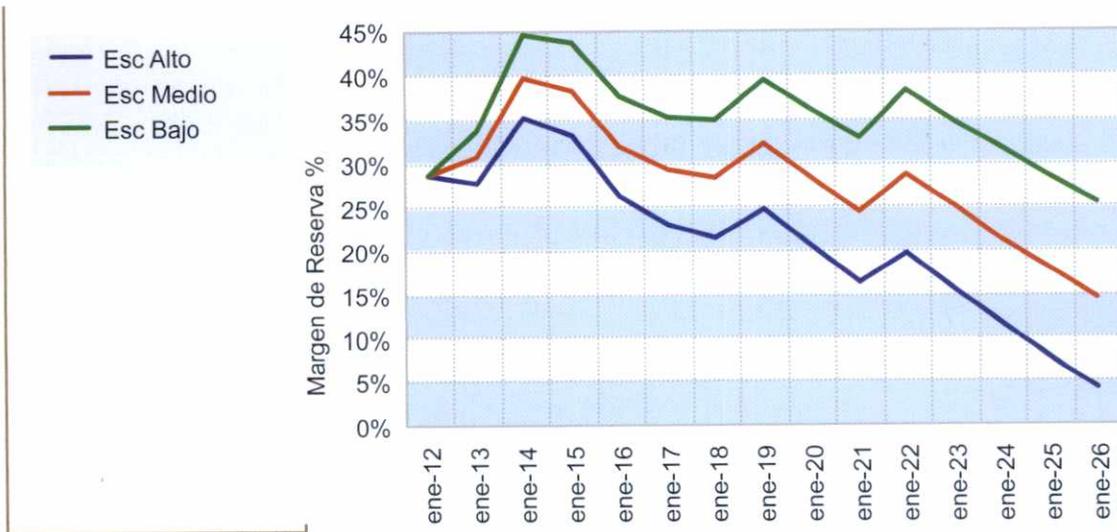


Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir que en todos los escenarios de demanda, alto, medio y bajo, la capacidad instalada es superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige, considerando claro está, los proyectos en construcción del Cargo por Confiabilidad, la segunda etapa del proyecto Ituango (ver Tabla 5-2), y asumiendo que se mantienen constantes los índices de disponibilidad de las plantas existentes.

Complementariamente, la Gráfica 5-3 indica que para el año 2021 el margen de reserva estaría alrededor del 18% (escenario demanda alta), evidenciándose una reducción significativa de este indicador con respecto a los años anteriores. A partir del año 2022 el mismo se reduce considerablemente, ya que no se incluyen nuevos proyectos de generación.

Gráfica 5-3: Porcentaje de margen de reserva de potencia del sistema colombiano.



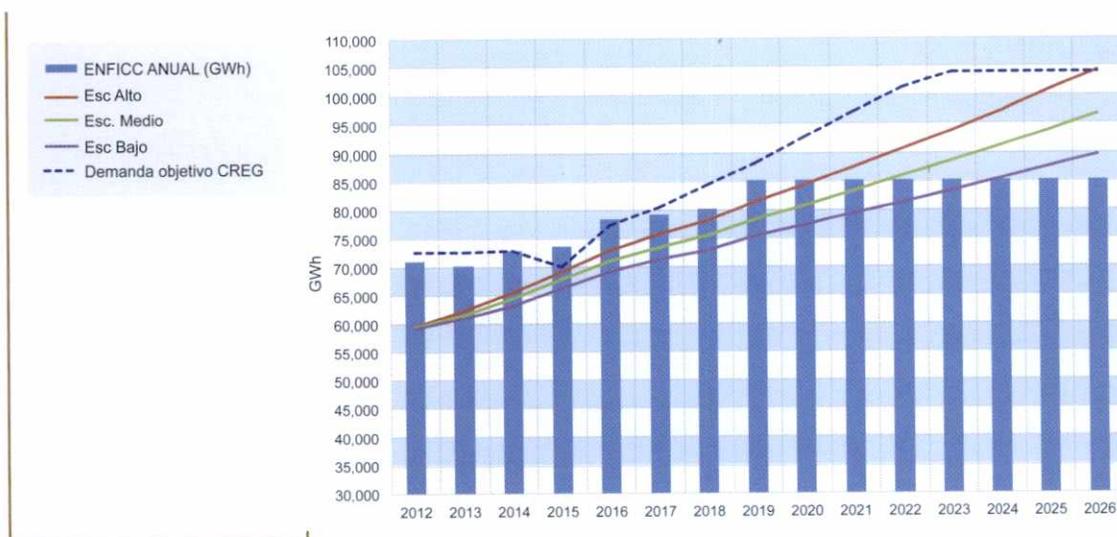
Fuente de gráfica: UPME

5.3.2 Comparación de la energía en firme y la demanda de energía

En la Gráfica 5-4 se presenta la proyección de demanda de energía, la demanda objetivo CREG, la Energía en Firme de las plantas existentes y las obligaciones de las centrales nuevas resultado de las subastas del cargo por confiabilidad. De la misma se puede establecer que sólo hasta el año 2020 la energía en firme cubre el escenario alto de la demanda, y en el caso de las demandas media y baja, hasta los años 2021 y 2023, respectivamente. Los proyectos que se consideraron para este ejercicio corresponden a los definidos en la Tabla 5-2, sin contemplar la segunda etapa del proyecto Ituango.

Es importante mencionar que no se tuvieron en cuenta retiros de proyectos por cumplimiento de vida útil o por disminución de su disponibilidad en el tiempo. Respecto a la demanda objetivo de la CREG, la misma se estableció de acuerdo con las resoluciones emitidas por esta entidad.

Gráfica 5-4: Proyección de Demanda de Electricidad, Demanda Objetivo CREG y Energía en Firme



Fuente de gráfica: UPME

Según los resultados de esta revisión, se identifica un déficit a partir del año 2020, considerando el escenario alto de las proyecciones de demanda del mes de noviembre de 2012. Si bien lo anterior podría ameritar la programación de una nueva subasta en el año 2015, 5 años antes del requerimiento energético (considerando de esta manera el tiempo suficiente para definir y construir la red transmisión asociada a la conexión de las plantas resultantes del proceso de subasta), la UPME constantemente actualiza la proyección de demanda, razón por la cual el déficit identificado podría desplazarse en el tiempo.

En este sentido, la Unidad a través de sus informes de seguimiento a variables, analizará la evolución de la demanda y la contrastará con la energía en firme que ofrece el parque generador, para si establecer eventuales periodos de desabastecimiento

5.4 REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN EN EL CORTO Y LARGO PLAZO

El análisis de prospectiva de generación busca determinar las alternativas de corto y largo plazo, que permitan atender los requerimientos de energía en el país. El análisis comprende los periodos 2013 - 2018 y 2018 - 2027, considerando un sistema uninodal, es decir, no se consideran las limitaciones de la red de transmisión. El criterio bajo el cual se busca determinar la expansión y operación del sistema, es minimizar los costos de inversión y operación del mismo, considerando la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país.

En este mismo sentido, se plantean diferentes escenarios o alternativas de expansión, que incluyen entre otros, atraso de proyectos, opciones autónomas de abastecimiento, incorporación de Fuentes no Convencionales de Energía, escenarios alternativos de demanda, y alternativas donde se contemplan las interconexiones actuales y futuras con nuestros países vecinos (Ecuador y Centroamérica).

5.4.1 Supuestos

Dada la gran cantidad de variables que influyen en un sistema de generación como el colombiano, sólo se contemplan en el análisis de prospectiva aquellas que tienen mayor incidencia sobre él. Entre las variables consideradas y supuestos utilizados se tienen: incertidumbre de hidrologías, desarrollo de proyectos de generación, costos de combustibles, evolución de la demanda de energía y potencia, instalación y retiros de unidades de generación, entre otros.

A continuación se presentan las variables y supuestos utilizados en el planteamiento de las alternativas y estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano descrito en el capítulo 8.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- Proyectos inscritos en el registro de la UPME. Ver capítulo 9.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, escenarios bajo, medio y alta de la revisión de noviembre de 2012.
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a diciembre 2012.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral en dólares constantes de diciembre de 2012.
- Mínimos operativos vigentes a diciembre de 2012.
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.

- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME.
- Para la determinación de las alternativas de generación de corto plazo y las estrategias de largo plazo, se utilizan 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP¹¹, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937 - 2012. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992, 1997-1998 y 2009 - 2010.

Para analizar las alternativas y escenarios del Plan de Generación, se realizan simulaciones de mínimo costo de la operación del sistema, utilizando el modelo SDDP - Modelo de programación dinámica dual estocástica, para un espectro amplio de aportes hídricos (100 series estocásticas).

5.4.2 Alternativas de generación en el corto plazo 2013 – 2018

Para el periodo de planeamiento de corto plazo se consideran los proyectos de generación que han iniciado su construcción, y aquellos que adquirieron Obligaciones de Energía Firme en las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad. Adicionalmente, se considera un escenario con atrasos, y otro complementario que tiene en cuenta dichos atrasos y la no entrada de Termocol.

Con estas alternativas se establecen las posibles configuraciones y condiciones del parque de generación Colombiano, teniendo en cuenta un escenario base, el cual permite la comparación de dichos escenarios. Se analiza el comportamiento de los costos marginales y se establece su dependencia en función de las variaciones de demanda y oferta, así como la disponibilidad de los recursos de generación.

5.4.2.1 Alternativa 1 – Escenario base

El objetivo de este escenario es evaluar el comportamiento del sistema considerando solamente la demanda nacional, para los escenarios de proyección alto, medio y bajo. Así mismo, no se contemplan las interconexiones con nuestros países vecinos. En relación a los supuestos, se tienen en cuenta los considerandos del numeral 5.4.1. y los proyectos referenciados en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2: Proyectos considerados en el cargo por confiabilidad y en etapa de construcción

Nombre	Capacidad [MW]	Tipo	Fecha de entrada en operación
Amoyá	78.0	Hidroeléctrico	Abril 2013
Cucuana	60.0	Hidroeléctrico	Octubre 2013
Gecelca 3	164.0	Térmico	Diciembre 2013
Termocol	201.6	Térmico	Diciembre 2013
Sogamoso, unidad 3	266.7	Hidroeléctrico	Febrero 2014
Sogamoso, unidad 3 y 2	533.3	Hidroeléctrico	Abril 2014
Sogamoso, unidad 3, 2 y 1	800.0	Hidroeléctrico	Mayo 2014
El Popal	19.9	Hidroeléctrico	Junio 2014
El Quimbo	420.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2014
San Miguel	42.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Ambeima	45.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Carlos Lleras	78.1	Hidroeléctrico	Diciembre 2015
Tasajero II	160.0	Térmico	Diciembre 2015
Gecelca 3.2	250.0	Térmico	Diciembre 2015
Termonorte	88.3	Térmico	Diciembre 2017

11 ARP: Modelo autoregresivo de parámetros

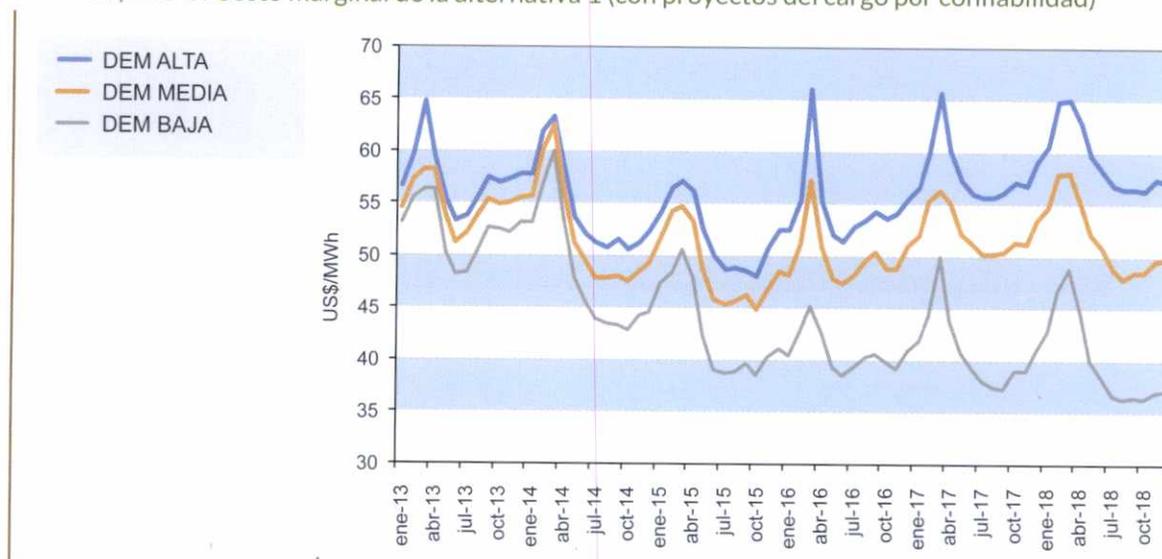
Continúa

Nombre	Capacidad [MW]	Tipo	Fecha de entrada en operación
Ituango, unidad 1	300.0	Hidroeléctrico	Septiembre 2018
Porvenir II	351.8	Hidroeléctrico	Diciembre 2018
Ituango, unidades 1 y 2	600.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2018
Ituango, unidades 1, 2 y 3	900.0	Hidroeléctrico	Marzo 2019
Ituango, unidades 1, 2, 3 y 4	1,200.0	Hidroeléctrico	Junio 2019
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4 y 5	1,500.0	Hidroeléctrico	Septiembre 2021
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6	1,800.0	Hidroeléctrico	Diciembre 2021
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7	2,100.0	Hidroeléctrico	Marzo 2022
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	2,400.0	Hidroeléctrico	Junio 2022

Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 5-5 ilustra la posible evolución del costo marginal promedio del sistema. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad – CERÉ, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas – FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993 (transferencias del sector eléctrico).

Gráfica 5-5: Costo marginal de la alternativa 1 (con proyectos del cargo por confiabilidad)



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Los promedios mensuales del costo marginal en todo el periodo de análisis son 55, 51 y 44 US\$/MWh, en demanda alta, media y baja, respectivamente.
- La entrada en operación de proyectos hidroeléctricos en el año 2014, específicamente Sogamoso – 800 MW y El Quimbo – 420 MW, aportan generación con recursos más económicos, explicando ello la reducción del costo marginal entre el periodo febrero 2014 – diciembre 2014.

- El aumento del costo marginal durante el periodo octubre 2014 – abril 2015, obedece a un incremento de la demanda, específicamente por la conexión de cargas especiales, a saber Ecopetrol y Rubiales, las cuales tienen expectativa de pico de producción durante dicho periodo.
- Por otro lado, se observa una reducción del costo marginal entre los meses de abril y octubre del año 2015, lo cual se debe principalmente a un incremento del volumen útil del embalse agregado (entrada de los proyectos hidroeléctricos El Quimbo y Sogamoso), y la posterior temporada de mayores precipitaciones, tradicionalmente los meses de abril y octubre.
- La demanda en el escenario bajo es atendida principalmente con generación hidroeléctrica, disminuyéndose el requerimiento de generación térmica, y subsecuentemente, el costo marginal. Esto explica la diferencia tan notoria entre los escenarios bajo – medio y medio – alto, de la proyección de la demanda.
- A partir del 2016 se observa un incremento en la tendencia del costo marginal para los escenarios medio y alto, explicada esta por el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión durante este año.
- Los picos del costo marginal, diferentes a los ya referenciados, están asociados con una baja disponibilidad de los recursos hídricos, en periodos donde es necesaria la generación térmica, naturalmente más costosa.

En relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. En otras palabras, se puede concluir que el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, en el horizonte 2013 - 2018.

5.4.2.2 Alternativa 2 – Atraso de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad

Bajo este escenario se consideran los mismos supuestos de la alternativa 1, teniendo en cuenta atrasos en las fechas de entrada en operación de algunos proyectos en construcción (ver Tabla 5-3). La selección de los mismos se basa en un análisis y seguimiento de avance que realiza la UPME, teniendo en cuenta las comunicaciones presentadas por los agentes y las empresas auditoras sobre los posibles inconvenientes de los proyectos, principalmente de orden social y ambiental.

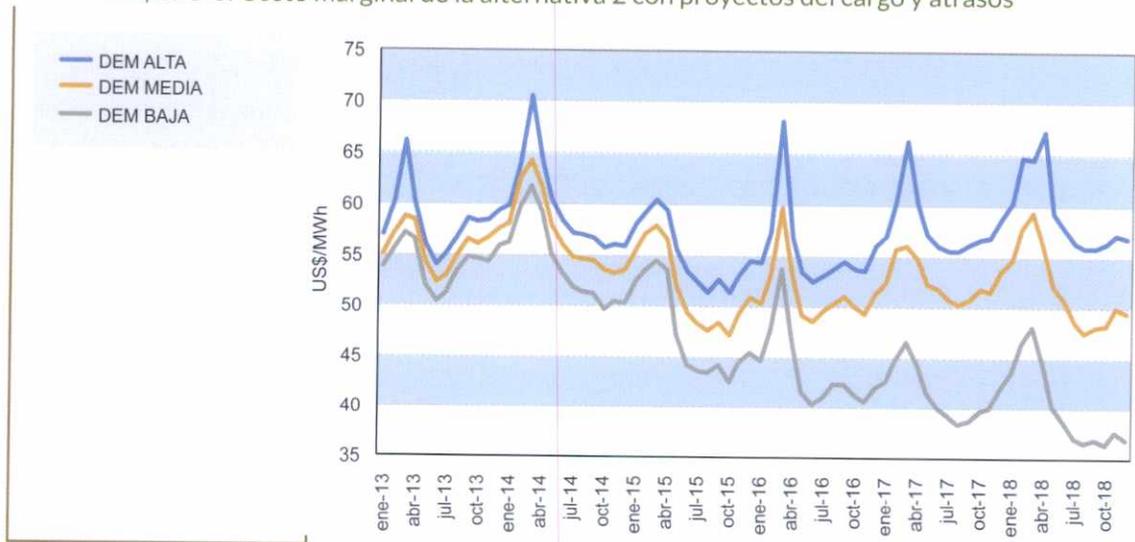
Tabla 5-3: Retrasos de proyectos de generación en construcción

Nombre	Tipo de central	Capacidad (MW)	Fecha de Entrada considerando atrasos	Atraso respecto a la fecha inicialmente proyectada
Cucuana	Hidráulica	60.0	Octubre 2014	12 meses
Gecelca 3	Térmica	164.0	Diciembre 2014	12 meses
Termocol	Térmica	201.6	Diciembre 2014	12 meses
Sogamoso	Hidráulica	266.7	Septiembre 2014	7 meses
		533.3	Octubre 2014	6 meses
El Quimbo	Hidráulica	800.0	Noviembre 2014	6 meses
		420.0	Noviembre 2015	11 meses

Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 5-6 ilustra la posible evolución del costo marginal promedio del sistema. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CERRE, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-6: Costo marginal de la alternativa 2 con proyectos del cargo y atrasos



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Los promedios mensuales del costo marginal en todo el periodo de análisis son 57, 53 y 46 US\$/MWh en demanda alta, media y baja, respectivamente.
- Al comparar el comportamiento de los costos marginales de las alternativas 1 y 2 (Gráfica 5-5 y Gráfica 5-6), se encuentran diferencias en los picos para el periodo analizado, particularmente en el horizonte enero – abril del año 2014. En el escenario con atrasos, los picos son más altos para el periodo inicial, ya que los proyectos mostrados en la Tabla 5-3, particularmente Cucuana, Gecelca Termocol y Sogamoso, están originalmente contemplados para entrar en servicio durante el año 2013 y el primer semestre del 2014. Lo anterior afecta la disponibilidad de la generación, y por ende, los costos marginales.
- Adicionalmente, estos periodos se caracterizan por tener una baja disponibilidad de recursos hídricos, específicamente en el pico comprendido entre los meses de enero y abril de 2014. Es por ello que al presentarse el atraso de la entrada en operación de Cucuana, Termocol, Sogamoso y Gecelca, el sistema requiere de otras plantas, más ineficientes y costosas.
- Para el resto del horizonte, una vez superados los retrasos, el comportamiento de los costos marginales es similar al del escenario base (alternativa 1).

En relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. En otras palabras, se puede concluir que el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, en el horizonte 2013 – 2018, considerando aún atraso de proyectos.

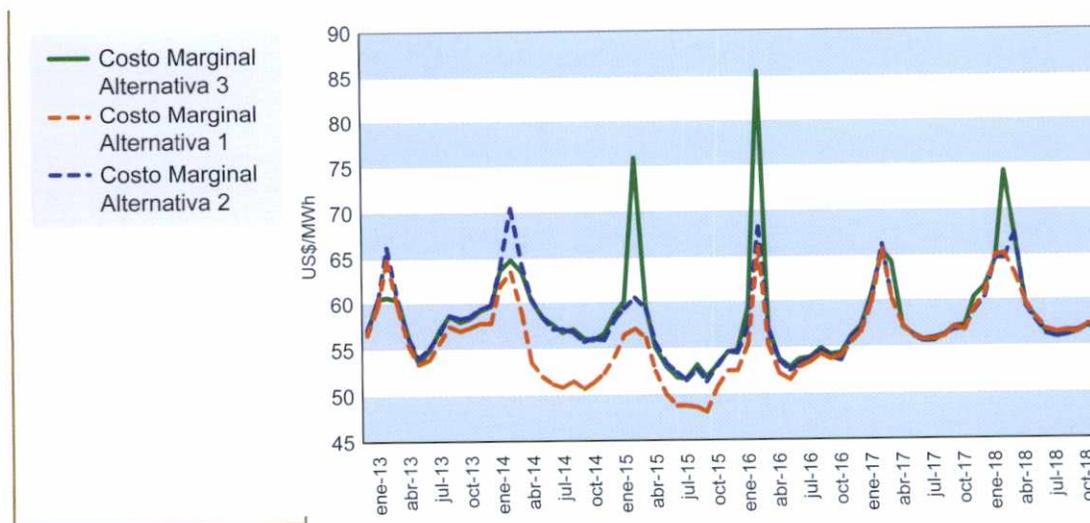
5.4.2.3 Alternativa 3 – Atraso de proyectos del Cargo por Confiabilidad, y no entrada en operación de Termocol

El objetivo de este escenario es evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones críticas, al considerar atrasos de proyectos que se encuentran en construcción, y la no entrada de la central Termocol, ello teniendo en cuenta los importantes atrasos que reflejan los informes de auditoría de

este proyecto. Se asumen los mismos supuestos de la alternativa 2, adicionando el retiro de la planta Termocol.

En la Gráfica 5-7 se observa la evolución de los costos marginales promedio del sistema para los tres escenarios planteados hasta ahora, considerando el escenario alto de crecimiento de la demanda. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CERE, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-7: Costo marginal de las alternativas 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

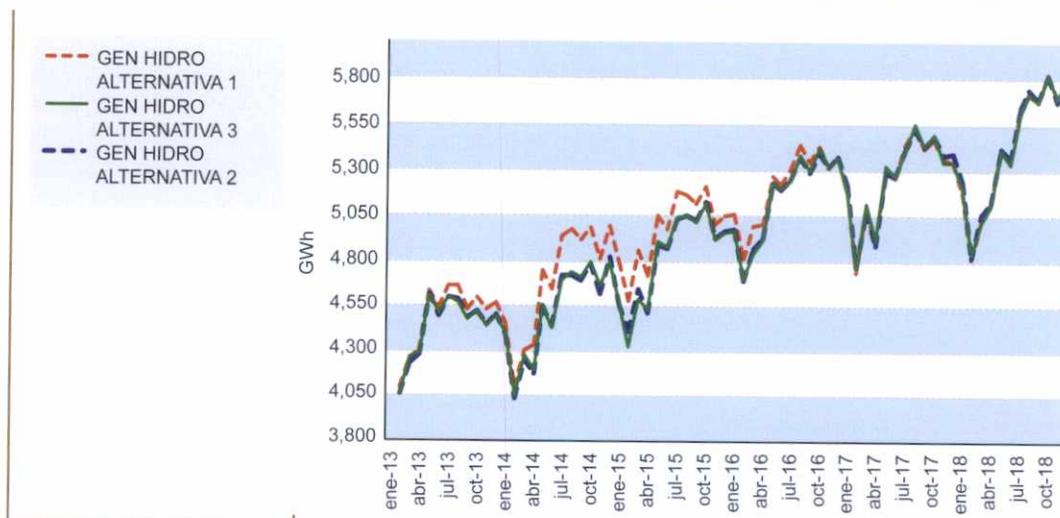
- Si bien durante todo el periodo de análisis el comportamiento de las alternativas 2 y 3 es similar, en algunos periodos específicos de verano, el costo marginal de la alternativa 3 puede llegar a ser en promedio 1.2 veces el costo marginal de la alternativa 2.
- En este sentido, durante estos periodos de baja hidrología se debe garantizar la disponibilidad del parque térmico, toda vez que no contar con él, puede incrementar considerablemente el riesgo de no atención de la demanda.
- En relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. En otras palabras, se puede concluir que el sistema no requiere proyectos de generación adicionales a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, en el horizonte 2013 – 2018, considerando aún atraso de proyectos y la no ejecución de Termocol.

5.4.3 Generación hidráulica y térmica en el corto plazo. Alternativas 1, 2 y 3

En la Gráfica 5-8 se presenta la generación hidráulica en el corto plazo para cada una de las alternativas planteadas, considerando el escenario alto de las proyecciones de demanda. Se espera que la misma tenga valores cercanos a los 5,800 GWh-mes en los inviernos, y 4,000 GWh-mes en los veranos.

Es importante mencionar que la generación hidroenergética se ve disminuida para las alternativas 2 y 3, principalmente en el periodo comprendido entre los meses de febrero del año 2014 y noviembre del año 2015. Lo anterior debido al atraso de los proyectos Sogamoso y El Quimbo.

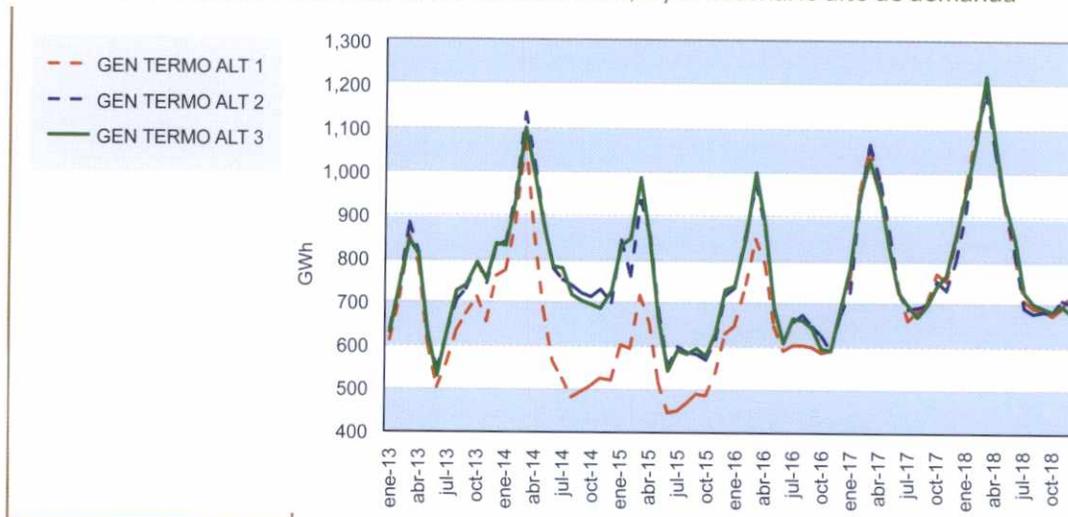
Gráfica 5-8: Generación hídrica de las alternativa 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda



Fuente de gráfica: UPME

Adicionalmente, en la Gráfica 5-9 se presenta la generación térmica en el corto plazo para las tres alternativas. Se identifica también un incremento de los recursos térmicos despachados en la base durante todo el periodo de análisis, y una energía generada en los veranos del orden de los 1,200 GWh, ello considerando el atraso de proyectos y la no ejecución de Termocol.

Gráfica 5-9: Generación térmica de las alternativas 1, 2 y 3. Escenario alto de demanda



Fuente de gráfica: UPME

5.4.4 Alternativas de generación en el largo plazo 2013 - 2027

En los numerales anteriores se estableció que con los proyectos definidos a través del mecanismo del Carago por Confiabilidad, no se observa en el corto plazo requerimientos adicionales de generación, inclusive contemplando el atraso de proyectos y la no ejecución de Termocol.

A continuación se presentan los análisis de largo plazo, horizonte 2018 - 2027, analizando diferentes alternativas de expansión, lo anterior con el objetivo de satisfacer adecuadamente la demanda. Se determinan las necesidades adicionales de capacidad instalada y se establece el comportamiento de

las principales variables, como es la evolución de los costos marginales y el cálculo de los índices de confiabilidad energética.

Las alternativas de expansión se construyen a partir de los proyectos del Cargo por confiabilidad, el registro de proyectos de generación de la UPME, los proyectos que ya han iniciado su construcción y se espera entren en servicio dentro del horizonte de análisis, y otras opciones de mayor disponibilidad y menor costo. En este mismo sentido, se contemplan otras alternativas de diversificación de la matriz energética, analizando el desempeño del sistema con la incorporación de recursos renovables no convencionales, y se analiza el efecto sobre la expansión del parque generador, de la implementación de un plan masivo de uso eficiente de energía.

Finalmente, dadas las características particulares de Colombia como un exportador neto de energía, se analizan dentro del plan los posibles intercambios con Ecuador, así como la futura interconexión con Centroamérica.

5.4.4.1 Alternativa 4 – Escenario base de largo plazo

El objetivo de esta alternativa es establecer un expansión base en el largo plazo, buscando satisfacer los requerimientos de la demanda. Posteriormente, dicha alternativa se constituye como marco de referencia y comparación, frente a otras opciones de expansión y diversificación de la matriz energética.

En este sentido, inicialmente se calculan los indicadores de confiabilidad energética para el horizonte 2013 – 2027, considerando solamente los proyectos referenciados en la Tabla 5-2. Las simulaciones llevadas a cabo con el modelo energético permitieron establecer para el escenario alto de las proyecciones de demanda, que el indicador VEREC es superior al 3 % a partir del año 2022, incumpliendo lo anterior los límites establecidos por la regulación.

Teniendo en cuenta estos resultados, el registro de proyectos de la UPME y las plantas que actualmente están en construcción, se plantea para el año 2022 la entrada en operación de un proyecto térmico de 300 MW con base a carbón, dos proyectos hidroeléctricos para el año 2025 de 400 y 700 MW cada uno, y dos cierres de ciclo en la Costa Atlántica de 250 MW, los cuales deben estar en servicio en el 2022 y 2025 (se considera también la segunda etapa de Ituango con 1,200 MW de capacidad). Este escenario plasma las condiciones que debieran suceder en el país a nivel de generación. Así mismo, conserva la tendencia presentada en el Cargo por Confiabilidad, en el sentido que el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.

En conclusión, se observa que el sistema requiere la instalación progresiva de 3,100 MW adicionales a los definidos por el Cargo por Confiabilidad. El primer refuerzo se requeriría a partir del año 2021, de acuerdo con la Tabla 5-4.

Tabla 5-4: Cronograma de expansión de Alternativa 4

Año	Tecnología				
	Hidroelectricidad [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Cogeneración [MW]	Combustibles líquidos [MW] (sustituto)
2013	157.9		164		201.6
2014	1,239.9			14	
2015	165.1		410		
2016					
2017					88.3
2018	951.8				
2019	600				
2020					

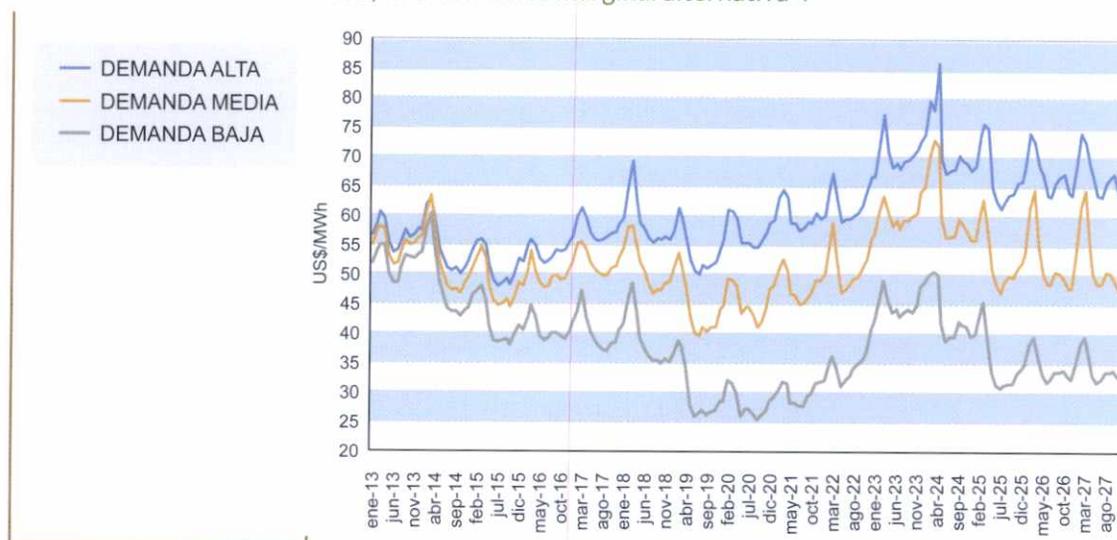
Continúa

Año	Tecnología				
	Hidroelectricidad [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Cogeneración [MW]	Combustibles líquidos [MW] (sustituto)
2021	600 ¹³				
2022	600 ¹⁴	250	300		
2023					
2024					
2025	1,100	250			
2026					
2027					
Subtotal [MW]	5,414.7	500	874	14	289.9
Total [MW]			7,092.6		

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 5-10 se ilustra la posible evolución del costo marginal promedio del sistema para la alternativa 4. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CERE, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-10: Costo marginal alternativa 4



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Los promedios mensuales del costo marginal en todo el periodo de análisis son 60, 51 y 38 US\$/MWh, en demanda alta, media y baja, respectivamente.
- En el escenario base de corto plazo, alternativa 1, se identificó a partir del 2016, y para los escenarios de demanda media y alta, un incremento en la tendencia del costo marginal, debido fundamentalmente a la no entrada de proyectos en ese año, y el mismo crecimiento de la demanda. No obstante, se observa una disminución importante del costo marginal a partir del año 2018, gracias a la entrada de nuevos recursos hidroeléctricos, específicamente la primera etapa de Ituango y Porvenir II.

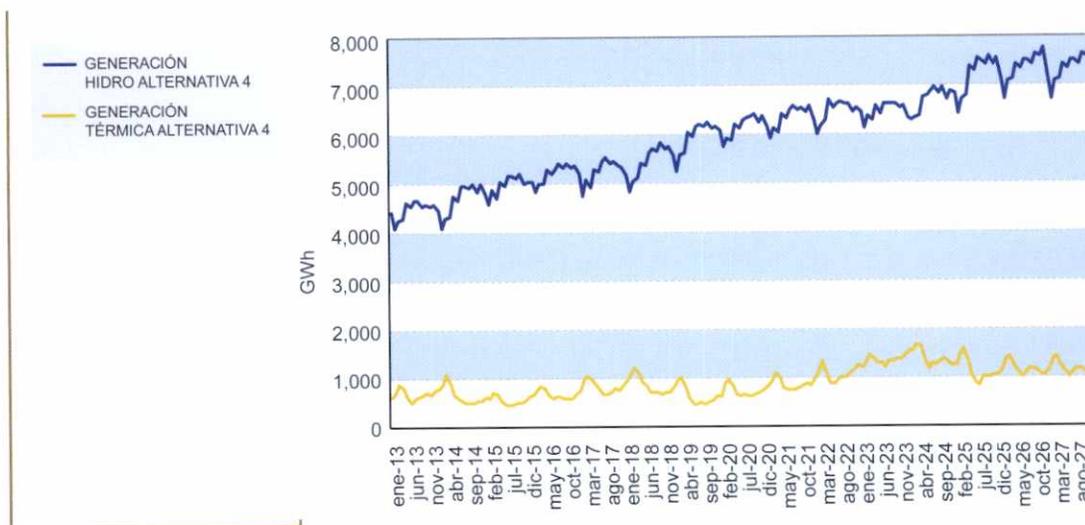
13 Generación asociada a la segunda etapa de Ituango

14 Generación asociada a la segunda etapa de Ituango

- Si bien en el periodo comprendido entre los años 2019 y 2025 el costo marginal aumenta nuevamente, debido al crecimiento de la demanda, la entrada de la segunda etapa del proyecto Ituango permite “suavizar” dicho crecimiento.
- De todas maneras, a partir del año 2025 el costo marginal se reduce nuevamente, debido a la entrada de 1,100 MW hidroeléctricos. Es importante mencionar que la nueva generación térmica propuesta, 800 MW, si bien no tiene un alto impacto en la reducción del costo marginal, es trascendental para garantizar la confiabilidad energética del sistema (sobre todo en los momentos de verano).
- La demanda en el escenario bajo es atendida principalmente con generación hidroeléctrica, disminuyéndose el requerimiento de generación térmica, y subsecuentemente, el costo marginal. Esto explica la diferencia tan notoria entre los escenarios bajo – medio y medio – alto, de la proyección de la demanda.

Adicionalmente, en el Gráfica 5-11 se presenta el total de la generación térmica e hidráulica esperada durante todo el periodo de análisis, escenario alto de demanda. Se observa que la generación hídrica se incrementa de manera permanente con el crecimiento de la demanda. Así mismo, para el final del periodo se espera que las plantas térmicas aporten alrededor del 12 % del total de la energía generada.

Gráfica 5-11: Generación térmica e hidráulica de la alternativa 4, escenario alto de demanda



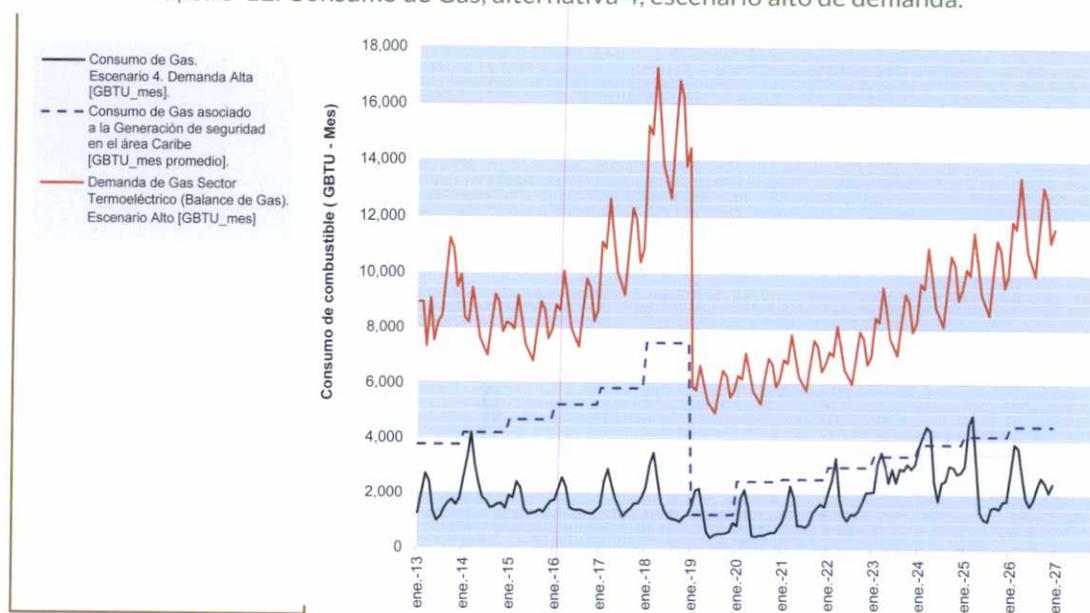
Fuente de gráfica: UPME

Finalmente, en relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. En otras palabras, se puede concluir que el sistema requiere 3,100 MW de generación adicional a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, en el horizonte 2018 - 2027.

5.4.4.1 Consumo de Gas para la alternativa 4, escenario alto de demanda

Teniendo en cuenta los supuestos de no limitación al suministro de Gas, es importante establecer el consumo de este recurso para la alternativa base de largo plazo, escenario alto de demanda, y compararlo con la demanda termoeléctrica calculada por la UPME en su balance de gas, así como con los requerimientos de generación de seguridad del área Caribe. Ver (Gráfica 5-12).

Gráfica 5-12: Consumo de Gas, alternativa 4, escenario alto de demanda.



Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Para un escenario de despacho ideal sin limitaciones de suministro de gas, al igual que sin considerar las restricciones naturales de la red de transmisión, se observa un consumo inferior a los 5,000 GBTU-mes para todo el horizonte de análisis. Esto se debe, principalmente, al aporte de la hidroelectricidad y la generación a carbón.
- La demanda de gas para el sector termoelectrico, según el balance de la Unidad, alcanzaría su pico en el mes de marzo del año 2018, tomando un valor superior a los 17,200 GBTU-mes.

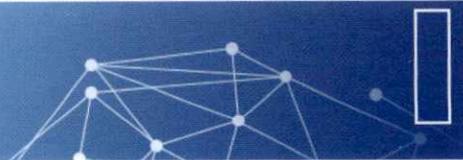
Para este mismo periodo, los análisis eléctricos evidencian un consumo promedio inferior a los 8,000 GBTU-mes, para el cubrimiento de las generaciones de seguridad en el área Caribe.

- Después del año 2018, los requerimientos de gas para el cubrimiento de las generaciones de seguridad en el área Caribe disminuyen, lo anterior por la expansión del Sistema de Transmisión Nacional - STN, particularmente el refuerzo a la costa a través del corredor de línea Cerromatoso - Chinú - Copey 500 kV (ver numeral 6.4.2.2).

En este sentido, se observa que a pesar de no tener limitaciones al suministro de gas natural, no se superan los valores calculados en el balance de la UPME. Adicionalmente, si bien es un escenario que se analiza a continuación, con la incorporación de energías renovables no convencionales, el consumo previsto para la alternativa 4 sería aún menor.

5.4.4.2 Alternativa 4B – Escenario alternativo de largo plazo

En el numeral anterior se definió un cronograma de expansión (Tabla 5-4), considerando las iniciativas de varios promotores, las plantas que actualmente están en construcción, y suponiendo que el crecimiento del parque generador conserva la tendencia de las últimas subastas del Cargo por Confianza. Resultado de las simulaciones y la verificación de los indicadores de confiabilidad energética, se estableció la necesidad de instalar de manera progresiva y a partir del año 2021, 3,100 MW de generación (2,300 MW de naturaleza hidráulica, 500 MW corresponden a cierres de ciclos y 300 MW son térmicos a carbón).



No obstante, el registro de proyectos de la UPME comienza a reflejar un mayor interés para implementar nuevas e innovadoras tecnologías de generación de electricidad¹⁵. Los agentes han manifestado el deseo de invertir en Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE para la generación de electricidad, como son los parques eólicos en la región Guajira, plantas menores de energía solar, y plantas geotérmicas al interior del país. Adicionalmente, en la actualidad se lleva a cabo un estudio conjunto entre la UPME y el Banco Interamericano de Desarrollo – BID, con el objetivo de establecer la viabilidad técnica y económica de incorporar un parque de generación Eólica de 400 MW al Sistema Interconectado Nacional – SIN, analizando su conexión eléctrica, su impacto en la futura matriz energética, y los beneficios económicos que puede tener este tipo de proyectos para la demanda nacional.

Las anteriores situaciones han generado requerimientos desde la Comisión Intersectorial de Uso Racional de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE) y solicitudes de agentes y el mismo Ministerio de Minas y Energía, para incluir en los Planes de Generación la implementación de este tipo de fuentes, teniendo claro que las principales dificultades para modelar estas tecnologías, radican en la consecución de la información de estos recursos energéticos renovables.

En este sentido, el presente Plan inicia un acercamiento sobre el comportamiento y desempeño del sistema con la integración de las FNCE. A continuación se plantea otro escenario, buscando la diversificación de la matriz energética, considerando la incorporación de las siguientes tecnologías:

- En el norte del país, tres (3) proyectos de generación eólica de 100 MW cada uno. Si bien en el registro de proyectos de la UPME sólo se tiene inscrita una planta eólica de 100 MW, se conoce la disposición de varios agentes para construir parques de hasta 500 MW. Al margen, se consideran los tres proyectos de 100 MW, con años de entrada 2020, 2021 y 2023.
- En el interior del país, dos (2) proyectos de generación Geotérmica de 50 MW cada uno. En particular se conocen los trabajos de un agente para montar una planta de 50 MW, sin que la misma se encuentre registrada en el banco de proyectos de la UPME. En este sentido, se contemplan los dos proyectos con fechas de entrada 2021 y 2022.
- De los análisis llevados a cabo por la UPME, se ha identificado un potencial de venta de excedentes al SIN de 140 MW, provenientes de plantas de cogeneración, lo anterior considerando la expansión de los ingenios azucareros en el Valle del Cauca y la construcción de una planta de etanol en el departamento del Meta. Por lo anterior se tienen en cuenta estos 140 MW de cogeneración a partir del año 2015.

La Tabla 5-5 presenta el cronograma de proyectos de esta alternativa. Vale la pena mencionar que salvo la expansión descrita y la no inclusión de 300 MW de generación térmica a carbón, se supone el mismo plan de obras de la Tabla 5-4.

Tabla 5-5: Cronograma de expansión de Alternativa 4B

Año	Capacidad por Tecnología (MW)						
	Hidroeléctrica	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica	Geotérmica	Combustibles Líquidos (sustituto)
2013	157.9		164				201.6
2014	1,239.9			14			
2015	165.1		410	140			
2016							
2017							88.3
2018	951.8						

.....
15 Energías eólica, solar, geotermia, biomasa, océanos, hidrogeno.

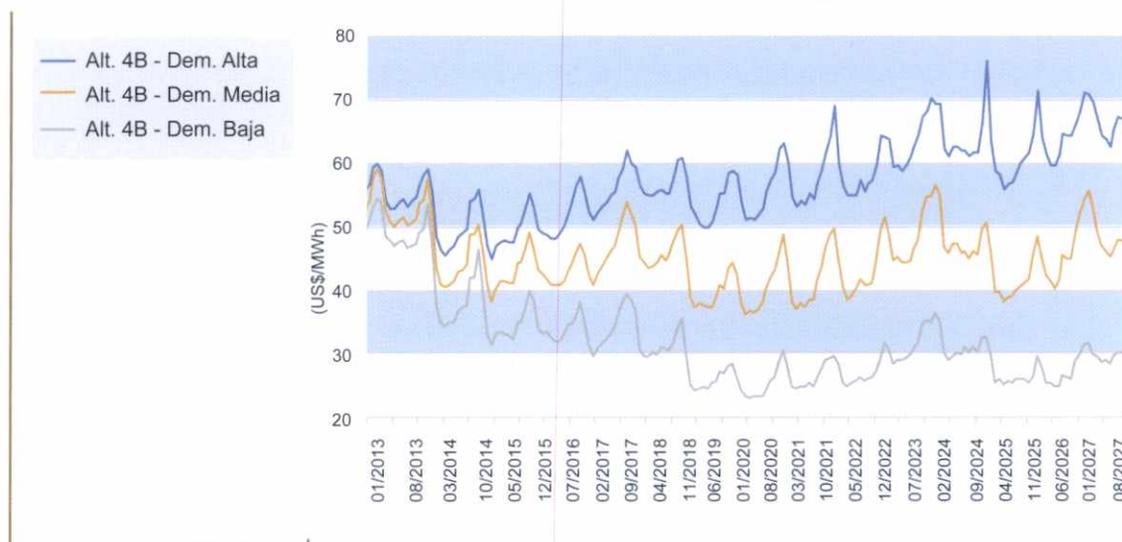
Continúa

Año	Capacidad por Tecnología (MW)						
	Hidroeléctrica	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica	Geotérmica	Combustibles Líquidos (sustituto)
2019	600						
2020					100		
2021	600				100	50	
2022	600	250				50	
2023					100		
2024							
2025	1,100	250					
2026							
2027							
Subtotal [MW]	5,414.7	500	574	154	300	100	289.9
Total [MW]	7,332.6						

Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 5-13 se presenta la evolución del costo marginal promedio del sistema para la alternativa 4B. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CERE, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-13: Costo marginal de la Alternativa 4B Fuente de gráfica: UPME



De la gráfica anterior se puede concluir:

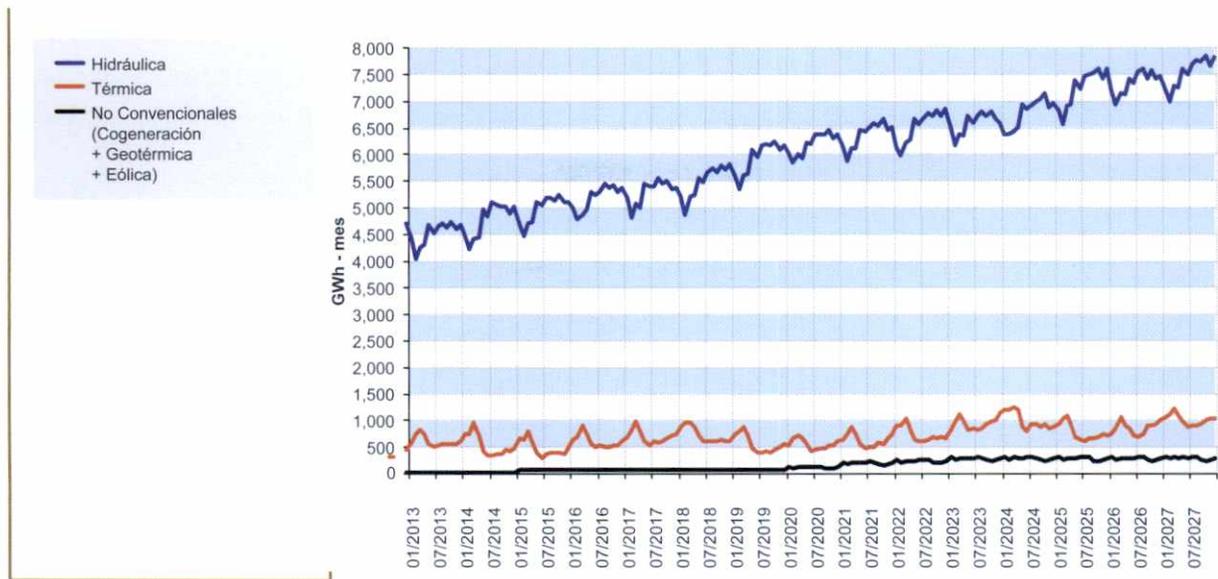
- Los promedios mensuales del costo marginal en todo el periodo de análisis son 57.4, 45 y 31.9 US\$/MWh, en demanda alta, media y baja, respectivamente.
- Al igual que en el escenario 4, la entrada de la primera etapa de Ituango y Porvenir II, reducen de manera importante el costo marginal del sistema a partir del año 2018. Así mismo, si bien en el periodo 2019 - 2025 se observa un incremento en dicho costo, la entrada de la segunda etapa de Ituango, 1,100 MW hidroeléctricos y la generación renovable no convencional (Eólica + Geotérmica), lo reducen nuevamente.

- Los cierres de ciclo propuestos, es decir, 500 MW de generación a gas, no tienen un impacto considerable en la evolución del costo marginal, dado que el sistema para los tres escenarios de demanda, se abastece en mayor proporción con hidroelectricidad. Sin embargo, este recurso es fundamental para garantizar la confiabilidad energética del SIN.

En la Gráfica 5-14 se presenta la generación por tecnología durante todo el periodo de análisis. Se observa un incremento constante de la hidroelectricidad con el crecimiento de la demanda.

Respecto a la generación térmica convencional, el aporte de este recurso puede llegar a ser superior a los 1,000 Gwh-mes en las épocas de verano, particularmente a partir del 2022. Bajo la alternativa 4, antes de dicho año, la generación térmica supera dicho umbral, a diferencia de la opción 4B. Ello obedece al aporte de la generación no convencional, principalmente el recurso eólico, el cual es complementario con la hidroelectricidad del interior del país (ver numeral 5.4.4.3).

Gráfica 5-14: Generación por tecnología Alternativa 4B. Escenario alto de demanda



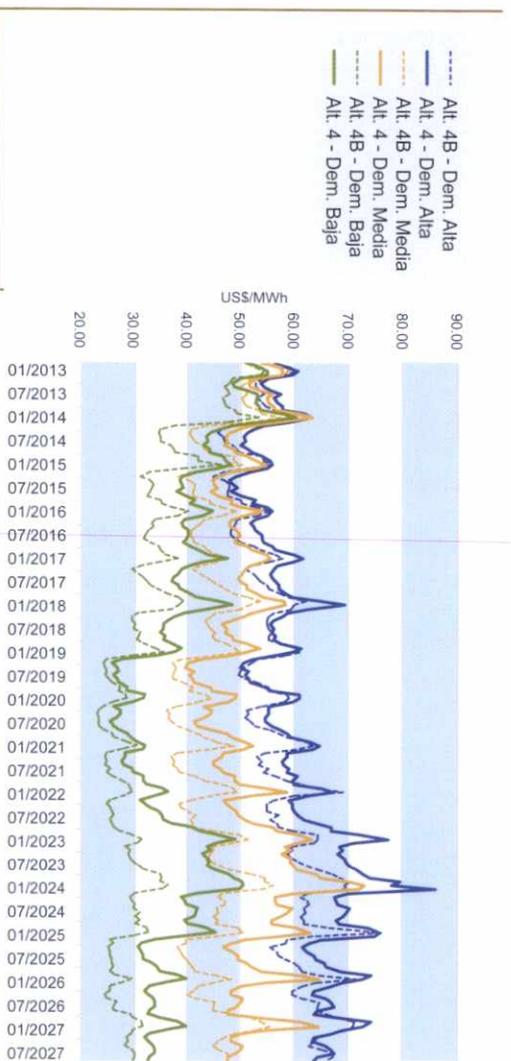
Fuente de gráfica: UPME

Así mismo, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. Es decir, se puede concluir que el sistema requeriría 3,340 MW de generación adicional a los ya definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, en el horizonte 2018 - 2027.

5.4.4.2.1 Comparación Alternativas 4 y 4B

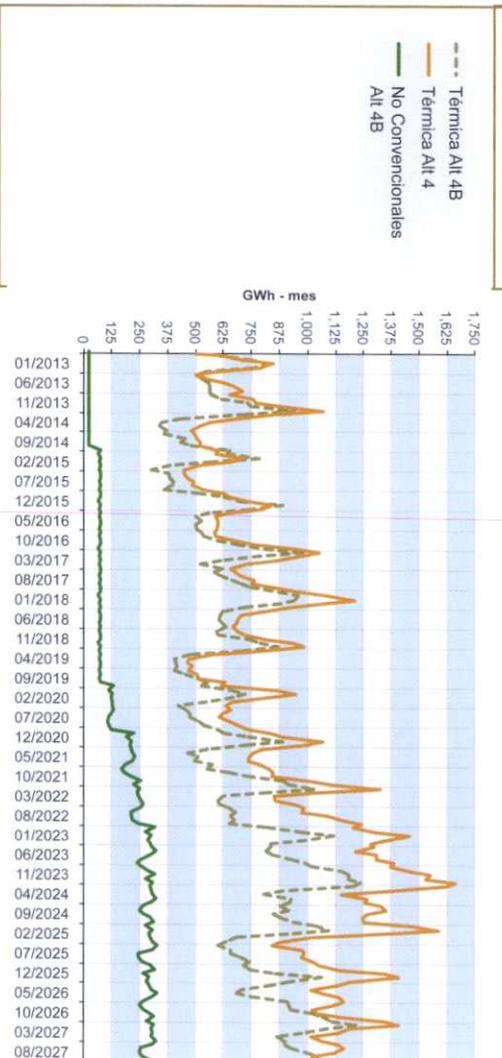
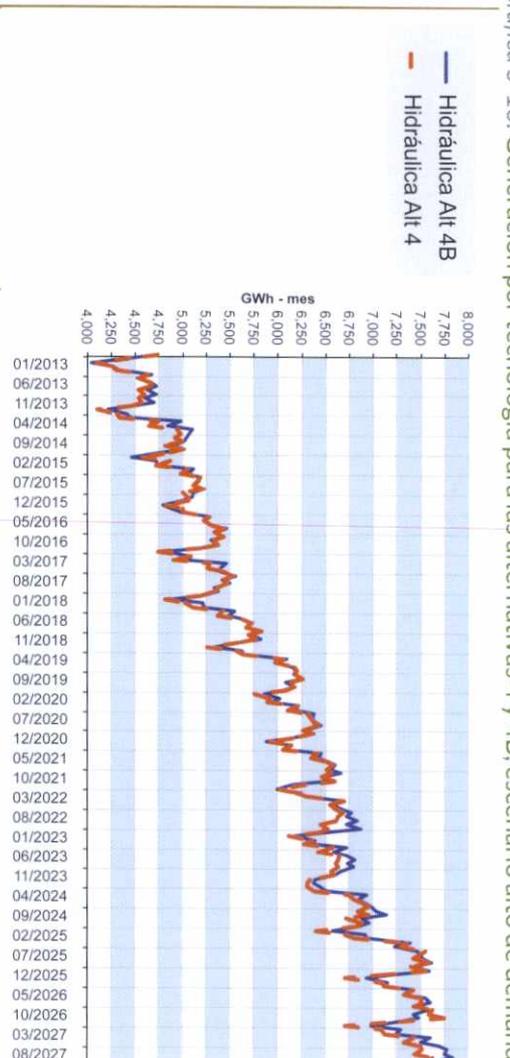
Para las alternativas 4 y 4B se estableció la necesidad de instalar 3,100 y 3,340 MW, respectivamente, con el objetivo de garantizar los criterios de confiabilidad energética. A continuación se presenta un análisis comparativo entre estas dos opciones de expansión del parque generador (ver Gráfica 5-15 y Gráfica 5-16).

Gráfica 5-15: Costo marginal para las alternativas 4 y 4B, para los tres escenarios de demanda

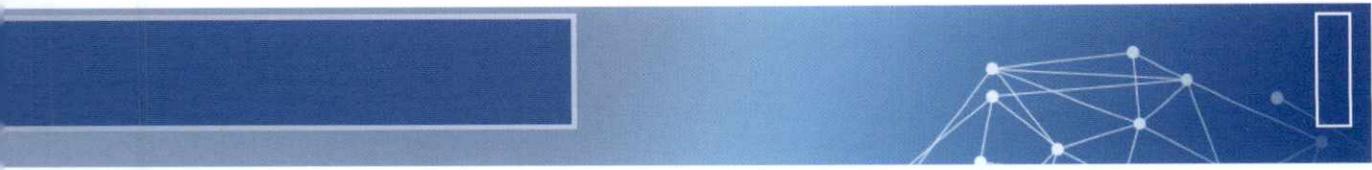


Fuente de gráfica y datos: UPME

Gráfica 5-16: Generación por tecnología para las alternativas 4 y 4B, escenario alto de demanda



Fuente de gráfica y datos: UPME



De las gráficas anteriores se puede concluir:

- Entre las alternativas 4B y 4 existe una diferencia de capacidad instalada de 240 MW, sin embargo, para los tres escenarios de demanda estudiados se observa un menor costo marginal con la opción 4B. Los ahorros promedios son de 3.37, 6.87 y 6.88 US\$/MWh, en demanda alta, media y baja, respectivamente.
- Se identifica una reducción en la generación térmica para la opción 4B, la cual es en promedio 191.1 GWh-mes. Así mismo, en algunos momentos dicha diferencia puede llegar a ser superior a 500 GWh-mes. Ello se debe al aporte de la generación renovable.
- Desde el punto de vista de confiabilidad energética, ambas alternativas garantizan que el número de casos con déficit, VERE y VEREC, sean inferiores a 5, 1.5 % y 3 %, respectivamente. No obstante, la opción 4 necesita menor capacidad instalada para satisfacer dichas condiciones. Es decir, desde el punto de vista de confiabilidad, las alternativas 4 y 4B son equiparables.

Finalmente, se debe mencionar que si bien bajo la opción 4B se incluyeron 540 MW de generación renovable, son los 300 MW eólicos los que reducen en gran proporción el costo marginal del sistema. A continuación se plantea un nuevo escenario, considerando el mismo plan de obras de la alternativa 4 (Tabla 5-4), y la adición de 300 MW eólicos desde el inicio del periodo de análisis. Así mismo, se estudia en detalle la complementariedad energética entre el viento y la hidroelectricidad, aspecto fundamental para el modelamiento del recurso eólico, el cual fue considerado para las simulaciones de la alternativa 4B.

5.4.4.3 Alternativa 5 – Análisis incorporación Recurso Eólico

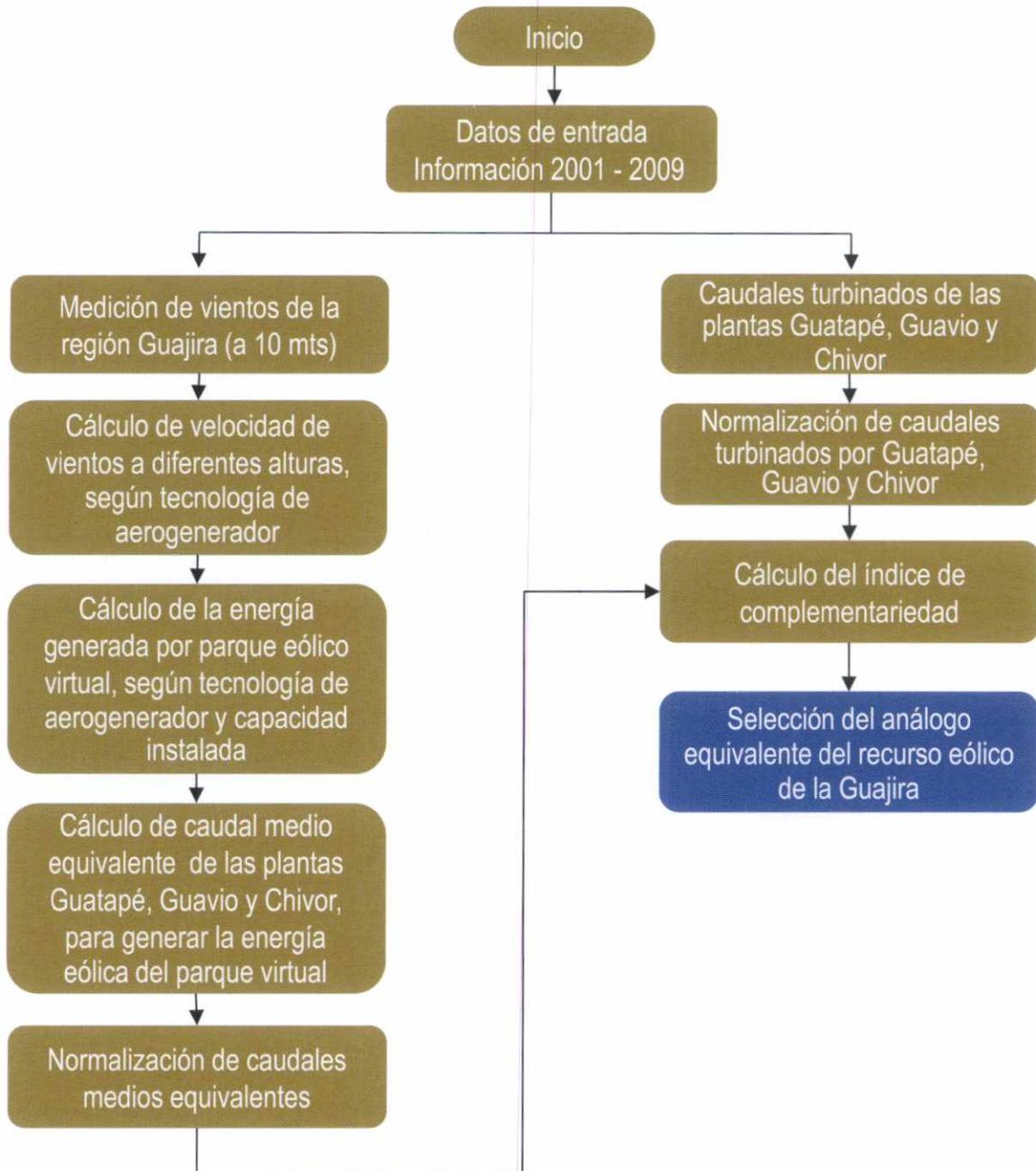
En primera instancia se evalúa la complementariedad del recurso eólico en la región norte de Colombia y el recurso hidroenergético del centro del país, utilizando información de vientos para el periodo 2001 – 2009, y los caudales turbinados por las plantas más representativas de Antioquia y la región cundiboyacense en el mismo intervalo de tiempo. Los resultados de este ejercicio de complementariedad permiten seleccionar el análogo hidroeléctrico a simular para el recurso eólico.

Posteriormente se establece el impacto de la inclusión de tres parques generadores de 100 MW cada uno (modelados como un equivalente hidroeléctrico), analizando la evolución del costo marginal y la generación por tipo de tecnología.

5.4.4.3.1 Complementariedad energética de los recursos eólico e hídrico y selección del análogo hidroeléctrico

Para la evaluación de la complementariedad entre la energía eólica generada en la zona norte del país y la energía hidroeléctrica de la región antioqueña y cundiboyacense, se toman los datos históricos de la estación Puerto Bolívar, facilitados por el IDEAM, y los caudales turbinados de tres de las principales plantas de generación hidroeléctrica de Colombia durante el mismo periodo, a saber Guatapé, Guavio y Chivor. Como se explicó anteriormente, esta información permite seleccionar el análogo hidroeléctrico a simular para el recurso eólico. El procedimiento se detalla a continuación y se presenta de manera descriptiva en la Gráfica 5-17.

Gráfica 5-17: Procedimiento para calcular la complementariedad de los recursos eólicos e hidroenergéticos



Fuente de gráfica: UPME

- En primera instancia se seleccionan dos tipos de tecnologías de aerogeneradores, cuyas curvas típicas de potencia y características se presentan en la Gráfica 5-18.
- Posteriormente se establece la velocidad del viento en la región Guajira, a una altura de 60 y 120 metros, según la tecnología del aerogenerador. Para ello se utiliza la información histórica de vientos suministrada por el IDEAM en la estación puerto Bolívar a una altura de 10 metros, y el modelo de perfil de Lysen, el cual se resume en la siguiente expresión matemática:

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_o}\right)}$$

Dónde:

- ✓ $v(z)$: Velocidad del viento a una altura conocida, 10 metros para este caso.
- ✓ z_o : Constante de rugosidad del viento, 0.25 para este ejercicio.
- ✓ z : Altura donde se quiere calcular la velocidad del viento, 60 y 120 metros según la tecnología.
- ✓ $v(z)$: Velocidad del viento a la altura que se quiere conocer, $v(60)$ y $v(120)$.
- Una vez calculada la velocidad del viento durante todo el periodo (resolución horaria), se puede establecer la energía histórica que generaría un parque eólico virtual. Lo anterior según la tecnología utilizada para conformar dicho parque (Gráfica 5-18) y su tamaño. Para este ejercicio de complementariedad, se consideran las capacidades instaladas de Guatapé, Guavio y Chivor.
- Seguidamente se calcula el caudal equivalente medio que requeriría Chivor, Guavio y Guatapé, para generar la energía del parque eólico virtual, según la tecnología empleada y la capacidad instalada. Lo anterior se realiza para el periodo comprendido entre los años 2001 y 2009 (resolución horaria), de acuerdo la siguiente expresión:

$$Q_{P,Tec,t} = \frac{\text{Energía Eólica}_{P,Tec,t}}{\text{Factor de producción}_p}$$

Dónde:

- ✓ $Q_{P,Tec,t}$: Caudal que requeriría la planta hidroeléctrica P para generar una energía eólica con tecnología Tec , en el instante de tiempo t . Sus unidades son [m^3/s].
- ✓ $\text{Energía Eólica}_{P,Tec,t}$: Energía producida por un parque eólico con la misma capacidad instalada de la planta P , considerando una tecnología Tec , en el instante de tiempo t . Sus unidades son [MWh].
- ✓ $\text{Factor de producción}_p$: Es el factor de producción de la planta P . Sus unidades son [$MW/m^3/s$].
- ✓ $P = \{\text{Guatapé, Guavio Chivor}\}$.
- ✓ $Tec = \{\text{Tecnología de aerogenerador 1.3 MW, Tecnología de aerogenerador 3 MW}\}$.
- ✓ $t = \text{Periodo comprendido entre los años 2001 y 2009. Sus unidades son [horas].}$
- Una vez calculado para todo el periodo 2001 - 2009 los caudales medios horarios asociados al parque eólico virtual, los mismos se normalizan respecto al máximo caudal encontrado. Este procedimiento también se lleva a cabo para los caudales históricos turbinados por las plantas Guatapé, Guavio y Chivor. La metodología se refleja en las siguientes ecuaciones.

$$q_{P,Tec,t} = \frac{Q_{P,Tec,t}}{\max(Q_{P,Tec,t1}, Q_{P,Tec,t2}, \dots, Q_{P,Tec,tm})}$$

$$q_{real_{P,t}} = \frac{Q_{real_{P,t}}}{\max(Q_{real_{P,t1}}, Q_{real_{P,t2}}, \dots, Q_{real_{P,tm}})}$$

- Finalmente se establece un índice de complementariedad entre el parque eólico virtual y la planta real, de acuerdo con la siguiente expresión matemática.

$$Ic_{Tec,P,t} = |q_{P,Tec,t} - q_{real_{P,t}}|$$

Dónde:

- ✓ $Ic_{Tec,P,t}$: Índice de complementariedad entre el parque eólico virtual con tecnología Tec y la planta P en el instante de tiempo t .
- ✓ $q_{P,Tec,t}$: Caudal normalizado que requeriría la planta hidroeléctrica P para generar una energía eólica con tecnología Tec , en el instante de tiempo t .
- ✓ $q_{real_{P,t}}$: Caudal real normalizado de la planta P en un periodo de tiempo t .

Se define que existe complementariedad tan solo cuando durante mas del 50 % del tiempo analizado (periodo 2001 – 2009), el valor de es superior a 0.6 Esto quiere decir, por ejemplo, que en un mismo instante de tiempo se tiene un caudal real muy alto, y un bajo caudal equivalente asociado a la planta eólica virtual.

Tabla 5-6: Porcentaje de tiempo en donde el índice de complementariedad es superior a 0.6

Tecnología (Tec)	Planta real (P)	Número de días	Total de días	$Ic_{Tec,P} > 0.6$
Aerogenerador de 1.3 MW	Guatapé	470	3,102	15.2 %
Aerogenerador de 1.3 MW	Guavio	641	3,102	20.7 %
Aerogenerador de 1.3 MW	Chivor	725	3,102	23.4 %
Aerogenerador de 3 MW	Guatapé	1,313	3,102	42.3 %
Aerogenerador de 3 MW	Guavio	1,776	3,102	57.3 %
Aerogenerador de 3 MW	Chivor	1,829	3,102	59.0 %

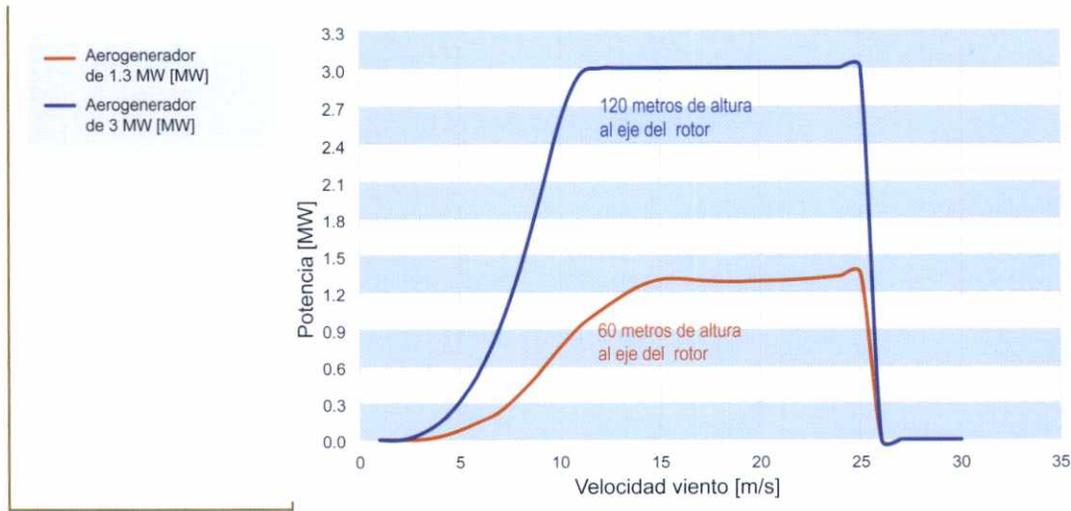
Fuente de tabla: UPME

Se concluye que la complementariedad energética entre los recursos eólicos e hidroenergéticos, depende de la tecnología eólica a implementar. En la Tabla 5-6 se observa que para dos tecnologías eólicas, con parques de generación de capacidades idénticas, se obtiene complementariedad de hasta 23.4% del tiempo para tecnología de aerogeneradores de 1.34 MW, y de 59% para el caso de aerogeneradores de 3 MW. Esto se explica por las diferencias en los rangos de velocidades de viento que aprovecha cada tecnología.

Es importante mencionar que la complementariedad en cierta manera es independiente de la capacidad de la planta eólica que se simule, toda vez que el índice propuesto compara caudales normalizados, razón por la cual los porcentajes obtenidos del indicador no varían sustancialmente, aun recalculando los caudales equivalentes medios en función de la energía eólica). Así mismo, este índice no considera el efecto de los embales, que para el caso de Guatapé y Guavio, puede subvalorar la valoración de la complementariedad (al considerar la energía almacenada en el embalse, en un periodo de hidrología crítica la central podría estar turbinando).

Finalmente, dados los resultados obtenidos, se procede a la modelación del recurso eólico de la guajira, como un análogo hidroeléctrico con los parámetros de la planta Chivor.

Gráfica 5-18 Curva de potencia por tecnología de aerogeneradores



Fuente de datos: NORDEX

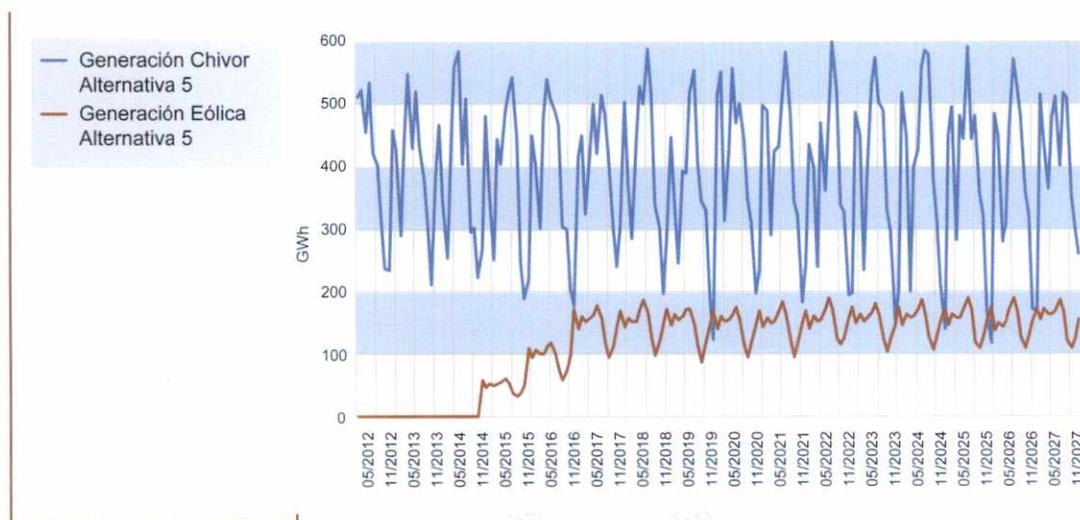
Fuente de gráfica: UPME

5.4.4.3.2 Integración de generación eólica como alternativa de expansión

En el numeral 5.4.4.3.1 se concluyó que una planta eólica en la Guajira, conformada por aerogeneradores de 3 MW e independientemente de su capacidad instalada, tienen un porcentaje de complementariedad del 59 % con la central Chivor. Esta conclusión se puede reafirmar con la Gráfica 5-19, donde se evidencia que en aquellos momentos donde Chivor tiene baja generación, el recurso eólico de la Guajira (Parque eólico de 300 MW) es alto. Vale la pena mencionar que los promedios diarios de generación guardan una mayor complementariedad, razón por la cual los resultados expuestos anteriormente, que tienen una resolución mensual, son bastante conservadores.

Las simulaciones energéticas también evidencian variaciones de la generación hidroeléctrica que superan el 50% de la máxima generación, mientras que en el caso eólico para los mismos promedios mensuales, dicha variación es más suave y considerablemente menor. Lo anterior permite concluir que el recurso eólico de la Guajira podría representar a las plantas del oriente Colombiano una mayor flexibilidad en la operación de sus embales, mejorando la confiabilidad energética.

Gráfica 5-19: Generación de Chivor y Plantas Eólicas. Alternativa 5, escenario de demanda alta



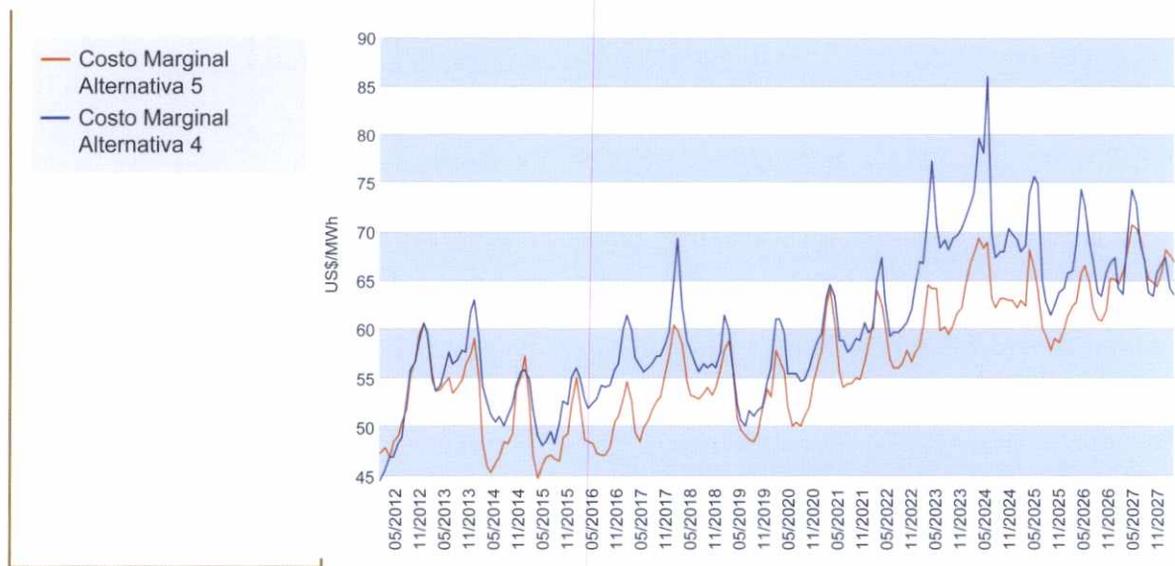
Fuente de gráfica: UPME

Fuente de datos: UPME

A continuación se presentan los análisis asociados a la incorporación de tres plantas eólicas de 100 MW cada una, usando un análogo hidroeléctrico con los parámetros de la planta de Chivor. Se supone la entrada en operación de estos recursos de manera consecutiva a partir de los años 2015, 2016 y 2017. Adicionalmente, se consideran los mismos supuestos de la alternativa 4, en relación al cronograma de expansión (Tabla 5-4).

En la Gráfica 5-20 se ilustra la posible evolución del costo marginal promedio del sistema para la alternativa 5. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CERÉ, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-20: Evolución del Costo Marginal para las Alternativas 5 y 4. Escenario demanda alta



Fuente de gráfica: UPME

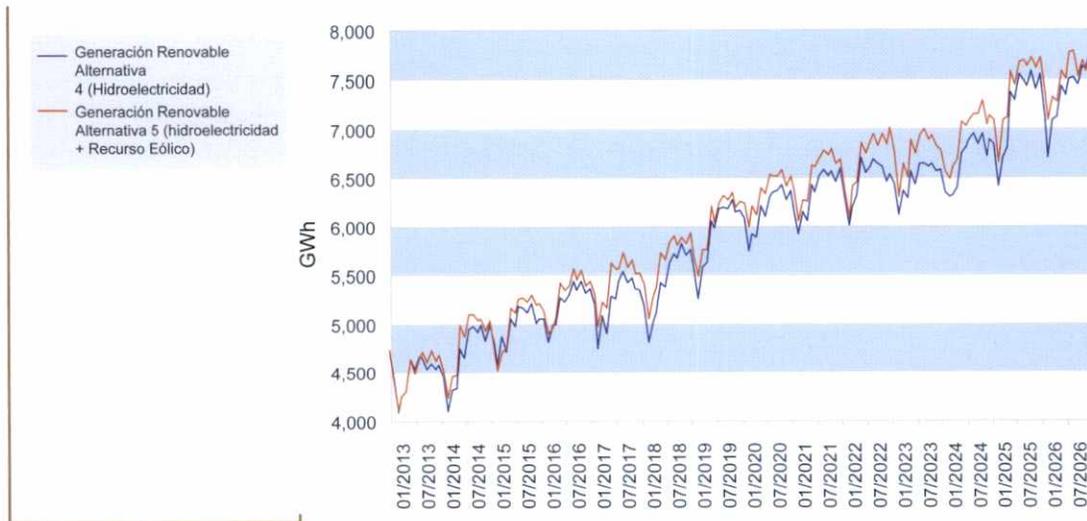
Fuente de datos: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

- En demanda alta, el promedio mensual del costo marginal en todo el periodo de análisis es de 56 US\$/MWh. Al margen de esta situación, en momentos críticos de baja hidrología, dicho costo puede llegar a ser 17 US\$/MWh menor, respecto a la alternativa 4.
- Se puede observar como la generación eólica logra ser despachada con unos costos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM competitivos, gracias a que no existe costo de combustible, desplazando necesariamente generación térmica, reflejándose en últimas en una reducción considerable del costo marginal.

Complementariamente, en la Gráfica 5-21 se muestra el total de la generación térmica e hidráulica esperada durante todo el periodo de análisis para las alternativas 4 y 5. Se observa que el incremento de la electricidad renovable mensual para finales del año 2022 llega a superar el caso del escenario base, hasta en 500 GWh. Así mismo, se presenta una reducción promedio de 160 GWh en la generación térmica mensual.

Gráfica 5-21: Comparación de la Generación renovable para las alternativas 4 y 5, demanda alta.

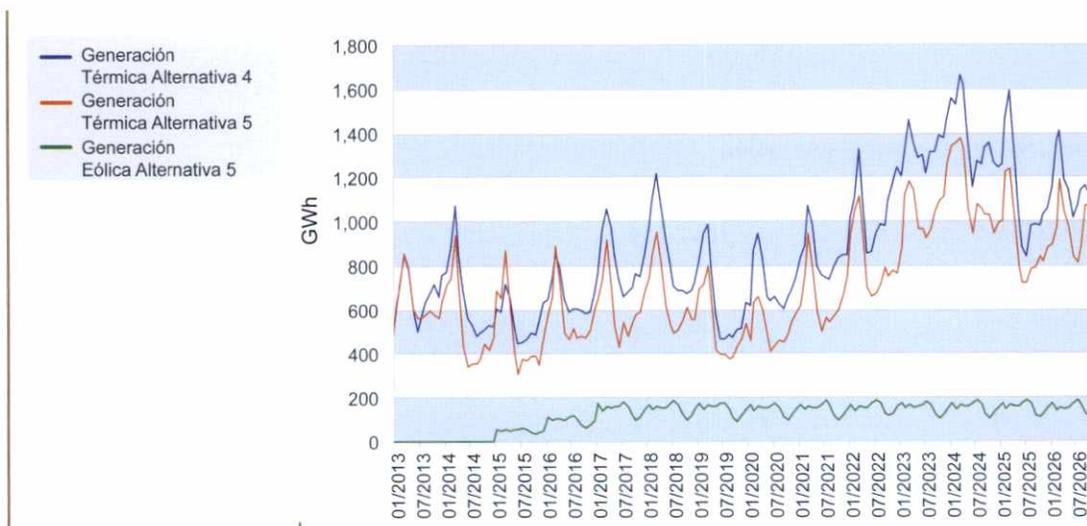


Fuente de gráfica: UPME

Fuente de datos: UPME

Otro comportamiento interesante que se puede inferir de la Gráfica 5-22, es sobre la energía hidroeléctrica generada por el sistema antes de la entrada en operación de los tres parques eólicos. Antes del año 2015, la energía renovable (agua) es superior para la alternativa 5, en contraste con la alternativa 4. Esto se debe básicamente a la optimización del recurso hídrico, ya que el sistema está viendo a futuro el recurso eólico, permitiendo ello la utilización de más agua para la generación de energía eléctrica en el periodo comprendido entre los años 2013 y 2015.

Gráfica 5-22: Comparación de la Generación térmica para las alternativas 4 y 5, demanda alta.



Fuente de gráfica: UPME

Fuente de datos: UPME

Finalmente, en relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit.

5.4.4.3 Implicaciones técnicas asociadas a la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira

Si bien hasta este punto se han identificado las ventajas de incorporar este recurso renovable no convencional, específicamente la disminución del costo marginal, el desplazamiento de generación térmica más costosa y por ende más contaminante, al igual que la complementariedad con el recurso hidroenergético, la conexión de este tipo de recurso, por sus características y ubicación (sub área operativa Guajira-Cesar-Magdalena - GCM), representa un reto para la planeación y futura operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

La conexión de 300 MW en la Guajira, independientemente de su tecnología, implica inversiones de red en el Sistema de Transmisión Nacional - STN, tal como lo ha establecido la UPME en cada uno de sus planes de expansión y en el numeral 6.10 de este documento. En particular, se observa la necesidad de reforzar el anillo a nivel de 220 kV en GCM, repotenciando los circuitos del corredor Guajira - Termocol - Santa Marta y de las líneas Cuestecitas - Valledupar y Guajira - Santa Marta, así como la construcción de los nuevos enlaces Copey - Fundación II 220 kV y Cuestecitas Valledupar II 220 kV (ver gráfica del capítulo 18).

Desde el punto de vista operativo, el viento es un recurso intermitente, razón por la cual la potencia producida en un intervalo de tiempo puede cambiar casi de manera instantánea, ocasionando ello variaciones considerables en la frecuencia del SIN, dependiendo del porcentaje de penetración de la energía renovable. Así mismo, la inercia del sistema puede reducirse para valores considerables de penetración, por la incapacidad de este tipo de tecnologías en la participación de la regulación primaria de frecuencia, y porque la energía cinética almacenada en las aspas de los molinos no se compara con la que puede acumular un rotor de una planta convencional. Es por lo anterior que se necesitaría la programación de una reserva en el sistema con tecnologías convencionales.

Así mismo, no se debe descuidar el impacto de la generación eólica desde el punto de vista de estabilidad de tensión. La generación eólica no tiene la capacidad de aportar potencia reactiva al sistema, razón por la cual se necesitaría la instalación de dispositivos de compensación para llevar a cabo esta función, en caso de requerirse.

Teniendo en cuenta lo expuesto, en el próximo Plan de Expansión se estudiarán los impactos asociados a la conexión de este recurso, y se cuantificarán sus costos y beneficios, de una manera integral.

5.4.4.4 Alternativa 6 – Implementación Eficiencia Energética

A continuación se presentan dos escenarios alternativos de expansión, donde se considera la implementación del Plan de Acción Indicativo para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencional - PROURE. El objetivo es establecer los requerimientos de generación del sistema a partir de estos escenarios de demanda.

En primera instancia se presentan las metas actualizadas del PROURE, identificando los potenciales ahorros. Posteriormente se establece el impacto de este programa en la proyección de demanda del mes de noviembre 2012, escenario alto, considerando dos horizontes en la consolidación de la meta (2017 y 2020). Finalmente se identifican los requerimientos de generación y su impacto en las principales variables: evolución del costo marginal y generación por tecnología.

5.4.4.4.1 Actualización de las metas del PROURE

En materia de eficiencia energética, el marco de política y normatividad lo componen la ley 697 de 2001, sus decretos reglamentarios, y la resolución 180919 de junio de 2010, mediante la cual el Ministerio de Minas y Energía adoptó el PROURE 2010 - 2015. Dicho plan incluyó metas indicativas de ahorro de electricidad y otros energéticos, según se indica en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7: Potenciales y metas de ahorro a 2015. Plan de Acción Indicativo del PROURE

Sector	Electricidad (GWh/año)		Otros energéticos (Tcal/año)	
	Potencial %	Meta %	Potencial %	Meta %
A nivel nacional	20.3	14.75	No disponible	2.1
Residencial	10.6	8.66	No disponible	0.55
Industrial	5.3	3.43	No disponible	0.25
Comercial, público y servicios	4.4	2.66	No disponible	No disponible
Transporte	No aplica	No aplica	0.44 ¹⁶	0.33
			1.06 ¹⁷	0.96

Fuente de tabla: UPME

El 14.75 % de ahorro estimado en electricidad representa el 2.26 % del consumo final total de energía proyectado al año 2015. Igualmente, el 2.1% de ahorro estimado de otros energéticos representa el 1.8% del consumo final total de energía proyectado al mismo año.

De ese 14.75 % estimado en 2010 (con información de 2008), el 8.7 % correspondía a programas de sustitución de equipos en refrigeración e iluminación en el sector residencial, y el 3.43 % a reemplazo de motores en la industria. Lo anterior teniendo en cuenta que el porcentaje de participación de estos usos por sector corresponden a un 60¹⁸% y un 70¹⁹%, respectivamente.

Sin embargo, estos potenciales y metas están siendo actualizadas a la luz de estudios recientes de caracterización de consumos energéticos para el sector residencial, realizados por la UPME, y de acuerdo a otros estudios, como el "Climate Mitigation for Colombia" realizado por el Banco Mundial, el Departamento Nacional de Planeación - DNP y la Universidad de los Andes. Con esta información, las metas replanteadas de reducción de consumo de electricidad para los sectores residencial e industrial, con un horizonte a 2017, son de 4.28 % y 2.30 %, respectivamente.

Para el sector residencial se plantean dos programas principales: reemplazo y "chatarización" de neveras con edades superiores a 10 años, y la sustitución de bombillas incandescentes.

- En relación con el programa de refrigeración eficiente, el número de equipos objeto de la sustitución es ahora de 1 millón, lo que generaría ahorros proyectados de aproximadamente 600 GWh/año, y la reducción de 170 mil ton/año de CO₂e.
- El segundo programa, de iluminación eficiente, considera la sustitución de alrededor de 27 millones de bombillas incandescentes, por bombillas de alta eficacia luminosa en los estratos 1, 2 y 3, con ahorros proyectados de 1,307 GWh/año y una reducción de 0.372 Mton de CO₂e. Estos ahorros se han calculado a partir de los estudios de caracterización, y considerando un número estimado de alrededor de 12.7 millones de hogares en todo el país, teniendo en cuenta las proyecciones del Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE.

De otro lado, el sector industrial tiene una participación del 24 % en el consumo energético nacional y del 31 % en el consumo de energía eléctrica del país. Los mayores consumos se registran en los procesos de generación de calor, producción de vapor, autogeneración y cogeneración, así como fuerza motriz. Por lo anterior, es necesario desarrollar un esfuerzo en el sector, donde preliminarmente se ha identificado un potencial de ahorro por eficiencia energética del 25 %, principalmente asociado al uso del gas natural y de energía eléctrica. En consecuencia, se propone una optimización del consumo de energía en el sector industrial por el reemplazo de motores ineficientes, y la satisfacción de la nueva demanda con motores eficientes. La estrategia es la siguiente:

16 Caracterización de consumos de energía en el sector residencial, UPME, 2011 – 2012.

17 Formulación estratégica del plan de uso racional y eficiente de la energía y FNCE 2007 – 2025, UPME, 2007.

18 Caracterización de consumos de energía en el sector residencial, UPME, 2011 – 2012.

19 Formulación estratégica del plan de uso racional y eficiente de la energía y FNCE 2007 – 2025, UPME, 2007.

- Implementar un programa de instalación de motores Premium para satisfacer la nueva demanda de energía eléctrica en fuerza motriz a partir del año 2014.
- Reemplazar los motores ya instalados al 31 de diciembre del año 2012, también por motores Premium.

Esta intervención supone que en un plazo de 20 años contados a partir del año 2014, se reemplazaría la totalidad del parque que actualmente se encuentra funcionando, con un ahorro estimado de alrededor de 581 GWh/año. Al año 2017, se tendría un ahorro proyectado de 1,668 GWh.

De otra parte y considerando que en Alumbrado Público actualmente existen nuevas tecnologías que podrían implicar una importante reducción en el consumo frente al uso del vapor de sodio a alta presión, empleada en la mayor parte de los municipios del país, se propone llevar a cabo acciones de sustitución de esta tecnología por sistemas a base de diodos emisores de luz - LED.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la Tabla 5-8 presenta un resumen de los potenciales de ahorro de energía, y de la posible reducción de potencia a alcanzar en el año 2017, con las medidas propuestas de refrigeración e iluminación en el sector residencial nacional, de motores en el sector industrial y de un porcentaje de alumbrado público nacional.

Tabla 5-8: Potenciales de ahorro de energía y potencia. Meta 2017

Tipo de Ahorro	GWh/año	MW
Por iluminación residencial	1,307	213
Por refrigeración residencial	1,801	294
Por sustitución de motores	1,668	272
Por alumbrado público	700	116
Ahorro Total	5,476	895

Fuente de tabla: UPME

5.4.4.4.2 Escenario de proyección de demanda con la implementación del PROURE al 2017

En la Tabla 5-9 se presenta la proyección de demanda eléctrica para la Alternativa de Uso Eficiente de Energía, la cual corresponde al resultado de aplicar desde 2012, de manera progresiva, las metas de ahorro según lo descrito en el numeral, hasta alcanzar dichas metas en el año 2017.

Tabla 5-9: Proyección de demanda caso URE. Escenario alto, meta a 2017

Año	Demanda Uso Eficiente (GWh)
2012	59,365.9
2013	61,147.0
2014	62,406.1
2015	62,688.2
2016	65,723.0
2017	67,339.6
2018	69,853.5
2019	72,979.1
2020	76,420.5

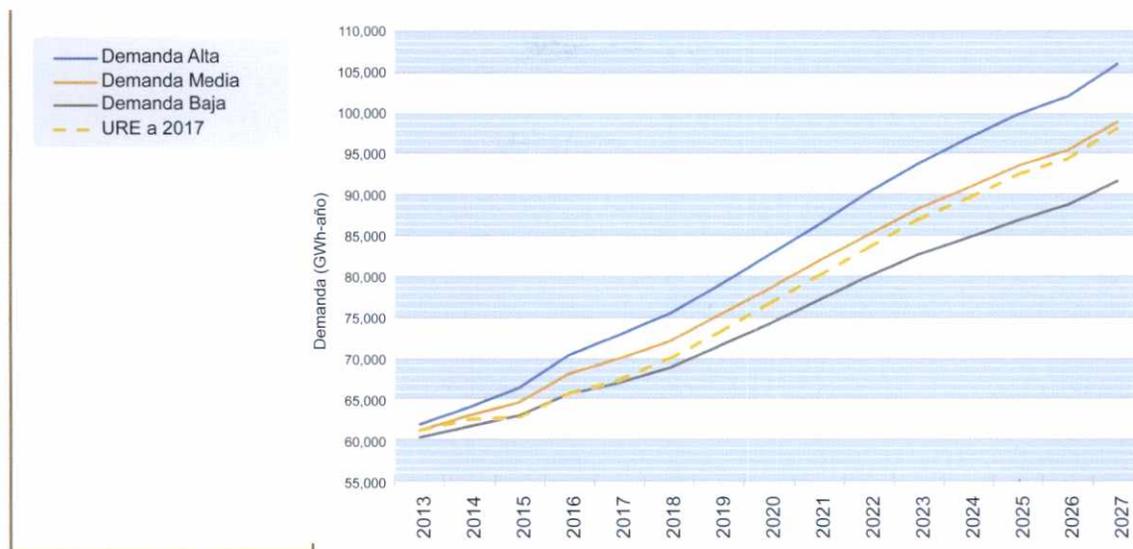
Continúa

Año	Demanda Uso Eficiente (GWh)
2021	79,960.1
2022	83,444.0
2023	86,836.9
2024	89,572.6
2025	92,386.9
2026	94,426.2
2027	98,058.5

Fuente de tabla: UPME

Complementariamente, la Gráfica 5-23 enseña como la proyección de demanda eléctrica del escenario Uso Eficiente de Energía es similar al escenario bajo de la proyección de Noviembre de 2012, para el periodo 2012 – 2018. Sin embargo, a partir de ese momento, la proyección de Uso Eficiente se ubica entre los escenarios de demanda media y demanda baja.

Gráfica 5-23: Comparación de los escenarios de proyección de las demandas



Fuente de gráfica: UPME

Fuente de datos: UPME

5.4.4.3 Impacto de la implementación del PROURE a 2017, en la expansión a nivel de generación

Para este escenario se contemplan los mismos supuestos de la alternativa 4 (cronograma de proyectos de la Tabla 5-4), considerando la proyección de demanda de la Tabla 5-9. Adicionalmente, se realizó un ejercicio de sensibilidad, en el cual se simuló el sistema de la alternativa 4, excluyendo los 3,100 MW de expansión, que se identificaron debían instalarse a partir del año 2021 (2,300 MW Hidráulicos y 800 MW Térmicos).

En la Gráfica 5-24 se presenta la evolución del costo marginal promedio del sistema para las alternativas 4, 6 (URE) y 6 sin 3,100 MW. Los resultados están expresados en dólares constantes de diciembre de 2012, y consideran el CER, el costo asociado al FAZNI, y aquellos que están contemplados en la Ley 99 de 1993.

Gráfica 5-24: Costo marginal para cada una de las alternativas.



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir:

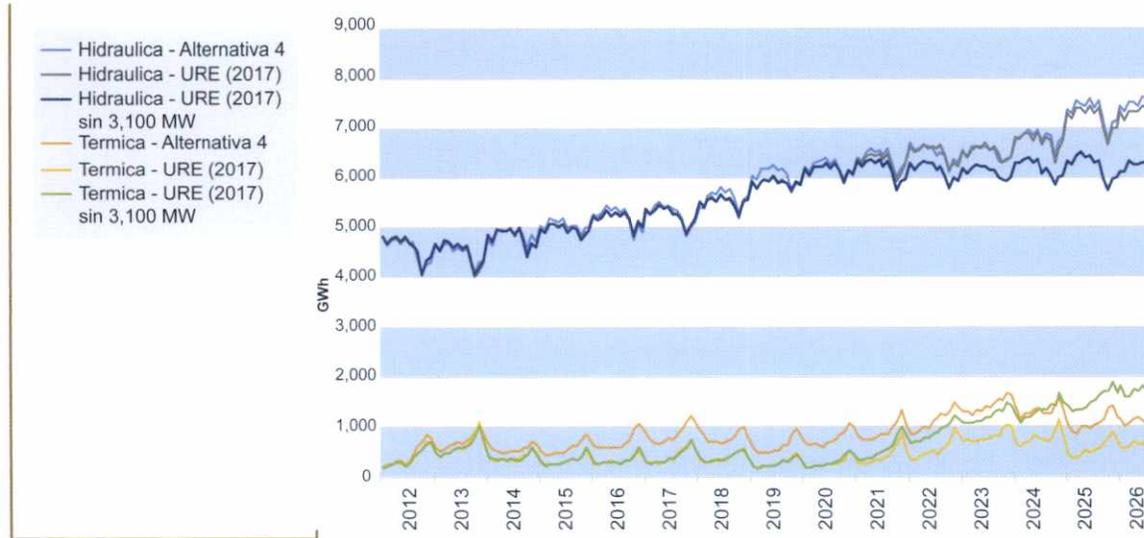
- En demanda alta, para todo el periodo de análisis, el promedio mensual del costo marginal para la alternativa 6 es de 46.734 US\$/MWh, casi 20 US\$/MWh menos en relación con la alternativa 4 (base de expansión). Esta diferencia se debe a la disminución de la demanda eléctrica, lo que conlleva a una reducción de la generación con centrales térmicas, las cuales tienen costos operacionales más elevados.
- Así mismo, al analizar la alternativa 6 sin los 3,100 MW de expansión, se observa un incremento en el costo marginal a partir del año 2020, llegando a superar inclusive el costo marginal de la alternativa 4 en el año 2024. Ello se debe a la no incorporación de los proyectos identificados en la alternativa base de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica.

De la misma forma, en la Gráfica 5-25 se ilustra la distribución de la generación en función de la tecnología. Al comparar los resultados de las alternativas 4 y 6, se puede observar de manera general que al reducirse las necesidades de electricidad, se reduce también la generación a partir de centrales térmicas, lo cual representa un menor costo de operación, así como un menor factor de emisión del sistema eléctrico colombiano.

Para el caso de la generación hidráulica, se observa que las alternativas 4 y 6 se comportan de manera similar durante todo el periodo, sin embargo, para la alternativa 6 sin 3,100 MW, el porcentaje de participación de la hidroelectricidad es menor en relación a los otros dos escenarios, debido principalmente a la menor disponibilidad de potencia instalada en el parque hidroeléctrico.

Como consecuencia a la menor capacidad instalada y a un incremento constante en la demanda de electricidad, se observa que para la alternativa 6 sin 3,100 MW, la generación térmica se incrementa respecto al caso 6, superando en el año 2024 la generación térmica de la Alternativa 4.

Gráfica 5-25: Generación por tecnología según alternativa. Escenario alto de demanda



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

Finalmente, en relación a los indicadores de confiabilidad energética, los análisis del desempeño del sistema indican que se cumple con los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, en relación con el VERE, VEREC y Número de Casos con déficit. Lo anterior bajo el escenario de demanda URE, e inclusive, sin los 3,100 MW de expansión de la alternativa base (4).

5.4.4.4 Impacto de la implementación del PROURE a 2020, en la expansión a nivel de generación

En el numeral anterior se estableció que con la incorporación de las metas actualizadas del PROURE a 2017, los 3,100 MW de generación identificados en la alternativa 4 (base de expansión) no se requerirían en el horizonte 2018 – 2027; es decir, no se necesitaría de expansión adicional a la ya establecida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

En este sentido, se realiza una sensibilidad a este escenario, aplicando desde el año 2012 y de manera progresiva, las metas de ahorro de la Tabla 5-8, hasta alcanzar dichas metas en el año 2020. La demanda considerada para este escenario se presenta en la Tabla 5-10 y la Gráfica 5-26.

Tabla 5-10: Proyección de demanda caso URE. Escenario alto, meta a 2020

Año	Demanda Uso Eficiente (GWh)
2012	59,365.9
2013	61,210.1
2014	63,047.5
2015	64,678.3
2016	67,838.5
2017	69,524.1
2018	71,189.1

Continúa

Año	Demanda Uso Eficiente (GWh)
2019	73,847.1
2020	76,420.5
2021	79,960.1
2022	83,444.0
2023	86,836.9
2024	89,572.6
2025	92,386.9
2026	94,426.2
2027	98,058.5

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 5-26: Comparación de los escenarios de proyección de las demandas, ventana 2013 - 2021



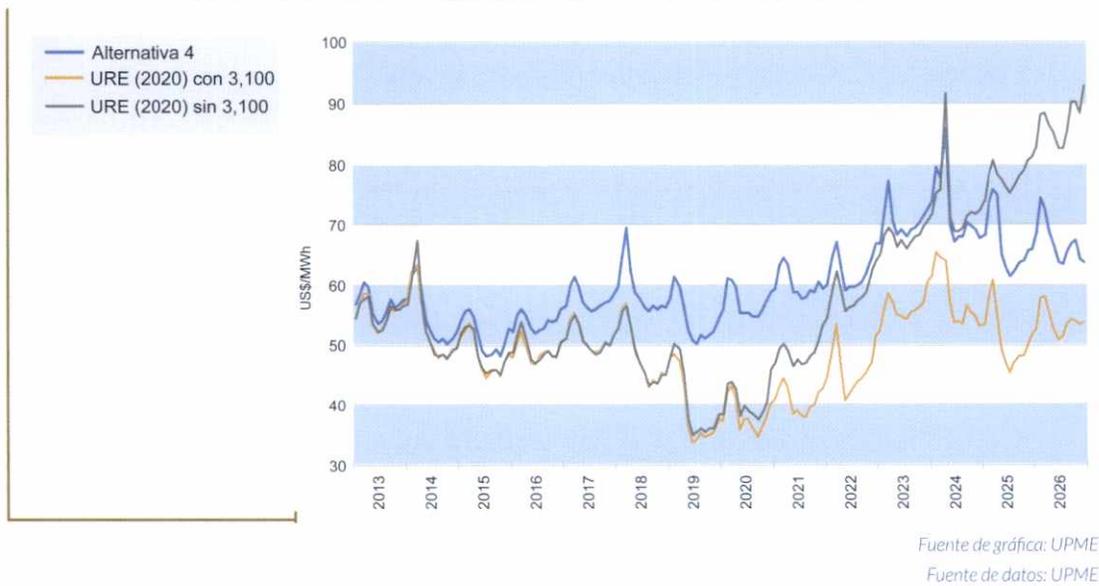
Fuente de gráfica: UPME

Fuente de datos: UPME

Las proyecciones de demanda considerando las metas del PROURE a 2017 y 2020, son coincidentes en este último año, ya que los porcentajes de ahorro con la implementación del programa son los mismos. Al desplazar tres años sus objetivos, es menor el ahorro en los años antecesores, razón por la cual durante el periodo 2012 - 2017, el escenario URE 2020 es muy similar al escenario medio de la proyección de Noviembre de 2012. A partir del 2020, como se mencionó anteriormente, las proyecciones se "encuentran" y toman el mismo valor para los años posteriores.

Respecto al impacto del PROURE 2020 en la expansión del parque generador, la Gráfica 5-27 y la Gráfica 5-28 presentan la evolución del costo marginal promedio del sistema y la generación en función de la tecnología.

Gráfica 5-27: Costo marginal para cada una de las alternativas.

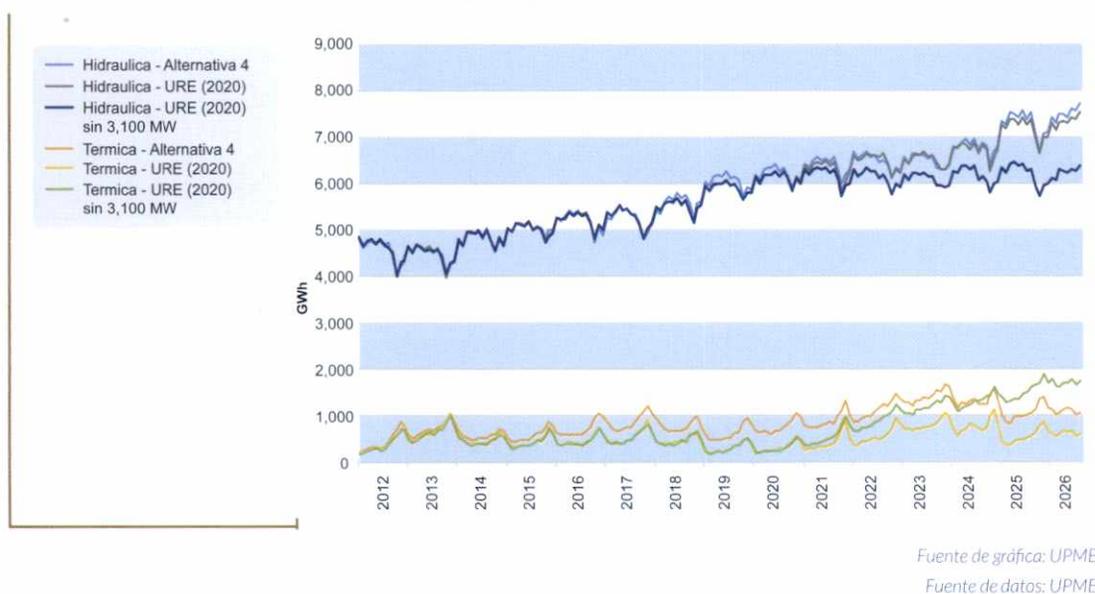


De la gráfica anterior se puede concluir:

- En demanda alta, para todo el periodo de análisis, el promedio mensual del costo marginal para esta alternativa es de 49.137 US\$/MWh, casi 4 US\$/MWh más en relación al escenario URE a 2017. Este incremento se debe a la demanda eléctrica considerada, que es superior en el periodo 2013 - 2020.
- Así mismo, al analizar este escenario sin los 3,100 MW de expansión, se observa también un incremento en el costo marginal a partir del año 2020, llegando a superar inclusive el costo marginal de la alternativa 4 en el año 2024 (no incorporación de los proyectos identificados en la alternativa base de expansión).

En relación a la generación por tecnología (Gráfica 5-28), se observa el mismo comportamiento del aporte térmico, comparándolo con el escenario URE a 2017.

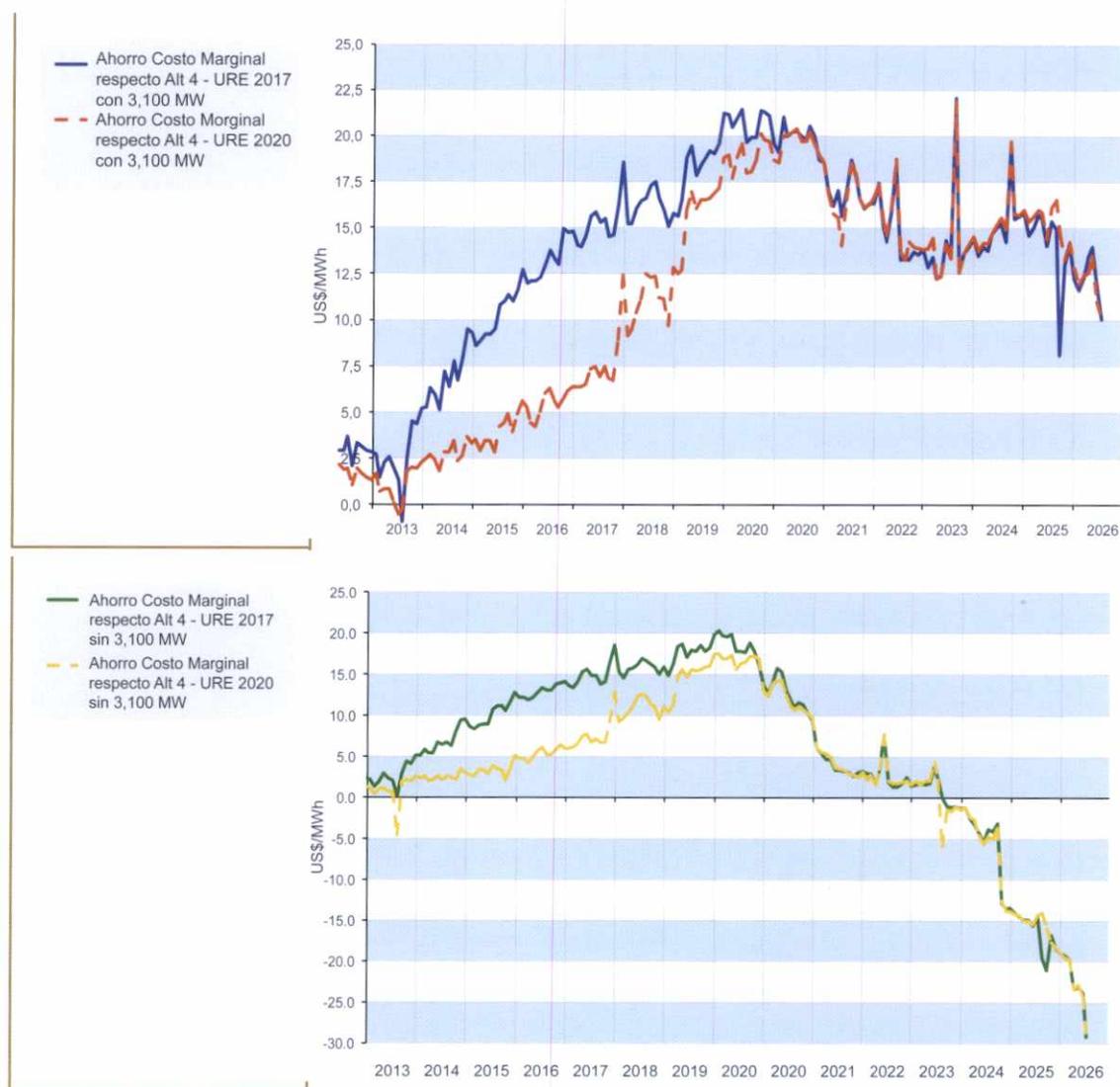
Gráfica 5-28: Generación por tecnología según alternativa. Escenario alto de demanda



Finalmente, si bien se presenta un mayor costo marginal en el periodo 2013 – 2020 en comparación con el escenario URE a 2017, a partir del año 2020 se observan valores similares para los dos escenarios de Uso Eficiente, inclusive considerando o no los 3,100 MW.

La Gráfica 5-29 presenta el ahorro en costo marginal respecto a la alternativa 4, base de expansión, con la implementación de los planes de Uso Eficiente de Energía a 2017 y 2020. Se observa como considerando los 3,100 MW, en el periodo 2013 – 2020 se da un mayor ahorro con las metas al 2017, para luego equipararse en el año 2020. Cuando no se consideran los 3,100 MW, si bien se sigue observando dicha tendencia, a partir del año 2024 el ahorro es negativo, independientemente del año de la implementación de ambos programas; es decir, el costo marginal es mayor respecto a la alternativa 4, lo cual se debe, como ya se mencionó, a la no instalación de proyectos hidroeléctricos. Independientemente de ello, no se observan déficit o necesidades de expansión adicionales a los proyectos del cargo por Confiabilidad en el horizonte de estudio.

Gráfica 5-29: Ahorro en Costo Marginal respecto a la alternativa 4, base de expansión.



Fuente de gráfica y datos: UPME

5.4.4.5 Alternativa 7 - Interconexiones Internacionales

Actualmente el SIN Colombiano se encuentra interconectado con los sistemas del Ecuador y Venezuela (ver Gráfica 5-30). Estas interconexiones representaron en el año 2012 cerca de 714 GWh en exportaciones, y alrededor de 7 GWh en importaciones, resultando una exportación neta de electricidad de alrededor de 707 GWh durante ese periodo.

