

**Plan de Expansión de Referencia
Generación – Transmisión
2012-2025.**

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

Mauricio Cárdenas Santamaría
Ministro de Minas y Energía

Oscar Uriel Imitola Acero
Director General UPME

José de Jesús Moyano Paternina
Subdirector de Planeación Energética

Elaboró

Subdirección de Planeación Energética

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P.
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.
Cerro Matoso S.A.
Diacó S.A.
Occidental de Colombia, Inc
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Ministerio de Minas y Energía
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Equipo de trabajo UPME

URE, FNCE Y AMBIENTAL

Hector Hernando Herrera Flórez
Omar Báez Daza
Henry Josué Zapata L
Olga Victoria González González

ASESOR DE LA DIRECCIÓN GENERAL

Javier Andrés Martínez Gil

DEMANDA

Juan Carlos Aponte
Ismael León Muñoz
Jaime Fernando Andrade Mahecha

GENERACIÓN

Dora Liliam Castaño Ramírez
Jorge Enrique Fonseca Aguirre
Alfonso Segura López

HIDROCARBUROS

Sandra Johana Leyva Rolón
Beatriz Herrera Jaime
Verónica Ortiz Cerón
Helena Guayara

TRANSMISIÓN

Marco Antonio Caro Camargo
Raul Gil Naranjo
Carmen Andrea Rojas Castellanos
Javier Roa Valderrama
Johana Larrota Cortés

TABLA DE CONTENIDO

1	PLAN DE EXPANSION EN TRANSMISION.....	8
1.1	ELABORACIÓN.....	10
1.2	EXPANSIÓN DEFINIDA	11
1.3	DIAGNÓSTICO STN Y STR	14
1.4	VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2025	29
1.5	ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	37
1.5.1	<i>Análisis Área Antioquia – Chocó.....</i>	37
1.5.2	<i>Análisis Área Atlántico</i>	45
1.5.3	<i>Análisis Área Meta.....</i>	55
1.5.4	<i>Análisis Área Córdoba – Sucre (Chinú y Cerromatoso).....</i>	63
1.5.5	<i>Análisis Área Caldas – Quindío – Risaralda (CQR).....</i>	78
1.5.6	<i>Análisis Área Nordeste</i>	82
1.5.7	<i>Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena</i>	90
1.5.8	<i>Análisis área Bolívar</i>	94
1.5.9	<i>Análisis área Valle</i>	100
1.5.10	<i>Análisis Área Cauca - Nariño.....</i>	103
1.5.11	<i>Análisis Área Bogotá</i>	107
1.5.12	<i>Análisis Área Tolima – Huila - Caquetá</i>	110
1.6	ANÁLISIS DEL STN	113
1.6.1	<i>Conexión central de generación Termocol</i>	113
1.6.2	<i>Incremento del límite de importación al área Bolívar.....</i>	126
1.6.3	<i>Metodología de Evaluación del impacto de salida de subestaciones</i>	130
1.6.4	<i>Cambio de configuración en la subestación Caño Limón y obras</i>	132
1.6.5	<i>Nueva subestación Malena 230 kV</i>	138
1.6.6	<i>Conexión central de generación Ituango</i>	142
1.6.7	<i>Conexión de cargas importantes en el STN</i>	154
1.6.7.1	Puerto Nuevo - PRODECO.....	154
1.6.7.2	Puerto de embarque Coveñas – Planta OBC	156
1.6.7.3	Sebastopol	157
1.6.7.4	Oleoducto Trasandino - OTA.....	159
1.6.8	<i>Integración Colombia – Perú – Bolivia – Chile.....</i>	163
1.6.9	<i>Nivel de corto circuito en las subestaciones del STN</i>	164
2	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL	167
3	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL FUTURO.....	168
4	NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN	169

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1-1 Sistema de Transmisión Nacional a 2011	9
Gráfica 1-2 Metodología de elaboración del Plan de Expansión de Transmisión	11
Gráfica 1-3 Visión de Largo plazo Sistema de Transmisión Nacional.....	36
Gráfica 1-4 Alternativas de expansión área Antioquia	40
Gráfica 1-5 Histograma de generación en el nororiente de Antioquia utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE	43
Gráfica 1-6 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia.....	44
Gráfica 1-7 Relación Beneficio/Costo del proyecto.....	44
Gráfica 1-8 Flujo de potencia activa por el doble circuito Flores – Nueva Barranquilla 220 kV	47
Gráfica 1-9 Alternativas planteadas para el área Atlántico	48
Gráfica 1-10 Nivel de cortocircuito en las subestaciones Flores y Tebsa	53
Gráfica 1-11 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia.....	54
Gráfica 1-12 Alternativas planteadas para el área Meta	57
Gráfica 1-13 Curvas QV bajo diferentes condiciones operativas. Alternativa 1 año 2020	61
Gráfica 1-14 Distribución de la demanda del área Meta	62
Gráfica 1-15 Alternativas planteadas para el área Córdoba – Sucre	67
Gráfica 1-16 Comportamiento del Sistema bajo diferentes contingencias	69
Gráfica 1-17 Histograma de la generación Ideal de Urrá.....	74
Gráfica 1-18 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia.....	75
Gráfica 1-19 Histograma de las reconciliaciones positivas del SIN en los periodos de demanda máxima y demanda mínima	76
Gráfica 1-20 Demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre	76
Gráfica 1-21 Generación requerida CQR.....	81
Gráfica 1-22 Cargabilidad de líneas y transformadores con el proyecto El Bosque.	98
Gráfica 1-23 Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV.....	115
Gráfica 1-24 Análisis de estabilidad transitoria asociados a la conexión de Termocol. Año 2017	118
Gráfica 1-25 Alternativas planteadas para aumentar y/o mantener el límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	120
Gráfica 1-26 Histograma de la generación en el área GCM según información histórica del despacho y una simulación del MPODE	121
Gráfica 1-27 Importaciones diarias de energía por Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	122
Gráfica 1-28 Horas al día en las cuales transitaría por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 150 MW	123
Gráfica 1-29 Enlaces asociados al límite de importación.....	126
Gráfica 1-30 Demanda máxima en el área Bolívar	127
Gráfica 1-31 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia.....	127
Gráfica 1-32 Ubicación geográfica del circuito Cartagena – Bolívar 220 kV	128
Gráfica 1-33 Relación Beneficio/Costo del proyecto.....	129
Gráfica 1-34 Metodología de evaluación	130
Gráfica 1-35 Normalización del corredor existente	132
Gráfica 1-36 Configuración actual y propuesta para la subestación Caño Limón 230 kV.....	133
Gráfica 1-37 Metodología de evaluación	134
Gráfica 1-38 Estructura en Serie.....	134
Gráfica 1-39 Estructura en Paralelo.....	135
Gráfica 1-40 Estructuras coherentes para la configuración actual y propuesta	135
Gráfica 1-41 Arboles de falla según la configuración de la subestación en estudio	136
Gráfica 1-42 Normalización de la conexión en tipo “T”	138
Gráfica 1-43 Configuración propuesta para la nueva subestación Malena 230 kV.....	139
Gráfica 1-44 Estructuras coherentes para la situación actual y las configuraciones propuestas.....	140
Gráfica 1-45 Arboles de Falla de la configuración actual y las configuraciones propuestas	140
Gráfica 1-46 Metodología de Evaluación.....	143
Gráfica 1-47 Escenarios de despacho considerados.....	145
Gráfica 1-48 Alternativas de conexión del proyecto de generación Ituango	146
Gráfica 1-49 Cargabilidad de los enlaces Ituango – Cerromatoso e Ituango – Primavera, bajo diferentes escenarios	147
Gráfica 1-50 Comportamiento transitorio de la Planta Ituango	149
Gráfica 1-51 Límite de importación y generación requerida	150
Gráfica 1-52 Conexión de Puerto Nuevo. Alternativa iv.....	155

Gráfica 1-53 Conexión de la planta OBC. Alternativa iii.....	157
Gráfica 1-54 Conexión de la carga Sebastopol. Alternativa v.....	159
Gráfica 1-55 Comportamiento transitorio del sistema cuando se pierden súbitamente las cargas.....	162
Gráfica 1-56 Conexión de las cargas asociadas al OTA. Alternativa iv.....	163
Gráfica 1-57 Nivel de corto circuito en las subestaciones a nivel de 500 kV.	165

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Expansión en generación definida.....	11
Tabla 1-2 Expansión en transmisión definida	12
Tabla 1-3 Expansión en transmisión definida	13
Tabla 1-4 Expansión en transmisión definida	14
Tabla 1-5 Reporte de transformadores con alto nivel de carga	15
Tabla 1-6 Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9.....	16
Tabla 1-7 Expansión en Transmisión – Largo Plazo.....	34
Tabla 1-8 Expansión en Transmisión – Largo Plazo.....	35
Tabla 1-9 Comportamiento del sistema sin proyectos	38
Tabla 1-10 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas	41
Tabla 1-11 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas	41
Tabla 1-12 Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas	46
Tabla 1-13 Expansión complementaria.....	49
Tabla 1-14 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas	50
Tabla 1-15 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas	51
Tabla 1-16 Relación Beneficio / Costo de las alternativas	54
Tabla 1-17 Comportamiento del Sistema.....	56
Tabla 1-18 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2015	58
Tabla 1-19 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2017	59
Tabla 1-20 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2020	60
Tabla 1-21 Relación Beneficio / Costo de las alternativas	63
Tabla 1-22 Comportamiento del Sistema.....	65
Tabla 1-23 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 1	70
Tabla 1-24 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 2	72
Tabla 1-25 Relación Beneficio / Costo de las alternativas	77
Tabla 1-26 Comportamiento del Sistema CQR.....	79
Tabla 1-27 Comportamiento del Sistema CQR.....	80
Tabla 1-28 Comportamiento del Sistema CENS.....	82
Tabla 1-29 Comportamiento del Sistema CENS.....	83
Tabla 1-30 Comportamiento del sistema.	86
Tabla 1-31 Comportamiento del sistema.	87
Tabla 1-32 Comportamiento del Sistema.....	89
Tabla 1-33 Comportamiento del Sistema sin generación en el área.....	91
Tabla 1-34 Comportamiento del sistema con generación en el área	92
Tabla 1-35 Comportamiento del sistema considerando un incremento en la capacidad de transformación en la subestaciones Cuestecitas y Santa Marta	94
Tabla 1-36 Comportamiento del sistema sin el proyecto El Bosque.	96
Tabla 1-37 Comportamiento del sistema sin el proyecto El Bosque.	97
Tabla 1-38 Comportamiento del sistema	101
Tabla 1-39 Comportamiento del sistema en el largo plazo	102
Tabla 1-40 Comportamiento del sistema.	104
Tabla 1-41 Comportamiento del sistema.	105
Tabla 1-42 Comportamiento del sistema. Horizonte 2012 – 2017.	108
Tabla 1-43 Comportamiento del sistema.	110
Tabla 1-44 Comportamiento del sistema.	111
Tabla 1-45 Comportamiento del sistema.	111
Tabla 1-46 Comportamiento del Sistema sin Termocol, considerando una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	116
Tabla 1-47 Comportamiento del Sistema con Termocol, sin importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	117
Tabla 1-48 Comportamiento del Sistema con Termocol, considerando importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	119
Tabla 1-49 Cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV	124
Tabla 1-50 Probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.....	124
Tabla 1-51 Relación Beneficio / Costo de la conexión de Termocol 202 MW.....	125
Tabla 1-52 Indisponibilidad Esperada según configuración.....	137
Tabla 1-53 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones	137
Tabla 1-54 Indisponibilidad Esperada.....	141

Tabla 1-55 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones142

1 PLAN DE EXPANSION EN TRANSMISION

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

Las obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN, nivel igual o superior a 220 kV, definidas en el Plan de Expansión, son ejecutadas a través del mecanismo denominado “*Convocatorias Públicas*”. Entre estas obras se pueden encontrar las requeridas para incorporar centrales de generación al Sistema, las que permiten el abastecimiento de la demanda de electricidad, las que permiten reducir o eliminar restricciones, las que mejoran la confiabilidad o aquellas de propósito múltiple.

El presente capítulo contiene una breve descripción de la metodología de elaboración del Plan de Expansión en Transmisión y la red objetivo o visión de largo plazo del STN. Así mismo, presenta los análisis eléctricos para cada una de las áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional - SIN y las obras de infraestructuras necesarias para asegurar la atención de la demanda y la reducción de restricciones. Igualmente, incluye el impacto sobre el STN de la conexión de grandes usuarios, los nuevos análisis de la conexión de la planta de generación Termocol y la red de Transmisión requerida en todo el horizonte de planeamiento. La Gráfica 1-1 presenta el Sistema de Transmisión Nacional a 2011.



Gráfica 1-1 Sistema de Transmisión Nacional a 2011

1.1 ELABORACIÓN

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

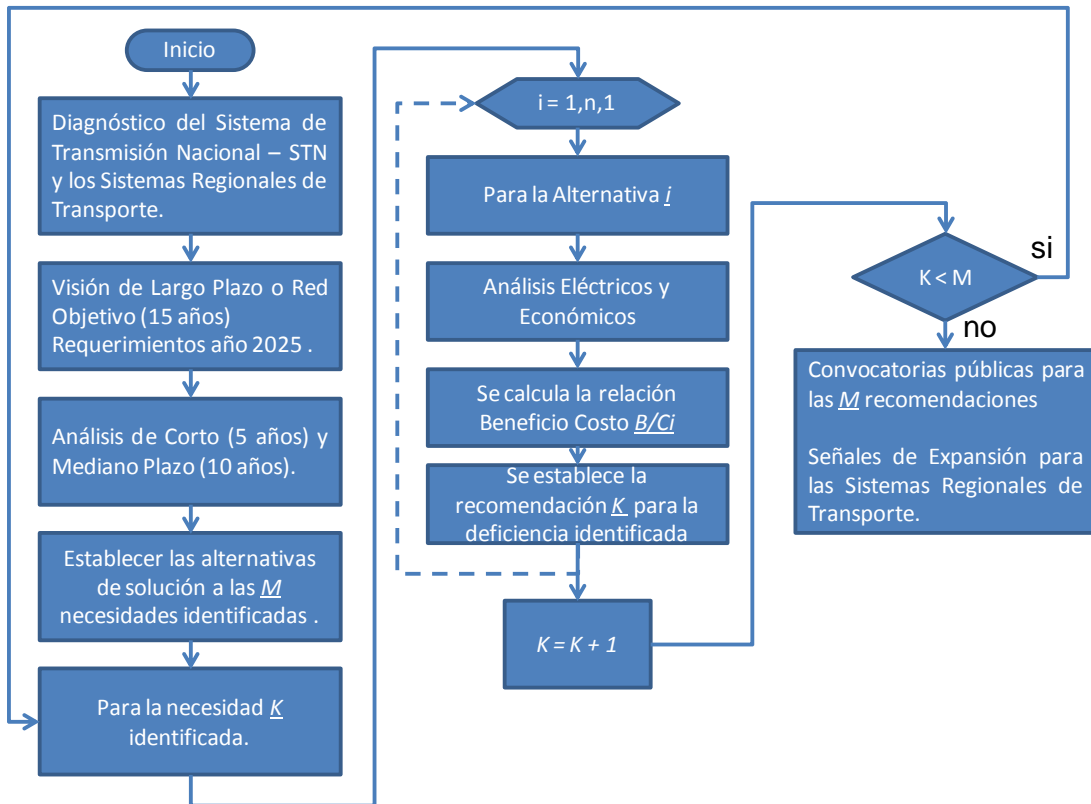
- Horizonte de planeamiento de largo, mediano y corto plazo con ventanas de 15, 10 y 5 años, respectivamente.
- En cuanto a demanda, se utiliza el escenario alto de las proyecciones de marzo de 2011.
- Capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Exportaciones promedio de 250 MW.
- Capacidad de interconexión con Panamá de 600 MW a partir del año 2014.
- Red del STN actual, proyectos definidos y en construcción.
- Expansión del STR reportada por los Operadores de Red.
- Plantas de generación que adquirieron Obligaciones de Energía en Firme - OEF y su red de transmisión asociada.
- Expansión de generación requerida en el largo plazo, según el Plan de Generación.
- Información estadística de indisponibilidad de activos del STN, sin incluir eventos programados ni atentados.
- Informes Trimestrales de Restricciones del CND – XM al igual que sus Informes de Planeamiento Operativo de Largo y Mediano Plazo.
- Solicitudes de conexión al STN y de modificación de la red de nivel de tensión IV.

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

Se realizan análisis eléctricos como flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria y de voltaje. Igualmente, se determinan transferencias entre áreas, límites de importación o exportación, energía dejada de suministrar y requerimientos de generación, entre otros.

Para aquellas alternativas que implican nuevos activos de uso, se realizan los respectivos análisis económicos desde el punto de vista de los usuarios finales de energía. En este sentido, se valoran los sobre costos operativos y la energía dejada de suministrar producto del agotamiento y baja confiabilidad de la red.

Finalmente, se determinan las obras del STN que deben ejecutarse a través del mecanismo de Convocatorias Públicas y se establecen las señales y recomendaciones para los Sistemas Regionales de Transporte. Gráfica 1-2 muestra la metodología.



Gráfica 1-2 Metodología de elaboración del Plan de Expansión de Transmisión

1.2 EXPANSIÓN DEFINIDA

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

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

Tabla 1-1 Expansión en generación definida

Respecto a Miel II y Porce IV, los mismos no se tuvieron en cuenta en el horizonte de planeamiento dada su declaratoria de suspensión por parte de los promotores. Por otro lado, se consideraron otros proyectos, entre ellos, algunas plantas menores.

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

La Tabla 1-2, Tabla 1-3 y Tabla 1-4, indican las fechas de entrada en operación, la descripción y el estado de los proyectos de transmisión ya definidos.

Proyectos	Entrada en Operación	Tipo de Red	Descripción	Estado
Porce III 500 kV.	Junio 2010.	Uso	Nueva subestación a 500 kV, la cual reconfigura la línea existente San Carlos - Cerromatoso 500 kV en San Carlos - Porce III y Porce III - Cerromatoso. Son 44 Km de red a 500 kV, aproximadamente.	En operación desde Octubre de 2010.
El Bosque 220 kV.	Mayo 2011.	Uso	Apertura de la Línea Bolívar - Ternera a 220 kV, para llevarla a una nueva subestación llamada Bosque, configurando el corredor Bolívar - Bosque - Ternera a 220 kV, incluyendo un tramo subterráneo. Son 15 Km de red doble circuito 220 kV, aproximadamente. Transformación 220/66 kV.	La fecha de entrada en operación no se cumplió, debido a las dificultades que afronta el inversionista (ISA) para la construcción de algunos tramos de la línea. Para los ejercicios de planeamiento, se consideró este proyecto a partir del año 2013.
Armenia 230 kV.	Noviembre 2012.	Uso	Nueva subestación Armenia 230 kV y reconfiguración de la línea Hermosa - Virginia 230 kV en Hermosa - Armenia y Armenia Virginia. Son 40 km de red a 230 kV, aproximadamente. Transformación 230/115 kV.	El Operador de Red constituyó la garantía. La convocatoria se encuentra en proceso de apertura. La fecha de entrada en operación se encuentra bajo revisión, ya que se solicitó prórroga para el mes de noviembre del año 2013. Para los ejercicios de planeamiento, se consideró este proyecto a partir del año 2013.
Reactores inductivos en el Sur del país.	Abril 2012.	Uso	Instalar tres reactores inductivos maniobrables de barra de 25 MVAR cada uno, ubicados en las subestaciones 230 kV Altamira, Mocoa y San Bernardino.	En construcción por parte del inversionista EEB.

Tabla 1-2 Expansión en transmisión definida

Proyectos	Entrada en Operación	Tipo de Red	Descripción	Estado
Nueva Esperanza 500/230 kV.	Agosto 2012.	Uso	Nueva subestación a 500/230 kV, 40 Km de red a 500 kV, obras asociadas en la red de 230 kV y transformación 500/230 kV y 500/115 kV.	<p>En construcción por parte del inversionista EPM.</p> <p>Se presentan dificultades en el licenciamiento ambiental de los corredores de línea, lo cual puede comprometer el cumplimiento de la fecha de entrada en operación.</p> <p>Debido a lo anterior, para los ejercicios de planeamiento se consideró este proyecto a partir del año 2013.</p>
Miel II 230 kV.	Septiembre 2012.	Uso	Proyecto de transmisión asociado a la conexión del proyecto de generación Miel II. Nueva subestación Miel II 230 kV, la cual reconfigura la línea Miel - San Felipe 230 kV en Miel - Miel II y Miel II - San Felipe. Son 2 Km de red, aproximadamente.	<p>La promotora Miel II informó a la UPME y XM que no le fue renovada la garantía de cumplimiento para respaldar las obligaciones de Energía. En este sentido, dicho incumplimiento da lugar a la pérdida de la Obligación de Energía Firme.</p> <p>Por lo anterior, la red de transmisión asociada a este proyecto no se tuvo en cuenta durante todo el horizonte de planeamiento.</p>
Sogamoso 500/230 kV.	Junio 2013.	Uso	Red requerida para conectar la central Sogamoso. Nueva subestación Sogamoso 500/230 kV, doble transformación 500/230 kV, apertura de Primavera –Ocaña 500 kV, doble circuito Sogamoso – Guatiguará 230 kV y reconfiguración del enlace Barranca - Bucaramanga 230 kV.	En construcción por parte del inversionista ISA.
Alfárez 230 kV	Noviembre 2013.	Uso	Nueva subestación Alfárez 230 kV. Reconfiguración de la línea Yumbo – San Bernardino 230 kV en Yumbo – Alfárez y Alfárez – San Bernardino por medio de un doble circuito de 1 km aproximadamente al punto de apertura. Disponibilidad de espacio para dos bahías de línea para la conexión de El Quimbo.	<p>Fue necesario relocalizar el área de ubicación de la subestación, debido a los Planes Parciales de Planeación Municipal de Cali.</p> <p>A la espera de información por parte del Operador de Red para la definición de parámetros de la garantía y la subsecuente apertura de la Convocatoria Pública.</p>

Tabla 1-3 Expansión en transmisión definida

Proyectos	Entrada en Operación	Tipo de Red	Descripción	Estado
Corredor de línea a nivel de 230 kV Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá	Noviembre 2013.	Uso	Nueva Subestación Chivor II a 230 kV. Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente. Nueva subestación Norte 230/115 kV. Línea en doble circuito Chivor II – Norte 230 kV de 88 km aproximadamente. Línea en doble circuito Norte – Bacatá 230 kV de 27 km aproximadamente. Dos bahías de línea en Chivor II y Bacatá a 230 kV, respectivamente.	La convocatoria se encuentra en proceso de apertura.
Quimbo 230 kV.	Agosto 2014.	Uso	Red requerida para conectar la central El Quimbo. Nueva subestación Quimbo 230 kV, doble circuito a nivel de 230 kV a la nueva subestación Alférez. Nueva línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 Km de longitud, aproximadamente. Reconfiguración de 4 Km del enlace Betania – Jamondino 230 kV en Betania - Quimbo y Quimbo Jamondino.	La convocatoria se encuentra en proceso de apertura.
Porce IV 500 kV.	Octubre 2014.	Uso	Nueva subestación Porce IV a 500 kV. Reconfiguración de la línea Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera – Porce IV y Porce IV – Cerromatoso, por medio de dos circuitos de 20 km.	EPM indicó a la UPME haber suspendido indefinidamente el Proyecto de generación Porce IV y se indica que se deben suspender las obras de transmisión. Se continúa de manera preventiva con el proceso, hasta tanto haya una declaración oficial de incumplimiento o se declare la pérdida de las Obligaciones de Energía en Firme. En este sentido, la red de transmisión asociada a este proyecto no se tuvo en cuenta durante todo el horizonte de planeamiento.

Tabla 1-4 Expansión en transmisión definida

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

1.3 DIAGNÓSTICO STN Y STR

La Tabla 1-5 contiene el listado de los transformadores que registraron mayores niveles de carga entre el periodo febrero – julio de 2011. La información fue suministrada por el operador del sistema CND - XM.

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

Tabla 1-5 Reporte de transformadores con alto nivel de carga

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

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

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

La Tabla 1-6 corresponde al listado de subestaciones con factor de potencia inferior a 0.9, según la información reportada por los mismos Operadores de Red para la hora pico del día de máxima demanda nacional del año 2010. En estos casos y para los análisis de planeamiento, la UPME asume un valor de 0.9 con el

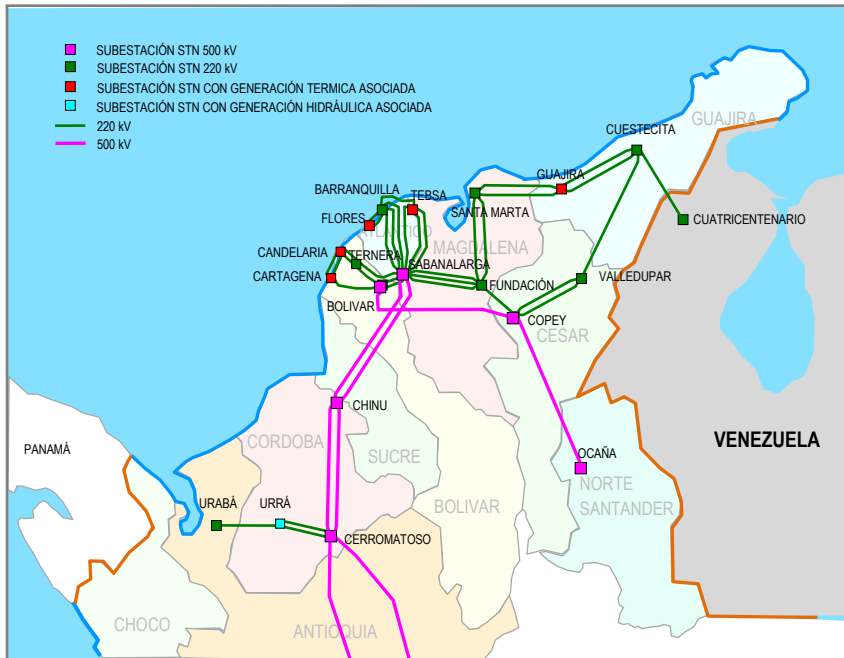
fin de evitar expansiones en niveles de tensión superiores y orientar a los OR a corregir el problema desde el origen.

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

Tabla 1-6 Reporte de Factor de potencia inferior a 0.9

Diagnóstico de las Áreas

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



ÁREA CARIBE - ATLÁNTICO

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Se presentan violaciones por sobrecarga en el área ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de las subestaciones Tebsa y Flores. Lo anterior hace necesario despachar casi de manera permanente generación de seguridad a nivel de 110 kV.
- Así mismo, contando con la entrada de Flores IV y con máxima generación en el área, las contingencias sencillas de los enlaces Flores - Oasis 110 kV (1 o 2), ocasionan violaciones por sobrecarga en los enlaces paralelos, siendo el escenario de demanda mínima el más crítico. Lo anterior ocasiona limitación a la generación del área.
- Ante máximo despacho en el área y un escenario de demanda mínima, las contingencias sencillas de los enlaces a 220 kV Flores - Nueva Barranquilla y Sabana – Tebsa, ocasionan violaciones por sobrecarga en los enlaces paralelos. Lo anterior ocasionaría limitaciones a la generación del área.

EXPANSIÓN

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

- Para resolver los problemas de limitación a la generación del área a nivel de 110 kV, el Operador de Red propone la construcción de la línea Termoflores - Centro 110 kV.
- Respecto a la limitación por contingencia a nivel de 220 kV, en los análisis de corto y mediano plazo se presentan las alternativas de solución.

ÁREA CARIBE – BOLÍVAR

CARGABILIDAD

- Con máxima generación en el área y la apertura del enlace Bocagrande - Bosque 66 kV, se presentan cargabilidades superiores al 90 % en los enlaces a nivel de 66 kV Chambacú - Cartagena y Cospique - Ternera.
- Se observa una cargabilidad cercana al 100 % en el transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Las contingencias sencillas: Cartagena 220/66 kV, Bocagrande – Cartagena, Cartagena - Chambacú, Ternera - Zaragocilla y Ternera - Bosque, ocasionan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR, comprometiendo lo anterior la atención de la demanda.
- Así mismo, la pérdida de uno de los transformadores 220/66 kV de la subestación Ternera ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación.
- La falla del transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria ocasiona la pérdida de las demandas asociadas a las subestaciones 110 kV Candelaria, Argos y Nueva Cospique.

EXPANSIÓN

- Se tiene contemplada la nueva subestación El Bosque 220/66 kV y líneas asociadas para resolver los problemas de cargabilidad en la red a 66 kV. La fecha de entrada en operación de este proyecto es incierta, debido a las dificultades que afronta actualmente el inversionista (ISA).

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

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

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

ÁREA CARIBE – CORDOBA – SUCRE

TENSIÓN

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

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Red completamente radial. Contingencia sencilla en cualquiera de las líneas a nivel de 110 kV: Chinú - San Marcos, Chinú - Sincelejo, Sincelejo - Magangué y Magangué - Mompox, ocasionan pérdida de carga.
- La contingencia de uno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Lo anterior genera un colapso en el área.

EXPANSIÓN

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

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

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

ÁREA CARIBE – CERROMATOSO

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

EXPANSIÓN

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

ÁREA CARIBE – GUAJIRA - CESAR – MAGDALENA

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

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

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

EXPANSIÓN

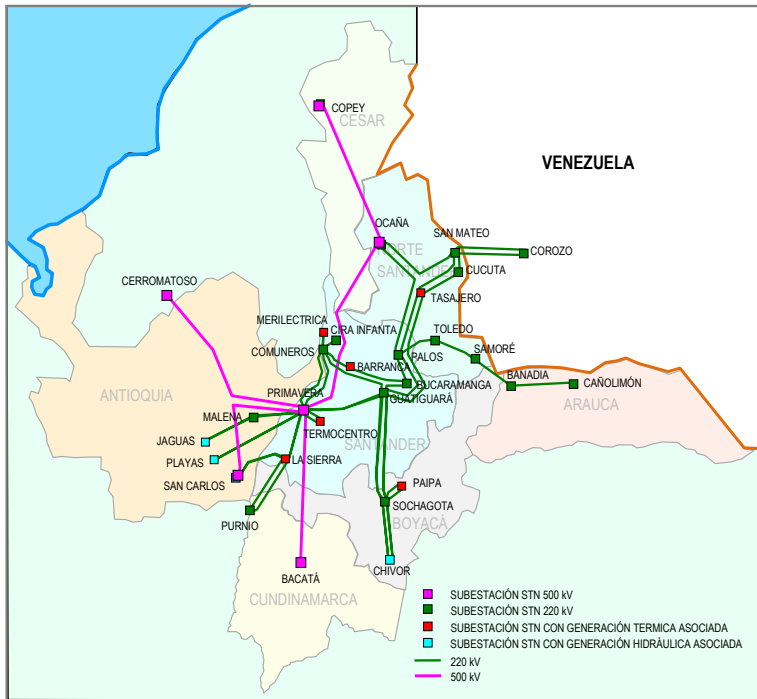
- Electricaribe recientemente radicó ante la UPME los estudios de mitigación de riesgo donde se contemplan alternativas de solución a la problemática citada.

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

Valledupar y Santa Marta, al igual que la instalación de un tercer transformador 220/110 kV en la subestación Cuestecitas.

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

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



ÁREA NORDESTE - SANTANDER

TENSIÓN

Se observa un factor de potencia inferior a 0,9 en las subestaciones Palos, Barranca, Barbosa, Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, San Alberto, Sabana y Cimitarra.

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

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

- Considerando mínimo despacho en el área, se presentan bajas tensiones en el STR ante la contingencia Comuneros – Barranca 230 kV. Bajo estas mismas condiciones, se observa una cargabilidad cercana al límite permitido en los transformadores de conexión de las subestaciones Palos y Bucaramanga.
- Ante la contingencia Barranca – Palenque 115 kV, se presentan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de la subestaciones Palos y Bucaramanga. Lo anterior considerando normalmente abierta la línea Lizama – Palenque 115 kV (actual consigna operativa).

EXPANSIÓN

- El Operador de red no reporta ningún proyecto de expansión adicional al nuevo transformador en Piedecuesta.

ÁREA NORDESTE - NORTE DE SANTANDER

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Con mínima generación en el área, la contingencia del transformador Ocaña 500/230 kV ocasiona bajas tensiones en todo el departamento de Norte de Santander.
- Baja confiabilidad en el área. Contingencias sencillas a nivel de transformación, ocasionan desatención de demanda (actualmente se operan normalmente abiertos los enlaces a nivel de 115 kV, Convención – Tibú e Insula – Belén).
- Colapso de tensión ante contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión en Ocaña y San Mateo (operando normalmente cerrados los referenciados enlaces).

EXPANSIÓN

- El Operador de Red CENS radicó recientemente su estudio de Planeamiento, en respuesta a las reiteradas solicitudes de la UPME.

ÁREA NORDESTE – BOYACÁ

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia sencilla en alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa, ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación. Lo anterior genera un colapso en el área.

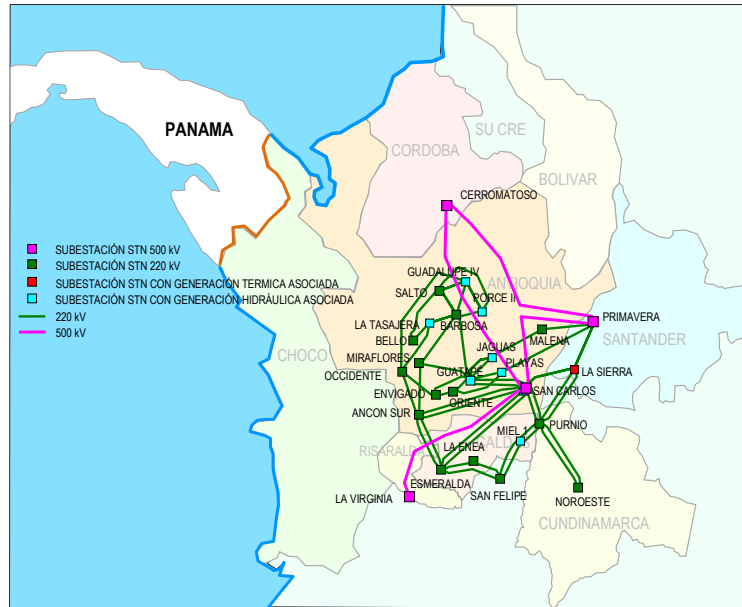
- Las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 115 kV Tunja - Barbosa y Chiquinquirá - Tunja, ocasionan violaciones de tensión en el STR.
- Actualmente en el área de influencia del Guavio existe un único corredor radial a nivel de 115 kV, es decir, la línea Guavio – Mámbita – T Santa María – Guateque. Por lo anterior, la contingencia sencilla de cualquier de estos tramos, como también del transformador Guavio 230/115 kV, ocasiona desatención de demanda.
Si bien es cierto que existe un enlace entre las subestaciones Guateque y Sesquilé, el mismo se opera normalmente abierto con el fin de evitar violaciones por sobrecarga en el STR bajo un escenario de alta generación en Guavio.
- En el Casanare, la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Aguazul, Yopal y la misma Aguaclara.

Vale la pena mencionar que solo es posible el cierre de la línea Chivor – Aguaclara, si se incrementa la capacidad de transformación en Chivor de 9 a 75 MVA.

EXPANSIÓN

- No se reportan expansiones por parte del Operador de Red para resolver la problemática asociada a las contingencias a nivel de transformación.
- Para el año 2012, el OR propone la construcción de las líneas a nivel de 115 kV Chivor - Santa María y Sesquilé - Guateque.

- Si bien la conexión de la PCH Tunjita en el año 2012 mejora la confiabilidad en el área de influencia de Guavio, es necesario reforzar el sistema con nuevas líneas a nivel del STR.



ÁREA ANTIOQUIA - CHOCO

TENSIÓN

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

CARGABILIDAD

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

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

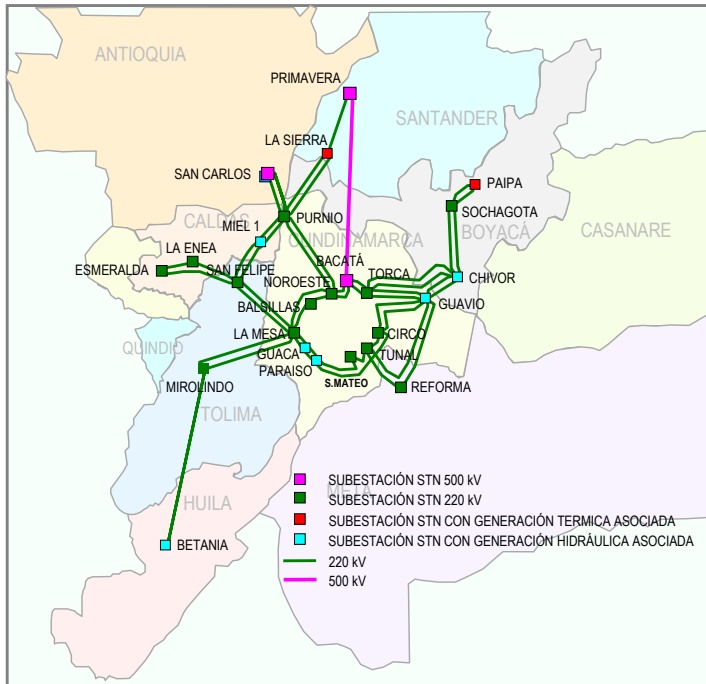
BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- Ante contingencia sencilla de uno de los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello y un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia, se presentarían violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación y una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV.
- Comportamiento similar al anterior ante las contingencias sencillas de los transformadores 230/110 kV de la subestaciones Playas y Guatapé.

EXPANSIÓN

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

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



ÁREA ORIENTAL – BOGOTÁ

TENSIÓN

- Bajas tensiones (< 0.95 p.u.) en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá, es decir, Simijaca, Ubaté, Zipaquirá.

CARGABILIDAD

- Agotamiento de la capacidad de transporte en la línea Torca - Aranjuez 115 kV.

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

EXPANSIÓN

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

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

- Se espera para el año 2012 la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza, obra definida por la UPME en el Plan de Expansión 2008 - 2022.
- Para solucionar los problemas de confiabilidad en el norte de la sabana de Bogotá, el OR propone un enlace entre las subestaciones Simijaca y Chiquinquirá, junto con la instalación de una compensación de 20 MVAR en la subestación Ubaté.

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

ÁREA ORIENTAL – META

TENSIÓN

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

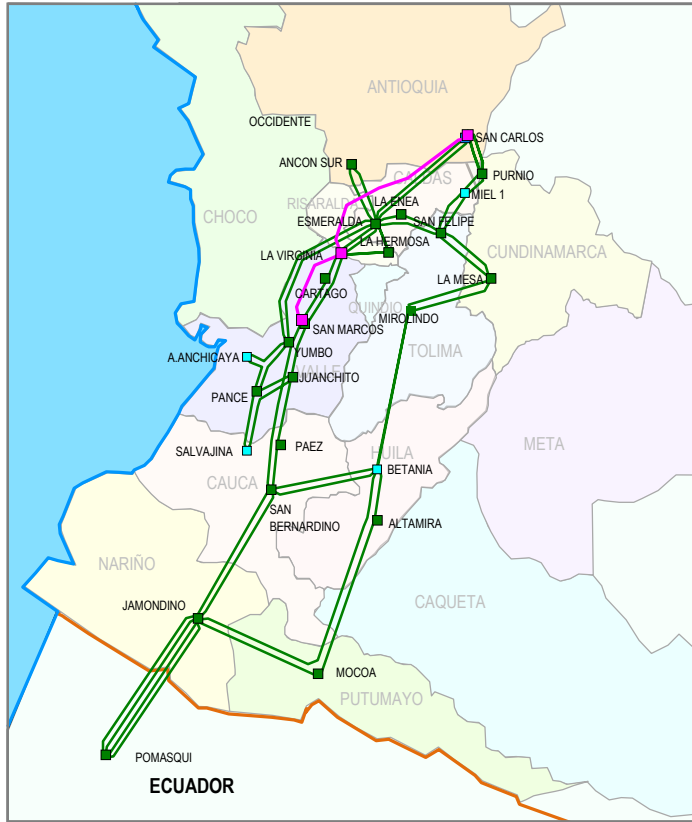
- La contingencia Guavio – Reforma 230 kV ocasiona violaciones de tensión en todo el departamento del Meta.

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

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

EXPANSIÓN

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



ÁREA SUROCCIDENTAL – CALDAS - QUINDIO - RISARALDA

TENSIÓN

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

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

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

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

EXPANSIÓN

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

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

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

ÁREA SUROCCIDENTAL – VALLE

CARGABILIDAD

Con la barra acoplada en Yumbo 115 kV:

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

- La contingencia del transformador Cartago 230/115 ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Rosa - Dosquebradas 115 kV y bajas tensiones en Unión, Cartago y Papeles.
- La contingencia de uno de los transformadores 230/115 kV en la subestación San Marcos ocasiona sobrecargas en el banco paralelo que queda en operación.

- Considerando máximo despacho en las plantas Termoemcali y Termovalle, se presenta congestión en las líneas a nivel de 115 kV Termoyumbo – La Campiña y La Campiña – Chipichape. La contingencia de uno de estos enlaces tornaría mas crítica la situación.

EXPANSIÓN

- La UPME planteó al OR la instalación de un segundo transformador en Cartago, propuesta que fue acatada por EPSA. Se espera la entrada de esta expansión en el año 2012.
- El Operador de Red propone en el corto plazo el desacople de barras en Yumbo 115 kV para resolver los problemas de cargabilidad en la transformación de Yumbo y Juanchito. Al respecto, la UPME considera que esta alternativa es válida, inclusive en contingencia (hasta el año 2013).

A partir del 2014, la solución es la nueva subestación Alférez 230/115 kV y líneas asociadas, la cual ha sido recomendada por la UPME en su Plan de Expansión de Transmisión 2010 - 2024.

- El Operador de Red propone el cuarto transformador 230/115/13.8 kV en la subestación Juanchito y la repotenciación de las líneas Termoyumbo – La Campiña y La Campiña - Chipichape.

ÁREA SUROCCIDENTAL – CAUCA - NARIÑO

TENSIÓN

- Violaciones de tensión en la subestación Tumaco 115 kV.

CARGABILIDAD

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

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

- La contingencia de la línea Jamondino – Pasto 115 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el enlace Jamondino – Catambuco. Lo anterior considerando abierta la interconexión entre el Cauca y Nariño.
- La contingencia del transformador San Bernardino 230/115 kV, ocasiona sobrecargas en el transformador de Páez y bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 115 kV, San Bernardino, Popayán, El Zaque y Florida. Así mismo, sobrecargas en la línea Santander – San Bernardino 115 kV.

EXPANSIÓN

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

ÁREA SUROCCIDENTAL - TOLIMA – HUILA - CAQUETA

TENSIÓN

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

BAJO CONTINGENCIA SENCILLA

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

EXPANSIÓN

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

1.4 VISIÓN DE LARGO PLAZO – REQUERIMIENTOS AÑO 2025

Estos análisis buscan definir la red objetivo con la cual el país debe contar en el Largo plazo, de tal manera que la demanda se pueda satisfacer de una manera segura, confiable y bajo criterios de eficiencia económica, permitiendo también el desarrollo de la expansión de generación y el mercado mismo. En este sentido, la visión de largo plazo direcciona los proyectos que se deben ejecutar en el mediano y corto plazo, logrando una expansión armónica con los sistemas regionales. En este caso, aunque se especifican obras, la red objetivo debe ser flexible, de tal manera que se adapte a la evolución de la demanda y la generación.

Se analizó el año 2025 bajo las siguientes consideraciones:

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

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

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

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

Segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV

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

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

Nueva subestación a 500 kV en el área Atlántico

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

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

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

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

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

Conexión de Ituango - 2400 MW

El desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional en Antioquia y el centro del país, es dependiente de la expansión en generación, específicamente por la conexión de este proyecto.

Se propone la siguiente infraestructura a nivel de 500 kV para su incorporación al Sistema: las líneas Ituango – Occidente, Ituango – Primavera, Copey – Cerromatoso e Ituango – Cerromatoso. Así mismo, con el fin de evitar congestión en el STR Antioqueño, se considera de manera complementaria un enlace entre las subestaciones Occidente y San Marcos.

Adicionalmente, con el objetivo de maximizar las transferencias hacia la Costa Atlántica y el Suroccidente del país, se propone la instalación de dos nuevos transformadores 500/230 kV en las subestaciones Copey y San Marcos. Toda esta infraestructura, además de garantizar la correcta evacuación de la nueva generación, permite incrementar los límites de importación a las áreas Caribe y Suroccidental.

En los análisis del STN que se presentan más adelante, se abordara con mayor detalle la conexión de este proyecto.

Nuevos enlaces a nivel de 500 kV para el área Oriental

En el largo plazo se observa una reducción progresiva del límite de importación al área Oriental, la cual puede comprometer la atención de la demanda de la ciudad de Bogotá. En este sentido, además del corredor Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, se requeriría nueva infraestructura a nivel de 500 kV.

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

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

Nueva subestación 230 kV en el Choco

Se observan serias violaciones de tensión en el área bajo condiciones normales de operación y ante contingencias en el STR. Las compensaciones capacitivas no son suficientes para corregir esta problemática. En este sentido, se propone una nueva subestación a nivel de 230 kV, la cual potencializa además la construcción

de futuros proyectos de generación. Como propuesta se plantea la nueva subestación Bolombólo y su incorporación al Sistema a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda 230 kV.

Nueva subestación a 500 kV en el sur de Cali

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

Expansión del STN en el Sur del país

La expansión en esta zona depende en gran medida de las exportaciones al Ecuador y el desarrollo de futuros proyectos de generación. 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.

Redes de transmisión al interior de los principales centros urbanos

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

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

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

Necesidad de dispositivos FACTS

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

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

En este sentido, dado que la referenciada restricción está asociada a problemas de congestión en algunos elementos de la red, una manera alternativa de incrementar el límite de importación al área, hasta tanto no se materialice la citada expansión, sería a través del re-direccionamiento de los flujos de potencia por algunas líneas a nivel de 230 kV. Por lo anterior, podría ser conveniente la instalación de varios TCSC (Capacitor en Serie controlado por Tiristores) en los corredores 230 kV que inyectan potencia activa y reactiva al Suroccidente del país, es decir, Ancón Sur – Esmeralda, San Carlos – Esmeralda y Mirobindo - Betania.

Localización estratégica de generación

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

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

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

En la Tabla 1-7 y la Tabla 1-8 se presenta el resumen de las obras de transmisión requeridas en el Largo Plazo.

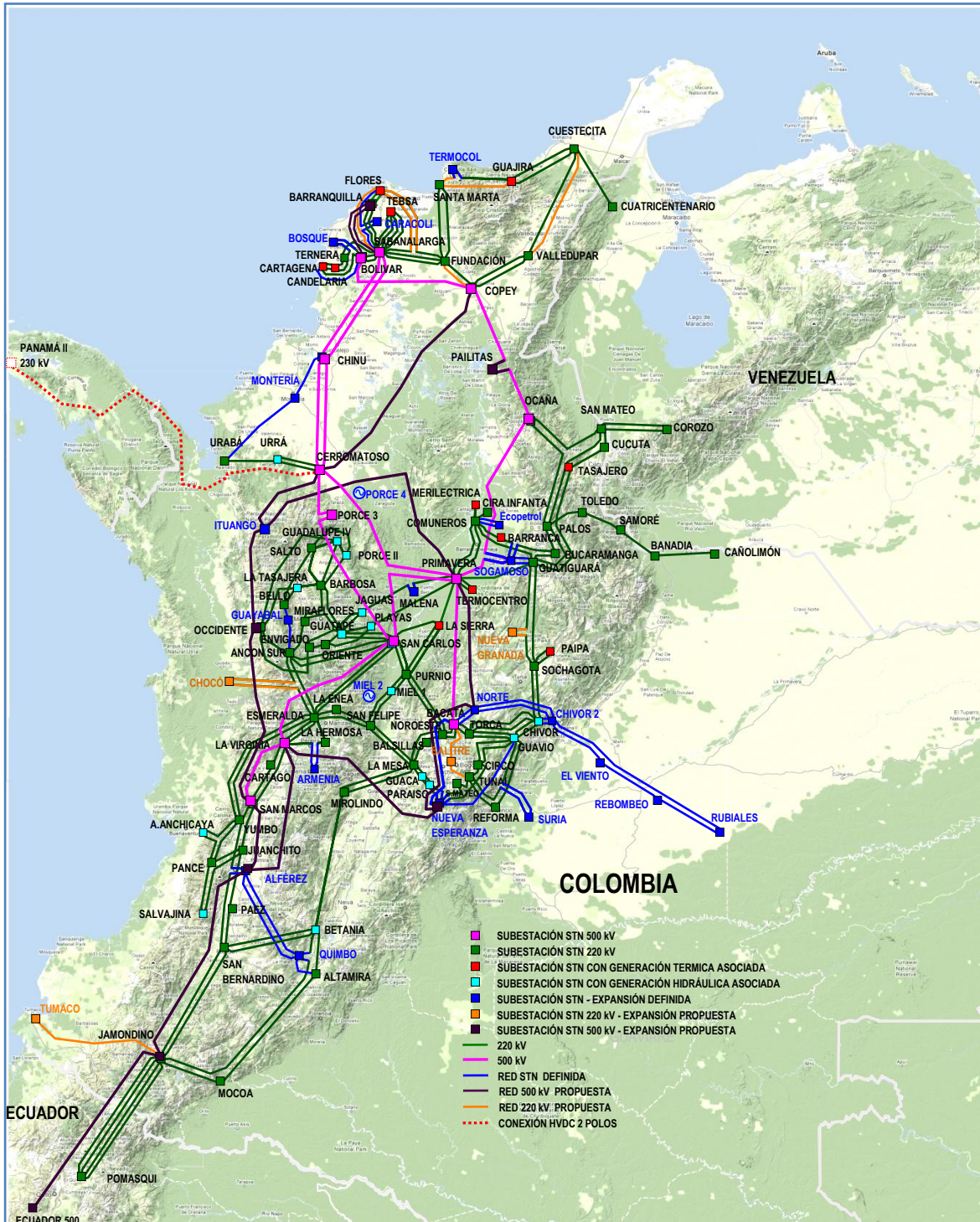
OBRA PROPUESTA	POSIBLE CONEXIÓN
Se asume en operación.	<ul style="list-style-type: none"> • Boyacá y Meta con un nuevo punto de inyección a nivel de 230 kV. • Bello - Guayabal - Ancón 230 kV. • Chivor - Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV. • Flores - Caracolí - Sabanalarga 220 kV • Normalizar el enlace Tebsa – B/quilla – Sabana 220 kV en Tebsa – Sabana 220 kV • Subestación Alférez 230 kV. • Cerromatoso - Panamá Dc (600 MW) • Integración Energética Colombia - Ecuador - Perú - Chile.
Refuerzo del anillo a 220 kV en el área Guajira – Cesar – Magdalena (GCM).	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Copey – Fundación 220 kV. • Segundo circuito Cuestecitas – Valledupar 220 kV. • incremento de la capacidad de transporte en los enlaces 220 kV Termocol - Santa Marta y Guajira – Santa Marta.
Incremento del límite de importación al área Bolívar.	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Cartagena - Bolívar 220 kV.
Expansión del STN en el área Atlántico.	<ul style="list-style-type: none"> • Reconfiguración de uno de los circuitos Sabana – Fundación en Sabana – Flores – Fundación 220 kV. • Nueva línea Flores – Sabana 220 kV. • Subestación Nueva Barranquilla 500 kV. • Línea Nueva Barranquilla – Sabana 500 kV. • Línea Nueva Barranquilla – Bolívar 500 kV. • Transformador Nueva Barranquilla 500/220 kV. • 4° transformador 500/220 kV en Sabana.

Tabla 1-7 Expansión en Transmisión – Largo Plazo

OBRA PROPUESTA	POSIBLE CONEXIÓN
Conexión de Ituango (2400 MW)	<ul style="list-style-type: none"> • Ituango - Cerromatoso 500 kV. • Ituango - Primavera 500 kV. • Ituango - Occidente 500 kV. • Occidente - San Marcos 500 kV. • Cerromatoso - Copey 500 kV • 2° Transformador San Marcos 500/230 kV • 2° Transformador Copey 500/230 kV
Nuevos enlaces a 500 kV para el área Bogotá	<ul style="list-style-type: none"> • Primavera - Norte 500 kV. • Norte - Nueva Esperanza 500 kV. • Virginia - Nueva Esperanza 500 kV. • Transformador Norte 500/230 kV.
Nueva subestación 230 kV en el Choco (Bolombólo).	Reconfiguración de la línea Ancón Sur ISA - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur ISA - Bolombólo y Bolombólo - Esmeralda.
Nueva subestación 500 kV en el sur de Cali. Posiblemente Alférez	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva subestación Alférez 500 kV. • Virginia - Alférez 500 kV. • Alférez - San Marcos 500 kV. • Transformador Alférez 500/230 kV.
Expansión del STN en el Sur del país	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva subestación Jamondino 500 kV. • Transformador Jamondino 500/230 kV. • Alférez - Jamondino 500 kV. • Jamondino - Ecuador 500 kV. • Nueva subestación Tumaco 230 kV. • Corredor Jamondino - Tumaco 230 kV.
Redes de transmisión al interior de los principales centros urbanos (Bogotá, Medellín y Barranquilla)	<ul style="list-style-type: none"> • En Bogotá: Salitre 230 kV. • En Medellín: El mismo corredor Bello - Guayabal - Ancón 230 kV.
Necesidad de dispositivos FACTS	<ul style="list-style-type: none"> • SVC en Bogotá. • SVC en el área Nordeste. • SVC en el área Caribe. • TCSC corredor doble circuito Ancón - Esmeralda 230 kV. • TCSC corredor doble circuito San Carlos - Esmeralda 230 kV. • TCSC línea Betania - Mirolindo 230 kV.
Localización estratégica de generación	Dependerá de la disponibilidad del recurso (Política del carbón) y otras consideraciones. Se estudiará en futuras versiones del Plan.
Nuevas líneas de transmisión por la conexión de importantes demandas industriales, como son refinерías y siderúrgicas	Dependerá de la localización de estos usuarios y la cantidad y firmeza de sus demandas.