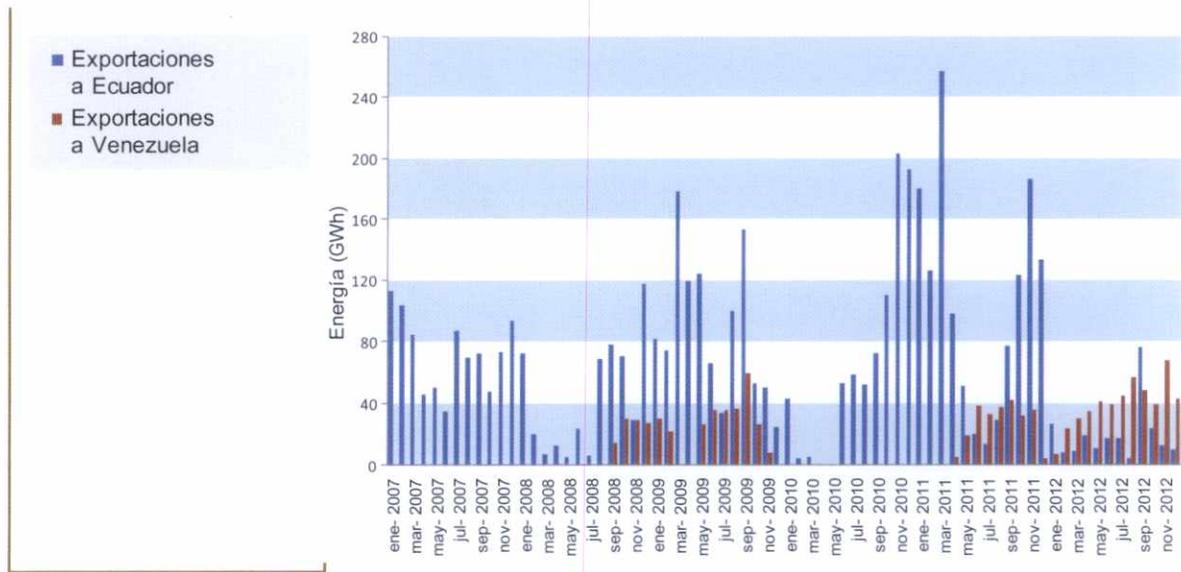
Gráfica 5-30: Interconexiones internacionales actuales y proyectadas



Fuente de gráfica: UPME

De acuerdo con los datos registrados en el sistema de información Neón, en los últimos 5 años se han presentado periodos en los cuales Ecuador y Venezuela demandaron volúmenes considerables de electricidad. Por ejemplo, en el año 2011 se observa un pico en las exportaciones hacia Ecuador, mayor a 250 GWh durante un solo mes (ver Gráfica 5-31). Los periodos de ocurrencia de estos niveles de intercambios de electricidad se pueden asociar con fenómenos climáticos, que causan diversos impactos en la disponibilidad hídrica de los países de la región.

Gráfica 5-31: Histórico de Exportaciones de Electricidad



Fuente de datos: Base de datos virtual Neón de XM.

Teniendo en cuenta la actividad histórica de intercambios internacionales de electricidad, en el presente Plan se considera un escenario coordinado, que contempla la interconexión actual con Ecuador, y la futura con Centroamérica a través de un enlace bipolar HVDC entre Colombia y Panamá.

Para el modelamiento de esta alternativa se tuvo en cuenta la configuración del sistema eléctrico colombiano presentado en la Alternativa 4, con el escenario de demanda alta, al cual se le adicionaron los sistemas eléctricos de Ecuador y Centroamérica.

Así mismo, se consideró un sistema eléctrico centroamericano, compuesto por los sistemas de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala, interconectados a través del sistema SIEPAC (ver Gráfica 5-32).

Gráfica 5-32: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)



Fuente de figura: Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica (Portal Oficial).

En relación con las interconexiones, se consideraron los enlace existentes entre Colombia y Ecuador a través de 4 líneas de transmisión, con capacidad total de 550 MW, que van desde la subestación Jamondino 230 kV en Colombia hasta la subestación Pomanqui 230 kV en Ecuador. Así mismo, se tuvo en cuenta un futuro enlace HVDC entre Colombia y Panamá, con capacidad de 300 MW, y con posible entrada en operación para el año 2018.

Las simulaciones realizadas consideraron intercambios eléctricos simultáneos entre Colombia, Ecuador y Centroamérica, teniendo en cuenta las consideraciones técnicas de los sistemas. Vale la pena mencionar que no se incluyeron las interconexiones entre Colombia y Venezuela.

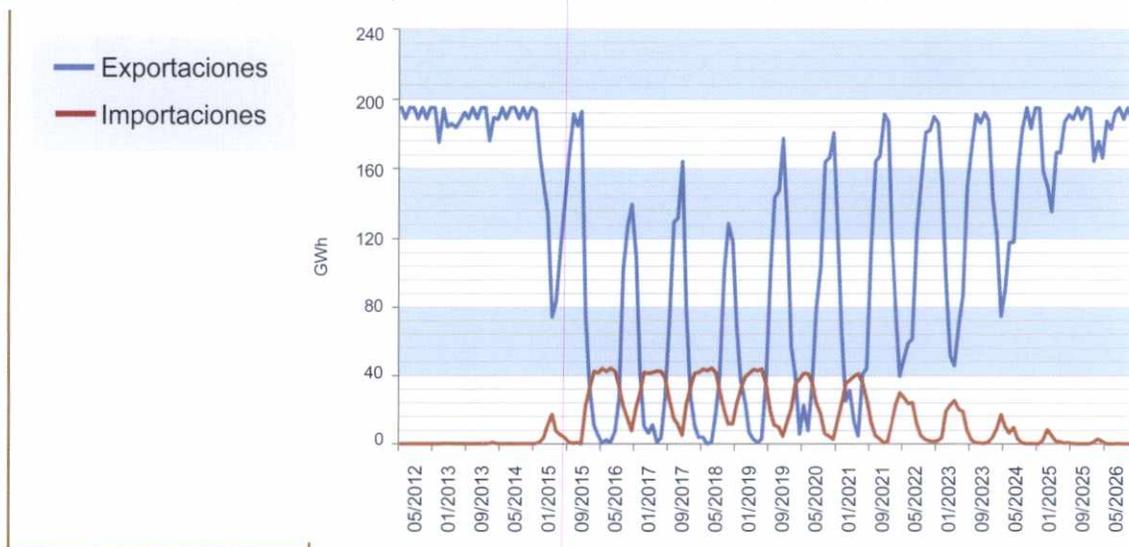
Para el análisis se tuvo en cuenta la información presentada por entidades oficiales de cada país, al igual que la registrada en documentos de organismos regionales como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), entre otros.

En el capítulo 11 se describen los sistemas eléctricos mencionados anteriormente. Se presentan las centrales que se encuentran instaladas actualmente, los cronogramas de posibles entradas de los proyectos de generación, y las proyecciones de demanda eléctrica para cada sistema.

5.4.4.5.1 Intercambios de electricidad entre el sistema Colombiano, con los sistemas Ecuatoriano y Centroamericano

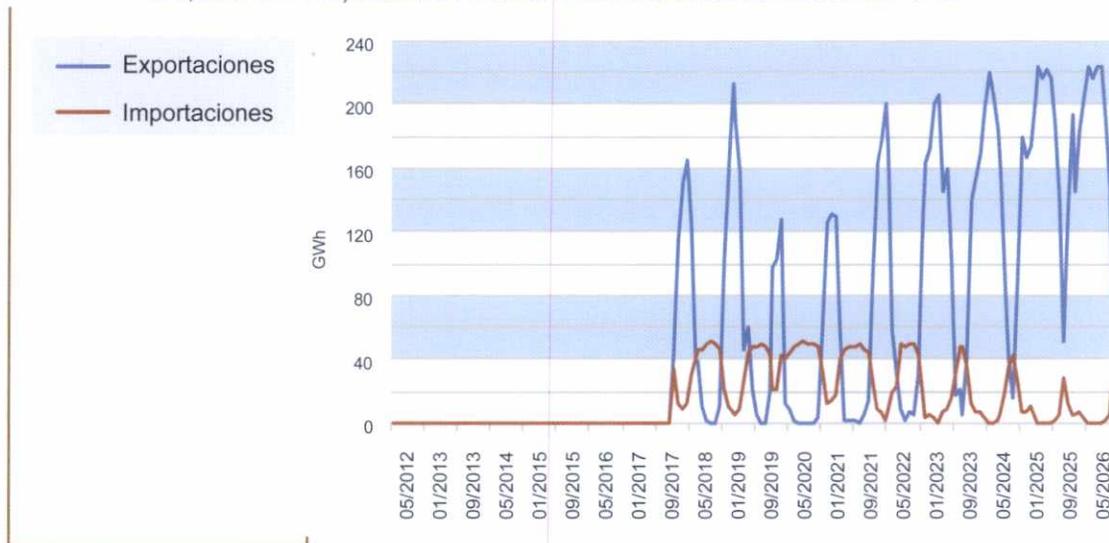
A partir de los datos obtenidos de las simulaciones realizadas, se determinan las proyecciones de importaciones y exportaciones de electricidad entre Colombia y Ecuador, (Gráfica 5-33), así como entre Colombia y Centroamérica (Gráfica 5-34).

Gráfica 5-33: Proyección de intercambios eléctricos con Ecuador



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

Gráfica 5-34: Proyección de intercambios eléctricos con Centroamérica



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

En general, los resultados muestran que el sistema eléctrico colombiano tiene la capacidad de exportar electricidad de manera simultánea a través de los enlaces que lo conectan con Ecuador y Panamá. De la misma forma, se puede observar que durante algunos periodos, el sistema eléctrico colombiano demandaría energía, en menor cantidad, de los sistemas eléctricos adyacentes.

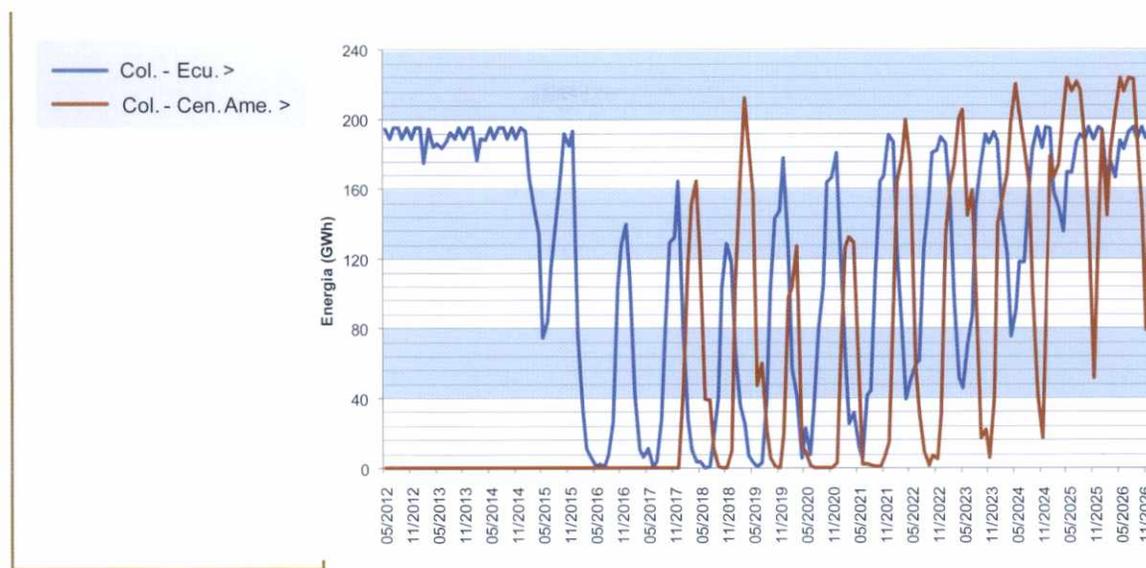
Al graficar los datos obtenidos se puede observar que el flujo de electricidad entre los sistemas tiene un comportamiento cíclico, que se puede asociar con la disponibilidad del recurso hídrico, el cual se ve afectado por fenómenos climáticos como El Niño. Es importante recordar que la generación de elec-

tricidad con centrales hidráulicas pueden garantizar una energía competitiva desde el punto de vista económico, lo que hace viables las exportaciones de electricidad hacia otros sistemas.

Al revisar el comportamiento de las exportaciones hacia Ecuador, ver Gráfica 5-35, se puede observar que las mismas se reducen drásticamente en el año 2016, lo cual se relaciona con el ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, de una capacidad instalada de 1,500 MW, el cual ofrecerá energía al sistema eléctrico ecuatoriano a un menor costo. Igualmente, los resultados muestran que las exportaciones entre Colombia – Panamá alcanzarían picos de alrededor de 210 GWh-mes, indicando ello que el enlace operaría muy cercano a su capacidad máxima.

Así mismo, la Gráfica 5-35 ilustra que las exportaciones anuales desde Colombia hacia Ecuador tienden a aumentar a partir del año 2021, ya que se estiman tasas de crecimiento de la demanda ecuatoriana superiores a las tasas de crecimiento de su capacidad instalada de generación. Al igual que la interconexión con Ecuador, las exportaciones a Centroamérica se incrementan a partir del año 2021, y esto se puede asociar a las altas tasas de crecimiento de la demanda eléctricas de la región.

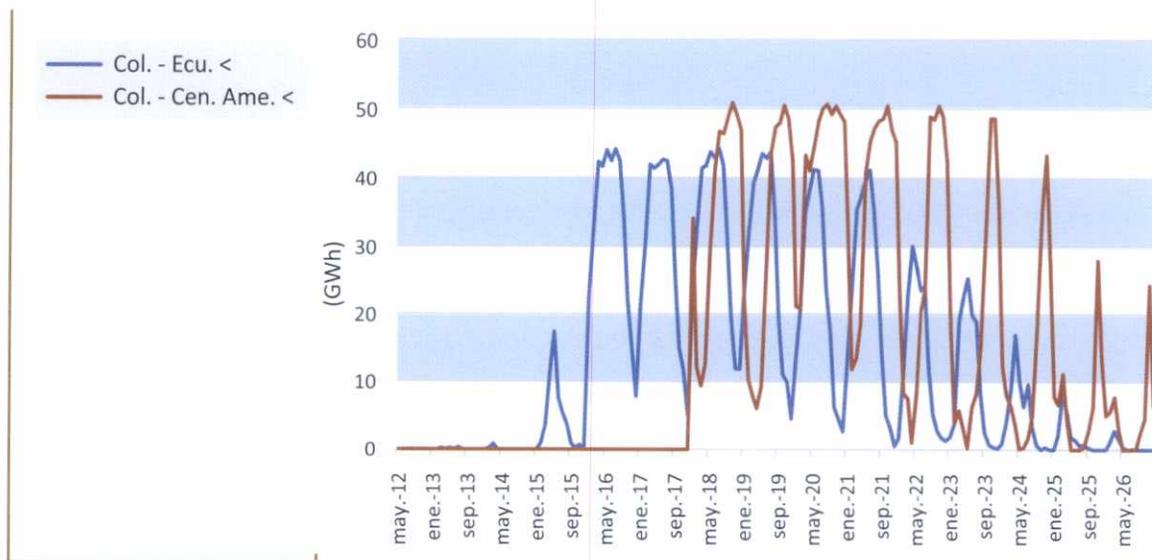
Gráfica 5-35: Proyección de exportaciones



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

Por otro lado, al revisar los resultados de las importaciones, Gráfica 5-36, se puede observar que el sistema eléctrico Colombiano no requiere importaciones representativas de electricidad antes del año 2015. Luego de este periodo se contemplaría importaciones desde Ecuador y Centroamérica, sin embargo, la magnitud del pico de las mismas es cercana a la cuarta parte de la magnitud de los picos de las exportaciones hacia los dos sistemas. Adicionalmente, se puede observar que al final del periodo evaluado, la magnitud de las importaciones disminuye, siendo más evidente en el caso de la interconexión con Ecuador. Este comportamiento se asocia con la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos en Colombia, a saber Ituango, Porvenir II y los 1,100 MW que se proponen en la alternativa base de largo plazo (alternativa 4).

Gráfica 5-36: Proyección de importaciones



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

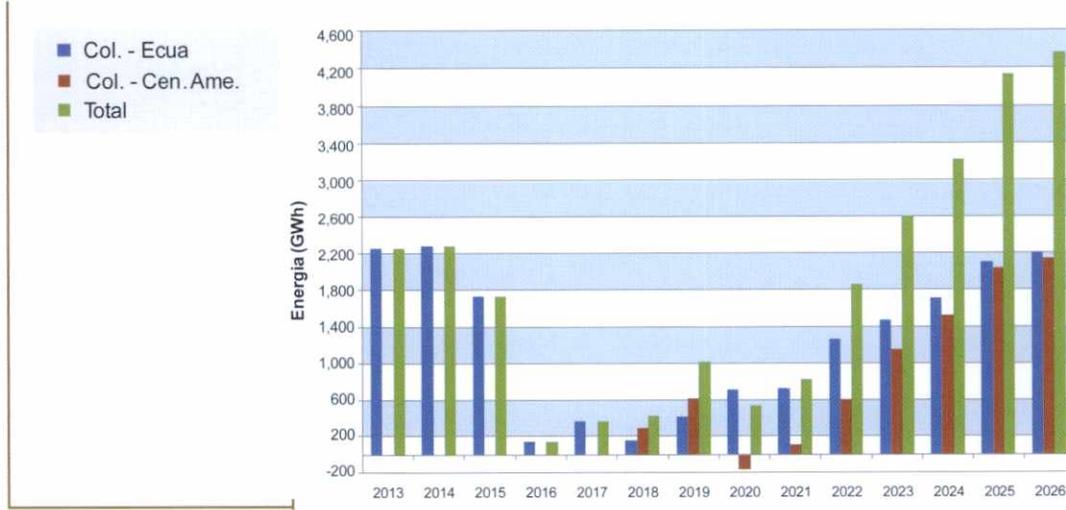
5.4.4.5.2 Generación por tecnología

A partir de los resultados presentados anteriormente, es posible determinar el flujo neto total anual de energía, y a partir de este, estimar el costo marginal de operación del sistema eléctrico colombiano. Lo anterior teniendo en cuenta los intercambios de electricidad.

En la Gráfica 5-37 se observa que el flujo neto total anual de energía es positivo para Colombia, lo que significa que el sistema eléctrico nacional estaría en capacidad de suplir su propia demanda y atender parte de las necesidades eléctricas de Ecuador y Centroamérica. Lo anterior se puede justificar por los menores costos de generación del sistema eléctrico colombiano, en relación a los costos de generación de los demás países de la región.

En la misma gráfica también se puede observar que el máximo del flujo neto de electricidad alcanzaría valores cercanos a 4,300 GWh en el año 2026, equivalente a alrededor del 4,2% de la demanda proyectada para ese mismo año. Adicionalmente, se calcularon los índices de confiabilidad energética, VERE, VEREC y número de casos con racionamiento, con el objetivo de establecer si esta demanda adicional que alimentaría el sistema colombiano, ameritaría de expansión adicional en nuestro país. Los resultados evidencian valores inferiores a los límites establecidos por la regulación, razón por la cual no sería necesaria la instalación de capacidad de generación adicional.

Gráfica 5-37: Flujo neto total anual de energía



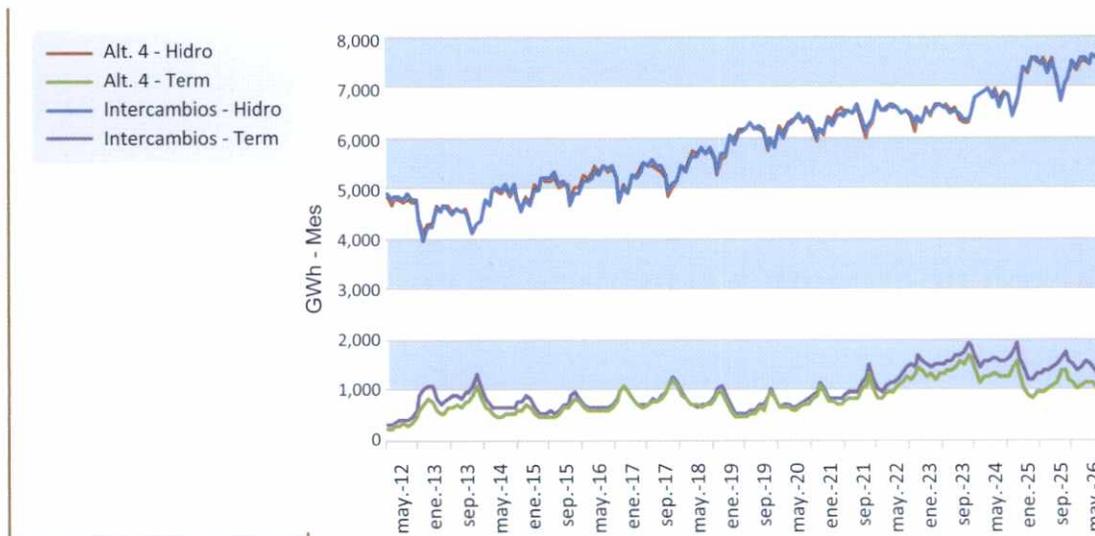
Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

Así mismo, es posible establecer las proyecciones del volumen de generación a partir de centrales hidráulicas y térmicas. En la Gráfica 5-38 se presenta una comparación de la participación de la generación entre el escenario base a largo plazo (alternativa 4), y la alternativa que considera las interconexiones internacionales (en ambos caso se consideró el escenario de demanda alta).

Se observa que la generación a partir de centrales hidráulicas se comporta de manera similar para los dos escenarios. Sin embargo al revisar las curvas de la generación térmica, se puede observar que durante algunos periodos, la generación con recursos fósiles en el escenario de intercambios internacionales es ligeramente superior.

Teniendo en cuenta que el análisis corresponde al escenario alto de demanda, se puede concluir que, la demanda de las interconexiones internacionales estaría atendida principalmente por las centrales de generación térmica, dado que el sistema interconectado nacional demandaría la mayor parte de la generación hidráulica disponible.

Gráfica 5-38: Comparación de la generación por tecnología: Caso base vs. Intercambios Internacionales.



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

5.4.4.5.3 Evolución del costo marginal

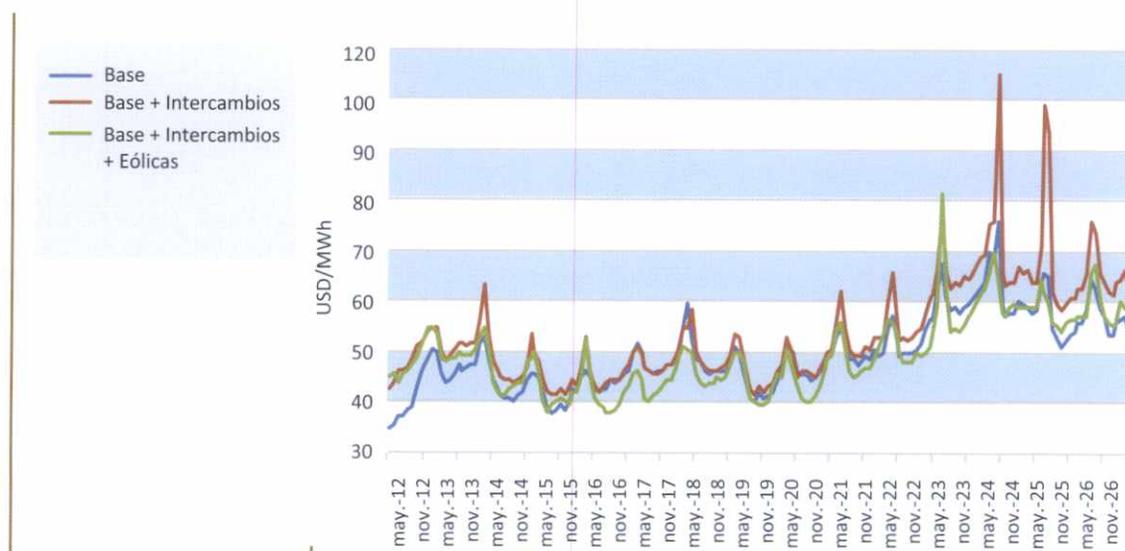
En la Gráfica 5-39 se presenta un comparativo del costo marginal de las alternativas de largo plazo (4 y 7), y una nueva alternativa 8, la cual resulta de la combinación de las opciones 4, 5 y 7. Lo anterior teniendo en cuenta el escenario de demanda alta.

De manera general, se observa que los costos marginales de la alternativa de intercambios internacionales serían mayores en comparación con las demás alternativas, para los periodos 2013 – 2015 y 2021 – 2026. Durante estos mismos periodos, sería necesaria una mayor generación térmica para satisfacer la demanda nacional, así como los intercambios eléctricos, como se explicó anteriormente.

Los picos máximos que se observan al final del periodo analizado, coinciden con los periodos de mayor generación térmica presentados en la Gráfica 5-38, durante los cuales este tipo de centrales aportarían cerca de 2,000 GWh – mes.

Resulta interesante comparar el comportamiento de las alternativas 7 y 8. La inclusión de los 300 MW eólicos en el norte de la Guajira permite soportar la exportación hacia Ecuador y Centroamérica, disminuyendo el requerimiento de la generación térmica, y subsecuentemente reduciendo el costo marginal.

Gráfica 5-39: Comparación de costo marginal de demanda: Intercambios Internacionales vs. Otras alternativas



Fuente de gráfica: UPME
Fuente de datos: UPME

5.5 FACTOR DE EMISIÓN Y EMISIONES DE CO₂

Teniendo en cuenta los escenarios planteados en el marco de la formulación del Plan de Expansión de Generación, específicamente la alternativa base de largo plazo (Alt 4) y aquellas que estudian la implementación de fuentes no convencionales de energía y el uso eficiente de energía (Alt 4B, Alt 5 y Alt 6), se realizó un análisis comparativo de la evolución de las emisiones de dióxido de carbono equivalentes y el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional.

El cálculo del Factor de Emisión (FE) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene esencialmente dos aplicaciones: proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) e inventarios de emisiones de



huella de carbono o Factor de Emisión de la Generación Eléctrica. En el capítulo 12 se presenta la metodología para el cálculo del factor de emisión de la generación.

El factor de emisión permite estimar las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) asociadas a la generación.

5.5.1 Factor de emisión para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

La estimación del Factor de Emisión del SIN para proyectos MDL está basado en la herramienta *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).

Esta herramienta metodológica determina el factor de emisión de CO₂ para proyectos que produzcan desplazamiento de la electricidad generada, ya sea por plantas de energía en un sistema eléctrico, o por una actividad específica.

La aplicación de este factor de emisión depende del tipo de actividad de reducción de emisiones y del proyecto que se busque acreditar en el marco del MDL. La regulación del MDL de la Secretaría de la CMNUCC permite el cálculo por parte de los propietarios, desarrolladores, promotores y gestores de los proyectos MDL.

Emplear un factor de emisión oficial, tiene ventajas como:

- Hace más sencillo, económico y accesible la obtención del Factor de Emisión, ya que se evita la necesidad de consultar las fuentes de los datos requeridos para el cálculo.
- Reduce el tiempo y costo de formulación de los proyectos bajo el MDL, ya que no se necesitaría desarrollar un modelo para el cálculo del factor de emisión específico para cada proyecto.
- Estandariza la información a ser empleada en el cálculo, permitiendo que éste sea más transparente y conservador en datos y supuestos.
- Mitiga el riesgo por el uso inapropiado de la información durante el cálculo del factor de emisión.

5.5.2 Factor de emisión para el inventario de huella de carbono o factor de emisión de la generación eléctrica

A través de la medición de la huella de carbono, se cuantifican las emisiones de GEI por unidad generada promedio de energía; el factor de emisión calculado de esta manera en el inventario nacional permite cuantificar la cantidad de GEI emitida en el país por unidad de energía generada.

La huella de carbono se constituye en un cálculo de fácil estimación, ya que se cuenta con amplia información oficial de generación y consumo de combustibles de los diferentes agentes que hacen parte del SIN.

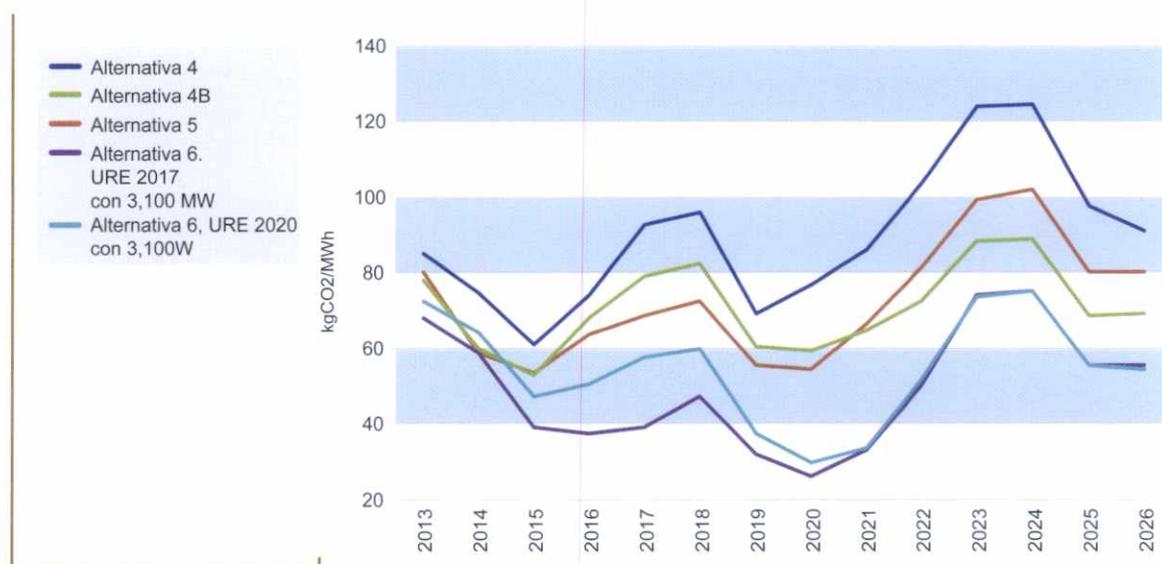
5.5.3 Cálculo de Emisiones y Factores de Emisión de las Alternativas 4, 4B, 5 y 6

A partir de los resultados obtenidos en el análisis de las alternativas del Plan de Generación, 4 (escenario base de largo plazo), 4B (escenario alternativo de largo plazo considerando generación renovable no convencional), 5 (incorporación de generación eólica) y 6 (eficiencia energética con metas de ahorro a 2017 y 2020), se estimó el factor de emisión esperado para un despacho ideal del parque generador eléctrico colombiano, considerando un escenario de demanda alta.

En la Gráfica 5-40 se presenta la evolución anual del factor de emisión para cada una de las alternativas. En la misma se puede observar varios comportamientos. En primera instancia, el factor de emisión de la alternativa 6, independientemente del año de implementación de las metas de ahorro, es menor comparándola las demás opciones. Esto se debe principalmente a la reducción de la demanda de electricidad, lo cual ocasiona menores requerimientos de generación, particularmente de centrales térmicas. Así mismo, se observa que antes del 2020, el factor de emisión para la alternativa 6 con meta de ahorro a 2017, es menor respecto a la misma opción con meta a 2020. Después de dicho año, el factor es el mismo (la demanda es igual).

De la misma forma, el factor de emisión de las alternativas 5 y 4B es menor en comparación con el de la alternativa 4, ya que considera la integración de generación renovable, la cual desplaza generación térmica, y no genera emisiones. Vale la pena mencionar que bajo la alternativa 5, el factor de emisión es menor a partir del año 2015 en relación a la opción 4B, lo anterior por la incorporación de 300 MW de generación eólica. No obstante, en el año 2020 el factor es menor para la alternativa 4B, ya que no solo incorpora la misma generación eólica de la opción 5, sino también 100 MW de generación geotérmica.

Gráfica 5-40: Proyección de evolución del factor de emisión por alternativa

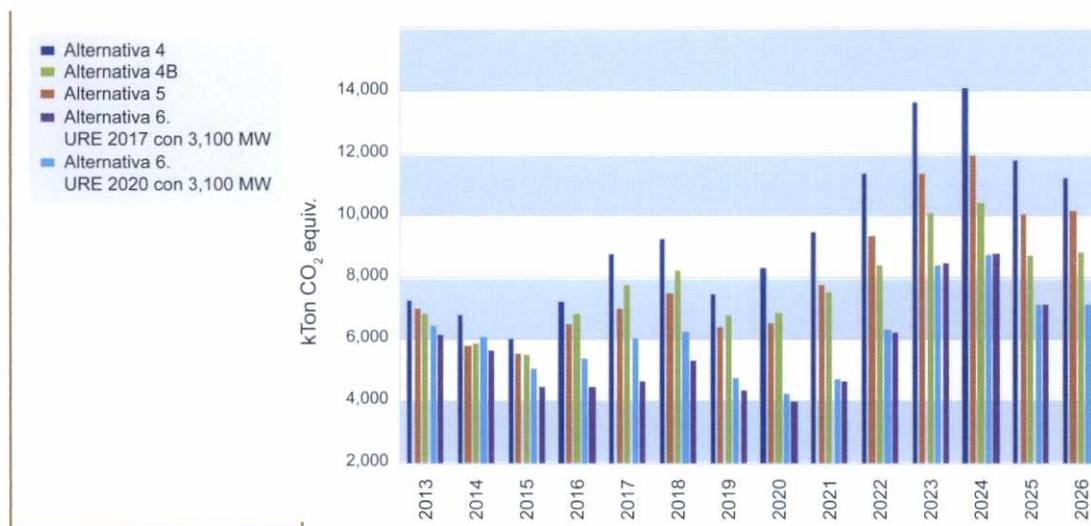


Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

Así mismo, en la Gráfica 5-41 se ilustran las proyecciones de las emisiones de CO₂ equivalentes para las mismas alternativas. Allí se observa que las emisiones producidas por el parque generador colombiano alcanzarán su máximo en el año 2024, llegando a valores 2.2 veces mayores que los correspondientes a las emisiones de 2013, en el caso de la alternativa 4, y de casi 2 veces para las alternativas 4B y 5. Respecto a la alternativa 6, independientemente del año de implementación de la meta de ahorro, se observa un incremento cercano al 40% durante el mismo periodo (11 años).

Gráfica 5-41: Proyección de evolución de emisiones de CO₂



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

En este sentido, se puede concluir que la implementación de las medidas de eficiencia energética propuestas tendrían un impacto favorable en la reducción de emisión de GEI, ya que los resultados muestran que a partir del año 2016 los volúmenes de CO₂ de la alternativa 6 (URE a 2017 y 2020) se ubican por debajo de la mitad de los volúmenes generados por la alternativa 4, lo que representa un menor impacto ambiental en la operación del sistema eléctrico nacional.

Finalmente, se recalca nuevamente que los cálculos anteriores consideran un despacho ideal, es decir, sin las restricciones naturales que impone la red de transmisión nacional. Es por lo anterior que el factor emisión puede ser menor respecto al valor histórico.

5.6 CONCLUSIONES

- En el corto plazo, periodo comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede concluir que con las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y aquellas que se encuentran en desarrollo, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, lo anterior considerando los supuestos establecidos en este plan, y aun el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.
- Para el periodo de largo plazo, horizonte 2018 – 2027, se requiere un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3,100 MW, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Esta expansión considera la segunda etapa de Ituango, la construcción de dos proyectos hidroeléctricos, dos plantas a gas, en particular cierres de ciclo, y una planta a carbón. Toda esta expansión debe ejecutarse de manera secuencial a partir del año 2021.

Para este mismo periodo, de acuerdo con los escenarios de costos de combustibles manejados, se espera que las plantas hídricas y térmicas a carbón sean despachadas en la base (ello debido también a la entrada en operación de plantas hidroeléctricas y a carbón producto del Cargo por Confiabilidad), así como las plantas a gas natural más eficientes de la costa. En detrimento de lo anterior, se observa que las unidades de menor eficiencia serán utilizadas únicamente en los periodos de verano.

- Al analizar para todo el horizonte de estudio la Energía en Firme de las plantas existentes y las Obligaciones de las futuras, resultado de las subastas del Cargo por Confiabilidad, y contrastarla con las proyecciones de demanda de energía de la UPME, escenario alto revisión de noviembre de 2012, se observa un déficit de energía a partir del año 2020. Si bien lo anterior podría ameritar la programación de una nueva subasta en el año 2015, 5 años antes del requerimiento energético (considerando de esta manera el tiempo suficiente para definir y construir la red transmisión asociada a la conexión de las plantas resultantes del proceso de subasta), la UPME constantemente actualiza la proyección de demanda, razón por la cual el déficit identificado podría desplazarse en el tiempo.
- La UPME ha venido evaluando opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad. Los elementos hasta ahora aportados serán la base para evaluaciones económicas detalladas sobre los beneficios y costos de estas opciones de diversificación. A partir de allí se pueden aportar elementos de política importantes.

A partir de una metodología establecida en la UPME, y de un estudio de los valores medidos del recurso eólico e hídrico, se han establecido complementariedades importantes entre los recursos renovables de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, y las opciones hídricas tradicionalmente consideradas. En particular, los resultados obtenidos muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal, desplazando generación más costosa, brindando confiabilidad energética (bajo la alternativa 4B, la cual incorpora 540 MW de generación renovable, y en el neto 240 MW de capacidad instalada adicional respecto la opción base de largo plazo, alternativa 4, se garantizan los mismos criterios de confiabilidad establecidos por la reglamentación actual).

Al margen de lo anterior, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto interesante en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, dada las características de la generación renovable y su ubicación en nuestra geografía nacional. Es por ello que en el próximo Plan de Expansión se establecerán los impactos desde el punto de vista de la conexión y operación del SIN, cuantificando sus principales beneficios y costos.

- Los avances tecnológicos están generando de forma acelerada nuevas opciones de aprovechamiento de recursos renovables, que no se han desarrollado plenamente en Colombia. Estas opciones pueden aportar a una mayor seguridad energética a partir de una matriz de generación más diversa y robusta frente a los efectos del cambio climático. Se conoce la disposición para construir parques eólicos de 100, 400 y 500 MW, sin embargo, solamente hay un proyecto inscrito en el registro de proyectos de 100 MW. Igualmente hay un proyecto de energía solar de 19.5 MW inscrito. En cuanto a geotermia, se conoce que un agente en particular está trabajando para montar una planta de 50 MW, que aún no está inscrita en el registro de proyectos.
- Según el registro de proyectos de la UPME, existe gran cantidad de alternativas de expansión de la generación, la mayoría de ellas hídricas de pequeña escala, tal vez por los largos periodos de construcción y dificultades en la puesta en operación de proyectos hídricos a gran escala. Si se llegasen a implementar todos estos desarrollos propuestos, se podría desoptimizar el recurso hídrico. Es importante mencionar que aún no se cuenta con una visión integrada sobre el potencial hidroenergético, ni con lineamientos para su ordenamiento.

En este sentido, es necesario entonces seguir trabajando y en forma más acelerada entre el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM, la Agencia Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, la UPME, y los agentes de los diferentes sectores de la economía, para generar los lineamientos del aprovechamiento de estos recursos, lo cual comienza con informa-



ción necesaria para un ordenamiento y clasificación de los recursos renovables a nivel nacional y regional.

- Para este ejercicio de planificación indicativa también se analizó el efecto de la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencional – PROURE, el cual tiene un alto impacto en la proyección de demanda de energía y potencia. Bajo estos escenarios, se estableció que el sistema no requeriría de la expansión prevista para el escenario base de largo plazo, es decir, 3,100 MW de generación, ya que sin esta nueva capacidad, los indicadores de Confiabilidad Energética aun cumplen con los límites establecidos por la regulación.
- Adicionalmente se evaluó un escenario donde se contemplan las actuales y futuras interconexiones con nuestros países vecinos. Los resultados permiten concluir que Colombia tiene un alto potencial exportador de energía, sin embargo, estas cantidades pueden variar dependiendo de la dinámica de desarrollo de proyectos que se presente en Ecuador y Centro América.

No obstante, para mantener esta ventaja competitiva, el país debe gestionar mejor sus recursos desde la oferta y la demanda, y propiciar un desarrollo que aproveche las complementariedades que se pueden presentar entre los mismos.

- Finalmente se cuantificó el factor de emisiones para las alternativas de expansión de largo plazo. No es una sorpresa encontrar que con la incorporación de Fuentes no Convencionales de Energía, como es el recurso eólico, y la implementación de programas de Uso Eficiente de la Energía, dicho factor se reduce. Lo anterior no solo tiene un gran beneficio desde una óptica ambiental, sino también desde el punto de vista económico, ya que se evita la utilización de recursos térmicos, los cuales encarecen la operación del parque generador colombiano.

Referencias

- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027. Disponible en: <http://www.ceaconline.org/documentos/Plan_Indicativo_Regional_de_Expansin_de_la_Generacin_2012_7.pdf>. Consultado: Diciembre de 2012.
- Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC) – Ecuador. Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. Disponible en: <<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4214&l=1>>. Consultado: Diciembre de 2012.
- Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC) – Ecuador. Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011. Disponible en: <http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10104_Be2011.pdf>. Consultado: Diciembre de 2012.
- Consejo Nacional de Energía (CNE). Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 – 2026. Disponible en: <http://estadisticas.cne.gob.sv/docs/estudios/Plan_Indicativo.pdf>. Consultado: Enero de 2013.
- Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) – Guatemala. Perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/peg/Docs/Perspectivas%20PEG.pdf>>. Consultado: Noviembre de 2012.
- Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 2012 – Guatemala. Perspectivas de los Planes de Expansión. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/Docs/Planes%20de%20Expansion%202012.pdf>>, Consultado: Enero de 2013. (Guatemala)

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Glosario. Disponible en <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?&p_origin=plugin&p_name=glosario&p_id=C&p_options=verConceptos>. Consultado en: Mayo de 2013
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Descripción del sistema. Disponible en <<http://www.enee.hn/index.php/centrales-hidroelectricas/85-descripcion-ch>>. Consultado en: Enero de 2013
- Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) – Centro Nacional de Despacho – Panamá. Capacidad Instalada. Disponible en: <<http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=5>>. Consultado: Diciembre de 2012.
- Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) – Panamá. Tomo II - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 – 2026. Disponible en: <http://www.etsa.com.pa/plan_expansion.php>, Consultado: Enero de 2013
- Federación nacional de biocombustibles de Colombia (FedeBiocombustibles). Cifras Informativas del Sector Biocombustibles - BIODIÉSEL DE PALMA DE ACEITE. Disponible en <<http://www.fedebiocombustibles.com/v3/nota-web-id-488.htm>>. Consultado en: Mayo 2013
- Federación nacional de biocombustibles de Colombia (FedeBiocombustibles). Cifras Informativas del Sector Biocombustibles - ETANOL DE CAÑA ANHIDRO. Disponible en <<http://www.fedebiocombustibles.com/v3/nota-web-id-487.htm>>. Consultado en: Mayo 2013
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) - Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2012-2024. Disponible en: <<http://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/3bd3a78047cdebee904df9f079241ace/PEG2011rev1.pdf?MOD=AJPERES>>, Consultado: Enero de 2013.
- Instituto Nicaragüense de Energía – Ente Regulador. Estadísticas - Sector Eléctrico. Disponible en: <<http://www.ine.gob.ni/DGE/serieHistorica.html>> Consultado: Enero de 2013.
- Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica (Portal Oficial). Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Disponible en: <http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=171..> Consultado: Febrero de 2013.
- Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) – El Salvador. Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 13 2011. Disponible en: <http://www.siget.gob.sv/attachments/1825_Boletin_2011.pdf>. Consultado: Noviembre de 2012.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia. Disponible en <<http://www.si3ea.gov.co/Home/Biomasa/tabid/76/language/es-CO/Default.aspx>>. Consultado en: Marzo 2013
- XM S.A. E.S.P. Servicio de Información Neón. Disponible en: <<http://sv04.xm.com.co/neonweb/>>. Consultado: Enero 2013



6 PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Es así que en el marco de la formulación del Plan, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los subsistemas regionales, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la conexión de nuevos usuarios; todo lo anterior para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. Es de considerar que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada durante el transcurso del año 2012 y parte del 2013, y se utilizó el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a julio de 2012.

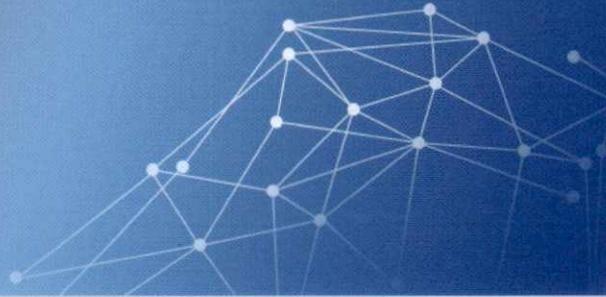
El plan analizó el impacto de la conexión de cinco (5) grandes agentes, específicamente los proyectos de generación Ambeima, Termotasajero II, San Miguel e Ituango, al igual que el gran consumidor Drummond. Adicionalmente, se definieron obras de infraestructura para mejorar la confiabilidad de la red, reducir las restricciones del sistema, y en general asegurar el correcto abastecimiento de la demanda en todo el horizonte de planeamiento.

Como resultado del plan de transmisión se recomienda la ejecución de trece (13) proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional - STN: Nueva subestación Tuluní 230 kV y obras asociadas, “Refuerzo de la subestación Reforma” 230 kV y “Refuerzo Caracolí” 220 kV, dos dispositivos FACTS en el área Oriental, nueva subestación La Loma 500 kV y su incorporación al sistema, segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA, nueva subestación Río Córdoba 220 kV, conexión de la planta de generación Ituango y su red correspondiente, obras adicionales para garantizar la evacuación de Porce III, y nuevas líneas a nivel de 500 kV para incrementar las transferencias hacia las áreas Caribe, Suroccidental y Oriental.

6.2 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

En cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME elabora el Plan de Expansión de los sistemas de generación y transmisión. A nivel de generación las señales son de carácter indicativo y se formula bajo la metodología de escenarios. A nivel de transmisión, las obras que se identifican son ejecutadas por inversionistas, los cuales son seleccionados a través de mecanismos de libre competencia.

Es así que para la definición de los proyectos de transmisión, además de los análisis eléctricos, se realizan evaluaciones económicas que consideran los diferentes impactos sobre los usuarios del servicio de energía eléctrica, buscando de esta manera soluciones que minimicen los costos de inversión y maximicen los beneficios.



En el desarrollo de los diferentes Planes de Expansión, las metodologías de análisis y evaluación de los proyectos se han ido adaptando conforme evolucionan las reglas de operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN y del mercado mismo. De manera específica, el reciente esquema del cargo por confiabilidad, que define la expansión de la generación, implicó considerar beneficios asociados a la seguridad en el abastecimiento de la energía eléctrica, así como los costos en que deben incurrir los usuarios por dicha confiabilidad. De igual forma, ha sido necesario detallar los mecanismos que permiten estimar los beneficios de los proyectos de transmisión, cuando los mismos pretenden incrementar la confiabilidad del sistema, eliminar el agotamiento de la infraestructura existente, reducir los sobrecostos operativos (restricciones) y viabilizar la atención de nuevos usuarios.

A continuación se detalla la metodología de cuantificación de beneficios, para la formulación y definición del Plan de Transmisión. Se presentan los supuestos considerados y los conceptos tenidos en cuenta en el desarrollo de la misma.

6.2.1 Metodología General de Planificación de la red de transmisión

En el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión, inicialmente se realiza un diagnóstico de la red actual, el cual sirve como marco de referencia. Posteriormente, se establece la red objetivo como visión de largo plazo, orientando así la expansión de corto y mediano plazo, y las soluciones a las deficiencias y necesidades identificadas. Se realizan análisis eléctricos como balances entre generación y demanda, estudios eléctricos de flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria y de voltaje. Igualmente, se determinan transferencias entre áreas, límites de importación o exportación, energía dejada de suministrar por agotamiento de la red, y generaciones de seguridad, entre otros.

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

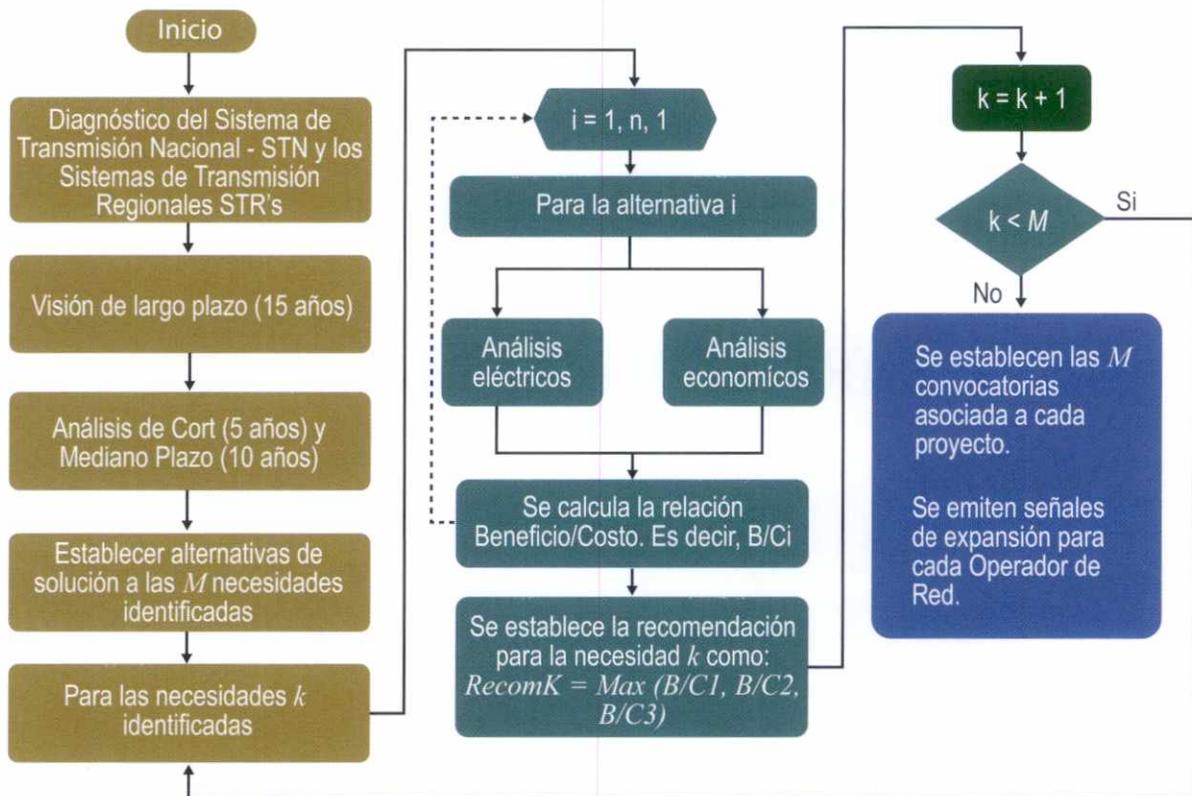
Finalmente, se determinan las obras del Sistema de Transmisión Nacional - STN que deben ejecutarse a través del mecanismo de Convocatorias Públicas y se establecen las señales y recomendaciones para los Sistemas Regionales de Transporte - STR. Ver Gráfica 6-1.

Los supuestos considerados en el ejercicio de planificación son los siguientes:

- Se determina el escenario de proyección de la demanda. La UPME utiliza el escenario alto, con el fin de establecer un margen frente al crecimiento real, y ser coherentes con la definición de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, respecto a los supuestos considerados para la definición de los proyectos del cargo por confiabilidad.
- Se determina el horizonte de análisis: corto, mediano y largo plazo.
- Se considera la capacidad instalada de generación y la expansión definida.
- Se consideran diferentes escenarios de despacho.

- Respecto a las interconexiones internacionales, inicialmente se consideran las máximas capacidades de intercambio.
- Se considera la expansión definida y prevista en los subsistemas regionales.
- Se consideran los grandes usuarios (cargas industriales).
- Se consideran los límites de sobrecarga permitida en estado de contingencias.
- Se tiene en cuenta la expansión definida según el Plan de Expansión más reciente.

Gráfica 6-1: Metodología general de planificación del Sistema de Transmisión Nacional – STN



Fuente de gráfica: UPME

En el ejercicio de planificación del sistema, generalmente se cuantifican 4 tipos de beneficios para la definición de las obras de expansión. Estos son: confiabilidad eléctrica, beneficios por agotamiento de la red, confiabilidad energética y eliminación y/o reducción de restricciones. A continuación se explican cada uno de ellos.

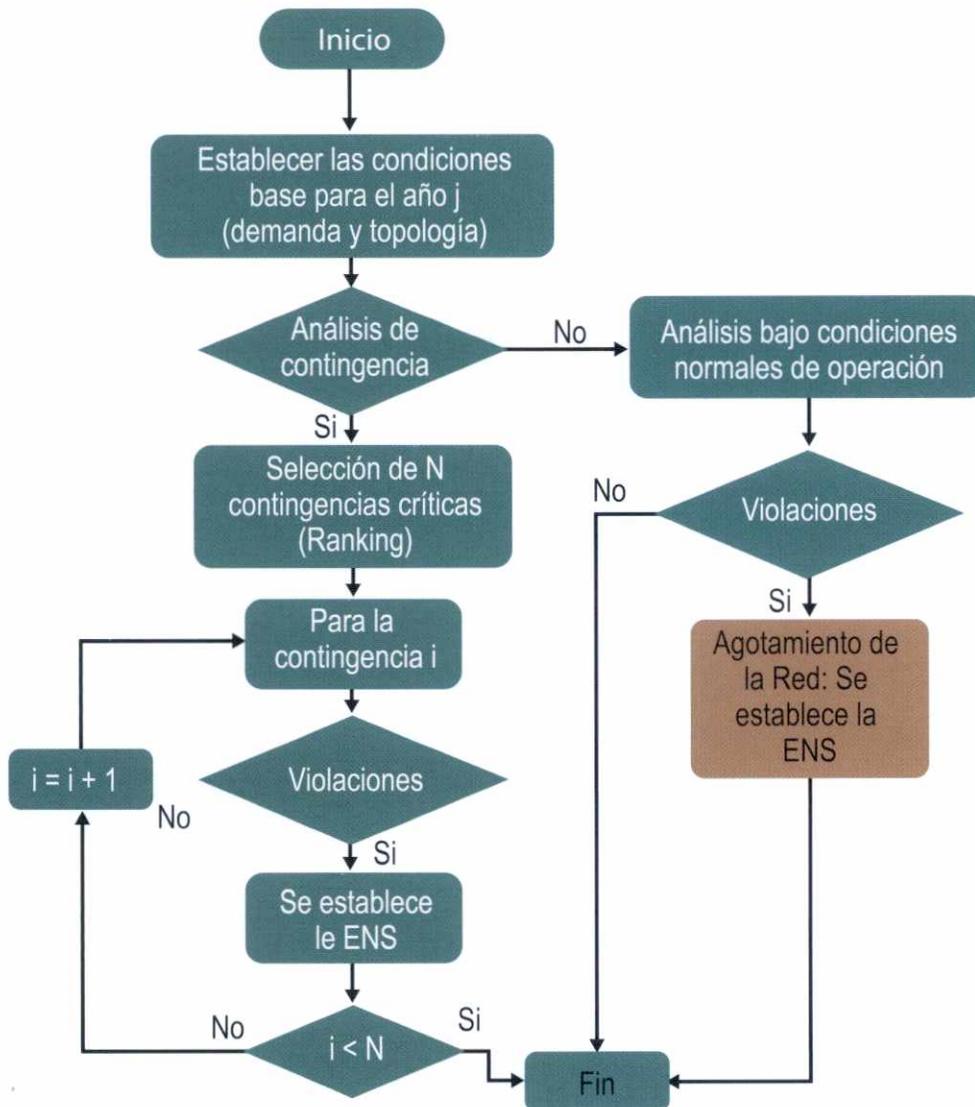
6.2.1.1 Confiabilidad eléctrica y agotamiento de la red (reducción del valor esperado de la energía no suministrada)

En primera instancia se establecen las condiciones base del sistema, es decir, demanda y topología. Posteriormente se determina bajo condiciones normales de operación y contingencia sencilla, el desempeño del sistema en relación a sus principales variables eléctricas, a saber, tensión, cargabilidad y frecuencia. Si se identifican violaciones, se calcula el valor esperado de la Energía No Suministrada - ENS y se valora la misma con la diferencia entre el costo de racionamiento y el costo unitario del servi-

cio de energía eléctrica. El costo de racionamiento se selecciona calculando el deslastre de carga necesario para evitar violaciones, y su porcentaje de participación en relación a la demanda operativa donde se identifica la problemática.

Vale la pena mencionar que las alternativas de solución que se estudian para resolver las deficiencias de la red, no se valoran a costo de restricciones, ya que este procedimiento sólo se utiliza cuando se dispone de generación local para mitigar los efectos de la contingencia o el agotamiento de la red. En la Gráfica 6-2 se describe la metodología.

Gráfica 6-2: Metodología de análisis para la cuantificación de beneficios por confiabilidad y agotamiento de la red



Fuente de gráfica: UPME

6.2.1.2 Confiabilidad Energética

Se presentan beneficios por confiabilidad energética para el país cuando se trata de un proyecto que permite: i) la conexión de una central de generación resultante de las subastas del Cargo por Confiabilidad.

bilidad; ii) la reducción de los costos operativos, fundamentalmente por el incremento de los límites de intercambio entre áreas y; iii) la reducción de pérdidas en el sistema. La siguiente ecuación indica la forma de calcular la relación Beneficio / Costo de este tipo de proyectos.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=1}^n [E_i (CR_1 - P_E) \cdot Prob] + R_{Cost Oper}}{\sum_{i=1}^n E_i \cdot C_C + Costo_{Red}}$$

Dónde:

- ✓ E_i : Obligación de Energía Firme para el año i.
- ✓ CR_j : Escalón uno del costo de racionamiento.
- ✓ P_E : Precio de Escasez.
- ✓ $Prob$: Probabilidad de un fenómeno hidrológico extremo.
- ✓ $R_{Cost Oper}$: Beneficios por reducción del costo operativo.
- ✓ C_C : Costo del Cargo por Confiabilidad.
- ✓ $Costo_{Red}$: Costo de la red de transmisión para conectar el proyecto de generación.

En primera instancia se establecen los beneficios del cargo por confiabilidad. Para ello, se multiplica anualmente cada una de las Obligaciones de Energía Firme – OEF por la diferencia entre el costo de Racionamiento y el Precio de Escasez, y por la probabilidad de ocurrencia de un escenario hidrológico extremo (Fenómeno El Niño). Lo anterior en virtud a que el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, asume que la falta de esta energía ocasionaría desatención de demanda y que el compromiso de Energía en Firme se activa cuando el precio de bolsa es superior al Precio de Escasez. Posteriormente se establecen los beneficios por reducción del costo operativo. Se valora la disminución o eliminación de restricciones con la incorporación del proyecto de transmisión, y se adicionan los beneficios por reducción del costo marginal, ya que se trata de la conexión de un generador. Así mismo se tienen en cuenta los beneficios por reducción de pérdidas en el STN. En relación a los Costos del Proyecto, se tienen dos componentes. La primera está relacionada con el Costo del Cargo por Confiabilidad y la segunda con el costo de la red de transmisión (fórmula adoptada por resolución UPME 0515 de 2008).

6.2.1.3 Reducción y/o eliminación de Restricciones:

El Centro Nacional de Despacho - CND considera básicamente tres aspectos en la programación del despacho diario: la demanda nacional, el precio de oferta de cada planta del sistema (\$/kWh) y la disponibilidad de cada una de las unidades que la conforman. En otras palabras, se hace un despacho en orden de mérito (económico) y se considera un sistema uninodal, es decir, se tiene un solo generador y una sola carga sin limitaciones de red. En la práctica el Sistema Interconectado Nacional representa una restricción física natural, donde dependiendo del despacho que se materialice, se pueden violar los criterios de seguridad y confiabilidad.

Es por lo anterior que el CND valida horariamente si la red disponible es capaz de garantizar el despacho económico. De no ser posible, se establecen medidas operativas, como limitar el despacho de una planta, si por ejemplo ante contingencia de un elemento del sistema se presentan sobrecargas; o re-despachar unidades de generación que no están en mérito para el soporte de potencia reactiva y control de tensiones. En el primer caso se generaría una reconciliación negativa, ya que el generador que está en mérito no puede evacuar toda su potencia. En el segundo caso se ocasionaría una reconciliación positiva, ya que debieron ser llamadas a generar por seguridad algunas plantas fuera de mérito.

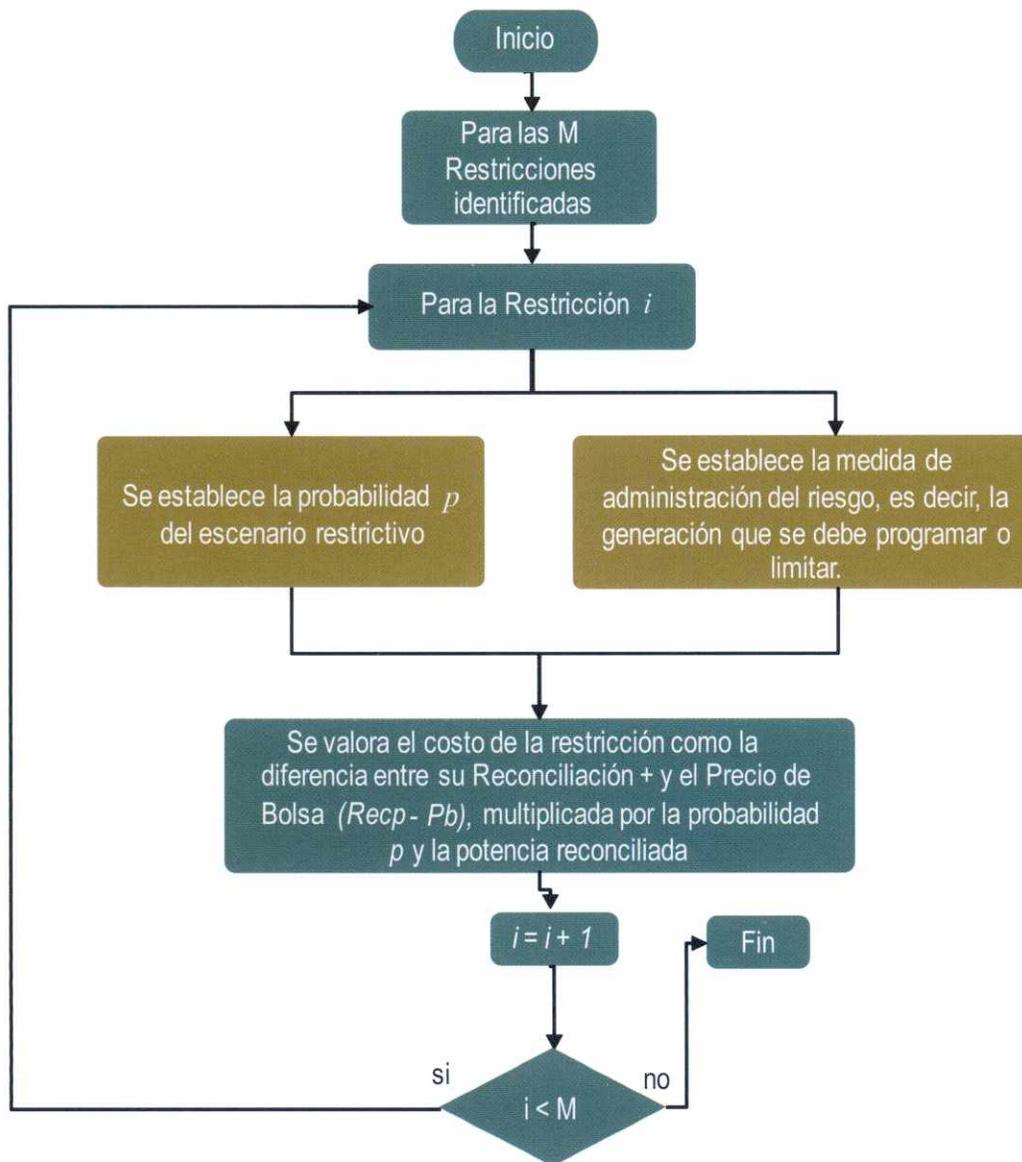
Las plantas que reconcilian positivamente generalmente no están en la base del despacho. Es por ello que la potencia que generan por seguridad, es liquidada a precio de reconciliación positiva (valor

superior al precio de bolsa). En contraste, las plantas que no pueden generar por limitaciones de la red y que están en mérito, devuelven la potencia que no pueden generar a precio de reconciliación negativa, que según la reglamentación actual, es el precio de bolsa.

Para poder prever este comportamiento en el largo plazo e identificar futuras restricciones, debe considerarse no solo la demanda futura, sino también la expansión del parque generador, el despacho esperado junto con su probabilidad de ocurrencia, y la red existente en el momento de hacer la evaluación. Todo lo anterior para establecer alternativas de expansión económicamente eficientes.

La Gráfica 6-3 presenta la metodología empleada por la Unidad para la cuantificación de este tipo de beneficios.

Gráfica 6-3: Metodología de análisis para la cuantificación de beneficios por reducción de restricciones



Fuente de gráfica: UPME

En primera instancia se identifican las restricciones del sistema. Para ello se utiliza el modelo eléctrico, realizando simulaciones de flujo de carga, de estabilidad de tensión y estabilidad dinámica. Una vez se establecen las limitaciones de la red, se determina paralelamente la generación que se debe limitar o programar, según el caso, y la probabilidad²⁰ del escenario restrictivo, es decir, el escenario donde la contingencia de un elemento del sistema ocasiona violaciones. Finalmente se valora la restricción como la potencia reconciliada, multiplicada por la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo y el sobre costo operativo (diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa).

El planteamiento detallado se describe a continuación: inicialmente se calcula la generación requerida, sin y con el nuevo proyecto de transmisión, de tal manera que se garantice la integridad y seguridad del sistema. Lo anterior considerando las restricciones y limitaciones de la red. La diferencia entre estos dos valores, afectada por la probabilidad de utilidad del proyecto, se multiplica por el sobrecosto operativo del sistema. La Gráfica 6-4 y la siguiente expresión presentan en detalle este procedimiento.

$$B = \sum_{i=1}^n (M). (SCOP). prob_{util\ proy}$$

Dónde:

- ✓ **M**: Diferencia entre la generación requerida sin y con proyecto. Es decir, la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión. También se puede ver como la capacidad de importación adicional de un área, cuando se tiene una nueva infraestructura a nivel de transmisión.
- ✓ **SCOP**: Es la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa. Este sobrecosto se materializa cuando se requiere un despacho fuera de mérito, con el objetivo de garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
- ✓ **prob_{util proy}**: Es la probabilidad de utilidad del proyecto. Diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al mínimo requerido, sin y con proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad, la variable aleatoria "despacho económico".

Respecto a estos planteamientos, la potencia que se reconcilia es evaluada con el sobrecosto operativo del sistema. Lo anterior siempre que se disponga de generación en el área. De lo contrario, una parte se evalúa a costo de restricción, y cuando la capacidad se agote, lo restante es evaluado a Costo de Racionamiento. La Gráfica 6-5 y la siguiente ecuación presentan este procedimiento.

$$B = \sum_{i=1}^n [(M_2). (SCOP). prob_{util\ proy} + (N). (CRO)]$$

Dónde:

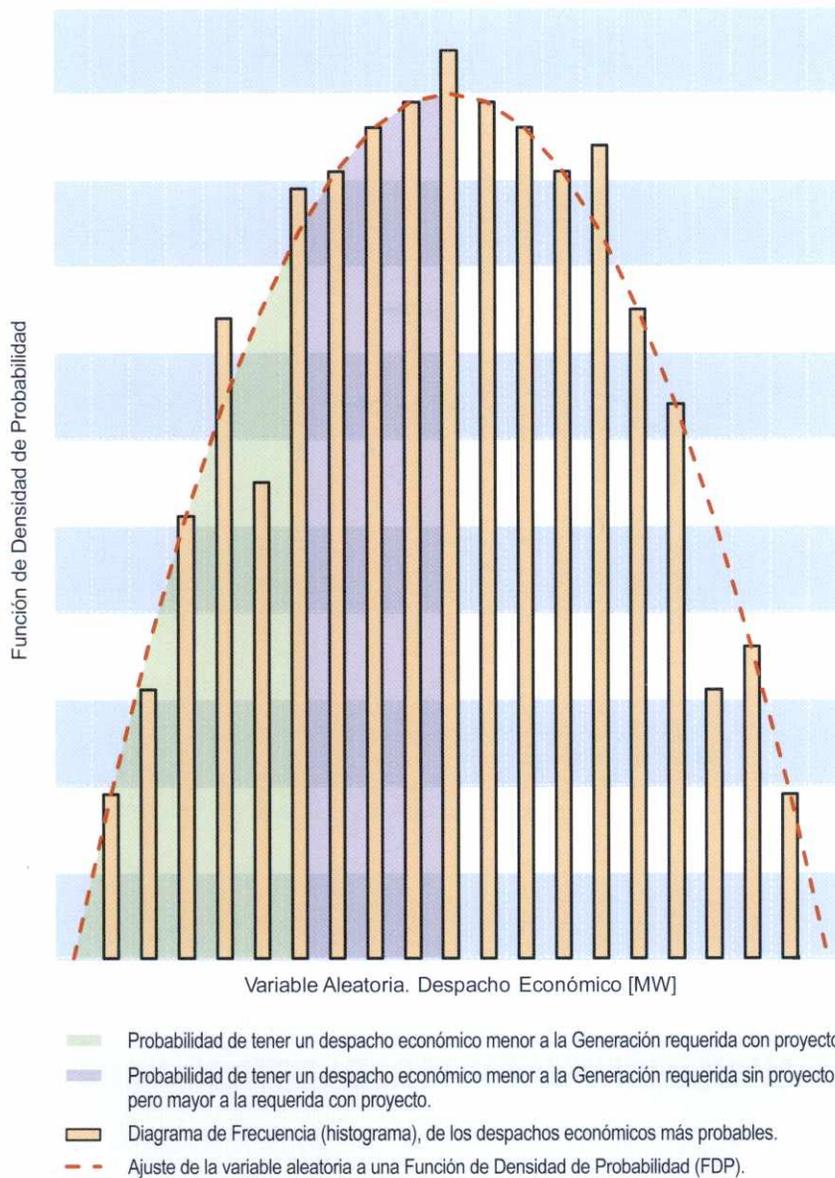
- ✓ **M₂**: Diferencia entre la capacidad instalada del área y la generación requerida con proyecto. Es la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión, hasta donde la capacidad instalada lo permita.
- ✓ **prob_{inf}**: Probabilidad de Utilidad del Proyecto en la franja donde la capacidad instalada es inferior a la generación requerida: Es la diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior a la capacidad instalada, que es uno, y mayor al despacho requerido con

²⁰ La probabilidad del escenario restrictivo se calcula con el Modelo de Programación Dinámica Dual y Estocástica - SDDP, sin considerar claro está la red de transmisión.

proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad, la variable aleatoria “despacho económico”.

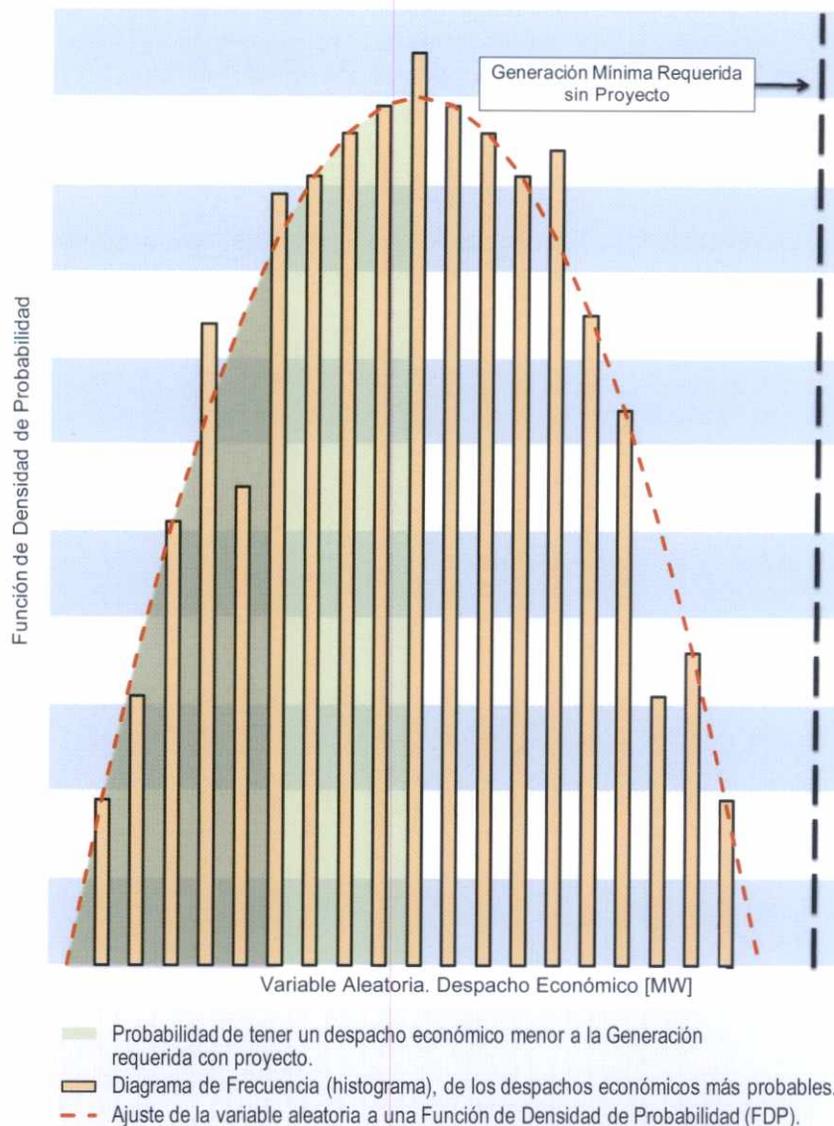
- ✓ *N*: Es la diferencia entre la generación requerida sin proyecto y la capacidad instalada del área operativa. En otras palabras, es la potencia que se racionaría para garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
- ✓ *CRO*: Es el Costo de Racionamiento. Se establece cuantificando el porcentaje de la demanda racionada en relación a un área Operativa.

Gráfica 6-4: Función de Densidad de Probabilidad de la Variable Aleatoria “Despacho Económico”



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-5: Función de Densidad de Probabilidad de la Variable Aleatoria "Capacidad instalada inferior a la generación requerida"



Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presentan los análisis de expansión del STN y las obras requeridas en el sistema durante todo el horizonte de planeamiento. Los beneficios establecidos para dicha infraestructura se calculan con la metodología expuesta.

6.3 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La unidad con el fin de dar cumplimiento a lo establecido por la resolución CREG 024 de 2013; la cual en su artículo 7, estableció:

“Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME. Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del área de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de



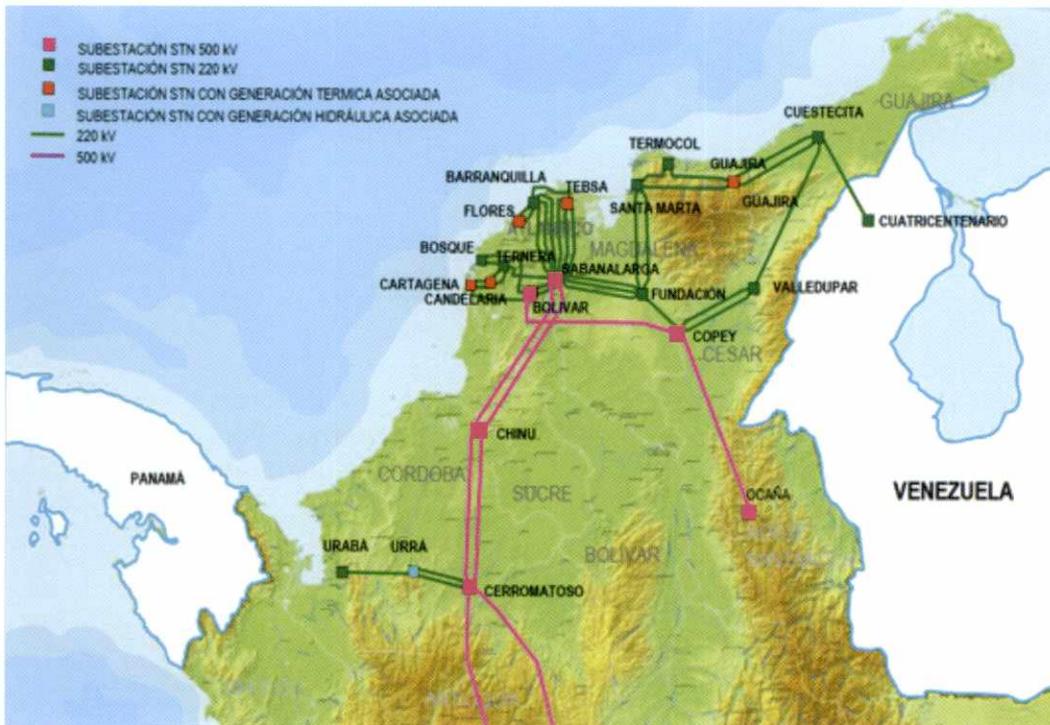
su respectivo plan de expansión que entregará a la UPME al año siguiente, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 31.

Si los OR no incluyen tales proyectos dentro de su plan de expansión, la UPME definirá el proyecto a ejecutar y lo incluirá en el Plan de Expansión del SIN. Los OR del área de influencia que no presentaron proyectos que atendieran las necesidades identificadas no podrán manifestar interés en ejecutar el proyecto que definió la UPME ni participar en los posibles Procesos de Selección para su ejecución en caso de que se tenga que recurrir a ellos”.

A continuación se presenta para cada una de las áreas operativas las necesidades identificadas, con el fin de que hagan parte de estudio por cada uno de los OR's y puedan presentar a la Unidad las obras necesarias para la solución de las diferentes problemáticas presentadas en este documento.

6.3.1 Área Caribe – Atlántico

Gráfica 6-6: Área Caribe



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

El área presenta diferentes situaciones relacionadas en su mayoría con agotamiento de red a nivel de 110 kV y de la capacidad de transformación, las cuales se presentan a continuación:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores;** se observan sobrecargas ante condiciones de falla de uno de los transformadores de Tebsa y de Flores 220/110 kV para condiciones de mínimo despacho de generación en el área; por lo cual se ve la necesidad de tener generación de seguridad a nivel del STR, des-optimizando el despacho económico y posibilitando desatención de demanda. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí 220 kV y obras asociadas con fecha de entrada para el año 2015, que mitiga gran parte de esta problemática.

También se está presentando agotamiento de la capacidad del transformador de Sabanalarga 220/110 kV con posible desatención de demanda ante contingencia de este. El OR presentó la alternativa del segundo transformador en Sabanalarga con fecha de entrada 2014, para solucionar esta situación.

- **Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico;** El agotamiento de la red del STR puede ocasionar desatención de demanda y despacho de generación fuera de mérito. Actualmente debe mantenerse generación de seguridad en el área para preservar el sistema ante contingencias sencillas. La UPME definió el proyecto Caracolí 220/110 kV con entrada en operación para el año 2015, que alivia en gran parte esta situación.
- **Niveles de corto circuito a nivel de valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores 110 kV;** Se presenta un aumento en el nivel de corto circuito, cercano a los límites de diseño, para las subestaciones Tebsa y Termoflores 110 kV. Con respecto a la subestación Termoflores se planteó por parte del OR, el seccionamiento de la barra de 110 kV para disminuir estos niveles.

Con respecto a la subestación Tebsa 110 kV, se recomienda verificar la posible reubicación de las máquinas de Termobarranquilla en la barra de 220 kV de TEBSA.

6.3.2 Área Caribe – Bolívar

Problemáticas identificadas

Las situaciones observadas de esta área están relacionadas con el agotamiento de la red a nivel de 66 kV y de la capacidad de los transformadores de conexión, las mismas se presentan a continuación:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV y de la red a 66 kV;** Esta deficiencia puede producir desatención de la demanda y des-optimización del despacho económico en Bolívar; el OR planteó la construcción del segundo transformador en la subestación Bosque 220/66 kV para el año 2015, un nuevo punto de inyección a 66 kV en la subestación Bolívar 220 kV para el año 2015 y el aumento de la capacidad de transformación en Ternera 220/66 kV pasando de 200 MVA a 300 MVA para septiembre de 2013. Sin embargo se observa un agotamiento progresivo de la red de 66 kV del STR, para lo cual la Unidad recomienda que se evalúe el cambio de nivel de tensión de 66 kV a 110 kV en el corto plazo.
- **Bajas tensiones;** se presentan bajas tensiones en la subestación El Carmen 110 kV y Zambrano 66 kV, que puede ocasionar desatención de demanda en el área. El OR planteó la necesidad de instalar nueva compensación capacitiva en la subestación el Carmen con fecha de entrada para el año 2014.

6.3.3 Área Caribe – Córdoba – Sucre

Problemáticas identificadas

Las diferentes situaciones observadas se presentan como consecuencia del agotamiento de la capacidad de transformación y bajas tensiones en los nodos del área, las cuales se presentan a continuación:

- **Agotamiento de capacidad de transformación;** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú, se observa sobrecargas en el transformador que queda en servicio y posible desatención de la demanda existente y limitación en la atención de nuevas cargas. Para solucionar esta problemática se definió un tercer transformador en Chinú 500/110 kV que entraría en operación a finales del año 2013, adicional al nuevo proyecto línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV y obras asociadas, con fecha de entrada en operación para el año 2015.

- **Bajas tensiones;** Se observan bajas tensiones en las subestaciones Montería y Río Sinú 110 kV en condición normal de operación y ante contingencia, que puede producir desatención de la demanda existente y limitación en la conexión de nuevos usuarios. Para solucionar esta problemática se definió el proyecto línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV y obras asociadas, con año de entrada 2015. Adicional a esto se tiene previsto la instalación de una compensación capacitiva en la subestación Montería 110 kV, solicitada por el OR, para entrar en operación en el año 2015.

6.3.4 Área Caribe – Cerromatoso

Problemáticas identificadas

Las situaciones observadas, son consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, las cuales se presentan a continuación:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación;** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en la subestación Cerromatoso, se observa sobrecarga en los otros transformadores que quedan en servicio, lo que puede llevar a producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas cargas. Además de la necesidad de generación de seguridad al interior de la Sub-área, para solucionar esta problemática, se definió un tercer transformador 500/110 kV en la subestación Cerromatoso, que entraría en operación en el año 2014.

6.3.5 Área Caribe – Guajira - Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes dificultades relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red a 110 kV y la existencia de redes radiales en el STR, las cuales se presentan a continuación:

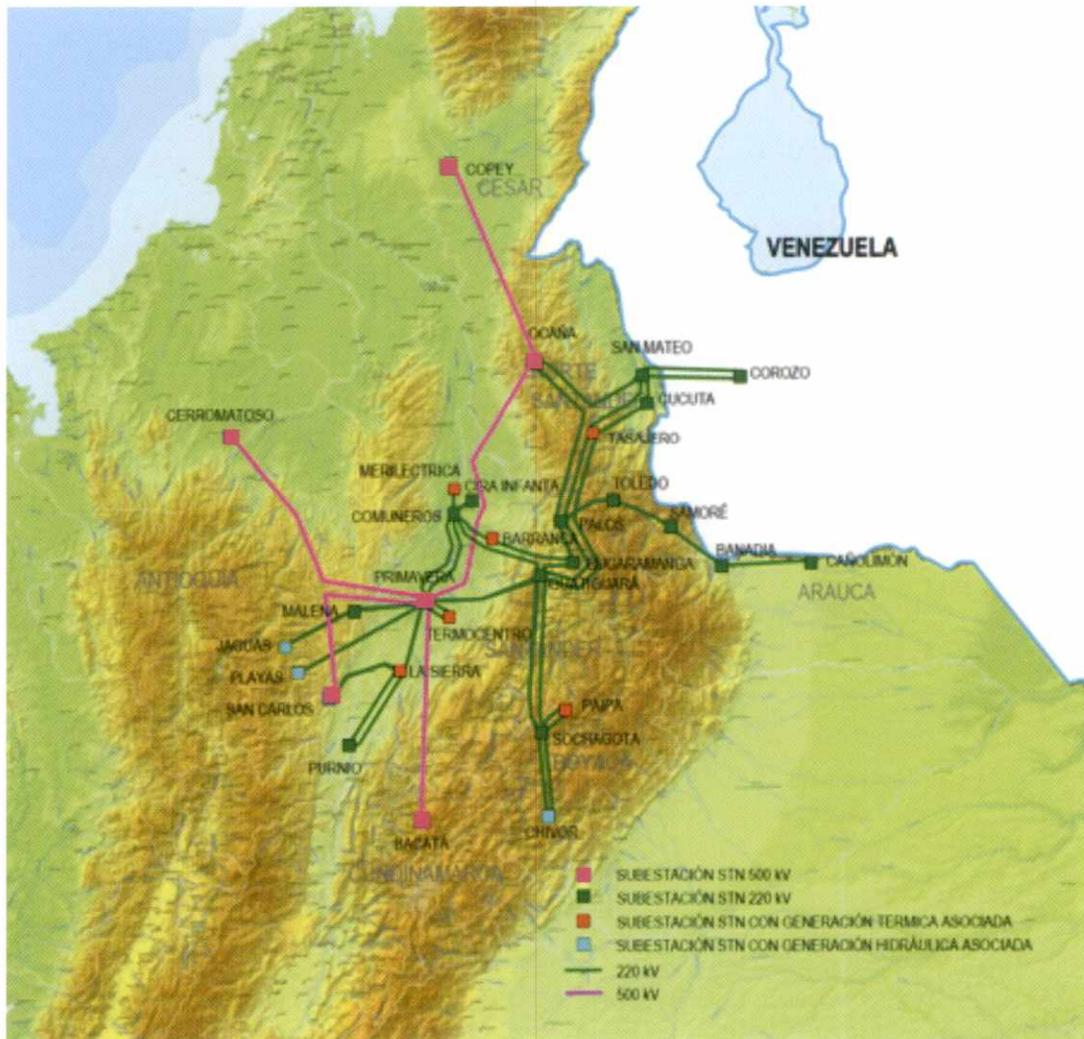
- **Agotamiento de la capacidad de transporte;** se tiene agotamiento de la capacidad de carga de la línea Fundación – Río Córdoba 110 kV, debido al crecimiento de la demanda conectada en las subestaciones del enlace Santa Marta – Gaira – Río Córdoba – Fundación 110 kV. Esta condición puede generar sobrecargas en el circuito y desatención de demanda; para solucionar esta problemática se está estudiando por parte de la UPME la viabilidad de un nuevo punto de inyección a 220 kV en la subestación Río Córdoba 110 kV.
- **Agotamiento de la capacidad de transformación;** Ante la contingencia de uno de los transformadores en la subestación Fundación 220/110 kV, se observa sobrecarga en el transformador que queda en operación, que puede provocar desatención de demanda en la zona. Se recomienda al OR estudiar la incorporación de un tercer transformado 220/110 kV en la subestación Fundación 220 kV. Adicional a lo anterior la necesidad del nuevo punto de inyección a 220 kV en la subestación Río Córdoba 110 kV complementa la solución.

La contingencia de uno de los transformadores en Cuestecitas 220/110 kV, provoca sobrecarga en el transformador que queda en servicio y esto puede ocasionar desatención de demanda en el área. Como solución, el OR presentó la alternativa de instalación de un tercer transformado 220/110 kV – 100 MVA en dicha subestación, adicional al cambio de capacidad de los transformadores existentes de 60 MVA a 100 MVA.

La misma situación se presenta ante la falla del único transformador de Copey 220/110 kV que produce desatención total de la demanda de las subestaciones El Copey, El Paso y El Banco 110 kV. Se recomienda al OR tener en cuenta en sus planes de expansión, el nuevo punto de inyección a 500 kV, La Loma, para solucionar la problemática de esta zona.

6.3.6 Área Nordeste –Santander

Gráfica 6-7: Área Nordeste



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

En esta área se presentan diferentes situaciones, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red a 115 kV, que podrá ocasionar demanda no atendida.

Dentro de las problemáticas observadas están:

- Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV; como consecuencia del crecimiento de la demanda se observa agotamiento de la capacidad de transformación. Se recomienda al OR estudiar el fortalecimiento de los puntos de transformación (Palos, Bucaramanga y Barranca) o establecer nuevos puntos de conexión 230/115 kV.
- Agotamiento de la red a 115 kV; como consecuencia del crecimiento de la demanda se observa agotamiento de la red a 115 kV, que podría conducir a tener demanda no atendida. Se recomienda al OR reforzar la red del STR de todo el departamento de Santander.



6.3.7 Área Nordeste Norte de Santander

Problemáticas identificadas

Actualmente el Norte de Santander presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación, agotamiento de red del STR que podrá conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas y sus impactos:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV;** Como consecuencia del crecimiento de la demanda se observa alta cargabilidad en los transformadores de conexión del área tales como Ocaña y San Mateo, y sobrecargas, que ocasionan bajas tensiones y colapso, ante la contingencia sencilla de alguno de ellos y mínima generación en el área. El OR planteó el refuerzo de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Ocaña 115 kV con fecha de entrada enero de 2016 y en la subestación San Mateo 115 kV para diciembre de 2015. Estas obras ya fueron conceptuadas por la UPME.
- **Agotamiento de la red a 115 kV;** También se observa agotamiento de la red a 115 kV, que puede conducir a tener demanda no atendida ante contingencias sencillas. El OR planteo compensación capacitiva en la subestación Tibu 115 kV con fecha de entrada en operación en diciembre de 2015, compensación en Aguachica 115 kV con fecha de entrada en marzo de 2016 y en Ayacucho 115 kV con fecha de entrada en mayo de 2016.

Adicionalmente a continuación se muestran la obras de expansión aprobadas por la UPME al Operador CENS cada una con la fecha de entrada:

Tabla 6-1: Proyectos aprobados a CENS

Nombre del Proyecto	Fecha de Entrada
Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV	jul-15
Segundo transformador en San Mateo 115 kV	dic-15
Compensación en la subestación Tibú 115 kV	ene-16
Repotenciación de la línea Belén - La Ínsula 115 kV	ene-16
Dos transformadores adicionales en Ocaña 115 kV	mar-16
Subestación Nueva Aguachica 115 kV	mar-16
Reconfiguración de la línea Ocaña - Aguachica 115 kV	abr-16
Compensación en Aguachica 115 kV	abr-16
Línea Aguachica Nueva - Ayacucho 115 kV	may-16
Normalización de la subestación Ayacucho 115 kV	may-16
Compensación en Ayacucho 115 kV	may-16
Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV	jul-17
Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV	jul-17

Fuente de tabla: UPME

6.3.8 Área Nordeste – Boyacá - Casanare

Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes situaciones, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y del agotamiento de la red a 115 kV, que puede llevar a presentar energía no suministrada ante contingencias sencillas y des - optimización del despacho.

Problemáticas observadas:

- **Sobrecarga de los transformadores de Paipa 230/115kV ante salida del Transformador paralelo de 180 MVA:** Se observa agotamiento de la capacidad de la transformación 223/115 kV, lo que puede producir colapso del área, demanda no atendida y des-optimización del despacho en Boyacá y Casanare. El OR EBSA planteó un nuevo punto de conexión al STN.
- **Agotamiento en la red a 115 kV.** Se observa posibilidad de demanda no atendida ante contingencias sencillas en la red del STR y desoptimización del despacho. Se recomienda a los OR's EBSA y ENERCA presentar proyectos que mitiguen la situación antes mencionadas.

6.3.9 Área Nordeste – Arauca

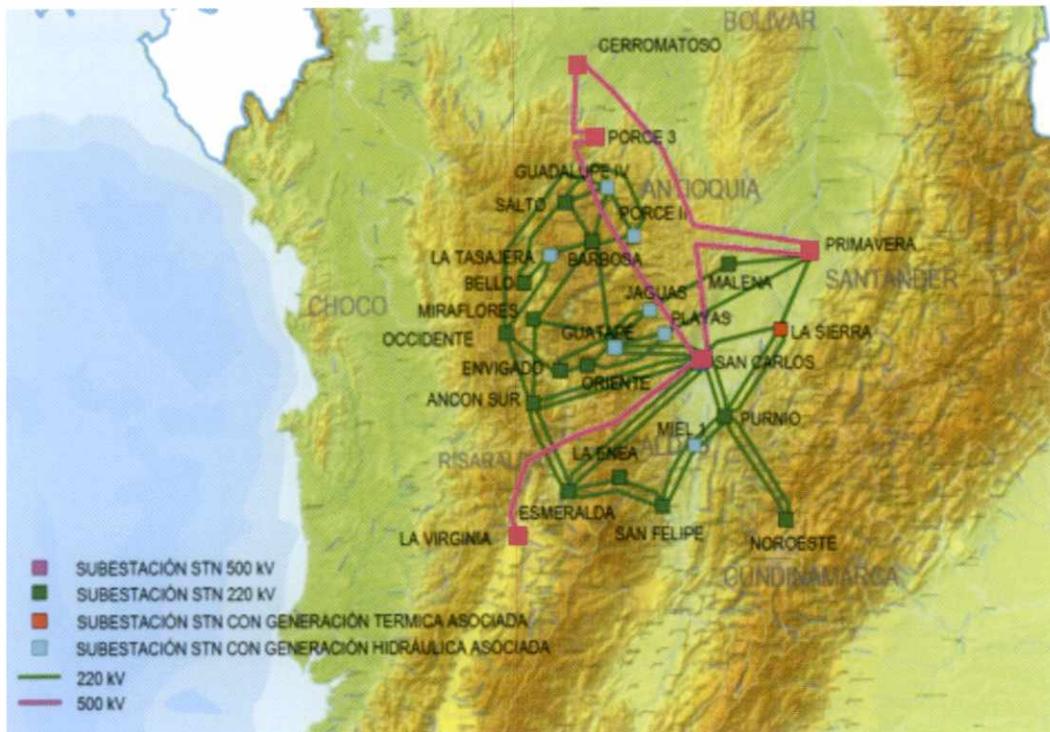
Problemáticas identificadas

El área atiende su demanda de manera radial. A continuación se presenta la problemática observada:

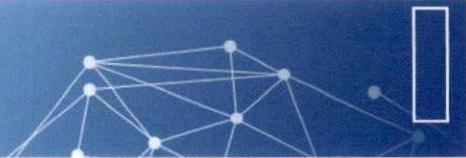
- **Atención radial de la demanda;** La demanda del área está siendo atendida de manera radial, lo cual puede ocasionar, ante contingencias sencillas, que se presente demanda no atendida. El OR ELENAR plantea una interconexión con el sistema de ENERCA a nivel de 115 kV; sin embargo se recomienda al OR, estudiar alternativas con nuevos puntos de conexión al STN.

6.3.10 Área Antioquia

Gráfica 6-8: Área Antioquia



Fuente de gráfica: UPME
Problemáticas identificadas



Esta área presenta diferentes problemáticas, en su mayoría relacionadas con la gran capacidad de generación instalada en el STR y el STN. Se presentan bajas tensiones en algunas sub - áreas ante contingencia sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. A continuación se presentan las situaciones observadas:

- **Sobrecargas de transformadores;** ante falla de uno de los transformadores en Bello 220/110 kV, se presenta sobrecarga en el transformador en paralelo, lo que genera una limitación en la generación del norte de Antioquia; actualmente se tiene definido el proyecto Bello - Guayabal - Ancon 220 kV y obras asociadas con fecha de entrada 2015, que aliviará la situación mencionada.
- **Sobrecarga de circuitos;** se observa sobrecarga del enlace Envigado - Guayabal 110 kV en estado normal de operación y contingencia sencilla, que genera limitación de la generación en el norte de Antioquia. El proyecto Bello - Guayabal - Ancon 230 kV y obras asociadas evitará dicha situación.

Respecto a los problemas de congestión en el enlace Salto - Yarumal 110 kV la UPME aprobó la repotenciación del mencionado enlace con la nueva subestación Yarumal 2 - 2012 y el nuevo circuito Yarumal 2 - Riogrande 110 kV para diciembre de 2013.

- **Bajas tensiones;** Ante la contingencia de la línea Playas - Puerto Nare 110 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones que quedan alimentadas aguas abajo de Calderas 110 Kv (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare) con la consiguiente desatención de demanda. Actualmente se tiene definido un nuevo punto de inyección a nivel 230 kV denominado la Sierra 110 kV y un nuevo circuito la Sierra - Cocorná 110 kV, con fecha de entrada 2015. Adicionalmente la UPME definió la nueva subestación San Lorenzo 110 kV para la conexión de la Planta con OEF denominada San Miguel junto con otras plantas menores para entrar en operación a finales de 2013.

Para los problemas de bajas tensiones y confiabilidad en el sur oriente de Antioquia la UPME definió el circuito San Lorenzo - Sonsón 110 kV que aliviará el riesgo de desatención de demanda y energía atrapada en el área mencionada.

- **Atención radial de la demanda** con bajas tensiones, ante la contingencia del transformador de Urabá 220/110 kV.

6.3.11 Área Antioquia - Chocó

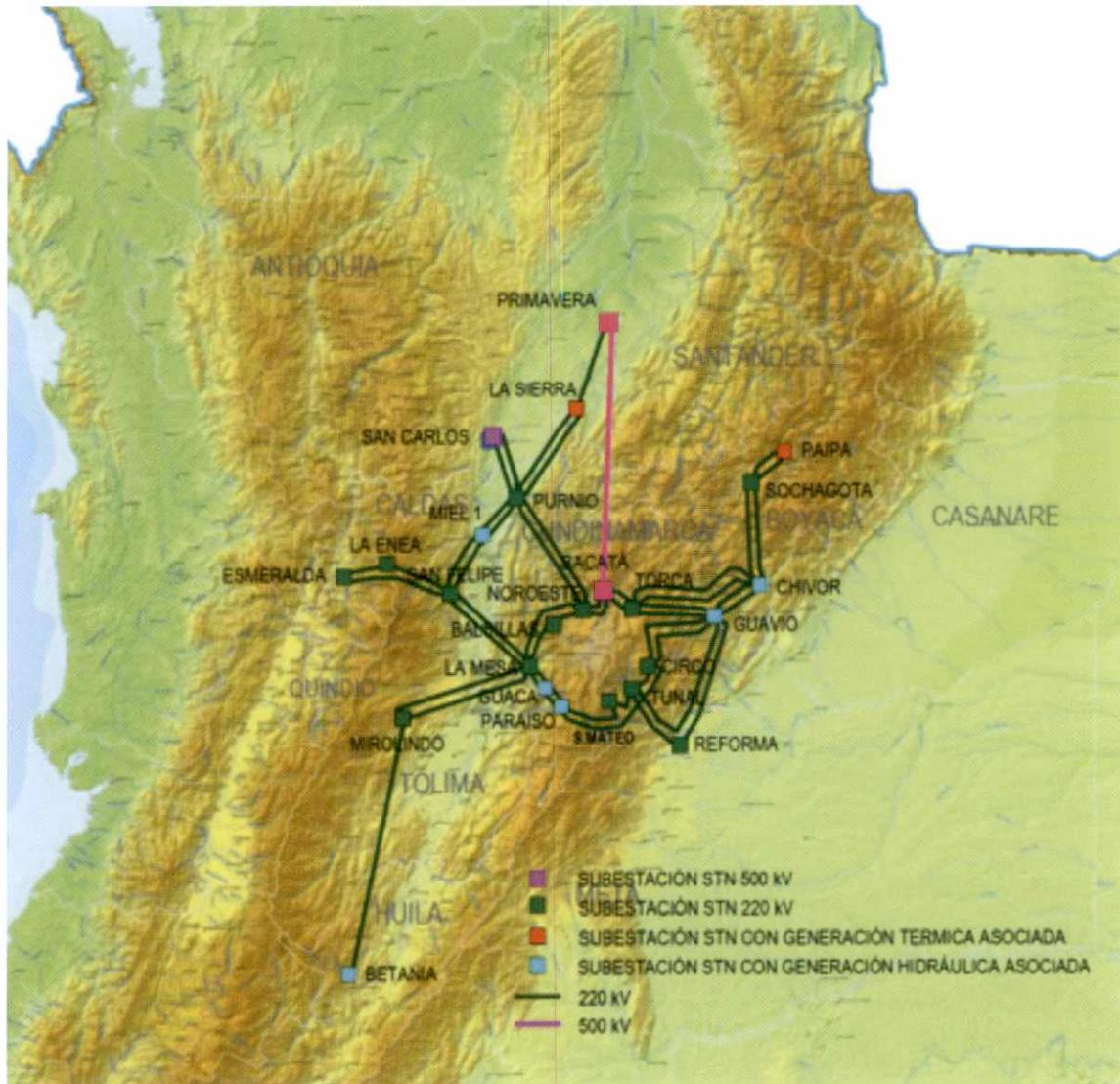
Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas con atención radial de la demanda y bajas tensiones en las subestaciones, las cuales se se presentan a continuación:

- **Atención radial de la demanda;** se observa que ante la topología actual, la contingencia del transformador de Virginia 230/115 kV o del circuito Virginia - Certegui 115 kV se presenta desatención de la demanda. Actualmente como solución a esta problemática el OR presentó la normalización de la subestación El Siete 115 kV que permitiría cerrar el anillo y atender la demanda del Chocó mediante el enlace Bolombolo - Barroso - El Siete - Quibdó - Certegui - Virginia 115 kV. Se recomienda al OR estudiar y presentar alternativas de expansión que sean complementarias a las obras presentadas y que eviten bajas tensiones ante condiciones de contingencia en el mediano y largo plazo.

6.3.12 Área Oriental – Bogotá

Gráfica 6-9: Área Oriental



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

Problemáticas encontradas y algunas soluciones definidas.

- **Sobrecarga del transformador Bacatá 500/115 kV** ante falla de transformador Bacatá 500/230 kV. Se observa que ante la salida del transformador de Bacatá 500/230 kV, se sobrecarga el transformador 500/115 kV pudiéndose presentar demanda no atendida o des-optimización del despacho de generación. Actualmente se tienen definidos y adjudicados los proyectos Nueva Esperanza y obras asociadas y el proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV y obras aso-

ciadas, ambos con entrada en operación para el año 2015. Adicionalmente se definió el adelanto de la construcción del segundo transformador 500/115 kV en la subestación Bacatá para el año 2014.

- **Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá;** Ante contingencias en líneas del STR, como son Bacatá – Chía 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Bacatá – El Sol 115 kV, se presentan bajas tensiones en el norte de la sabana, lo que puede producir demanda no atendida o generación fuera de mérito. Actualmente como solución a esta problemática se tiene definido el proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV para el año 2015 y la incorporación de una compensación capacitiva en Ubate de 50 MVAR para el año 2013 propuesta por el Operador de Red del área.
- **Sobrecargas en líneas:** En condición normal de operación se presenta alta cargabilidad del enlace Torca - Aranjuez 115 kV y sobrecarga de este ante contingencias sencillas. Actualmente no se tiene solución ante esta problemática y el operador de red no ha propuesto obras que la mitiguen.

6.3.13 Área Oriental – Meta

Problemáticas identificadas

Las diferentes problemáticas de esta área se relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

Problemáticas encontradas y algunas soluciones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación.** En la subestación la Reforma 230/115 kV, ante contingencia de uno de los bancos actuales, se produce sobrecarga en el que queda en servicio, provocando demanda no atendida y limitación de conexión de nuevas cargas en el STR del Meta. Actualmente se tiene definido el proyecto Súrria 230 kV y obras asociadas, como solución a esta problemática con fecha de entrada para el año 2015. Adicionalmente se aprobó la construcción del tercer transformador en Reforma 230/115 kV para entrar en operación en diciembre de 2013.
- **Atención radial de la demanda;** se observa que debido a la topología actual, las subestaciones a 115 kV Súrria, Puerto López y Puerto Gaitán son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa, que ante alguna contingencias sencilla de alguno de estos enlaces se produce desatención de demanda. Actualmente está definido el proyecto Surria 230/115 kV y obras asociadas como solución a esta problemática con fecha de entrada en operación para el 2015. El Operador de Red del área presentó soluciones a nivel del STR, las cuales fueron aprobadas por la Unidad y corresponden a las mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 6-2: Proyectos aprobados a EMSA

Nombre del Proyecto	Fecha de Entrada
Subestación Surria 115 kV	
Energización Ocoa - Surria - Puerto López 115 kV	jun-12
Subestación Puerto López 115 kV	
Energización Puerto López - Puerto Gaitán 115 kV	
Subestación Puerto Gaitán 115 kV	
Segundo Circuito Surria - Puerto López 115 kV	
Tercer transformador 230/115 kV 150 MVA - Subestación La Reforma	dic-13
Segundo Circuito Puerto López - Puerto Gaitán 115 kV	
Subestación Ocoa 115 kV	sep-15
Transformadores 230/115 kV 2x150 MVA en la S/E Surria	

Fuente de gráfica: UPME

Las demandas asociadas a la subestación Granada y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. Se recomienda a los ORs incumbentes, estudiar nuevas obras a nivel del STR que eliminen esta situación.

6.3.14 Área Suroccidental – Caldas- Quindío – Risaralda

Gráfica 6-10: Área Suroccidental



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas especialmente con el agotamiento de la capacidad de la transformación, sobrecargas de elementos ante contingencia y bajas tensiones. A continuación se presentan las diferentes situaciones observadas y algunas soluciones definidas.

- **Agotamiento de la capacidad de transformación;** Ante la condición de falla de uno de los transformadores en la subestación la Esmeralda 230/115 kV se provoca sobrecarga en el otro, con probable desatención de demanda o des-optimización del despacho de generación. Actualmente se tiene definido y adjudicado el proyecto Armenia 230/115 kV y obras asociadas como solución a esta problemática junto con la necesidad de instalación de un tercer transformador 230/115 kV en Esmeralda para el año 2014.
- **Sobrecargas de elementos;** se observa que ante la falla del transformador de la subestación Cartago 230/115 kV se presentan sobrecargas de los enlaces Rosas - Dos Quebradas 115 kV, lo que puede producir desatención de demanda y des-optimización del despacho. Actualmente se tiene definida la entrada en operación de un segundo transformador Cartago 230/115 kV para el año 2014, obra que aliviaría la sobrecarga; sin embargo, se recomienda a los OR's incumbentes estudiar y presentar alternativas de expansión en el STR que mitiguen esta situación.

Las contingencias sencillas del transformador de San Felipe 230/115 kV y de los enlaces San Felipe - Mariquita - La Victoria 115 kV, ocasionan violaciones de tensión y desatención de demanda. La UPME aprobó el Proyecto Purnio 230/115 kV y el enlace Purnio - La Dorada 115 kV para el año 2014, que da solución a estos inconvenientes.

6.3.15 Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas

Están relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación y sobrecargas de circuitos del STR.

Problemáticas observadas y algunas soluciones:

- **Sobrecargas en estado estacionario;** se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV ante condiciones simultáneas, de alto despacho térmico en el área, bajo despacho en el Alto y Bajo Anchicaya y contingencia N-1 en líneas del STR. Actualmente el OR presente como solución a esta problemática la repotenciación del enlace Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV.
- **Sobrecargas en contingencia;** se presenta la sobrecarga del enlace Rosa-Dosquebradas 115 kV del Área CQR, ante la contingencia del transformador 230/115 kV de Cartago, lo que puede llevar a que se presente demanda no atendida en CQR y Valle, bajas tensiones en el norte del Valle y generación fuera mérito. Actualmente se tiene aprobada la entrada del 2º transformador de Cartago para mediados del año 2014 como solución a esta problemática.
- **Agotamiento en la transformación;** ante condiciones de alta generación hidráulica en el área se presenta alta cargabilidad de la transformación y sobrecarga ante contingencia en los transformadores de San Marcos 230/115 kV o Yumbo 230/115 kV, produciéndose una des-optimización del despacho con generación fuera de mérito. Actualmente se tiene definido el proyecto Alférez 230/115 kV y obras asociadas como solución a esta problemática con fecha de entrada en operación para el 2013.

6.3.16 Área Suroccidental – Cauca - Nariño

Problemáticas identificadas

La problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR. A continuación se presentan las diferentes situaciones observadas y algunas soluciones aprobadas:

- **Agotamiento de la red a 115 kV;** se observa que ante contingencias simples, se puede producir demanda no atendida debido a la radialidad de conexión de las subestaciones. Se recomienda al OR estudiar proyectos a nivel del STR que mejore las condiciones del sistema y considerar un nuevo punto de conexión al STN.
- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV;** se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, lo que puede producir demanda no atendida en condiciones normales de operación y ante contingencia. Actualmente como parte de la solución el OR se encuentra en proceso de instalación de un segundo Transformador en la subestación Jamondino con fecha de entrada en operación diciembre de 2013, se recomienda a los ORs incumbentes estudiar y presentar nuevos puntos de conexión al STN y/o repotenciar los actuales.

6.3.17 Área Suroccidental Tolima – Huila- Caquetá

Problemáticas identificadas

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, de la red a 115 kV y bajas tensiones ante contingencias sencillas, las cuales se presentan a continuación:

- **Bajas tensiones;** se observa que ante contingencias sencillas a 115 kV y transformadores de conexión se presentan bajas tensiones en subestaciones del área, que puede ocasionar demanda no atendida. Se recomienda a los OR's incumbentes estudiar y presentar obras a nivel del STR que mitiguen la situación antes mencionadas.
- **Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda;** se observa sobrecargas de circuitos y transformadores de conexión al STN en condiciones de falla de elementos que pueden llevar a presentar desatención de demanda debido a la topología radial de estas áreas. Se recomienda a los ORs incumbentes estudiar y presentar obras que mitiguen esta situación, tales como aumento de capacidad de transformación en Betania y Mirolindo, obras a nivel del STR, obras que eliminen la radialidad de Florencia y Doncello, así como aumento de la capacidad de transformación en Altamira. El OR – Electrocaquetá presentó el Plan de Expansión donde incluyó el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV. Cabe anotar, que no tuvo en cuenta el segundo transformador en la subestación Altamira, por lo cual se le solicita al OR estudiar esta alternativa adicional.
- **Sobrecargas en contingencia;** se observan sobrecargas de circuitos de Enertolima y Electrohuila ante contingencias sencillas en las fronteras de las dos áreas, que puede causar demanda no atendida. La UPME conceptuó la construcción de la nueva subestación Natagaima 115 kV para el 2014, que aliviará parte de la problemática de estas áreas.

6.3.18 Área Suroccidental Putumayo

Problemáticas identificadas

El área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda.

- **Atención Radial de la demanda;** se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. Se recomienda al OR, presentar alternativas de expansión relacionadas con la ampliación de la capacidad de transformación y/o estudiar nuevos puntos de inyección al STN.

6.4 ANÁLISIS DEL STN

6.4.1 Análisis plantas con obligaciones de energía en firme

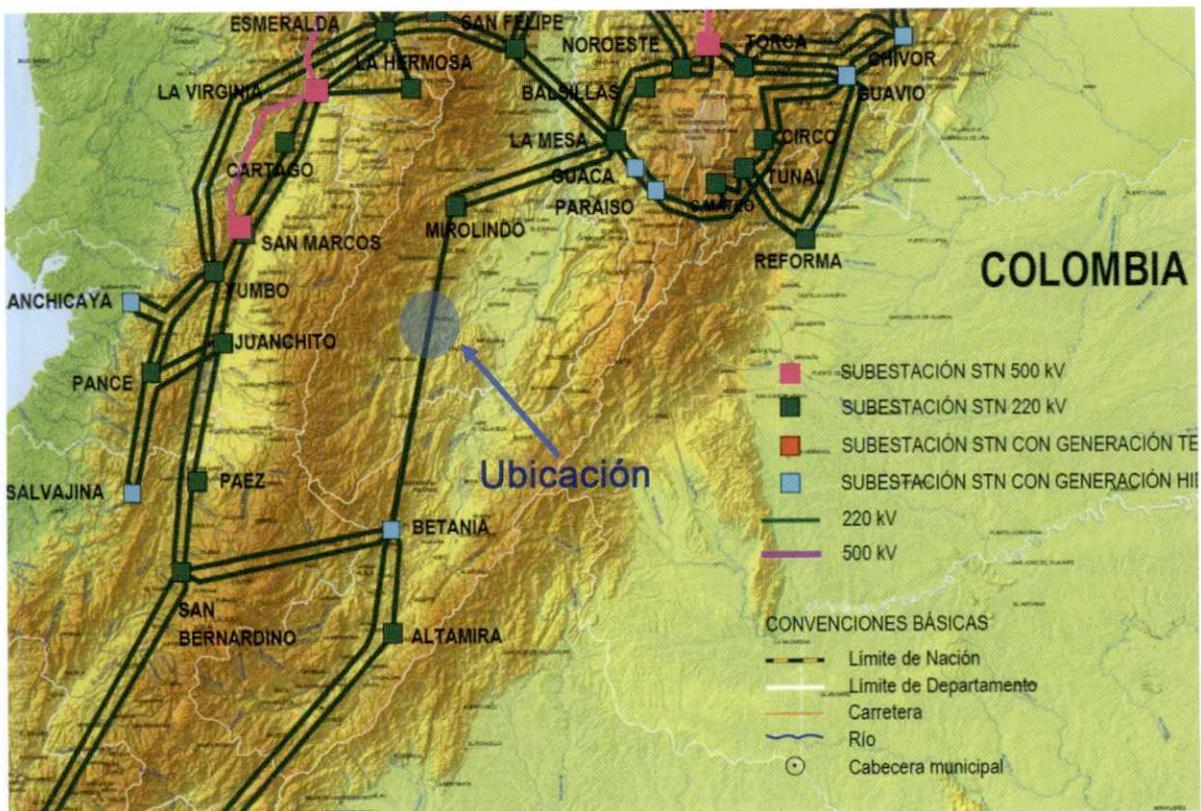
6.4.1.1 Conexión de la planta Ambeima

Antecedentes:

- El proyecto se encuentra ubicado en el municipio de Chaparral, en el departamento del Tolima. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona cuenta con varias líneas a nivel de 230 kV y 115 kV.
- Ambeima es una central de generación hidráulica, con compromisos de Energía en Firme durante el periodo 2015 - 2035 (75 GWh-año).

La ubicación de la planta se puede observar en la Gráfica 6-11

Gráfica 6-11: Función de Densidad de Probabilidad de la variable Aleatoria. Ubicación de la planta de generación Ambeima 45MW Capacidad instalada inferior a la generación requerida



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó la incorporación de la planta al Sistema Interconectado Nacional - SIN, buscando establecer la mejor alternativa de conexión. A continuación se presentan los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis.

- Capacidad instalada del proyecto Ambeima: 45 MW.
- Escenario alto de la proyección del mes de julio del año 2012.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, según la fecha de entrada en operación correspondiente, los proyectos de generación Amoyá y Cucuana.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red ELECTROHUILA y ENERTOLIMA.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red.
- Se contemplaron sensibilidades a los intercambios de energía con Ecuador.
- En relación a las exportaciones a Ecuador, se contemplaron sensibilidades a los intercambios de energía con el vecino país.
- Se consideran los siguientes escenarios operativos. Ver Gráfica 6-12.

Gráfica 6-12: Escenarios Operativos

Escenarios	Características	Escenario de Despacho				
		Amoyá	Cucuana	Prado	Suroccidental (Betania y Quimbo)	Oriental (Paraiso y Guaca)
Escenario A	Generación	↑	↑	↑	↑	↘
	Demanda	Mínima	Mínima	Mínima	Mínima	Mínima
Escenario B	Generación	↑	↑	↑	↑	↘
	Demanda	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Escenario C	Generación	↓	↓	↓	↑	↗
	Demanda	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Escenario D	Generación	↑	↑	↑	↓	↗
	Demanda	Mínima + Exp->550 MW	Mínima + Exp->550 MW	Mínima + Exp->550 MW	Mínima + Exp->550 MW	Mínima + Exp->550 MW

↑ Generación máxima ↘ Generación media baja
↗ Generación media alta ↓ Generación mínima

Fuente de gráfica: UPME

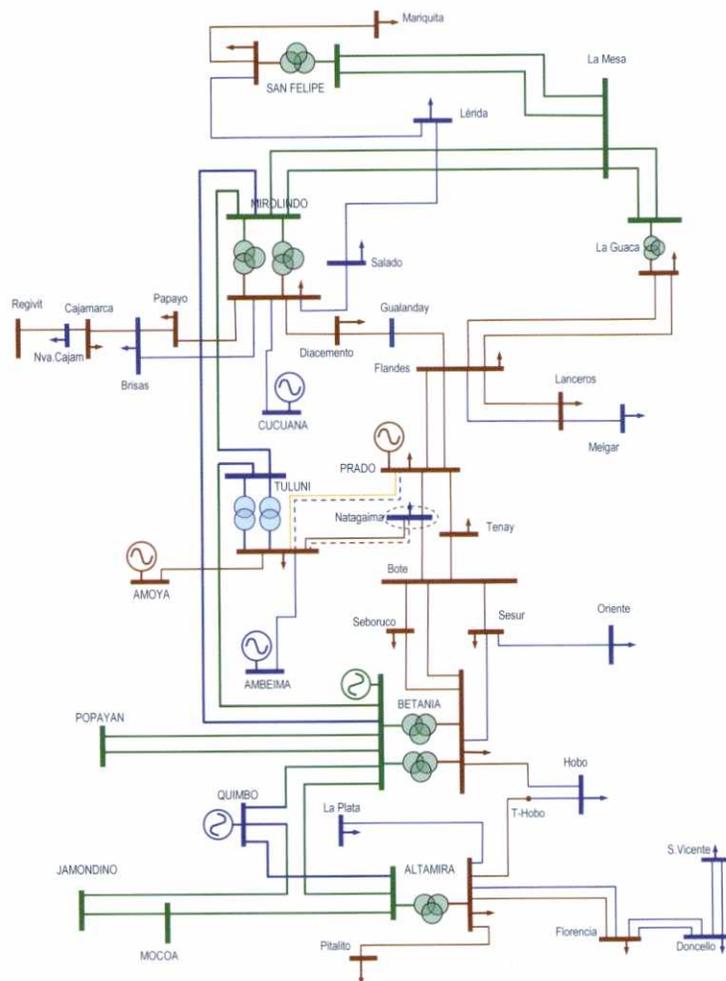
A continuación se describen las opciones de conexión del proyecto de generación. Ver Gráfica 6-13:

Alternativa 1: Conexión del proyecto a la subestación Tuluní 115 kV, normalización de la subestación Natagaima 115 kV, cierre de los enlaces entre el Huila y Tolima a nivel de 115 kV, nueva línea Tuluní - Natagaima 115 kV y nueva línea Tuluní - Prado 115 kV.

Alternativa 2: Conexión del proyecto a la subestación Tuluní 115 kV, normalización de la subestación Natagaima 115 kV, cierre de los enlaces entre Huila y Tolima a nivel de 115 kV y nuevo doble circuito Tuluní - Prado 115 kV.

- Alternativa 3:** Conexión del proyecto a la subestación Tuluní 115 kV, normalización de la subestación Natagaima 115 kV, cierre de los enlaces entre el Huila y Tolima a nivel de 115 kV, nueva subestación Tuluní 230 kV con transformación de 150 MVA, la cual reconfigura el enlace Betania – Mirolindo en Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo, y nueva línea Tuluní – Prado 115 kV.
- Alternativa 4:** Conexión del proyecto a la subestación Tuluní 115 kV, normalización de la subestación Natagaima 115 kV, cierre de los enlaces entre el Huila y Tolima a nivel de 115 kV, nueva subestación Tuluní 230 kV con transformación de 150 MVA, la cual reconfigura el enlace Betania – Mirolindo en Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo a través de un doble circuito de 22 km aproximadamente, y nueva línea Tuluní – Natagaima 115 kV.
- Alternativa 5:** Conexión del proyecto a la subestación Tuluní 115 kV, normalización de la subestación Natagaima 115 kV, cierre de los enlaces entre el Huila y Tolima a nivel de 115 kV, nueva subestación Tuluní 230 kV con doble transformación de 90 MVA para un total de 180 MVA, la cual reconfigura el enlace Betania – Mirolindo en Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo a través de un doble circuito de 22 km aproximadamente y segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV de 206 km aproximadamente.

Gráfica 6-13: Descripción de las alternativas de conexión de la planta de generación Ambeima 45 MW



Fuente de gráfica: UPME

La Tabla 6-3, Tabla 6-4, Tabla 6-5, Tabla 6-6 y Tabla 6-7 presentan el comportamiento del sistema para cada una de las opciones de conexión. Es importante mencionar que para todos los escenarios, salvo el C, se consideró la máxima capacidad de generación en Ambeima, lo anterior con el objetivo de establecer posibles limitaciones al despacho en el área.

Alternativa 1

Tabla 6-3: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 1.

Escenario A	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 1		
Condiciones Normales de Operación	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 90%	Prado-Flandes 110%	Prado-Flandes 98%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 36%	TRF Mirolindo 46%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 24%	TRF Betania 38%	TRF Betania 28%
Escenario B	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 1		
Condiciones Normales de Operación	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 80%	Prado-Flandes = 99%	Prado-Flandes 96%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 80%	TRF Mirolindo 84%	TRF Mirolindo 92%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 67%	TRF Betania 75%	TRF Betania 80%
Escenario C	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 1		
Condiciones Normales de Operación	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, lanceros Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni =92%, lanceros=90%; Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Tuluni- Natagaima 115 kV	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni, lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Tuluni-Prado 115 kV	Desempeño adecuado	N/A	N/A
N-1 Natagaima-Prado 115 kV	Desempeño adecuado	Tuluni, lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni=92%, lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Natagaima-Bote 115 kV	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni=92, lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Prado-Tenay 115 kV	Lanceros = 92%	Lanceros = 91% y Tulini = 93%	Tuluni=92%, lanceros = 90% Natagaima, Prado, Flades <95%

Continúa

N-1 Tenay-Bote 115 kV	Lancero =92%	Lanceros = 91% y Tulini = 93%	Tuluni=92%, lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Betania-Seburuco 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni <95% Betania-Bote=73% y Betania-Bote 75%	Lanceros =91% Natagaima, Prado, flandes, Tuluni <95% Betania-Bote = 93% y Betania-sur 94%	Lanceros = 89%, Tuluni 90% Natagaima, Prado, Flandes <95% Betania-Bote=107% y Betania-sur 110%
N-1 Betania -Bote 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=79% y Betania-sur 70%	Lanceros =91% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=100% y Betania-sur 70%	Lanceros =89% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=117% y Betania-sur 102%
N-1 Betania-Sesur 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=93% y Betania-Bote 79%	Lanceros =92% Natagaima, Prado, flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=115% y Betania-Bote 95%	Lanceros =89% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni <95% Betania-Serburuco=135% y Betania-Bote 115%, Sesur-Bote 115%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 99%	TRF Mirolindo 104%	TRF Mirolindo 130%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 103%	TRF Betania 110%	TRF Betania 132%
Escenario D	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 1		
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Natagaima - Bote 95%	Natagaima - Bote 95%	Natagaima - Bote 95%

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 1 (Tabla 6-3) se puede concluir:

Escenario A

- Bajo estas condiciones, la generación de Ambeima, Amoyá y Prado se inyecta al STR del Tolima. Así mismo, dado que se tiene bajo despacho en las plantas Paraíso y Guaca, la congestión por el corredor Prado – Flandes 115 kV se incrementa. En este sentido, la contingencia de alguno de estos circuitos ocasiona violaciones por sobrecarga en el enlace paralelo.

Este comportamiento se debe a los 45 MW adicionales que aporta el proyecto Ambeima.

- Las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Tuluní – Natagaima, Tuluní – Prado, Bote – Natagaima, Prado – Natagaima, Prado – Tenay, Tenay - Bote, Bote – Seboruco, Bote – Betania y Bote – Sesur, no ocasionan violaciones por sobrecarga.

Escenario B

- El comportamiento del sistema bajo estas condiciones es similar que en el escenario anterior, sin embargo, no se observan violaciones ante la contingencia de alguno de los circuitos Prado – Flandes 115 kV y demás elementos del sistema.
- Al final del periodo de análisis, año 2020, la contingencia sencilla del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA ocasiona cargabilidades superiores al 90% en el banco paralelo.

Escenario C

- Considerando mínimo despacho en la zona, se observan violaciones de tensión y por sobrecarga en todo el sistema ante contingencias sencillas a nivel de 115 kV, siendo las más críticas la pérdida de los enlaces Betania – Bote, Betania – Seboruco y Betania - Sesur. Lo anterior es independiente de la entrada del proyecto Ambeima.

En el caso de los transformadores de conexión, eventos sencillos sobre los bancos de las subestaciones Mirolindo y Betania, ocasionan violaciones en los elementos paralelos.

Escenario D

- Bajo este escenario la generación de Ambeima, Amoyá y Prado se inyecta al STR del Huila, para luego transitar hacia el área Suroccidental a través de los transformadores de Betania. Las contingencias sencillas Bote – Tenay y Bote – Natagaima ocasionan cargabilidades cercanas al 100% en los enlaces paralelos, sin que ello implique violaciones.

Alternativa 2

Tabla 6-4: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 2.

Escenario A	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 2		
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 92%	Prado-Flandes 113%	Prado-Flandes 101%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 36%	TRF Mirolindo 46%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 24%	TRF Betania 38%	TRF Betania 28%
Escenario B	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 2		
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 82%	Prado-Flandes 102%	Prado-Flandes 98%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 80%	TRF Mirolindo 84%	TRF Mirolindo 92%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 67%	TRF Betania 75%	TRF Betania 80%
Escenario C	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 2		
Condiciones Normales de Operación	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, Lanceros Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni =92%, Lanceros=90%; Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Tuluní- Natagaima 115 kV	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, Lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni, Lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Natagaima-Prado 115 kV	Desempeño adecuado	Tuluni, Lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni=92%, Lanceros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%

Continúa

N-1 Nataima-Bote 115 kV	Tuluni Natagaima, Prado, Flades y Lancero <95%	Tuluni, Lanceros <90% Natagaima, Prado, Flades <95%	Tuluni=92%, Lance- ros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Prado-Tenay 115 kV	Lancero = 92%	Lanceros 91% y Tulini 93%	Tuluni=92%, Lance- ros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Lancero = 92%	Lanceros = 91% y Tulini = 93%	Tuluni= 92% Lance- ros =90% Natagaima, Prado, Flades <95%
N.1 Betania-Serburuco 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flan- des, Tuluni <95% Betania-Bote=73% y Beta- nia-Bote 75%	Lanceros =91% Natagaima, Prado, Flades, Tuluni <95% Betania-Bote=93% y Beta- nia-sur 94%	Lanceros =89%, Tu- luni 90% Natagaima, Prado, flades <95% Carga Betania-Bo- te=107% y Beta- nia-sur 110%
N-1 Betania -Bote 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flan- des, Tuluni <95% Carga Betania-Serburu- co=79% y Betania-sur 70%	Lanceros =91% Natagaima, Prado, Flades, Tuluni <95% Carga Betania-Serburu- co=100% y Betania-sur 70%	Lanceros =89% Natagaima, Prado, flades, Tuluni <95% Carga Betania-Ser- buruco=117% y Be- tania-sur 102%
N-1 Betania-Sesur 115 kV	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flan- des, Tuluni <95% Carga Betania-Serburu- co=93% y Betania-Bote 79%	Lanceros =92% Natagaima, Prado, Flades, Tuluni <95% Carga Betania-Serburu- co=115% y Betania-Bote 95%	Lanceros =89% Natagaima, Prado, Flades, Tuluni <95% Carga Betania-Ser- buruco=135% y Betania-Bote 115%, Sesur-Bote 115%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 99%	TRF Mirolindo 104%	TRF Mirolindo 130%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 103%	TRF Betania 110%	TRF Betania 132%
Escenario D	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 2		
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Natagaima - Bote 93%	Natagaima - Bote 93%	Natagaima - Bote 93%

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 2 (Tabla 6-4) se puede concluir

Escenario A

- Al igual que en la alternativa anterior, la generación de Ambeima, Amoyá y Prado se inyecta al STR del Tolima. Así mismo, se presenta congestión en el corredor Prado - Flandes 115 kV. Es por ello que la contingencia de alguno de estos circuitos, ocasiona violaciones por sobrecarga en el enlace paralelo.

- Las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Tuluní – Natagaima, Tuluní – Prado, Bote – Natagaima, Prado – Natagaima, Prado – Tenay, Tenay - Bote, Bote – Seboruco, Bote – Betania y Bote – Sesur, no ocasionan violaciones por sobrecarga.

Escenario B

- Bajo estas condiciones, el comportamiento del sistema es similar que en el escenario anterior. Así mismo, la contingencia de alguno de los circuitos Prado – Flandes 115 kV ocasiona violaciones.
- En el año 2020 la contingencia sencilla del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA ocasiona cargabilidades superiores al 90% en el banco paralelo.

Escenario C

- Considerando mínimo despacho a nivel de STR, se observan violaciones de tensión y por sobrecarga en todo el sistema ante contingencias sencillas a nivel de 115 kV, siendo las más críticas Betania – Bote, Betania – Seboruco y Betania Sesur.
- Adicionalmente, eventos sencillos sobre los bancos de las subestaciones Mirolindo y Betania ocasionan violaciones en los elementos paralelos.

Escenario D

- Las contingencias sencillas Bote – Tenay y Bote – Natagaima ocasionan cargabilidades cercanas al 100 % en los enlaces paralelos, sin que ello implique violaciones.

Alternativa 3:

Tabla 6-5: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 3

Escenario A	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 3	
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 62%	Prado-Flandes = 110 %	Prado-Flandes 67%,
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 25%	TRF Mirolindo 38%	TRF Mirolindo 43%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 24%	TRF Betania 38%	TRF Betania 22%
Escenario B	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 3	
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 60%	Prado-Flandes 82%	Prado-Flandes 63% Lance-ros 89%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 80%	TRF Mirolindo 88%	TRF Mirolindo 92%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 67%	TRF Betania 82%	TRF Betania 86%
Escenario C	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 3	
N-1 TRF propuesto 230/115 kV.Tuluní	Lanceros, Tuluni y Prado <95%	Lanceros, Tuluni y Pra-do <95%	Tuluni y Prado, Natagaima <92% Lanceros 89,5
N-1 Mirolindo-Tuluní 230 kV	Desempeño adecua-do	Desempeño adecuado	Tuluni 230 < 95%

Continúa

N-1 Natagaima-Prado 115 kV	Lanceros = 93%	Lanceros = 92%	Lanceros = 91%
N-1 Betania-Sesur 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Lanceros = 89% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluni < 95%) Betania-Serburuco = 114% y Betania-Bote 94%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 92%	TRF Mirolindo 94%	TRF Mirolindo 124%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 77%	TRF Betania 90%	TRF Betania 111%
Escenario D	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 3		
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Natagaima - bote 93%	Natagaima - bote 93%	Natagaima - bote 93%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 3 (Tabla 6-5) se puede concluir:

Escenario A:

- Con el nuevo punto de inyección en Tuluní 230 kV, la congestión que se observaba a nivel de 115 kV se reduce, no obstante, se siguen presentando violaciones por sobrecarga cuando falla alguno de los circuitos Prado – Flandes 115 kV. Por lo anterior se necesitarían obras complementarias para solucionar esta situación.
- Las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Tuluní – Natagaima, Tuluní – Prado, Bote – Natagaima, Prado – Natagaima, Prado – Tenay, Tenay - Bote, Bote – Seboruco, Bote – Betania y Bote – Sesur, no ocasionan violaciones.

En este mismo sentido, no se observan bajas tensiones ni violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas Tuluní 230/115 kV – 150 MVA, y cualquiera de los enlaces a nivel de 230 kV Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo.

Escenario B:

- Bajo estas condiciones el comportamiento del sistema es similar que en el escenario anterior, sin embargo, no se observan violaciones ante la contingencia Prado – Flandes 115 kV. Al margen de lo anterior, en el año 2020 la pérdida del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA ocasiona cargabilidades superiores al 90 % en el banco paralelo, y el evento Prado – Flandes 115 kV bajas tensiones en la subestación Lanceros.

Escenario C:

- En el año 2020 las contingencias sencillas Betania 230/115 kV, Mirolindo 230/115 kV, Tuluní 230/115 kV y Betania – Sesur 115 kV ocasionan violaciones en el sistema. Lo anterior es independiente de la entrada del proyecto Ambeima 45 MW.

Escenario D:

- Las contingencias sencillas Bote – Tenay y Bote – Natagaima ocasionan cargabilidades cercanas al 100 % en los enlaces paralelos, sin que ello implique violaciones.

Alternativa 4:

Tabla 6-6: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 4

Escenario A	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 4	
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 61%	Prado-Flandes = 110%	Prado-Flandes 63%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 25%	TRF Mirolindo 38%	TRF Mirolindo 43%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 24%	TRF Betania 38%	TRF Betania 22%
Escenario B	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 4	
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 59%	Prado-Flandes 79%	Prado-Flandes 58%, lanceros 89%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 81%	TRF Mirolindo 89%	TRF Mirolindo 94%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 67%	TRF Betania 82%	TRF Betania 86%
Escenario C	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 4	
N-1 TRF propuesto 230/115 kV Tuluní	Lanceros, Tuluní y Prado < 95%	Lanceros, Tuluní y Prado < 95%	Tuluní, Prado, Natagaima < 92%, Lanceros 89,6
N-1 Mirolindo-Tuluní 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Tuluní 230=92%
N-1 Natagaima-Prado 115 kV	Lanceros 92%	Lanceros 91%	Lanceros 90%
N-1 Betania-Sesur 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Lanceros =89% Natagaima, Prado, Plan-des, Tuluni <95%) Carga Betania-Perburuco=114% y Betania-Bo-te 94%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 92%	TRF Mirolindo 94%	TRF Mirolindo 124%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 77%	TRF Betania 90%	TRF Betania 111%
Escenario D	2013	2015	2020
Estado		Con Alternativa 4	
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Natagaima - bote 92%	Natagaima - Bote 92%	Natagaima - Bote 92%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 4 (Tabla 6-6) se puede concluir:

Escenario A:

- Se observan violaciones por sobrecarga cuando falla alguno de los circuitos Prado - Flandes 115 kV. Es por ello que se necesitarían obras complementarias para solucionar esta situación.

- Las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Tulumí – Natagaima, Tulumí – Prado, Bote – Natagaima, Prado – Natagaima, Prado – Tenay, Tenay - Bote, Bote – Seboruco, Bote – Betania y Bote – Sesur, no ocasionan violaciones.
- No se observan bajas tensiones ni violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas Tulumí 230/115 kV – 150 MVA, y cualquiera de los enlaces a nivel de 230 kV Betania – Tulumí y Tulumí – Mirolindo.

Escenario B:

- No se observan violaciones ante la contingencia Prado – Flandes 115 kV. No obstante, en el año 2020 el evento Prado – Flandes 115 kV ocasiona bajas tensiones en la subestación Lanceros, y la pérdida del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA cargabilidades superiores al 90 % en el banco paralelo.

Escenario C:

- Al igual que en la alternativa anterior, hacia el final del periodo de análisis las contingencias sencillas Betania 230/115 kV, Mirolindo 230/115 kV, Tulumí 230/115 kV y Betania – Sesur 115 kV ocasionan violaciones en el sistema. Lo anterior es independiente de la entrada del proyecto Ambeima 45 MW.

Escenario D:

- Las contingencias sencillas Bote – Tenay y Bote – Natagaima ocasionan cargabilidades cercanas al 100 % en los enlaces paralelos, sin que ello implique violaciones.

Alternativa 5:

Tabla 6-7: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 5

Escenario A	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 5		
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 55,4%	Prado-Flandes 80%	Prado-Flandes 60%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 17%	TRF Mirolindo 17%	TRF Mirolindo 25%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 26%	TRF Betania 40%	TRF Betania 42%
N-1 TRF Tulumí	TRF Tulumí = 70%	TRF Tulumí = 65%	TRF Tulumí = 68%
N-1 Mirolindo - Tulumí 230 KV	Mirolindo - Betania = 22%	Mirolindo - Betania = 30%	Mirolindo - Betania = 28%
Escenario B	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 5		
N-1 Prado -Flandes 115 kV	Prado-Flandes 54%	Prado-Flandes 79%	Prado-Flandes 55%, lanceros 89%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 81%	TRF Mirolindo 89%	TRF Mirolindo 98%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 69%	TRF Betania 82%	TRF Betania 86%
N-1 TRF Tulumí	TRF Tulumí = 48%	TRF Tulumí = 45%	TRF Tulumí = 43%
N-1 Mirolindo - Tulumí 230 KV	Mirolindo - Betania = 19,7%	Mirolindo - Betania = 21%	Mirolindo - Betania = 15%

Continúa

Escenario C	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 5		
N-1 TRF propuesto 230/115 kV Tuluní	Lanceros, Tuluní y Prado <95%	Lanceros, Tuluní y Prado <95%	TRF Tuluní =48% tuluní, Prado, Nnata-gaima < 92%, Lance-ros 89,6
N-1 Mirolindo-Tuluní 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Tuluní 230=92%
N-1 Natagaima-Prado 115 kV	Lanceros 92%	Lanceros 91%	Lanceros 90%
N-1 Betania-Sesur 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Lanceros =89% Natagaima, Prado, Flandes, Tuluní <95%) Carga Betania-Ser-buruco=114% y Beta-nia-Bote 94%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 92%	TRF Mirolindo 94%	TRF Mirolindo 131%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 77%	TRF Betania 90%	TRF Betania 107%
Escenario D	2013	2015	2020
Estado	Con Alternativa 5		
N-1 Tenay-Bote 115 kV	Natagaima - Bote 92%	Natagaima - Bote 92%	Natagaima - Bote 92%
N-1 TRF Mirolindo	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%	TRF Mirolindo 29%
N-1 TRF Betania	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%	TRF Betania 11%

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 5 (Tabla 6-7) se puede concluir:

Escenario A:

- A diferencia de las demás alternativas, no se observan violaciones por sobrecarga ante la contingencia Prado – Flandes 115 kV.
- Así mismo, las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Tuluní – Natagaima, Tuluní – Prado, Bote – Natagaima, Prado – Natagaima, Prado – Tenay, Tenay - Bote, Bote – Seboruco, Bote – Betania y Bote – Sesur, no ocasionan violaciones.
- Tampoco se observan bajas tensiones ni violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas Tuluní 230/115 kV – 150 MVA, y cualquiera de los enlaces a nivel de 230 kV Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo.

Escenario B:

- No se observan violaciones ante la contingencia Prado – Flandes 115 kV. No obstante, en el año 2020 el mismo evento ocasiona bajas tensiones en la subestación Lanceros, y la pérdida del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA cargabilidades superiores al 90 % en el banco paralelo.

Escenario C:

- Al igual que en las demás alternativas, en el año 2020 las contingencias sencillas Betania 230/115 kV, Mirolindo 230/115 kV, Tuluní 230/115 kV y Betania – Sesur 115 kV ocasionan violaciones en el sistema. Lo anterior es independiente de la entrada del proyecto Ambeima 45 MW.

Escenario D:

- Las contingencias sencillas Bote – Tenay y Bote – Natagaima ocasionan cargabilidades cercanas al 100 % en los enlaces paralelos, sin que ello implique violaciones.

Resumen del desempeño de las alternativas:

- Independientemente de la conexión de la planta, se observan violaciones en el sistema en los periodos de demanda máxima cuando se tiene mínimo despacho en la zona y contingencias sencillas a nivel de STR (transformadores de conexión y enlaces Betania – Bote, Betania – Seboruco y Betania - Sesur).
- Para las alternativas 1 y 2, considerando máximo despacho en la zona, se observa congestión en la red de 115 kV. Esta situación se torna más crítica en los periodos de mínimo consumo, condición de bajo despacho en el área Oriental y máxima generación en el suroccidente del país.
- Con el nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV, las alternativas 3 y 4, se reduce la congestión a nivel de 115 kV entre los enlaces que interconectan los departamentos del Tolima y el Huila. No obstante, se siguen observando violaciones por sobrecarga ante la contingencia Prado – Flandes 115 kV. En este sentido, se requieren obras complementarias.
- Con el nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV y el segundo circuito Betania – Mirolindo, alternativa 5, se elimina la situación recurrente de sobrecarga ante la contingencia de Prado – Flandes 115 kV en el enlace paralelo. Adicionalmente, se observa una mejor distribución de los flujos de potencia.

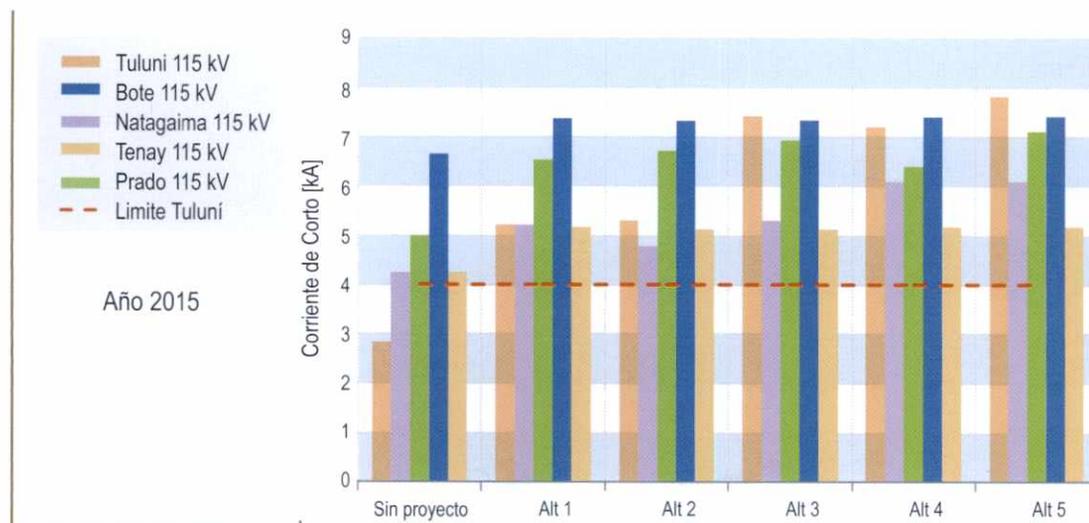
Por otro lado, la conexión de transformación en Tuluní es independiente de las violaciones en el corto plazo ante la contingencia en Betania y en el enlace Betania - Sesur y en el largo plazo ante la contingencia en Mirolindo.

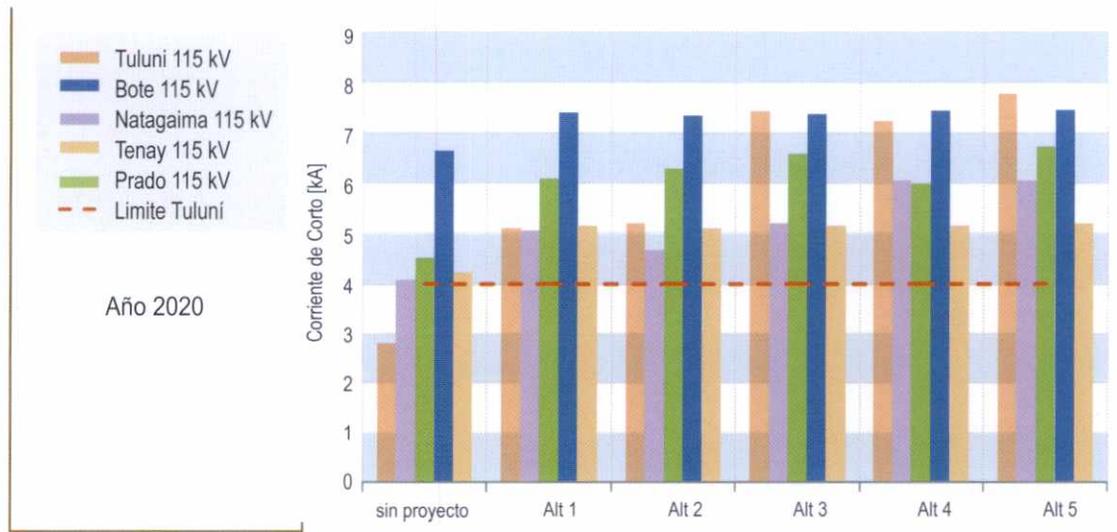
- Al margen de la conexión del proyecto, es claro que se requieren nuevas obras a nivel de 115 kV en el largo plazo, que mejoren las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad en este sistema.

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-14 indica para cada alternativa el nivel de cortocircuito en las subestaciones del área.

Gráfica 6-14: Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área





Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir:

- Independientemente de la alternativa, la incorporación del proyecto Ambeima incrementa el nivel de corto circuito en Tuluní 115 kV, superándose la capacidad reportada de los equipos en esta subestación. El Operador de Red Enertolima es consciente de esta situación, razón por la cual informó en su concepto de viabilidad para la conexión, el desarrollo de acciones tendientes a resolver esta problemática. Respecto a las otras subestaciones, no se observan dificultades de este tipo.
- En relación a la normalización de Natagaima, es importante que se considere el presente estudio al momento de dimensionar la nueva subestación, especialmente por las previsiones a futuro.
- El nivel de cortocircuito en la nueva subestación Tuluní 230 kV es del orden de 5 kA.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de la alternativa definida para la conexión de la planta (alternativa 5), correspondiente a la subestación Tuluní 230 kV interconectada mediante la reconfiguración del enlace Betania - Mirolindo 230 kV en Betania - Tuluní 230 kV y Tuluní - Mirolindo 230 kV con dos transformadores de 90 MVA y el segundo circuito Betania - Mirolindo 230 kV.

Beneficios:

- Confiabilidad energética para el país, en función de los compromisos de Energía en Firme - EN-FICC de las plantas de generación Ambeima y Amoyá (Resolución UPME 0515 de 2008).
- Confiabilidad eléctrica para las sub áreas Operativas Tolima y Huila, y reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada.
- Reducción del costo operativo del sistema y el valor esperado de las restricciones.

Costos:

- Costo para el usuario del Cargo por Confiabilidad.
- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009.

Tabla 6-8: Evaluación económica de la conexión de Ambeima.

Beneficios	Alternativa 5
BENEFICIOS (Ahorro por escasez) SUBASTA 2008 Y 2012 (Amoyá y Ambeima)	\$ 129.222.348,056
TOTAL BENEFICIOS (Ahorro por escasez) LAS DOS SUBASTAS (\$ dic-2012)	\$ 129.222.348,056
Costos	
COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTA 2008 Y 2012 (Amoyá y Ambeima)	\$ 55.875.836,561
COSTOS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN	\$ 67.607.813,860
TOTAL COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTAS (\$ dic-2012)	\$ 123.483.650,421
Relación B/C a 30 años	1.05

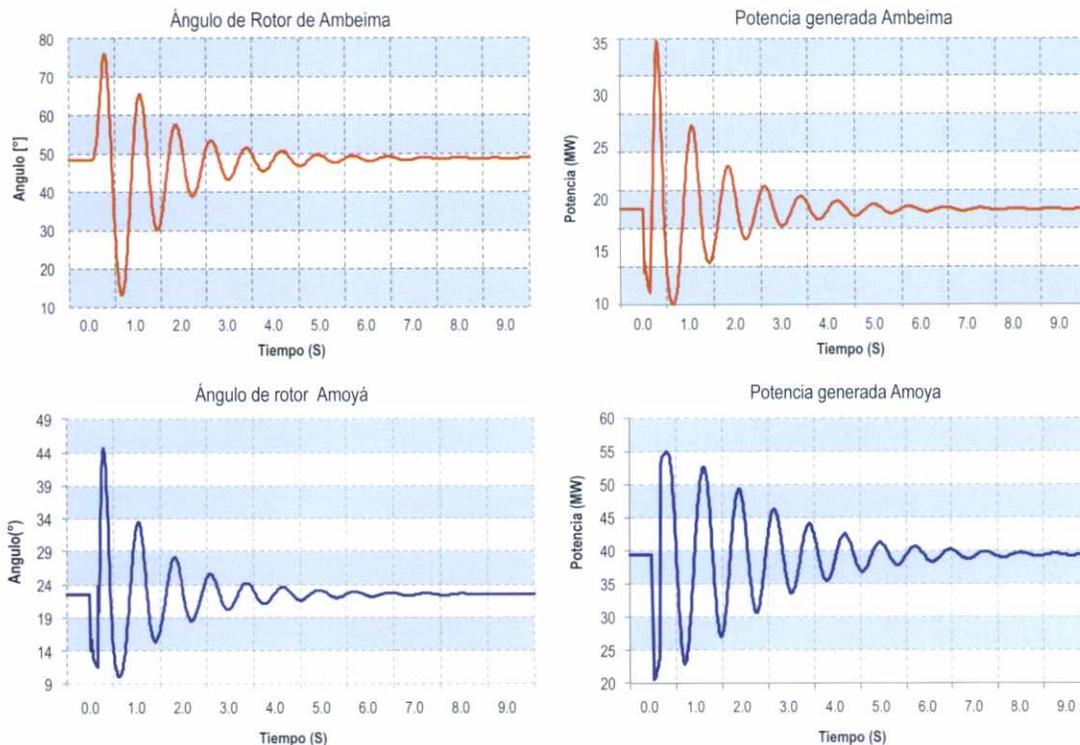
Fuente de tabla: UPME

Los beneficios debidos a la confiabilidad energética y los costos del Cargo por Confiabilidad son independientes de la infraestructura eléctrica y los beneficios por reducción del costo operativo son los mismos para todas las alternativas.

La alternativa 5 presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

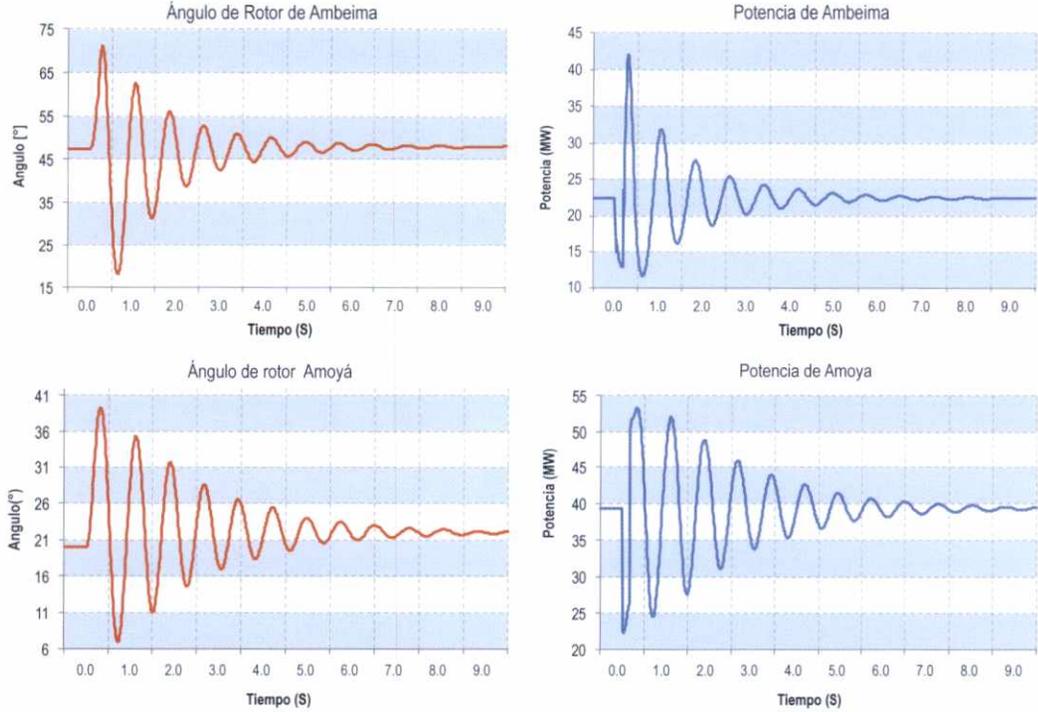
Análisis transitorio para la alternativa 5:

Gráfica 6-15: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Mirolindo 230 kV. Año 2015



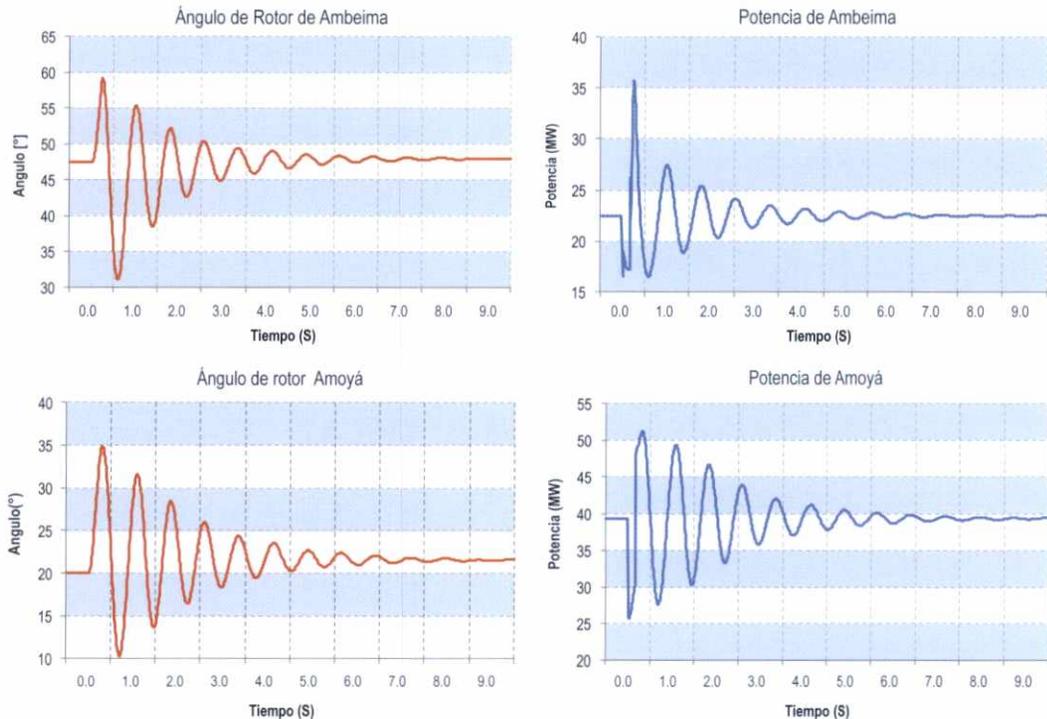
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-16: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Betania 230 kV. Año 2015



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-17: Comportamiento transitorio de Ambeima y Amoyá ante la contingencia Tuluní – Natagaima 115 kV. Año 2015.



Fuente de gráfica: UPME



La Gráfica 6-15, Gráfica 6-16 y Gráfica 6-17 indican un comportamiento estable y amortiguado en las principales plantas de generación del área, ante contingencias sencillas a nivel de 230 y 115 kV.

Conclusiones:

- Para la conexión de la central de generación Ambeima de 45 MW se recomienda la alternativa 5, es decir, conexión de la central de generación Ambeima a la subestación Tuluní 115 kV, una nueva subestación Tuluní a 230 kV, reconfiguración de la línea Betania – Mirolindo 230 kV en Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo a 230 kV a través de un doble circuito de 22 km aproximadamente, segundo circuito Betania – Mirolindo a 230 kV de 206 km aproximadamente, dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA en Tuluní y normalización de la subestación Natagaima 115 kV. Con esta infraestructura se garantiza la correcta evacuación de la generación y se potencializa una solución de largo plazo para el área, de tal forma que se eviten violaciones en el STR ante contingencias sencillas a nivel de transformación y líneas.
- El Operador de Red Enertolima deberá ratificar nuevamente su viabilidad técnica y manifestar el interés de llevar a cabo las obras del STR. Así mismo, deberá tomar las medidas necesarias para repotenciar la subestación Tuluní 115 kV por el agotamiento del nivel de corto circuito.

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

- Nueva subestación Tuluní a 230 kV.
- Reconfiguración de la línea Betania – Mirolindo 230 kV en Betania – Tuluní y Tuluní – Mirolindo a 230 kV a través de un doble circuito de 22 km aproximadamente.
- Segundo circuito Betania – Mirolindo a 230 kV de 206 km aproximadamente. Dado que esta obra podría ejecutarse a través del mecanismo denominado “ampliación” según la normatividad, el Transmisor propietario de los activos existentes, deberá confirmar su interés en ejecutar la obra en el plazo establecido.
- Entrada en operación de las obras para agosto del año 2016.

6.4.1.2 Conexión de la planta Tasajero II

Antecedentes:

- La planta de generación Tasajero se encuentra ubicada en el municipio de San Cayetano, en el departamento de Norte de Santander. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona cuenta con varias líneas a nivel de 230 kV.
- Tasajero II es una planta de generación térmica a base de carbón, con compromisos de Energía en Firme durante el periodo 2015 – 2035 (1332 GWh-año).
- El promotor del proyecto, Termotasajero. E.S.P., propone como fecha de entrada en operación el mes de diciembre del año 2015.

La ubicación de la planta se puede observar en la Gráfica 6-18.

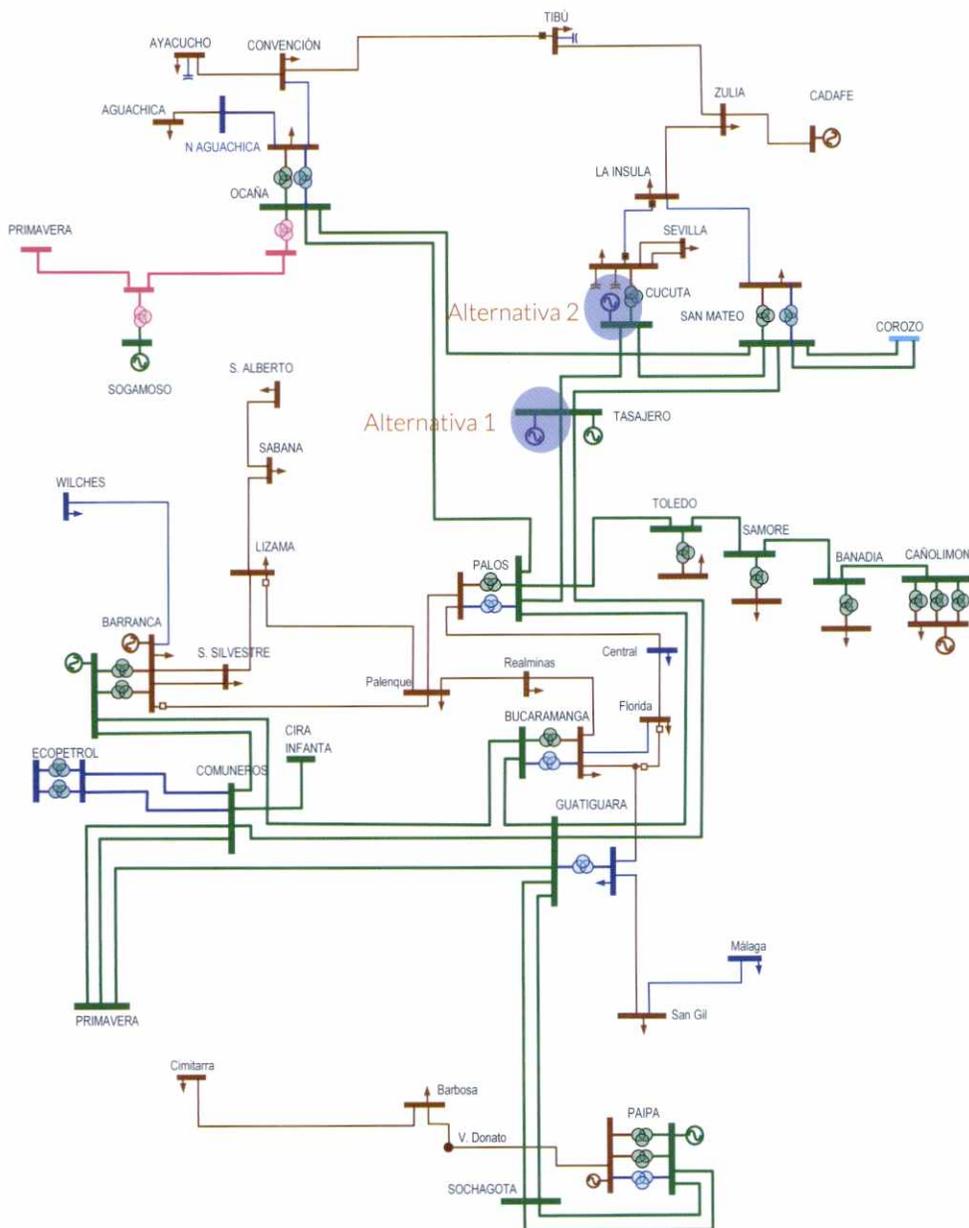
A continuación se describen las opciones de conexión del proyecto de generación..

Alternativa 1: Conexión del proyecto a la subestación Tasajero 230 kV.

Alternativa 2: Conexión del proyecto a la subestación Cúcuta 230 kV (Belén).

Inicialmente, previo a la subasta del cargo por confiabilidad, se solicitó conexión a la subestación Belén 230 kV (Cúcuta), avalado esto por el concepto de conexión de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. – CENS como propietario del punto de conexión. Posteriormente, después que se llevó a cabo la adjudicación de las obligaciones mediante la subasta, se ratificó la solicitud de conexión sin embargo se presentó un nuevo punto de conexión. Sin la subestación Tasajero 230 kV. La Gráfica 6-19, deja ver las posibles alternativas de conexión y el área de influencia.

Gráfica 6-19. Ubicación de la planta de generación Tasajero II 160 MW.



Fuente de gráfica: UPME

Luego de realizados los primeros análisis, la UPME encontró que la mejor alternativa para la conexión al SIN era a la subestación Belén 230 kV ubicada en la ciudad de Cúcuta. Sin embargo, el generador expuso las implicaciones de la conexión a dicha subestación, evidenciando la imposibilidad de conexión a la misma debido a que se encuentra inmersa en un barrio densamente poblado, con el agravante de que no existe espacio para la construcción de la nueva bahía.

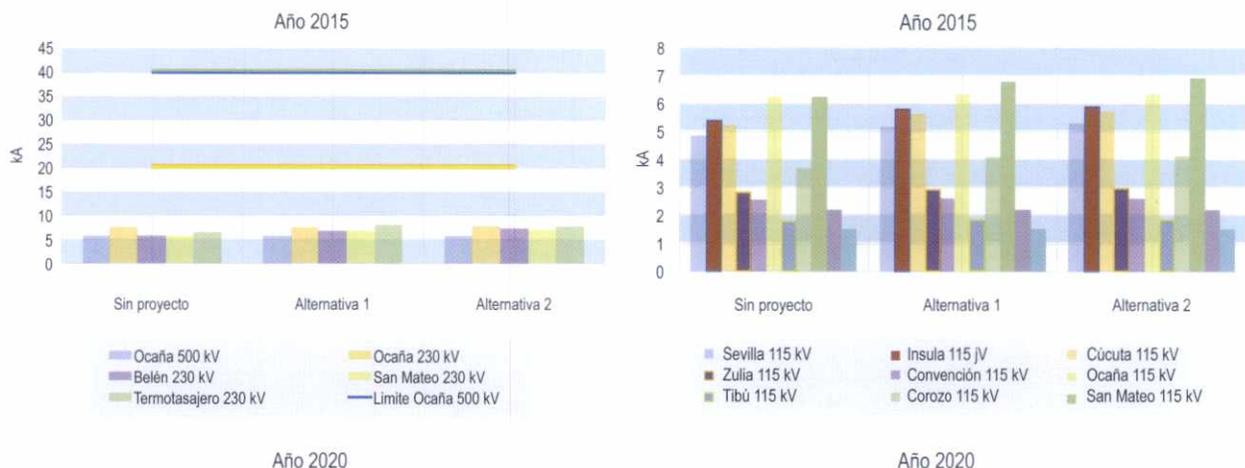
De acuerdo con lo anterior y luego de realizar los análisis correspondientes, se encontró lo siguiente:

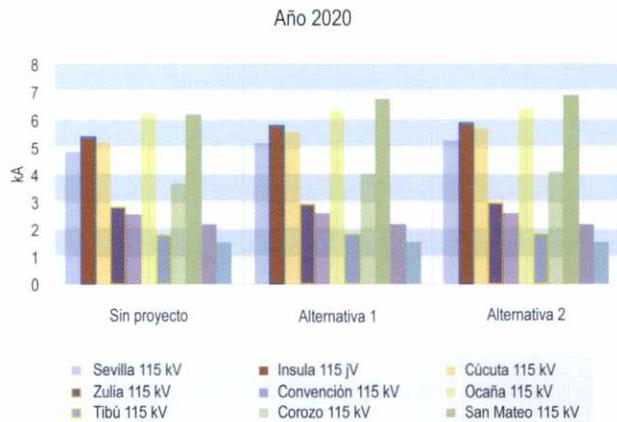
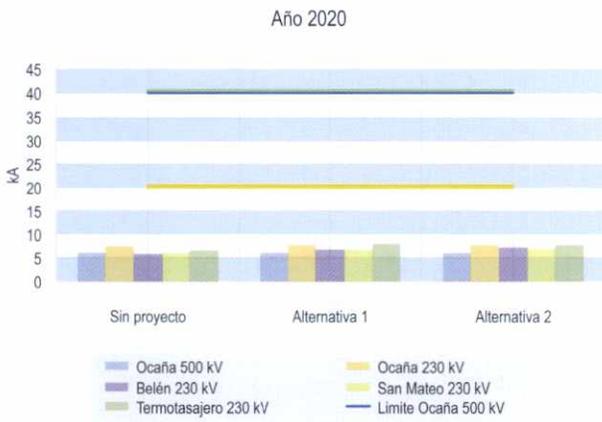
- Al considerar el caso sin proyecto, en condiciones normales de operación no se presentan violaciones de tensión ni de cargabilidad. Por su parte, la contingencia del transformador de Ocaña 500/230 kV ocasiona bajas tensiones aunque sin violaciones. No obstante, al considerar exportaciones a Venezuela por el enlace San Mateo – Corozo, para que no se presenten violaciones de tensión ante la misma contingencia, se debe limitar dicha exportación.
- Ante máximo despacho de generación en el área, en condición normal de operación y bajo las diferentes contingencias de líneas asociadas, las dos alternativas (1) y (2) se comportan de manera similar, incluso en el mediano plazo: no se presentan violaciones de tensión o cargabilidad, ni limitaciones al despacho.
- Al considerar exportaciones a Venezuela por San Mateo – Corozo a 230 kV, limitadas éstas a causa de la contingencia del transformador de Ocaña 500/230 kV, en ninguna de las dos alternativas presentan violaciones de tensión o sobrecarga ni limitaciones al despacho.
- La conexión de Tasajero II bajo cualquiera de las dos alternativas, siempre que esté despachada, mejora los perfiles de tensión, pero no es solución a las dificultades propias del área.
- Una vez se solucionen los problemas ante la contingencia del transformador de Ocaña 500/230 kV y situaciones locales, con la alternativa (1), las exportaciones hacia Venezuela estarán limitadas por la contingencia de algunas líneas asociadas, aunque en menor medida.
- La alternativa (2), conexión a Belén (Cúcuta), presenta serias dificultades de construcción por espacio y acceso.

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-20 indica para cada alternativa el nivel de cortocircuito en las subestaciones del área.

Gráfica 6-20. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área.



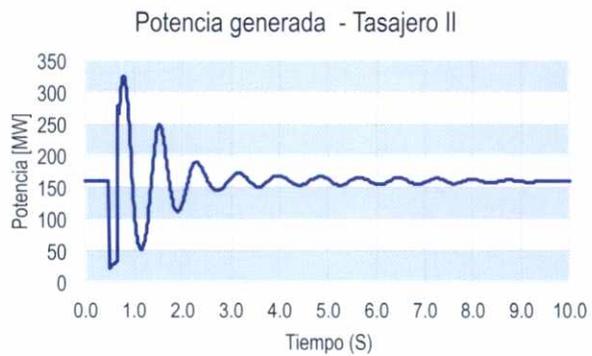
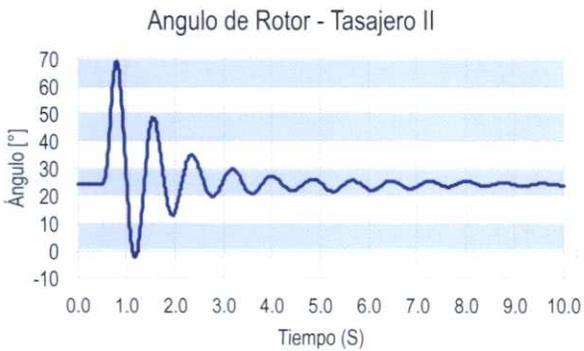
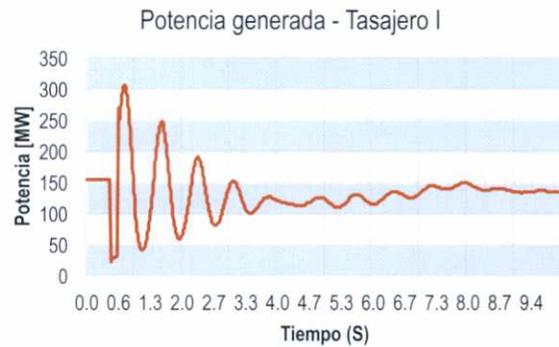
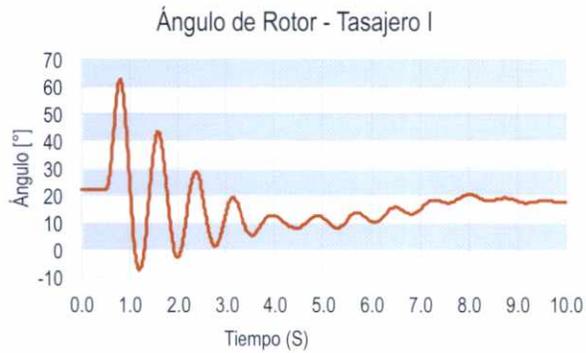


Fuente de gráfica: UPME

La conexión de la planta, ya sea a la subestación Tasajero o a la subestación Cúcuta, no impacta negativamente el nivel de corto de los equipos de las subestaciones del STR y STN.

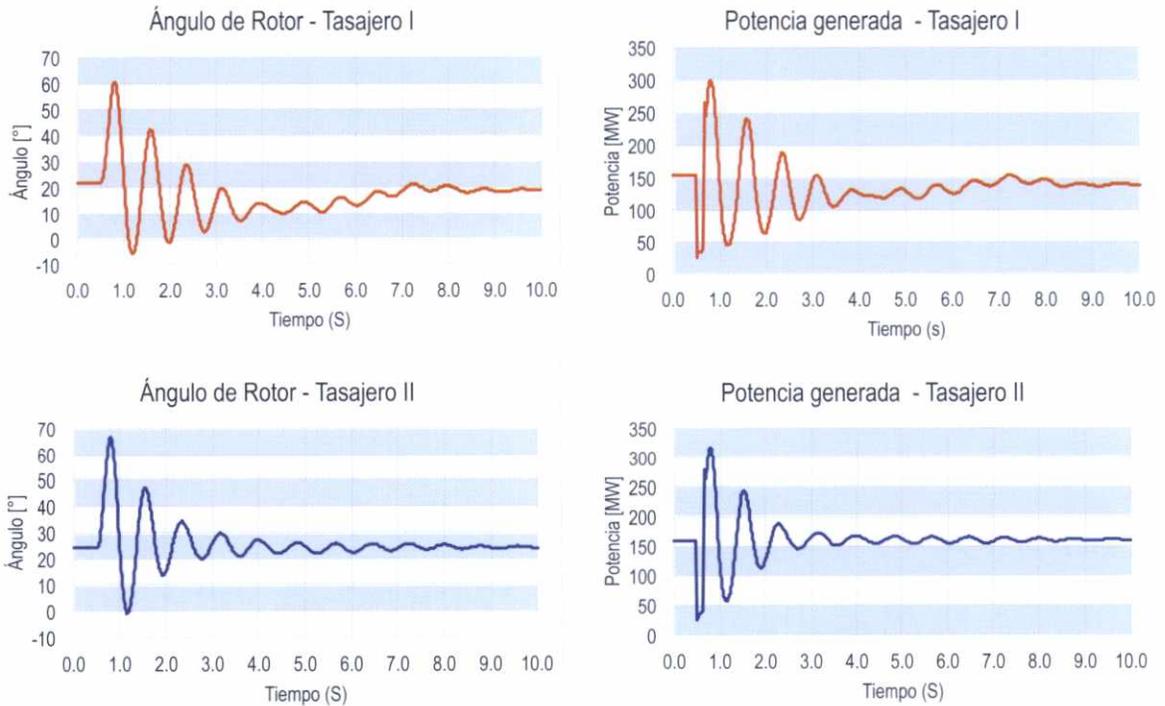
Análisis transitorio

Gráfica 6-21. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Tasajero - Cúcuta 230 kV. Alternativa 1, año 2015.



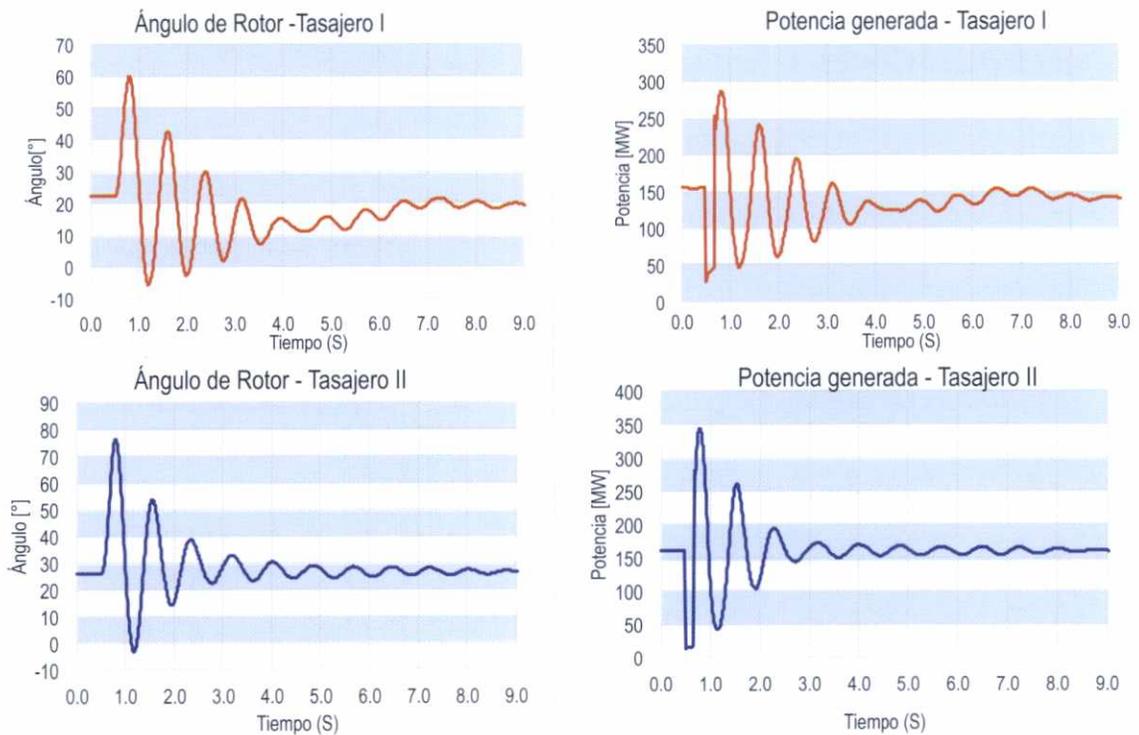
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-22. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Tasajero – San Mateo 230 kV. Alternativa 1, año 2015.



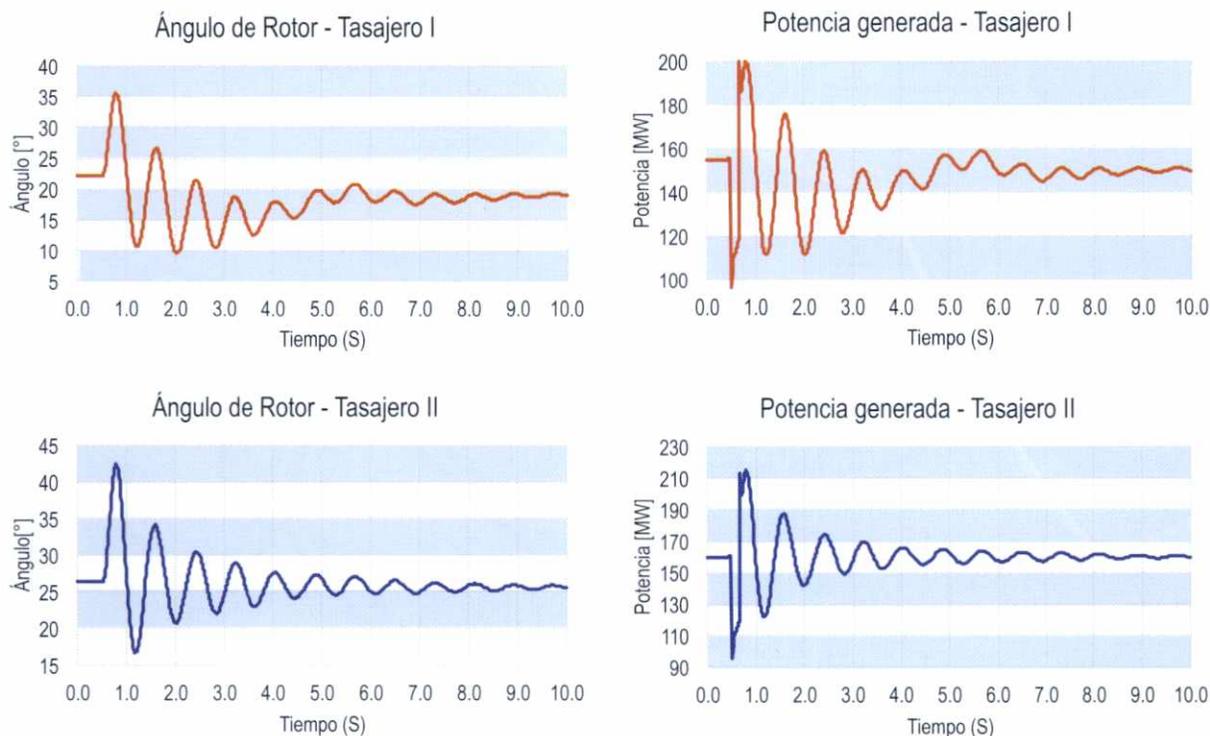
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-23. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Cúcuta – San Mateo 230 kV. Alternativa 2, año 2015



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-24. Comportamiento transitorio de Tasajero I y Tasajero II ante la contingencia Ocaña – San Mateo 230 kV. Alternativa 2, año 2015.



Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 6-21, Gráfica 6-22, Gráfica 6-23 y Gráfica 6-24 indican un comportamiento estable y amortiguado en las principales plantas de generación del área, ante contingencias sencillas a nivel de 230 kV.

Conclusiones

- De acuerdo con todo lo anterior, la UPME encontró que las dos alternativas son viables técnicamente y cumplen con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos; sin embargo, la alternativa (2), conexión a Belén (Cúcuta) 230 kV, presenta serias dificultades de construcción según lo manifiesta Termotasajero S.A. E.S.P. y las dos corresponden a activos de conexión aunque la (2) con una inversión mayor. En tal sentido, se aprobó la conexión de la central Termotasajero II – 160 MW a la subestación Tasajero 230 kV, con fecha de entrada en operación en diciembre de 2015, la cual no ocasiona la remuneración de activos de uso.
- La contingencia que restringe los intercambios de potencia, es la falla del transformador Ocaña 500/230 kV – 450 MVA.

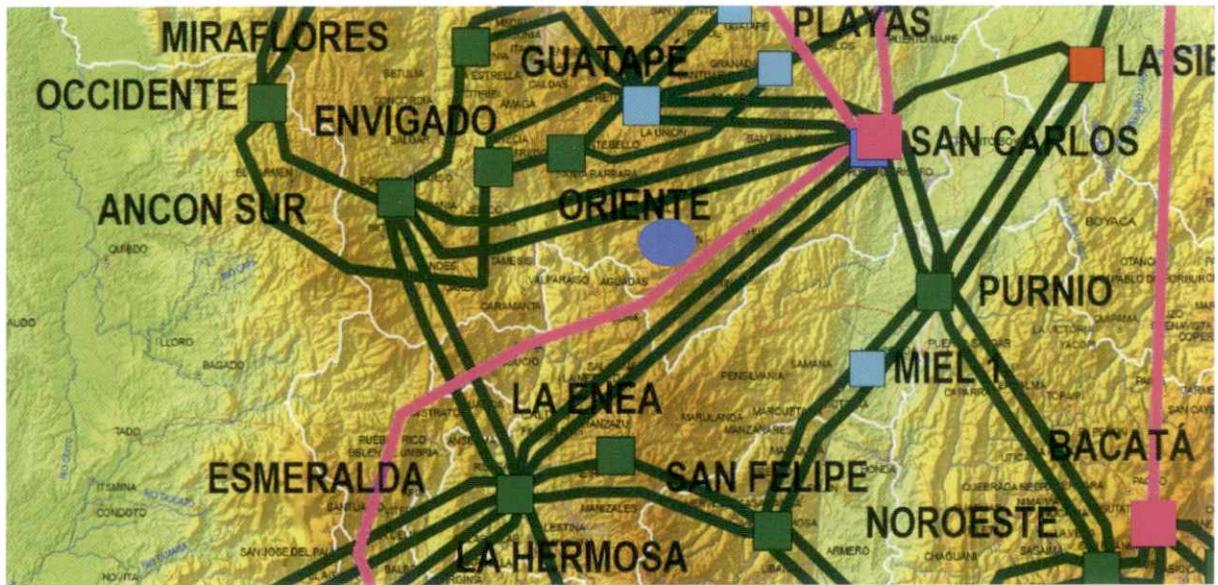
6.4.1.3 Conexión de la planta San Miguel 42MW

Antecedentes

- El proyecto se encuentra ubicado en el municipio de San Francisco, Departamento de Antioquia. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona cuenta con varias líneas a nivel de 230 kV y 110 kV.

- San Miguel es una central de generación hidráulica, con compromisos de Energía en Firme durante el periodo 2015 - 2035 (122.68 GWh-año).
- El promotor del proyecto, CH San Miguel S.A.S. E.S.P., propone como fecha de entrada en operación el mes de diciembre del año 2015.
- La ubicación de la planta se puede observar en la Gráfica 6-25.

Gráfica 6-25. Ubicación de la planta de generación San Miguel 42 MW.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó la incorporación de la planta al Sistema Interconectado Nacional - SIN, buscando establecer la mejor alternativa de conexión.

A continuación se presentan los supuestos considerados durante la realización de los análisis.

- Capacidad instalada del proyecto San Miguel: 42 MW.
- Sensibilidades al despacho del área, en virtud de la conexión de futuros proyectos de generación (El Popal, San Matías, El Molino, La Paloma I y II y La Sirgua)
- Horizonte analizado: 2015 - 2020.
- Demanda: Se consideró la Información reportada por el Operador de Red EPM.
- Periodos de consumo: demanda máxima y demanda mínima.
- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Se consideran los siguientes escenarios operativos. Ver Gráfica 6-26.

Gráfica 6-26. Escenarios Operativos

Escenarios	Características	Escenario de Despacho		
		San Miguel	Calderas	Rio Claro
Escenario A	Generación	↑	↑	↑
	Demanda	Máxima	Máxima	Máxima
Escenario B	Generación	↑	↑	↑
	Demanda	Mínima	Mínima	Mínima
Escenario C	Generación	↑	↓	↓
	Demanda	Máxima	Máxima	Máxima

↑ Generación máxima

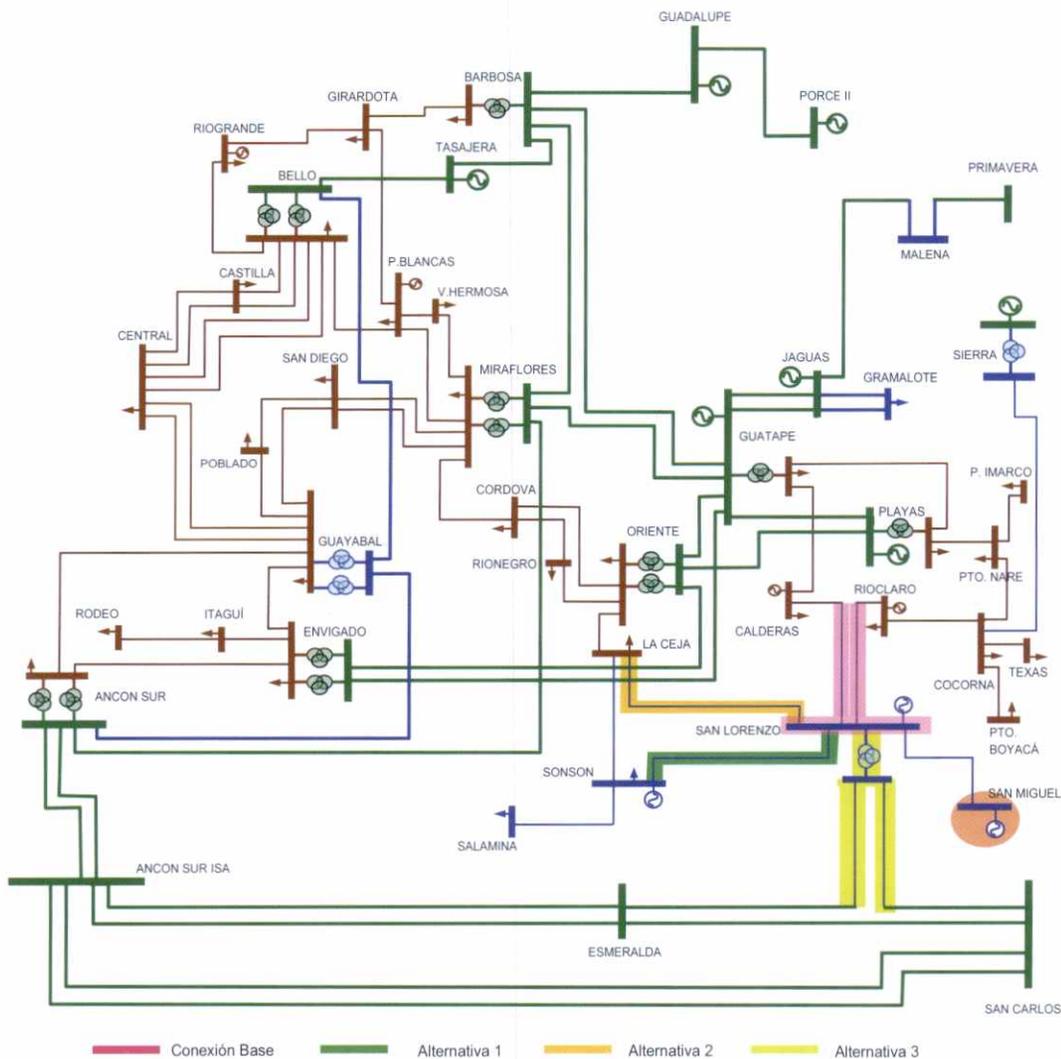
↓ Generación mínima

Fuente de gráfica: UPME

A continuación se describen las opciones de conexión del proyecto de generación. Ver Gráfica 6-27.

- Alternativa 1:** Conexión del proyecto a una nueva subestación San Lorenzo 110 kV, la cual reconfigura el enlace Calderas – Rio Claro 110 kV en Calderas – San Lorenzo 110 kV y San Lorenzo – Rio Claro 110 kV. Adicionalmente, nueva línea San Lorenzo – Sonsón 110 kV.
- Alternativa 2:** Conexión del proyecto a una nueva subestación San Lorenzo 110 kV, la cual reconfigura el enlace Calderas – Rio Claro 110 kV en Calderas – San Lorenzo 110 kV y San Lorenzo – Rio Claro 110 kV. Adicionalmente, nueva línea San Lorenzo – La Ceja 110 kV.
- Alternativa 3:** Conexión del proyecto a una nueva subestación San Lorenzo 230/110/13.8 kV - 100 MVA, reconfigurando uno de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – San Lorenzo 230 kV y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV. Adicionalmente, reconfiguración del enlace Calderas – Rio Claro 110 kV en Calderas – San Lorenzo 110 kV y San Lorenzo – Rio Claro 110 kV.

Gráfica 6-27. Descripción de las alternativas para la conexión de la Planta de Generación San Miguel



Fuente de gráfica: UPME

Tal y como se puede observar las tres alternativas de conexión presentan una obra en común, subestación San Lorenzo 110 kV, la cual reconfigura la línea Calderas - Rio Claro 110 kV en Calderas - San Lorenzo 110 kV y San Lorenzo - Rio Claro 110 kV.

Por otra parte, teniendo en cuenta la solicitud de conexión de otras plantas de generación en el Oriente Antioqueño (sin Obligaciones de Energía en Firme), la UPME realizó un análisis integral con el objetivo de establecer la infraestructura necesaria para garantizar la correcta evacuación la generación a instalarse en el área.

Inicialmente en las Tabla 6-9, Tabla 6-10 y Tabla 6-11, se presenta el comportamiento del sistema para la alternativa de conexión base, teniendo en cuenta únicamente la generación de San Miguel (42 MW).

Tabla 6-9: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario A.

Escenario A	2015	2017	2020
Estado	Alternativa Base		
Condición Normal de Operación	TRF Guatapé 7.5% TRF Playas 53.4% Guatapé- Calderas 27.7% Playas - Pto Nare 61.1% San Lorenzo - Rio Claro 50.8% Rio Claro - Cocorná 43.8% Puerto Nare 94.5% Cocorná 92.8% Rio Claro 95.2%	TRF Guatapé 7.3% TRF Playas 47.6% Guatapé- Calderas 29.8% Playas - Pto Nare 58.5% San Lorenzo - Rio Claro 50.5% Rio Claro - Cocorná 47.9% Puerto Nare 92.7% Cocorná 90.7% Rio Claro 93.7%	TRF Guatapé 12% TRF Playas 70.6% Guatapé- Calderas 17.5% Playas - Pto Nare 76.3% San Lorenzo - Rio Claro 68.1% Rio Claro - Cocorná 34.3% Puerto Nare 92.6% Cocorná 90.7% Rio Claro 90.2%
N-1 Calderas - Rio Claro 110kV (San Lorenzo- Rio Claro 110 kV)	TRF Guatapé 12.4% TRF Playas 85.5% Guatapé- Calderas 74.6% Playas - Pto Nare 127.9% Pto Nare - Cocorná 66.4% Puerto Nare 83.2% Cocorná 79.7% Rio Claro 78.9%	TRF Guatapé 16.9% TRF Playas 84.4% Guatapé- Calderas 75.4% Playas - Pto Nare 128% Pto Nare - Cocorná 76.5% Puerto Nare 81.3% Cocorná 76.8% Rio Claro 76%	NO CONVERGE
N-1 Rio Claro - Cocorná 110 kV	TRF Guatapé 9.5% TRF Playas 78.8% Guatapé- Calderas 70.1% Playas - Pto Nare 117.1% Cocorná - Pto Nare 59.9% Puerto Nare 85.5% Cocorná 82.4% Rio Claro 99.7%	TRF Guatapé 14.6% TRF Playas 78.7% Guatapé- Calderas 73% Playas - Pto Nare 120.6% Cocorná - Pto Nare 72.5% Puerto Nare 83.4% Cocorná 79.3% Rio Claro 99.6%	TRF Guatapé 36.6% TRF Playas 91.6% Guatapé- Calderas 17% Playas - Pto Nare 122.6% Pto Nare - Cocorná 73.4% Puerto Nare 85.3% Cocorná 81.3% Rio Claro 97.8%
N-1 Playas - Puerto Nare 110 kV	NO CONVERGE	NO CONVERGE	NO CONVERGE
N-1 Playas 230/110 kV	TRF Guatapé 56.3% Guatapé- Calderas 20.6% Playas - Pto Nare 58.1% Cocorná 85.7% Puerto Nare 86.9% Rio Claro 89.7%	TRF Guatapé 55.1% Guatapé- Calderas 26.5% Guatapé- Calderas 30.2% Playas - Pto Nare 57% Puerto Nare 86% Cocorná 84.3% Rio Claro 88.7%	TRF Guatapé 139.6% Guatapé- Calderas 34.9% Popal- Rio Claro 89.1% Playas - Pto Nare 82.4% Puerto Nare 78.6% Cocorná 76.2% Rio Claro 80%
N-1 Guatapé 230/110 kV	TRF Playas 54.8% Guatapé- Calderas 29.7% Playas - Pto Nare 61.1% Cocorná 91.4% Puerto Nare 93% Pto Boyacá 91.2% Rio Claro 94.5%	TRF Playas 53% Guatapé- Calderas 30% Playas - Pto Nare 59.1% Cocorná 90.4% Puerto NareE 92.4% Pto Boyacá 90.1% Rio Claro 93.4%	TRF Playas 110.8% Guatapé- Calderas 13.9% Playas - Pto Nare 82.9% Cocorná 88.1% Puerto Nare 90.6% Pto Boyacá 87.7% Rio Claro 90.3%

Fuente de tabla: UPME

Tabla 6-10: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario B.

Escenario B	2015	2017	2020
Estado	Alternativa Base		
Condición Normal de Operación	TRF Guatapé 12.3% TRF Playas 32.3% Guatapé - Calderas 42.3% Playas - Puerto Nare 33.1% San Lorenzo- Rio Claro 32.8% Puerto Nare- Cocorná 17.7% Rio Claro- Cocorná 47.7% Puerto Nare 96.5% Vasconia 94.8% Rio Claro 97.9%	TRF Guatapé 13.2% TRF Playas 13.4% Guatapé - Calderas 41.4% Playas - Puerto Nare 25.2% San Lorenzo- Rio Claro 32.9% Puerto Nare- Cocorná 12.8% Rio Claro- Cocorná 45.1% Puerto Nare 99% Vasconia 98.9% Rio Claro 99.8%	TRF Guatapé 15.8% TRF Playas 9,6% Guatapé - Calderas 40.8% Playas - Puerto Nare 22.4% San Lorenzo- Rio Claro 33% Puerto Nare- Cocorná 10.6% Rio Claro- Cocorná 43.7% Puerto Nare 101.6% Vasconia 99.9% Rio Claro 103.2%
N-1 Calderas - Rio Claro 110kV (San Lorenzo - Rio Claro 110 kV)	TRF Guatapé 22% TRF Playas 46% Guatapé - Calderas 73.6% Playas - Puerto Nare 67.5% Puerto Nare- Cocorná 40.1% Rio Claro- Cocorná 15.6% Puerto Nare 92.5% Vasconia 90.1% Rio Claro 91.2%	TRF Guatapé 22.5% TRF Playas 41.3% Guatapé - Calderas 74.2% Playas - Puerto Nare 69.5% Puerto Nare- Cocorná 41.2% Rio Claro- Cocorná 16% Puerto Nare 90.2% Vasconia 87.8% Rio Claro 88.9%	TRF Guatapé 23.4% TRF Playas 40.3% Guatapé - Calderas 76.1% Playas - Puerto Nare 71.3% Puerto Nare- Cocorná 42% Rio Claro- Cocorná 18,8% Puerto Nare 89.5% Vasconia 86% Rio Claro 86.2%
N-1 Rio Claro - Cocorná 110 kV	TRF Guatapé 26% TRF Playas 55.9% Guatapé - Calderas 86.4% Playas - Puerto Nare 86.7% Puerto Nare- Cocorná 53.4% Puerto Nare 89.4% Vasconia 86.4% Rio Claro 102.1%	TRF Guatapé 28.9% TRF Playas 51.8% Guatapé - Calderas 87.2% Playas - Puerto Nare 89.4% Puerto Nare- Cocorná 55% San Lorenzo- Rio Claro 14.3% Puerto Nare 87.1% Vasconia 84.2% Rio Claro 102.2%	TRF Guatapé 29.3% TRF Playas 49.4% Guatapé - Calderas 89.5% Playas - Puerto Nare 90.4% Puerto Nare- Cocorná 57.3% San Lorenzo - Rio Claro 13.5% Puerto Nare 86.6% Vasconia 83.9% Rio Claro 102.8%
N-1 Playas - Puerto Nare 110 kV	TRF Guatapé 5.7% TRF Playas 21.9% Guatapé - Calderas 24.6% San Lorenzo - Rio Claro 84.5% Rio Claro- Cocorná 101.8% Puerto Nare- Cocorná 11.7% Puerto Nare 74.9% Vasconia 74.1% Rio Claro 84.3%	TRF Guatapé 17% TRF Playas 20.8% Guatapé - Calderas 33.1% Puerto Nare- Cocorná 13.1% San Lorenzo - Rio Claro 94.8% Rio Claro- Cocorná 112.8% Puerto Nare 67% Vasconia 66.8% Rio Claro 78.4%	TRF Guatapé 28% TRF Playas 19.6% Guatapé - Calderas 40% Puerto Nare- Cocorná 15% San Lorenzo- Rio Claro 92,4% Rio Claro- Cocorná 118.2% Puerto Nare 65% Vasconia 65.1% Rio Claro 76.4%

Continúa

N-1 TRF Playas 230/110 kV	TRF Guatapé 25.7% Guatapé - Calderas 41.7% San Lorenzo- Rio Claro 36.2% Rio Claro- Cocorná 51.9% Puerto Nare 92.4% Vasconia 90.9% Rio Claro 95%	TRF Guatapé 23.4% Guatapé - Calderas 42% Puerto Nare- Cocorná 14.5% San Lorenzo- Rio Claro 36.8% Rio Claro- Cocorná 52.7% Puerto Nare 91.5% Vasconia 90% Rio Claro 94.3%	TRF Guatapé 21.6% Guatapé - Calderas 45.2% Puerto Nare- Cocorná 15.7% San Lorenzo- Rio Claro 36.8% Rio Claro- Cocorná 54.6% Puerto Nare 90.3% Vasconia 88.3% Rio Claro 93%
	N-1 TRF Guatapé 230/110 kV	TRF Playas 49.3% Guatapé - Calderas 62.4% San Lorenzo- Rio Claro 35.9% Rio Claro- Cocorná 50.9% Puerto Nare 95.6% Vasconia 93.9% Rio Claro 97.2%	TRF Playas 27.6% Guatapé - Calderas 41% Puerto Nare- Cocorná 16.4% San Lorenzo- Rio Claro 35% Rio Claro- Cocorná 50.2% Puerto Nare 94.7% Vasconia 93.1% Rio Claro 96.5%

Fuente de tabla: UPME

Tabla 6-11: Comportamiento del sistema bajo alternativa de Conexión Base – Escenario C.

Escenario C	2015	2017	2020
Estado	Alternativa Base		
Condición Normal de Operación	TRF Guatapé 21.5% TRF Playas 43.2% Guatapé - Calderas 12.7% Playas - Puerto Nare 48.8% Puerto Nare -Cocorná 27.5% Rio Claro -Cocorná 44% Puerto Nare 95.2% Vasconia 93.1% Rio Claro 95.2%	TRF Guatapé 21% TRF Playas 42.6% Guatapé - Calderas 10.8% San Lorenzo- Ri o Claro 44.8% Rio Claro -Cocorná 32.7% Puerto Nare -Cocorná 27.3% Playas - Puerto Nare 48.9% Puerto Nare 94% Vasconia 92.1% Rio Claro 94.4%	TRF Guatapé 20.2% TRF Playas 41% Guatapé - Calderas 8.5% San Lorenzo - Ri o Claro 44% Rio Claro -Cocorná 25.8% Puerto Nare -Cocorná 26.3% Playas - Puerto Nare 50.4% Puerto Nare 93.6% Vasconia 91.2% Rio Claro 94%
	N-1 Calderas - Rio Claro 110kV (San Lorenzo - Rio Claro 110 kV)	TRF Guatapé 22% TRF Playas 70.5% Guatapé - Calderas 47% Playas - Puerto Nare 105% Puerto Nare -Cocorná 66.2% Rio Claro -Cocorná 14.7% Puerto Nare 86.7% Vasconia 83.5% Rio Claro 81.8%	TRF Guatapé 21.3% TRF Playas 71.1% Guatapé - Calderas 47% Playas - Puerto Nare 107.2% Puerto Nare -Cocorná 67.6% Rio Claro -Cocorná 15.1 % Puerto Nare 85.1% Vasconia 81.8% Rio Claro 80.1%

Continúa

Escenario C	2015	2017	2020
Estado	Alternativa Base		
N-1 Rio Claro - Cocorná 110 kV	TRF Guatapé 19.3% TRF Playas 60.2% Guatapé - Calderas 36.5% Playas - Puerto Nare 86.1% Puerto Nare - Cocorná 53.1% San Lorenzo - Rio Claro 11.9% Puerto Nare 86.7% Vasconia 87.2% Rio Claro 99.1%	TRF Guatapé 18.5% TRF Playas 60.4% Guatapé - Calderas 36.1% San Lorenzo - Rio Claro 11.9% Playas - Puerto Nare 87.7% Puerto Nare - Cocorná 54% Puerto Nare 88.6% Vasconia 85.7% Rio Claro 98.5%	TRF Guatapé 18% TRF Playas 61.4% Guatapé - Calderas 35.6% San Lorenzo - Rio Claro 12.4% Playas - Puerto Nare 89.4% Puerto Nare - Cocorná 56.1% Puerto Nare 89.5% Vasconia 83.3% Rio Claro 97%
N-1 Playas - Puerto Nare 110 kV	NO CONVERGE	NO CONVERGE	NO CONVERGE
N-1 TRF Playas 230/110 Kv	TRF Guatapé 64.1% Guatapé - Calderas 8.3% Playas - Puerto Nare 45.7% Puerto Nare - Cocorná 24.3% San Lorenzo - Rio Claro 51.5% Puerto Nare 90.1% Vasconia 88.3% Rio Claro 91.6%	TRF Guatapé 63.3% Guatapé - Calderas 6.2% Playas - Puerto Nare 45.9% Puerto Nare - Cocorná 24.2% San Lorenzo - Rio Claro 52.3% Rio Claro - Cocorná 39.9% Puerto Nare 89.2% Vasconia 87.4% Rio Claro 90.8%	TRF Guatapé 62.4% Guatapé - Calderas 5.9% Playas - Puerto Nare 46.2% Puerto Nare - Cocorná 22% San Lorenzo - Rio Claro 54.2% Rio Claro - Cocorná 41% Puerto Nare 90.4% Vasconia 85.9% Rio Claro 90.1%
N-1 TRF Guatapé 230/110 kV	TRF Playas 61% Guatapé - Calderas 10.5% Playas - Puerto Nare 50.8% Puerto Nare - Cocorná 28.7% San Lorenzo - Rio Claro 42.7% Puerto Nare 94.2% Vasconia 92.2% Rio Claro 94.4%	TRF Playas 60.1% Guatapé - Calderas 9.3% Playas - Puerto Nare 50.9% Puerto Nare - Cocorná 29.5% San Lorenzo - Rio Claro 43.5% Rio Claro - Cocorná 31.3% Puerto Nare 93.2% Vasconia 91.3% Rio Claro 93.6%	TRF Playas 59.3% Guatapé - Calderas 8.4% Playas - Puerto Nare 52.3% Puerto Nare - Cocorná 31.8% San Lorenzo - Rio Claro 45.7% Rio Claro - Cocorná 30% Puerto Nare 92.4% Vasconia 90.1% Rio Claro 93.2%

Fuente de tabla: UPME

De las anteriores tablas se puede concluir:

Escenario A

- La generación de San Miguel, en estado normal de operación para el periodo comprendido entre los años 2015 - 2020, considerando máximo despacho y máxima demanda en la zona, no ocasiona violaciones adicionales al sistema.
- Ante contingencia sencilla del circuito Rio Claro - Cocorná 110 kV, se presenta sobrecarga en la línea Playas - Puerto Nare 110 kV, lo anterior es independiente de la entrada del proyecto.

- Con y sin la conexión del proyecto de generación, la salida del transformador Playas 230/110 kV ocasiona violaciones de tensión en el sistema. Ello se debe a la condición radial del Magdalena Medio antioqueño cuando falla este elemento (radial respecto a Guatapé).
- Independientemente de la conexión de la planta, las contingencias sencillas San Lorenzo – Rio Claro 110 kV y Rio Claro – Cocorná 110 kV, ocasionan bajas tensiones en varias de las subestaciones del STR.
- La condición más crítica del sistema se presenta ante la contingencia Playas – Puerto Nare 110 kV. Bajo esta topología, el Magdalena Medio Antioqueño es atendido radialmente desde Guatapé, generándose violaciones de tensión y por sobrecargas, sin que las mismas sean atribuibles a la conexión de la planta de generación San Miguel.
- Con la entrada en operación de los 42 MW de San Miguel, se presenta una mejoría en los niveles de tensión de las barras a 110 kV, sin que se resuelva la problemática citada.

Escenario B

- Bajo condiciones normales de operación, con la incorporación del proyecto de generación, no se presentan violaciones en el sistema.
- Las contingencias sencillas San Lorenzo – Rio Claro 110 kV y Rio Claro – Cocorná 110 kV, ocasionan bajas tensiones en varias de las subestaciones del STR. Si bien el consumo en este escenario es menor, en la zona se conectan cargas petroleras, razón por la cual se evidencian los bajos voltajes (problemática no asociada a la conexión de San Miguel).
- Ante contingencia sencilla del enlace Playas – Puerto Nare 110 kV, se presenta sobrecarga del circuito Rio Claro – Cocorná 110 kV y bajas tensiones en las barras de 110 kV en las subestaciones Puerto Inmarco 110 kV, Corcorna 110 kV, Puerto Boyacá 110 kV, Basconia 110 kV y Campo Jazmin 110 kV, condición que es indistinta con la entrada del proyecto.

Escenario C

- Considerando las condiciones definidas para este escenario en la zona, en condición normal de operación no se presentan violaciones de tensión ni sobrecarga en todo el sistema.
- Al igual que en los escenarios anteriores, las sobrecargas y/o bajas tensiones que se presentan en el sistema, ante contingencia sencilla del enlace San Lorenzo – Rio Claro (sobrecarga en el circuito Playas – Puerto Nare 110 kV) y el transformador de Playas 230/110 kV (bajas tensiones a nivel de 110 kV), se consideran independientes de la entrada del proyecto.

Hasta este punto se ha realizado el análisis de la obra base (incorporación de la subestación San Lorenzo 110 kV), la cual garantiza la correcta evacuación de la generación de San Miguel. No obstante, tal y como se mencionó anteriormente, en la zona se pretende conectar más de 60 MW de generación, representados en los proyectos El Popal (20 MW), San Matías (20 MW), El Molino (20 MW), La Sirgua (10MW), La Paloma I (5.5 MW) y La Paloma II (8.1MW). En este sentido, se llevaron a cabo los respectivos análisis teniendo en cuenta las obras adicionales a la conexión base presentadas en cada una de las alternativas, con el objetivo de establecer la mejor infraestructura para poder evacuar la generación del área.

En la Tabla 6-12 se presenta el comportamiento del sistema.

Tabla 6-12: Comportamiento del sistema para cada alternativa.

Horizonte	Escenario	Estado	Alternativa Base	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
2015-2020	Dmáx - Gmáx	N-1 Guatapé - Calderas 110 kV	Sobrecarga San Lorenzo - Río Claro 100.4%	Correcta evacuación de la generación	Correcta evacuación de la generación	Correcta evacuación de la generación
2015-2020	Dmin - Gmáx	N-1 Guatapé - Calderas 110 kV	Sobrecarga San Lorenzo - Río Claro 112.4%	Correcta evacuación de la generación	Correcta evacuación de la generación	Correcta evacuación de la generación
2015-2020	Dmin - Gmáx	N-1 La Ceja - Sonsón 110 kV	Sobrecargas en el SDL	Correcta evacuación de la generación	Sobrecargas en el SDL	Sobrecargas en el SDL
2015-2020	Dmáx - Gmáx	N-1 La Ceja - Sonsón 110 kV	Sobrecargas en el SDL	Correcta evacuación de la generación	Sobrecargas en el SDL	Sobrecargas en el SDL

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- Teniendo sólo incorporada la subestación San Lorenzo 110 kV (alternativa base), sin ningún refuerzo de red y considerando escenarios de máxima generación e independientemente del periodo de consumo, las contingencias sencillas de los enlaces La Ceja – Sonsón 110 kV y Guatapé – Calderas 110 kV, ocasionan congestión en el SDL y STR, respectivamente.

En el primer caso (N-1 La Ceja - Sonsón 110 kV), toda la generación de La Sirgua y La Paloma I y II, se inyecta en la red de 44 kV, ocasionando violaciones por sobrecarga en este nivel de tensión. Por su parte, ante la indisponibilidad del circuito Guatapé – Calderas 110 kV, la generación de San Miguel, Popal, El Molino, San Matías y Calderas, sobrecargan el enlace San Lorenzo – Río Claro 110 kV.

- Con las alternativas 2 y 3, se resuelven el problema de sobrecarga asociado a la contingencia simple del enlace Guatapé – Calderas 110 kV, ya que se tienen dos rutas de evacuación para la generación de la zona; sin embargo, persiste la congestión de la red del SDL cuando falla la línea La Ceja – Sonsón 110 kV.
- En relación a la alternativa 1, se puede decir que en condición normal de operación y ante contingencia simple, garantiza la correcta evacuación de la generación, para todos los escenarios analizados.

Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa base (subestación San Lorenzo 110 kV a través de la reconfiguración de la línea Calderas – Río Claro 110 kV en Calderas – San Lorenzo 110 kV y San Lorenzo – Río Claro 110 kV), obra que permite la correcta evacuación de la generación de San Miguel, ver Tabla 6-13.

Beneficios:

- Confiabilidad energética para el país, en función de los compromisos de Energía en Firme de la planta de generación San Miguel (Resolución UPME 0515 de 2008).

Costos:

- Costo para el usuario del Cargo por Confiabilidad.
- Valoración de los activos de la red de sub transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 097 de 2008.

Tabla 6-13: Relación Beneficio / Costo de la conexión de San Miguel 42 MW.

Beneficios	
BENEFICIOS (Ahorro por escasez) SUBASTA 2011	\$ 36.516.174,383
TOTAL BENEFICIOS (Ahorro por escasez) (\$ dic-2012)	\$ 36.516.174,383
Costos	
COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTA 2011	\$ 24.545.420,298
COSTOS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN	\$ 10.302.322,130
TOTAL COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTAS (\$ dic-2012)	\$ 34.847.742,428
Relación B/C a 30 años	1.05

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

La relación beneficio / costo de la incorporación de San Miguel al Sistema de Transmisión Regional – STR es superior a 1. En este sentido, se recomienda para el mes de diciembre del año 2015, su conexión a la futura subestación San Lorenzo 110 kV, la cual reconfigura el enlace Calderas – Río Claro 110 kV.

La conexión de las plantas La Paloma I y II, La Sirgua, El Popal, San Matías y El Molino, deberán justificar económicamente el desarrollo de la línea San Lorenzo – Sonsón 110 kV. Lo anterior será objeto de estudio por parte de la UPME.

Finalmente, si bien la incorporación de la generación anteriormente mencionada ayuda a disminuir la problemática identificada en el STR ante contingencias en elementos del sistema, esta no es la solución definitiva, razón por la cual el Operador de red EPM presentó el estudio de conexión al STN en la subestación La Sierra 220/110 kV, de la cual se hará referencia en el numeral 6.4.2.1

6.4.1.4 Conexión de la planta Ituango

Antecedentes:

- El proyecto se encuentra localizado en el norte del departamento de Antioquia, en jurisdicción de los municipios de Ituango y Briceño. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona cuenta con redes a nivel de 230 kV y 500 kV. Ver Gráfica 6-28.
- Ituango es una central de naturaleza hidráulica, con compromisos de Energía en Firme durante el período 2018 – 2038. Las obligaciones asignadas fueron de 1085 y 3482.4 GWh-año, en la primera y segunda subasta del Cargo por Confiabilidad, respectivamente.
- El cronograma de entrada en operación de la central, según información del promotor del proyecto de generación, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. - EPM, es el siguiente:

Primera fase:

- Septiembre de 2018: 300 MW
- Diciembre de 2018: 300 MW
- Marzo de 2019: 300 MW
- Junio de 2019: 300 MW

- Total capacidad primera fase: 1200 MW

Segunda fase:

- Septiembre de 2021: 300 MW
 - Diciembre de 2021: 300 MW
 - Marzo de 2022: 300 MW
 - Junio de 2022: 300 MW
 - Total capacidad segunda fase: 1200 MW
- Respecto a la incorporación del proyecto al Sistema Interconectado Nacional - SIN, la UPME en sus Planes de Expansión, versiones 2009 - 2023, 2010 - 2024 y 2012 - 2025, presentó los primeros análisis.
- Posteriormente, la Unidad realizó análisis complementarios, los cuales se socializaron con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT. De allí surgieron observaciones, las cuales implicaron análisis conjuntos con los integrantes de dicho Comité y el operador del sistema, XM.
- En el mes de noviembre del año 2012 la Unidad puso en consideración de los Agentes y demás interesados del sector, el documento "Continuación Plan de Expansión 2012 - 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental, y conexión de la Planta de Generación Ituango 2400 MW". En él se detalla la infraestructura requerida para la conexión del proyecto de generación, al igual que los respectivos análisis técnicos y económicos.

Gráfica 6-28. Ubicación de la planta de generación Ituango 2400 MW.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó la incorporación de la planta al Sistema Interconectado Nacional - SIN, buscando establecer la mejor alternativa de conexión.

A continuación se presentan los supuestos considerados en la evaluación:

- Capacidad instalada del proyecto Ituango: Fase 1 de 1200 MW y Fase 2 de 1200 MW. Si bien la capacidad total, 2400 MW, estará disponible a partir del año 2022, es de vital importancia definir desde un comienzo la red asociada a la conexión, en total concordancia con las fechas de entrada de operación de las unidades generadoras.
- Escenario alto de la proyección de demanda.
- Periodos de consumo: demanda máxima y demanda mínima.
- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación de 250 MW con Ecuador. En relación a Panamá, se consideran a partir del año 2018.
- Se consideró la expansión definida.
- Para los nuevos enlaces a nivel de 500 kV se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se tuvieron en cuenta elementos serie maniobrables, cuyos valores implican una compensación cercana al 80% en cada circuito.
- Límite de sobrecarga del 20% para los nuevos transformadores 500/230 kV de 450 MVA.
- Se contemplan los siguientes escenarios operativos. Ver Gráfica 6-29.

Gráfica 6-29. Escenarios operativos.

Características	Escenario de Despacho		
	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Generación	Antioquia Suroccidental Caribe Nordeste Oriental	Antioquia Suroccidental Caribe Nordeste Oriental	Antioquia Suroccidental Caribe Nordeste Oriental
Demanda	Mínima	Mínima	Mínima
Exportación	Sin Panamá y Ecuador	Sin Panamá y Ecuador	Con Panamá y Ecuador, según año estudiado

- Generación máxima
- Generación media alta

- Generación media
- Generación mínima

Fuente de gráfica: UPME

-Dado que Ituango será el proyecto de generación más grande del país, se deben plantear alternativas de conexión que garanticen su correcta evacuación. En este sentido, la Unidad estableció una red objetivo con las siguientes características:

- Conexión de la generación a varios puntos fuertes del sistema a nivel 500 kV, con interconectividad a diferentes áreas.
- Permitir la correcta evacuación de la totalidad de la generación de Ituango en condiciones normales de operación y en contingencia.

En relación a lo expresado anteriormente, las subestaciones con las cuales se podía buscar conectividad para la incorporación de la generación eran Cerromatoso, Primavera, Sogamoso, Porce III y San Carlos, todas a 500 kV, o la instalación de una nueva en alguna de estas áreas.

Por la ubicación y características, la subestación Cerromatoso resultó ser un nodo ideal para la conexión.

Respecto a la interconectividad con el área Antioquia, la subestación San Carlos no resultó ser conveniente dada la concentración de generación, el aumento del nivel de corto circuito y la distancia a los centros de consumo; por tal razón se planteó una nueva subestación denominada Medellín.

Con respecto a la conexión con el área Nordeste, se analizaron las posibilidades de Primavera y Sogamoso, resultando más conveniente la llegada a Sogamoso, toda vez que permite incrementar el límite de importación al área Nordeste, ofreciendo un mejor soporte de potencia reactiva y control de tensiones ante contingencias sencillas, específicamente Sogamoso – Ocaña 500 kV y Ocaña 500/230 kV; además permite redistribuir los flujos de potencia de una manera óptima, al evitar altas concentraciones de potencia en la subestación Primavera.

Con base en lo anterior, se presentan las alternativas base de conexión (Gráfica 6-30):

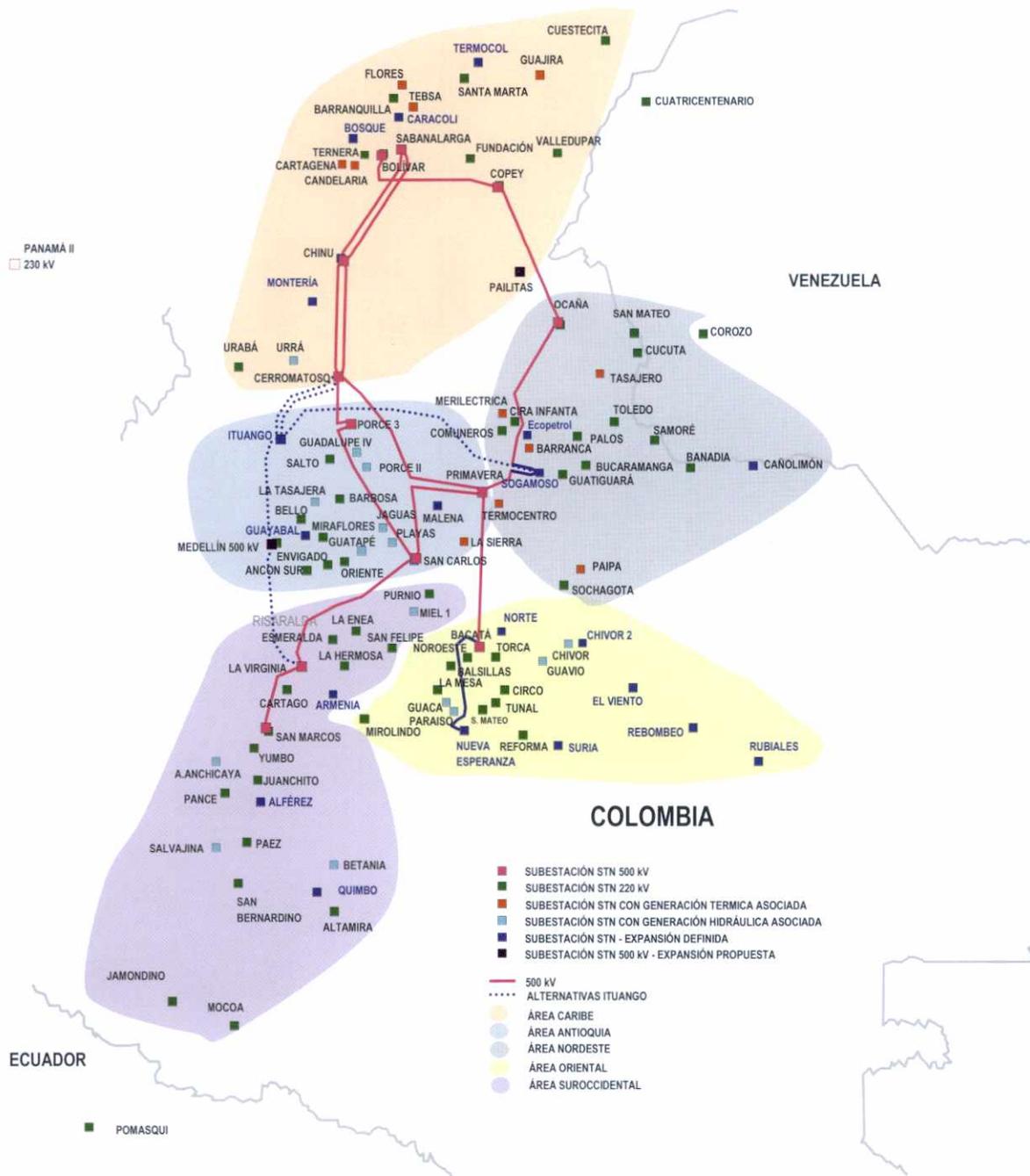
Alternativa 1: Nuevas subestaciones Ituango 500 kV y Medellín 500/230 kV, línea Ituango – Cerromatoso 500 kV, línea Ituango – Sogamoso 500 kV, línea Ituango – Medellín 500 kV y línea Medellín – Virginia 500 kV.

Alternativa 2: Nuevas subestaciones Ituango 500 kV y Medellín 500/230 kV, dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV, línea Ituango – Sogamoso 500 kV, línea Ituango – Medellín 500 kV y línea Medellín – Virginia 500 kV.

Como se puede observar, la diferencia entre una y otra es una segunda línea entre Ituango y Cerromatoso, sobre lo cual se presenta posteriormente el análisis.

Dado que para conectar a Ituango con las redes de Antioquia existen varias posibilidades (subestaciones existentes o una nueva), más adelante se presenta el detalle de los análisis en este aspecto.

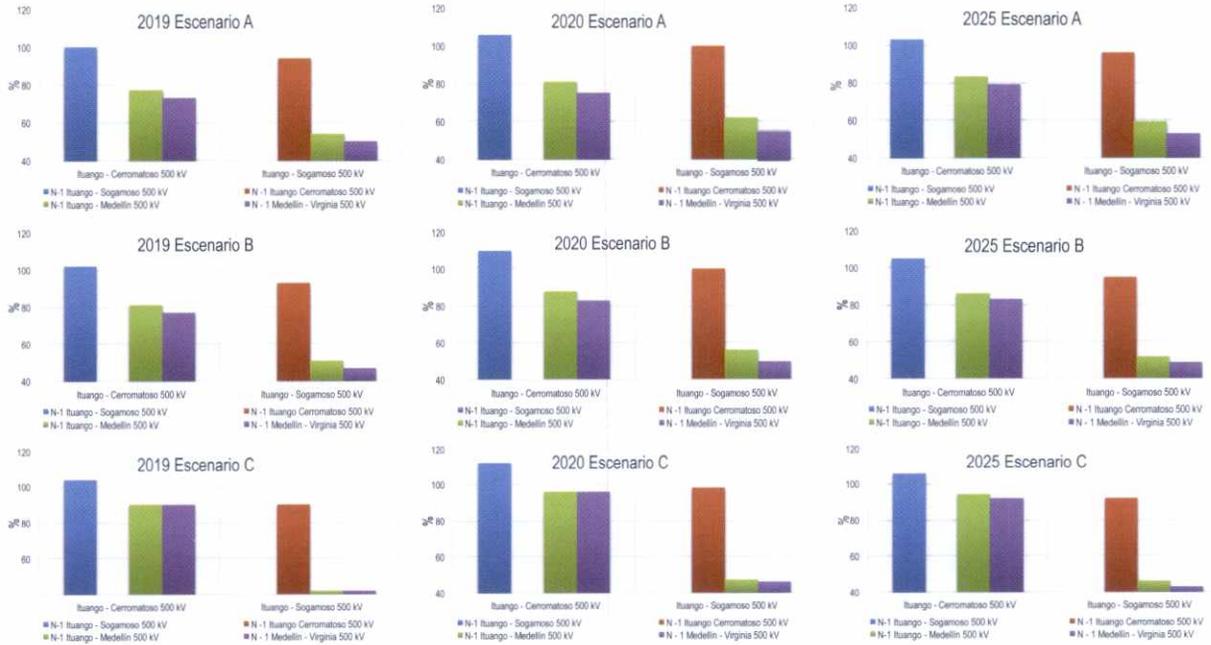
Gráfica 6-30. Alternativas de conexión del proyecto de generación Ituango 2400 MW.



Fuente de gráfica: UPME

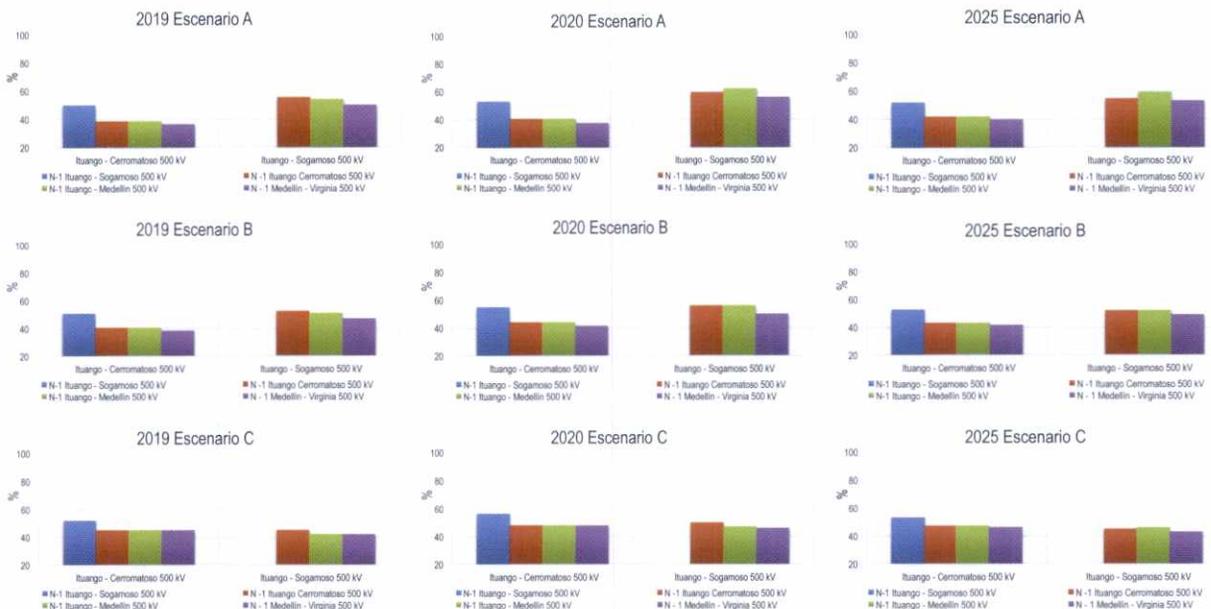
La Gráfica 6-31 y la Gráfica 6-32 presentan el nivel de carga de los enlaces a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso e Ituango – Sogamoso, considerando los escenarios operativos de la Gráfica 6-29, y teniendo en cuenta diferentes contingencias. Es importante mencionar que para todos los escenarios se consideró la máxima capacidad de generación en Ituango, según el año, con el objetivo de establecer posibles limitaciones al despacho.

Gráfica 6-31. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-32. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 2.



Fuente de gráfica: UPME

De las figuras anteriores se puede concluir:

- Para la alternativa 1, las contingencias más críticas para la evacuación de Ituango, son la pérdida de los enlaces a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso e Ituango – Sogamoso. En el primer caso,

la línea Ituango - Sogamoso debe soportar gran parte de la generación del nuevo proyecto, siendo el escenario A, despacho medio en el área Nordeste, el más crítico.

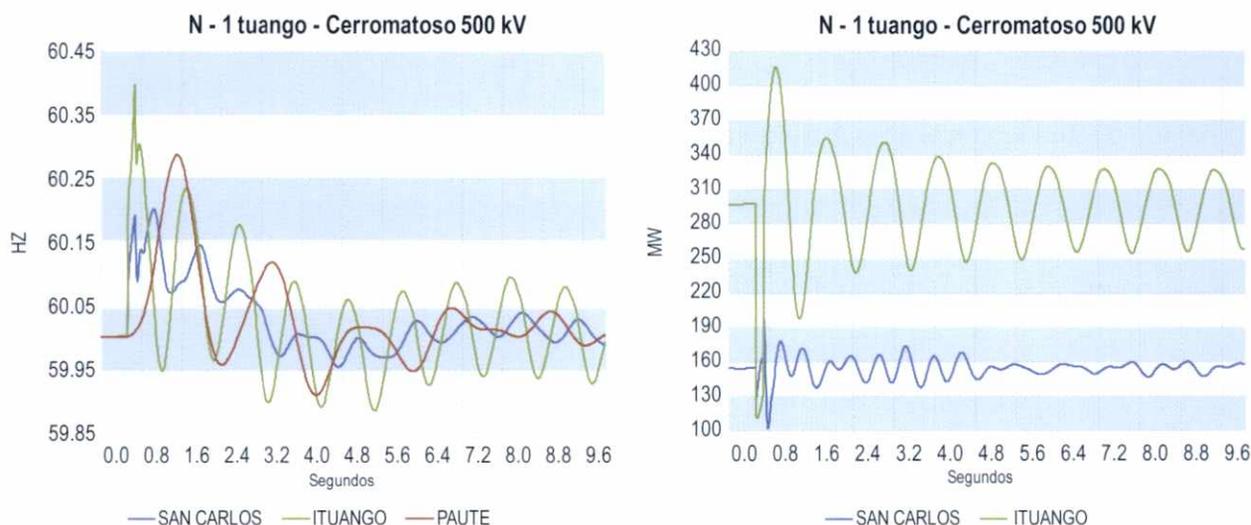
Cuando la falla es Ituango - Sogamoso 500 kV, la línea Ituango - Cerromatoso presenta una cargabilidad superior al 110%. Este comportamiento se torna más crítico con mínimo despacho en las sub áreas operativas Guajira, Atlántico y Bolívar.