Tabla 1-8 Expansión en Transmisión – Largo Plazo

En la Gráfica 1-3 se presenta el Sistema de Transmisión Nacional para el año 2025.



Gráfica 1-3 Visión de Largo plazo Sistema de Transmisión Nacional

1.5 ANÁLISIS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

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

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

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

1.5.1 Análisis Área Antioquia – Chocó

Problemática:

- Bajo un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia, se presentan violaciones ante contingencias sencillas en elementos de conexión al STN, como es la pérdida de alguno de los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello. Lo anterior implica la limitación al despacho de las plantas Guatapé, Guadalupe, Troneras, La Tasajera y Porce II.
- Transito de energía por el STR, para luego inyectarse al STN. Lo anterior ocasiona congestión en la red a nivel de 110 kV.
- Violaciones ante contingencias en la transformación del área.
- En estado estacionario, cargabilidad superior al 100% en algunos enlaces, bajo condiciones particulares de despacho en el STR.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Dentro los escenarios de despacho contemplados, se tuvo en cuenta particularmente uno, el cual consideró máxima generación en el norte y oriente de Antioquia.

- Máximas cargabilidades declaradas para transformadores y líneas. En contingencia 130 %, exceptuando el corredor Ancón – Envigado – Guayabal 110 kV, que es del 100%.

En la Tabla 1-9 se presenta el comportamiento del sistema sin considerar ningún proyecto de expansión en el STN de Antioquia, y sin contemplar el incremento de la capacidad de transformación en la subestación Bello.

	2013	2015	2016	2017	2020
	(Sin Proyecto)	(Sin Proyecto)	(Sin Proyecto)	(Sin Proyecto)	(Sin Proyecto)
Generación	Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOriente Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).
Condición Normal de Operación	TRs Bello = 80 % ; TRs Miraflores = 46 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 65 % L.Salto Bello = 39 % L.Tasajera-Occid = 78 %	TRs Bello = 86 % ; TRs Miraflores = 56 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 63% L.Salto Bello = 42 % L.Tasajera-Occid = 77 %	TRs Bello = 88 % ; TRs Miraflores = 54% L. Guayabal-Envigado 110kV = 73% L.Salto Bello = 42 % L.Tasajera-Occid = 78 %	TRs Bello = 90 % ; TRs Miraflores = 56% L. Guayabal-Envigado 110kV = 71% L.Salto Bello = 42 % L.Tasajera-Occid = 81 %	TRs Bello = 98 % ; TRs Miraflores = 73 % TRs Envigado = 78 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 90 % L.Salto Bello = 44 % L.Tasajera-Occid = 79 %
N-1 TR. BELLO	TRs Bello = 119 % ; TRs Miraflores = 52 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 86 % (Desconexión 2° Tr Bello la línea queda en 158%) L.Salto Bello = 34 % L.Tasajera-Occid = 88 %	TRs Bello = 129 % ; TRs Miraflores = 63 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 83% (Desconexión 2° Tr Bello la línea queda en 171%) L.Salto Bello = 37 % L.Tasajera-Occid = 88 %	TRs Bello = 132% ; TRs Miraflores = 60% L. Guayabal-Envigado 110kV = 99% L.Salto Bello = 37 % L.Tasajera-Occid = 89%	TRs Bello = 134% ; TRs Miraflores = 63% L. Guayabal-Envigado 110kV = 99% L.Salto Bello = 37 % L.Tasajera-Occid = 92%	TRs Bello = 146 % ; TRs Miraflores = 81 % TRs Envigado = 84 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 120 % L.Salto Bello = 39 % L.Tasajera-Occid = 91 %
N-1 TR. MIRAFLORES	TRs Bello = 83 % ; TRs Miraflores = 65 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 80 % L.Salto Bello = 40 % L.Tasajera-Occid = 78 %	TRs Bello = 90 % ; TRs Miraflores = 80 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 83% L.Salto Bello = 43 % L.Tasajera-Occid = 77 %	TRs Bello = 92 % ; TRs Miraflores = 76% L. Guayabal-Envigado 110kV = 92% L.Salto Bello = 43 % L.Tasajera-Occid = 78%	TRs Bello = 91 % ; TRs Miraflores = 80% L. Guayabal-Envigado 110kV = 94% L.Salto Bello = 41 % L.Tasajera-Occid = 74%	TRs Bello = 103 % ; TRs Miraflores = 103 % TRs Envigado = 82 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 115 % L.Salto Bello = 46% L.Tasajera-Occid = 78 %
N-1 L.Tasajera-Occidente 220 kV	TRs Bello = 100 % ; TRs Miraflores = 46 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 53 % L. Bello -PBlancas 110kV = 82% L.Salto Bello = 34 % L.Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 105 % ; TRs Miraflores = 56 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 47% L.Salto Bello = 37 % L.Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 108% ; TRs Miraflores = 53 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 56% L.Salto Bello = 38% L.Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 104% ; TRs Miraflores = 56 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 59% L.Salto Bello = 38% L.Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 116 % ; TRs Miraflores = 72 % TRs Envigado = 74 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 72% L. Bello -PBlancas 110kV = 74 % L.Salto Bello = 40 % L.Tasajera-Occid = 00 %

Tabla 1-9 Comportamiento del sistema sin proyectos

De la tabla anterior se puede concluir:

- Bajo condiciones normales de operación se observa un elevado nivel de carga en los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello. Esto se debe a la concentración de potencia activa que confluye en este punto, la baja impedancia equivalente que “ve” la generación con respecto a otros corredores del Sistema y la misma demanda de la subestación.
- Dada la cantidad de enlaces a nivel de 110 kV que se tienen entre las subestaciones Bello y guayabal (baja impedancia), se observan flujos en tránsito por el STR, para luego inyectarse al STN.
- Bajo el escenario de despacho estudiado, la generación de la Tasajera transita hacia las subestaciones Bello y Occidente. Ante la contingencia La Tasajera – Occidente 230 kV, esta potencia evacua hacia Barbosa y Bello, ocasionando elevadas cargabilidades en los transformadores 230/110 kV de esta última subestación. No obstante, lo anterior no constituye una violación.
- La contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de Bello, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del Sistema. Bajo esta topología, ya no

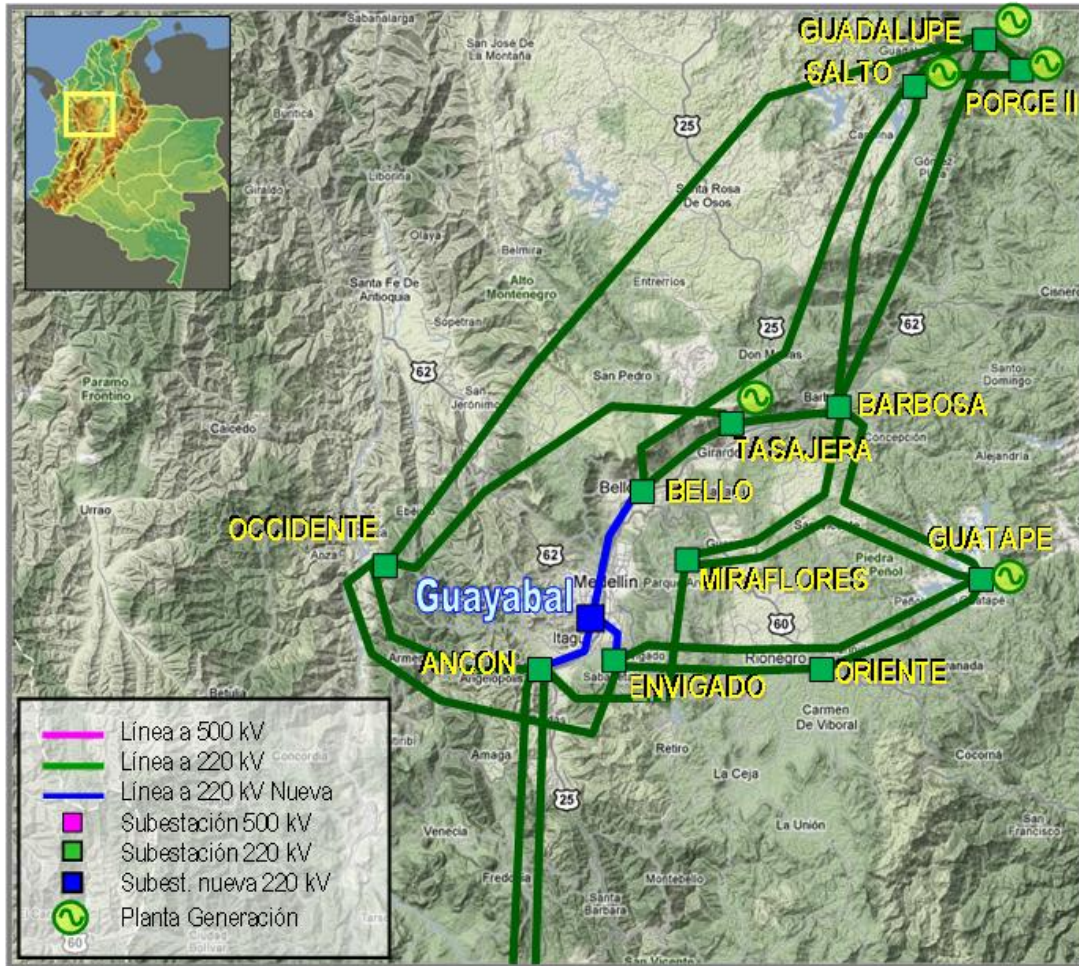
se tiene inyección de potencia al STR desde Bello, razón por la cual gran parte de la demanda de la ciudad de Medellín se abastece desde la subestación Envigado. Es por lo anterior que se ocasiona una sobrecarga no admisible en el enlace Envigado – Guayabal 110 kV, ya que el mismo debe soportar casi toda la demanda de las subestaciones Bello, Castilla, Central, Guayabal y Envigado.

- Ante la contingencia de alguno de los transformadores de Miraflores, se presenta una cargabilidad importante en el enlace Guayabal – Envigado 110 kV.
- Si bien en la tabla no se menciona nada en relación a la cargabilidad de la línea Salto – Yarumal II 110 kV, es importante mencionar que bajo condiciones normales de operación, un escenario de despacho bajo en San Andrés de Cuerquia y Zuca, y con la expansión reportada por el Operador de Red (nueva línea Río Grande – Yarumal II), se presentan violaciones por sobrecarga en este enlace. Lo anterior hasta tanto no se repotencie la línea Salto – Yarumal II. Es claro que al conformar el anillo Salto – Yarumal – Riogrande 110 kV, el primer tramo de este corredor no solo ve la demanda asociada a la construcción de Ituango, sino también parte de las cargas de las subestaciones Río Grande, Girardota y la misma Bello.

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

- Con la entrada de la carga asociada a San José del Nus, las contingencias sencillas de los transformadores 230/110 kV de las subestaciones Playas y Guatapé, ocasionan violaciones de tensión en Cocorná, Río Claro, Puerto Nare y Puerto Inmarco. Así mismo, se presentan cargabilidades superiores al 130 % en el transformador que queda en operación (Playas o Guatapé, según el evento).

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 1-4



Gráfica 1-4 Alternativas de expansión área Antioquia

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

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

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

En la Tabla 1-10 y la Tabla 1-11, se presenta el comportamiento de cada una de las alternativas.

2015			
	Alt.1: 3° Trafo de Bello	Alt.2: Corredor Bello-Guayabal-Ancon 220 kV	Alt.3: Corredor Bello-Guayabal-Envigado 220 kV
Generación	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).
Condición Normal de Operación	TRs Bello = 63 % ; TRs Miraflores = 54% L. Guayabal-Envigado 110kV = 58% L. Salto Bello = 44 % L. Tasajera-Occid =72 % Alto flujo de energía por la red de 110 kV de EPM	TRs Bello = 61 % ; TRs Miraflores = 48% L. Guayabal-Envigado 110kV = 20% L. Salto Bello =47 % L. Tasajera-Occid =62 %	TRs Bello = 64 % ; TRs Miraflores = 42% L. Guayabal-Envigado 110kV = 10% L. Salto Bello = 47 % L. Tasajera-Occid = 66 %
N-1 TR. BELLO	TRs Bello = 84 % ; TRs Miraflores = 57% L. Guayabal-Envigado 110kV = 69% L. Salto Bello =41 % L. Tasajera-Occid =78%	TRs Bello =85 % ; TRs Miraflores = 52% L. Guayabal-Envigado 110kV = 33% L. Salto Bello = 45 % L. Tasajera-Occid =67%	TRs Bello =102% ; TRs Miraflores = 42% L. Guayabal-Envigado 110kV = 12% L. Salto Bello =12 % L. Tasajera-Occid =74%
N-1 TR. MIRAFLORES	TRs Bello =66 % ; TRs Miraflores = 77% L. Guayabal-Envigado 110kV = 76% L. Bello -PBlancas 110kV = 77% L. Salto Bello =45 % L. Tasajera-Occid =72%	TRs Bello =65 % ; TRs Miraflores = 67% L. Guayabal-Envigado 110kV = 31% L. Bello -PBlancas 110kV = 43% L. Salto Bello =48 % L. Tasajera-Occid =63%	TRs Bello =67 % ; TRs Miraflores = 58% L. Guayabal-Envigado 110kV = 19% L. Bello -PBlancas 110kV = 50% L. Salto Bello =48 % L. Tasajera-Occid =66%
N-1 L. Tasajera-Occidente 220 kV	TRs Bello = 77% ; TRs Miraflores = 53 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 50% L. Salto Bello =40 % L. Tasajera-Occid =00 %	TRs Bello = 70% ; TRs Miraflores = 49 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 9% L. Salto Bello = 46 % L. Tasajera-Occid =00 %	TRs Bello = 73% ; TRs Miraflores = 41 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 15% L. Salto Bello = 46% L. Tasajera-Occid =00 %

Tabla 1-10 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas

2020			
	Alt.1: 3° Trafo de Bello	Alt.2: Corredor Bello-Guayabal-Ancon 220 kV	Alt.3: Corredor Bello-Guayabal-Envigado 220 kV
Generación	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).	Alto despacho NorOrie Antioqueño (Guadalupe Troneras, Guatapé, Porce2, Tasajera).
Condición Normal de Operación	TRs Bello = 72 % ; TRs Miraflores = 70 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 81 % L. Salto Bello = 47 % L. Tasajera-Occid = 73 % Alto flujo de energía por la red de 110 kV de EPM	TRs Bello = 72 % ; TRs Miraflores = 57 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 26 % L. Salto Bello = 50 % L. Tasajera-Occid = 65 %	TRs Bello = 73 % ; TRs Miraflores = 59 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 9 % L. Salto Bello = 49 % L. Tasajera-Occid = 69 %
N-1 TR. BELLO	TRs Bello = 96 % ; TRs Miraflores = 74 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 94 % L. Salto Bello = 44 % L. Tasajera-Occid = 79 %	TRs Bello = 99 % ; TRs Miraflores = 62 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 41 % L. Salto Bello = 47 % L. Tasajera-Occid = 70 %	TRs Bello = 101 % ; TRs Miraflores = 63 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 26 % L. Salto Bello = 46 % L. Tasajera-Occid = 74 %
N-1 TR. MIRAFLORES	TRs Bello = 76 % ; TRs Miraflores = 99 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 104 % L. Bello -PBlancas 110kV = 83 % L. Salto Bello = 48 % L. Tasajera-Occid = 73 %	TRs Bello = 76 % ; TRs Miraflores = 79 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 39 % L. Bello -PBlancas 110kV = 50 % L. Salto Bello = 50 % L. Tasajera-Occid = 65 %	TRs Bello = 77 % ; TRs Miraflores = 83 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 22 % L. Bello -PBlancas 110kV = 52 % L. Salto Bello = 50 % L. Tasajera-Occid = 68 %
N-1 L. Tasajera-Occidente	TRs Bello = 85 % ; TRs Miraflores = 69 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 68 % L. Bello -PBlancas 110kV = 92 % L. Bello -Castilla 110kV = 89 % L. Salto Bello = 43 % L. Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 80 % ; TRs Miraflores = 58 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 3 % L. Bello -PBlancas 110kV = 43 % L. Bello -Castilla 110kV = 53 % L. Salto Bello = 48 % L. Tasajera-Occid = 00 %	TRs Bello = 82 % ; TRs Miraflores = 58 % L. Guayabal-Envigado 110kV = 9 % L. Bello -PBlancas 110kV = 48 % L. Bello -Castilla 110kV = 54 % L. Salto Bello = 47 % L. Tasajera-Occid = 00 %

Tabla 1-11 Comportamiento del Sistema bajo cada una de las alternativas planteadas

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para la Alternativa 1, ante las contingencias sencillas La Tasajera – Occidente 230 kV o Bello 230/110 kV, no se observan violaciones por sobrecarga en esta última subestación. No obstante, se genera una congestión interesante en la línea Envigado – Guayabal 110 kV cuando falla alguno de los transformadores de Miraflores.
- Para las Alternativas 2 y 3, no se observan flujos en tránsito por el STR. Al contrario, la potencia transita hacia Guayabal, Ancón/Envigado y el área CQR. Así mismo, no se ocasiona violaciones ante la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión en Bello o Miraflores.
- Ninguna de las alternativas planteadas evita las violaciones de tensión en el Magdalena Medio Antioqueño cuando falla alguno de los transformadores de Playas o Guatapé. Así mismo, si bien en las alternativas 2 y 3 se reduce el nivel de carga del nuevo enlace Salto – Yarumal II 110 kV, los análisis eléctricos muestran la necesidad de repotenciar esta línea.

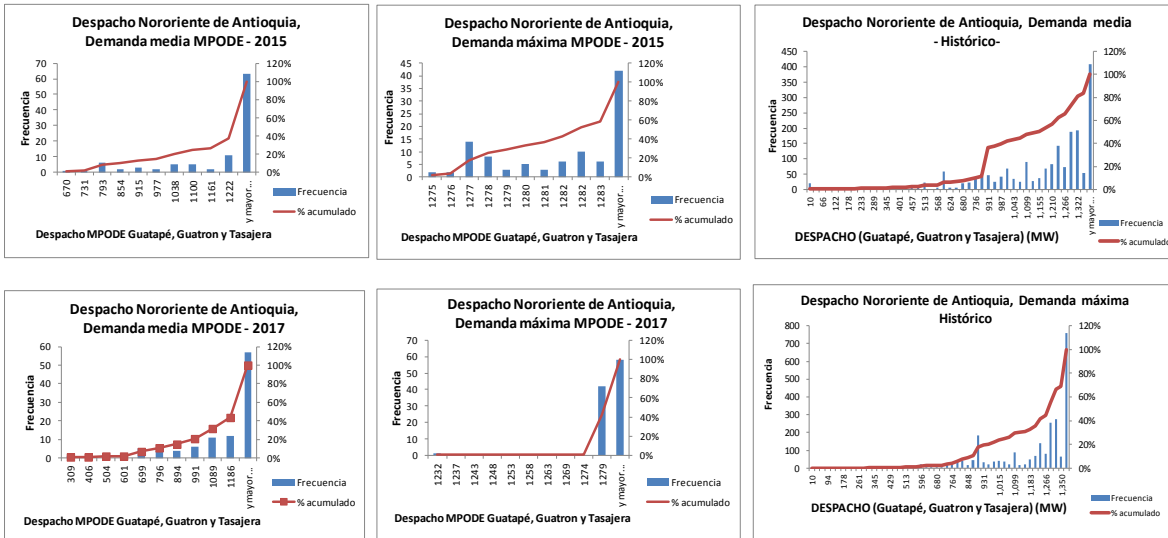
En conclusión, dado que la alternativa 1 no resuelve de manera estructural los problemas de congestión en la red del STN y STR Antioqueño, la misma se descarta. Por otro lado, las alternativas 2 y 3 presentan un adecuado desempeño técnico. Sin embargo, el corredor Bello – Guayabal – Ancón permite mayores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

Beneficios del proyecto

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

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

Esta probabilidad se puede obtener con la información histórica del despacho ideal o mediante una simulación del MPODE. Para este caso en particular, se calculó de las dos formas, eligiendo el menor valor. Lo anterior con el ánimo de realizar una valoración conservadora del proyecto (ver Gráfica 1-5).

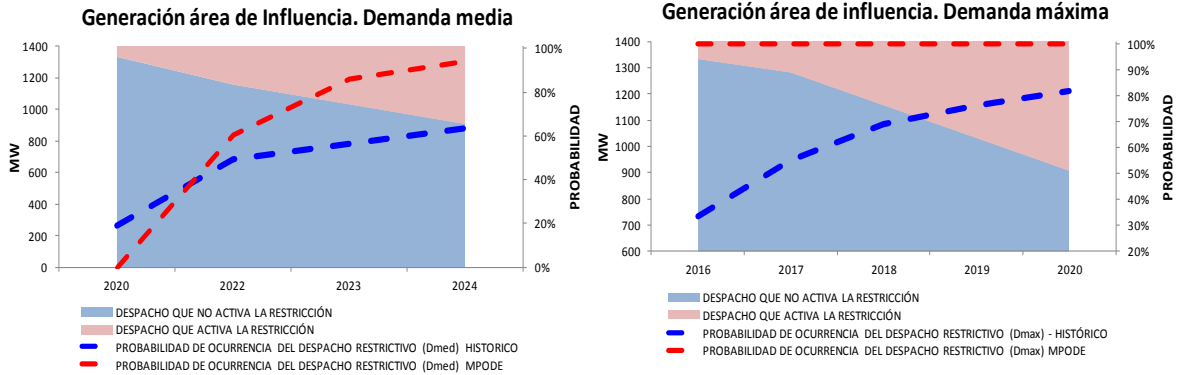


Gráfica 1-5 Histograma de generación en el nororiente de Antioquia utilizando la información histórica del despacho y una simulación del MPODE

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

Resultados

- La Gráfica 1-6 indica la generación en el nororiente de Antioquia que activa la restricción. Es claro que al incrementarse la demanda, es mayor la limitación al despacho.
- La contingencia que impone la limitación a la generación, es la pérdida de uno de los transformadores 230/110 kV -180 MVA de la subestación Bello.
- Respecto a la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos, los análisis energéticos indican con toda certeza la materialización de los mismos. Es decir, en el mediano y largo plazo, de no contar con proyectos de expansión en el área, sería necesario limitar casi de manera permanente la generación de las plantas Guatapé, Guadalupe, Troneras, La Tasajera y Porce II.



Gráfica 1-6 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

Evaluación Económica

Beneficios:

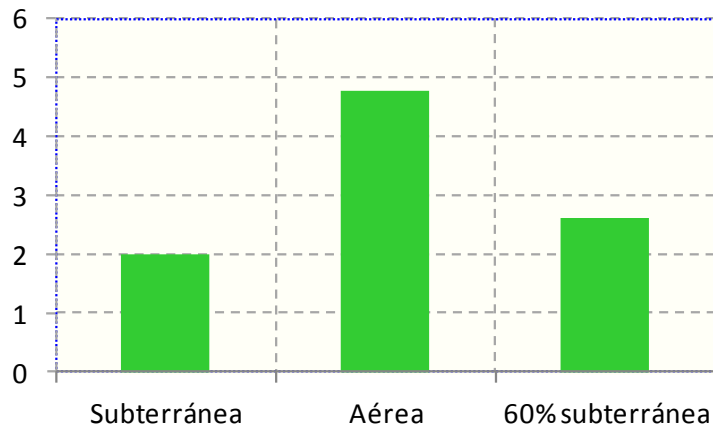
Bajo escenarios de máximo despacho en el nororiente de Antioquia, reducción de posibles restricciones en el STN por la limitación de dicha generación. Lo anterior afectado por la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.

Costos:

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

La Gráfica 1-7 presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.

Relación Beneficio - Costo



Gráfica 1-7 Relación Beneficio/Costo del proyecto

Conclusiones

- El nuevo corredor Bello – Guayabal – Ancón 230 kV presenta una relación Beneficio/Costo superior a 1. Lo anterior considerando diferentes variantes de tipo constructivo (convencional, subterráneo y mixto). En consecuencia, la UPME recomienda su ejecución para el año 2015.
- Al margen de la viabilidad técnica y económica del proyecto, deben buscarse los mecanismos que faciliten la ejecución del mismo con tecnología “convencional” (mayor beneficio para el usuario). Así mismo, si se llegara a establecer que el único corredor factible para la construcción de la obra es el corredor existente del STR, deben gestionarse con la CREG cambios en la regulación con el objetivo de que líneas del STN y el STR puedan compartir la misma infraestructura de soporte (torres).
- Dependiendo de la firmeza de la demanda asociada a San José del Nus, realizar obras a nivel de STR para evitar las violaciones que se presentan ante contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de Playas y Guatapé. En este mismo sentido, repotenciar el enlace Salto – Yarumal 110 kV.
- De otra parte, respecto al área del Chocó, se observa nuevamente que las tensiones en las subestaciones Cértegui, Itsmina y Quibdó a 115 kV, presentan una reducción progresiva. Se reitera una vez más al OR DISPAC, revisar las señales emitidas por la UPME e iniciar el estudio correspondiente que de solución a los problemas en el corto y mediano plazo.

1.5.2 Análisis Área Atlántico

Problemática:

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

Supuestos:

- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.

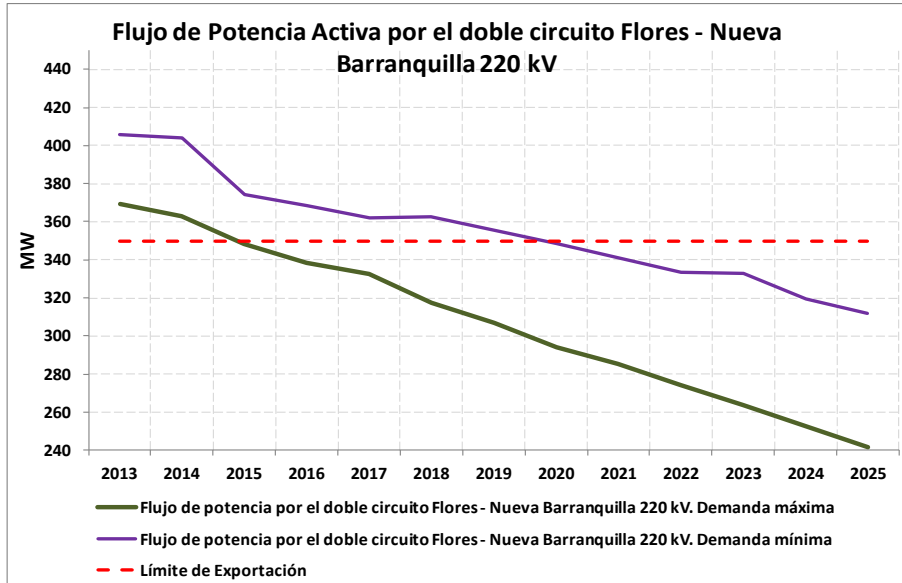
- Se consideró el acople de barras en la subestación Malambo y la línea Malambo – Veinte de Julio 110 kV operando normalmente cerrados.
- En el año 2012 se normaliza la subestación Veinte de Julio 110 kV (se elimina la conexión tipo “T”). Es decir, se tendrían dos enlaces entre las subestaciones Tebsa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

La Tabla 1-12 contienen el comportamiento del sistema Atlántico bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, considerando diferentes escenarios operativos.

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

Tabla 1-12 Comportamiento del Sistema bajo diferentes condiciones operativas

La Gráfica 1-8 presenta el flujo de potencia activa por el enlace Flores - Nueva Barranquilla 220 kV considerando máxima generación en el área.



Gráfica 1-8 Flujo de potencia activa por el doble circuito Flores – Nueva Barranquilla 220 kV

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

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

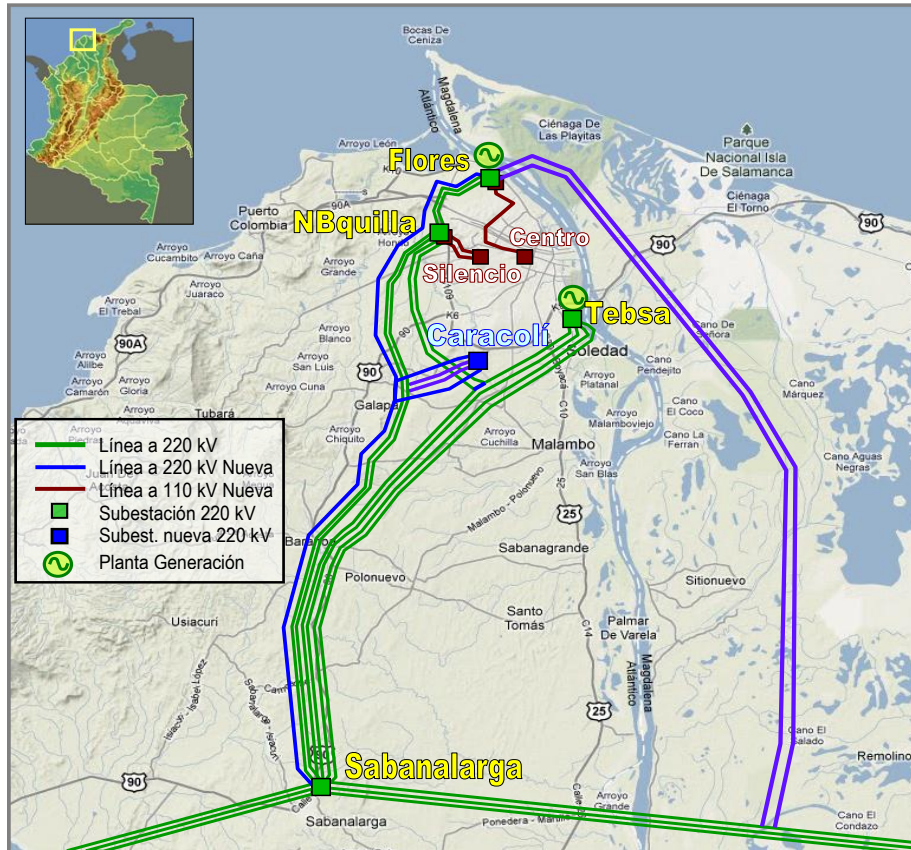
En este mismo sentido, a partir del año 2016, la contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión Flores 220/110 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del Sistema.

- Con máxima generación en el área, las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana, ocasiona violaciones por sobrecarga en los respectivos circuitos paralelos. Este comportamiento se mantendría invariante en el tiempo hasta el año 2015, en el periodo de demanda máxima, y hasta el 2020 en el periodo de demanda mínima. Es claro que con el crecimiento de la demanda, la generación se consume localmente, inyectándose menos potencia activa a la red de transmisión. (Ver Gráfica 1-8)

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

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

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 1-9 y la Tabla 1-13.



Gráfica 1-9 Alternativas planteadas para el área Atlántico

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

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

Alternativa 3. Nueva línea Flores – Sabana 220 kV, nueva subestación Caracolí 220/110 kV – 300 MVA, reconfiguración de uno de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabana 220 kV en Nueva Barranquilla – Caracolí – Sabana, obras

complementarias en 110 kV, línea Flores – Centro 110 kV y desacople de barras en Tebsa 110 kV.

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

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

Tabla 1-13 Expansión complementaria

En la Tabla 1-14 y la Tabla 1-15, se presenta el comportamiento de cada una de las alternativas.

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

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

Tabla 1-14 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas

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

Tabla 1-15 Comportamiento del sistema para cada una de las Alternativas

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Para la alternativa 1, bajo un escenario de máximo despacho en el área, no se observan problemas de “atrapamiento” ante las contingencias sencillas de los

enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana. No obstante, se observan violaciones por sobrecarga en el STR ante las contingencias sencillas Flores – Centro 110 kV y Flores 2 – Oasis 110 kV. Lo anterior a partir del año 2013 y considerando un escenario de despacho máximo en Flores y mínimo en Tebsa

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

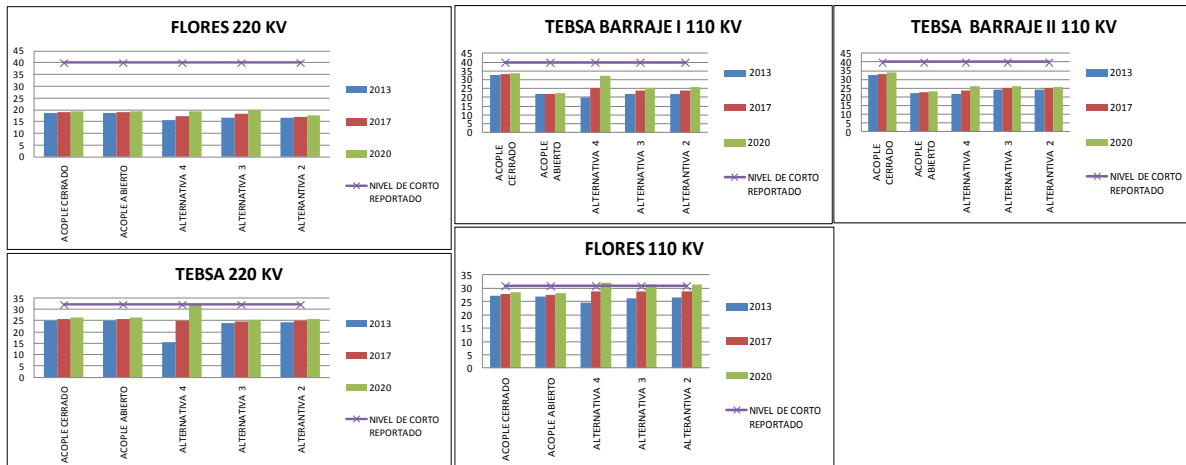
- Para la alternativa 2, 3 y 4, bajo un escenario de máximo despacho en el área, no se observan violaciones ante las contingencias sencillas de los enlaces a nivel de 220 kV Flores – Nueva Barranquilla y Tebsa – Sabana. No obstante, se observan cargabilidades no admisibles en el STR ante las contingencias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

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

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

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

En relación a los análisis de corto circuito, los mismos evidencian el agotamiento de la capacidad de corto en las subestaciones Tebsa 220 kV y Flores 110 kV. Lo anterior es independiente de las alternativas estudiadas. Ver Gráfica 1-10.



Gráfica 1-10 Nivel de cortocircuito en las subestaciones Flores y Tebsa

Evaluación Económica de las alternativas técnicamente viables

Beneficios

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

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

Costos:

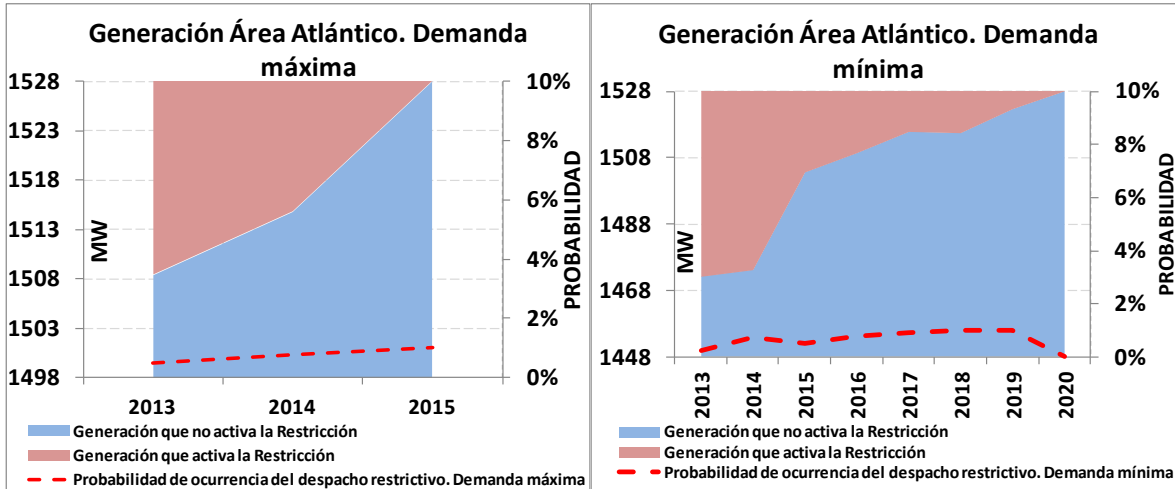
Valorados con unidades constructivas de la resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN y de la resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

Resultados

- La Gráfica 1-11 presenta el despacho que activa la restricción en el STN, junto con su probabilidad de ocurrencia.

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

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



Gráfica 1-11 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

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

La **Tabla 1-16** presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.

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

Tabla 1-16 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

Conclusiones

- La UPME recomienda para el año 2015 la Alternativa 2, es decir, el corredor Flores – Caracolí – Sabana 220 kV y obras asociadas a nivel de STR. Al margen de lo anterior, el Operador de Red Electricaribe y el transportador TRANSELCA deberán acometer las medidas necesarias para reducir el nivel de corto circuito en las subestaciones Flores 110 kV y Tebsa 220 kV, ya que en el largo plazo, independientemente del proyecto, dicha capacidad se copa nuevamente.
- En el año 2018, se ve la necesidad de incrementar nuevamente la capacidad de transformación en el área (agotamiento en Tebsa). En este sentido, el segundo transformador en Nueva Barranquilla y el doble circuito Nueva Barranquilla – Silencio 110 kV, podrían representar un proyecto complementario a Caracolí.
- Los análisis evidencian que el nuevo enlace Flores – Centro 110 kV no es suficiente para asegurar la correcta evacuación de la generación de Flores, cuando esta planta esta a máxima capacidad y Tebsa se encuentra apagada. Por lo anterior, el Operador de Red deberá analizar la posibilidad de reforzar esta línea, ya sea con un segundo circuito o un nuevo enlace Flores – Oasis 110 kV. Los análisis de la UPME consideraron un doble circuito Flores – Centro 110 kV.
- En el largo plazo, con el crecimiento de la demanda, se observa la necesidad de nuevas líneas a nivel de 110 kV desde la subestación Tebsa.
- Dependiendo de la expansión de la generación, específicamente la conexión de Flores V a nivel de 220 kV, puede ser conveniente dejar la disponibilidad de corredores para doble circuitos. En este mismo sentido, la Alternativa 4 sería complementaria al proyecto Caracolí.

1.5.3 Análisis Área Meta

Problemática:

- Bajas tensiones en el STR bajo condiciones normales de operación.
- Violaciones ante contingencias a nivel de transformación y líneas del STN y STR.
- Red totalmente radial a nivel de 115 kV; contingencias sencillas ocasionan desatención de demanda.
- Demanda del área totalmente dependiente de la subestación Reforma. “Boom” petrolero en el departamento.

Supuestos:

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

La Tabla 1-17 contienen el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

	2013	2015
Expansión	(Sin Proyecto)	(Sin Proyecto)
Despacho	Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo	Ocoa: sin despacho (0 MW) Guavio y Chivor: Despacho Bajo
Condición Normal de Operación	TRs Reforma = 98 % ; L. Guavio Tunal = 16% ; L.Guavio-Refor =37% ; L.Tunal-Reforma =11% Tens bajas: Ocoa 0.99 p.u; Granada 0.95p.u; Suria0.92p.u; PLopez 0.86 p.u.; PGaitán 0.75 p.u.; Cristalina 0.73 p.u.	TRs Reforma = 101 %; L. Guavio Tunal = 17% ; L.Guavio-Refor =39% ;L.Tunal-Reforma =10% Tens bajas: Ocoa 0.98 p.u; Granada 0.94 p.u; Suria 0.91 p.u; PLopez 0.83 p.u; PGaitán 0.71 p.u.; Cristalina 0.68 p.u.
N-1 TR. REFORMA	TRs Reforma = 187 %; L. Guavio Tunal = 16% ; L.Guavio-Refor =35% ; L.Tunal-Reforma =12% Tens bajas: Ocoa 0.88 p.u; Granada 0.84 p.u; Suria 0.81 p.u; PLopez 0.74 p.u; PGaitán 0.68 p.u.; Cristalina 0.65 p.u.	TRs Reforma = 198 % ; L. Guavio Tunal = 18% ; L.Guavio-Refor =38% ; L.Tunal-Reforma =11% Tens bajas: Ocoa 0.86 p.u; Granada 0.81 p.u; Suria 0.78 p.u; PLopez 0.71 p.u; PGaitán 0.65 p.u.; Cristalina 0.61 p.u.
N-1 L.Guavio-Reforma	TRs Reforma = 97 % ; L. Guavio Tunal = 22% ; L.Guavio-Refor =0% ; L.Tunal-Reforma =45% Tens bajas: Ocoa 0.84 p.u; Granada 0.80 p.u; Suria 0.76 p.u; PLopez 0.67 p.u; PGaitán 0.60 p.u.; Cristalina 0.57 p.u.	TRs Reforma = 103 %; L. Guavio Tunal = 24% ; L.Guavio-Refor =00% ; L.Tunal-Reforma =45% Tens bajas: Ocoa 0.86 p.u; Granada 0.81 p.u; Suria 0.78 p.u; PLopez 0.72 p.u; PGaitán 0.66 p.u.; Cristalina 0.63 p.u.
N-1 L.Tunal-Reforma	TRs Reforma = 96 %; L. Guavio Tunal =16% ; L.Guavio-Refor =45% ; L.Tunal-Reforma =00% Tens bajas: Ocoa 0.94 p.u; Granada 0.90p.u; Suria 0.88 p.u; PLopez 0.82 p.u; PGaitán 0.77 p.u.; Cristalina 0.75 p.u.	TRs Reforma = 103 % ; L. Guavio Tunal = 17% ; L.Guavio-Refor =48% ; L.Tunal-Reforma =00% Tens bajas: Ocoa 0.91 p.u; Granada 0.87 p.u; Suria 0.84 p.u; PLopez 0.77 p.u; PGaitán 0.71 p.u.; Cristalina 0.67 p.u.
N - 1 L 115 kV Ocoa - Suria ó Suria - Pto López ó Pto López - Pto Gaitán	Desatención de demanda	Desatención de demanda

Tabla 1-17 Comportamiento del Sistema

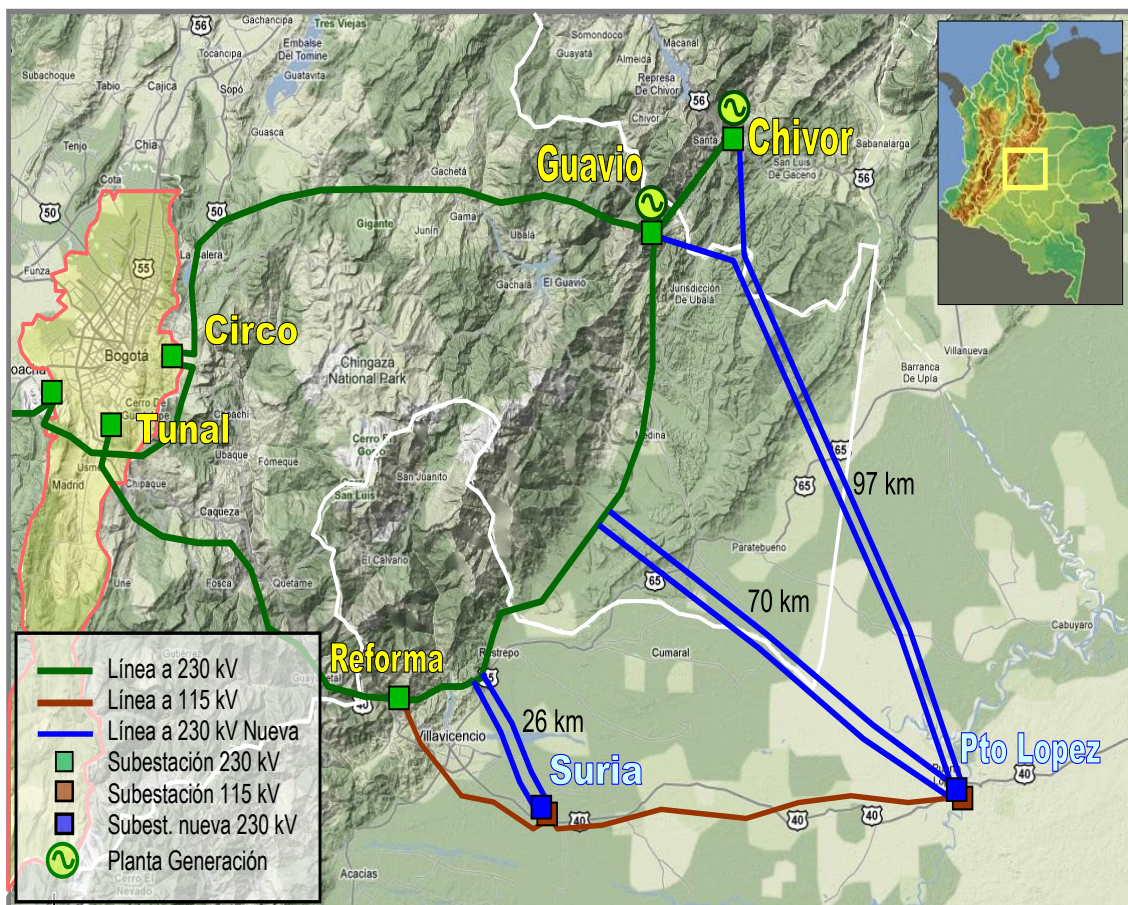
Del diagnóstico anterior se puede concluir:

- Con el crecimiento de la demanda, específicamente la conexión de las nuevas cargas petroleras, se evidencian violaciones de tensión en el STR bajo condiciones normales de operación.
- La contingencia de uno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Reforma, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda

en operación y su posterior desconexión del Sistema. Lo anterior ocasiona la pérdida de toda la demanda del departamento del Meta.

- Considerando un escenario de despacho bajo en Guavio, la contingencia Guavio – Reforma 230 kV ocasiona violaciones de tensión en toda el área.
- Red completamente radial a nivel de 115 kV. Las contingencias sencillas Ocoa – Suria, Suria – Puerto López y Puerto López – Puerto Gaitán, ocasionan desatención de demanda.

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 1-12.



Gráfica 1-12 Alternativas planteadas para el área Meta

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

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

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

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

En la Tabla 1-18, la Tabla 1-19 y la Tabla 1-20, se presenta el desempeño del Sistema.

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

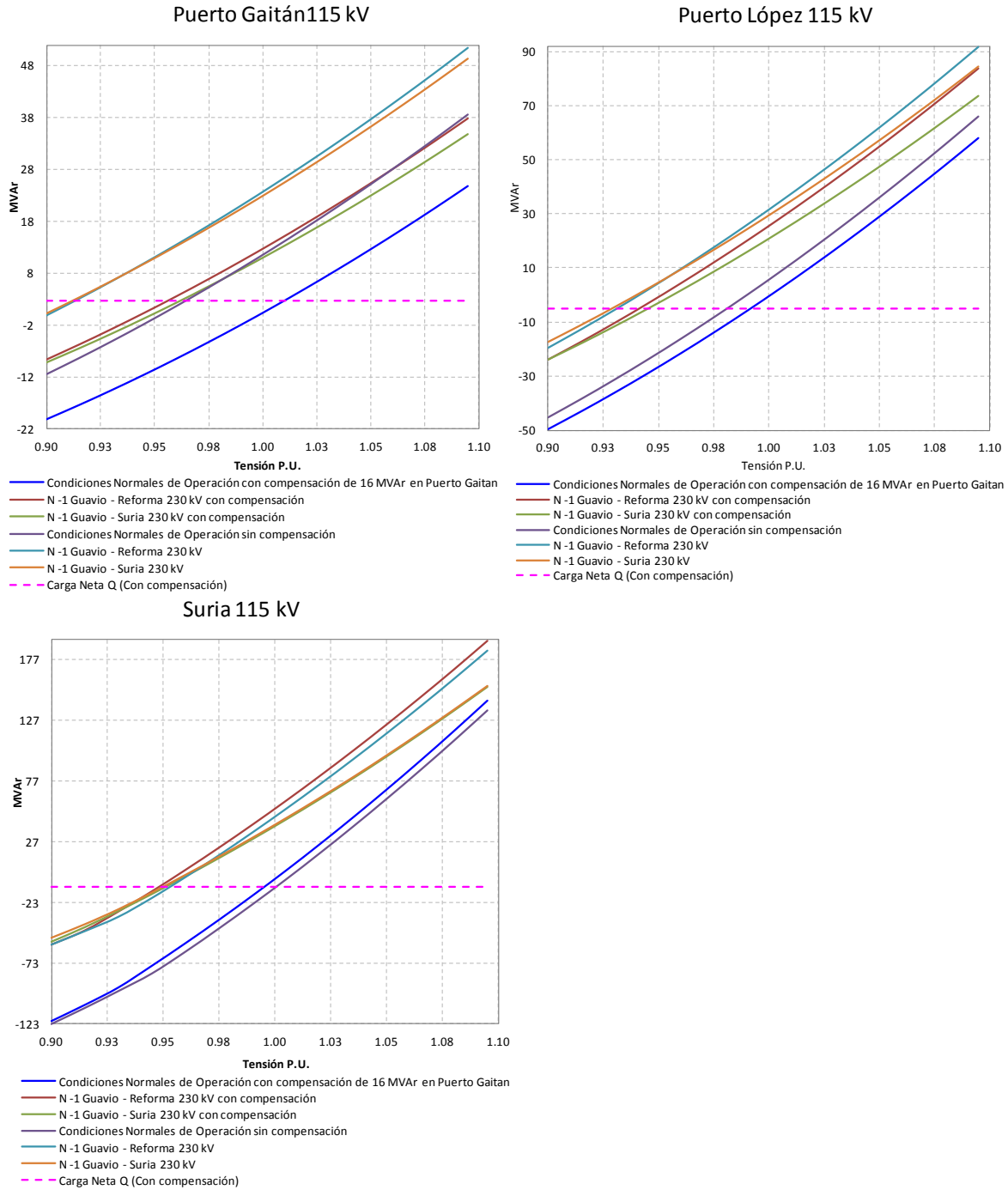
Tabla 1-18 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2015

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

Tabla 1-19 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2017

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

Tabla 1-20 Comportamiento del Sistema para cada alternativa. Año 2020



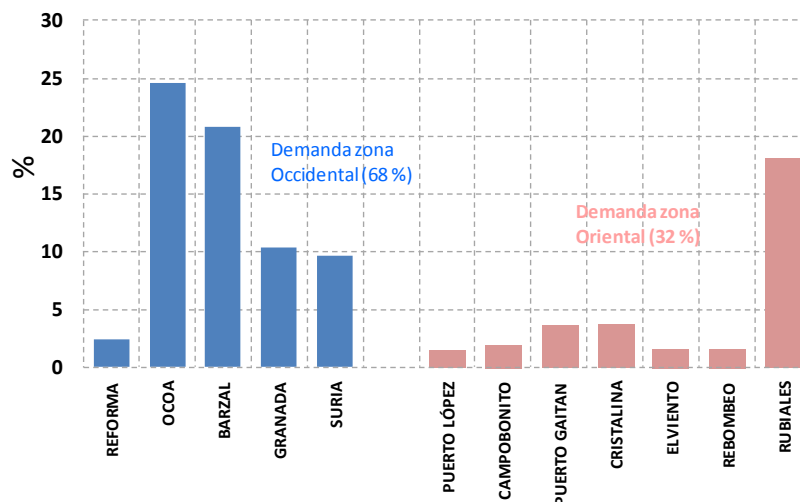
Gráfica 1-13 Curvas QV bajo diferentes condiciones operativas. Alternativa 1 año 2020

De las tablas y la figura anterior se puede concluir:

- Para la Alternativa 1 con las obras complementarias planteadas, es decir, el tercer transformador en Reforma, el segundo banco en Suria, el refuerzo del corredor Suria – Pto López – Pto Gaitán 115 kV y la compensación en Puerto Gaitán, no se observan problemas en la red, inclusive hasta el año 2020.

La Gráfica 1-13 presenta para el año 2020, las Curvas Q-V de las subestaciones a nivel de 115 kV Suria, Puerto López y Puerto Gaitán. Se consideraron varios escenarios topológicos, y se realizó una sensibilidad a la compensación de 16 MVar. Es claro que los nuevos refuerzos a nivel de 115 kV garantizan el suficiente margen de estabilidad de tensión.

- En las Alternativa 2 y 3, con las obras complementarias correspondientes, se presentan bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 115 kV Granada, Reforma, Ocoa y Suria, ante la contingencia de la línea Guavio – Reforma 230 kV. Bajo esta topología, gran parte de la demanda del Meta es soportada por la subestación Tunal. Si bien es cierto que se cuenta con la subestación Puerto López 230 kV, el mayor porcentaje de la demanda se encuentra focalizada en el noroccidente del departamento (Ver Gráfica 1-14).



Gráfica 1-14 Distribución de la demanda del área Meta

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

Evaluación Económica

Beneficios:

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

Costos:

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

La Tabla 1-21 presenta la relación beneficio / costo resultante de la evaluación.