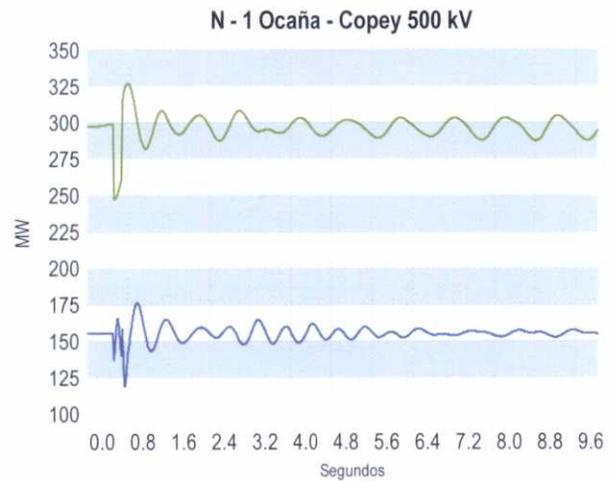
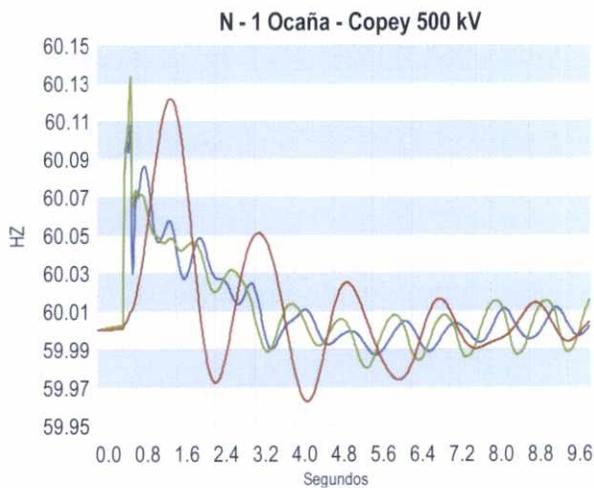
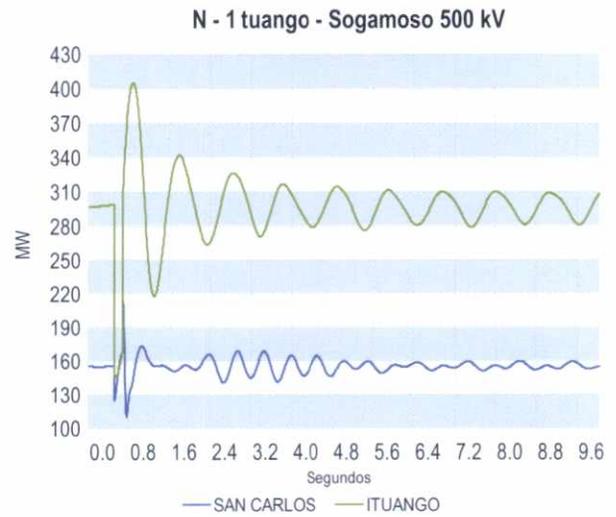
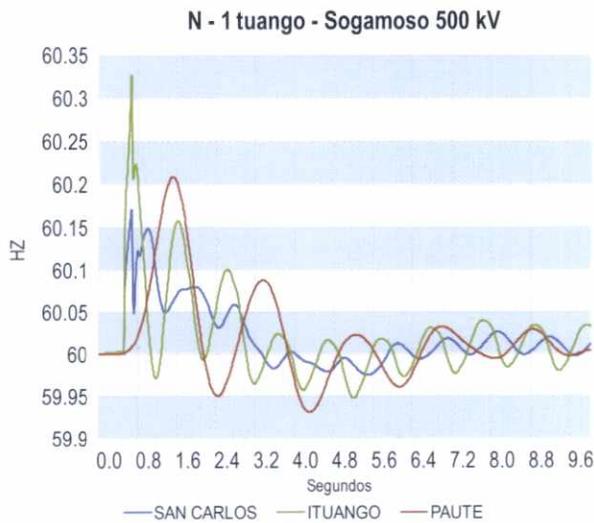
En este sentido, si bien no se observan cargabilidades superiores al 120% en ninguno de los nuevos enlaces, la línea Ituango - Cerromatoso operaría por encima de su potencia natural (SIL), considerando escenarios de máximo despacho en Antioquia (independientemente de Ituango). Bajo estas condiciones, el mencionado elemento tendría un nivel de carga superior al 60%, ocasionando ello una mayor exigencia al SVC de la subestación Chinú cuando falle alguno de los tres circuitos que interconectan el área Caribe con el interior del país.

Dada esta dificultad operativa, se descarta técnicamente esta alternativa, se propone un complemento y se plantea la alternativa 2.

- Con la alternativa 2 se presenta una mejor distribución de flujos de potencia a nivel de 500 kV, y no se observan elementos operando por encima de su potencia natural SIL. En este sentido, los dos circuitos Cerromatoso - Ituango permiten evacuar adecuadamente la potencia de la planta y evitar la saturación del SVC bajo escenarios de contingencia.
- Desde el punto de vista transitorio, se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales máquinas del Sistema para esta alternativa. La Gráfica 6-33 presenta el desempeño dinámico de Ituango bajo un escenario de máxima demanda, alta generación en Antioquia y el área Oriental, despacho medio/alto en el Caribe Colombiano, y mínimo despacho en el Nordeste del país.

Gráfica 6-33. Comportamiento del sistema ante contingencias sencillas. Alternativa 2.





Fuente de gráfica: UPME

Conexión de Ituango en el área Antioquia:

Los análisis realizados hasta este punto permitieron establecer una red objetivo a nivel de 500 kV, que contempla los dos circuitos Ituango – Cerromatoso, la línea Ituango – Sogamoso, un enlace entre Ituango y Antioquia (Medellín), y otro entre esta área y el Suroccidente del país.

A continuación se analizan diferentes alternativas de conexión de Ituango con el área Antioquia y se comparan sus beneficios, buscando establecer la mejor alternativa desde el punto de vista técnico. Lo anterior considerando los escenarios operativos de la Gráfica 6-35..

Se plantean 11 alternativas. Ver Gráfica 6-34.

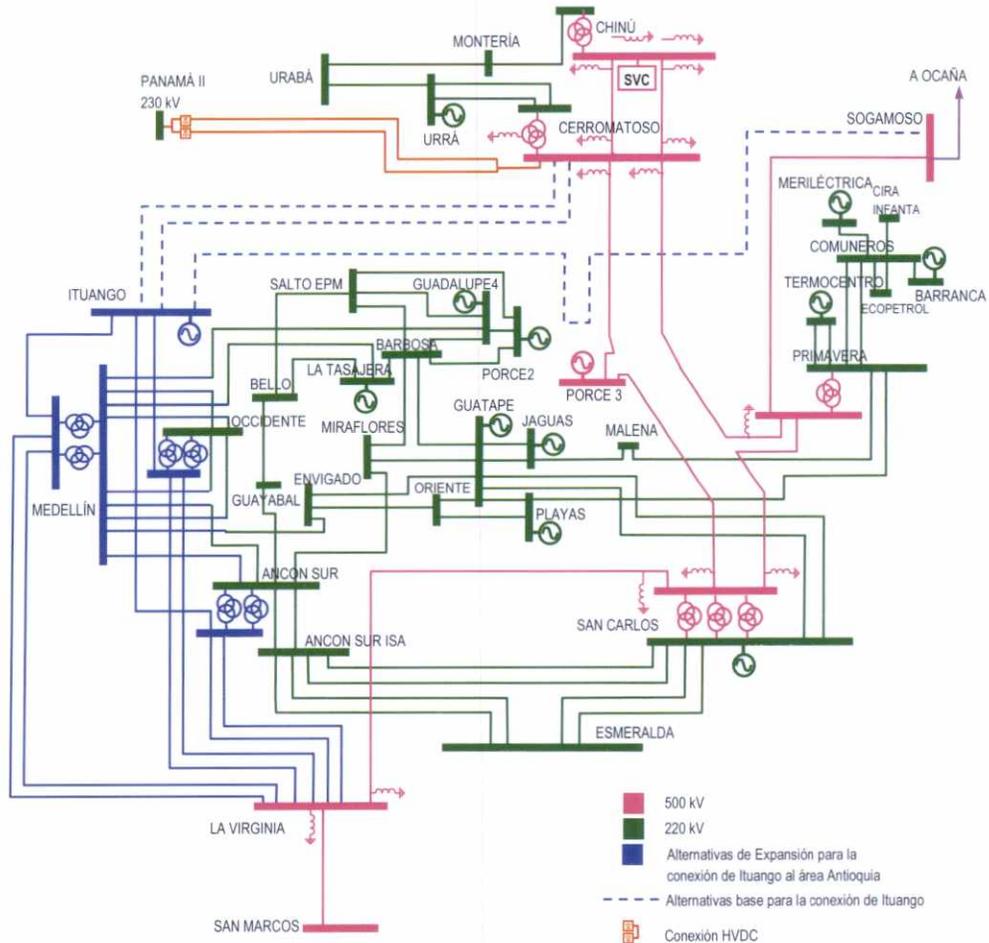
Alternativa 1: Líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Occidente y Occidente – Virginia, con transformación 500/230 kV - 450 MVA en Occidente.

Alternativa 2: Líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Ancón y Ancón – Virginia, con transformación 500/230 kV - 450 MVA en Ancón.



- Alternativa 3:** Nueva subestación Medellín 500/230 kV, cercana a Ancón, y líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV, Ancón – Occidente y Occidente – Envigado (entrándolos a la nueva subestación Medellín).
- Alternativa 4:** Nueva subestación Medellín 500/230kV cercana a Occidente, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV Occidente – Guadalupe y Occidente – La Tasajera (entrándolos a la nueva subestación Medellín).
- Alternativa 5:** Línea a nivel de 500 kV Ituango – Occidente y dos enlaces Occidente – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la subestación Occidente.
- Alternativa 6:** Nueva subestación Medellín 500/230kV cercana a Occidente, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV Occidente – Guadalupe y Occidente – La Tasajera (entrándolos a la nueva subestación Medellín) y un nuevo circuito Medellín - Virginia 500 kV.
- Alternativa 7:** Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Ancón y dos enlaces Ancón – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la subestación Ancón.
- Alternativa 8:** Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y dos circuitos Medellín - Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón – Medellín y Medellín – Occidente y un nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV.
- Alternativa 9:** Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Ancón y Ancón – Virginia. Así mismo, transformación 500/230 kV - 900 MVA en Ancón.
- Alternativa 10:** Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 900 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón - Medellín y Medellín – Occidente y un nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV.
- Alternativa 11:** Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Occidente y Occidente – Virginia, con transformación 500/230 kV - 900 MVA en Occidente. Así mismo, por necesidades del STR asociadas a la conexión del proyecto, tercer transformador Occidente 220/110kV – 180MVA.

Gráfica 6-34. Alternativas de conexión del proyecto Ituango al área Antioquia.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-35. Escenarios operativos.²¹

Características	Escenarios					
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Generación Ituango	↑	↑	↑	↓	↓	↑
Generación norte de Antioquia	↑	↓	↑	↑	↑	↓
Generación Guatapé y San Carlos	↑	↑	↓	↑	↑	↓
Demanda	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Mínima	Máxima

↑ Generación máxima

↓ Generación mínima

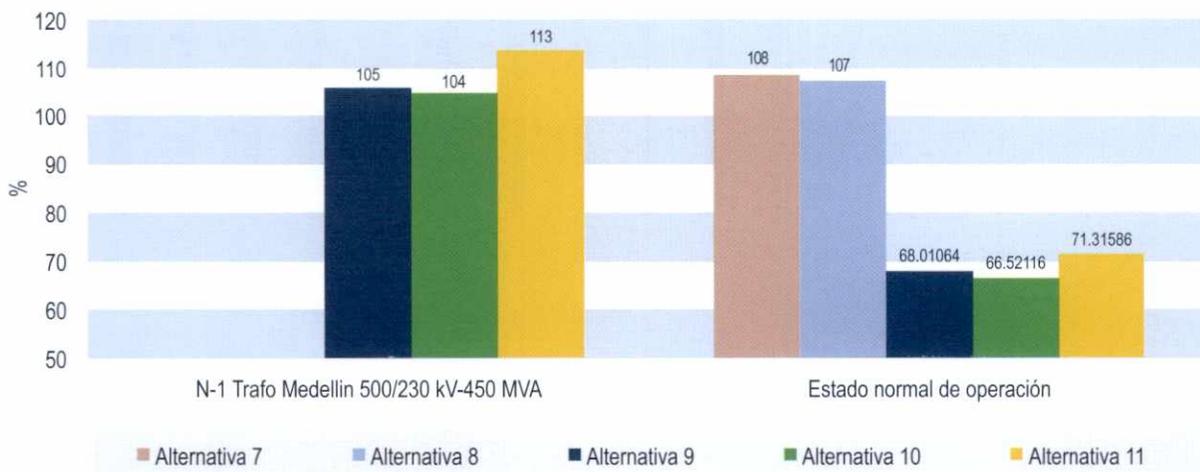
Fuente de gráfica: UPME

²¹ Se consideró una generación de 480 MW en las plantas del norte de Antioquia, es decir, Porce II, La Tasajera y Guatrón. La probabilidad de tener un despacho inferior a este valor, para 100 series hidrológicas estocásticas en el periodo julio 2022 - diciembre 2030, es del 0.4 %.

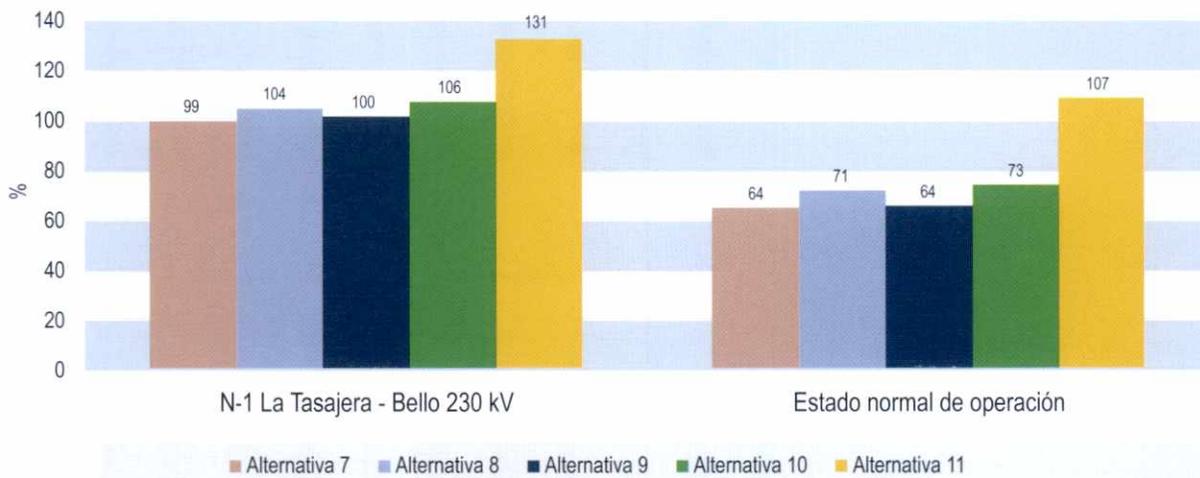
En la Gráfica 6-36, Gráfica 6-37, y Gráfica 6-38, se presenta para cada alternativa el comportamiento de los principales elementos en el área Antioquia, con la incorporación del proyecto de generación Ituango y su red asociada a nivel de 500 kV.

Gráfica 6-36. Cargabilidad de los principales elementos en el área Antioquia. Escenario 5 (alta exportación). Año 2020.

Cargabilidad Transformador 500/230 kV en Medellín



Cargabilidad La Tasajera - Occidente 230 kV



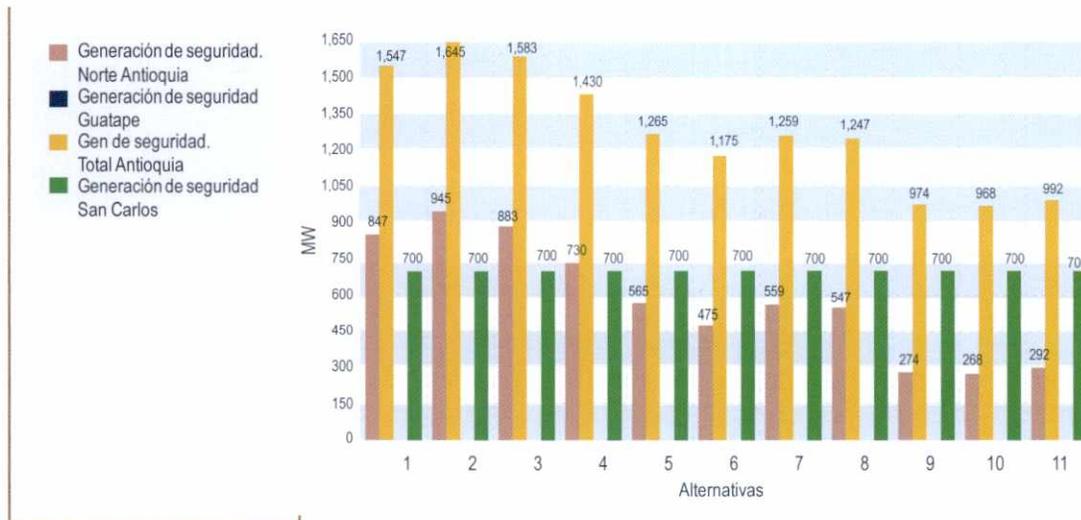
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-37. Cargabilidad de los principales elementos en el área Antioquia. Escenario 2 (baja generación en el norte de Antioquia). Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-38. Generación de seguridad en el norte de Antioquia para evitar sobrecargas en el transformador 500/230kV en Medellín, según alternativa. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

Respecto a la conexión de Ituango con el área Antioquia se puede concluir:

- Para las líneas de transmisión del área, las alternativas de conexión a Occidente y Ancón presentan un comportamiento similar. Sin embargo, se observa un mejor desempeño con la conexión a Ancón en relación a la cargabilidad de los transformadores 230/110kV del área, en particular, bajo escenarios que no contemplan generación en Guadalupe III y Troneras. A pesar de esta situación, los análisis evidencian a partir del año 2023 refuerzos en la transformación STN/STR para ambas opciones.
- En las Alternativas 1, 3, 4, 5 y 6, se observan cargabilidades superiores al 120% en el transformador Occidente 230/110 kV, ante contingencia del banco paralelo.
- En las Alternativas 5, 6, 7 y 8, al considerar dos circuitos a nivel de 500 kV desde Antioquia a Virginia, se presenta una cargabilidad superior al 90% en el transformador 500/230kV de esta última subestación. No obstante, lo anterior no se constituye en una violación.
- Las alternativas 9²², 10 y 11 (alternativas con doble transformación 500/230kV) son las que implican menor generación de seguridad en el norte de Antioquia, considerando escenarios de máxima importación del área. Vale la pena mencionar que la cargabilidad de la Tasajera – Occidente 230 kV se puede reducir operando normalmente cerrado el circuito Barbosa – Girardota 110 kV.
- Para las alternativas 7 y 8 se identifican problemas de evacuación de la generación, en un escenario de mínimo consumo, máximo despacho en el norte de Antioquia, Guatapé y San Carlos, y baja generación en Ituango. Considerando estas condiciones, se presenta una cargabilidad superior al 100% en la transformación 500/230 kV de Medellín.
- Las alternativas 9, 10 y 11, son las que presentan el mejor desempeño técnico para todos los escenarios analizados; sin embargo, la conexión en 500 kV a Occidente y Ancón supone dificultades para su ejecución. En el primer caso se identifican problemas para la llegada a la subestación, ya

²² Para la alternativa 9 se asumió la nueva subestación 500 kV en Ancón Sur (EPM), ya que si la misma se ubica en Ancón Sur (ISA), se presentan violaciones por sobrecarga en el corredor Ancón Sur – Ancón Sur ISA 230 kV cuando falla uno de sus circuitos (escenario de mínimo despacho en Antioquia y máxima generación en Ituango).

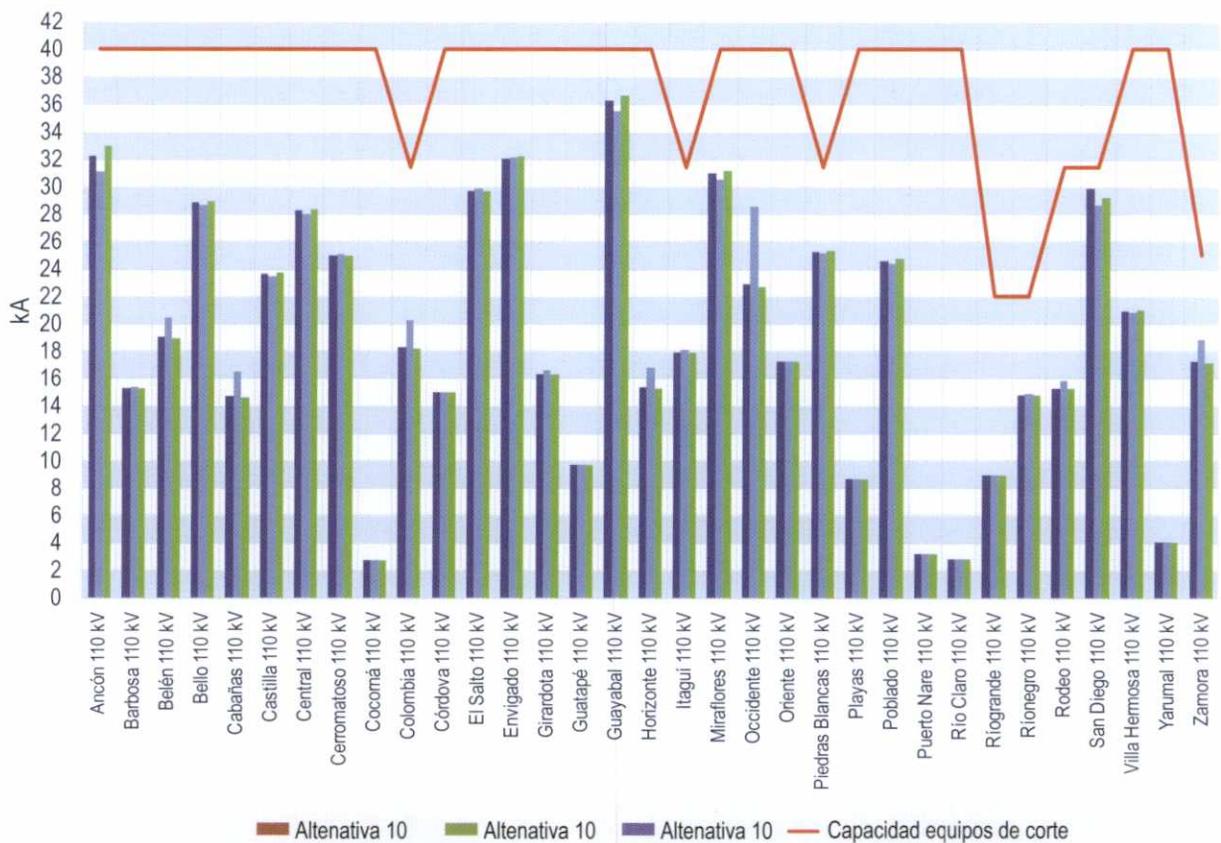
que la misma está inmersa en una zona urbana y su tecnología es tipo GIS; en el segundo caso no se dispone de espacio para un nuevo patio a nivel de 500 kV.

- Es evidente que la alternativa que presenta mejores condiciones para su construcción y un desempeño técnico adecuado es la alternativa 10, correspondiente a Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 900 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón - Medellín y Medellín – Occidente y un nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV

Análisis de corto circuito:

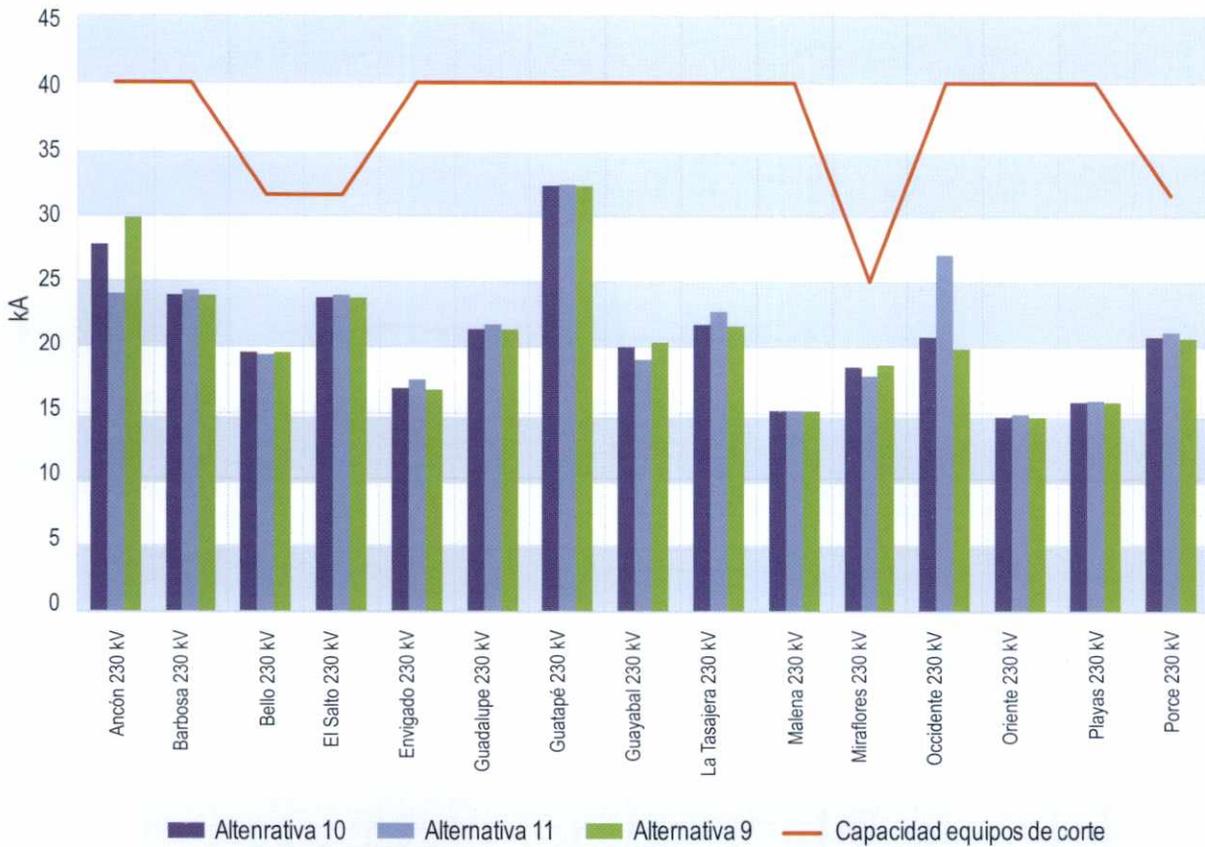
A continuación se presenta el nivel de cortocircuito en las principales subestaciones de la zona, para cada una de las alternativas de conexión del proyecto Ituango con el área Antioquia (opciones 9, 10 y 11). Los análisis se llevaron a cabo para el año 2020, teniendo en cuenta la alternativa base de conexión a nivel de 500 kV, es decir, el corredor Ituango – Cerromatoso, la línea Ituango - Sogamoso y el circuito Medellín – Virginia. Así mismo, se consideró la expansión definida por la UPME en su plan de Expansión 2012 – 2025, en relación al corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 kV.

Gráfica 6-39. Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STR. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-40. Nivel de corto circuito en las subestaciones del STN. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 6-39 y la Gráfica 6-40 se puede concluir:

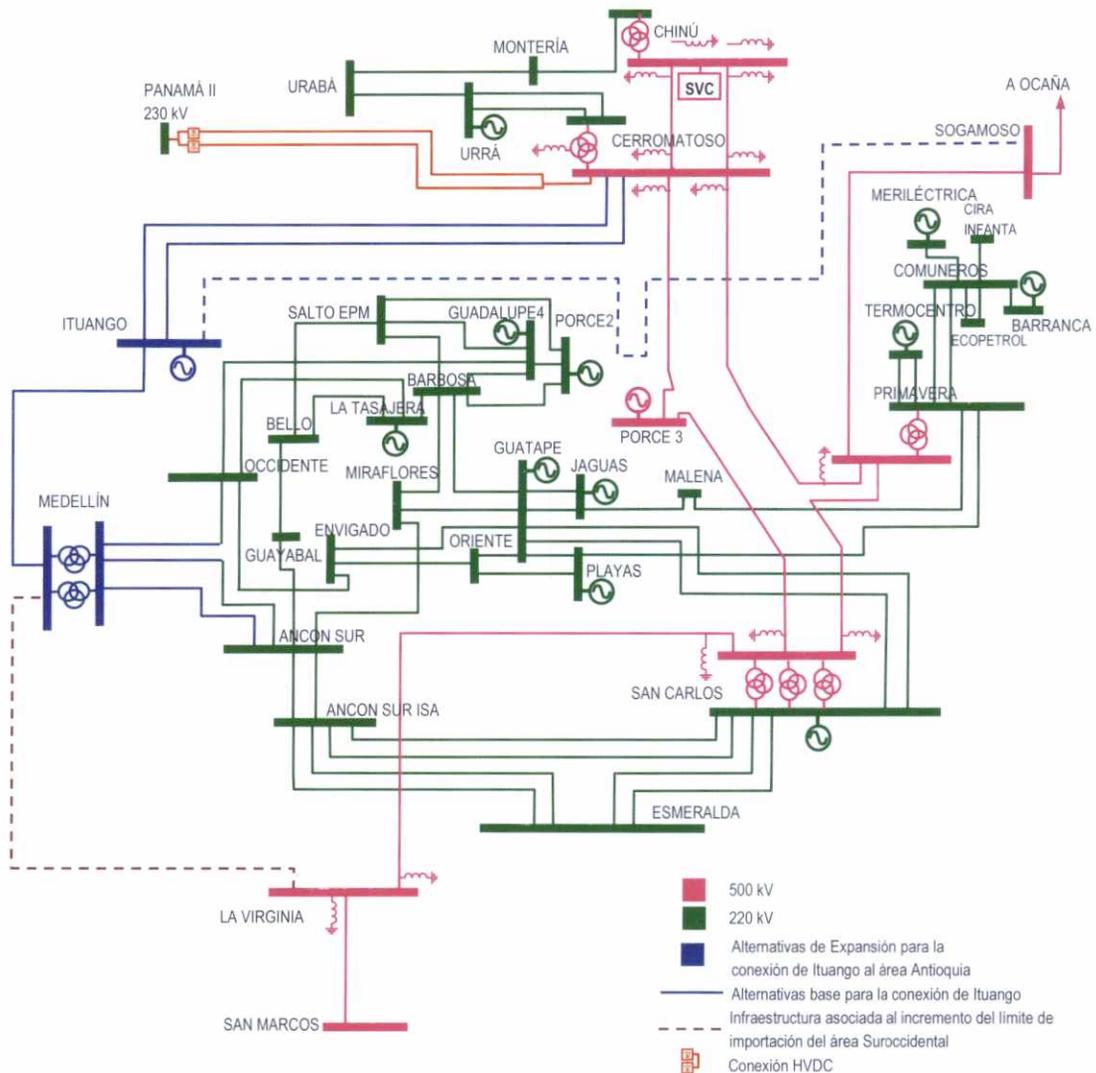
- El proyecto Bello – Guayabal Ancón 230 kV incrementa los niveles de corto circuito en el sistema, pero no de forma sustancial.
- La conexión de Ituango al área Antioquia, independientemente de la alternativa de conexión, incrementa los niveles de corto circuito de forma importante. En 230 kV no se esperan niveles por encima del 81%. No obstante a nivel de STR, se observan valores cercanos al 80% en las subestaciones Ancón, Envigado, Miraflores y Piedras Blancas, y superiores al 93 % en Guayabal y San Diego.
- Si bien con la conexión del proyecto bajo cualquiera de las tres alternativas no se supera la capacidad de corte de los equipos, es importante monitorear la evolución de dichos niveles a la luz de los futuros proyectos de generación que se pretenden instalar en el área Antioquia.

Evaluación económica:

De los análisis eléctricos se puede concluir que la alternativa que presentaría un adecuado desempeño, que implicaría menores dificultades en su implementación y que permite la correcta evacuación de la generación, es la red objetivo a 500 kV propuesta (Nuevas subestación Ituango 500 kV, dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV, línea Ituango – Sogamoso 500 kV), junto con la nueva subestación Medellín y su red asociada (Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas

a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 900 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón - Medellín y Medellín – Occidente y un nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV) (ver Gráfica 6-41). En este sentido, a continuación se presenta la evaluación económica para esta opción de conexión. Es importante mencionar que la línea Medellín – Virginia 500 kV no se tiene en cuenta en el cálculo de la relación Beneficio / Costo, ya que la misma forma parte de la infraestructura base para el incremento del límite de importación al Suroccidente del país, lo cual es objeto de estudio más adelante.

Gráfica 6-41. Red definida para la conexión de la planta de generación Ituango



Fuente de gráfica: UPME

Beneficios:

- Confiabilidad energética para el país, en función de los compromisos de Energía en Firme de la planta de generación Ituango (Resolución UPME 0515 de 2008).

Costos:

- Costo para el usuario del Cargo por Confiabilidad.
- Valoración de los activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.

En la Tabla 6-14, se presenta el resumen de la evaluación económica del proyecto.

Tabla 6-14: Evaluación económica de la conexión del proyecto Ituango.

Beneficios	
BENEFICIOS (Ahorro por escasez) SUBASTA 2008	\$ 1.126.439.911,015
BENEFICIOS (Ahorro por escasez) SUBASTA 2012	\$ 1.872.041.313,119
TOTAL BENEFICIOS (Ahorro por escasez) LAS DOS SUBASTAS (\$ dic-2011)	\$ 2.998.481.224,134
Costos	
COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTA 2008	\$ 468.221.439,075
COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTA 2012	\$ 872.755.024,575
COSTOS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN	\$ 443.992.249,055
TOTAL COSTOS CARGO POR CONFIABILIDAD SUBASTAS (\$ dic-2011)	\$ 1.784.968.712,705
Relación B/C	1.68

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- La conexión de Ituango a través de la red propuesta presenta una relación beneficio / costo superior a uno (1). Así mismo, garantiza la evacuación de toda su capacidad instalada, es decir, los 1200 y 2400 MW de las etapas I y II, al igual que la generación de toda el área Antioquia considerando múltiples escenarios operativos.
- Respecto a la fecha de entrada en operación de la infraestructura, se recomienda su incorporación al sistema en el mes de Junio del año 2018.

6.4.2 Nuevos Requerimientos y necesidades de expansión

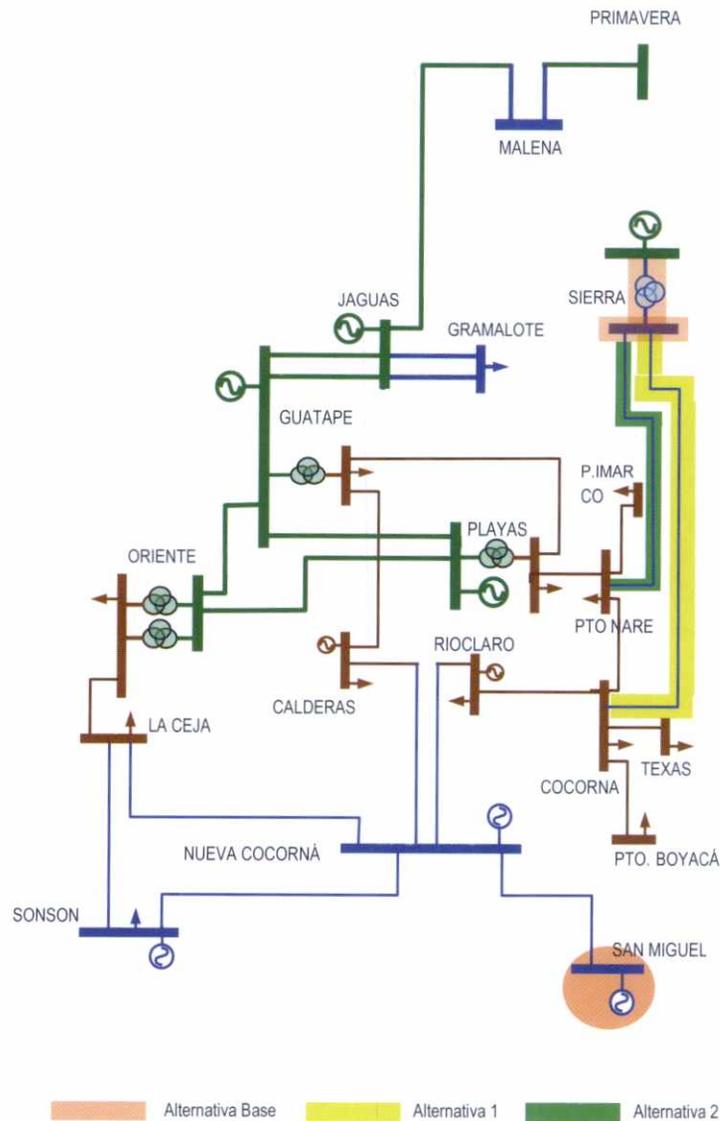
6.4.2.1 Subestación La Sierra 230 kV

En la actualidad en el Magdalena Medio (Oriente Antioqueño) se han identificado condiciones críticas de bajas tensiones y altas cargabilidades ante la salida de algunos elementos del STN y STR de la red existente, problemas que se acentúan con el aumento de demanda industrial que ha tenido la región, y aunque se tienen previstas la conexión de futuras centrales hidroeléctricas en el área, tal como se mencionó en el presente documento (conexión de la planta San Miguel 42 MW), éstas ayudan a mitigar el problema existente más no proporcionan la solución definitiva.

En virtud de lo anterior, el operador de red EPM presentó un estudio de conexión en cual propuso un nuevo punto de inyección a nivel de STN en la subestación La Sierra 230 kV, complementado con un nuevo corredor de línea entre esta subestación y una de las subestaciones a nivel de 110 kV en el Magdalena Medio.

Las alternativas planteadas se describen a continuación:

Gráfica 6-42. Descripción de las alternativas conexión subestación La Sierra



Fuente de gráfica: UPME

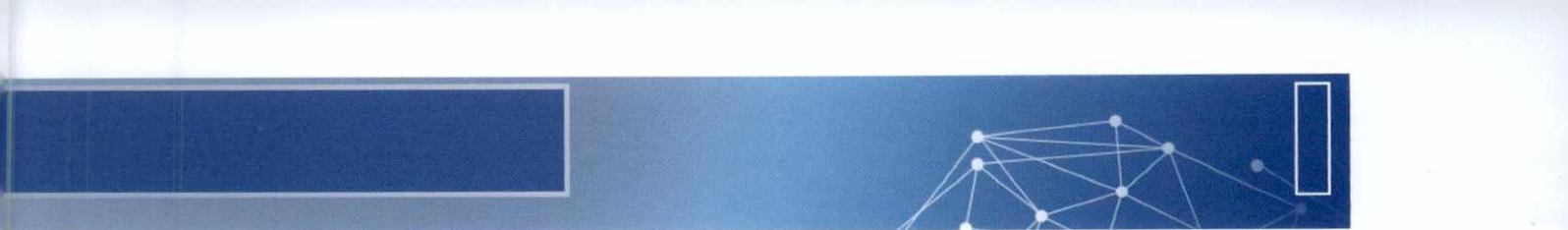
Como se observa en la Gráfica 6-42 las dos propuestas presentadas por el operador de red contemplan una obra en común (transformador la Sierra 230/110 kV) y adicional a ella se presentaron las siguientes obras:

Alternativa 1: Transformador la Sierra 230/110 kV y Línea La Sierra - Puerto Nare 110 kV

Alternativa 2: Transformador la Sierra 230/110 kV y Línea La Sierra - Cocorná 110 kV

Luego de realizar los respectivos análisis técnicos y económicos se encontró lo siguiente:

- Con las obras propuestas en la **Alternativa 1**, Se observa que en condición normal y en contingencia, ante cualquier escenario de despacho se mejoran los perfiles de tensiones.

- 
- Con la **Alternativa 2**, a partir del año 2017 en condiciones de máxima demanda y mínimo despacho en la zona, se observan bajas tensiones ante la contingencia simple de los enlaces San Lorenzo – Río Claro 110 kV o Puerto Nare – Cocorná 110 kV. Adicionalmente en condiciones de máximo despacho ante la salida del circuito San Lorenzo – Río Claro 110 kV, el enlace Guatapé – Calderas 110 kV queda con una cargabilidad cercana al 100 %.

En virtud de lo anterior, La Unidad encontró que la alternativa que presenta un mejor desempeño técnico es la 1, que a su vez presentó una relación beneficio/costo superior a 1.

Por tanto, la UPME aprueba la instalación de un transformador en la subestación La Sierra 230/110 kV - 90 MVA y la construcción de un nuevo corredor a nivel de 110 kV entre las subestaciones La Sierra y Cocorná, con fecha de entra en operación diciembre de 2015.

Teniendo en cuenta que la configuración de la subestación La Sierra 230 kV es interruptor y medio, la construcción de la bahía de alta del transformador se desarrollará bajo el mecanismo de *ampliación* dando cumplimiento a lo establecido en Artículo 6 de la Resolución CREG 022 DE 2001, modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011.

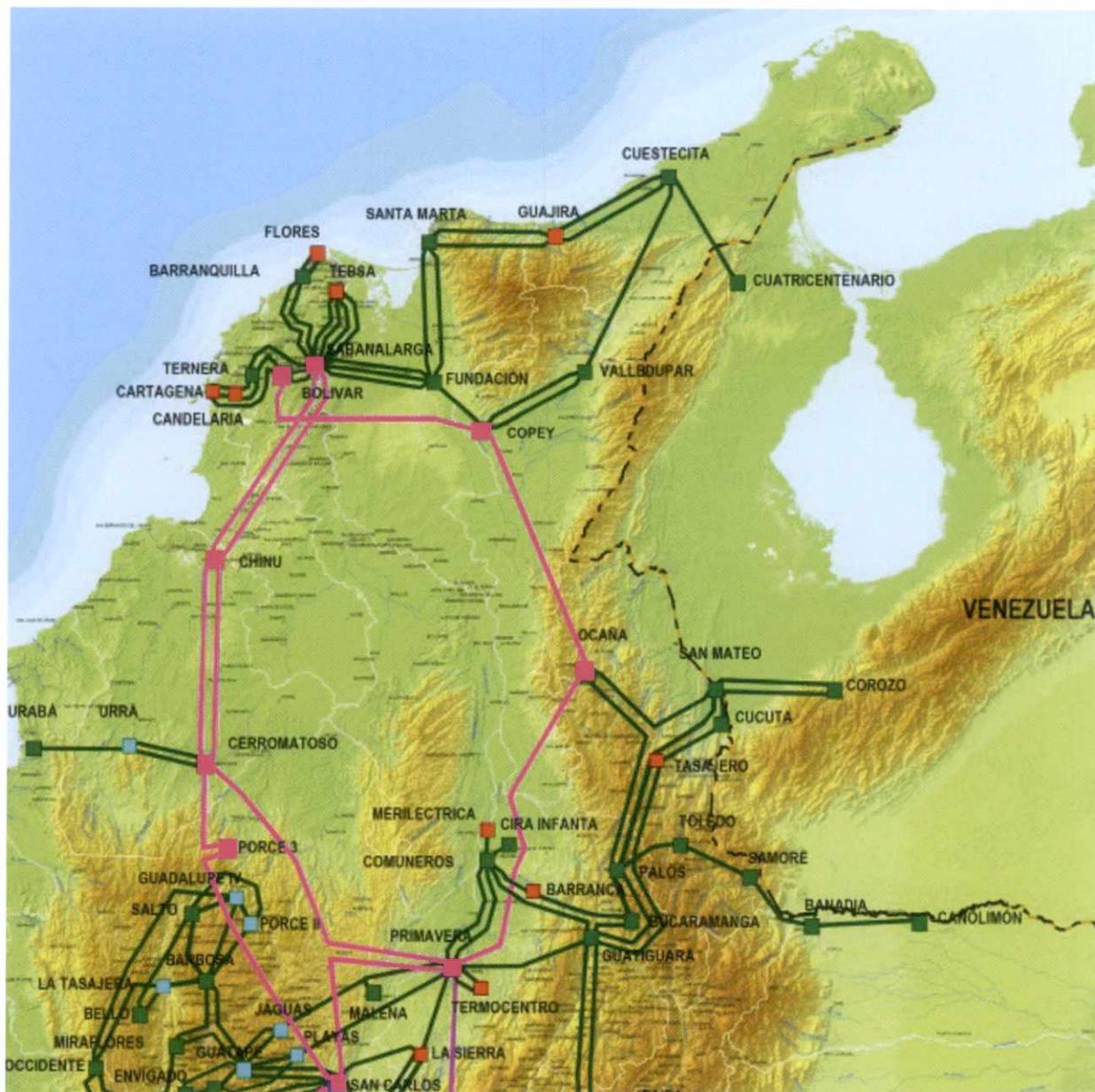
6.4.2.2 Incremento límite de importación área Caribe

Antecedentes:

- El área Caribe, conformada por las sub áreas operativas Bolívar, Atlántico, Córdoba, Sucre, Guajira, Cesar y Magdalena, se interconecta con el resto del Sistema a través de tres circuitos a nivel de 500 kV, ellos son Porce III – Cerromatoso, Primavera – Cerromatoso y Ocaña – Copey (ver Gráfica 6-43)
- La capacidad de transferencia desde el interior del país al Caribe colombiano, es decir, el límite de importación es de 1550 MW. Esta restricción se debe a las violaciones de tensión que se presentan cuando se tiene un flujo de potencia superior a este valor, y se materializa una contingencia sencilla en cualquiera de las tres líneas (deficiencia de potencia reactiva en la zona para el soporte de voltaje). Se identifica una restricción adicional ya que ante la contingencia del transformador Copey 500/230 kV se ocasionan bajas tensiones en la sub-área Guajira-Cesar-Magdalena. Dichas limitaciones, dependiendo del despacho económico, pueden ocasionar sobre costos operativos.
- En la actualidad se observa que algunas plantas del área, de naturaleza térmica, son despachadas en mérito, razón por la cual el límite de importación no se ha superado cuando se tiene la disponibilidad de toda la red. No obstante, con la expansión del parque generador, donde se prevé la entrada de grandes proyectos hidráulicos al interior del país junto con el crecimiento de la demanda, es posible que se materialicen restricciones ya que, independientemente de las nuevas plantas que se instalen en el interior del país, la generación térmica de la costa se necesitaría para garantizar la seguridad e integridad del sistema.

En el mes de noviembre del año 2012 la Unidad puso en consideración de los Agentes y demás interesados del sector, el documento “*Continuación Plan de Expansión 2012 – 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental, y conexión de la Planta de Generación Ituango 2400 MW*”. En él se detallaron las alternativas, los respectivos análisis técnicos y económicos y la infraestructura identificada requerida para incrementar las transferencias de potencia al Caribe colombiano, al igual que los respectivos análisis técnicos y económicos.

Gráfica 6-43. Interconexión del área Caribe con el interior del país



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis de las diferentes alternativas de expansión se realizó con miras a incrementar las transferencias al Caribe colombiano, asegurando la atención de la demanda en esta zona del país con criterios de seguridad, confiabilidad y eficiencia económica. A continuación se presentan los supuestos considerados durante la realización de los análisis.

- Conexión definida para el proyecto Ituango.
- Escenario alto de la proyección de demanda.
- Periodos de consumo: demanda máxima.

- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta exportaciones a Panamá de 300 MW en el año 2018.
- Además de la expansión definida, se consideró una compensación capacitiva de 50 MVAR en el área GCM, distribuida entre las subestaciones Codazi, La Jagua, La Loma, Mompo y El Banco. Adicionalmente, 35 MVAR en el área Bolívar a nivel de 66 kV (El Carmen y Calamar).
- Se considera la carga de Drummond, con un consumo de 120 MW.
- Para los nuevos enlaces a nivel de 500 kV se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se tuvieron en cuenta elementos serie maniobrables, cuyos valores implican una compensación cercana al 80% en cada circuito.
- Límite de sobrecarga del 20% para los nuevos transformadores 500/230 kV de 450 MVA.
- Se contempla el escenario operativo de la Gráfica 6-44

Gráfica 6-44. Escenario operativo.

Características	Escenario de Despacho
Generación	Caribe ↓
	Antioquia ↔
	Suroccidental ↔
	Nordeste ↔
	Oriental ↔
Demanda	Máxima
Exportación	Con Panamá, según año estudiado

↓ Generación mínima

↕ Generación que varia en función del incremento del límite de importación

Fuente de gráfica: UPME

A continuación se describen las alternativas de expansión estudiadas para incrementar el límite de importación al área Caribe. Ver Gráfica 6-45.

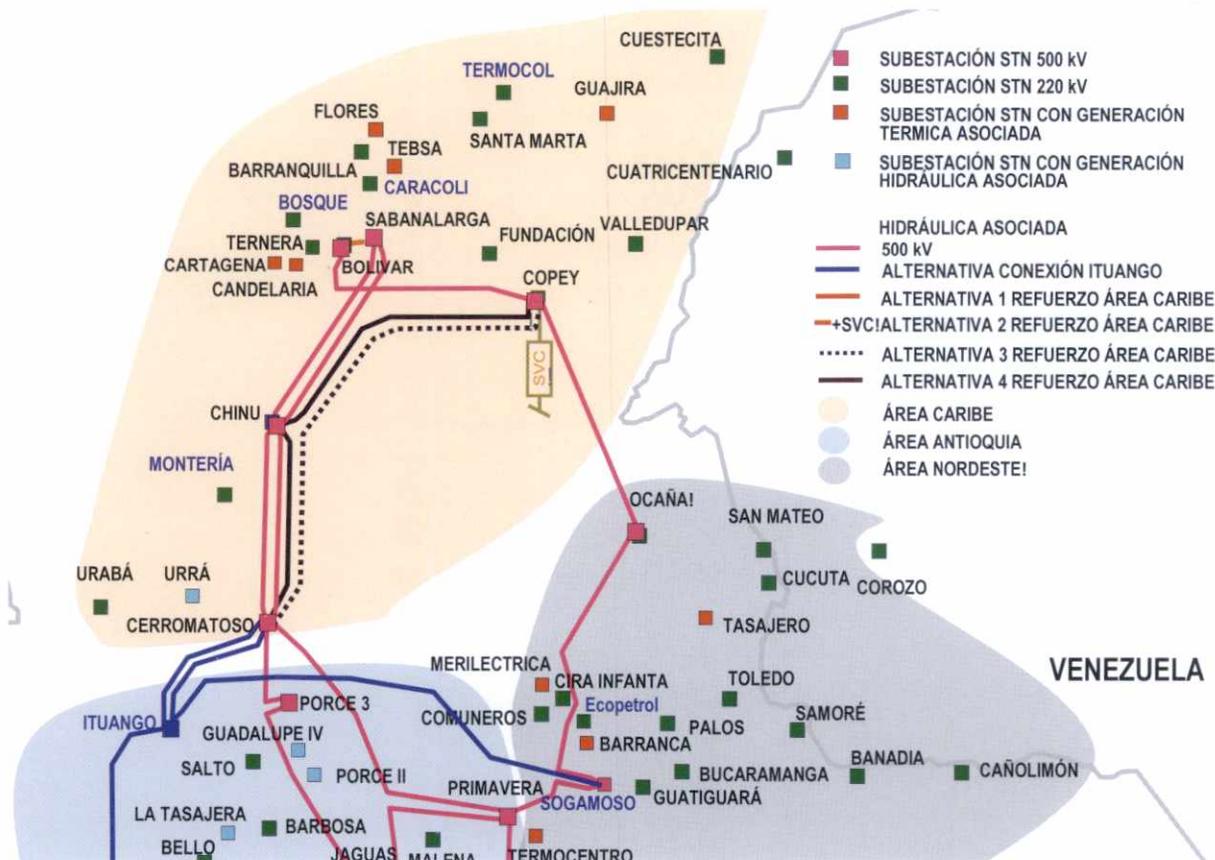
Alternativa 1: Cierre del anillo a nivel de 500 kV con el enlace Bolívar – Sabanalarga, y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

Alternativa 2: Cierre del anillo a nivel de 500 kV con el enlace Bolívar – Sabanalarga, instalación de un Compensador Estático Variable - SVC en la subestación Copey 500 kV, cuya capacidad de suministro y absorción de potencia reactiva es de +250/-150 MVAR, respectivamente, y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

Alternativa 3: Línea Cerromatoso – Copey 500 kV y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

Alternativa 4: Corredor a nivel de 500 kV Cerromatoso – Chinú – Copey, y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

Gráfica 6-45. Alternativas de expansión para incrementar el límite de importación al área Caribe.



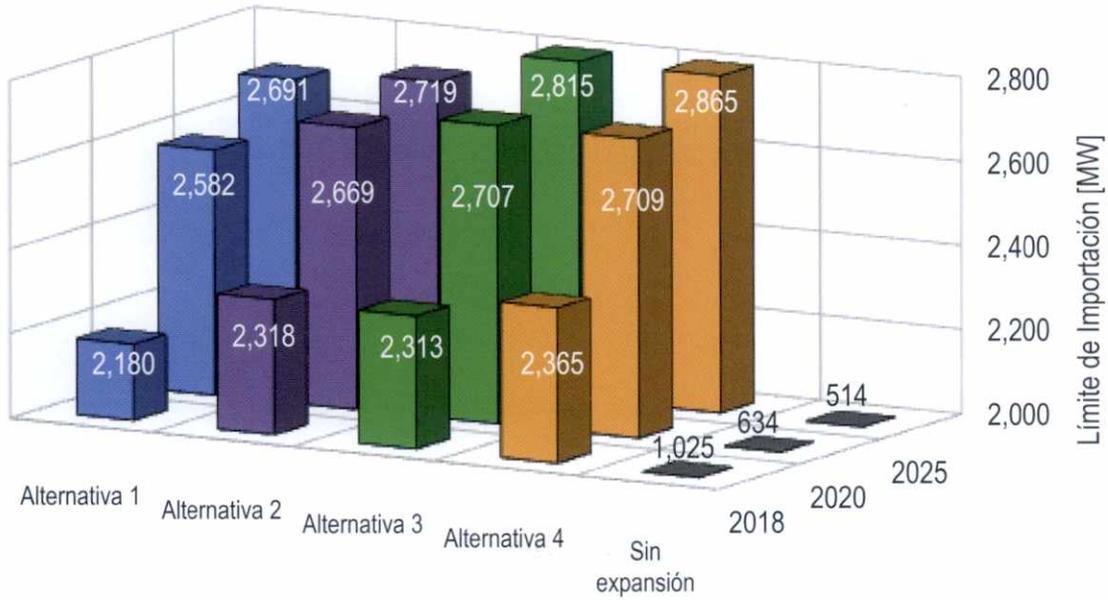
Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 6-46 y la Gráfica 6-47 presentan el límite de importación y la generación requerida en el área Caribe, para cada una de las alternativas estudiadas.

La Gráfica 6-48 y la Gráfica 6-49 presentan el comportamiento dinámico del sistema. Se establece para el modo inter-área entre la costa Caribe y el interior del país, su factor de amortiguamiento y su frecuencia de oscilación.

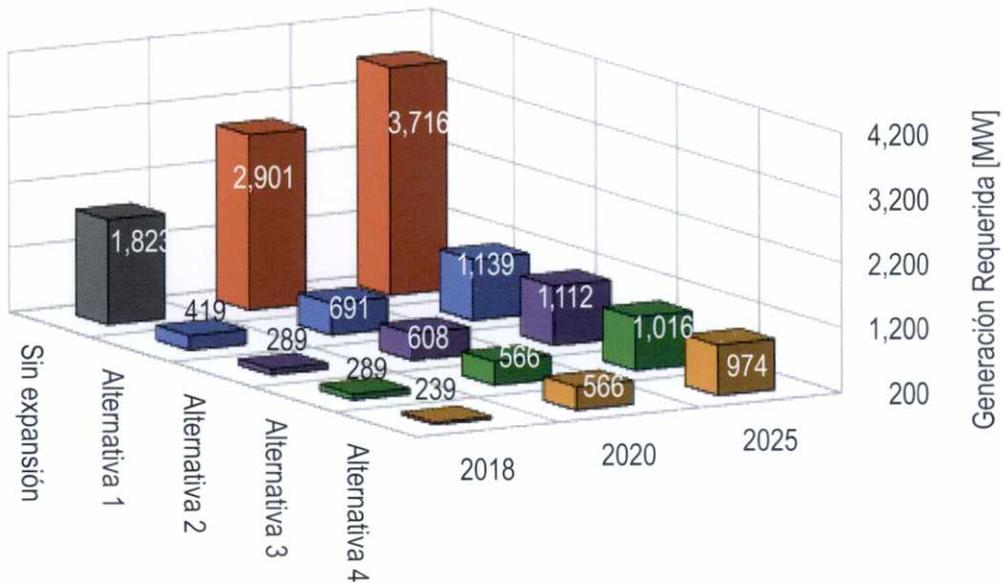
La Gráfica 6-50 y la Gráfica 6-51 presentan las curvas Q-V y P-V para las subestaciones Cerromatoso 500 kV y Copey 500 kV.

Gráfica 6-46. Límite de importación área Caribe, según alternativa.

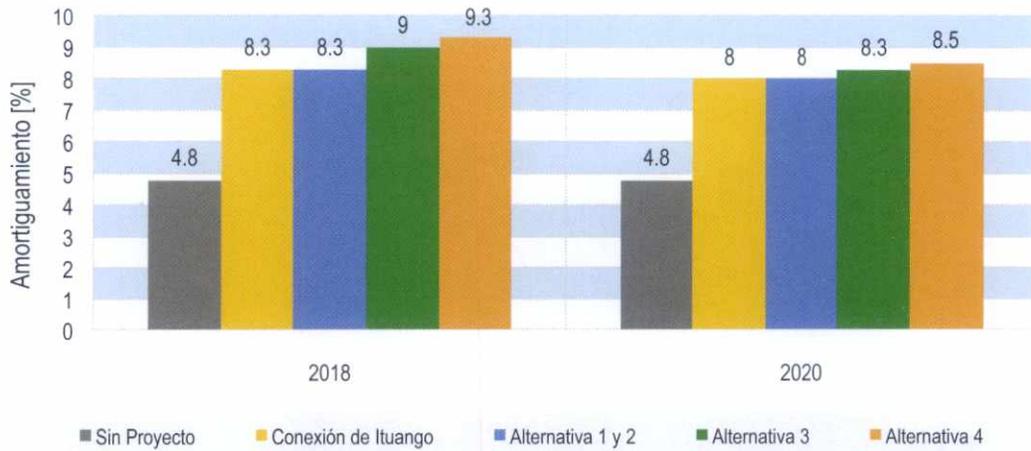


Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-47. Generación mínima requerida, según alternativa.

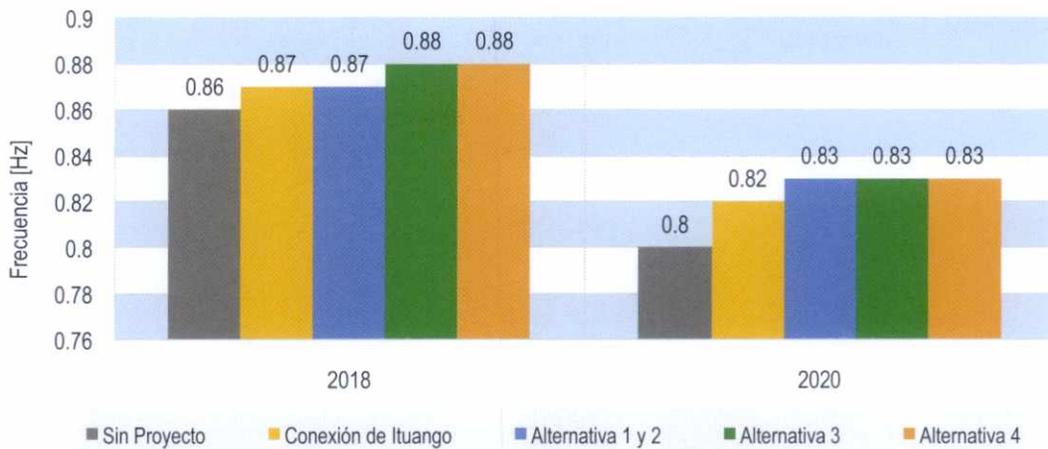


Fuente de gráfica: UPME



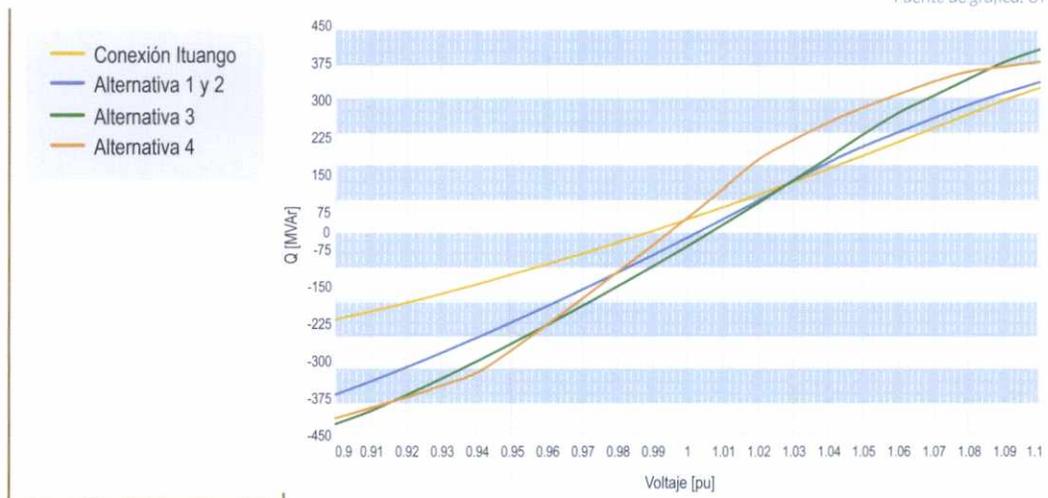
Gráfica 6-48. Análisis modal - Amortiguamiento.

Fuente de gráfica: UPME



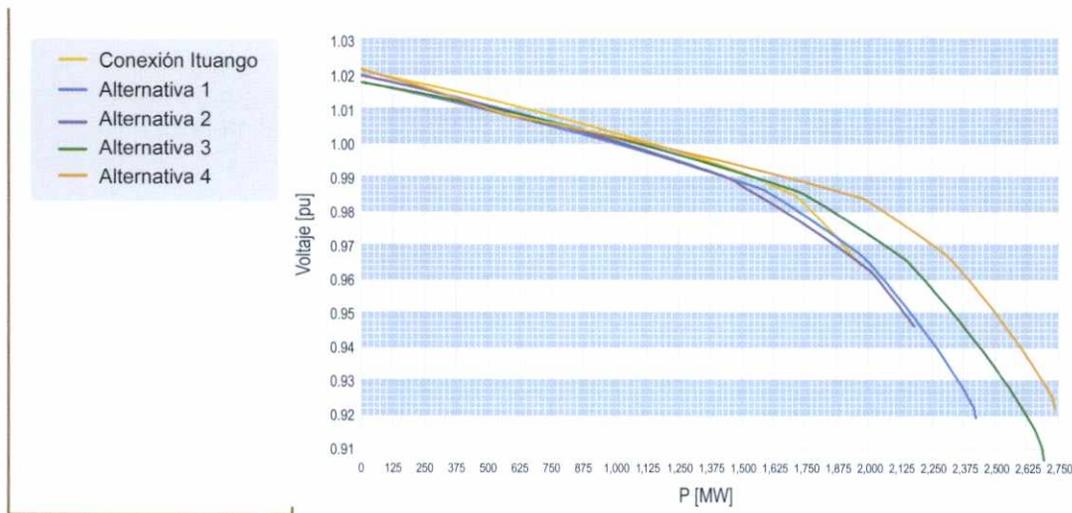
Gráfica 6-49. Análisis modal - Frecuencia.

Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 6-50. Curva Q-V Copey 500 kV. Año 2020.

Fuente de gráfica: UPME



Gráfica 6-51. Curva P-V Cerromatoso 500 kV. Año 2020.

Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir que:

- Sin tener en cuenta proyectos de expansión, el límite de importación se reduce progresivamente con el crecimiento natural de la demanda. Las contingencias sencillas que imponen esta restricción, son la pérdida del transformador Copey 500/220 kV de 450 MVA o la falla de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Bajo esta topología, se ocasionan bajas tensiones en la zona Caribe, específicamente en las subestaciones Valledupar y Copey. Lo anterior se debe al déficit de potencia reactiva presente en el área bajo escenarios de mínimo despacho.

Es importante mencionar que si no se acomete ningún proyecto de expansión en el área, a partir del año 2020 la capacidad instalada en la zona no sería suficiente para garantizar generación de seguridad requerida y la confiabilidad de dicho sistema.

- Bajo la Alternativa 1, cierre del anillo a nivel de 500 kV y segundo transformador Copey 500/220 kV, es posible aumentar las transferencias hacia el área Caribe en más de un 50%. Para este caso, el evento de falla que impone el límite de importación, es la pérdida del enlace Ocaña – Copey 500 kV. La razón, el mismo déficit de potencia reactiva.
- Considerando el cierre del anillo y un SVC en la subestación Copey 500 kV, Alternativa 2, se alcanzan transferencias superiores a los 2300 MW durante todo el periodo de análisis. El límite de importación para este caso, lo impone la pérdida de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Bajo esta topología, el SVC de la subestación Chinú se satura y se ocasionan bajas tensiones en la sub-área operativa GCM. Fue necesario también, aumentar la tensión de referencia del compensador estático en Copey, en relación con el SVC de Chinú.
- Vale la pena mencionar que no se analizó en detalle la alternativa de instalación del nuevo SVC en Copey 220 kV, dado el desempeño técnico inicialmente obtenido.
- Con la nueva línea Cerro – Copey 500 kV y la instalación del segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA, alternativa 3, es posible mantener transferencias superiores a los 2300 MW. En este caso, los eventos de falla que imponen la restricción son: Ocaña – Copey 500 kV para el año 2018; en adelante, la pérdida del enlace Cerro – Copey 500 kV. Bajo esta topología, el SVC de la subestación Chinú se satura y se ocasionan bajas tensiones en los departamentos del Cesar, Guajira y Magdalena

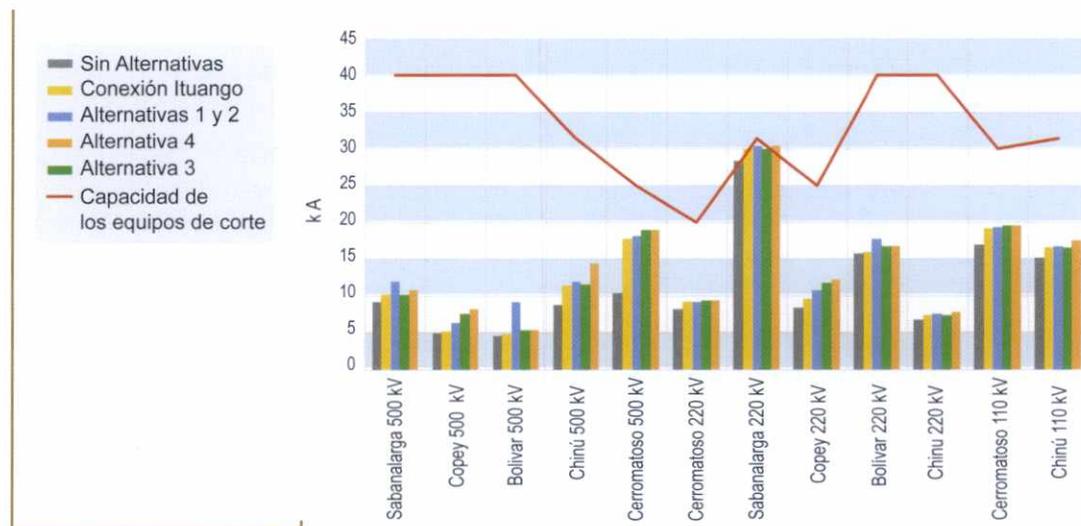
Desde el punto de vista operativo, los análisis eléctricos permitieron establecer dificultades en la línea Cerromatoso – Copey 500 kV, ya que su energización no sería posible cuando se tenga indisponible alguno de sus reactores de línea.

- El corredor de línea Cerro – Chinú – Copey 500 kV junto con el segundo transformador Copey 500/220 kV, alternativa 4, representa la mejor alternativa desde el punto de vista técnico. Con esta infraestructura se maximizan las transferencias hacia el área Caribe y se necesitarían menos unidades de generación en línea para el soporte de potencia reactiva. Adicionalmente, no se prevén dificultades operativas en el proceso de energización de cualquiera de los tramos del corredor en mención, cuando se tiene indisponible alguno de sus reactores de línea.
- El segundo transformador Copey 500/230 kV de 450 MVA permite eliminar la restricción que se origina ante la contingencia del transformador actual, lo cual se materializa incluso en el corto plazo, por lo que se incluye en todas las alternativas. En este sentido, resulta conveniente técnicamente el adelanto del mismo, sujeto al análisis económico correspondiente, el cual se referencia más adelante.
- Desde el punto de vista dinámico, no se espera una variación significativa en el modo de oscilación entre el Caribe colombiano y el interior del país. El corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV representa un mayor amortiguamiento y por tanto, mayor estabilidad para el sistema. Así mismo, se observa un mayor margen de estabilidad, ya que la distancia al punto de colapso, al igual que los requerimientos de potencia reactiva para el control de tensiones, son menores.

Análisis de corto circuito:

En la Gráfica 6-52 se presenta el impacto de cada alternativa en el incremento del nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área Caribe.

Gráfica 6-52. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área Caribe, según alternativa. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

En general los niveles de corto se encuentran por debajo del 80% de la capacidad reportada, exceptuando la subestación Sabanalarga 220kV, que se encuentra por encima del 90%. No obstante, esta situación no es atribuible a las obras de refuerzo del área Caribe.

Evaluación Económica:

En la Tabla 6-15 se presenta la evaluación económica de las opciones técnicamente viables, es decir, las alternativas 1, 2 y 4. En relación a línea Cerromatoso – Copey 500 kV, la misma no es objeto de análisis dadas las dificultades operativas identificadas en la etapa previa.

Beneficios:

- Reducción del costo futuro de las restricciones.
- Reducción del Valor Esperado de la Energía No Suministrada.

Costos:

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

Tabla 6-15: Evaluación. Beneficio / Costo de las alternativas

Beneficios	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 4
BENEFICIOS Reducción Costo futuro de las restricciones (\$ Dic. 2012)	\$ 92.838.132,982	\$ 122.509.108,479	\$ 131.272.181,753
BENEFICIOS Reducción Valor Esperado Energía No Suministrada(\$ Dic. 2012)	\$ 1.518.426.940,438	\$ 1.949.039.593,520	\$ 1.949.039.593,520
TOTAL BENEFICIOS (\$ dic-2012)	1.611.265.073,420	2.071.548.701,999	2.080.311.775,273
Costos			
Costo unidades constructivas del proyecto de transmisión (\$ Dic 2012)	\$ 53.472.234,042	\$ 126.051.026,235	\$ 237.560.134,394
TOTAL COSTOS (\$ dic-2012)	\$ 53.472.23,042	\$ 126.051.026,235	\$ 237.560.134,394
Relación B/C	30.13	16.43	8.76

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- Para todas las alternativas se observa una relación beneficio / costo superior a 1. Lo anterior se debe a dos aspectos, fundamentalmente:
 - i. En el largo plazo y sin expansión, la generación del área Caribe sería necesaria para garantizar la seguridad del sistema, con el agravante que la misma podría no estar en mérito gran parte del tiempo, según el resultado de las simulaciones energéticas. Esto se debe al desplazamiento del parque térmico por las nuevas plantas hidráulicas del interior del país.
 - ii. Sin expansión, la probabilidad de tener un despacho inferior a la generación mínima requerida es cercana a uno, razón por la cual la probabilidad de utilidad de las alternativas es muy alta. Lo anterior se debe al mismo desplazamiento del parque térmico de la generación ideal.

En este sentido, si no se acometen proyectos de transmisión, se materializarán restricciones, ya que independientemente de las nuevas plantas que se instalen en el interior del país, la generación térmica de la costa se requeriría para garantizar la seguridad e integridad del sistema en el Caribe colombiano.

- El cierre del anillo a nivel de 500 kV junto con el segundo transformador Copey 500/230 kV, alternativa 1, presenta la mayor relación beneficio / costo en el corto y mediano plazo. Si bien implica un menor costo de inversión, la misma se agota en el tiempo, ya que el sistema sigue siendo vulnerable en el largo plazo ante la contingencia Ocaña – Copey 500 kV.

Este comportamiento se ve reflejado en el valor de los beneficios totales, donde la diferencia respecto a las demás alternativas es considerable, con valores cercanos a los 260 millones de dólares, lo que hace que dicha relación beneficio / costo se reduzca considerablemente.

- El cierre del anillo a nivel de 500 kV junto con el segundo transformador 500/230 kV en Copey y su SVC, alternativa 2, presenta la segunda mejor relación beneficio / costo en el corto y mediano plazo. Sin embargo, la situación es la misma frente a la alternativa 1 dado el mismo comportamiento y vulnerabilidad del sistema en el largo plazo ante la contingencia Ocaña – Copey 500 kV.
- El nuevo corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV presenta una relación beneficio / costo de 8.7. Si bien implica un costo de inversión superior, sus beneficios a largo plazo son mayores, ya que se reduce considerablemente la dependencia de los recursos térmicos de las sub-áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira, los cuales serían necesarios para garantizar la seguridad del sistema.
- Los beneficios del adelanto de la instalación del transformador Copey 500/230 kV de 450 MVA son superiores al costo financiero del adelanto de dicha obra, por lo cual se determina su conveniencia.

Conclusiones:

- Se determina la importancia de acometer la nueva línea Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV, y ampliar la capacidad de transformación 500/230 kV en 450 MVA en esta última subestación. De esta manera se garantiza la seguridad y confiabilidad del suministro en esta región del país, y se reduce la dependencia en el largo plazo de la generación térmica de las sub-áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira.
- Se encuentra conveniente adelantar la instalación del segundo transformador Copey 500/230 kV de 450 MVA.
- En este sentido, la UPME recomienda para el mes de septiembre del año 2015 la instalación del transformador en Copey y para septiembre del año 2018 la línea Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV con sus módulos asociados y compensaciones requeridas.

6.4.2.3 Incremento límite de importación área Suroccidental

Antecedentes:

- El área Suroccidental, conformada por las sub áreas operativas Caldas/Quindío/Risaralda – CQR, Valle del Cauca, Cauca, Nariño, Huila y Caquetá, se interconecta con el resto del sistema a través de varias líneas de transmisión con Antioquia y Oriental, según se puede apreciar en la Gráfica 6-53.
 - i. Antioquia: Dobles circuitos a nivel de 230 kV Ancón Sur – Esmeralda, San Carlos – Esmeralda, y la línea San Carlos – Virginia 500 kV.
 - ii. Oriental: Corredores Purnio – La Miel – San Felipe 230 kV, La Mesa – San Felipe 230 kV y línea Betania – Mirolindo 230 kV.
- Las transferencias hacia el Suroccidente del país por la línea San Carlos – Virginia 500 kV están limitadas a 550 MW. De esta manera se evitan sobrecargas en el transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA cuando falla el banco San Marcos 500/230 kV – 450 MVA. Esta situación, dependiendo del despacho económico, puede ocasionar sobre costos en la operación del sistema, si la generación requerida en el área no está en mérito.

- En el mes de noviembre del año 2012 la Unidad puso en consideración de los Agentes y demás interesados del sector, el documento "Continuación Plan de Expansión 2012 - 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental, y conexión de la Planta de Generación Ituango 2400 MW". En él se detalla la infraestructura requerida para incrementar las transferencias de potencia al Suroccidente colombiano, al igual que los respectivos análisis técnicos y económicos.

Gráfica 6-53. Área Suroccidental.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la Unidad analizó diferentes alternativas de expansión con el objetivo de incrementar las transferencias al área Suroccidental, asegurando la atención de la demanda en esta zona del país. A continuación se presentan los supuestos considerados durante la realización de los análisis.

- Conexión definida para el proyecto Ituango.
- Escenario alto de la proyección de demanda.
- Periodos de consumo: demanda máxima.
- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación a Ecuador de 250 MW durante todo el horizonte.
- Se consideró la expansión definida en planes anteriores.
- Para los nuevos enlaces a nivel de 500 kV se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se tuvieron en cuenta elementos serie maniobrables, cuyos valores implican una compensación cercana al 80% en cada circuito.
- Límite de sobrecarga del 20% para los nuevos transformadores 500/230 kV de 450 MVA.
- Se contempla el escenario operativo de la Gráfica 6-54.

Gráfica 6-54. Escenario operativo estudiado.

Características	Escenario de Despacho
Generación	Suroccidental ↓ Antioquia ↔ Caribe ↔ Nordeste ↔ Oriental ↔
Demanda	Máxima
Exportación	Con Ecuador, según año estudiado

↓ Generación mínima

↕ Generación que varía en función del incremento del límite de importación

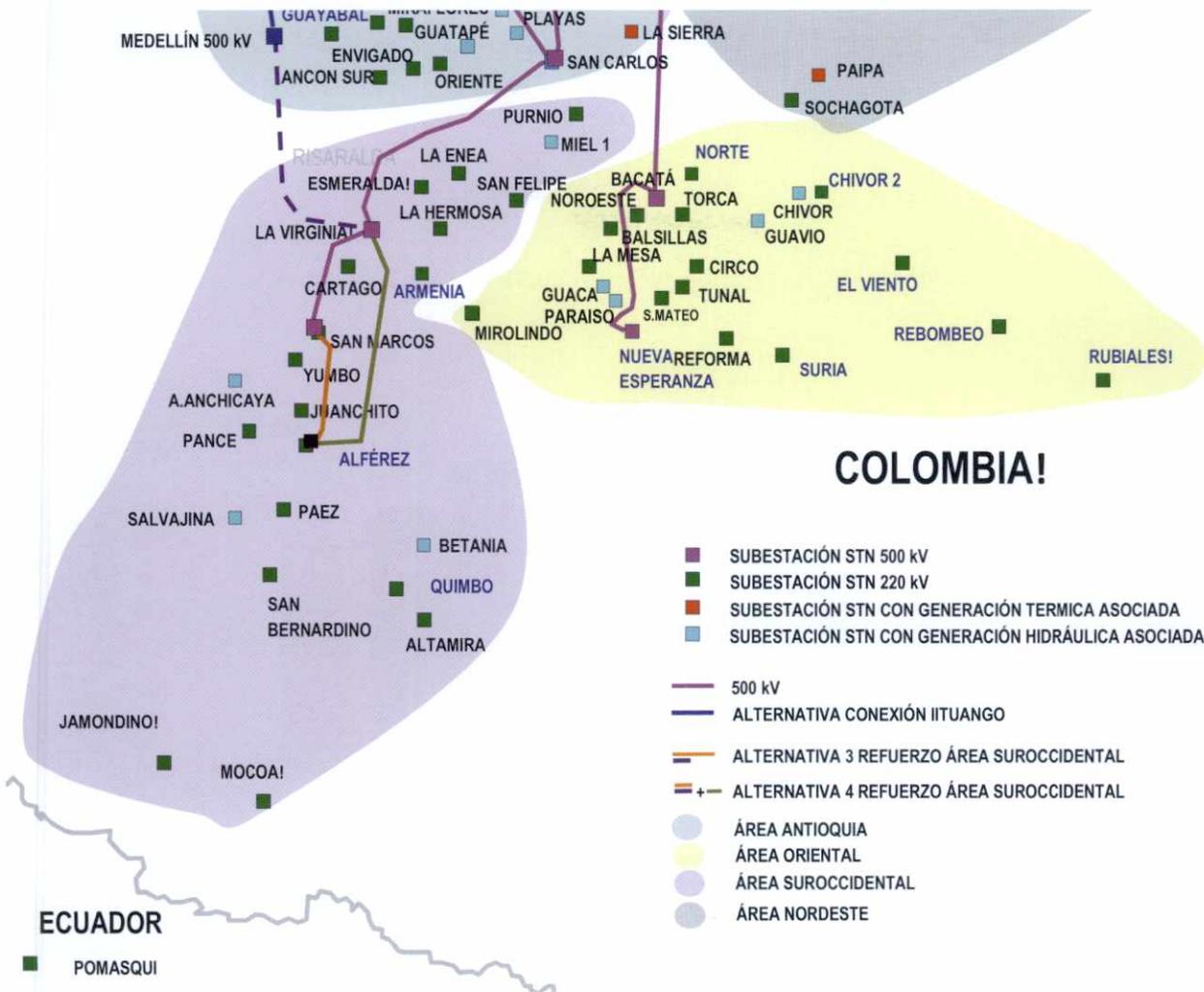
Fuente de gráfica: UPME

A continuación se describen las alternativas de expansión estudiadas para incrementar el límite de importación al área Suroccidental. Ver Gráfica 6-55.

Alternativa 1: Línea Medellín – Virginia 500 kV y segundo transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos.

- Alternativa 2:** Línea Medellín – Virginia 500 kV, segundo transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos y segundo transformador Virginia 500/230 kV de 450 MVA.
- Alternativa 3:** Línea Medellín – Virginia 500 kV, nueva subestación Alférez 500 kV con transformación 500/230 kV – 900 MVA, y su incorporación al sistema a través de la línea Alférez – San Marcos.
- Alternativa 4:** Línea Medellín – Virginia 500 kV, nueva subestación Alférez 500 kV con transformación 500/230 kV – 900 MVA, y su incorporación al sistema a través de las líneas Alférez – Virginia y Alférez – San Marcos.

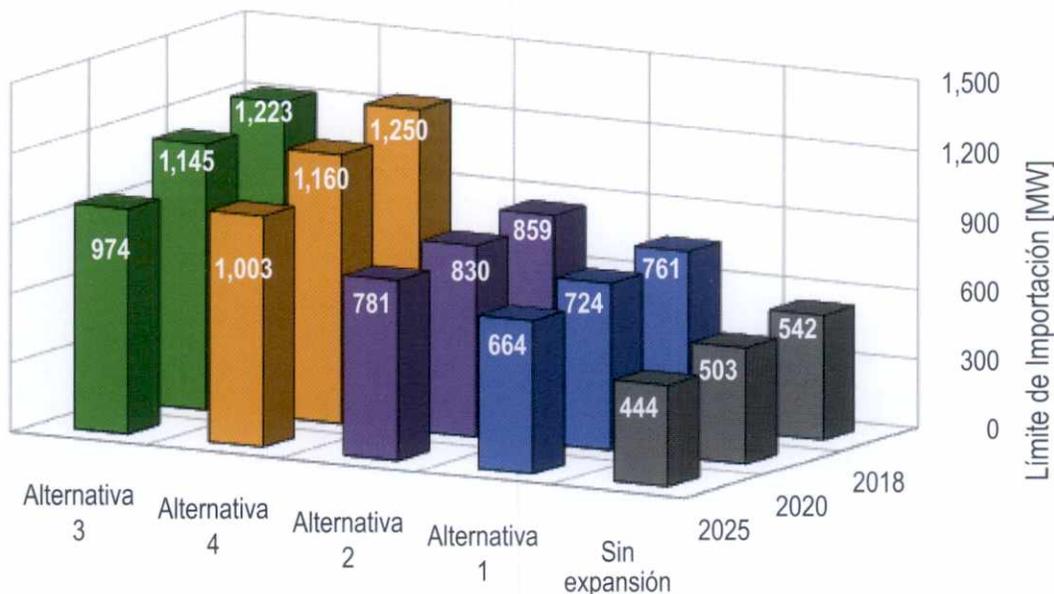
Gráfica 6-55. Alternativas de expansión para incrementar el límite de importación al área Suroccidental.



Fuente de gráfica: UPME

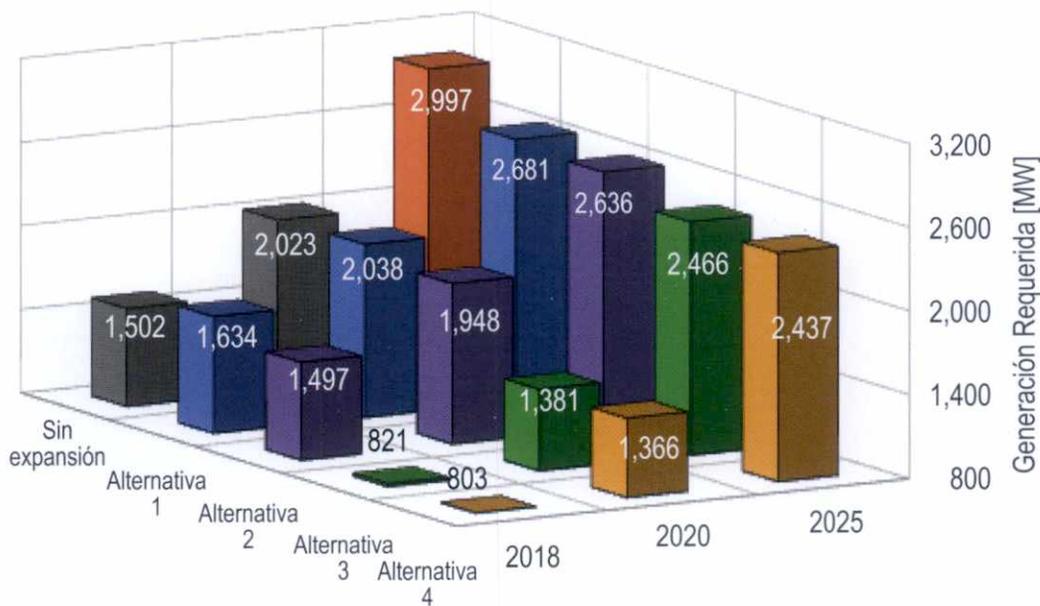
La Gráfica 6-56 y la Gráfica 6-57 presentan el límite de importación y la generación requerida en el área Suroccidental, para cada una de las alternativas estudiadas.

Gráfica 6-56. Límite de importación área Suroccidental, según alternativa



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-57. Generación mínima requerida, según alternativa



Fuente de gráfica: UPME

De las figuras anteriores se puede concluir:

- El límite de importación en el área se reduce con el crecimiento de la demanda. Sin considerar proyectos de expansión, la contingencia que impone esta restricción es la pérdida del transformador San Marcos 500/230 kV – 450 MVA. Bajo esta topología, todo el flujo de potencia pre-falla que circula por la línea Virginia – San Marcos 500 kV, hace tránsito por el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia.



Si solamente se considera en operación la línea Medellín – Virginia 500 kV, se concentra más potencia en esta última subestación, generándose un cuello de botella para su evacuación hacia el Valle del Cauca. Al tener una inyección adicional en Virginia, la contingencia, ya sea de la línea Virginia – San Marcos 500 kV o el transformador San Marcos 500/230 kV – 450 MVA, ocasiona sobrecargas mayores en el transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA, con sus respectivas consecuencias desde el punto de vista de restricciones.

Por otro lado, hacia el año 2025, sin considerar expansiones de red, la generación existente no es suficiente y no se garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema, lo cual iría contra racionamiento.

- Con la nueva línea Medellín – Virginia 500 kV y la instalación de un segundo transformador 500/230 kV en San Marcos, alternativa 1, se incrementan las transferencias hacia el Suroccidente del país. Bajo esta topología, la contingencia que limita la importación es la pérdida de la línea Virginia - San Marcos 500 kV. Este evento ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en el banco 500/230 kV de la subestación Virginia.
- Considerando la expansión anterior y la instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Virginia, alternativa 2, el límite de importación se incrementa en un 10% más, alcanzando transferencias superiores a los 800 MW durante el horizonte 2018 – 2020. Para este caso, el evento de falla que sigue imponiendo la restricción es la pérdida de alguno de los transformadores 500/230 kV de la subestación San Marcos.
- Con la nueva subestación Alférez 500 kV y la línea San Marcos – Alférez, alternativa 3, se alcanzan transferencias superiores a los 1000 MW durante el periodo 2018 – 2020, para luego reducirse a 950 MW en el año 2025, lo que se constituye en valores representativos para el área. No obstante, la contingencia que limita la importación en este caso es la pérdida de la línea Medellín – Virginia 500 kV: bajo esta topología, se presentan bajas tensiones en el área Suroccidental lo que implica un mínimo número de unidades en línea para el soporte de potencia reactiva; adicionalmente, se presentan cargabilidades superiores al límite permitido en el transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA cuando falla la línea Virginia – San Marcos 500 kV.
- Lo anterior implica que se requiera una ruta adicional de evacuación hacia el sur, a partir de Virginia 500 kV. De esta manera, complementando la alternativa 3 con el anillo Virginia – Alférez – San Marcos - Virginia, alternativa 4, el límite de importación se incrementa y no se presentan bajas tensiones ante cualquiera de las contingencias más severas. Dicho límite ahora estaría dado por la contingencia de alguno de los dos transformadores 500/230 kV de la subestación Alférez²³ (violaciones por sobrecarga en el banco paralelo).

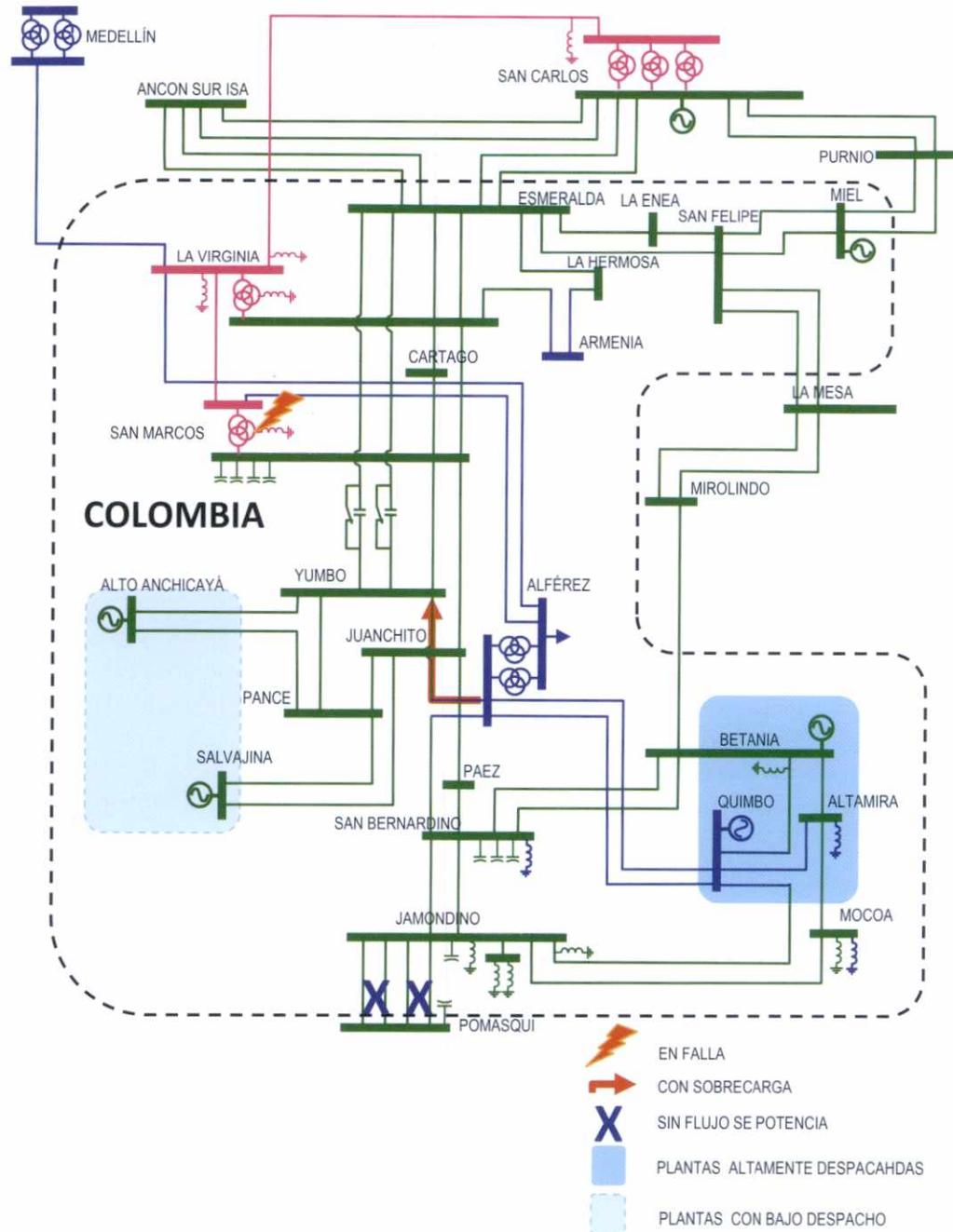
Por otro lado, si bien esta expansión representa la mejor opción técnica para incrementar las transferencias al Suroccidente del país en los periodos de demanda máxima, con menores requerimientos de generación de seguridad, se deben precisar los siguientes aspectos:

- Si la misma se acomete, debe estar en operación conjuntamente con el circuito Medellín – Virginia. De esta manera se evitan grandes concentraciones de flujo en el transformador Virginia 500/230kV – 450 MVA.
- Requiere expansión adicional, ya que en periodos de máximo consumo y sin intercambios con Ecuador, considerando alto despacho en Quimbo y Betania, al igual que mínima generación en Alto Anchicayá y Salvajina, la contingencia del transformador San Marcos 500/230 kV – 450

.....
²³ Se vio la conveniencia de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en Alférez, en detrimento de la subestación San Marcos. No sólo representa un mejor desempeño técnico, sino también garantiza una adecuada atención de la demanda en el valle del cauca, específicamente en el sur de la ciudad de Cali (el Operador de Red EPSA reporta un importante crecimiento en esta zona en el mediano y largo plazo)

MVA ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en el enlace Alférez - Yumbo 230 kV. Bajo esta topología, no se tiene inyección de potencia al Valle del Cauca desde la subestación San Marcos 500 kV, razón por la cual gran parte de la demanda es abastecida desde la subestación Alférez 230 kV, congestionándose el citado circuito. La Gráfica 6-58 presenta esta problemática.

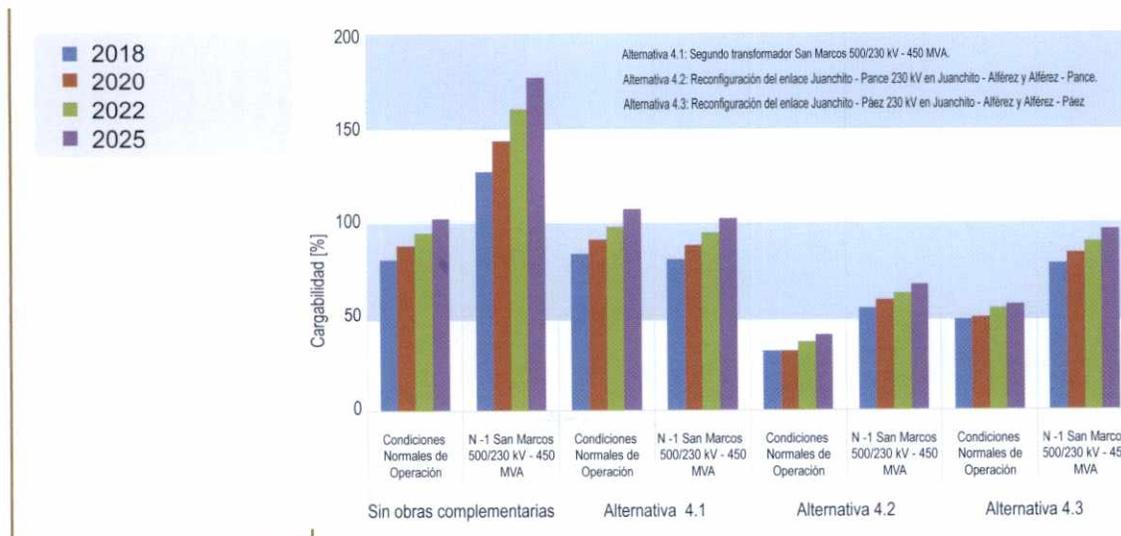
Gráfica 6-58. Escenario de congestión en el circuito Yumbo - Alférez 230 kV.



Fuente de gráfica: UPME

- Teniendo en cuenta lo anterior, se plantean obras complementarias. Ellas son: 4.1) segundo transformador San Marcos 500/230 kV – 450 MVA, 4.2) reconfiguración del enlace Juanchi-to – Pance 230 kV en Juanchito – Alférez y Alférez – Pance y 4.3) reconfiguración del enlace Juanchito – Páez 230 kV en Juanchito – Alférez y Alférez – Páez. La Gráfica 6-59 presenta el comportamiento del sistema para cada una de ellas.

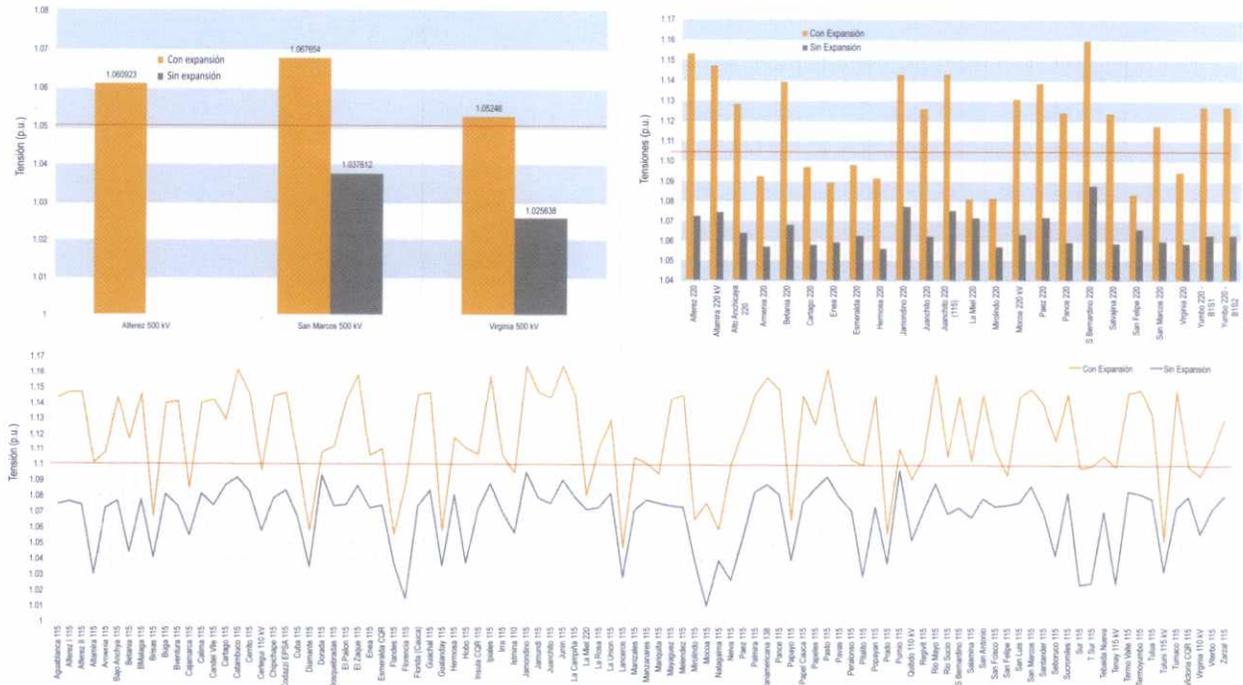
Gráfica 6-59. Cargabilidad del enlace Yumbo – Alférez 230 kV.



Fuente de gráfica: UPME

- Sin obras complementarias, en el año 2025 se presenta una sobrecarga en el enlace Yumbo – Alférez 230 kV, considerando la disponibilidad de toda la red. La contingencia del transformador San Marcos 500/230 kV – 450 MVA torna más crítica esta situación, evidenciándose violaciones a partir del año 2018. Con la instalación de un nuevo transformador en la subestación San Marcos, alternativa 4.1, la cargabilidad del enlace Yumbo – Alférez 230 kV se reduce, sin embargo a partir del año 2025, nuevamente supera el 100 % de su capacidad nominal. En este sentido, las alternativas 4.2 y 4.3 ofrecen el mejor comportamiento eléctrico en todo el horizonte de análisis, siendo la reconfiguración de la línea Pance – Juanchito la que descongestiona en mayor proporción la línea Yumbo – Alférez 230 kV.
- Independientemente de la red propuesta, las obras complementarias y los reactores existentes en las subestaciones San Bernardino 230 kV, Altamira 230 kV y Mocoa 230 kV (Convocatoria UPME – 01 de 2009), se identifican bajo condiciones normales de operación, sobretensiones en la zona durante los periodos de demanda mínima, lo anterior por el gran aporte capacitivo de la nueva infraestructura a nivel de 500 kV (ver Gráfica 6-60).

Gráfica 6-60. Tensiones en subestaciones del Suroccidente en estado estacionario para el año 2018, con y sin Alternativa 4 (2 unidades en línea: 1 Salvajina y 1 Betania, y sin intercambios con Ecuador)



Fuente de gráfica: UPME

Por lo anterior se debe disponer de generación en el área para la absorción de potencia reactiva y el control de tensiones. La Tabla 6-16²⁴ presenta dichos requerimientos. La Gráfica 6-61 presenta la probabilidad de no contar con dicha generación, razón por la cual se materializaría una restricción en el sistema:

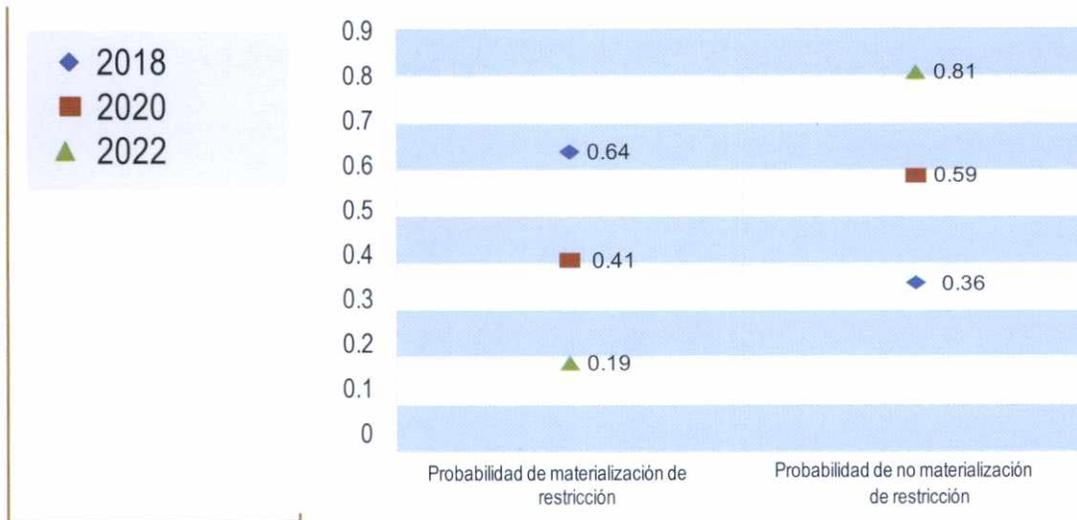
Tabla 6-16: Generación de seguridad para el control de sobretensiones en los periodos de demanda mínima, considerando la alternativa 4.

Año	Generación Requerida			
	Sin nueva expansión		Con Alternativa 4	
	Número de unidades	MW	Número de unidades (Betania Quimbo/Salvajina)	MW
2018	0	0	6	360
2020	0	0	3	180
2022	0	0	1	60

Fuente de tabla: UPME

²⁴ Se descuentan las unidades que deben estar generando por restricciones ecológicas

Gráfica 6-61. Probabilidad de no contar con la generación requerida para el control de sobretensiones, considerado la alternativa 4.

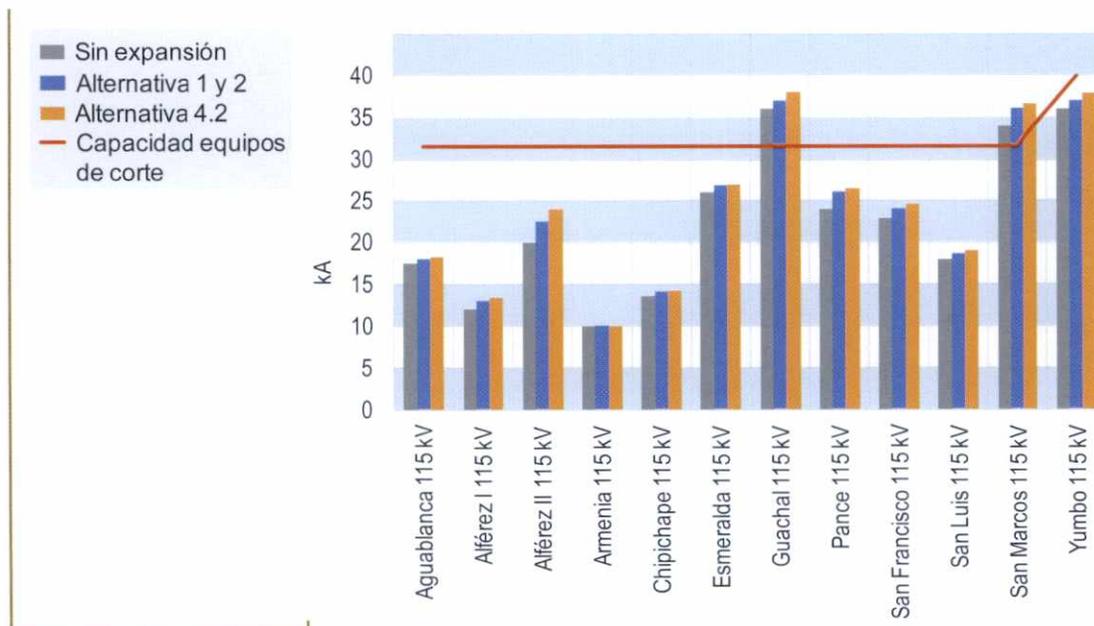


Fuente de gráfica: UPME

Análisis de corto circuito:

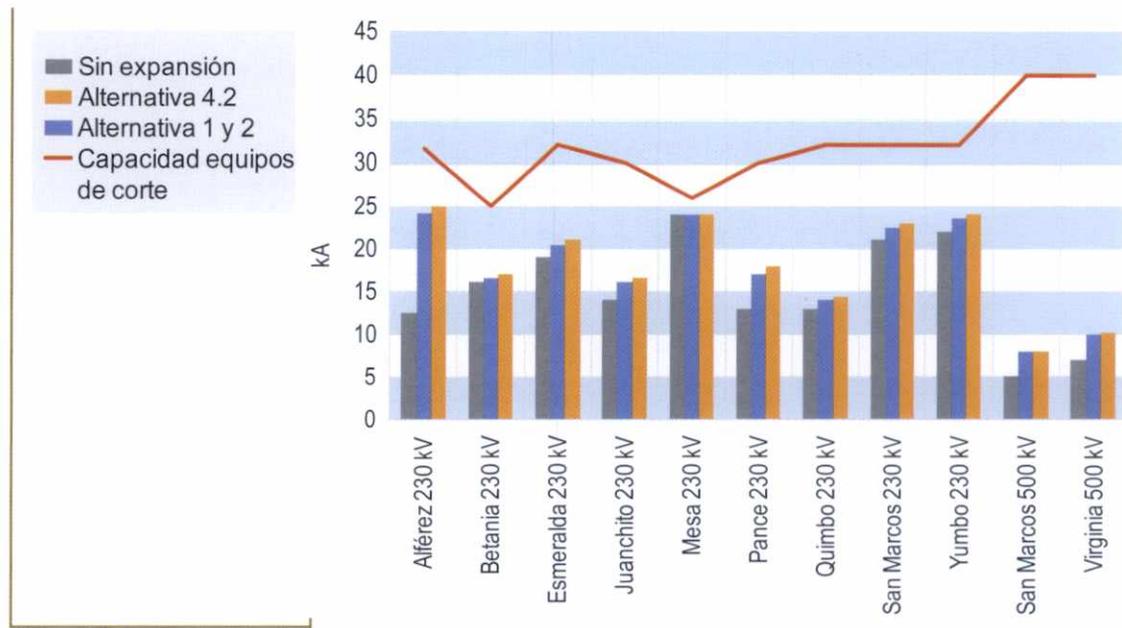
La Gráfica 6-62 y la Gráfica 6-63 presentan el impacto de cada alternativa en el incremento del nivel de corto circuito.

Gráfica 6-62. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del STR en el área Suroccidental, según alternativa. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-63. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del STN en el área Suroccidental, según alternativa. Año 2020.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- Ninguna de las alternativas incrementa considerablemente los niveles de corto circuito.
- En relación a las subestaciones a nivel de 115 kV, se recomienda al Operador de Red EPSA tomar las medidas necesarias para que no se supere la capacidad de los equipos de corte en Guachal y San Marcos.
- Se observa un nivel de corto circuito superior al 90 % en la subestación La Mesa, sin que ello sea atribuible a los refuerzos planteados para el área Suroccidental.

Evaluación Económica:

La Tabla 6-17 se presenta la evaluación económica de las opciones técnicamente viables, es decir, las alternativas 1, 2, 3, 4.1, 4.2 y 4.3.

Beneficios:

- Reducción del costo futuro de las restricciones.
- Reducción del Valor Esperado de la Energía No Suministrada.

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009.
- Para las alternativas 4.1, 4.2 y 4.3, sobrecostos operativos asociados al control de tensiones en periodos de mínimo consumo.

Tabla 6-17: Evaluación. Beneficio / Costo de las alternativas

Beneficios	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4,1	Alternativa 4,2	Alternativa 4,3
BENEFICIOS Reducción Costo futuro de las restricciones (\$ Dic.2012)	\$ 368.809,964	\$ 1.383.804,402	\$ 8.466.201,727	\$ 9.566.237,182	\$ 9.566.237,182	\$ 9.566.237,182
BENEFICIOS Reducción Valor esperado Energía No Suministrada (\$ Dic.2012)	\$ 473.970.415,896	\$ 473.970.415,896	\$ 473.970.415,896	\$ 473.970.415,896	\$ 473.970.415,896	\$ 473.970.415,896
TOTAL BENE- FICIOS A 31 DIC/2010	\$ 474.339.225,860	\$ 475.354.220,298	\$ 482.436.617,623	\$ 483.536.653,078	\$ 483.536.653,078	\$ 483.536.653,078
Costos						
COSTO UNI- DAES CONS- TRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN (\$ Dic 2012)	\$ 129.369.771,314	\$ 145.998.105,107	\$ 180.652.622,845	\$ 322.043.495,253	\$ 306.937.194,745	\$ 306.937.194,746
COSTOS OPERATIVOS ASOCIADOS AL CONTROL DE TENSIONES EN PERIODOS DE MINIMO CONSUMO (Dic 2012)	No aplica	No aplica	No aplica	\$ 0	\$ 0	\$ 0
TOTAL COSTOS (\$ dic-2012)	\$ 129.369.771.314	\$ 145.998.105,107	\$ 180.652.622,845	\$ 322.043.495,253	\$ 306.937.194.745	\$ 306.937.194,746
Relación B/C	3.67	3.26	2.67	1.50	1.58	1.58

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- Las alternativas que presentan una mayor relación beneficio / costo son aquellas que sólo involucran la nueva interconexión entre el Suroccidente del país y Antioquia, al igual que los refuerzos de transformación 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y Virginia. Si bien representan un costo de inversión mínimo en comparación con las demás opciones, los requerimientos de generación en el área vuelven a ser palpables en el largo plazo, con sus respectivas implicaciones desde el punto de vista de restricciones y confiabilidad en la atención de la demanda.

En otras palabras, se necesitarían nuevas obras como la subestaciones Alférez 500 kV, des optimizando la utilidad de los refuerzos de transformación en San Marcos y/o Virginia.

- Los corredores propuestos, Medellín – Virginia 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV (alternativa 3), permiten incrementar el límite de importación, sin embargo en el largo plazo, las contingencias sencillas Medellín – Virginia 500 kV y Virginia – San Marcos 500 kV ocasionarían problemas de tensión en la zona al igual que sobrecargas (restricciones).
- Es por lo anterior que la conformación del anillo Virginia – San Marcos – Alférez – Virginia 500 kV, junto con su red asociada en 230 kV, representa una alternativa robusta y de largo plazo, la cual reduce significativamente los requerimientos de generación en el área, presenta una relación beneficio/costo superior a uno, evita desatención de demanda después del año 2025 y propicia la integración regional con nuestros países vecinos, ya que si se materializa la interconexión Colombia – Chile, sólo esta infraestructura posibilita los intercambios de energía con el resto de países.

Por otro lado, si bien se identificaron requerimientos de generación de seguridad para el control de tensiones en demanda mínima, ello no ocasiona un sobre costo para el sistema, ya que el valor de reconciliación positiva asociado al despacho de Betania, Quimbo y Salvajina, necesario para controlar la restricción, sería inferior al costo marginal de la demanda (precio de bolsa). Así mismo, a partir del año 2023 no se necesitaría ninguna máquina para la absorción de potencia reactiva.

En relación a las obras complementarias para reducir la congestión del circuito Yumbo – Alférez 230 kV, la reconfiguración de la línea Juanchito – Pance 230 kV en los nuevos tramos Juanchito – Alférez y Alférez – Pance, presenta el mejor desempeño técnico - económico. Es importante mencionar que si bien considerando el escenario operativo antes referenciado se presenta congestión, esta situación no se puede atribuir totalmente a la incorporación de la nueva infraestructura a nivel de 500 kV. En la actualidad este elemento se podría sobrecargar bajo escenarios de máximo despacho en Salvajina y Alto Anchicayá, mínima generación en Betania y Quimbo, al igual que altas transferencias al Ecuador.

Conclusiones:

- Los análisis eléctricos de largo plazo evidencian una capacidad instalada inferior a los requerimientos de generación que necesita el área Suroccidental. En este sentido, el nuevo anillo en el Valle a nivel de 500 kV (Virginia – Alférez, Alférez – San Marcos 500 kV), junto con sus refuerzos a nivel de 230 kV, garantiza la correcta atención de la demanda.
- La UPME recomienda para el mes de septiembre del año 2018, la ejecución de la alternativa 4.2.

6.4.2.4 Incremento límite de importación área Oriental

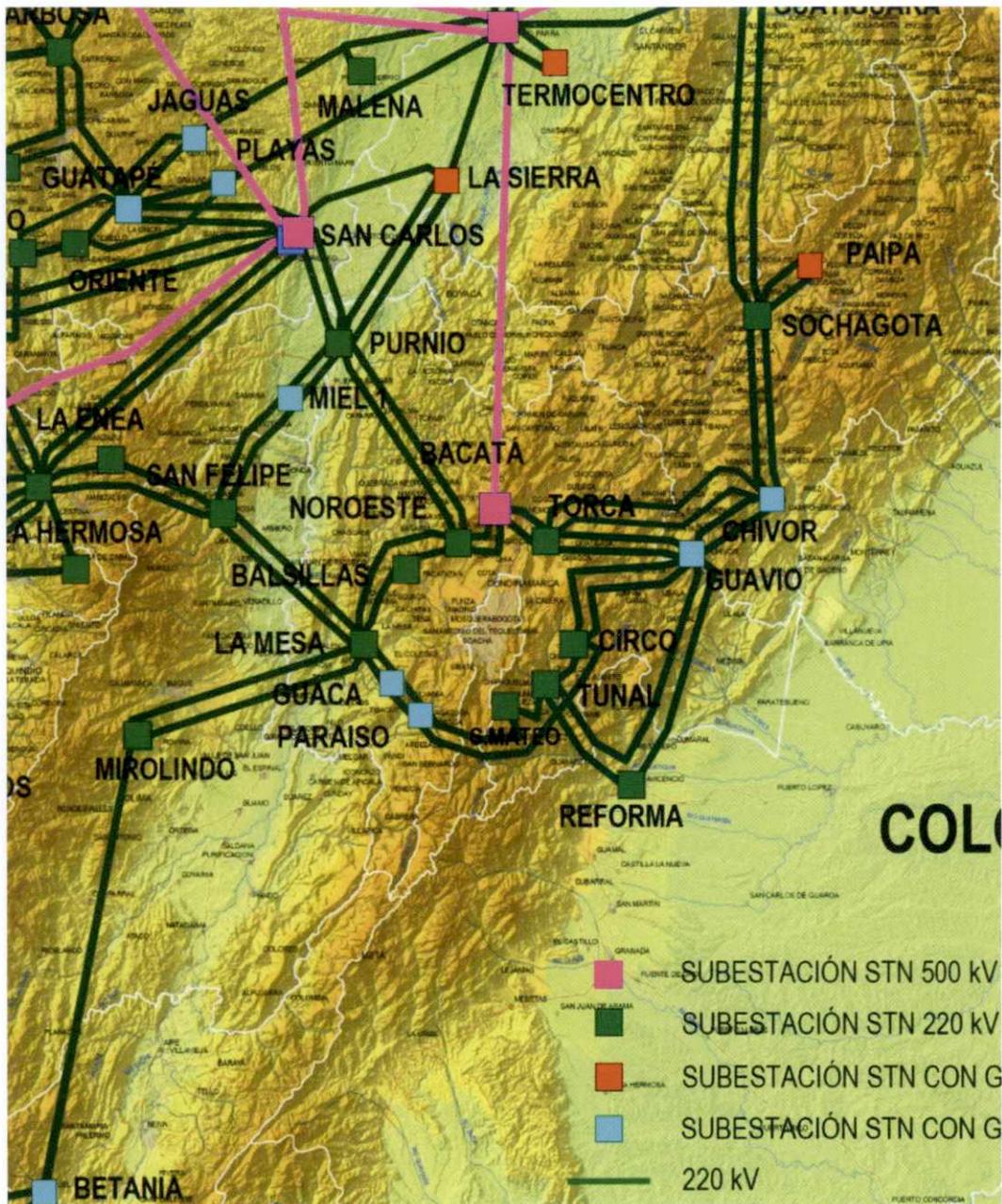
Antecedentes:

- El área Oriental, conformada por las sub áreas operativas Bogotá, Cundinamarca, Meta y Tolima, cuenta con las plantas de generación Guavio, Chivor, La Guaca, Miel y El Paraíso, como principal recurso de abastecimiento de energía. Adicionalmente, dispone de generación térmica en Zipaquirá y generación menor con las plantas de la cadena del río Bogotá (antigua Casalaco).