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

Tabla 1-21 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

Conclusiones

La UPME recomienda para el año 2015, la ejecución de la Alternativa 1, es decir, la nueva subestación Suria 230 kV y obras asociadas a nivel de STN y STR.

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

1.5.4 Análisis Área Córdoba – Sucre (Chinú y Cerromatoso)

Problemática:

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

Supuestos:

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

La Tabla 1-22 contienen el comportamiento del sistema en demanda máxima, bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

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

Tabla 1-22 Comportamiento del Sistema

Del diagnóstico anterior se puede concluir:

Sin generación en el área

- Bajo condiciones normales de operación, se observan bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 110 kV Río Sinú y Montería. Así mismo, el nivel de carga de los transformadores 500/110 kV de las subestaciones Cerromatoso y Chinú es del 90 y 60 %, respectivamente.
- Desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad, la contingencia de uno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Respecto a Chinú, la contingencia de uno de sus bancos genera una cargabilidad importante en esta subestación, sin embargo, lo anterior se constituye en una violación solo a partir del año 2015.

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

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

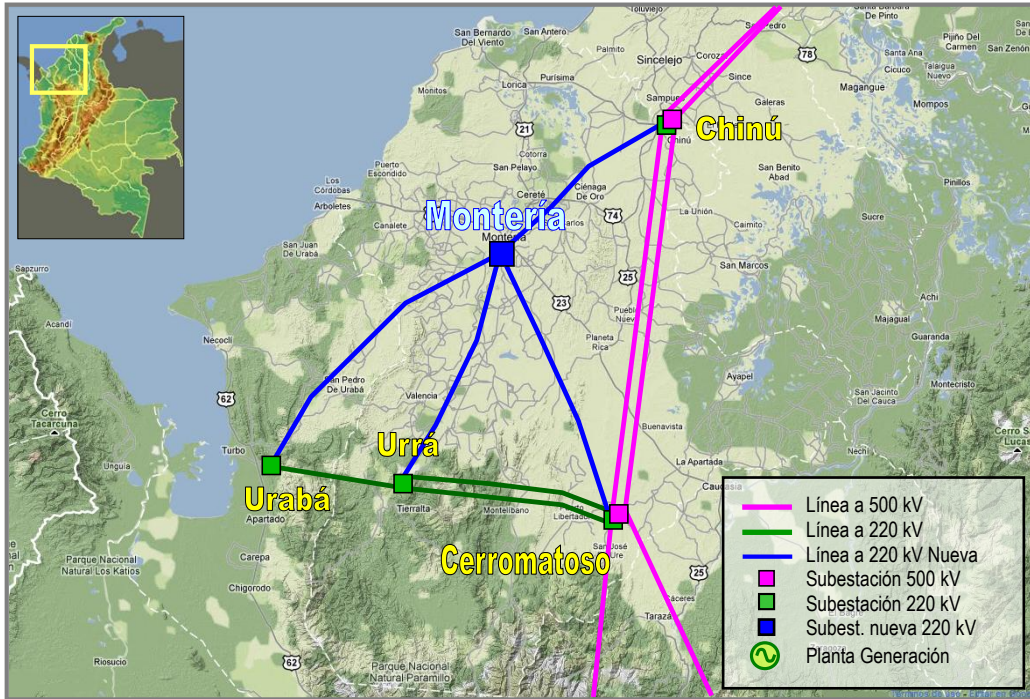
Con generación en el área

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

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

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

Dada la problemática citada, se plantean las siguientes alternativas de expansión. Las mismas se detallan en la Gráfica 1-15.



Gráfica 1-15 Alternativas planteadas para el área Córdoba – Sucre

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

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

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

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

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

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

Bajo esta topología, la potencia destinada para alimentar a las subestaciones Urrá, Tierra Alta y Río Sinú, debe hacer un largo trayecto. Primero se inyecta al STR por medio de los transformadores Chinú 500/110 kV, para luego circular hacia Montería 110 kV, abastecer demanda, y nuevamente “subir” al STN por medio del transformador Montería 220/110 kV. Subsecuentemente, transita hacia los centros de consumo por las líneas a nivel de 220 kV Montería - Cerro y Montería – Urrá/Urabá. Lo anterior ocasiona sobrecargas no admisibles en la línea Chinú – Montería 110 kV y el transformador Montería 220/110 kV. Este comportamiento es indistinto de la condición topológica del enlace Montería – Río Sinú 110 kV. Ver Gráfica 1-16.

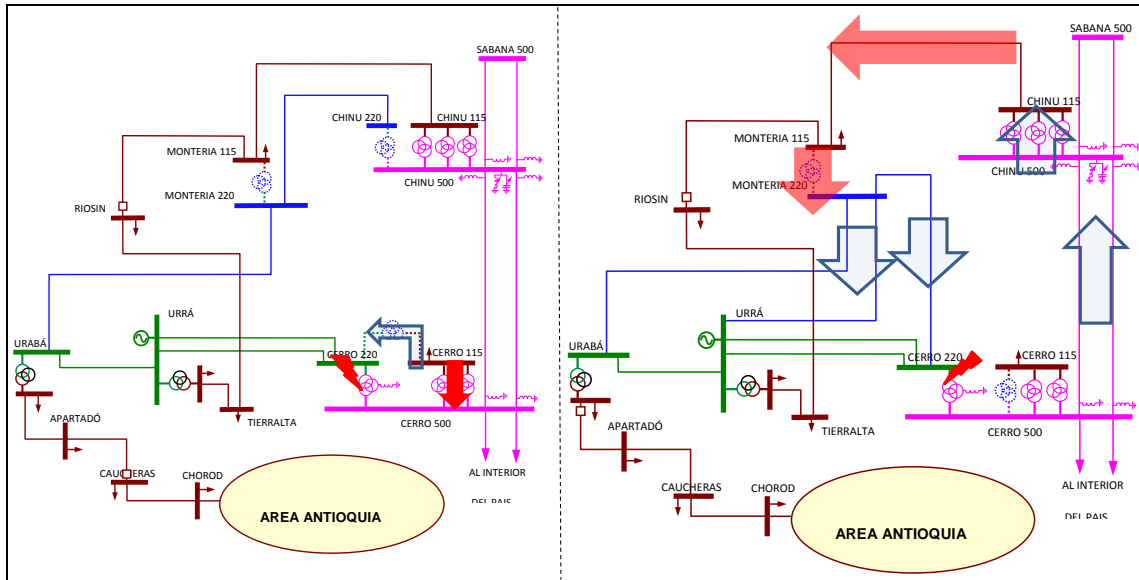
Ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso

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

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

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

Si bien es cierto que es posible mitigar el efecto de esta contingencia con la instalación de un segundo transformador 500/220 kV, en el largo plazo con el crecimiento de la demanda, se observa una cargabilidad superior al límite permitido en Cerromatoso ante contingencia de uno de sus bancos 500/110 kV. Lo anterior es indistinto de la alternativa de expansión que se defina a nivel de 220 kV. Ver Ver Gráfica 1-16



Gráfica 1-16 Comportamiento del Sistema bajo diferentes contingencias

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

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

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

Tabla 1-23 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 1

De la tabla anterior se puede concluir:

Sin generación en Urrá

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

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

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

Con generación en Urrá

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

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

La Tabla 1-24 presenta el comportamiento de la Alternativa 2.

	2013		2017	
Expansión	Alt 2: Chinú - Montería - Urrá 220 kV + 3 Tr Cerro 500/110 kV (Un solo TR en Montería) y los enlaces Montería - Río Sinú y Caucheras - Apartado abiertos			
Despacho	Sin Generación en Urra y Gecelca III	Con Generación en Urra y sin Gecelca III	Sin Generación en Urra y Gecelca III	Con Generación en Urra y sin Gecelca III
Cond. Norm de Oper	Chinú 500/110 kV = 50 % Urra 220/110 kV = 55 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 17.3 % Montería 220/110 kV = 43.4 % Río Sinú 110 kV = 0.95p.u.	Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 36 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 13.2 % Montería 220/110 kV = 63 % Río Sinú 110 kV = 0.95 p.u.	Chinú 500/110 kV = 54.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 35.2 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 23.9 % Montería 220/110 kV = 48.7 % Río Sinú 110 kV = 0.923p.u.	Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 6.5 % Montería 220/110 kV = 66.7 % Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u.
N-1 Chinú 500/110 kV	Chinú 500/110 kV = 72.2 % Urra 220/110 kV = 55.7 % Cerro 500/220 kV = 33.7 % Cerro 500/110 kV = 58.4 % Chinu 500/220 kV = 19 % Montería 220/110 kV = 50 % Río Sinú 110 kV = 0.938 p.u. Mompó 110 kV = 0.945 p.u.	Chinú 500/110 kV = 67 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 35.3 % Cerro 500/110 kV = 58.3 % Chinu 500/220 kV = 12 % Montería 220/110 kV = 69 % Río Sinú 110 kV = 0.948 p.u. Mompó 110 kV = 0.945 p.u.	Chinú 500/110 kV = 82.5 % Urra 220/110 kV = 66.7 % Cerro 500/220 kV = 36.1 % Cerro 500/110 kV = 60.6 % Chinu 500/220 kV = 25.8 % Montería 220/110 kV = 56.4 % Río Sinú 110 kV = 0.921 p.u. Mompó 110 kV = 0.937 p.u.	Chinú 500/110 kV = 79 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 32.4 % Cerro 500/110 kV = 60.4 % Chinu 500/220 kV = 4.7 % Montería 220/110 kV = 73.9 % Río Sinú 110 kV = 0.908 p.u. Mompó 110 kV = 0.935 p.u.
N-1 Cerro 500/110 kV	Chinú 500/110 kV = 50.4 % Urra 220/110 kV = 55.7 % Cerro 500/220 kV = 33 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 17.3 % Montería 220/110 kV = 43.4 % Río Sinú 110 kV = 0.934 p.u.	Chinú 500/110 kV = 46.6 % Urra 220/110 kV = 55.1 % Cerro 500/220 kV = 35.8 % Cerro 500/110 kV = 90 % Chinu 500/220 kV = 13.2 % Montería 220/110 kV = 63 % Río Sinú 110 kV = 0.95 p.u.	Chinú 500/110 kV = 57.8 % Urra 220/110 kV = 66.5 % Cerro 500/220 kV = 35.2 % Cerro 500/110 kV = 93 % Chinu 500/220 kV = 23.8 % Montería 220/110 kV = 48.7 % Río Sinú 110 kV = 0.923 p.u.	Chinú 500/110 kV = 54.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Cerro 500/220 kV = 33.1 % Cerro 500/110 kV = 92.8 % Chinu 500/220 kV = 6.5 % Montería 220/110 kV = 66.7 % Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u.
N-1 Montería - Chinú 220 kV	Río Sinú 110 kV = 0.92 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.944 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.89 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.907p.u.
N-1 Montería - Urrá 220 kV	Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u.	Las tensiones en Uraba están por encima de 0.95 p.u.	Las tensiones en Uraba = 0.965 p.u.	Las tensiones en Uraba = 0.997 p.u.
N-1 Cerro - Urra 220 kV	Río Sinú 110 kV = 0.91 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.942 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.88 p.u.	Río Sinú 110 kV = 0.906 p.u.
N-1 Urra - Uraba 220 kV	Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras	Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras	Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras	Se pierde Urabá, Apartado y Caucheras
N-1 Chinú - Cerromatoso 500 kV	No sucede nada en las áreas bajo análisis.	No sucede nada en las áreas bajo análisis.	No sucede nada en las áreas bajo análisis.	Río Sinú 110 kV = 0.91 p.u.
N-1 Urra 220/110 kV	Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN.	Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN.	Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN.	Urra, Tierra Alta y Río Sinú se aíslan del SIN.
N-1 Cerro 500/220 kV	Río Sinú 110 kV = 0.8 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.867 p.u. Apartado 110 kV = 0.881 p.u. Urra 110 kV = 0.9 p.u. Urra 220 kV = 0.907 p.u. Uraba 220 kV = 0.886 p.u. Cerro 220 kV = 0.912 p.u. Montería 220 kV = 0.94 p.u. Urra 220/110 kV = 65.5 % Chinu 220/500kV = 60 %	Río Sinú 110 kV = 0.932 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.97 p.u. Apartado 110 kV = 0.97 p.u. Urra 110 kV = 1 p.u. Urra 220 kV = 1 p.u. Uraba 220 kV = 0.975 p.u. Cerro 220 kV = 0.998p.u. Montería 220 kV = 0.982 p.u. Montería 220/110 kV = 90 % Urra 220/110 kV = 56 % Chinu 220/500 kV = 55 %	Río Sinú 110 kV = 0.638 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.738 p.u. Apartado 110 kV = 0.742 p.u. Urra 110 kV = 0.792 p.u. Urra 220 kV = 0.809 p.u. Uraba 220 kV = 0.775 p.u. Cerro 220 kV = 0.814 p.u. Montería 220 kV = 0.906 p.u. Urra 220/110 kV = 85.1 % Chinu 220/500kV = 77.2 %	Río Sinú 110 kV = 0.909 p.u. Tierra Alta 110 kV = 0.97 p.u. Apartado 110 kV = 0.98 p.u. Urra 110 kV = 1 p.u. Urra 220 kV = 1.01 p.u. Montería 220/110 kV = 92.3 % Urra 220/110 kV = 65.6 % Chinu 220/500 kV = 49.1 %

Tabla 1-24 Comportamiento del Sistema bajo la Alternativa 2

De la tabla anterior se puede concluir:

Sin generación en Urrá

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

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

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

Con generación en Urrá

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

Evaluación Económica

Beneficios

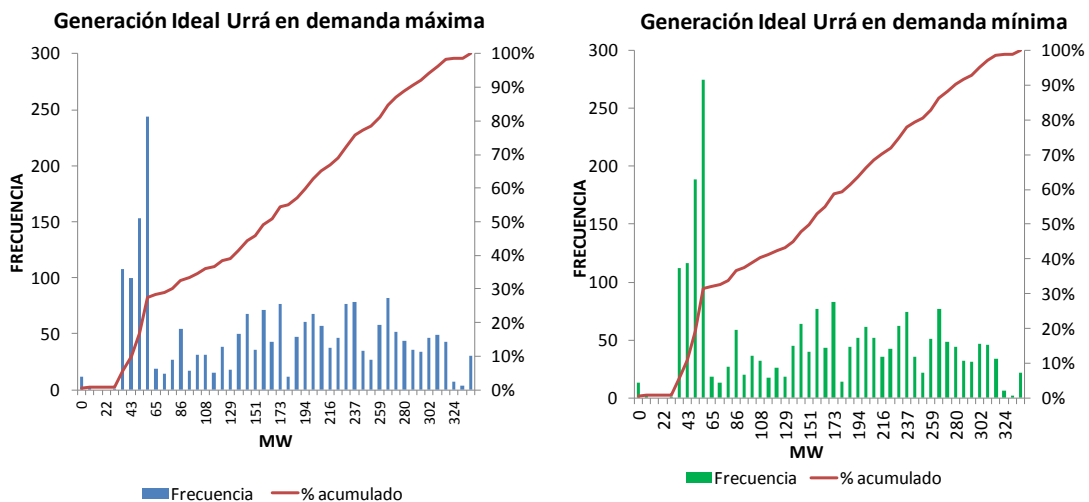
- Dependiendo del despacho económico y su probabilidad de ocurrencia, eliminación de restricciones en el STN por la limitación de la generación de Urrá.
- Valoración de la energía no suministrada bajo condiciones normales de operación y ante contingencia en elementos del STN y el STR.
- Optimizar la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

Costos

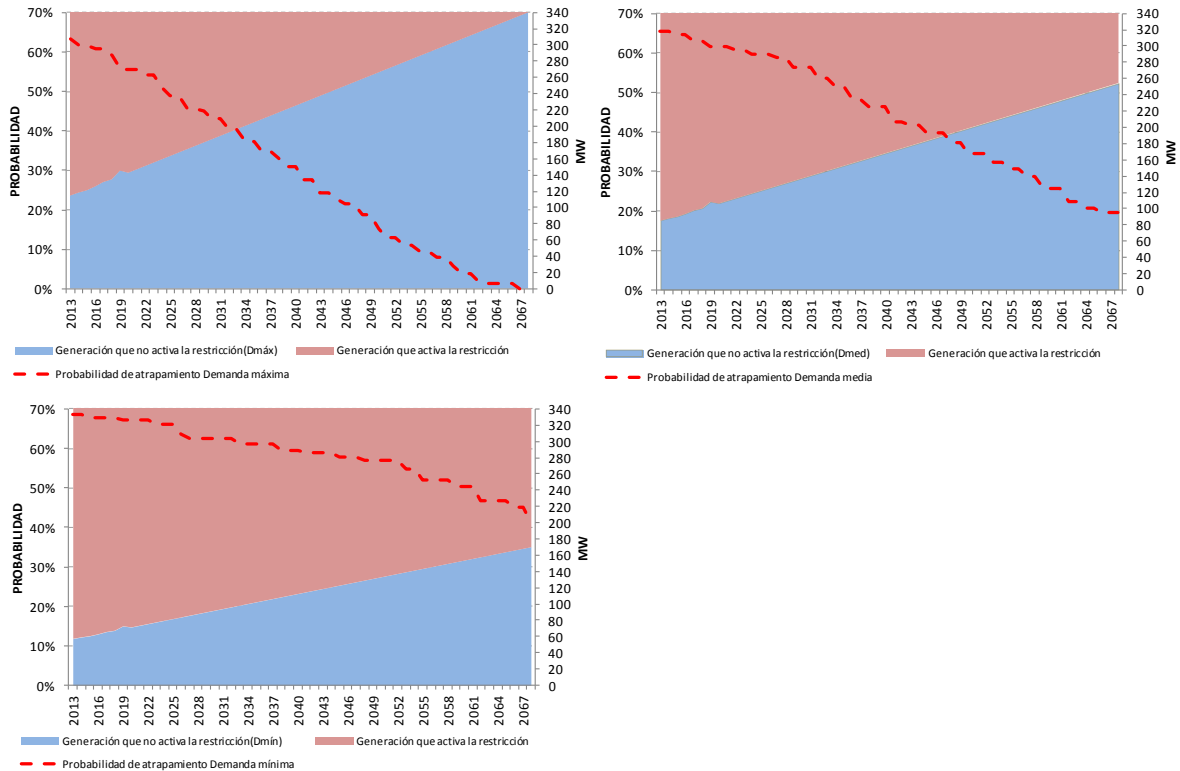
- Valorados con unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 para los activos que tienen que ver con el STN y de la Resolución CREG 097 de 2008 para los activos del STR.

Resultados

- En la Gráfica 1-17 se presenta el diagrama de frecuencias de la generación ideal de Urrá. La Gráfica 1-18 indica a partir de que despacho se materializaría la restricción, junto con su probabilidad de ocurrencia. Lo anterior para todos los periodos de demanda.



Gráfica 1-17 Histograma de la generación Ideal de Urrá

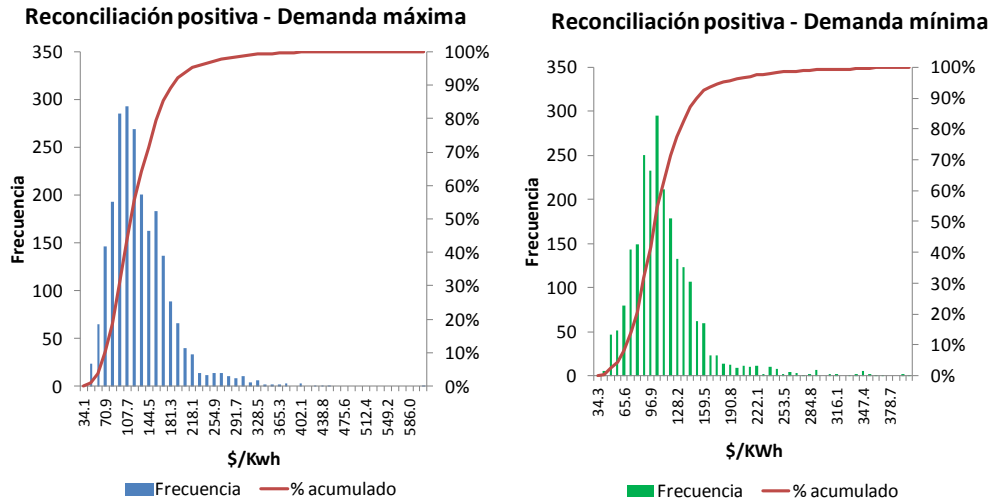


Gráfica 1-18 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

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

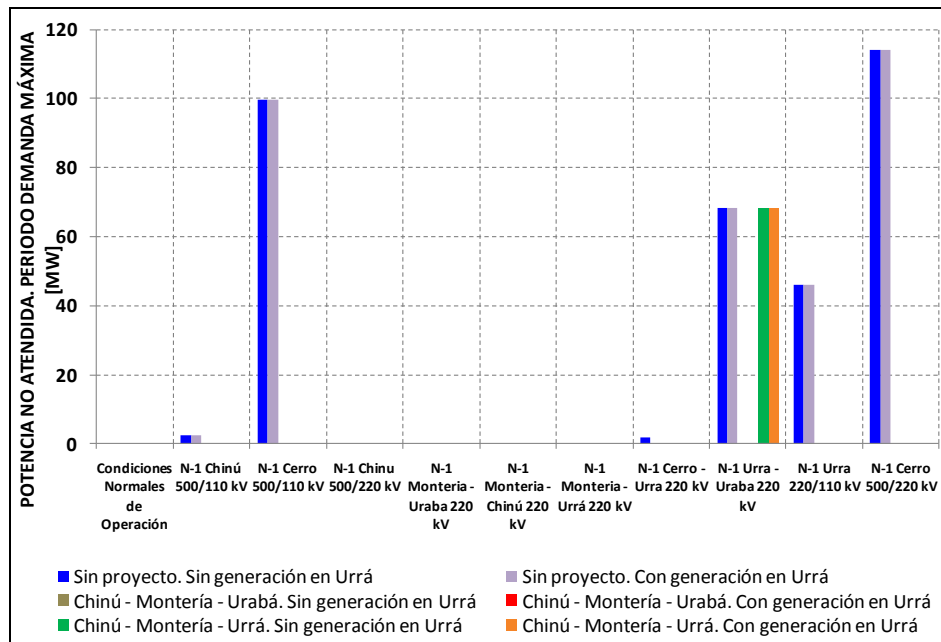
- Cualquiera de las alternativas bajo estudio evitan este sobrecosto operativo. Para cuantificar este beneficio, se multiplica el valor de generación a partir del cual se generarían restricciones por su probabilidad de ocurrencia. Esta energía es valorada como la diferencia entre los valores esperados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

La Gráfica 1-19 indica el diagrama de frecuencias de las reconciliaciones positivas en el SIN (\$/KWh).



Gráfica 1-19 Histograma de las reconciliaciones positivas del SIN en los periodos de demanda máxima y demanda mínima

- La alternativa que se defina para solucionar la problemática del área no solo debe asegurar la correcta evacuación de Urrá, sino también evitar desatención de demanda ante contingencias sencillas en elementos del STN y STR. La Gráfica 1-20 indica para el primer año de análisis, la demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre, con y sin la nueva subestación Montería 220 kV.
- Cabe recordar que se consideró a partir del año 2013 el tercer banco en Chinú, y que cada alternativa tiene implícita la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso a través de un nuevo banco 500/110 kV.



Gráfica 1-20 Demanda no atendida en el área Córdoba – Sucre

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

La Tabla 1-25 presenta la relación beneficio/costo de las alternativas bajo estudio. Se consideró una configuración interruptor y medio en las nuevas subestaciones 220 kV Chinú y Montería.

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

Tabla 1-25 Relación Beneficio / Costo de las alternativas

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

Conclusiones

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

- Bajo diferentes escenarios topológicos y de despacho, se observa un elevado nivel de carga en el nuevo transformador Montería 220/110 kV. Es por lo anterior que se ve la necesidad de dos bancos en esta subestación.
- Dado que técnicamente no es posible el cierre del enlace Apartadó – Caucheras 110 kV, es necesario que el Operador de Red analice la conveniencia de la instalación de un nuevo transformador 220/110 kV en la subestación Urabá.
- En conclusión, la UPME recomienda para el año 2015 la ejecución de la siguiente Alternativa: Nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV, transformación 500/220 kV en Chinú y dos transformadores 220/110 kV en Montería.

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

1.5.5 Análisis Área Caldas – Quindío – Risaralda (CQR)

Antecedentes

- La resolución MME 181745 de 2011 estableció para el mes de noviembre del año 2013, la nueva fecha de entrada en operación de la subestación Armenia 230/115 kV - 180 MVA, proyecto definido por la UPME en su Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2009 – 2023.

Esta obra mejora el perfil de tensiones en las subestaciones del Departamento del Quindío y reduce el nivel de carga de los transformadores de conexión al STN.

- La UPME aprobó para el mes de enero del año 2014, la nueva subestación Purnio 115 kV con conexión al STN a través de un transformador 230/115 kV – 150 MVA.

En este mismo sentido, la Unidad emitió concepto aprobatorio para la conexión del segundo transformador Cartago 230/115 kV – 168 MVA.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se analizó el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de despacho a nivel de STR.

- Se tuvo en cuenta la siguiente expansión: **i)** segundo transformador Cartago 230/115 kV - 168 MVA a partir del año 2012; **ii)** subestación Armenia 230/115 kV - 180 MVA en operación a partir del año 2013; y **iii)** nuevo transformador Purnio 230/115 kV – 150 MVA junto con sus obras asociadas en el año 2014.
- Respecto a la condición topológica de algunas líneas, se consideraron cerrados los enlaces a nivel de 115 kV Regivit – Cajamarca, Cartago – Papeles y Manzanares - Victoria.

La Tabla 1-26 y la Tabla 1-27 presentan el comportamiento del Sistema en demanda máxima, bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

	2012	2013	2014
	Sin Proyecto Armenia, Con el 2° Tr. Cartago. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.	Con Proyecto Armenia, 2° Tr. Cartago. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.	Con Proyecto Armenia y Purnio, 2° Tr. Cartago. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.
Generación	Escenario Térmico. Despacho del Area de 97 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).	Escenario Térmico. Despacho bajo en el Area de 51 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).	Escenario Térmico. Despacho bajo en el Area de 51 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).
Condición Normal de Operación	TRs Esmeralda = 82 % ; TR Hermosa = 70%; TR Enea = 78% ; TR San Felipe = 50%; TR Virginia = 65%	TRs Esmeralda = 80 % ; TR Hermosa = 45 %; TR Enea = 80 % ; TR San Felipe = 50%; TR Armenia = 62% ; TR Virginia = 65%	TRs Esmeralda = 76 % ; TR Hermosa = 44 %; TR Enea = 79 % ; TR San Felipe = 28%; TR Purnio = 66 % ; TR Armenia = 62 %; TR Virginia = 68 %
N-1 TR. ESMERALDA	TRs Esmeralda = 114 % ; TR Hermosa = 79%; TR Enea = 85% ; TR San Felipe = 52%; TR Virginia = 65%	TRs Esmeralda = 111 % ; TR Hermosa = 53 %; TR Enea = 86 % ; TR San Felipe = 52 %; TR Armenia = 65 % ; TR Virginia = 65 %	TRs Esmeralda = 106 % ; TR Hermosa = 52 %; TR Enea = 78 % ; TR San Felipe = 29%; TR Purnio = 68 % ; TR Armenia = 65 %; TR Virginia = 68 %
N-1 TR. HERMOSA	TRs Esmeralda = 105 % ; TR Hermosa = 0%; TR Enea = 86 % ; TR San Felipe = 52 %; TR Virginia = 64 %	TRs Esmeralda = 94 % ; TR Hermosa = 0 %; TR Enea = 84 % ; TR San Felipe = 51 %; TR Armenia = 72 % ; TR Virginia = 65 %	TRs Esmeralda = 91 % ; TR Hermosa = 0 %; TR Enea = 83 % ; TR San Felipe = 29 %; TR Purnio = 67 % ; TR Armenia = 72 %; TR Virginia = 68 %
N-1 TR. ENEA	TRs Esmeralda = 109 % ; TR Hermosa = 81 %; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 62 %; TR Virginia = 65 %	TRs Esmeralda = 108 % ; TR Hermosa = 54 %; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 62 %; TR Armenia = 67 % ; TR Virginia = 65 %	TRs Esmeralda = 105 % ; TR Hermosa = 53 %; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 36 %; TR Purnio = 74 % ; TR Armenia = 67 %; TR Virginia = 68 %
N-1 TR. SAN FELIPE	TRs Esmeralda = 88 % ; TR Hermosa = 72 %; TR Enea = 90 % ; TR San Felipe = 0 %; TR Virginia = 65 % , Tensiones violando en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV, provoca racionamiento de 17 MW en estos nodos.	TRs Esmeralda = 86 % ; TR Hermosa = 47 %; TR Enea = 91 % ; TR San Felipe = 0 %; TR Armenia = 62 % ; TR Virginia = 65 % , Tensiones violando en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV, provoca racionamiento de 18 MW en estos nodos.	TRs Esmeralda = 79 % ; TR Hermosa = 45 %; TR Enea = 84 % ; TR San Felipe = 0 %; TR Purnio = 96 % ; TR Armenia = 62 %; TR Virginia = 68 % , Tensiones dentro del rango en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV.
N-1 TR. ARMENIA		TRs Esmeralda = 91 % ; TR Hermosa = 62 %; TR Enea = 84 % ; TR San Felipe = 51 %; TR Armenia = 0 % ; TR Virginia = 65 %	TRs Esmeralda = 89 % ; TR Hermosa = 62 %; TR Enea = 83 % ; TR San Felipe = 29 %; TR Purnio = 67 % ; TR Armenia = 0 %; TR Virginia = 68 %
N-1 TR. PURNIO			TRs Esmeralda = 80 % ; TR Hermosa = 45 %; TR Enea = 84 % ; TR San Felipe = 56 %; TR Purnio = 0 % ; TR Armenia = 62 %; TR Virginia = 68 %

Tabla 1-26 Comportamiento del Sistema CQR

	2015			2020
	Con Proyecto Armenia y Purnio, 2° Tr. Cartago. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.	Con Proyecto Armenia y Purnio, 2° Tr. Cartago, 3° Tr. Esmeralda. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.	Con Proyecto Armenia y Purnio, 2° Tr. Cartago, 3° Tr. Esmeralda. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.	Con Proyecto Armenia y Purnio, 2° Tr. Cartago, 3° Tr. Esmeralda. Cerrados enlaces Cajamarca-Regivit, Victoria-Manzanares y Cartago-Papeles 115 kV.
Generación	Escenario Térmico. Despacho bajo en el Área de 51 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).	Escenario Térmico. Despacho bajo en el Área de 51 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).	Escenario Térmico. Sin Despacho en el Área de 0 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).	Escenario Térmico. Despacho bajo en el Área de 51 MW (Esmeralda, Insula, Manizales, San Francisco).
Condición Normal de Operación	TRs Esmeralda = 82 % ; TR Hermosa = 46 % ; TR Enea = 78 % ; TR San Felipe = 34 % ; TR Purnio = 63 % ; TR Armenia = 69 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 54 % ; TR Hermosa = 39 % ; TR Enea = 74 % ; TR San Felipe = 33 % ; TR Purnio = 62 % ; TR Armenia = 67 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 60 % ; TR Hermosa = 40 % ; TR Enea = 80 % ; TR San Felipe = 34 % ; TR Purnio = 64 % ; TR Armenia = 66 % ; TR Virginia = 97 %	TRs Esmeralda = 66 % ; TR Hermosa = 49 % ; TR Enea = 92 % ; TR San Felipe = 44 % ; TR Purnio = 76 % ; TR Armenia = 87 % ; TR Virginia = 99 %
N-1 TR. ESMERALDA	TRs Esmeralda = 114 % ; TR Hermosa = 54 % ; TR Enea = 85 % ; TR San Felipe = 35 % ; TR Purnio = 65 % ; TR Armenia = 73 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 82 % ; TR Hermosa = 47 % ; TR Enea = 79 % ; TR San Felipe = 34 % ; TR Purnio = 69 % ; TR Armenia = 69 % ; TR Virginia = 71 %	TRs Esmeralda = 92 % ; TR Hermosa = 48 % ; TR Enea = 88 % ; TR San Felipe = 35 % ; TR Purnio = 65 % ; TR Armenia = 69 % ; TR Virginia = 104 %	TRs Esmeralda = 94 % ; TR Hermosa = 53 % ; TR Enea = 97 % ; TR San Felipe = 45 % ; TR Purnio = 77 % ; TR Armenia = 87 % ; TR Virginia = 109 %
N-1 TR. HERMOSA	TRs Esmeralda = 97 % ; TR Hermosa = 0 % ; TR Enea = 85 % ; TR San Felipe = 35 % ; TR Purnio = 64 % ; TR Armenia = 79 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 61 % ; TR Hermosa = 0 % ; TR Enea = 76 % ; TR San Felipe = 34 % ; TR Purnio = 62 % ; TR Armenia = 75 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 68 % ; TR Hermosa = 0 % ; TR Enea = 83 % ; TR San Felipe = 34 % ; TR Purnio = 64 % ; TR Armenia = 73 % ; TR Virginia = 104 %	TRs Esmeralda = 70 % ; TR Hermosa = 0 % ; TR Enea = 93 % ; TR San Felipe = 44 % ; TR Purnio = 76 % ; TR Armenia = 92 % ; TR Virginia = 110 %
N-1 TR. ENEA	TRs Esmeralda = 110 % ; TR Hermosa = 55 % ; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 41 % ; TR Purnio = 70 % ; TR Armenia = 74 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 68 % ; TR Hermosa = 44 % ; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 39 % ; TR Purnio = 67 % ; TR Armenia = 70 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 79 % ; TR Hermosa = 45 % ; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 40 % ; TR Purnio = 70 % ; TR Armenia = 69 % ; TR Virginia = 103 %	TRs Esmeralda = 80 % ; TR Hermosa = 51 % ; TR Enea = 0 % ; TR San Felipe = 51 % ; TR Purnio = 82 % ; TR Armenia = 87 % ; TR Virginia = 105 %
N-1 TR. SAN FELIPE	TRs Esmeralda = 85 % ; TR Hermosa = 47 % ; TR Enea = 83 % ; TR San Felipe = 0 % ; TR Purnio = 88 % ; TR Armenia = 70 % ; TR Virginia = 70 % , Tensiones dentro del rango en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV.	TRs Esmeralda = 55 % ; TR Hermosa = 40 % ; TR Enea = 78 % ; TR San Felipe = 0 % ; TR Purnio = 86 % ; TR Armenia = 68 % ; TR Virginia = 71 % , Tensiones dentro del rango en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV.	TRs Esmeralda = 62 % ; TR Hermosa = 41 % ; TR Enea = 85 % ; TR San Felipe = 0 % ; TR Purnio = 88 % ; TR Armenia = 67 % ; TR Virginia = 97 % , Tensiones dentro del rango en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV.	TRs Esmeralda = 64 % ; TR Hermosa = 46 % ; TR Enea = 96 % ; TR San Felipe = 0 % ; TR Purnio = 107 % ; TR Armenia = 85 % ; TR Virginia = 105 % , Tensiones dentro del rango en San Felipe, Mariquita, Victoria y Dorada 115 kV.
N-1 TR. ARMENIA	TRs Esmeralda = 96 % ; TR Hermosa = 65 % ; TR Enea = 82 % ; TR San Felipe = 36 % ; TR Purnio = 65 % ; TR Armenia = 0 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 61 % ; TR Hermosa = 56 % ; TR Enea = 77 % ; TR San Felipe = 35 % ; TR Purnio = 63 % ; TR Armenia = 0 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 68 % ; TR Hermosa = 55 % ; TR Enea = 83 % ; TR San Felipe = 36 % ; TR Purnio = 65 % ; TR Armenia = 0 % ; TR Virginia = 109 %	TRs Esmeralda = 70 % ; TR Hermosa = 64 % ; TR Enea = 94 % ; TR San Felipe = 46 % ; TR Purnio = 77 % ; TR Armenia = 0 % ; TR Virginia = 116 %
N-1 TR. PURNIO	TRs Esmeralda = 86 % ; TR Hermosa = 47 % ; TR Enea = 82 % ; TR San Felipe = 57 % ; TR Purnio = 0 % ; TR Armenia = 70 % ; TR Virginia = 70 %	TRs Esmeralda = 56 % ; TR Hermosa = 40 % ; TR Enea = 78 % ; TR San Felipe = 56 % ; TR Purnio = 0 % ; TR Armenia = 67 % ; TR Virginia = 71 %	TRs Esmeralda = 63 % ; TR Hermosa = 41 % ; TR Enea = 84 % ; TR San Felipe = 57 % ; TR Purnio = 0 % ; TR Armenia = 66 % ; TR Virginia = 97 %	TRs Esmeralda = 64 % ; TR Hermosa = 45 % ; TR Enea = 95 % ; TR San Felipe = 71 % ; TR Purnio = 0 % ; TR Armenia = 84 % ; TR Virginia = 105 %

Tabla 1-27 Comportamiento del Sistema CQR

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Bajo condiciones normales de operación, la cargabilidad de los transformadores de conexión no supera el 90 %, específicamente en las subestaciones Esmeralda, Hermosa y Enea.
- La contingencia del transformador 230/115 kV – 150 MVA de la subestación San Felipe ocasiona bajas tensiones en la zona Oriental del área. Con la entrada del proyecto Purnio, dicha problemática desaparece, brindando mayor confiabilidad a la zona, reduciendo la desatención de demanda ante contingencias a nivel de STR.

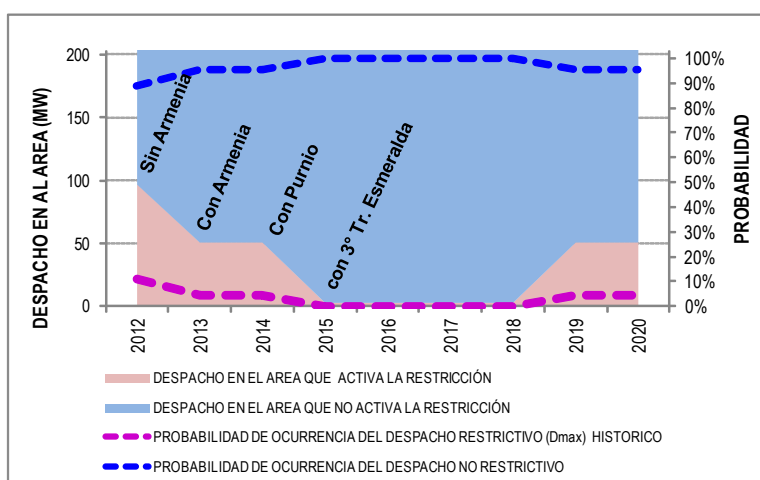
Vale la pena mencionar que si bien la Unidad emitió concepto aprobatorio para la puesta en servicio de esta expansión en el año 2014, se recomienda al Operador de Red CHEC gestionar su incorporación al Sistema lo más pronto posible.

- Considerando cerrado el enlace Cartago – Papeles 115 kV, la contingencia del único transformador existente en Cartago ocasiona violaciones en el área CQR. Con la entrada del segundo transformador 230/115 kV – 168 MVA en esta subestación, dicha problemática desaparece.
- La contingencia más severa para el área es la pérdida de uno de los transformadores de conexión de la subestación Esmeralda. Bajo esta condición topológica, el banco paralelo que sigue en operación presenta una cargabilidad superior al 100 %.

Es por lo anterior que se debe disponer de una generación mínima en el área, de tal manera que no se ocasionen violaciones ante esta contingencia. Sin el proyecto de Armenia se necesitarían 97 MW; con él, 51 MW. Esta problemática es indistinta a la entrada del proyecto Purnio. No obstante, con la entrada del tercer transformador en la subestación Esmeralda, ya no sería necesaria generación de seguridad hasta el año 2019.

- En el año 2020, aún contando con la expansión antes referenciada, sería necesario garantizar una generación mínima de 51 MW.

La Gráfica 1-21 presenta la evolución de la generación requerida en el área, junto con la probabilidad de tener o no despachos que materialicen posibles restricciones en el Sistema.



Gráfica 1-21 Generación requerida CQR

Conclusiones:

- Los proyectos Cartago, Armenia y Purnio, reducen considerablemente la generación requerida en el área. Si bien ya se tienen fechas establecidas para la incorporación de estas expansiones al SIN, se recomienda a los Operadores de Red involucrados gestionar estas obras, de tal manera que se garantice la seguridad y confiabilidad del STR, y se cumpla con las fechas establecidas.

En el caso particular de Purnio, se recomienda al OR CHEC tramitar la conexión del nuevo transformador 230/115 kV – 150 MVA antes del año 2014.

- Respecto a la conexión del tercer transformador en la subestación Esmeralda, si bien lo análisis eléctricos permitieron establecer la necesidad de este proyecto a partir del año 2015, se recomienda al Operador de Red CHEC realizar desde ya la solicitud formar de reconocimiento de cargos de esta expansión, de tal manera que no se ponga en riesgo la atención de la demanda del área.

1.5.6 Análisis Área Nordeste

Norte de Santander

Problemática:

- Con mínima generación en el área, la contingencia del transformador Ocaña 500/230 kV ocasiona bajas tensiones en todo el departamento de Norte de Santander.
- Baja confiabilidad en el área. Contingencias sencillas a nivel de transformación, ocasionan desatención de demanda (actualmente se operan normalmente abiertos los enlaces a nivel de 115 kV, Convención – Tibú e Insula – Belén).
- Colapso de tensión ante contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores de conexión en Ocaña y San Mateo (operando normalmente cerrados los referenciados enlaces).

Supuestos:

- Mínimo despacho en el área, particularmente en Termotasajero.
- Análisis eléctricos contemplando normalmente abiertos y normalmente cerrados los enlaces a nivel de 115 kV Insula – Belén y Convección – Tibú.
- A partir del año 2013 se considera la red asociada a la conexión de Sogamoso 800 MW.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima

La Tabla 1-28 y la Tabla 1-29 presentan el comportamiento del Sistema.

2011- 2017	
Topología: Con la red Actual a nivel de STR	
Generación	Bajo despacho en el área, específicamente en Termotasajero
N - 1 Ocaña 500/230 kV	Bajas tensiones en todo el departamento de Norte de Santander. Lo anterior amerita generación de seguridad en Termotasajero o Sogamoso.
N - 1 Ocaña 230/115 kV	<u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente abiertos</u> Desatención de demanda en las subestaciones Ocaña, Convención, Ayacucho y Aguachica. <u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente cerrados</u> Bajas tensiones en el área.

Tabla 1-28 Comportamiento del Sistema CENS.

2011- 2017	
Topología: Con la red Actual a nivel de STR	
Generación	Bajo despacho en el área, específicamente en Termotasajero
N -1 Belén (Cúcuta) 230/115 kV	<u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente abiertos</u> Desatención de demanda en la subestación Cúcuta <u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente cerrados</u> Bajas tensiones en el área.
N-1 San Mateo 230/115 kV	<u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente abiertos</u> Desatención de demanda en las subestaciones San Mateo, Insula, Zulia y Tibú. <u>Enlaces a nivel de 115 kV Insula - Belén y Convención - Tibú, normalmente cerrados</u> Bajas tensiones en el área.
N - 1 líneas a nivel de 115 kV; Ocaña – Convención, Ocaña – Aguachica, San Mateo – Insula, Insula – Zulia y Zulia – Tibú.	Demanda no atendida

Tabla 1-29 Comportamiento del Sistema CENS.

De las tablas anteriores se puede concluir:

- La contingencia del transformador Ocaña 500/230 kV ocasiona violaciones de tensión en el área. Bajo esta topología y escenario de despacho, la demanda del departamento se abastece radialmente desde la subestaciones Palos y Guatiguará. Es por esta razón que se debe garantizar un mínimo despacho en la zona para el soporte de potencia reactiva (Termotasajero o Sogamoso).
- Con las líneas Insula – Belén y Convección - Tibú operando normalmente abiertas, las contingencias sencillas de cualquiera de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Ocaña, Belén (Cúcuta) y San Mateo, ocasionan desatención de demanda. Esto se debe a la naturaleza radial del sistema bajo esta topología.

También se presenta demanda no atendida ante las contingencias sencillas a nivel de 115 kV; Ocaña – Convención, Ocaña – Aguachica, San Mateo – Insula, Insula – Zulia y Zulia – Tibú.

- Colapso de tensión en el área ante las contingencias sencillas de cualquiera de los transformadores de conexión, en especial Ocaña 230/115 kV. Lo anterior considerando cerrados los enlaces Convención – Tibú e Insula - Belén. Bajo esta topología, las cargas asociadas a las subestaciones Ayacucho, Aguachica, Ocaña y Convención, son alimentadas radialmente desde las subestaciones Belén y San Mateo (son más de 200 Km de red).

Este comportamiento se tornaría más crítico si no estuvieran en operación las compensaciones de la subestación Belén 115 kV.

Si bien el Operador de Red para la elaboración de este Plan no contempló ninguna obra estructural, recientemente CENS radicó ante la UPME su estudio de Expansión. En él se proponen varios refuerzos de transformación y nuevas líneas a nivel de 115 kV. En la próxima versión del Plan se establecerá la solución óptima que garantice la adecuada atención de la demanda.

Respecto a las bajas tensiones que se ocasionan en el área ante la contingencia del transformador Ocaña 500/230 kV – 450 MVA, el próximo Plan estudiará la necesidad de un nuevo banco o la instalación en la zona de un Compensador Estático Variable (SVC). Los beneficios de esta obra dependerán de las reconciliaciones positivas que se ocasionen en el mediano y largo plazo por el despacho fuera de merito de Termotasajero o Sogamoso.

Santander

Problemática:

- Factor de potencia inferior a 0.9 en las subestaciones Palos, Barranca, Barbosa, Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, San Alberto, Sabana y Cimitarra.
- Violaciones en el área ante contingencias en elementos del STR y de conexión al STN.
- Considerando mínimo despacho en el área, se presentan bajas tensiones en el STR ante la contingencia Comuneros – Barranca 230 kV. Bajo estas mismas condiciones, se observa una cargabilidad cercana al límite permitido en los transformadores de conexión de las subestaciones Palos y Bucaramanga (antes de Piedecuesta).
- Ante la contingencia Barranca – Palenque 115 kV, se presentan sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de la subestaciones Palos y Bucaramanga. Lo anterior considerando normalmente abierta la línea Lizama – Palenque 115 kV (actual consigna operativa).

Supuestos:

- Si bien la UPME aprobó para el año 2010 la conexión de un nuevo transformador 230/115 kV en la subestación Guatiguará (Piedecuesta), solo se considera esta expansión a partir del año 2012, tal como lo manifestó el Operador de Red ESSA.

- Se considera para el año 2016 la nueva subestación Principal, la cual reconfigura la línea Palos – Florida 115 kV y la subestación Rio Frío 115 kV, la cual reconfigura la línea Bucaramanga – Real Minas.
- Mínima generación en el área, específicamente en Termotasajero.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se consideran cerrados los enlaces a nivel de 115 kV Palenque – Lizama y Palenque – Termobarranca.

La Tabla 1-30 y la Tabla 1-31 presentan el comportamiento del sistema.

Topología	2012	2013
CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 100.38% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 85.2% TR BUCARAMANGA 220/115/13.8 kv= 69.4% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 57.03% TR PALOS =59.65% LIZAMA 115kv= 0.9 p.u PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u SABANA 115 kv = 0.88 p.u	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 119.6% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 90.42% TR BUCARAMANGA 220/115/13.8 kv= 80.2% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 71.08% TR PALOS =73.13% LIZAMA 115kv= 0.9 p.u PALENQUE 115 kv= 0.89 p.u SAN ALBERTO 115 kv = 0.88 p.u SABANA 115 kv = 0.88 p.u
N-1 TR BUCARAMANGA	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 119.6% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 95.35% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 88.92% TR PALOS = 94.9% BUCARAMANGA 110 kv= 0.88 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.87 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.87 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.859 p.u. PALOS 115 kv= 0.87 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.86 p.u. SABANA 115 kv= 0.85 p.u. SAN GIL 115 kv= 0.88 p.u.	BUCARAMANGA_PIEDECUESTA110 kv= 148.7% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 102.55% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 110.39% TR PALOS = 112.4% BUCARAMANGA 110 kv= 0.87 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.88 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.88 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.86 p.u. PALOS 115 kv= 0.88 p.u. PRINCIPAL 115 kv= 0.88 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.86 p.u. SABANA 115 kv= 0.85 p.u. SAN GIL 115 kv= 0.88 p.u.
N-1 TR PALOS	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 135.3% BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 119.3% BUCARAMANGA - FLORIDA 115 kv= 92.53% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 95.64% TR BUCARAMANGA 230/115/13.8 kv= 103.86% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 78.4% BUCARAMANGA 110 kv= 0.88 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.875 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.87 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.853 p.u. PALOS 115 kv= 0.85 p.u. SAN ALBERTO 115 kv= 0.83 p.u SABANA 115 kv= 0.85 p.u. SAN GIL 115 kv= 0.89 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 181.15% BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 125.9% PALENQUE -REALMINAS 115 kv = 102.3% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 105.8% TR BUCARAMANGA 230/115/13.8 kv= 126.25% TR PIEDECUESTA 220/115/13.8 kv = 98.16% BUCARAMANGA 110 kv= 0.89 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.88p.u. LIZAMA 115 kv= 0.87 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.84 p.u. PALOS 115 kv= 0.83 p.u. PRINCIPA 115 kv= 0.84 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.86 p.u. SAN ALBERTO 115 kv= 0.83 p.u SABANA 115 kv= 0.85 p.u.
N-1 TR GUATIGUARA	TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 91.72% TR BUCARAMANGA 230/115/13.8 kv= 103.9% TR PALOS 220/115/13.8 kv = 82.15% LIZAMA 115 kv= 0.87 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.88 p.u. PALOS 115 kv= 0.88 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.89 p.u. SAN ALBERTO 115 kv= 0.84 p.u. SAN SILVESTRE 115 kv= 0.89 p.u. SABANA 115 kv= 0.85 p.u. WILCHES 115 kv= 0.89 p.u.	TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 99.56% TR BUCARAMANGA 230/115/13.8 kv= 123.5% TR PALOS 220/115/13.8 kv = 99.6% LIZAMA 115 kv= 0.89 p.u. FLORIDA 115 kv= 0.89 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u. PALOS 115 kv= 0.89p.u. REALMINAS 115 kv= 0.88p.u. SAN ALBERTO 115 kv= 0.84 p.u. SAN SILVESTRE 115 kv= 0.89 p.u. SABANA 115 kv= 0.83 p.u. WILCHES 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 BARRANCA	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 116.691% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 150% BUCARAMANGA 110 kv= 0.88 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.87 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.87 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.859 p.u. PALOS 115 kv= 0.87 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.86 p.u. SABANA 115 kv= 0.85 p.u. SAN GIL 115 kv= 0.88 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 137.2% TR BARRANCA 220/115/13.8 kv 1 y 2 = 159.2% LIZAMA 115 kv= 0.89 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.9 p.u. SAN ALBERTO 115 kv= 0.85 p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.
N-1 BARRANCA - SAN SILVESTRE	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 102.1% LIZAMA 115 kv= 0.89 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.86 p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 121.4% LIZAMA 115 kv= 0.9 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.9 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.88 p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 SAN SILVESTRE -LIZAMA	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 102.1% LIZAMA 115 kv= 0.84 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.88 p.u. PALOS 115 kv= 0.89 p.u REALMINAS 115 kv= 0.88 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.80 p.u. SABANA 115 kv= 0.82 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 121.4% LIZAMA 115 kv= 0.85 p.u. PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u. PALOS 115 kv= 0.90 p.u REALMINAS 115 kv= 0.90 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.81 p.u. SABANA 115 kv= 0.83 p.u.

Tabla 1-30 Comportamiento del sistema.

Topología	2012	2013
N-1 LIZAMA - PALENQUE 115 kv	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 104% PALENQUE 115 kv = 0.89 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.89 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.87 p.u. SABANA 115 kv= 0.88 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 104% PALENQUE 115 kv = 0.9 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.9 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.89 p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 PALENQUE - SAN SILVESTRE	PALENQUE 115 kv = 0.88 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.86 p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.	PALENQUE 115 kv = 0.90 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.88 p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 PIEDECUESTA - BUCARAMANGA	TR BUCARAMANGA 220/115/13.8 kv= 94.3% BUCARAMANGA 115 kv= 0.89 p.u. FLORIDA 115 kv = 0.89 p.u. LIZAMA 115 kv = 0.88 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.85 p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.	TR BUCARAMANGA 220/115/13.8 kv= 104.93% BUCARAMANGA 115 kv= 0.9 p.u.. FLORIDA 115 kv = 0.9 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.88 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.87 p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 PIEDECUESTA - SAN GIL	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 101.9% BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 90.42% SAN ALBERTO 115 kv = 0.87p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 121.8% BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 90% SAN ALBERTO 115 kv = 0.89p.u. SABANA 115 kv= 0.89 p.u.
N-1 BARRANCA - PALENQUE	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 112.4%	BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 133%
N-1 BUCARAMANGA - GUATIGUARA 220	BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 92.67% BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 99.9% PALENQUE 115 kv= 0.88 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.89 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.86p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.	BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 91% BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 117.82% PALENQUE 115 kv= 0.89 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.9 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.88p.u. SABANA 115 kv= 0.88 p.u.
N-1 BARRANCA - COMUNEROS 220 kv	BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 92.67% BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 99.9% BARRANCA 115 kv= 0.79 p.u. BUCARAMANGA 115 kv= 0.84 p.u. FLORIDA 115 kv= 0.83 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.77 p.u. PALOS 115 kv = 0.83 p.u. PIEDECUESTA 115 kv= 0.88 p.u. PALENQUE 115 kv= 0.88 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.81 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.73 p.u. SABANA 115 kv= 0.75 p.u. SAN GIL 115 kv = 0.84 p.u.	BUCARAMANGA - PIEDECUESTA 110 kv = 92.67% BUCARAMANGA_RMINAS110 kv= 99.9% FLORIDA 115 kv= 0.9 p.u. LIZAMA 115 kv= 0.88 p.u. PALOS 115 kv = 0.90 p.u. PALENQUE 115 kv= 0.89 p.u. REALMINAS 115 kv= 0.89 p.u. SAN ALBERTO 115 kv = 0.85 p.u. SABANA 115 kv= 0.87 p.u.