- A nivel de transmisión esta interconectada con el resto del país a través de varios enlaces.
 - i. Antioquia: corredor Noroeste - Purnio - San Carlos 230 kV.
 - ii. Suroccidente: dobles circuitos La Mesa - Mirolindo 230 kV y La Mesa - San Felipe 230 kV.
 - iii. Nordeste: línea Bacatá - Primavera 500 kV y doble circuito Chivor - Sochagota 230 kV.

Las principales subestaciones del Sistema son Torca, Bacatá, Noroeste, Balsillas, La Guaca, San Mateo, Tunal, Circo, Guavio, Chivor, Reforma y Mirolindo. Ver Gráfica 6-64.

Gráfica 6-64. Área Oriental

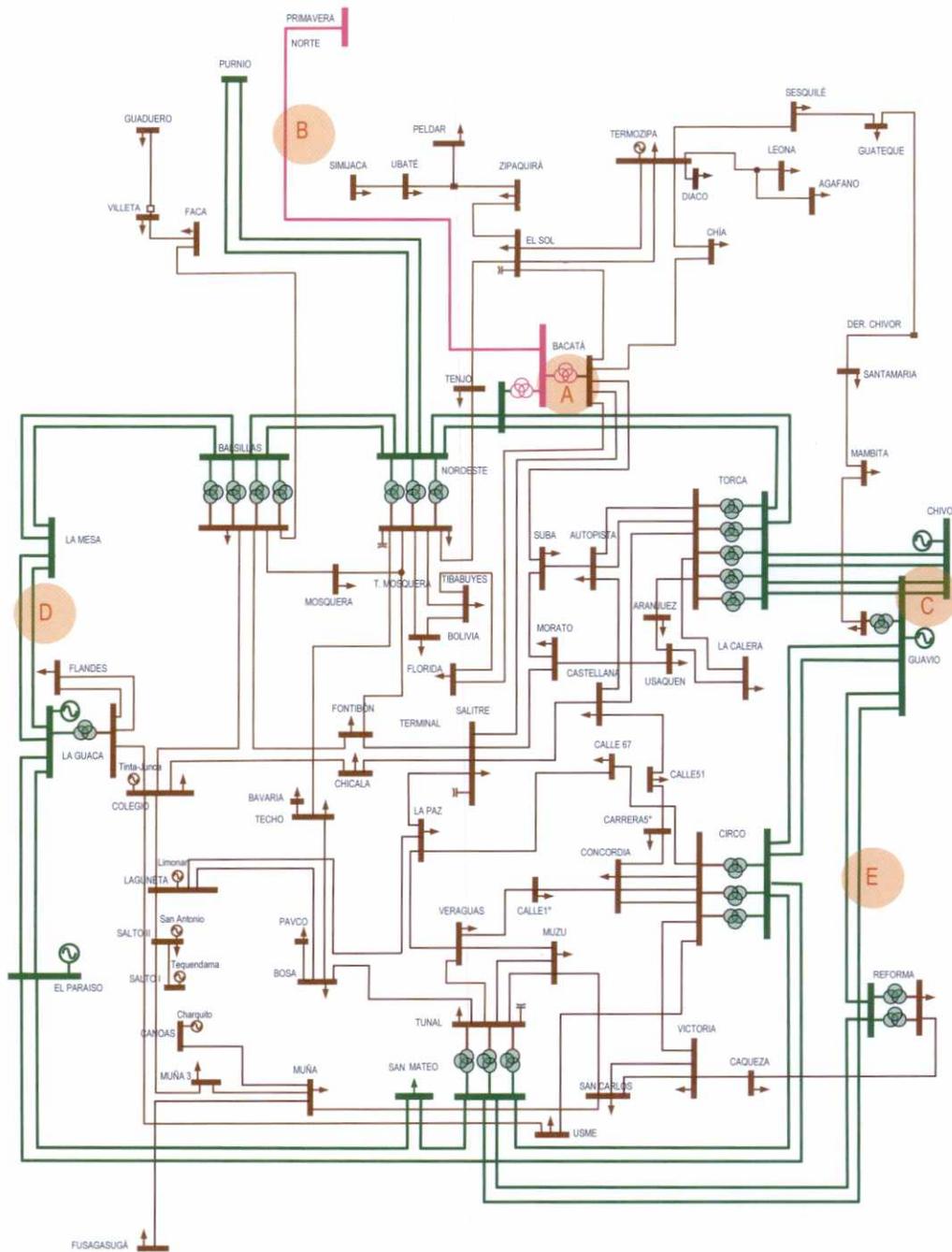


Fuente de gráfica: UPME

Diagnóstico:

- Actualmente el sistema en esta zona del país presenta ciertas limitaciones, las cuales, dependiendo del despacho económico, pueden generar sobrecostos operativos. En la Gráfica 6-65 y la Tabla 6-18 se presentan el diagrama unifilar del área y la identificación de las restricciones.

Gráfica 6-65. Diagrama unifilar área Oriental e identificación de restricciones.



Fuente de gráfica: UPME

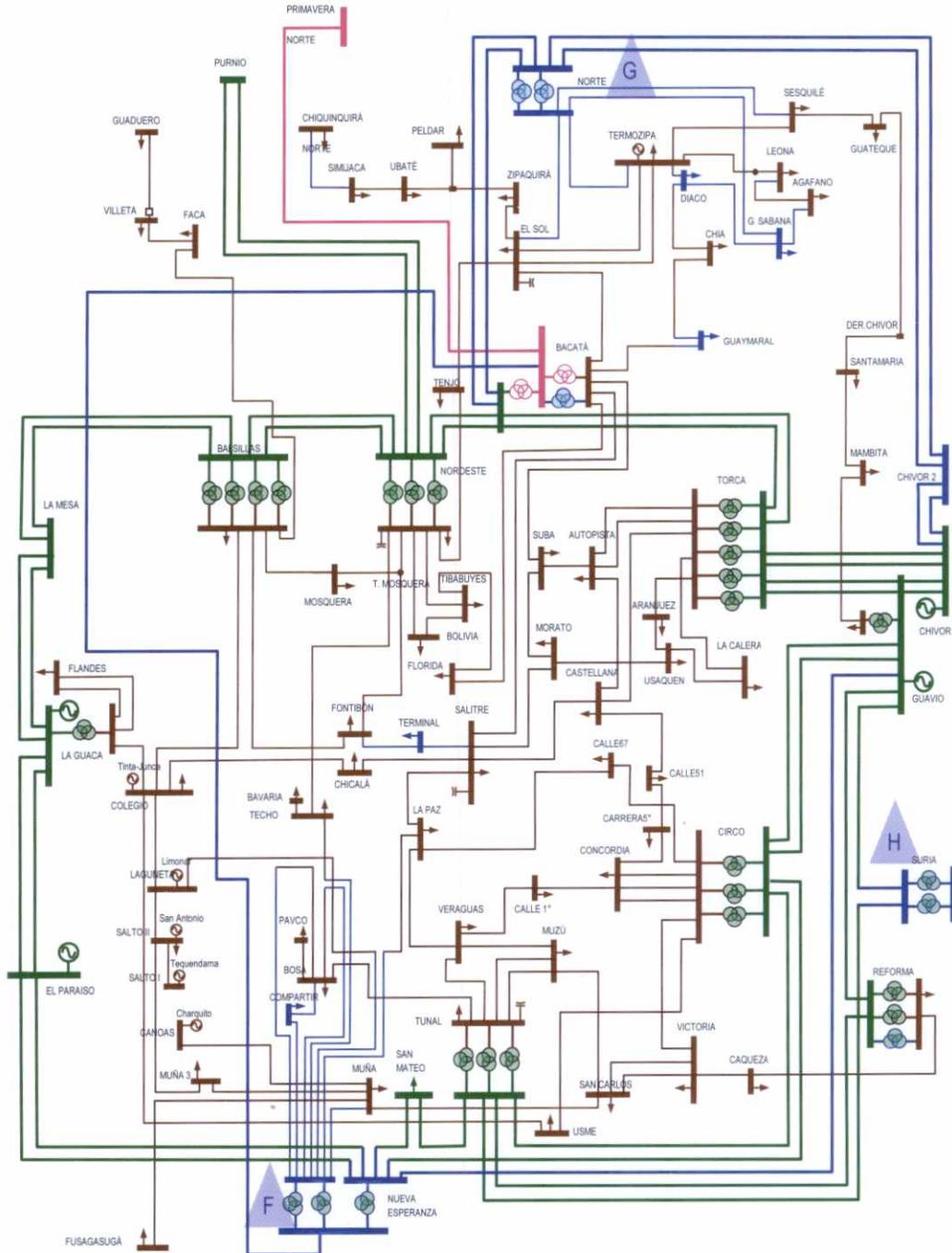
Tabla 6-18: Restricciones actuales del área Oriental.

Restricción	Descripción
A)	Para flujos superiores a 450 MW por el enlace Primavera - Bacatá 500 kV, la contingencia del transformador Bacatá 500/115 kV ocasiona sobrecargas inadmisibles en el banco 500/230 kV de esta misma subestación.
B)	Bajo escenarios de mínimo despacho en el área, los cuales implican un número reducido de unidades de generación, la contingencia de la línea Primavera - Bacatá 500 kV ocasiona violaciones de tensión en la sub - área Bogotá y el departamento del Meta. Adicionalmente es importante mencionar que eventos de falla sencillos a nivel del STR en el norte de la sabana de Bogotá, como son la pérdida de las líneas a nivel de 115 kV, Bacatá - Chía, Bacatá - El Sol y Noroeste - Tenjo, generan violaciones de tensión la sube área Bogotá.
C)	Bajo un escenario de despacho alto en Chivor y mínimo en Guavio, la contingencia de uno de los enlaces Guavio - Chivor 230 kV ocasiona sobrecargas inadmisibles en el circuito en paralelo.
E)	Considerando mínimo despacho en Guavio, la contingencia de la línea Guavio - Reforma 230 kV ocasiona bajas tensiones en el departamento del Meta. Así mismo, la falla de cualquiera de los transformadores de conexión en la subestación Reforma, ocasiona sobrecargas inadmisibles en el banco paralelo.
D)	Ante máximo despacho en la cadena Pagua y mínima generación en Chivor y Guavio, la pérdida de uno de los circuitos Guaca - La Mesa 230 kV ocasiona sobrecargas inadmisibles en el enlace paralelo.

Fuente de tabla: UPME

- Frente a esta situación, la Unidad en el marco de la formulación de sus Planes de Expansión, definió los siguientes proyectos (Ver Gráfica 6-66 y Tabla 6-19).

Gráfica 6-66. Diagrama unifilar área Oriental y proyectos definido.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-19: Expansión definida²⁵.

Proyecto	Fecha de entrada en operación	Descripción
F)	Se espera en el año 2014	Subestación Nueva Esperanza 500/230 kV - 450 MVA y obras asociadas, el cual elimina restricciones A) y E)
G)	Julio de 2015	Subestación Norte 230/115 kV - 600 MVA y corredor de línea Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV, los cuales reducen en el corto plazo restricciones B), y elimina la restricción C)
H)	sep-15	Subestación Suria 230/115 kV - 300 MVA y reconfiguración de la línea Guavio - Tunal 230 kV en Guavio - Suria y Suria - Tunal, el cual elimina la restricción D).

Fuente de tabla: UPME

Si bien estos proyectos impactan positivamente en el sistema, en el mediano plazo se observan nuevamente violaciones de tensión en el área Oriental ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV, siendo necesario disponer de unidades de generación para el soporte de potencia reactiva y control de tensiones. En este sentido, la UPME analizó el área, estableciendo los requerimientos de compensación reactiva y la infraestructura a nivel de transmisión que se necesita en esta zona del país en el largo plazo.

A continuación se presentan los resultados de dichos análisis. Se presentan los supuestos considerados, el desempeño del sistema y la evaluación económica de las sobras establecidas.

Supuestos:

- Horizonte de planeamiento: 2013 - 2025.
- Expansión definida para las áreas Caribe y Suroccidental, al igual que la conexión de Ituango.
- Escenario alto de la proyección de demanda.
- Periodo de consumo: demanda máxima.
- Se considera la demanda reportada por los Operadores de Red CODENSA y EMSA. Así mismo, los siguientes respaldos de carga reportados por Ecopetrol: 30 MW de Castilla conectados en la subestación Reforma 230 kV y 70 MW que se reflejan en Ocoa 115 kV y Suria 115 kV.
- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Se considera en operación a partir del año 2014 el proyecto Nueva Esperanza y su red asociada.
- Se considera a partir del año 2015 el corredor en doble circuito Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV.
- Para la carga petrolera de Rubiales, se considera un valor de 192 MW con factor de potencia de 0.9 en atraso.
- Se consideran disponibles todos los elementos del área.
- No se considera generación de las plantas menores.
- La generación de Termozipa no se considera en la base de los escenarios de despacho.

²⁵ Con respecto al proyecto Nueva Esperanza, la fecha de entrada en operación, es la fecha que el transportador EPM tiene establecida al cierre de este plan, sin embargo se observan aspectos que podrían modificar esta fecha.

- Se considera el circuito Sesquilé – Guateque 115 kV abierto en Sesquilé.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación a Ecuador de 250 MW durante todo el horizonte.
- Se consideró la expansión definida por el Plan de Expansión de transmisión 2012 - 2025.
- Para los nuevos enlaces a nivel de 500 kV se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se tuvieron en cuenta elementos serie maniobrables, cuyos valores implican una compensación cercana al 80 % en cada circuito.
- Límite de sobrecarga del 20 % para los nuevos transformadores 500/230 kV – 450 MVA.
- Bajo condiciones normales de operación, se consideran los elementos FACTS en flotación, es decir, un suministro inferior a 30 MVAR por dispositivo.
- Se tienen en cuenta los parámetros de la Tabla 6-20, en relación a las características físicas de las unidades de generación.

Tabla 6-20: Características técnicas del parque generador.

Planta	Unidades físicas	Unidad equivalente por unidad	Unidades equivalente por planta	Mínimo técnico [MW]	Máxima capacidad de suministro [MVAR]
Guavio	5	2	10	60	108
Paraiso	3	1	3	34	30
Guaca	3	1	3	40	51
Chivor	8	1	8	10	60
Miel	3	1/3	1	20	60
Zipa	3	1/3	1	31	14

Fuente de tabla: UPME

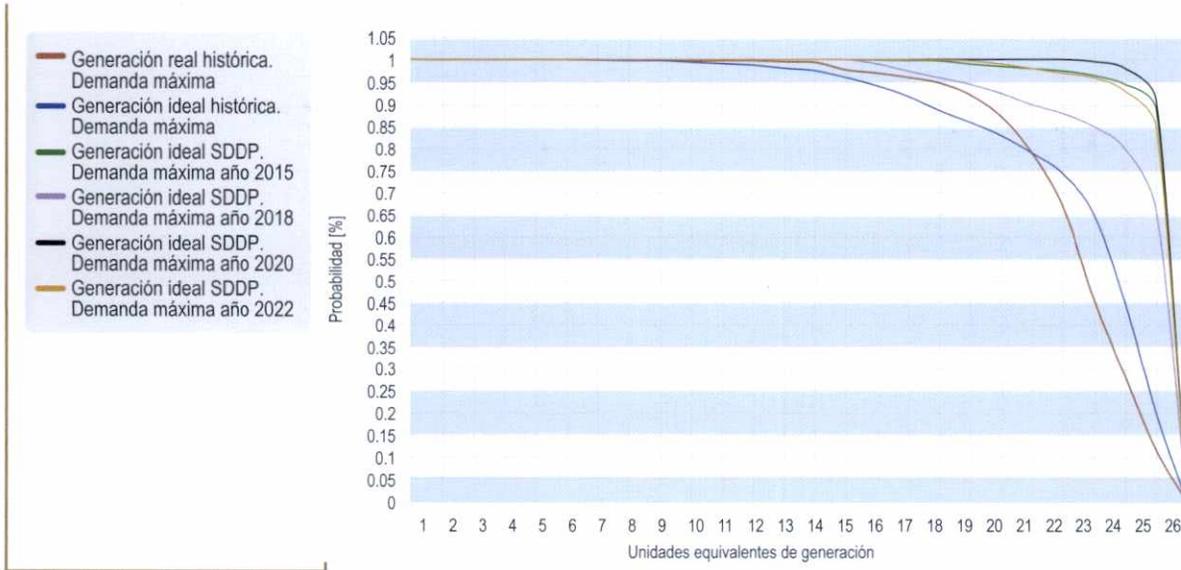
Análisis Corto Plazo:

Como se mencionó anteriormente, la contingencia del enlace Primavera – Bacatá 500 kV ocasiona violaciones de tensión en la sub-área Bogotá y el departamento del Meta, razón por la cual es necesario disponer de unidades de generación para el soporte de tensión, de tal manera que se garantice la seguridad e integridad del sistema. Si la generación requerida se encuentra en mérito, no se presentarían sobrecostos operativos para la demanda, de lo contrario, los usuarios verían materializada una restricción.

La Gráfica 6-67 presenta la curva de probabilidad de despacho en el área Oriental, en función del número de unidades equivalentes ²⁶. Ella indica cual es la probabilidad de tener en mérito un número específico de unidades, ya sea con la información histórica del despacho, o con el valor esperado de la generación según el modelo energético (SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica).

²⁶ Unidad equivalente: Asocia la efectividad que tiene una unidad de generación en el sistema, para mitigar o controlar una restricción específica. Por ejemplo en el área Oriental, una unidad física de Guavio representa dos unidades equivalentes. Una unidad física de Chivor representa una unidad equivalente, y una unidad física de Termozipa representa 0.33 unidades equivalentes. Esto quiere decir que con una unidad física de Guavio, se obtiene el mismo efecto en relación al control de la restricción, si se despacharan dos máquinas en Chivor. Así mismo, con tres unidades físicas en Termozipa, se obtiene el mismo efecto eléctrico al despachar una máquina en Chivor.

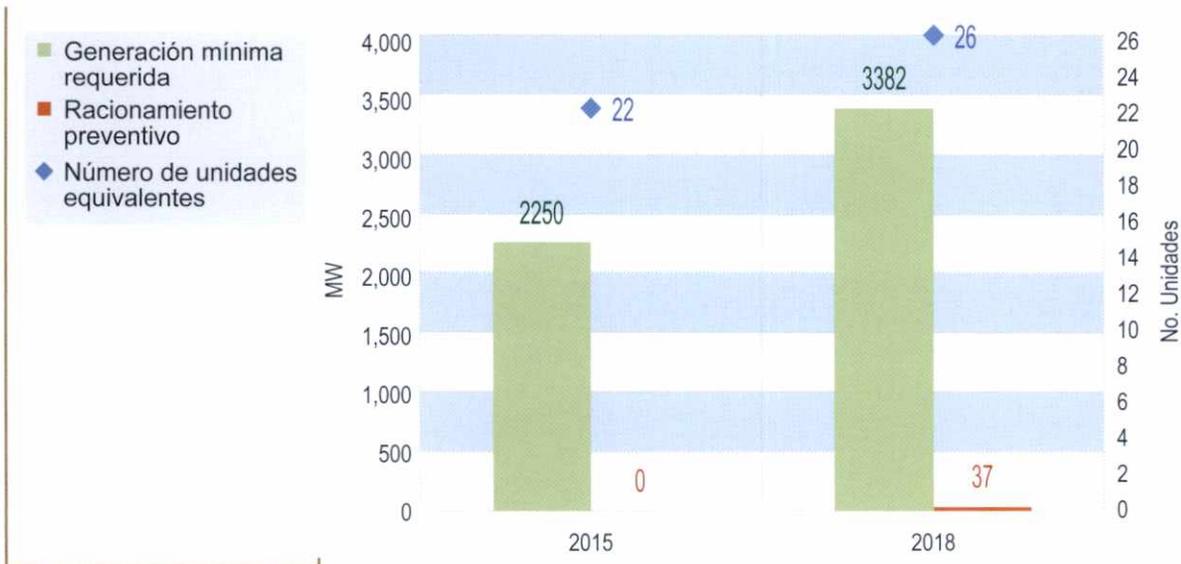
Gráfica 6-67. Curva de probabilidad despacho en el área Oriental.



Fuente de gráfica: UPME

La Gráfica 6-68 presenta la generación mínima requerida en el horizonte 2015 - 2018, al igual que el número de unidades equivalentes y el racionamiento preventivo necesario para garantizar la seguridad del sistema.

Gráfica 6-68. Generación de seguridad Vs. Unidades equivalentes en el área Oriental con la expansión definida.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta la figura anterior, es claro que en el año 2018 se necesitaría todo el parque generador y deslastrar 37 MW, de tal forma que la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV no ocasione un colapso de voltaje. En este sentido, con el objetivo de reducir el número de unidades equivalentes en la zona y el valor esperado de las restricciones, y teniendo en cuenta un ejercicio de estabilidad de tensión, donde se identificó el valor propio asociado al área Oriental y la participación de cada subestación en dicho valor, se plantea la instalación de las siguientes compensaciones. Ver Tabla 6-21.

Tabla 6-21: Alternativas de compensación capacitiva – Corto Plazo.

Subestaciones	Tamaño de las compensaciones según alternativa [MVar]							
	Alt1	Alt2	Alt3	Alt4	Alt5	Alt6	Alt7	Alt8
Bacatá	0	0	30	30	30	30	30	30
Tibabuyes	0	0	30	30	0	0	0	0
Usme	0	0	30	30	0	0	0	0
Florida	0	75	75	0	0	0	0	0
Ubatá	0	30	50	50	50	50	50	50
Puerto Gaitán	0	15	15	15	15	15	15	15
Suria	0	40	40	40	40	40	40	40
Tunal	0	75	0	35	0	0	0	0
Noroeste	0	40	0	35	0	0	0	0
Noroeste 230 kV	0	0	0	0	140	70	0	70
Reforma 230 kV	130	0	0	0	0	70	0	0
Circo 230 kV	0	0	0	0	0	0	140	70
Bacatá 230 kV	145	0	0	0	0	0	0	0

Fuente de gráfica: UPME

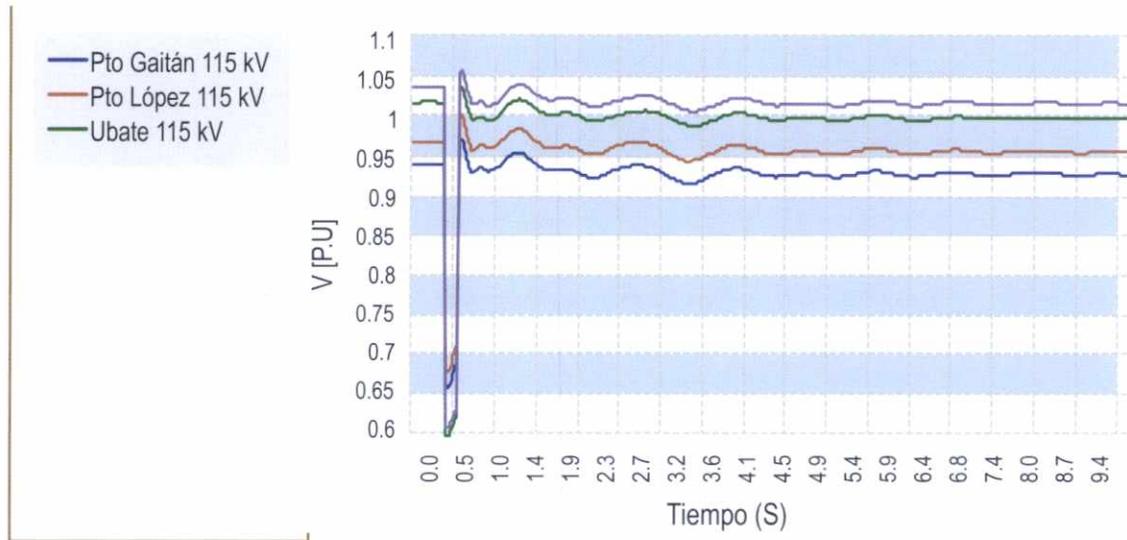
La Gráfica 6-69 presenta el desempeño técnico de cada una de las alternativas, en función del número de unidades equivalentes, la generación de seguridad, el límite de importación y el consumo de potencia reactiva del área, incluyendo las pérdidas de transformación. La Gráfica 6-70 permite conocer el comportamiento dinámico del sistema ante la contingencia más crítica, considerando 19 unidades equivalentes y la alternativa 4.

Gráfica 6-69. Comportamiento técnico de cada una de las alternativas (corto plazo) en los años 2015 y 2018.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-70. Comportamiento transitorio de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

- Para el año 2015, salvo la alternativa 1, las demás opciones permiten disponer de 19 unidades equivalentes para el soporte de potencia reactiva. En este mismo sentido, el límite de importación es alrededor de 630 MW.
- Las alternativas que implican mayor importación de potencia reactiva bajo condiciones normales de operación, son aquellas que involucran compensación a nivel de 230 kV. Lo anterior es claro, al ser el área Oriental un gran consumidor de reactivos, los MVAR se inyectan desde el STN al STR.
- En el corto plazo se necesitan **275 MVAR** de compensación capacitiva, distribuidos de la siguiente manera: en la sub área Bogotá **220 MVAR**, y en el departamento del Meta, **55 MVAR**²⁷.
- Desde el punto de vista transitorio se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales subestaciones, después de la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.
- En el año 2018, debido al crecimiento natural de la demanda, se observa un incremento del número de unidades equivalentes para el soporte de tensión, y subsecuentemente, la disminución del límite de importación. Lo anterior, dependiendo del despacho, puede implicar sobrecostos en la operación del sistema y riesgos en el abastecimiento del área (la probabilidad histórica de tener 25 unidades equivalentes es inferior al 30 %).

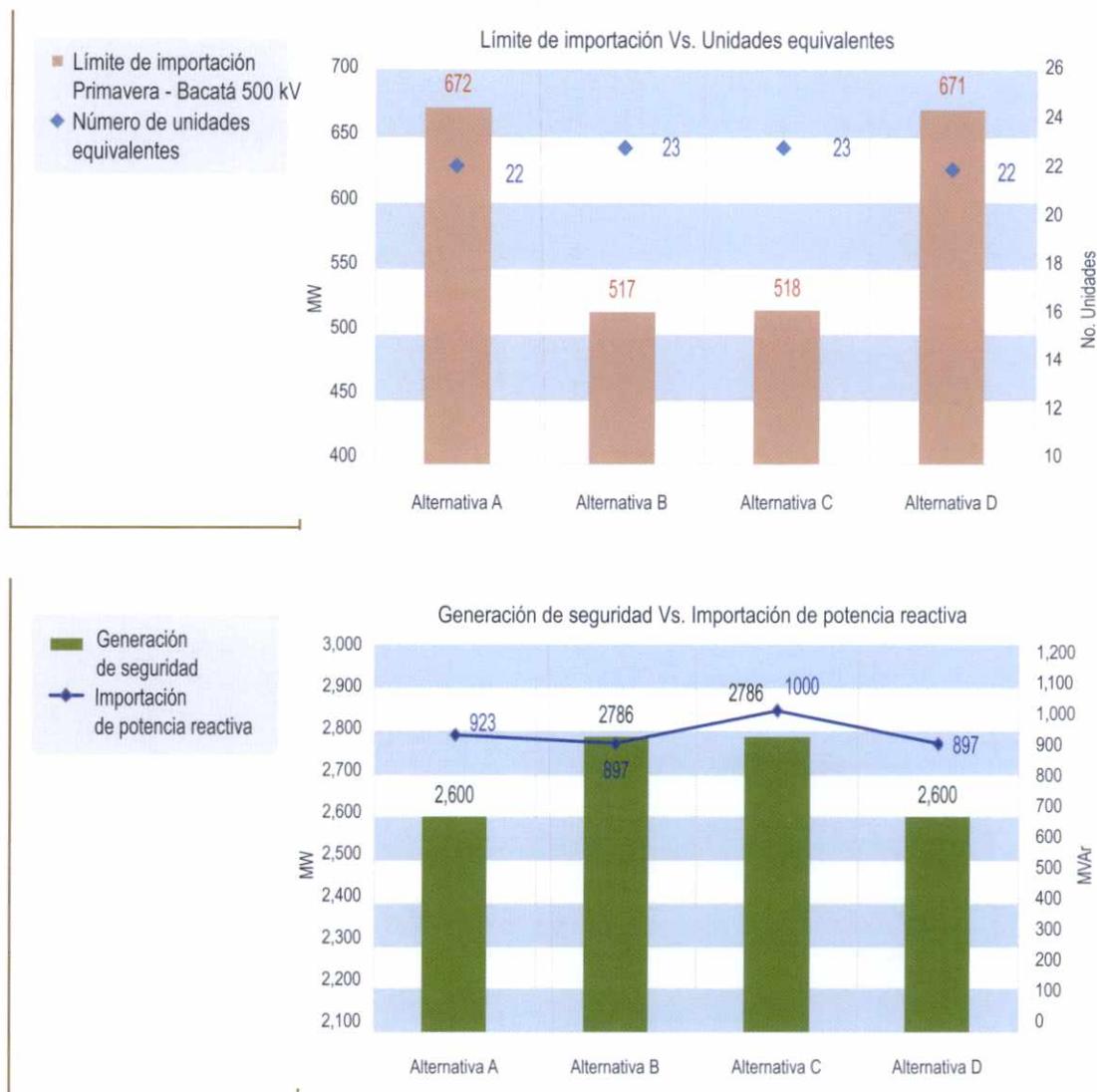
Teniendo en cuenta esta situación, se plantean nuevas alternativas de compensación dinámica y se analiza el desempeño del sistema en el año 2018²⁸. Para la selección de las mismas se realizó un análisis de estabilidad de tensión, buscando la conexión óptima de estos elementos. Para todos los casos, las

²⁷ De los 220 MVAR requeridos en la sub área Bogotá, 140 MVAR ya fueron conceptuados por esta Unidad al Operador de Red Codena, específicamente en las subestaciones Ubaté (50), Tibabuyes (30), Usme (30) y Bacatá (30). La ubicación de la compensación faltante, 80 MVAR, está en estudio por parte de la UPME, dada la posibilidad de repotenciar los bancos capacitivos existentes en las subestaciones Tunal y Noroeste. Respecto a los 55 MVAR del departamento del Meta, EMSA informó la disposición de implementarlos, y en este momento está en estudio por parte de ellos su ubicación y distribución en el sistema.

²⁸ Se considera en la base 275 MVAR de compensación antes referenciada.

La Gráfica 6-72 presenta el comportamiento del sistema para cada alternativa en el año 2018.

Gráfica 6-72. Año 2018. Comportamiento del sistema.



Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir:

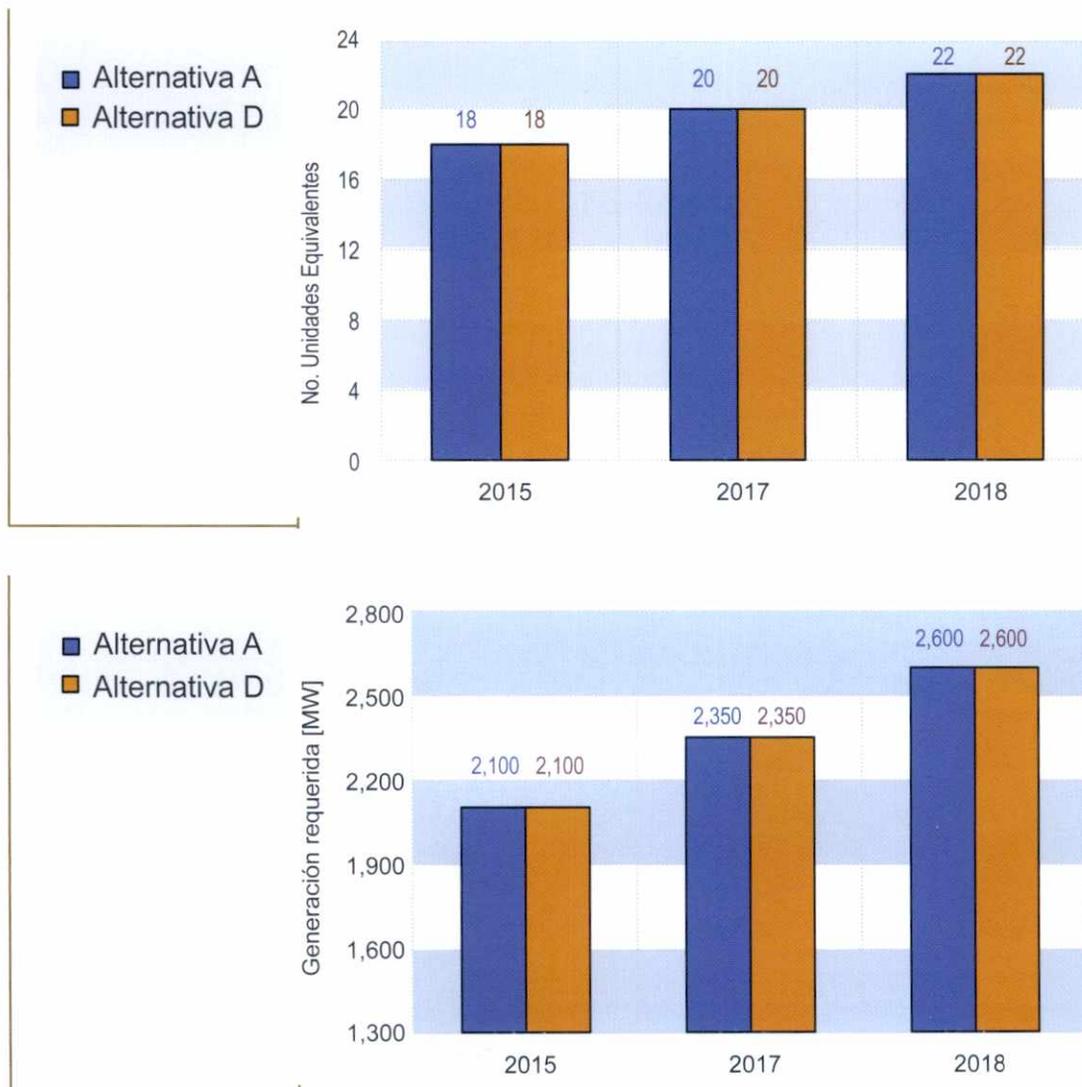
- Las alternativas A y D permiten mantener 22 unidades equivalentes en el área. En este mismo sentido, posibilitan una mayor importación por el enlace Primavera – Bacatá 500 kV. En detrimento de lo anterior, las alternativas C y D necesitarían una unidad adicional, razón por la cual el límite de importación es inferior.
- Es claro que la mayor necesidad de potencia reactiva está en la zona suroccidental de Bogotá. Es por ello que al disponer del SVC en Nueva Esperanza (240 MVar), los requerimientos para el soporte de tensión son menores.
- En la misma línea del comentario anterior, la generación requerida en el área es menor para las alternativas A y D.

- Si bien no se presenta en la Gráfica 6-72, se analizó la posibilidad de tener para cada alternativa, un SVC de 240 MVar en detrimento del STATCOM. Bajo estas condiciones el desempeño del sistema fue similar, no obstante, dado que son 40 MVar adicionales y que el suministro de potencia reactiva del SVC depende de la tensión del sistema (a diferencia del STATCOM), esta opción no es objeto de evaluación.

Cabe mencionar también las ventajas constructivas del STATCOM, el cual necesita de menor espacio para su funcionamiento, y la posibilidad de almacenamiento de potencia activa con la instalación de celdas de baterías.

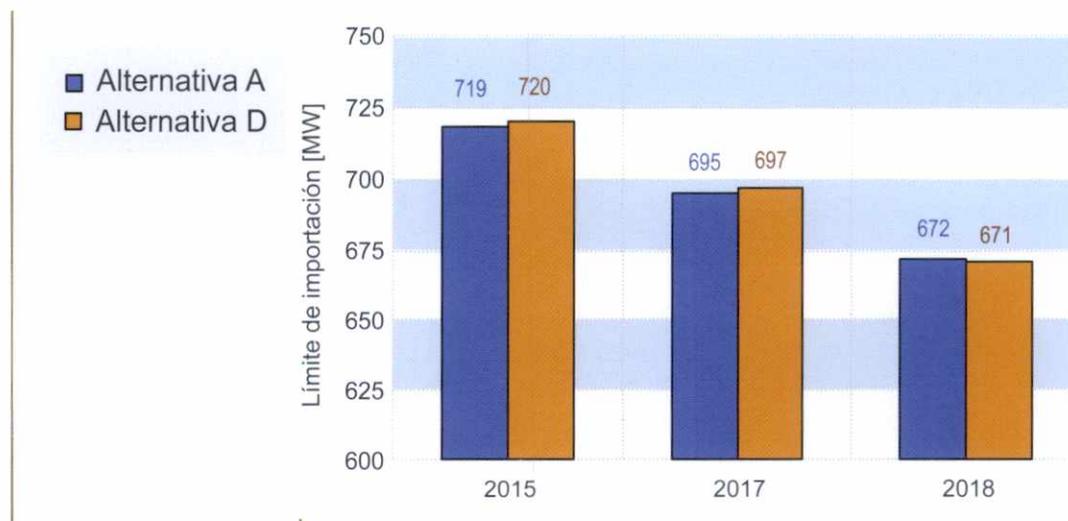
Dada la necesidad de estos elementos de compensación dinámica en el mediano plazo, al igual que la posibilidad de mitigar potenciales restricciones en el corto plazo si los mismo están en operación, se analiza el comportamiento del área para las alternativas A y D en el horizonte 2015 - 2018. En este sentido, se calcula el número de unidades equivalentes para cada alternativa, así como la generación requerida y el límite de importación. Los resultados se presentan en la Gráfica 6-73 y Gráfica 6-74

Gráfica 6-73. Comportamiento del sistema en el periodo 2015 - 2018, considerando 440 MVar de compensación dinámica y 275 MVar de compensación capacitiva clásica.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-74. Comportamiento del sistema en el periodo 2015 – 2018, considerando 440 MVAR de compensación dinámica y 275 MVAR de compensación capacitiva clásica.



Fuente de gráfica: UPME

De las figuras anteriores se puede concluir:

- La condición de flotación de los dispositivos dinámicos es muy importante. Si bien existen configuraciones donde estos elementos pueden suministrar, bajo condiciones normales de operación, un valor superior de potencia reactiva, la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV los satura rápidamente, siendo necesario disponer de más unidades de generación para el soporte de tensión (es claro que la potencia reactiva que suministran los elementos FACTS está más cerca de los centros de consumo).
- Cualquiera de las dos alternativas permiten en el mediano plazo, una importación superior a los 640 MW por el enlace Primavera – Bacatá 500 kV, y reducir los requerimientos de generación para el soporte de tensión.
- Así mismo, permiten desde el año inicial de estudio, disponer de un menor número de unidades equivalentes.
- Suplir las necesidades de potencia reactiva en el área Oriental a través de compensación capacitiva (clásica o dinámica) tiene un límite.

Con 60 MVAR adicionales a los establecidos y 21 unidades equivalentes, en el año 2018 la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV no ocasiona violaciones de tensión. Al margen de lo anterior, se observa que varios de los corredores que permiten la importación de potencia activa hacia el área Oriental, específicamente Purnio - Noroeste 230 kV y San Felipe - La Mesa 230 kV, consumen potencia reactiva, es decir, operan por encima de su potencia natural SIL. En otras palabras, cualquier compensación capacitiva que se instale a partir del 2018, estaría destinada a compensar las pérdidas de potencia reactiva de dichos enlaces. Es por ello que a partir de este año se debe contar con nuevos refuerzos a nivel de transmisión.

Análisis Largo Plazo:

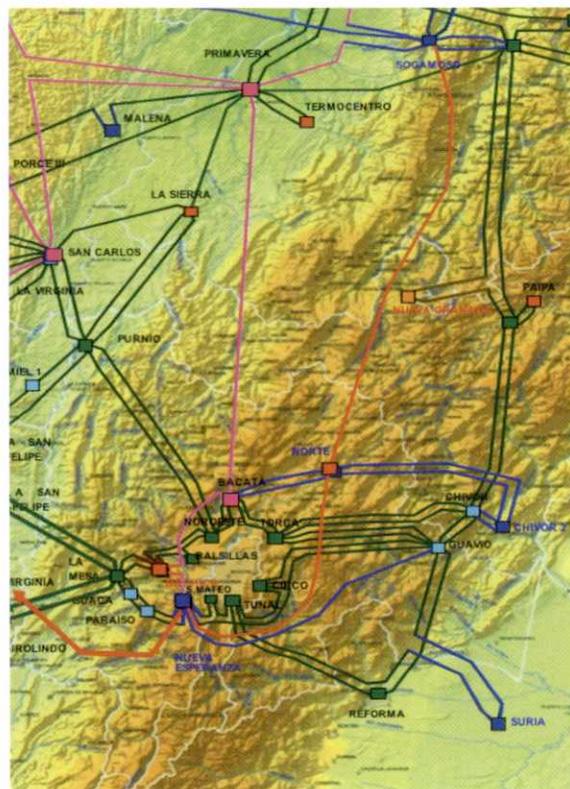
Anteriormente se estableció la necesidad de 275 MVAR de compensación capacitiva estática, distribuidos entre las sub áreas operativas Bogotá y Meta, al igual que 440 MVAR de compensación dinámica, instalados en las subestaciones Bacatá (STATCOM) y Nueva Esperanza (SVC). A continuación se presentan los análisis de largo plazo. En primera instancia se indican las alternativas de expansión objeto de análisis y finalmente los análisis eléctricos.

Inicialmente se plantearon trece alternativas, todas ellas con corredores a nivel de 500 kV y nuevos puntos de inyección desde el STN. Posteriormente se eliminaron muchas de ellas, ya fuese por dificultades del tipo constructivo o por limitaciones técnicas, donde distancias superiores a los 300 km en algunos enlaces (línea Sogamoso – Nueva Esperanza 500 kV) suponen dificultades futuras en la operación del sistema.

La Gráfica 6-75 presenta la descripción de las alternativas²⁹ analizadas.

- Alternativa 1:** Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.
- Alternativa 2:** Corredor Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV y transformador Norte 500/230 kV – 450 MVA.
- Alternativa 3:** Corredor Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, apertura de la línea Nueva Esperanza – Bacatá 500 kV a Bochica, reconfiguración de la línea Balsillas – La Mesa 230 kV a Bochica, reconfiguración de la línea Noroeste – La Mesa 230 kV a Bochica y obras complementarias en el STR.
- Alternativa 4:** Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, apertura de la línea Nueva Esperanza – Bacatá 500 kV a Bochica, reconfiguración de la línea Balsillas – La Mesa 230 kV a Bochica, reconfiguración de la línea Noroeste – La Mesa 230 kV a Bochica y obras en el STR.
- Alternativa 5:** Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, reconfiguración de la línea Balsillas – La Mesa 230 kV a Bochica, reconfiguración de la línea Noroeste – La Mesa 230 kV a Bochica y obras en el STR.

Gráfica 6-75. Alternativas de expansión largo plazo.

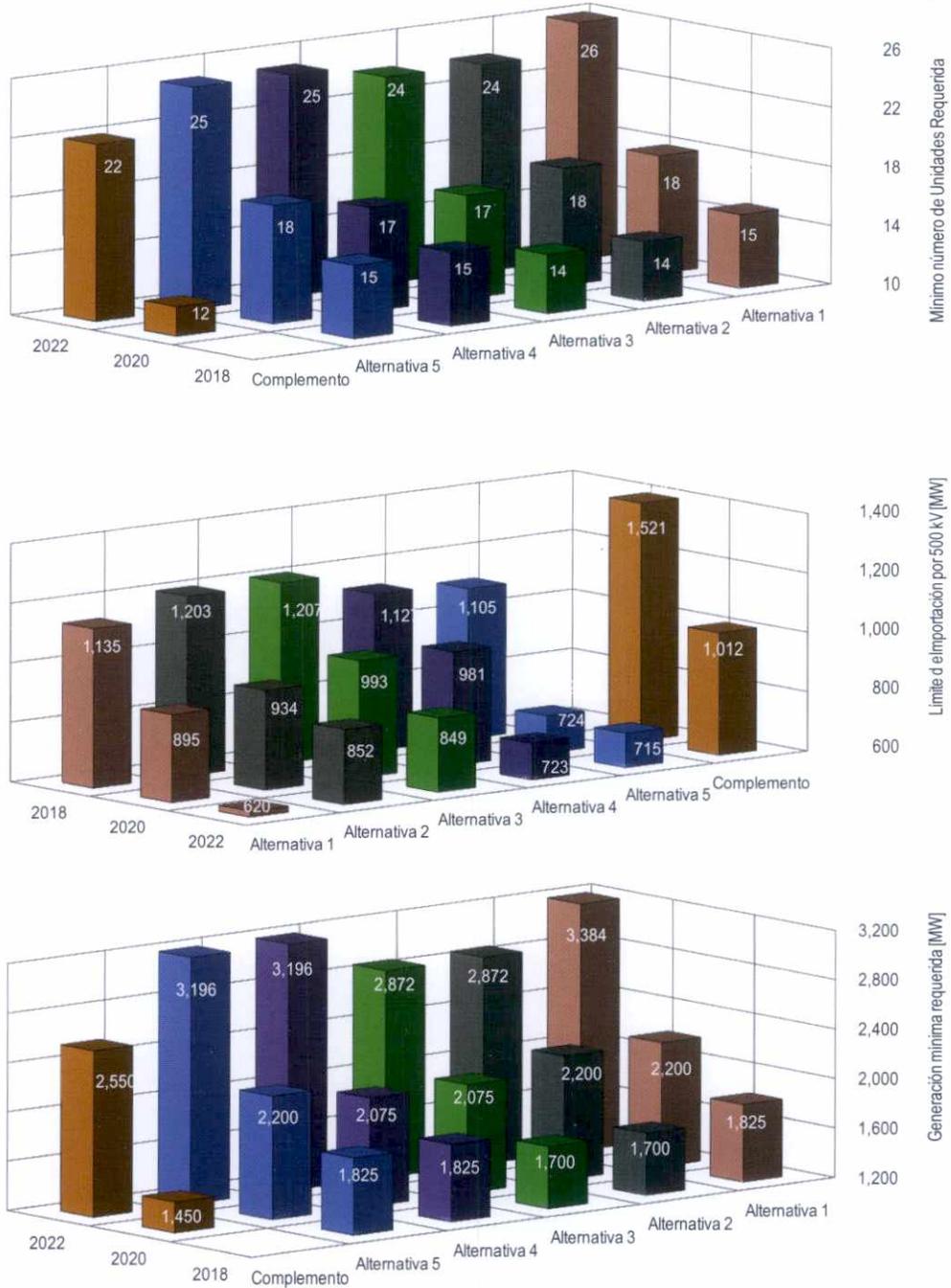


Fuente de gráfica: UPME

²⁹ Todas las opciones consideran el segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV – 450 MVA, 275 MVar de compensación estática y 440 MVar de compensación dinámica (STATCOM y SVC). Para las alternativas asociadas a la subestación Bochica, se contempló la siguiente infraestructura: i) Bochica – Fontibón 115 kV, ii) Bochica – Balsillas 115 kV, iii) Bochica – Chicala 115 kV, iv) Bochica – Colegio 115 kV, v) Bochica – Colegio 115 kV y vi) Transformación Bochica 230/115 kV – 600 MVA.

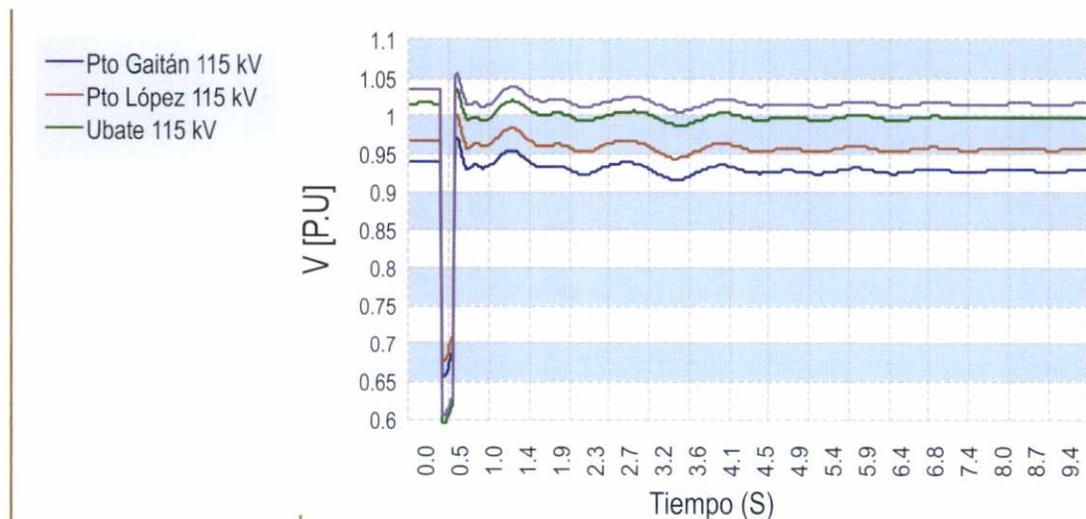
La Gráfica 6-76 presenta para cada alternativa, la evolución del número de unidades equivalentes, al igual que la generación requerida y el límite de importación. En Gráfica 6-77 se observa el comportamiento dinámico del sistema ante la contingencia más crítica, considerando 22 unidades equivalentes y la combinación de las alternativas 1 y 2.

Gráfica 6-76. Comportamiento del sistema para cada alternativa.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-77. Año 2022. Comportamiento transitorio de las tensiones ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

De las figuras anteriores se puede concluir:

- En el año 2022, independientemente de la alternativa, el área Oriental requiere casi la totalidad del parque generador para salvaguardar la integridad y seguridad del sistema. La contingencia que limita la importación es la pérdida del enlace Primavera – Bacatá 500 kV (saturación del SVC en la subestación Nueva Esperanza).
- En este sentido, se analizó la combinación de las alternativas 1 y 2 (complemento), encontrando que el corredor Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, junto con la interconexión con el Valle del Cauca, reduce significativamente el número de unidades equivalentes en el periodo analizado. Al margen de lo anterior, los análisis evidencian para el año 2025 la necesidad de disponer de todo el parque generador, razón por la cual se necesitaría de una nueva interconexión a nivel de 500 kV.
- Las alternativas que contemplan la subestación Bochica a nivel de 500 kV no representan una reducción importante del número de unidades equivalentes, en relación a las opciones que consideran este nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV (comparación alternativas 4 y 5).
- Dado que la impedancia equivalente que ve el sistema en Nueva Esperanza y Bacatá es menor respecto a Bochica, los transformadores 230/115 kV de esta subestación no inyectan mucha potencia al STR, en comparación con los bancos 500/115 kV.
- Se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales subestaciones, después de la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.

Teniendo en cuenta lo anterior, es clara la necesidad técnica de dos refuerzos de red a nivel de 500 kV en el sistema, para los años 2018 y 2020. Por otro lado, si bien a partir del año 2025 se evidencian nuevas necesidades, se considera prudente esperar hasta la próxima subasta del cargo por confiabilidad, ya que muchos de los requerimientos futuros del área se pueden solucionar con generación local, o un tercer refuerzo de red.

Evaluación económica:

Una vez establecidos los requerimientos del área Oriental en el corto, mediano y largo plazo, a continuación se presenta la evaluación integral de los proyectos, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se analizan las alternativas 1 y 2. Las opciones que contemplan a la subestación Bochica no se tienen en cuenta, dado que los beneficios por reducción de restricciones son mínimos en comparación con las demás alternativas. Adicionalmente, su costo de inversión es muy alto.
- En relación a la compensación dinámica, se llevó a cabo una valoración conservadora, asumiendo \$MUSD 100 en el costo del SVC y el STATCOM (\$MUS 50 cada uno).
- Se analiza integralmente el siguiente plan de obras (Ver Tabla 6-22):

Tabla 6-22: Plan de obras área Oriental.

Año	Expansión	Observaciones
2014	Compensación capacitiva convencional (275 MVar).	De esta compensación, 140 MVar ya fueron conceptuados por esta Unidad al Operador de Red Codensa. Sin embargo, se tienen en cuenta en la evaluación integral del plan de obras.
2015	Compensación dinámica: STATCOM Bacatá 500 kV - 200 MVar y SVC Nueva Esperanza 230 kV - 240 MVar	La fecha está asociada al requerimiento técnico de la obra.
2018	Primer refuerzo de red: Corredor Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV	La fecha está asociada al requerimiento técnico de la obra.
2020	Segundo refuerzo de red: Línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	La fecha está asociada al requerimiento técnico de la obra

Fuente de tabla: UPME

Beneficios:

- Reducción del costo futuro de las restricciones.
- Reducción del Valor Esperado de la Energía No Suministrada.

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.

En la Tabla 6-23 se presenta la evaluación económica y la relación beneficio 7 costo para las alternativas analizadas.

Tabla 6-23: Evaluación. Beneficio / Costo alternativas.

Beneficio	Plan de Obras (Compensación estática + Compensación dinámica + Primer refuerzo de red + Segundo refuerzo de red)
BENEFICIOS Reducción Costo futuro de las restricciones (\$ Dic.2012)	\$ 946.623.544,862
BENEFICIOS Reducción Valor esperado Energía No Suministrada (\$ Dic.2012)	\$ 6.659.539.296,405
TOTAL BENEFICIOS (\$Dic 2012)	7.606.162.841,267
Costo	
COSTO UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN (\$ Dic 2012)	\$ 1.513.615.266,360
TOTAL COSTOS (\$ dic-2012)	\$ 1.513.615.266,360
Relación B/C	5.03

Fuente de tabla: UPME

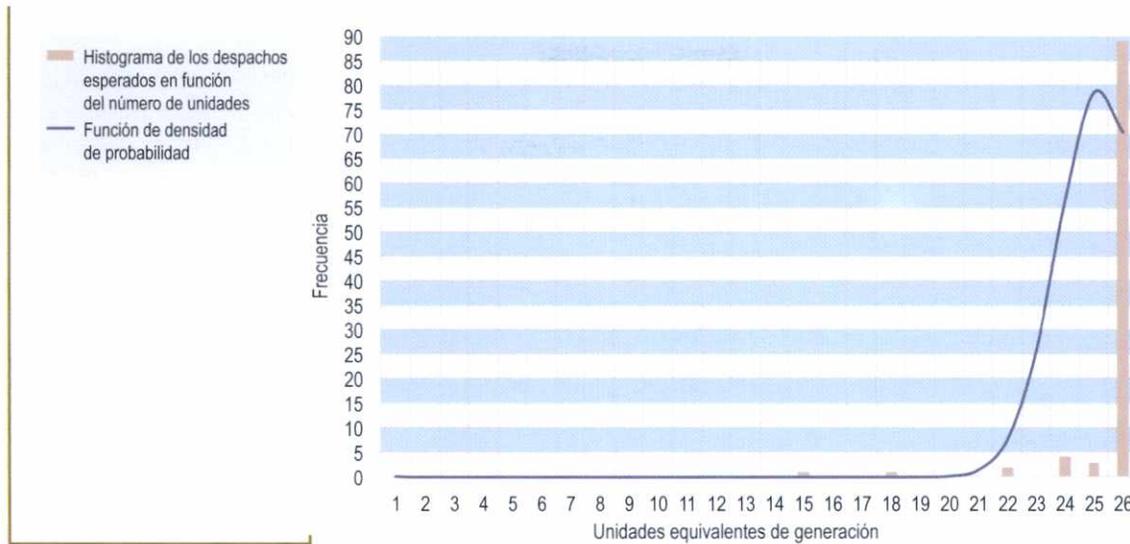
De la tabla anterior se puede concluir:

- La probabilidad de utilidad de los proyectos es cercana al 100 %. Esto se debe a dos aspectos: la distribución de los despachos, donde el valor esperado de la generación es cercano a la capacidad instalada, y gracias a la disminución de la generación requerida con la expansión propuesta.

Lo anterior ocasiona que la diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al mínimo requerido sin y con proyectos, sea uno. Ver Gráfica 6-78.

- En el año 2025 los beneficios por reducción de restricciones se agotan, ya que con o sin expansión, se necesita de todo el parque generador para garantizar la seguridad del sistema. Al margen de lo anterior, el racionamiento evitado a partir de este momento justifica totalmente las inversiones.
- Una vez evaluados los beneficios, los cuales están asociados a la disminución de la Energía No Suministrada – ENS y la reducción del costo futuro de las restricciones, se encuentra una relación Beneficio/Costo de 5.03.

Gráfica 6-78. Distribución típica del despacho económico en el área Oriental, en función del número de unidades equivalentes.

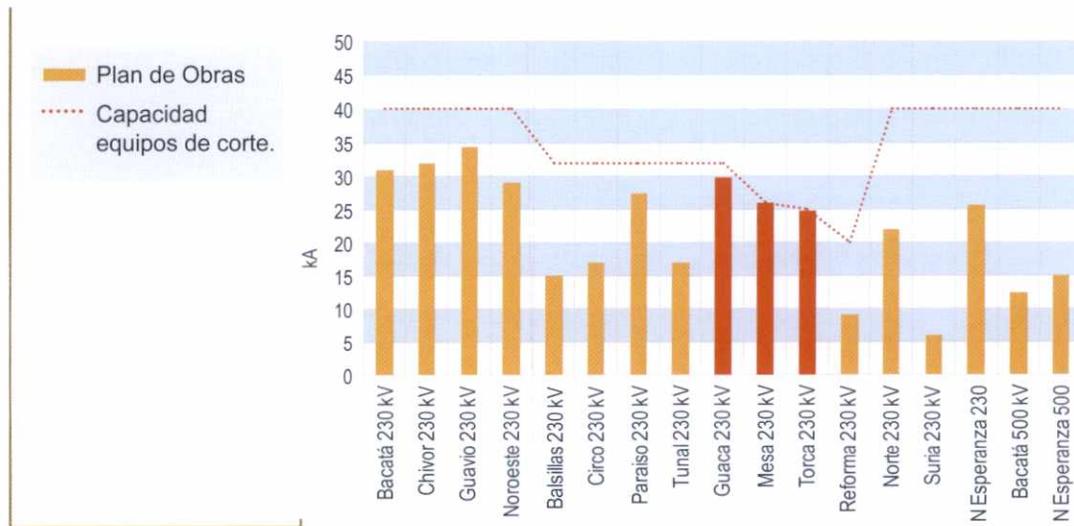


Fuente de gráfica: UPME

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-79 presenta el impacto del plan de obras, en el incremento del nivel de corto circuito.

Gráfica 6-79. Nivel de cortocircuito en las subestaciones del STN considerando el plan de obras del área Oriental.



Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir que con la expansión propuesta, no se observa un incremento significativo en el nivel de cortocircuito de las subestaciones del STN. Si bien la capacidad de corto en la Guaca, Mesa y Torca puede superarse en el año 2020, esto no es atribuible a los nuevos refuerzos a nivel de 500 kV.

Conclusiones:

- Los análisis eléctricos de largo plazo evidencian la necesidad de nuevos refuerzos de red a nivel de 500 kV, al igual que la instalación de 715 MVAR de compensación capacitiva (clásica y dinámica) en el medio plazo. Lo anterior garantiza la correcta atención de la demanda.
- La UPME recomienda para las fechas señaladas en la Tabla 6-22, la ejecución del plan de obras del área Oriental.
- No obstante este plan recomendó como ubicación inicial del SVC de 240 MVAR en la subestación Nueva Esperanza 230 kV; debido al eventual atraso del proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas, se recomienda que el mismo equipo se ubique en la subestación Tunal 230 kV y se adelante su ejecución para el año 2014.
- El desempeño técnico del SVC ubicado en Tunal 230 kV o en Nueva Esperanza 230 kV es similar, la diferencia correspondería al número de unidades equivalentes necesarias en el área, siendo para la alternativa de la localización en la subestación Tunal 230 kV alrededor de una unidad equivalente más con respecto a su localización en Nueva Esperanza 230 kV.
- La Ubicación del equipo SVC en Tunal 230 kV y su adelanto de ejecución para diciembre de 2014, mejoraría las condiciones del sistema, sirviendo de soporte en tensión para el área Oriental en caso de atraso en la entrada del proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas, es importante indicar que adicional al equipo mencionado se deberán ejecutar otras obras complementarias que ayuden a mantener las condiciones del sistema ante un posible atraso del proyecto Nueva Esperanza.
- La Ubicación del SVC en Tunal 230 kV, después de la entrada del proyecto Nueva Esperanza mantendría su utilidad y complementariedad con las obras proyectadas en el área.

- La relación beneficio/costo no se ve afectada debido al cambio en la ubicación y adelanto para el 2014 del SVC en Tunal 230 kV.

6.4.2.5 Restricciones asociadas a la evacuación de la generación de la central Porce III

Antecedentes:

- La central de generación Porce III se encuentra localizada en el municipio de Anorí en el departamento de Antioquia. Se conecta al Sistema de Transmisión Nacional - STN a través de los circuitos Porce III - Cerromatoso 500 kV y Porce III - San Carlos 500 kV. Ver Gráfica 6-80.
- Durante el transcurso del año 2012, el Centro Nacional de Despacho - CND advirtió sobre los sobrecostos operativos en que está incurriendo la demanda, por la limitación de la generación de Porce III cuando se tiene indisponible alguno de sus circuitos. En este sentido, a continuación se describe la problemática asociada a esta restricción, la obra propuesta para eliminarla junto con su valoración económica.

Problemática:

En la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN, el CND supervisa hora a hora el balance entre la generación y la demanda. Cuando se presenta un evento transitorio de frecuencia, ya sea por el disparo de una unidad de generación o el fraccionamiento de la red, es necesario mantener la frecuencia en sus valores operativos. El Esquema de Desconexión Automático de Carga por baja frecuencia - EDAC tiene este objetivo, y se diseña de acuerdo con los siguientes criterios generales:

- El disparo de la unidad de generación con mayor capacidad del sistema, actualmente una máquina de Guavio (240 MW), no debe activar la primera etapa de desconexión del EDAC.
- En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57.5 Hz.

En el caso particular de Porce III, la indisponibilidad de uno de sus circuitos puede implicar limitaciones al despacho, lo anterior si la central está programada para generar un valor superior al umbral del esquema. Es decir, al sólo disponer de un circuito, la contingencia de este elemento implicaría la pérdida de esta generación, activándose la primera etapa de desconexión del EDAC.

La Tabla 6-24 presenta la pérdida de generación que activaría dicho esquema.

Gráfica 6-80. Ubicación de la subestación Porce III 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-24: Pérdida de generación en el sistema que activaría el EDAC.

Año	Pérdida de generación que activaría el EDAC [MW]	Unidad de generación con mayor capacidad del Sistema
2013	241	Guavio
2014-2018	268	Sogamoso
2018	301	Ituango

Fuente de tabla: UPME

Análisis:

Con el objetivo de valorar esta restricción en todos los periodos de demanda, se determina la probabilidad del escenario restrictivo, es decir, el escenario donde se tiene indisponible un circuito a nivel de 500 kV, y una generación en Porce III superior a 240, 267 y 300 MW, según el año bajo estudio. Ver Tabla 6-25.

Tabla 6-25: Probabilidades de despacho en Porce III superior al Umbral del EDAC.

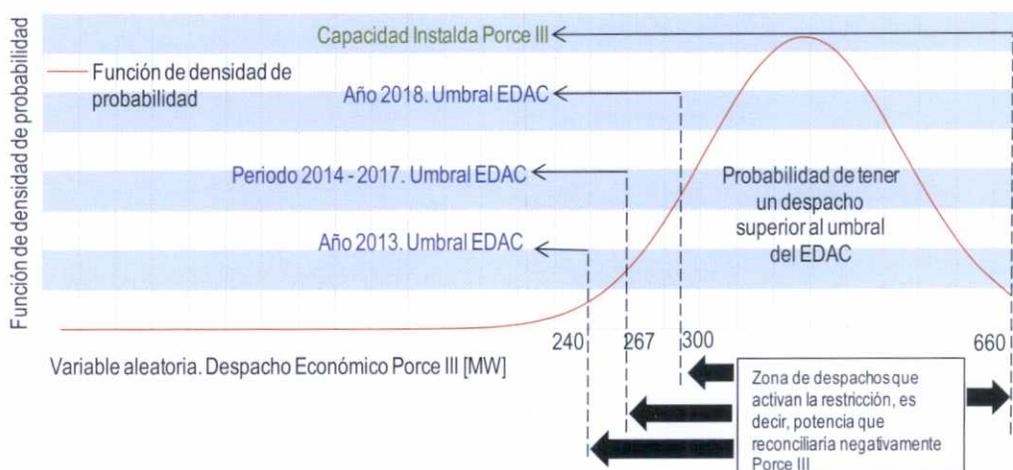
Horizonte	Umbral del EDAC [MW]	Probabilidades		
		Generación de Porce III sea superior al umbral de activación del EDAC, en escenarios de demanda máxima	Generación de Porce III sea superior al umbral de activación del EDAC, en escenarios de demanda media	Generación de Porce III sea superior al umbral de activación del EDAC, en escenarios de demanda mínima
2013	240	1	1	1
2014-2018	267	1	1	1
2018-2025	300	1	1	1

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir que si sólo se dispone de un circuito para la evacuación de Porce III, la demanda vería materializada una restricción, ya que la generación de la planta para todo el horizonte y en cada una de las series del modelo energético, es superior al umbral de activación del EDAC.

La Gráfica 6-81 y la Tabla 6-26 presentan la potencia que reconcilia negativamente Porce III, es decir, la generación que es limitada si se tiene indisponible un circuito y un despacho económico superior al umbral del EDAC.

Gráfica 6-81. Función de densidad de probabilidad (esquemática). Despacho Porce III.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-26: Máxima limitación de la generación de Porce III si se presenta el escenario restrictivo.

Año	Potencia reconciliada negativamente en Porce III [MW]
2013	420
2014-2018	393
2018-2025	360

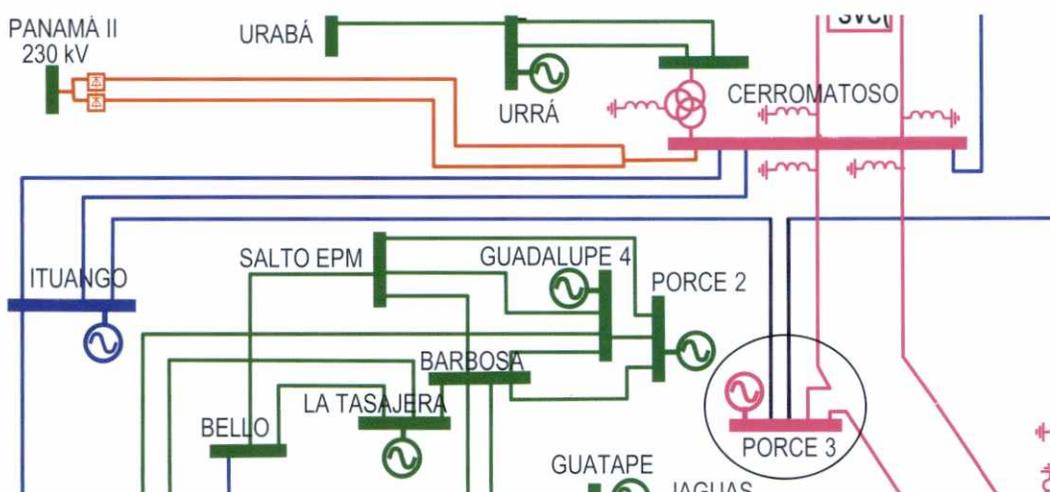
Fuente de tabla: UPME

Finalmente, la probabilidad de no tener en servicio un circuito a nivel de 500 kV, se calcula considerando las metas de indisponibilidad establecidas en la resolución CREG 011 de 2009. Su valor es de 0.00593³⁰

Alternativa de expansión:

Solamente se evalúa una opción, dada la ubicación de la central Porce III y la infraestructura disponible en la zona. La obra propuesta consiste en reconfigurar la futura línea Ituango –Sogamoso 500 kV en los enlaces Ituango – Porce III y Porce III – Sogamoso. Ver Gráfica 6-82.

Gráfica 6-82. Reconfiguración del circuito Ituango – Sogamoso 500 kV en Ituango – Porce III y Porce III – Sogamoso



Fuente de gráfica: UPME

Bajo esta topología, al disponer de 4 enlaces en la subestación Porce III, se garantiza la correcta evacuación de la generación. Lo anterior independientemente del despacho y la indisponibilidad de un circuito a nivel de 500 kV.

Desde el punto de vista de estabilidad, se observa un comportamiento estable en las principales plantas de generación, y un buen amortiguamiento en el modo de oscilación entre Porce III e Ituango.

Evaluación Económica:

A continuación se presenta la valoración económica de la reconfiguración Ituango – Sogamoso 500 kV en Ituango – Porce III y Porce III - Sogamoso.

³⁰ La suma de las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas para líneas de 500 kV y bahías de línea, es dividida por las 8760 horas del año.

Beneficios:

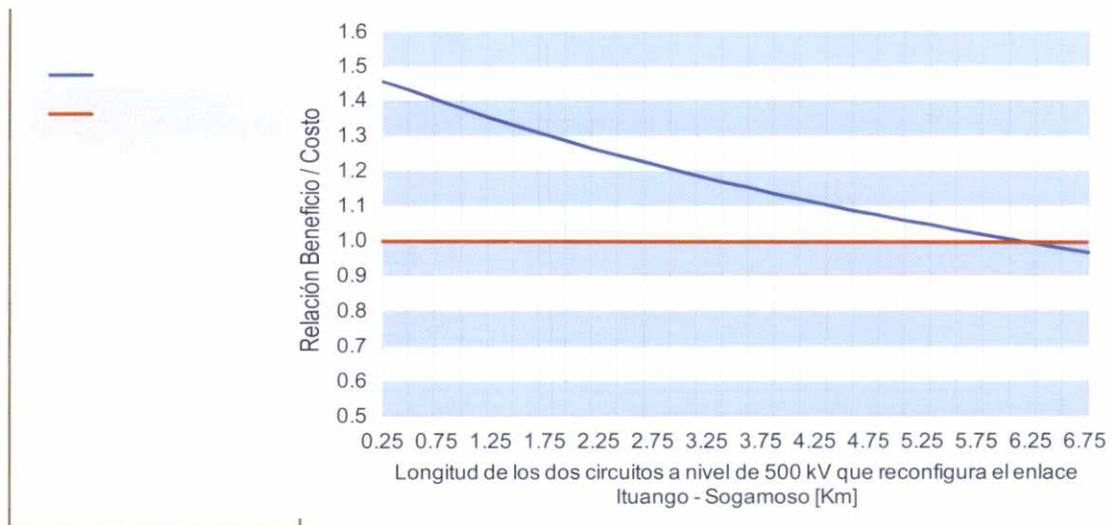
- Reducción del costo futuro de las restricciones, teniendo en cuenta la probabilidad del escenario restrictivo (producto entre la probabilidad de tener un despacho superior al umbral del EDAC, y la probabilidad de tener indisponible un circuito a nivel de 500 kV).

Costos:

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

La Gráfica 6-83 y la Tabla 6-27 presentan la relación Beneficio / Costo de la reconfiguración propuesta.

Gráfica 6-83. Variación de la relación Beneficio / Costo en función de la longitud de los nuevos circuitos a 500 kV (tramos asociados a la reconfiguración).



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 6-27: Relación Beneficio / Costo. Reconfiguración Ituango – Sogamoso 500 kV.

Beneficio	Única alternativa
BENEFICIOS Reducción Costo futuro de las restricciones (\$ Dic.2012)	\$ 16.428.030,456
TOTAL BENEFICIOS (\$Dic. 2012)	16.428.030,456
Costo	
COSTO UNIDAES CONSTRUCTIVAS DEL PROYECTO DE TRANSMISIÓN (\$ Dic 2012)	\$ 16.372.842,564
TOTAL COSTOS (\$ dic-2012)	\$ 16.372.842,564
Relación B/C	1.003

Fuente de tabla: UPME

De la figura y tabla anterior se puede concluir:

- Es necesario que tenga en cuenta lo reflejado en la Gráfica 6-83, con respecto a la longitud entre el punto de apertura del enlace Ituango – Sogamoso 500 kV a la subestación Porce III 500 kV.



Vale la pena mencionar que esta situación incrementa el costo de la red definida para la conexión de Ituango, conservándose aún su viabilidad económica.

- Sólo se tuvieron en cuenta los beneficios por reducción de restricciones a partir del año 2018. Si bien en el 2013 se podría plantear una obra para solucionar la problemática citada, para este periodo de tiempo no se dispone en la zona de infraestructura a nivel de transmisión.

Recomendación:

Se recomienda para el mes de junio del año 2018, la reconfiguración de la línea Ituango – Sogamoso 500 kV en los enlaces Ituango – Porce III y Porce III – Sogamoso.

6.4.2.6 Conexión de la carga Drummond al Sistema de Transmisión Nacional - STN.

Antecedentes:

- En Octubre de 2009, el gran usuario Drummond solicitó la conexión de 120 MW a la subestación Copey, mediante un circuito de 80 km a nivel de 220 kV. Dicha solicitud venía soportada por el transportador ISA, junto con su viabilidad técnica.

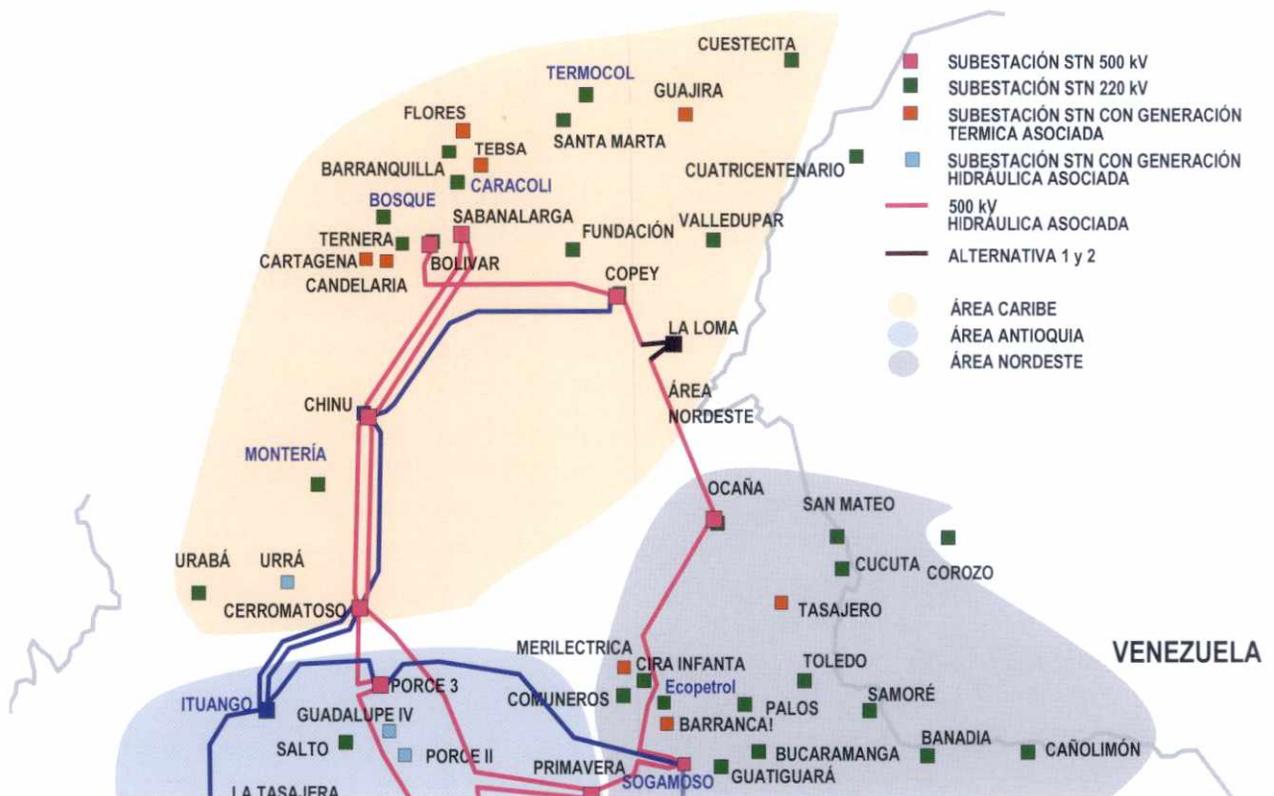
Una vez la UPME analizó la solicitud, requirió aclaraciones al respecto, solicitando nuevos análisis.

- Durante el transcurso del primer semestre del año 2010, las observaciones de la UPME fueron subsanadas y fue así que la Unidad prosiguió con los estudios respectivos. No obstante, el 15 de junio del mismo año, Drummond requirió cambio de alternativa, solicitando la reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y Copey – La Loma (conectando la nueva demanda en esta última subestación).
- El 01 de diciembre de 2010, la UPME emitió concepto aprobatorio de la conexión de la carga Drummond a la subestación Copey, la cual está ubicada en los límites de los departamentos Cesar y Magdalena. La infraestructura contemplada para la incorporación de este nuevo usuario, consistió en una línea a nivel de 500 kV de 86 km de longitud.
- En septiembre del año 2011, Drummond solicitó a la UPME replantear su posición respecto a la conexión de la carga. Se mencionó el elevado costo de inversión de la alternativa aprobada y la gestión predial asociada a la línea. También se manifestó preocupación respecto a la seguridad de este nuevo enlace (atentados).
- Así mismo, dada la cercanía de la carga a la línea Ocaña – Copey 500 kV y una vez presentado un complemento al segundo estudio, específicamente la evaluación económica, Drummond propuso a la UPME la conexión de su carga a través de la reconfiguración citada.
- Durante el tercer trimestre del año 2011, se llevaron a cabo varias reuniones con la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en relación a la conexión de esta nueva carga a través de la reconfiguración Ocaña – Copey 500 kV. Se discutió sobre el tratamiento de estos activos y su clasificación (Uso o Conexión).
- En noviembre 11 de 2011, Electricaribe radicó en la Unidad un nuevo estudio de Planeamiento. En él se propone la apertura de la línea Ocaña – Copey 500 kV, para incorporar al sistema una nueva subestación Pailitas 500/110 kV – 150 MVA.
- En enero 25 de 2012, CENS radicó en las oficinas de la UPME su estudio de Planeamiento. En él se plantean varias alternativas de expansión, entre ellas la reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en Pailitas.

- En diciembre del año 2012, el gran usuario solicitó nuevamente a la Unidad la conexión de la carga Drummond 120 MW a través de la reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Ver Gráfica 6-85.

Teniendo en cuenta: i) la imposibilidad por parte del gran usuario de conectarse a la subestación Copey, ii) la definición de la expansión del sistema CENS por parte de la UPME y el Operador de Red, la cual no contempla la subestación Pailitas 500/110 kV y iii) la conexión de Electricaribe y potenciales generadores en la futura subestación La Loma, la Unidad analizó nuevamente la conexión de la carga a través de las alternativas de la Gráfica 6-84.

Gráfica 6-84. Alternativas de conexión del gran usuario Drummond 120 MW

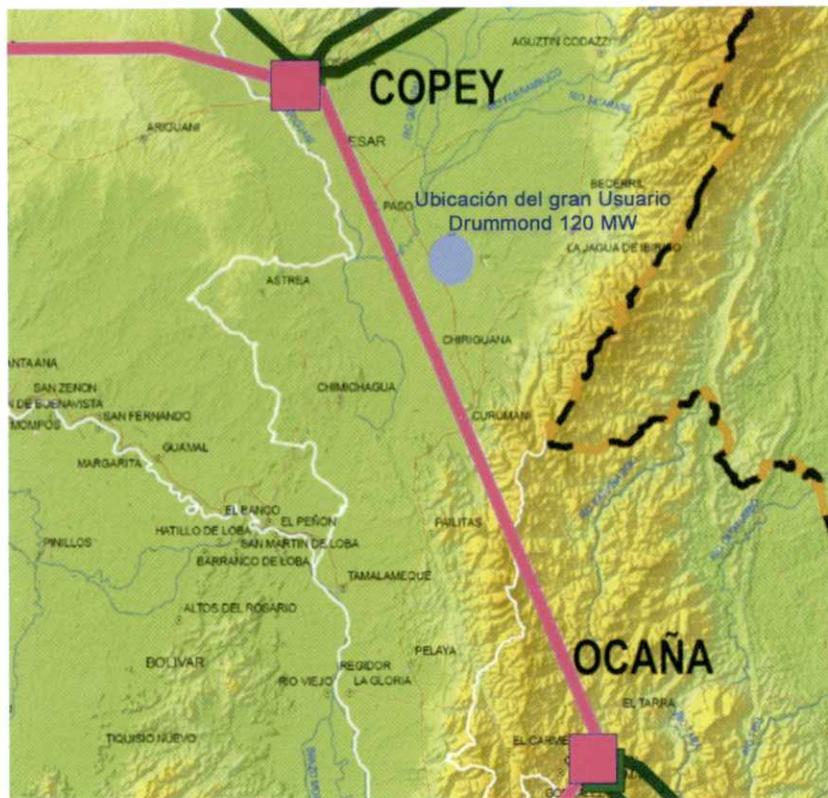


Fuente de gráfica: UPME

Alternativa 1: Nueva subestación La Loma 500 kV la cual reconfigura la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey.

Alternativa 2: Nueva subestación La Loma 500 kV la cual reconfigura la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey, y compensación capacitiva a nivel de 110 kV de 80 MVAR en el complejo minero.

Gráfica 6-85. Ubicación del gran usuario Drummond 120 MW.



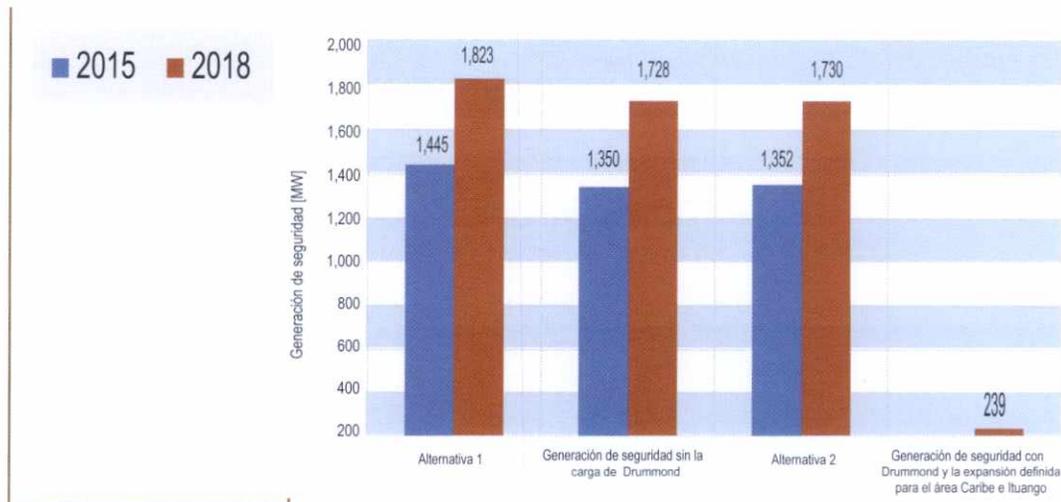
Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presentan los supuestos considerados durante la realización de los análisis.

- Horizonte analizado: 2015 – 2018.
- Se considera la demanda de Drummond con un consumo de 120 MW y una curva de duración de carga constante (información suministrada por el usuario).
- Conexión definida para el proyecto Ituango y la expansión del área Caribe.
- Escenario alto de la proyección de la demanda.
- Periodos de consumo: demanda máxima.
- Para los elementos del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, STN y STR, se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación a Panamá de 300 MW en el año 2018.
- Se consideró la expansión definida por el Plan de Expansión de transmisión 2012 - 2025.
- Se contempla el escenario operativo.

La Gráfica 6-86 presenta la generación de seguridad requerida con la incorporación de Drummond a través de la apertura Ocaña – Copey 500 kV.

Gráfica 6-86. Impacto de la conexión de Drummond por medio de la apertura de la línea Ocaña – Copey 500 kV.



Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir:

- Antes del año 2018, la conexión de la carga a través de la alternativa 1 incrementa la generación de seguridad en el área Caribe, y subsecuentemente reduce el límite de importación (se necesitarían dos unidades más para el soporte de potencia reactiva).
- Con la alternativa 2, considerando 80 MVar de compensación en el complejo minero, se mantienen las condiciones del sistema en relación al número de unidades equivalentes, generación de seguridad y límite de importación (en comparación al caso de no tener conectado Drummond en el sistema).
- Independientemente de la alternativa, es necesario compensación inductiva en el enlace La Loma – Ocaña 500 kV en la Loma, y dejar inoperante la compensación reactiva serie en Copey. En este sentido, se podría pensar en la reubicación del reactor de Copey, instalándolo en la nueva subestación.
- Con la conexión del proyecto Ituango y los refuerzos al área Caribe, los requerimientos de generación se reducen considerablemente, razón por la cual las transferencias hacia esta zona del país superan los 2300 MW, independientemente de la conexión de Drummond.

Compensaciones reactivas inductivas

Dado que actualmente se encuentran instalados un reactor de línea fijo de 120 MVar en el extremo de Ocaña 500 kV y 120 MVar maniobrables en el extremo de Copey, con la entrada del proyecto La Loma 500 kV el cual reconfigura la línea Ocaña – Copey 500 kV en Ocaña – La Loma y La Loma – Copey 500 kV, se hace necesario el redimensionar la compensación reactiva inductiva para los nuevos circuitos resultantes con el fin de evitar sobretensiones en la operación y maniobra del sistema.

Con base en lo anterior, se realizaron análisis con el apoyo de XM para definir las nuevas necesidades de compensación de los nuevos tramos Ocaña – La Loma y La Loma – Copey 500 kV dando como resultado lo siguiente:

- Instalar los equipos de maniobra al reactor de línea existente de 120 MVar en el extremo de Ocaña 500 kV.
- Retirar el reactor de línea existente de 120 MVar en el extremo de Copey 500 kV.
- Instalar un nuevo reactor de línea de 84 MVar con su respectivo interruptor de maniobra en el extremo de Copey 500 kV.

Teniendo en cuenta que la solución planteada implica el cambio de uno de los reactores actualmente instalados (Copey 500 kV), se analizó la reubicación de dicho reactor en el suroccidente del país, encontrando esto conveniente, especialmente para el control de tensiones en periodos de demanda mínima. Dado que este activo está siendo remunerado actualmente, se deberán realizar los trámites correspondientes sobre las posibilidades técnicas, físicas y regulatorias.

Evaluación económica:

Dado que la conexión de Drummond a través de la reconfiguración Ocaña – Copey puede incrementar el costo de las restricciones, sólo se evalúa aquella alternativa que permite mantener las condiciones del sistema, es decir, la opción 2.

Beneficios:

- Atención de nueva demanda. Se valora esta energía con la diferencia entre el costo de racionamiento y el costo de atención del nuevo usuario.

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009, incluyendo el costo de la compensación reactiva serie del enlace La Loma - Ocaña 500 kV.
- Costo asociado a las restricciones por la incorporación del nuevo usuario.
- La compensación de 80 MVAR en el complejo minero se considera parte de la conexión del nuevo usuario (activos de conexión).

La Tabla 6-28 presenta la relación Beneficio / Costo del proyecto..

Tabla 6-28: Evaluación económica de la conexión de Drummond.

Beneficio	Alternativa 2
BENEFICIOS Incorporación de nuevos usuarios (\$ Dic.2012)	\$ 606.165.904,955
TOTAL BENEFICIOS (\$Dic. 2012)	606.165.904,955
Costo	
Costo unidades constructivas del proyecto de transmisión (\$ Dic 2012)	\$ 69.788.917,610
Sobrecostos operativos asociados a la conexión del usuarios (\$ Dic 2012)	\$ 208.125,206
TOTAL COSTOS (\$ dic-2012)	\$ 69.997.042,816
Relación B/C	8.660

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- La apertura de la línea Ocaña – Copey 500 kV en La Loma presenta una relación Beneficio / Costo superior a 8. Ello se debe a la incorporación de la nueva demanda.
- Los costos asociados a la conexión de la carga son menores. Esto se debe a las obras de refuerzo que se definieron en el área Caribe, la compensación capacitiva de **80 MVAR** en el complejo minero, la conexión de Ituango, y el bajo precio de reconciliación positiva que se ocasionaría en el sistema con toda esta infraestructura.
- No se tuvieron en cuenta los beneficios por atención de nuevos usuarios del OR Electricaribe y la conexión de potenciales proyectos de generación (proyectos bajo estudio por parte de los promotores).

Conclusión:

Se recomienda para el mes de noviembre del año 2016 la nueva subestación La Loma 500 kV, la cual reconfigura la línea Ocaña – Copey en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey. Adicionalmente, el usuario deberá garantizar la instalación de 80 MVAR de compensación capacitiva en su complejo minero.

6.5 IMPACTO TARIFARIO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2013 - 2027

Si bien hasta este punto se ha establecido la viabilidad técnica y económica de las obras del Plan de Transmisión, es importante conocer de cara a la demanda, el impacto que tendrá esta infraestructura en la componente (T) de la tarifa. En este sentido, la Gráfica 6-87, Gráfica 6-88 y Gráfica 6-89 presentan dicho incremento, en contraste con el costo de no acometer los proyectos de expansión, es decir sus beneficios. Dentro de los mismos se consideró la atención de nuevos usuarios, confiabilidad energética para el país a través del cargo por confiabilidad, disminución del valor esperado de la energía no suministrada, al igual que la reducción del costo futuro de las restricciones. Finalmente se observa el beneficio totalizado, el cual es la suma de los beneficios individuales de cada proyecto.

Vale la pena mencionar el comportamiento de algunas obras, específicamente los refuerzos de las áreas Caribe, Suroccidental y Oriental, así como la nueva subestación La Loma 500 kV y los proyectos que permiten la incorporación de generadores con Obligaciones de Energía en Firme.

Refuerzos áreas Caribe y Suroccidental:

- El incremento tarifario asociado a la nueva infraestructura en las áreas Caribe y Suroccidental, es mínimo en comparación con los sobrecostos en que incurriría el sistema, si no se acometen estos proyectos de expansión. Estos sobrecostos están relacionados con el valor esperado de la energía no suministrada, y el incremento de las restricciones.
- En los años 2020 y 2025 se observan dos picos, en relación a los costos de no ejecutar los proyectos de expansión. Lo anterior se debe a que la capacidad instalada en las áreas Caribe y Suroccidental, ya no sería suficiente para garantizar la seguridad e integridad del sistema.
- Respecto a los años 2017 y 2018, se observa que el costo de no hacer el proyecto es inferior al incremento tarifario en la componente "T". Lo anterior se debe a la baja probabilidad de utilidad de las alternativas propuestas para este corto periodo, y por qué se dispone aún de generación en las áreas Caribe y Suroccidental para garantizar la seguridad del sistema. Al margen de lo anterior, este comportamiento no desvirtúa la necesidad de contar con esta infraestructura en el año 2018, dados los riesgos a los que puede estar sometida la demanda si no se ejecutan las obras propuestas.

Refuerzo área Oriental:

- Se observan tres picos en relación al costo de no ejecución de las obras. El primero en el año 2019, cuando sin expansión, se necesitaría deslastrar carga preventivamente en los periodos de demanda media. El segundo en el año 2025, donde serían necesarios nuevos racionamientos en el periodo de demanda máxima, aún con el proyecto y toda la generación del área Oriental, y finalmente en el año 2028, cuando la demanda a racionar en el sistema en el periodo de demanda media, es superior al 1.5 % (Escalón 2).
- Si bien antes del año 2018 el incremento tarifario es mayor a los costos de no ejecución de los proyectos, es indispensable contar con la compensación estática y dinámica lo más pronto posible, de tal manera que se garantice la seguridad e integridad del sistema.

Subestación La Loma 500 kV:

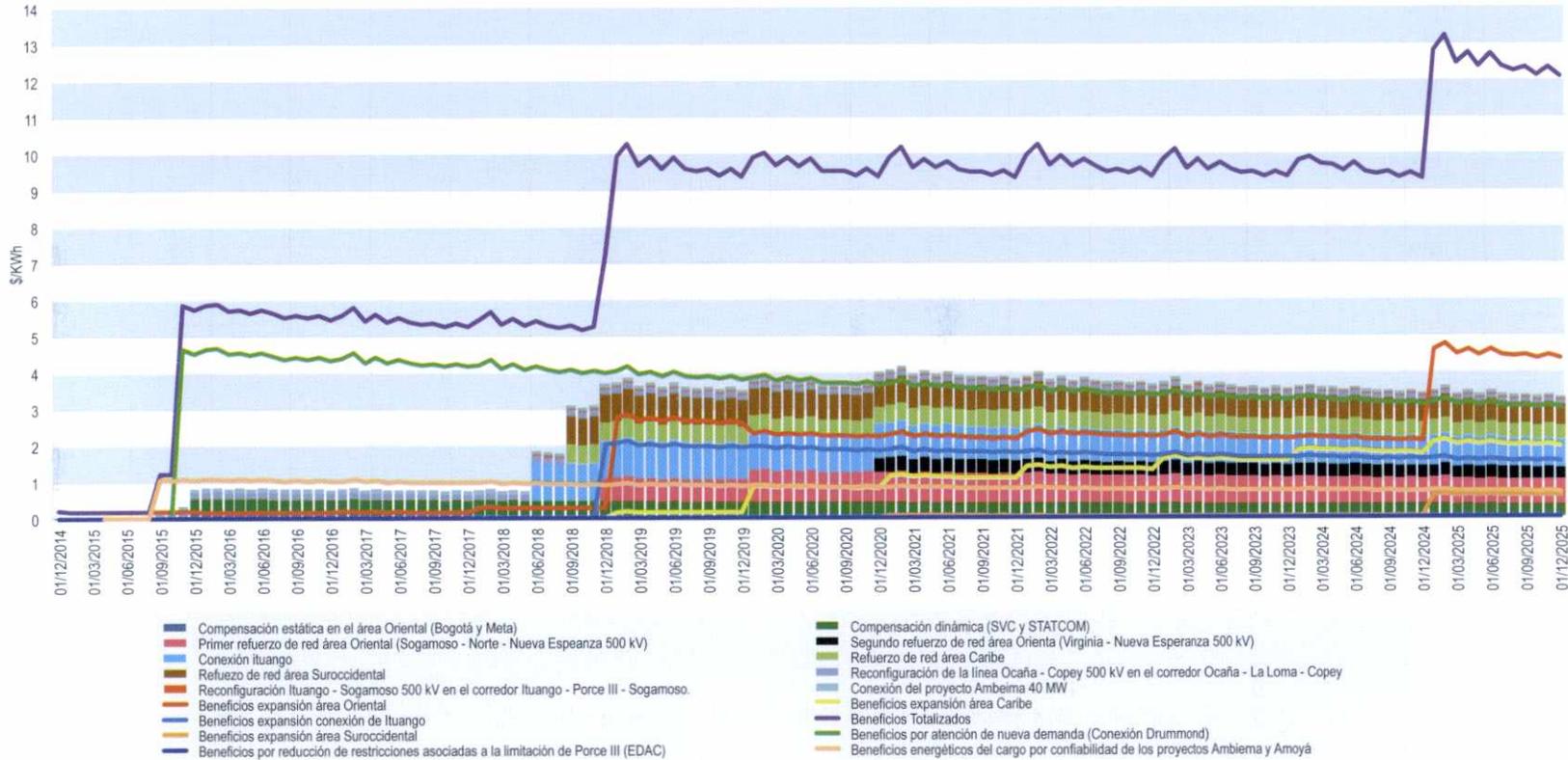
- Los beneficios asociados a la conexión de Drummond en la subestación La Loma 500 kV son muy superiores a los costos de inversión. Esto se debe a la incorporación de nueva energía en el sistema, lo cual es solamente posible con la infraestructura definida.

Obras de transmisión en el STN asociadas a la conexión de Ituango, Ambeima y Amoyá.

Los beneficios relacionados con la confiabilidad energética son superiores, en estos casos, a los costos de la infraestructura eléctrica. Esto se debe a la metodología de evaluación, donde se supone que si el proyecto de generación no está, se debe racionar la energía de la obligación (OEF).

Gráfica 6-87. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario alto de crecimiento de la demanda.

Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario alto del crecimiento de la demanda

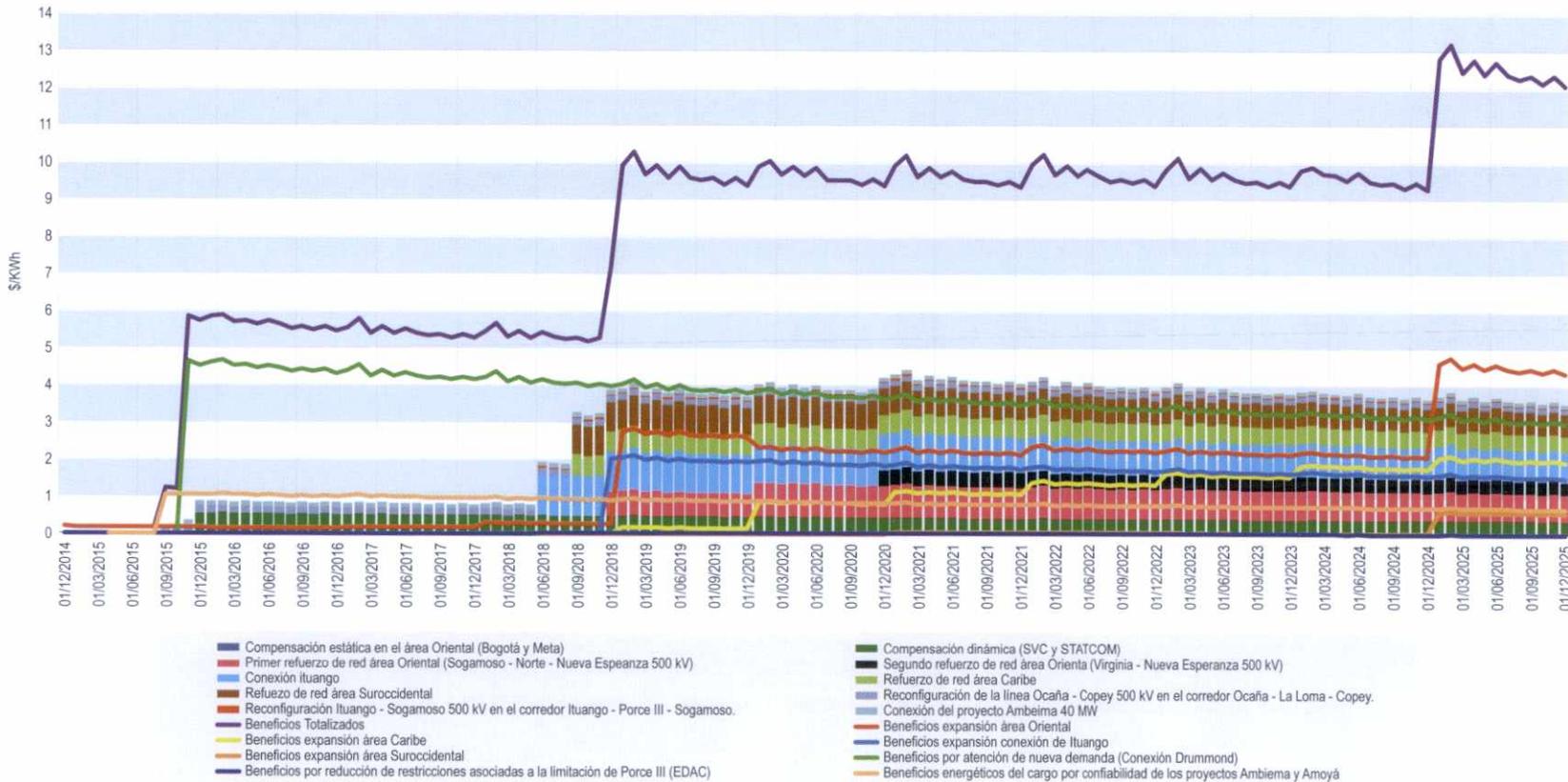


Fuente de gráfica: UPME



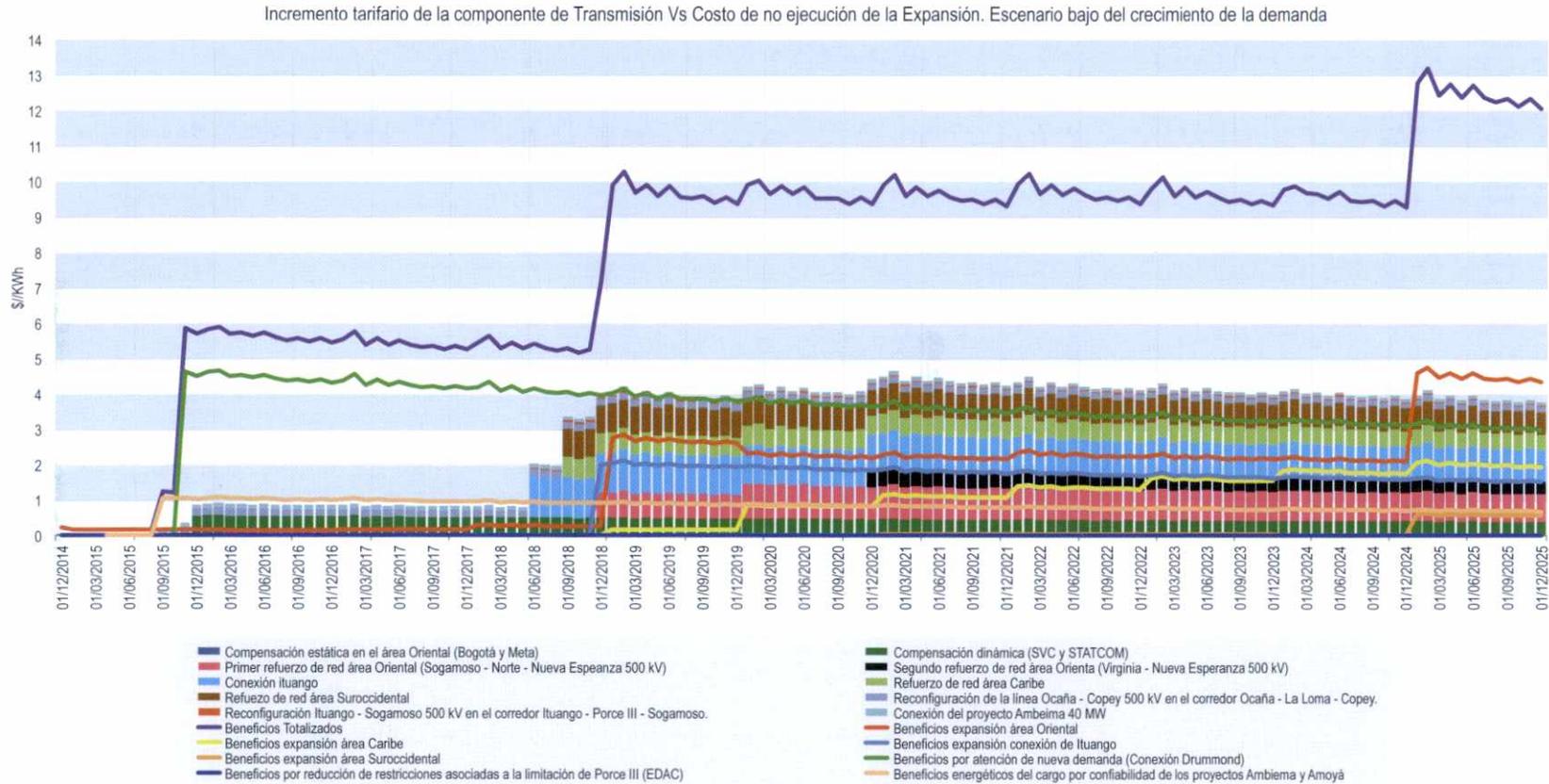
Gráfica 6-88. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario medio de crecimiento de la demanda

Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la Expansión. Escenario medio del crecimiento de la demanda



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-89. Incremento tarifario de la componente de Transmisión Vs Costo de no ejecución de la expansión. Escenario bajo de crecimiento de la demanda.



Fuente de gráfica: UPME

6.6 NECESIDADES DEL SISTEMA DE LAS COMPENSACIONES CAPACITIVAS 115 KV INSTALADAS ACTUALMENTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Mediante los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2002- 2011 y 2003-2012, la UPME recomendó la instalación de compensación capacitiva a nivel de 115 kV, en las subestaciones Tunal y Noroeste de la ciudad de Bogotá, y en la subestación Belén 115 kV en la ciudad de Cúcuta.

Como resultado de estas recomendaciones, la UPME abrió las convocatorias públicas UPME 03 de 2003, UPME 04-2003 y UPME 01 de 2004, para seleccionar el inversionista que se encargaría del diseño, suministro, operación y mantenimiento de 2x30 MVAR en la subestación Belén 115 kV (nordeste colombiano), 75 MVAR en la subestación Noroeste 115 kV en Bogotá y 2 x 75 MVAR en la subestación Tunal 115 kV en Bogotá.

De acuerdo con los términos de referencia (documentos de selección) de las convocatorias mencionadas anteriormente se estableció que "... Con base en las ofertas recibidas, la UPME seleccionará aquel proponente que, cumpliendo con todos los requisitos y exigencias técnicas previstas en estos términos de referencia ofrezcan el menor valor presente neto del ingreso mensual esperado durante los diez (10) años de operación del proyecto" Subrayó UPME.

Como resultado de las convocatorias mencionadas, el transmisor encargado de ejecutar los proyectos declaró ante el Centro Nacional de Despacho CND a partir del 12 de noviembre de 2004 la entrada en operación comercial del proyecto UPME 03 de 2003 – compensación capacitiva en **Belén**, a partir del 13 de noviembre de 2004 la entrada en operación comercial del proyecto UPME 04 de 2003 – compensación capacitiva en la subestación **Noroeste** y a partir del 18 de junio de 2006 la entrada en operación comercial del proyecto UPME 01 de 2004 – compensación capacitiva en la subestación **Tunal**. Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional las tres compensaciones se encuentran operando.

Dado que los 10 años de operación, para los equipos antes mencionados, están próximos a vencerse y aunque estas compensaciones se encuentran instaladas en los Sistemas de Transmisión Regional STR de Bogotá y de Norte de Santander, el Sistema de Transmisión Nacional STN las requiere debido a las crecientes necesidades de energía reactiva en las áreas mencionadas y de acuerdo con los análisis técnicos y económicos realizados por la UPME, se hace necesario que dichas compensaciones continúen entregando los 285 MVAR al sistema para garantizar la atención de la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

De acuerdo con lo anterior, la UPME recomienda que continúen en operación las compensaciones instaladas en la subestaciones Belén 115 kV, Noroeste 115 kV y Tunal 115kV de manera indefinida en el Sistema.

6.7 AMPLIACIONES

De acuerdo con la resolución CREG 147 de 2011, por medio de la cual se cambió el artículo 6 de la resolución CREG 022 de 2001, la cual, resolvió en su Artículo 1. Modificar el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, modificado mediante las resoluciones CREG 085 de 2002 y CREG 120 de 2003, el cual quedará así:

"Artículo 6. Ampliaciones de las Instalaciones del STN que se encuentren en servicio. Los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación, tales como: a) montaje de nuevos circuitos sobre estructuras existentes, junto con los activos requeridos para su conexión al STN; b) cambio en la configuración de subestaciones existentes; c) *montaje de nuevas bahías*

de transformador con tensión igual o superior a 220 kV que utilice un Operador de Red para conectarse al STN en subestaciones con configuración de anillo o de interruptor y medio; harán parte del Plan de Expansión de Referencia, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3 de la presente Resolución y en esta medida su ejecución podrá ser objetada. De ser incluida la respectiva ampliación en el Plan de Expansión de Referencia, será desarrollada por el transmisor que representa ante el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, los activos objeto de la ampliación. En caso que el transmisor no desee desarrollar el proyecto, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad, cumpliendo con las disposiciones establecidas en el artículo 4 de la presente Resolución. "Subrayó UPME"

Dando cumplimiento a lo mencionado anteriormente, la siguiente tabla presenta el listado de los elementos del Sistema de Transmisión Nacional que requieren ser ejecutados mediante el mecanismo de ampliación y corresponden a conexiones por parte de los OR al STN que cumplen lo establecido por la resolución 147 de 2011; vale la pena aclarar que la mayoría de estos elementos ya tienen concepto de conexión por parte de la UPME.

Tabla 6-29: Bahía de transformadores a 220 kV o superiores

Subestación	Configuración de la Subestación	Fecha emisión concepto UPME	Año de entrada en operación según concepto o Plan de Expansión UPME	Año de entrada en operación actualizada por el Agente responsable	Observaciones
Segundo transformador Candelaria 220/110 kV - 150 MVA	Interruptor y medio	24-ago-12	abr-13	ago-13	Mediante radicado No 2012-15000-2772-1 la UPME emitió concepto de conexión
Transformador La Sierra 230/115 kV - 90 MVA	Interruptor y medio	Después de adopción del Plan de Expansión 2013-2026	dic-15		Queda definido en Plan de Expansión 2013-2026
Segundo transformador El Bosque 220/66 kV - 150 MVA	Anillo	28-ago-12	abr-14	sep-15	Mediante radicado No 2012-15000-272784-1 la UPME emitió concepto de conexión
Segundo TRF Valledupar 220/110 kV - 100 MVA	Interruptor y medio	23-feb-12	dic-13	ene-14	Mediante radicado No 2012-15000-0399-1 la UPME emitió concepto de conexión
Segundo TRF Sabana-larga	Interruptor y medio	No se ha emitido	La UPME está a la espera de la oficialización de la fecha de entrada en operación de este activo por parte del Operador de Red.	Segundo trimestre 2015, según operador de red.	La Unidad considera que la fecha propuesta por Electricaribe, no obedece a la necesidad de expansión del área.

Fuente de tabla: UPME

6.7.1 Subestación Malena 230 kV

Teniendo en cuenta que en el Plan de Expansión de Referencia 2012 - 2025 adoptado por la resolución 180423 del 21 de marzo de 2012 del Ministerio de Minas y energía, se definió la normalización de la subestación Malena 230 kV; pasando ser una conexión en "T" a una subestación tipo doble barra y que la misma la ejecutaría EPM como transportador dueño de la actual bahía de alta de los transformadores conectados en este punto por el mecanismo de ampliación; en el presente plan, se presenta un ajuste de configuración de esta subestación, pasando de ser doble barra a una tipo barra principal más transferencia, lo anterior basados en la solicitud realizada por el transportador EPM y las consideraciones que se presentan a continuación:

A continuación se presentan los tiempos de indisponibilidad esperados actuales y para la configuración de la barra principal más transferencia:

Tabla 6-30: Tiempos de indisponibilidades

Condiciones Evaluadas	Tiempo esperado de indisponibilidad (Horas - año)
Situación actual (línea Jaguas - Primavera 230 kV)	7.8
Barra Principal más transferencia	0.42

Fuente de tabla: UPME

Los beneficios observados en la normalización de la subestación Malena a una subestación barra principal más transferencia se presenta a continuación:

Tabla 6-31: Relación Beneficio costo

	2013	2014	2015	2016
ENS sin proyecto (kWh-año)	5.761,913	5.763,448	5.936,352	6.114,442
ENS cambio de configuración (barra principal más transferencia) (kWh-año)	9,195	9,244	9,522	9,807
Beneficio (kWh-año)	5.752,718	5.754,204	5.926,830	6.104,635
Relación beneficio/costo	3.45			

Fuente de tabla: UPME

La relación Beneficio / Costo para la normalización de la subestación Malena 230 kV a una subestación tipo barra principal más transferencia es superior a 1.

Aunque la confiabilidad de la subestación doble barra es superior a la de barra principal más transferencia, los beneficios económicos que trae esta confiabilidad para el caso de Malena, son absorbidos por la diferencia de costo de la subestación doble barra con respecto a la barra principal más transferencia.

Las unidades constructivas nivel del STN que harán parte de esta normalización son:

Tabla 6-32: Unidades constructivas

UC	Descripción	Cantidad
SE203	Bahía de línea (BPT)	2
SE230	Módulo de barraje tipo 1 BPT, DB, DBB	1
SE240	Diferencial de barras - Tipo 1 (todas excepto BS)	1
SE242	Modulo Común - Tipo 1	1
SE220	Bahía de transferencia (BPT)	1

Fuente de tabla: UPME

6.7.2 Seccionamiento de barra de 500 kV

La subestación Bacatá 500 kV pasará de tener tres (3) módulos (uno de línea hacia Primavera, uno para el transformador 500/230 kV y otro más para el transformador 500/115 kV) a tener seis (6) módulos con la incorporación de la línea hacia Nueva Esperanza, el STATCOM y el segundo transformador 500/115 kV.

Al respecto, según el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones, se estableció que es necesario se cumpla con lo estipulado por el numeral 2.1 de del anexo CC.2 en el cual se indica que: “En configuraciones de barras con un número elevado de circuitos (6 ó más) debe incluirse seccionamiento de barras”.

En consecuencia, con el fin de asegurar la calidad, confiabilidad, seguridad y flexibilidad operativa de la subestación Bacatá 500 kV, es necesario incluir el seccionamiento de barras, el cual se ejecutará vía el esquema de “ampliación” según lo definido en el artículo 6 de la resolución CREG 022 de 2001

6.8 RECOMENDACIONES:

Los siguientes son los proyectos recomendados por la UPME para ser ejecutados mediante el mecanismo de convocatoria pública o ampliación.