Tabla 1-31 Comportamiento del sistema.

De las tablas anteriores se puede concluir:

- Con la conexión del nuevo transformador 230/115 kV en la subestación Guatiguará, al igual que la reconfiguración de la línea Bucaramanga – San Gil 115 kV en Bucaramanga – Guatiguará y Guatiguará – San Gil, no se observan, bajo condiciones normales de operación, sobrecargas en los transformadores de conexión del área.

No obstante, el nivel de carga en la línea Bucaramanga – Real Minas 115 kV es superior al límite permitido. La contingencia del enlace Barranca – Palenque 115 kV torna más crítica esta situación.

- La contingencia de uno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Barranca, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Lo anterior es independiente de la expansión en Guatiguará.
- En el año 2013, las contingencias sencillas de alguno de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Bucaramanga, Palos y Guatiguará, ocasionan violaciones en el STR.

En el caso particular de Palos, este evento ocasiona sobrecargas en el corredor Guatiguará – Bucaramanga – Real Mina – Palenque 115 kV, y la

desconexión del transformador Guatiguará 230/115 kV. Bajo esta topología, el mencionado corredor soportar casi toda la demanda de las subestaciones Real Mina, Palenque y Palos.

- Con mínimo despacho en el área, la contingencia de la línea Comuneros – Barranca 230 kV ocasiona bajas tensiones en el STR. Si bien ya no se observan sobrecargas en Palos y Bucaramanga, se siguen presentando bajas tensiones en algunas subestaciones a nivel de 115 kV.
- En el año 2016 se observan cargabilidades cercanas al 100 % en los transformadores de conexión de las subestaciones Palos y Bucaramanga.

Conclusión:

- Es claro que el proyecto Guatiguará representa una solución parcial y de corto plazo a los problemas identificados en el STR. Se solicita al Operador de Red ESSA una vez más la presentación de su Plan de Expansión, de tal manera que se establezcan soluciones integrales y de largo plazo. En este mismo sentido, corregir los problemas de bajo factor de potencia.
- Respecto a las bajas tensiones que se generan en el STR ante la contingencia Comuneros – Barranca 230 kV, se debe establecer junto con el Operador del Sistema – CND, el valor de las restricciones asociadas al cubrimiento de esta contingencia, de tal manera que se busque desde el próximo Plan, una solución a esta problemática.

Boyacá

Problemática:

- Sin generación a nivel de STR, se observan violaciones por sobrecarga en los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa.
- Contingencias sencillas a nivel de transformación, ocasionan la pérdida de toda la demanda del departamento.
- Bajas tensiones en el área ante eventos en el STR.
- Varias zonas de esta sub área son atendidas radialmente. Contingencias en líneas del STR ocasionan demanda no atendida.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.

- Se contemplaron varios escenarios de despacho, particularmente uno con mínima generación a nivel de STR.
- Se asume a partir del año 2012 el incremento la capacidad de transformación en la subestación Chivor, es decir, se instala un nuevo banco de 75 MVA.

La Tabla 1-32 presenta el comportamiento del Sistema.

	2011- 2017
Generación	Bajo despacho en el área, específicamente a nivel de 115 kV (Termopaipa, Termoyopal y El Morro)
Condiciones Normales de Operación	Sobrecargas en los transformadores de conexión de las subestaciones Guavio y Chivor
N - 1 Paipa 230/115 kV - 180 MVA	Pérdida de toda la demanda del departamento de Boyacá
N - 1 Paipa 230/115 kV - 90 MVA	Pérdida de toda la demanda del departamento de Boyacá
N -1 Tunja - Chiquinquirá 115 kV	Violaciones de tensión en las subestaciones a nivel de 115 kV Barbosa y Chiquinquirá
N-1 Tunja - Barbosa 115 kV	Violaciones de tensión en las subestaciones a nivel de 115 kV Barbosa y Chiquinquirá
N - 1 Tramo corredor Guavio - Mambita - T Santa María - Guateque 115 kV	Demanda no atendida
N - 1 Chivor - Aguacalara 115 kV	Violaciones de tensión en las subestaciones a nivel de 115 kV Aguacalara, Agua Zul y Yopal

Tabla 1-32 Comportamiento del Sistema

De la tabla anterior se puede concluir:

- Dependencia total de la subestación Paipa. La contingencia sencilla de alguno de los transformadores 230/115 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Lo anterior genera un colapso en el área.
- Se presentan violaciones de tensión ante las contingencias sencillas, Tunja – Barbosa 115 kV y Chiquinquirá – Tunja 115 kV.

- Actualmente en el área de influencia del Guavio existe un único corredor radial a nivel de 115 kV, es decir, la línea Guavio – Mámbita – T Santa María – Guateque. Por lo anterior, la contingencia sencilla de cualquier de estos tramos, como también del transformador Guavio 230/115 kV, ocasiona desatención de demanda.

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

Vale la pena mencionar que este comportamiento es indistinto de las propuestas de expansión del Operador de Red, en relación a las nuevas líneas Chivor - Santa María 115 kV y Sesquilé – Guateque 115 kV.

- En el Casanare, la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Aguazul, Yopal y la misma Aguaclara. Baja este escenario, no se dispone de la potencia reactiva que inyectan las plantas de generación Termoyopal y El Morro.

Vale la pena mencionar que el cierre del enlace Chivor – Aguaclara 115 kV es solo posible si se incrementa la capacidad de transformación en Chivor de 9 a 75 MVA.

- Independientemente de lo anterior, con la entrada de las nuevas cargas reportadas por los Operadores de Red EBSA y ENERCA, se observan, bajo condiciones normales de operación, sobrecargas en los transformadores de conexión de la subestaciones Guavio y Chivor.

Conclusiones:

- Se solicita una vez más al Operador de Red EBSA la presentación de su Plan de Expansión, de tal manera que se establezcan soluciones integrales y de largo plazo a los problemas identificados. En este mismo sentido, se recomienda estudiar junto con la UPME la posibilidad de un nuevo punto de inyección desde el STN, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad de su sistema (dependencia de Paipa).
- Finalmente, se invita al operador de Red ENERCA a presentar su plan de expansión y establecer las obras de largo plazo que necesita esta zona del país.

1.5.7 Análisis Área Guajira – Cesar – Magdalena

Problemática:

- Violaciones y demanda no atendida ante contingencias en elementos del STR y de conexión al STN.

Supuestos:

- Se considera para el año 2012, la instalación del segundo transformador 220/110 kV – 100 MVA en la subestación Fundación y la conexión de la demanda de Puerto Nuevo a la subestación Santa Marta (transformador independiente de 50 MVA).
- En el año 2015, instalación de un segundo transformador Valledupar 220/110 kV - 100 MVA y remplazo en esta misma subestación de los transformadores existentes, por dos nuevos bancos 220/34.5/13.8 kV - 140/90/50 MVA.
- Se considera cerrado el anillo a nivel de 110 kV, Río córdoba – Gaira – Santa Marta – Fundación.

La Tabla 1-33 y la Tabla 1-34 presentan el comportamiento del Sistema:

Topología	SIN TENER ENCUENTA GENERACIÓN EN EL ÁREA	
	2012	2015
CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	EL BANCO 110 kV= 0.885 P.U. CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV= 96.6% TR SANTA MARTA 220/110 kV = 77.5% TR VALLEDUPAR 100 MVA = 71.4% TR VALLEDUPAR 60/30/30 MVA = 56.4 % TR CUESTECITAS 100 MVA = 65.6% TR COPEY 100 MVA= 56.78%	EL BANCO 110 kV= 0.89 P.U. LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.84 p.u. CODAZZ- VALLEDUPAR 110 kV= 97.68% CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV= 103.59% TR SANTA MARTA 220/110 kV = 88.16% TR VALLEDUPAR 100 MVA = 48. 22% TR VALLEDUPAR 60/30/30 MVA = 61.48 % TR CUESTECITAS 100 MVA = 68.5 % TR COPEY 100 MVA= 51.69%
N-1 TR SANTA MARTA 220/110 kV	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 137.41%	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 173.4%
N-1 SANTA MARTA -GAIRA 110 kV	CIENAGA 110 kV= 0.79 p.u. GAIRA 110 kV = 0.77 p.u. RIO CORDOBA 110 kV = 0.79 p.u. TR FUNDACIÓN = 77.6%	CIENAGA 110 kV= 0.76 p.u. GAIRA 110 kV = 0.74 p.u. LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.85 p.u. RIO CORDOBA 110 kV = 0.77 p.u. FUNDACIÓN-RIO CORDOBA 110 kV = 99.9% CODAZZ- VALLEDUPAR 110 kV = 97.28 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103.9% TR FUNDACIÓN = 96.5 %
N-1 GAIRA - RIO CORDOBA 110 kV		LA LOMA 110 kV = 0.83 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.85 p.u. CODAZZ- VALLEDUPAR 110 kV = 96.8 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103%
N-1 RIO CORDOBA-FUNDACIÓN 110 kV	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 86.8%	LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.85 p.u. CODAZZ- VALLEDUPAR 110 kV = 97.2 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103.6% TR SANTA MARTA = 104.86
N-1 TR FUNDACIÓN 220/110 kV	TR FUNDACIÓN = 97.62%	TR FUNDACIÓN = 121.98% TR SANTA MARTA = 100.83%
N-1 TR COPEY 220/110 kV	Demanda no atendida en las subestaciones El Banco 110 kV, El Paso 110 kV y Copey 110 kV	Demanda no atendida en las subestaciones El Banco 110 kV, El Paso 110 kV y Copey 110 kV
N-1 TR CUESTECITAS 220/110 kV - 100 MVA	TR CUESTECITAS = 161.9%	TR CUESTECITAS = 171.3%
N-1 TR VALLEDUPAR 220/110 kV - 100 MVA	Demanda no atendida en las subestaciones san Juan 110 kV, Codazzi 110 kV, La Jagua, Salguero 34.5 kV y Valencia 34.5 kV	VALLEDUPAR 220/110 kV - 100 MVA = 97.1 %
N-1 TR VALLEDUPAR 220/34.5 - 60/30/30 MVA	TR VALLEDUPAR 100 MVA = 35.85% TR VALLEDUPAR 60/60/30 MVA = 120.75%	NO APLICA
N-1 TR VALLEDUPAR 220/34.5 - 140/90/50 MVA	NO APLICA	TR VALLEDUPAR 100 MVA = 48.4% TR VALLEDUPAR 140/90/50 MVA = 122.8%

Tabla 1-33 Comportamiento del Sistema sin generación en el área

Topología	TENIENDO ENCUENTA GENERACIÓN EN EL ÁREA	
	2012	2015
CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	EL BANCO 110 kV= 0.89 P.U. CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV= 95.5% SANTA MARTA - TERMOCOL 220 kV = 92.13 TR SANTA MARTA 220/110 kV = 78.06% TR VALLEDUPAR 100 MVA = 71.6% TR VALLEDUPAR 60/30/30 MVA = 55.6 % TR CUESTECITAS 100 MVA = 62.8% TR COPEY 100 MVA= 56.48%	EL BANCO 110 kV= 0.89 P.U. LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.84 p.u. CODAZZI- VALLEDUPAR 110 kV= 97.53% CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV= 103.07% SANTA MARTA - TERMOCOL = 93.51% TR VALLEDUPAR 100 MVA = 48.22 % TR SANTA MARTA 220/110 kV = 92.5% TR CUESTECITAS 100 MVA = 41.97 % TR COPEY 100 MVA= 33.3 %
N-1 TR SANTA MARTA 220/110 kV	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 145.94%	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 182%
N-1 SANTA MARTA -GAIRA 110 kV	CIENAGA 110 kV= 0.80 p.u. GAIRA 110 kV = 0.784 p.u. RIO CORDOBA 110 kV = 0.80 p.u. TR FUNDACIÓN = 77.1%	CIENAGA 110 kV= 0.77 p.u. GAIRA 110 kV = 0.75 p.u. LA LOMA 110 kV = 0.81 u. LA JAGUA 110 kV = 0.84 p.u. RIO CORDOBA 110 kV = 0.77 p.u. FUNDACIÓN RIO CORDOBA 110 kV = 99.3% SANTA MARTA- TERMOCOL 220 kV = 91.42% CODAZZI- VALLEDUPAR 110 kV = 98.41 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103.2% TR FUNDACIÓN = 95.1 %
N-1 GAIRA - RIO CORDOBA 110 kV	-	LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.847 p.u. CODAZZI- VALLEDUPAR 110 kV = 97.6 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103.2%
N-1 RIO CORDOBA-FUNDACIÓN 110 kV	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 81.8%	LA LOMA 110 kV = 0.82 p.u. LA JAGUA 110 kV = 0.84 p.u. CODAZZI- VALLEDUPAR 110 kV = 97.6 % CUESTECITAS - RIOACHA 110 kV = 103.2% SANTA MARTA - TERMOCOL = 95.06% TR SANTA MARTA = 102.45%
N-1 TR FUNDACIÓN 220/110 kV	TR FUNDACIÓN = 95.4 %	TR FUNDACIÓN = 118 % TR SANTA MARTA = 90 %
N-1 TR COPEY 220/110 kV	Demanda no atendida en las subestaciones El Banco 110 kV, El Paso 110 kV y Copey 110 kV	Demanda no atendida en las subestaciones El Banco 110 kV, El Paso 110 kV y Copey 110 kV
N-1 TR CUESTECITAS 220/110 kV - 100 MVA	TR CUESTECITAS 60 MVA= 146.6%	TR CUESTECITAS= 164.4 %
N-1 TR VALLEDUPAR 220/110 kV - 100 MVA	Demanda no atendida en las subestaciones san Juan 110 kV, Codazzi 110 kV, La Jagua, Salguero 34.5 kV y Valencia 34.5 kV	VALLEDUPAR 220/110 kV-100 MVA = 97.1 %
N-1 TR VALLEDUPAR 220/34.5 - 60/30/30 MVA	TR VALLEDUPAR 100 MVA = 35.21% TR VALLEDUPAR 60/60/30 MVA = 118.18%	NO APLICA
N-1 TR VALLEDUPAR 220/34.5 - 140/90/50 MVA	NO APLICA	TR VALLEDUPAR 100 MVA = 48.4% TR VALLEDUPAR 140/90/50 MVA = 122.8%

Tabla 1-34 Comportamiento del sistema con generación en el área

De las tablas anteriores se puede concluir:

- En el corto plazo, bajo condiciones normales de operación, se observan bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 110 kV, El banco, La loma y La jagua. Adicionalmente, se presenta una cargabilidad cercana al 100% en los enlaces Cuestecitas – Rioacha y Codazzi – Valledupar.
- La contingencia del transformador Copey 220/110 kV ocasiona demanda no atendida en las subestaciones El banco, El paso y Copey.
- La contingencia en uno de los transformadores 220/110 kV de la subestación cuestecitas, ocasiona una cargabilidad del 172 % en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Así mismo, se observan bajas tensiones en todo el departamento de la Guajira.
- Antes del año 2015, la contingencia sencilla en uno de los transformadores Valledupar 220/34.5 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Posteriormente, una vez se lleve a cabo el cambio propuesto por Electricaribe en relación a los nuevos transformadores de 140 MVA, no se observan violaciones ante el referenciado evento de falla.
- En el corto plazo, independientemente de la instalación del segundo transformador en la subestación Fundación, la contingencia de uno de sus

bancos ocasiona violaciones por sobrecargas en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema.

- Bajo condiciones normales de operación, se observa una cargabilidad cercana al 90 % en los transformadores 220/110 kV de la subestación Santa Marta. En este mismo sentido, la contingencia en uno de sus bancos ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema.
- Contingencias sencillas en enlaces a nivel de 110 kV, como son Santa Marta – Gaira, Gaira – Río Córdoba y Río Córdoba – Fundación, ocasionan violaciones en varios elementos y subestaciones del STR.
- A partir de año 2015 se observan cargabilidades cercanas al 100% en los enlaces a nivel de 110 kV, Codazzi – Valledupar y Fundación – Río Córdoba.

Plan de Expansión del área:

En el mes de Noviembre del año 2011, Electricaribe presentó ante la UPME su Plan de Expansión. En él se proponen las siguientes obras:

- Instalación en la subestación Santa Marta de un tercer transformador 220/110 kV - 100 MVA (2012) y la construcción de la línea Santa Marta - Río Córdoba 110 kV (2013).
- Tercer transformador 220/110 kV – 100 MVA en la subestación Cuestecitas (2012).
- Subestación La loma 110 kV y un nuevo enlace La loma - La jagua (2013).
- Apertura de la línea Ocaña – Copey 500 kV para incorporar la subestación Pailitas y líneas de conexión a nivel de 110 kV, Pailitas – El banco y El paso – La loma (2014).
- Nueva subestación 220/110 kV en la Ciudad de Valledupar e incorporación de la misma al SIN mediante la apertura de la línea Valledupar – Cuestecitas 220 kV (2015).

A continuación se presenta el comportamiento del sistema en el año 2020, con los refuerzos a nivel de transformación en las subestaciones Cuestecitas y Santa Marta. Las demás obras propuestas por el Operador de Red serán objeto de análisis en el Plan de Expansión 2012 – 2026.

Topología	2020 SIN GENERACIÓN
CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	TR SANTA MARTA 220/110 kV = 80% TR VALLEDUPAR 100 MVA = 63% TR VALLEDUPAR 140/90/50 MVA = 80.4 % TR CUESTECITAS 100 MVA = 51.3% TR COPEY 100 MVA= 69%
N-1 TR SANTA MARTA	TR SANTA MARTA 100 MVA= 109%
N-1 TR FUNDACIÓN 220/110 kV 100MVA	TR FUNDACIÓN 55 MVA = 101.2%
N-1 TR CUESTECITAS 100 MVA	TR CUESTECITAS 100 MVA = 87%
N-1 TR VALLEDUPAR 100 MVA	VALLEDUPAR 100 MVA = 110%
N-1 TR VALLEDUPAR 140/90/50 MVA	VALLEDUPAR 140/90/50 MVA= 166%

Tabla 1-35 Comportamiento del sistema considerando un incremento en la capacidad de transformación en la subestaciones Cuestecitas y Santa Marta

De la Tabla 1-35 se puede concluir.

- En el año 2020 se presentan violaciones por sobrecarga ante las contingencias sencillas de los transformadores: Santa Marta 220/110 kV, Fundación 220/110 kV, Valledupar 220/110 kV y Valledupar 220/34.5 kV.
- En la subestación Cuestecitas, la instalación del tercer transformador garantiza la adecuada atención de la demanda.

1.5.8 Análisis área Bolívar

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transporte de la red de sub-transmisión.
- Violaciones ante contingencias en líneas del STR.
- Retraso en la entrada de la subestación El Bosque 220/66 kV y líneas asociadas.

Supuestos

- Se contempla un escenario de despacho mínimo en el área.
- Con el objetivo de reducir la vulnerabilidad del sistema por el retraso del proyecto El Bosque, se considera como medida operativa temporal un tercer transformador Ternera 220/66 kV - 100 MVA, compartiendo bahía con uno de los bancos existentes. Así mismo, la apertura del enlace Bocagrande – El Bosque 66 kV, y las siguientes transferencias de carga. Todo lo anterior de acuerdo a lo manifestado por el Operador de Red:
 - ✓ de Zaragocilla a Ternera el 15% de la carga,
 - ✓ de Zaragocilla a Villa Estrella el 10%,
 - ✓ de Ternera a Villa Estrella el 15%,

- ✓ de Chambacú a Bocagrande el 13%,
- ✓ de Zaragocilla a Bosque el 7%,
- ✓ y de Zaragocilla a Nueva Cospique el 3%.

Posterior a la entrada del proyecto El Bosque, solo se mantienen las transferencias de Chambacú a Bocagrande y de Zaragocilla a Bosque.

- Vale la pena mencionar que se realizó una sensibilidad a la entrada de la subestación El Bosque 220/66 kV – 300 MVA, para los años 2012 y 2013.
- Se considera a partir del año 2012 el segundo transformador 220/110 kV en la subestación Candelaria, el remplazo de los transformadores Ternera 220/66 kV - 100 MVA por dos bancos de 150 MVA y la nueva subestación Villa Estrella 66 kV, la cual reconfigura el enlace Bayunca – Ternera.

En este mismo sentido, un nuevo punto de inyección al STN a través de la instalación de un transformador 220/66 kV en la subestación Bolívar, y la reconfiguración de la línea Villa Estrella – Bayunca 66 kV.

- Se consideró en operación a partir del 2016 el segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV

La Tabla 1-36 y la Tabla 1-37 presentan el comportamiento del sistema antes del proyecto El Bosque, bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

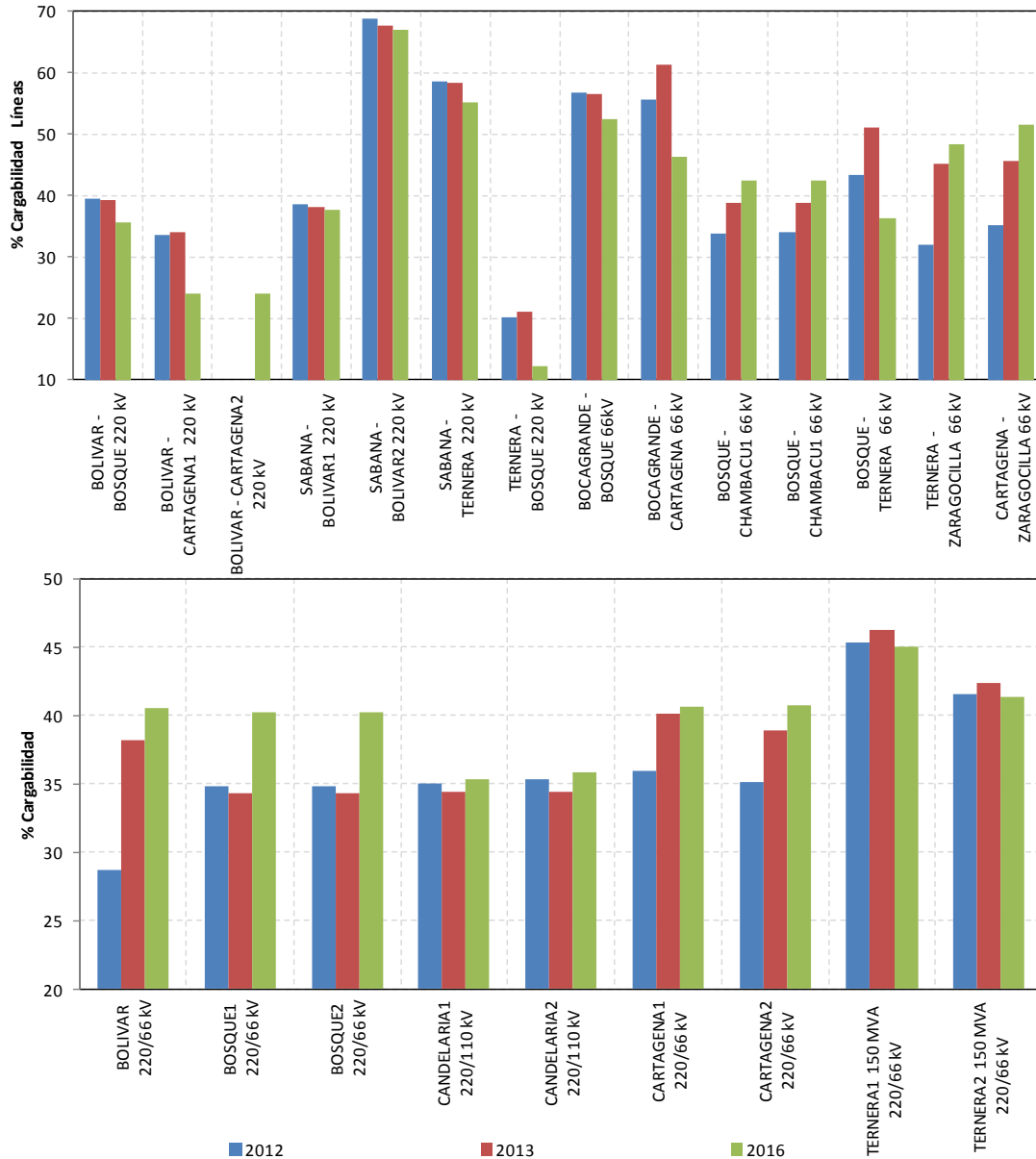
SIN TENER ENCUENTA GENERACIÓN EN EL ÁREA, SIN S/E EL BOSQUE		
Topología	2012	2013
CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 76.49% BOLIVAR-TERNERA220 kV= 61.85% BOSQUE-TERNERA66 kV= 75.63% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 61.91% SABANA- BOLIVAR 220 kV =70.27% SABANA-TERNERA220 kV= 57.37% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 73.33% CHAMBACU-ZARAGOCILLA 66 kV= 5.33% TR BOLIVAR 220/66 kV = 37.04 TR CARTAGENA 220/66 kV= 54.09% TR TERNERA 220/66 kV= 66.63% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.11%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 79.11% BOLIVAR-TERNERA220 kV= 65.04% BOSQUE-TERNERA66 kV= 78.31% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 64.56% SABANA- BOLIVAR 220 kV =71.31% SABANA-TERNERA220 kV= 58.74% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 75.33% TR BOLIVAR 220/66 kV = 49.07% TR CARTAGENA 220/66 kV= 57.02% TR TERNERA 220/66 kV= 70.71% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.11%
N-1 TERNERA - SABANA 220 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 78.8% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 100.5% BOSQUE-TERNERA66 kV= 78.11% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 63.98% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 95.05% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 75.33% TR BOLIVAR 220/66 kV = 40.88% TR CARTAGENA 220/66 kV= 55.92% TR TERNERA 220/66 kV= 67.76% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.08%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 82% BOSQUE-TERNERA66 kV= 106.16% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 67.17% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 97.43% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 77.81% TR BOLIVAR 220/66 kV = 54.07% TR CARTAGENA 220/66 kV= 59.35% TR TERNERA 220/66 kV= 72.41% TR CANDELARIA 220/66 kV= 37.31%
N-1 SABANA - BOLIVAR 220 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 78.64% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 49.54% BOSQUE-TERNERA66 kV= 77.93% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 63.76% SABANA-BOLIVAR 220 kV= 94.9% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 75.28% TR BOLIVAR 220/66 kV = 37.1% TR CARTAGENA 220/66 kV= 55.71% TR TERNERA 220/66 kV= 68.98% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.01%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 81.2% BOSQUE-TERNERA66 kV= 80.55% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 66.39% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 98.98% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 77.17% TR BOLIVAR 220/66 kV = 49.74% TR CARTAGENA 220/66 kV= 58.65% TR TERNERA 220/66 kV= 73.03% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.97%
N-1 CARTAGENA - BOLIVAR 220 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 77.22% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 98.91% BOSQUE-TERNERA66 kV= 76.3% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 61.33% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 75.28% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 69.16% SABANA-TERNERA 220 kV = 60.87% TERNERA - ZARAGOCILLA 220 kV= 75.21% TR BOLIVAR 220/66 kV = 39.96% TR CARTAGENA 220/66 kV= 53.37% TR TERNERA 220/66 kV= 67% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.38%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 79.9% BOLIVAR-TERNERA 220 kV= 103.93% BOSQUE-TERNERA66 kV= 79.05% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 63.9% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 70.18% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 77.3% TR BOLIVAR 220/66 kV = 52.65% TR CARTAGENA 220/66 kV= 56.27% TR TERNERA 220/66 kV= 71.14% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.03%

Tabla 1-36 Comportamiento del sistema sin el proyecto El Bosque.

SIN TENER ENCUENTA GENERACIÓN EN EL ÁREA, SIN S/E EL BOSQUE		
Topología	2012	2013
N-1 TR TERNERA 100 MVA 220/66 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 79.29% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 57.38% BOSQUE-TERNERA66 kV= 80.96% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 90.24% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 75.28% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 71.98% SABANA-TERNERA 220 kV = 57.92% TERNERA - ZARAGOCILLA 220 kV= 49.83% VILLA ESTRELLA - BOLIVAR 66 kV = 137.78% TR BOLIVAR 220/66 kV = 61.25% TR CARTAGENA 220/66 kV= 83.44% TR TERNERA 220/66 kV= 124.63% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.39%	BAYUNCA-BOLIVAR 66kV= 91.4% BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 82.35% BOSQUE-TERNERA66 kV= 84.34% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 94.82% GAMBOTE - TERNERA 66 kV= 94.24% VILLA ESTRELLA - BOLIVAR 66 kV= 130% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 73.7% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 50.8% TR BOLIVAR 220/66 kV = 77.2% TR CARTAGENA 220/66 kV= 88.58% TR TERNERA 220/66 kV= 132.92% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.04%
N-1 TR CARTAGENA 220/66 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 78.22% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 62.92% BOSQUE-TERNERA66 kV= 76.91% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 48.09% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 90.38% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 70.59% SABANA-TERNERA 220 kV = 57.69% TR BOLIVAR 220/66 kV = 41.57% TR CARTAGENA 220/66 kV= 77.64% TR TERNERA 220/66 kV= 77.05% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.37%	BAYUNCA-BOLIVAR 66kV= 88.74% BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 81.02% BOSQUE-TERNERA66 kV= 79.19% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 50.16% VILLA ESTRELLA - BOLIVAR 66 kV= 73.77% SABANA- BOLIVAR 220 kV = 71.78% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV= 93.22% TR BOLIVAR 220/66 kV = 54.2% TR CARTAGENA 220/66 kV= 81.83% TR TERNERA 220/66 kV= 81.77% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.02%
N-1 TERNERA - ZARAGOCILLA 66 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 77.8% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 62.79% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 137.38% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 70.7% SABANA-TERNERA 220 kV =57.77% TR BOLIVAR 220/66 kV = 34.94% TR CARTAGENA 220/66 kV= 65.74% TR TERNERA 220/66 kV= 61.3% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.37%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 80.56% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 66.07% CHAMBACU-CARTAGENA66 kV= 142.58% SABANA-TERNERA 220 kV =53.37% CHAMBACU-ZARGOCILLA 66 kV= 76.97% TR BOLIVAR 220/66 kV = 46.71% TR CARTAGENA 220/66 kV= 67.6% TR TERNERA 220/66 kV= 65.28% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.23%
N-1 CHAMBACU - CARTAGENA 66 kV	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 76.2% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 62.8% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 70.64% SABANA-TERNERA 220 kV =57.71% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV = 145.92% TR BOLIVAR 220/66 kV = 36.86% TR CARTAGENA 220/66 kV= 45.37% TR TERNERA 220/66 kV= 73.44% TR CANDELARIA 220/66 kV= 35.19%	BOCAGRANDE-CARTAGENA66 kV= 78.82% BOLIVAR-TERNERA 220 kV = 66.06% SABANA-BOLIVAR 220 kV = 71.81% SABANA-TERNERA 220 kV =59.2% TERNERA-ZARAGOCILLA 66 kV = 151.25% TR BOLIVAR 220/66 kV = 52.51% TR CARTAGENA 220/66 kV= 47.9% TR TERNERA 220/66 kV= 77.94% TR CANDELARIA 220/66 kV= 36.21%

Tabla 1-37 Comportamiento del sistema sin el proyecto El Bosque.

La Gráfica 1-22 indica el desempeño del STR después de la incorporación de la nueva subestación.



Gráfica 1-22 Cargabilidad de líneas y transformadores con el proyecto El Bosque.

De las tablas y gráficas anteriores se puede concluir:

Sin la subestación El Bosque 220/66 kV y teniendo en cuenta los demás proyectos de expansión:

- Para los años 2012 y 2013, bajo condiciones normales de operación, no se observan sobrecargas en las líneas del STR, STN, ni en los transformadores de conexión del área. Lo anterior considerando los mencionados traslados de carga.

- La apertura de la línea Bocagrande – Bosque 66 kV disminuye la confiabilidad del STR. Bajo esta topología, las contingencias sencillas Ternera – Bosque 66 kV y Bocagrande – Cartagena 66 kV, ocasionan desatención de demanda (El Bosque y Bocagrande son alimentadas radialmente).
- La contingencia en uno de los transformadores 220/66 kV - 100 MVA de la subestación Ternera, ocasiona violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. Adicionalmente, se observan cargabilidades superiores al límite permitido en el circuito Villa Estrella – Bolívar 66 kV.
- La contingencia Ternera – Sabana 220 kV ocasiona una cargabilidad superior al 100% en el circuito Bolívar- Ternera, y cercana al 98 % en el circuito Sabana - Bolívar 220 kV. No obstante, lo anterior no constituye una violación.
- Se observa una cargabilidad cercana al 95% en la línea Sabana – Bolívar 220 kV ante contingencia del circuito paralelo.
- Las contingencias sencillas a nivel de 66 kV, Ternera – Zaragocilla y Chambacú – Cartagena, ocasionan sobrecargas superiores a los límites permitidos en los circuitos Chambacú – Cartagena y Ternera – Zaragocilla, respectivamente.

Con la subestación Bosque 220/66 kV - 300 MVA y demás proyectos de expansión

- En el horizonte 2012 - 2016 no se observan sobrecargas en ninguno de los transformadores de conexión, Lo anterior bajo condiciones normales de operación. (cargabilidad inferior al 50%). En este mismo sentido, no se observan violaciones ante contingencias sencillas en estos elementos.
- Si bien con un solo transformador en la subestación Bosque se puede atender adecuadamente la demanda (red completa), la falla de este único elemento ocasionaría violaciones en todo el STR.

Vale la pena mencionar que la UPME viabilizó la conexión del segundo transformador desde su plan de expansión 2008 – 2022.

Conclusiones:

- Si bien con la expansión propuesta (Villa Estrella 66 kV y refuerzos a nivel de transformación), se garantiza la atención de la demanda bajo condiciones normales de operación, ante contingencia sencilla en elementos del STR y de conexión al STN, se observan violaciones.

En este sentido, debe gestionarse lo más pronto posible la entrada del proyecto El Bosque 220/66 kV, junto con la instalación del segundo transformador.

- Se hace necesario contar con el segundo transformador Candelaria 220/110 kV. Sin esta expansión se observan cargabilidades cercanas al 100 % en el banco existente y demanda no atendida ante la contingencia de este elemento.

1.5.9 Análisis área Valle

Problemática:

- En el largo plazo, agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Yumbo y Juanchito.
- Sobrecargas ante contingencias en alguno de los transformadores de conexión del área (Juanchito 230/115 kV, San Marcos 230/115 kV y Cartago 230/115 kV).
- Bajo ciertas condiciones de despacho, cargabilidades cercanas al 100 % en algunas líneas del STR.

Supuestos:

- Se considera el desacople de barras en la subestación Termoyumbo 115 kV hasta la entrada del proyecto Alférez 230 kV.
- Si bien la UPME definió para el 2013 la nueva subestación Alférez 230/115 kV junto con sus líneas asociadas, se realiza una sensibilidad, desplazando en un año la fecha de entrada en operación de este proyecto.
- Segundo transformador 230/115 kV – 168 MVA en la subestación Cartago a partir del año 2012. Se realiza una sensibilidad para este año, sin considerar esta expansión.
- Para el año 2013 se considera la nueva subestación Bahía 115 kV, el doble circuito Bahía – Calima 115 kV y el segundo circuito Juanchito – Candelaria 115 kV.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se consideran varios escenarios de despacho a nivel de STR.

La Tabla 1-38 presenta el comportamiento del sistema:

2012	Condición: reconfigurado termo yumbo y sin segundo transformador cartago enlace rosas papeles abierto	Condición: reconfigurado termo yumbo y con segundo transformador cartago enlace Rosas papeles cerrado
Condición de generación en 115 kV	Bajo Anchicayá 11 MW; Calima 28 MW; Salvajina 90 MW; Tvalle y Temcali 0 MW	
Condición normal de operación	TRs Pance = 90%; TRs Yumbo= 68%; TRs Smarcos= 83%; TRs Juanchito= 74%; TR Cartago=95%	TRs Pance = 87%; TRs Yumbo= 68%; TRs Smarcos= 79%; TRs Juanchito= 74%; TR Cartago=49%
N-1 PANCE 230/115 Kv	TRS Pance= 107%; TRs Yumbo 72%	TRS Pance= 105%; TRs Yumbo 72%
N-1 YUMBO 230/115 Kv	TRs Yumbo 84,3%	TRs Yumbo 84,3%
N-1 SAN MARCOS 230/115 KV	TRs Smarcos= 121%; TRF Yumbo 71%; TRF Pance=100%; TR cartago 104%	TRs Smarcos= 116%; TRF Yumbo 71%; TRF Pance=100%; TR cartago 51.7%
N-1 JUANCHITO 230/115 KV	TR Juanchito= 92%; TR Yumbo= 75%	TR Juanchito= 92%; TR Yumbo= 75%
N-1 CARTAGO 230/115 KV	Enlace Rosas-Dosquebradas 120%; bajas tensiones en : Unión, Cartago y Papeles <90% (condición adicional enlace Rosas-Papeles Cerrado)	Enlace Rosas-Dosquebradas por debajo 100%; TRF Cartago= 78% (Condición adicional enlace Rosas-Papeles cerrado)
Año 2014	Condición: reconfigurado Termo Yumbo y con segundo transformador Cartago enlace rosas papeles abierto y Sin Alferez 230 kV	Condición: sin reconfiguración Termo Yumbo y con segundo transformador Cartago enlace Rosas papeles cerrado y Con Alferez 230 kV
Condición de generación en 115 kV	Bajo Anchicayá 20 MW; Calima 28 MW; Salvajina 90 MW; Tvalle y Temcali 0 MW	
Condición normal de operación	TRs Pance = 82%; TRs Yumbo= 68%; TRs Smarcos= 85%; TRs Juanchito= 88%; TR Cartago=37%	TRs Pance = 57,2%; TRs Yumbo=79%; TR;s Smarcos= 68%; TRs Juanchito= 73%; TR Cartago=34%; TRs Alferez=37%
N-1 PANCE 230/115 Kv	TRS Pance= 98%; TRs Yumbo 72%	TRS Pance= 66%; TRs Yumbo 77%; TFs Alferez= 40%
N-1 YUMBO 230/115 Kv	TRs Yumbo 76%	TRs Yumbo 84,3%; TRs Alferez= 39%
N-1 SAN MARCOS 230/115 KV	TRs Smarcos= 125%; TRF Yumbo 72%; TRF Pance=94%; TR cartago 40%	TRs Smarcos= 89,4%; TRF Yumbo 91,7%; TRF Pance=56%; TR cartago 35%; TRs Alferez= 39%
N-1 JUANCHITO 230/115 KV	TR Juanchito= 107%; TR Yumbo= 76%	TR Juanchito= 88%; TR Yumbo= 83%
N-1 CARTAGO 230/115 KV	Enlace Rosas-Papeles por debajo 100%; TRF Cartago= 55% (condiciona adicional enlace Rosas-Papeles Cerrado)	Enlace Rosas-Papeles por debajo 100%; TRF Cartago= 50% (condiciona adicional enlace Rosas-Papeles Cerrado)
N-1 ALFEREZ 230/115 KV	N/A	TR Alferez =49%

Tabla 1-38 Comportamiento del sistema

De la tabla anterior se puede concluir:

- El desacople en Termo Yumbo descarga los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Yumbo y Juanchito. Así mismo, incrementa el nivel de carga en los transformadores de San Marcos y Pance. Al margen de lo anterior, esta medida no representa una solución de largo plazo a los problemas de agotamiento de la capacidad de transformación en el área.
- Antes de la entrada en operación del segundo transformador Cartago 230/115 kV, la contingencia de este elemento ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en el enlace Rosas - Papeles 115 kV, y bajas tensiones en Cartago y Papeles. En este mismo sentido, la falla de uno de los transformadores San Marcos 230/115 kV, ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación, y en los transformadores de las subestaciones Cartago y Pance.

Con la entrada del segundo transformador en Cartago, no se observan violaciones por sobrecarga ante la contingencia de uno de sus bancos.

- Considerando máximo despacho en las plantas Termoemcali y Termovalle, se presenta congestión en las líneas a nivel de 115 kV Termoyumbo – La Campiña y La Campiña – Chipichape. La contingencia de uno de estos enlaces tornaría mas crítica la situación.

Si bien la futura subestación Bahía junto con el doble circuito Calima – Bahía 115 kV mitiga en cierta forma esta problemática, este proyecto no representa una solución de largo plazo. En este sentido, la propuesta del Operador de Red en relación a la repotenciación de los mencionados enlaces, representa una alternativa técnicamente viable a las deficiencias identificadas.

- En el año 2014, sin el proyecto Alferez, se observan sobrecargas en la subestación San Marcos ante contingencia de alguno de sus bancos. En este sentido, la entrada del proyecto junto con el cambio de transformadores en San Marcos, garantiza la adecuada atención de la demanda.

La Tabla 1-39 presenta el comportamiento del sistema en el año 2019, considerando en operación todos los proyectos.

Año 2019	Condición: sin reconfiguración Termo Yumbo y con segundo transformador Cartago enlace Rosas papeles cerrado y Con Alferez 230 kV
Condición de generación en 115 kV	Bajo Anchicayá 70 MW; Calima 28 MW; Tvalle y Temcali 0 MW
Condición normal de operación	TRs Pance = 82,4%; TRs Yumbo 99% ; TRs Smarcos= 73%; TRs Juanchito= 100% ; TR Cartago=38%; TRs Alferez=54%
N-1 PANCE 230/115 Kv	TRS Pance= 99% ; TRs Yumbo 102% ; TRs Alferez= 57%; TRs Juanchito= 100%
N-1 YUMBO 230/115 Kv	TRs Yumbo 104%; TRs Alferez= 58%; TRs Juanchito= 103%
N-1 SAN MARCOS 230/115 KV	TRs Smarcos= 97% ; TRF Yumbo 111% ; TR cartago 40%; TRs Alferez= 57%; TRs Juanchito= 103%
N-1 JUANCHITO 230/115 KV	TR Juanchito= 120% ; TR Yumbo= 103%
N-1 CARTAGO 230/115 KV	Enlace Rosas-Papeles por debajo 100%; TRF Cartago= 57% (condiciona adicional enlace Rosas-Papeles Cerrado)
N-1 ALFEREZ 230/115 KV	TR Alferez =73%

Tabla 1-39 Comportamiento del sistema en el largo plazo

De la tabla anterior se puede concluir:

- En el largo plazo los transformadores de Yumbo y Juanchito están llegando a su capacidad máxima.
- Se presentan cargabilidades superiores al 100 % en los transformadores de conexión del área ante las siguientes contingencias: Pance 230/115 kV, Yumbo 230/115 kV, San Marcos 230/115 kV y Juanchito 230/115 kV.

Conclusiones:

- Deben garantizarse las fechas de entrada en operación de los siguientes proyectos: segundo transformador Cartago 230/115 kV en el año 2012; la nueva subestación Bahía 115 kV, el doble enlace Calima – Bahía 115 kV y el segundo circuito Juanchito – Candelaria 115 kV, para el año 2013. Este último refuerzo con el objetivo de evitar desatención de demanda ante contingencia (la carga de Candelaria se alimenta radialmente desde Juanchito).
- Respecto al proyecto Alférez 230/115 kV, los análisis indican la necesidad del mismo, ya que sin este proyecto en el año 2014, se observan violaciones ante contingencias sencillas.

1.5.10 Análisis Área Cauca - Nariño

Problemática:

- Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Jamondino.
- Violaciones ante contingencias sencillas en los transformadores de conexión de las subestaciones Páez y San Bernardino.
- Bajas tensiones en la subestación Tumaco 115 kV, bajo condiciones normales de operación.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se considera un escenario de mínima generación en el área.
- Se tienen en cuenta varias condiciones topológicas en relación a los enlaces a nivel de 115 kV, Catambuco – El Zaque y Popayán - Rio Mayo.
- Se considera para el 2012 el segundo transformador 230/115 kV – 150 MVA en la subestación Jamondino y el segundo circuito Pance – Santander 115 kV. Al

margen de lo anterior, se realiza una sensibilidad para este año, desplazando la fecha de entrada en operación de estos proyectos.

- En el año 2017 se considera la nueva subestación Jardinera 230/115 kV – 150 MVA, junto con sus líneas asociadas.
- Para todo el horizonte se considera una exportación promedio al Ecuador de 250 MW.

La Tabla 1-40 y la Tabla 1-41 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

AÑO 2012		
Enlaces 115 kV	Catambuco - Zaque: abierta Popayán - Rio Mayo: abierta Sin generación interna	Catambuco - Zaque: cerrada Popayán - Rio Mayo: cerrada Sin generación interna
C.N.O	TR Jamondino 220/115 kV: 108% TR Paez: 70% TR San Bernardino: 42% Tumaco: 0.89 Santander - San Bernardino: 24%	TR Jamondino 220/115 kV: 78% TR Paez: 77% TR San Bernardino: 59% Tumaco: 0.89 Santander - San Bernardino: 37%
N-1 TRF Jamondino 220/115 kV	Se pierde toda la demanda del área de Nariño	Se debe racionar parte de la demanda de Nariño
N-1 TRF Paez 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 108% TR San Bernardino: 63% Tumaco: 0.89 Propal: 0.88 Santander - San Bernardino: 25%	TR Jamondino 220/115 kV: 83% TR San Bernardino: 78% Tumaco: 0.89 Santander - San Bernardino: 32%
N-1 TRF San Bernardino 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 107% TR Paez: 110% Tumaco: 0.89 Santander - San Bernardino: 88% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán, Zaque y Florida	TR Jamondino 220/115 kV: 103% TR Paez: 113% Tumaco: 0.89 Santander - San Bernardino: 95% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán, Zaque y Florida
N-1 Jamondino - Pasto 115 kV	Jamondino - Catambuco: 102% TR Jamondino: 112%	Jamondino - Catambuco: 50% TR Jamondino: 70%
N-1 Jamondino - Catambuco 115 kV	Jamondino - Pasto: 98% TR Jamondino: 102%	Jamondino - Pasto: 52% TR Jamondino: 77%

Tabla 1-40 Comportamiento del sistema.

AÑO 2015		
Enlaces 115 kV	Catambuco - Zaque: abierta Popayán - Rio Mayo: abierta Sin generación interna	Catambuco - Zaque: cerrada Popayán - Rio Mayo: cerrada Sin generación interna
C.N.O	TR Jamondino 220/115 kV: 67% TR Paez: 52% TR San Bernardino: 58% Tumaco: 0.87 Santander - San Bernardino: 18%	TR Jamondino 220/115 kV: 57% TR Paez: 62% TR San Bernardino: 70% Tumaco: 0.88 Santander - San Bernardino: 24%
N-1 TRF Jamondino 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 147% TR Paez: 53% TR San Bernardino: 57% Tumaco: 0.76 Junin: 0.83 Rio Mayo: 0.89	TR Jamondino 220/115 kV: 111% TR Paez: 66% TR San Bernardino: 79% Tumaco: 0.81 Junin: 0.88
N-1 TRF Paez 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 67% TR San Bernardino: 68% Tumaco: 0.87 Santander - San Bernardino: 34%	TR Jamondino 220/115 kV: 60% TR San Bernardino: 86% Tumaco: 0.87 Santander - San Bernardino: 23%
N-1 TRF San Bernardino 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 67% TR Paez: 91% Tumaco: 0.87 Santander - San Bernardino: 117% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán, Zaque y Florida	TR Jamondino 220/115 kV: 73% TR Paez: 103% Tumaco: 0.85 Santander - San Bernardino: 91.6% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán y Florida
AÑO 2017		
Enlaces 115 kV	Catambuco - Zaque: abierta Popayán - Rio Mayo: abierta Sin generación interna Con SE Jardinera	Catambuco - Zaque: cerrada Popayán - Rio Mayo: cerrada Sin generación interna Con SE Jardinera
C.N.O	TR Jamondino 220/115 kV: 52% TR Paez: 62% TR San Bernardino: 69% Tumaco: 0.9	TR Jamondino 220/115 kV: 44% TR Paez: 60% TR San Bernardino: 73% Tumaco: 0.9
N-1 TRF Jamondino 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 90% TR Paez: 62% TR San Bernardino: 69% Tumaco: 0.87 Jamondino-Jardinera:108%	TR Jamondino 220/115 kV: 73% TR Paez: 60% TR San Bernardino: 78% Tumaco: 0.88 Jamondino-Jardinera:100%
N-1 TRF Paez 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 52% TR San Bernardino: 68% Tumaco: 0.89 Jamondino-Jardinera:80%	TR Jamondino 220/115 kV: 45% TR San Bernardino: 83% Tumaco: 0.89 Jamondino-Jardinera:77%
N-1 TRF San Bernardino 220/115 kV	TR Jamondino 220/115 kV: 52% TR Paez: 128% Tumaco: 0.9 Santander - San Bernardino: 130% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán, Zaque, Florida y Sanatnder	TR Jamondino 220/115 kV: 56% TR Paez: 90% Tumaco: 0.88 Santander - San Bernardino: 85% Bajas tensiones en las barras de San Bernardino, Popayán y Florida

Tabla 1-41 Comportamiento del sistema.

De la tabla anterior se puede concluir:

- Es urgente la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en la subestación Jamondino. Sin el segundo banco, se observan sobrecargas bajo condiciones normales de operación. Vale la pena mencionar que la UPME aprobó para el mes de noviembre del año 2012 esta expansión.
- Se observan violaciones de tensión en la subestación Tumaco 115 kV.
- La contingencia de la línea Jamondino – Pasto 115 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el enlace Jamondino – Catambuco. Lo anterior considerando abierta la interconexión entre el Cauca y Nariño.
- La contingencia del transformador San Bernardino 230/115 kV, ocasiona sobrecargas en el transformador de Páez y bajas tensiones en las subestaciones a nivel de 115 kV, San Bernardino, Popayán, El Zaque y Florida.
- Si bien con la instalación del segundo transformador en la subestación Jamondino se reduce el nivel de carga en los demás puntos de conexión, la contingencia en uno de sus bancos ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación y su posterior desconexión del sistema. En este mismo sentido, se pierde toda la demanda del departamento de Nariño.
- Se presentan bajas tensiones en el área y sobrecargas en la línea Santander – San Bernardino 115 kV, ante la contingencia del transformador San Bernardino 230/115 kV.
- Con el segundo transformador 230/115 kV en la subestación Jamondino, la contingencia en Páez ocasiona cargabilidades al límite en el transformador de San Bernardino. Lo anterior considerando cerrados los enlaces que interconectan el Cauca y Nariño.
- En el largo plazo, aún contando con la nueva subestación Jardinera 230 kV, se observan violaciones por sobrecarga ante la contingencia de alguno de los bancos de Jamondino. Lo anterior considerando abiertos los enlaces Catambuco – El Zaque y Popayán – Rio Mayo. Bajo esta topología, el transformador que queda en operación se encuentra al 90 % de su capacidad y la línea Jamondino – Jardinera 115 kV al 108%.

Conclusiones:

- Debe garantizarse la pronta entrada en operación del segundo transformador 230/115 kV en la subestación Jamondino. Si bien esta obra no garantiza la confiabilidad en el área, evita racionamientos de carga en el corto plazo. En

este mismo sentido, se recomienda el cierre permanente de los enlaces a nivel de 115 kV, Catambuco – El Zaque y Popayán – Río Mayo.

- Se reitera una vez más al Operador de Red establecer una solución estructural y de largo plazo a los problemas de bajas tensiones en la subestación Tumaco 115 kV.
- Se recomienda a los Operadores de Red estudiar la posibilidad de aumentar la capacidad de transformación en las subestaciones San Bernardino y Páez.
- Finalmente, si bien la subestación Jardinera constituye un nuevo punto de inyección para el STR, debe complementarse esta propuesta, ya que la misma por sí sola no resuelve la problemática identificada.

1.5.11 Análisis Área Bogotá

Problemática

- Bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá, específicamente en Simijaca, Ubaté y Zipaquirá (< 0.95 p.u.).
- Bajo escenarios particulares de despacho, se observan sobrecargas en el enlace Guavio - Chivor 230 kV ante la contingencia del circuito paralelo. Lo anterior, dependiendo del despacho, puede ocasionar restricciones en el sistema.
- Agotamiento de la capacidad de transporte en el circuito Torca - Aranjuez 115 kV.
- Dependiendo del escenario de despacho, la pérdida de la línea Primavera - Bacatá 500 kV podría ocasionar colapso de tensión en el área. En este sentido, se prevé un incremento en la generación de seguridad para el cubrimiento de esta contingencia (Termozipa), si no se acometen proyectos de expansión.
- Contingencias sencillas a nivel de STR, como son: Bacatá 500/115 kV Bacatá - Chía 115 kV y Noroeste – Tenjo 115 kV, ocasiona violaciones de tensión en las subestaciones Simijaca y Ubaté.