Proyecto Tuluní 230 kV:

- Nueva Subestación Tuluní 230 kV.
- Segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV, de 206 km de longitud, aproximadamente sobre estructuras existentes.
- Reconfiguración de uno de los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV en los enlaces Betania – Tuluní y Tuluní - Mirolindo, por medio de un doble circuito de 22 km aproximadamente al punto de apertura.
- Fecha de entrada en operación: agosto de 2016.
- La subestación y la reconfiguración deberán ser ejecutado vía convocatoria pública y el segundo circuito deberá ser ejecutado vía ampliación de conformidad con la reglamentación aplicable.

Dispositivo FACTS en el área Oriental – SVC:

- Compensador Estático Variable (SVC) en la subestación Tunal 230 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 240 MVAR.
- Fecha de entrada en operación: **diciembre de 2014.**
- Este dispositivo será ejecutado vía ampliación, de conformidad con la reglamentación aplicable.

Dispositivo FACTS en el área Oriental – STATCOM:

- Compensador Sincrónico Estático (STATCOM) en la subestación Bacatá 500 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVAR.
- Fecha de entrada en operación: **noviembre de 2015.**

Subestación La Loma 500 kV:

- Reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey, por medio de dos circuitos de 10 km aproximadamente al punto de apertura.

- Instalación de compensación reactiva inductiva, considerando la posibilidad de desinstalación o reubicación de compensación reactiva inductiva existente.
- Fecha de entrada en operación: **noviembre de 2016.**

Primer refuerzo de red en el área Oriental:

- Subestación Norte 500 kV.
- Transformador Norte 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%.
- Línea Sogamoso – Norte 500 kV, de 257 km de longitud, aproximadamente.
- Línea Norte Nueva Esperanza 500 kV, de 87 km de longitud, aproximadamente.
- Fecha de entrada en operación: **septiembre de 2017.**

Conexión de Ituango y reducción de restricciones asociadas a Porce III:

- Nueva subestación Ituango 500 kV.
- Nueva subestación Medellín 500/230 kV.
- Dos transformadores en la subestación Medellín 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
- Dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV, de 110 km de longitud, aproximadamente.
- Línea Ituango – Porce III – Sogamoso 500 kV, de 266 km de longitud, aproximadamente.
- Línea Ituango – Medellín 500 kV, de 125 km de longitud, aproximadamente.
- Reconfiguración del enlace Occidente – Ancón 230 kV en los enlaces Occidente – Medellín y Medellín – Ancón, por medio de un doble circuito de 10 km aproximadamente al punto de apertura.
- Línea Medellín – Ancón 230 kV, de 10 km de longitud, aproximadamente.
- Fecha de entrada en operación: **junio de 2018.**

Incremento límite de importación área Caribe (Refuerzo Costa Caribe):

- Línea Cerromatoso – Chinú 500 kV, de 131 Km de longitud, aproximadamente.
- Línea Chinú – Copey 500 kV, de 200 Km de longitud, aproximadamente.
- Fecha de entrada en operación de las líneas y sus módulos: **septiembre de 2018.**
- Nuevo transformador Copey 500/230 kV – 450 MVA.
- Fecha de entrada en operación del transformador y sus módulos: **noviembre de 2015.**

Incremento límite de importación área Suroccidental (refuerzo Suroccidental):

- Nueva subestación Alférez 500 kV.
- Dos transformadores Alférez 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
- Línea Medellín – La Virginia 500 kV, de 158 Km de longitud, aproximadamente.
- Línea La Virginia – Alférez 500 kV, de 183 Km de longitud, aproximadamente.
- Línea San Marcos – Alférez 500 kV, de 35 Km de longitud, aproximadamente.

- Reconfiguración del enlace Juanchito – Pance 230 kV en los enlaces Juanchito – Alférez y Alférez – Pance, por medio de un doble circuito de 2 Km aproximadamente al punto de apertura.
- Fecha de entrada en operación: **septiembre de 2018.**

Segundo refuerzo de red en el área Oriental:

- Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 Km de longitud, aproximadamente.
- Fecha de entrada en operación: **septiembre de 2020.**

Ampliaciones

Bahías de transformador con tensión igual o superior a 220 kV que utilice un Operador de Red para conectarse al STN en subestaciones con configuración de anillo o de interruptor y medio correspondientes a:

- Segundo transformador Candelaria 220/110 kV **agosto de 2013.**
- Transformador la Sierra 230/115 kV: **diciembre de 2015**
- Segundo transformador el Bosque 220/66 kV: **septiembre de 2015**
- Segundo transformador Valledupar 220/110 kV: **enero de 2014**

Ampliación Normalización subestación Malena 230 kV

- Normalización de la subestación Malena 230 kV, configuración barra principal más transferencia
- Instalación Bahía de línea Circuito Primavera – Malena 230 kV
- Instalación Bahía de línea Circuito Jaguas – Malena 230 kV
- Fecha de entrada en operación: **noviembre de 2014**

Necesidades del sistema de las compensaciones capacitivas 115 kV instaladas actualmente en el Sistema Interconectado Nacional

Deberán continuar en operación las compensaciones instaladas en la subestaciones Belén 115 kV, Noroeste 115 kV y Tunal 115kV de manera indefinida en el Sistema.

6.8.1 Cronograma de proyectos

Tabla 6-33: Cronogramas proyectos plan 2013 - 2027

Proyecto	Fecha de entrada
Tuluni 230 kV	agosto de 2016
Dispositivo FACTS en el área Oriental – SVC Tunal	diciembre de 2014
Dispositivo FACTS en el área Oriental – STATCOM Bacatá	noviembre de 2015
Subestación La Loma 500 kV	noviembre de 2016
Primer refuerzo de red en el área Oriental	septiembre de 2017
Conexión de Ituango y reducción de restricciones asociadas a Porce III	junio de 2018

Continúa

Proyecto	Fecha de entrada
Nuevo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA	Noviembre de 2015
Incremento límite de importación área Caribe	septiembre de 2018
Transformador Copey 500/230 kV	noviembre de 2015
Incremento límite de importación área Suroccidental	septiembre de 2018
Segundo refuerzo de red en el área Oriental	septiembre de 2020
Obra adicional Río Córdoba	septiembre de 2016
Compensación Termocol	septiembre de 2015
Obra adicional Refuerzo Reforma	noviembre de 2015
Obra adicional Refuerzo Caracolí	noviembre de 2016

Fuente de tabla: UPME

6.9 OBRAS ADICIONALES:

6.9.1 Conexión subestación Río Córdoba 220 kV

Antecedentes:

- En el marco del Plan de expansión 2012 - 2025, la Unidad advirtió condiciones que se presentan en el STR de GCM – Guajira Cesar y Magdalena; en particular los problemas de sobrecarga y bajas tensiones ante condiciones N-1, en el diagnóstico de áreas.
- En el CAPT 112 se informó por parte del OR Electricaribe, la situación particular del STR Magdalena, aclarando la imposibilidad de hacer refuerzos de red debido a los costos de servidumbre; así mismo planteo un nuevo punto de inyección a 220 kV en Río Córdoba para solucionar los problemas de cargabilidad y bajas tensiones locales.
- En el CAPT 120, la Unidad en el marco de la conexión de la carga Puerto Drummond al sistema, presentó los resultados correspondientes a la posibilidad de conexión de esta demanda; al respecto es importante mencionar que se evaluaron y se presentaron 14 alternativas, a saber: i) Conexión del puerto Drummond 50 MVA a la subestación Río Córdoba 110 kV, sin refuerzos; ii) Conexión del puerto a nueva subestación 110 kV seccionando la línea Gaira – Río Córdoba 110 kV, sin refuerzos; iii) Conexión del puerto a 110 kV repotenciando la línea Santa Marta – Gaira – Río Córdoba – Fundación 110 kV; iv) Conexión del puerto a 110 kV junto con la nueva línea Santa Marta – Río Córdoba 110 kV (proyecto inicial de Electricaribe); v) Conexión del puerto a 110 kV en Río Córdoba, más la subestación Río Córdoba 220/110 kV derivando la línea Santa Marta – Fundación 220 kV en Río Córdoba 220 kV; vi) Conexión del puerto a 220 kV en Río Córdoba más la subestación Río Córdoba 220/110 kV derivando la línea Santa Marta – Fundación 220 kV en Río Córdoba 220 kV; vii) Conexión del puerto a 110 kV frente al puerto más nueva subestación 220/110 derivando la línea Santa Marta – Fundación 220 kV frente al puerto; viii) Conexión del puerto a 220 kV frente al puerto más la nueva subestación 220/110 kV derivando la línea Santa Marta – Fundación 220 kV frente al puerto; ix) Conexión en “T” del puerto en 220 kV a la línea Santa Marta – Fundación 220 kV; x) Conexión del puerto a la subestación Santa Marta 220 kV; xi) Conexión del puerto a la subestación Fundación 220 kV; xii) Conexión del puerto a 220 kV a una

nueva subestación frente al puerto derivando el circuito 1 Santa Marta – Fundación y nueva subestación 220 kV en Río Córdoba derivando el circuito 2 Santa Marta - Fundación para atender necesidades del STR; xiii) Conexión del puerto a 220 kV a una nueva subestación frente al puerto y nueva subestación 220 kV en Río Córdoba derivando solo un circuito Santa Marta - Fundación; xiv) Conexión a la subestación Termocol 220 kV, la cual estará en operación el 31 de agosto de 2013 con transformación 220/34.5 kV y líneas de 34.5 al puerto. En esta misma reunión en las conclusiones, la Unidad indicó que la alternativa que presenta un mejor desempeño, no solo para la conexión de la demanda sino para solucionar los problemas locales ya mencionados es la alternativa vi).

- El proyecto se encuentra ubicado en el municipio de Ciénaga, en el departamento del Magdalena. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona cuenta con varias líneas a nivel de 220 kV y 110 kV.
- Actualmente existen una conexión en paralelo entre las subestaciones Santa Marta y Fundación en 220 y 110 kV.

La ubicación de la subestación se presenta a continuación:

Gráfica 6-90. Ubicación proyecto Río Córdoba.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó un nuevo punto de conexión del OR al STN, el cual adicionalmente podría potenciar la conexión la demanda Puerto Drummond y generación posible en la zona, para lo cual se buscó establecer convergencia de los beneficios que traería el proyecto a la zona correspondientes a la solución de la problemática actual y posibilitar la conexión de nueva demanda. A continuación se presentan los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis.

- Escenario alto de la proyección de demanda del mes de marzo del año 2013.
- Periodos de consumo de demanda máxima y mínima.
- Se consideraron en operación, según la fecha de entrada en operación correspondiente, los siguientes proyectos en la zona de influencia: El segundo transformador Copey 500/230 kV, refuerzo de conexión a la costa a 500 kV, segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV, proyecto Caracolí y nuevo circuito Chinú – Urabá – Montería 220 kV.
- Información de expansión reportada por el Operador de Red ELECTRICARIBE
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red.
- Los aumentos de demanda en la zona (18.68 MW adicionales en el Cerrejón, 45 MW nuevos de Puerto Drummond y 20 MW nuevos correspondientes a Puerto Nuevo)
- Conexión de la demanda Puerto Drummond a la subestación Río Córdoba 220 kV a través de una línea de 7 km y una nueva subestación 220 kV junto con un transformador 220/22 kV de 50 MVA en el puerto Drummond, mediante activos de conexión.
- Se consideran los siguientes escenarios operativos. Ver Tabla 6-34.

Tabla 6-34: Escenarios operativos.

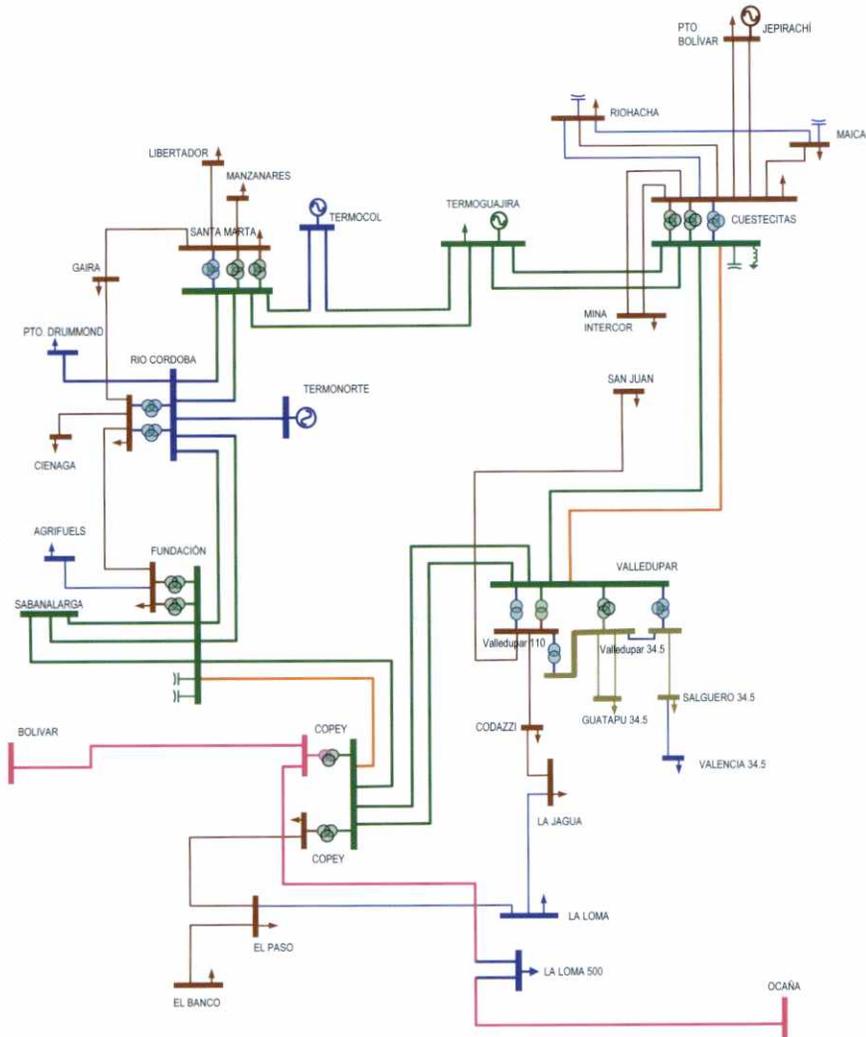
		Escenario de despacho	
		Características	Termoguajira
Escenario A	Generación		Sin despacho
	Demanda		Demanda máxima
Escenario B	Generación		despacho mínimo
	Demanda		Demanda máxima

Fuente de tabla: UPME

A continuación se describen las opciones de conexión del proyecto. Ver Gráfica 6-91.

- Alternativa 1: Reconfiguración de uno de los circuitos Santa Marta – Fundación 220 kV en los circuitos Santa Marta – Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba - Fundación 220 kV y nueva S/E Río Córdoba 220 kV con transformación 220/110 kV mediante 2 transformadores de 100 MVA C/U.
- Alternativa 2: Reconfiguración de los dos circuitos Santa Marta – Fundación 220 kV en los circuitos Santa Marta – Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba - Fundación 220 kV y nueva S/E Río Córdoba 220 kV con transformación 220/110 kV mediante 2 transformadores de 100 MVA C/U.
- Alternativa 3: Reconfiguración de los dos circuitos Santa Marta – Fundación 220 kV en los enlaces Santa Marta – Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba Fundación 220 kV y nueva S/E Río Córdoba 220 kV con transformación 220/110 kV mediante 2 transformadores de 100 MVA C/U y compensación capacitiva en Termocol 220 kV de 35 MVAR.

Gráfica 6-92. Alternativa de conexión nueva subestación Río Córdoba 220 kV



Fuente de gráfica: UPME

La Tabla 6-35, Tabla 6-36 y Tabla 6-37, presentan el comportamiento del sistema para cada una de las opciones de conexión. Es importante mencionar que para todos los escenarios, aunque se evaluaron condiciones de mínima demanda, debido a que el sistema presenta un comportamiento adecuado para esta condición; en este documento solo se presentan los resultados para máxima demanda.

Alternativa 1

Tabla 6-35: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 1.

Escenario A	Alternativa 1	
	2016	2020
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 16%	TRF Fundación 93%; Gaira - Santa Marta 100 kV 16%

Continúa

N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 42%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 21% Tensiones adecuadas	TRF Fundación 42%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 31% Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 13% Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 30% Desempeño adecuado
N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	Bajas tensiones en GCM STN; Río Córdoba 220 kV y Santa Marta 220 kV (Cercanas al 89%)	Bajas tensiones en GCM STN, Río Córdoba 220 kV y Santa Marta 220 kV Cercano al 89%, carga enlace Río Córdoba
N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Santa Marta 220 kV: 99%; Bajas tensiones en GCM (Santa Marta 220 kV: 89% y Río Córdoba 220 kV: 89%)	Fundación - Santa Marta 220 kV: 99%; Bajas tensiones en GCM (Santa Marta 220 kV: 89% y Río Córdoba 220 kV: 89%)
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
Escenario B	Alternativa 1	
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 16%	TRF Fundación 84%; Gaira - Santa Marta 20%
N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 42%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 16% Tensiones adecuadas	TRF Fundación 43%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 20% Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 16% Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 17% Desempeño adecuado
N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Santa Marta 220 kV: 58%; Tensiones adecuadas	Fundación - Santa Marta 220 kV: 68%; Tensiones adecuadas
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 1 (Tabla 6-35) se puede concluir:

Escenario A

- Bajo estas condiciones, de no tener generación en Termoguajira; con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Las contingencias sencillas a nivel de del STR y transformación en Fundación y Santa Marta, no presentan violaciones en tensión y ni en cargabilidad de los elementos.
- Ante condiciones de falla de uno de los elementos a nivel 220 kV, tales como Fundación - Santa Marta 220 kV o Fundación - Río Córdoba 220 kV, se observan bajas tensiones a nivel del STN,

en particular en las subestaciones Santa Marta y Río Córdoba 220 kV, por lo cual sería necesaria generación de seguridad en Termoguajira.

Escenario B

- Bajo estas condiciones, de tener una generación mínima en Termoguajira, con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación, esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Ante condiciones de falla de los elementos a 220 kV, se observan tensiones adecuadas, no se observan sobrecarga de elementos del sistema ni bajas tensiones.

Alternativa 2

Tabla 6-36: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 2.

Escenario A	Alternativa 2	
	2016	2020
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 10%	TRF Fundación 90%; Gaira - Santa Marta 10%
N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 40%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 19% Tensiones adecuadas	TRF Fundación 45%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 23% Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 8% Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 9,9% Desempeño adecuado
N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	N/A	N/A
N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Río Córdoba 220 kV 90%; Bajas tensiones en GCM (Santa Marta 220 kV: 89%)	Fundación - Río Córdoba 220 kV 98%; Bajas tensiones en GCM (Santa Marta 220 kV: 89%)
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
Escenario B	Alternativa 2	
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 78%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 14%	TRF Fundación 82%; Gaira - Santa Marta 110 kV 15%
N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 39%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 15% Tensiones adecuadas	TRF Fundación 43%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 19% Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 12% Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 12% Desempeño adecuado

Continúa

N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	N/A	N/A
N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Río Córdoba 65%; Tensiones adecuadas	Fundación - Río Córdoba 77%; Tensiones adecuadas
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 2 (Tabla 6-36) se puede concluir:

Escenario A

- Bajo estas condiciones, de no tener generación en Termoguajira, con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Las contingencias sencillas a nivel de del STR y transformación en Fundación y Santa Marta 220 kV, no presentan violaciones en tensión y ni en cargabilidad de los elementos.
- Ante condiciones de falla de uno de los elementos a nivel 220 kV tal como Fundación - Río Córdoba 220 kV, se podrían presentar bajas tensiones a nivel del STN en particular Santa Marta 220 kV.

Escenario B

- Bajo estas condiciones, de tener una generación mínima en Termoguajira, con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación, esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Ante condiciones de falla de los elementos a 220 kV, se observan tensiones adecuadas, no se observan sobrecarga de elementos del sistema.

Alternativa 3:

Tabla 6-37: Comportamiento del sistema bajo la Alternativa 3.

Escenario A	Alternativa 3	
	2016	2020
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 10%	TRF Fundación 87%; Gaira - Santa Marta 15%
N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 40%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 19% Tensiones adecuadas	TRF Fundación 42%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 23% Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 8% Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 11% Desempeño adecuado
N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	N/A	N/A

Continúa

N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Río Córdoba 220 kV 84%; Tensiones adecuadas	Fundación - Río Córdoba 220 kV 94%; Tensiones adecuadas
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
Escenario B	Alternativa 3	
CNO.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 TRF Fundación 220/110 kV	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV: 10%	TRF Fundación 80%; Gaira - Santa Marta 110 kV 15%
N-1 TRF Santa Marta 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Gaira - Santa Marta 110 kV	TRF Fundación 40%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 19%; Tensiones adecuadas	TRF Fundación 42%; Fundación - Río Córdoba 110 kV: 23%; Tensiones adecuadas
N-1 Gaira - Río Córdoba 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
N-1 Fundación - Río Córdoba 110 kV	Gaira - Santa Marta 110 kV: 8%; Desempeño adecuado	Gaira - Santa Marta 110 kV: 11%; Desempeño adecuado
N-1 Fundación - Santa Martha 220 kV	N/A	N/A
N-1 Río Córdoba - Fundación 220 kV	Fundación - Río Córdoba 220 kV 80%; Tensiones adecuadas	Fundación - Río Córdoba 220 kV 82%; Tensiones adecuadas
N-1 Río Córdoba - Santa Marta 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Para la alternativa 3 (Tabla 6-37) se puede concluir::

Escenario A

- Bajo estas condiciones, de no tener generación en Termoguajira, con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Las contingencias sencillas a nivel de del STR y transformación en Fundación y Santa Marta, no presentan violaciones en tensión y ni en cargabilidad de los elementos.
- Ante condiciones de falla de uno de los elementos a nivel 220 kV tal como Fundación - Río Córdoba 220 kV se observan tensiones adecuadas.

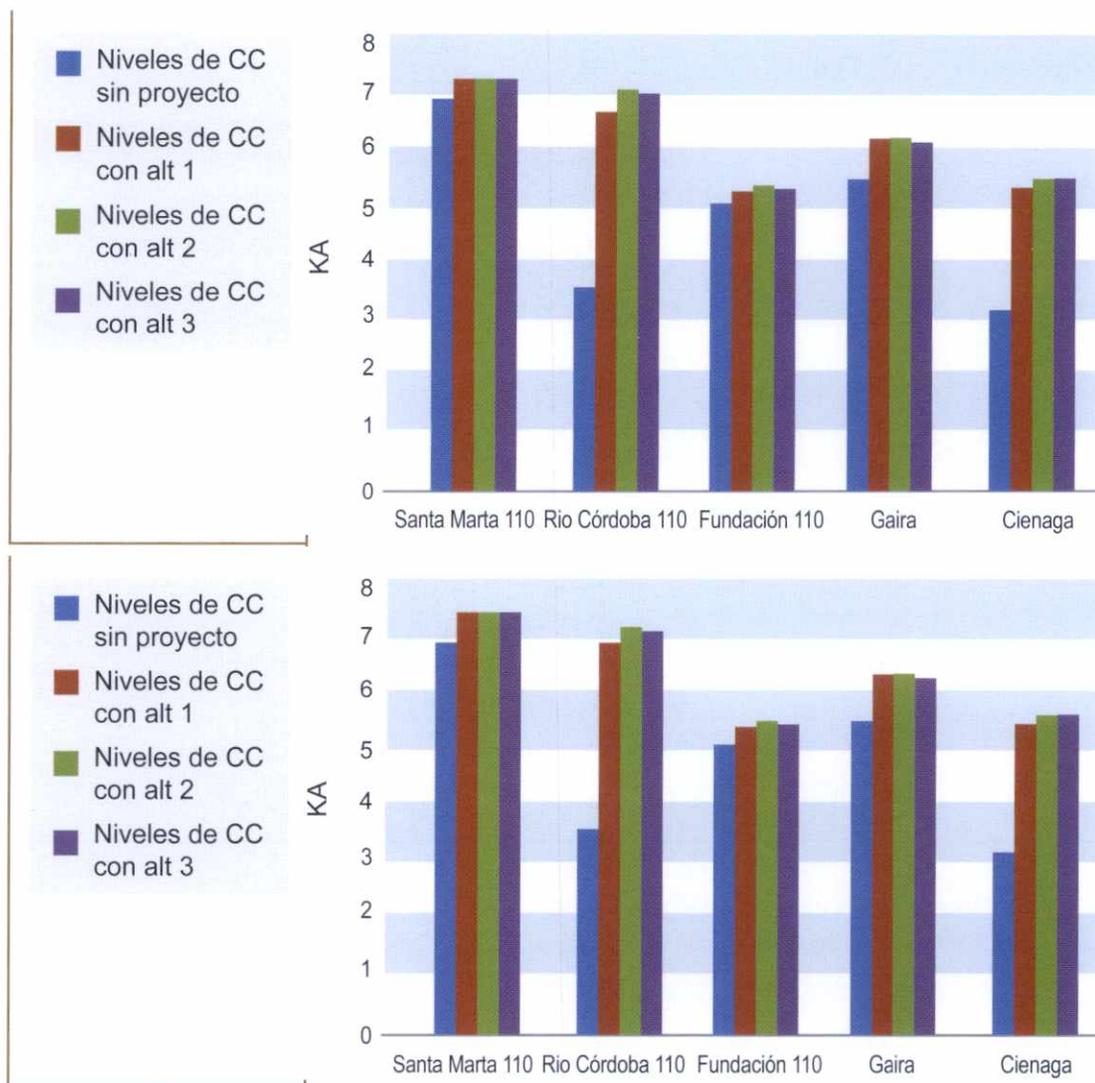
Escenario B

- Bajo estas condiciones, de tener una generación mínima en Termoguajira, con la entrada de todas las demandas en el área GCM en condiciones normales de operación esta alternativa tiene un comportamiento adecuado.
- Ante condiciones de falla de los elementos a 220 kV, se observan tensiones adecuadas, no se observan sobrecarga de elementos del sistema

Análisis de corto circuito:

La Gráfica 6-93 indica para cada alternativa el nivel de cortocircuito en las subestaciones del área.

Gráfica 6-93. Nivel de corto circuito en las principales subestaciones del área.



Fuente de gráfica: UPME

De la figura anterior se puede concluir:

- Con la entrada del proyecto, los niveles de corto aumentan considerablemente en las subestaciones Río Córdoba y Ciénaga 110 kV, llegando a ser casi el doble que sin proyecto.
- En relación a la entrada de una nueva subestación Río Córdoba 220 kV, es importante que se considere el presente estudio con respecto a los niveles de corto en las subestaciones a 110 kV por parte del OR Electricaribe.

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de la alternativa definida (alternativa 3), correspondiente a la reconfiguración de los dos enlaces Santa Marta - Fundación 220 kV en los enlaces Santa Marta - Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba Fundación 220 kV y nueva S/E Río Córdoba 220 kV con transformación 220/110 mediante 2 transformadores de 100 MVA C/U y compensación estática en Termocol 220 kV de 35 MVAR

Beneficios:

- Confiabilidad eléctrica para la sub área Operativas GCM, y reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada.
- Atención de nueva demanda.

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009.

En Tabla 6-38 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para la conexión del proyecto Rio Córdoba 220 kV.

Tabla 6-38. Evaluación económica de Rio Córdoba

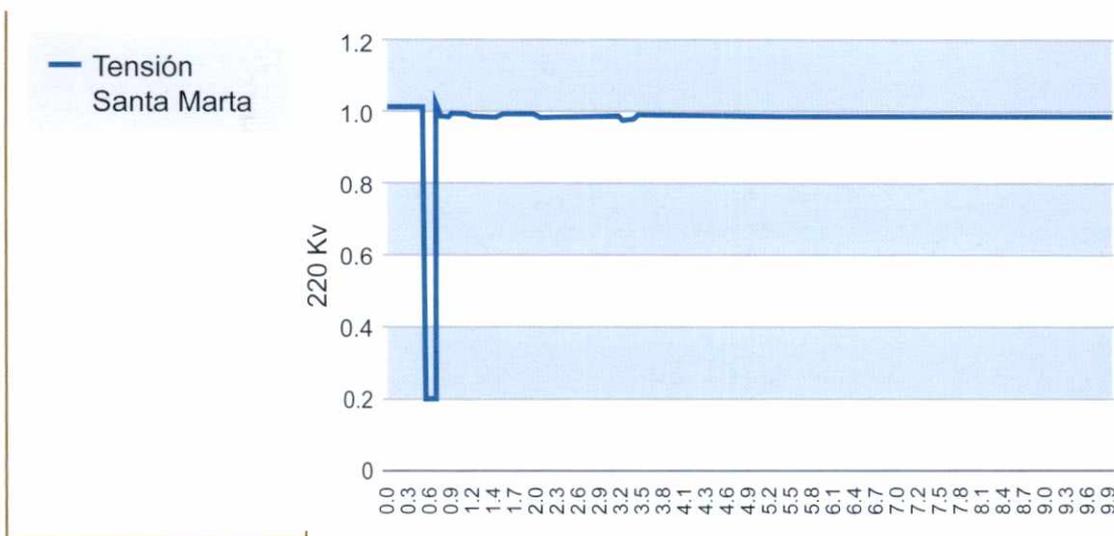
Beneficios	
BENEFICIOS (Confiabilidad GCM)	\$ 91.152.237,126
BENEFICIOS (Atención nueva demanda)	\$ 642.477.131,776
TOTAL BENEFICIOS	733.629.368,902
Costos	
COSTO PROYECTO	\$ 63.354.831,823
Relación B/C 30 años	11.57969089

Fuente de gráfica: UPME

La alternativa 3 presenta una relación beneficio / costo superior a uno, razón por la cual se recomienda su ejecución.

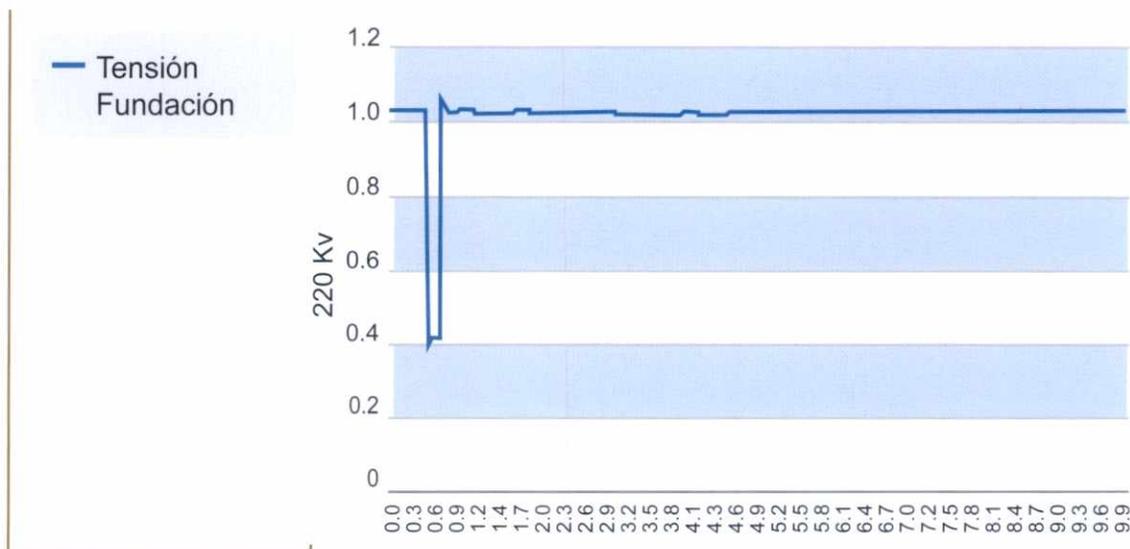
Análisis transitorio para la alternativa 3:

Gráfica 6-94. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Santa Marta 220 kV



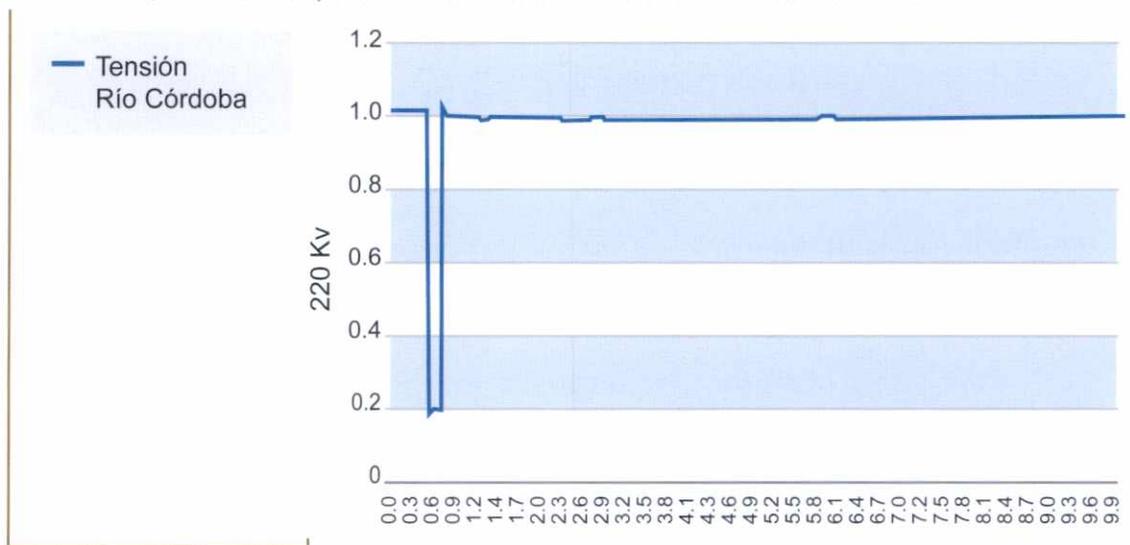
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-95. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Fundación 220 kV



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 6-96. Comportamiento transitorio de la tensión la S/E Santa Marta 220 kV



Fuente de gráfica: UPME

Las Gráficas anteriores, indican un comportamiento estable en tensión en los nodos a nivel 220 kV cercanos al proyecto, se observa que ante la falla del enlace Fundación – Río Córdoba 220 kV (condición crítica), la tensión se recupera después del despeje de la falla, aunque cae con respecto a la tensión prefalla, este valor sigue estando dentro de los valores adecuados.

Conclusiones:

- Con el fin de solucionar los problemas locales que actualmente se presentan en el área GCM, se recomienda la incorporación en el sistema de un nuevo punto de inyección a nivel del STN llamado Río Córdoba 220 kV; este proyecto, solucionara los problemas locales tales como bajas tensiones y cargabilidades ante contingencia y restricción para la conexión y crecimiento de demandas en esta área.

- El Operador de Red Electricaribe deberá ratificar su viabilidad técnica y manifestar el interés de llevar a cabo las obras del STR.

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

- Nueva subestación Río Córdoba a 220 kV.
- Reconfiguración de los dos circuitos Fundación – Santa Marta 220 kV en Fundación – Río Córdoba – Santa Marta 220 kV
- Bahías de transformación para la conexión de dos transformadores de 100 MVA C/U.
- Compensación estática en la subestación Termocol de 35 MVAR
- Entrada en operación de la subestación Río Córdoba 220 kV y reconfiguraciones asociadas para septiembre del año 2016, y la conexión de los 35 MVAR de compensación capacitiva en Termocol para septiembre del año 2015.

6.9.2 Mejora interconectividad Caracolí 220 kV

Antecedentes:

- En el marco del grupo técnico y reulatorio del CAPT, la Unidad junto con los agentes que hacen parte del mismo, ha venido analizado alternativas de mitigación ante el posible atraso del proyecto Caracolí 220 kV, el cual tiene como fecha de entrada 2015.
- La Unidad, en el marco del CAPT 123, presentó una propuesta para darle una conectividad temprana a la subestación Caracolí 220 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces Barranquilla – Tebsa 220 kV en Barranquilla – Caracolí – Tebsa 220 kV y el circuito Barranquilla – Sabanalarga 220 kV en Barranquilla – Caracolí – Sabanalarga 220 kV para el 2015 y en el 2016, con la entrada del enlace Flores – Caracolí – Sabanalarga 220 kV retornar el enlace Barranquilla – Caracolí – Sabanalarga al circuito Barranquilla – Sabanalarga 220 kV.
- Electricaribe, en el marco del CAPT 123 informó de la imposibilidad de contar con el STR para el 2015, por lo cual la conectividad temprana se reconsideró y se planteó darle una doble conectividad al proyecto ya definido, mediante la reconfiguración del enlace Barranquilla – Tebsa en Barranquilla – Caracolí – Tebsa 220 kV.

La ubicación de la subestación se presenta a continuación:

Gráfica 6-97. Ubicación proyecto Caracolí



Fuente de gráfica: UPME

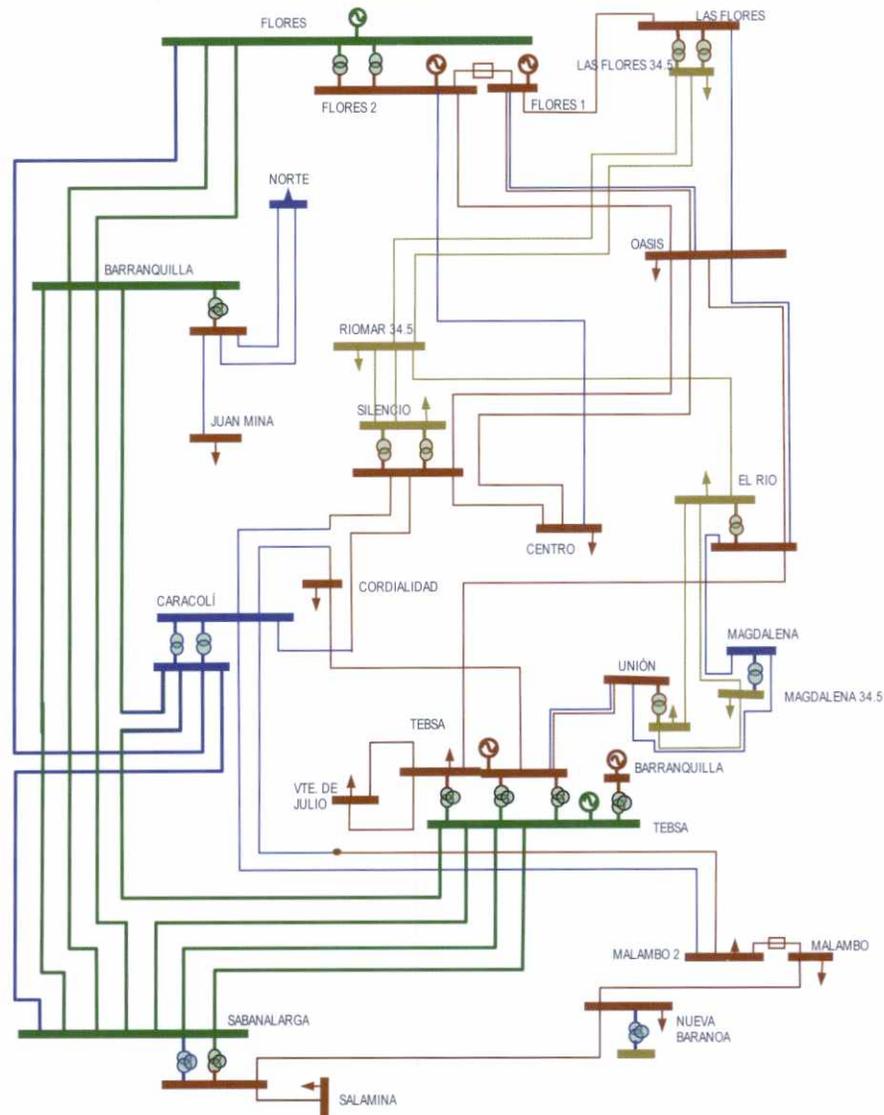
Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME en el marco de la nueva resolución CREG 044 de 2013 analizó la propuesta de tener doble interconectividad de la subestación caracolí, para así poder contar con una mejor conexión de esta subestación. A continuación se presentan los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis:

- Escenario alto de la proyección del mes de marzo del año 2013.
- Periodos de consumo de demanda máxima y mínima.
- Información de expansión reportada por el Operador de Red Electricaribe
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red, además de las indisponibilidades a nivel del STN.

A continuación se describe la alternativa de conexión del proyecto. Ver Gráfica 6-98:

Alternativa propuesta: Reconfiguración del enlace Barranquilla – Tebsa 220 kV en Barranquilla – Caracolí – Tebsa 220 kV adicional al proyecto caracolí definido actualmente.

Gráfica 6-98. Conectividad definitiva Caracolí 220 kV



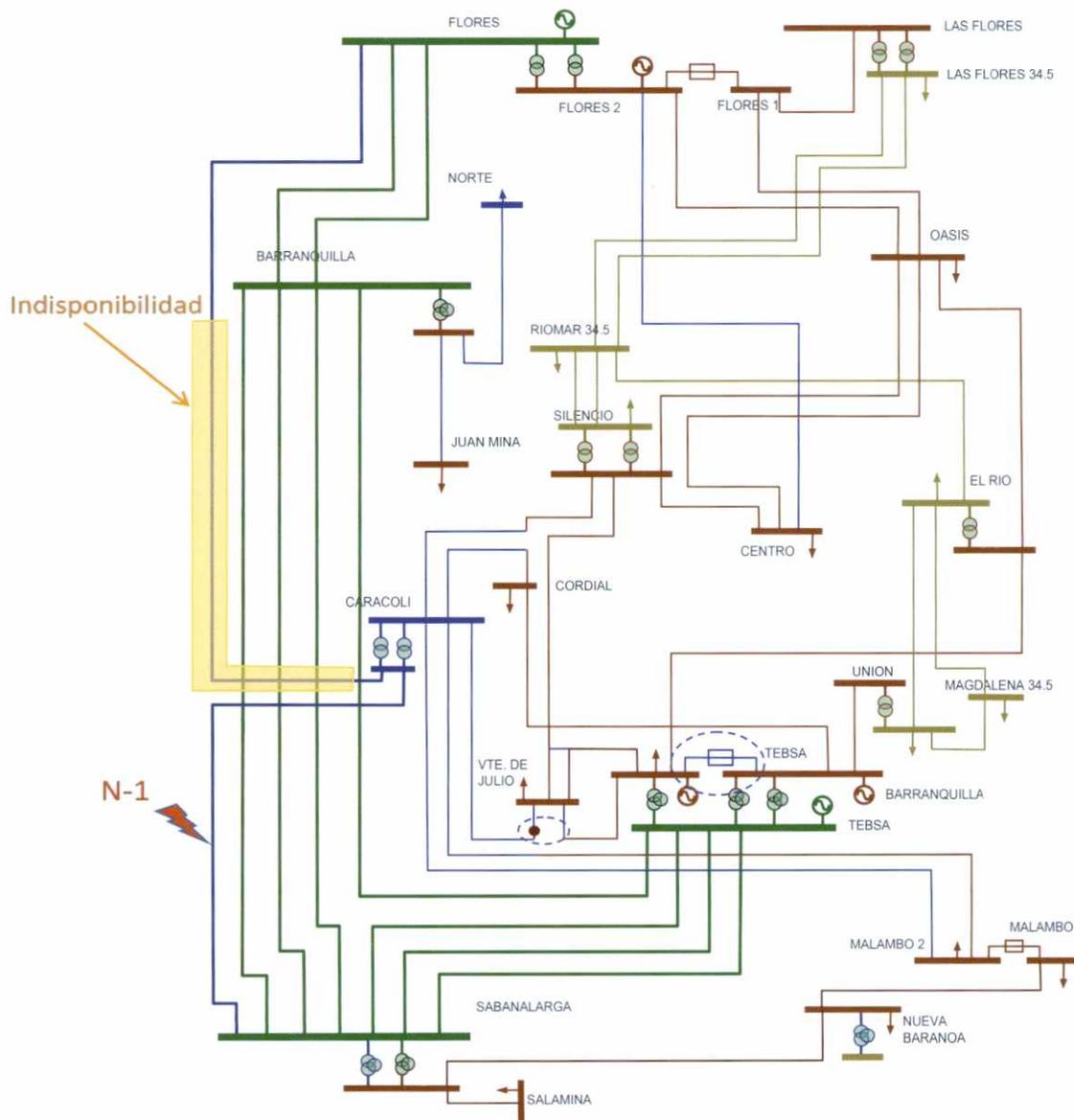
Fuente de gráfica: UPME

Desempeño actual

Actualmente, la utilidad del proyecto Caracolí está dada por el nuevo punto de inyección al STR del Atlántico, inicialmente se definió la conectividad de este proyecto mediante un nuevo circuito Flores – caracolí – Sabanalarga 220 kV, teniendo así dos puntos de conexión para caracolí 220 kV, los cuales ante indisponibilidades de uno de estos y la falla del otro pueden producir problemas de sobrecargas en los transformadores de conexión de Tebsa y Flores lo que obligaría a tener generaciones de seguridad al interior de Atlántico.

Condición observada

Gráfica 6-99. Condición operativa



Fuente de gráfica: UPME

Ante la indisponibilidad del enlace Flores - Caracolí 220 kV y la falla del enlace Caracolí - Sabanalarga 220 kV se presentan problemas de sobrecargas en el área Atlántico y necesidades de generación de seguridad, la misma condición se presenta ante indisponibilidad del enlace Caracolí - Sabanalarga 220 kV y la falla del enlace Caracolí - Flores 220 kV.

Tabla 6-39 Desempeño del sistema ante indisponibilidad de un elemento del STN y falla del otro

Condición	Efectos sistema	Consecuencias
Indisponibilidad del enlace Flores - Caracolí 220 kV y la falla del enlace Caracolí - Sabanalarga 220 kV	TRF Flores 220/110 kV >110%	Generación de seguridad al interior de Atlántico, posibilidad de no contar con suficiente lo que generaría ENS.
	TRF Tebsa 220/110 kV >110%	
Indisponibilidad del enlace Caracolí - Sabanalarga 220 kV y la falla del enlace Caracolí - Flores 220 kV	TRF Flores 220/110 kV >110%	Generación de seguridad al interior de Atlántico, posibilidad de no contar con suficiente lo que generaría ENS.
	TRF Tebsa 220/110 kV >110%	

Fuente de tabla: UPME

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de la alternativa propuesta, correspondiente a la Reconfiguración del enlace Barranquilla - Tebsa 220 kV en Barranquilla - Caracolí - Tebsa 220 kV

Beneficios:

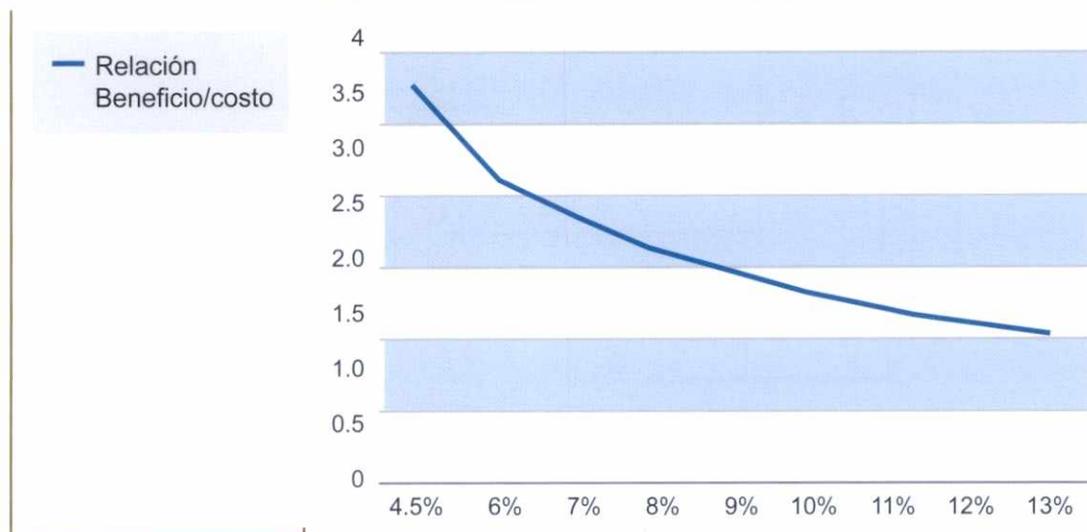
- Confiabilidad eléctrica para la sub área Operativas Atlántico, reducción de restricciones y reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada.

Costos:

- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de la resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.

En la gráfica 6-100, se presenta la relación beneficio/costo para el proyecto sensibilizado a diferentes tasas de descuento

Gráfica 6-100. Evaluación económica Caracolí



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la gráfica anterior; la alternativa propuesta, presenta una relación beneficio / costo superior a uno para diferentes tasas de descuento.

Conclusiones:

- Se recomienda que se mejore la conectividad de la subestación Caracolí 220 kV definido actualmente, mediante la reconfiguración del enlace Barranquilla – Tebsa 220 kV en Barranquilla – Caracolí – Tebsa 220 kV

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN:

- Adiciona a la obra ya definida Caracolí, adicionar la reconfiguración del enlace Barranquilla – Tebsa 220 kV en Caracolí – Tebsa 220 kV kV.

Entrada en operación de las obras para noviembre del año 2016.

6.9.3 Mejora interconectividad Reforma 230 kV

Antecedentes:

- En el marco del grupo técnico y reulatorio del CAPT, la Unidad junto con los agentes que hacen parte del mismo, ha venido analizado alternativas de mitigación ante el posible atraso del proyecto Suria 230 kV, el cual tiene como fecha de entrada 2015.
- La Unidad, en el marco del CAPT 123, presentó una propuesta para mejorar la interconectividad de la subestación Reforma 230 kV, mediante la reconfiguración del circuito Guavio – Tunal 230 kV, en Guavio – Reforma – Tunal 230 kV y así tener mejor conectividad de la subestación Reforma 230 kV.

La ubicación de la subestación se presenta a continuación

Gráfica 6-101. Ubicación proyecto Reforma



Fuente de gráfica: UPME

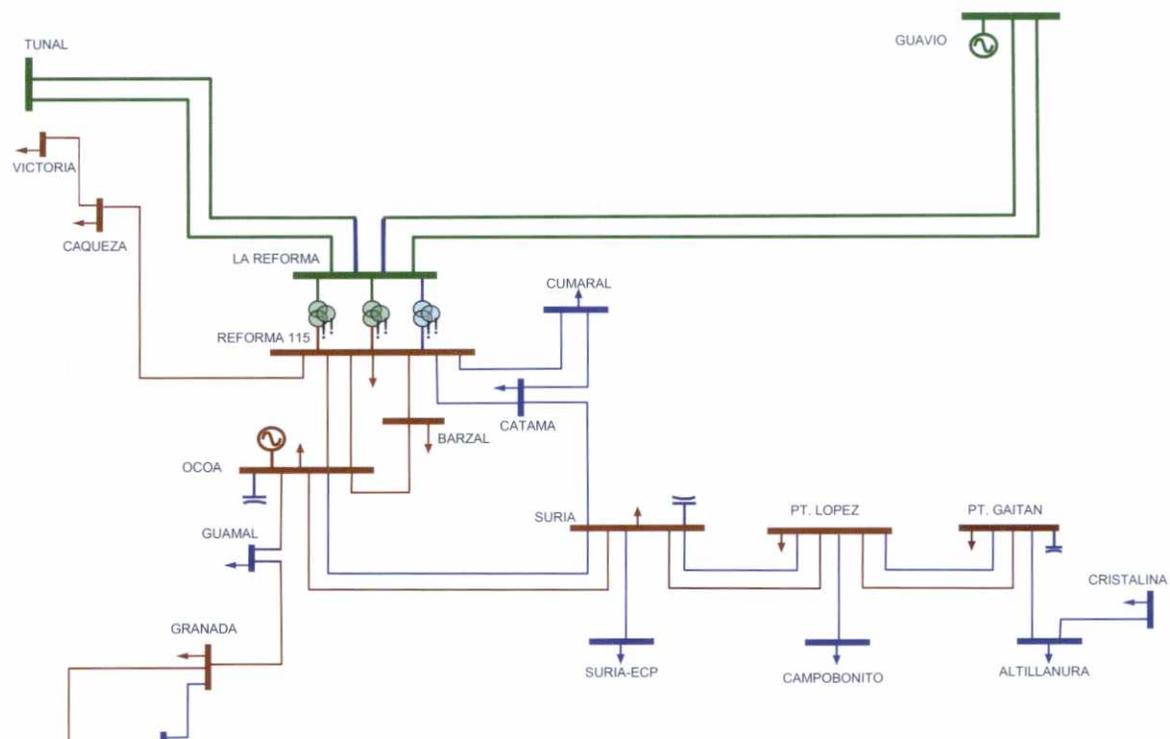
Teniendo en cuenta lo anterior, en el marco de la nueva resolución CREG 044 de 2013, la UPME analizó la propuesta de tener doble interconectividad de la subestación Reforma 230 kV, para así poder contar con una mejor conexión de esta subestación. A continuación se presentan los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis:

- Escenario alto de la proyección del mes de marzo del año 2013.
- Periodos de consumo de demanda máxima y mínima.
- Información de expansión reportada por el Operador de Red EMSA
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la red, además de las indisponibilidades a nivel del STN.

A continuación se describe la alternativa de conexión del proyecto. Ver Gráfica 6-102:

Alternativa propuesta: Seccionamiento del enlace Guavio – Tunal 230 kV en el enlace Guavio – Reforma – Tunal 230 kV.

Gráfica 6-102. Alternativa para mejora interconectividad S/E Reforma 230 kV



Fuente de gráfica: UPME

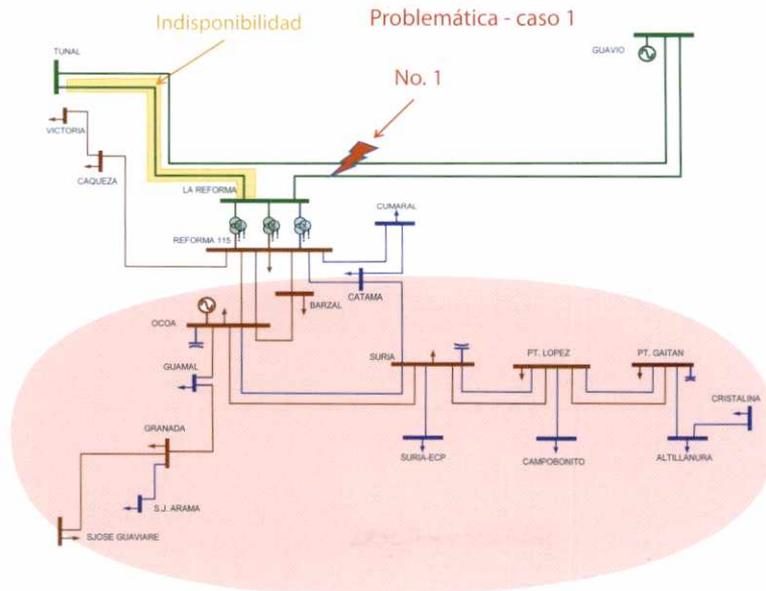
Desempeño actual

Actualmente, la demanda del Meta está alimentada desde la subestación Reforma 230 kV que a su vez está interconectada por dos enlaces correspondientes a los circuitos Guavio – Reforma 230 kV y Tunal – Reforma 230 kV, los cuales ante indisponibilidades de uno de estos y la falla del otro producen energía no atendida correspondiente a la demanda total del Meta, a continuación se presenta los casos en que se presenta esta condición.

Condición 1

Gráfica 6-103. Caso 1, indisponibilidad de un enlace y falla del otro

Fuente de gráfica: UPME

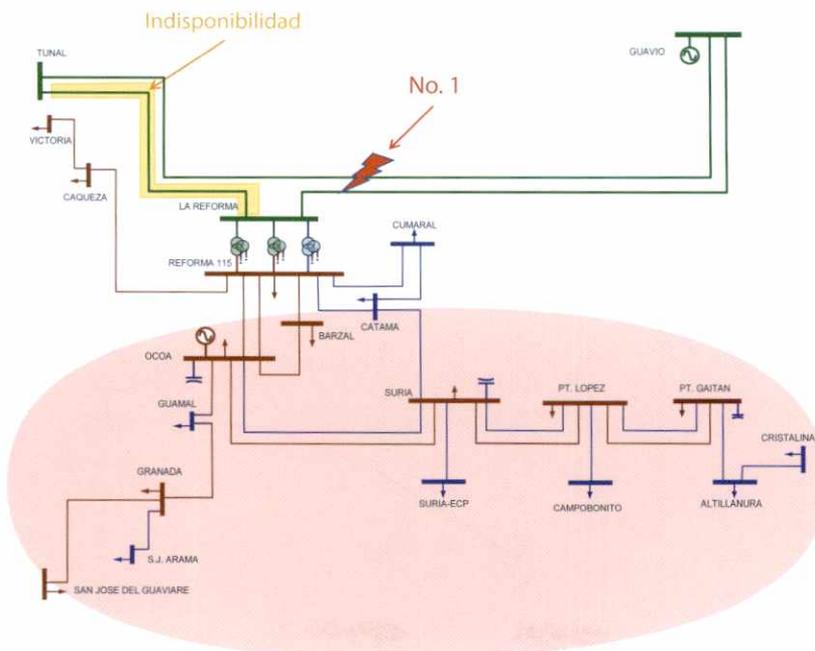


Ante la indisponibilidad del enlace Tunal - Reforma 230 kV y la falla del enlace Reforma - Guavio 230 kV se presenta demanda no atendida correspondiente al toda la demanda del departamento del Meta.

Condición 2

Gráfica 6-104. Caso 1, indisponibilidad de un enlace y falla del otro

Fuente de gráfica: UPME



Ante la indisponibilidad del enlace Guavio – Reforma 230 kV y la falla del enlace Reforma – Tunal 230 kV se presenta demanda no atendida correspondiente al toda la demanda del departamento del Meta.

Indisponibilidades historicas

A continuación se presentan las indisponibilidades observadas para los enlaces Guavio – Reforma 230 kV y Tunal - Reforma 230 kV para los años 2012 y 2013

Tabla 6-40 Indisponibilidades 2013

Circuito	Horas de indisponibilidad
Guavio – Reforma 230 kV	18
Tunal – Reforma 230 kV	25

Tabla 6-41 Indisponibilidades 2012

Circuito	Horas de indisponibilidad
Guavio – Reforma 230 kV	25
Tunal – Reforma 230 kV	25

Fuente de tabla: UPME

Evaluación económica:

A continuación se presenta la evaluación económica de la alternativa propuesta, correspondiente al Seccionamiento del enlace Guavio – Tunal 230 kV en el enlace Guavio – Reforma – Tunal 230 kV y así darle doble conectividad a la subestación Reforma 230 kV.

Beneficios:

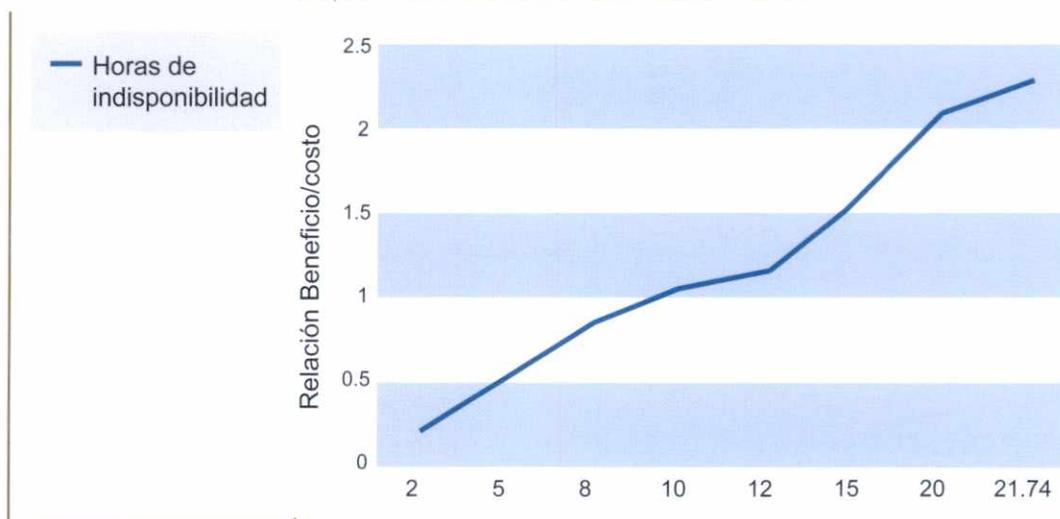
- Confiabilidad eléctrica para la sub área Operativas Meta y reducción del valor esperado de la Energía No Suministrada.

Costos:

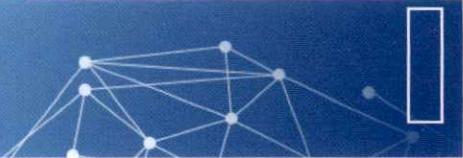
- Valoración de los activos de la red de transmisión y sub transmisión mediante Unidades Constructivas de las resolución CREG 011 de 2009.

En la gráfica 6-105, se presenta la relación beneficio/costo para el proyecto evaluado con diferentes valores de indisponibilidades para la alternativa propuesta.

Gráfica 6-105. Evaluación económica Reforma



Fuente de gráfica: UPME



Como se puede observar en la gráfica anterior; la alternativa propuesta, presenta una relación beneficio / costo superior a uno para indisponibilidades superiores a 10 horas; por lo cual teniendo en cuenta que la menor indisponibilidad corresponde a una indisponibilidad de 18 horas, el proyecto presenta una relación beneficio/costo superior 1.

Conclusiones:

- Se recomienda que se mejore la conectividad de la subestación reforma 230 kV, mediante el seccionamiento del circuito Guavio – Tuna 230 kV en guavio – Reforma – Tuna 230 kV y así reforma quedara interconectada con 4 circuitos, para que ante la indisponibilidad de uno y la falla de otro de los elementos que la conectan, se mantenga su conectividad y así no pierda la demanda asociada al Meta.

Recomendaciones:

Ejecutar las siguientes obras en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

- Reconfiguración del enlace Guavio – Tuna 230 kV, en Guavio – Reforma – Tuna 230 kV

Entrada en operación de las obras para noviembre del año 2015.

6.10 VISIÓN DE LARGO PLAZO

En el futuro se observa un alto porcentaje de penetración de fuentes renovables no convencionales de energía, al igual que una integración de los mercados regionales de Centro América y el Cono Andino. Así mismo, se prevé un incremento sostenido de la demanda de electricidad, al igual que una mayor resistencia a la construcción de nueva infraestructura de transmisión de energía eléctrica y plantas de generación.

Estas situaciones van a exigir cada vez más al Sistema Interconectado Nacional, llevándolo a sus límites de capacidad. Lo anterior requiere una planeación integral y anticipativa por parte de la UPME, incorporando nuevos esquemas de Planeamiento y tecnologías.

En este sentido, a continuación se presenta la visión de la Largo Plazo del Sistema Interconectado Nacional, partiendo de la infraestructura definida en este Plan. En primera instancia se plantean soluciones a las principales problemáticas identificadas, considerando alternativas “convencionales”. Posteriormente se analizan otro tipo de soluciones, las cuales pueden tomar relevancia dadas las limitaciones de espacio y consecución de corredores para construir nuevas redes de transporte de energía.

Nuevo nivel de tensión en el SIN

Independientemente de la incorporación de generación distribuida en el sistema y planes de uso eficiente de energía, la demanda nacional va ser tan alta en el futuro (2030), que el Sistema de Transmisión Nacional con sus niveles de tensión actuales, no será capaz de llevar la generación a los principales centros de consumo. En este sentido, es necesario la definición de corredores estratégicos en la búsqueda de una red enmallada a nivel de 750 kV. Como propuesta inicial, se plantea cambiar, y de manera secuencial, el nivel de tensión de los siguientes circuitos a nivel de 500 kV.

- Sogamoso – Norte.
- Norte – Nueva Esperanza.
- Sogamoso – Ocaña – La Loma - Copey
- Cerromatoso – Chinú – Copey.
- Nueva Esperanza – Virginia.
- Virginia – Medellín – Ituango.

- Ituango – Cerromatoso.

Lo anterior debe ir acompañado de la instalación de nueva transformación 750/230 kV, al igual que compensación reactiva de naturaleza inductiva.

Vale la pena mencionar que adelantando estas medidas (2027), las violaciones de tensión que se identifican ante contingencia en las áreas Caribe y Oriental, inclusive con las nuevas obras definidas, desaparecen. De todas maneras, esta propuesta debe analizarse a la luz de los futuros proyectos de generación que se instalen en el SIN, ya que con la ubicación estratégicas de ciertas plantas, los requerimientos de transmisión disminuyen.

Refuerzo del anillo a 220 kV en la sub área Guajira – Cesar – Magdalena (GCM) y nuevo punto a 500 kV

Con el desarrollo de nuevos proyectos de generación (eólicos y de naturaleza térmica) y la conexión de nuevas demandas industriales en la sub área, se ve la necesidad de fortalecer el STN en esta zona del país. Es por ello que se propone reforzar el mencionado anillo con los segundos circuitos a nivel de 220 kV Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar 220 kV. 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, así como aumentar el límite de importación desde Venezuela por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.

Por otro lado, si la generación a ser instalada es superior a 500 MW, los análisis indican la necesidad de contar con un nuevo punto a 500 kV, particularmente en Cuestecitas. Por ello, se propone la nueva línea Cuestecitas – Copey 500 kV.

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

Nueva subestación a 500 kV en la sub área Atlántico

En la sub área se tienen expectativas de nuevos proyectos de generación y/o posibles cierres de ciclos, tal como lo ha establecido la UPME en su Plan de expansión de Generación. Para garantizar su correcta evacuación, además de los corredores a nivel de 220 kV Flores – Caracolí – Sabana y Barranquilla – Caracolí – Tebsa, sería necesario el desarrollo de nueva infraestructura. 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 220 kV.

Ahora bien, si el nuevo potencial de generación es superior a los 1,500 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 500 kV y Nueva Barranquilla – Bolívar 500 kV. Así mismo, la instalación de dos nuevos transformadores 500/220 kV, uno en Nueva Barranquilla y otro en Sabanalarga.

La expansión citada debe estar acompañada de refuerzos a nivel de transformación 220/110 kV en la misma Nueva Barranquilla y nuevos enlaces a 110 kV, que mejoren su interconectividad con el STR de atlántico.

Instalación de Compensación Dinámica en el área Caribe

Se observa en el largo plazo altos requerimientos de potencia reactiva en el área Caribe. Si bien el corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV reduce dichas necesidades, la ubicación estratégica de



un Compensador Estático Variable - SVC en esta zona, permitiría un adecuado control de tensiones y un mejor amortiguamiento de las oscilaciones ante contingencias. Esta medida se puede complementar con el cierre del anillo a nivel de 500 kV entre las subestaciones Bolívar y Sabanalarga (o corredor Bolívar – Nueva Barranquilla - Sabanalarga).

Necesidades de soporte de tensión en el área Nordeste

Actualmente se observan violaciones de tensión en el área ante contingencias en el STN, específicamente la falla del transformador Ocaña 500/230 kV. Ello amerita de programación de generación de seguridad, lo cual dependiendo del despacho económico, puede ocasionar restricciones a la demanda. En este sentido, se plantean dos alternativas de solución:

- Instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Ocaña.
- Instalación de un SVC en cualquiera de las subestaciones a nivel de 230 kV del área (Ocaña, San Mateo, Belén o Tasajero).

En el próximo Plan de Expansión se definirá cuál de estas dos alternativas presenta mayores beneficios técnicos y económicos.

Necesidades de expansión en la sub área Chocó

Se observan serias violaciones de tensión en la sub 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 proponen las siguientes alternativas de solución:

- Nueva subestación a nivel de 230 kV. Se plantea la nueva subestación Quibdo y su incorporación al Sistema a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda 230 kV, además de obras complementarias a nivel del STR.
- Teniendo en cuenta los recursos hídricos del departamento, evaluar la posibilidad de instalar nuevas plantas de generación en la zona, reforzando también el STR y STN.

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. Se identificaron las ventajas eléctricas de una conexión al STN en el interior de la ciudad, Salitre 230 kV, y su impacto sobre cargabilidades y tensiones en estos STR's.

No obstante, 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. Si bien las redes subterráneas pueden representar una solución, sus costos son elevados y puede inviabilizar un proyecto de transmisión. En este sentido, se plantea que el STN y el STR puedan compartir físicamente su infraestructura de soporte de líneas (torres).

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. Con nueva capacidad instalada, es posible 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.

Dispositivos almacenadores de Energía

Tal como se estableció en el Plan de Generación, es cada vez mayor el interés de instalar nuevas tecnologías, particularmente plantas de naturaleza eólica en el norte de la Guajira, cuyas capacidades oscilan entre los 100, 200 y 500 MW. Además de reforzar la red de 220 kV en la sub área GCM y constituir un nuevo punto a 500 kV en Cuestecitas, conectándolo a la subestación Copey, es muy importante considerar las variaciones de frecuencia a las que puede estar expuesto el sistema por la intermitencia del recurso, lo anterior cuando los porcentajes de penetración de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE son muy altos. En este sentido, sería necesaria la instalación de elementos almacenadores de energía, que mantengan el nivel de potencia comprometido por la planta, reduciendo las oscilaciones de tensión y potencia de la red eléctrica, garantizando también de esta manera la frecuencia del sistema.

Dichos elementos también podrían ayudar a nivelar la curva de carga, almacenando potencia durante periodos de baja carga, y entregándola en aquellos momentos donde la demanda es alta. Esto ocasiona una menor programación de recursos de generación.

Transformadores desfasadores

Es fundamental empezar a estudiar en detalle este tipo de dispositivos y su aplicación en el Sistema Colombiano, máxime cuando hoy en día se tienen tantos problemas para la consecución de corredores y la construcción de nuevas líneas de transmisión. Estos dispositivos, los transformadores desfasadores PST's, son soluciones que se pueden implementar rápidamente, dada la problemática actual para ejecutar los proyectos de expansión (licenciamiento ambiental, objeción de las comunidades, hallazgos arqueológicos, etc.).

Los transformadores desfasadores pueden incrementar o limitar las transferencias de potencia a través de un circuito, modificando la diferencia angular del voltaje entre dos puntos específicos, es decir, "trabaja" modificando el ángulo y no la impedancia equivalente, como lo haría un Capacitor manio-brable controlado por tiristores – TCSC. A continuación se planten algunas alternativas de solución en algunas sub áreas del sistema, considerando esta clase de dispositivos.

Sub área Atlántico:

La puesta en servicio de líneas a nivel de STR, por limitaciones física y de tiempo, es prácticamente imposible en el mediano plazo. En este sentido, y dada la necesidad de solucionar lo más pronto posible las restricciones de esta zona, se propone la instalación de dos transformadores desfasadores en la subestación Caracolí. Estos bancos especiales permitirían controlar y re direccionando los flujos de potencia hacia el STN, evitando la congestión en el STR. Es importante mencionar que esta alternativa de expansión es totalmente complementaria con las obras definidas por la UPME para la sub área Atlántico, es decir, el proyecto Caracolí 220 kV.

Sub área Guajira – Cesar – Magdalena:

Como se mencionó anteriormente, la conexión de nuevas plantas de generación de naturaleza térmica y eólica en la sub área, ocasiona congestión en la red del STN bajo escenarios de máxima



generación e importación de energía desde Venezuela. En particular se observa como la línea Termocol – Santa Marta 220 kV supera su límite de capacidad cuando se presentan las contingencias sencillas Guajira – Santa Marta 220 kV o Cuestecitas – Valledupar 220 kV. En este sentido, una solución “diferente” a los refuerzos planteados previamente, es la instalación de transformadores desfasadores conectados en serie con las líneas Guajira – Santa Marta 220 kV y Cuestecitas – Valledupar 220 kV. Ello permitiría redistribuir los flujos de potencia en la zona y evitar la congestión de la red.

Área Suroccidental:

En esta parte del sistema se observa como el STR está limitando las transferencias hacia y desde el Ecuador, cuando se presentan contingencias sencillas en el STN. En escenarios de mínima generación en Betania y las plantas menores del Cauca y Nariño, al igual que altas transferencias hacia el Ecuador y máximo despacho en el Valle, la pérdida de la línea Alférez – San Bernardino 230 kV ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en la línea Santander – Sanbernardino 115 kV, lo anterior para periodos de máximo consumo. Por otro lado, en periodos de mínima demanda, alta generación en Betania, mínimo despacho en el Valle e importación de potencia desde Ecuador, la pérdida de la línea San Bernardino – Alférez 230 kV ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en la línea Sanbernardino – Santander 115 kV.

Si bien la interconexión planteada a nivel de 500 kV entre Colombia y Ecuador solucionaría dicha problemática, la implementación de transformadores desfasadores podrían representar una solución a esta situación, descongestionando el STR y maximizando las transferencias entre los dos países.

Así mismo, como medida de choque si se materializa algún atraso en la conexión de Ituango y la red a nivel de 500 kV definida para el área Suroccidental, es muy probable que se necesite la implementación de este tipo de dispositivos, lo anterior para evitar que la contingencia sencilla del transformador San Marcos 500/230 kV ocasione sobrecargas inadmisibles en el banco 500/230 kV de la subestación Virginia. Esto se podría lograr con la instalación de transformadores desfasadores en serie con las líneas a 230 kV Ancón – Esmeralda o San Carlos – Esmeralda, incrementándose también el límite de importación del área.

Área Oriental:

A pesar de la interconexión con Antioquia, Nordeste y el Valle del Cauca a nivel de 500 kV, en el largo plazo el área Oriental va seguir requiriendo mayor cantidad de potencia activa y reactiva. Si bien el cambio de nivel de tensión propuesto en algunos enlaces representan una solución a esta necesidad, al igual que el emplazamiento de generación localizada, la instalación de varios transformadores desfasadores podrían brindar una respuesta alternativa a los problemas identificados.

Se podría pensar en instalar un PST en Noroeste y Norte 500 kV, con el objetivo que el doble circuito Purnio – Noroeste 230 kV y la futura línea Sogamoso - Norte importe mas potencia, y un PST más en Bacatá 500 kV, controlando el flujo por el enlace Primavera – Bacatá 500 kV. Estos elementos podrían desplazar en más de 7 años las necesidades de nueva infraestructura de transmisión y posponer el cambio de nivel de tensión de 500 a 750 kV en el área Oriental.

7 LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

El presente capítulo presenta el contexto ambiental del Plan de Expansión de Referencia de Generación. Para el análisis se tuvo en cuenta el direccionamiento estratégico sectorial e institucional así como los lineamientos de política de sostenibilidad ambiental y social. Asimismo, se consideraron temas relacionados con la utilización y aprovechamiento del recurso hídrico, la importancia de la interacción de los diversos actores del sector y los instrumentos de gestión ambiental, entre otros.

7.1 DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO SECTORIAL E INSTITUCIONAL – PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y PLAN CUATRIENAL UPME

La ley 143 de 1994 establece en los artículos 12, 16 y 18 que es función de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, elaborar y actualizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional - SIN, en un horizonte de mediano y largo plazo. Los principales objetivos del Plan son satisfacer la demanda nacional de electricidad y establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales. Adicionalmente, es función de esta Unidad evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de nuestros recursos energéticos.

Complementario a lo anterior, la Resolución 181313-2002 del Ministerio de Minas y Energía establece los siguientes criterios para la formulación y elaboración del Plan de Expansión:

- Debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales.
- Debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad vigentes a la fecha de su elaboración.
- Los proyectos propuestos dentro del Plan de Expansión deben ser técnica, económica y ambientalmente viables. La viabilidad ambiental será aprobada por las autoridades competentes.
- La demanda debe ser satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.
- El Plan de Expansión debe propender por la minimización de los costos de inversión, de los costos operativos y de las pérdidas del Sistema.

Asimismo, el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, a través del artículo 105, plantea diseñar una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, y demás alternativas ambientales sostenibles, así como una política nacional orientada a valorar el impacto del carbono en los diferentes sectores, al igual que establecer estímulos y alternativas para reducir su huella en nuestro país.

Del mismo modo, se establece que las entidades públicas del orden nacional deberán incorporar en sus Planes Sectoriales una estrategia de adaptación al Cambio Climático, conforme a la metodología definida por el Departamento Nacional de Planeación – DNP, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (actualmente Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) y el IDEAM.



En el marco de estas directrices, la UPME actualiza el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión, definiendo a nivel de transmisión las obras de infraestructura eléctrica que se necesitan en el mediano y largo plazo, las cuales deben ser ejecutadas a través del esquema de convocatorias públicas (Resolución CREG 022 de 2001). De la misma forma, a nivel de generación, el plan define de manera indicativa y a través de la metodología de escenarios, las necesidades de expansión del parque generador, ya que los proyectos que se instalan finalmente en el sistema obedecen a un ejercicio de mercado por parte de los Agentes.

7.2 LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN - PERG

A continuación se presenta algunas de las consideraciones que se deben tener en cuenta para la formulación, ejecución y operación de proyectos para el sector eléctrico.

7.2.1 Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG

El propósito de la incorporación de elementos de sostenibilidad ambiental, desde una fase temprana de la planificación de la expansión de generación eléctrica, es garantizar la coherencia entre las políticas públicas de protección de los recursos naturales renovables y de sostenibilidad ambiental y social, de tal forma que se puedan prevenir potenciales efectos ambientales y sociales indirectos, acumulativos o sinérgicos de mediano y largo plazo. De esta manera, se espera generar un marco indicativo con lineamientos de gestión ambiental y social que oriente los programas y proyectos a desarrollar en el territorio colombiano.

Seguir los lineamientos esbozados en el presente plan facilitará y agilizará, a nivel de los proyectos, el abordaje integral de la evaluación de impactos ambientales, de las consultas previas y de cualquier otro mecanismo de participación ciudadana, lo que muy seguramente redundará en menores tiempos para tramitar las licencias ambientales, los permisos, autorizaciones y concesiones ambientales.

7.2.2 Sinergia entre actores y competencias

La identificación e interacción de los actores públicos y privados del subsector de generación eléctrica con actores externos al sector, es tarea fundamental al momento de definir un proyecto.

Se requiere entonces identificarlos, junto con sus roles, en su contribución a la sostenibilidad ambiental y social de programas y proyectos para asegurar, desde una fase temprana, la incorporación de elementos relevantes para la sostenibilidad ambiental y social durante el ciclo de vida de los proyectos.

Entre los actores relacionados con los proyectos del sistema eléctrico nacional se encuentran:

- Ministerio de Minas y Energía – MME.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS y las entidades adscritas y vinculadas (IDEAM, UAESPNN y los institutos de investigación del SINA).
- Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.

- Ministerio de Defensa.
- Ministerio de Vivienda.
- Ministerio del Interior .
- Departamento Nacional de Planeación – DNP.
- Autoridades ambientales (ANLA, corporaciones autónomas regionales, o las de grandes centros urbanos o las de los distritos de Santa Marta o Cartagena).
- Minorías étnicas.
- Agremiaciones sectoriales privadas.
- Comisión de Regulación de Agua – CRA.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.
- Contraloría General de la República.
- Defensoría del Pueblo.
- Empresas del sector.
- Entes territoriales.
- Organizaciones No Gubernamentales.
- Otras autoridades en materia de política de grupos minoritarios, agropecuaria, salud, servicios públicos, minería, infraestructura, entre otras.
- Otros grupos sociales y comunitarios.
- Parlamentarios.
- Procuraduría General de la Nación.
- Superintendencia de servicios públicos.

A nivel interinstitucional para el desarrollo sostenible, se debe fortalecer la coordinación y sinergia de acciones a través de instancias previstas en la ley 99 de 1993 como son el Consejo Nacional Ambiental, el Consejo Técnico Asesor de Política y Normatividad Ambiental y las previstas en el Decreto 1640 de 2012 (artículos 6 y 7):

- Art. 6: De las instancias para la coordinación de la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos:
 - *El Consejo Ambiental Regional de la Macrocuena, en cada una de las Áreas Hidrográficas o Macrocuencas del país.*
- Art. 7: De las instancias de participación: Son instancias de participación para la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos:
 - *Consejos de Cuenca: En las cuencas objeto de Plan de ordenación y manejo.*
 - *Mesas de Trabajo: En las microcuencas o acuíferos sujetos de Plan de Manejo Ambiental.*

Los Consejos Ambientales Regionales de las macrocuencas son instancias de coordinación conformadas por las Corporaciones Autónomas Regionales, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, representantes de las entidades territoriales, Institutos de Investigación y sectores representados por los respectivos Ministerios.

Esta instancia se constituirá en espacio de discusión con los actores estratégicos presentes en las macrocuencas, con el fin de llegar a consensos frente a los modelos de ocupación del territorio y en la definición de líneas estratégicas e implementación de los planes estratégicos de las macrocuencas.

Por su parte, los Consejos de Cuenca constituyen una de las instancias de participación de los principales usuarios y actores de las cuencas en los procesos de formulación e implementación de los Planes de Ordenación y Manejo de las cuencas hidrográficas – POMCA.



Otras instancias son la Agenda Interministerial Minero-Energética entre el MME y el MADS y la Agenda específica ambiental para el Subsector Eléctrico; el Observatorio Colombiano de Gobernanza del Agua (cuya conformación viene siendo liderada por el MADS) y la mesa de trabajo sobre Cuencas Hidrográficas de la Comisión de Vecindad e Integración Ecuador-Colombia (COVIEC), y otras comisiones de vecindad, coordinadas por la Cancillería.

7.2.3 Aspectos sociales y participación – Rendición de cuentas

Es esencial respetar los derechos constitucionales de las comunidades étnicas y establecer un diálogo intercultural a través de mecanismos como el de la consulta previa, en el que sea posible construir conjuntamente un Estado Social de Derecho en nuestro país.

La Consulta Previa³¹, derecho fundamental de los Grupos Étnicos, es un proceso a través del cual las Comunidades Negras Afrocolombianas, Raizales, Palenqueras, Rom y los pueblos indígenas participan en la toma de decisiones de asuntos susceptibles de afectarlos directamente. Se trata además de un mecanismo de protección de la integridad de un pueblo o comunidad, su destino, su territorio, los recursos naturales y sus valores culturales, sociales y económicos, los cuales son indispensables para su subsistencia como grupo humano.

En este sentido, la sentencia SU- 030/ 97 establece que “El derecho fundamental de la comunidad a preservar la integridad se garantiza y efectiviza a través del ejercicio de otro derecho que también tiene el carácter de fundamental, en los términos del art. 40, numeral 2 de la Constitución, como **es el derecho de participación de la comunidad en la adopción de las decisiones que los afecten**” (Negrilla fuera de texto).

Para garantizar este derecho es importante establecer si existe o no presencia de grupos étnicos en áreas de influencia de proyectos de generación, y con el acompañamiento del Ministerio del Interior y los entes de control, iniciar dicho proceso.

7.2.3.1 Aspectos que se deben consultar

Medidas legislativas o administrativas

Convenio No. 169 de la OIT Artículo 6. 1. a) “*Consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente*”.

Convenio No. 169 de la OIT Artículo 7. 1.” *Los pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles*”.

Programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras

Convenio No. 169 de la OIT Artículo 15. 2. “*establecer o mantener procedimientos con miras a consultar a los pueblos interesados, a fin de determinar si los intereses de esos pueblos serían perjudicados, y en qué medida, antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras. Los pueblos interesados deberán participar siempre que sea posible en los beneficios que reporten tales actividades, y percibir una indemnización equitativa por cualquier daño que puedan sufrir como resultado de esas actividades*”.

7.2.3.2 A quién se debe consultar

El Convenio No. 169 de la OIT Artículo 1. 1. se aplica a i) los pueblos tribales: Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales, Palenqueras, Rom o Gitano, y ii) a los pueblos indígenas.

³¹ El Derecho fundamental a la Consulta Previa se encuentra en el Convenio No. 169 de la OIT “Convenio sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes, 1989” aprobado por Colombia a través de la Ley 21 de 1991.

En cuanto a las consultas previas de políticas, planes, programas o proyectos de orden nacional, a cargo de entidades del orden nacional o descentralizadas, el DNP expidió el documento denominado “Apuntes sobre la consulta previa con Grupo Étnicos” (2011), que tiene como propósito aportar información básica acerca de los elementos que se deben tener en cuenta con relación al derecho fundamental de Consulta Previa, que debe surtir el Estado con los grupos étnicos. Asimismo, la Directiva Presidencial 01 de 2010 contiene las líneas de acción que deben ser consideradas con relación a la consulta previa de políticas, planes, programas o proyectos de orden nacional.

En este sentido, se debe no sólo prever con la debida anticipación la implementación de los mecanismos de divulgación y participación para las minorías étnicas, sino también los de participación ciudadana previstos en el marco de las licencias, permisos y trámites de carácter ambiental.

Para este fin resulta fundamental la divulgación y socialización de los proyectos, obras o actividades de infraestructura requeridos para la expansión eléctrica desde las fases más tempranas de su estructuración, con el fin de asegurar la prevención de conflictos sociales y abordar, de manera más integral, su ejecución y operación. Para esto, es necesario considerar en el cronograma y presupuesto de los proyectos, el tiempo y los recursos económicos necesarios para adelantar las acciones requeridas en materia de participación ciudadana.

Facilitar el consenso en torno a la protección y la gestión integral del recurso hídrico, con énfasis en planificación de cuencas y la gestión del riesgo, permitirá que los proyectos de expansión de generación eléctrica consideren las potenciales externalidades ambientales y sociales, e incorporen en sus programas de ejecución las acciones requeridas para su gestión.

Con respecto a las transferencias del sector eléctrico, se trata de recursos propios de las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR y las de Desarrollo Sostenible, así como de los municipios receptores; también es claro que el sector de generación de energía eléctrica debe promover la vigilancia de su correcta inversión en términos de la ley, a cargo de las entidades competentes tales como la Contraloría General de la República, así como propiciar la rendición de cuentas por parte de las entidades receptoras de las transferencias.

7.3 INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL: LICENCIA AMBIENTAL; PERMISOS, AUTORIZACIONES Y CONCESIONES AMBIENTALES

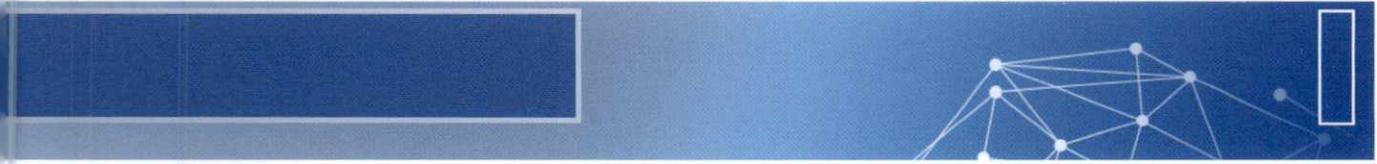
Con la expedición de ley 99 de 1993 entró en vigencia la exigencia de licencia ambiental para aquellas actividades que puedan producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o sobre el medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje.

Actualmente, el decreto 2820 de 2010 reglamenta el título VIII de la Ley 99 de 1993 y establece cuáles actividades están sujetas a obtener licencia ambiental, y cuáles autoridades son competentes para su evaluación y expedición.

El Código de los Recursos Naturales Renovables constituye el marco normativo para el uso o aprovechamiento de estos recursos, lo que implica obtener permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, reglamentados por medio de decretos y resoluciones.

La institucionalidad de orden nacional para conocer de los proyectos de orden nacional de determinada magnitud (de acuerdo con límites establecidos en el decreto 2820 de 2010) es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, a partir de la expedición del decreto 3573 de 2011. Por otra parte, les corresponde a las CAR administrar el uso o aprovechamiento de los recursos naturales renovables en sus respectivas jurisdicciones.

Por su parte, el decreto 3570 de 2011 le asigna al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible funciones relacionadas con emitir criterios de evaluación para los estudios de impacto ambiental, así como fijar términos de referencia para dichos estudios.



En contraste con los instrumentos de comando y control como la licencia ambiental, los permisos, autorizaciones o concesiones, existen instrumentos voluntarios, facilitadores de la gestión, como son los manuales, guías, protocolos de mejores prácticas y los códigos voluntarios, entre otros.

En la medida en que se incorporen, desde las fases más tempranas de concepción y pre-factibilidad de los proyectos de generación eléctrica, criterios de sostenibilidad ambiental y social, a la par con criterios económicos, tecnológicos y financieros, se prevendrán conflictos sociales y se internalizarán los costos sobre el medio ambiente, los recursos naturales renovables o las comunidades.

Los promotores de proyectos deben velar por incluir en sus cronogramas de ejecución de proyectos los tiempos y plazos previstos en las leyes (y en la práctica también) para las respectivas consultas previas (en los casos que proceda) – Decreto 1320 de 1998, que reglamenta la Consulta Previa con comunidades negras e indígenas para efectos de la explotación de recursos naturales dentro de sus territorios; audiencias públicas y demás mecanismos de participación ciudadana en el marco de la licencia ambiental (título X de la ley 99 de 1993).

7.4 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HÍDRICO

7.4.1 Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH y Plan de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA

Dado que el recurso hídrico para diferentes usos y aprovechamientos es considerado un servicio prestado por los ecosistemas, resulta fundamental articular el PERG con las políticas públicas que promueven la conservación y uso sostenible del agua.

La Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico – PNGIRH, adoptada en 2010, tiene como objetivo general **“...garantizar la sostenibilidad del recurso hídrico, mediante una gestión y un uso eficiente y eficaz, articulados al ordenamiento y uso del territorio y a la conservación de los ecosistemas que regulan la oferta hídrica, considerando el agua como factor de desarrollo económico y de bienestar social, e implementando procesos de participación equitativa e incluyente.”** Esta meta se desarrolla a través de seis objetivos específicos que buscan:

- Conservar los sistemas naturales y los procesos hidrológicos de los que depende la oferta de agua del país.
- Caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en el país, que incluye estrategias de incorporación de la gestión integral del recurso hídrico en los principales sectores productivos, usuarios del agua y de uso eficiente y sostenible del agua.
- Mejorar la calidad y minimizar la contaminación del recurso hídrico, a través del ordenamiento y reglamentación de usos del recurso y de monitoreo, seguimiento y evaluación de la calidad del agua.
- Desarrollar la gestión integral de los riesgos asociados a la oferta y disponibilidad el agua, a través de estrategias de generación y divulgación de información y conocimiento sobre riesgos que afecten la oferta y disponibilidad hídrica y de incorporación de la gestión de estos riesgos en los instrumentos de planificación.
- Fortalecer la institucionalidad para la Gestión Integral del Recurso Hídrico - GIRH, a través de la revisión normativa y articulación con otras políticas.
- Consolidar y fortalecer la gobernabilidad para la gestión integral del recurso hídrico, a través de la participación y la promoción de una cultura del agua.

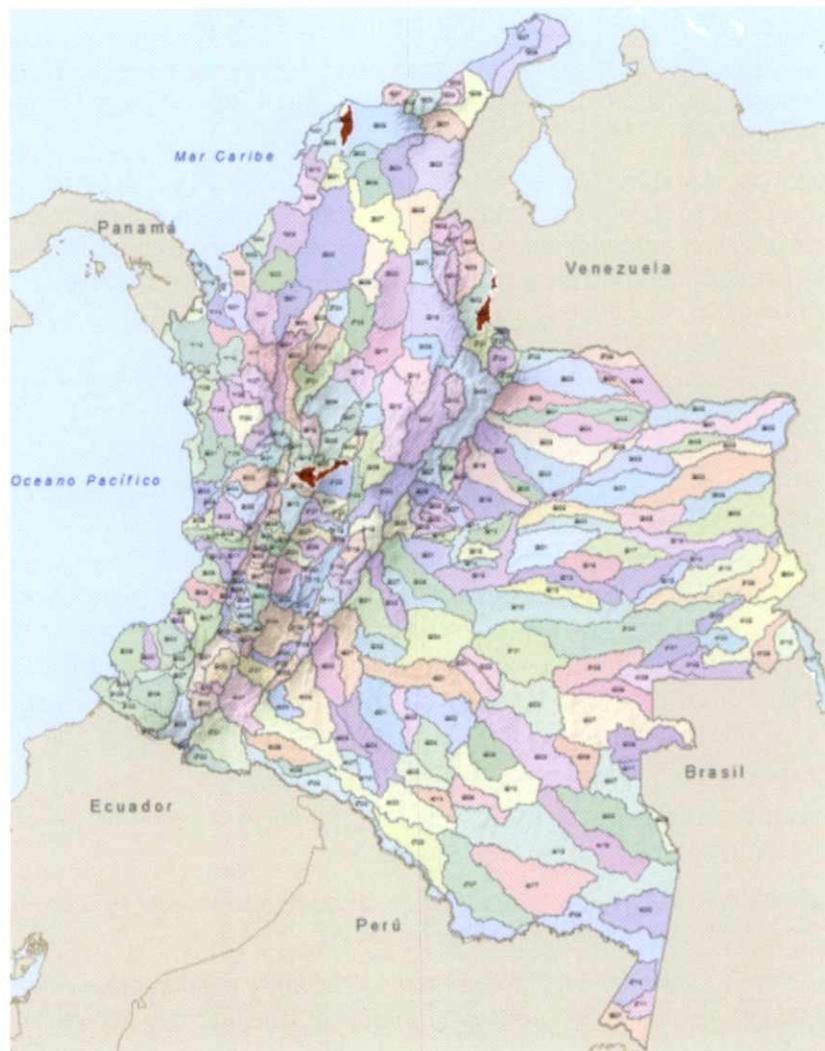
Por otro lado, el Decreto 1640 de 2012, **“Por medio del cual se reglamentan los instrumentos para la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos, y se dictan otras disposiciones”** define en el artículo 18 el Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica – POMCA como el

“Instrumento a través del cual se realiza la planeación del uso coordinado del suelo, de las aguas, de la flora y la fauna y el manejo de la cuenca entendido como la ejecución de obras y tratamientos, en la perspectiva de mantener el equilibrio entre el aprovechamiento social y económico de tales recursos y la conservación de la estructura físico-biótica de la cuenca y particularmente del recurso hídrico”.

Asimismo, el mismo decreto 1640 de 2012 define el POMCA como norma de superior jerarquía para los planes de ordenamiento territorial: *“Artículo 23. Del Plan de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas como determinante ambiental. El Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica se constituye en norma de superior jerarquía y determinante ambiental para la elaboración y adopción de los planes de ordenamiento territorial, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley 388 de 1997. Una vez aprobado el Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica en la que se localice uno o varios municipios, estos deberán tener en cuenta en sus propios ámbitos de competencia lo definido por el Plan, como norma de superior jerarquía, al momento de formular, revisar y/o adoptar el respectivo del Plan de Ordenamiento Territorial.”*

Los POMCA serán formulados por las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible en las 411 sub-zonas hidrográficas o su nivel subsiguiente (ver Gráfica 7-1).

Gráfica 7-1: Sub zonas hidrográficas





De esta manera, los POMCA se constituyen en las unidades de gestión ambiental territorial y por ende la participación del subsector de energía eléctrica en su formulación a través de las instancias de concertación y participación previstas en el decreto 1640 de 2012 es prioritaria.

Es igualmente importante asegurar la coherencia con otras políticas relevantes para asegurar el bienestar de los ecosistemas y de los servicios ambientales, como es la política para la gestión integral de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, PNGIBSE³², la cual se constituye en política “sombrija” de las demás políticas de protección ambiental y por ende se debe buscar avanzar en las metas indicativas propuestas en dicha política, relacionadas con el PERG.

7.4.2 Caudal ambiental

Con el fin de prevenir y minimizar los efectos de las fases de construcción y operación de Proyectos que requieran captar agua de fuentes superficiales y que impliquen el trasvase de aguas, la generación de energía a filo de agua y/o con embalse, cualquiera sea su propósito, el Ministerio de Ambiente adelantó un estudio con la Universidad Nacional con el fin de formular una metodología para estimar el caudal ambiental que debe garantizar cada proyecto y así unificar criterios y eliminar la discrecionalidad.

Como resultado de este estudio, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, ha propuesto implementar la metodología unificada para la estimación y evaluación de los caudales ambientales, aplicable a proyectos que requieran captar agua de fuentes superficiales y que impliquen el trasvase de aguas, la generación de energía a filo de agua y/o con embalse, cualquiera sea su propósito.

Dadas las implicaciones que tiene la aplicación de esta metodología y la respectiva reglamentación por el MADS para el subsector de generación eléctrica, se conformó una mesa de trabajo conjunta entre el MME, la UPME, la ANLA, el MADS y Acolgen, con el fin de aportar información y conocimiento específico de estudios de caso que permitan identificar y hacer los ajustes requeridos a los criterios e indicadores de la metodología que hoy por hoy sugieren situaciones que no serían representativas de lo que en la práctica y bajo condiciones naturales ocurriría sin proyecto.

Así mismo, en esta mesa se han evaluado las implicaciones que tendría implementar la metodología en proyectos existentes con los mismos criterios de proyectos nuevos y las consideraciones que deberían tenerse en cuenta para no afectar la viabilidad de proyectos existentes y por ende de la energía disponible.

El espíritu general de la metodología propuesta es incluir en la evaluación ambiental del Estudio de Impacto Ambiental, EIA, los factores hidrológicos, hidráulicos, biológicos y ecológicos. La ANLA ha analizado diferentes enfoques para la aplicabilidad de cada uno de los criterios de evaluación con el fin de consolidar un criterio unificado que permita estimar el caudal ambiental que debe asegurar cada proyecto.

Entre los indicadores que son objeto de análisis conjunto en la mesa de trabajo se tiene indicadores hidrológicos para el establecimiento del caudal semilla (valores Q95, 7Q10 y el 50% del Caudal Medio Mensual, $0,5 \cdot QMM$), así como criterios hidrológicos relacionados con la alteración de la curva de duración de caudales y alteración de caudales mínimos para diferentes periodos de retorno para determinar

.....
³² El objetivo de la PNGIBSE es promover la Gestión Integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos (GIBSE), de manera que se mantenga y mejore la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos, a escalas nacional, regional, local y transfronteriza, considerando escenarios de cambio y a través de la acción conjunta, coordinada y concertada del Estado, el sector productivo y la sociedad civil. Esto significa que esta PNGIBSE será la que enmarque y oriente conceptual y estratégicamente todos los demás instrumentos ambientales de gestión (políticas, normas, planes, programas y proyectos), existentes o que se desarrollen, para la conservación de la biodiversidad en sus diferentes niveles de organización, además de ser base de articulación intersectorial y parte fundamental en el desarrollo del país.

condiciones húmedas, medias y secas; indicadores de Integridad del Hábitat; indicador de Calidad del Agua, entre otros.

En cualquier caso, la metodología que se construya deberá ser representativa de lo que ocurre en la naturaleza sin proyecto, de modo que la estimación del caudal ambiental para las condiciones específicas de cada proyecto permita mitigar los efectos sobre las funciones físicas, bióticas y socioeconómicas de la corriente de agua, a la vez que permite el aprovechamiento del caudal para actividades de desarrollo entre las que se encuentra la generación hidroeléctrica.

En cuanto a la fase del trámite ambiental en la que se aplicaría la metodología y se estimaría el caudal ambiental, debe ser objeto de revisión, contemplando su aplicación en la fase de DAA, ya que como está previsto en el proyecto de resolución en revisión, si no se obtuviera el caudal ambiental para el EIA, implicaría tener que regresar a la fase de DAA y multiplicar el ejercicio para cada una de las alternativas.

Si bien el análisis de caudal ambiental se está solicitando en las etapas de DAA y EIA, se debería tener un concepto claro de este caudal por parte de la autoridad ambiental en la evaluación del DAA, de tal forma que se minimice la incertidumbre del caudal a utilizar en la etapa de factibilidad de los proyectos.

De acuerdo con la actual propuesta, una vez construido el proyecto, se realizaría una evaluación periódica para determinar si los indicadores posteriores a la construcción se mantienen en un rango admisible de variación respecto a los indicadores sin proyecto. De no ser así, se tendría que ajustar los valores de caudal ambiental.

Al respecto, para el caso de proyectos hidroeléctricos, se generaría un riesgo adicional a la viabilidad del proyecto ya que no se podría garantizar condiciones técnicas de operación durante un periodo largo de tiempo que aseguren la estabilidad financiera y jurídica, aumentando la incertidumbre para los promotores de proyectos y el riesgo para el Estado de no asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica.

7.5 EMISIONES ATMOSFÉRICAS PROVENIENTES DE LA COMBUSTIÓN

En el caso del parque generador térmico, es indispensable tener claridad sobre las implicaciones ambientales relacionadas con las emisiones atmosféricas provenientes de la operación de las centrales de generación, las cuales impactan la calidad del aire.

7.5.1 Política de prevención y control de la contaminación atmosférica

La política tiene objetivos de protección de la calidad del aire a través de estrategias, indicadores y metas. La normatividad vigente establece estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas y para procesos de cogeneración, que buscan asegurar unas condiciones de calidad del aire adecuadas para la población y los ecosistemas.

La expansión de la generación eléctrica deberá darse empleando las mejores tecnologías disponibles de manera que se cumpla con los estándares establecidos en la norma para nuevas centrales térmicas y procesos de cogeneración.

En este sentido, el Estatuto Tributario contempla incentivos relacionados con exclusión de IVA para equipos y elementos de prevención y control de la contaminación o monitoreo, que generen beneficios ambientales medibles y verificables, necesarios para dar cumplimiento a normas ambientales vigentes. Igualmente, existe el beneficio de la deducción hasta del 20% de la renta líquida, por inversiones que hagan las personas jurídicas en sistemas de control ambiental o de monitoreo, siempre y cuando no sean adquiridos por mandato de una autoridad ambiental.

7.5.2 Cambio climático: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) – Vulnerabilidad y adaptación – Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.

Según la segunda comunicación nacional de cambio climático³³, en el inventario estimado para 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 módulo de energía fue responsable del 36% de las emisiones de GEI, de los cuales la categoría consumo de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica fue responsable por el 8.5% del total.

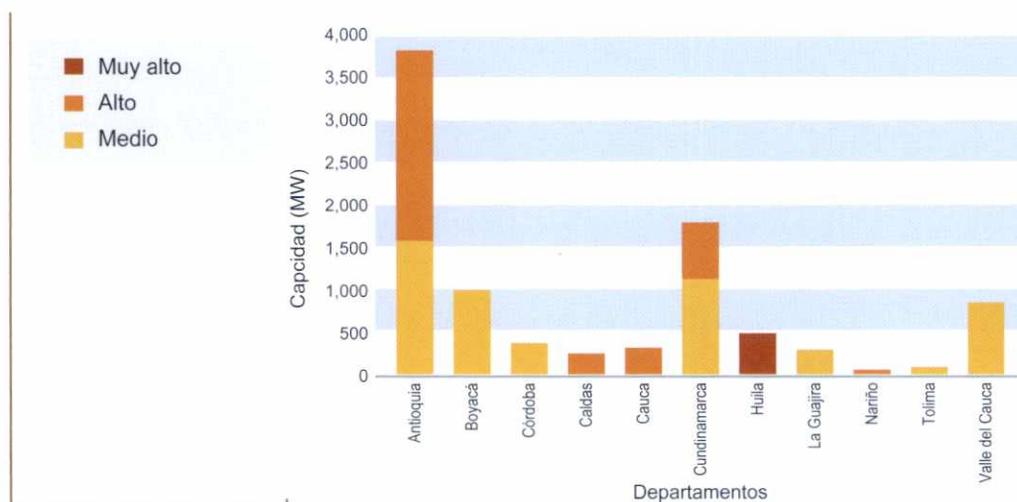
Sin embargo, si bien existe incertidumbre acerca de los efectos imputables al cambio climático en nuestro país, es claro que las alteraciones en el régimen hidrológico afectan la disponibilidad de agua para diferentes usos, incluyendo la generación eléctrica.

De igual manera, la alteración hidroclimatológica puede provocar incrementos en los niveles de los ríos, lo que conlleva a inundaciones que pueden afectar cultivos y demás actividades que se desarrollan en las cuencas; en este sentido, en algunos casos, la regulación de los embalses contribuye a mitigar estos efectos.

En cuanto a la vulnerabilidad de las regiones en las que se ubica la infraestructura para generación hidroeléctrica (Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático, op.cit.), se presentarían los siguientes impactos potenciales en la capacidad de generación hidroeléctrica en el periodo 2011 - 2040:

- Impacto alto (37%) y muy alto impacto (6%) que podría llegar a afectar a cerca del 43% de la capacidad total instalada de generación hidroeléctrica (efectiva neta para el periodo 2011 a 2040), principalmente en los departamentos de Antioquia, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Huila y Nariño (ver Gráfica 7-2).

Gráfica 7-2: Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica (Periodo 2011 - 2040)



Fuente: IDEAM³⁴

- Los impactos potenciales negativos sobre la infraestructura eléctrica futura y actual, provocados por la mayor reducción de la precipitación (-30 a -10%), afectarían a un 20% del territorio colom-

33 Segunda Comunicación Nacional Ante La Convención Marco de Las Naciones Unidas Sobre Cambio Climático IDEAM Bogotá, D.C., Junio de 2010.

34 Ibidem 2

biano en el periodo 2011 – 2040, en los departamentos de Antioquia (9%), Tolima (5%), Huila y Nariño (4%), Santander y Cundinamarca (3%).

- En cuanto a los proyectos futuros, al acumular los impactos alto y muy alto en la capacidad de generación de estos proyectos, se encuentra una cifra similar (43%) a la encontrada en el impacto agregado sobre los proyectos de la actual capacidad instalada para el periodo 2011 a 2040.

En este sentido, el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 plantea, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad, preparar al país para la adaptación a este cambio y aprovechar las oportunidades que se deriven en el marco internacional, las siguientes metas y estrategias relacionadas con el cambio climático:

- Implementar la Política Nacional de Cambio Climático.
- Conformar el Sistema Nacional de Cambio Climático que fortalezca la gestión de la información de cambio climático y la gestión financiera para atender y ejecutar proyectos y programas de mitigación y adaptación.
- Identificar y priorizar medidas de adaptación al cambio climático a partir de un análisis de vulnerabilidad en el marco de un Plan Nacional de Adaptación, soportado en una estrategia financiera que contemple recursos nacionales y recursos internacionales de cooperación.
- Fortalecer la generación de información para los análisis de vulnerabilidades sectoriales y territoriales.
- Diseñar de la mano de los sectores y las regiones una estrategia de desarrollo bajo en carbono, que incluya la reducción de emisiones de GEI por deforestación evitada, para que el país acceda a recursos financieros favorables de bajo costo, transferencia de tecnología apropiada y participe en mecanismos de mercado de carbono y fondos de mitigación.
- Identificar y valorar barreras comerciales asociadas a actividades productivas, productos y servicios con una huella de carbono alta y oportunidades de negocio generadas por ventajas competitivas de carbono-intensidad.

De acuerdo con la Ley 1450 de 2011, artículo 217, *“Las entidades públicas del orden nacional deberán incorporar en sus Planes Sectoriales una estrategia de adaptación al Cambio Climático conforme a la metodología definida por el DNP, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el IDEAM y revisado por los mismos previo a la autorización final por parte del CONPES. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, deberá apoyar a las entidades de orden territorial que así lo requieran, a desarrollar sus planes territoriales de adaptación.”*

De esta manera, es necesario adelantar evaluaciones periódicas y seguimiento a los indicadores más representativos relacionados con vulnerabilidad y adaptación del sector energético colombiano al cambio climático. Esta labor inició ya en cabeza de la UPME, con apoyo del DNP, MADS, IDEAM, UNGRD a través de un estudio que finaliza en diciembre de 2013, para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático.

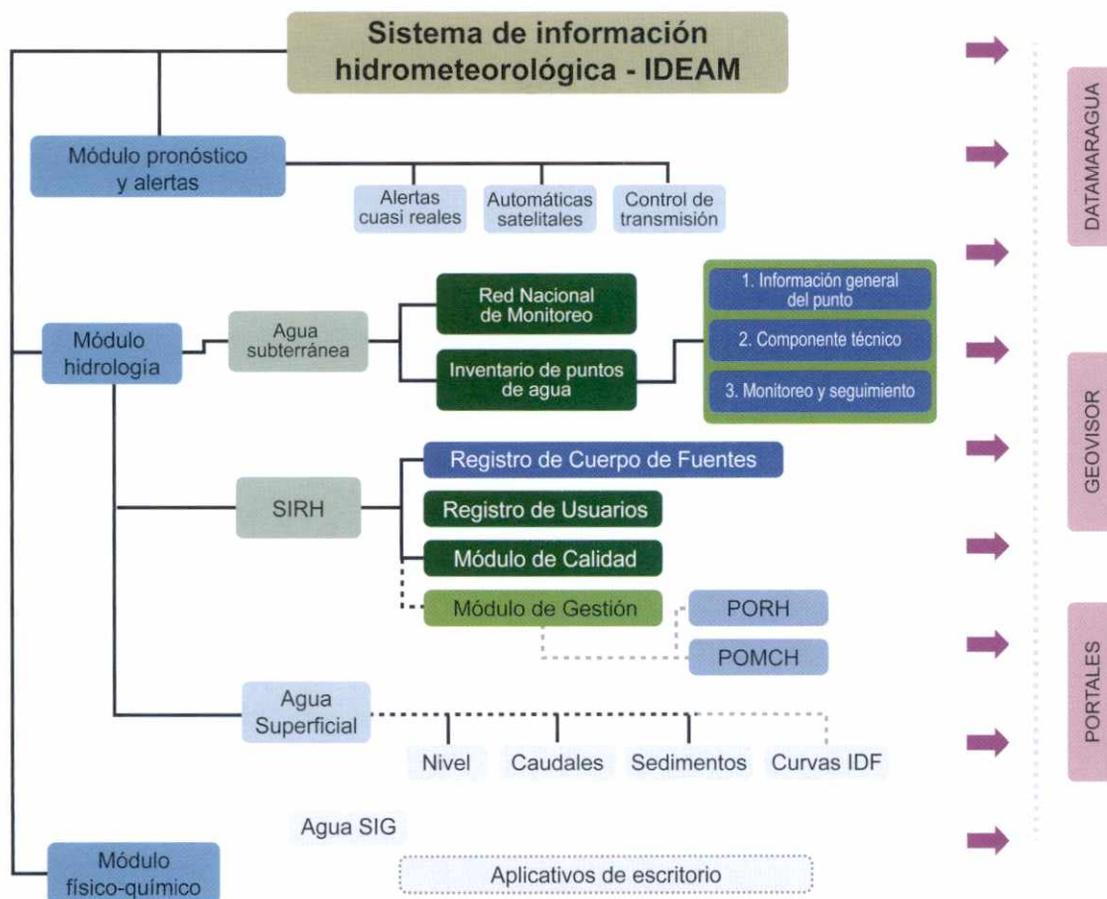
El estudio busca específicamente consolidar la información necesaria para evaluar y analizar i) la frecuencia, intensidad e impactos de eventos meteorológicos y climáticos en la generación y transmisión eléctrica del sector, ii) la exposición y vulnerabilidad asociada a la variabilidad del clima y al cambio climático de los sistemas de oferta energética e iii) identificar medidas priorizadas de adaptación del sector energético ante la exposición y/o vulnerabilidad al cambio climático. El estudio parte de los conceptos y lineamientos plasmados en el documento **“ABC: Adaptación Bases Conceptuales del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático”**, publicado por el DNP con el apoyo de MADS, IDEAM y UNGRD.

7.6 ARTICULACIÓN ENTRE SISTEMAS DE INFORMACIÓN PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO - GIRH, Y PARA ALERTAS TEMPRANAS POR POSIBLES AFECTACIONES A LA BIODIVERSIDAD Y SUS SERVICIOS ECOSISTÉMICOS

Para asegurar en el mediano y largo plazo la gestión integral del recurso hídrico, como lo plantea la política de GIRH y los decretos reglamentarios, resulta fundamental articular los sistemas de información de generación hidroeléctrica con los existentes en materia de información ambiental a nivel nacional en el IDEAM (hidrometeorológica, climatológica, de alertas tempranas) así como los de administración y ordenamiento del recurso hídrico a nivel regional en las CAR.

El MADS viene adelantando acciones de articulación de la red hidrometeorológica de información en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales, tomando como base la Red Hidrometeorológica de orden nacional, operada actualmente por el IDEAM (ver Gráfica 7-3).

Gráfica 7-3: Sistema de información hidrometeorológica del IDEAM



Dicho Sistema incluye, en el módulo de hidrología, el sub-módulo de Información del Recurso Hídrico -SIRH que a su vez cuenta con el módulo de registro de usuarios del recurso hídrico -RURH, el módulo de registro de fuentes, el módulo de calidad y el módulo de gestión (componentes de Ordenamiento del Recurso Hídrico y el de Ordenación de Cuencas Hidrográficas - POMCH)

Está prevista igualmente la formulación del documento CONPES “Estrategia institucional y financiera de desarrollo de las redes hidrológicas, meteorológicas y oceanográficas”, liderado por el DNP, el MADS y el IDEAM, en cuya formulación debe participar activamente el subsector hidroenergético.

Por otra parte, se debe continuar avanzando en la formulación y desarrollo de herramientas de alerta temprana que cuentan con información fundamental para el subsector de generación como el “Sistema de Información de Alertas Tempranas (TREMARCTOS) y caracterización territorial.”

Como parte del proceso de consolidación de TREMARCTOS, el MADS, Conservación Internacional y varias otras entidades públicas y ONG promueven esta herramienta tecnológica como instrumento de apoyo previo en el proceso de toma de decisiones sobre la posible afectación a la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, que puede traer un proyecto o actividad, así como sobre la vulnerabilidad del territorio específico de análisis.

7.7 REGLAMENTACIONES FUTURAS EN DIFERENTES TEMAS AMBIENTALES

Entre las futuras reglamentaciones del agua y de otras políticas de protección del recurso hídrico se prevé ajustes o normas relacionadas con el sistema y la tarifa de las tasas por utilización del agua; reglamentación de usos y criterios de calidad del recurso hídrico; vertimientos a suelos; política de gestión ambiental integral del recurso suelo; reglamentación, por parte de las Autoridades Ambientales Competentes, de los Artículos 202 y 206 de la Ley 1450 de 2011 relacionados con la delimitación de humedales y acotamiento de la ronda hídrica de los cuerpos de agua; construcción y desarrollo de la Estrategia Nacional de Gobernanza del Agua; reglamentación de la gestión ambiental de sitios contaminados; reglamentación de niveles permisibles de contaminantes en el suelo; esquemas de compensación por afectación de la biodiversidad y servicios ecosistémicos, incluyendo por afectación y pérdida de biodiversidad en ecosistemas de agua dulce, entre otros aspectos.

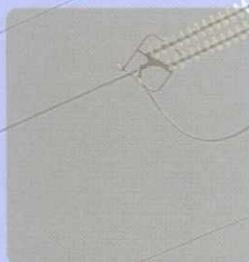
Los agentes del subsector de generación de energía eléctrica deben participar activamente en los espacios dispuestos para la revisión y los aportes de información en el proceso de expedición de las normas o de adopción de las políticas.



PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA

Generación - Transmisión 2013-2027

Anexos



8 ANEXO I: SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE COLOMBIA

Este anexo describe el sistema eléctrico colombiano considerado en la elaboración del plan indicativo de expansión de generación. En particular se presentan las centrales de generación existentes, las centrales futuras junto con su cronograma de entrada estimada en operación y las proyecciones de demanda.