Supuestos:

- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se contempla un escenario de despacho alto en Chivor y bajo en Guavio. Así mismo, no se considera generación en la planta Termozipa.

- A partir del año 2012, subestación Nueva Esperanza 500/230/115 kV y obras asociadas. Se realiza una sensibilidad para este año, sin considerar esta expansión.
- A partir del año 2013, proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV junto con la conexión del Operador de Red en la subestación Norte (dos bancos 230/115 kV - 300 MVA).
- En operación tercer transformador Noroeste 230/115 kV – 168 MVA y quinto transformador Torca 230/115 kV – 300 MVA.
- Se considera la demanda asociada a Pacific Rubiales a partir del año 2012.
- Enlace Cáqueza - Villavicencio 115 kV normalmente cerrado.

La Tabla 1-42 presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla.

	2012	2012	2014	2017
	(Sin Proyecto Nueva Esperanza)	(Con Proyecto Nueva Esperanza)	(Con Proyectos: Nueva Esperanza y Norte 230 - Chivor II)	(Con Proyectos: Nueva Esperanza y Norte 230 - Chivor II)
Generación	Despacho Chivor (1000 MW) y Guavio (225 MW). Sin despacho en T-Zipa	Despacho Chivor (8*108) y Guavio (5*83 MW). Sin despacho en T-Zipa	Despacho Chivor (1000 MW) y Guavio (350 MW). Sin despacho en T-Zipa	Despacho Chivor (1000 MW) y Guavio (660 MW). Sin despacho en T-Zipa
Condición Normal de Operación	TR Bacatá 500/115 = 82 % ; TR Bacatá 500/230 = 64 % ; TR NEsperanza 500/115 = -- % ; TRs Torca 230/115 = 52 % ; TRs Circo 230/115 = 68 % ; L. Primavera-Bacatá 500 kV = 35 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 79 % Ubate y Simijaca < 0.95 p.u.	TR Bacatá 500/115 = 65 % ; TR Bacatá 500/230 = 30 % ; TR NEsperanza 500/115 = 54 % ; TRs Torca 230/115 = 49 % ; TRs Circo 230/115 = 62 % ; L. Primavera-Bacatá 500 kV = 39 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 76 % Ubate y Simijaca < 0.95 p.u.	TR Bacatá 500/115 = 60 % ; TR Bacatá 500/230 = 34 % ; TR Norte 230/115 = 36 % ; TR NEsperanza 500/115 = 59 % ; TRs Torca 230/115 = 53 % ; TRs Circo 230/115 = 68 % ; TR Guavio 230/115 = 132 % ; L. Primavera-Bacatá 500 kV = 37 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 83 %	TR Bacatá 500/115 = 63 % ; TR Bacatá 500/230 = 15 % ; TR Norte 230/115 = 42 % ; TR NEsperanza 500/115 = 66 % ; TRs Torca 230/115 = 57 % ; TRs Circo 230/115 = 78 % ; TR Guavio 230/115 = 145 % ; L. Primavera-Bacatá 500 kV = 37 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 92 %
N-1 L. Primavera-Bacata 500 kV	Alto riesgo de colapso en el area Centro por violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá	Riesgo de colapso en el area Centro por violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá	TR Bacatá 500/115 = 40 % ; TR Bacatá 500/230 = 45 % ; TR Norte 230/115 = 41 % ; TR NEsperanza 500/115 = 40 % ; TRs Torca 230/115 = 54 % ; TRs Circo 230/115 = 70 % ; TR Guavio 230/115 = 124 % ; L. Torca-Aranjuez 115kV = 83 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados	TR Bacatá 500/115 = 41 % ; TR Bacatá 500/230 = 39 % ; TR Norte 230/115 = 44 % ; TR NEsperanza 500/115 = 46 % ; TRs Torca 230/115 = 57 % ; TRs Circo 230/115 = 79 % ; TR Guavio 230/115 = 133 % ; L. Torca-Aranjuez 115kV = 90 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados
N-1 TR. BACATÁ 500/115 kV	TR Bacatá 500/230 = 120 % ; L. Noroeste-Tenjo 115kV = 80 % L. El Sol -Tenjo 115kV = 75 %. Violación de tensiones en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate) y bajas tensiones en Zipaquirá, El Sol, Chia, Terozipa, Sesquilé.	L. Noroeste-Tenjo 115kV = 77 % L. El Sol -Tenjo 115kV = 72 %. Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate, Zipaquirá, El Sol, Chia, Terozipa, Sesquilé).	TR Bacatá 500/230 = 48 % ; L. Noroeste-Tenjo 115kV = 13 % L. El Sol -Tenjo 115kV = 10 %. Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados	TR Bacatá 500/230 = 41 % ; L. Noroeste-Tenjo 115kV = 31 % L. El Sol -Tenjo 115kV = 7 %. Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados (>0.98 pu)
N-1 TR. BACATÁ 500/230 kV	TR Bacatá 500/115 = 109 %	TR Bacatá 500/115 = 69 %	TR Bacatá 500/115 = 64 %	TR Bacatá 500/115 = 67 %
N-1 L. Bacata - Chia 115 kV	L. Noroeste-Tenjo 115kV = 70 % L. Bacatá-El Sol 115kV = 79 % Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate, Zipaquirá, El Sol, Chia, Terozipa, Sesquilé).	L. Noroeste-Tenjo 115kV = 74 % L. Bacatá-El Sol 115kV = 74 % Bajas tensiones en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate, Zipaquirá, El Sol, Chia, Terozipa, Sesquilé).	L. Noroeste-Tenjo 115kV = 8 % L. Bacatá-El Sol 115kV = 26 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados	L. Noroeste-Tenjo 115kV = 29 % L. Bacatá-El Sol 115kV = 32 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados (>0.98 pu)
N-1 L. Noroeste - Tenjo 115 kV	L. Bacatá- El Sol 115kV = 78 % Violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate) y bajas tensiones en Zipaquirá, El Sol, Terozipa, Sesquilé y Tenjo	TR Bacatá 500/115 = 72 % ; L. Bacatá- El Sol 115kV = 79 % Violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá (Simijaca, Ubate) y bajas tensiones en Zipaquirá, El Sol, Terozipa, Sesquilé y Tenjo.	L. Bacatá- El Sol 115kV = 23 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados	L. Bacatá- El Sol 115kV = 34 % Tensiones en el norte de la sabana de Bogotá en niveles adecuados (>0.99 pu)
N-1 L. Guavio - Chivor 1230 kV	L. Guavio - Chivor 230kV 2 = 75 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 80 %	L. Guavio - Chivor 230kV 2 = 69 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 77 %	L. Guavio - Chivor 230kV 2 = 56 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 83 %	L. Guavio - Chivor 230kV 2 = 31 % L. Torca-Aranjuez 115kV = 92 %

Tabla 1-42 Comportamiento del sistema. Horizonte 2012 – 2017.

De la tabla anterior se puede concluir:

- Sin el proyecto Nueva Esperanza, se observa una alta cargabilidad en el transformador Bacatá 500/230 kV. Así mismo, la contingencia de este elemento ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco Bacatá 500/115 kV.

En este mismo sentido, la pérdida del enlace Primavera - Bacatá 500 kV o del transformador de conexión en Bacatá, incrementa el riesgo de colapso de tensión en el área, específicamente por violaciones de tensión en el norte de la sabana de Bogotá. Este comportamiento se tornaría más crítico con la interconexión Simijaca – Chiquinquirá.

- Con el proyecto Nueva Esperanza, la cargabilidad del transformador Bacatá 500/230 kV disminuye. En este mismo sentido, se reduce el riesgo de colapso de tensión ante la contingencia Primavera - Bacatá 500 kV, sin eliminarlo del todo.
- Independientemente del proyecto Nueva Esperanza, las contingencias sencillas a nivel de 115 kV, Noroeste – Tenjo y Bacatá – Chía, ocasionan violaciones de tensión en todas las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá.
- Contando con los proyectos Nueva Esperanza 500/230 kV y Norte - Chivor II - Bacatá 230 kV, se normaliza la cargabilidad de los transformadores de Bacatá, disminuye dramáticamente el riesgo de colapso de tensión ante la contingencia Primavera - Bacatá 500 kV, las tensiones en las subestaciones del norte de Bogotá permanecen en valores cercanos al 1.0 en p.u y las contingencias de los enlaces Noroeste - Tenjo y Bacatá – Chía, no ocasionan bajas tensiones en el STR.
- Se presenta cargabilidad elevada en el transformador de conexión de Guavio 230/115 kV (132 %) que atiende la demanda del alto Guavio, Mambita y parte de Santa María.

Conclusiones:

- Debe garantizarse la pronta entrada de los proyectos Nueva Esperanza y Norte. Sin ellos, la seguridad y confiabilidad del área disminuye.
- El próximo Plan de Expansión estudiara varias alternativas para incrementar, en el largo plazo, el límite de importación al área Oriental. Las mismas se analizarán en conjunto con la conexión del proyecto Ituango – 2400.

1.5.12 Análisis Área Tolima – Huila - Caquetá

Problemática:

- Violaciones en el STR ante contingencias en líneas y elementos de conexión al STN.
- Baja confiabilidad en el área del Caquetá. Contingencias sencillas a nivel de STR ocasionan desatención de la demanda.

Supuestos:

- Análisis realizados en periodos de demanda máxima.
- Se consideran dos escenarios de despacho: Máxima y mínima generación en las plantas de Amoyá y Cucuana
- Se tiene en cuenta varias condiciones topológicas en relación a los enlaces a nivel de 115 kV, Prado – Tenay y Prado – Natagaima – El Bote.
- Enlace Cajamarca – Regivit 115 kV cerrado.
- En operación el segundo transformador Mirolindo 230/115 – 150 MVA.

Las siguientes tablas presentan el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencias sencilla

AÑO 2012		
Enlaces 115 kV	Sin Amoya - Sin Cucuana Prado despachado Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: abierto Prado - Tenay: abierto	Sin Amoya - Sin Cucuana Prado despachado Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: cerrado Prado - Tenay: cerrado
C.N.O	TR Mirolindo 220/115 kV: 61% TR Betania: 42% Tuluni: 0.95	TR Mirolindo 220/115 kV: 61% TR Betania: 42% Tuluni: 0.95
N-1 TR Mirolindo 220/115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 102% TR Betania: 42% Tuluni: 0.94 Betania - Bote: 36% Betania - Seboruco: 51%	TR Mirolindo 220/115 kV: 102% TR Betania: 42% Tuluni: 0.94 Betania - Bote: 38% Betania - Seboruco: 53%
N-1 Mirolindo - Diamante 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 46% TR Betania: 42% Tuluni: 0.87 Flandes: 0.88 Lanceros: 0.86	TR Mirolindo 220/115 kV: 46% TR Betania: 47% Tuluni: 0.92 Flandes: 0.91 Lanceros: 0.88
N-1 Betania - Sur 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 61% TR Betania: 44% Betania - Seboruco: 83%	TR Mirolindo 220/115 kV: 62% TR Betania: 42% Betania - Seboruco: 80%
N-1 Betania - Bote 115 kV - Sin la línea Betania - Sur	Betania - seboruco: 160% Bote - Seboruco: 143% Sur: 0.89	Betania - seboruco: 127% Bote - Seboruco: 110% Sur: 0.92

Tabla 1-43 Comportamiento del sistema.

AÑO 2015				
Enlaces 115 kV	Amoya_Cucuana_Prado: Maxima generación Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: abierto Prado - Tenay: abierto	Amoya_Cucuana_Prado: Maxima generación Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: cerrado Prado - Tenay: cerrado	Amoya_Cucuana: Mínima Prado despachado normal Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: abierto Prado - Tenay: abierto	Amoya_Cucuana: Mínima Prado despachado normal Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: cerrado Prado - Tenay: cerrado
C.N.O	TR Mirolindo 220/115 kV: 49% TR Betania: 45% Tuluni: 1 p.u. Natagaima - Prado: 60% Tuluni - Amoya: 82%	TR Mirolindo 220/115 kV: 47% TR Betania: 40% Tuluni: 1 p.u. Natagaima - Prado: 60% Tuluni - Amoya: 82%	66% TR Betania: 45% Tuluni: 0.93 p.u. Natagaima - Prado: 22% Betania - Seboruco: 54%	TR Mirolindo 220/115 kV: 65% TR Betania: 54% Tuluni: 0.94 p.u. Betania - Seboruco: 66%
N-1 TR Mirolindo 220/115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 79% TR Betania: 45% Tuluni: 1 p.u. Natagaima - Prado: 60% Tuluni - Amoya: 82%	TR Mirolindo 220/115 kV: 76% TR Betania: 40% Tuluni: 1 p.u. Natagaima - Prado: 44% Tuluni - Amoya: 82%	TR Mirolindo 220/115 kV: 110% TR Betania: 45% Tuluni: 0.92 p.u. Natagaima - Prado: 22%	TR Mirolindo 220/115 kV: 107% TR Betania: 55% Tuluni: 0.93 p.u. Natagaima - Prado: 10% Betania - Seboruco: 68%
N-1 Mirolindo - Diamante 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 37% TR Betania: 45% Tuluni: 1 p.u. Diacemento: 0.86 Lancero: 0.87	TR Mirolindo 220/115 kV: 35% TR Betania: 44% Tuluni: 1 p.u. Diacemento: 0.86 Lancero: 0.88	TR Betania: 45% Natagaima - Prado: 25% Bajas tensiones en Prado, Flandes y Lancero	TR Betania: 60% Natagaima - Prado: 25% Bajas tensiones en Flandes y Lancero
N-1 Betania - Sur 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 49% TR Betania: 46% Tuluni: 1 p.u. Betania - Seboruco: 88% Betania - Bote: 72%	TR Mirolindo 220/115 kV: 49% TR Betania: 40% Tuluni: 1 p.u. Betania - Seboruco: 74% Betania - Bote: 58%	66% TR Betania: 45% Tuluni: 0.93 p.u. Betania - Bote: 72% Betania - Seboruco: 87%	TR Mirolindo 220/115 kV: 65% TR Betania: 53% Tuluni: 0.93 p.u. Betania - Bote: 102% Betania - Seboruco: 84%

Tabla 1-44 Comportamiento del sistema.

AÑO 2017		
Enlaces 115 kV	Amoya_Cucuana: Mínima Prado despachado normal Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: abierto Prado - Tenay: abierto	Amoya_Cucuana: Mínima Prado despachado normal Cajamarca - Regivit: cerrado Prado - Bote: cerrado Prado - Tenay: cerrado
C.N.O	TR Mirolindo 220/115 kV: 77% TR Betania: 49% Tuluni: 0.92 p.u. Betania - seboruco: 60%	TR Mirolindo 220/115 kV: 74% TR Betania: 58% Tuluni: 0.92 p.u. Betania - seboruco: 72%
N-1 TR Mirolindo 220/115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 127% TR Betania: 50% Tuluni: 0.90 p.u. Betania - seboruco: 60%	TR Mirolindo 220/115 kV: 121% TR Betania: 60% Tuluni: 0.92 p.u. Betania - seboruco: 74%
N-1 Mirolindo - Diamante 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 56% TR Betania: 50% Tuluni: 0.78 p.u. Bajas tensiones Lancero y Flandes Betania - seboruco: 60%	TR Mirolindo 220/115 kV: 56% TR Betania: 63% Tuluni: 0.88 p.u. Bajas tensiones Lancero y Flandes Betania - Seboruco: 80%
N-1 Betania - Sur 115 kV	TR Mirolindo 220/115 kV: 77% TR Betania: 50% Tuluni: 0.92 p.u. Betania - Seboruco: 97% Bote - Seboruco: 78%	TR Mirolindo 220/115 kV: 74% TR Betania: 50% Tuluni: 0.92 p.u. Betania - Seboruco: 110% Bote - Seboruco: 92%

Tabla 1-45 Comportamiento del sistema.

De las tablas anteriores se puede concluir:

- La contingencia del transformador Mirolindo 230/115 kV – 150 MVA, ocasiona una cargabilidad superior al 100 % en el banco paralelo que queda en operación. Lo anterior se constituye en una violación a partir del año 2017. De igual forma, la pérdida del enlace Mirolindo – Diamante 115 kV genera bajas tensiones en varias subestaciones del STR.

- Sin la línea Betania – Sur 115 kV, la contingencia de la línea Betania – Bote ocasiona violaciones por sobrecargas y bajas tensiones en el Huila.
- Así mismo, ante contingencia de la línea Betania – Sur 115 kV, la línea Betania - Seboruco presenta una cargabilidad del 83 %. Lo anterior considerando abiertos los enlaces Prado – Tenay y Prado – Natagaima.
- Para el año 2015, la entrada de las nuevas centrales Amoyá y Cucuana (máxima generación), ayudan a descargar los transformadores de conexión de la subestación Miro lindo.
- La contingencias sencillas, Altamira 230/115 kV y Altamira – Florencia 115 kV, ocasiona desatención de demanda en el área del Caquetá.

Conclusiones

- Es necesario aumentar la capacidad de transporte de las líneas a nivel de 115 kV Tuluní – Natagaima – Prado – El Bote, con el fin de evitar “atrapamientos” de la generación ante contingencias sencillas.
- Se reitera una vez más al Operador de Red normalizar la conexión tipo “T” en Natagaima, y estudiar la manera optima de aumentar la capacidad de transformación en el área.
- En el largo plazo es necesario que el OR Electrohuila solucione el problema de cargabilidad de la línea Betania – Seboruco ante contingencia de la línea Betania – Sur 115 kV.
- Se reitera al OR Electrocaquetá establecer una solución estructural y de largo plazo, en relación a los problemas de confiabilidad en el área (contingencias sencillas ocasionan desatención de demanda).

1.6 ANÁLISIS DEL STN

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

Específicamente esta sección se centra en la conexión de la planta Termocol, el incremento del límite de importación al área Bolívar, el cambio de configuración en la subestación Caño Limón, la normalización de la conexión tipo “T” en Malena, los análisis complementarios asociados a la conexión de la primera y segunda fase de Ituango, el impacto para el STN de la conexión de nuevas de cargas de naturaleza industrial, los estudios de cortocircuito y la descripción de la metodología de evaluación del impacto de salida de subestaciones. Esto último con el objetivo de establecer cuáles de ellas serían objeto de cambio de configuración.

1.6.1 Conexión central de generación Termocol

Antecedentes

- El Ministerio de Minas y Energía, mediante la resolución 180946 de junio de 2009, adoptó el *“Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2009 – 2023”*, el cual recomendó el cambio de configuración de la subestación Santa Marta de anillo a interruptor y medio. Lo anterior con el fin de mejorar su confiabilidad, normalizar las actuales conexiones en dicha subestación y permitir la conexión de nuevos usuarios, entre ellos, la central de generación Termocol.
- En noviembre del año 2009, la UPME emitió concepto aprobatorio para la conexión de Termocol a la subestación Santa Marta 220 kV. La capacidad aprobada fue 208 MW.
- El 31 de diciembre del año 2009, posterior al concepto emitido por la Unidad, el grupo Poliobras presentó un nuevo estudio para la conexión del proyecto. Adicionalmente, se señalaron las dificultades asociadas a la construcción de la línea Termocol – Santa Marta 220 kV (el enlace iría sobre el mismo corredor del proyecto vial “Ruta del Sol”).
- En virtud de lo anterior y una vez realizados los análisis eléctricos correspondientes, se encontró que la alternativa propuesta, reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV, no cumplía en aquel entonces con la reglamentación vigente. En consecuencia, la UPME conceptuó desfavorablemente sobre dicha solicitud, ratificando el concepto emitido en el mes de noviembre del año 2009.

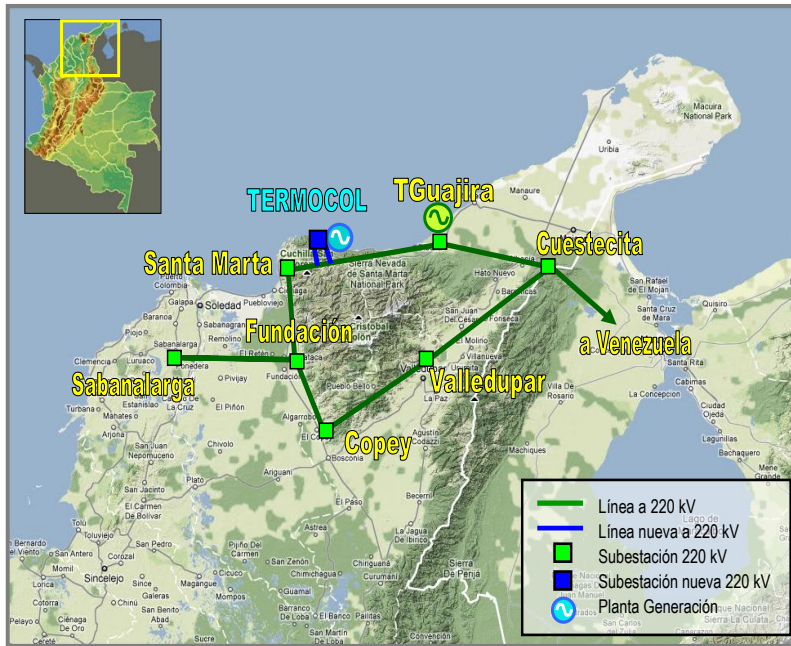
Así mismo, solicitó al Grupo Poliobras seguir las recomendaciones realizadas por la Gobernación del Magdalena, en el sentido de revisar la alternativa de comprar la franja del terreno necesaria para construir la línea Termocol – Santa Marta bajo el sistema de redes subterráneas.

- En el mes de diciembre de 2010, Poliobras manifestó estar procediendo con la conexión inicialmente aprobada por la Unidad, es decir, Termocol – Santa Marta 220 kV.
- En el mes de enero de 2011, la UPME recibió copia de la comunicación de la Gobernación del Magdalena, donde se manifestaba que la alternativa en principio sugerida por el ente territorial, en el sentido que el promotor del proyecto comprará la franja de terreno necesaria para construir la línea bajo el sistema de redes subterránea, no era viable. Lo anterior debido a la incertidumbre del proyecto vial “Ruta del Sol”.
- En febrero de 2011, la secretaria de Planeación de Santa Marta informó a Poliobras la imposibilidad de otorgar el permiso para el paso de la línea Termocol – Santa Marta 220 kV.
- Siendo consecuente con lo anterior, el promotor del proyecto radicó en el mes de marzo de 2011 el nuevo estudio de conexión. En la carta remisoría del estudio, Poliobras manifestaba estar en capacidad de llevar a cabo las inversiones necesarias para incorporar la planta al sistema sin la necesidad de una convocatoria pública (reconfiguración de la línea Guajira – Santa Marta 220 kV).

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

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

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME analizó una vez más la conexión del proyecto a través de la reconfiguración de una de las líneas Santa – Marta Guajira 220 kV (ver Gráfica 1-23).



Gráfica 1-23 Conexión de Termocol a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Guajira – Santa Marta 220 kV

Supuestos:

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

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

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

Comportamiento del Sistema sin considerar la conexión del proyecto

La Tabla 1-46 presenta el comportamiento del sistema bajo el escenario estudiado.

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

Tabla 1-46 Comportamiento del Sistema sin Termocol, considerando una importación de 150 MW por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

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

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

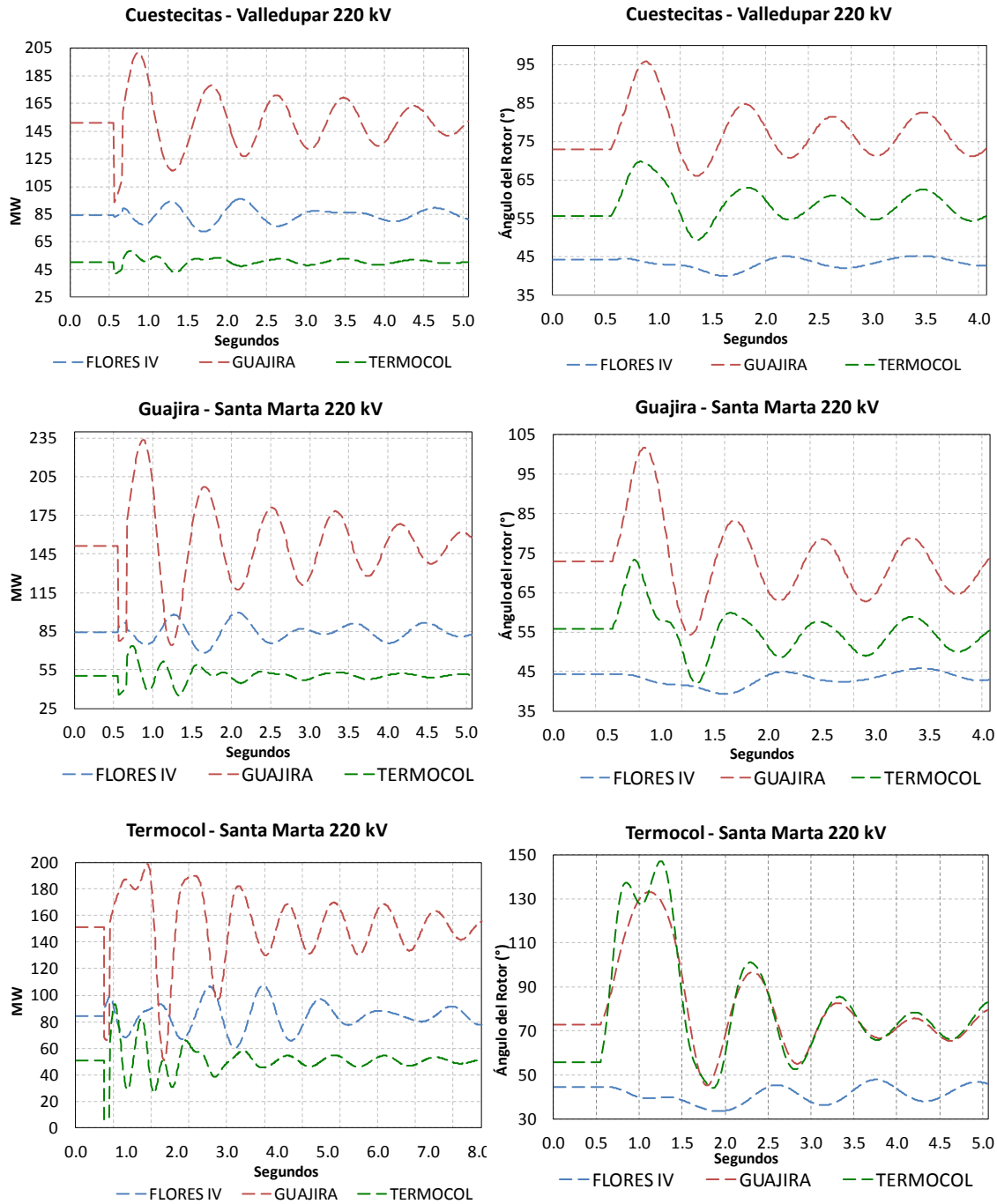
- Bajo el escenario de exportación estudiado en el área Caribe, especialmente en los periodos de demanda mínima, el flujo tiende a inyectarse hacia la subestación Copey. De esta forma los excedentes de potencia activa que no se consumen internamente, viajan por la red de 500 kV hacia el interior del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

En la Tabla 1-47 se presenta el comportamiento del sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, considerando máximo despacho en el área.

Topología	ESCENARIO TÉRMICO, MÁXIMO DESPACHO EN TERMOGUAJIRA Y TERMOCOL (SIN IMPORTACIONES DESDE VENEZUELA)		
	2012	2014	2017
	Demanda mínima	Demanda mínima	Demanda mínima
Condiciones normales de operación	SMARTA - TERMOCOL: 93.24% COPEY - FUNDACIÓN: 53.29%	SMARTA - TERMOCOL: 94.78% COPEY - FUNDACIÓN: 57.9%	SMARTA - TERMOCOL: 95.06% COPEY - FUNDACIÓN: 59.7%
N -1 SANTA MARTA - GUAJIRA 220 kV	SMARTA - TERMOCOL: 114.7% COPEY - FUNDACIÓN: 48.9%	SMARTA - TERMOCOL: 116% COPEY - FUNDACIÓN: 52.86%	SMARTA - TERMOCOL: 115.8.3% COPEY - FUNDACIÓN: 54.7%
N-1 TERMOCOL- SANTA MARTA 220 kV	CUESTECITAS - V/DUPAR: 72.1% SMARTA - GUAJIRA: 98.7%	CUESTECITAS - V/DUPAR: 77.7% SMARTA - GUAJIRA: 100.9%	CUESTECITAS - V/DUPAR: 76.2% SMARTA - GUAJIRA: 100.9%
N -1 CUESTECITAS- VALLEDUPAR 220 kV	SMARTA - TERMOCOL: 114.7% COPEY - FUNDACIÓN: 84.65%	SMARTA - TERMOCOL: 118.3% COPEY - FUNDACIÓN: 91.61%	SMARTA - TERMOCOL: 117.1% COPEY - FUNDACIÓN: 91.99%

Tabla 1-47 Comportamiento del Sistema con Termocol, sin importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

- No se presentan violaciones por sobrecarga en el sistema bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Sin embargo, se observa un elevado nivel de carga en el enlace Termocol – Santa Marta 220 kV, como también una cargabilidad cercana al límite en esta misma línea cuando falla Santa Marta – Guajira 220 kV. Otros eventos que congestionan la red, son la pérdida de los enlaces Cuestecitas – Valledupar y Termocol – Santa Marta.
- Desde el punto de vista transitorio, se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales variables de las máquinas del área GCM. La Gráfica 1-24 evidencia dicho comportamiento.



Gráfica 1-24 Análisis de estabilidad transitoria asociados a la conexión de Termocol. Año 2017

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

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

En la Tabla 1-48 se presenta el comportamiento del Sistema en demanda mínima, considerando máximo despacho en Termocol y Termoguajira, como también una importación de 150 MW por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.

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

Tabla 1-48 Comportamiento del Sistema con Termocol, considerando importaciones desde Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

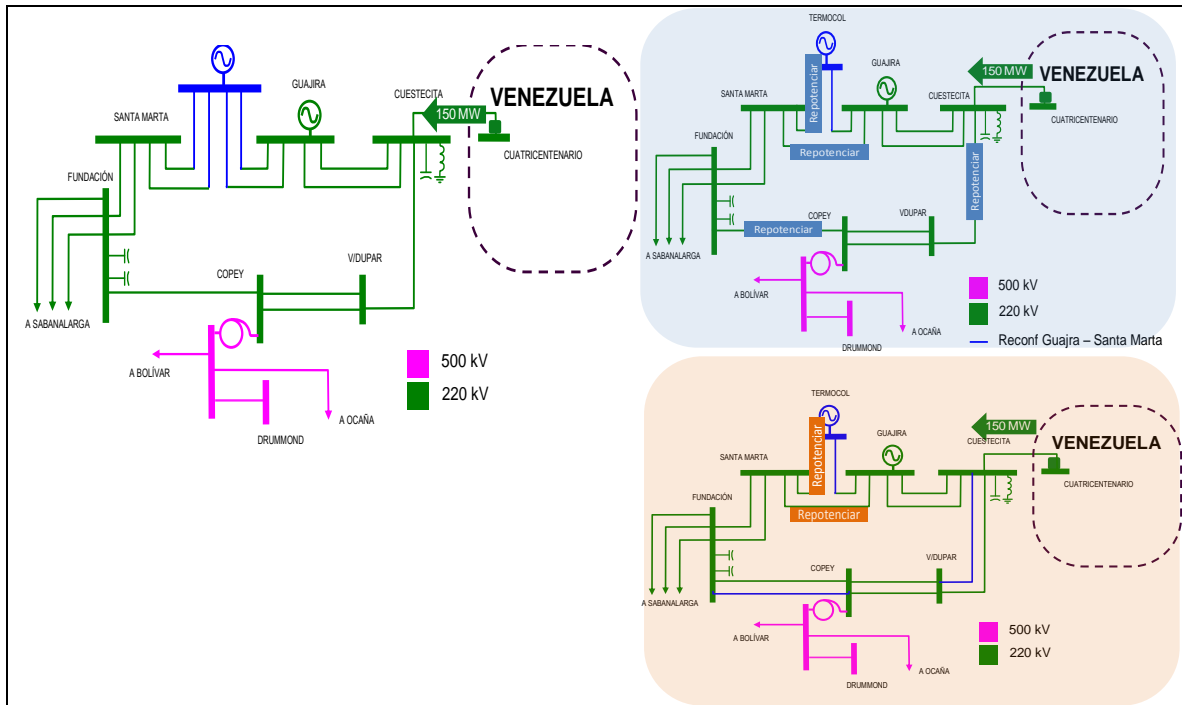
- Bajo condiciones normales de operación, se presenta una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Termocol – Santa Marta 220 kV. Con estas condiciones, dicha línea soporta todo el despacho de Termocol y parte de la energía proveniente desde la Guajira y Venezuela.
- Desde el punto de vista de seguridad, las contingencias sencillas de las líneas a nivel de 220 kV, Guajira – Santa Marta, Termocol – Santa Marta y Cuestecitas – Valledupar, ocasiona violaciones por sobrecarga en las líneas Termocol – Santa Marta, Santa Marta – Guajira y Copey - Fundación, respectivamente.

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

En este sentido, a continuación se plantean algunas alternativas de refuerzo para mantener y/o aumentar el límite de importación desde Venezuela (Ver Gráfica 1-25).

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

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



Gráfica 1-25 Alternativas planteadas para aumentar y/o mantener el límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

Desempeño de las Alternativas

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

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

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

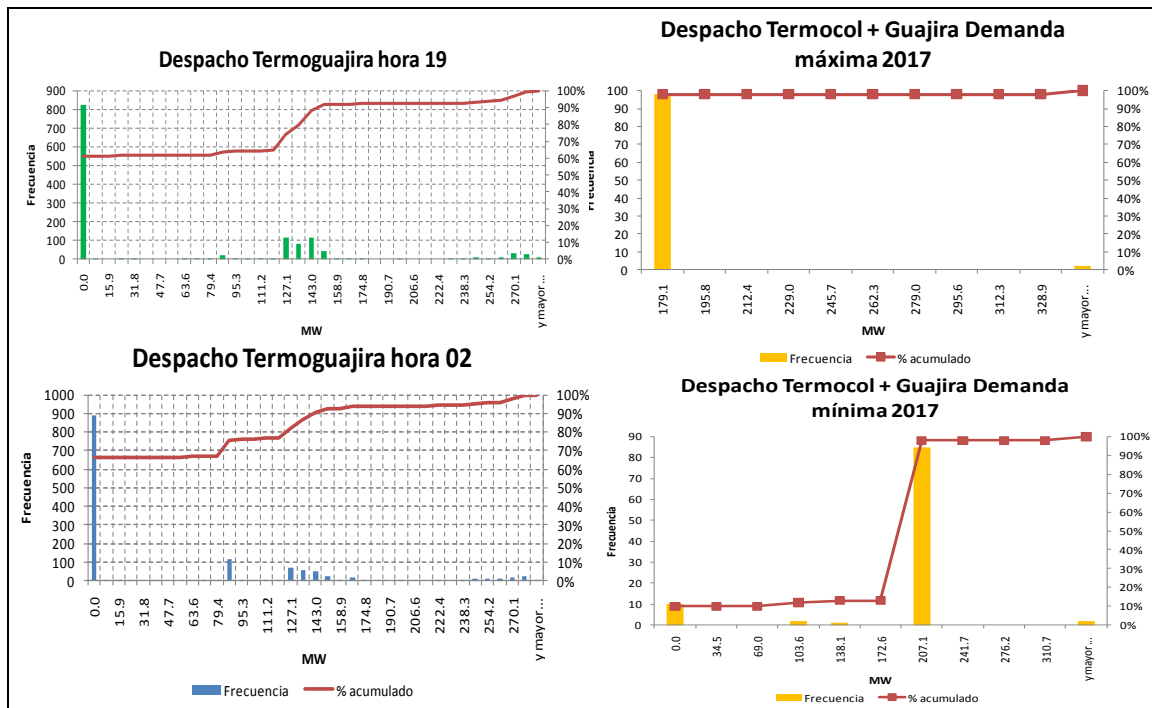
Evaluación Económica

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

de Termocol bajo esta alternativa, reduciría drásticamente el actual límite de importación.

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

Para calcular este valor, se utilizó la información histórica del despacho ideal y se realizó una simulación Energética con el MPODE (Ver Gráfica 1-26).

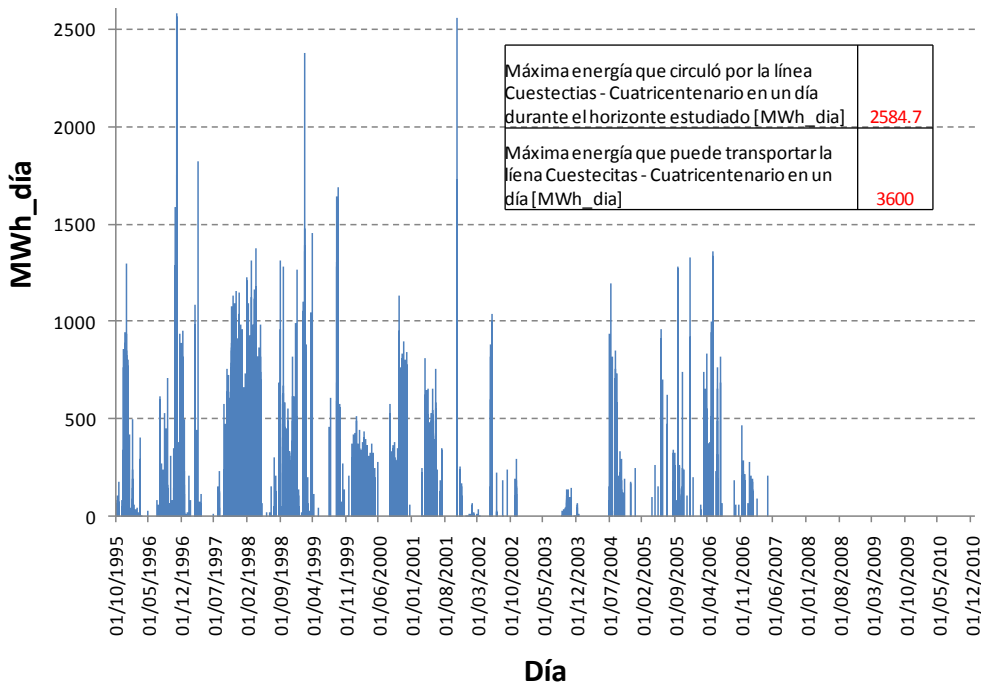


Gráfica 1-26 Histograma de la generación en el área GCM según información histórica del despacho y una simulación del MPODE

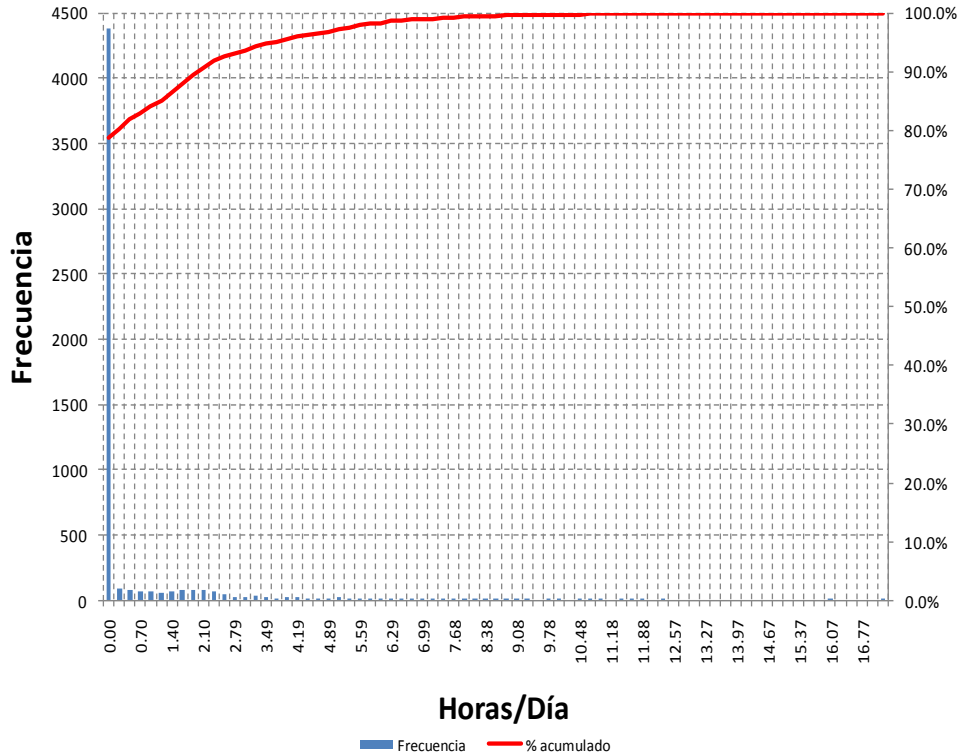
La probabilidad de tener en mérito máxima generación en Termocol y Termoguajira, es a lo sumo del 2 %. Lo anterior independientemente del periodo de demanda.

De la Gráfica 1-27 y la Gráfica 1-28 se puede obtener, en estado de importación, un indicador de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario. Primero se establece el número de horas de todo el registro histórico. Posteriormente, se calcula el número de horas en las cuales por el mencionado enlace se importó 150 MW, asumiendo que la energía diaria de intercambio circuló a una tasa de 150 MW/h. Finalmente, se realiza la división entre estos dos valores y se obtiene un porcentaje de utilización.

Otra manera alternativa de calcular este porcentaje de utilización, es ajustando los datos de la Gráfica 1-28 a una función de densidad de probabilidad. Subsecuentemente se calcula con un grado de confianza, el número de horas al día en las cuales transitaría por la línea 150 MW. Al final, se multiplica este valor por 365 días y se divide este subproducto por las 8,760 horas del año.



Gráfica 1-27 Importaciones diarias de energía por Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV



Gráfica 1-28 Horas al día en las cuales transitaría por la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 150 MW

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

La Tabla 1-49 presenta el cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas Cuatricentenario 220 kV y la Tabla 1-50 muestra la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.

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

Tabla 1-49 Cálculo del factor de utilización de la línea Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV

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

Tabla 1-50 Probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo

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

Es por todo lo anterior que la UPME en este momento no recomienda ninguna de las dos alternativas de reforzamiento del anillo a 220 kV. Siendo consecuentes con esta posición, la Tabla 1-51 presenta la relación Beneficio/Costo de la conexión de Termocol, según la metodología establecida por la Resolución UPME 0515 de 2008.

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

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

Tabla 1-51 Relación Beneficio / Costo de la conexión de Termocol 202 MW

Conclusiones

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

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

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

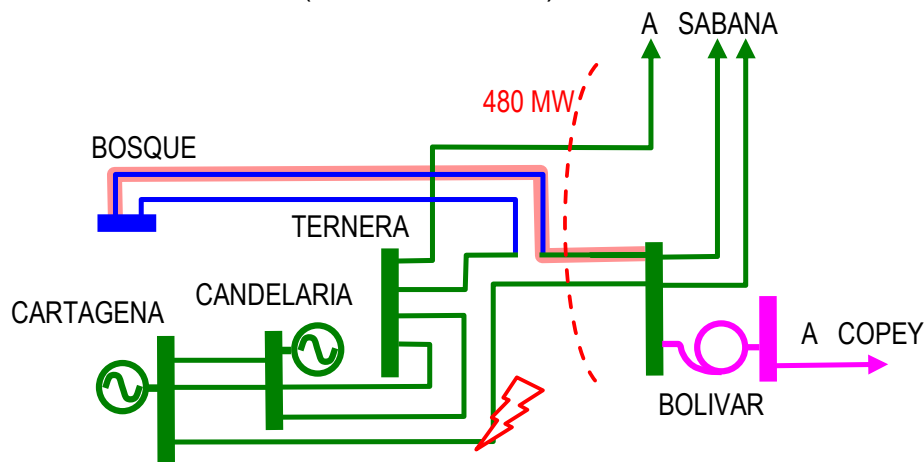
1.6.2 Incremento del límite de importación al área Bolívar

Problemática:

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

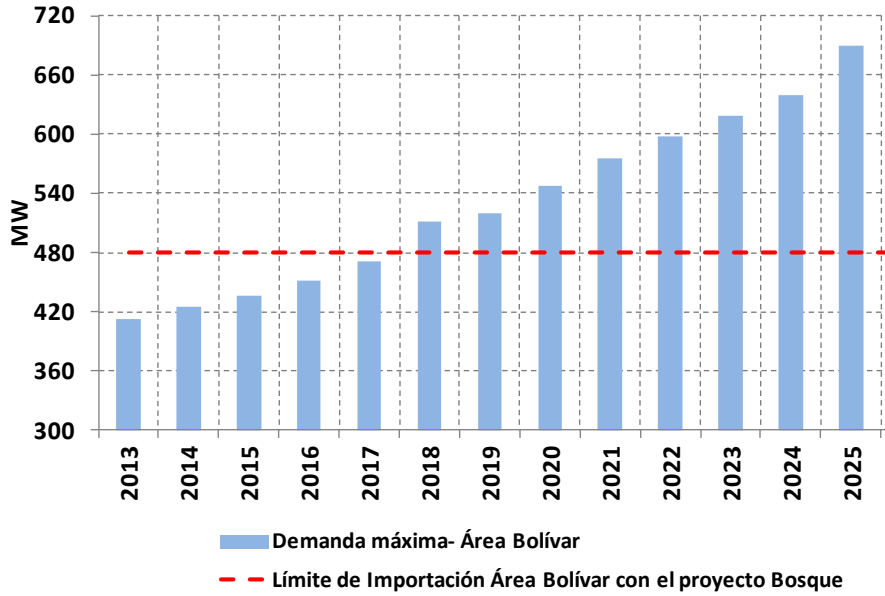
La contingencia que establece dicho límite es la pérdida del enlace Cartagena – Bolívar 220 kV. Bajo esta topología y sin considerar generación en las plantas Cartagena, Candelaria y Proeléctrica, se presenta una cargabilidad superior al 120 % en la línea Bolívar Bosque 220 kV.

En este sentido, se prevé en el mediano plazo la programación de generación de seguridad, cuando se tengan escenarios de despacho que impliquen flujos de potencia superiores a 480 MW por los elementos asociados al “corte”, es decir, las líneas Bolívar – Cartagena 220 kV, Bolívar – Bosque 220 kV y Sabana – Ternera 220 kV (Ver Gráfica 1-29).

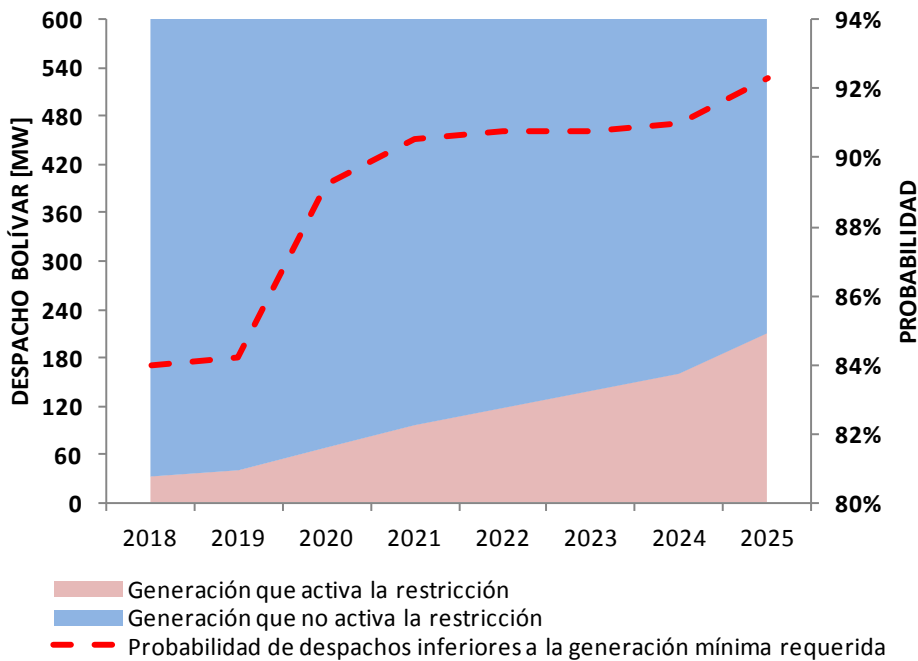


Gráfica 1-29 Enlaces asociados al límite de importación

La Gráfica 1-30 presenta la demanda máxima esperada en el área Bolívar y su límite de importación. La Gráfica 1-31 indica la generación en el área Bolívar que activa la restricción, junto con su probabilidad de ocurrencia.



Gráfica 1-30 Demanda máxima en el área Bolívar



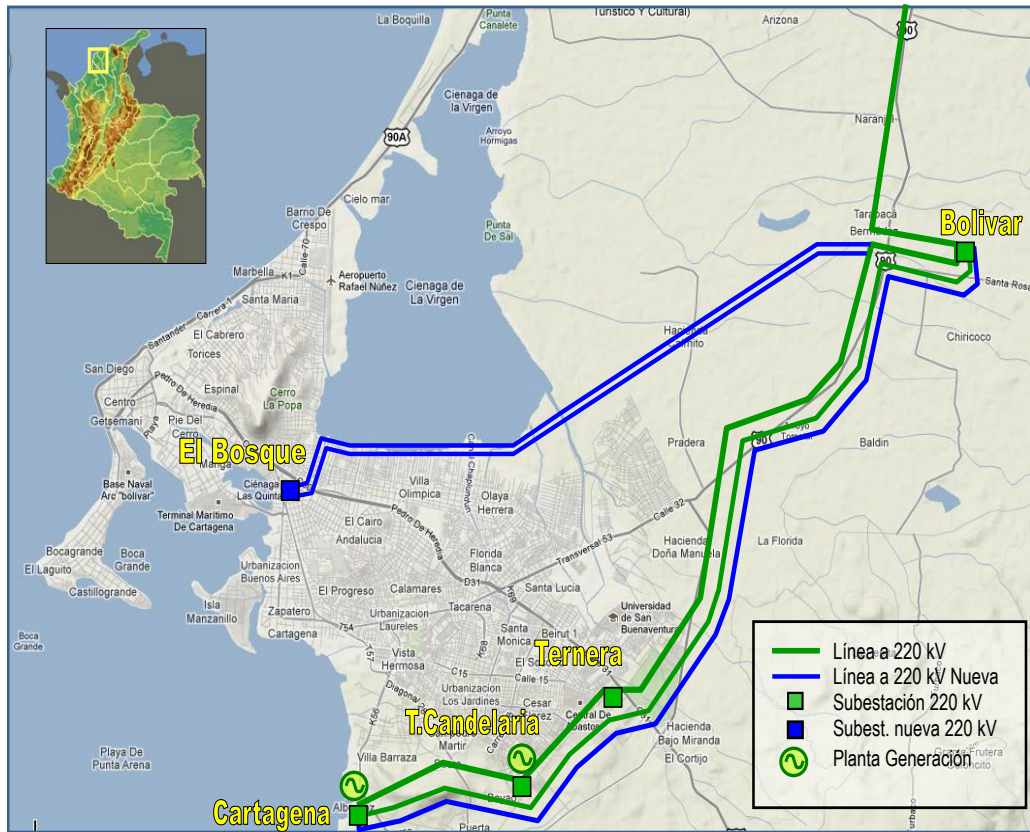
Gráfica 1-31 Generación que activa la restricción y su probabilidad de ocurrencia

Alternativas:

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

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

El segundo circuito Cartagena – Bolívar además de representar una solución a los problemas identificados, permite la correcta evacuación del despacho. Lo anterior si materialicen las expansiones en generación previstas (Ver Gráfica 1-32).



Gráfica 1-32 Ubicación geográfica del circuito Cartagena – Bolívar 220 kV

Evaluación Económica

Beneficios

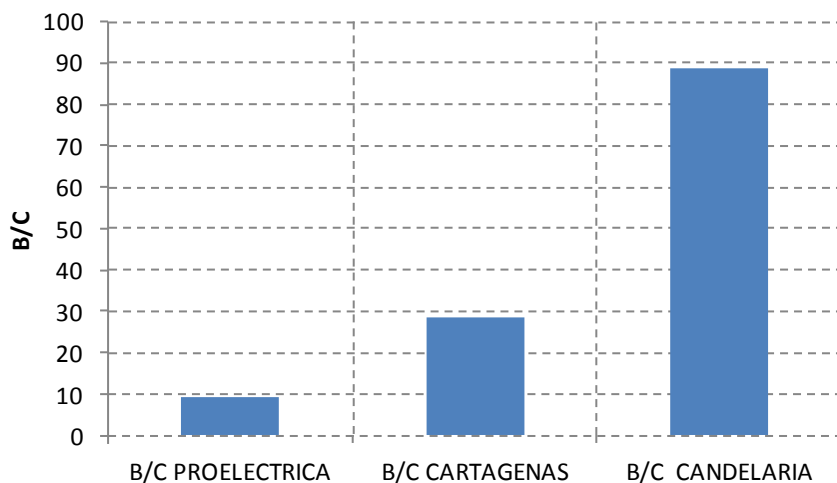
- Dependiendo del despacho económico y su probabilidad de ocurrencia, eliminación de restricciones en el STN por la programación de generación de seguridad.

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

Costos

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

La Gráfica 1-33 presenta la relación Beneficio / Costo de la evaluación. Se calculó de varias maneras, asumiendo tres valores diferentes de reconciliación positiva en función de la planta que es llamada a generar fuera de mérito.



Gráfica 1-33 Relación Beneficio/Costo del proyecto

Conclusiones

- La relación Beneficio/Costo del segundo circuito Cartagena – Bolívar 220 kV es superior a 1. En consecuencia, la UPME lo recomienda para que este en operación a partir del año 2016.
- Es muy probable en el largo plazo tener fuera de mérito el despacho requerido, es decir, se ocasionarían restricciones en el sistema casi de manera permanente de no contar con esta expansión. Esto se debe a la naturaleza hidráulica del actual y futuro parque de generación.

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

1.6.3 Metodología de Evaluación del impacto de salida de subestaciones

Antecedentes:

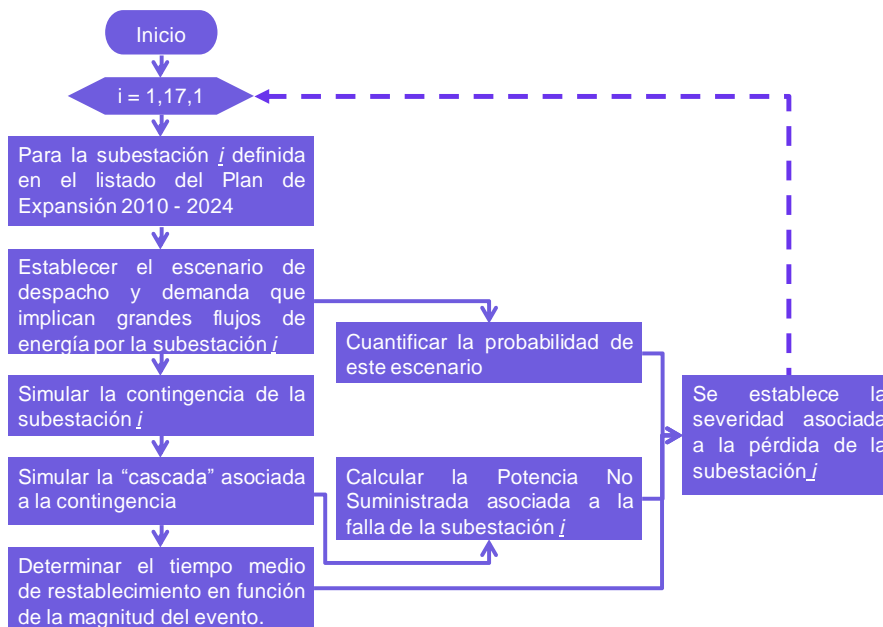
- En el Plan de Expansión de Referencia 2010 – 2024 se estableció un listado de subestaciones del STN, las cuales podrían estar sujetas a un cambio de configuración en su barraje. Lo anterior con el objetivo de mejorar la confiabilidad y seguridad del Sistema.
- Para determinar la viabilidad técnica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

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

Descripción:

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

En este sentido, se establece dicha severidad en función de la demanda dejada de suministrar, cuando una subestación redistribuye grandes flujos de potencia y se presenta la contingencia. La Gráfica 1-34 presenta la metodología.



Gráfica 1-34 Metodología de evaluación

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

En el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo del mes de junio, XM presentó la aplicación de la metodología a un caso piloto. La valoración de la severidad para cada una de las subestaciones del Plan será presentada en el último IPOELP del año en curso (2011).

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

1.6.4 Cambio de configuración en la subestación Caño Limón y obras

Problemática:

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

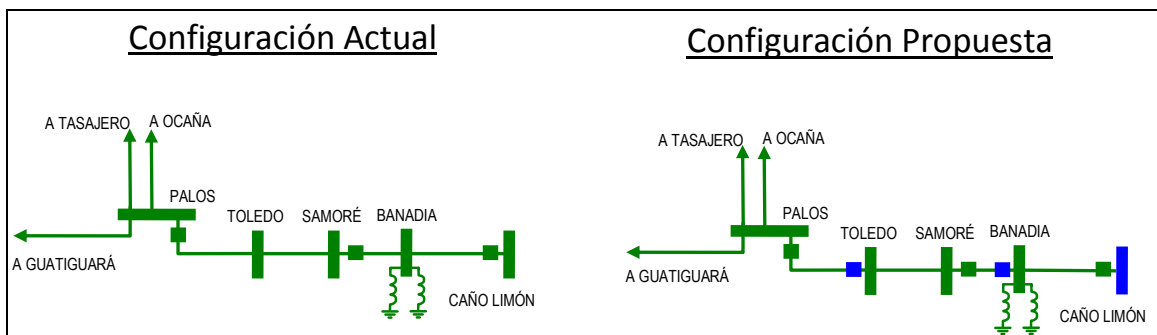
Es claro que bajo esta situación, no es posible el aislamiento de fallas de una manera selectiva frente a eventos de corta duración, como son las descargas atmosféricas. Así mismo, tampoco es factible realizar aislamientos de tramos de circuitos mediante el despeje de fallas con el uso de re-cierres.

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

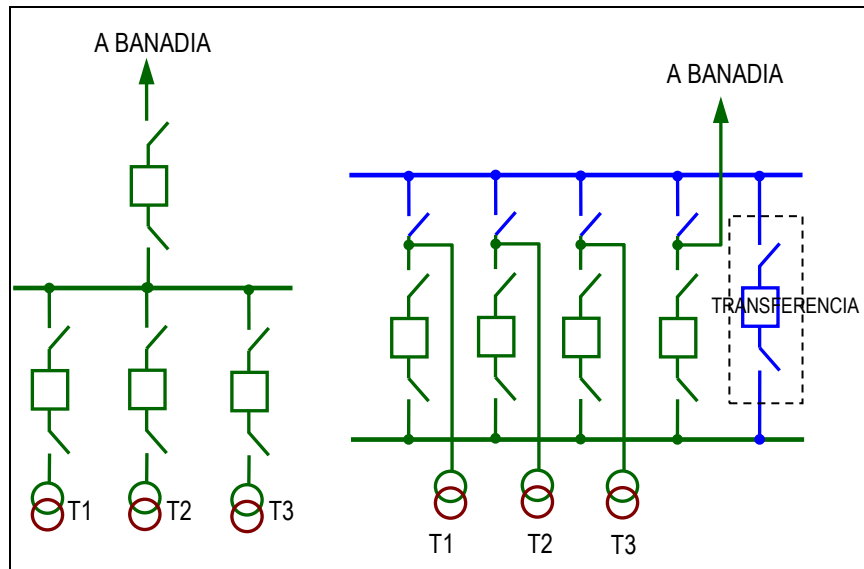
Todo lo anterior va en detrimento de los usuarios que dependen de esta infraestructura.

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

La Gráfica 1-35 y la Gráfica 1-36 presentan de una manera esquemática la actual situación y la propuesta de normalización.



Gráfica 1-35 Normalización del corredor existente

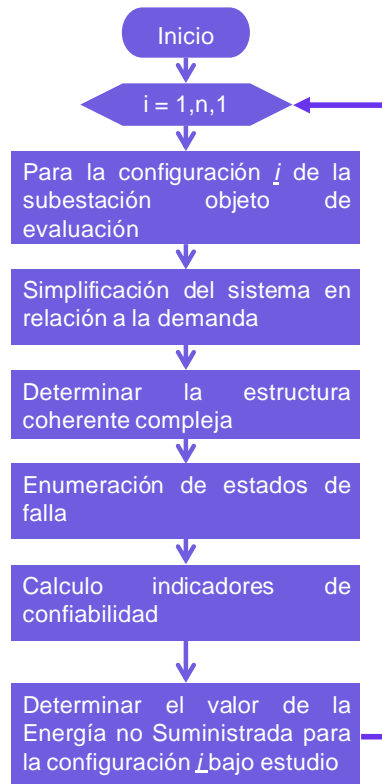


Gráfica 1-36 Configuración actual y propuesta para la subestación Caño Limón 230 kV

Metodología de valoración de la confiabilidad en una subestación

Si bien anteriormente se presentó la metodología de evaluación del impacto de salida de subestaciones, en el caso particular de Caño Limón no es conveniente aplicarla, dado que la misma, por su ubicación en el sistema y la demanda que atiende, no se ajusta a la descripción presentada en el numeral 1.6.3; es decir, subestaciones que direccionan grandes flujos de energía y redistribuyen la potencia ante contingencia.

En este sentido, antes de presentar los resultados encontrados, a continuación se describe una manera alternativa de valorar la confiabilidad en el suministro de una subestación. La metodología se presenta en la Gráfica 1-37.



Gráfica 1-37 Metodología de evaluación

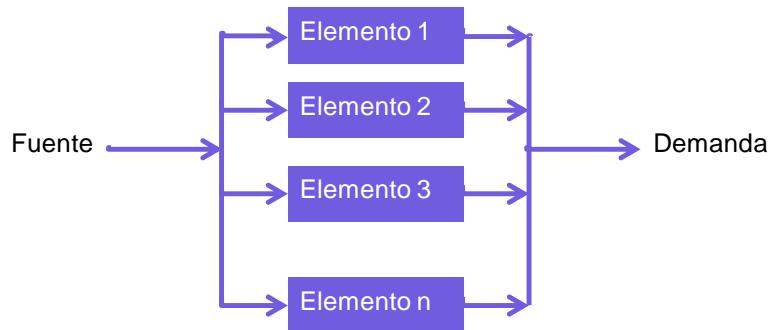
- En primera instancia se definen las configuraciones objeto de estudio. En el caso particular de Caño Limón se analizaron dos (2). La actual, es decir barra sencilla y la propuesta, barra principal y transferencia.
- Posteriormente, con el fin de atender adecuadamente a todos los usuarios, se realiza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

Estructuras en serie: Un sistema funciona si y solo si todos sus componentes están en operación. Así mismo, si uno de sus elementos falla, el sistema falla (Ver Gráfica 1-38).



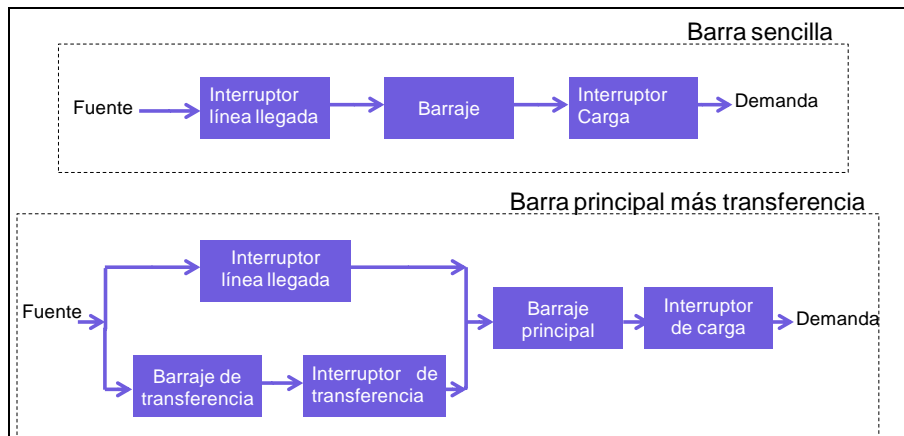
Gráfica 1-38 Estructura en Serie

Estructuras en paralelo: Un sistema funciona si cualquiera de sus componentes está en operación. Así mismo, si uno de sus elementos falla, el sistema sigue en operación (ver Gráfica 1-39).



Gráfica 1-39 Estructura en Paralelo

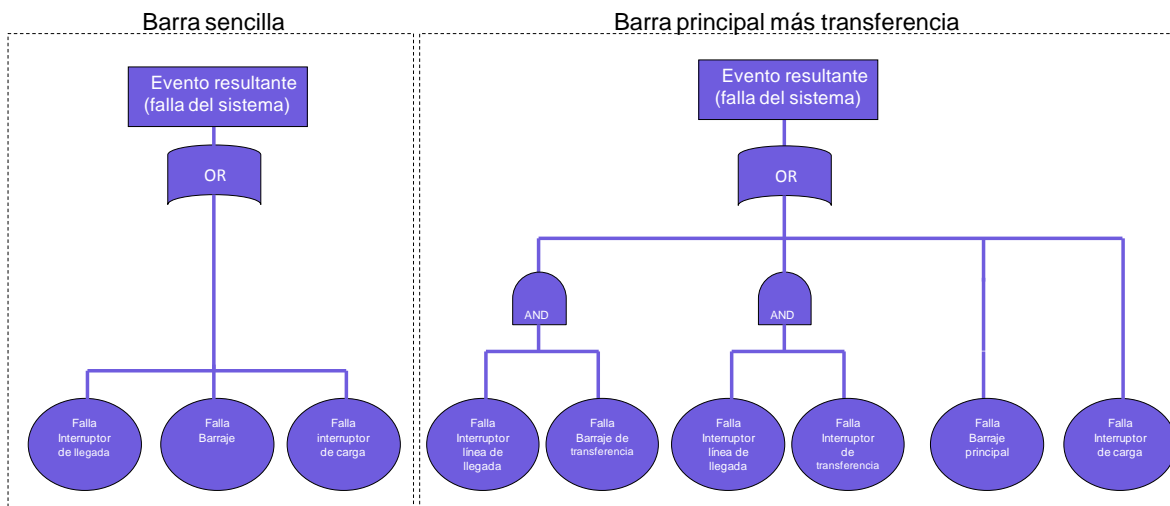
En el caso particular de Caño Limón, las estructuras coherentes asociadas a la configuración actual y propuesta son las siguientes (Ver Gráfica 1-40):



Gráfica 1-40 Estructuras coherentes para la configuración actual y propuesta

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

En la Gráfica 1-41 se presentan los eventos de falla que ocasionan desatención de demanda, según la configuración de la subestación. Vale la pena mencionar que existen muchos escenarios de contingencia que generan Energía No Suministrada, sin embargo, los mismos se consideran redundantes y no aportan a la valoración de la confiabilidad.



Gráfica 1-41 Arboles de falla según la configuración de la subestación en estudio

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

Evaluación Económica

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

Beneficios

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

Costos

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

Resultados

En la Tabla 1-52 se presenta los índices de indisponibilidad de la subestación Caño Limón, según su configuración. La Tabla 1-53 presenta la Energía No suministrada anual, con y sin proyecto.

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

Tabla 1-52 Indisponibilidad Esperada según configuración

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

Tabla 1-53 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones

Conclusiones

- El proyecto en su conjunto presenta una relación Beneficio / Costo superior a 1. En consecuencia, la UPME recomienda que este en operación en el año 2014.
- Se pudo establecer la viabilidad técnica y económica de la instalación de una bahía de línea en la subestación Toledo (hacia Samoré). Con este nuevo elemento se reduce considerablemente la Energía No Suministrada cuando falla el tramo de línea Toledo – Samoré 230 kV.
- Respecto a la bahía de línea en Banadia (hacia Samoré), si bien bajo las diferentes contingencias este nuevo elemento no representa mayor beneficio para la demanda, no se puede desconocer que este activo permite tener mayor selectividad en el aislamiento de una falla. Adicionalmente, ante eventos fugaces en el tramo Banadia - Samoré, permite el re-cierre del circuito, reduciendo los tiempos de indisponibilidad.

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

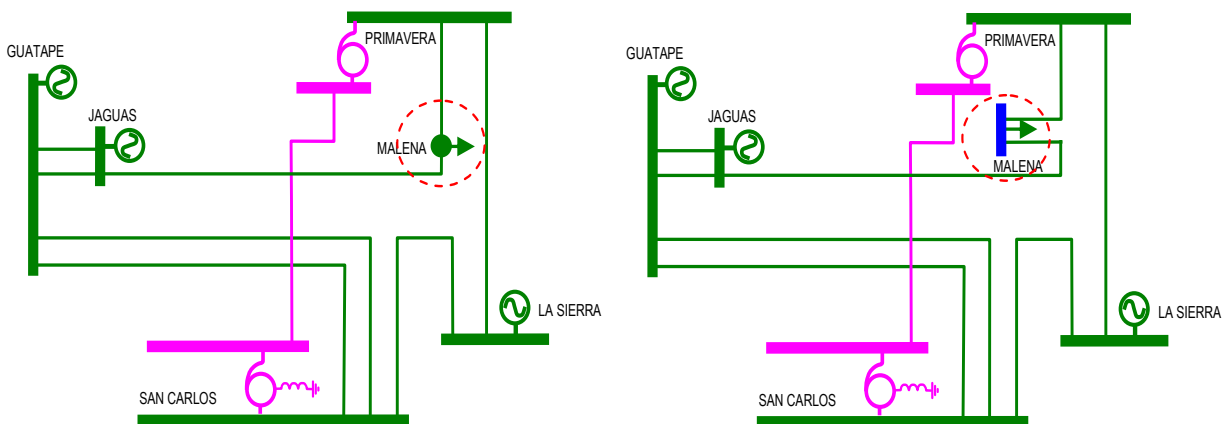
1.6.5 Nueva subestación Malena 230 kV

Problemática:

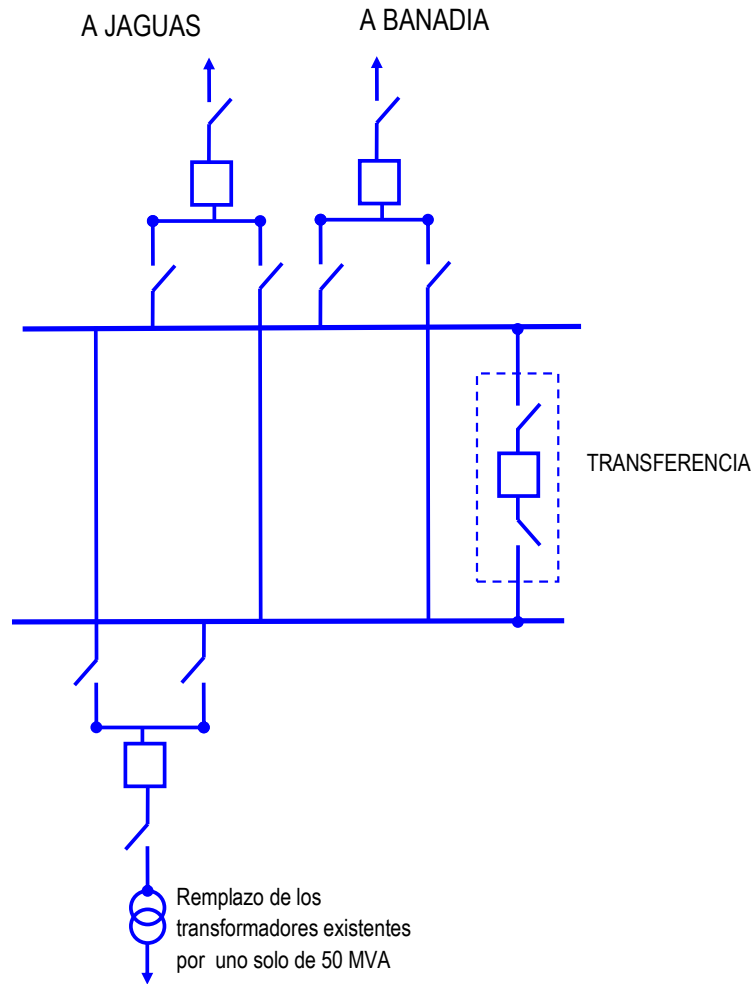
- Hoy en día se presenta una conexión tipo “T” en la línea Jaguas – Primavera 230 kV (Transformador 230/44 kV-20 MVA). Bajo esta topología, la confiabilidad de esta demanda está supeditada a la mencionada línea.
- Debido al crecimiento de la demanda en este punto del sistema, se aprobó temporalmente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

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

La Gráfica 1-42 y la Gráfica 1-43 presentan de una manera esquemática la actual situación y la propuesta de normalización.



Gráfica 1-42 Normalización de la conexión en tipo “T”

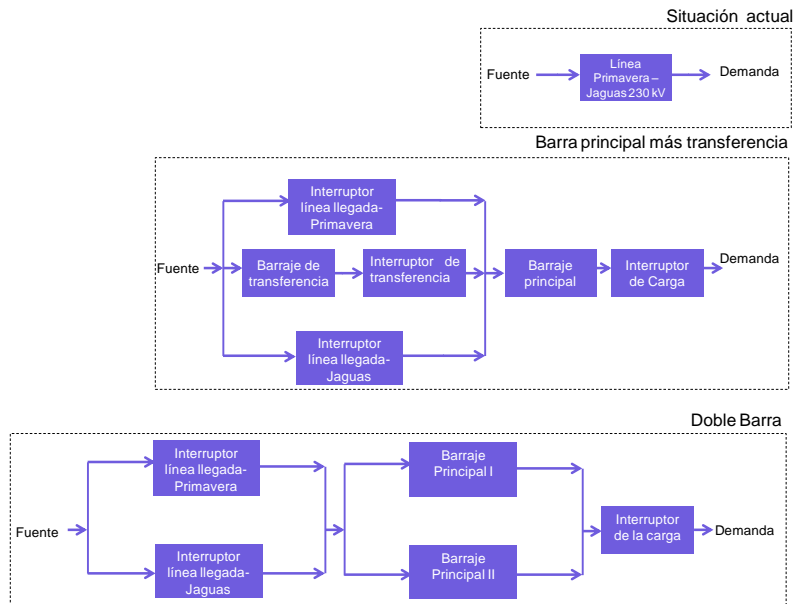


Gráfica 1-43 Configuración propuesta para la nueva subestación Malena 230 kV

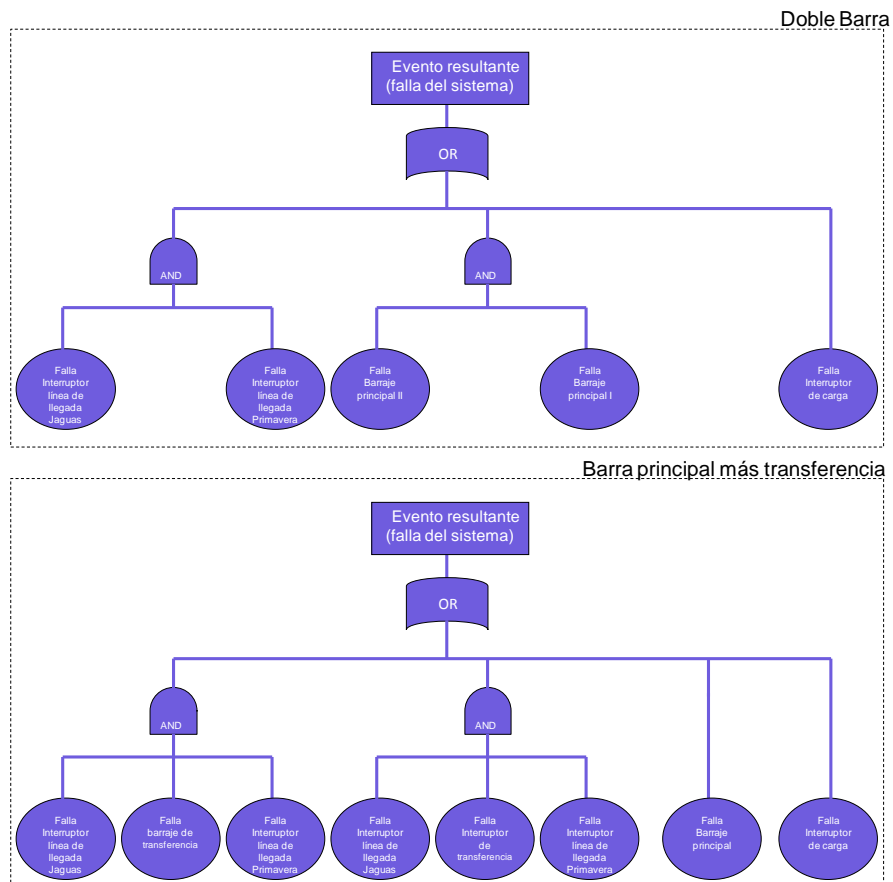
Al igual que en el análisis anterior, se evalúa la confiabilidad con la metodología expuesta.

En la Gráfica 1-44 se presenta la estructura coherente asociada a la situación actual y la propuesta de normalización, es decir, la nueva subestación Malena 230 kV. Lo anterior para diferentes configuraciones.

La Gráfica 1-45 presenta los arboles de falla según la configuración de la subestación en estudio.



Gráfica 1-44 Estructuras coherentes para la situación actual y las configuraciones propuestas



Gráfica 1-45 Árboles de Falla de la configuración actual y las configuraciones propuestas

Evaluación Económica

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

Beneficios

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

Costos

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

Resultados

En la Tabla 1-54 se presentan los índices de indisponibilidad de la situación actual (línea Primavera - Jaguas) y la propuesta de normalización, es decir, la nueva subestación Malena 230 kV en configuración doble barra.

La Tabla 1-55 presenta la Energía No suministrada anual, con y sin proyecto.

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

Tabla 1-54 Indisponibilidad Esperada

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

Tabla 1-55 Relación Beneficio / Costo del cambio de configuración y la normalización de algunas conexiones

Conclusiones

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

1.6.6 Conexión central de generación Ituango

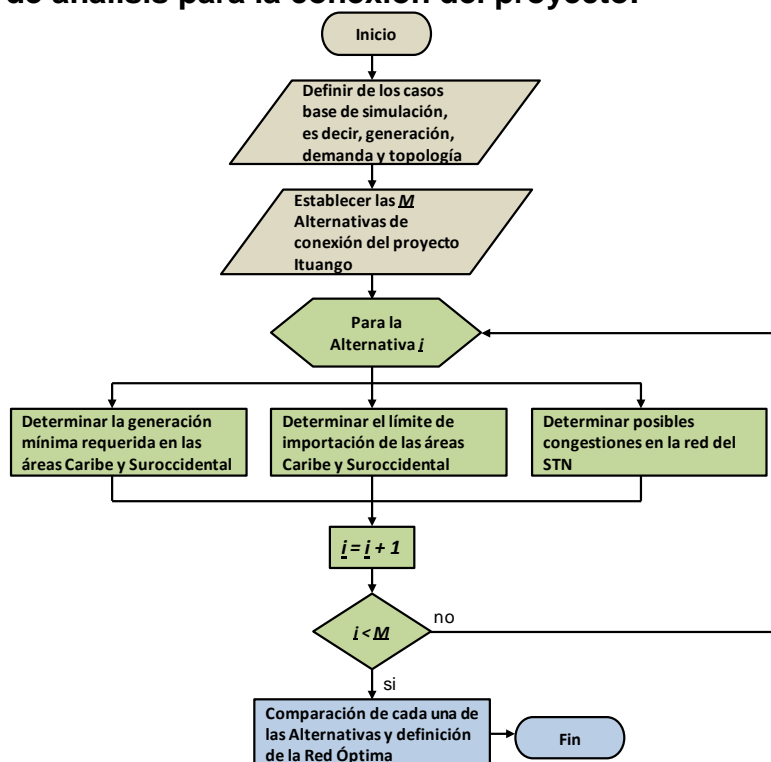
Antecedentes

- Este proyecto de naturaleza hidráulica, se encuentra localizado en el norte del departamento de Antioquia, a 171 Km de la ciudad de Medellín en jurisdicción de los municipios de Ituango y Briceño, ocho (8) Km aguas abajo del puente Pescadero sobre el río Cauca.
- En junio de 2008, la sociedad Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A. E.S.P. fue habilitada para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad. Así mismo, fue mercedora de una obligación de Energía en Firme de 1085 GWh/año, cuyo periodo de vigencia iniciará a partir del 1 de diciembre del año 2018.
- En febrero de 2010, la promotora Ituango informó a la UPME las fechas de entrada en operación comercial de las ocho (8) unidades que conforman el proyecto. Teniendo en cuenta dicha información, se espera para diciembre del año 2018 disponer de una capacidad instalada de 1200 MW, y en enero del año 2020, 2400 MW.

Supuestos:

- Se estudia el comportamiento del Sistema en los años 2017, 2019, 2020 y 2025.
- Se considera una capacidad instalada de 2400 MW desde el año inicial de estudio. Si bien es cierto que toda esta potencia estará disponible solamente a partir del año 2020, es muy probable que en el área se materialicen similares potenciales de generación. Lo anterior con base en la información contenida en el registro de proyectos de la Unidad y los resultados de la reciente subasta del cargo por confiabilidad.
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Se contemplan diferentes escenarios de despacho en las áreas Antioquia, Caribe, Oriental, Suroccidental y Nordeste.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación de 250 MW con Ecuador. En relación a Panamá, se consideraron 300 MW en el periodo 2014 – 2018, y en adelante, 600 MW.
- Se tuvo en cuenta una compensación capacitiva de 40 MVAR en el área GCM, distribuida entre las subestaciones Codazi, La Jagua, La Loma y El Banco.

Metodología de análisis para la conexión del proyecto:



Gráfica 1-46 Metodología de Evaluación

En la Gráfica 1-46 se presenta la metodología empleada para la evaluación de la conexión de Ituango. En primera instancia se establecen los escenarios topológicos, de despacho y demanda a estudiar.

Posteriormente se definen las opciones de conexión del proyecto. En este caso en particular, se parte de una alternativa base, la cual ha sido analizada y estudiada por la UPME en versiones anteriores del Plan. La misma se describe en la Gráfica 1-48.

Vale la pena mencionar que se reformuló la interconexión entre la subestación Occidente en Medellín y el área Suroccidental, es decir la línea Occidente – Virginia 500 kV. Los análisis eléctricos preliminares permitieron establecer problemas de congestión en el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia cuando se presenta la contingencia del transformador San Marcos 500/230 kV, o la pérdida de la línea San Marcos – Virginia 500 kV. En este sentido, se propone el nuevo corredor a nivel de 500 kV Ituango – Occidente – San Marcos y la instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en esta última subestación.

Las alternativas analizadas para la conexión de Ituango se describen a continuación:

- Alternativa base: Nuevo enlace Ituango – Cerromatoso 500 kV, línea Ituango – Primavera 500 kV, nueva subestación Occidente 500 kV con transformador 500/230 kV - 450 MVA, corredor a nivel de 500 kV Ituango – Occidente – San Marcos y segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en esta última subestación.

Alternativas de refuerzo para el área Caribe

- Alternativa 1: Línea Cerromatoso – Copey 500 kV.
- Alternativa 2: Línea Ituango – Copey 500 kV.
- Alternativa 3: Línea Cerromatoso – Copey 500 kV y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

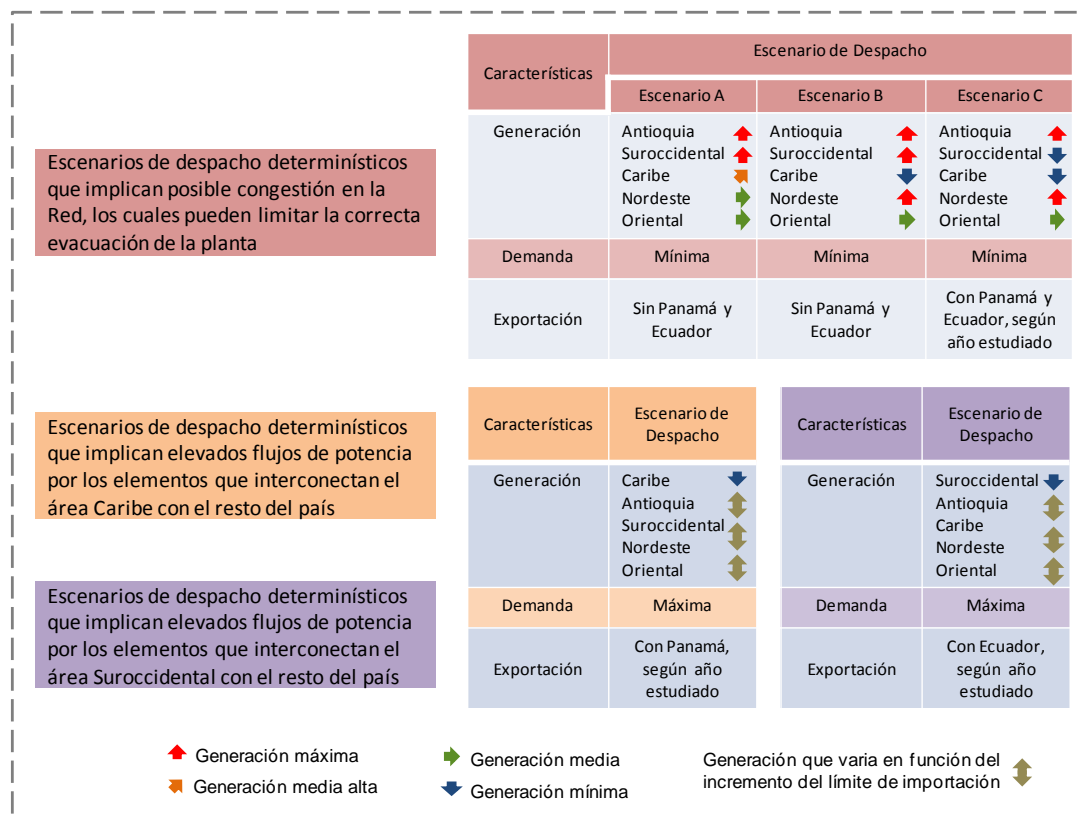
Alternativas de refuerzo para el área Suroccidental

- Alternativa 1: Segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Virginia.
- Alternativa 2: Nueva subestación Alférez 500 kV con transformador 500/230 kV – 450 MVA, y su incorporación al Sistema a través de la línea Alférez – San Marcos.

- Alternativa 3: Nueva subestación Alférez 500 kV con transformador 500/230 kV – 450 MVA, y su incorporación al Sistema a través de las líneas Alférez – Virginia y Alférez – San Marcos.

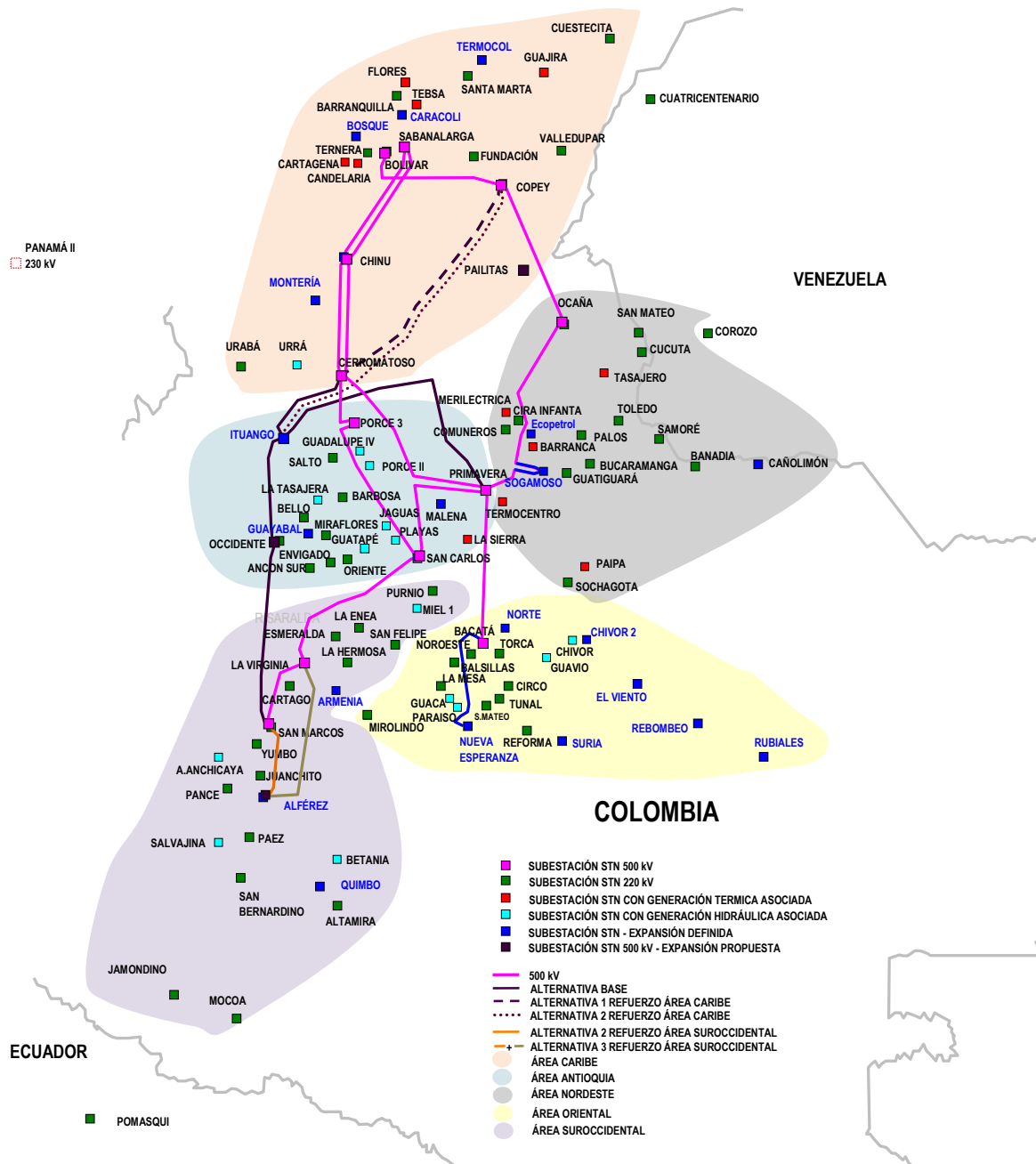
Nota: Para cada línea se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se asume un límite de sobrecarga del 20 %. Respecto a los reactores de línea, se tuvieron en cuenta elementos maniobrables cuyos valores implican una compensación cercana al 80 %.

Una vez establecidas las alternativas de conexión, se analiza el comportamiento técnico de cada una de ellas en función de tres parámetros básicos; correcta evacuación de la planta, incremento del límite de importación y reducción de la generación requerida en las áreas Caribe y Suroccidental. Para ello, se consideran los escenarios determinísticos de la Gráfica 1-47.



Gráfica 1-47 Escenarios de despacho considerados

Finalmente, se compara cada una de las alternativas en función de los resultados obtenidos y se selecciona la mejor desde el punto de vista técnico.

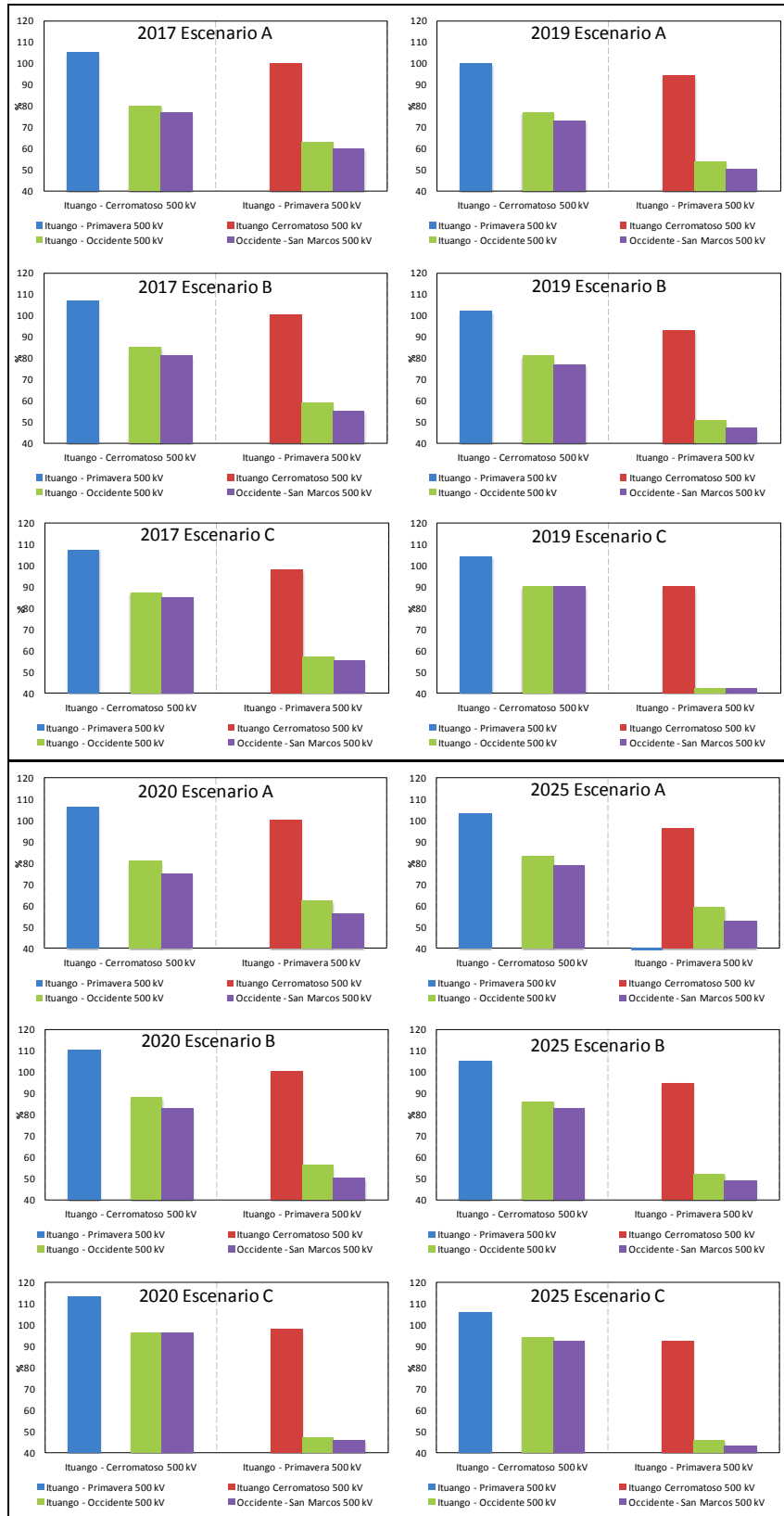


Gráfica 1-48 Alternativas de conexión del proyecto de generación Ituango

Resultados:

Escenarios de congestión

En la Gráfica 1-49 se presenta el nivel de carga de los enlaces a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso e Ituango – Primavera, considerando los escenarios operativos de la Gráfica 1-47, y teniendo en cuenta diferentes contingencias. Vale la pena mencionar que para estas simulaciones, sólo se tuvo en cuenta la alternativa de conexión base.



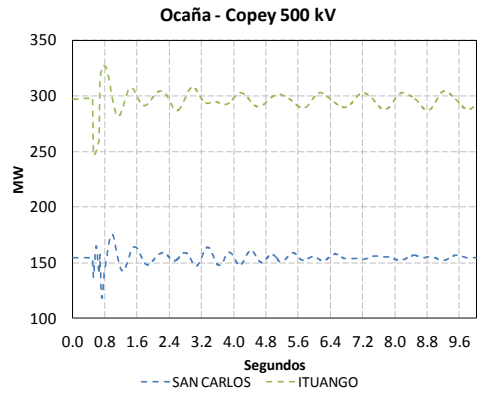
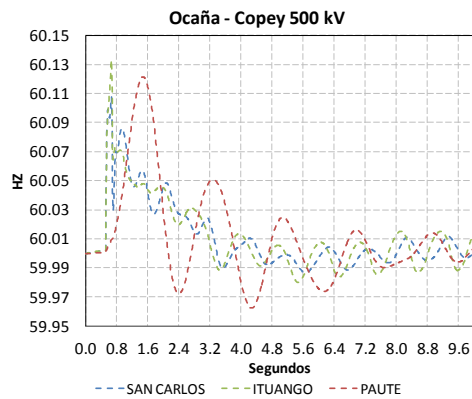
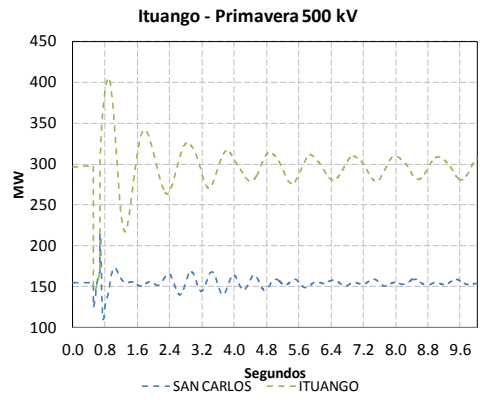
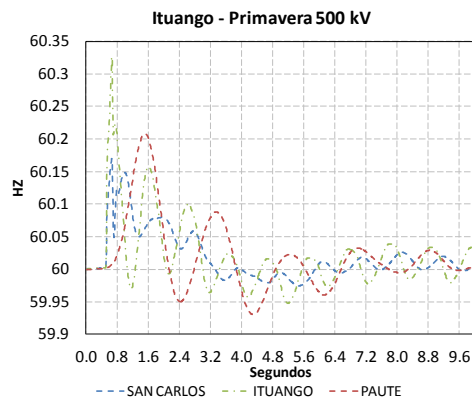
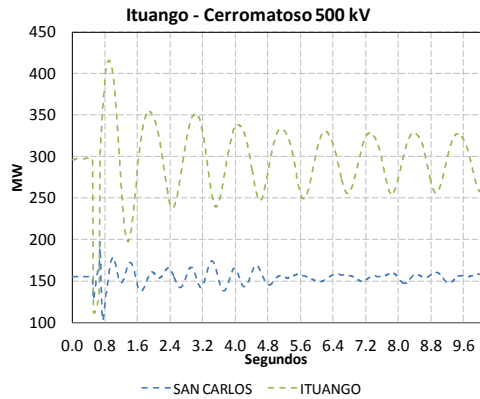
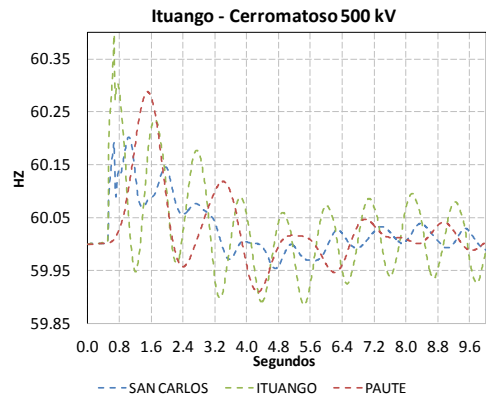
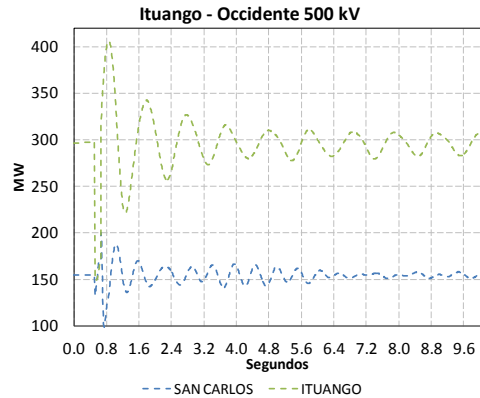
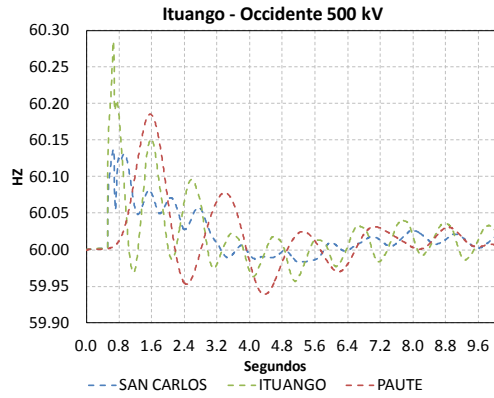
Gráfica 1-49 Cargabilidad de los enlaces Ituango – Cerromatoso e Ituango – Primavera, bajo diferentes escenarios

De la gráfica anterior se puede concluir:

- Las contingencias más críticas para la evacuación de Ituango, son la pérdida de los enlaces a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso e Ituango – Primavera. En el primer caso, la línea Ituango - Primavera 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 que se presenta es la pérdida del enlace Ituango – Primavera 500 kV, la línea Ituango – Cerromatoso presenta una cargabilidad superior al 110 %. Bajo esta condición topológica, el nuevo enlace que interconecta el área Caribe con Antioquia, transporta gran parte de la generación del nuevo proyecto. Este comportamiento se torna más crítico con mínimo despacho en las sub áreas operativas Guajira, Atlántico y Bolívar.

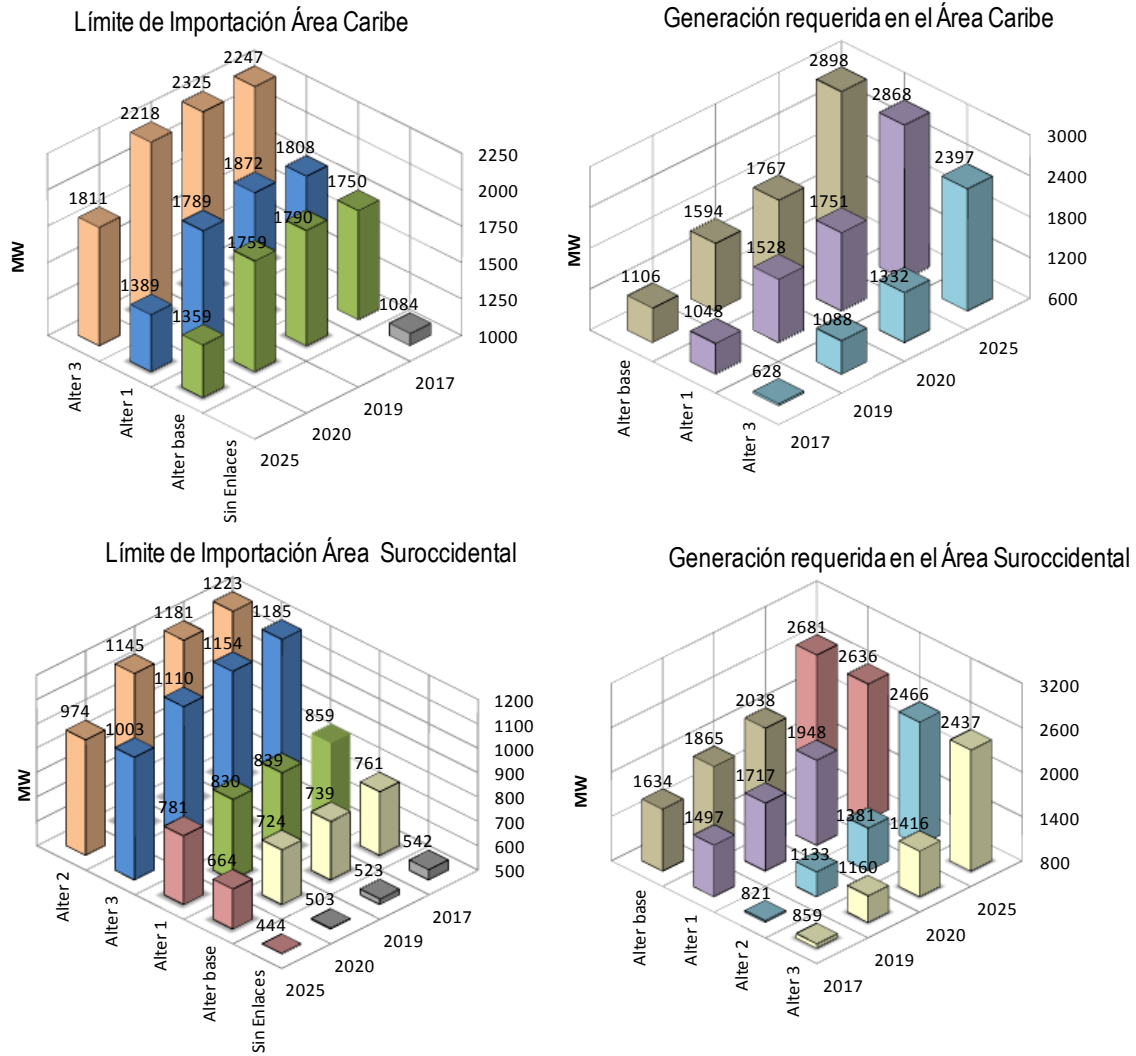
- Independientemente de lo anterior, no se observan cargabilidades superiores al 120 % en ninguno de los nuevos enlaces. En este sentido, las tres líneas propuestas para la conexión del proyecto, junto con el segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación San Marcos, garantizan la correcta evacuación de la generación.
- Desde el punto de vista transitorio, se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales máquinas del Sistema. La Gráfica 1-50 presenta el desempeño dinámico de Ituango bajo un escenario de máxima demanda, alta generación en Antioquía y el área Oriental, despacho medio/alto en el Caribe Colombiano, y mínimo despacho en el Nordeste del país.



Gráfica 1-50 Comportamiento transitorio de la Planta Ituango

Escenarios que implican elevados flujos de potencia por los elementos que interconectan las áreas Caribe y Suroccidental con el resto del país

En la Gráfica 1-51 se presenta el límite de importación y la generación requerida en las áreas Caribe y Suroccidental, para cada una de las alternativas estudiadas. Se tuvieron en cuenta los escenarios operativos de la Gráfica 1-47.



Gráfica 1-51 Límite de importación y generación requerida

De la gráfica anterior se puede concluir:

Área Caribe

- 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 - 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.

- Con la nueva línea Ituango – Cerromatoso 500 kV, es posible aumentar las transferencias hacia el área Caribe en 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 corredor Ituango – Cerromatoso – Copey 500 kV, se alcanzan transferencias cercanas a los 1800 MW en el periodo 2017 – 2020, para luego reducirse a 1400 MW en el año 2025. El límite de importación para este caso, lo impone la pérdida del transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA por bajas tensiones en la sub área operativa GCM.
- Con la instalación del segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA, es posible mantener durante todo el periodo 2017 – 2020, transferencias superiores a los 2200 MW, para luego limitarse a 1800 MW en el año 2025. En este caso, los eventos de falla que imponen la restricción, son la pérdida de cualquiera de los transformadores 500/220 kV de la subestación Copey, o la falla de la línea Copey – Bolívar 500 kV.