8.1 PARQUE DE GENERACIÓN DE COLOMBIA

En diciembre de 2012 el sistema eléctrico colombiano contaba con una capacidad instalada de 14,478.1 MW, distribuida en centrales de generación hidráulica, térmica (gas y carbón), menores y cogeneradores.

Las centrales con mayor participación en parque de generación colombiano son las hidroeléctricas las cuales alcanzaron 9,185 MW (63.44%), seguido por las centrales térmicas operadas con gas que suman 3,861 MW (26.67%) y las centrales térmicas a carbón que acumulan 701 MW (4.84%). A pesar de que estas tecnologías representan cerca del 95% de la capacidad total instalada, es indispensable considerar el aporte de las centrales menores y las plantas de cogeneración.

1.1.1 Centrales hidráulicas

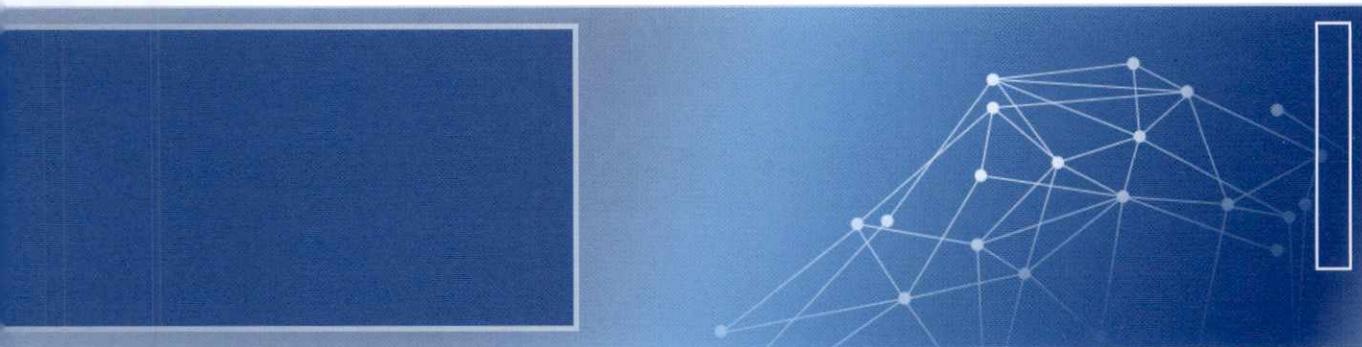
En la Tabla 8-1, se presenta el listado de hidroeléctricas que hacen parte del sistema interconectado nacional. Dentro de las plantas existentes se encuentran las centrales San Carlos, Guavio y Chivor las cuales cuentan con más de 1,000 MW de capacidad instalada lo que representa más del 35 % de la capacidad hidráulica instalada.

Así mismo, es importante mencionar la participación en la generación de centrales como Paraíso y La Guaca, Gutapé, Betania, Porce II, La Tasajera, Porce III, Alto y Bajo Anchicaya, Miel, Urra, entre otras, durante los últimos años.

Tabla 8-1: Inventario de proyectos de generación hidráulica existentes

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
San Carlos	Hidráulica	1,240.0
Guavio	Hidráulica	1,200.0
Chivor	Hidráulica	1,000.0
Porce III	Hidráulica	660.0
Guatapé	Hidráulica	560.0
Betania	Hidráulica	540.0
Porce II	Hidráulica	405.0
Miel	Hidráulica	396.0
Alto Anchicaya	Hidráulica	355.0

Continúa



Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Urrea	Hidráulica	338.0
La guaca	Hidráulica	324.0
La tasajera	Hidráulica	306.0
Salvajina	Hidráulica	285.0
Paraíso	Hidráulica	276.0
Guadalupe 3	Hidráulica	270.0
Guadalupe 4	Hidráulica	200.0
Playas	Hidráulica	201.0
Jaguas	Hidráulica	170.0
Sanfrancisco	Hidráulica	135.0
Calima	Hidráulica	132.0
Bajo Anchicaya	Hidráulica	74.0
Prado	Hidráulica	46.0
Troneras	Hidráulica	42.0
Esmeralda	Hidráulica	30.0
Total Hidráulico		9,185.0

Unidades de generación térmica

Las centrales de generación térmicas juegan un papel importante en el sistema interconectado nacional, brindando confiabilidad y respaldo para satisfacer la demanda eléctrica. El parque de generación térmica está conformado por centrales operadas con gas natural, que suman 3,861 MW, y por un grupo de centrales a carbón que aportan 701 MW a la capacidad instalada nacional. En la Tabla 8-2 se presenta el listado de unidades que conforman el parque térmico de generación.

Tabla 8-2: Inventario de unidades de generación térmica existentes

Central	Tipo de combustible	Capacidad (MW)
Termocartagena 1	Gas Natural	61.0
Termocartagena 2	Gas Natural	60.0
Termocartagena 3	Gas Natural	66.0
Paipa 1	Carbón	31.0
Paipa 2	Carbón	70.0

Continúa

Central	Tipo de combustible	Capacidad (MW)
Paipa 3	Carbón	70.0
Paipa 4	Carbón	150.0
Merilectrica	Gas Natural	167.0
Proelectrica 1	Gas Natural	45.0
Proelectrica 2	Gas Natural	45.0
Termo barranquilla 3	Gas Natural	64.0
Termo barranquilla 4	Gas Natural	63.0
Tebesa	Gas Natural	791.0
Termo candelaria 1	Gas Natural	157.0
Termo candelaria 2	Gas Natural	157.0
Termo dorada	Gas Natural	51.0
Termo emcali	Gas Natural	229.0
Termo flores 1	Gas Natural	160.0
Termo flores 4	Gas Natural	450.0
Guajira 1	Gas Natural	151.0
Guajira 2	Gas Natural	151.0
Termocentro	Gas Natural	278.0
Tasajero 1	Carbón	155.0
Terrosierra	Gas Natural	460.0
Termovalle 1	Gas Natural	205.0
Termoyopal 1	Gas Natural	20.0
Termoyopal 2	Gas Natural	30.0
Termozipa 2	Carbón	34.0
Termozipa 3	Carbón	63.0
Termozipa 4	Carbón	64.0
Termozipa 5	Carbón	64.0
Total térmico		4,562.0

Centrales Menores de 20 MW

El Sistema Interconectado Nacional cuenta con una diversidad de proyectos de generación con capacidad instalada inferior a 20 MW, los cuales representan 4.65% del total instalado. En esta clasificación las Pequeñas Centrales Hidráulicas realizan el mayor aporte de la capacidad instalada, sin embargo, se cuenta con la participación de centrales térmicas y del parque eólico Jeparachi.

En la Tabla 8-3 se presenta el listado de las plantas menores de generación que hacen parte del parque de generación eléctrico colombiano.

Tabla 8-3: Inventario de centrales menores de generación existentes

Central	Capacidad (MW)
Menor Calderas	20
Menor El morro 1	20
Menor Florida	20
Menor La herradura	20.0
Menor Rio Mayo	20.0
Menor Rio piedras	20.0
Menor Alto tuluá	19.9
Generador planta menor Amaime	19.9
Menor Barroso	19.9
Menor Cimarrón	19.9
Menor El morro 2	19.9
Menor Hidromontañas	19.9
Menor San Antonio	19.4
Menor Charquito	19.0
Menor Insula	19.0
Menor La junca	19.0
Menor Niquia	19.0
Riogrande	19.0
Menor Sonson	19.0
Menor La tinta	19.0
Menor Tequendama	19.0
Menor Ayura	18.0
Parque eólico Jepirachi	18.0
Menor El limonar	18.0
Menor Palmas San Gil	15.0
Menor La vuelta	12.0
Menor Rio Frío II	10.0
Menor Raruquia	9.5
Menor Guanaquitas	9.5
Menor Rionegro	9.0
Menor Santa Ana	8.0

Continúa

Central	Capacidad (MW)
Menor Agua fresca	7.3
Menor Nima	7.0
Menor Sueva 2	6.0
Menor Iquira 2	5.4
Menor cementos del Nare	5.0
Menor nuevo libare	5.0
Menor piedras blancas	5.0
Menor Pajarito	5.0
Menor Prado 4	5.0
Otras plantas menores (capacidad instalada inferior a 5 MW)	84.8
Total menores	673.3

Cogeneradores

Actualmente, Colombia cuenta con diferentes empresas que cuentan con procesos para autoabastecer sus requerimientos de energía eléctrica y térmica. En algunos casos, estas empresas tienen sistemas de cogeneración que les permite atender sus necesidades así como entregarle al sistema interconectado una porción de su electricidad generada. Generalmente, se encuentran plantas de cogeneración en empresas que procesan biomasa como es el caso de los ingenios azucareros, y planta de producción de papel. Sin embargo, en algunos casos las empresas cuentan con plantas de cogeneración operadas con combustibles fósiles.

Según la información recolectada, en Colombia existen 57.8 MW instalados en plantas de cogeneración, que están en condición de entregarle electricidad a la red tal y como se muestra en la Tabla 8-4.

Tabla 8-4: Inventario de cogeneradores existentes

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Ingenio Mayaguez	Cogenerador	19.9
Ingenio Providencia	Cogenerador	19.9
Ingenio Risaralda	Cogenerador	6.0
Proenca	Cogenerador	4.0
Incauca	Cogenerador	3.5
Ingenio San Carlos S.A.	Cogenerador	2.0
Ingenio Riopaila	Cogenerador	1.5
Central Castilla	Cogenerador	1.0
Total cogeneradores		57.8

Centrales futuras

En la Tabla 8-5 se presenta el cronograma de entrada de proyectos de generación, para la alternativa base de expansión (Alt 4). En la lista se encuentran proyectos ganadores de las subastas de cargo por confiabilidad, así como el proyecto El Popal y los proyectos propuestos para cumplir los indicadores de confiabilidad del sistema.

Según el cronograma, el sistema interconectado nacional contará con 7,092.6 MW adicionales para el año 2025, distribuidos en 5,414.3 MW hidráulicos y 1,678.3 MW térmicos, lo que representa un incremento en la capacidad instalada del orden del 50%.

Dentro de los proyectos que harán parte del parque de generación colombiano se pueden destacar por su capacidad, los proyectos Sogamoso (800 MW), El Quimbo (420 MW), Porvenir II (351.8 MW) e Ituango (1200 MW primera fase + 1200 MW segunda fase).

Tabla 8-5: Cronograma de proyectos futuros de generación

Nombre	Capacidad [MW]	Tipo	Fecha de entrada en operación
Amoyá	78.0	Hidroeléctrico	abr-13
Cucuana	60.0	Hidroeléctrico	oct-13
Gecelca 3	164.0	Térmico	dic-13
Termocol	202.0	Térmico	dic-13
Sogamoso, unidad 3	266.7	Hidroeléctrico	feb-14
Sogamoso, unidad 3 y 2	533.3	Hidroeléctrico	abr-14
Sogamoso, unidad 3, 2 y 1	800.0	Hidroeléctrico	may-14
El Popal	19.9	Hidroeléctrico	jun-14
El Quimbo 420.0		Hidroeléctrico	dic-14
San Miguel	42.0	Hidroeléctrico	dic-15
Ambeima	45.0	Hidroeléctrico	dic-15
Carlos Lleras	78.1	Hidroeléctrico	dic-15
Tasajero II	160.0	Térmico	dic-15
Gecelca 3.2	250.0	Térmico	dic-15
Termonorte	88.3	Térmico	dic-17
Ituango, unidad 1	300.0	Hidroeléctrico	sep-18
Porvenir II	351.8	Hidroeléctrico	dic-18
Ituango, unidades 1 y 2	600.0	Hidroeléctrico	dic-18
Ituango, unidades 1, 2 y 3	900.0	Hidroeléctrico	mar-19
Ituango, unidades 1, 2, 3 y 4	1200.0	Hidroeléctrico	jun-19
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4 y 5	1500.0	Hidroeléctrico	sep-21
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6	1800.0	Hidroeléctrico	dic-21
Central térmica a Gas I	250.0	Térmico	Ene-22
Central térmica a Carbón	300.0	Térmico	Ene-22
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7	2100.0	Hidroeléctrico	mar-22
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	2400.0	Hidroeléctrico	jun-22
Central hidroeléctrica I	400.0	Hidroeléctrico	Ene-25
Central hidroeléctrica II	700.0	Hidroeléctrico	Ene-25
Central térmica a Gas II	250.0	Térmico	Ene-25

Continúa

Asimismo, en la Tabla 8-6 se presenta el cronograma de expansión para la alternativa 4B, la cual considera la inclusión de 540 MW de generación renovable (300 MW eólicos, 140 MW de cogeneración y 100 MW de geotermia). Bajo esta escenario, la capacidad instalada es superior en 240 MW respecto a la alternativa 4, base de largo plazo.

Tabla 8-6: Cronograma de proyectos futuros de generación. Alternativa 4B

Nombre	Capacidad [MW]	Tipo	Fecha de entrada en operación
Amoyá	78.0	Hidroeléctrico	abr-13
Cucuana	60.0	Hidroeléctrico	oct-13
Gecelca 3	164.0	Térmico	dic-13
Termocol	202.0	Térmico	dic-13
Sogamoso, unidad 3	266.7	Hidroeléctrico	feb-14
Sogamoso, unidad 3 y 2	533.3	Hidroeléctrico	abr-14
Sogamoso, unidad 3, 2 y 1	800.0	Hidroeléctrico	may-14
El Popal	19.9	Hidroeléctrico	jun-14
El Quimbo	420.0	Hidroeléctrico	dic-14
Cogenerador I	30.0	Cogenerador	ene-15
Cogenerador II	30.0	Cogenerador	ene-15
Cogenerador III	30.0	Cogenerador	ene-15
Cogenerador IV	25.0	Cogenerador	ene-15
Cogenerador V	25.0	Cogenerador	ene-15
San Miguel	42.0	Hidroeléctrico	dic-15
Ambeima	45.0	Hidroeléctrico	dic-15
Carlos Lleras	78.1	Hidroeléctrico	dic-15
Tasajero II	160.0	Térmico	dic-15
Gecelca 3.2	250.0	Térmico	dic-15
Termonorte	88.3	Térmico	dic-17
Ituango, unidad 1	300.0	Hidroeléctrico	sep-18
Porvenir II	351.8	Hidroeléctrico	dic-18
Ituango, unidades 1 y 2	600.0	Hidroeléctrico	dic-18
Ituango, unidades 1, 2 y 3	900.0	Hidroeléctrico	mar-19
Ituango, unidades 1, 2, 3 y 4	1200.0	Hidroeléctrico	jun-19
Eólico I	100.0	Eólico	ene-20
Eólico II	100.0	Eólico	ene-21
Geotérmico I	50.0	Geotérmico	ene-21
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4 y 5	1,500.0	Hidroeléctrico	sep-21
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6	1,800.0	Hidroeléctrico	dic-21
Central térmica a Gas I	250.0	Térmico	ene-22
Geotérmico II	50.0	Geotérmico	ene-22
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7	2,100.0	Hidroeléctrico	mar-22
Ituango, unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8	400.0	Hidroeléctrico	jun-22
Eólico III	100.0	Eólico	ene-23
Central hidroeléctrica I	400.0	Hidroeléctrico	ene-25
Central hidroeléctrica II	700.0	Hidroeléctrico	ene-25
Central térmica a Gas II	250.0	Térmico	ene-25

8.2 PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica anual tomada como referencia se describe en la Tabla 8-7. Se con-templa únicamente el periodo 2013-2027, correspondiente al horizonte del Plan de Expansión.

Tabla 8-7: Proyección de demanda. Escenarios Alto, Medio y Bajo

Proyecciones de demanda eléctrica (GWh - año)			
Año	Escenario de demanda Alta	Escenario de demanda media	Escenario de demanda baja
2012	59,563.4	59,400.0	59,216.3
2013	61,896.8	61,112.0	60,327.1
2014	64,137.8	62,910.2	61,682.6
2015	66,336.7	64,665.7	62,994.7
2016	70,518.2	68,091.2	65,663.8
2017	72,815.6	69,841.0	66,865.4
2018	75,533.9	72,137.5	68,740.3
2019	78,913.6	75,169.3	71,424.9
2020	82,634.9	78,425.8	74,216.6
2021	86,462.3	81,789.2	77,116.1
2022	90,229.6	85,091.0	79,952.4
2023	93,898.3	88,295.7	82,693.1
2024	96,856.5	90,836.5	84,816.5
2025	99,899.6	93,443.5	86,988.9
2026	102,104.8	95,398.1	88,691.3
2027	106,032.5	98,864.3	91,696.0

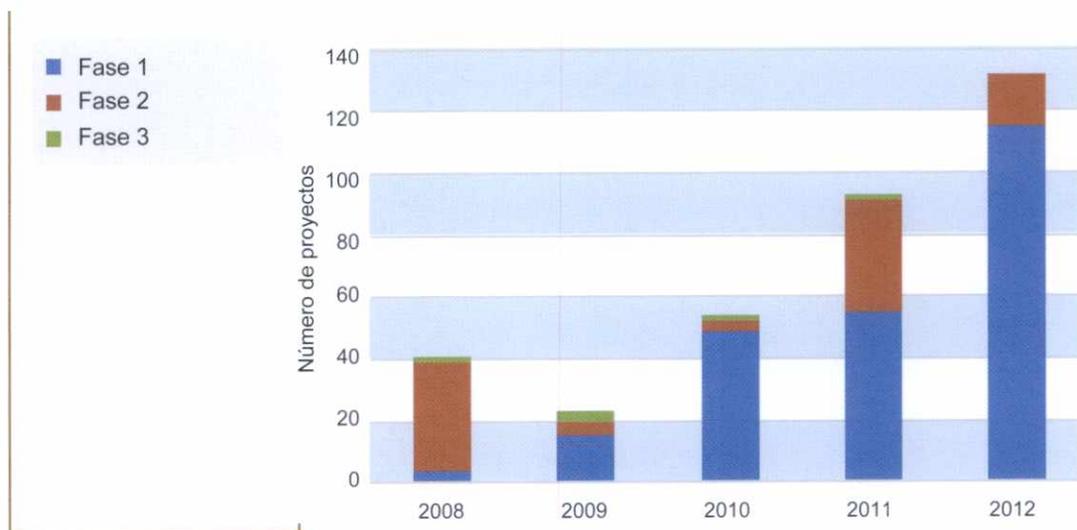
9 ANEXO II: REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

El Registro de Proyectos de Generación es un mecanismo con el que cuenta la UPME para acceder a información confiable de los proyectos, con el fin de poder establecer alternativas de expansión en su proceso de planeamiento y analizar las intenciones de desarrollo de los mismos.

Con la entrada en vigencia de la Resolución UPME No. 0520 del 09 de octubre de 2007, se formalizó el registro de proyectos de generación a operar en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dicha resolución fue luego modificada por la Resolución UPME No. 0638 de diciembre de 2007. A partir de ese momento la Unidad ha recibido diversas solicitudes de registro de proyectos de generación, el cual se ha incrementado a través de los años.

En la Gráfica 9-1, se puede observar la evolución del volumen anual de registro de proyectos de generación, el cual se triplicó en el último año respecto a la cantidad de solicitudes del primer año de vigencia de la resolución. También se puede observar cómo ha sido el comportamiento del volumen de solicitudes en función de la fase³⁵ en la que se solicita el registro; por ejemplo se puede observar que en los años 2008 y 2011 se registraron un gran número de proyectos de generación en Fase 2, lo cual está relacionado con la realización de las subasta de energía firme realizadas por la CREG.

Gráfica 9-1: Solicitudes de registro de proyectos de generación



Fuente: UPME

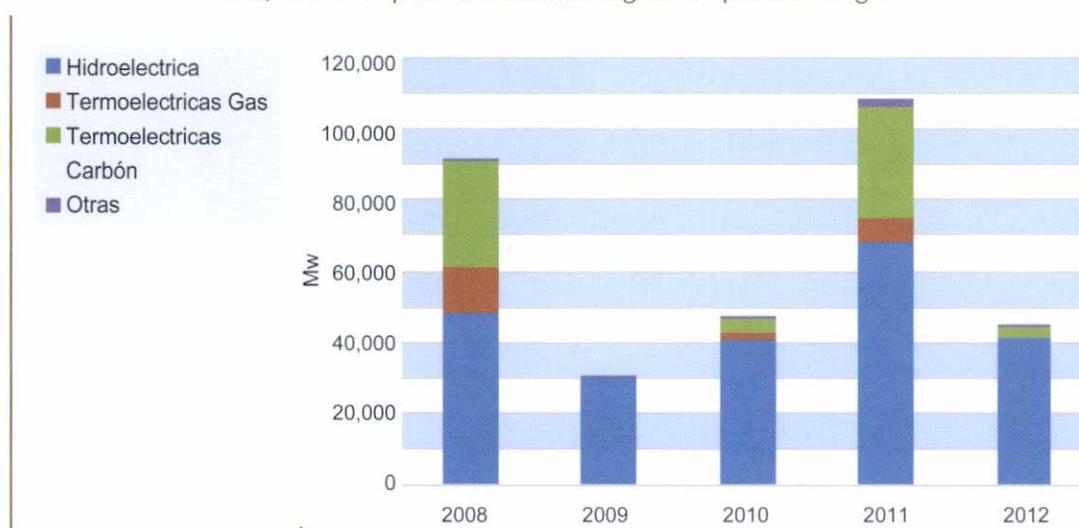
De la misma forma se puede analizar el registro histórico de proyectos de generación en función de la tecnología y la capacidad instalada de los proyectos. En la Gráfica 9-2 se puede observar la intención de los agentes por desarrollar proyectos de generación hidroeléctrica, así mismo, se puede observar que en los años 2008 y 2011 aparece una gran participación en la potencia registrada de proyectos de

³⁵ La fase del registro de proyectos hace referencia al estado de avance del proyecto antes de iniciar su construcción. La Fase 1 corresponde a la etapa de pre factibilidad del proyecto, la Fase 2 se refiere a la etapa de factibilidad y la Fase 3 se alcanza cuando se tienen los diseños definitivos del proyecto. Igualmente la fase también está condicionada por el estado de avance del trámite ambiental.



generación térmicos a carbón y gas. Las solicitudes de registro de proyectos termoeléctricos en estos dos años, se pueden relacionar con las subastas de energía de la CREG ya que el tiempo de ejecución de este tipo de tecnología es menor y los habilitaría para cumplir con los plazos establecidos en las obligaciones de energía firme.

Gráfica 9-2: Capacidad instalada registrada por tecnología



Fuente: UPME

A continuación se presenta un balance del listado de proyectos de generación que cuentan con registro vigente al 15 junio de 2013. A la fecha se encuentran inscritos 133 proyectos, los cuales equivalen a 5,387.19 MW. En la Tabla 9-1 se agrupan los proyectos registrados en tres rangos de capacidades, de los cuales se evidencia una mayor participación (en número de registros) de proyectos con capacidades inferiores a 20 MW (más de 70%), lo que destaca el interés de los promotores por desarrollar plantas menores.

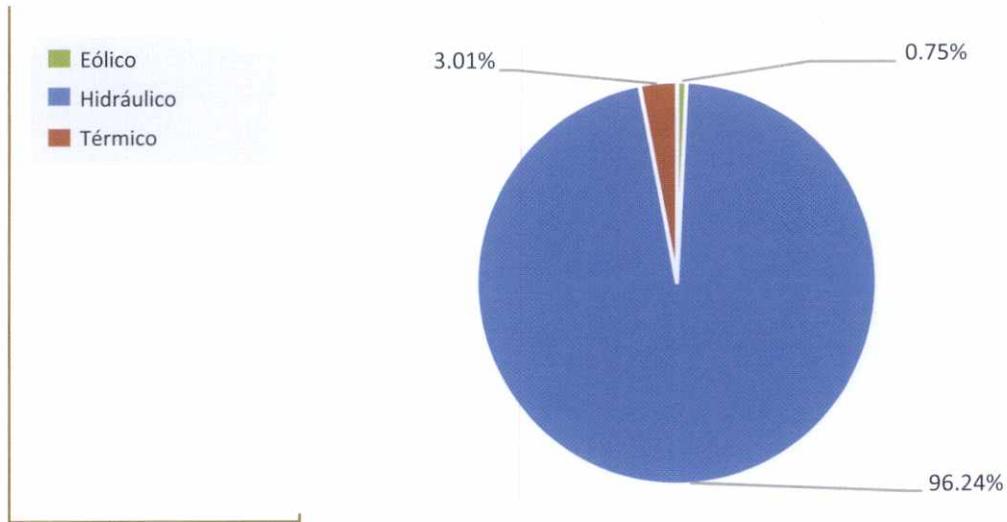
Tabla 9-1: Distribución de registro por rango de potencia

Proyectos registrados (Fecha de corte: 15 de junio de 2013)			
Rango de Capacidad (MW)	Número de proyectos	Capacidad total (MW)	Participación por cantidad de proyecto
0 - 20	97	1,022.92	72.9%
20 - 100	27	1,336.53	20.3%
> 100	9	3,027.74	6.8%

Fuente: UPME

En la Gráfica 9-3 se ilustra la distribución del número de registros por fuente. Según las solicitudes que cuentan con registro vigente al 15 junio de 2013, más del 96% corresponden a proyectos hidroeléctricos. Es importante resaltar que el registro cuenta con iniciativas que podrían aportar a la diversificación de la matriz, tales como un proyecto eólico de 99 MW en Fase 1 y un proyecto de cogeneración registrado en Fase 3 de 34.50 MW.

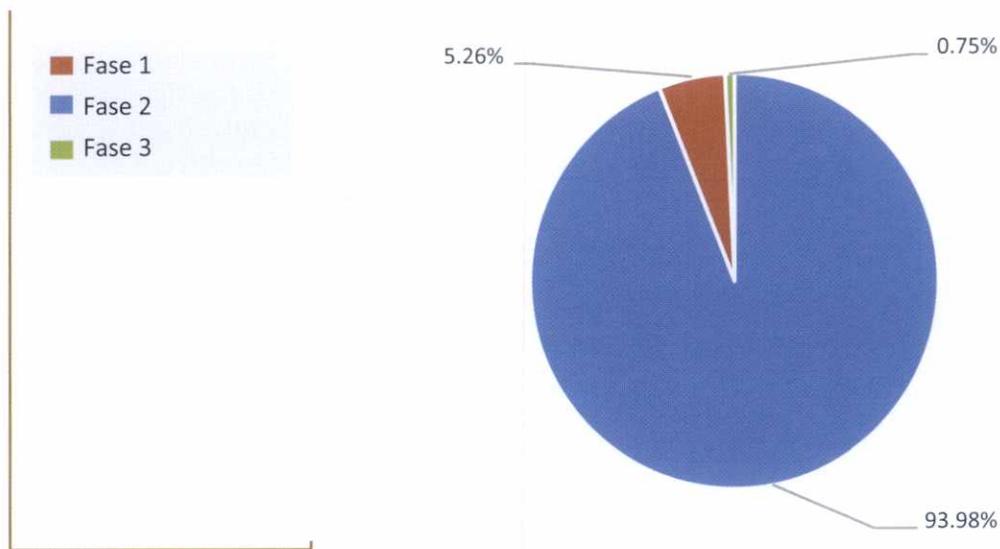
Gráfica 9-3: Distribución de número de registros por fuente



Fuente: UPME

El registro también se puede clasificar según la Fase en que se encuentra cada proyecto. Según la Gráfica 9-4, el 94% del total de proyectos registrados se encuentran en Fase 1, la cual corresponde a la etapa de pre factibilidad.

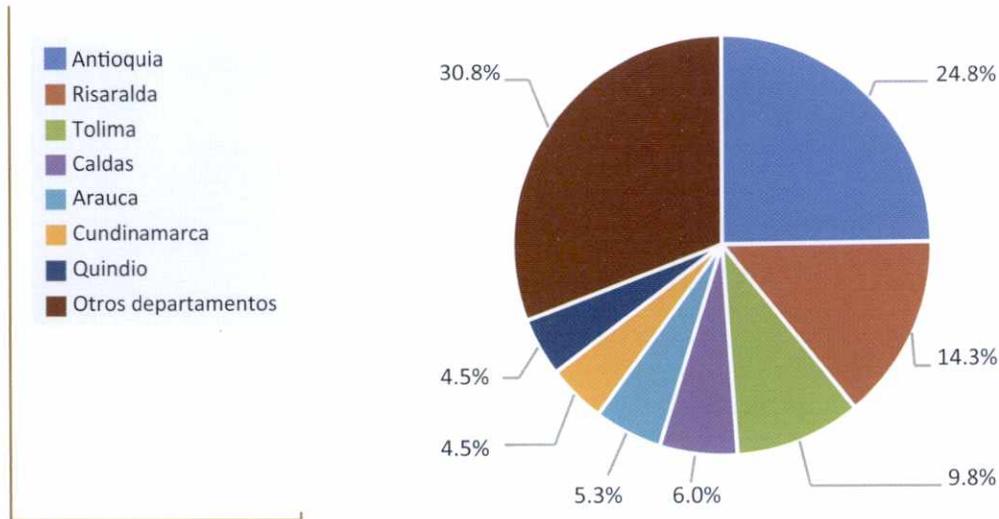
Gráfica 9-4: Distribución de número de registros por Fase de inscripción



Fuente: UPME

Finalmente, la Gráfica 9-5 ilustra la distribución geográfica de la capacidad de los proyectos con registro vigente. Se puede apreciar que de acuerdo con las solicitudes de registro recibidas, cerca del 50% de las iniciativas se desarrollarán en los departamentos de Antioquia (24.8%), Risaralda (14.3%) y Tolima (9.8%).

Gráfica 9-5: Distribución de número de registros por departamento



Fuente: UPME

El listado de proyectos de generación con registrado vigente³⁶ y las resoluciones de registro pueden consultarse en el siguiente enlace:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/InscripcióndeproyectosdeGeneración/tabid/113/Default.aspx>

36 Documento de actualización periódica.

10 ANEXO III: TECNOLOGÍAS Y COSTOS A NIVEL MUNDIAL

Una rápida revisión de referentes mundiales de organizaciones y agencias internacionales, como del mercado eléctrico nacional, aporta elementos relevantes a la situación tecnológica y los retos que se derivan de ello³⁷. Como orientadores básicos de los cambios tecnológicos actuales y futuros se encuentra el medio ambiente, el cambio climático (su mitigación y adaptación), la evolución de costos de nuevas tecnologías y/o las posibilidades de: i) energéticos primarios y secundarios, ii) mercados sectoriales, convencionales o no, y iii) la seguridad energética, entre otros.

10.1 EL CAMBIO CLIMÁTICO

El Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, IPCC^{38,39}, recientemente ha establecido que el 95% de las alteraciones del clima se atribuyen a actividades humanas⁴⁰, es por ello que propone cambios desde lo individual, empresarial, nacional y global, que impactará las decisiones y la aceptación de las posibles sendas de desarrollo y crecimiento económico global. Este organismo es el resultado de numerosos científicos internacionales, principalmente reunidos en tres grandes grupos: i) base científica del cambio climático, ii) impactos, adaptación y vulnerabilidad y iii) evaluación de la mitigación.

El IPCC y la ONU confirman consecuencias alarmantes del cambio climático⁴¹. **Fenómenos como los monzones y El Niño, y su relevancia para el futuro cambio climático regional son evaluados.** Una característica innovadora del AR5 es el Atlas de las proyecciones del clima mundial y regional⁴². Desde lo energético la AIE muestra como los avances tecnológicos en eficiencia energética y energías renovables se han incorporado al escenario mundial en los últimos años⁴³, ayudando a mitigar considerablemente dichas variaciones climatológicas.

En este sentido, la Agencia Internacional de Energías Renovables aporta referentes de costos de inversión y generación nivelados, así como el Renewables 2013, Global Status Report⁴⁴, establece una revisión de los avances y restricciones presentes para las nuevas tecnologías de energías renovables.

37 A) La adecuación a nuevas tecnologías (energías más limpias e inteligentes en la oferta y la demanda) en la cadena eléctrica, la información, las políticas, la regulación, coordinación y estándares. B) lograr coordinar y adecuar en el sector eléctrico (intra y extra sectorial) los conocimientos y planes en la dirección apropiada oportunamente, por el futuro competitivo de las industrias de Colombia. C) Vencer conscientemente las inercias sectoriales de resistencia a los cambios involucrando los pensadores de la sociedad como actores fundamentales para un futuro sostenible y sustentado en el conocimiento de tecnologías, recursos energéticos y su gestión óptima.

38 <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> Consultado septiembre de 2013.

39 http://www.ipcc.ch/news_and_events/docs/ar5/press_release_ar5_wgi_en.pdf Consultado septiembre de 2013.

40 http://www.climatechange2013.org/images/uploads/WGIAR5-SPM_Approved27Sep2013.pdf Recomendaciones para elaboradores de políticas, Fifth Assessment Report (AR5). El quinto informe del IPCC, establece que el hombre es responsable de más de la mitad del calentamiento global que tuvo lugar en la segunda mitad del siglo XX, con la definición de la "sensibilidad climática".

41 Climate Change 2013: The Physical Science Basis, <http://www.climatechange2013.org/>.

42 Working Group I Contribution to the IPCC, Fifth Assessment Report, Climate change 2013: The Physical Science Basis, Final Draft Underlying Scientific-Technical Assessment http://www.climatechange2013.org/images/uploads/WGIAR5_WGI-12Doc2b_FinalDraft_AnnexI.pdf.

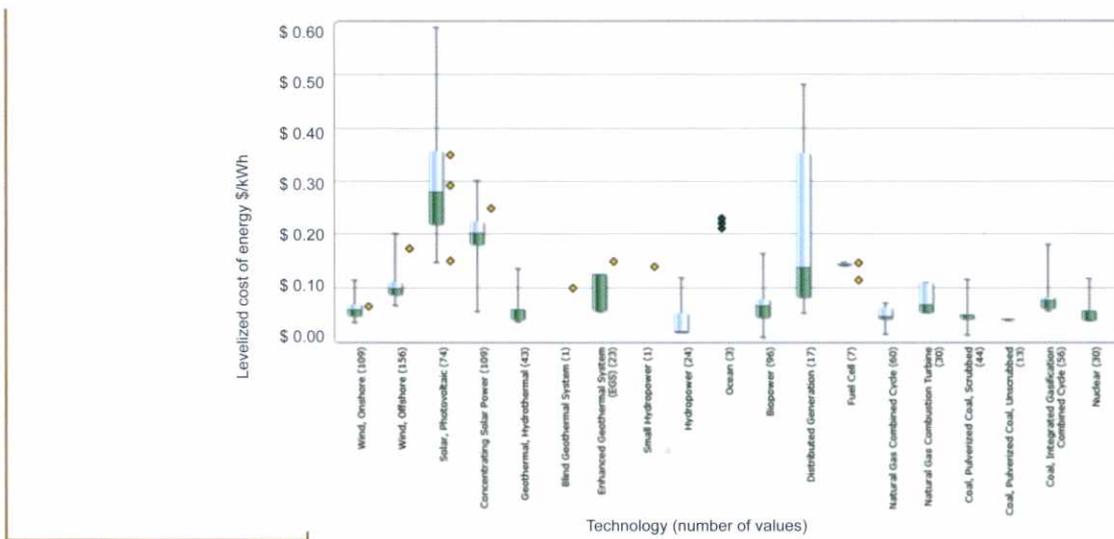
43 Energy Technology Perspectives 2012, Pathways to a Clean Energy System, IEA, 2012.

44 <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>, Consultado en junio 2013

10.2 TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES

El National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos - NREL, ha realizado un ejercicio para establecer un referente común de costos de producción de la energía, recopilando información de di-versas tecnologías en el ámbito mundial. El resultado, Gráfica 10-1, permite una aproximación a los costos nivelados de generación, que incluye además de muchas tecnologías renovables, plantas de generación de electricidad tanto de gas natural como carbón.

Gráfica 10-1: Costos nivelados de generación del National Renewable Energy Laboratory - NREL



Por otra parte, la Agencia de Información Energética de Estados Unidos ha realizado otro estudio similar, con los resultados de la Gráfica 10-2, la cual a manera indicativa muestra otra aproximación a los costos nivelados de generación que tendrían plantas por tecnología al año 2018.

Gráfica 10-2: Costos nivelados de generación

Plant type	Capacity factor (%)	U.S. average levelized costs (2011 \$/megawatthour) for plants entering service in 2018				
		Levelized capital cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission investment	Total systemlevelized cost
Dispatchable Technologies						
Conventional Coal	85	65.7	4.1	29.2	1.2	100.1
Advanced Coal	85	84.4	6.8	30.7	1.2	123.0
Advanced Coal with CCS	85	88.4	8.8	37.2	1.2	135.5
Natural Gas-fired						
Conventional Combined Cycle	87	15.8	1.7	48.4	1.2	67.1
Advanced Combined Cycle	87	17.4	2.0	45.0	1.2	65.6
Advanced CC with CCS	87	34.0	4.1	54.1	1.2	93.4
Conventional Combustion Turbine	30	44.2	2.7	80.0	3.4	130.3
Advanced Combustion Turbine	30	30.4	2.6	68.2	3.4	104.6
Advanced Nuclear	90	83.4	11.6	12.3	1.1	108.4
Geothermal	92	76.2	12.0	0.0	1.4	89.6
Biomass	83	53.2	14.3	42.3	1.2	111.0
Non-Dispatchable Technologies						
Wind	34	70.3	13.1	0.0	3.2	86.6
Wind - Offshore	37	193.4	22.4	0.0	5.7	221.5
Solar PV1	25	130.4	9.9	0.0	4.0	144.3
Solar Thermal	20	214.2	41.4	0.0	5.9	261.5
Hydro2	52	78.1	4.1	6.1	2.0	90.3

10.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS

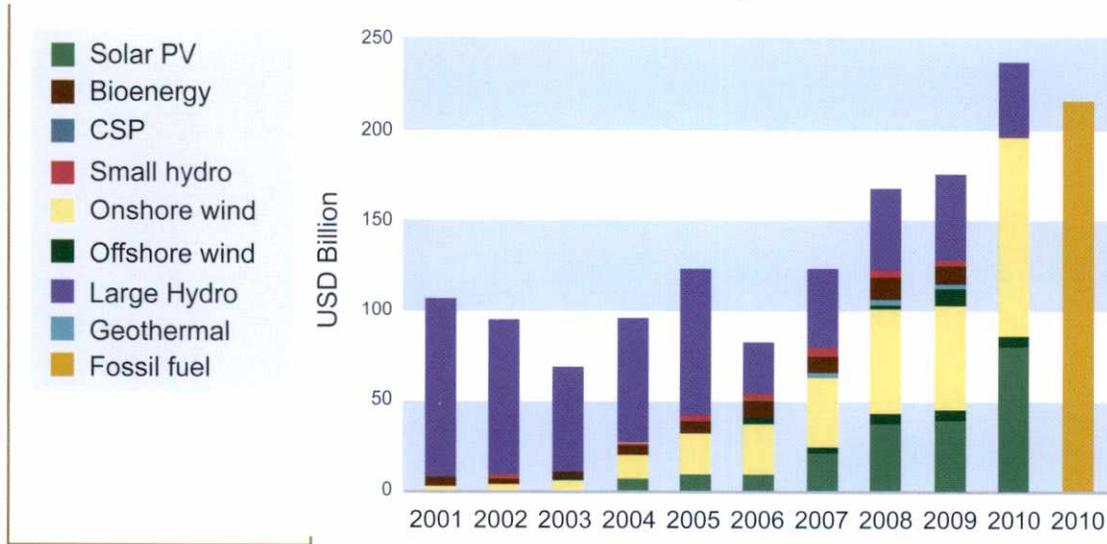
La Agencia Internacional de Energía, AIE, plantea un escenario al año 2035 donde el incremento de la temperatura media global no supere los 2 C°. Así mismo, realiza escenarios y recomendaciones de los cambios tecnológicos y de políticas energéticas para lograr dicha meta. Establece como el uso integrado de las tecnologías actuales hará posible la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles importados y de los recursos internos limitados, como también las oportunidades de generación de electricidad más limpia, la eficiencia energética, la reducción de las emisiones en los sectores de industria, transporte y edificios. Así mismo, identifica la necesidad de fortalecer las economías nacionales, y con el tiempo, como reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

10.4 ÁMBITO MUNDIAL

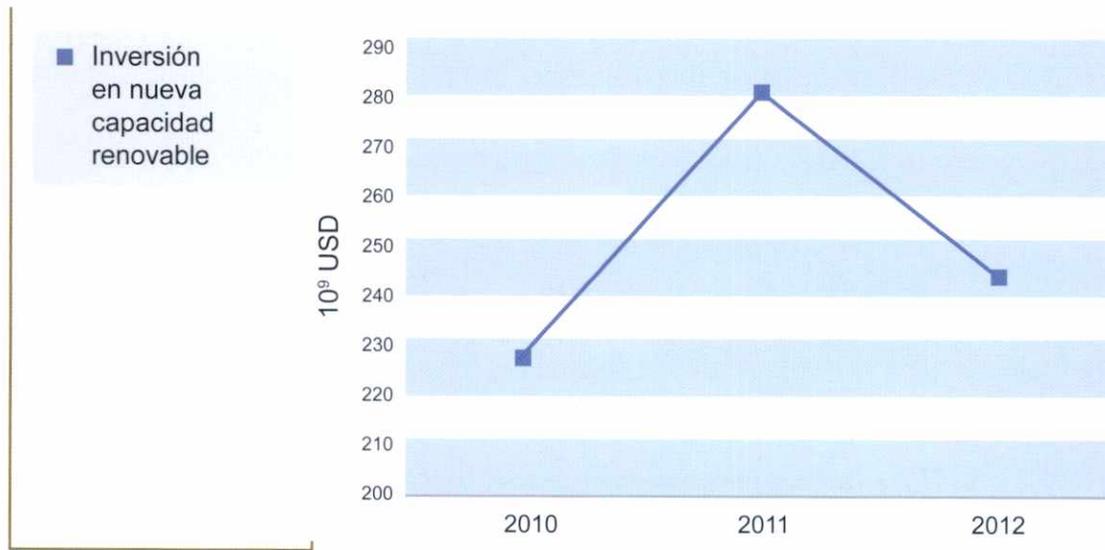
La Gráfica 10-3 presenta la evolución del 2001 al 2010, de las inversiones a nivel global en las energías renovables. Se observa cada vez más como toman mayor relevancia la energía solar fotovoltaica y la eólica mar adentro (offshore wind), con aproximadamente dos tercios de las inversiones. Principalmente se establece como las inversiones en las grandes Hidroeléctricas se ha ido reduciendo.

Complementariamente, la Gráfica 10-4 describe la evolución reciente de las inversiones, solamente en las energías renovables. La disminución de la inversión en el año 2012 obedece a la situación de crisis económica mundial, aun así, la capacidad instalada sigue incrementándose (ver Gráfica 105) debido a que los costos de instalación y operación son cada vez más competitivos en relación a las energías convencionales.

Gráfica 10-3: Inversiones en capacidad de generación⁴⁵

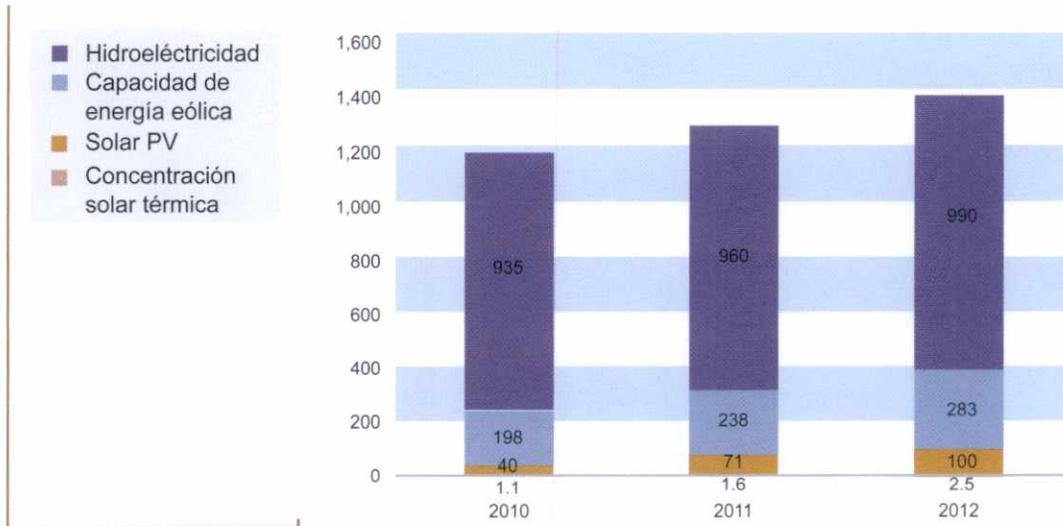


Gráfica 10-4: Evolución reciente de las inversiones en energías renovables



45 Tomado de EPT2012 Pg77, AIE.

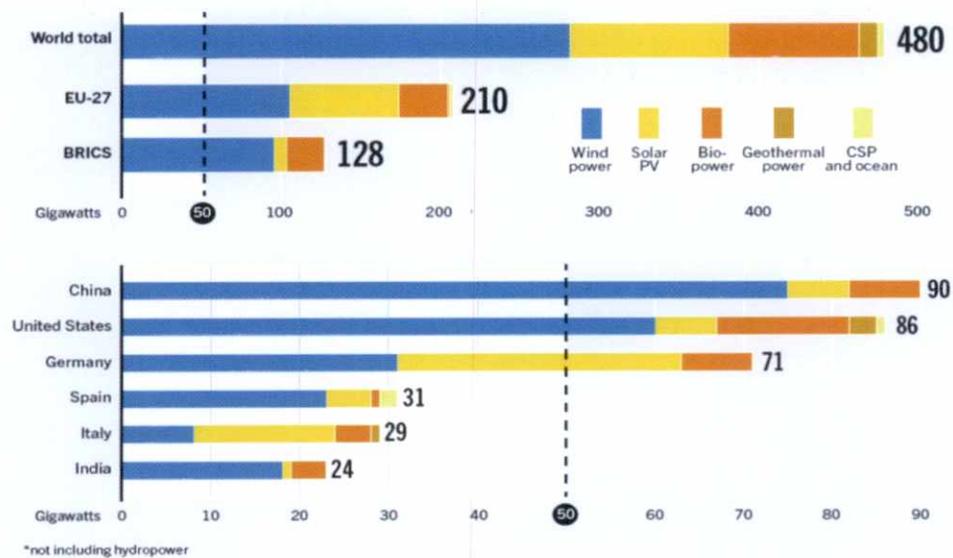
Gráfica 10-5: Evolución reciente de la capacidad de generación de energías renovables 2012⁴⁶



La Gráfica 10-5 describe la evolución reciente de la capacidad instalada a nivel mundial de las energías renovables, la cual superó los 1,470 GW en el 2012, aumentando 8.5% respecto a 2011, distribuidos principalmente en eólica, 39%, e hidroeléctrica y fotovoltaica, 26% cada una (esta última alcanzó el hito de 100 GW).

La Gráfica 10-6 muestra los países con las principales capacidades renovables al año 2012, sin incluir la hidroelectricidad. De los 6 primeros países, solamente China, Estados Unidos y Alemania han superado los 50 GW de capacidad instalada. En cuanto a las agrupaciones, los países BRICS (Brasil, Rusia, India, China, Sudafrica) y EU-27⁴⁷ superan los 100 GW de capacidad.

Gráfica 10-6: Top de Capacidad de generación de energías renovables 2012⁴⁸



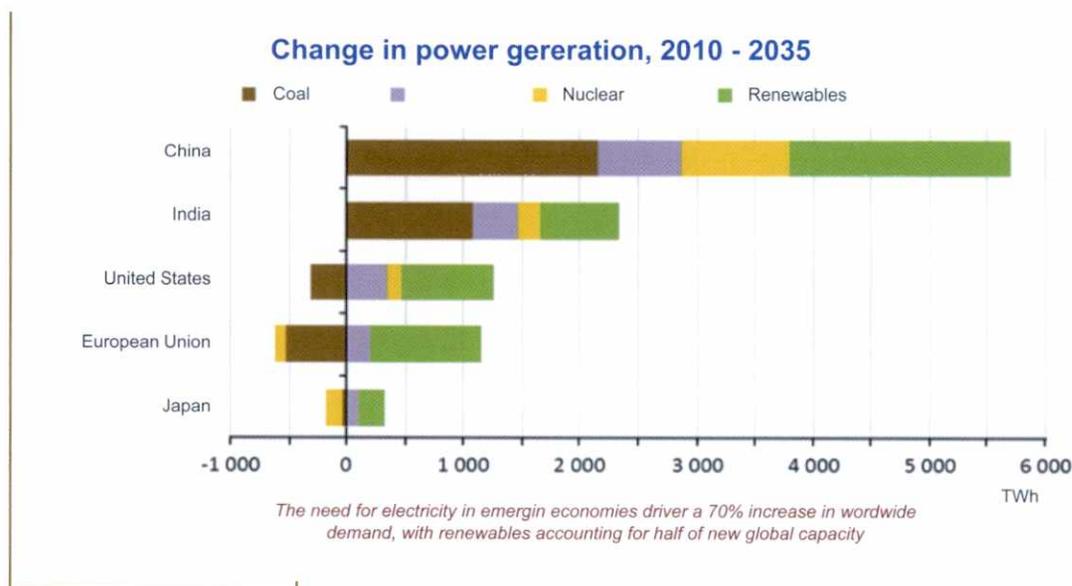
46 Tomado de RENEWABLES 2013, GLOBAL STATUS REPORT, resumen ejecutivo.

47 Sweden, Austria, Latvia, Finland, Denmark, Portugal, Estonia, Slovenia, Romania, France, Lithuania, Spain, Greece, Germany, Italy, Bulgaria, Ireland, Poland, United Kingdom, Hungary, Netherlands, Slovak Republic, Czech Republic, Belgium, Cyprus, Luxembourg y Malta.

48 Tomado de RENEWABLES 2013, GLOBAL STATUS REPORT pag. 24.

Según los escenarios de la AIE, la necesidad de electricidad en las economías emergentes impulsa un aumento del 70% en la demanda mundial, razón por la cual las tecnologías de energías renovables representarían la mitad de la nueva capacidad mundial para soportar dicho crecimiento. La Gráfica 10-7 muestra los incrementos posibles por tecnología en la generación para el periodo 2010 - 2035, se destaca la participación en TWh del incremento “neto” para las diversas tecnologías, aproximadamente 5 renovable, 1.0 nuclear, 1.7 gas y 1.9 carbón.

Gráfica 10-7: Incrementos posibles de la generación en el periodo 2010-2035⁴⁹



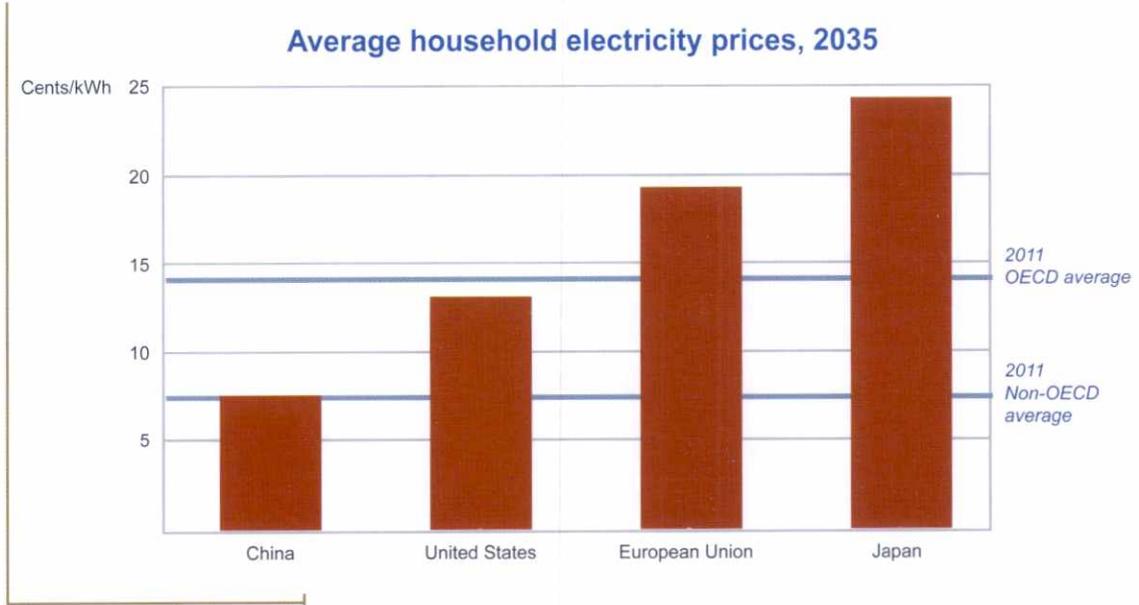
La Gráfica 10-8 según la misma agencia, establece para su escenario de nuevas políticas, los precios medios de la electricidad a nivel residencial al 2035. Se observan que los mismos aumentarán, resultando los mayores en la Unión Europea y Japón, muy por encima de los de China y los Estados Unidos, lo cual ayuda a una mayor participación de nuevas tecnologías.

La Gráfica 10-9 y la Gráfica 10-10 muestran una aproximación a los costos de capital y de generación asociados a las más adelantadas tecnologías renovables en el mundo, teniendo en cuenta los países pertenecientes o no a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico – OECD. Es necesario anotar que estos costos dependen de las condiciones específicas del lugar donde se implementen estas tecnologías, por ejemplo, en Colombia para el caso de la energía solar, el costo nivelado de electricidad podría ser en la Costa Pacífica tres veces el de la Costa Atlántica, debido a la disponibilidad del recurso solar y al acceso a la infraestructura de interconexión.

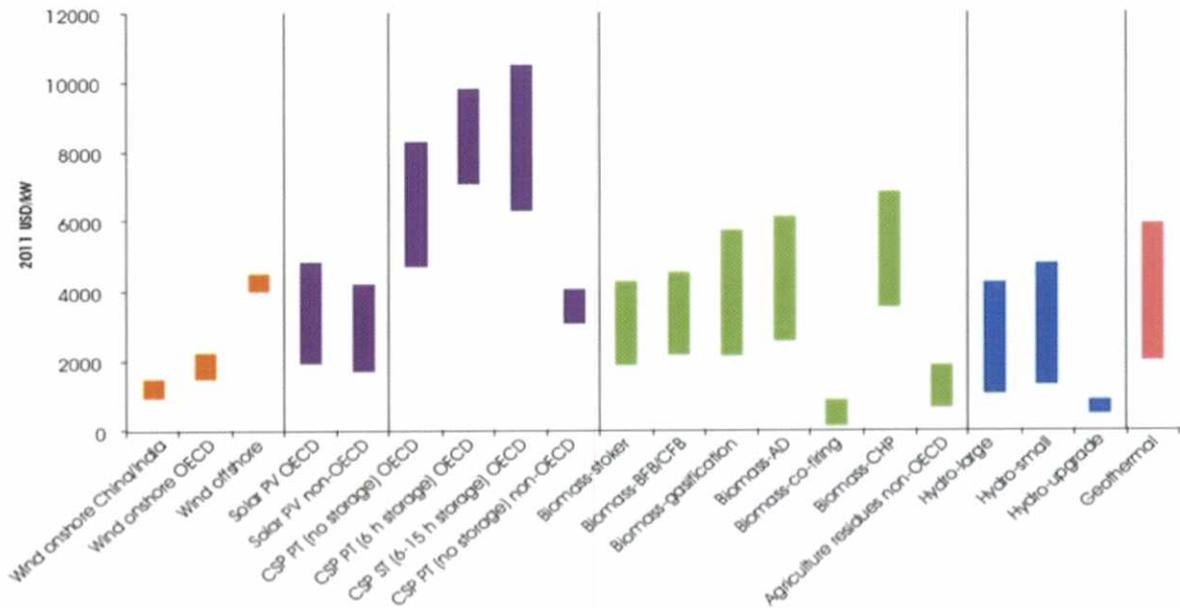
49 Energy Outlook 2012, Agencia Internacional de Energía <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>

En el escenario se considera en siguiente contexto: 1. Fundamentos de un sistema energético mundial que cambia (Resurgimiento de la producción de petróleo y gas en algunos países, Retiro de nuclear en algunos otros y Los signos de creciente atención política sobre la eficiencia energética). 2. Altos precios del petróleo todos los tiempos que actúan como freno a la economía mundial. La divergencia de los precios del gas natural que afectan a Europa (con los precios de los niveles de Estados Unidos 5 veces) y Asia (8 veces). 3. Los síntomas de un sistema energético insostenible persisten (Subsidios a los combustibles fósiles hasta casi el 30% \$ 523 mil millones en 2011, liderados por MENA (Middle East and North Africa). Las emisiones de CO₂ a nivel récord, mientras que la industria de las energías renovables en tensión. A pesar de los nuevos esfuerzos internacionales, 1,3 millones de personas aún carecen de energía eléctrica.

Gráfica 10-8: Precios medios de la electricidad en los hogares al 2035⁵⁰



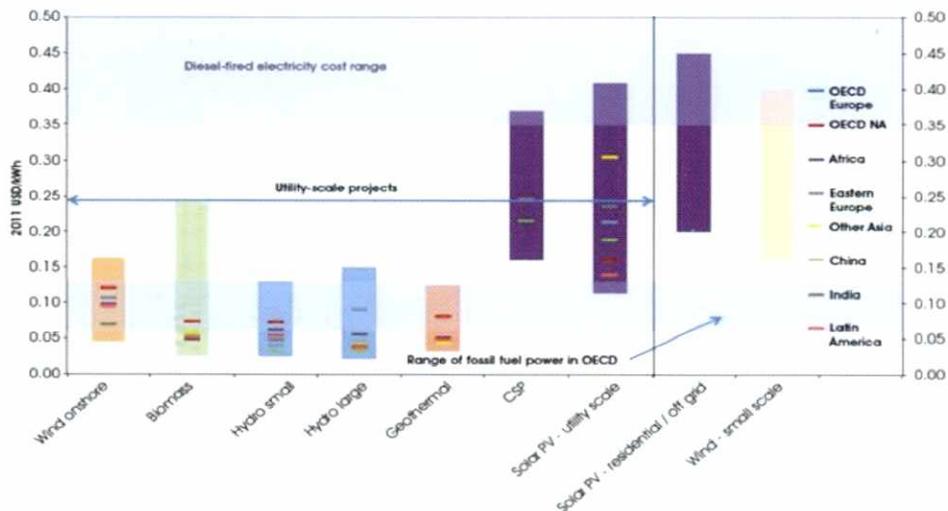
Gráfica 10-9: Rangos típicos de costos de capital para tecnologías renovables⁵¹, 2012.



50 IBÍDEM

51 Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview, International Renewable Energy Agency, IRENA, <http://www.irena.org/Publications/ReportsPaper.aspx?mnu=cat&PriMenuID=36&CatID=141> Consultado en julio de 2013

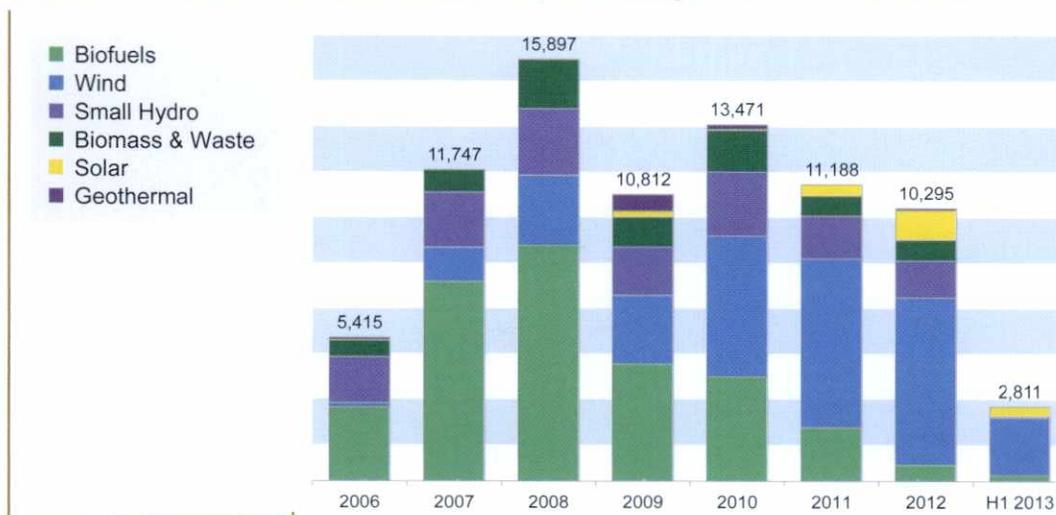
Gráfica 10-10: Rangos típicos de Costos nivelados de Electricidad y promedios ponderados por región para tecnologías renovables⁵², 2012



10.5 ÁMBITO REGIONAL

La Gráfica 10-11 muestra la evolución en América Latina y el Caribe, de nuevas inversiones financieras por tecnología, en el periodo 2006-2013⁵³ (millones de dólares). Estas inversiones son particulares de cada país según su provisión natural de recursos e importaciones de sus matrices de generación y costos asociados a su abastecimiento, lo cual necesariamente resulta ser el principal motivador de las condiciones para las inversiones.

Gráfica 10-11: Evolución inversiones financieras por tecnología, 2006-2013⁵⁴ (millones de dólares)



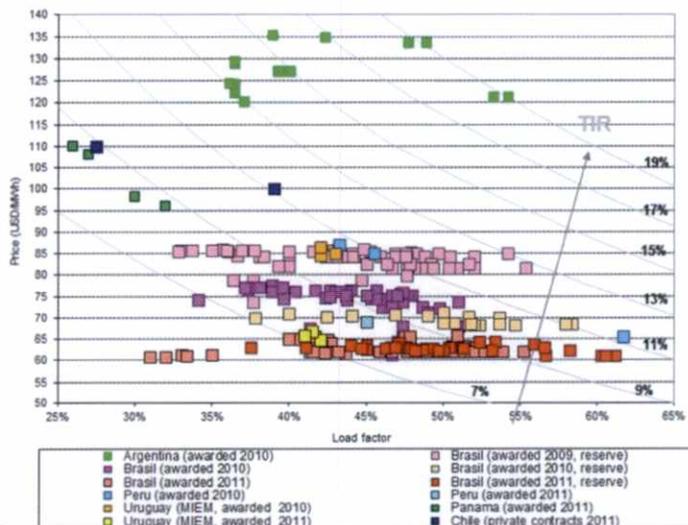
52 IBÍDEM

53 Memorias Tercer Seminario Iberoamericano de Energías Renovables SIBER III, Presentación Lilian Alves, Bloomberg New Energy Finance, septiembre 2013. <http://www.siberuruguay2013.com/es/informacion/presentaciones>

54 Memorias Tercer Seminario Iberoamericano de Energías Renovables SIBER III, Presentación Lilian Alves, Bloomberg New Energy Finance, septiembre 2013. <http://www.siberuruguay2013.com/es/informacion/presentaciones>

La Gráfica 10-12 muestra los precios de incorporación de las energías renovables no convencionales en la región para el caso de la energía eólica es cada vez más competitiva.

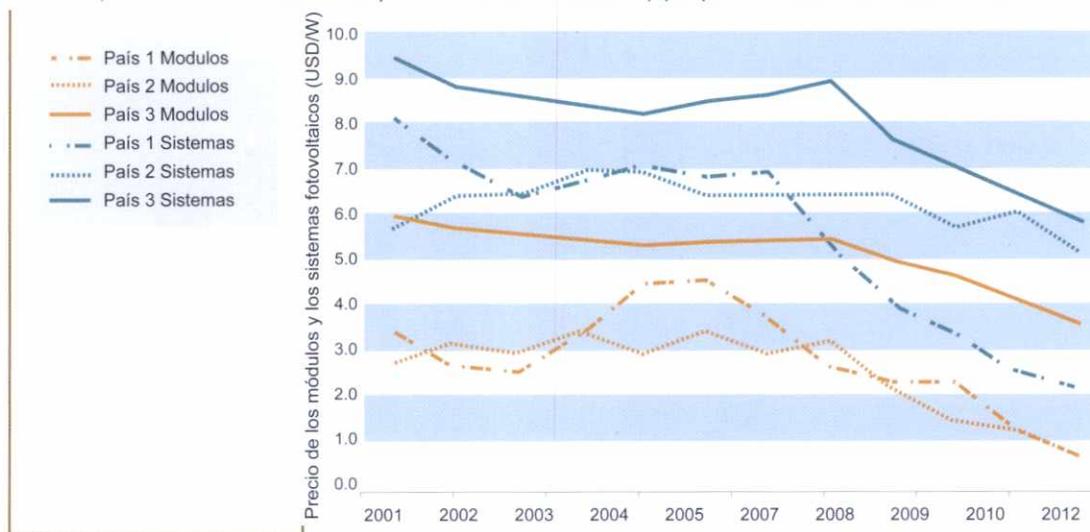
Gráfica 10-12: Incorporación de la energía eólica en América Latina⁵⁵



10.6 ÁMBITO NACIONAL

En Colombia dados los mismos elementos orientadores del primer párrafo del presente anexo, aun cuando somos un país netamente exportador de energía, los costos cada vez más competitivos de las tecnologías eólica (ver Gráfica 10-12) y solar (ver Gráfica 10-13) están generando condiciones para cambiar las tendencias de las tecnologías de generación, con base en las nuevas posibilidades que afectaran tanto la oferta como la demanda de energía eléctrica.

Gráfica 10-13: Evolución de precios de los módulos y pequeños sistemas fotovoltaicos⁵⁶



55 Memorias Tercer Seminario Iberoamericano de Energías Renovables SIBER III, Presentación Carlos Skerk, Firma Mercados Energéticos Consultores, septiembre 2013. <http://www.siberuruguay2013.com/es/informacion/presentaciones>

56 Memorias Tercer Seminario Iberoamericano de Energías Renovables SIBER III, Presentación Jaime Agredano Diaz, Instituto de Investigaciones Eléctricas, septiembre 2013. <http://www.siberuruguay2013.com/es/informacion/presentaciones>

Un estimativo en Colombia para el año 2010, establece que la capacidad instalada de las tecnologías de utilización de las energías renovables no convencionales era de 761.42 MW, distribuidos por tecnologías de acuerdo a la Tabla 10-1.

Tabla 10-1: Capacidad instalada de generación de electricidad con energías renovables no convencionales, estimativo 2010⁵⁷

Tecnología	Capacidad (MW)	Nota
Solar fotovoltaica	4.5	Sistemas Aislados.
Solar fotovoltaica	4.5	Aplicaciones profesionales.
Eólico (generación electricidad)	19.5	Parque Jepirachi.
PCH's (<10MW)	168.7	
PCH's (10MW<P<20MW)	296	
Biomasa - Cogeneración	268.22	(8 ingenios).
Geotermia	--	Sin información.
Energía de los Mares	--	Sin información.
Total	761.42	

La Unidad de Planeación Minero Energética cuenta con un registro voluntario de proyectos de generación, que permite realizar un seguimiento a las tendencias y posibles cambios en la matriz de generación. Para 2012 por primera vez se inscribe un proyecto de gran escala con fuentes no convencional de energía renovable (FNCER), el proyecto JEMEIWAA KA'I SAS con capacidad de 100 MW eólicos, ubicado al norte del país. Asimismo, se registra la planta de energía solar AWARALA de 19.5 MW. Adicionalmente, se tiene conocimiento de una planta geotérmica de 50 MW, que no se encuentra en el registro de la UPME.

Otro aspecto a destacar es la prevención existente hacia la implementación de Energías Renovables No Convencionales, ERNC, ya que si bien, la regulación del sector eléctrico es en principio neutral ante la entrada o salida de los agentes, independientemente de la tecnología utilizada, siempre y cuando cumplan sus compromisos, fue creada en una época donde principalmente se contaba con desarrollo y conocimiento de hidroenergía y plantas térmicas con combustibles fósiles.

Esa situación conlleva a que dado el desarrollo tecnológico actual de las ERNC, se planteen cuestionamientos naturales sobre las reglas del sector, y posibles sesgos en la valoración de los beneficios e implicaciones (seguridad energética, incrementos en los costos del sistema, etc.) de implementar ERNC, la infraestructura eléctrica nacional y su operación, así como los impactos sobre las empresas, el mercado y la demanda eléctrica.

Lo anterior, ocasiona que los agentes realicen alguna vigilancia tecnológica en el ámbito mundial, desarrollen investigaciones sobre potenciales energéticos y proyectos. Por otra parte, existen requerimientos desde la Comisión Intersectorial de Uso Racional de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE) del Ministerio de Minas y Energía y de los agentes del sector, para incluir en los planes nacionales de generación de electricidad las ERNC y analizar su impacto.

A futuro además de los resultados de la estrategia del numeral 5.4.4.3, se prevé su complemento con los resultados de la estrategia de desarrollo bajo en carbono, la cual el Departamento Nacional de Pla-

⁵⁷ UPME, *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (pdfnce)*, vol 1, 2010. http://www.upme.gov.co/Sigic/Sigic_001.htm.

neación está realizando, involucrando un estudio sobre curvas de abatimiento del consumo de energía en Colombia, el cual plantea referentes de escenarios que impactarían el consumo de la electricidad. Los resultados de su primera fase no se ha hecho públicos, buscando profundizar el análisis de medidas de mitigación durante la segunda fase en ejecución, donde se busca elaborar un plan de mitigación y concertación para que estará listo en el 2013. Estos resultados influenciarán los escenarios futuros del sector y aportarán referencias sobre políticas de proyectos o políticas de acuerdo con los análisis de costos involucrados de CO₂ reducido para cada medida y su priorización. La priorización de las medidas tienen criterios de costo-beneficio, mitigación, potencial de reducción de emisiones y estudio de co-beneficios.

10.7 POTENCIALES DE ENERGÍAS RENOVABLES

En Colombia el aprovechamiento de energías renovables para la producción de electricidad inicia con la hidroenergía en 1891⁵⁸. Actualmente es el mayor recurso renovable del país y genera cerca del 70% de la electricidad.

Sin embargo, se plantea un desaprovechamiento del potencial hidroenergético, dado que el crecimiento de la capacidad instalada⁵⁹ obedece a iniciativas independientes, sin que medie un conocimiento integral y consolidado del recurso hídrico en el territorio, situación que ha generado conflictos entre proyectos. Ante la situación planteada, la UPME ha venido trabajando con el IDEAM para establecer aproximaciones al potencial hidroenergético de una manera más integral, y en la generación de herramientas que faciliten análisis de las situaciones con criterios y elementos técnicos a partir de la mejor información histórica disponible del recurso hídrico nacional, con lo cual se logrará determinar especialmente una aproximación a las mejores opciones de utilización, así como establecer criterios técnicos para optimización.

Una muestra del resultado son el Conjunto de mapas promedio multianual, 1 anual y 12 mensuales de densidad lineal de potencia, ver (Gráfica 10-14 y Gráfica 10-15), obtenidos a partir de los datos de caudal de cerca de 367 estaciones hidrológicas del IDEAM y utilizando el modelo de elevación digital del terreno para Colombia de 90 por 90 metros.

Actualmente se continúa con este esfuerzo utilizando el Estudio Nacional del Agua con balance hídrico y el modelo de elevación digital del terreno para Colombia de 30 por 30 metros, conjuntamente con el IDEAM, IGAC, Colciencias y Grupos de Investigación Nacionales.

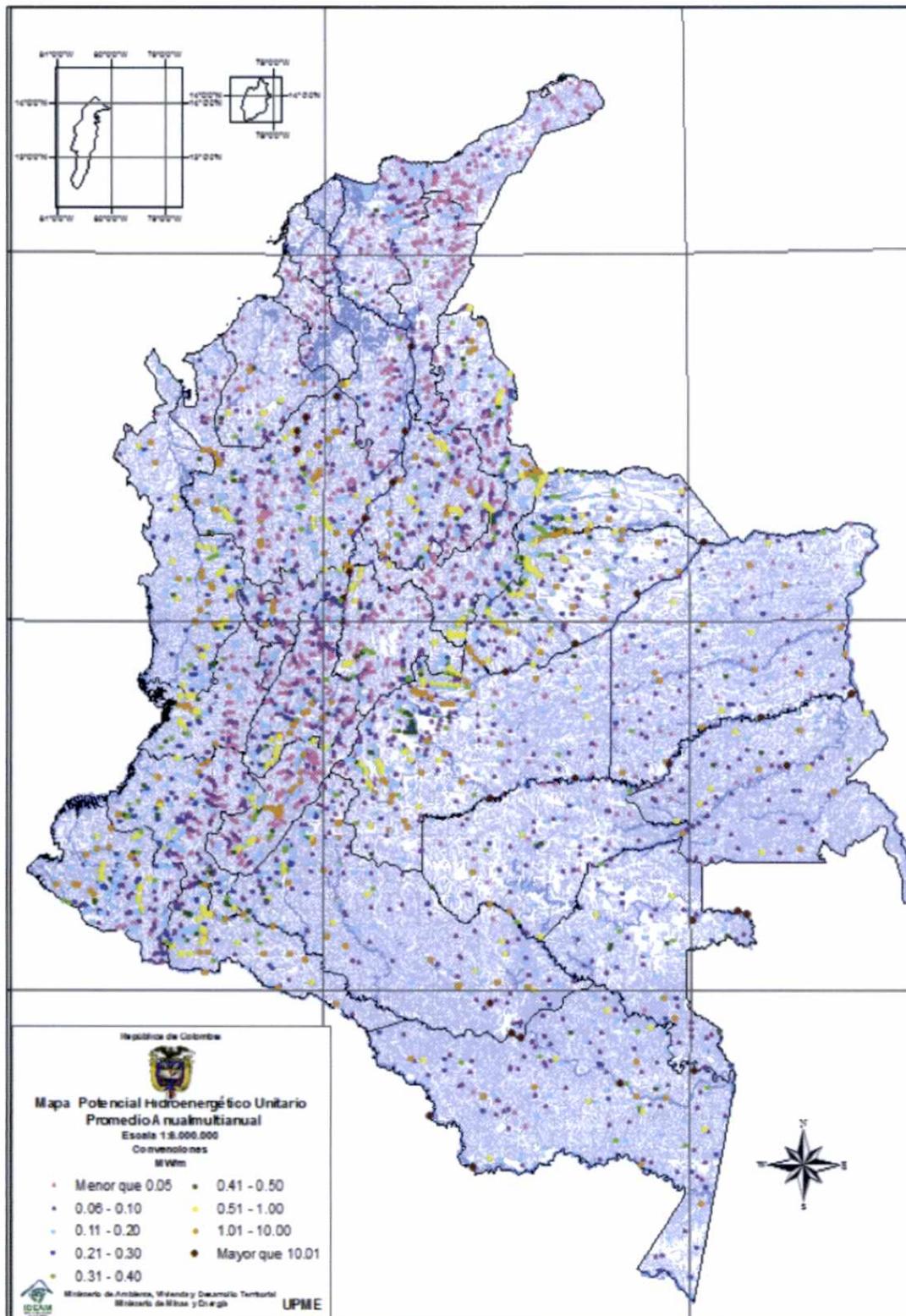
58 La primera hidroeléctrica que tuvo nuestro país fue la Compañía Anónima Eléctrica de Bucaramanga, inaugurada en 1891.

<http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/ayudadetareas/objetos/objetos65.htm>.

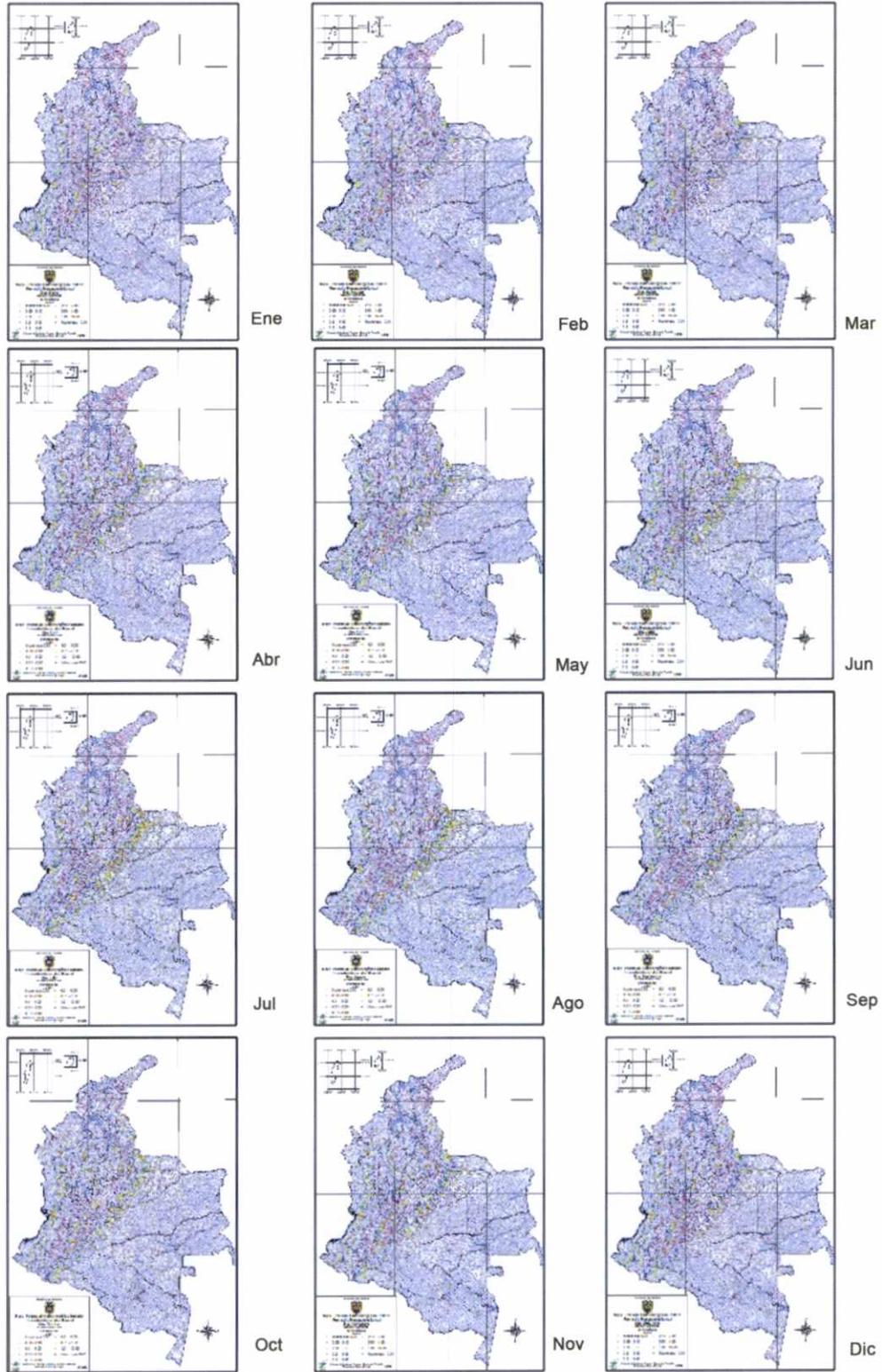
59 El área aproximada de Colombia es 1,14 millones de km², de la cual el 32% es región montañosa, donde los tiempos de implementación de los proyectos han sido del orden de 6 o más años.

<http://www.memo.com.co/fenonino/aprenda/geografia/regiones.htm>

Gráfica 10-14. Potencial hidroenergético unitario promedio anual multianual



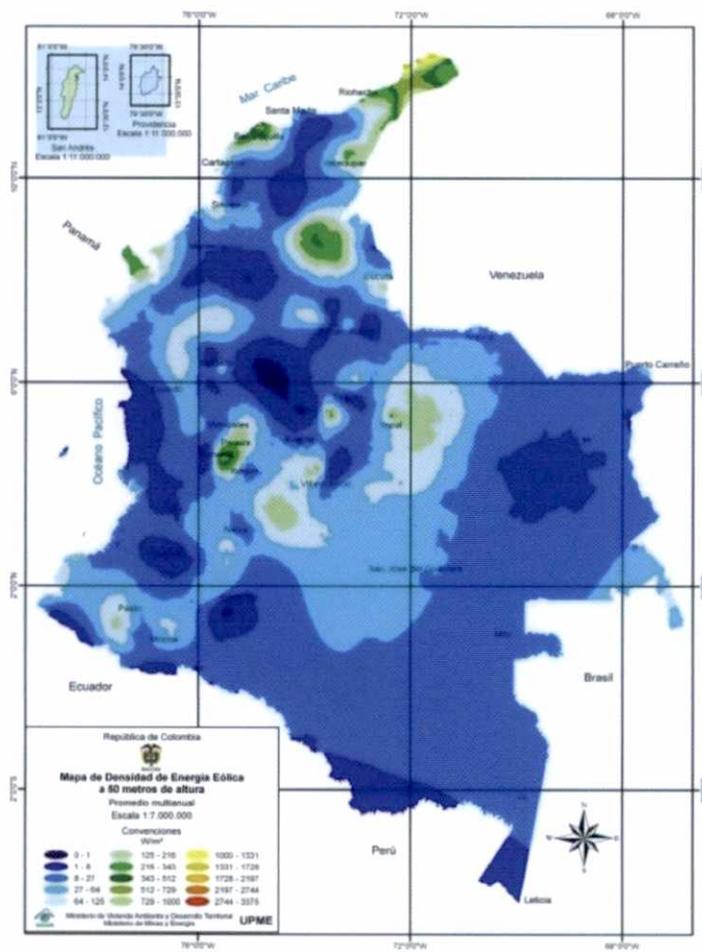
Gráfica 10-15: Mapas de potencial hidroenergético unitario promedio mensual multianual



Desde el punto de vista de las FNCE, el aprovechamiento del recurso eólico para la generación en el Sistema Interconectado Nacional, inicia con el Parque Eólico de Jepirachi de 19.5 MW en el año 2004, como un parque experimental, sin embargo, los avances tecnológicos han logrado que hoy existan múltiples agentes interesados en la implementación de esta tecnología.

Si bien las alternativas 4B y 5 de este Plan de Generación muestra una situación inicialmente atractiva para la implementación de proyectos eólicos, aún hace falta realizar las evaluaciones de los costos de conexión. Así mismo, con este tipo de recursos energéticos como el viento y el sol, se puede presentar una situación similar al caso hidroenergético, respecto de la no optimización de las potencialidades, ya que los promotores van a continuar llevando a cabo mediciones para establecer sus oportunidades de proyectos, cumpliendo los requisitos del sector. Bajo esta situación, pueden llegar a implementarse aerogeneradores de cualquier tecnología, sacrificando la complementariedad con el resto de recursos convencionales. Así mismo, el área con los mejores potenciales identificados, hasta el momento, es la Alta Guajira que representa cerca del 1% del territorio nacional, ver (Gráfica 1016). Ello puede generar aún una des optimización del recurso eólico si no se toman las medidas pertinentes desde ahora.

Gráfica 10-16: Densidad de potencia eólica de Colombia, promedio anual, multianual a una altura de 50 m. sobre el piso



Finalmente, es necesario tener en cuenta que en estos análisis preliminares no se ha tenido en cuenta mapas eólicos y potencialidades sobre la superficie del mar.

11 ANEXO IV: SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE ECUADOR Y CENTROAMÉRICA

El Anexo IV presenta la descripción de los sistemas de generación de electricidad considerados en la alternativa del numeral 5.4.4.5, denominada Intercambios internacionales. Para cada país se presenta las centrales existentes, el cronograma de ingreso de centrales futuras y las proyecciones de demanda. Adicionalmente, se presenta las fuentes de información consultadas para el levantamiento de los datos.

11.1 ECUADOR

Para el estudio y modelamiento del sistema ecuatoriano, se analizó principalmente la información presentada por el Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, así como el Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011.

11.1.1 Centrales existentes

En la implementación del modelo del sistema eléctrico ecuatoriano, se tuvieron en cuenta las centrales que conformaban el sistema en el año 2012, según los documentos mencionados. En total se incluyó en el sistema una capacidad instalada de 5,959 MW distribuida principalmente en 2,303 MW hidráulicos y 3,639 MW térmicos, además de pequeñas participaciones de centrales eólicas y solares. Las centrales que hicieron parte del estudio se muestra en la Tabla 11-1:

Tabla 11-1: Centrales de generación existentes en Ecuador

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Enrique García	Termoeléctrica	102	Victoria II	Termoeléctrica	115
Gonzalo Zevallos (Gas)	Termoeléctrica	26.27	Chimbo	Hidroeléctrica	1.66
Gonzalo Zevallos (Vapor)	Termoeléctrica	146	Bellavista	Termoeléctrica	0.09
Pascuales II	Termoeléctrica	136.8	Costa Rica	Termoeléctrica	0.18
Trinitaria	Termoeléctrica	133	San Lorenzo	Termoeléctrica	1.1
Santa Elena II	Termoeléctrica	90.1	Celso Castellanos	Termoeléctrica	10
Agoyán	Hidroeléctrica	160	Jivino	Termoeléctrica	26.6
Pucara	Hidroeléctrica	73	Lumbaqui	Hidroeléctrica	0.4
Mazar	Hidroeléctrica	183.66	Nvo. Rocafuerte	Termoeléctrica	0.45
Paute	Hidroeléctrica	1075	Payamino	Termoeléctrica	5.38
Termoesmeraldas	Termoeléctrica	132.5	Pto. El Carmen	Termoeléctrica	0.65
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Campo Alegre	Termoeléctrica	0.4	Tiputini	Termoeléctrica	0.16
Cauchiche	Termoeléctrica	0.08	Lligua	Termoeléctrica	5

Continúa

Guangopolo	Termoeléctrica	17.52	Península	Hidroeléctrica	3
La Propicia	Termoeléctrica	6.5	Santiago	Hidroeléctrica	0.5
Miraflores	Termoeléctrica	57.3	Angamarca	Hidroeléctrica	0.3
Pedernales	Termoeléctrica	2.5	Catazacán	Hidroeléctrica	0.8
Power Barge II	Termoeléctrica	50	El Estado	Hidroeléctrica	1.7
Puna Nueva	Termoeléctrica	3.37	Illuchi No. 1	Hidroeléctrica	4.19
Puna Viejo	Termoeléctrica	0.07	Illuchi No. 2	Hidroeléctrica	5.2
Quevedo	Termoeléctrica	130	Floreana	Termoeléctrica	0.14
Sacha	Termoeléctrica	20.4	Floreana Solar	Solar	0.02
Santa Elena	Termoeléctrica	40	Isabela	Termoeléctrica	2.05
Santa Rosa	Termoeléctrica	51.3	San Cristóbal	Termoeléctrica	2.61
Secoya	Termoeléctrica	11.4	Santa Cruz	Termoeléctrica	5.26
Manta II	Termoeléctrica	20.4	Santa Cruz Solar aislados	Termoeléctrica	0.01
Quevedo II	Termoeléctrica	102	Isabela Solar aislados	Termoeléctrica	0.01
Termogas Machala	Termoeléctrica	140	Floreana Solar aislados	Termoeléctrica	0.01
El Descanso	Termoeléctrica	19.2	Ambí	Hidroeléctrica	8
Saucay	Hidroeléctrica	24	La Playa	Hidroeléctrica	1.32
Saymirin	Hidroeléctrica	14.43	San Miguel de Car	Hidroeléctrica	2.95
Electroquil	Termoeléctrica	181	Cumbayá	Hidroeléctrica	40
El Carmen	Hidroeléctrica	8.4	G. Hernández	Termoeléctrica	34.32
Noroccidente	Hidroeléctrica	0.25	Guangopolo	Hidroeléctrica	20.92
Recuperadora	Hidroeléctrica	14.7	Los Chillos	Hidroeléctrica	1.76
Tropezón	Termoeléctrica	2.4	Luluncoto	Termoeléctrica	9.07
Generoca	Termoeléctrica	38.12	Nayón	Hidroeléctrica	29.7
Marcel Laniado	Hidroeléctrica	213	Oyacachi 1	Hidroeléctrica	0.1
San Francisco	Hidroeléctrica	230	Pasocha	Hidroeléctrica	4.5
Sibimbe	Hidroeléctrica	16	Alao	Hidroeléctrica	10.4
Uravia	Hidroeléctrica	1	Nizag	Hidroeléctrica	0.31

Continúa

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Corazón	Hidroeléctrica	1	Aníbal Santos (Gas)	Termoeléctrica	106.77
Termoguyas	Termoeléctrica	150	Aníbal Santos (Vapor)	Termoeléctrica	34.5
Río Blanco	Hidroeléctrica	3.13	Ocaña	Hidroeléctrica	26
Riobamba	Termoeléctrica	2.5	Baba	Hidroeléctrica	42
Carlos Mora	Hidroeléctrica	2.4	Buenos Aires	Hidroeléctrica	1
Catamayo	Termoeléctrica	19.74	Jivino	Termoeléctrica	45
Alvaro Tinajero	Termoeléctrica	94.8	Santa Elena	Termoeléctrica	42
Cuba I	Termoeléctrica	60	Jaramijó	Termoeléctrica	149
Villonaco	Eólica	16.5	-	-	-

Fuente de datos: Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011, pg. 96, 109 y 110 y Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021, pg. 172.

Igualmente dentro de la capacidad instalada se encuentran las empresas que cuentan con unidades para su autogeneración. La lista de empresas, su tecnología y capacidad se presentan en la Tabla 11-2:

Tabla 11-2: Autogeneración en Ecuador (por empresas)

Empresas autogeneradoras	Tipo de central	Capacidad (MW)	Empresas autogeneradoras	Tipo de central	Capacidad (MW)
Agip	Termoeléctrica	46.06	La Internacional	Hidroeléctrica	3
Agua y Gas de Sillunchi	Hidroeléctrica	0.4	La Internacional	Termoeléctrica	0.5
Andes Petro	Termoeléctrica	140.91	Lafage	Termoeléctrica	33.16
Consejo Provincial de Tungurahua	Hidroeléctrica	0.12	Moderna Alimentos	Termoeléctrica	1.6
Ecoelectric	Termoeléctrica	36.5	Moderna Alimentos	Hidroeléctrica	1.65
Ecoluz	Hidroeléctrica	8.93	Municipio A. Ante	Hidroeléctrica	0.4
Ecudos	Termoeléctrica	29.8	Ocp	Termoeléctrica	21.51
Electroandina	Hidroeléctrica	0.6	Perlabí	Hidroeléctrica	2.7
Electrocordova	Hidroeléctrica	0.2	Petroamazonas	Termoeléctrica	466.82
Enemax	Hidroeléctrica	16.6	Petroproduccion	Termoeléctrica	79.71
Hidroabanico	Hidroeléctrica	38.45	Repsol	Termoeléctrica	153.56
Hidroimbabura	Hidroeléctrica	0.6	San Carlos	Termoeléctrica	35
Hidroservice	Hidroeléctrica	0.56	Sipac	Termoeléctrica	11
I.M.Mejia	Hidroeléctrica	2.5	-	-	-

Fuente: Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011, pg. 116 y 117

11.1.2 Centrales futuras

De la misma forma, para el análisis del sistema eléctrico ecuatoriano, se incluyeron los proyectos que son candidatos para ser integrados en el S.N.I. En la Tabla 11-3 se presenta el cronograma de entrada de los proyectos de generación y sus características según lo ilustrado por el Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021.

Es importante destacar el desarrollo hidroeléctrico de Ecuador ya que se espera el ingreso de grandes proyectos como Coca Codo Sinclair, Paute-Sopladora y Toachi Pilatón entre otras. Según el cronograma de ingresos, se espera que Ecuador incremente su capacidad instalada en más de un 60% para alcanzar cerca de 9,776 MW en el año 2021.

Tabla 11-3: Cronograma de entrada de centrales de generación en Ecuador

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Cuba II	Termoeléctrica	50	
Machala 3	Termoeléctrica	65	
Machala CC	Termoeléctrica	100	2013
Chorrillos	Hidroeléctrica	4	
Victoria	Hidroeléctrica	10	
SJ de Minas	Hidroeléctrica	6.4	
SJ del Tambo	Hidroeléctrica	8	
Topo	Hidroeléctrica	22.8	2014
Mazar Dudas	Hidroeléctrica	21	
Esmeraldas II	Termoeléctrica	96	
Toachi Pilatón	Hidroeléctrica	253	
Paute-Sopladora	Hidroeléctrica	487	
Manduriacu	Hidroeléctrica	62	2015
Delsi-Tanisagua	Hidroeléctrica	116	
Quijos	Hidroeléctrica	50	
Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica	1,500	2016
Minas-San Francisco	Hidroeléctrica	276	
Eólico I	Eólica	15	2017
Eólico II	Eólica	15	
Sabanillal	Hidroeléctrica	30	2018
Cardenillo	Hidroeléctrica	400	
Geotermico I	Geotérmico	30	2019
Chontal	Hidroeléctrica	200	2021

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021, pg. 172.

11.1.3 Proyección de demanda eléctrica

En el análisis se consideró la proyección de demanda del S.N.I. presentada en la Tabla 11-4. Esta proyección corresponde a un escenario de crecimiento medio, de acuerdo al documento de referencia. Según los datos de la proyección de crecimiento eléctrico de Ecuador, se estima que la demanda tendrá una tasa media anual de 5.61% para los próximos 15 años.

Tabla 11-4: Proyecciones de demanda eléctrica de Ecuador

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	19,663	21,056	23,133	24,965	28,930	31,422	32,989	34,516	35,958	37,299	38,688	40,070	41,512	43,014	44,576

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021, pg. 130.

11.2 PANAMÁ

A continuación se presentan las consideraciones para el modelamiento del sistema eléctrico de Panamá. La información fue recopilada de documentos de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETE-SA), del Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá, así como, del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

11.2.1 Centrales existentes

Según los documentos revisados, la capacidad instalada de Panamá a 2012 era de aproximadamente 2,109 MW, de los cuales 1,338 MW corresponde a centrales hidráulicas y 771 MW de centrales térmicas, distribuidos como se muestra en la Tabla 11-5.

Tabla 11-5: Centrales de generación existentes en Panamá

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Fortuna	Hidroeléctrica	300	Mini Chan	Hidroeléctrica	9.66
Bayano	Hidroeléctrica	260	Pedregalito 2	Hidroeléctrica	13
La Estrella	Hidroeléctrica	47.2	El Fraile	Hidroeléctrica	5.4
Los Valles	Hidroeléctrica	54.7	Pacora	Termoeléctrica	55.4
Estí	Hidroeléctrica	120	Pan_Am	Termoeléctrica	96
Concepción	Hidroeléctrica	10	Témica Cativá	Termoeléctrica	87
Mendre	Hidroeléctrica	20	El Giral	Termoeléctrica	15.5
Paso Ancho	Hidroeléctrica	6.8	El Giral II	Termoeléctrica	34.9
Macano	Hidroeléctrica	3.5	Termocolón	Termoeléctrica	150
Algarrobos	Hidroeléctrica	9.8	Panamá 1	Termoeléctrica	21.4
Macho de Monte	Hidroeléctrica	2.5	Panamá 2	Termoeléctrica	21.4
La Yeguada	Hidroeléctrica	6.6	Capira	Termoeléctrica	5.5
Dolega	Hidroeléctrica	3.1	Chitre	Termoeléctrica	4.5
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Antón I	Hidroeléctrica	1.4	Ciclo Comb. BLM	Termoeléctrica	160
Antón II	Hidroeléctrica	1.4	Bahía las Minas Carbón	Termoeléctrica	120
Antón III	Hidroeléctrica	1.4	Gualaca	Hidroeléctrica	25.2
Los Planetas 1	Hidroeléctrica	4.9	Lorena	Hidroeléctrica	33.8
Pedregalito	Hidroeléctrica	20	Baitún	Hidroeléctrica	88.7
Bajo de Mina	Hidroeléctrica	56	Cochea	Hidroeléctrica	12.5
Changuinola 1	Hidroeléctrica	212.8	Mendre 2	Hidroeléctrica	8

Fuente: Tomo II - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2026, pg.20, 21 y 66.

11.2.2 Centrales futuras

Asimismo, se presenta el cronograma de la posible entrada en operación de centrales de generación en el sistema eléctrico nacional panameño (ver Tabla 11-6). De la información se puede resaltar que existen grandes expectativas respecto a la implementación de centrales hidroeléctricas así como de parques eólicos. Según muestra el estudio, con este escenario de expansión el sistema eléctrico de Panamá incrementará su capacidad instalada en 2,229 MW para el año 2025, para un total aproximado de 4,338 MW al final del periodo.

Tabla 11-6: Cronograma de entrada de centrales de generación en Panamá

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
RP - 490	Hidroeléctrica	9.95	
La Huaca	Hidroeléctrica	5.05	
Las Perlas Norte	Hidroeléctrica	10	
Las Perlas Sur	Hidroeléctrica	10	
Prudencia	Hidroeléctrica	56	2013
El Sindigo	Hidroeléctrica	10	
El Alto	Hidroeléctrica	68	
Monte Lirio	Hidroeléctrica	51.65	
Pando	Hidroeléctrica	32	
Eólico I	Eólica	150	
Bajos de totuma	Hidroeléctrica	5	
Caldera	Hidroeléctrica	4	
La Palma	Hidroeléctrica	2	
Los Trancos	Hidroeléctrica	0.95	2014
Río Piedra	Hidroeléctrica	10	
Santa Maria 82	Hidroeléctrica	25.5	
Bonyic	Hidroeléctrica	31.3	
Los Planetas 2	Hidroeléctrica	3.7	
San Lorenzo	Hidroeléctrica	8.4	
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Eólico II	Eólica	40	
Asturias	Hidroeléctrica	4.1	
Bajo Frío	Hidroeléctrica	56	
Barro Blanco	Hidroeléctrica	28.8	
Cañazas	Hidroeléctrica	5.95	2015
Los Estrechos	Hidroeléctrica	10	
Ojo de Agua	Hidroeléctrica	6.5	
San Andres	Hidroeléctrica	9	
Santa Maria	Hidroeléctrica	26	
Tizingal	Hidroeléctrica	4.6	

Continúa

La Laguna	Hidroeléctrica	9.3	
Las Cruces	Hidroeléctrica	9.17	
Remigio Rojas	Hidroeléctrica	8.6	2016
San Bartolo	Hidroeléctrica	15.25	
Potrerillos	Hidroeléctrica	4.17	
Tabasará II	Hidroeléctrica	34.5	
Eólico III	Eólica	80	2017
Burica	Hidroeléctrica	50	
CB250a	Termoeléctrica	250	2018
Chan II	Hidroeléctrica	214	2020
Eólico IV	Eólica	120	
CB250b	Termoeléctrica	250	2021
CB250c	Termoeléctrica	250	2023
CB250d	Termoeléctrica	250	2025

Fuente: Tomo II - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2026, pg. 66.

11.2.3 Proyecciones de demanda

Consistente con las consideraciones del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2026 de Panamá, se seleccionó el escenario optimista de proyecciones de demanda. Según este escenario de expansión se pudo observar que la demanda de energía eléctrica de Panamá del año 2012 se duplicará para el año 2024. A continuación se presenta la Tabla 11-7 con la proyección de demanda de Panamá:

Tabla 11-7: Proyección demanda eléctrica de Panamá

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	8,109	8,646	9,212	9,821	10,424	11,049	11,722	12,399	13,082	13,797	14,518	15,289	16,109	17,006	17,959

Fuente: Tomo II - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2026, pg. 15.

11.3 COSTA RICA

Según información presentada por el CEAC en su documento Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027, Costa Rica es el país de Centroamérica con la mayor capacidad instalada en su sistema eléctrico a diciembre de 2011, al igual que el país con la mayor demanda de energía eléctrica.

11.3.1 Centrales existentes

Según el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2012-2024, Costa Rica cuenta con una capacidad instalada de cerca de 2,620 MW. El sistema dispone de un gran componente hidroeléctrico cercano al 65%, complementado con centrales térmicas convencionales así como con centrales geotérmicas, eólicas, y operadas con biomasa. Para el modelamiento del sistema eléctrico costarricense se tuvieron en cuenta las centrales presentadas en la Tabla 11-8:

Tabla 11-8: Centrales de generación existentes en Costa Rica

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Angostura	Hidroeléctrica	180	Ventanas Garita	Hidroeléctrica	100
Arenal	Hidroeléctrica	157	Cubujuquí	Hidroeléctrica	22
Cachi	Hidroeléctrica	103	Tacares	Hidroeléctrica	7
Canalete	Hidroeléctrica	18	Barranca	Termoeléctrica	36
Cariblanco	Hidroeléctrica	84	Garabito	Termoeléctrica	200
Carrillos	Hidroeléctrica	2	Guapiles	Termoeléctrica	14
Chocosuela	Hidroeléctrica	28	Moin 2	Termoeléctrica	131
CNFL Virilla	Hidroeléctrica	56	Moin 3	Termoeléctrica	78
Corobici	Hidroeléctrica	174	Orotina	Termoeléctrica	10
Cote	Hidroeléctrica	7	San Antonio Gas	Termoeléctrica	37
Daniel Gutiérrez	Hidroeléctrica	19	Boca Pozo 1	Geotérmica	5
El Encanto	Hidroeléctrica	8	Miravalles 1	Geotérmica	55
Garita	Hidroeléctrica	40	Miravalles 2	Geotérmica	55
General	Hidroeléctrica	39	Miravalles 3	Geotérmica	26
Gen Priv Hidro 1	Hidroeléctrica	39	Miravalles 5	Geotérmica	18
Gen Priv Hidro 2	Hidroeléctrica	41	Pailas	Geotérmica	36
Gen Priv Hidro 3	Hidroeléctrica	11	Aeroenergía	Eólica	6
Doña Julia	Hidroeléctrica	16	Guanacaste	Eólica	50
ICE Menores	Hidroeléctrica	5	Los Santos	Eólica	13
JASEC Menores	Hidroeléctrica	20	Tejona	Eólica	20
La Joya	Hidroeléctrica	50	Tierras Morenas	Eólica	20
Los Negros	Hidroeléctrica	17	Tilaran	Eólica	20
Pirris	Hidroeléctrica	140	El Viejo	Biomasa	18
Peñas Blancas	Hidroeléctrica	37	Valle Central	Eólica	15
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Pocosol	Hidroeléctrica	26	Rio Azul	Biomasa	2
Rio Macho	Hidroeléctrica	134	Taboga	Biomasa	19
San Lorenzo	Hidroeléctrica	15	Catsa	Biomasa	8
Sandillal	Hidroeléctrica	32	Cutris	Biomasa	3
Toro 1	Hidroeléctrica	27	El Palmar	Biomasa	5
Toro 2	Hidroeléctrica	66	-	-	-

Fuente: Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Período 2012-2024, pg. 59 y 81.

11.3.2 Centrales futuras

Igualmente, se consideró el Plan de Expansión Recomendado que se presenta en el documento de referencia (ver Tabla 11-9). El plan muestra un cronograma de posible entrada de las centrales de generación candidatas, de las que se puede resaltar el proyecto hidroeléctrico Diquis de 623 MW, así como el proyecto Reventazón con 292 MW. Finalmente se pudo observar que Costa Rica muestra intención de ampliar la participación en la matriz eléctrica de energías renovables tales como eólica y geotérmica.

Tabla 11-9: Cronograma de entrada de centrales de generación en Costa Rica

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Toro 3	Hidroeléctrica	49.5	
Anonos	Hidroeléctrica	3.5	2013
Balsa Inferior	Hidroeléctrica	37.5	
Rio Macho	Hidroeléctrica	-120	
Rio Macho Ampliación	Hidroeléctrica	140	
Chucás	Hidroeléctrica	50	2014
Cachí	Hidroeléctrica	-105	
Cachí 2	Hidroeléctrica	158	
Moin 2	Termoeléctrica	-130	
Capulín	Hidroeléctrica	48.5	
Torito	Hidroeléctrica	50	
CC Moin 1	Termoeléctrica	93	2015
CC Moin 2	Termoeléctrica	93	
Chiripa	Eólica	50	
Reventazon Minicentral	Hidroeléctrica	13.5	2016
Reventazon	Hidroeléctrica	292	
Geotérmico 1	Geotérmica	35	2018
Diquis	Hidroeléctrica	623	
Diquis Minicentral	Hidroeléctrica	27	2019
Geotérmico 2	Geotérmica	35	
Hidro 1	Hidroeléctrica	50	
Eólico 2	Eólica	50	
Eólico 3	Eólica	60	2020
Geotérmico 3	Geotérmica	35	
RC-500	Hidroeléctrica	58.4	

Fuente: Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2012-2024, pg. 81.

11.3.3 Proyecciones de demanda

En relación con la demanda energética de Costa Rica, se consideró la proyección del caso base presentada en el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2012-2024. Los datos se presentan en la Tabla 11-10:

Tabla 11-10: Proyección de demanda eléctrica de Costa Rica

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	10,088	10,605	11,152	11,731	12,345	12,999	13,693	14,430	15,212	15,943	16,646	17,381	18,149	18,950	19,785

Fuente: Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Período 2012-2024, pg. 37.

11.4 NICARAGUA

En el caso del sistema eléctrico nicaragüense la información fue extractada principalmente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027 del CEAC. De la misma forma se recopiló información del Instituto Nicaragüense de Energía.

11.4.1 Centrales existentes

En la Tabla 11-11 se presenta la composición de la matriz de generación eléctrica de Nicaragua. Se puede observar que más del 60% del parque generador corresponde a centrales termoeléctricas, mientras que la participación restante se distribuye de manera similar en cada una de las demás tecnologías (10% aproximadamente para cada una), tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 11-11: Centrales de generación existentes en Nicaragua

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Centroamerica	Hidroeléctrica	50	Che Guevara IX	Termoeléctrica	47.6
Santa Bárbara	Hidroeléctrica	54.4	CENSA	Termoeléctrica	63.9
Managua	Termoeléctrica	57.4	ENRON	Termoeléctrica	74
Las Brisas	Termoeléctrica	65	Tipitapa Power	Termoeléctrica	52.2
GESARSA	Termoeléctrica	6.4	Nicaragua	Termoeléctrica	106
Atder - El Bote	Hidroeléctrica	0.9	Ormat Momotombo	Geotérmico	77.5
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Hugo Chávez	Termoeléctrica	60	Ptizate3	Geotérmico	36
Che Guevara I	Termoeléctrica	20.4	PENSA	Geotérmico	10
Che Guevara II	Termoeléctrica	20.4	NSEL	Biomasa	59.3
Che Guevara III	Termoeléctrica	20.4	Monte Rosa	Biomasa	62.5
Che Guevara IV	Termoeléctrica	20.4	AMAYO	Eólica	63
Che Guevara V	Termoeléctrica	20.4	EolBPower	Eólica	40
Che Guevara VI	Termoeléctrica	13.6	EGOMSA	Termoeléctrica	2.02
Che Guevara VII	Termoeléctrica	40.8	Puerto Cabezas Power	Termoeléctrica	9.1
Che Guevara VIII	Termoeléctrica	27.2	-	-	-

Fuente: Estadísticas - Sector Eléctrico

11.4.2 Centrales futuras

Según la información del cronograma de ingreso de los proyectos de generación (ver Tabla 11-12), se puede observar que existe un gran interés en desarrollar proyectos geotérmicos para el suministro eléctrico. Igualmente el cronograma propone la entrada en operación de centrales de generación de gran tamaño, como lo son la central hidroeléctrica Tumarín de 253 MW en el año 2016, y dos proyectos termoeléctricos de 500 MW cada uno después del año 2020.

Tabla 11-12: Cronograma de entrada de centrales de generación en Nicaragua

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Larreynaga	Hidroeléctrica	17	
Pantasma	Hidroeléctrica	12	2013
Eolo	Eólica	37	
Eol-Ariva	Eólica	40	2014
Tumarín	Hidroeléctrica	253	2016
Boboke	Hidroeléctrica	70	2017
G Casitas	Geotérmico	35	2018
Mombacho	Geotérmico	25	
Casitas 2	Geotérmico	35	2021
Apoyo	Geotérmico	36	
CCGNL	Termoeléctrica	500	2022
CCGNL	Termoeléctrica	500	
Chiltepe2	Geotérmico	25	
Vol Najo1	Geotérmico	20	2024
Mombacho 2	Geotérmico	25	
Piedra Fina	Hidroeléctrica	42	2025
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Casitas 3	Geotérmico	35	
Pajaritos	Hidroeléctrica	31	2026
VCosigui2	Geotérmico	25	
Ometepe 1	Geotérmico	35	

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027, pg. 48.

4.4.3 Proyecciones de demanda

La información de la proyección de demanda fue extractada del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027 del CEAC la cual se ilustra en la Tabla 11-13.

Tabla 11-13: Proyección de demanda eléctrica de Nicaragua

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	3,496	3,659	3,839	4,037	4,173	4,311	4,454	4,603	4,758	4,922	5,095	5,294	5,505	5,732	5,968

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027, pg. 32.

11.5 HONDURAS

Para el modelamiento del caso del sistema eléctrico de Honduras se utilizó como fuente de información el Informe Estadístico Año - 2011 y la Descripción del Sistema Interconectado elaborados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), así como, el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027 del CEAC.

11.5.1 Centrales existentes

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, presenta en su página web la descripción del sistema interconectado hondureño en donde se presentan las centrales eléctricas (ver Tabla 11-14). De acuerdo con la información, Honduras cuenta con 1,858.8 MW instalados los cuales 938,5 corresponden a centrales termoeléctricas (59.18%), 487.5 MW a centrales hidroeléctricas (30.74%), y 159.8 MW a otras tecnologías (10.08%).

Tabla 11-14: Centrales de generación existentes en Honduras

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Francisco Moraza - El Cajón	Hidroeléctrica	300	EMCE II	Termoeléctrica	55
Cañaveral	Hidroeléctrica	29	Enersa	Termoeléctrica	220
Río Lindo	Hidroeléctrica	80	LUFUSSA III	Termoeléctrica	231
El Nispero	Hidroeléctrica	22.5	ELCOSA	Termoeléctrica	80
Nacaome	Hidroeléctrica	30	La Puerta General Electric	Termoeléctrica	15
La Esperanza	Hidroeléctrica	12.8	La Puerta Hitachi	Termoeléctrica	18
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Santa María del Real	Hidroeléctrica	1.2	La Grecia	Biomasa	12
El Coyoral	Hidroeléctrica	1.7	CAHSA	Biomasa	25.8
Zacapa	Hidroeléctrica	0.8	AYSA	Biomasa	8
La Nieve	Hidroeléctrica	0.5	Tres Valles	Biomasa	7.8
Babilonia	Hidroeléctrica	3	Azulosa	Biomasa	4
Río Blanco	Hidroeléctrica	5	EDA	Biomasa	1.2
LiHd2012	Hidroeléctrica	1	Empacadora del Atlántico Lean	Biomasa	0.5
LUFUSSA I	Termoeléctrica	39.5	Empacadora del Atlántico Aguan	Biomasa	0.5
Santa Fe	Termoeléctrica	5	Arrendamientos Privados	Termoeléctrica	82.4
EMCE	Termoeléctrica	26.6	EMCE II	Termoeléctrica	86
LUFUSSA II	Termoeléctrica	80	EolProy 12	Eólica	100

Fuente datos: <http://www.enee.hn/index.php/centrales-hidroelectricas/85-descripcion-ch> Fuente tabla: UPME ⁶⁰

⁶⁰ La información del proyecto eólico corresponde a información presentada por el CEAC en el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 - 2027.

11.5.2 Centrales futuras

En la Tabla 11-15 se presenta el cronograma de entrada en operación de los proyectos de generación planteado en el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027. Según los datos presentados, se espera que para el año 2026 el sistema eléctrico de Honduras incremente su capacidad en 1,474 MW.

Tabla 11-15: Cronograma de entrada de centrales de generación en Honduras

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
LicBi2013	Biomasa	2	
GNL_13	Geotérmico	99	2013
LiHd2013	Hidroeléctrica	14	
LicCog	Biomasa	15	2014
LiHd2014	Hidroeléctrica	98	
CECHSA Carbón	Termoeléctrica	150	
Patuca 3	Hidroeléctrica	100	2015
LiHD 2015	Hidroeléctrica	102	
LiGeoPlat	Geotérmico	35	
LiHd 2016	Hidroeléctrica	55	2016
Cangrejal	Hidroeléctrica	40	2017
LicBiomasa	Biomasa	11	
Tornillit	Hidroeléctrica	160	2018
LiHd 2018	Hidroeléctrica	53	
LiEo 2018	Eólica	5	
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
LIHd 2022	Hidroeléctrica	15	2022
CCGNL	Termoeléctrica	500	2025
Tablón	Hidroeléctrica	20	2026

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027, pg. 48.

11.5.3 Proyecciones de demanda

Al igual que en el caso de Nicaragua, la información de la proyección de demanda de energía eléctrica de Honduras fue obtenida del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027 del CEAC (ver Tabla 11-16).

Tabla 11-16: Proyección de demanda eléctrica de Honduras

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	8,012	8,393	8,791	9,212	9,661	10,125	10,597	11,124	11,668	12,230	12,799	13,386	13,992	14,615	15,157

Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027, pg. 32.

11.6 EL SALVADOR

Para el análisis del sistema eléctrico salvadoreño se tuvo en cuenta la información presentada en Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 – 2026, tal y como se muestra a continuación.

11.6.1 Centrales existentes

Actualmente el parque generador eléctrico de El Salvador cuenta con una capacidad aproximada de 1,543 MW distribuidos en centrales termoeléctricas con 692 MW (44.85%), hidroeléctricas 472 MW (30.59%), geotérmicas 204 MW (13.22%) y centrales que utilizan biomasa como combustibles 175 MW (11.34%) tal y como se muestra en la Tabla 11-17.

Tabla 11-17: Centrales de generación existentes en El Salvador

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Guajoyo	Hidroeléctrica	20	INE	Termoeléctrica	100
Cerrón Grande	Hidroeléctrica	173	Textufl	Termoeléctrica	44
5 de Noviembre	Hidroeléctrica	99	GECSA	Termoeléctrica	12
15 de Septiembre	Hidroeléctrica	180	Energia Borealis	Termoeléctrica	14
Ahuachapán	Geotérmica	95	Hilcasa	Termoeléctrica	7
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Berlín	Geotérmica	109	CASSA	Biomasa	50
Duke Energy	Termoeléctrica	338	El Ángel	Biomasa	38
Nejapa Power	Termoeléctrica	144	La Cabala	Biomasa	21
CESSA	Termoeléctrica	33	Chaparrastique	Biomasa	66

Fuente: Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026, pg. 32

11.6.2 Centrales futuras

Según el documento de referencia del sistema eléctrico de El Salvador, el país cuenta con el cronograma presentado en la Tabla 11-18 de las posibles entradas de proyectos de generación. En el listado se pudo observar que existe una gran variedad de proyectos termoeléctricos con los que se pretende ampliar la matriz de generación eléctrica actual.

Tabla 11-18: Cronograma de entrada de centrales de generación en El Salvador

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
Expansión Ingenio La Cabaña	Termoeléctrica	15	2013
Hidroeléctrica Chaparral	Hidroeléctrica	66	2015
Optimización Geotérmica Ahuachapán	Geotérmica	5	
Expansión Hidroeléctrica 5 de Noviembre	Hidroeléctrica	80	
Geotérmica Berlín, Unidad 6	Geotérmica	5	2016
Ciclo Combinada Gas Natural-a	Termoeléctrica	250	
Ciclo Combinada Gas Natural-b	Termoeléctrica	107	

Continúa

Central Geotérmica Chinameca	Geotérmica	47	
Geotérmica Berlín, Unidad 5	Geotérmica	26	2017
Ciclo Combinada Gas Natural-b	Termoeléctrica	143	
Motores de media velocidad, gas natural	Termoeléctrica	100	2019
Motores de media velocidad, gas natural	Termoeléctrica	100	2020
Motores de media velocidad, gas natural	Termoeléctrica	100	2021
Ciclo Combinada Gas Natural-c	Termoeléctrica	250	2023
Ciclo Combinada Gas Natural-d	Termoeléctrica	250	2026

Fuente: Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026, pg. 6

11.6.3 Proyecciones de demanda

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica de El Salvador corresponden a la demanda del escenario denominado Escenario de Referencia el cual se muestra en la Tabla 11-19. Según los datos presentados, se espera que la demanda eléctrica actual se duplique para el año 2026.

Tabla 11-19: Proyección de demanda eléctrica de El Salvador

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	6,108	6,346	6,605	6,877	7,194	7,537	7,900	8,283	8,685	9,146	9,647	10,180	10,744	11,341	12,016

Fuente: Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026, pg. 46

11.7 GUATEMALA

Para el modelamiento del sistema eléctrico guatemalteco se consideró la información presentada en el documento elaborado por el Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) denominado Perspectivas de los Planes de Expansión 2012 así como del Informe Estadístico 2012.

11.7.1 Centrales existentes

Según la información presentada en el documento Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, el sistema eléctrico de Guatemala cuenta actualmente con cerca de 2,300 MW instalados de los cuales cerca de 920 MW corresponden hidroeléctricas y 1,345 MW a centrales térmicas (ver Tabla 11-20).

Tabla 11-20: Centrales de generación existentes en Guatemala

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
Chixoy	Hidroeléctrica	281	Escuintia Gas 3	Termoeléctrica	23
Hidro Xacbal	Hidroeléctrica	97	Escuintia Gas 1	Termoeléctrica	33.5
Aguacapa	Hidroeléctrica	79.5	Laguna Gas 2	Termoeléctrica	17
Jurún Marinala	Hidroeléctrica	61	Poliwatt	Termoeléctrica	125.5
Renace	Hidroeléctrica	66.5	Puerto Quetzal Power	Termoeléctrica	114.5
El Canadá	Hidroeléctrica	47.5	Las Palmas	Termoeléctrica	65
Las Vacas	Hidroeléctrica	37.5	Genor	Termoeléctrica	41.5
Secacao	Hidroeléctrica	16	Sidegua	Termoeléctrica	38.5
Los Esclavos	Hidroeléctrica	13	Generadora del Este	Termoeléctrica	70

Montecristo	Hidroeléctrica	13	Generadora Progreso	Termoeléctrica	21.5
Pasabien	Hidroeléctrica	12	Electro Generación	Termoeléctrica	16
Matanzas	Hidroeléctrica	11.5	Gecsa	Termoeléctrica	14
Palo Viejo	Hidroeléctrica	84	Gecsa 2	Termoeléctrica	31.5
Poza Verde	Hidroeléctrica	10	Coenesa	Termoeléctrica	6
Rio Bobos	Hidroeléctrica	10.5	Magdalena	Termoeléctrica	75.5
Santa María	Hidroeléctrica	5	Magdalena Excedentes	Termoeléctrica	35.5
Candelaria	Hidroeléctrica	4.5	Pantaleón	Termoeléctrica	38.5
San Isidro	Hidroeléctrica	3	Pantaleón Excedentes	Termoeléctrica	20
El Salto	Hidroeléctrica	2	La Unión	Termoeléctrica	31.5
El Porvenir	Hidroeléctrica	2	La Unión Excedentes	Termoeléctrica	5.5
Hidro-Quet II	Hidroeléctrica	35	Santa Ana	Termoeléctrica	35.5
El Recreo	Hidroeléctrica	25.5	Madre Tierra	Termoeléctrica	21
Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Central	Tipo de central	Capacidad (MW)
San José	Termoeléctrica	131	Concepción	Termoeléctrica	26.5
La Libertad	Termoeléctrica	15	Tulula	Termoeléctrica	13.5
Arizona	Termoeléctrica	158	Trinidad	Termoeléctrica	14
Arizona Vapor	Termoeléctrica	4.5	Zunil	Geotérmica	14
Tampa	Termoeléctrica	78.5	Ortitlan	Geotérmica	22
Stewart & Stevenson	Termoeléctrica	23.5	-	-	-

Fuente: Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, pg. 47 y 48

11.7.2 Centrales futuras

Dentro de los escenarios de expansión propuestos en el documento Perspectivas de los Planes de Expansión, se muestra con detalle los resultados para el denominado Escenario de Expansión 4 (Todos los recursos), el cual considera optimización de plantas existentes, un escenario de demanda medio y expansión del sistema con plantas hidroeléctricas, termoeléctricas y geotérmicas, este a su vez, es considerado en el presente estudio de interconexión entre Colombia y Centroamérica. En la Tabla 11-21 se presenta el cronograma de la posible entrada en operación de los proyectos considerados en el denominado Escenario de Expansión 4.

Tabla 11-21: Cronograma de entrada de centrales de generación en Guatemala

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
JAGUAR	Termoeléctrica	275	2013
HIDRO-ALTV IV	Hidroeléctrica	56	2015
GEO I	Geotérmica	100	
GEO II	Geotérmica	100	
GEO III	Geotérmica	100	2017
HIDRO-SNMA I	Hidroeléctrica	17	
HIDRO-SNMA VII	Hidroeléctrica	40	2018
HIDRO-RETA I	Hidroeléctrica	25	2020
HIDRO-IZABI	Hidroeléctrica	10	2021

Continúa

Central	Tipo de central	Capacidad (MW)	Año de entrada en operación
HIDRO-HUEH I	Hidroeléctrica	198	2022
HIDRO-SNMA VI	Hidroeléctrica	150	
HIDRO-GUAT I	Hidroeléctrica	50	2023
HIDRO-ESCU I	Hidroeléctrica	28	2024
HIDRO-HUEH V	Hidroeléctrica	74	
HIDRO-ALTV VII	Hidroeléctrica	21	
HIDRO-ALTV VIII	Hidroeléctrica	111	2025
HIDRO-CHIQ I	Hidroeléctrica	59	
HIDRO-HUEH IV	Hidroeléctrica	152	

Fuente: Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, pg. 118

11.7.3 Proyecciones de demanda

Para el análisis del sistema eléctrico de Guatemala, se consideró la proyección de demanda denominada Escenario Medio del documento referencia. Los datos de esta proyección se presentan en la Tabla 11-22.

Tabla 11-22: Proyección de demanda eléctrica de Guatemala

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda (GWh)	8,797	9,210	9,642	10,109	10,588	11,080	11,569	12,071	12,572	13,064	13,570	14,092	14,620	15,164	15,713

Fuente: Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, pg. 71



12 ANEXO V: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂ Y FACTOR DE EMISIÓN DE LA GENERACIÓN

El volumen de CO₂ generado por un sistema eléctrico corresponde a la sumatoria de las emisiones producidas por las diferentes centrales de generación que lo conforman. De manera general se considera que las emisiones del sistema eléctrico colombiano provienen de las centrales térmicas, que para su operación requieren combustibles fósiles.

$$\text{Emisiones Totales de CO}_2 = \sum \text{Emisiones por tecnología [Ton CO}_2\text{]}$$

$$\text{Emisiones por tecnología} = \sum \text{Emisiones de cada central [Ton CO}_2\text{]}$$

Al conocer los valores de la generación de electricidad por tecnología, es posible determinar sus emisiones de CO₂ a través de la siguiente relación:

Dónde:

$$\text{Emisiones de cada central} = \frac{n \times \text{Ener. Generada} \times F. \text{Emisión}_{\text{Comb.}}}{H. \text{Rate} \times P. \text{Calorífico}} \text{ [Ton CO}_2\text{]}$$

- ✓ *n*: Factor de eficiencia.
- ✓ *Ener. Generada*: Energía Generada por la central.
- ✓ *F.Emisión_{Comb.}*: Factor de emisión del combustible.
- ✓ *H.Rate*: Heat Rate de la central.
- ✓ *P. Calorífico*: Poder calorífico del combustible.

Es importante recordar que las emisiones de CO₂ provenientes de plantas de generación operadas con biomasa, no se tienen en cuenta ya que el combustible proviene de un ciclo natural renovable.

Adicionalmente, para la estimación de las emisiones se utilizan los valores de conversión presentados en la Tabla 12-1, los cuales son extraídos del aplicativo denominado Factores de Emisión para Combustibles Colombianos (FECOC).

Tabla 12-1: Factores de conversión para el cálculo de emisiones de CO₂ y del factor de emisión

	Valor	Unidades
BTU	1,055.06	J
MWh	3.60	MJ
Poder Calorífico Neto Fuel Oil (Combustóleo)	39.28	MJ/kg
Poder Calorífico Neto ACPM Diésel Oil	42.37	MJ/kg
Poder Calorífico Neto Gas Natural	33.80	MJ/Nm ³
Poder calorífico Neto Carbón	11.50	MJ/kg
Factor de emisión de CO ₂ Fuel Oil (combustóleo)	80,570.00	Kg/TJ

Factor de emisión de CO ₂ ACPM	74,869.00	Kg/TJ
Factor de emisión de CO ₂ Gas Natural	55,101.00	Kg/TJ
Factor de emisión de CO ₂ Carbón Genérico	97,257.00	Kg/TJ

Fuente de datos: UPME

Fuente de tabla: UPME

Por otro lado, el Factor de Emisión de la Generación (FEG) es comúnmente utilizado para calcular la intensidad de emisiones de un sistema eléctrico, el cual corresponde a las emisiones de CO₂ equivalentes por unidad energética en un periodo determinado.

El FEG es la razón entre las emisiones de CO₂ provenientes de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, y la cantidad de electricidad generada del sistema.

Dónde:

$$FEG = \frac{\text{Emisiones Totales de CO}_2}{\text{Electricidad Generada}} \text{ [Ton CO}_2\text{/GWh]}$$

- ✓ *Emisiones Totales de CO₂*: Suma de las emisiones de CO₂ provenientes de las centrales de generación del sistema.
- ✓ *Electricidad Generada*: Total de electricidad generada.

13 ANEXO VI: EXPANSIÓN REPORTADA POR LOS OPERADORES DE RED - 2012

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
COMPANÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE - CEO					
2012	SANTANDER - PANCE	115	LÍNEA	NUEVA BAHÍA DE LÍNEA	590A
2012	PAEZ	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
2013	GUAPI	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2013	SAN BERNARDINO-GUAPI	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	464 A
2013	OLAYA HERRERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	15 MVA
2013	GUAPI - OLAYA HERRERA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	
2016	SAN BERNARDINO	230/115/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
2020	JULUMITO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2020	SAN BERNARDINO-JULUMITO	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	455 A
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO - CEDENAR					
2013	SAN MARTIN	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2013	RIO MAYO - SAN MARTIN	115	LÍNEA	RECONFIGURACION DE LA LÍNEA RIO MAYO - PASTO	400 A
2013	PASTO - SAN MARTIN	115	LÍNEA	RECONFIGURACION DE LA LÍNEA RIO MAYO - PASTO	400 A
2013	JARDINERA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2013	JAMONDINO - JARDINERA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO - JUNIN	400 A
2013	JARDINERA - JUNIN		LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA JAMONDINO - JUNIN	400 A
2013	JARDINERA - PANAMERICANA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2014	BOTANILLA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2014	BOTANILLA - CATAMBUCO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2014	JAMONDINO	230/115/34.5	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/30 MVA
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER CENS					
2013	AGUACHICA NUEVA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DE PASO	NA
2013	OCAÑA - AGUACHICA NUEVA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA OCAÑA - AGUACHICA	400 A
2013	AGUACHICA NUEVA - AGUACHICA	116	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA OCAÑA - AGUACHICA	400 A
2013	AYACUCHO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	13 MVA
2013	AGUACHICA NUEVA - AYACUCHO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	670 A
2014	OCAÑA - CONVENCION	115	LÍNEA	REPOTENCIACIÓN	670 A
2014	CONVENCION - TIBU	115	LÍNEA	REPOTENCIACIÓN	670 A
2014	TIBU - ZULIA	115	LÍNEA	REPOTENCIACIÓN	670 A
2014	OCAÑA	115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	90/90/30 MVA
2014	SAN MATEO	115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
2014	BELEN	115	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	150/150/50 MVA
2014	TIBU	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	30 MVA _r
2014	SAN MATEO	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	10 MVA _r
2016	SAN MATEO	115	COMPENSACIÓN	SEGUNDA COMPENSACIÓN	10 MVA _r
2018	AYACUCHO	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	10 MVA _r
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS CHEC					
2013	ARMENIA	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2013	ARMENIA 1	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	HACE PARTE DE PROYECTO S/E ARMENIA 230 kV. CONECTADO A LA S/E ARMENIA 115 kV	150/150/30 MVA
2013	ARMENIA - LA HERMOSA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1000 A
2013	ARMENIA - VIRGINIA	230	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO. PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN (40 km)	1000 A
2013	LA VIRGINIA CHEC	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2013	PAVAS - LA VIRGINIA (CHEC)	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2014	PURNIO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2014	PURNIO	230/115/13,2	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	150/150/25 MVA
2014	LA DORADA - PURNIO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	728 A
2015	MANIZALEZ - IRRRA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2015	RIOSUCIO - SALAMINA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2015	IRRRA - ESMERALDA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	400 A
2015	IRRRA - INSULA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	400 A
2015	LA VIRGINIA - VITERBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	300 A
2015	LA ESMERALDA CHEC	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	40 MVA
2015	LA ESMERALDA	220/115/13,8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	180/180/60
2015	AGUADAS	230/115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2015	AGUADAS	230/115	TRANSFORMADOR	NUOVO TRANSFORMADOR	150 MVA
2015	SALAMINA - AGUADAS	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	ND
2015	SANCARLOS - AGUADAS	220	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SANCARLOS ESMERALDA	
2015	ESMERALDA AGUADAS	221	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SANCARLOS ESMERALDA	

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
CODENSA					
ND	CENTRO URBANO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 57,5 kV A 115 kV	2X30 MVA
ND	CENTRO URBANO - SALITRE	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
ND	CENTRO URBANO - VERAGUAS	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 57,5 kV A 115 kV	800 A
2013	NUEVA ESPERANZA	500/115	SUBESTACIÓN	FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450 MVA
2013	NUEVA ESPERANZA 500 kV	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450/450/1 MVA
2013	TUNAL - VERAGUAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS 115 kV y TUNAL - LA PAZ 115 kV	800 A
2013	LAGUNETA - LA PAZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - VERAGUAS 115 kV y TUNAL - LA PAZ 115 kV	800 A
2013	LAGUNETA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ 115 kV	800 A
2013	LA PAZ - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LAGUNETA - LA PAZ 115 kV	800 A
2013	TECHO - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA 115 kV	800 A
2013	BOSA - NUEVA ESPERANZA 1	115	LÍNEA	RECONFIGURA TECHO - BOSA 115 kV	800 A
2013	BOSA - NUEVA ESPERANZA 2	115	LÍNEA	RECONFIGURA BOSA - LAGUNETA 115 kV QUEDANDO ABIERTA EN LAGUNETA	800 A
2013	MUÑA - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	1200 A
2013	GRAN SABANA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2013	GRAN SABANA - TERMOZIPIA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERMOZIPIA - T LEONA	530 A
2013	GRAN SABANA - T LEONA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERMOZIPIA - T LEONA	530 A
2013	UBATE	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	15 MVAr
2015	COMPARTIR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2 x 30 MVA
2015	COMPARTIR - BOSA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NVA ESPERANZA - BOSA 2	800 A
2015	COMPARTIR - NUEVA ESPERANZA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NVA ESPERANZA - BOSA 3	800 A
2015	NORTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	1 X 450 MVA
2015	NORTE	STN/120/11,4	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR, FORMA PARTE	450/450/1 MVA
2015	NORTE	STN/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, FORMA PARTE DE PROPUESTA DE EXPANSIÓN EN EL STN	450/450/1 MVA
2015(6)	NORTE - EL SOL	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SOL TERMOZIPIA	800 A
2015(6)	NORTE - SESQUILE	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	800 A
2015(6)	NORTE - TERMOZIPIA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SOL TERMOZIPIA	800 A
2015(6)	NORTE - ZIPAQUIRA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	800 A
2015(6)	NORTE - GRAN SABANA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	800 A
2016	BALSILLAS	220/120	TRANSFORMADOR	QUINTO TRANSFORMADOR	240 MVA
2017	TERMINAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2 x 30 MVA
2017	TERMINAL - NOROESTE	115	LÍNEA	RECONFIGURA NOROESTE - TECHO	800 A
2017	TERMINAL - TECHO	115	LÍNEA	RECONFIGURA NOROESTE - TECHO	800 A
2018	GUAYMARAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	2 x 30 MVA
2018	GUAYMARAL - BACATA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATA - CHIA	800 A
2018	GUAYMARAL - CHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BACATA - CHIA	800 A
2018	BACATÁ	500/120/11,4	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	450/450/1 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA					
2012	PUERTO NARE - PALAGUA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2012	PAIPA - BAVARIA	115	LÍNEA	NORMALIZACIÓN LÍNEA	528 A
2012	CHIVOR - SANTA MARIA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2012	BAVARIA - HOLCIM	115	LÍNEA	NORMALIZACIÓN LÍNEA	528 A
2012	HOLCIM - ACERIAS PAZ DEL RIO (BELENCITO)	115	LÍNEA	NORMALIZACIÓN LÍNEA	528 A
2012	SESQUILE - GUATEQUE	115	LÍNEA	NORMALIZACIÓN LÍNEA	492 A
2012	PAIPA - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	600 A
2013	TUNJITA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2013	SANTA MARIA - PCH TUNJITA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2013	PCH TUNJITA - GUATEQUE	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2014	EL HUCHE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2015	SUBESTACIÓN ALTO RICAUTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	
2015	DONATO - ALTO RICAUTE	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DONATO - CHIQUINQUIRA	493 A
2015	ALTO RICAUTE - CHIQUINQUIRÁ	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DONATO - CHIQUINQUIRA	493 A
2015	SAN ANTONIO - EL HUCHE	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SAN ANTONIO BOAVITA	493 A
2015	EL HUCHE - BOAVITA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SAN ANTONIO BOAVITA	493 A
2015	SUBESTACIÓN SOCHAGOTA	230/115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN A NIVEL DE STN	90 MVA
2015	SOCHAGOTA	220/115/13,8	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	180/180/30
2015	SOCHAGOTA - LA RAMADA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	600 A
2015	SOCHAGOTA	230/115	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	180/180/30

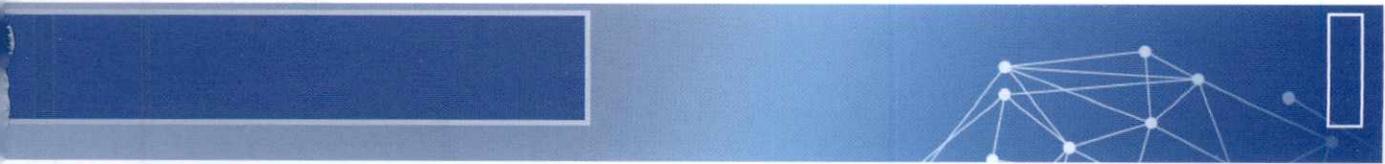
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ - EBSA					
2016	OTANCHE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN A NIVEL	40 MVA
2016	CHIQUINQUIRA - OTANCHE	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2016	OTANCHE - PUERTO BOYACÁ	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2016	JENESANO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN A NIVEL	40 MVA
2016	GUATEQUE - JENESANO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
2016	JENESANO - DONATO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	493 A
ELECTRICARIBE					
2012	NUEVA BARRANQUILLA	220/110/46	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100/100/30 MVA
2012	FUNDACIÓN	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA
2012	VILLA ESTRELLA	66	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2013	JUAN MINA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	50 MVA
2013	NVA. BARRANQUILLA-JUAN MINA	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	712 A.
2012	SANTA MARTA	220/110/34.5	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	110/70/30 MVA
2013	SABANALARGA	220/110/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	90/90/30 MVA
2013	LA MOJANA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA PARA ATENCIÓN DE NUEVA DEMANDA	30 MVA
2013	SAN MARCOS-LA MOJANA	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	643 A.
2013	VILLA ESTRELLA - BOLIVAR	66	LÍNEA	RECONFIGURA LA LINEA VILLA ESTRELLA - BAYUNCA	308 A
2013	BOLIVAR - BAYUNCA		LÍNEA	RECONFIGURA LA LINEA VILLA ESTRELLA -BAYUNCA	308 A
2013	CHINÚ - BOSTON	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	500 A
2013	BOSQUE -CHAMBACÚ-1	66	LÍNEA	RECONFIGURACION CARTAGENA-CHAMBACU 66kV	540 A.
2013	BOSQUE -CHAMBACÚ-2	66	LÍNEA	RECONFIGURACION ZARAGOCILLA-CHAMBACU 66kV	540 A.
2013	CANDELARIA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR, BIDEVANADO	150 MVA
2013	CHINÚ	500/110	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	150 MVA
2013	BOSQUE	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2013	BOSQUE	220/110-66	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2013	VALLEDUPAR	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR	100 MVA
2014	BOSQUE	220/110-66	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2014	CUESTECISTAS	220/110/13.8	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	100/100/33 MVA
2014	BOLÍVAR	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN A NIVEL DE STN	100 MVA
2014	BOLÍVAR	220-110/66	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR	100 MVA
2014	BOLÍVAR - BAYUNCA	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A.+F154-F15A122-F154
2014	MANZANILLO	66	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	30 MVA
2014	BAYUNCA - MANZANILLO	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A.
2014	MANZANILLO - BOLÍVAR	66	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A.
2014	CERROMATOSO	500/110	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR	150 MVA
2014	TERMOCARTAGENA	220/13.8	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN STN/SDL	50 MVA
2014	TERMOCARTAGENA	220/13.8	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN STN/SDL	50 MVA
2014	TERNERA	220/66	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN CAPACIDAD	150 MVA
2014	TERNERA	220/66	TRANSFORMADOR	AMPLIACIÓN CAPACIDAD	150 MVA
2014	TERMOFLORES - CENTRO	110	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	900 A.
2014	LA LOMA	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2014	LA JAGUA - LA LOMA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A.
2014	RIOACHA - MAICAO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A.
2014	BANCO	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	15 MVAr
2014	MOMPOX	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	10 MVAr
2014	MONTERIA	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	20 MVAr
2014	LA LOMA	110	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	20 MVAr
2015	TERMOFLORES - OASIS	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	945 A.
2015	CERETE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA
2015	CHINÚ - CERETÉ	110	LÍNEA	RECONFIGURACION DE LA LINEA CHINÚ - MONTERIA	530
2015	CERETE - MONTERIA	110	LÍNEA	RECONFIGURACION DE LA LINEA CHINÚ - MONTERIA	530
2015	MONTERIA	230	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	150 MVA
2015	MONTERIA	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2015	MONTERIA	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2015	CHINU - MONTERIA	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DE CONEXIÓN AL STN	971 A
2015	RIO CÓRDOBA	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA
2015	RIO CÓRDOBA	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL DE STN	150 MVA
2015	FUNDACIÓN - RIO CORDOBA	220	LÍNEA	APERTURA DE LA LINEA FUNDACIÓN - SANTA MARTA	972 A
2015	RIO CÓRDOBA - SANTA MARTA	220	LÍNEA	APERTURA DE LA LINEA FUNDACIÓN - SANTA MARTA	973 A
2015	CARACOLÍ	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	300 MVA
2015	CARACOLÍ	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2015	CARACOLÍ	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	150 MVA
2015	TERMOFLORES - CARACOLÍ	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DE CONEXIÓN AL STN	971 A
2015	CARACOLÍ - SABANALARGA	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DE CONEXIÓN AL STN	971 A
2015	CARACOLÍ - MALAMBO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	640 A

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
ELECTRICARIBE					
2015	CARACOLÍ - CORDIALIDAD	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA SILENCIO CORDIALIDAD	712 A
2015	TEBSA	220/110/46	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR	180/180/60 MVA
2015	VEINTE DE JULIO - CARACOLÍ	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA VEINTE DE JULIO - MALAMBO	500 A
2015	CARACOLÍ - MALAMBO	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA VEINTE DE JULIO - MALAMBO	500 A
2015	TEBSA - SILENCIO	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA, TEBSA - VEINTE DE JULIO, VEINTE DE JULIO - SILENCIO	640 A
2015	CARACOLÍ - SILENCIO	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CORDIALIDAD - SILENCIO	712 A
2015	CARACOLÍ - CORDIALIDAD	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A
2015	NORTE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	60 MVA
2015	NUEVA BARRANQUILLA - NORTE	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	900 A
2015	CESAR	220	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DE CONEXIÓN AL STN	60 MVA
2015	CESAR	220/110	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	60 MVA
2015	CESAR	220/110	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	60 MVA
2015	VALLEDUPAR - CESAR	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CUESTECISTAS - VALLEDUPAR	598 A
2015	CESAR - CUESTECISTAS	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CUESTECISTAS - VALLEDUPAR	598 A
2016	PAILITAS	500	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	100 MVA
2016	OCAÑA - PAILITAS	500	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA OCAÑA - COPEY	1905 A
2016	PAILITAS - COPEY	500	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA OCAÑA - COPEY	1905 A
2016	PAILITAS	500/110/34.5	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR PROPUESTA DE EXPANSIÓN A NIVEL STN	100/100/72 MVA
2016	PAILITAS - EL BANCO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A
2016	EL PASO - LA LOMA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A
2016	CUESTECITA - RIOACHA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	712 A
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA - ELECTROCAQUETA					
2012	DONCELLO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN - BARRA SENCILLA	22 MVA
2012	CENTRO (Florencia) - DONCELLO	115	LÍNEA	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 34,5 kV A 115 kV. LÍNEA ASILADA PARA 115 kV	593 A.
2014	ALTAMIRA-FLORENCIA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	593 A.
2015	SAN VICENTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2015	CENTRO (Florencia) - DONCELLO	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A.
2015	DONCELLO - SAN VICENTE	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	593 A.
2015	DONCELLO - SAN VICENTE	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A.
ELECTROHUILA					
2012	ORIENTE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2012	BETANIA - SUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 A
2012	ORIENTE - SUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 A
2013	HOBO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2013	HOBO - THOBO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	455 A
2014	LA PLATA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2014	ALTAMIRA - LA PLATA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	455 A
EMCALI					
2013	ALFÉREZ	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN.	60 MVA
2013	MELÉNDEZ-ALFÉREZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA MELÉNDEZ-AGUABLANCA EN MELÉNDEZ - ALFÉREZ Y ALFÉREZ-AGUABLANCA	987 A
2013	ALFÉREZ - AGUA BLANCA	116	LÍNEA		
2013	DERIVACIÓN LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - MELÉNDEZ PARA LA S/E ALFÉREZ	987 A
2017	SUR	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	116 MVA
2017	MELÉNDEZ-NUEVA SUBSUR	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2017	DIESEL II	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	116 MVA
2017	NUEVA SUBSUR-NUEVA DIESEL II	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2017	NUEVA DIESEL II - JUANCHITO	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	987 A
2018	LADERA 115	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	12,5 MVA
2020	TERMOYUMBO - ARROYOHONDO	115	LÍNEA	CAMBIO NIVEL TENSIÓN	987 A
2020	PANCE - LADERA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO	987 A
2020	LADERA - SAN ANTONIO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO	987 A
2020	TERRON COLORADO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	12,5 MVA
2020	ARROYOHONDO	115	SUBESTACIÓN	CAMBIA DE 34,5 kV A 115 kV	58 MVA
ELECTRIFICADORA DEL META - EMSA					
2013	CAMPOBONITO (BIOENERGY)	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	45 MVA
2013	PUERTO LÓPEZ - CAMPO BONITO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PUERTO LÓPEZ-PUERTO GAITÁN	593 A
2013	CAMPO BONITO - PUERTO GAITÁN	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA PUERTO LÓPEZ-PUERTO GAITÁN	594 A
2013	SURIA - PUERTO LÓPEZ	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A
2013	REFORMA	230/115	TRANSFORMADOR	TERCER TRANSFORMADOR	150 MVA
2013	PUERTO LÓPEZ	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	12 MVAr
2013	PUERTO GAITÁN	115	COMPENSACIÓN	NUEVA COMPENSACIÓN	10 MVAr

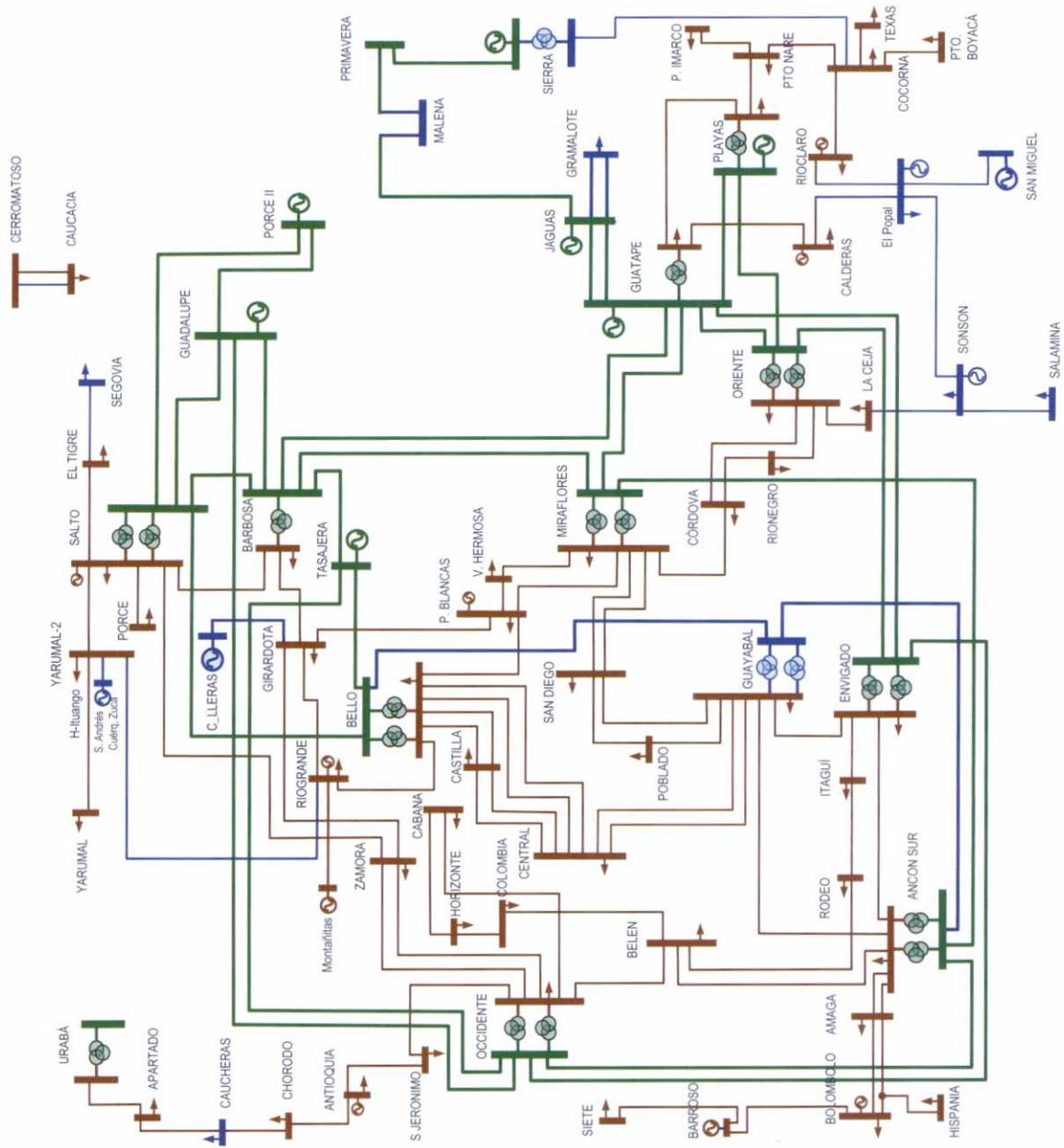
AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSIÓN (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD
ELECTRIFICADORA DEL META - EMSA					
2014	PUERTO LÓPEZ - PUERTO GAITÁN	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	593 A
2015	OCOA - SURIA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	800 A
2015	SURIA	230	SUBESTACIÓN	PROPUESTA DE NUEVA SUBESTACIÓN A NIVEL DE STN	300 MVA
2015	SURIA	230/115	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA
2015	CATAMA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40MVA
2015	REFORMA - CATAMA	115	LÍNEA	NUEVA CIRCUITO	800 A
2016	CATAMA - SURIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA OCOA - SURIA	800 A
2016	GUAMAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2016	OCOA - GUAMAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
2017	SURIA - GUAMAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
2018	GUAMAL - GRANADA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
2019	CUMARAL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2019	CATAMA- CUMARAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	800 A
2019	SAN JUAN DE ARAMA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2020	GRANADA- SAN JUAN DE ARAMA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	530 A
ENERCA					
2013	AGUA CLARA - YOPAL	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	455 A
2013	AGUAZUL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	25 MVA
2013	ARANGUANEY	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	15 MVA
2015	CARMENTEA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	40 MVA
2015	AGUA CLARA - CARMENEA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2015	SAN LUIS DE PALENQUE	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	8 MVA
2015	YOPAL - LA YOPALOSA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA YOPAL - PAZ DE ARIPORO	397 A
2015	LA YOPALOSA - PAZ DE ARIPORO	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA YOPAL - PAZ DE ARIPORO	397 A
2015	LA YOPALOSA - SAN LUIS	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	397 A
2015	SANTA ROSALIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	5 MVA
2015	SAN LUIS - SANTA ROSALIA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA YOPAL - PAZ DE ARIPORO	397 A
2014	CAMPO CORCEL	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2014	AGUA CLARA - CORCELES	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2014	CORCELES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	30 MVA
2015	YOPAL - ARANGUANEY	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	464 A
2015	SANTA ROSALIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION	3 MVA
ENERTOLIMA					
2012	BRISAS	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2012	MIROLINDO - BRISAS	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	754 A
2013	GUALANDAY	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2013	CEMEX - GUALANDAY	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	725 AMP
2013	GUALANDAY - FLANDES	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	725 AMP
2014	CAJAMARCA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2014	BRISAS - CAJAMARCA	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	757 AMP
2014	CAJAMARCA - REGIVIT	115	LÍNEA	NUEVO CIRCUITO	757 AMP
2015	TULUNÍ	230	SUBESTACIÓN	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN TULUNÍ	150 MVA
2015	TULUNÍ	230/115	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	150 MVA
2015	BETANIA - TULUNÍ	230	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA BETANIA - MIROLINDO	895 A
2015	TULUNÍ - MIROLINDO	230	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA BETANIA - MIROLINDO	895 A
2015	NATAGAIMA	115	SUBESTACIÓN	NORMALIZACION SUBESTACIÓN	20 MVA
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN-EPM					
2012	LA CRUZADA	110	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN.	25 MVA
2012	EL TIGRE - SEGOVIA (LA CRUZADA)	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2012	CAUCHERAS	110	SUBESTACIÓN	NORMALIZACIÓN DE LA SUBETACIÓN	
2012	MORICHE	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	7.5 MVA
2012	PUERTO NARE - MORICHE	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	316 A
2012	BARROSO	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACION - CONEXIÓN DE GENERACIÓN DE 20 MW A 110 kV	
2013	HIDROITUANGO	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	37.5 MVA
2013	YARUMAL II - HIDROITUANGO	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2013	NUEVA ESPERANZA	500/230	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	450 MVA
2013	BACATÁ - NUEVA ESPERANZA	500	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DE CONEXIÓN AL STN	1905 AMP
2013	NUEVA ESPERANZA	500/230	TRANSFORMADOR	NUEVO TRASNFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	3 x 150 MVA
2013	GUAVIO - NUEVA ESPERANZA	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DE CONEXIÓN AL STN	960 AMP
2013	PARAISO - NUEVA ESPERANZA1	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA L PARAISO - CIRCO	960 AMP

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN-EPM					
2013	PARAISO - NUEVA ESPERANZA2	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA L PARAISO - SAN MATEO	960 AMP
2013	NUEVA ESPERANZA - CIRCO	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA L PARAISO - CIRCO	960 AMP
2013	NUEVA ESPERANZA - SAN MATEO	220	LÍNEA	RECONFIGURA LA L PARAISO - SAN MATEO	960 AMP
2014	MALENA	230	SUBESTACIÓN	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN	50 MVA
2014	MALENA	220/44	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	50 MVA
2014	CERROMATOSO	500/115/34.5	TRANSFORMADOR	NUEVO TRANSFORMADOR	150 MVA
2014	RIOGRANDE - YARUMAL II	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2014	SALTO - YARUMAL II	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2015	CERROMATOSO - CAUCASIA	110	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	467 Amp
2015	SONSON	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2015	LA CEJA - SONSON	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2015	EL POPAL	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN PARA CONEXIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN	NA
2015	EL POPAL - CALDERAS	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CALDERAS - RIO CLARO	467 Amp
2015	CALDERAS - RIO CLARO	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CALDERAS - RIO CLARO	467 Amp
2015	SONSON - EL POPAL	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2015	CARLOS LLERAS	110	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN PARA CONEXIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN	NA
2015	CARLOS LLERAS - GIRARDOTA	110	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA SALTO - BARBOSA	467 Amp
ND	SONSON - SALAMINA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
ND	EL SALTO - LA CRUZADA	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2015	GUAYABAL	220	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	180 MVA
2015	GUAYABAL	230/110/44	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	180/180/180 MVA
2015	ANCÓN SUR - GUAYABAL	230	LÍNEA	NUEVA LÍNEA DEL STN	ND
2015	GUAYABAL - BELLO	220	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	ND
2015	LA SIERRA	220/110/13.8	TRANSFORMADOR	NEVO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	90/90/30
2015	LA SIERRA - COCORNÁ	110	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	467 Amp
2017	NUEVA MEDELLIN	500	SUBESTACION	NUEVA SUBESTACIÓN DEL STN	450 MVA
2017	NUEVA MEDELLIN	500/230/110	TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR NUEVO CONEXIÓN AL STN	360/360/180 MVA
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA					
2012	PALMASECA	115	SUBESTACIÓN	SUBESTACION NUEVA	25 MVA
2012	GUACHAL-PALMASECA	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	900 A
2012	PALMASECA-SUCROMILES	115	LÍNEA	RECONFIGURA GUACHAL - SUCROMILES 115 kV	900 A
2012	PANCE - SANTANDER	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	
2013	ALFÉREZ	230/115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	336 MVA
2013	ALFEREZII	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN (TRASLADADO DESDE LA SUBESTACIÓN SAN MARCOS)	168/168/30 MVA
2013	ALFEREZII	230/115/13.2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN (TRASLADADO DESDE LA SUBESTACIÓN SAN MARCOS)	168/168/30 MVA
2013	YUMBO - ALFEREZ II	230	LÍNEA	RECOFIGURA YUMBO - SAN BERNARDINO	986 A
2013	ALFEREZ - SAN BERNARDINO	230	LÍNEA	RECOFIGURA YUMBO - SAN BERNARDINO	
2013	ALFÉREZ I - MELENDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - MELENDEZ	900 A
2013	ALFEREZ I - PANCE	115	LÍNEA	RECONFIGURA PANCE - MELENDEZ	900 AMP
2013	ALFEREZ II - MELENDEZ	115	LÍNEA	RECONFIGURA AGUABLANCA - MELENDEZ	900 A
2013	ALFEREZ II - AGUABLANCA	115	LÍNEA	RECONFIGURA AGUABLANCA - MELENDEZ	900 A
2013	SAN MARCOS	220/115/13.2	TRANSFORMADOR	REEMPLAZO DEL PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	168/168/60 MVA
2013	SAN MARCOS	220/115/13.2	TRANSFORMADOR	REEMPLAZO DEL SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	168/168/60 MVA
2013	JUANCHITO - CANDELARIA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	530 A
2013	BAHIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2014	CARTAGO	220/115/13.2	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN - TRASLADADO DESDE LA SE SAN MARCOS	168/168/60 MVA
2014	PAILON - BAHIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PAILON - MALAGA	393 A
2014	BAHIA - MALAGA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PAILON - MALAGA	393 A
2014	CALIMA - BAHIA	115	LÍNEA	PRIMER CIRCUITO	533 A
2014	CALIMA - BAHIA	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO	533 A
2014	TERMOYUMBO - CHIPICHAPE	115	LÍNEA	AUMENTO CAPACIDAD	802 A
2014	TERMOYUMBO - LA CAMPIÑA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA LA CAMPIÑA - CHIPICHAPE	802 A
2014	LA CAMPIÑA - CHIPICHAPE	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA LA CAMPIÑA - CHIPICHAPE	802 A
2016	EL CARMELO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	50 MVA
2016	JUANCHITO - EL CARMELO	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO - CANDELARIA 2	530 A
2016	EL CARMELO - CANDELARIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO - CANDELARIA 2	530 A
2016	SAN MARCOS - CODAZZI	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN MARCOS - CODAZZI	900 A
2016	CERRITO - CODAZZI	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN MARCOS - CODAZZI	900 A
2017	JUANCHITO	220/115/13.8	TRANSFORMADOR	CUARTO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN	90/90/30 MVA
2017	ALFEREZ II - MELENDEZ	115	LÍNEA	SEGUNDO CIRCUITO (RECONFIGURA AGUABLANCA - MELENDEZ)	900 AMP

AÑO DE ENTRADA	NOMBRE	TENSION (kV)	ELEMENTO	DESCRIPCION	CAPACIDAD
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA					
2017	ALFEREZ II -ALFEREZ I	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA MELENDEZ - ALFEREZ I	900 AMP
2018	ANDALUCIA	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2018	TULUA - ANDALUCIA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA TULUA - ZARZAL2	530 A
2018	ANDALUCIA - ZARZAL	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA TULUA - ZARZAL2	530 A
2018	LA DOLORES	230/115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN DE CONEXIÓN AL STN	336 A
2018	YUMBO - LA DOLORES	230	LÍNEA	SE RECONFIGURA YUMBO-ALFEREZ II	986 AMP
2018	LA DOLORES - ALFEREZ	230	LÍNEA	SE RECONFIGURA YUMBO-ALFEREZ II	986 AMP
2018	LA DOLORES	230	TRANSFORMADOR	PRIMER TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	168/168/60 MVA
2018	LA DOLORES	230	TRANSFORMADOR	SEGUNDO TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN	168/168/60 MVA
2018	LA DOLORES - JUANCHITO	115	LÍNEA	SE RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO (115)- SAN LUIS 1	900 AMP
2018	LA DOLORES - JUANCHITO	115	LÍNEA	SE RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO (115)-SAN LUIS 2	900 AMP
2018	SAN LUIS - GUACHAL	115	LÍNEA	SE UNEN LAS LÍNEAS GUACHAL- TERMOYUMBO 1 Y TERMOYUMBO-SANLUIS 1	900 AMP
2018	SAN LUIS - GUACHAL	115	LÍNEA	SE UNEN LAS LÍNEAS GUACHAL- TERMOYUMBO 1 Y TERMOYUMBO-SANLUIS 1	900 AMP
2018	LA DOLORES - SAN LUIS	115	LÍNEA	SE RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO (115)- SAN LUIS 1	900 AMP
2018	LA DOLORES - SAN LUIS	115	LÍNEA	SE RECONFIGURA LA LÍNEA JUANCHITO (115)- SAN LUIS 2	900 AMP
2021	VIA AL MAR	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2021	CHIPICHAPE - VIA AL MAR	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CHIPICHAPE - BAJO ANCHICAYÁ 2	490 A
2021	VIA AL MAR - BAJO ANCHICAYÁ	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA LÍNEA CHIPICHAPE - BAJO ANCHICAYÁ 2	490 A
2022	ROZO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	25 MVA
2022	SAN MARCO - ROZO	115	LÍNEA	RECONFIGURA SAN MARCOS - CODAZZI	900 A
2022	ROZO - CODAZZI	116	LÍNEA	RECONFIGURA SAN MARCOS - CODAZZI	900 A
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER - ESSA					
2012	BUCARAMANGA-PIEDRECUESTA	115	LÍNEA	RECONFIGURA BUCARAMANGA-SAN GIL	422 A
2012	PUERTO WILCHES	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	20 MVA
2012	PTO WILCHES - TERMOBARRANCA	115	LÍNEA	CIRCUITO NUEVO	730 A
2013	SABANA	115	SUBESTACIÓN	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN	20-25 MVA
2014	BUCARAMANGA - RIO FRIO	116	LÍNEA	RECONFIGURA LA BUCARAMANGA - REAL MINAS	464 A
2014	RIO FRIO - REAL MINAS	115	LÍNEA	RECONFIGURA LA BUCARAMANGA - REAL MINAS	464 A
2014	RIO FRIO	115	SUBESTACIÓN	NUEVA SUBESTACIÓN	90 MVA
2015	BUENA VISTA - LIZAMA	115	LÍNEA	RECONFIGURA LIZAMA - SAN SILVESTRE	521 A
2015	BUENAVISTA - SAN SILVESTRE	115	LÍNEA	RECONFIGURA LIZAMA - SAN SILVESTRE	521 A
2015	BUENAVISTA	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL DE TENSIÓN	80 MVA
2016	PRINCIPAL	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL DE TENSIÓN	40 MVA
2016	PALOS - PRINCIPAL	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	521 AMP
2016	PRINCIPAL - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURA PALOS - FLORIDA	521 AMP
2018	ZAPAMANGA	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL DE TENSIÓN	40 MVA
2018	PRINCIPAL - ZAPAMANGA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE PRINCIPAL -FLORIDA	521 AMP
2018	ZAPAMANGA - FLORIDA	115	LÍNEA	RECONFIGURACIÓN DE PRINCIPAL - FLORIDA	521 AMP
2019	MALAGA	115	SUBESTACIÓN	CAMBIO NIVEL DE TENSIÓN	20 MVA
2019	SAN GIL - MALAGA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	401 AMP
2019	PIEDRECUESTA - FLORIDA	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 AMP
2019	PIEDRECUESTA	230	SUBESTACIÓN	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN	150 MVA
2019	PIEDRECUESTA - PALENQUE	115	LÍNEA	NUEVA LÍNEA	521 AMP

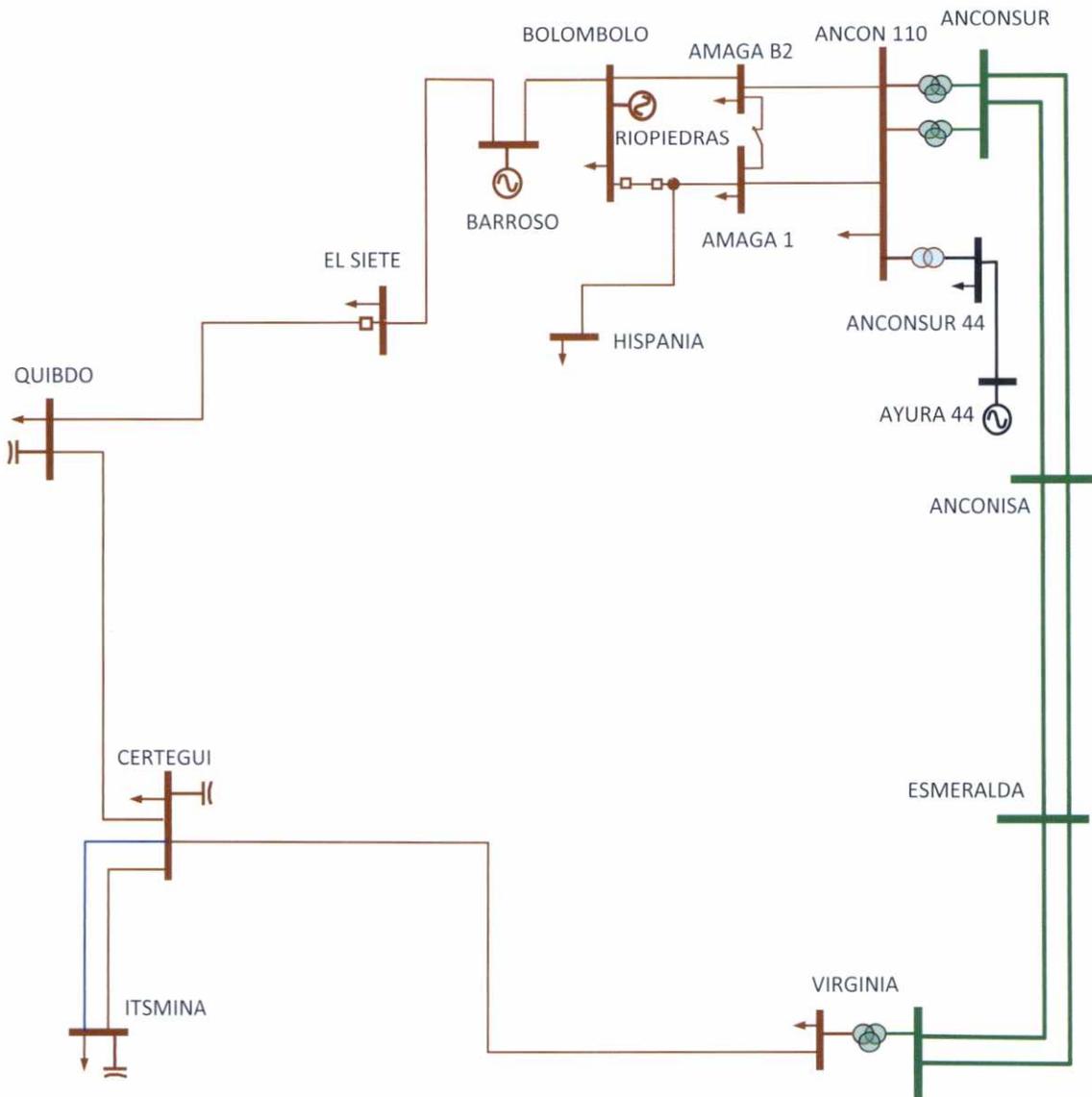
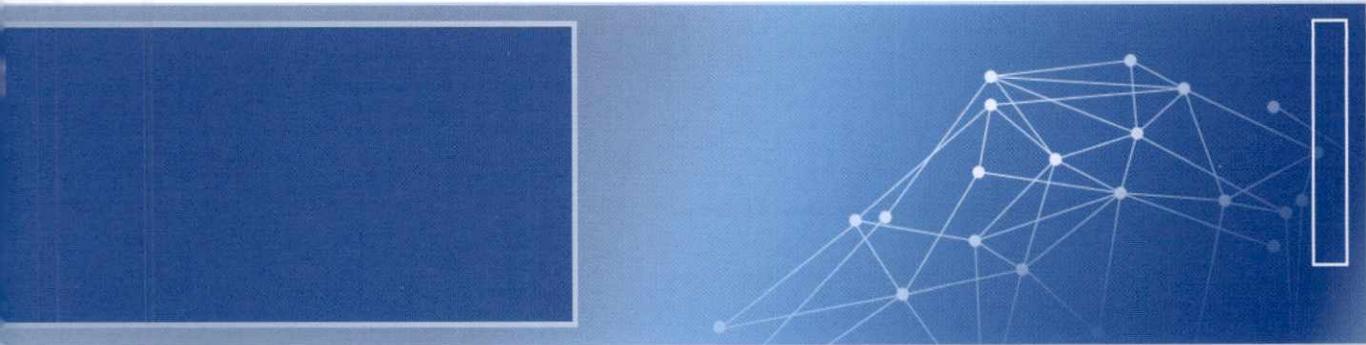


14 ANEXO VII: DIAGRAMAS UNIFILARES



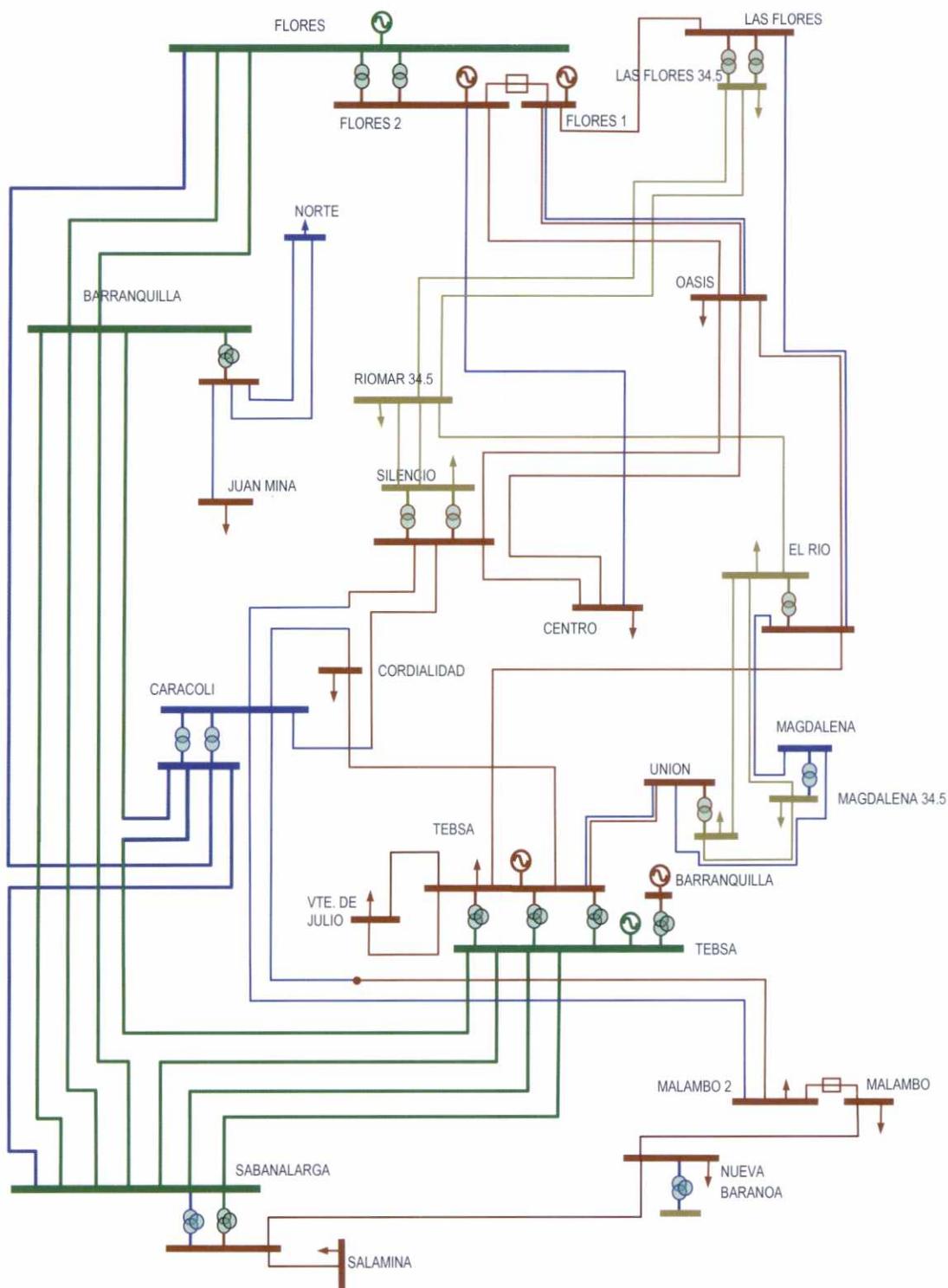
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de Expansión



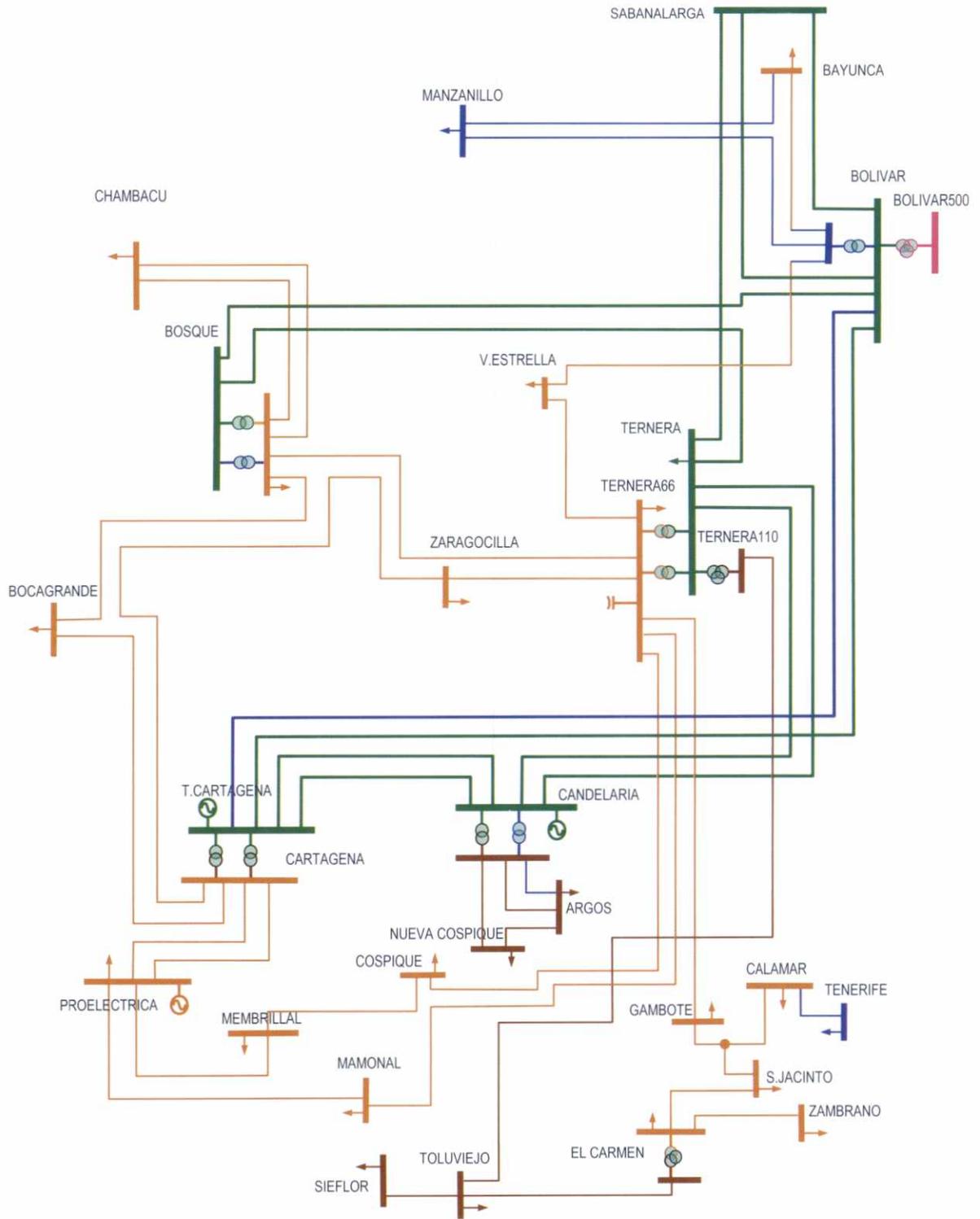
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 44 kV
 ■ Proyecto de Expansión



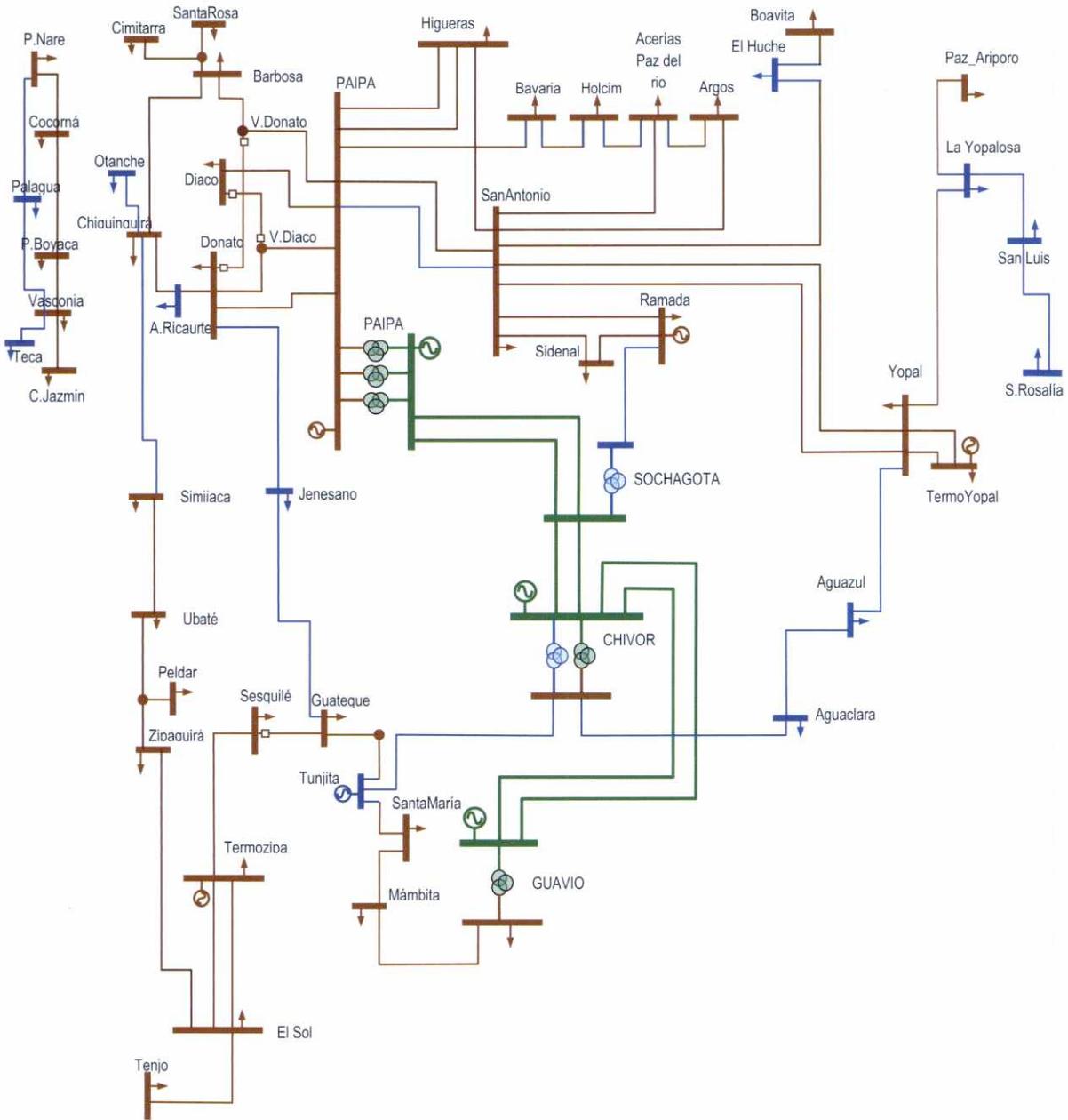
ÁREA ATLÁNTICO

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34,5 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyecto de Expansión



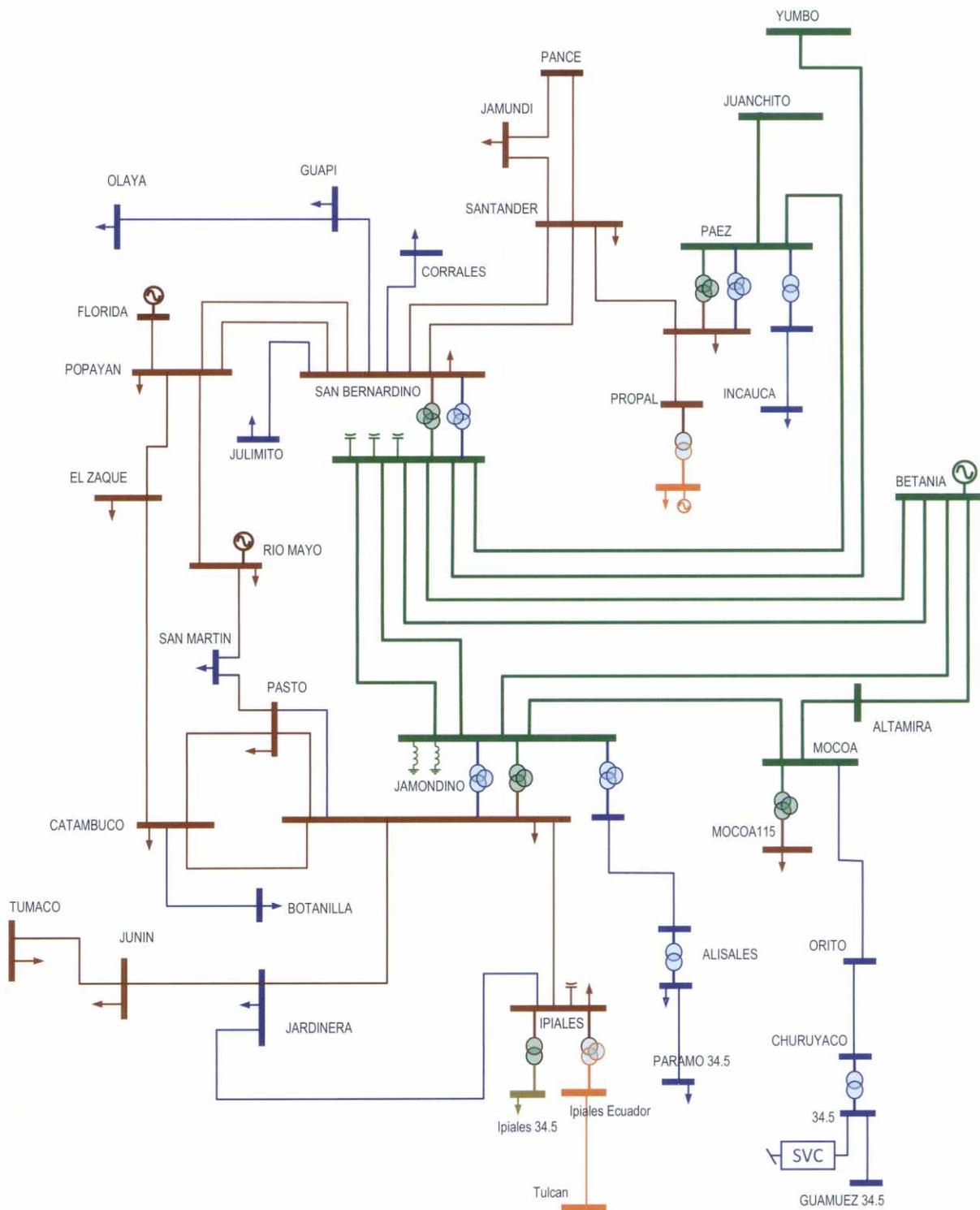
ÁREA BOLÍVAR

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 66 kV
 ■ Proyecto de Expansión



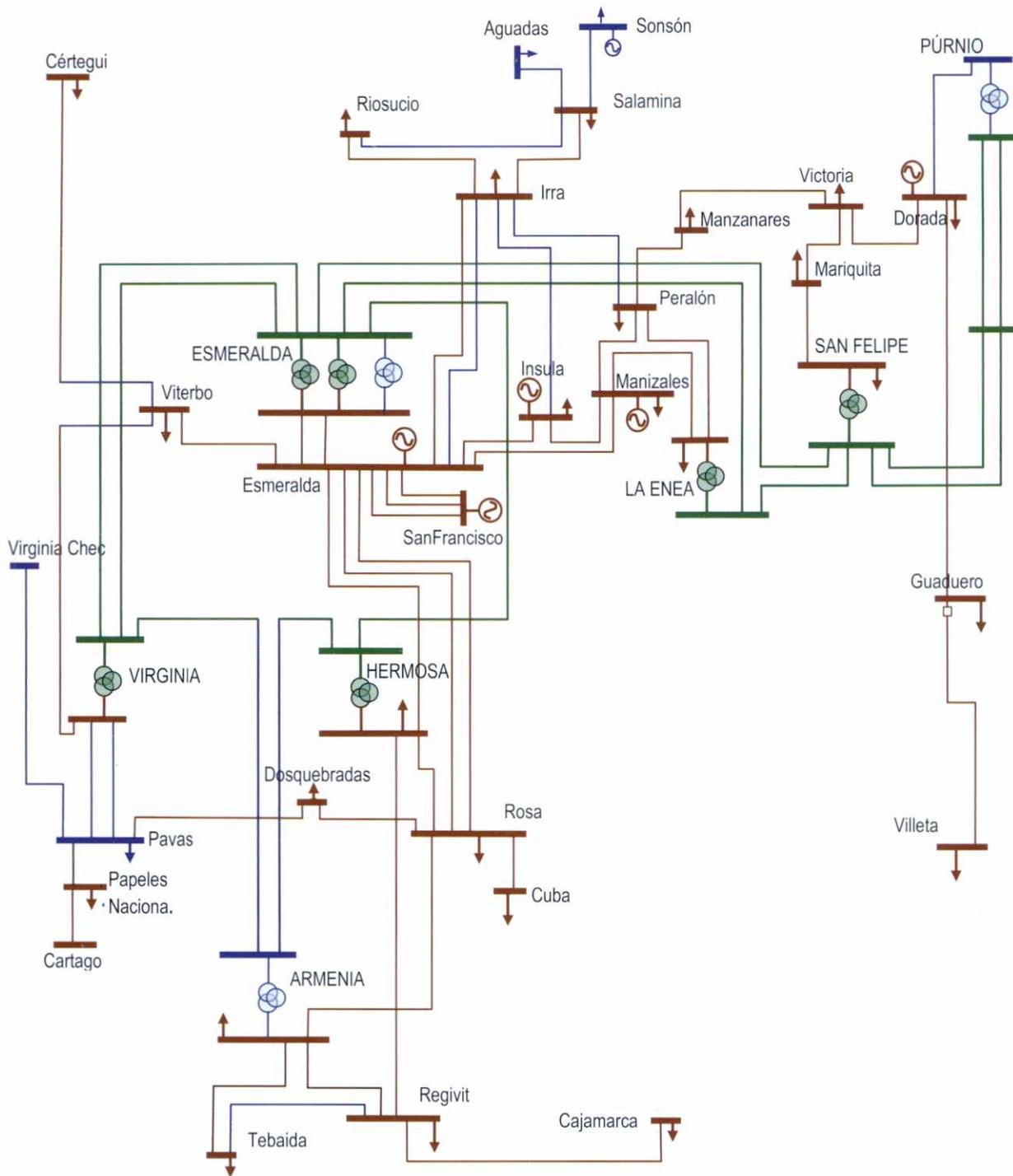
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyecto de Expansión



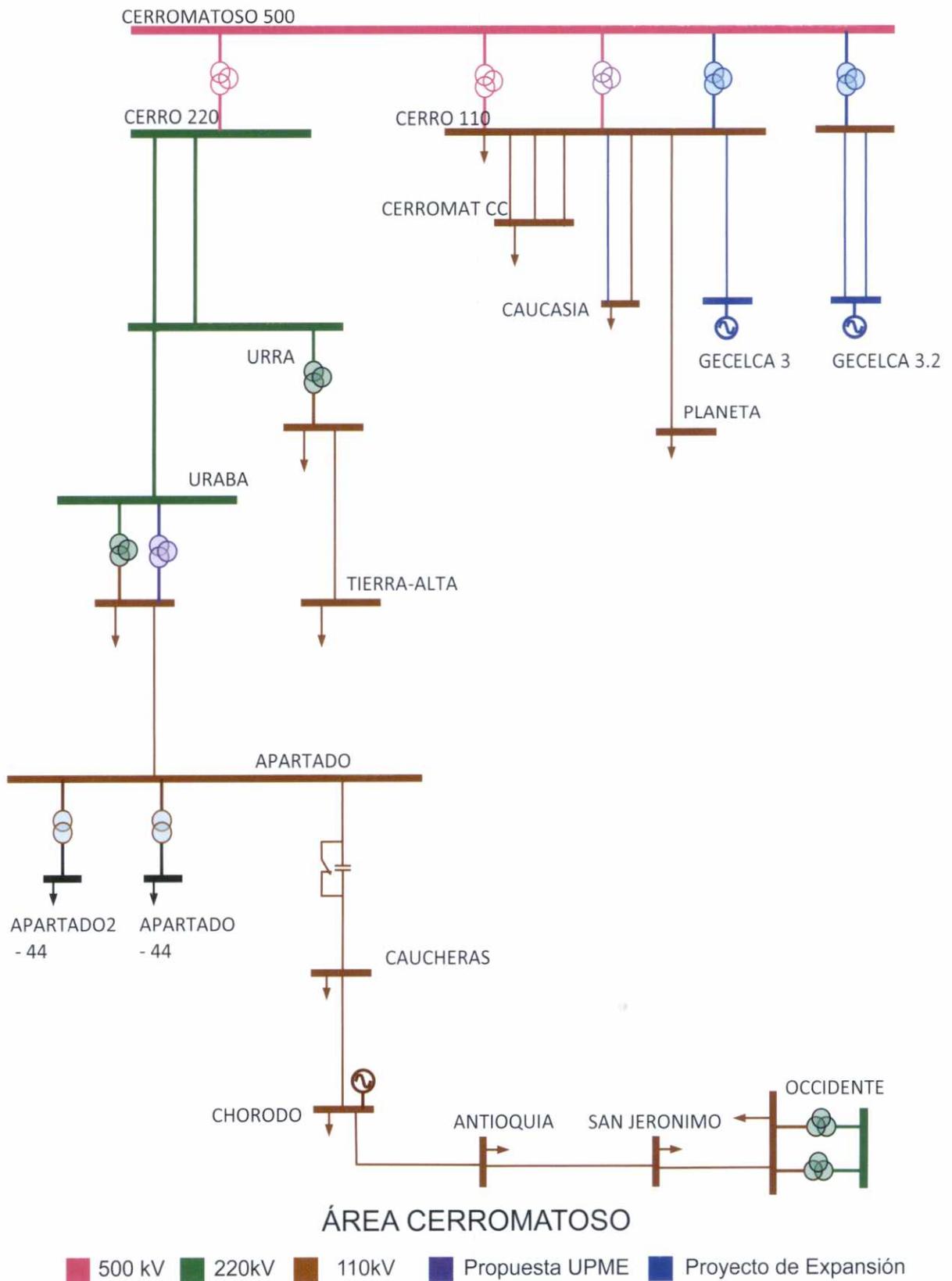
ÁREA CAUCA - NARIÑO

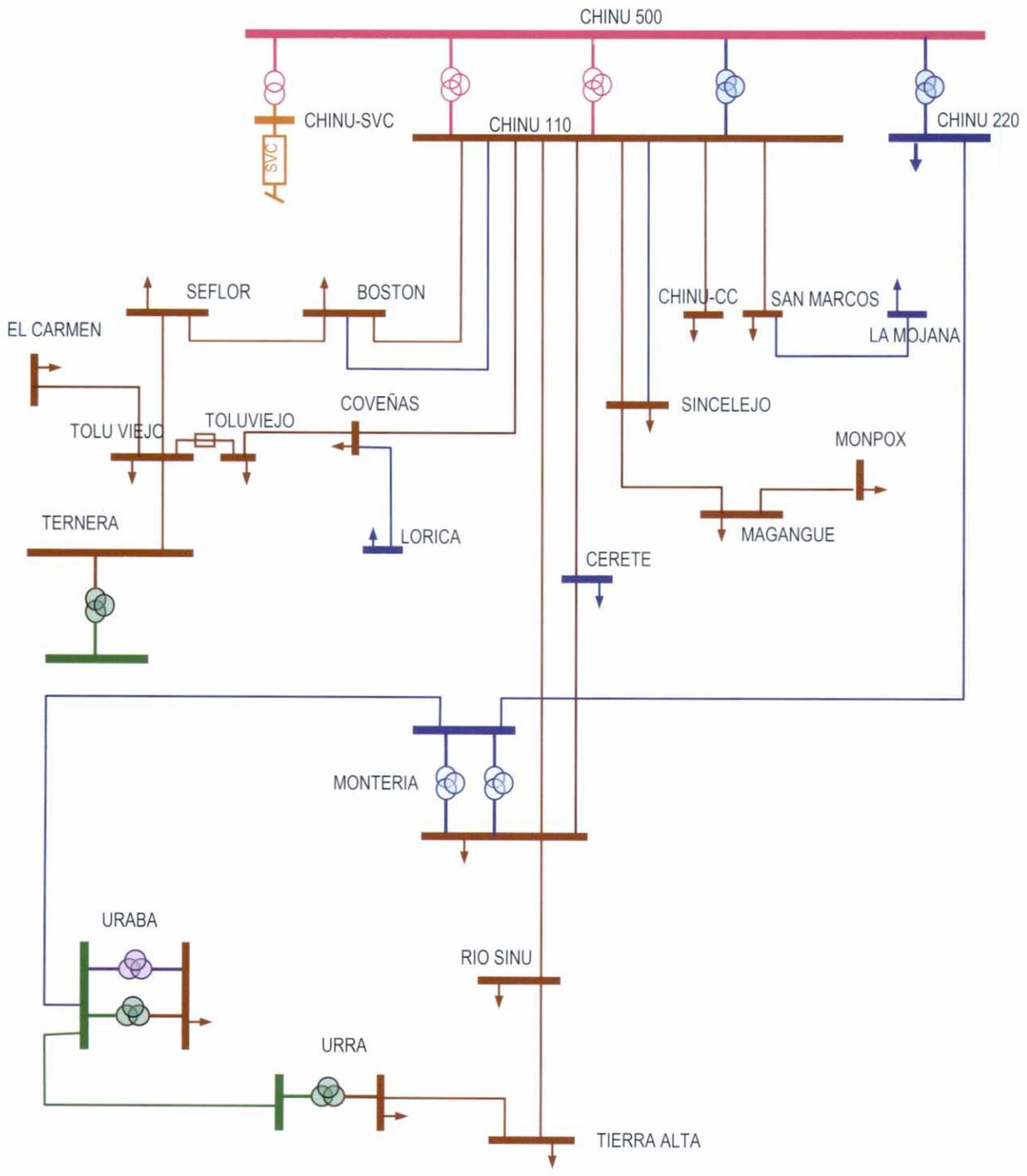
■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ 34,5 kV
 ■ 13,8 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyecto de Expansión



ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

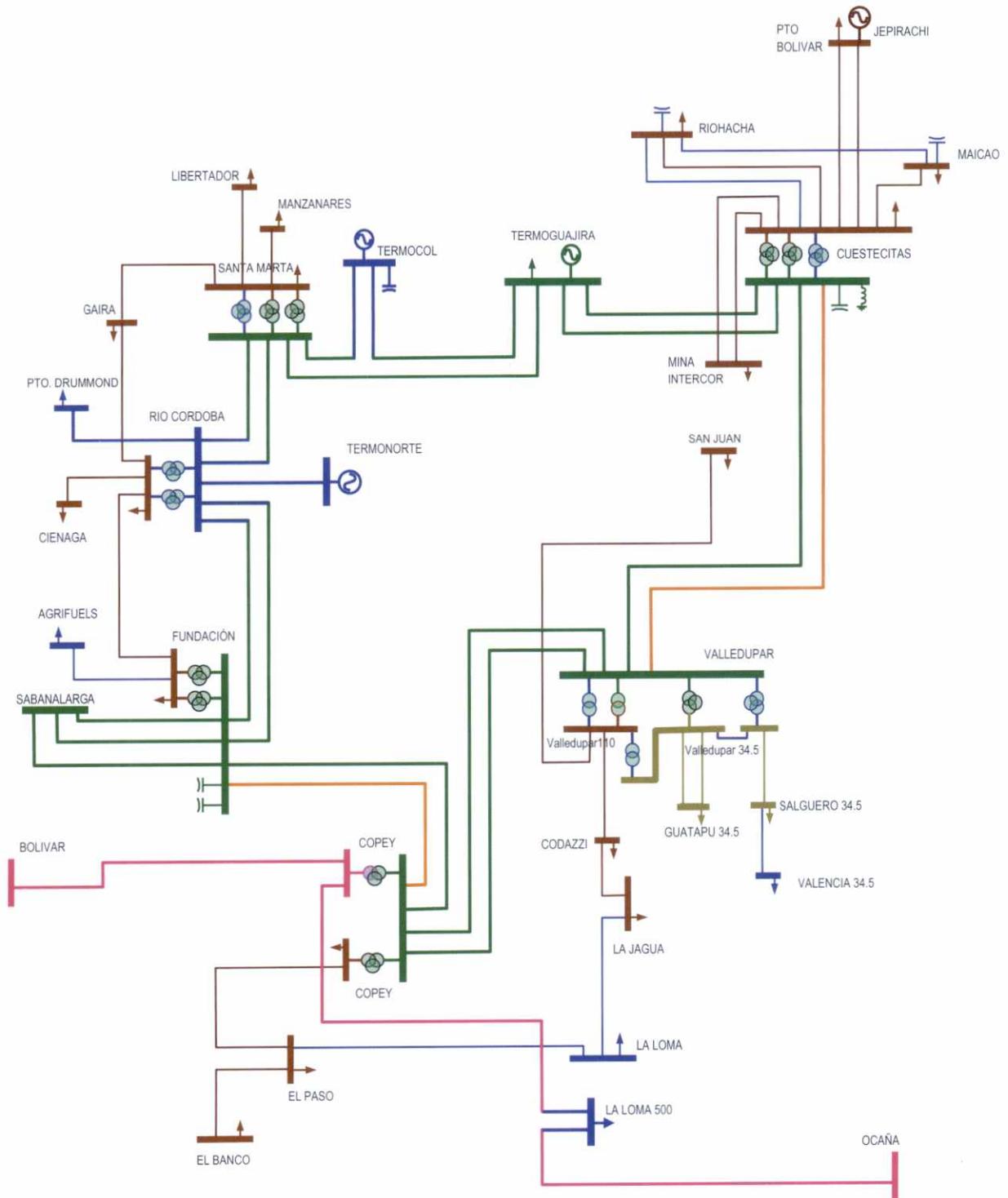
■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyecto de Expansión
 ■ Propuesta Operador de Red





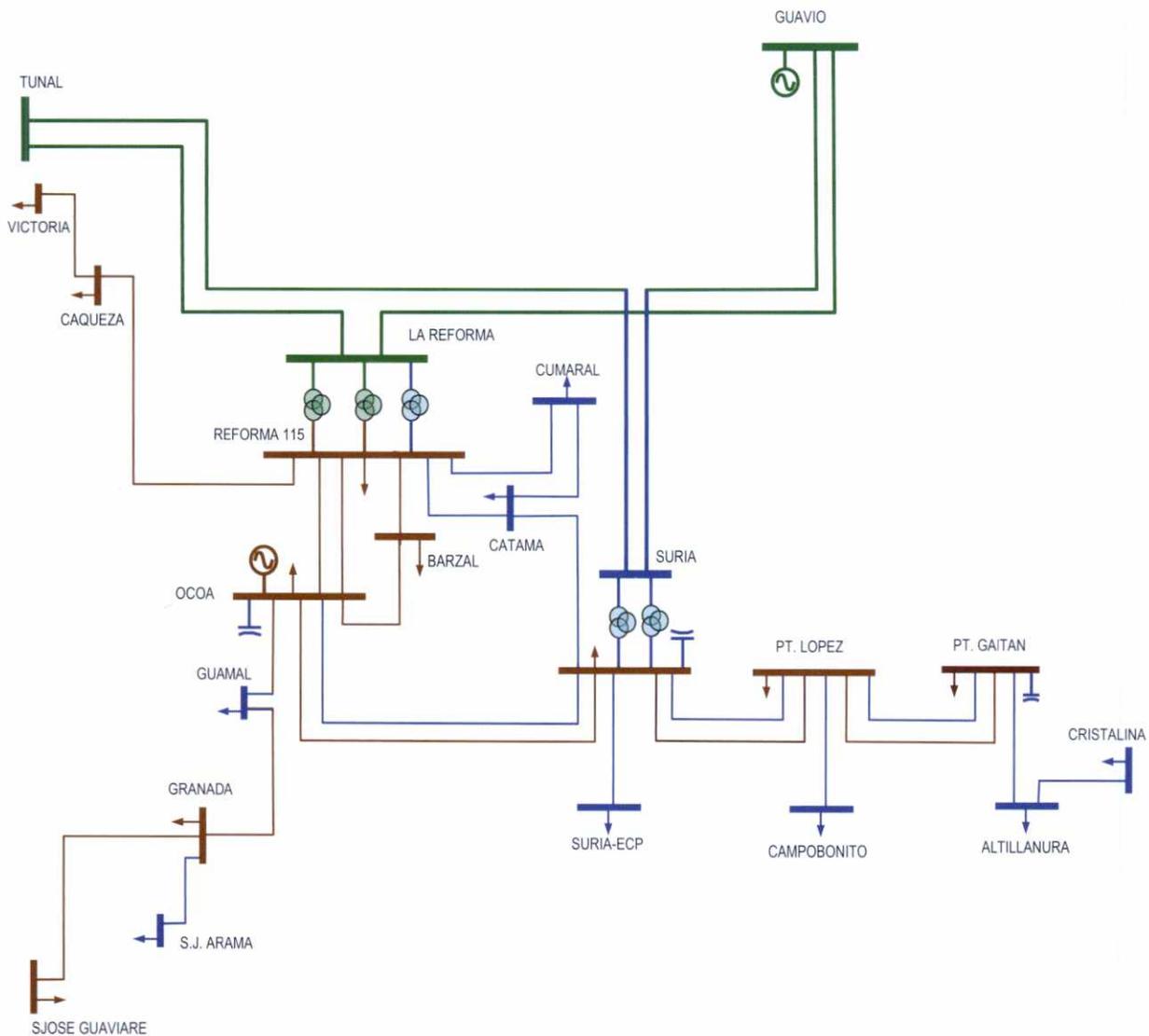
ÁREA CHINU

■ 500 kV
 ■ 220kV
 ■ 110kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyecto de Expansión



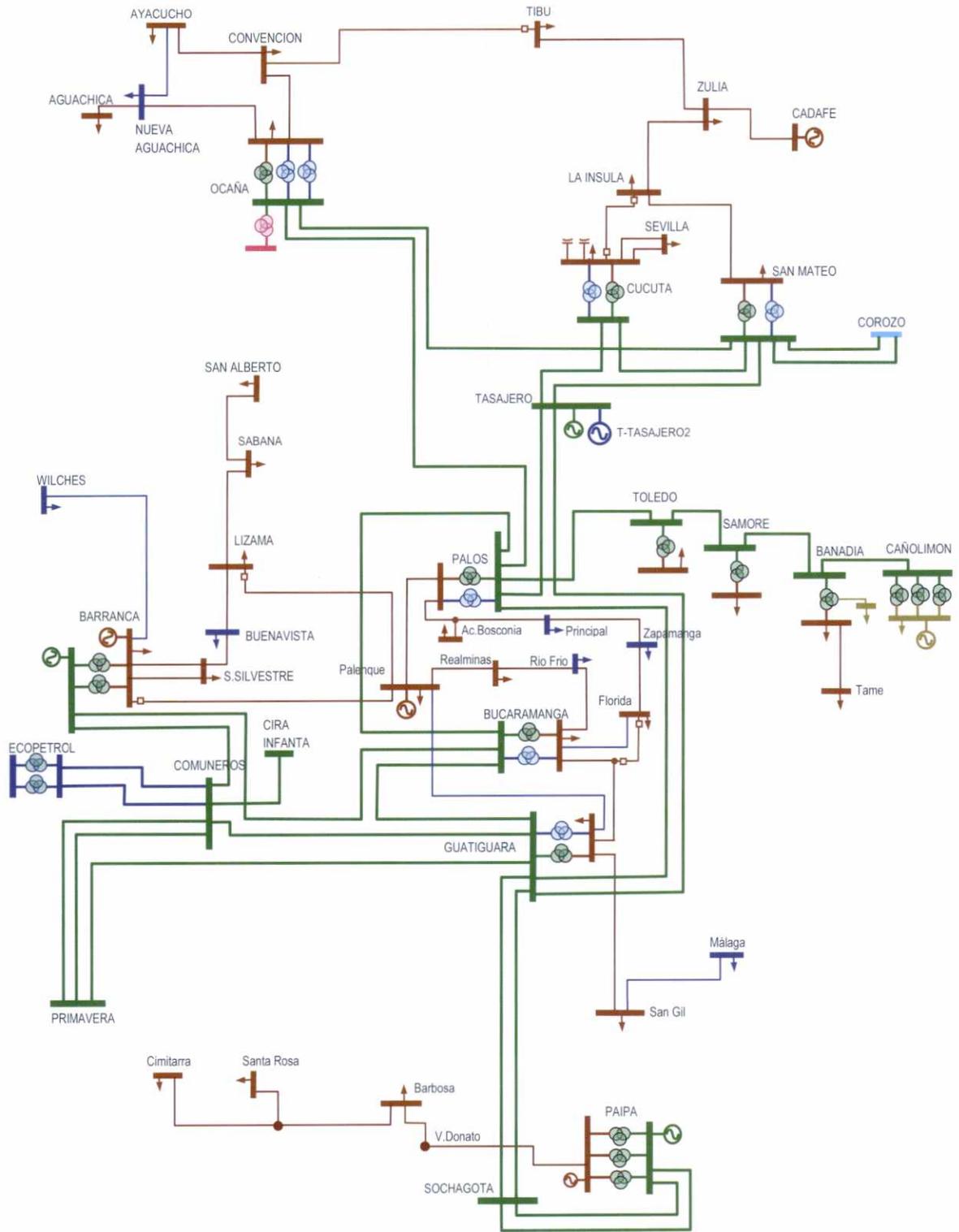
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV
 ■ 220kV
 ■ 110 kV
 ■ 34,5 kV
 ■ Proyecto de Expansión



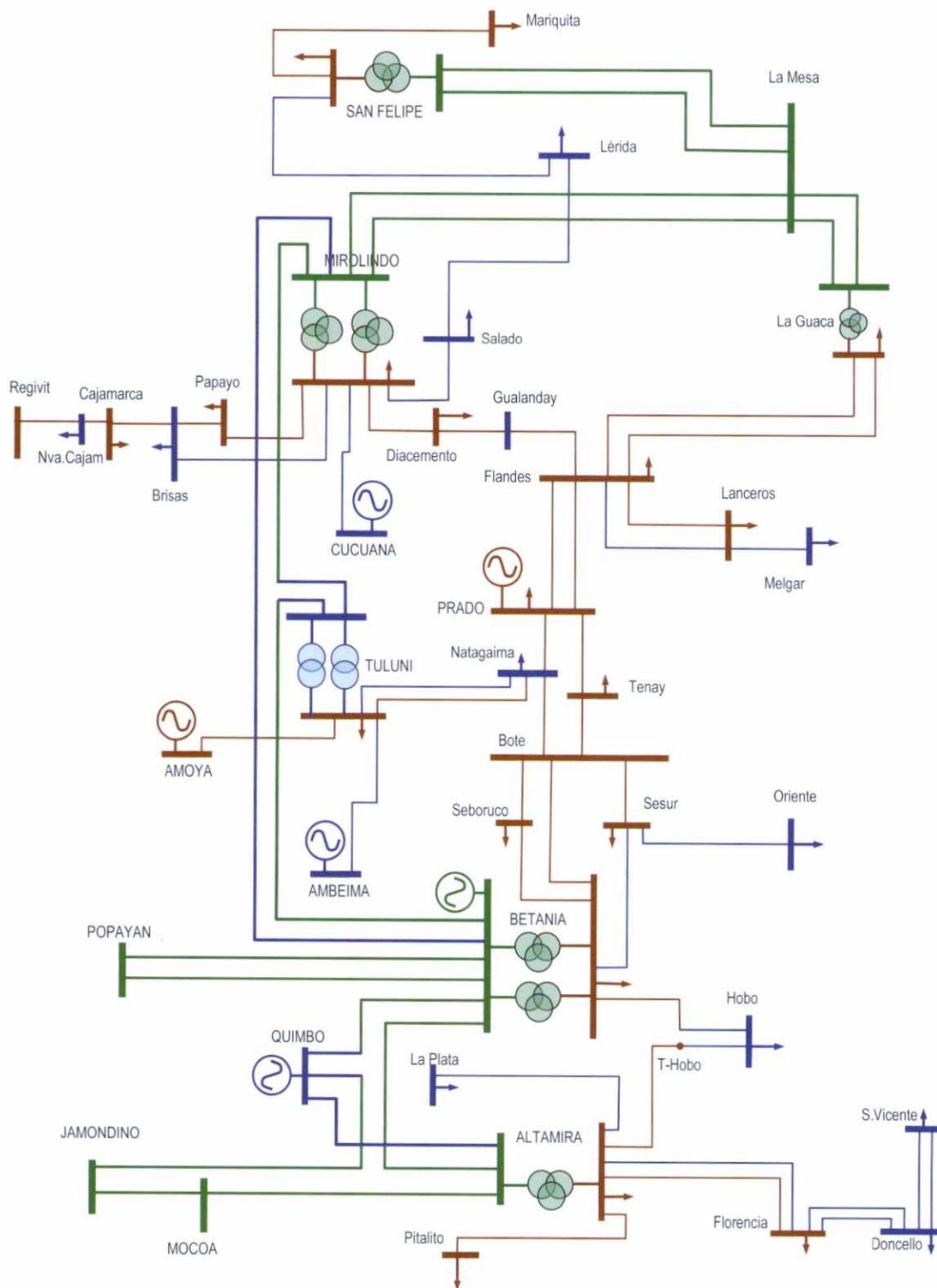
ÁREA META GUAVIARE

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Proyecto de Expansión



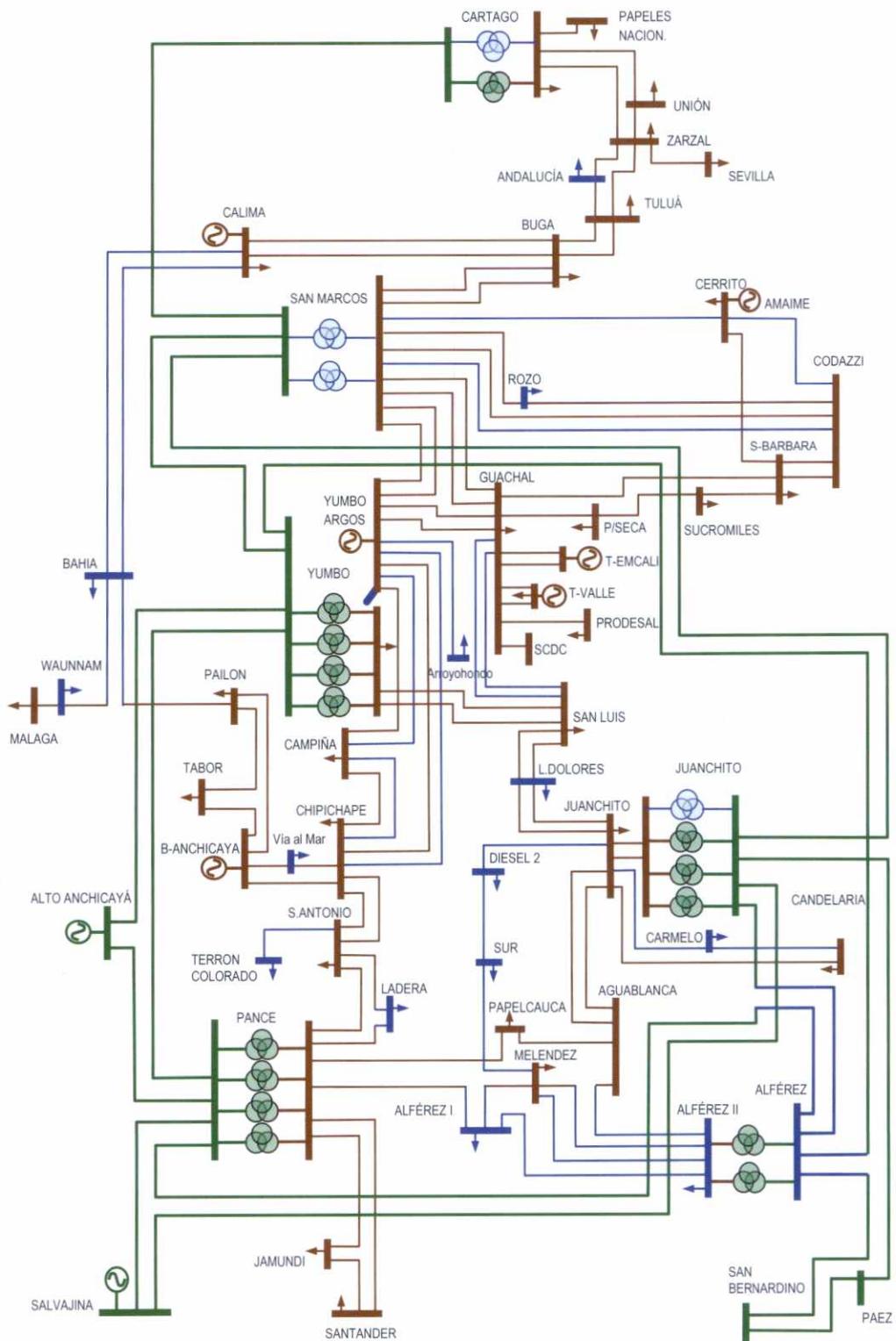
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 150 kV
 ■ Proyecto de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 320 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyecto de Expansión



ÁREA VALLE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyecto de Expansión

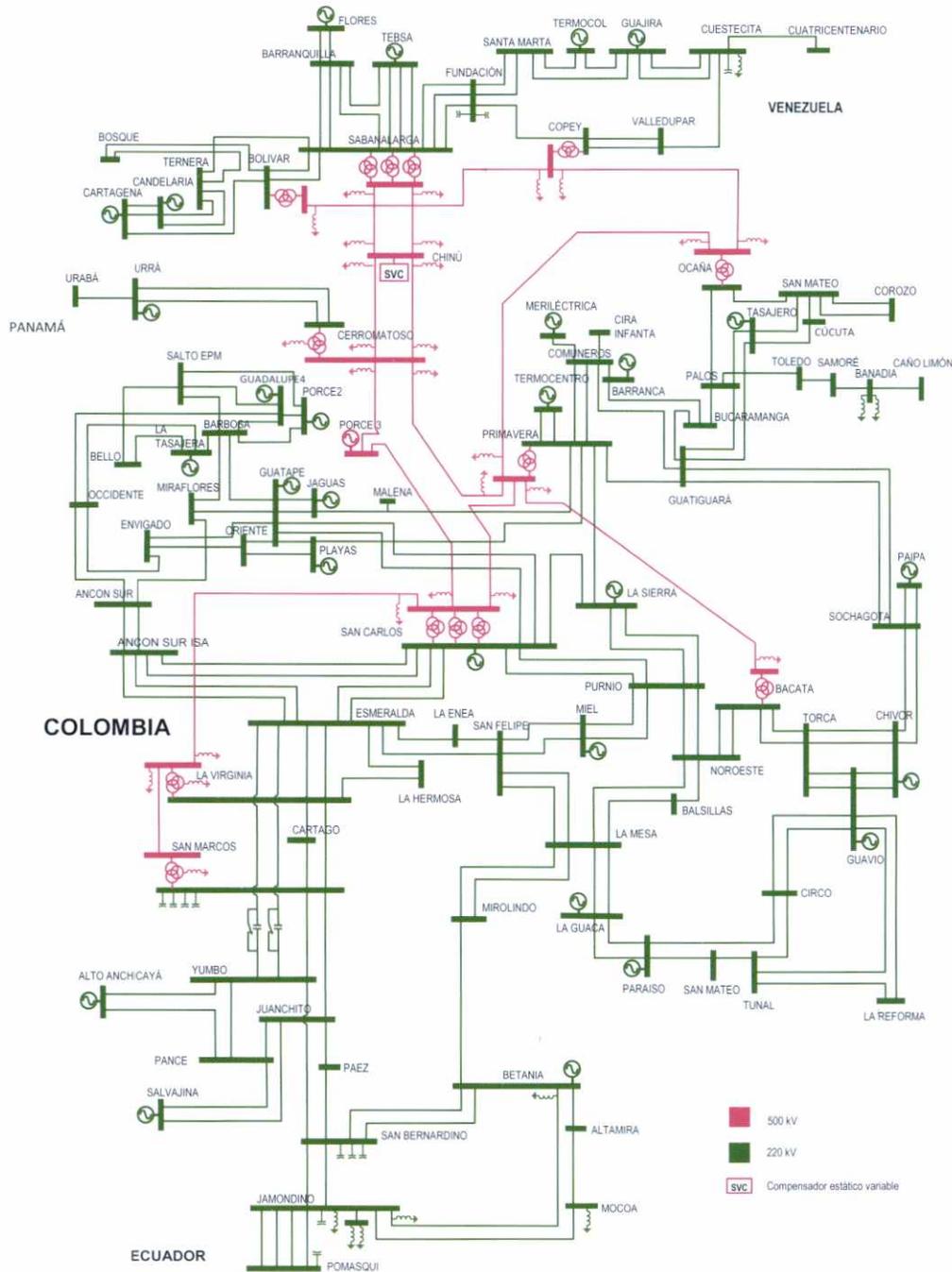
15 ANEXO VIII: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



16 ANEXO IX: SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL – VISIÓN 2027



17 ANEXO X: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



19 ANEXO XII: REVISIÓN Y COMPARACIÓN DE LAS PROYECCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - NOVIEMBRE DE 2012 y 2013

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica son un insumo fundamental en el proceso de análisis de los escenarios de expansión de las redes de transmisión y de la generación eléctrica, por lo cual son objeto de revisión periódica, buscando reflejar el mejor conocimiento sobre la estructura de esa demanda, de los cambios en esta estructura y la interacción con la dinámica económica general.

En primer lugar, la revisión reciente de la proyección de demanda eléctrica, noviembre 2013, recoge una dinámica observada en los últimos diez años en la relación crecimiento económico y demanda. Como se muestra en la Gráfica 19-1, se ha presentado un cambio en la relación o elasticidad de la demanda de energía eléctrica respecto a la actividad económica del país, la cual ha disminuido respecto a la elasticidad que presentaba antes del año 2000, es decir, se puede apreciar que el mayor crecimiento en la actividad económica no se traduce proporcionalmente al crecimiento de la demanda eléctrica (una elasticidad menor a 1).

La evolución reciente de la relación entre Demanda eléctrica y PIB es consistente con los cambios en la estructura productiva que ha presentado el país en los últimos años, en la cual, sectores que tienen menores necesidades de energía eléctrica como el financiero, servicios, construcción entre otros, han ganado una mayor participación en el producto respecto a sectores como el industria. Por otro lado, las ganancias en eficiencia del consumo de energía eléctrica en los últimos años ayudan a explicar otra parte de la menor elasticidad de la demanda a la actividad económica.

Gráfica 19-1: Crecimiento del PIB y la demanda de energía eléctrica



Fuente de gráfica: UPME

La metodología revisada que se aplica en las nuevas proyecciones, revisión noviembre 2013, permite reflejar de manera más rigurosa estos cambios en la interacción entre ambos crecimientos y ello da como resultado una consideración diferente del crecimiento económico en el mediano y largo plazo

y el cambio en el comportamiento de la demanda eléctrica. Al comparar los crecimientos económicos asociados a las proyecciones anteriores y la revisión de Noviembre de 2013, se encuentra que la dinámica económica se ha ajustado a escenarios de crecimiento del PIB más moderados, como lo muestra la Gráfica 19-2 (PIB escenario medio noviembre de 2013 - negro, PIB escenario medio julio de 2013 - rojo y PIB escenario medio noviembre de 2012 - rojo punteado).

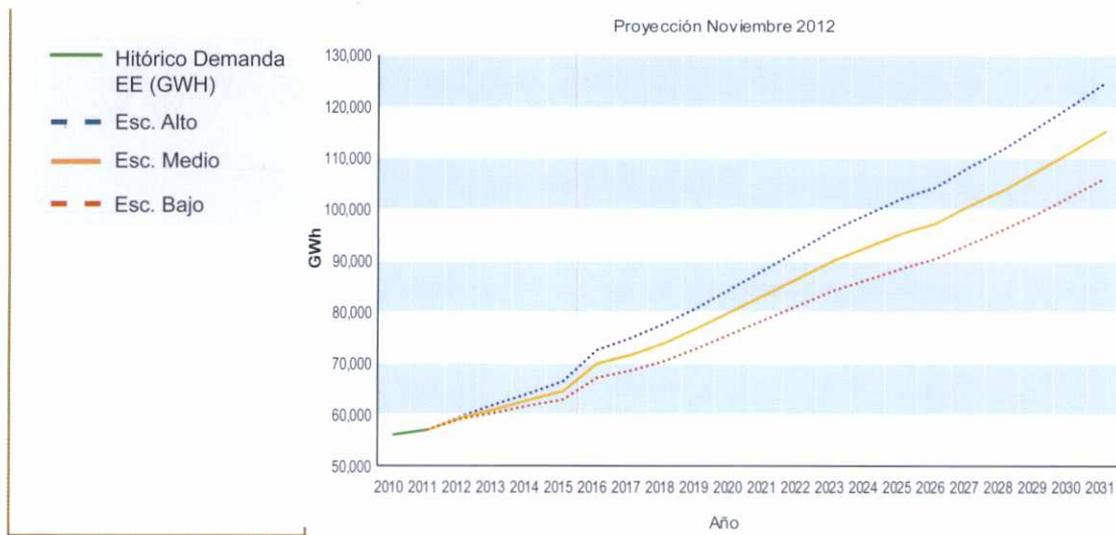
Gráfica 19-2: Comparación escenarios PIB

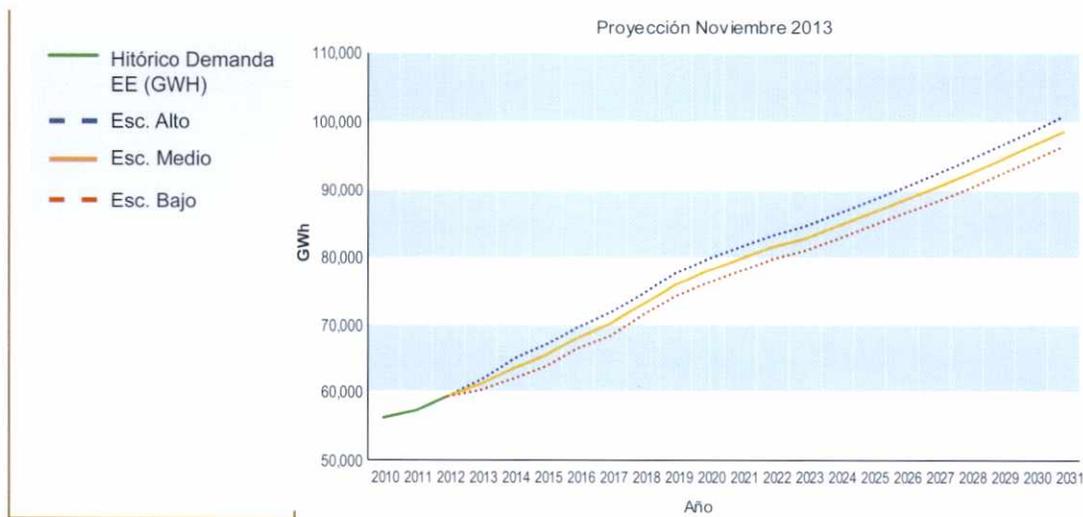


Fuente de gráfica: UPME

En segundo lugar, se revisó el comportamiento esperado de las cargas de Grandes Consumidores Especiales - GCE, y se escogió el escenario medio informado por cada una de las compañías, se ajustaron las magnitudes que se incluyen como cambio estructural, o novedades respecto de la demanda histórica. En la revisión de noviembre de 2013 no se consideraron varios escenarios que se asocian al alto, medio y bajo, sino que se utiliza un solo escenario de GCE para los escenarios publicados.

Gráfica 19-3: Proyección de la demanda de energía, revisiones noviembre de 2012 y 2013



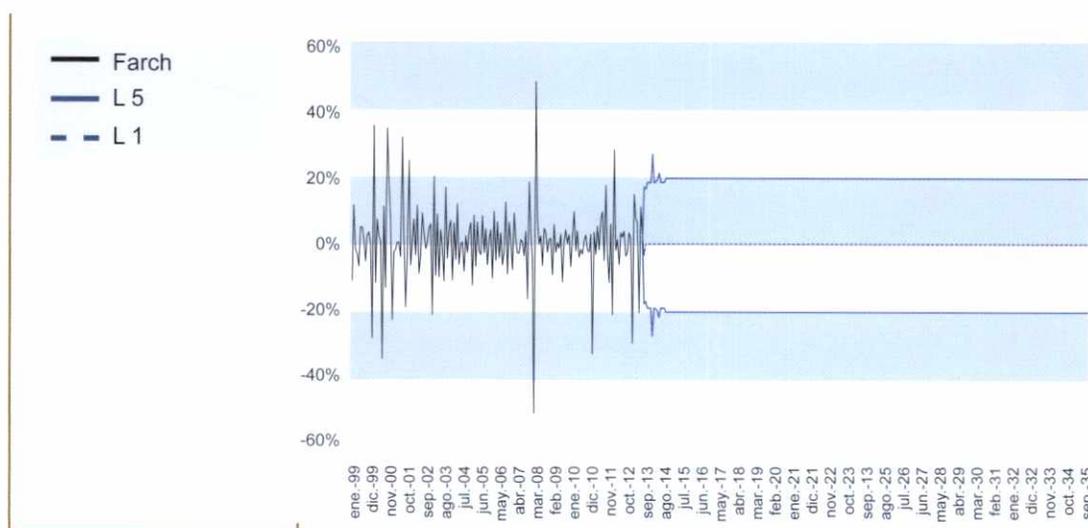


Fuente de gráfica: UPME

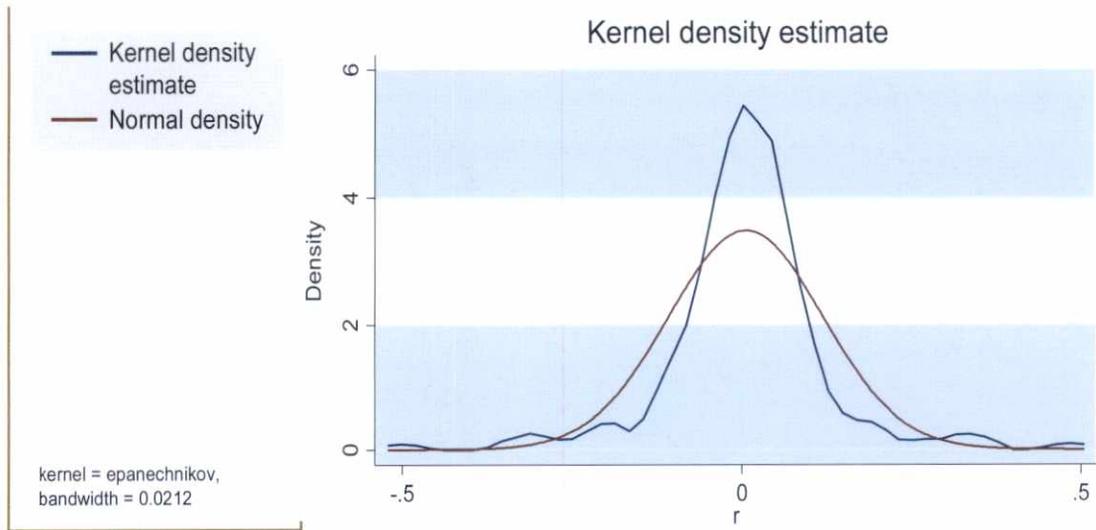
Adicionalmente, en el proceso de análisis de la demanda de energía eléctrica, se identificó la creciente relevancia de la demanda de los GCE en la demanda total del SIN, lo cual, junto a la volatilidad que presenta dicha demanda, introduce nuevos desafíos en el ejercicio de proyección y en general, en la planeación del futuro energético del país.

La Gráfica 19-4 muestra la variación histórica de la demanda de los GCE y la distribución de dichas variaciones. Si bien, la demanda de los GCE es relativamente cierta la mayor parte del tiempo, las variaciones improbables o no esperadas, parecen ser más frecuentes respecto a lo que se esperaría normalmente.

Gráfica 19-4: Variabilidad observada y esperada de ola demanda de grandes consumidores



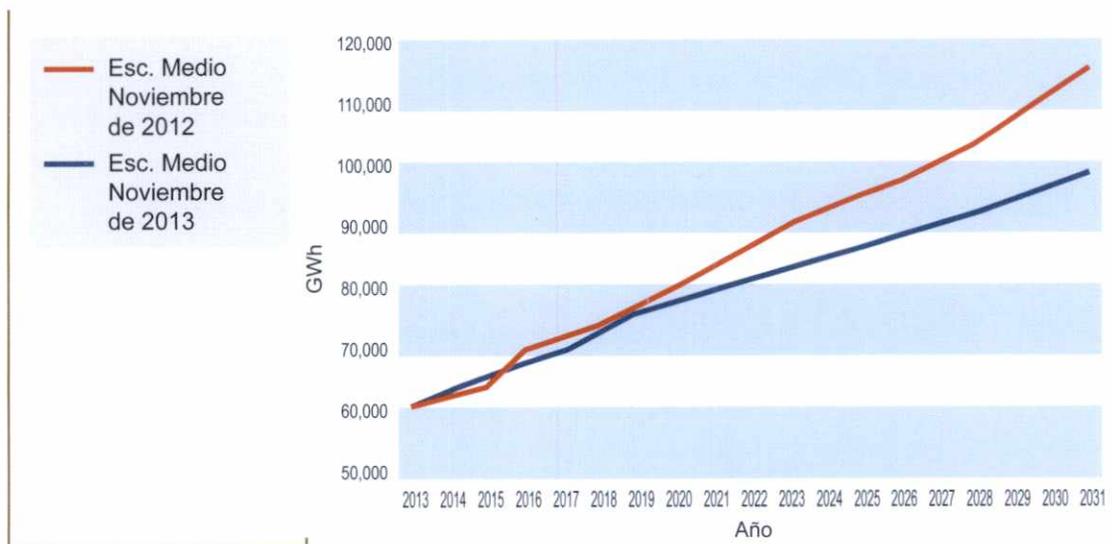
Fuente de gráfica: UPME



Las características de la demanda de GCE generan nuevos retos en la modelación y planeación de la demanda de energía eléctrica del país, los cuales esperamos abordar con mayor detalle en posteriores entregas de la proyección de demanda.

Finalmente, la Gráfica 19-5 y la Tabla 19-1 muestra los escenarios medios de las proyecciones de Noviembre de 2012 y de 2013, así como los valores de las diferencias entre ambas proyecciones.

Gráfica 19-5: Comparación demanda de energía, proyecciones noviembre 2012 y 2013, escenario medio



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 19-1: Diferencias proyecciones de demanda de energía

GWh			
Diferencia Nov. 2012 - Nov. 2013			
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2013	99	62	24
2014	-862	-572	-280
2015	-733	-860	-988
2016	2,917	1,797	678
2017	3,151	1,513	-125
2018	2,968	942	-1,084
2019	3,403	1,064	-1,274
2020	5,029	2,263	-503
2021	7,039	3,848	657
2022	9,035	5,421	1,806
2023	11,353	7,315	3,279
2024	12,435	8,026	3,617
2025	13,553	8,754	3,956
2026	13,899	8,896	3,892
2027	15,862	10,444	5,026
2028	17,430	11,598	5,767
2029	19,438	13,196	6,952
2030	21,539	14,884	8,229
2031	23,720	16,656	9,592

Fuente de tabla: UPME