Bajo esta topología, toda la generación que transita por el corredor Ituango – Cerromatoso – Copey 500 kV, se inyecta al área GCM por el transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA. Lo anterior genera sobrecargas en este elemento y en la línea Copey – Fundación 220 kV.

- Vale la pena mencionar que en el año 2019 y para todas las alternativas, se presenta un ligero incremento en el límite de importación. Esto se debe a los condensadores instalados en la subestación Cerromatoso, los cuales tienen como principal función, suministrar potencia reactiva a las estaciones convertoras de la interconexión Colombia – Panamá HVDC.
- La alternativa 2 se descarto técnicamente, dado que el incremento del límite de importación es mínimo. Al inyectar directamente la potencia de Ituango a la subestación Copey, se presentan sobrecargas en esta subestación ante la contingencia de la línea Copey – Bolívar 500 kV.
- Finalmente, la Gráfica 1-51 presenta la generación requerida en el área Caribe para garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema.

Área Suroccidental

- Al igual que en el área Caribe, el límite de importación 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 post falla que circula por la línea Virginia – San Marcos 500 kV, ahora lo hace por el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia.
- Con el nuevo Corredor Ituango – Occidente – San Marcos 500 kV y la instalación del segundo transformador 500/230 kV en esta última subestación, se incrementan las transferencias hacia el Suroccidente del país. Bajo esta topología, la contingencia que limita la importación es la pérdida del segundo transformador San Marcos 500/230 kV. Este evento ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en el banco paralelo que queda en operación.
- Considerando la instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Virginia, el límite de importación se incrementa en un 10 %, alcanzando transferencias superiores a los 800 MW durante el horizonte 2017 – 2020. Para este caso, el evento de falla que impone la restricción es la pérdida de alguno de los transformadores 500/230 kV de la subestación San Marcos (sobrecargas en el banco paralelo).
- Con la nueva subestación Alférez 500 kV y la línea San Marcos – Alférez, se alcanzan transferencias superiores a los 1000 MW durante el periodo 2017 – 2020, para luego reducirse a 950 MW en el año 2025. Durante los cuatro primeros años, la contingencia que limita la importación es la pérdida de la línea Occidente – San Marcos 500 kV. Bajo esta topología, se presentan bajas tensiones en el área Suroccidental (mínimo número de unidades en línea para el soporte de potencia reactiva).

En el año 2025, la importación al área Suroccidental está limitada por la contingencia Virginia – San Marcos 500 kV. Ante esta falla, la potencia post falla que circula por este elemento, se inyecta a la subestación Virginia a través de su transformador 500/230 kV, ocasionando congestión en este banco.

Con la línea Virginia – Alférez 500 kV, las transferencias no se incrementan, dado que la limitación bajo esta topología es la pérdida de alguno de los transformadores 500/230 kV de la subestación San Marcos (violaciones por sobrecarga en el banco paralelo).

- Vale la pena mencionar que en el año 2025, el límite de importación para la alternativa base y la alternativa de refuerzo 1, se calculó asumiendo nuevos proyectos de generación en el Suroccidente del país. Es decir, considerando máximo despacho en las plantas existentes y proyectadas, no se garantiza la seguridad y confiabilidad del Sistema.

Finalmente, la Gráfica 1-51 presenta la generación requerida en el área Suroccidental durante todo el horizonte de análisis.

Conclusiones

- La conexión de Ituango a través de las líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso, Ituango – Primavera, Ituango – Occidente y Occidente – San Marcos, junto con la instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en esta última subestación, garantizan la correcta evacuación de la generación de la planta.
- Los análisis de transferencia de las áreas Caribe y Suroccidental, indican una reducción progresiva de sus límites de importación, si no se acometen proyectos de expansión.

En el caso particular de la costa Atlántica, resulta de vital importancia acometer el nuevo corredor de línea Ituango – Cerromatoso – Copey 500 kV, y ampliar la capacidad de transformación en esta última subestación. Con dicha infraestructura, se garantiza la seguridad y confiabilidad del suministro en esta región del país, y se reduce la dependencia en el mediano y largo plazo de la generación térmica de las sub áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira.

Respecto al Suroccidente del país, los análisis eléctricos de largo plazo evidencian una capacidad instalada inferior, a los requerimientos de generación que necesita el área. En este sentido, el nuevo corredor Ituango – Occidente – San Marcos 500 kV, junto con el segundo transformador San Marcos 500/230 kV y las líneas a nivel de 500 kV, Alférez – San Marcos y Alférez – Virginia; garantizan la correcta atención de la demanda.

- La generación requerida en las áreas Caribe y Suroccidental, está asociada a las necesidades de potencia reactiva, cuando se presentan escenarios de mínimo despacho (posibles restricciones). El cálculo de su potencia activa equivalente, es fundamental para la cuantificación de los beneficios de la conexión de Ituango. En este mismo sentido, la energía en Firme asociada a esta planta, al igual que los incrementos de las transferencias entre áreas del SIN, definirán la viabilidad económica de la conexión.
- Si bien los análisis desarrollados son claros para definir la obra de transmisión asociada a Ituango, no es procedente aún recomendar dicha infraestructura. Los resultados de la subasta del Cargo por Confiabilidad pueden modificar en cierta manera la red que se defina en este momento, razón por la cual en la próxima versión del Plan se establecerá dicha obra.

Respecto a la nueva subestación Pailitas 500/110 kV – 50 MVA, en la próxima versión del Plan se analizará su incorporación al Sistema. En este mismo

sentido, se analizara el impacto de la conexión de Ituango en el área Nordeste, y su relación con la nueva infraestructura a nivel de 500 kV para el área Oriental.

1.6.7 Conexión de cargas importantes en el STN

1.6.7.1 Puerto Nuevo - PRODECO

Antecedentes:

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

Supuestos:

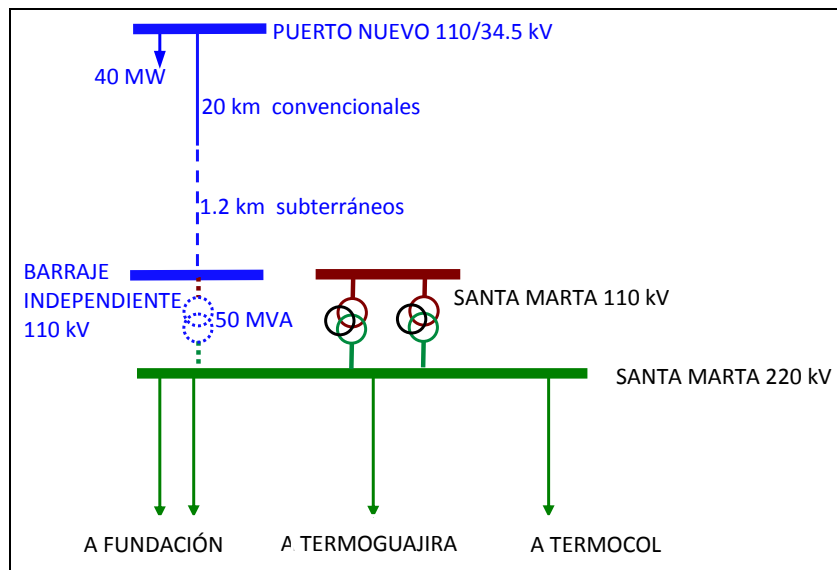
- Se considera a partir del 2012 la conexión del proyecto Termocol 202 MW.
- Análisis eléctricos en el periodo de demanda máxima.
- Se analiza el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de despacho en el área Caribe.

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

Una vez realizado los análisis correspondientes, se descartaron algunas alternativas en virtud de su comportamiento. La alternativa **iii)** presenta serias deficiencias técnicas, toda vez que ante contingencia de cualquiera de los transformadores de conexión en Fundación, se presentan violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. Si bien es cierto que

este comportamiento no es atribuible a la entrada del proyecto, la conexión de la nueva carga torna más crítica la situación. Con respecto a la alternativa **i)**, los análisis eléctricos indican un elevado nivel de pérdidas respecto a las demás alternativas.

Las alternativas **ii)** y **iv)** presentan un desempeño eléctrico similar, no obstante, la reconfiguración propuesta a nivel de 220 kV implica nuevos activos de uso para alimentar un solo usuario. En consecuencia, solo se evalúa la alternativa **iv)**, es decir, la conexión de la carga a la subestación Santa Marta 220 kV. (Ver Gráfica 1-52)



Gráfica 1-52 Conexión de Puerto Nuevo. Alternativa iv

El desempeño del sistema se presenta a continuación:

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

Contemplando un escenario de despacho máximo en el área, específicamente en las plantas Termoguajira, Termocol y Jepirachi, los niveles de carga en las líneas y transformadores ubicados en la zona de influencia del proyecto no cambian significativamente en relación al caso sin proyecto. Es decir, la posible

congestión de la red que se podría ocasionar bajo el referenciado escenario, no es atribuible a la entrada de la nueva demanda.

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

Así mismo, recomendamos al promotor del proyecto gestionar el ingreso a la subestación Santa Marta 110 kV con los respectivos entes territoriales, dadas las dificultades que pueden surgir con el trazado de la línea Puerto Nuevo – Santa Marta 110 kV.

1.6.7.2 Puerto de embarque Coveñas – Planta OBC

Antecedentes:

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

Supuestos:

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

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

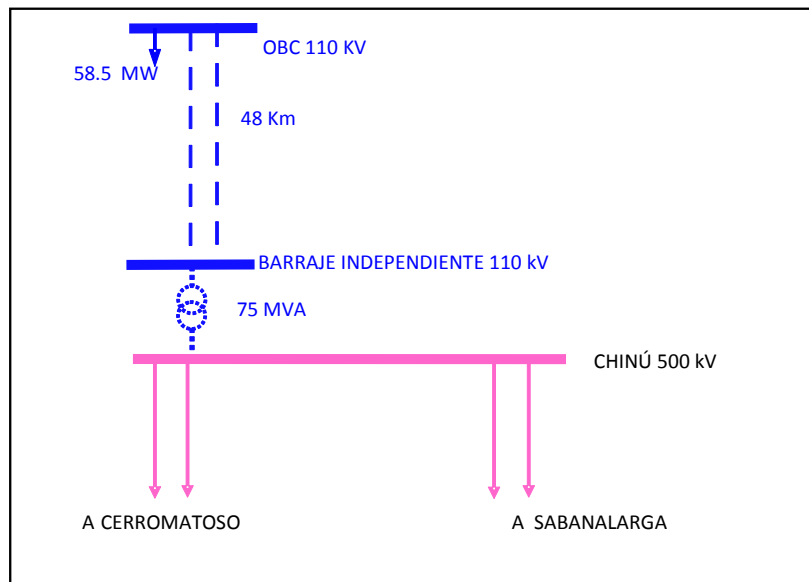
- Para la alternativa **ii)** se presentan cargabilidades no admisibles en los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú, lo anterior antes de la entrada del tercer banco y bajo condiciones normales de operación. Si bien es cierto que esta problemática desaparece a partir del año 2013, se observan violaciones de tensión en la subestación OBC ante contingencia sencilla de

cualquiera de los circuitos Chinú – OBC 110 kV. Por lo anterior sería necesaria la instalación de compensación capacitiva en el complejo petrolero.

- En la alternativa **iii)**, con la instalación de un transformador independiente en Chinú, no se observan violaciones por sobrecarga en este nuevo elemento, sin embargo, al igual que en la alternativa **ii)**, sería necesaria la instalación de compensación Capacitiva en la subestación OBC de tal manera que no se generen bajas tensiones ante contingencia.
- La alternativa **i)** presenta el mejor desempeño técnico, ya que se observan adecuados perfiles de tensión en el complejo petrolero, evitando además la instalación de compensación capacitiva a nivel de 110 kV. Adicionalmente, se utiliza óptimamente la infraestructura existente y futura, ya que el nuevo transformador Chinú 500/220 kV – 450 MVA podría alimentar sin ningún problema la nueva carga.

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

El transportador ISA avaló la alternativa **iii)** (Gráfica 1-53), no obstante, la UPME recomienda a Ecopetrol estudiar la conveniencia de las alternativas **i)** y **ii)**. Si bien implicaría esperar hasta el año 2014 y 2013 para la incorporación de la demanda, las mismas permiten utilizar óptimamente la infraestructura existente y futura.



Gráfica 1-53 Conexión de la planta OBC. Alternativa iii

1.6.7.3 Sebastopol

Antecedentes:

- En mayo de 2011, ECOPETROL solicitó para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, la cual está asociada con labores de re-bombeo de crudo. El proyecto está ubicado en el municipio de Cimitarra en el departamento de Santander.
- Actualmente esta carga es alimentada a nivel de 44 kV desde Malena y tiene un consumo aproximado de 7.5 MVA. Sin embargo, se espera una ampliación de capacidad, la cual implica una potencia máxima de 30 MVA.

Supuestos:

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

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

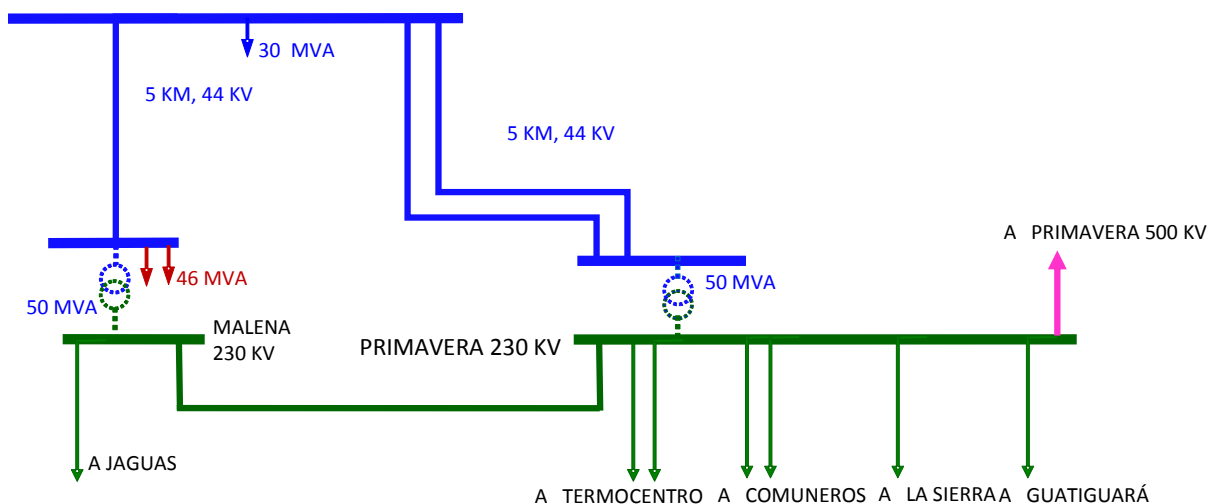
Se realizó un análisis para cada una de las opciones, con el objetivo de seleccionar la mejor desde el punto de vista técnico. Al respecto cabe destacar el buen desempeño de aquellas alternativas que involucran activos a nivel de STN y STR.

Por otro lado, si bien la conexión a 44 kV representa para el nuevo usuario una mayor confiabilidad en virtud de los dos puntos de alimentación (Gráfica 1-54), bajo contingencia sencilla de cualquiera de los transformadores, en especial el de Malena, se presentan violaciones. Bajo esta topología el transformador que queda en operación ve toda la carga del área, presentándose una sobrecarga inadmisibles en este elemento. Así mismo, se ocasionan bajas tensiones en la subestación Malena 44 kV. Por lo anterior sería necesario la instalación de compensación capacitiva a nivel de 44 kV y la ampliación de la capacidad de transformación STN/SDL en la zona. Otro aspecto que no es menor, es el incremento del nivel de cortocircuito en la subestación Malena 44 kV.

En relación al tratamiento de los nuevos activos, vale la pena mencionar que los elementos asociados a la conexión avalada por el transportador ISA, alternativa

v), podría implicar la alimentación en estado de contingencia de más de un usuario.

Por todo lo anterior la UPME se permite recomendar al promotor del proyecto, Ecopetrol, la ejecución de cualquiera de las alternativas que involucran activos a nivel de STN o STR.



Gráfica 1-54 Conexión de la carga Sebastopol. Alternativa v

1.6.7.4 Oleoducto Trasandino - OTA

Antecedentes:

- En abril de 2011, ECOPETROL solicitó para el año 2012 la conexión de nuevas demanda al Sistema de Transmisión Nacional – STN, las cuales están asociadas al incremento del flujo de petróleo por el Oleoducto Trasandino. El proyecto está ubicado en los municipios de Puerres, Alisales y Páramo, en el departamento de Nariño, y en las localidades de Orito, Guamuéz y Churuyaco, en el departamento de Putumayo.
- El valor de estas demandas son: 18 MW en el departamento de Nariño y 61 MW en el departamento de Putumayo.

Supuestos:

- En el 2012, nuevo transformador 230/115 kV – 150 MVA en la subestación Jamondino.
- Se consideró a partir del 2013 las obras asociadas el proyecto Alférez, y a partir del 2014 la conexión de la planta de generación El Quimbo.
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.

- Escenarios base de exportación al Ecuador con 250 MW.
- Se tuvieron en cuenta varios escenarios de despacho en el área Suroccidental.

Cargas en el departamento de Nariño

Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de estas nuevas demandas son las siguientes:

i) Conexión de la carga a la subestación Jamondino 230 kV a través de una línea de 35 Km; **ii)** nueva línea Jamondino - Alisales 115 kV de igual longitud; **iii)** nueva línea Paramo - Ipiales 115 kV de 27 Km; **iv)** nueva línea Alisales - Jamondino 115 kV con transformador independiente 230/115 kV – 25 MVA en esta última subestación y **v)** cuatro circuitos Alisales – Jamondino 34.5 kV con transformador independiente 230/34.5 kV – 25 MVA en esta última subestación.

En las alternativas **ii)** y **iii)**, si bien no se observan bajo condiciones normales de operación sobrecargas en los transformadores 230/115 kV de la subestación Jamondino, en el corto plazo la contingencia de uno de ellos ocasionan violaciones por sobrecarga en el banco paralelo que queda en operación. No obstante lo anterior, este comportamiento no es atribuible solamente a la entrada de las nuevas cargas.

Las alternativas **iv)** y **v)** presentan un desempeño similar. Si bien no se observan sobrecargas en el nuevo transformador de conexión, se presentan bajas tensiones en la subestación Páramo 34.5 kV. Esta violación se torna más crítica bajo un escenario de mínimo despacho en el suroccidente del país y la contingencia de la línea Betania/Quimbo – Jamondino 230 kV. En este sentido, sería necesaria la instalación de compensación capacitiva en el complejo petrolero.

Desde el punto de vista técnico, la alternativa a nivel de 230 kV presenta el mejor comportamiento, ya que ante los referenciados escenarios de despacho y demanda, no se observan violaciones de tensión.

Por todo lo anterior, la UPME recomienda al promotor del proyecto Ecopetrol, estudiar la posibilidad de acometer la alternativa **i)** o complementar la **iv)** (recomendada y avalada por el transportador ISA), con compensación capacitiva adicional a nivel de 34.5 kV.

Cargas en el departamento de Putumayo

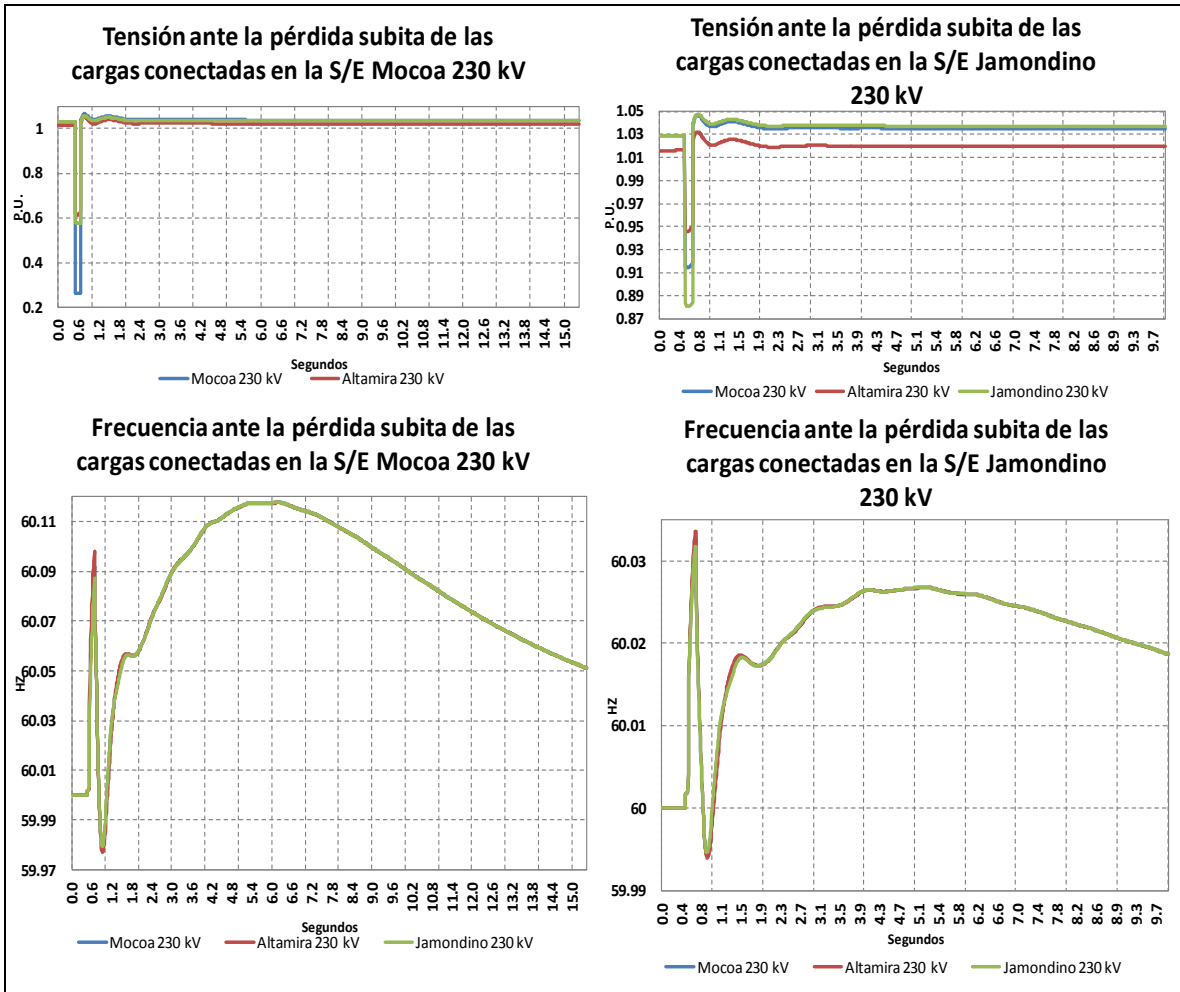
Las alternativas propuestas por ECOPETROL para la incorporación de estas nuevas demandas son las siguientes:

i) Conexión de la carga a la subestación Mocoa 230 kV a través de una línea de 66 Km; **ii)** nuevo corredor de línea Churuyaco - Orito - Mocoa 115 kV con transformador independiente 230/115 kV – 90 MVA en esta última subestación; **iii)** nuevo corredor de línea Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV y **iv)** corredor de línea Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV con compensación estática en la subestación Churuyaco (SVC).

Se descartaron varias alternativas en virtud a su comportamiento técnico. En la alternativa **ii)** se presentan violaciones de tensión bajo condiciones normales de operación. La conexión de la carga a la subestación Mocoa 230 kV al igual que su incorporación a través del corredor Churuyaco - Orito - Mocoa 230 kV, alternativas **i)** y **iii)**, presenta deficiencias técnicas, ya que se observan bajas tensiones en el área ante las contingencias sencillas Betania – Altamira 230 kV y Altamira – Mocoa 230 kV.

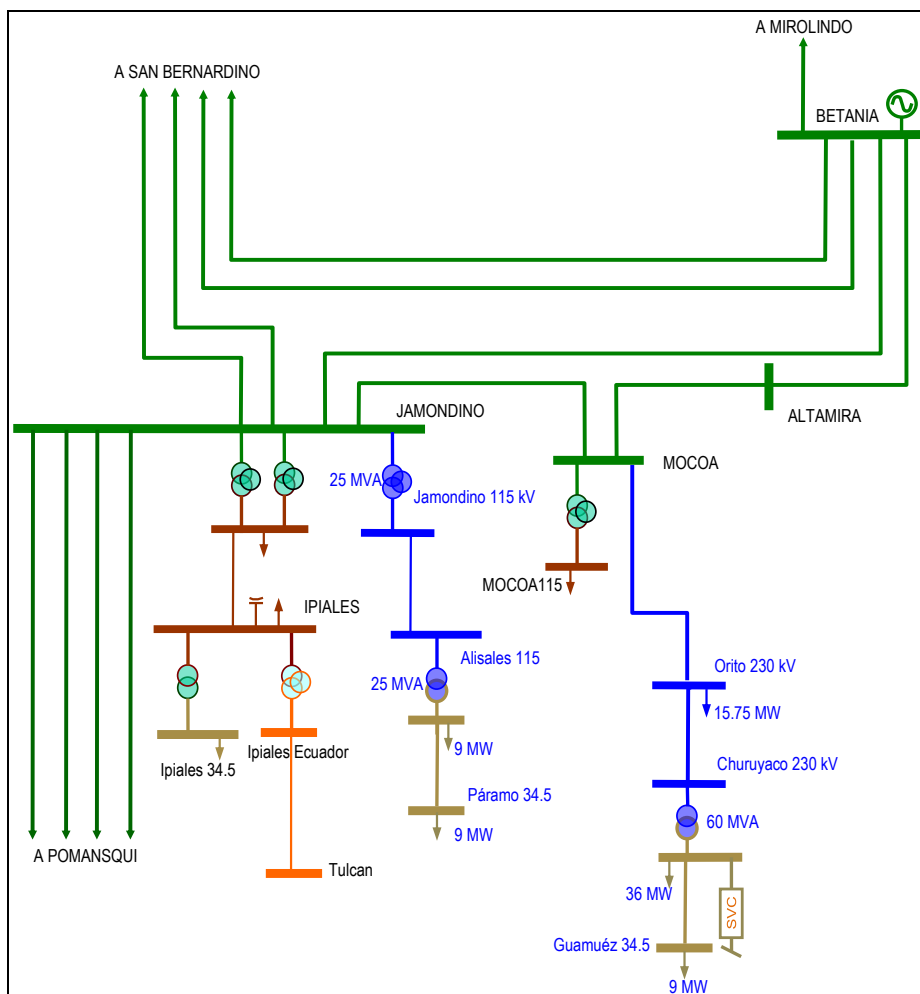
En este sentido, la adición de un SVC en la subestación Churuyaco permite mantener las tensiones en el área si se presentan las referenciadas contingencias a nivel de 230 kV.

Respecto al comportamiento transitorio, la Gráfica 1-55 presenta la tensión y la frecuencia en las subestaciones aledañas al proyecto cuando se pierden súbitamente las cargas. Lo anterior bajo máximo despacho en el área, un escenario de mínimo consumo y sin exportaciones al Ecuador. Vale la pena mencionar el comportamiento estable y amortiguado en las principales variables del sistema bajo los escenarios planteados. Es decir, no se observan sobretensiones y violaciones de frecuencia.



Gráfica 1-55 Comportamiento transitorio del sistema cuando se pierden súbitamente las cargas

La Gráfica 1-56 presenta las alternativas de conexión propuestas por Ecopetrol y avaladas por el transportador ISA.



Gráfica 1-56 Conexión de las cargas asociadas al OTA. Alternativa iv

Si bien las alternativas propuestas por Ecopetrol para la incorporación de estas nuevas cargas son viables técnicamente con la adición de algunos refuerzos, se observa a partir del año 2014 un incremento de la generación requerida en el área Suroccidental. Lo anterior para evitar violaciones ante las contingencias sencillas San Carlos – Virginia 500 kV y San Marcos 500/230 kV. Esta situación, dependiendo del despacho, puede ocasionar restricciones en el Sistema o limitación a los intercambios de potencia con Ecuador.

1.6.8 Integración Colombia – Perú – Bolivia – Chile

Antecedentes

- Con el apoyo del PNUD y representantes de los gobiernos respectivos, se culminó durante el último trimestre de 2009 un estudio para el análisis de la factibilidad Técnico - Económica de la interconexión eléctrica entre Chile, Bolivia, Perú, Ecuador y Colombia.

- En el mes de abril del año 2011, se llevo en la ciudad de Galápagos la primera reunión del Consejo de Ministros. En ella se definió que este cuerpo colegiado será la última instancia en la toma de decisiones para el desarrollo del corredor Eléctrico Andino. Así mismo, se definieron los grupos regulatorios y de planificación, los cuales serán los responsables por coordinar la armonización regulatoria y establecer la red de trasmisión óptima que permita los intercambios de energía entre todos los países.
- En junio de 2011, se llevo a cabo en la ciudad de Lima la segunda reunión del Consejo de Ministros. En esta se ratificaron los acuerdos realizados en la ciudad de Galápagos, y se instó a cada uno de los grupos, regulatorio y de planificación, a seguir trabajando por la consecución del objetivo de interconectar a toda la Región Andina.
- En el mes de noviembre de 2011, se realizó en la ciudad de Bogotá la tercera reunión del Consejo de Ministros. En ella se solicitó al Banco Interamericano de Desarrollo, BID, un aporte para contratar los estudios de pre factibilidad del proyecto de interconexión eléctrica.

Como se menciona en la visión de largo plazo, la única forma de viabilizar los intercambios de electricidad con toda la región Andina, sería llevando la red de 500 kV al sur del país. De los análisis realizados, se encuentra estratégica la nueva subestación Jamondino 500 kV y la construcción del corredor Alférez – Jamondino – Ecuador 500 kV.

Respecto al vecino país, el nuevo punto podría ser la futura subestación Pifo 500 kV. De esta manera se garantiza la inyección de potencia al futuro corredor Ecuatoriano, Pifo – Yaguachí – Sopladora, y se acerca eléctricamente la generación del Suroccidente Colombiano, con todos los nuevos recursos hidráulicos del Ecuador. No obstante, se ve necesario el refuerzo de la capacidad de transformación 500/230 kV en algunas subestaciones del vecino país.

Los análisis eléctricos de detalle, junto con la valoración económica de los refuerzos del lado Colombiano, se presentarán en futuras versiones del Plan, una vez se conozcan los resultados del estudio de pre factibilidad del proyecto de interconexión eléctrica.

1.6.9 Nivel de corto circuito en las subestaciones del STN

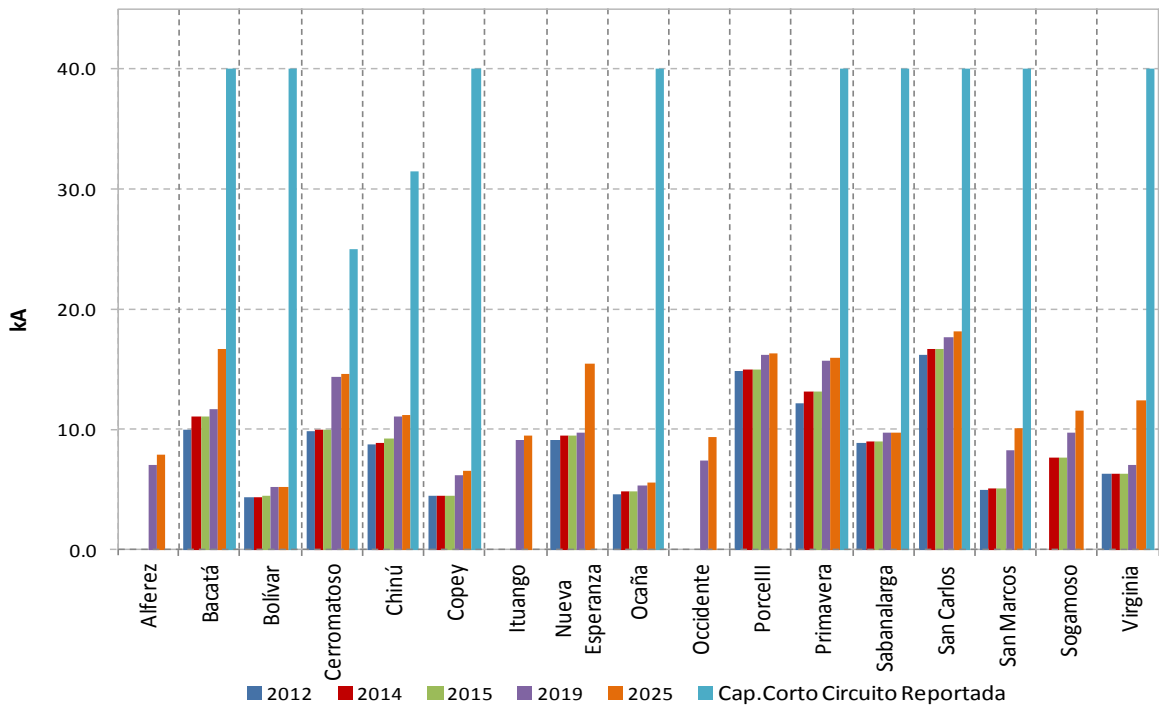
A continuación se presentan las consideraciones que fueron tenidas en cuenta para los análisis de corto circuito de las subestaciones del STN:

- Expansión definida, incluso en este Plan.
- En operación la conexión de Ituango 2400 MW.

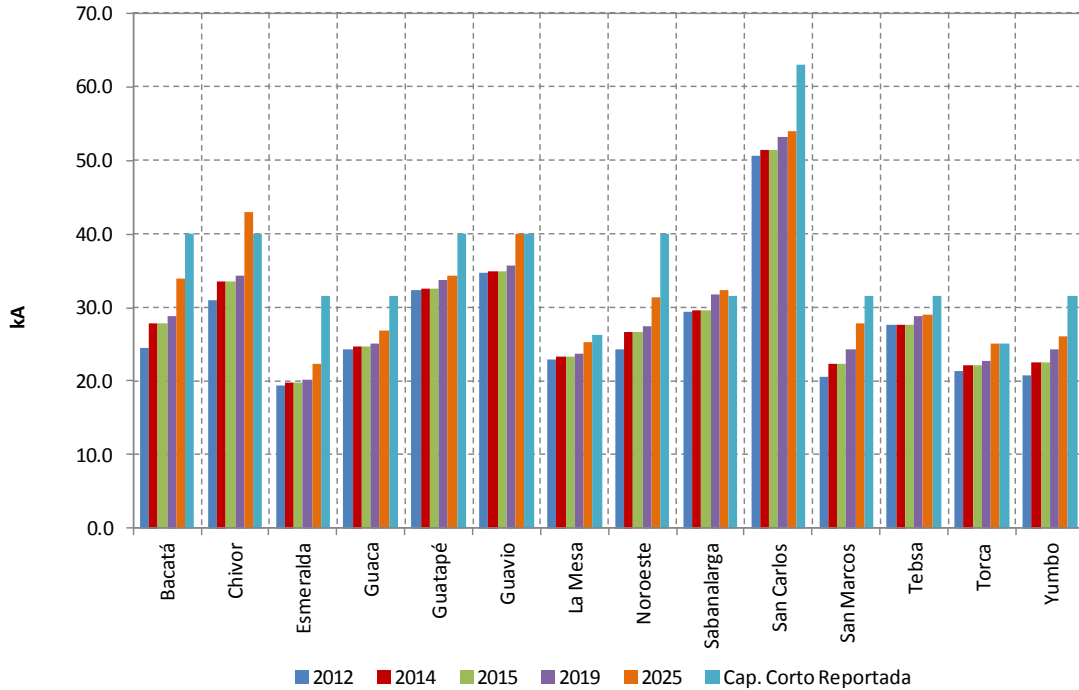
- Nuevas líneas a nivel de 500 kV, específicamente Ituango – Cerromatoso, Cerromatoso – Copey, Virginia – Nueva Esperanza, Virginia – Alferez y Alferez – San Marcos.

Los niveles de cortocircuito fueron determinados bajo la norma IEC, con el máximo número de unidades en operación, lo cual permite obtener las corrientes máximas de cortocircuito en cada subestación.

De acuerdo con la Gráfica 1-57, las subestaciones a nivel de 500 kV donde se presentan las mayores variaciones, corresponden a Bacatá, Nueva Esperanza, Virginia, San Marcos y Cerromatoso.



Gráfica 1-57 Nivel de corto circuito en las subestaciones a nivel de 500 kV.



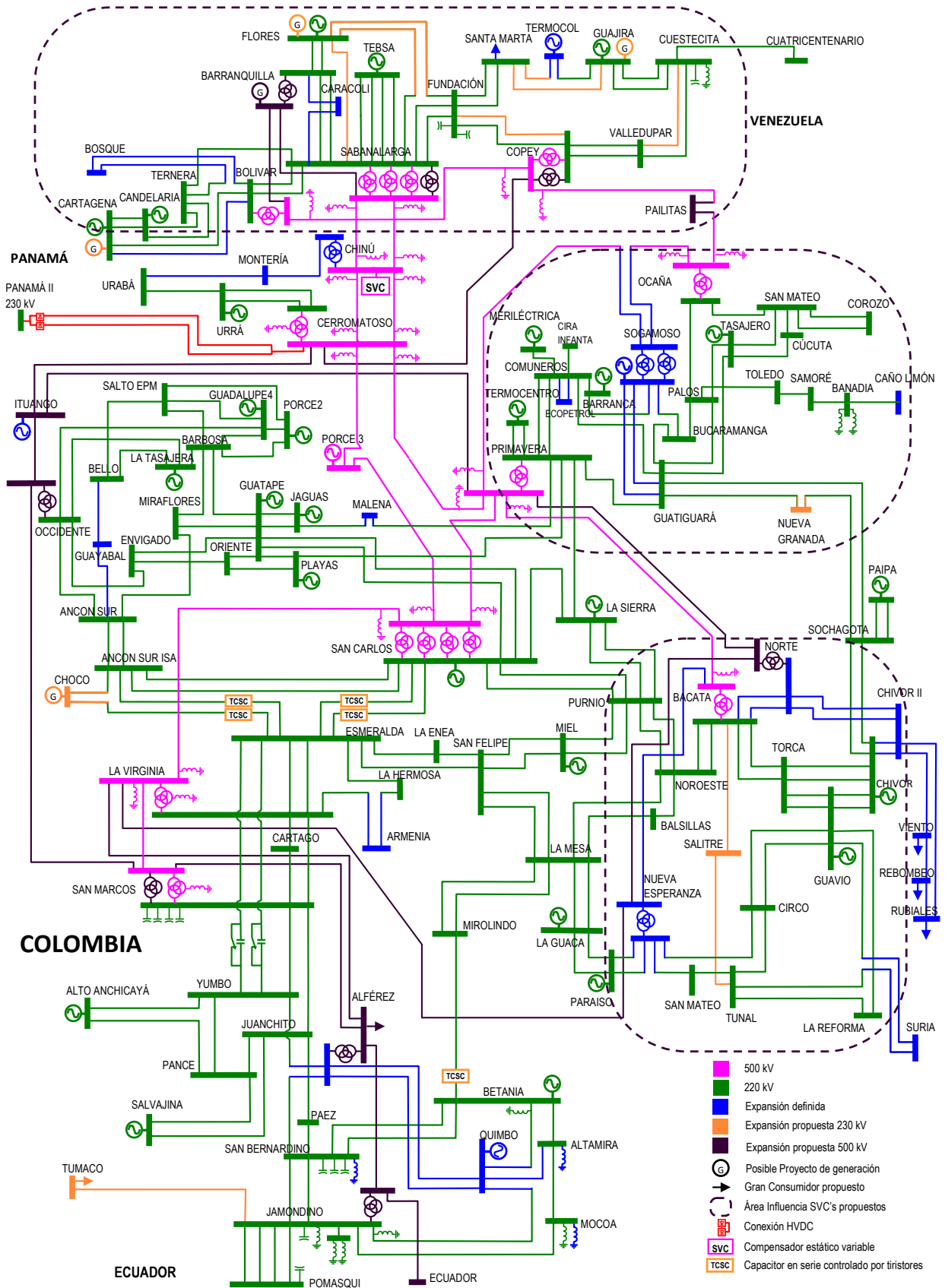
Gráfica 1-58 Nivel de corto circuito en las subestaciones a nivel de 230 kV.

La mayor variación del nivel de cortocircuito para las subestaciones a nivel de 230 kV, se muestra en Bacatá, San Marcos, Chivor, Yumbo y Noroeste. Así mismo, se presenta un nivel crítico en el año 2019 en la subestación Sabanalarga, que supera su capacidad de cortocircuito. Este mismo comportamiento se presenta en Chivor a partir del año 2025.

Para el año 2025 se presenta una holgura inferior a 1 kA en las subestaciones Guavio y La Mesa.

Los transportadores y Operadores de Red deben identificar e informar los casos de subestaciones del STN que superen los niveles de diseño para proponer soluciones en los casos pertinentes.

3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL FUTURO



4 NIVEL DE CORTO CIRCUITO EN EL STN

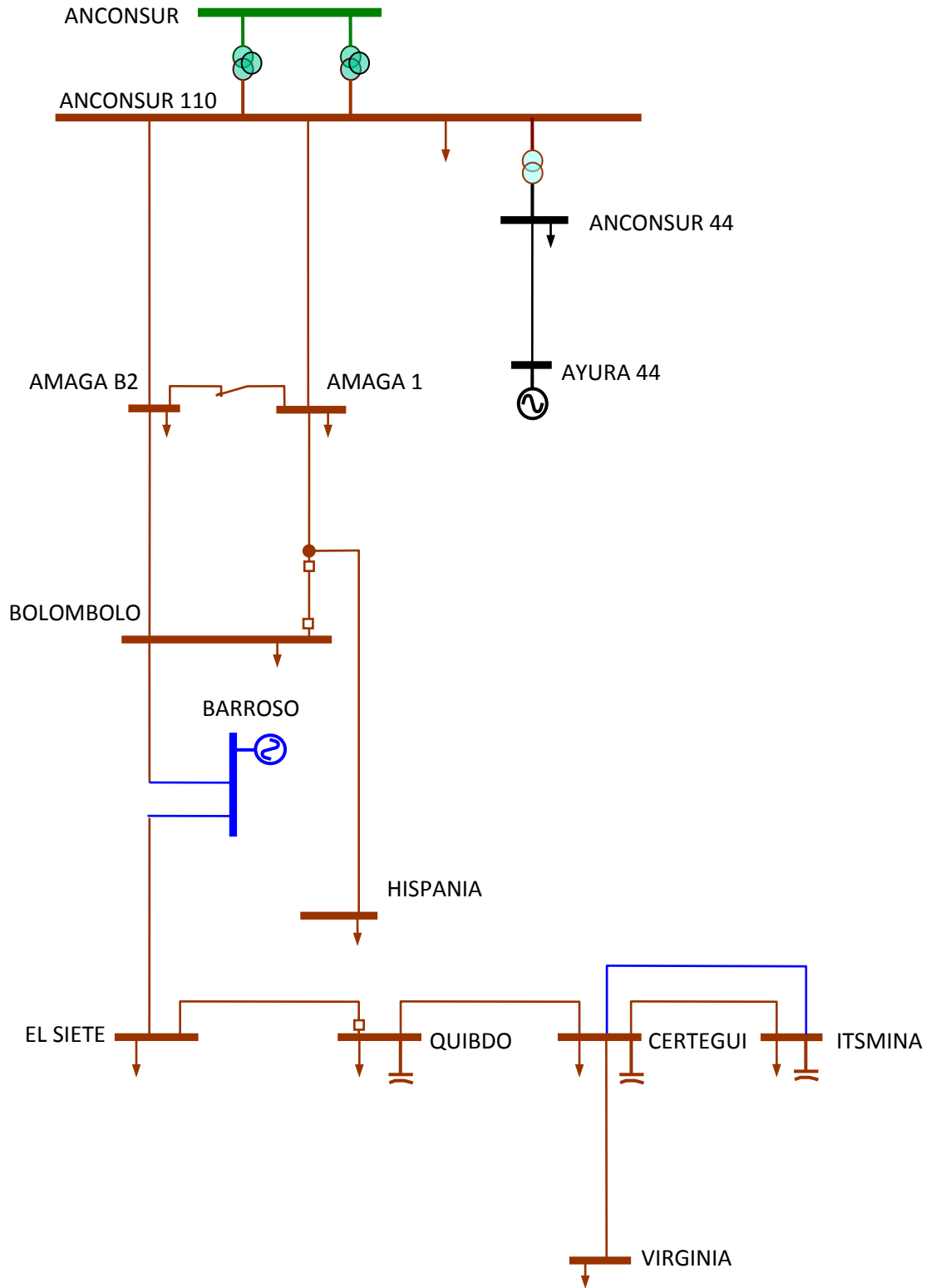
Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)													
				2012		2013		2014		2015		2019		2020		2025	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Alferez	BOGOTÁ	500	-														
Bacatá	BOGOTÁ	500	40.0	9.6	10.0	9.7	10.1	10.1	11.1	10.1	11.1	10.8	11.6	10.9	11.8	16.4	16.7
Bolívar	COSTA-BOLÍVAR	500	40.0	4.6	4.3	4.6	4.4	4.6	4.4	4.7	4.5	5.7	5.2	5.7	5.2	5.8	5.3
Cerromatoso	COSTA-CERROMATOSO	500	25.0	10.4	9.8	10.6	9.9	10.6	9.9	10.6	10.0	17.1	14.4	17.2	14.4	17.5	14.6
Chinú	COSTA-CHINÚ	500	31.5	8.6	8.7	8.6	8.8	8.8	8.9	8.9	9.2	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.2
Copey	COSTA-GCM	500	40.0	4.9	4.5	5.0	4.5	5.0	4.5	5.0	4.5	7.4	6.2	7.8	6.3	8.1	6.6
Ituango	EPM	500	-									20.6	9.2	20.7	9.2	21.5	9.4
Nueva Esperanza	BOGOTÁ	500	-	8.7	9.1	8.8	9.1	9.0	9.5	9.0	9.5	9.4	9.8	9.6	9.9	16.0	15.4
Ocaña	NORDESTE-NORTE.SANT	500	40.0	5.4	4.6	5.6	4.8	5.6	4.8	5.6	4.8	6.4	5.3	6.5	5.3	6.8	5.5
Occidente	EPM	500	-									10.2	7.4	10.3	7.4	13.3	9.3
Porcell	EPM	500	-	11.9	14.8	12.1	14.9	12.1	15.0	12.1	15.0	13.4	16.2	13.4	16.3	13.5	16.4
Primavera	EPM	500	40.0	14.2	12.2	15.3	13.1	15.4	13.2	15.4	13.2	19.8	15.7	19.9	15.7	20.4	16.0
Sabanalarga	COSTA-ATLÁNTICO	500	40.0	8.7	8.9	8.7	8.9	8.8	8.9	8.8	9.0	9.8	9.7	9.9	9.7	9.9	9.8
San Carlos	EPM	500	40.0	16.7	16.2	17.2	16.6	17.3	16.6	17.3	16.6	19.0	17.7	19.1	17.8	19.7	18.2
San Marcos	EPSA	500	40.0	5.6	5.0	5.7	5.1	5.8	5.1	5.8	5.1	9.3	8.2	10.3	9.5	11.2	10.1
Sogamoso	NORDESTE-SANTANDER	500	-			8.6	7.6	8.6	7.6	8.6	7.7	10.4	9.7	10.5	9.8	12.8	11.5
Virginia	CHEC	500	40.0	7.5	6.3	7.6	6.3	7.6	6.4	7.6	6.4	8.8	7.0	9.0	7.2	15.3	12.5
Alferez	EPSA	220	-	13.1	11.5	15.4	13.1	16.1	13.7	16.2	13.7	19.9	19.1	19.9	19.4	20.8	19.9
Altamira	THB	220	ND	4.6	3.7	7.7	5.8	8.7	6.6	8.7	6.6	8.8	6.7	8.8	6.7	9.7	7.1
Alto Anchicayá	EPSA	220	31.5	10.2	10.1	10.4	10.2	10.4	10.3	10.5	10.3	10.6	10.4	10.7	10.4	10.8	10.5
Ancón EPPM	EPM	220	40.0	19.3	17.1	19.4	17.2	21.4	19.7	21.4	19.7	23.6	21.2	23.7	21.2	24.3	21.6
Ancón ISA	EPM	220	40.0	19.2	17.0	19.4	17.1	21.3	19.5	21.3	19.5	23.5	21.0	23.5	21.0	24.1	21.4
Armenia	CHEC	220	-	7.2	5.8	7.2	5.8	7.3	5.8	7.3	5.8	7.4	5.9	7.4	5.9	7.8	6.2
Bacatá	BOGOTÁ	220	40.0	22.9	24.6	23.0	24.7	25.7	27.8	25.7	27.8	26.9	28.8	27.5	29.3	32.7	34.0
Balsillas	BOGOTÁ	220	31.6	16.7	16.7	16.8	16.8	17.5	17.3	17.5	17.3	17.9	17.6	18.2	17.8	19.6	18.8
Banadía	NORDESTE-NORTE.SANT	220	12.5	2.0	2.1	2.0	2.2	2.0	2.2	2.0	2.2	2.0	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Barbosa	EPM	220	40.0	19.9	17.8	20.0	17.9	20.3	18.0	20.3	18.1	21.9	18.9	21.9	18.9	24.6	24.4
Barranca	NORDESTE-SANTANDER	220	31.5	9.0	10.1	11.6	12.5	11.6	12.5	11.6	12.5	12.5	13.3	12.5	13.3	12.6	13.4
Belén	NORDESTE-NORTE.SANT	220	-	5.4	5.8	5.7	6.0	5.7	6.0	5.7	6.0	7.5	8.1	7.6	8.2	7.6	8.2
Bello	EPM	220	31.5	13.9	12.6	14.0	12.7	17.3	15.8	17.3	15.8	18.8	16.7	18.8	16.7	19.4	17.1
Betania	THB	220	ND	10.2	12.4	12.3	14.5	13.8	15.9	13.8	15.9	14.0	16.1	14.0	16.1	15.5	17.4
Bolívar	COSTA-BOLÍVAR	220	40.0	15.4	16.0	15.4	16.0	15.4	16.0	16.1	17.3	19.5	20.8	19.6	20.9	19.7	21.0
Bosque	COSTA-BOLÍVAR	220	-	12.8	12.1	12.9	12.1	12.9	12.1	12.9	12.1	15.3	13.9	15.4	14.0	15.4	14.0
Bucaramanga	NORDESTE-SANTANDER	220	31.5	9.1	7.4	12.5	10.0	12.5	10.0	12.7	10.2	13.7	10.8	14.2	11.2	14.5	11.4
Candelaria	COSTA-BOLÍVAR	220	40.0	15.5	19.3	15.5	19.4	15.5	19.4	16.1	19.6	20.4	25.6	20.5	25.7	20.5	25.8
Caño Limón	NORDESTE-NORTE.SANT	220	12.5	1.7	1.9	1.7	2.0	1.7	2.0	1.7	2.0	1.7	2.0	1.7	2.0	1.7	2.0
Cartagena	COSTA-BOLÍVAR	220	31.5	15.4	18.8	15.4	18.9	15.4	18.9	16.1	19.4	20.1	24.4	20.2	24.5	20.3	24.5
Cartago	EPSA	220	40.0	10.4	9.7	10.5	9.8	10.6	9.8	10.6	9.8	11.0	10.1	11.0	10.1	12.3	11.1

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)													
				2012		2013		2014		2015		2019		2020		2025	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Cerromatoso	COSTA-CERROMATOSO	220	20.0	8.5	10.2	8.5	10.2	8.8	10.4	8.8	10.4	11.5	13.4	11.5	13.4	11.6	13.5
Chivor	BOGOTÁ	220	40.0	27.7	31.0	28.1	31.4	30.2	33.6	30.2	33.6	31.0	34.3	31.7	34.9	39.7	43.0
Circo	BOGOTÁ	220	31.6	15.4	14.5	15.5	14.6	15.6	14.6	15.6	14.6	15.8	14.8	16.5	15.2	17.5	15.8
Comuneros	NORDESTE-SANTANDER	220	20.0	10.2	10.9	12.2	12.5	12.2	12.5	12.2	12.5	13.5	14.2	13.5	14.2	13.6	14.3
Copey	COSTA-GCM	220	25.0	8.7	9.2	8.8	9.2	8.8	9.2	8.8	9.2	10.2	10.7	11.5	11.7	13.1	13.1
Cuestecitas	COSTA-GCM	220	31.5	4.9	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	5.0	5.2	5.3	5.4	5.3	5.4
El Salto	EPM	220	31.5	17.0	17.6	17.0	17.7	17.3	17.9	17.3	17.9	18.4	18.6	18.4	18.6	19.2	19.3
Enea	CHEC	220	31.5	9.7	8.0	9.8	8.1	9.8	8.1	9.8	8.1	10.0	8.2	10.0	8.2	10.3	8.4
Envigado	EPM	220	40.0	15.7	13.8	15.8	13.9	15.9	14.0	15.9	14.0	17.5	15.1	17.5	15.1	17.8	15.3
Esmeralda	CHEC	220	31.5	20.2	19.4	20.5	19.5	20.7	19.7	20.7	19.7	21.4	20.2	21.5	20.2	24.1	22.4
Fundación	COSTA-GCM	220	40.0	11.9	10.3	11.9	10.3	11.9	10.3	12.0	10.4	12.6	11.5	12.9	11.7	14.2	13.0
Guaca	BOGOTÁ	220	31.5	23.0	24.3	23.1	24.3	23.5	24.7	23.5	24.7	24.0	25.1	24.5	25.4	26.5	26.9
Guadalupe	EPM	220	40.0	17.6	19.2	17.7	19.2	17.9	19.4	17.9	19.4	19.0	20.3	19.0	20.3	19.8	21.1
Guatapé	EPM	220	40.0	31.6	32.3	31.8	32.5	31.9	32.6	31.9	32.6	33.4	33.7	33.5	33.7	34.2	34.3
Guatiguara	NORDESTE-SANTANDER	220	40.0	10.4	8.9	15.2	12.8	15.2	12.8	15.2	12.9	16.7	13.8	18.3	15.6	18.8	15.8
Guavío	BOGOTÁ	220	40.0	31.3	34.8	31.4	34.8	31.6	35.0	31.6	35.0	32.3	35.6	34.2	37.2	37.8	40.0
Guayabal	EPM	220	-					17.0	14.9	17.0	14.9	18.4	15.8	18.4	15.8	18.8	16.0
Ibagué	THB	220	20.0	6.9	5.9	6.9	5.9	6.9	6.0	6.9	6.0	7.2	6.2	7.3	6.2	6.9	6.0
Jaguas	EPM	220	31.5	20.6	19.5	20.7	19.6	20.8	19.6	20.8	19.6	21.3	19.9	21.3	19.9	21.5	20.1
Juanchito	EPSA	220	30.0	15.5	14.4	16.3	15.2	16.5	15.3	16.6	15.4	17.2	15.9	17.6	16.3	18.1	16.5
La Hermosa	CHEC	220	ND	10.1	8.7	10.1	8.7	10.2	8.7	10.2	8.7	10.4	8.9	10.4	8.9	11.1	9.3
La Mesa	BOGOTA	220	26.2	22.9	22.9	23.0	22.9	23.5	23.3	23.5	23.3	24.0	23.7	24.5	24.0	26.5	25.4
La Sierra	EPM	220	31.5	21.3	22.0	21.4	22.1	21.5	22.1	21.5	22.1	21.7	22.3	21.7	22.3	21.8	22.3
Malena	EPM	220	40.0	14.9	12.4	15.2	12.6	15.2	12.6	15.2	12.6	15.6	12.8	15.7	12.8	15.7	12.9
Merielectrica	NORDESTE-SANTANDER	220	ND	9.8	10.5	11.7	12.0	11.7	12.0	11.7	12.0	12.9	13.8	12.9	13.8	13.0	13.9
Miel	EPM	220	40.0	17.7	17.5	17.8	17.6	17.9	17.6	17.9	17.6	18.1	17.8	18.1	17.8	18.3	17.9
Miraflores	EPM	220	40.0	16.6	14.4	16.7	14.5	16.8	14.6	16.8	14.6	17.9	15.2	17.9	15.3	18.3	15.5
Mocoa	CEDELCA_CEDENAR	220	N.D.	3.8	3.0	4.2	3.3	4.4	3.4	4.4	3.4	4.4	3.4	4.4	3.4	7.7	5.9
Noroeste	BOGOTÁ	220	40.0	23.0	24.3	23.1	24.4	25.3	26.7	25.3	26.7	26.3	27.5	26.9	27.9	31.2	31.4
Norte	BOGOTÁ	220	-					16.9	15.8	16.9	15.8	18.6	16.9	18.9	17.1	28.5	29.7
Nueva Barranquilla	COSTA-ATLÁNTICO	220	31.5	20.1	20.3	20.2	20.3	20.1	20.3	20.2	20.3	20.9	20.8	21.0	20.8	21.1	20.9
Nueva Esperanza	BOGOTÁ	220	-	21.1	22.8	21.2	22.9	21.4	23.2	21.4	23.2	21.9	23.5	22.7	24.1	25.3	26.4
Nueva Paipa	NORDESTE-BOYACA	220	40.0	9.8	8.8	11.9	11.3	11.9	11.4	11.9	11.4	13.0	13.0	13.1	13.1	13.3	13.2
Ocaña	NORDESTE-NORTE.SANT	220	20.0	7.2	7.7	7.3	7.8	7.3	7.8	7.4	7.8	8.0	8.3	8.0	8.4	8.2	8.5
Occidente	EPM	220	40.0	17.6	15.0	17.7	15.0	17.7	15.1	17.7	15.1	23.7	21.8	23.8	21.8	24.9	23.0
Oriente	EPM	220	40.0	14.6	12.6	14.7	12.6	14.7	12.7	14.7	12.7	15.4	13.0	15.4	13.0	15.6	13.1
Paez	CEDELCA_CEDENAR	220	31.5	7.7	6.2	7.7	6.3	7.8	6.3	7.8	6.3	7.9	6.3	8.0	6.4	8.1	6.5

Subestación	Área	Voltaje kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]	Niveles de Cortocircuito de Interrupción RMS (Norma IEC)													
				2012		2013		2014		2015		2019		2020		2025	
				3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)
Paipa	NORDESTE-BOYACA	220	-	9.5	8.8	11.7	11.6	11.7	11.6	11.7	11.6	12.8	13.3	12.8	13.4	13.0	13.5
Palos	NORDESTE-SANTANDER	220	40.0	8.8	7.5	11.0	9.0	11.0	9.0	11.0	9.1	12.0	9.6	12.4	10.0	12.6	10.1
Pance	EPSA	220	30.0	15.2	13.5	15.8	13.9	16.1	14.0	16.1	14.0	16.7	14.5	17.0	14.6	17.4	14.8
Paraiso	BOGOTÁ	220	31.5	22.1	23.2	22.2	23.3	22.6	23.5	22.6	23.5	23.0	23.9	23.6	24.3	25.5	25.7
Pasto	CEDELCA_CEDENAR	220	31.5	8.2	7.1	9.4	8.5	9.8	8.7	9.8	8.7	9.9	8.8	9.9	8.8	13.7	11.6
Playas	EPM	220	40.0	16.2	15.2	16.3	15.3	16.4	15.3	16.4	15.3	16.7	15.6	16.7	15.6	16.9	15.6
Popayán	CEDELCA_CEDENAR	220	31.5	8.7	6.9	8.9	7.0	9.2	7.1	9.2	7.1	9.3	7.2	9.4	7.2	9.9	7.4
Porce II	EPM	220	31.5	17.5	19.2	17.5	19.2	17.7	19.4	17.7	19.4	18.8	20.2	18.8	20.2	19.6	21.0
Primavera	EPM	220	31.5	21.8	22.2	22.5	22.8	22.6	22.8	22.6	22.8	23.6	23.7	23.6	23.7	23.8	23.8
Purnio	EPM	220	31.5	20.5	16.4	20.5	16.4	20.7	16.5	20.7	16.5	21.0	16.7	21.1	16.7	21.3	16.8
Quimbo	THB	220	-			10.6	7.5	13.9	14.6	13.9	14.6	14.3	15.0	14.3	15.0	15.4	15.7
Reforma	BOGOTÁ	220	20.0	8.4	7.7	8.4	7.7	8.6	7.9	8.6	7.9	8.7	7.9	13.1	14.2	13.3	14.4
Sabanalarga	COSTA-BOLÍVAR	220	31.5	26.3	29.5	26.5	29.6	26.6	29.7	26.7	29.7	29.1	31.8	29.3	32.0	29.7	32.3
Salvajina	EPSA	220	31.5	8.7	8.6	8.9	8.7	8.9	8.7	8.9	8.7	9.0	8.8	9.1	8.9	9.2	8.9
Samoré	NORDESTE-NORTE.SANT	220	31.5	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
San Carlos	EPM	220	63.0	43.3	50.7	43.8	51.2	44.1	51.5	44.1	51.5	46.0	53.2	46.1	53.3	46.8	53.9
San Felipe	CHEC	220	31.5	15.6	12.5	15.6	12.5	15.7	12.6	15.7	12.6	16.0	12.7	16.0	12.8	16.3	12.9
San Marcos	EPSA	220	31.5	19.9	20.5	21.4	22.0	21.9	22.3	21.9	22.3	23.7	24.3	25.2	26.8	26.5	27.9
San Mateo (Bogotá)	BOGOTÁ	220	31.5	13.3	11.2	13.3	11.2	13.4	11.2	13.4	11.2	13.6	11.3	14.2	11.7	15.0	12.1
San Mateo (Cúcuta)	NORDESTE-NORTE.SANT	220	20.0	5.5	5.9	5.8	6.1	5.8	6.1	5.8	6.1	7.6	8.2	7.6	8.3	7.7	8.3
Santa Martha	COSTA-GCM	220	31.5	9.0	8.8	9.1	8.8	9.1	8.8	9.1	8.8	9.3	8.9	9.4	9.0	9.6	9.2
Sogamoso	NORDESTE-SANTANDER	220	-			19.6	22.4	19.7	22.4	19.7	22.4	22.8	26.0	23.6	26.9	25.4	28.6
Tasajera	EPM	220	40.0	18.3	18.2	18.4	18.3	19.2	19.0	19.2	19.0	21.4	20.6	21.4	20.6	22.6	21.8
Tasajero	NORDESTE-NORTE.SANT	220	40.0	6.0	6.6	6.4	7.0	6.4	7.0	6.4	7.0	9.0	10.7	9.1	10.7	9.1	10.8
Tebesa	COSTA-ATLÁNTICO	220	31.5	24.3	27.6	24.4	27.6	24.4	27.6	24.4	27.6	25.6	28.9	25.7	29.0	25.8	29.0
Termocentro	EPM	220	N.D.	18.2	18.5	18.6	18.9	18.6	18.9	18.6	18.9	19.3	19.4	19.3	19.4	19.4	19.5
Termocol	COSTA-GCM	220	-	8.7	8.9	8.7	8.9	8.7	8.9	8.7	8.9	8.8	9.0	9.0	9.1	9.1	9.2
Termoflores	COSTA-ATLÁNTICO	220	40.0	18.6	20.2	18.7	20.3	18.6	20.2	18.7	20.2	19.2	20.6	19.2	20.7	19.3	20.7
Termogujaira	COSTA-GCM	220	31.5	8.8	10.1	8.8	10.1	8.8	10.1	8.8	10.1	8.9	10.2	9.2	10.4	9.2	10.4
Temera	COSTA-BOLÍVAR	220	31.5	15.2	18.2	15.2	18.2	15.2	18.2	15.6	18.2	19.9	24.4	20.0	24.5	20.0	24.5
Toledo	NORDESTE-NORTE.SANT	220	31.5	3.1	3.0	3.3	3.1	3.3	3.1	3.3	3.1	3.4	3.2	3.4	3.2	3.4	3.2
Torca	BOGOTÁ	220	25.0	21.2	21.3	21.3	21.4	22.2	22.2	22.2	22.2	22.8	22.7	23.4	23.0	26.4	25.1
Tunal	BOGOTÁ	220	31.5	15.0	14.8	15.1	14.8	15.1	14.7	15.1	14.7	15.4	14.9	16.7	15.9	17.7	16.5
Urabá	EPM	220	20.0	3.0	3.2	3.0	3.2	3.2	3.4	3.2	3.4	3.3	3.5	3.3	3.5	3.4	3.5
Urrá	COSTA-CERROMATOSO	220	25.0	6.4	7.9	6.4	7.9	7.5	9.0	7.6	9.1	8.4	10.0	8.4	10.0	8.5	10.0
Valledupar	COSTA-GCM	220	31.5	4.7	4.2	4.7	4.2	4.7	4.2	4.7	4.2	5.0	5.4	7.5	9.0	7.7	9.2
Virgina	CHEC	220	31.5	16.8	17.1	17.1	17.2	17.2	17.3	17.2	17.3	18.4	18.4	18.4	18.4	23.7	24.7
Yumbo	EPSA	220	31.5	20.7	20.8	22.3	22.1	22.9	22.5	23.0	22.6	24.8	24.3	25.5	25.2	26.7	26.1

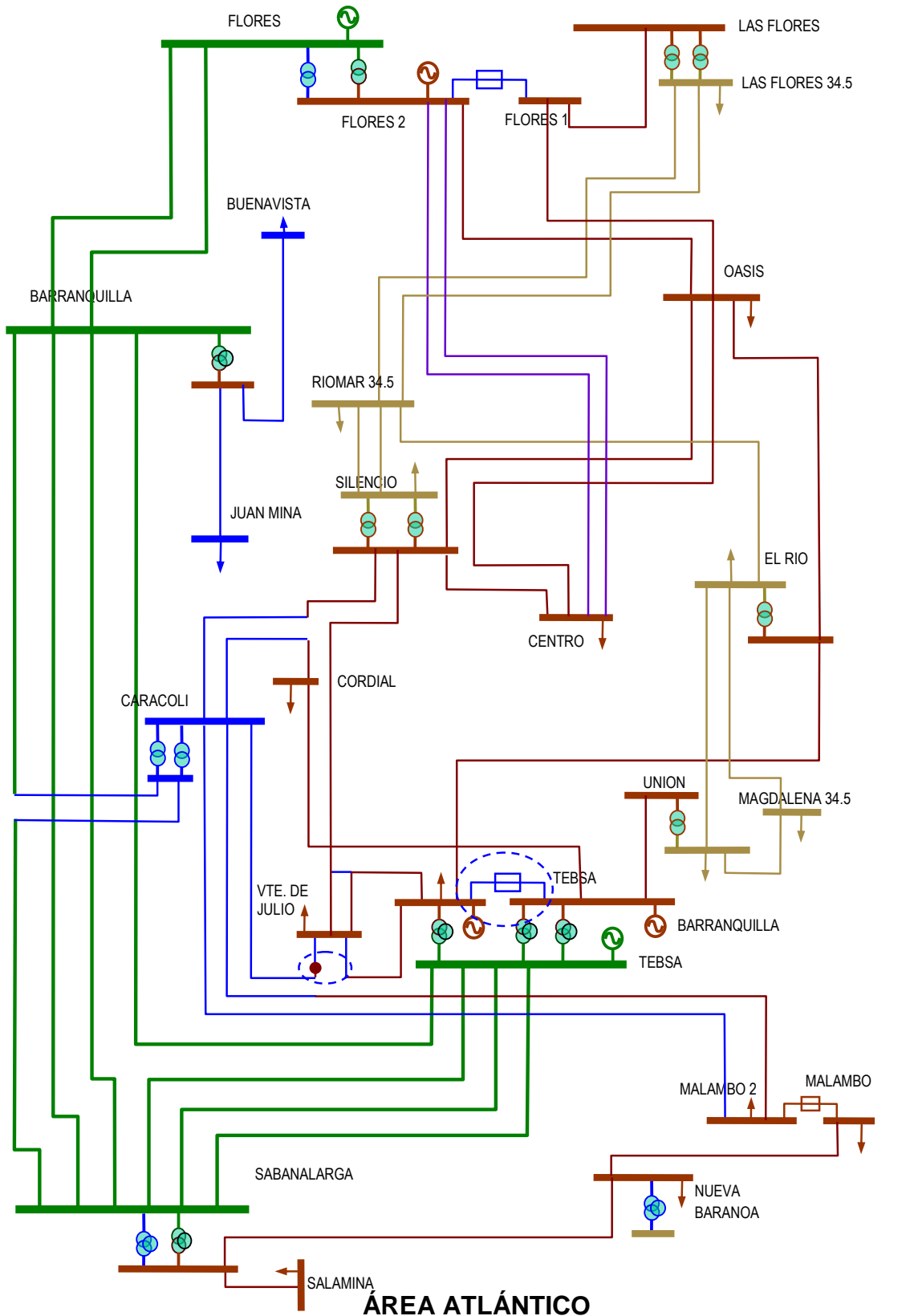
80% Cap. Equipos<Nivel de Corto<89% Cap. Equipos
90% Cap. Equipos<Nivel de Corto<100% Cap. Equipos



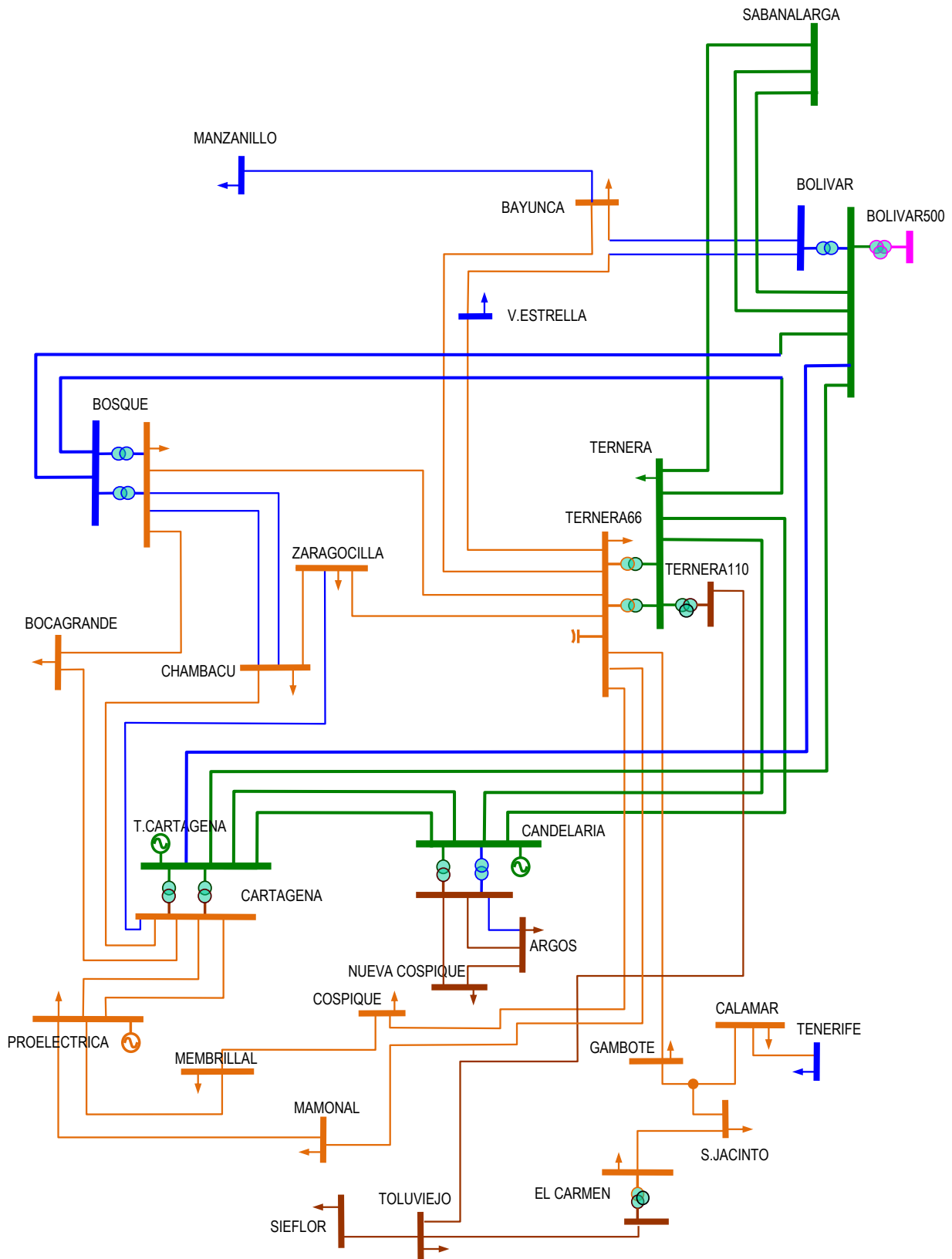


ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 44 kV
 ■ Proyectos de Expansión

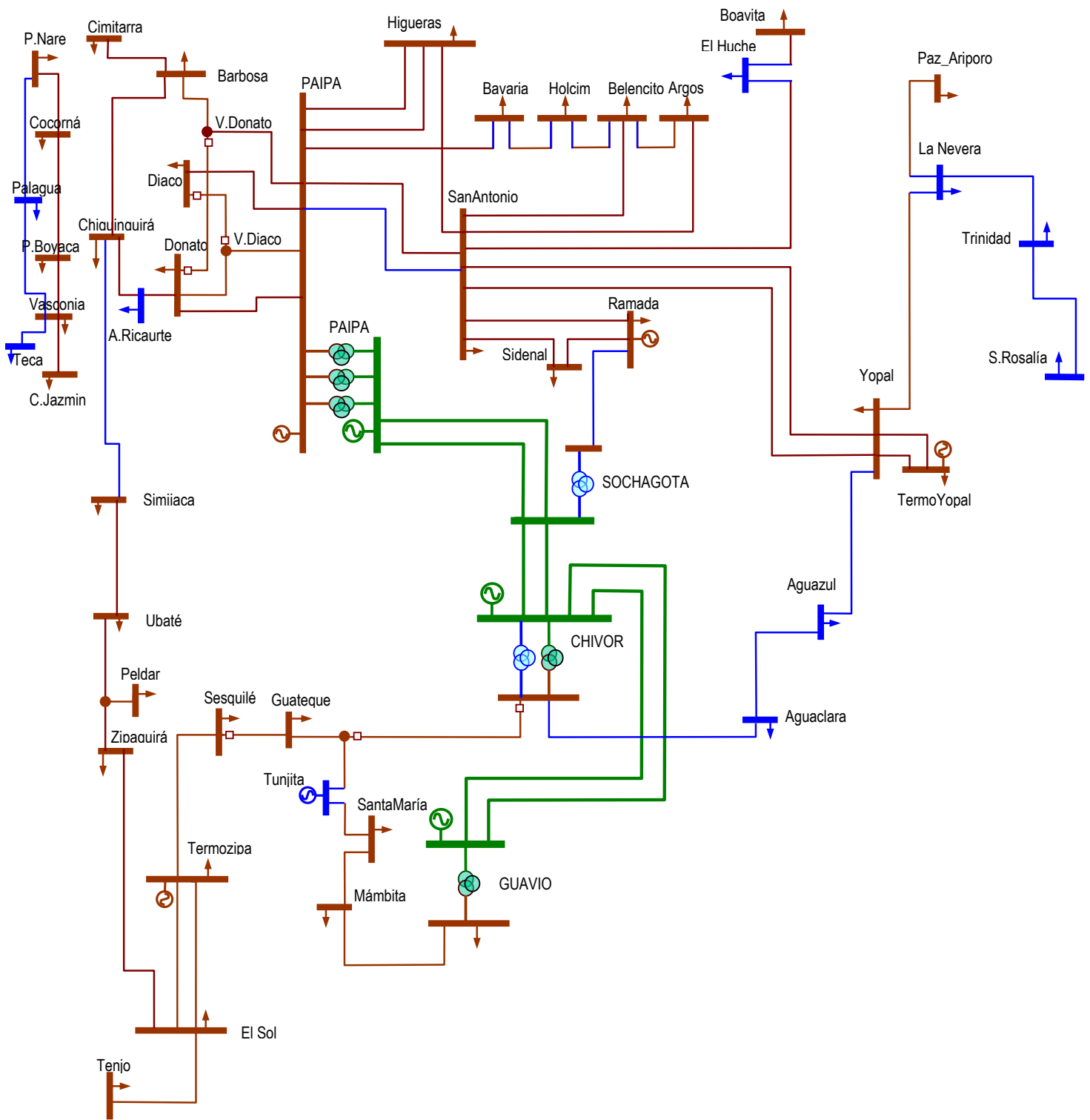


■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



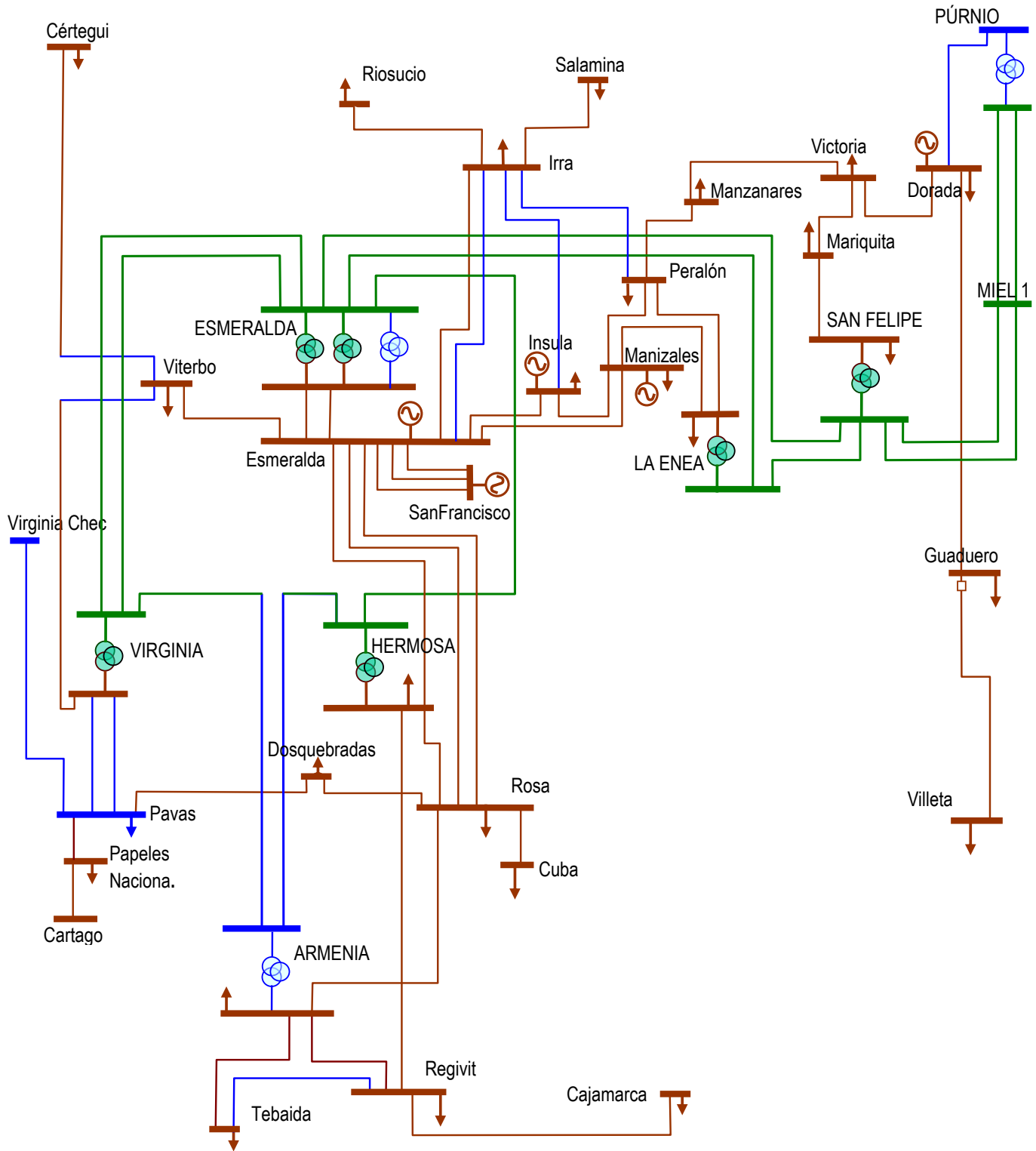
ÁREA BOLIVAR

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 66 kV
 ■ Proyectos de Expansión



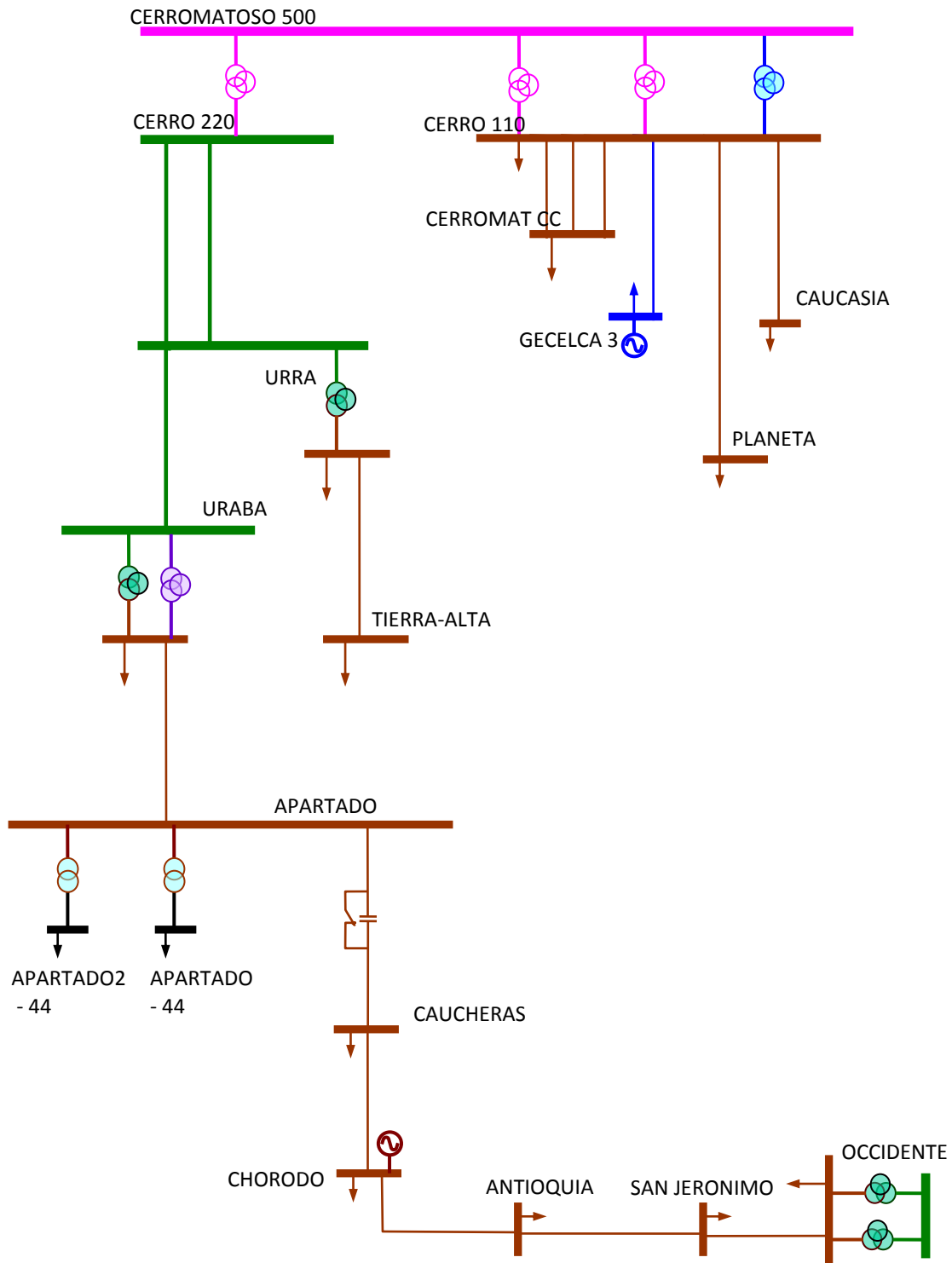
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



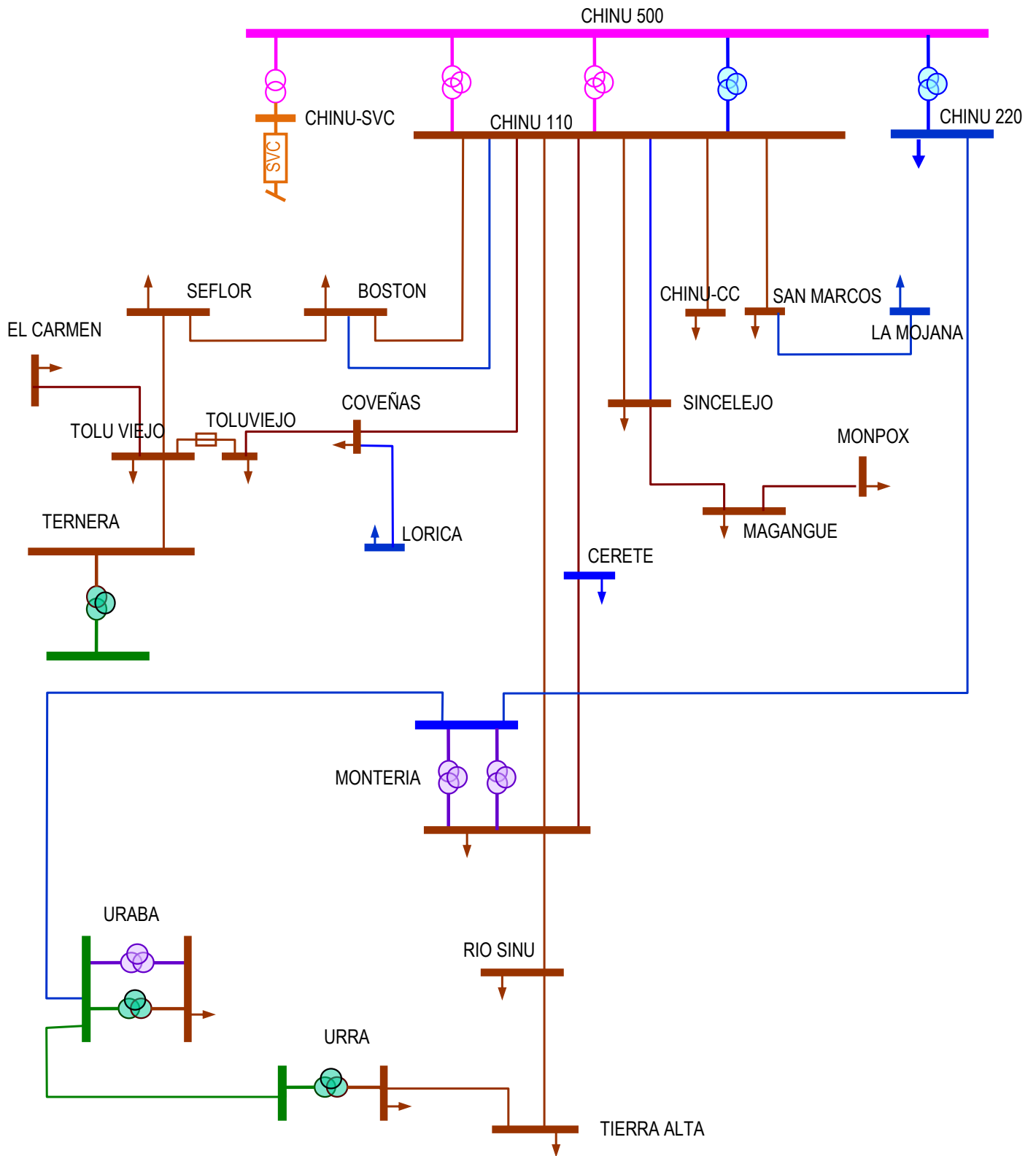
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión
 ■ Propuesta Operador de Red



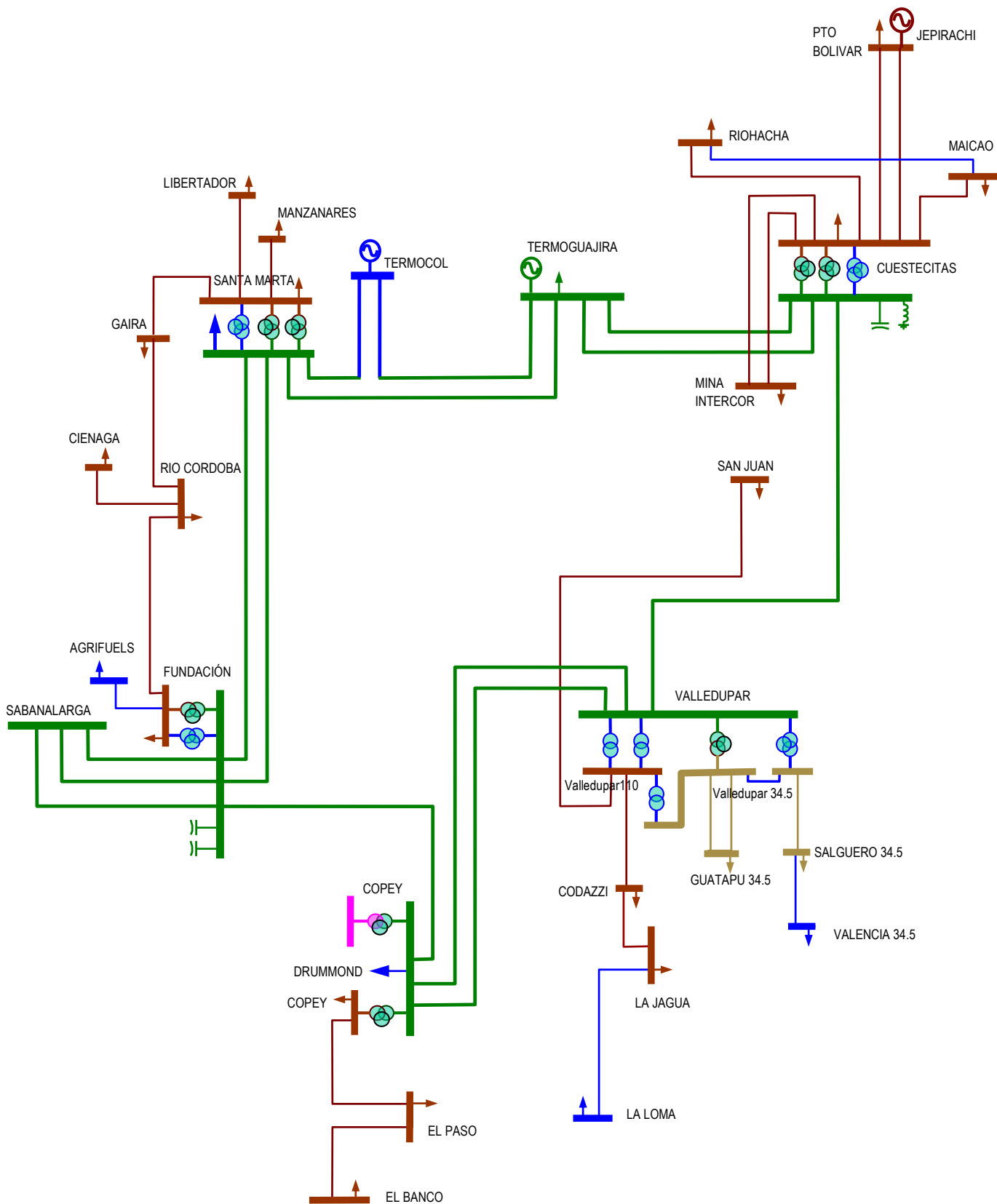
ÁREA CERROMATOSO

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



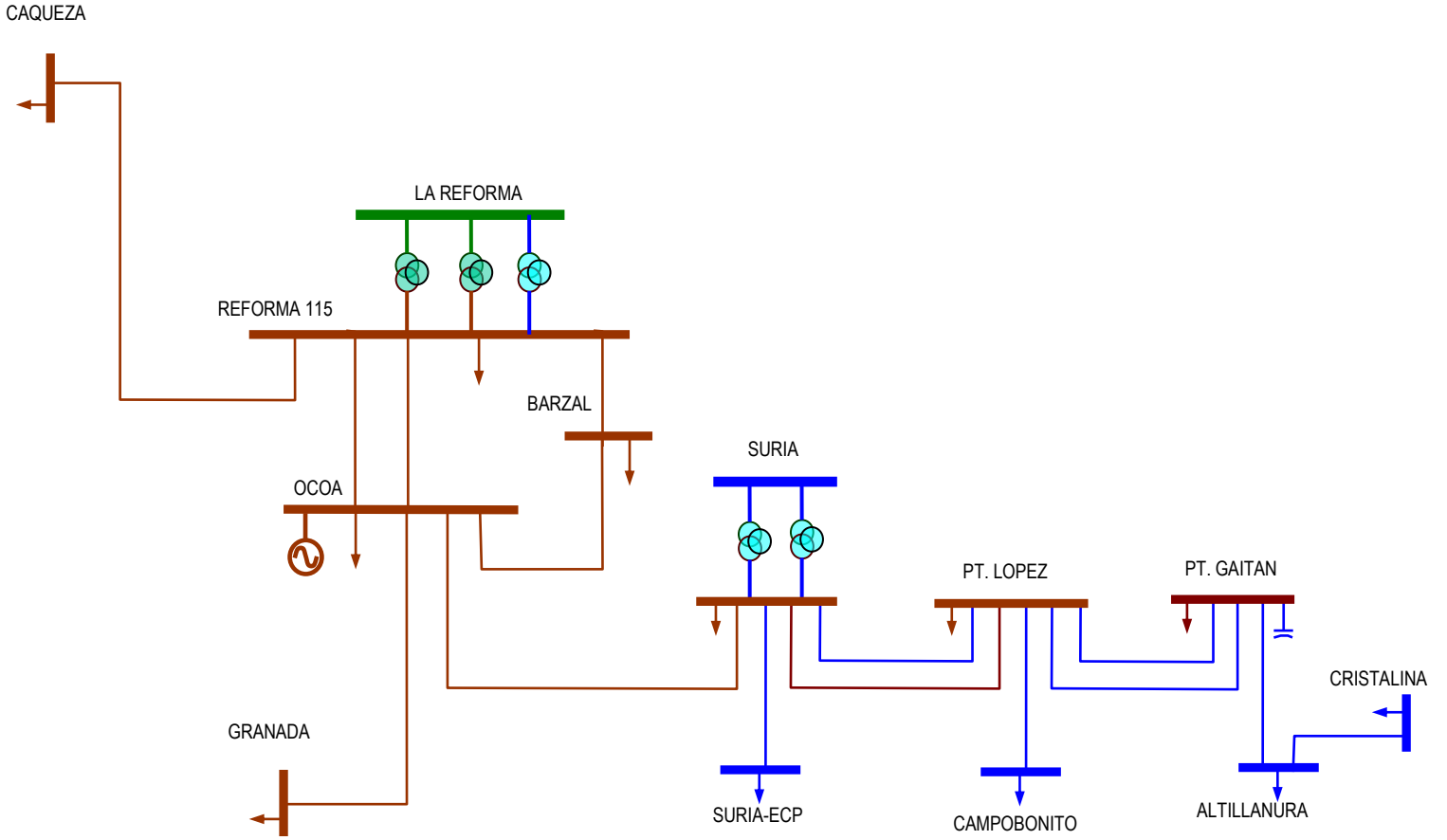
ÁREA CHINU

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



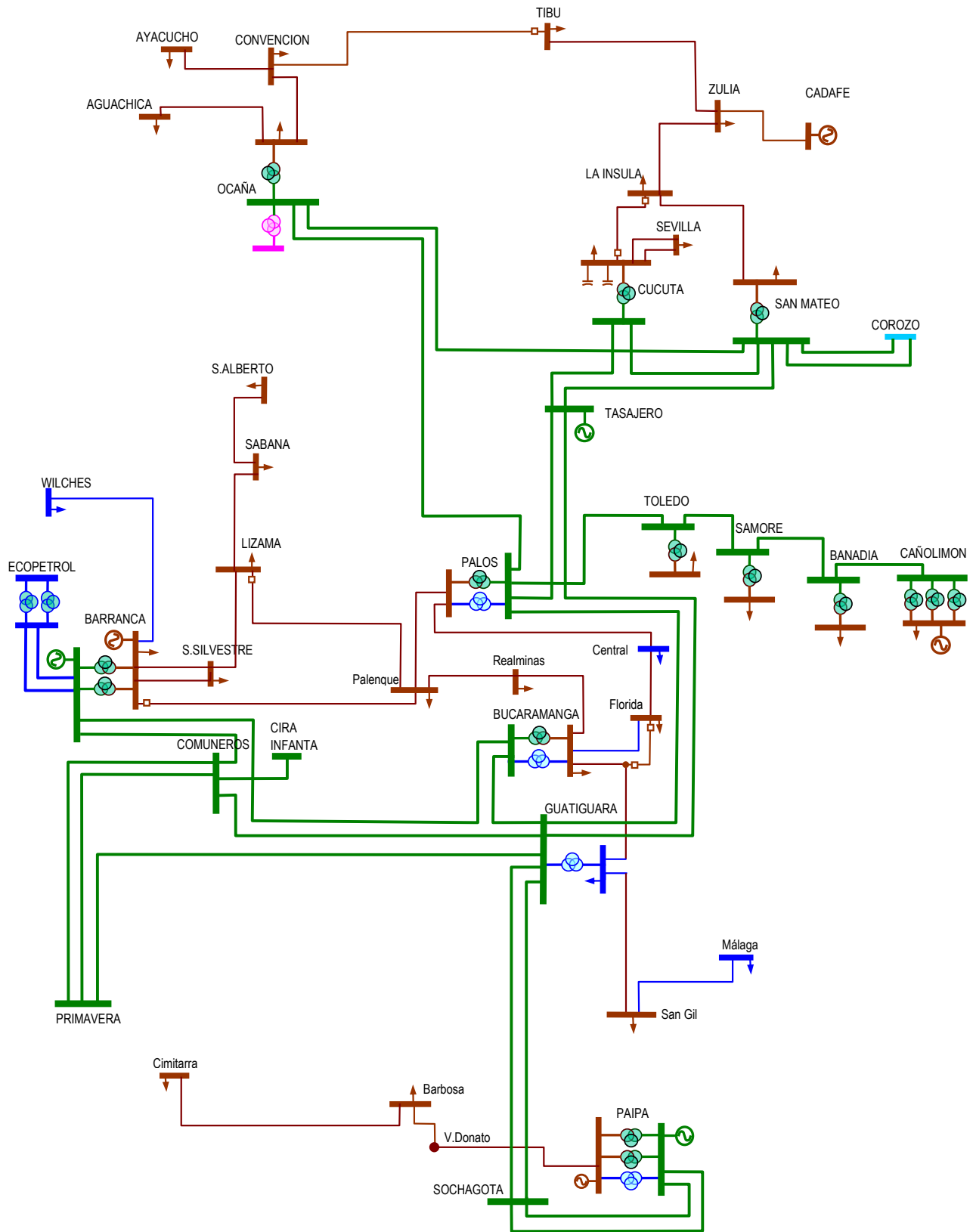
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Proyectos de Expansión



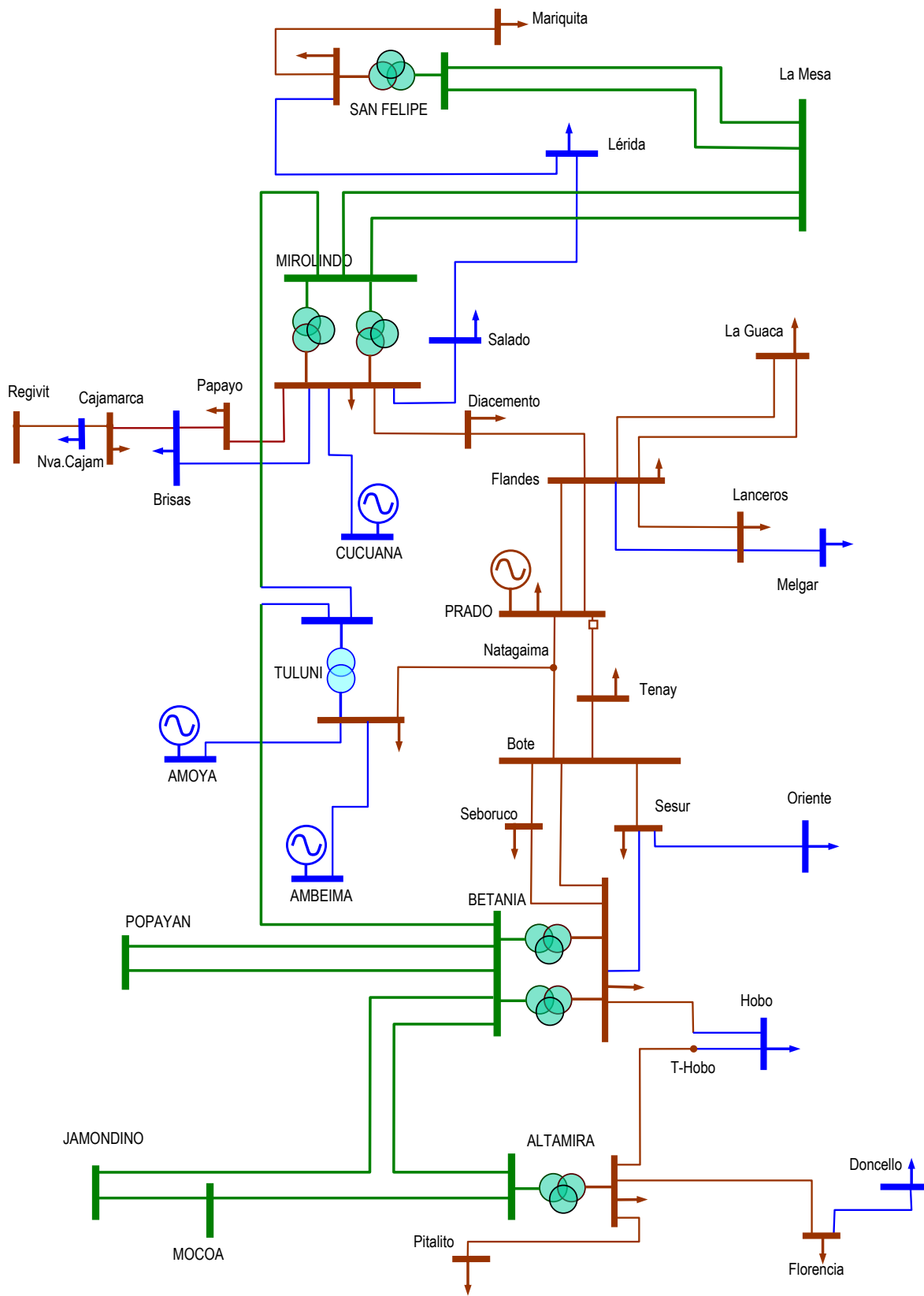
ÁREA META

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



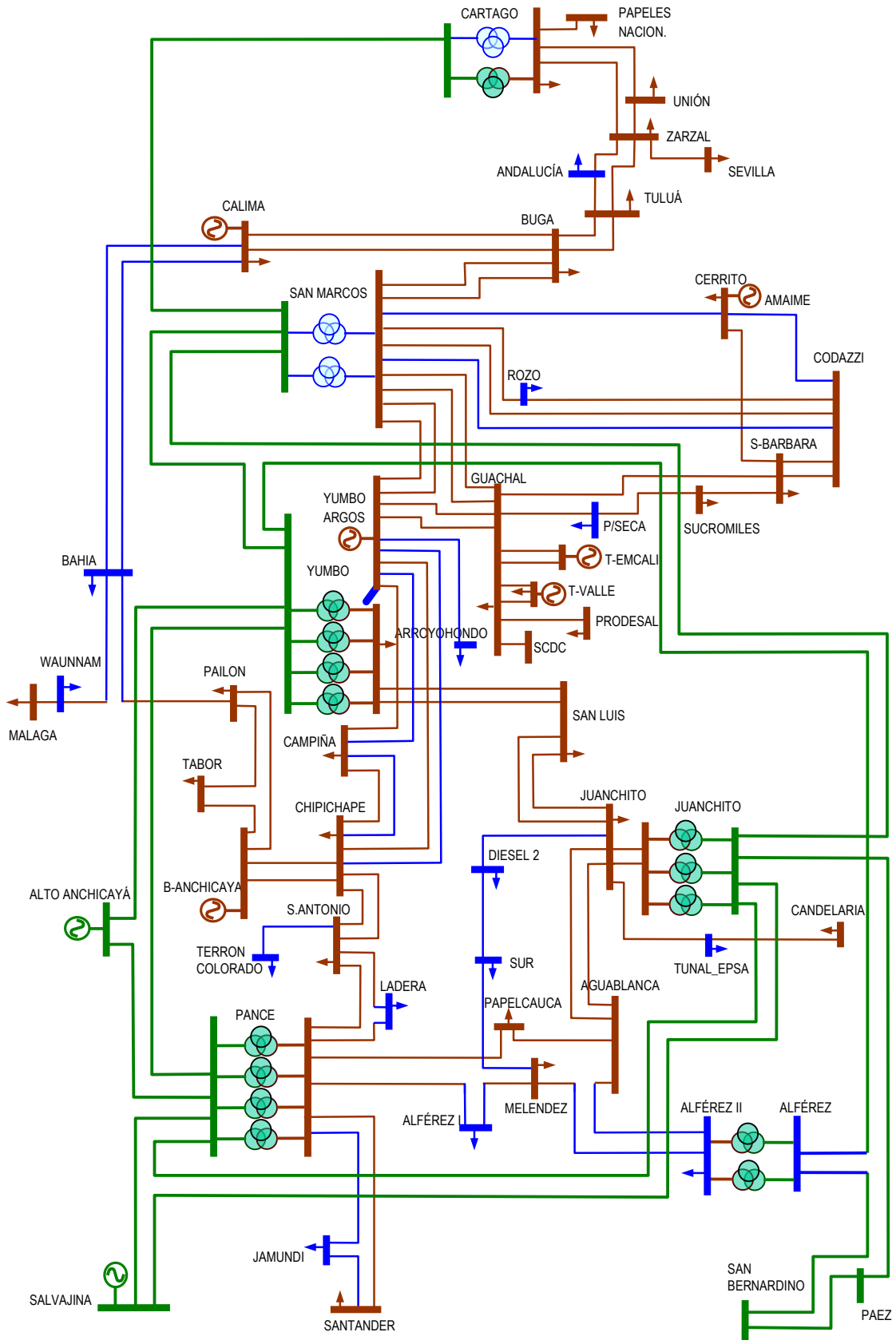
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



ÁREA VALLE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión