



República de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCION NÚMERO 4 - 0779

(21 OCT 2019)

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 – 2033

LA MINISTRA DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial la establecida en el numeral 8° del artículo 5° del Decreto 0381 de 2012, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo establecido en el Parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, compete a la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1313 del 02 de diciembre de 2002.

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de Ley 1151 de 2007 y vigente conforme a lo dispuesto por los artículos 276 de la Ley 1450 de 2011 y 267 de la Ley 1753 del 2015, compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Que de igual manera la citada norma señala que los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Que la Resolución 18 0924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Que adicionalmente, el artículo 6 de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011, por medio del cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, establecen que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación.

Que la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, en cumplimiento del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, elaboró el "Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033".

A



Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

Que de acuerdo con el numeral 8 contenido en el artículo 5 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía "[a]doptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución".

Que dentro de las obras de transmisión propuestas en el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033, se incluyen obras relacionadas con la conexión de algunos de los proyectos de generación asignados con obligaciones de energía firme en la subasta del cargo por confiabilidad, ubicados en Córdoba y La Guajira, y atención de la demanda en Bolívar y Putumayo.

Que la Ley 143 de 1994, artículo 17, señala igualmente que previo a la adopción de los planes, sobre estos deberá conceputar un cuerpo consultivo permanente, por lo cual la UPME sometió a consulta del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, las obras propuestas en el referido Plan y recibió observaciones de XM Compañía de Expertos en Mercados, EPSA, INTERCOLOMBIA y GEB, como miembros de dicho Comité, observaciones de las cuales algunas fueron incluidas en el documento final del "Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033", previo análisis de estas.

Que mediante oficio con radicado UPME 20191520035341 (MME 2019054932), esta Unidad sometió a consideración del Ministerio de Minas y Energía el "Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033",

Que mediante oficio con radicado UPME 2019150038951 (MME 2019065170) se remitió para aprobación y posterior adopción por parte del Ministerio de Minas y Energía, proyecto del "Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033", incluyendo en el proyecto definitivo, las observaciones presentadas por dicho Ministerio.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, "Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo", el Ministerio de Minas y Energía publicó en su página web, del 5 al 14 de septiembre de 2019, el proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033", con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas del público en general, las cuales fueron incorporadas a esta Resolución en lo que se consideró pertinente.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE

Artículo 1. Adoptar el "Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033" elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, anexo a la presente Resolución que contiene las siguientes obras de transmisión las cuales deben ser ejecutadas a través de (i) Convocatoria Pública o (ii) Ampliaciones del STN, según corresponda:

Obras en Guajira - Cesar - Magdalena:

- Segundo circuito en 500 kV entre Cuestecitas y Copey, con Fecha de Entrada en Operación - FPO a más tardar en agosto de 2022.
- Nuevo circuito Bonda (Termocol) - Río Córdoba 220 kV, con Fecha de Puesta en Operación - FPO en noviembre de 2023.

Obra en Córdoba:

- Nueva subestación Sahagún 500 kV, seccionando uno de los circuitos Cerro - Chinú 500 kV, con Fecha de Puesta en Operación - FPO en junio de 2023.



Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033"

Obra Bolívar:

- Nueva subestación Pasacaballos 220 kV, seccionando uno de los circuitos Toluviejo - Bolívar 220 kV, con Fecha de Puesta en Operación - FPO en junio de 2024.

Obra Putumayo:

- Cambio de configuración de la subestación Mocoa, de barra principal y transferencia a doble barra con bahía con bahía de acople, incluido el lote y obras de mitigación de riesgos, con Fecha de Puesta en Operación - FPO en septiembre 2020.

Artículo 2. Los proyectos aquí relacionados se consideran de utilidad pública e interés social por así disponerlo los artículos 56 de la Ley 142 de 1994 y 5° de la Ley 143 de 1994.

Artículo 3. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a los, **21 OCT 2019**

MARÍA FERNANDA SUÁREZ
Ministra de Minas y Energía

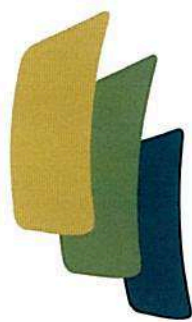
Elaboró: Diana Cely 
Revisó: Lucas Arboleda/Rafael Madrigal 
Aprobó: María Fernanda Suárez



4 - 0779

21 OCT 2019

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2019 – 2033



upme

Unidad de Planeación Minero Energética



4 - 0779

21 OCT 2019

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

MARIA FERNADA SUAREZ
Ministra de Minas y Energía

Ricardo Humberto Ramírez
Director General UPME

Javier Martínez Gil
Subdirector Energía Eléctrica UPME

Elaboró:
Subdirección de Energía Eléctrica
Grupos de Generación, Transmisión y
Convocatorias

**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.
ISAGEN S.A. E.S.P.
Electricaribe S.A. E.S.P.
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.
Cerro Matoso S.A.
DIACO
Ecopetrol S.A.
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.

CONVOCATORIAS:

- Carmen Andrea Rojas
- Juliana A. Moreno Tiusabá

DEMANDA:

- Carlos A. García Botero
- William A. Martínez Moreno

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Invitados permanentes de CAPT:
Ministerio de Minas y Energía
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A.
E.S.P.

GENERACIÓN:

- Luis A. Hernández Beleño
- William J. Henao Ramírez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- John Sebastián Zarate

TRANSMISIÓN:

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Gil Naranjo
- Yohana Carolina Galvis Silva
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Alexandra Moreno Garzón
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Andrés Felipe Hernández
- Leonel Santiago Tirado



INTRODUCCIÓN

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

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el primer semestre del 2019, razón por la cual se utilizó la proyección de demanda, revisión de febrero. Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN en relación a la conexión de las plantas acreedoras del cargo por confiabilidad y análisis de los STRs de acuerdo a lo indicado en la Resolución CREG 024 de 2013.

LISTA DE SIGLAS

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN.....	10
1.1.	INTRODUCCIÓN.....	10
1.2.	ANÁLISIS DE PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN, NO ESTA DEFINIDA Y SE ANALIZA EN EL PRESENTE PLAN.....	11
1.2.1.	Conexión de Alpha y Beta.....	11
1.2.2.	Conexión de Tesorito.....	36
1.3.	PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN Y YA ESTA DEFINIDA.....	60
1.3.1.	Conexión de Chemesky, Tumawind, Casa Eléctrica y Winpechi.....	60
1.3.2.	La Loma Solar.....	61
1.3.3.	Puerto Solo 1.....	61
1.3.4.	Ituango.....	61
1.3.5.	TermoEBR (Estación Rubiales) y TermoProyectos (estación Jaguey).....	62
1.3.6.	Ampliación Capacidad Candelaria.....	62
1.4.	PLANTAS QUE NO NECESITAN EXPANSIÓN.....	63
1.4.1.	Miel II.....	63
1.4.2.	Yopal.....	63
1.4.3.	Termovalle.....	63
1.4.4.	Termosolo 2.....	63
2.1.	ANÁLISIS 2018 - TERMOCARIBE.....	64
2.1.1.	Expansión Pasacaballos – Bolívar - ConexiónTermocaribe.....	64
2.2.	OBRAS ADICIONALES MOCOA.....	83
2.3.	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR.....	84
2.3.1.	Área Caribe – Atlántico.....	84
2.3.2.	Área Caribe – Bolívar.....	89
2.3.3.	Área Caribe – Chinú.....	90

2.3.4.	Área Caribe – Cerrmatoso	92
2.3.5.	Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena.....	93
2.3.6.	Área Nordeste – Santander	94
2.3.7.	Área Nordeste – Norte de Santander	96
2.3.8.	Área Nordeste – Boyacá – Casanare	97
2.3.9.	Área Nordeste – Arauca	98
2.3.10.	Área Antioquia – Antioquia	99
2.3.11.	Área Antioquia – Chocó	100
2.3.12.	Área Oriental – Bogotá	101
2.3.13.	Área Oriental – Meta – Guaviare	103
2.3.14.	Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda	104
2.3.15.	Área Suroccidental – Valle.....	106
2.3.16.	Área Suroccidental – Cauca – Nariño	107
2.3.17.	Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá.....	108
2.3.18.	Área Suroccidental – Putumayo	110
ANEXO I.	DIAGRAMAS UNIFILARES	111
ANEXO II.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2017	126
ANEXO III.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2031	127
ANEXO IV.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A LARGO PLAZO... ¡Error! Marcador no definido.	
ANEXO V.	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN	128
ANEXO VI.	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	129
ANEXO VII.	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2031	130

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Alternativas Conexión alpha y Beta.....	18
Gráfica 1-2 Mapa Alternativas Conexión Apha y Beta.....	19
Gráfica 1-3 Alternativa Línea Virual.....	22
Gráfica 1-4 Nivel de Corto.....	29
Gráfica 1-5 Reducción Costo Maginal.....	32
Gráfica 1-6 Nivel de Corto Circuito.....	56
Gráfica 1-7 Posibles ubicaciones SE Pasacaballos.....	65
Gráfica 1-8 Alternativa Analizada a nivel del STR.....	66
Gráfica 1-9 Alternativa STN y STR.....	69
Gráfica 1-10 Nivel de corto trifásico - 2028.....	76
Gráfica 1-11 Nivel de corto monofásico - 2028.....	77
Gráfica 1-12 Perfil de beneficios a 25 años.....	78
Gráfica 1-13 Costo marginal con y sin proyecto de generación.....	80
Gráfica 1-14 Costo marginal con y sin proyecto de generación.....	81
Gráfica 1-15 Relación Beneficio/Costo.....	81
Gráfica 1-30: Área Caribe Actual.....	85
Gráfica 1-31: Área Nordeste.....	94
Gráfica 1-32: Área Antioquia.....	99
Gráfica 1-33 Área Oriental.....	101
Gráfica 1-34: Área Suroccidental.....	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Plantas Ganadoras del Cargo	10
Tabla 1-2 Demanda Máxima años 2020 – 2022 - 2024	12
Tabla 1-3 Demanda Media años 2020 – 2022 - 2024	12
Tabla 1-4 Expansión Considerada en el Área	12
Tabla 1-5 Capacidad Aprobada Área Caribe	14
Tabla 1-6 Capacidad Líneas Área de Influencia	14
Tabla 1-7 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta - sin expansión adicional – Demanda Max – Gen Max	15
Tabla 1-8 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta – Sin expansión adicional – Demanda Med – Gen Max	16
Tabla 1-9 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta - sin expansión adicional –Demanda Max – Gen Max	16
Tabla 1-10 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta - sin expansión adicional –Demanda Med – Gen Max	17
Tabla 1-11 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santa Marta – Demanda Max – Gen Max	20
Tabla 1-12 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santa Marta – Demanda Max – Gen Max	20
Tabla 1-13 Desempeño del sistema 2020, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santamarta y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda med – Gen Max.....	21
Tabla 1-14 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santamarta y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda Max – Gen Max.....	21
Tabla 1-15 Ubicación Baterías	22
Tabla 1-16 Esquema de Operación Propuesto	23
Tabla 1-17 Desempeño - Demanda máxima – máxima generación – Absorbe en Termocol – Entrega San Marta.....	23
Tabla 1-18 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación – Entrega en Termocol – Absorbe San Marta	24
Tabla 1-19 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación Renovable –Mínima Térmica – Entrega en Termocol – Absorbe San Marta.....	24

Tabla 1-20 Operación Propuesta Desempeño Adecuado.....	25
Tabla 1-21 Ubicación y Capacidad Baterías	25
Tabla 1-22 Esquema propuesto Analizado	26
Tabla 1-23 Desempeño - Demanda máxima – máxima generación– Absorbe en Termocol – Entrega San Marta	26
Tabla 1-24 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación (sin Termonorte) – Entrega en Termocol – Absorbe Santa Marta San Marta	27
Tabla 1-25 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con circuito entre Termocol y Rio Córdoba y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda Media – Gen Max.....	27
Tabla 1-26 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con circuito entre Termocol y Rio Córdoba y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda Máxima – Gen Max.....	28
Tabla 1-27 Datos evaluación económica – Cargo por confiabilidad	31
Tabla 1-28 VPN Beneficios.....	32
Tabla 1-29 VPN Beneficios.....	32
Tabla 1-30 VPN Costo del Cargo por Confiabilidad	33
Tabla 1-31 VPN Costos	33
Tabla 1-32 Costo Referencia Baterías.....	34
Tabla 1-33 Costo Referencia Baterías – Alternativa 3 y 4	34
Tabla 1-34 Ucs Nuevo Circuito Termocol - Rio Cordoba	34
Tabla 1-35 Costo en UCs	35
Tabla 1-36 Relación Beneficio/Costo	35
Tabla 1-37 Demanda Máxima años 2020 – 2022 - 2024	36
Tabla 1-38 Demanda Media años 2020 – 2022 - 2024	36
Tabla 1-39 Expansión Considerada en el Área.....	37
Tabla 1-40 Capacidad Aprobada Área Caribe	38
Tabla 1-41 Capacidad Líneas Área de Influencia	39
Tabla 1-42 Escenarios de Análisis	40
Tabla 1-43 Alternativa de conexión directa a Chinú – Escenario 1.....	40

Tabla 1-44 Alternativa de conexión directa a Chinú – Escenario 2.....	44
Tabla 1-45 Desempeño del sistema – Alternativas de expansión – Escenario 1	48
Tabla 1-46 Desempeño del sistema – Alternativas de expansión – Escenario 1	51
Tabla 1-47 Costo de Racionamiento y precio de Escasez.....	58
Tabla 1-48 Beneficio.....	58
Tabla 1-49 UCs Proyecto	58
Tabla 1-50 Costos Totales.....	59
Tabla 1-51 Conexión de Chemesky, Tumawind, Casa Eléctrica y Winpechi.....	60
Tabla 1-52 Conexión La Loma	61
Tabla 1-53 Conexión de Puerto Solo.....	61
Tabla 1-54 Conexión de Hidrio Ituango.....	62
Tabla 1-55 Conexión de TermoEBR y TermoProyectos	62
Tabla 1-56 Aumento de Capacidad Termocandelaria.....	62
Tabla 1-57 Conexión de Miel II.....	63
Tabla 1-58 Conexión de Yopal	63
Tabla 1-59 Conexión Termovalle.....	63
2. Tabla 1-59 Conexión Termovalle.....	64
Tabla 1-60 Demandas Industriales.....	64
Tabla 1-61 Demandas Industriales.....	65
Tabla 1-62 Desempeño alternativa STR	67
Tabla 1-63 Escenarios Analizados	70
Tabla 1-64 Desempeño del Sistema Sin Proyecto.....	70
Tabla 1-65 Desempeño del Sistema Con Proyecto	72
Tabla 1-66 Desempeño del Sistema Con Proyecto y generación.....	74
Tabla 1-67 Costo del proyecto en UCs.....	77
Tabla 1-68 Bloques de demanda industrial.....	78



Tabla 1-69 Costos Adicionales en Mocoa	83
Tabla 1-70: Desempeño del sistema en Atlántico	85
Tabla 1-71: Desempeño del sistema en Bolívar.....	89
Tabla 1-72: Desempeño del sistema en Chinú.	90
Tabla 1-73: Desempeño del sistema en Cerromatoso.....	92
Tabla 1-74: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.....	93
Tabla 1-75: Desempeño del sistema en Santander.....	95
Tabla 1-76: Desempeño del sistema en Norte de Santander.....	96
Tabla 1-77: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.....	97
Tabla 1-78: Desempeño del sistema en Antioquia.....	100
Tabla 1-79: Desempeño del sistema en Chocó.....	100
Tabla 1-80: Desempeño del sistema en Bogotá.....	102
Tabla 1-81: Desempeño del sistema en Meta.....	103
Tabla 1-82: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.....	105
Tabla 1-83: Desempeño del sistema en Valle.....	106
Tabla 1-84: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.....	107
Tabla 1-85: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.....	108

1. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

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

En el presente año se llevó a cabo la subasta del cargo por confiabilidad, por tanto se analizó la conexión de las plantas ganadoras del cargo, de acuerdo con los numerales 1.3 y 2.2 del anexo general de la Regulación CREG 106 de 2006; en el marco de la formulación del Plan de Expansión.

A continuación, se presentan las plantas que fueron ganadoras del cargo:

Tabla 1-1 Plantas Ganadoras del Cargo

Proyecto, planta y/o unidad de generación	CEN [MW]	Clasificación de la planta y/o unidad de generación	OEF ASIGNADAS (kWh-día)	Tipo de Tecnología
El Paso Solar	68	Especiales (ES)	236,995	SOLAR
Pescadero-Ituango	1200	Especiales (ES)	3124,111	HIDRÁULICA
Chemesky	98,85	Nuevas (N)	202,975	EÓLICO
La Loma Solar	170	Nuevas (N)	524,465	SOLAR
Tumawind	197,77	Nuevas (N)	284,049	EÓLICO
Windpeshi	195,03	Nuevas (N)	779,049	EÓLICO
Parque Beta	280	Nuevas (N)	201,6	EÓLICO
Escuela de Minas	55	Especiales (ES)	158,099	HIDRÁULICA
Casa Eléctrica	176,3	Nuevas (N)	888,245	EÓLICO
TermoEBR (Estación Rubiales)	19,4	Especiales (ES)	372,48	TÉRMICA
TermoProyectos (Estación Jagüey)	19,4	Especiales (ES)	372,48	TÉRMICA
El Tesorito	200	Nuevas (N)	4559,995	TÉRMICA
Miel II	116,79	Nuevas (N)	203,885	HIDRÁULICA
Termosolo1	148	Nuevas (N)	2841,6	TÉRMICA

Proyecto, planta y/o unidad de generación	CEN [MW]	Clasificación de la planta y/o unidad de generación	OEF ASIGNADAS (kWh-día)	Tipo de Tecnología
Termosolo2	80	Nuevas (N)	1536	TÉRMICA
Cierre De Ciclo De Las Unidades 1 Y 2 - TCDC	241	Especiales (ES)	5610,06	TÉRMICA
Termo Caribe 3	42	Nuevas (N)	806.4	TÉRMICA
Termovalle	40,02	Existente con obras (ECO)	5472,45	TÉRMICA
TermoyopalG3	50	Nuevas (N)	1139,999	TÉRMICA
TermoyopalG4	50	Nuevas (N)	1139,999	TÉRMICA
TermoyopalG5	50	Nuevas (N)	1139,999	TÉRMICA
Parque Alpha	212	Nuevas (N)	152,64	EÓLICO

En el marco del análisis, la Unidad encontró la siguiente casuística para el análisis:

- Plantas que necesitan expansión, la cual no está definida y se analiza en el presente Plan.
- Plantas que necesitan expansión y ya está definida.
- Plantas que no necesitan expansión.
- Expansión revisada en 2018.

1.2. ANÁLISIS DE PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN, NO ESTÁ DEFINIDA Y SE ANALIZA EN EL PRESENTE PLAN

1.2.1. Conexión de Alpha y Beta

Antecedentes

- El día 28 de febrero de 2019, se llevó a cabo la subasta del cargo por confiabilidad, en la cual los proyectos eólicos Alpha y Beta fueron adjudicatarios con las siguientes energías:
 - Alpha, energía de 0.15 GWh-día y capacidad instalada de 212 MW
 - Beta, energía de 0.2 GWh-día y capacidad instalada de 280 MW
- La conexión de los Proyectos Alpha y Beta, se desarrollará en el departamento de la Guajira, el cual hace parte de la subárea Guajira – Cesar – Magdalena, subárea que presenta restricciones para conectar generación adicional.
- Se evalúa como punto de conexión la subestación Cuestecitas 500 kV.
- Demanda Considerada:

Tabla 1-2 Demanda Máxima años 2020 – 2022 - 2024

Zona	Demanda Máxima (MW)		
	2020	2022	2024
Atlántico	802.28	835.27	867.58
Bolívar	525.18	547.30	568.97
Guajira – Cesar – Magdalena	752.05	781.31	809.97
Córdoba – Sucre	480.01	500.37	520.31

Tabla 1-3 Demanda Media años 2020 – 2022 - 2024

Zona	Demanda Media (MW)		
	2020	2022	2024
Atlántico	763.10	794.33	824.91
Bolívar	489.64	510.21	530.35
Guajira – Cesar – Magdalena	619.09	642.96	666.34
Córdoba – Sucre	397.28	414.13	430.63

- Expansión considerada:

Tabla 1-4 Expansión Considerada en el Área

La Loma 500 kV	Enero 2019
Subestación Cereté 110 kV	Enero 2019
Caracolí 110 kV	Febrero 2019

Chinú – Montería – Urabá 220 kV	Marzo 2019
Subestación Norte, Nueva B/quilla 110 kV	Marzo 2019
Tercer Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Marzo 2019
Tercer Transformador El Bosque	Junio 2019
Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	Noviembre 2019
Cuestecitas – Riohacha – Maicao 110 kV	Diciembre 2019
Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	Junio 2020
La Loma 500 / 110 kV	Septiembre 2020
Conexión Ituango 500 kV	Septiembre 2020
Copey – Cuestecitas 500 kV	Noviembre 2020
Copey – Fundación 2 220 kV	Noviembre 2020
Refuerzo Costa 500 kV (Cerro – Chinú – Copey)	Febrero 2021
Subestación La Marina STR	Noviembre 2021
San Juan 220 / 110 kV	Diciembre 2021
Bolívar – Sabana 500 kV	Junio 2022
El Rio 220 kV	Junio 2022
Toluviejo 220 kV	Junio 2022
Subestación Guatapuri 110 kV	Septiembre 2022

Nueva Montería – Rio Sinú 2 110 Septiembre 2022

Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas Noviembre 2022

La Loma – Cuestecitas 2 500 kV Diciembre 2023

La Loma – Sogamoso 500 kV Diciembre 2023

- Conceptos aprobados:

Tabla 1-5 Capacidad Aprobada Área Caribe

Zona	No. Proyectos	Capacidad (MW)
Atlántico	15	1084.4
Bolívar	10	365.25
Guajira	16	1888.16
Cesar	6	929.7
Magdalena	1	99.9
Córdoba – Sucre	16	528.88

- Capacidad líneas Guajira – Cesar – Magdalena:

Tabla 1-6 Capacidad Líneas Área de Influencia

Zona	Capacidad de transporte nominal (A)	Capacidad de transporte térmico (A)	%	Capacidad de transporte de emergencia (A)	%
Guajira - Santa Marta 2 220	656	813	23.9	787	20

Zona	Capacidad de transporte nominal (A)	Capacidad de transporte térmico (A)	%	Capacidad de transporte de emergencia (A)	%
Guajira - Termocol 1 220	656	813	23.9	787	20
Santa Marta - Termocol 1 220	656	813	23.9	787	20
Guatapuri - San Juan 1 110	400	457	14.3	440	10
San Juan - Valledupar 1 220	598	813	36	717	19.9

Análisis técnicos

Se plantean diferentes escenarios de análisis, en el presente documento se presenta la condición más crítica correspondiente a demanda máxima y generación máxima, lo anterior debido al direccionamiento de los flujos.

Análisis sin proyecto de expansión

A continuación, se presenta el desempeño del sistema para la condición de generación máxima y demanda máxima y media, para el caso de la conexión en Cuestecitas de los proyectos Alpha y Beta sin infraestructura adicional.

Año 2022

Tabla 1-7 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta – sin expansión adicional – Demanda Max – Gen Max

Falla	Copey – Cuestecitas 500 kV	Copey - La Loma 500	Cuestecitas 500/230	Cuestecitas - San Juan 1 220	Guajira – Santa Marta 220 kV	La Loma - Ocaña 500	Santa Marta – Termocol 220 kV
Guajira – Santa Marta 220 kV							112
Santa Marta - Termocol 220 kV	112	103	102	98	126	106	
Cuestecitas – San Juan 220 kV	105						

Tabla 1-8 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta – Sin expansión adicional – Demanda Med – Gen Max.

Falla Línea	Copey - Cuestecitas 500 kV	Copey - La Loma 500	Cuestecitas 500/230	Cuestecitas - San Juan 1 220	Guajira - Santa Marta 220 kV	La Loma - Ocaña 500	Santa Marta - Termocol 220 kV
Guajira - Santa Marta 220 kV							111
Santa Marta - Termocol 220 kV	111	102	101	98	125	105	
Cuestecitas - San Juan 220 kV	104						

Como se observa en las tablas anteriores, se presenta la restricción para el año inicial de análisis correspondiente a la sobrecarga del elemento Santa Marta – Termocol (Bonda) 220 kV ante la falla de la línea Guajira – Santa Marta 220 kV; por lo cual no sería posible conectar la generación de Alpha y Beta sin expansión adicional; lo anterior es independiente del escenario de demanda máxima o media, siendo el escenario de demanda máxima más crítico; esta condición se presenta debido a la distribución de los flujos hacia la demanda de Guajira, Magdalena, Bolívar y Atlántico.

Año 2024

Tabla 1-9 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta - sin expansión adicional –Demanda Max – Gen Max

Falla Línea	Copey - Cuestecitas 500	Copey - La Loma 500	Cuestecitas - La Loma 500	Cuestecitas 500/230	Cuestecitas(TRC) - San Juan 1 220	Guajira - Santa Marta 220	Guajira - Termocol 220	La Loma - Ocaña 500 T2	San Juan - Valledupar 220	Santa Marta - Termocol 220
Guajira - Santa Marta 220							104			126
Guajira - Termocol 1 220						101				
Santa Marta - Termocol 1 220	116	104	107	101	106	139		105	105	

Guatapuri
- San Juan
1 110

110

San Juan -
Valledupar
1 220

105

Tabla 1-10 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta - sin expansión adicional –Demanda Med – Gen Max

Falla Línea	Copey - Cuestecitas 500	Copey - La Loma 500	Cuestecitas - La Loma 500	Cuestecitas 500/230	Cuestecitas(TRC) - San Juan 1 220	Guajira - Santa Marta 220	Guajira - Termocol 220	La Loma - Ocaña 500 T2	San Juan - Valledupar 220	Santa Marta - Termocol 220
Guajira - Santa Marta 2 220						99			122	
Guajira - Termocol 1 220	116	105	107	103	136		104	104		116
Santa Marta - Termocol 1 220								110		
Guatapuri - San Juan 1 110	107									107
San Juan - Valledupar 1 220						99			122	

Al igual que el año 2022, en el año 2024 se presentan restricciones en el sistema para la conexión de Alpha y Beta sin considerar infraestructura adicional; en este sentido, se observan sobrecargas en elementos a nivel del STN y STR ante contingencias sencillas, por lo cual, inclusive con el desarrollo de red en la zona, no es posible conectar generación adicional.

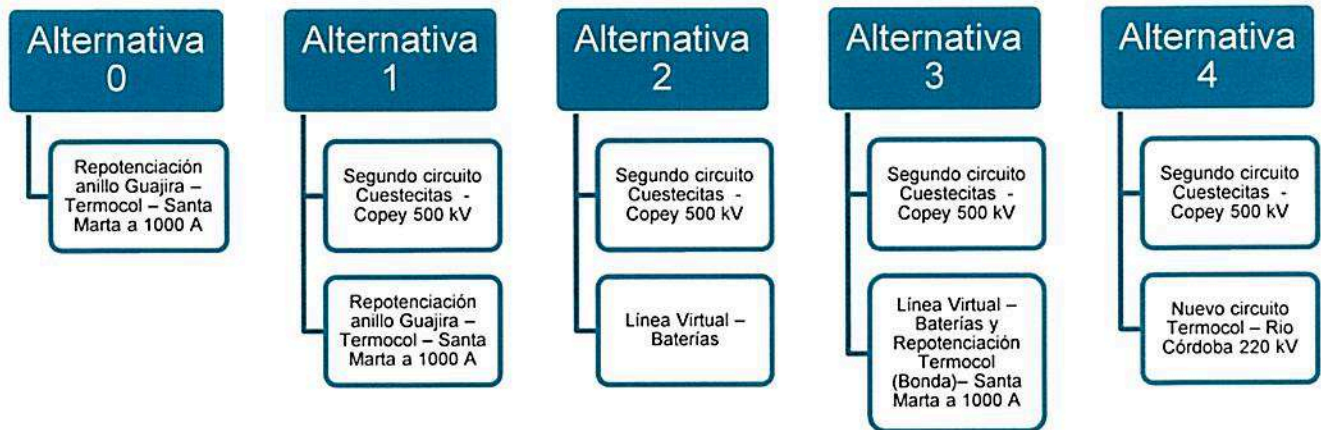
Análisis de Alternativas Estudiadas

Teniendo en cuenta que en el año 2018, la Unidad junto con el CAPT, estudió diferentes alternativas para ampliar la capacidad de conexión de generación en Guajira – Cesar – Magdalena, a continuación, se plantea el desempeño del sistema para algunas de estas alternativas, las cuales se considera que pueden ser viables, teniendo en cuenta la fecha de inicio de las obligaciones de energía en firme, haciendo la salvedad que las mismas serian viables dependiendo de la complejidad del desarrollo de las obras desde el punto de vista físico, social y ambiental.

- Repotenciación anillo Guajira – Termocol (Bonda) – Santa Marta a por lo menos 1000 A
- Nuevo circuito Termocol (Bonda) – Rio Córdoba 220 kV
- Segundo circuito Cuestecitas - Copey 500 kV
- Línea Virtual – Baterías
- Línea Virtual – Baterías y Repotenciación Termocol (Bonda) – Santa Marta a por lo menos 1000 A

Se analizaron las siguientes alternativas:

Gráfica 1-1 Alternativas Conexión alpha y Beta



Gráfica 1-2 Mapa Alternativas Conexión Apha y Beta



Alternativa 0 - Años 2022 y 2024 - Con Repotenciación en Santa Marta – Termocol – Guajira 220 kV a por lo menos 1000 A y Conexión de Apha y Beta



Tabla 1-11 Desempeño del sistema 2022, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santa Marta – Demanda Max – Gen Max

Falla	Copey - Cuestecitas 1 500	Cuestecitas - La Loma 1 500	Cuestecitas 500/230	Guajira - Santa Marta 2 220	San Juan - Valledupar 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220
Linea						
Cuestecitas - San Juan 1 220	100	85,8	81,6			
Guajira - Santa Marta 2 220						81,2
Guatapuri - San Juan 1 110					81,9	
San Juan - Valledupar 1 220	86,6					
Santa Marta - Termocol 1 220				88,6		

Tabla 1-12 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santa Marta – Demanda Max – Gen Max

Falla	Cuestecitas - La Loma 2 500	Guajira - Santa Marta 2 220	San Juan - Valledupar 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220
Linea				
Guajira - Santa Marta 2 220				93,4
Guatapuri - San Juan 1 110			113	
Rio Cordoba - Santa Marta 2 220				
San Juan - Valledupar 1 220	112			
Santa Marta - Termocol 1 220		101		

Como se observa, con la entrada de la repotenciación del anillo Guajira – Santa Marta - Termocol (Bonda) 220 kV, se libera el corte relacionado con estos circuitos, pero persisten las sobrecargas en las líneas de 110 kV y 220 kV entre San Juan y Valledupar por encima de su valor máximo de sobrecarga.

Alternativa 1 - Años 2022 y 2024 – Con Repotenciación en Santa Marta – Termocol (Bonda) – Guajira 220 kV a por lo menos 1000 A, segundo circuito Cuestecitas - Copey 500 kV y Conexión de Apha y Beta

Tabla 1-13 Desempeño del sistema 2020, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira – Termocol – Santa Marta y segundo Cto Cuestecitas – Copey 500 kV – Demanda med – Gen Max

Línea	Falla	
	Guajira - Santa Marta 2 220	San Juan - Valledupar 1 220
Guatapuri - San Juan 1 110		97,3
Santa Marta - Termocol 1 220	91,9	

Tabla 1-14 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con Repotenciación a 1000 A Guajira –Termocol – Santa Marta y segundo Cto Cuestecitas – Copey 500 kV – Demanda Max – Gen Max

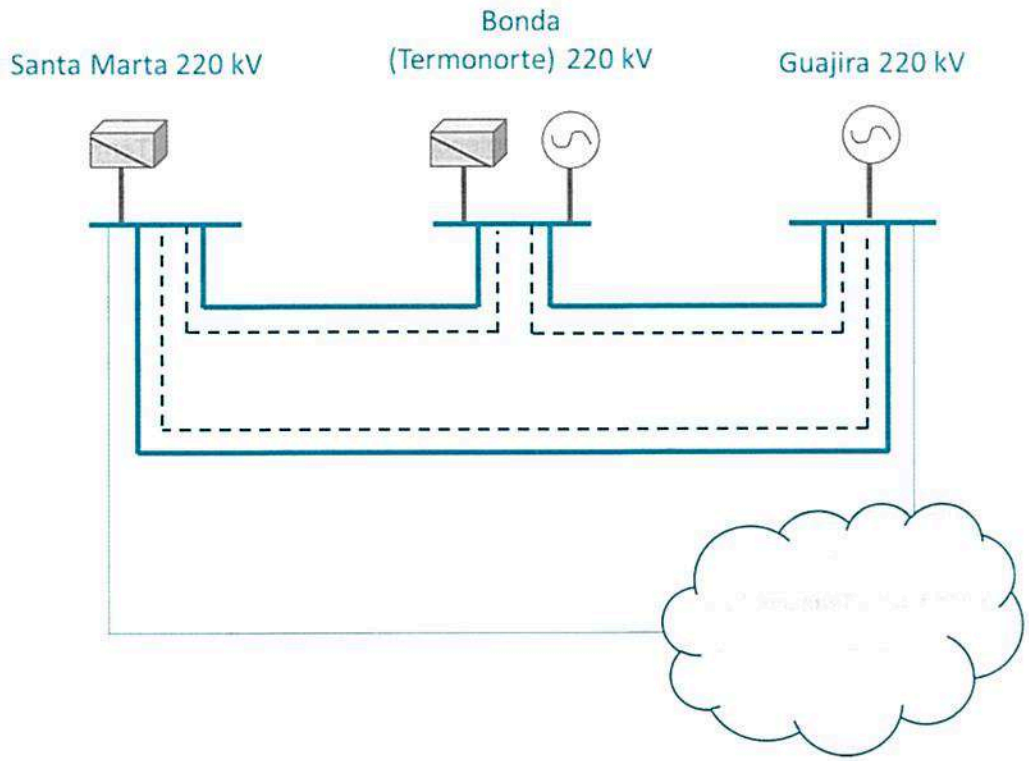
Línea	Falla	
		San Juan - Valledupar 1 220
Guatapuri - San Juan 1 110		96,6

Como se observa, con la entrada de la repotenciación y el segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV, se libera el corte relacionado con el anillo Guajira – Santa Marta - Termocol (Bonda) 220 kV y las líneas en 220 kV y 110 kV en Valledupar, lo que permitirá conectar las plantas de generación Alpha y Beta al sistema sin restricción.

Alternativa 2 - Año 2024 – Línea Virtual – Baterías, segundo circuito Cuestecitas - Copey 500 kV y Conexión de Apha y Beta

La Unidad, adicional a las alternativas convencionales, analizó la posibilidad de tener una línea virtual, de acuerdo a la siguiente gráfica:

Gráfica 1-3 Alternativa Línea Virtual



Con el uso de baterías, se busca almacenar la energía en un punto del sistema y entregarla en otro punto a través de la misma tecnología; con este fin, mediante una metodología heurística, se determinaron las siguientes capacidades y ubicaciones:

Tabla 1-15 Ubicación Baterías

Ubicación	Capacidad
Santa Marta	44 MW
Termocol (Bonda)	44 MW

A continuación, se plantea el esquema operativo propuesto para que las baterías puedan prestar este servicio:

Tabla 1-16 Esquema de Operación Propuesto

	Escenario de generación	de	Escenario de demanda	de	Condición Batería Santa Marta	Condición Batería Santa Marta	Condición de Termonorte	de
Caso 1	Máxima generación Térmica renovable	y	Demanda máxima		Entrega	Absorbe	Máxima	
Caso 2	Máxima generación Térmica renovable	y	Demanda mínima		Absorbe	Entrega	Mínima	
Caso 3	Mínima generación Térmica máxima renovable	y	Demanda mínima		Absorbe	Entrega	Mínima	

- Caso 1- 2022 - Demanda máxima – Generación máxima – Absorbe en Termocol (Bonda) – Entrega Santa Marta:

Tabla 1-17 Desempeño - Demanda máxima – máxima generación – Absorbe en Termocol – Entrega Santa Marta

Falla	Caso base	Guajira - Termocol 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220	Guajira - Santa Marta 2 220
Línea				
Guajira - Santa Marta 2 220	67,4	106	118	---
Guajira - Termocol 1 220	64	---	22,3	104
Santa Marta - Termocol 1 220	83,9	21,6	---	120

En este caso, se observa que con la entrada de las baterías, para el caso en que se presente generación máxima, demanda máxima y que la batería de Termocol (Bonda) absorba y entregue en Santa Marta, no se presentan violaciones en condición normal de operación ni en contingencia sencilla; sin embargo, las baterías deben ser cargadas y descargadas previamente, cambiando su condición, para lo cual se verifican los siguientes dos casos.

- Caso 2 - 2022 - Demanda mínima – Generación máxima – Entrega en Termocol (Bonda) – Absorbe Santa Marta:

Tabla 1-18 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación – Entrega en Termocol – Absorbe Santa Marta

Falla	Guajira - Termocol 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220	Guajira - Santa Marta 2 220
Guajira - Santa Marta 2 220	102	136	----
Guajira - Termocol 1 220	----	55,6	98,9
Santa Marta - Termocol 1 220	58,2	----	157

Se observa que este esquema (para el caso en que se presente generación máxima, demanda mínima y que la batería de Termocol (Bonda) entregue y absorba en Santa Marta) no permite asegurar una condición adecuada para el sistema, pues con el aumento de la generación en la zona y el cambio de la demanda se hace más crítica la condición del anillo Guajira – Termocol (Bonda) – Santa Marta.

- Caso 3 - Demanda mínima – Generación máxima Renovable – mínima Térmica – Entrega en Termocol (Bonda) – Absorbe Santa Marta:

Tabla 1-19 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación Renovable – Mínima Térmica – Entrega en Termocol – Absorbe Santa Marta

Falla	Guajira - Termocol 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220	Guajira - Santa Marta 2 220
Guajira - Santa Marta 2 220	76	87	----
Guajira - Termocol 1 220	----	18	75
Santa Marta - Termocol 1 220	20	----	93

Se observa que este esquema (para el caso en que se presente generación máxima renovable, mínima térmica, demanda mínima y que la batería de Termocol (Bonda) entregue y absorba en Santa Marta) permite un adecuado desempeño del sistema, por lo cual pudiese ser el esquema propuesto para este caso.

Teniendo en cuenta lo anterior (Caso 1, Caso 2 y Caso 3), la solución de baterías podría servir para eliminar la restricción de conectar más generación ante una condición de despacho máximo y demanda máxima, considerando una operación de absorción de la batería en Termocol (Bonda) y entrega de energía de la batería en Santa Marta; sin embargo, para tener la condición operativa contraria en las baterías (entrega de la batería en Termocol (Bonda) y absorción de energía de la batería en Santa Marta), se debe considerar el esquema más adecuado, para este caso particular se puede observar que para una condición de despacho térmico mínimo en el área y máximo renovable, en demanda mínima, se puede encontrar una condición segura para realizar esta operación.

Para el caso de la solución con baterías, la operación sería la siguiente:

Tabla 1-20 Operación Propuesta Desempeño Adecuado

	Escenario generación	de	Escenario demanda	de	Condición Batería Santa marta	Condición Batería Santa marta	Condición Termonorte	de
Caso 1	Máxima generación Térmica renovable	y	Demanda máxima		Entrega	Absorbe	Máxima	
Caso 3	Mínima generación Térmica máxima renovable	y	Demanda mínima		Absorbe	Entrega	Mínima	

Alternativa 3 - Año 2024 – Línea Virtual – Baterías y Repotenciación Corredor Santa Marta – Termocol (Bonda) a por lo menos 1000 A

Para este caso, mediante un esquema Heurístico se encontraron las siguientes capacidades y ubicaciones

Tabla 1-21 Ubicación y Capacidad Baterías

Ubicación	Capacidad
Santa Marta	24 MW
Termocol (Bonda)	24 MW

Al igual, que la solución para baterías únicamente, a continuación, se plantea el esquema operativo:

Tabla 1-22 Esquema Propuesto Analizado

	Escenario de generación	de	Escenario de demanda	de	Condición Bateria Santa marta	Condición Bateria Santa marta	Condición de Termonorte	de
Caso 1	Máxima generación térmica renovable	y	Demanda máxima		Entrega	Absorbe	Máxima	
Caso 2	Mínima generación Térmica máxima renovable	y	Demanda mínima		Absorbe	Entrega	Mínima	

- Caso 1- Demanda máxima – Generación máxima – Absorbe en Termocol (Bonda) – Entrega Santa Marta:

Tabla 1-23 Desempeño - Demanda máxima – máxima generación – Absorbe en Termocol – Entrega San Marta

Línea	Falla	Guajira - Termocol 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220	Guajira - Santa Marta 2 220
		Guajira - Santa Marta 2 220	106	120
Guajira - Termocol 1 220	---	29	106	
Santa Marta - Termocol 1 220	19	---	88	

Se observa que esta alternativa, con este esquema operativo, presenta un adecuado desempeño del sistema.

- Caso 2 - Demanda mínima – Generación máxima (Termonorte apagado) – Entrega en Termocol (bonda) – Absorbe Santa Marta:

Tabla 1-24 Desempeño - Demanda mínima – máxima generación (sin Termonorte) – Entrega en Termocol – Absorbe Santa Marta San Marta

Falla	Guajira - Termocol 1 220	Santa Marta - Termocol 1 220	Guajira - Santa Marta 2 220
Guajira - Santa Marta 2 220	112	117	---
Guajira - Termocol 1 220	---	11	112
Santa Marta - Termocol 1 220	7	---	80

Se observa que esta alternativa, con este esquema, presenta un adecuado desempeño del sistema.

Alternativa 4 - Año 2024 – Nuevo Circuito Termocol (Bonda) - Río Córdoba, segundo circuito Cuestecitas - Copey 500 kV y Conexión de Apha y Beta

Tabla 1-25 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con circuito entre Termocol y Río Córdoba y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda Media – Gen Max

Falla	Cuestecitas 500/230	Guajira - Santa Marta 2 220	Guajira - Termocol 1 220	San Juan - Valledupar 1 220
Guajira – Santa Marta 2 220			92,3	
Guajira - Termocol 1 220		93,3		
Guatapuri - San Juan 1 110				99
San Juan - Valledupar 1 220	90,7			



Tabla 1-26 Desempeño del sistema 2024, con Alpha y Beta – Con circuito entre Termocol y Rio Córdoba y segundo Cto Cuestecitas –Copey 500 kV – Demanda Máxima – Gen Max

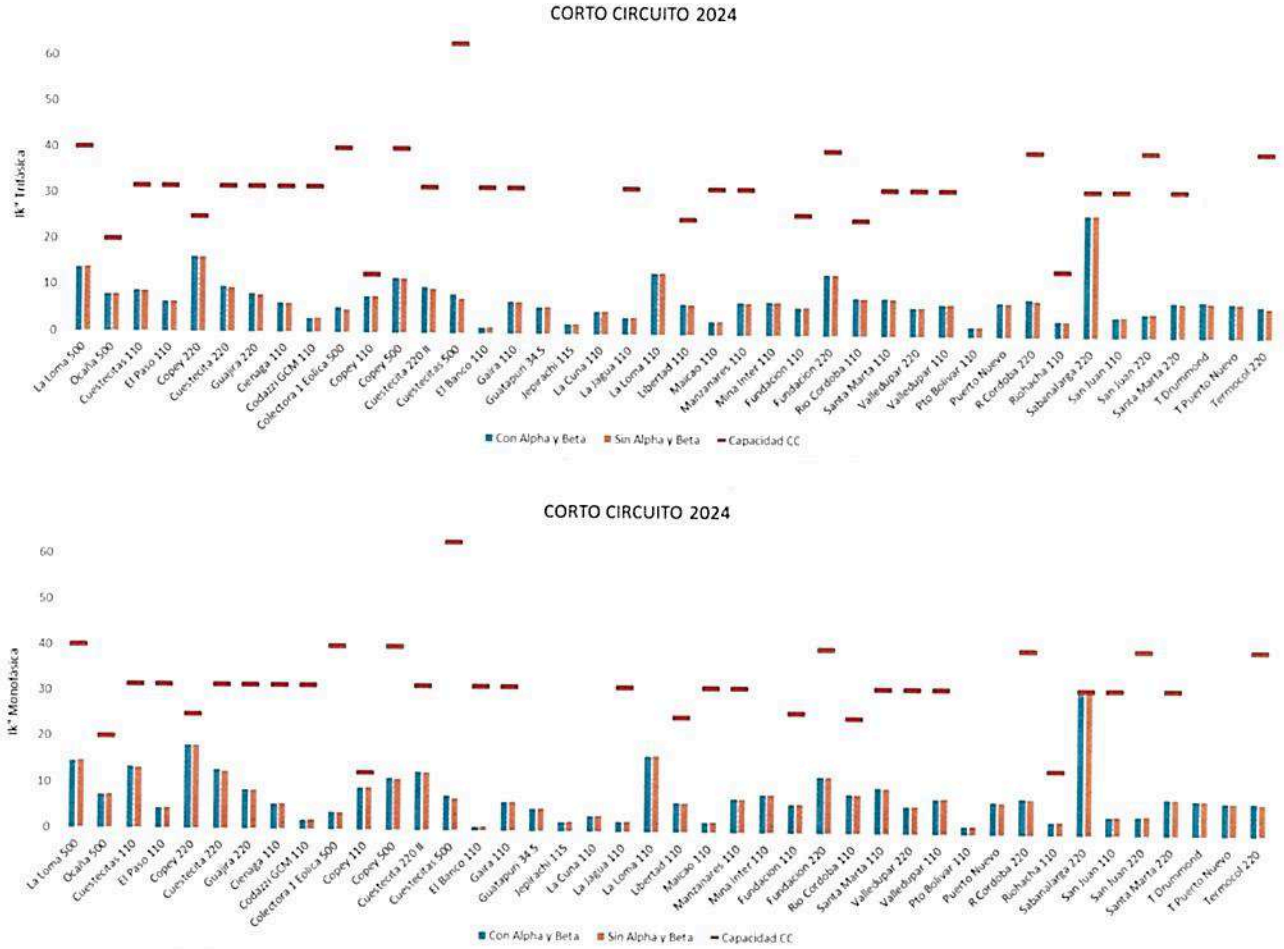
Falla	Cuestecitas 500/230	Guajira - Santa Marta 2 220	Guajira - Termocol 1 220	San Juan - Valledupar 1 220
Linea				
Guajira – Santa Marta 2 220			94	
Guajira - Termocol 1 220		94		
Guatapuri - San Juan 1 110				99
San Juan - Valledupar 1 220	92.5			

Se observa que esta alternativa, con este esquema, presenta un adecuado desempeño del sistema.

Nivel de Corto

A continuación, se presenta el nivel de corto circuito en las subestaciones cercanas al proyecto para el caso sin proyecto y con la alternativa 1, que es la alternativa que presenta un mejor desempeño técnico:

Gráfica 1-4 Nivel de Corto



Se observa que el impacto por la entrada de estos proyectos sobre el nivel de corto es mínimo (< 1 kA), es importante resaltar, que actualmente subestaciones como Sabanalarga 220 kV están por encima de su nivel de corto, por lo cual la UPME ratifica la solicitud al propietario de adelantar todas las medidas para corregir esta condición.

Análisis Económicos:

Metodología

La evaluación económica para las plantas de cargo por confiabilidad está definida en la Resolución UPME 515 de 2008, la cual establece:

$$\left\{ \begin{array}{l} R \\ \frac{B}{C} > 1, \text{ Proyecto de expansión se recomienda} \\ \frac{B}{C} < 1, \text{ Proyecto de expansión no se recomienda} \end{array} \right.$$

$$B = B_c$$

$$C = \text{Costo}$$

$R = \text{relación Beneficio/costo}$

$$C = C_{cc} + C_{red}$$

Donde

$B_c = \text{Beneficio por confiabilidad}$

$C_{cc} = \text{Costos por confiabilidad}$

$C_{red} = \text{Costos de los activos de uso de la red de conexión}$

$$B_c = VPN_{DTF} \left[\sum_{i=1}^n EA_i * (CR1 - PE) * P\% \right]$$

Donde

$EA_i = \text{Obligación de Energía en firme anual asignada a la planta para el año } i.$

$CR1 = \text{Costo Incremental RAcienamiento del primer escalon, vigente a la fecha del calculo.}$

$P\% = \text{Probabilidad de tener baja hidrologia, 19\%.}$

$PE = \text{Precio de Escases.}$

$$C = VPN_{DTF} \left[\sum_{i=1}^n C_{cci} + C_{red} \right]$$

Donde

$$C_{cci} = EA_i * CC$$

$C_{cci} = \text{Costos por confiabilidad anual para el año } i$

$CC = \text{Costo de Cargo.}$

El VPN se calcula con una tasa de oportunidad igual a la DTF promedio mensual, correspondiente al mes anterior a la fecha del cálculo.

Si R menor a 1 entonces se sumarán los beneficios adicionales que se determinen producto de la reducción del costo operativo del sistema y la reducción de pérdidas del STN dados por la entrada del proyecto (Con - Sin proyecto), en un ejercicio de planeación de largo plazo, incorporando la expansión del sistema.

Para el cálculo de los beneficios adicionales, se utiliza la siguiente expresión¹:

$$B = VPN \sum_{i=1}^n \{E_i (CM_{sproj-i} - CM_{cproj-i})\}$$

Dónde:

- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- E_i : Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i .
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- $CM_{sproj-i}$: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- $CM_{cproj-i}$: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .

Beneficios

Beneficio Cargo por confiabilidad:

Para el cálculo de los beneficios se tomó la siguiente información:

Tabla 1-27 Datos evaluación económica – Cargo por confiabilidad

	S/kwh
CR1	1423,33
PE	536,21

¹ Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

A continuación, se presenta el VPN en beneficio:

Tabla 1-28 VPN Beneficios

USD	
Beneficio	\$ 72.939.358,44

Beneficio por Reducción Costo Marginal:

A continuación, se presenta el costo marginal del sistema sin los proyectos comparado con el costo marginal con los proyectos:

Gráfica 1-5 Reducción Costo Marginal



Tabla 1-29 VPN Beneficios

USD	
Beneficio	\$ 7.200.271.547,78

Costos

Costo Asociado al Cargo por Confiabilidad

Se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{cci} = EA_i * CC$$

C_{cci} = Costos por confiabilidad anual para el año i

CC = Costo de Cargo.

Tabla 1-30 VPN Costo del Cargo por Confiabilidad

CC	15.1 USD/MWh
EA Alpha	0.15 GWh-día
EA Beta	0.2 GWh-día
Valor Presente Costo	\$ 12.017.163,22 USD

Costo Asociado al Costo de la Red Alternativa 1

Se valoran los costos en UCs según la Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 1-31 VPN Costos

Cred	\$ 48.862.426,22 USD
Total	\$ 60.879.589,45 USD

El costo de la red para el segundo circuito se calculó con base en la relación que existe en la red de 220 kV entre doble circuito y circuito sencillo, el cual es 32.16%, y para el caso de la repotenciación la relación en el STR de la UC con una capacidad menor de transporte y una UC con mayor capacidad de transporte, el cual es 1.42; el máximo costo correspondiente a un nuevo circuito Guajira – Termocol (Bonda) – Santamarta 220 kV esta del orden de los USD 27.000.000.

Costo Asociado a Baterías Alternativa 2 y 3

Se valoró el costo de las baterías con las siguientes referencias:

Tabla 1-32 Costo Referencia Baterías²

Potencia Instalada	Energía	Costo USD/KWh
1 MW	3 MWh	1.103
10 MW	30 MWh	1.101

Tabla 1-33 Costo Referencia Baterías – Alternativa 3 y 4

Potencia Instalada	Capacidad Instalada	Consto Total
Alternativa 3	24	\$ 52.944.000,00 USD
Alternativa 2	44	\$ 96.888.000,00 USD

Costo Asociado a Alternativa 4

Costos valorados de acuerdo a la Resolución CREG 011 de 2009:

Tabla 1-34 Ucs Nuevo Circuito Termocol - Rio Cordoba

TENSIÓN	Configuración o Nivel	Código	Vida útil (años)	Unidad Constructiva
230 kV	IM	SE211	30	Bahía de Línea
230 kV	IM	SE219	30	Corte Central
230 kV	2	LI221	40	km de línea, 1 circuito

² Tomado de : Estudio de consultoría: Soluciones Precisas Lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de RD y AE - MME

Tabla 1-35 Costo en UCs

Costo Total \$ Dic/18	21.708.550.648
MILLONES USD\$ Dic/18	6.680.067,9

Relación Beneficio Costo

A continuación, se presenta la relación Beneficio/Costo para todas las alternativas planteadas y analizadas.

Tabla 1-36 Relación Beneficio/Costo

	Beneficio USD	Costo USD	Relación B/C
Alternativa 1	\$ 7.273.210.906,21	\$ 60.879.589,44	119,4687903
Alternativa 2	\$ 7.273.210.906,21	\$ 135.885.226,73	53,52466255
Alternativa 3	\$ 7.273.210.906,21	\$ 94.721.008,19	76,78561541
Alternativa 4	\$ 7.273.210.906,21	\$ 45.677.294,63	159,2303346

Conclusiones y Recomendaciones:

- Con la infraestructura actual no es posible conectar generación adicional en la zona de la Guajira.
- Se presentó una solución estructural que presenta un desempeño adecuado, correspondiente al aumento de la capacidad del corredor Guajira – Santa Marta – Termocol 220 kV a por lo menos 1000 A y el segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV.
- Se analizaron técnicamente varias soluciones adicionales correspondientes a: i) Línea virtual usando baterías, ii) Combinación entre línea virtual y repotenciación Termocol (Bonda) – Santa Marta a 1000 A iii) Nuevo circuito Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV que puede presentar un desempeño adecuado.
- Todas las alternativas presentan una relación beneficio costo superior a 1.
- Se analizó el desarrollo del proyecto que aumenta la capacidad del corredor Guajira – Santa Marta – Termocol (Bonda) 220 kV a por lo menos 1000 A; se aclara que este proyecto solo podrá estar en la fecha para inicio de obligaciones en firme, siempre y cuando el transportador se haga cargo de la repotenciación y no implique trámites complejos adicionales en relación a la misma.
- Se recomienda la ejecución del proyecto Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV, con fecha de entrada en operación: noviembre de 2023.

- Se recomienda la ejecución del segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV, a más tardar para agosto de 2022.

1.2.2. Conexión de Tesorito

Antecedentes

- El día 28 de febrero de 2019, se llevó a cabo la subasta del cargo por confiabilidad, dentro del cual el proyecto térmico Tesorito fue adjudicatario con la siguiente energía:
 - Tesorito, con energía de 4.56 GWh-día y capacidad instalada de 198.7 MW
- Demanda considerada:

Tabla 1-37 Demanda Máxima años 2020 – 2022 - 2024

Zona	Demanda Máxima (MW)		
	2020	2022	2024
Atlántico	802.28	835.27	867.58
Bolívar	525.18	547.30	568.97
Guajira – Cesar – Magdalena	752.05	781.31	809.97
Córdoba – Sucre	480.01	500.37	520.31

Tabla 1-38 Demanda Media años 2020 – 2022 - 2024

Zona	Demanda Media (MW)		
	2020	2022	2024
Atlántico	763.10	794.33	824.91
Bolívar	489.64	510.21	530.35
Guajira – Cesar – Magdalena	619.09	642.96	666.34

Córdoba – Sucre

397.28

414.13

430.63

- Expansión considerada:

Tabla 1-39 Expansión Considerada en el Área

La Loma 500 kV	Enero 2019
Subestación Cereté 110 kV	Enero 2019
Caracolí 110 kV	Febrero 2019
Chinú – Montería – Urabá 220 kV	Marzo 2019
Subestación Norte, Nueva B/quilla 110 kV	Marzo 2019
Tercer Transformador Valledupar 220/34.5 kV	Marzo 2019
Tercer Transformador El Bosque	Junio 2019
Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	Noviembre 2019
Cuestecitas – Riohacha – Maicao 110 kV	Diciembre 2019
Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	Junio 2020
La Loma 500 / 110 kV	Septiembre 2020
Conexión Ituango 500 kV	Septiembre 2020
Copey – Cuestecitas 500 kV	Noviembre 2020
Copey – Fundación 2 220 kV	Noviembre 2020
Refuerzo Costa 500 kV (Cerro – Chinú – Copey)	Febrero 2021

Subestación La Marina STR	Noviembre 2021
San Juan 220 / 110 kV	Diciembre 2021
Bolívar – Sabana 500 kV	Junio 2022
El Rio 220 kV	Junio 2022
Toluviejo 220 kV	Junio 2022
Subestación Guatapuri 110 kV	Septiembre 2022
Nueva Montería – Río Sinú 2 110	Septiembre 2022
Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	Noviembre 2022
La Loma – Cuestecitas 2 500 kV	Diciembre 2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	Diciembre 2023

- Conceptos aprobados:

Tabla 1-40 Capacidad Aprobada Área Caribe

Zona	No. Proyectos	Capacidad (MW)
Atlántico	15	1084.4
Bolívar	10	365.25
Guajira	16	1888.16
Cesar	6	929.7
Magdalena	1	99.9

Córdoba – Sucre

16

528.88

- Capacidad líneas Guajira - Cesar – Magdalena:

Tabla 1-41 Capacidad Líneas Área de Influencia

Zona	Capacidad de transporte nominal (A)	Capacidad de transporte térmico (A)	%	Capacidad de transporte de emergencia (A)	%
CERROMATOSO - PORCE III 1 500 kV	1905	2000	5,0%	2000	5,0%
CERROMATOSO - PRIMAVERA 1 500 kV	2500	2857	14,3%	3714	48,6%
CHINU - CERROMATOSO 1 500 kV	2380	2380	0,0%	3094	30,0%
CHINU - CERROMATOSO 2 500 kV	2500	2856	14,2%	3713	48,5%
SABANALARGA - CHINU 1 500 kV	2500	2850	14,0%	3705	48,2%
SABANALARGA - CHINU 2 500 kV	2375	2375	0,0%	3087,5	30,0%

Análisis técnicos

Se plantean tres alternativas para la conexión:

- Alternativa 1 – Conexión directa a Chinú.
- Alternativa 2 – Apertura de uno de los circuitos Cerromatoso – Chinú 500 kV.
- Alternativa 3 – Apertura de los dos circuitos Cerromatoso – Chinú 500 kV.

Desempeño Alternativas

Se analizaron diferentes escenarios, y a continuación se presentan los escenarios más relevantes:

Tabla 1-42 Escenarios de Análisis

Escenario	Demanda	Generación costa caribe (incluye renovables)
Escenario 1	Máxima	Máxima
Escenario 2	Mínima	Máxima

Alternativa conexión directa Chinú – Escenario 1

A continuación, se presenta el desempeño para la conexión directa a Chinú:

Tabla 1-43 Alternativa de conexión directa a Chinú – Escenario 1

Condición	Línea	% carga
Operación normal	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	14,8
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,6
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	8,0
	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,5
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	8,9
	Bolivar - Sabana 500 kV >	10,9
	TR Cerromatoso 500/230 >	27,3
	TR Chinu 500/230 >	34,9

	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	15,6
Contingencia		
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	8,7
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	7,5
Cerromatoso - Porce 3 1 500 kV		
	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,2
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	8,6
	Bolivar - Sabana 500 kV >	10,5
	TR Cerromatoso 500/230 >	27,2
	TR Chinu 500/230 >	34,9
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	15,5
Contingencia		
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	16,1
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	7,4
Cerromatoso - Primavera 500 kV		
	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,4
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	8,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	10,7
	TR Cerromatoso 500/230 >	27,3
	TR Chinu 500/230 >	34,9
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	15,5



Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	14,7
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,5
Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,4
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	8,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	10,7
	TR Cerromatoso 500/230 >	28,3
	TR Chinu 500/230 >	34,4
	Cerromatoso - Urrea 2 230 kV >	16,1
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	14,1
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,5
Chinu - Copey 1 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	7,7
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	9,9
	Bolivar - Sabana 500 kV >	15,0
	TR Cerromatoso 500/230 >	27,2
	TR Chinu 500/230 >	36,8
	Cerromatoso - Urrea 2 230 kV >	15,5
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	14,8
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,6



Chinu - Sabana 2 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	8,0
	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,7
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	11,0
	Bolívar - Sabana 500 kV >	10,2
	TR Cerromatoso 500/230 >	27,4
	TR Chinu 500/230 >	35,8
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	15,7
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	14,9
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,6
TR Cerro 500/230 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	9,1
	Chinu - Copey 1 500 kV >	13,5
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	8,7
	Bolívar - Sabana 500 kV >	11,0
	TR Chinu 500/230 >	50,3
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	4,7
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	15,0
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	7,7
TR Chinu 500/230 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	7,7

Chinu - Copey 1 500 kV >	14,0
Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	9,1
Bolivar - Sabana 500 kV >	12,2
TR Cerromatoso 500/230 >	39,9
Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	22,2

Como se puede observar en la tabla anterior, para el escenario analizado (Generación máxima – Demanda máxima) se presenta un desempeño adecuado del sistema, sin que se presenten sobrecargas y/o sobretensiones en el sistema como consecuencia de la conexión de la generación.

Alternativa conexión directa Chinú – Escenario 2

Tabla 1-44 Alternativa de conexión directa a Chinú – Escenario 2

Condición	Línea	% carga
Operación normal	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,2
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,6
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,7
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	18,0
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,3
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,3
	TR Chinu 500/230 >	20,3

	Cerromatoso - Urrea 2 230 kV >	8,3
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	----
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	12,7
Cerromatoso - Porce 3 1 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,1
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,8
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,6
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,5
	TR Chinu 500/230 >	20,4
	Cerromatoso - Urrea 2 230 kV >	8,3
	Chinu - S/E CxC 500 kV >	10,0
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	16,0
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	----
Cerromatoso - Primavera 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	10,5
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,8
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,6

	TR Chinu 500/230 >	20,4
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,3
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,0
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,1
Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	----
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,8
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,6
	TR Cerromatoso 500/230 >	11,7
	TR Chinu 500/230 >	21,4
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	7,7
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,4
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,5
Chinu - Copey 1 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,8
	Chinu - Copey 1 500 kV >	----
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	20,4
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,3



	TR Chinu 500/230 >	20,7
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,3
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	12,9
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,1
Chinu - Sabana 2 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,2
	Chinu - Copey 1 500 kV >	7,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	26,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	24,5
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,2
	TR Chinu 500/230 >	16,5
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,3
Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,3
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4
TR Cerro 500/230 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,0
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,7
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	18,0
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,3
	TR Chinu 500/230 >	27,7

Contingencia	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,3
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4
TR Chinu 500/230 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,9
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,5
	Bolivar - Sabana 500 kV >	20,1
	TR Cerromatoso 500/230 >	20,6
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	11,6

Como se puede observar en la tabla anterior, para el escenario analizado (Generación máxima – Demanda mínima) se presenta un desempeño adecuado del sistema, sin que se presenten sobrecargas y/o sobretensiones en el sistema como consecuencia de la conexión de la generación.

Nueva subestación Sahagún 500 kV y apertura de uno o dos circuitos Cerro – Chinú 500 kV, en Cerro – Sahagún – Chinú 500 kV – Escenario 1

A continuación, se presenta el desempeño técnico del sistema, para una condición de despacho máximo, demanda máxima.

Tabla 1-45 Desempeño del sistema – Alternativas de expansión – Escenario 1

		Con apertura de un circuito Chinú – Cerromatoso 500 kV	Con apertura de dos circuitos Chinú – Cerromatoso 500 kV
		% carga	% carga
Operación normal	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	14,5	14,3

	Cerromatoso - Primavera 500 kV	7,6	7,8
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	11,4	12,0
	Chinu - Copey 1 500 kV	13,2	13,1
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	8,6	8,6
	Bolívar - Sabana 500 kV	10,4	10,3
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	9,4	9,4
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	4,7	6,7
	S/E CxC - Chinu 500 kV	14,5	12,7
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	---	14,0
Cerromatoso - Porce 3 1 500 kV	Cerromatoso - Primavera 500 kV	8,4	7,8
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	10,9	14,3
	Chinu - Copey 1 500 kV	12,8	13,0
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	8,5	8,5
	Bolívar - Sabana 500 kV	10,0	10,1
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	9,6	8,9
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	---	5,3
	S/E CxC - Chinu 500 kV	14,0	19,7
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	15,5	14,0
Cerromatoso Primavera 500 kV	Cerromatoso - Primavera 500 kV	---	7,9
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	10,8	14,5
	Chinu - Copey 1 500 kV	13,0	13,0

	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	8,6	8,5
	Bolivar - Sabana 500 kV	10,2	10,1
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	9,6	8,9
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	---	5,3
	S/E CxC - Chinu 500 kV	14,1	---
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	14,0	15,7
	Cerromatoso - Primavera 500 kV	7,7	7,7
Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	---	11,7
	Chinu - Copey 1 500 kV	12,9	13,1
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	8,5	8,5
	Bolivar - Sabana 500 kV	10,0	10,2
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	8,5	9,4
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	7,9	6,5
	S/E CxC - Chinu 500 kV	17,7	12,4
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	13,7	15,7
	Cerromatoso - Primavera 500 kV	7,4	7,7
Chinu - Copey 1 500 kV	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	10,8	11,7
	Chinu - Copey 1 500 kV	---	13,1
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	9,6	8,5
	Bolivar - Sabana 500 kV	14,2	10,2
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	9,5	9,4

	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	---	6,5
	S/E CxC - Chinu 500 kV	13,9	12,4
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV	14,4	---
Chinu - Sabana 2 500 kV	Cerromatoso - Primavera 500 kV	7,6	8,5
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	11,3	11,5
	Chinu - Copey 1 500 kV	13,3	12,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV	10,7	8,5
	Bolivar - Sabana 500 kV	9,8	9,9
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV	9,4	9,4
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	---	6,3
	S/E CxC - Chinu 500 kV	14,4	12,3

Como se puede observar en la tabla anterior, para el escenario analizado (Generación máxima – Demanda máxima) se presenta un desempeño adecuado del sistema, sin que se presenten sobrecargas y/o sobretensiones en el sistema como consecuencia de la conexión de la generación, para las dos alternativas de conexión analizadas.

Nueva subestación Sahagún 500 kV y apertura de uno o dos circuitos Cerro – Chinú 500 kV, en Cerro – Sahagún – Chinú 500 kV – Escenario 2

Tabla 1-46 Desempeño del sistema – Alternativas de expansión – Escenario 1

	Con apertura de un circuito Chinú – Cerromatoso 500 kV	Con apertura de dos circuitos Chinú – Cerromatoso 500 kV
	% carga	% carga

Operación normal	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,2	13,1
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4	11,3
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,4	12,0
	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,7	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	18,0	18,0
	Bolívar - Sabana 500 kV >	19,2	19,3
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,7	13,5
	TR Chinu 500/230 >	20,2	20,3
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,5	8,5
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,8	9,5
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	8,0	9,2
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	12,7	12,6
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	10,7	11,4
	Cerromatoso - Porce 3 1 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8
Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >		17,9	17,8
Bolívar - Sabana 500 kV >		19,5	19,5
TR Cerromatoso 500/230 >		13,8	13,6
TR Chinu 500/230 >		20,2	20,3
Cerromatoso - Urra 2 230 kV >		8,5	8,5
Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >		10,4	9,1
S/E CxC - Chinu 500 kV >		7,5	8,6
Cerromatoso - Porce 3 500 kV >		16,0	15,8
Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >		10,2	10,8
Cerromatoso - Primavera 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,8	17,7
	Bolívar - Sabana 500 kV >	19,8	19,8
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,9	13,7
	TR Chinu 500/230 >	20,2	20,3
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,5	8,5

	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,1	8,8
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	7,0	8,1
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	12,8	12,6
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,1	10,9
Chinu - Cerromatoso 3 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8	8,9
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,8	17,8
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,5	19,6
	TR Cerromatoso 500/230 >	12,1	11,6
	TR Chinu 500/230 >	21,2	21,5
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	7,9	7,8
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	13,8	13,0
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	9,4	11,7
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,3	13,2
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,5	11,3
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,5	12,1
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,7	17,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	20,2	20,3
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,6	13,4
	TR Chinu 500/230 >	20,5	20,6
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,5	8,5
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,9	9,7
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	8,0	9,2
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	12,8	12,6
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,0	10,9
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	10,9	11,5
Chinu - Sabana 2 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	7,8	7,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	26,8	26,7
	Bolivar - Sabana 500 kV >	24,4	24,5
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,5	13,3

	TR Chinu 500/230 >	16,3	16,5
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,5	8,5
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,3	9,0
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	7,9	8,9
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,3	13,1
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4	11,3
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	10,8	11,4
TR Cerro 500/230 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,7	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	18,0	17,9
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,3	19,3
	TR Chinu 500/230 >	27,7	27,8
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,2	8,9
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	7,9	8,9
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,2	13,1
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,4	11,3
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	11,7	12,4
TR Chinu 500/230 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,9	8,9
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,5	17,5
	Bolivar - Sabana 500 kV >	20,0	20,0
	TR Cerromatoso 500/230 >	20,9	20,7
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	11,8	11,7
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	11,1	9,9
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	8,1	9,4
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	13,2	13,2
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,3	11,3
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	14,6	13,6
Cerromatoso - S/E CxC 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	17,8	17,9
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,6	19,5

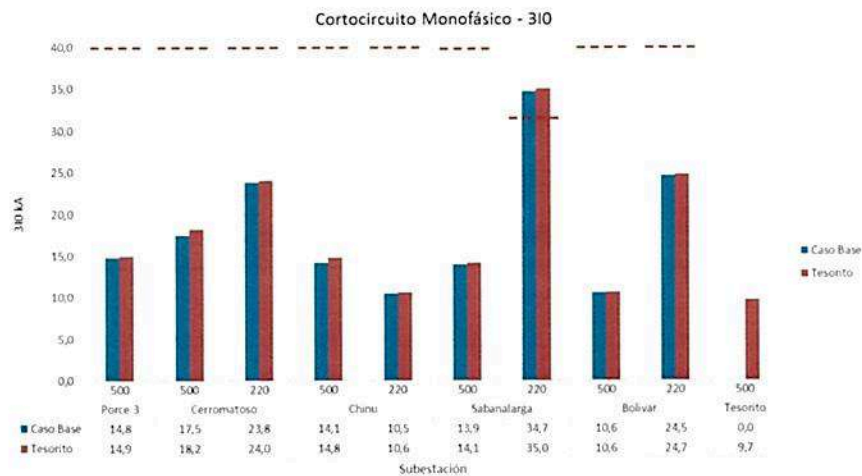
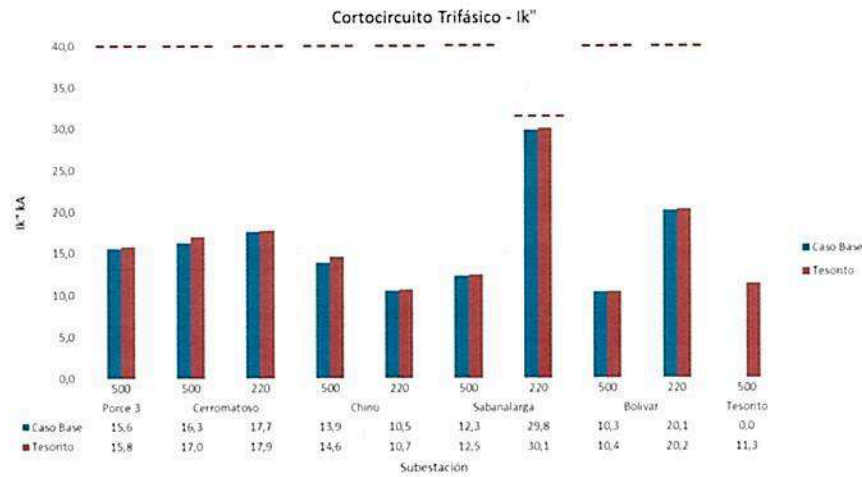
	TR Cerromatoso 500/230 >	11,8	12,3
	TR Chinu 500/230 >	21,4	21,0
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	7,6	7,9
	S/E CxC - Chinu 500 kV >	9,9	6,7
	Cerromatoso - Porce 3 500 kV >	12,8	12,8
	Cerromatoso - Primavera 500 kV >	11,1	11,1
	Chinu - Cerromatoso 3 500 kV >	12,5	13,2
S/E CxC - Chinu 500 kV	Chinu - Copey 1 500 kV >	8,8	8,8
	Chinu - Sabanalarga 1 500 kV >	18,0	17,9
	Bolivar - Sabana 500 kV >	19,3	19,4
	SVC Chinu >	7,8	8,6
	TR Cerromatoso 500/230 >	13,5	13,0
	TR Chinu 500/230 >	20,4	20,6
	Cerromatoso - Urra 2 230 kV >	8,6	8,4
	Cerromatoso - S/E CxC 500 kV >	10,6	8,6

Como se puede observar en la tabla anterior, para el escenario analizado (Generación máxima – Demanda mínima) se presenta un desempeño adecuado del sistema, sin que se presenten sobrecargas y/o sobretensiones en el sistema como consecuencia de la conexión de la generación, para las dos alternativas de conexión analizadas.

Nivel de Corto Circuito

A continuación, se presenta el Nivel de corto circuito en las subestaciones cercanas al proyecto:

Gráfica 1-6 Nivel de Corto Circuito



Se observa que el impacto por la entrada de estos proyectos sobre el nivel de cortocircuito es mínimo (alrededor de 0.8 kVA para Cerromatoso 500 kV y 0.7 kVA para Chinú 500 kV, subestaciones que observan el mayor aumento), es importante resaltar que actualmente subestaciones como Sabanalarga 220 kV están por encima de su nivel de corto, por lo cual la UPME ratifica la solicitud al propietario de adelantar todas las medidas para corregir esta condición.

Análisis Económicos:

Metodología

La evaluación económica para las plantas de carga por confiabilidad está definida en la Resolución UPME 515 de 2008, la cual establece:

$$\begin{cases} \frac{B}{C} > 1, \text{Proyecto de expansión se recomienda} \\ \frac{B}{C} < 1, \text{Proyecto de expansión no se recomienda} \end{cases}$$

$$B = B_c$$

$$C = \text{Costo}$$

$$C = C_{cc} + C_{red}$$

Donde

$$B_c = \text{Beneficio por confiabilidad}$$

$$C_{cc} = \text{Costos por confiabilidad}$$

$$C_{red} = \text{Costos de los activos de uso de la red de conexión}$$

$$B_c = VP_{N_{DTF}} \left[\sum_{i=1}^n EA_i * (CR1 - PE) * P\% \right]$$

Donde

EA_i = Obligación de Energía en firme anual asignada a la planta para el año i .

$CR1$ = Costo Incremental RAcienamiento del primer escalon, vigente a la fecha del calculo.

$P\%$ = Probabilidad de tener baja hidrología, 19%.

PE = Precio de Escases.

$$C = VP_{N_{DTF}} \left[\sum_{i=1}^n C_{cci} + C_{red} \right]$$

Donde

$$C_{cci} = EA_i * CC$$

C_{cci} = Costos por confiabilidad anual para el año i

CC = Costo de Cargo.

El VPN se calcula con una tasa de oportunidad igual a la DTF promedio mensual, correspondiente al mes anterior a la fecha del cálculo.

Si R (relación beneficio/costo) es menor a 1 entonces se sumarán los beneficios adicionales que se determinen producto de la reducción del costo operativo del sistema y la reducción de pérdidas del STN dados por la entrada del proyecto (Con - Sin proyecto), en un ejercicio de planeación de largo plazo, incorporando la expansión del sistema.

Beneficios

Para el cálculo de los beneficios se tomó la siguiente información:

Tabla 1-47 Costo de Racionamiento y precio de Escasez

	S/kwh
CR1	1423,33
PE	536,21

A continuación, se presenta el beneficio generado:

Tabla 1-48 Beneficio

Beneficio	\$ 735.579.522,90
-----------	-------------------

5.1 Costos

Se valoran los costos en UCs según la Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 1-49 UCs Proyecto

Código	Vida útil (años)	Unidad Constructiva	Cantidad
SE503	30	Bahía de Línea	2
SE505	30	Corte Central	1

SE508	30	Módulo de Barraje - Tipo 1	1
SE513	30	Módulo Común - Tipo 1	1
CC101	10	SCADA	1
CC105	10	Sistema de Comunicaciones	1
CC106	30	Edificio de Control	1
SE511	10	Diferencial de Barras - Tipo 1	1
CP501	30	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	2
CP502	30	Módulo de Compensación Reactiva Línea Maniobrable 20 MVAR	2
LI511	40	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1
LI511	40	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1

Tabla 1-50 Costos Totales USD

Cred	\$ 15.438.453,4
CC	\$ 179.028.584,02
Total	\$ 187.135.938,65

Relación Beneficio/Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/costo:

Costo	USD 194.467.037,44
-------	--------------------

Beneficio	USD 735.579.522,00
Relación B/C	3,78

Conclusiones y Recomendaciones:

- Se analizaron dos alternativas de conexión, considerando la reconfiguración de uno o dos circuitos Cerromatoso – Chinú 500 kV. Para cualquiera de los casos, se presenta un desempeño adecuado del sistema. El proyecto presenta una relación Beneficio/Costo superior a 1.
- Se analizó el desempeño de la conexión de la planta de generación Tesorito directamente a la subestación Chinú 500 kV, encontrando que la misma también tiene un desempeño adecuado, sin embargo, no se presenta en el documento debido a que el mismo es similar a las estudiadas que representan expansión.
- Se recomienda el desarrollo de la nueva subestación Sahagún 500 kV, seccionado uno de los circuitos Cerro – Chinú 500 kV, con fecha de puesta en operación agosto de 2023.

1.3. PLANTAS QUE NECESITAN EXPANSIÓN Y YA ESTÁ DEFINIDA

1.3.1. Conexión de Chemesky, Tumawind, Casa Eléctrica y Windpeshi

Las plantas Chemesky, Tumawind, Casa Eléctrica y Windpeshi, cuentan con concepto aprobado por parte de la Unidad y su conexión se ha evaluado en diferentes planes de expansión. A continuación, se presentan aspectos relacionados con los puntos de conexión y las obras de transmisión necesarias para su conexión y fecha de entrada en operación oficial.

Tabla 1-51 Conexión de Chemesky, Tumawind, Casa Eléctrica y Winpechi

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión	Plan de Expansión	Fecha de entrada en operación oficial
Chemesky	100	Colectora I 500 kV			
Tumawind	200	Colectora I 500 kV	UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	2016 – 2030	Nov de 2022
Casa Eléctrica	180	Colectora I 500 kV			
Windpeshi	200	Cuestecitas 220 kV	UPME 09-2016 Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	2014 – 2028	Nov de 2020

1.3.2. La Loma Solar

Para la planta de generación La Loma Solar 150 MW se emitió concepto por parte de la Unidad con radicado UPME No. 20171520016211 del 27 de abril de 2017, el proyecto se conectará a la subestación La Loma 110 kV, la cual está siendo ejecutada por el esquema de convocatoria pública.

Tabla 1-52 Conexión La Loma

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión	Plan de Expansión	Fecha de entrada en operación oficial
La Loma Solar	150	La Loma 110 kV	UPME 01 - 2014 Proyecto La Loma 500 kV	2013 – 2027	En servicio
			UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	2014 – 2028	Sep. 2020
			UPME 05-2014 Refuerzo Costa Caribe 500 kV	2013 – 2027	Ago. 2020

1.3.3. Puerto Solo 1

En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 - 2031, la Unidad realizó los análisis técnicos de la conexión del generador térmico ciclo combinado Puerto Solo 148 MW en la nueva subestación Pacífico 230 kV, encontrado técnicamente viable la misma.

Tabla 1-53 Conexión de Puerto Solo

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión	Plan de Expansión	Fecha de entrada en operación oficial
Puerto Solo 1	148	Pacífico 230 kV	Proyecto Pacífico	2017 – 2031	Sin Definir, es necesario la entrega de garantías por parte de la generación

1.3.4. Ituango

La planta Ituango 1200 MW, se evaluó en Plan 2013 – 2027 y para su conexión son necesarias las siguientes obras:

- Nueva subestación Ituango 500 kV,
- Dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV,
- Nueva Línea Ituango –Porce III- Sogamoso 500 kV
- Nueva subestación Medellín 500/230 kV ,
- Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín
- Medellín – Virginia 500 kV.
- Transformación 500/230 kV - 900 MVA en la nueva subestación
- Reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón - Medellín y Medellín – Occidente
- Nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV

Tabla 1-54 Conexión de Hidrio Ituango

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión	Plan de Expansión	Fecha de entrada en operación oficial
Ituango	1200 MW	Antioquia 500 kV	UPME 03 - 2014 Proyecto Ituango	2013 – 2027	Sep. 2020

1.3.5. TermoEBR (Estación Rubiales) y TermoProyectos (Estación Jagüey)

Las plantas de generación TermoEBR y TermoProyectos de 19.4 MW cada una, se evaluaron en la presente vigencia, su conexión está supeditada a la entrada del proyecto UPME – 03 -2010 Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV.

Tabla 1-55 Conexión de TermoEBR y TermoProyectos

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión STN	Obras de transmisión	Plan de Expansión	Fecha de entrada en operación oficial
TermoEBR	19.4 MW	Chivor/Chivor II (embebido en Rubiales)	UPME 03 - 2010 Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV	2010 – 2024	Nov 2019
TermoProyectos	19.4 MW	Chivor/Chivor II (embebido en Jagüey)	UPME 03 - 2010 Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV	2010 – 2024	Nov 2019

1.3.6. Ampliación Capacidad Termocandelaria

La UPME emitió concepto para la ampliación de la capacidad de generación de la central Termocandelaria de 314 MW a 566.15 MW, supeditado a la repotenciación de los enlaces Candelaria - Ternera 1 220 kV y Candelaria - Ternera 2 220 kV a un valor mínimo de 1000 A y el aumento de la capacidad de cortocircuito de la subestación Sabanalarga 220 kV.

Tabla 1-56 Aumento de Capacidad Termocandelaria

Proyecto	Capacidad adicional (MW)	Punto de conexión STN	Obras de transmisión	Fecha de entrada en operación oficial
Ampliación Termocandelaria	252.15 MW	Candelaria 220 kV	Repotenciación enlace Candelaria – Ternera 1 y 2 y aumento de nivel de corto en Sabanalarga 220 kV	A cargo del Promotor de proyecto
TermoProyectos	19.4 MW	Chivor/Chivor II (embebido en Jagüey)	UPME 03 - 2010 Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV	A cargo del Promotor de proyecto

1.4. PLANTAS QUE NO NECESITAN EXPANSIÓN

1.4.1. Miel II

La UPME emitió concepto de conexión para la planta Miel II 120 MW a la subestación San Felipe 230 kV, propiedad de INTERCOLOMBIA S.A. ESP, con fecha de entrada en operación para el 31 de diciembre de 2022.

Tabla 1-57 Conexión de Miel II

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión
Miel II	120 MW	San Felipe 230 kV	No es necesario

1.4.2. Yopal

La UPME emitió concepto para la ampliación en 40 MW en la subestación Yopal 115 kV para una capacidad total instalada de 150 MW.

Tabla 1-58 Conexión de Yopal

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión
Termoyopal	150 MW	Yopal 115 kV	No es necesario

1.4.3. Termovalle

La UPME viene analizando las propuestas del Operador de Red EPSA frente a la conexión de la planta de generación, pues los análisis de la propuesta del estudio evidenciaron sobrecarga en elementos del sistema ante contingencia sencilla, el OR propuso como medida de mitigación el desacople de barra en las subestaciones Guachal y Termoyumbo 115 kV, con el fin de separar bahías. Se evidencia la necesidad en el mediano/largo plazo de revisar una solución estructural en la zona, dentro de la cual esta como propuesta la nueva subestación Estambul.

Tabla 1-59 Conexión Termovalle

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión
Termovalle	Aumento de capacidad a 241.75 MW	Guachal 115 kV	Desacople barra de Guachal y Termoyumbo 115 kV, se analizará expansión adicional en el Largo Plazo

1.4.4. Termosolo 2

Al igual que la conexión de Termovalle, la UPME viene analizando las propuestas del Operador de Red EPSA frente a la conexión de la planta de generación, pues los análisis de la propuesta del estudio evidenciaron sobrecarga en elementos del sistema ante contingencia sencilla, dependencia de la demanda a conectar en la zona y altos niveles de corto circuito en subestaciones aledañas, el OR propuso como medida de mitigación el desacople de barra en las subestaciones Guachal 115 kV y Termoyumbo 115 kV, se evidencia en el

mediano/largo plazo la necesidad de revisar una solución estructural en la zona, dentro de la cual esta como propuesta la nueva subestación Estambul.

2. Tabla 1-60 Conexión Termovalle

Proyecto	Capacidad (MW)	Punto de conexión	Obras de transmisión
Termosolo 2	80 MW	Tabor 115 kV	Desacople barra de Guachal y Termoyumbo 115 kV, se analizará expansión adicional en el Largo Plazo

2.1. ANALISIS 2018 - TERMOCARIBE

2.1.1. Expansión Pasacaballos – Bolívar – Conexión Termocaribe

Antecedentes

- El OR de Red, Electricaribe, presentó la propuesta de un nuevo punto de conexión en Bolívar 220 kV, denominado Pasacaballos, en el cual planteaba la interconexión entre el Sistema de Transmisión Nacional -STN y Sistema de Transmisión Regional -STR.
- El promotor del proyecto NewGen (Termocaribe), realizó la solicitud de conexión de una nueva generación con capacidad de 350 MW (Exportación al SIN).
- El OR Electricaribe ha recibido una serie de solicitudes de conexión de cargas industriales que se están desarrollando en el sector.

Tabla 1-61 Demandas Industriales

Nombre	Demanda (MW)
PLANTA CARBOQUIMICA S.A.S_ MOD	4.5
COMAI LTDA	2.5
SHERLEG LABORATORIES	3.8
PROYECTO BARU	4.5
PROYECTO HOTEL BARÚ	4.76

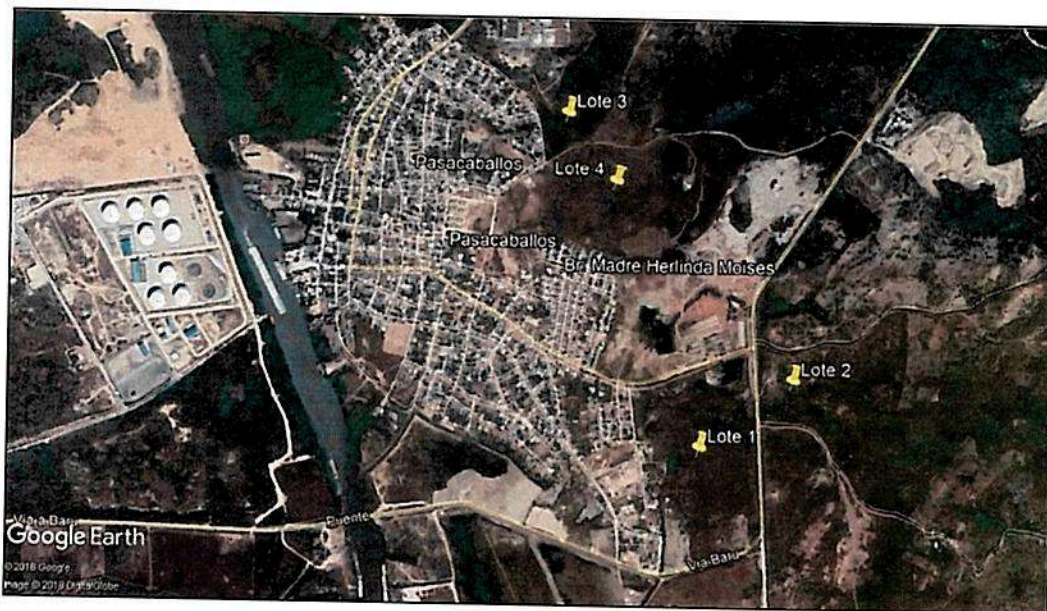
Fuente: Electricaribe

- Se han identificado problemáticas a nivel del Sistema de Distribución local que atiende a las demandas cercanas al proyecto propuesto.

Ubicación del proyecto

La subestación Pasacaballos 220 kV se encuentra ubicada en el área de Pasacaballos, en el departamento de Bolívar. En la figura se puede observar cuatro posibles alternativas para la ubicación de la futura subestación, las cuales fueron reportadas por Electricaribe.

Gráfica 1-7 Posibles ubicaciones SE Pasacaballos



Fuente: Electricaribe

Tabla 1-62 Demandas Industriales

DESCRIPCIÓN	LOTE 1	LOTE 2	LOTE 3	LOTE 4
Destino Económico	Agropecuario	Agropecuario	Comercial	Habitacional
Dirección	La Fusión	Babillero	Carretera Mamonal	Camino a Turbana
Área del Terreno	6343 m ²	10 Ha	271333 m ²	495 m ²
Área construida	40 m ²	235 m ²	40877 m ²	39 m ²

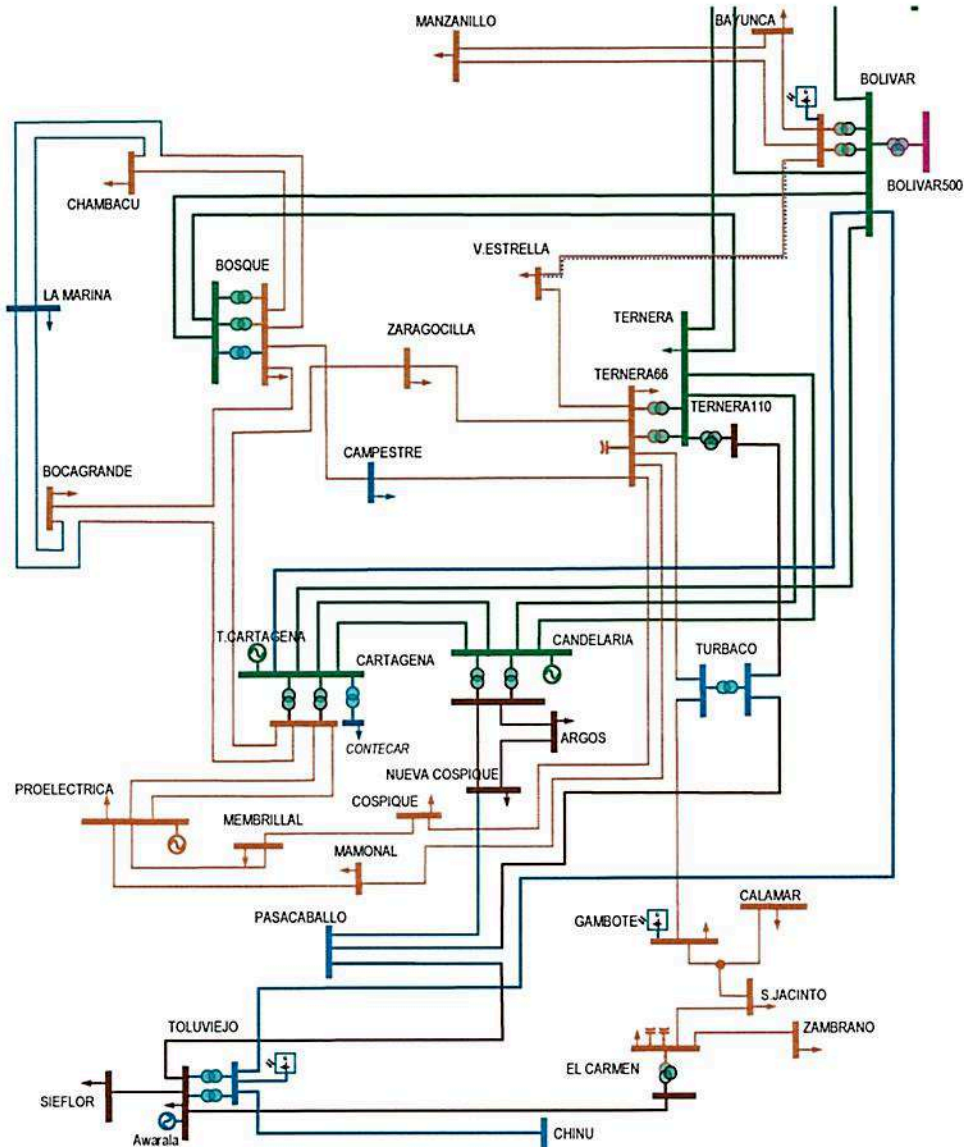
Fuente: Electricaribe

Alternativas Analizadas

Inicialmente se analizó la obra a nivel del STR, desarrollando la siguiente infraestructura:

- Reconfiguración de la línea Ternera – Tolviejo 110 kV en Ternera – Pasacaballo – Tolviejo 110 kV.
- Línea Pasacaballo – Nueva Cospique 110 kV de aproximadamente 10 km de longitud.

Gráfica 1-8 Alternativa Analizada a nivel del STR



Fuente: UPME

Desempeño del sistema

A continuación, se presenta el desempeño para el desarrollo de proyecto en el STR:

Tabla 1-63 Desempeño alternativa STR

		2023	2023
		Demanda Máxima	Demanda Máxima
		Con Tolviejo 220 kV	Con Tolviejo 220 kV
		Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares
		Sin Generación interna en Bolívar Incluye SDL de Mamonal 8	Sin Generación interna en Bolívar Incluye SDL de Mamonal 8
		Con Carga Industrial 20.6 MW	Con Carga Industrial 20.6 MW y Generación NeoGen 350 MW
		Con Pasacaballos STR	
CONDICIÓN DEL SISTEMA			
C.N.O	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Tenera - Pasacaballos 110 kV > 110%	
		Pasacaballo - Nueva Cospique 110 kV > 120%	
		TRF Tenera 220/110 kV= 120%	
(N - 1) Pasacaballo - Tolviejo 110 kV	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Tenera - Pasacaballos 110 kV > 110%	
		Pasacaballo - Nueva Cospique 110 kV > 120%	
		TRF Tenera 220/110 kV= 120%	
(N - 1) Tenera - Pasacaballo 110 kV	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Tenera - Pasacaballos 110 kV > 110%	
		Pasacaballo - Nueva Cospique 110 kV > 120%	
		TRF Tenera 220/110 kV= 120%	
(N - 1) Bolívar – Pasacaballos 110 kV	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Tenera - Pasacaballos 110 kV > 110%	
		Pasacaballo - Nueva Cospique 110 kV > 120%	
		TRF Tenera 220/110 kV= 120%	

N-1 TRF Ternera 220/110 kV	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Ternera - Pasacaballos 110 kV > 110% Pasacaballo - Nueva Cospique 110 kV > 120%
N-1 Pasacaballo - N. Cospique 110 kV	Tensiones Troncal SDL < 0.9, posibilidad colapso en tensión	Ternera - Pasacaballos 110 kV > 110% Ternera - Pasacaballos 110 kV > 110%

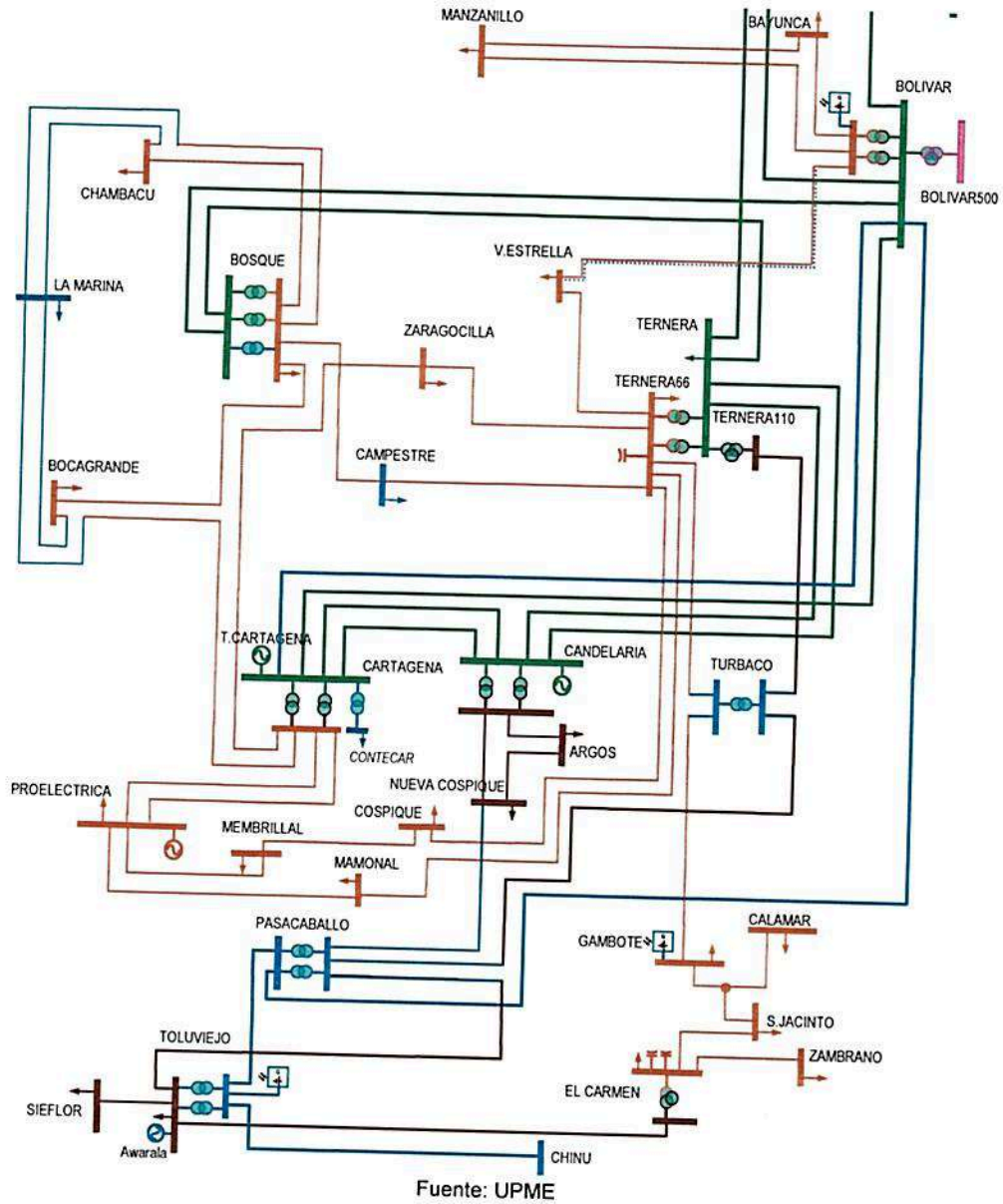
Fuente: UPME

Tal como se evidencia en la tabla anterior, con el desarrollo del proyecto a nivel del STR, no es posible conectar la demanda adicional solicitada. Así mismo, al hacer la conexión de la planta de generación a nivel del STR, se evidencian sobrecargas inclusive en condición normal de operación. Por lo anterior, este documento propone un proyecto más robusto, el cual se presenta a continuación.

Proyecto propuesto:

- Nueva subestación Pasacaballos 220/110 kV - 2 x 150 MVA
- Conexión mediante la nueva línea Bolívar – Tolviejo – Chinú 220 kV, reconfigurándose en Bolívar – Pasacaballos – Tolviejo – Chinú 220 kV.
- Reconfiguración de la línea Ternera – Tolviejo 110 kV en Ternera – Pasacaballos – Tolviejo 110 kV.
- Línea Pasacaballos – Nueva Cospique 110 kV de aproximadamente 10 km de longitud.

Gráfica 1-9 Alternativa STN y STR



Fuente: UPME

Consideraciones y supuestos:

- Se realizaron los análisis con las proyecciones de demanda nacionales publicadas por la UPME en abril de 2018.
- Se considera la demanda asociada a Reficar 70 MW en Bolívar.
- Se consideran las distribuciones de carga a nivel del Sistema de Distribución Local - SDL presentado por el Operador de Red Electricaribe.
- Se consideran las demandas indicadas por el OR.
- Se consideró una Planta de generación en Pasacaballos 230 kV (Temocaribe).

- Se consideró el aumento en la capacidad de generación de Candelaria de 314 MW a 566.15 MW.
- Se consideran las siguientes condiciones del sistema:

Tabla 1-64 Escenarios Analizados

Escenario	Consideración de Demanda	Consideración de Despacho
Escenario 1	Demanda Máxima	Bajo despacho en la zona
Escenario 2	Demanda Máxima	Alto despacho en la zona
Escenario 3	Demanda mínima	Alto despacho en la zona (incluida New Gen – Ampliación Candelaria)
Escenario 4	Demanda mínima	Bajo despacho en la zona y alto despacho en New Gen – Ampliación

Fuente: UPME

Análisis Eléctricos:

Condición Sin Proyecto

Tabla 1-65 Desempeño del Sistema Sin Proyecto

2023	2023	2028
Demanda Máxima	Demanda Máxima	Demanda Máxima
Con Tolviejo 220 kV	Con Tolviejo 220 kV	Con Tolviejo 220 kV
Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares
Sin Generación interna en Bolívar Incluye SDL de Mamonal 8	Sin Generación interna en Bolívar Incluye SDL de Mamonal 8	Sin Generación interna en Bolívar Incluye SDL de Mamonal 8
Con Carga Industrial 20.07 MW	Con Carga Industrial 20.07 MW	Sin Carga Industrial 20.07 MW
Bolívar - Pasacaballo - Tolviejo= 1000 Amperios	Bolívar - Pasacaballo - Tolviejo= 1000 Amperios	Bolívar - Pasacaballo - Tolviejo= 1000 Amperios
SIN PASACABALLO	SIN PASACABALLO	SIN PASACABALLO

CONDICIÓN DEL SISTEMA

C.N.O	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.
	Troncal SDL= 116 % - 112% - 99% - 121%	Troncal SDL= 112 % - 107% - 95% - 115%	Troncal SDL= 120% - 106% - 130% - 120%
	Tensiones Troncal SDL = 0.94 - 0.88 - 0.81 - 0.79	Tensiones Troncal SDL = 0.96 - 0.90 - 0.83 - 0.82	Tensiones Troncal SDL = 0.92 - 0.84 - 0.82 - 0.78
(N - 1) Proelectrica - Mamonal 66 kV	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.
	Tenera - Mamonal = 112%	Tenera - Mamonal = 109%	Tenera - Mamonal = 87%
	Troncal SDL= 128 % - 126% - 112% - 137%	Troncal SDL= 123 % - 120% - 107% - 130%	Troncal SDL= 128 % - 114% - 139% - 129%
	Tensiones Troncal SDL = 0.91 - 0.83 - 0.75 - 0.73	Tensiones Troncal SDL = 0.93 - 0.86 - 0.78 - 0.77	Tensiones Troncal SDL = 0.89 - 0.81 - 0.79 - 0.75
(N - 1) Tenera - Mamonal 66 kV	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.
	Mamonal - Proelectrica = 88%	Mamonal - Proelectrica = 85%	Mamonal - Proelectrica = 70%
	Troncal SDL= 126 % - 123% - 110% - 134%	Troncal SDL= 117 % - 114% - 101% - 123%	Troncal SDL= 131% - 117% - 143% - 133%
	Tensiones Troncal SDL = 0.91 - 0.84 - 0.76 - 0.74	Tensiones Troncal SDL = 0.94 - 0.87 - 0.80 - 0.78	Tensiones Troncal SDL = 0.88 - 0.80 - 0.78 - 0.73
(N - 1) Tenera - Candelaria 220 kV	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.	Colapso por tensión en el SDL.
	Tenera - Mamonal 66 kV = 51%	Tenera - Mamonal 66 kV = 38%	Tenera - Mamonal 66 kV = 44%

Troncal SDL= 116 % - 112% - 99% - 121%	Troncal SDL= 112 % - 107% - 95% - 115%	Troncal SDL= 120% - 107% - 130% - 121%
Tensiones Troncal SDL = 0.94 - 0.88 - 0.81 - 0.79	Tensiones Troncal SDL = 0.96 - 0.9 - 0.83 - 0.82	Tensiones Troncal SDL = 0.92 - 0.84 - 0.82 - 0.78
Tenera - Candelaria 220 kV = 35%	Tenera - Candelaria 220 kV = 106%	Tenera - Candelaria 220 kV = 41%

Fuente: UPME

Sin la entrada de Pasacaballo 220 kV se evidencia:

- En condiciones normales de operación y sin la generación interna en Bolívar, se observan bajos niveles del tensión en el circuito Mamonal 8 13.8 kV. Además, la cargabilidad del circuito Mamonal 8 es superior al 110% en condición normal de operación, es decir no se puede atender la demanda del área.
- Ante contingencia sencilla de la línea Proeléctrica – Mamonal 66 kV se presenta una cargabilidad mayor al 100% en la línea Tenera – Mamonal 66 kV.
- Con la generación interna en la subárea Bolívar y ante pérdida del enlace Tenera – Candelaria 220 kV, se observa una cargabilidad mayor al 100% en el circuito que queda en operación. Aunque no se superan los límites establecidos, se evidencia un aumento en la cargabilidad del TRF Tenera 220/110 kV y de la línea Tenera – Candelaria 220 kV con el aumento de la generación en Candelaria.
- Se evidencia un deterioro de las condiciones a nivel del SDL lo que no permite atención de la demanda actual y la futura con condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.

Condición Con Proyecto

Tabla 1-66 Desempeño del Sistema Con Proyecto

2023	2023	2028
Demanda Máxima	Demanda Máxima	Demanda Máxima
Con Toluviejo 220 kV	Con Toluviejo 220 kV	Con Toluviejo 220 kV
Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares
Sin Generación interna en Bolívar	Con Generación interna en Bolívar	Sin Generación interna en Bolívar

	Incluye SDL de Mamonal 8	Incluye SDL de Mamonal 8	Incluye SDL de Mamonal 8
	Con Carga Industrial 20,7 MW	Con Carga Industrial 20,7 MW	Con Carga Industrial 20,7 MW
	CON PASACABALLO 220 kV	CON PASACABALLO 220 kV	CON PASACABALLO 220 kV
CONDICIÓN DEL SISTEMA			
C.N.O	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N - 1) Pasacaballo - Toluviejo 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N - 1) Ternera - Pasacaballo 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N - 1) Bolívar - Pasacaballo 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N - 1) Pasacaballo - Toluviejo 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N - 1) Ternera - Candelaria 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N-1) TRF Pasacaballo 220/110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N-1) Pasacaballo - N. Cospique 110 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

Fuente: UPME

Con la entrada de Pasacaballo 220 kV se evidencia:

- En condiciones normales de operación y sin la generación interna en Bolívar, se observan adecuados niveles de tensión en los circuitos asociados a la subestación Pasacaballo, sin embargo en las colas de los circuitos se siguen presentando unas bajas tensiones, para lo cual el Operador de Red propone instalación de regulador de conexión y de tensión.
- En condiciones normales de operación y ante las contingencias realizadas es posible conectar la demanda industrial de 20.7 MW con los criterios de calidad establecidos.
- Disminución en la cargabilidad del anillo a 110 kV, específicamente, el TRF Candelaria 220/110 kV y la línea Candelaria – Nueva Cospique 110 kV.

Condición con Proyecto y conexión de NewGen

Tabla 1-67 Desempeño del Sistema Con Proyecto y generación

	2023	2023	2023
	Demanda Mínima	Demanda Mínima	Demanda Máxima
	Con Toluviejo 220 kV	Con Toluviejo 220 kV	Con Toluviejo 220 kV
	Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares	Se incluyen Plantas Solares
	Con Generación interna en Bolívar	Con Generación interna en Bolívar	Baja generación en Bolívar
	Incluye SDL de Mamonal	Incluye SDL de Mamonal	Incluye SDL de Mamonal
	Con Carga Industrial 20,7 MW	Con Carga Industrial 20,7 MW	Con Carga Industrial 20.7 MW
	Con PASACABALLO 220 kV	Con PASACABALLO 220 kV	Con PASACABALLO 220 kV
	Aumento en Candelaria	Aumento en Candelaria	Aumento en Candelaria
	NewGen= 0 MW	NewGen= 350 MW	NewGen= 350 MW
CONDICIÓN DEL SISTEMA			
C.N.O	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

(N - 1) Bolívar - Pasacaballo 220 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado	Tenera – Pasacaballos 110 kV > 80% TRF Tenera 220/110 kV > 110% Pasacaballos – N. Cospique 110 kV > 105%
(N - 1) Pasacaballo - Toluviejo 220 kV	Bolívar - Pasacaballo 220 kV = 5%	Bolívar - Pasacaballo 220 kV = 68%	Desempeño Adecuado STR - SDL
	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL
(N - 1) TRF Pasacaballo 220/110 kV	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL
(N-1) TRF Bolívar 500/220 kV	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL
(N-1) Tenera - Candelaria 220 kV	Tenera - Candelaria 220 kV > 110%	Tenera - Candelaria 220 kV > 110%	Tenera - Candelaria 220 kV > 110%
(N-1) Candelaria - Cartagena 220 kV	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL
(N-1) Pasacaballo - N. Cospique 110 kV	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL	Desempeño Adecuado STR - SDL

Fuente: UPME

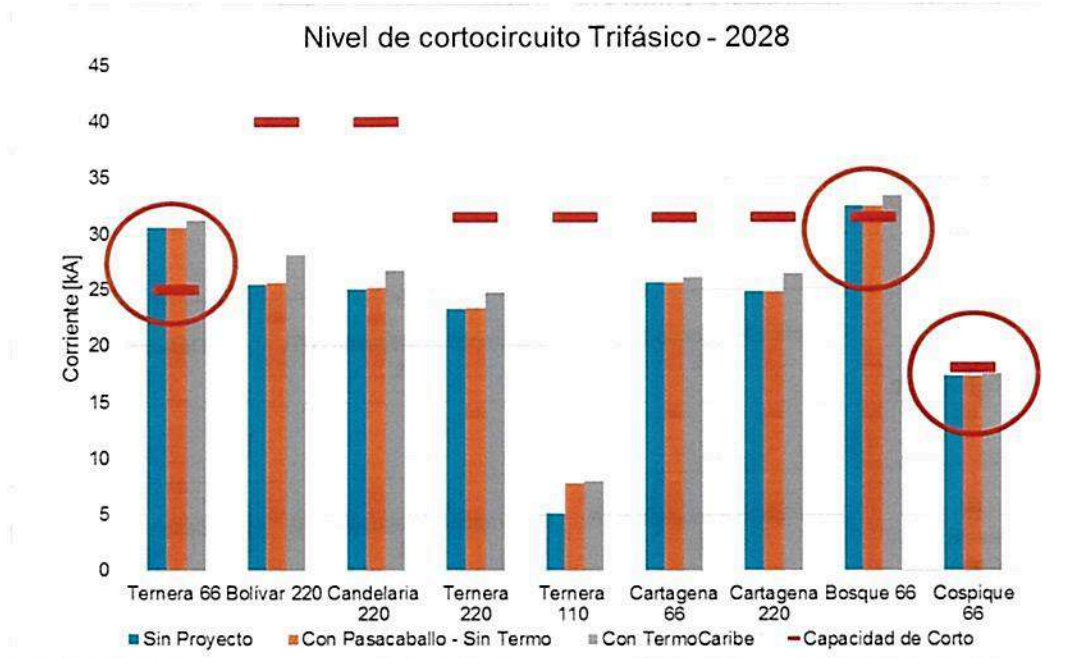
Con la entrada de Pasacaballo 220 kV + 342 MW de NewGen - Termocaribe (2023 demanda mínima y máxima generación en el área) se evidencia:

- En condiciones normales de operación, la conexión de NewGen presenta cargabilidades dentro de los rangos establecidos y la generación puede ser evacuada.
- Ante contingencia de la línea Pasacaballo – Tolviejo 220 kV, la línea Bolívar – Pasacaballo 220 kV presenta una cargabilidad mayor al 60%.
- Ante contingencia de la línea Ternera – Candelaria 220 kV, la línea paralela presenta una cargabilidad superior al nivel de sobrecarga (considerando el aumento de generación en Candelaria, sin considerar el aumento de la capacidad del enlace Ternera – Candelaria 220 kV y sin considerar la conexión de NeoGen).
- Para un despacho bajo en la zona de Bolívar y máximo despacho en la NeoGen, se observa que ante la salida del Bolívar – Pasacaballo 220 kV, se puede presentar altas cargabilidades y/o sobrecargas de los siguientes elementos: i) Transformador de Ternera 220/110 kV, ii) Enlace Pasacaballos – Turbaco – Ternera 110 kV y iii) Pasacaballos – N. Cospique 110 kV; por lo cual se hacen necesarias las siguientes medidas: i) **aumento de la capacidad de sobrecarga del transformador Ternera 220/110 kV**, ii) **aumento de la capacidad del enlace Pasacaballos – Turbaco – Ternera 110 kV a por lo menos 800 A** y iii) **Definir la línea nueva Pasacaballos – N. Cospique de por lo menos 800 A**.

Nivel de Corto

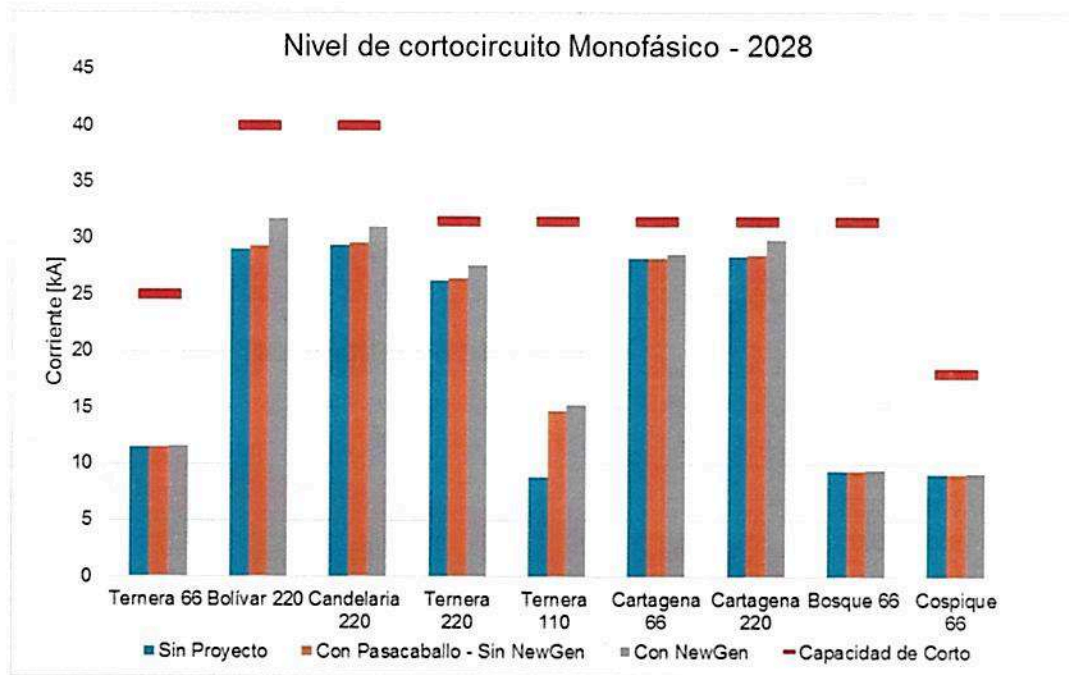
A continuación, se presenta el nivel de corto circuito en las subestaciones cercanas al proyecto.

Gráfica 1-10 Nivel de corto trifásico - 2028



Fuente: UPME

Gráfica 1-11 Nivel de corto monofásico - 2028



Fuente: UPME

Se observa que las subestaciones Tenera 66 kV y Bolívar 66 kV tienen un nivel de corto por encima de su capacidad máxima, por lo cual el Operador de Red está en la responsabilidad de repotenciar éstas subestaciones para aumentar la capacidad del corto de las mismas. En relación a Cospique 66 kV, se observa un nivel de corto muy cerca de su valor máximo, por lo cual el OR también estará en la responsabilidad de implementar todas las medidas para aumentar la capacidad de corto de ésta subestación.

Análisis Económicos:

5.1 Costos

Se valoran los costos en UCs según las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009.

	Costo en \$ - UCs	Costo en USD - UCs
Costo	\$ 64.854.866.912,25	\$ 21.734.204,73

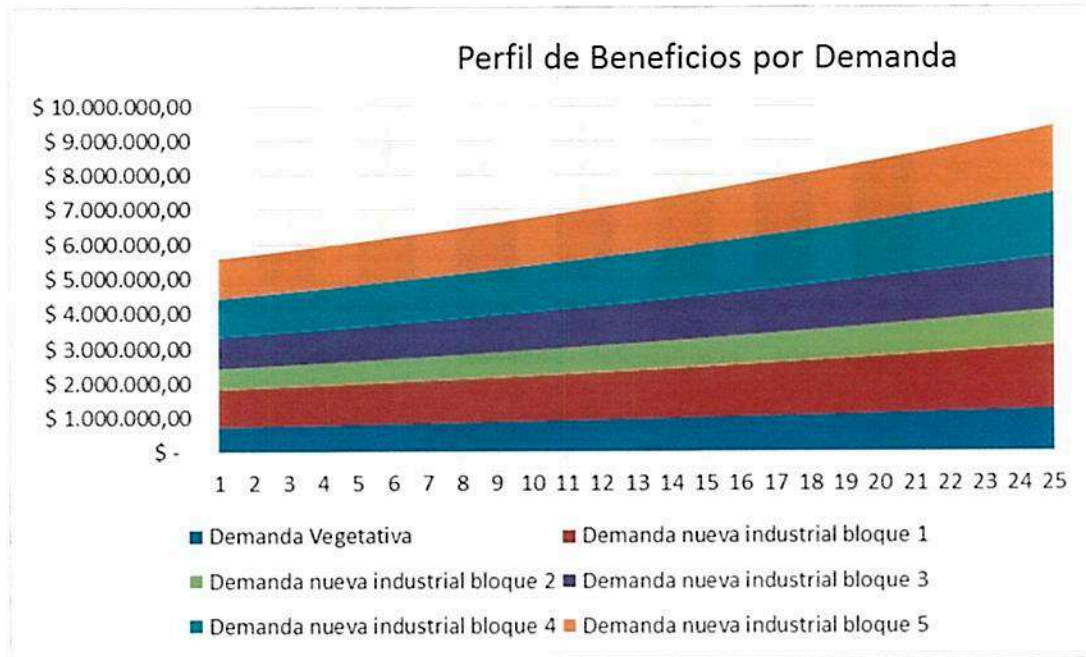
Fuente: UPME

Beneficios

Para el cálculo de los Beneficios se realizó una valoración teniendo en cuenta: i) Aumento de la demanda vegetativa ii) Aumento de demanda industrial y iii) Conexión de nueva generación; tal como se presenta a continuación:

Aumento de demanda Vegetativa e industrial:

Gráfica 1-12 Perfil de beneficios a 25 años



Fuente: UPME

Considerando los siguientes bloques:

Tabla 1-69 Bloques de demanda industrial

Bloque 1	4,5 MW
Bloque 2	2,5 MW
Bloque 3	3,8 MW
Bloque 4	4,5 MW
Bloque 5	4,76 MW

Fuente: UPME, Información: ECA

Conexión de generación:

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica la conexión de una planta de generación, desde el punto de vista de la demanda, se resume de manera general en la siguiente expresión³:

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ OEF_i (CRO - P_{escasez}) k + E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + (CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i}) \right. \right. \\ \left. \left. + (Perd_{spory_i} - Perd_{cproxy_i}) \right\} + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\} \right)$$

Dónde:

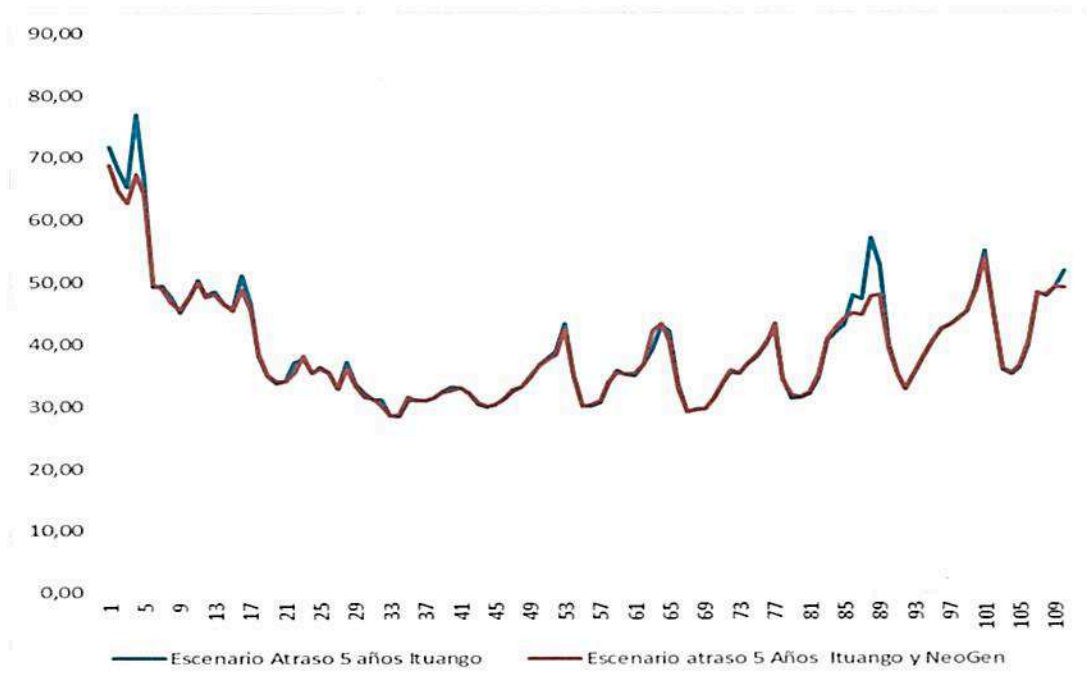
- B : Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k : Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i} : Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i . Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q : Es el conjunto de periodos i de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i : Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i .
- CRO : Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k : Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i} : Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i . Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- E_{c_i} : Energía que se tranza en contratos durante el mes i . Es el 80% de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q, i)$: Es el periodo de conjuntos i que pertenecen al conjunto q .
- CM_{sproxy_i} : Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i .
- CM_{cproxy_i} : Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i .

³ Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

- CR_{sproxy_i} : Es el sobre costo operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproxy_i} : Es el sobre costo operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{sproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cproxy_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , considerando el proyecto de generación.

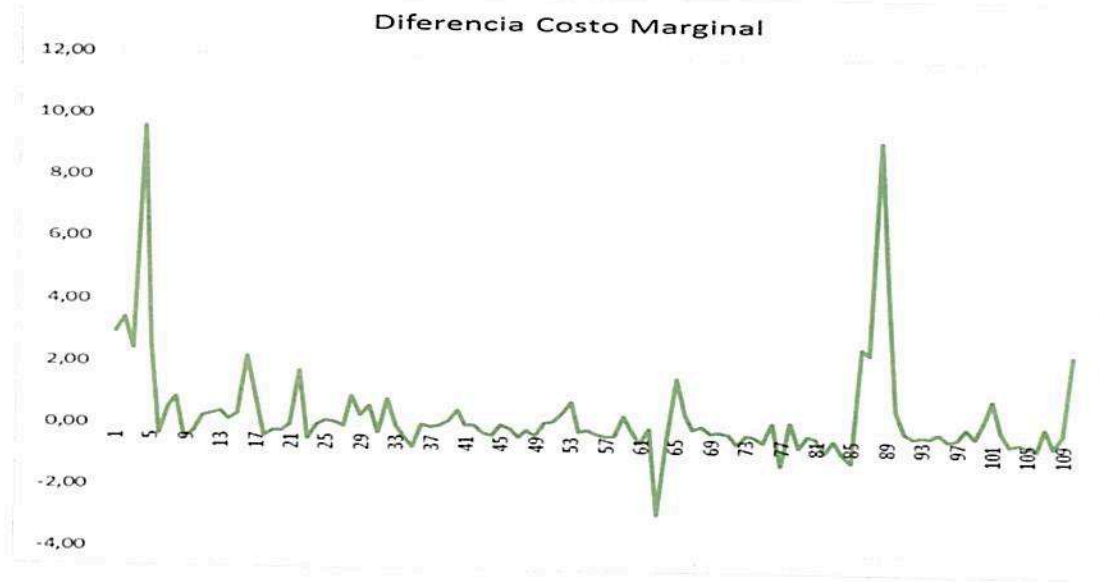
Para el caso particular de la expresión, se considera el costo operativo con y sin considerar el proyecto de generación; a continuación, se presentan los resultados del costo marginal del sistema y la diferencia del mismo.

Gráfica 1-13 Costo marginal con y sin proyecto de generación



Fuente: UPME

Gráfica 1-14 Costo marginal con y sin proyecto de generación



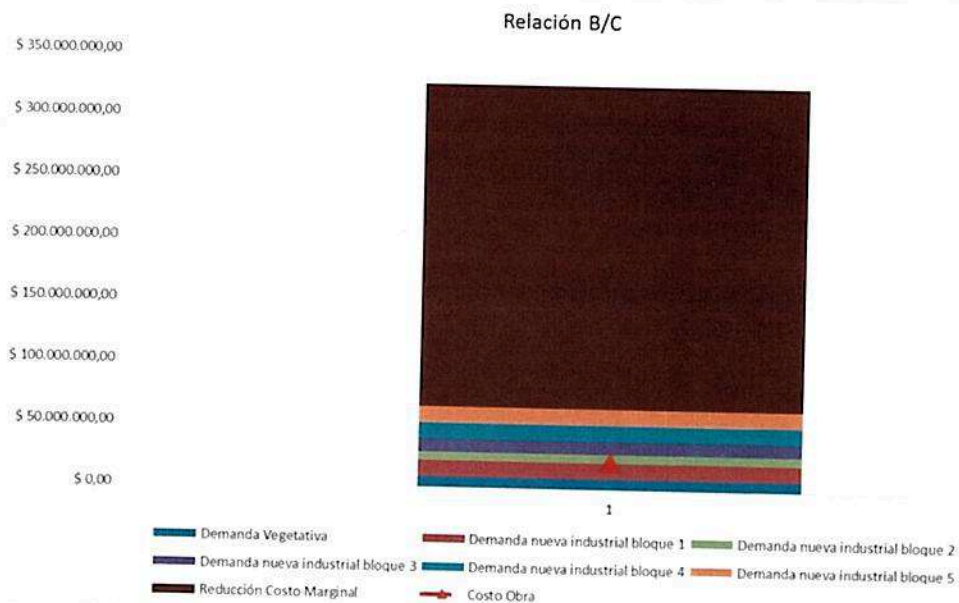
Fuente: UPME

De lo anterior se puede encontrar un Valor Presente de los beneficios, del orden de USD 260.125.732.

Relación Beneficio/Costo

A continuación, se presenta la relación Beneficio/Costo para 25 años diferenciando los beneficios asignados a la demanda y a la conexión de la generación.

Gráfica 1-15 Relación Beneficio/Costo



Fuente: UPME

Como se puede observar, considerando el beneficio asociado a la demanda (vegetativa e industrial) y la generación, la relación Beneficio/Costo es muy superior a 1; así mismo, es fácilmente identificable como sería la nueva relación Beneficio/Costo si no se da parte de la demanda industrial o de la generación.

CONCLUSIONES

- Sin la entrada de la subestación Pasacaballo 220 kV, no es posible atender la demanda industrial que requiere conectarse en la zona.
- El proyecto presenta una relación Beneficio/Costo muy superior a 1.
- La cargabilidad del circuito Ternera – Candelaria 220 kV, ante contingencia sencilla, se presenta debido al aumento de la generación de Candelaria. Se considera necesario aumentar la capacidad de estos circuitos con la entrada de esta generación.
- Con la entrada de la subestación Pasacaballo 220 kV las condiciones del área de influencia mejoran significativamente.
- Con la nueva línea Pasacaballo – Nueva Cospique 110 kV se observa una disminución en las cargabilidades del TRF Candelaria 220/110 kV y de las líneas Candelaria – Nueva Cospique 110 kV.
- La conexión de la generación NewGen (Termocaribe) a la subestación Pasacaballo 220 kV para las condiciones estudiadas presenta un desempeño adecuado, se considera el aumento de capacidad de la línea Ternera – Candelaria 220 kV.
- Se realizaron análisis para verificar el comportamiento de Pasacaballo 110 kV para el horizonte de análisis, encontrando que no es posible conectar la demanda que solicita la conexión en la zona, adicionalmente, al no contar con la subestación 220 kV no es posible conectar la nueva generación.
- Con el desarrollo del proyecto o antes, se deben aumentar las capacidades de corto para las subestaciones Bosque 66 kV, Ternera 66 kV y Cospique 66 kV.
- Se hacen necesarias las siguientes medidas con el proyecto: i) Aumento de la capacidad de sobrecarga del transformador Ternera 220/110 kV, ii) Aumento de la capacidad del enlace Pasacaballos – Turbaco – Ternera 110 kV a por lo menos 800 A y iii) Definir la línea nueva Pasacaballos – Nueva Cospique de por lo menos 800 A.
- Es necesario desarrollar el proyecto para poder alimentar la demanda que está solicitando conexión en el área y conectar la generación nueva.
- Se observa que las subestaciones Ternera 66 kV y Bolívar 66 kV tienen un nivel de corto por encima de su capacidad máxima de corto, por lo cual el Operador de Red está en la responsabilidad de repotenciar estas subestaciones para aumentar la capacidad del corto de las mismas. En relación a Cospique 66 kV se observa un nivel de corto muy cerca de su valor máximo, por lo cual el OR también estará en la responsabilidad de implementar todas las medidas para aumentar la capacidad de corto de esta subestación.

RECOMENDACIONES STN

- Nueva subestación Pasacaballos 220/110 kV - 2 x 150 MVA
- Conexión mediante la nueva línea a 220 kV Bolívar – Toluviéjo - Chinú, reconfigurándose en Bolívar – Pasacaballos – Toluviéjo – Chinú 220 kV.

Fecha de puesta en operación: Junio de 2024.

2.2. OBRAS ADICIONALES MOCOA

En el Plan de expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2029, la Unidad analizó el cambio de configuración de la subestación Mocoa, en éste Plan, se indicó que el cálculo de benéficos asociados correspondían a USD 18.235.713 a diciembre de 2017 y el costo diferencial del cambio de configuración de barra principal a transferencia a doble barra con acople es de USD 159.778; en este sentido el transportador informó a esta Unidad mediante Radicado UPME 20191100019692 que los costos adicionales corresponden a los siguientes ítems y valores:

Tabla 1-70 Costos Adicionales en Mocoa

Ítem	Valor (USD) Dic 17	Observaciones
Obras de mitigación para la subestación eléctrica.	Entre 3.250.400 y 4.953.444	Valor estimado. El valor definitivo será establecido una vez finalizado el proceso constructivo y hará parte de la solicitud de remuneración ante la CREG vía cargos por uso.
Terreno para la subestación.	366.000	Valor real ejecutado.
Obras de mitigación para torres de transmisión de la línea Jamondino - Mocoa 230 kV y de la conexión de líneas a nueva subestación Mocoa "Renacer" 230 kV.	Entre 487.250 y 582.114	Valor estimado. El valor definitivo será establecido una vez finalizado el proceso constructivo y hará parte de la solicitud de remuneración ante la CREG vía cargos por uso.

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que aún incluyendo estos costos la relación beneficio/costo permanece por encima de 1.

2.3. RECOMENDACIONES

Obra Córdoba:

- Nueva subestación Sahagún 500 kV, seccionando uno de los circuitos Cerro – Chinú 500 kV.

Fecha de puesta en operación: Agosto de 2023.

Obra Guajira – Cesar - Magdalena:

- Desarrollo del proyecto de repotenciación que aumenta la capacidad del corredor Guajira – Santa Marta – Termocol (Bonda) 220 kV a por lo menos 1000 A. Se aclara que el proyecto de repotenciación podrá estar en operación en la fecha para inicio de obligaciones en firme, siempre y cuando el transportador se haga cargo de dicha obra y ésta no implique trámites complejos adicionales en relación con la misma.

- Nuevo circuito Termocol (Bonda) – Río Córdoba 220 kV, con fecha de entrada en operación noviembre 2023.
- Segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV, con fecha de entrada en operación a más tardar agosto de 2022.

Obra Bolívar:

- Nueva subestación Pasacaballos 220/110 kV - 2 x 150 MVA.
- Conexión mediante la nueva línea Bolívar – Toluviejo – Chinú 220 kV, reconfigurándose en Bolívar – Pasacaballos – Toluviejo – Chinú 220 kV.

Fecha de puesta en operación: Junio de 2024.

2.4. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR

Teniendo en cuenta el Artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual establece lo siguiente:

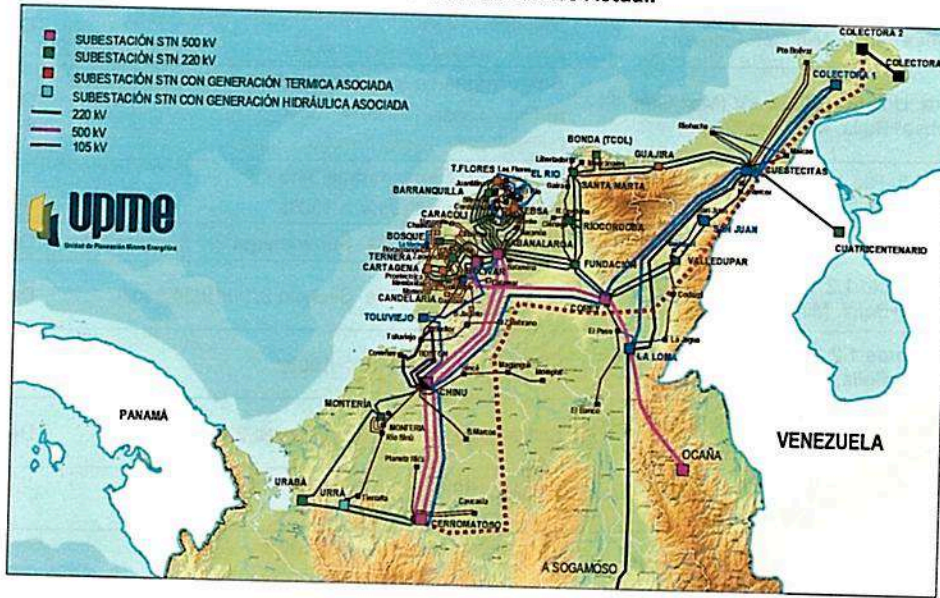
“(…) Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME: Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del área de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de su respectivo plan de expansión que entregará a la UPME al año siguiente, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3.

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

La Unidad presenta, para cada una de las áreas operativas, las necesidades identificadas, con el fin de que hagan parte de estudio de las soluciones por cada uno de los OR en sus respectivos Planes de Expansión, y así se puedan presentar las obras respectivas para solucionar las problemáticas.

2.4.1. Área Caribe – Atlántico

Gráfica 1-16: Área Caribe Actual.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área, generación que adicionalmente debe ser cuidadosamente balanceada entre los recursos ubicados en el área y los niveles de tensión; además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda ante fallas N-1 de elementos de red a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local. Así mismo, se presenta agotamiento de los niveles de corto de las subestaciones del área.

A continuación se presentan las problemáticas observadas:

Tabla 1-71: Desempeño del sistema en Atlántico.

CONDICION DEL SISTEMA	2018	2024
C.N.O (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el enlace Oasis - Termoflores 110 kV	Desempeño Adecuado
C.N.O (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Tra. Tebsa 3 230/110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Caracolí - Tebsa 230 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	El Rio - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 Tra. 1,2,3 Tebsa 230/110 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Sobrecargas en los Tra. Paralelos Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Unión 110 kV < 0.9 pu Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Las Flores - Termoflores 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Las Flores 110 kV < 0.9 pu El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado

N - 1 Tebsa - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en el corredor Tebsa - TVteJulio - VteJulio 110 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Sobrecargas en la red de 34.5 kV
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 100%	Tra. Union 110/34.5 kV > 90%
N - 1 Tra. Sabanalarga 1,2 230/115 kV	Sobrecarga en el Tra. Sabanalarga 2,1 230/115 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Silencio 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Flores 1,2 230/110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 TVteJulio - VteJulio 110 kV / Tebsa - TVteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 120% El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Silencio - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 El Rio - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 90% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 110%	Caracoli - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 El Rio - Oasis 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Silencio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90% Union 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV
N - 1 Las Flores - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 140% Oasis - Silencio 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores II 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la transformación 110/34.5 kV del área	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 110%	El Rio 34.5 kV < 0.9 pu Tra. Union 110/34.5 kV > 100%
N - 1 Oasis - Silencio 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Centro - Oasis 110 > 180%	Desempeño Adecuado
N - 1 Centro - Oasis 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Silencio 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores II 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Termoflores I 110 kV > 140%	Desempeño Adecuado

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/110 kV en Tebsa y Termoflores:** Se observa sobrecargas ante condiciones de falla de uno de los transformadores de Tebsa o Flores 230/110 kV y en condiciones de mínimo despacho en Atlántico, lo que impone la necesidad de tener generación de seguridad al interior del área, desoptimizando el despacho y ocasionando posible desatención de la demanda, al no contar con la misma. Actualmente, se tiene definido el proyecto Caracolí, El Río y obras asociadas, como solución a esta problemática, los cuales tienen como fecha esperada de entrada en operación entre el 2017/2018 para Caracolí STN/STR y 2020 para El Río en el STN/STR.
- **Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico:** Se observa agotamiento de la red que puede producir desatención de la demanda y desoptimización del despacho, debido a la generación de seguridad que se debe mantener para poder preservar el sistema ante contingencia simple. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí y obras asociadas, obras adicionales en el STR de Atlántico, y el proyecto El Río y obras asociadas para solucionar esta problemática, los cuales tienen como fecha de entrada en operación entre el año 2017 y 2020. Actualmente no existen escenarios seguros para la operación, se espera que con la repotenciación de los circuitos que salen de la subestación TEBSA se logren conseguir algunos escenarios seguros.
- **Agotamiento en la capacidad 230/110 kV Sabanalarga:** Se observa agotamiento de la capacidad del transformador Sabanalarga 230/110 kV y posible desatención de demanda ante contingencia. Con la entrada de los proyectos en el área de Atlántico ya definidos, los cuales permiten el cierre del seccionamiento se eliminaría esta condición. Antes de la entrada de los proyectos de expansión se presenta riesgo de desatención de la demanda.
- **Alcance de los niveles de corto circuito a valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores:** Se observa que los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 230 kV y Termoflores 110 kV llegan a su nivel máximo. Por lo anterior, **se hace necesario que los dueños de las subestaciones adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas, se aumenten los niveles de corto en estas subestaciones.**

Lo anterior, de acuerdo con el principio que ningún elemento del sistema puede limitar la operación adecuada del mismo, para el caso de transmisión, el cual está definido mediante la Resolución CREG 011 de 2009, la cual establece que:

"(...) Artículo 6. Remuneración de nuevos Activos de Uso que sustituyan a otros: Para la remuneración de un nuevo Activo de Uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una Unidad Constructiva diferente se debe cumplir lo siguiente: i) Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución; ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ampliación o sustitución de dicho activo; iii) Que el TN solicite a la CREG la inclusión de este activo dentro del inventario de activos remunerados; y iv) Que la CREG expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración, una vez el activo entre en operación.

Parágrafo: La reposición de los activos es responsabilidad de sus propietarios o de los TN que los representen. Con este propósito el TN deberá presentar a la UPME, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos, que cubra un periodo de cinco años. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso. (...) Subrayado propio.

- Se observa que con la entrada de los proyectos planteados para el 2024 se presenta un desempeño adecuado del sistema, eliminando las restricciones del área permitiendo una mayor flexibilidad en la operación de los recursos.
- Se hace necesario adelantar todas las medidas para reducir el riesgo de desatención de la demanda. Una de ellas corresponde a la posibilidad de uso de baterías, elementos analizados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029. Sin embargo, se está a la espera de la reglamentación de este elemento para su implementación.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria y/o ejecutados directamente:

Año 2018/2024

- Nueva obras asociadas a Atlántico
- Nuevo doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla hasta S/E Norte 110 kV.
- Nueva S/E Magdalena 110 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Estadio 110 kV y obras asociadas.
- Proyecto El Río STN/STR.

Medidas de mitigación:

- Uso de Baterías en el STR/SDL Atlántico.
- Repotenciación circuitos salida de Tebsa (Tebsa – El Río 110 kV, Tebsa – Unión 110 kV, Tebsa – Cordialidad 110 kV, Tebsa – Veinte de Julio 110 kV y Tebsa – TVeinte de Julio 110 kV).

Otros proyectos en análisis

- El operador de red solicita la conexión de la Nueva Subestación Palermo 110 kV realizando la apertura de la línea El Río - TEBSA 110 kV a 1.7 km partiendo de la S/E TEBSA y construyendo un nuevo doble circuito para la conexión de la S/E Palermo con una longitud de 3.1 km.
- Construcción de un anillo a 110 kV entre las subestaciones Galapa 110 kV - Juan Mina 110kV y Nueva Barranquilla 110 kV:

Nuevos circuitos: i) circuito sencillo entre las subestaciones Nueva Barranquilla 110 kV y Nueva Galapa 110 kV y ii) un circuito sencillo entre las subestaciones Nueva Galapa 110 kV y Juan Mina 110 kV.

2.4.2. Área Caribe – Bolívar

Problemáticas identificadas:

El área Bolívar presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 66 kV y agotamiento de transformación STN/STR.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas para escenario crítico.

Tabla 1-72: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICION DEL SISTEMA	2018	2024
C.N.O	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 50% Ternera - Zaragocilla 66 kV > 40% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 60% Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 80% Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 60% Bolívar - Bosque 230 kV > 60% Bocagrande - Bosque 66 kV > 70%	Cartagena - La Marina 66 kV > 60% Bocagrande - Bosque 66 kV > 60% Tra. El Carmen 110/66 kV > 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia) Gambote - Ternera 66 kV > 90%
N - 1 Bosque - Chambacú 1,2 66 kV	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 100% Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 110% (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100% (Gen Min)
N - 1 Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Ternera - Zaragocilla 66 kV > 100% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 110% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Toluviéjo 110 kV / Tra. Ternera 230/110 kV	Tra. Chinú 1 2 3 500/110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Bosque 1,2 230/66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90% Tra. Bosque 1 2 230/66 kV > 90% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - Bosque 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Membrillal - Proelectrica 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Cartagena - La Marina 66 kV > 90%
N - 1 Bolívar - Cartagena 230 kV (Gen Min)	Bolívar - Bosque 230 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra Cartagena 1,2 230/66 kV (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100%
N - 1 Bosque - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%
N - 1 Toluviéjo - El Carmen 110 kV / Tra. El Carmen 110/66 kV (El Carmen - Gambote 66 kV abierto en Gambote 66 kV)	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/66 kV:** Se observa el agotamiento de la transformación STN/STR, se hace necesario la entrada de los proyectos relacionados tercer transformador en Bosque y el nuevo punto de conexión STN/STR en Bolívar.
- **Agotamiento de la red a 66 kV:** Es evidente el agotamiento de la red de 66 kV, se presentan sobrecargas de elementos en condición de N-1, el proyecto La Marina mejora el desempeño, sin embargo, el mismo se vuelve a agotar, por lo cual se hace necesario un proyecto estructural correspondiente a cambio de nivel de tensión o repotenciación de los activos existentes. En este sentido, la Unidad está revisando el tema del cambio del nivel de tensión, debido a que, el OR no presentó la obra estructural para tal problemática.
- **Red 110 kV:** Ante la entrada en operación del proyecto UPME STR 10-2015, se observa una alta cargabilidad en condición normal de operación en el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV y sobrecarga ante múltiples contingencias en la red de Bolívar que sobrecargan el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV por encima del límite de emergencia. Ante esta condición se tiene como medida de mitigación la apertura de la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV; sin embargo, esta situación se presenta debido a que el OR Electricaribe no ha realizado la repotenciación del antiguo circuito Villa Estrella – Bayunca, la cual fue advertida por la Unidad desde la definición del proyecto, **por lo cual es necesario que el Operador de Red, Electricaribe, adelante la misma en el menor tiempo posible.**
- **Nivel de corto:** Violación de nivel de Corto en las subestaciones: i) Bosque 66 kV, ii) Ternera 66 kV y iii) Cospique 66 kV; frente a estas subestaciones en **necesario que el OR, Electricaribe, realice todas las acciones para repotenciar las mismas y así no limitar ni poner en riesgo la atención de la demanda en la zona de Bolívar.**

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2017/2018

- Tercer transformador en Bosque 230/66 kV – 150 MVA.
- Repotenciación enlace Bocagrande – Bosque 66 kV.
- Subestación la Marina 66 kV.

2.4.3. Área Caribe – Chinú

Problemáticas identificadas:

La subárea Chinú presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones y sobrecargas de los elementos del STR, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que estas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas, máxima demanda y mínima generación.

Tabla 1-73: Desempeño del sistema en Chinú.

CONDICION DEL SISTEMA	2018	2024
-----------------------	------	------

C.N.O		
	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 85%	Tra. Urrá 230/110 kV > 60%
	Tra. Urrá 230/110 kV > 120%	Tra. El Carmen 110/66 kV < 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia)
	Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90%	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 70%
	Tra. El Carmen 110/66 kV > 80%	Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
	Chinú - Boston 110 kV > 95%	
	El Carmen 110 kV > 0.9 pu	
N - 1 Cerromatoso 500/230 kV	Altas cargabilidades corredor Urra - Río Sinú - Chinú 110 kV y Tra. Urra 230/110 kV - DNA	Tra. Urrá 230/110 kV > 100%
N - 1 Urrá 230/110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urra 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV y Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Boston - Sierra Flor 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Sierra Flor 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Chinú - Coveñas 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Coveñas 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Río Sinú - Tierra Alta 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tierra Alta - Urrá 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Cereté - Chinú 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urrá 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV, Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 120%	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90%
	Tra. Urrá 230/110 kV > 130%	Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
	Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	
	Tra. El Carmen 110/66 kV < 90%	
	Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	
N - 1 Cerromatoso - Urrá 1,2 230 kV	Urrá 230/110 kV > 130%	Desempeño Adecuado
	Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	
N - 1 Coveñas - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 120%	Desempeño Adecuado
	Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	
N - 1 Ternera - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Sierra Flor - Toluviejo 110 kV	Tra. El Carmen 110/66 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Urabá 230/115 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130%	Desempeño Adecuado
	Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90%	
N - 1 Urabá - Urrá 230 kV	Tra. Urrá 230/110 kV > 130%	Desempeño Adecuado
	Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90%	Tra. Urrá 230/110 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- Agotamiento de capacidad de transformación:** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV, proyecto que reduce la cargabilidad de los transformadores de Chinú, sin embargo, es necesario una solución más estructural en el área.

- **Sobrecargas elementos en 110 kV:** Ante contingencia, se sobrecargan elementos de 110 kV, para eliminar lo anterior, en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 se definió el proyecto Toluviejo y obras asociadas, además de las repotenciaciones a nivel del STR.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2016/2020

- **Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV – Ejecutado por ELECTRICARIBE.**
- Subestación Cereté 110 kV.
- Proyecto Toluviejo STN/STR y obras asociadas.
- Repotenciación de los circuitos Coveñas — Toluviejo 110 kV, Sierra Flor — Toluviejo 110 kV, Boston — Sierra Flor 110 kV, Boston — Chinú 1 110 kV y Boston — Chinú 2 110 kV.

2.4.4. Área Caribe – Cerromatoso

Problemáticas identificadas:

La subárea Cerromatoso presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que podría conducir a tener demanda no atendida, para un despacho de máxima demanda y mínima generación.

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

Tabla 1-74: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2018	2024
N - 1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Carga transformadores en servicio > 80%	Carga transformadores en servicio > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** En el mediano plazo, ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerromatoso, se observan sobrecargas en los transformadores que quedan en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, además la posible desoptimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la subárea. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformador en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**
- **Nivel de corto:** alto nivel de corto en la subestación Cerromatoso 110 kV, **por lo cual se hace necesario que el OR adelante todas las actividades para repotenciar la capacidad de corto de esta subestación.**

2.4.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas:

Tabla 1-75: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2018	2024
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 230/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*. Alta cargabilidad transformador Copey 220/110/34,5 kV	TR Copey 230/110 KV >110 %
N - 1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Cuestecitas 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Santamarta 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N - 1 transformador Valledupar 1 230/110 kV	Sobrecarga transformador Valledupar 230/110 kV	Desempeño adecuado
N - 1 Ocaña - La Loma 500 kV	Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.	Desempeño adecuado

*Sin la entrada del segundo transformador en Valledupar 230/110 kV definido, ni el tercer transformador 230/34.5 kV.

Fuente de tabla: UPME

La subárea GCM presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de transformación y agotamiento de red a 110 kV, lo que podría conducir a tener demanda no atendida. Así mismo, la existencia de radialidades ocasiona demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR.

En la Tabla 1-75 se presenta cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:** Antes de la entrada del tercer transformador 230/34,5 kV en Valledupar, en condiciones normales de operación se presenta sobrecarga de los mismos. Lo anterior se agrava frente a la contingencia de uno de los transformadores. Con relación al primero (transformador 230/110 kV), se definió el segundo transformador 230/110 kV, y para el segundo se definió el proyecto del tercer transformador 230/34.5 kV, además del proyecto San Juan STN/STR y obras asociadas.

Alta cargabilidad del transformador Copey 220/110/34.5 kV, en condición normal de operación, por lo cual el OR debe definir una obra para mitigar esta situación, tal como un aumento de capacidad transformador.

En el mediano plazo, se observa nuevamente el agotamiento de la capacidad del transformador en Santa Marta, por lo cual, **es necesario que el OR plantee una alternativa de mitigación ante esta condición, correspondiente a la ampliación de la capacidad de transformación STN/STR en Santa Marta.**

- **Demanda no atendida ante falla de transformador Copey 230/110 kV:** Ante la falla del transformador Copey 230/110 kV se producirá demanda no atendida correspondiente a la radialidad que es alimentada por el transformador. El Operador de Red presentó la conectividad de las subestaciones La Jagua 110 kV,

La Loma 110 kV, El Paso 110 kV al nuevo punto de conexión en 500 kV en la Loma y del nuevo punto de conexión STN/STR en San Juan.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

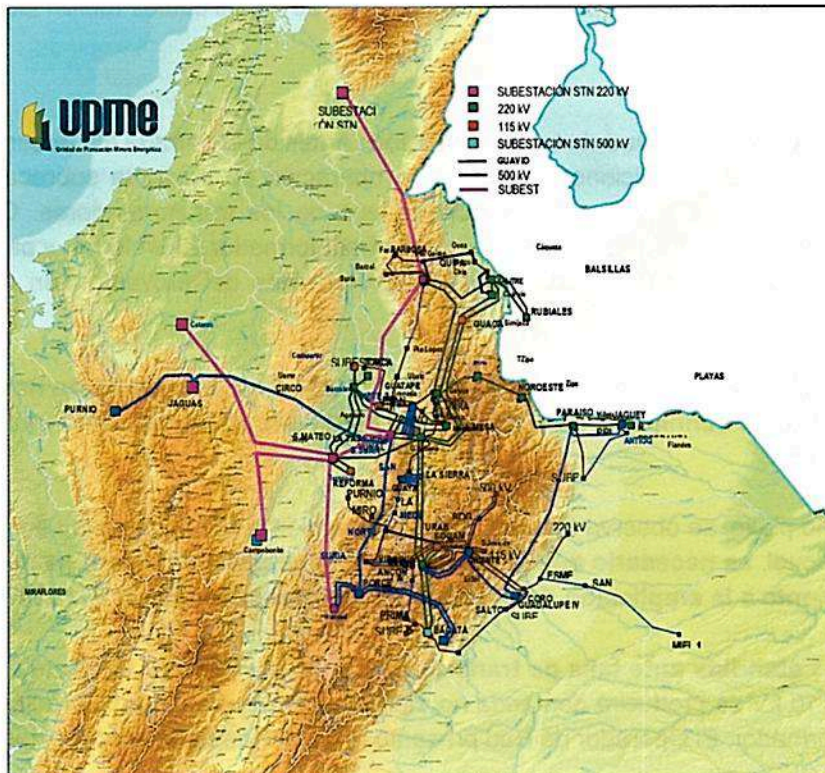
Años 2016/2020

- Nueva Subestación la Loma 110 kV.
- Conexión STN en nueva subestación La Loma 110 kV.
- Proyecto Riohacha – Maicao (segundo circuito entre Cuestecitas y Riohacha y cierre del anillo entre Riohacha y Maicao 110 kV).
- Interconexión El Paso – La Loma 110 kV.
- Nuevo TRF Copey 220/110/34,5 kV

2.4.6. Área Nordeste – Santander

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

Gráfica 1-17: Área Nordeste.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Tabla 1-76: Desempeño del sistema en Santander.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2018	2024
C.N.O	Barbosa - Paipa 1 115 > 80 % Bmanga - Real Minas 1 115 > 70 % Florida - TBucFlorida 1 115 > 50 % Los Palos - Palenque 1 115 > 40 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - Lizama 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - San Silvestre 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 2 230/115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Los Palos - Palenque 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	
N - 1 Bmanga - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Florida - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Los Palos - Palenque 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	
N - 1 Piedecuesta - San Gil 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Lizama - Sabana Torres 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Sabana Torres - Sn Alberto 115 kV	DNA - Demanta atendida radialmente	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV y de la red del STR:** Las obras propuestas y en ejecución eliminan el agotamiento de la transformación STN/STR, por lo cual se le solicita al OR, que implemente todas las medidas para que las mismas estén en servicio en el menor tiempo posible, así como el desarrollo a nivel del STR.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

Años 2019/2022

- Nueva Subestación Mesa del Sol y obras asociadas
- Subestación Principal 115 kV
- Reconfiguración T Bucaramanga, mediante los circuitos Bucaramanga - Florida 115 kV y Florida - Piedecuesta 115 kV.
- Subestación Conucos 115 kV
- Subestación Rio Frio 115 kV
- Cto Ocaña – San Alberto 115 kV
- Segundo cto Barranca – Pto Wilches 115 kV

- Subestación Oiba 115/34.5 kV - 40 MVA, con nuevos circuitos Oiba - San Gil 115 kV y Oiba - Barbosa 115 kV.
- Subestación Suaita 115 kV, reconfigura la línea Oiba - Barbosa 115 kV en Oiba - Suaita 115 kV y Suaita - Barbosa 115 kV.
- Conexión STR Palenque
- Cuarto transformador 90 MVA 230/115 kV en la subestación Barranca
- Reconfiguración subestación Barranca 115 kV

2.4.7. Área Nordeste – Norte de Santander

Problemáticas identificadas:

Actualmente, el Norte de Santander presenta diferentes problemáticas, en su mayoría por agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red del Sistema de Transmisión Regional, lo cual podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y los impactos que estas tienen en el sistema.

Tabla 1-77: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2018 ⁴	2024
Condición Normal de Operación	TRF San Mateo 230/115 > 50% TRF Belén 230/115 kV > 50% San Mateo - La Ínsula > 20% Belén - La Ínsula < 10% Ocaña - Aguachica 115 kV > 40% Ocaña - Convención > 20% Convención - Ayacucho 115 kV > 20%	TRF San Mateo 230/115 > 60% TRF Belén 230/115 kV > 60% San Mateo - La Ínsula > 20% Belén - La Ínsula > 10% Ocaña - Aguachica 115 kV > 60% Ocaña - Convención > 40% Convención - Ayacucho 115 kV > 20%
N - 1 TRF Belén 230/115 kV	TRF San Mateo 230/115 > 70% San Mateo - La Ínsula > 60% Belén - La Ínsula > 80%	TRF San Mateo 230/115 > 95% San Mateo - La Ínsula = 84% Belén - La Ínsula > 100%
N - 1 TRF San Mateo 230/115 kV	TRF Belén 230/115 > 60% San Mateo - La Ínsula > 10% Belén - La Ínsula > 20%	TRF Belén 230/115 > 90% San Mateo - La Ínsula > 10% Belén - La Ínsula > 20%
N - 1 Ocaña - Convención 115 kV	Ocaña - Aguachica 115 kV > 60% Convención - Ayacucho 115 kV < 20% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 20%	Ocaña - Aguachica 115 kV > 90% Convención - Ayacucho 115 kV > 20% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 30%
N - 1 Ocaña - Aguachica 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV > 60% Convención - Ayacucho 115 kV > 80% Aguachica - Ayacucho 115 kV > 20%	Ocaña - Convención 115 kV > 90% Convención - Ayacucho 115 kV > 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV = 37%

⁴ Suponiendo en servicio los proyectos aprobados al OR

N - 1 Línea San Mateo - La Ínsula 115 kV	TRF Belén 230/115 > 90%
N - 1 Línea Belén - La Ínsula 115 kV	TRF Belén 230/115 < 70%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV:** Como consecuencia del crecimiento de la demanda, se observa alta cargabilidad en los transformadores de conexión STN/STR de áreas tales como Belén y San Mateo, en el corto plazo se soluciona la problemática con la expansión definida, en 2023 se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los transformadores.
- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Aunque con las obras definidas y en ejecución, se solucionan los problemas de agotamiento de la red en el corto plazo, en el mediano plazo se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los corredores de 115 kV, particularmente en Belén - Ínsula, Ocaña - Aguachica, y Convención Ayacucho y Ocaña - Convención 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2017/2019

- Compensación en Ayacucho 115 kV.
- Repotenciación de la línea Belén - La Ínsula 115 kV.
- Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV.
- Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV.
- Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV

2.4.8. Área Nordeste – Boyacá – Casanare

Problemáticas identificadas:

Para el caso de Boyacá se presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y del agotamiento de la red a 115 kV.

Tabla 1-78: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2018	2024
Condición Normal de Operación	TRF Paipa 230/115 kV > 60% TRF Sochagota 230/115 kV > 50% Paipa - Barbosa 115 kV > 90% San Antonio - Yopal 115 kV > 20%	TRF Paipa 230/115 kV > 40% TRF Sochagota 230/115 kV > 40% Paipa - Barbosa 115 kV > 50% San Antonio - Yopal 115 kV > 20% Paipa - Donato 115 kV > 30%

N - 1 Paipa - Sochagota 230 kV Modo Común	TRF Paipa 230/115 kV > 40% TRF Sochagota 230/115 kV > 90% Paipa - Sochagota 115 kV > 20% Sochagota - Higuera 115 kV > 50%	TRF Paipa 230/115 kV < 40% TRF Sochagota 230/115 kV > 40% Paipa - Sochagota 115 kV < 10% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 Paipa - Barbosa 115 kV	Donato - Chiquinquirá 115 kV > 108% Paipa - Donato 115 kV = 66% Chiquinquirá 115 kV < 0.82 Barbosa 115 kV < 0.75 Cimitarra 115 kV < 0.73	Donato - Alto Ricaurte 115 kV > 20% Paipa - Donato 115 kV > 30% Chiquinquirá - Barbosa 115 kV > 20% Barbosa 115 kV > 0.95 Cimitarra 115 kV > 0.95
N - 1 Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV > 110%	Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 San Antonio - Yopal 115 kV	San Antonio - Yopal 115 kV > 30%	San Antonio - Yopal 115 kV > 20%
N - 1 Yopal - Termo Yopal 115 kV	-	-
N - 1 TRF Paipa 230/115 kV	TRF Paipa 230/115 kV > 95% TRF Sochagota 230/115 kV > 85% Paipa - Barbosa 115 kV > 90%	TRF Paipa 230/115 kV > 60% TRF Sochagota 230/115 kV > 50% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%
N - 1 TRF Sochagota 230/115 kV	TRF Paipa 230/115 kV > 90% Paipa - Barbosa 115 kV > 90%	TRF Paipa 230/115 kV > 60% Paipa - Barbosa 115 kV > 50%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la red a 115 kV y agotamiento transformación STN/STR:** Con la conexión de los proyectos definidos y en ejecución se solucionan los problemas de agotamiento de la transformación y de agotamiento de la red del STR en Boyacá y Casanare.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2016/2018

- Ampliación capacidad transformación en Chivor STN/STR y líneas asociadas.
- Nueva subestación Alto Ricaurte 115 kV y las líneas Chiquinquirá – Alto Ricaurte – Donato 115 kV.
- Subestación el Huche 115 kV y obras asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en San Antonio y obras asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en alcaraván y obras asociadas

2.4.9. Área Nordeste – Arauca

Problemáticas identificadas:

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

- **Atención radial de la demanda:** Con la ejecución de los proyectos en la zona se solucionan los problemas de radialidad de atención de la demanda.

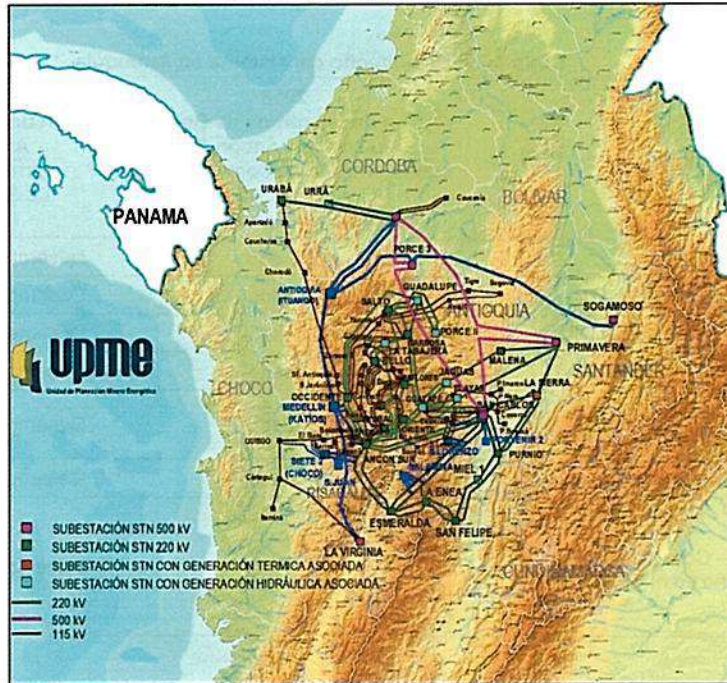
Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Nueva Subestación La Paz 230/115 kV – 50 MVA
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.

- Nueva línea La Paz – Playitas 115 kV.
- Compensación en Banadia 115 kV – 9 MVAR

2.4.10. Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 1-18: Área Antioquia.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, en su mayoría relacionadas con la gran capacidad de generación instalada en el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Transmisión Nacional – STN. Se presentan bajas tensiones en algunas subáreas ante contingencias sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR, además de las problemáticas relacionadas con las bajas tensiones en el Magdalena Medio.

Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Ante la contingencia de la línea Playas – Puerto Nare 110 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones que quedan alimentadas aguas abajo de Calderas 110 kV (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare) con la consiguiente desatención de demanda. Actualmente, se tiene definido un nuevo punto de inyección a nivel 230 kV denominado La Sierra 110 kV y un circuito La Sierra – Cocorná 110 kV, con fecha de entrada 2017.

Posterior a la entrada del proyecto La Sierra y obras asociadas, la contingencia más crítica corresponde a la salida del transformador en La Sierra o la línea La Sierra – Cocorná 110 kV, la cual, con los crecimientos de demanda en la zona pueden producir bajas tensiones en Río Claro 110 kV, Cocorná 110 kV, Puerto Boyacá 110 kV y Vasconia 110 kV, condición que se elimina con el proyecto asociado a Calizas correspondiente al circuito San Lorenzo – Río Claro 110 kV y el proyecto San Lorenzo 230 kV.

- **Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 230/110 kV.

Tabla 1-79: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2018	2024
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Bello 214,5/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Envigado 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Salto I 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 230 kV Línea Occidente - Katíos 230 kV (2022)	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea La sierra – Cocorná 110 kV (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- San Lorenzo 110 kV y obras asociadas.
- Calizas y obras asociadas.

2.4.11. Área Antioquia – Chocó

Problemáticas identificadas:

Esta subárea presenta diferentes problemáticas, relacionadas con atención radial de la demanda y bajas tensiones en las subestaciones.

Tabla 1-80: Desempeño del sistema en Chocó.

CONDICIÓN	2019	2024
C.N.O.	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 transformador La Virginia 230/115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 Circuito Virginia - Certegui 115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

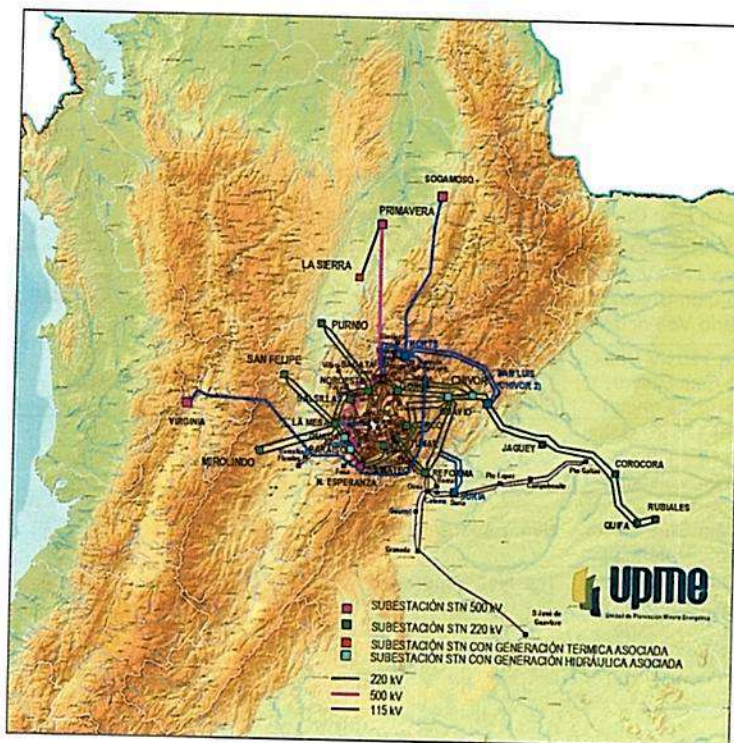
- **Bajas tensiones:** Bajas tensiones ante condición de falla de elementos del STR, se definió un nuevo punto de conexión STN/STR junto con obras asociadas en el STR, las cuales eliminan las bajas tensiones.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Nueva subestación El Nuevo Siete 115 kV.
- Seccionamiento del circuito El Siete – Maniobra 115 kV, para conformar el corredor El Siete – El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV. Reconfiguración del circuito Hispania – Maniobra 115 kV, en el circuito El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV.
- Un nuevo punto de conexión al STN en la subestación El Nuevo Siete 230/115 kV con dos transformadores 230/115/13.8 kV de 180 MVA.
- Segundo transformador en la subestación Urabá 230/110/44 kV – 150/150/60 MVA
- Subestación Nueva Colonia 110 kV
- Circuito Urabá – Nueva Colonia 110 kV
- Circuito Apartado – Nueva Colonia 110 kV
- Subestación San Lorenzo Obras asociadas STR
- Subestación Hispania Obras asociadas STR

2.4.12. Área Oriental – Bogotá

Gráfica 1-19 Área Oriental



Fuente: UPME

Problemáticas identificadas:

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

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y algunas soluciones definidas.

Tabla 1-81: Desempeño del sistema en Bogotá.

CONDICION	2018	2024
C.N.O	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 70% Balsillas - Mosquera 115 kV > 80% Colegio - La Guaca 115 kV > 80% Tra. Guaca 230/115 kV > 70% Bacatá - El Sol 115 kV > 50% Bacatá - Chía 115 kV > 60% Noroeste - Purnio 1/2 230 > 60% Cajamarca - Regivit 115 kV > 60% Armenia - Regivit 115 kV > 80% Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 20% Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70%	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 50% Balsillas - Mosquera 115 kV > 70% Colegio - La Guaca 115 kV > 70% Tra. Guaca 230/115 kV > 70% Bacatá - Salitre 115 kV > 70% Bacatá - Suba 115 kV > 90% Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 70% Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 100% (Visible en CNO y contingencias en el STR y STN) Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 60% Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 50%
N - 1 Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 120%	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Balsillas - Fontibón 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 110%	Balsillas - Mosquera 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/115/11.4 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 90%	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 100% Bacatá - Salitre 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 110%
N - 1 Tra. 1,2 Bacatá 500/115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Bacatá - Salitre 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Bacatá - Suba 115 kV > 70%	Bacatá - Suba 115 kV > 100%
N - 1 Bacatá - Chía 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Bacatá - El Sol 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	-
N - 1 Bacatá - El Sol 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Bacatá - Chía 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	-
N - 1 Circo - Nva Esperanza 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 80%	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Nva Esperanza - San Mateo 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Dario Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70% Colegio - La Guaca 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%

N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV	Requiere generación de seguridad en el área	Reducción generación de seguridad en el área con la entrada del primer y segundo refuerzo del área
N - 1 Chivor - Guavio 1/2 230 kV (Max gen Chivor, Min gen Guavio)	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 130%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Guaca - Mesa 1/2 230 kV (Dmin, Max gen Pagua, Guavio, Zipa, Dario Valencia, Chivor)	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 130%	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV (Max gen Zipa)	Noroeste - Purnio 1/2 230 > 100% Brisas - Cajamarca 115 kV > 100% Cajamarca - Regivit 115 kV > 100% Colegio - La Guaca 115 kV > 110% Armenia - Regivit 115 kV > 100%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento transformación STN/STR:** se observa un agotamiento progresivo de los transformadores Nueva Esperanza 500/115 kV, por lo cual se solicita al OR estudiar y presentar a esta unidad la solución a esta problemática.
- **Sobrecargas en líneas:** Se observa agotamiento de la red 115 kV, particularmente los enlaces: Bacatá – Suba, Balsillas – Mosquera, Bacatá – El Sol, Colegio – Guaca 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Repotenciación San Jose
- STR asociado al proyecto Norte.
- Nueva subestación Compartir 115 kV.
- Nueva Subestación Terminal 115 kV.
- Subestación Barzalosa.
- Subestación Portugal 115 kV y obras asociadas.

Se recuerda al OR, que al momento de definir el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se consideró la entrada del segundo transformador 500/115 kV – 450 MVA en Nueva Esperanza, lo cual se constituye una necesidad para el sistema, por lo cual se debe dar cumplimiento a los estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

2.4.13. Área Oriental – Meta – Guaviare

Problemáticas identificadas:

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

Tabla 1-82: Desempeño del sistema en Meta.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 Reforma - Barzal 115 kV	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 130 %	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 142%
N - 1 Transformador Reforma	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Guavio - Reforma 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

CONDICIÓN	2017	2023
Atención radial de la demanda	Granada, San José Guaviare 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto López y Puerto Gaitán

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento Red 115 kV:** Se observa que ante condiciones de N-1 se presentan sobrecargas en la red de 115 kV, por lo cual, **se solicita al OR presentar un proyecto que mitigue dicha condición.**

Las demandas asociadas a la subestación Granada 115 kV y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. En relación a Granada 115 kV, se definió el proyecto Guamal 115 kV y obras asociadas, el cual elimina la radialidad asociada a Granada 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Segundo Circuito Suria – Puerto López 115 kV (concepto UPME para diciembre de 2013).
- Segundo Circuito Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV (concepto UPME diciembre de 2013).
- Nuevo punto de conexión STN en Suria.
- Subestación Guamal 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Catama 115 kV y obras asociadas.

2.4.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 1-20: Área Suroccidental.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas especialmente con el agotamiento de la capacidad de la transformación, sobrecargas de elementos ante contingencia y bajas tensiones.

- Agotamiento de la capacidad de transformación:** Ante la condición de falla de uno de los transformadores en la subestación La Esmeralda 230/115 kV se provoca sobrecarga en el otro transformador, con probable desatención de demanda o desoptimización del despacho de generación, debido a la necesidad de una generación mínima al interior del área, es necesario la entrada del proyecto Armenia y los demás conceptuados y definidos en la zona.

Tabla 1-83: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2018 ⁵	2024
C.N.O	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Enea 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 110%	Esmeralda 1 230/115 > 70%
	Esmeralda 2 230/115 > 110%	Esmeralda 2 230/115 > 70%
	Hermosa 1 230/115 > 100%	Hermosa 1 230/115 > 30%
N - 1 TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 120%	Esmeralda 2 230/115 > 80%
	Hermosa 1 230/115 > 100%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 120%	Esmeralda 1 230/115 > 70%
	Esmeralda 2 230/115 > 120%	Esmeralda 2 230/115 > 70%
N - 1 TR Cartago 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR Cartago 2 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 40%
N - 1 TR San Felipe 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 1 230/115 > 60%
	Esmeralda 2 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 > 60%
	Hermosa 1 230/115 > 90%	Hermosa 1 230/115 > 30%

Fuente de tabla: UPME

⁵ Sin proyecto Armenia

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Proyecto Armenia STN/STR.
- Tercer autotransformador en la subestación Esmeralda 230/115 kV.

2.4.15. Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas:

Las problemáticas en esta área están relacionadas en su mayoría con sobrecargas de circuitos del STR.

Tabla 1-84: Desempeño del sistema en Valle⁶.

CONDICIÓN	2018	2024
	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyectos	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin Proyectos
C.N.O.	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bajas tensiones en Bah. Malaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV	Campiña - Yumbo 115 kV > 100 % Chipichape - Campiña 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 100 % Bajas tensiones en Bah. Malaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV
N - 1 Yumbo - Chipichape 115 kV	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%
N - 1 Yumbo - Campiña 115 kV	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%
N - 1 Chipichape – Campiña 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %
N – 1 Alférez II - Meléndez 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %
N – 1 Bajo Anchicaya - Chipichape 1 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %
N – 1 Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %
N – 1 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %
N – 1 Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV	Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %
N – 1 Juanchito - San Marcos 1 230 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %
N – 1 Pance - Yumbo 1 230 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %

Fuente de tabla: UPME

⁶ Con el proyecto Pacifico, ver desempeño en numeral 3.3.2.5

- **Sobrecargas:** se observan sobrecargas del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV ante condiciones simultáneas, de alto despacho térmico en el área, bajo despacho en el Alto y Bajo Anchicaya y contingencia N-1 en líneas del STR, y elevadas cargabilidad en condición normal de operación.

Cargabilidades asociadas al anillo Bajo Anchicaya – Pailón – Tabor 115 kV en condiciones de N-1.

Sobrecarga del circuito Guachal – Yumbo 115 kV, frente a lo cual es necesario verificar proyectos que mitiguen esta condición.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red:

- Proyectos STR asociados a la subestación Pacífico.
- Subestación Sur 115 kV y obras asociados.
- Subestación Diésel II 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Ladera 115 kV y obras asociadas.
- Subestaciones Arroyohondo 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Carmelo 115 kV
- Subestación Vijes y obras asociadas

2.4.16. Área Suroccidental – Cauca – Nariño

Problemáticas identificadas:

La problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR, además de restricciones de exportaciones e importaciones por desarrollo de STR.

Tabla 1-85: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2018* Exportaciones 500 MW	2024 Exportaciones 500 MW
C.N.O	TRF Páez 230 kV >70 % TRF San Bernardino 230 kV >50% Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90%	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90 %
N - 1 Jamondino	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % TRF Jamondino 2 - 230/115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 230/115 kV > 74 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % TRF Jamondino 2 - 230/115 kV > 80 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%
N - 1 TRF Lin SBernardino - Popayán 115 kV	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % TRF Virginia 500/230 kV < 90 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 80 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 50 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 80 % Junín, Tumaco 115 kV = 90 %

CONDICIÓN	2018* Exportaciones 500 MW	2024 Exportaciones 500 MW
N - 1 TRF Lin El Zaque - Popayán 115 kV	TRF Páez 230/115 kV > 60 % TRF SBernardino 230/115 kV > 45 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junin, Tumaco 115 kV < a 90 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junin, Tumaco 115 kV < 90 %
N - 1 Lin Jamondino - Tesalia 230 kV	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junin, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin 115 kV < 90 %	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF SBernardino 230/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junin, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin 115 kV, < 90 %
N - 1 TRF SBernardino 230/115 kV	TRF Páez 230/115 kV > 83 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 70 % Junin, Tumaco 115 kV < 90 %	TRF Páez 230/115 kV > 96 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junin, Tumaco 115 kV < 90 %

*Sin el doble circuito Tesalia – Alférez 230 kV y sin la S/E Tuluní 230/115 kV y en operación el 2° circuito Betania – Miro lindo 230 kV, mínima generación en el área y máxima exportación a Ecuador.

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Se observa que ante contingencias simples, se puede producir demanda no atendida debido a la radialidad de conexión de las subestaciones. Se recomienda al OR estudiar proyectos a nivel del STR que mejore las condiciones del sistema y considerar un nuevo punto de conexión al STN (Junin 115 kV o Tumaco 115 kV).
- **Bajas tensiones:** Se observa que cuando se presentan exportaciones a Ecuador, se observan bajas tensiones a nivel del STR. Lo anterior se puede ver mitigado con la ubicación de una compensación, por lo cual, se solicita a los ORs incumbentes estudiar estas soluciones.
- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV:** Se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino 115 kV y San Bernardino 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Subestación San Martín 115 kV.

Se solicita a los ORs incumbentes, estudiar la repotenciación de los enlaces Catambuco – El Zaque y Jamondino – Catambuco 115 kV, Jamondino – Jardinera y Jardinera – Junin 115 kV. Lo cual se constituye en una necesidad para sistema y el refuerzo en correspondiente a: Nueva línea Pasto – Catambuco y Jamondino – Catambuco 115 kV y tercer transformador en Jamondino.

2.4.17. Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, de la red a 115 kV y bajas tensiones ante contingencias sencillas.

Tabla 1-86: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.

CONDICIÓN	2018	2024
-----------	------	------

C.N.O	Actual	Propuesta
	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 60%	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 60%
	Betania - Seboruco 115 kV > 70%	Betania - Seboruco 115 kV > 70%
	El Bote - Seboruco 115 kV > 60%	El Bote - Seboruco 115 kV > 60%
	Tra. Betania 1/2 230/115 kV > 50%	Tra. Betania 1/2 230/115 kV > 60%
	Betania - El Bote 115 kV > 60%	Betania - El Bote 115 kV > 60%
	Flandes - Prado 1 115 kV > 50%	Flandes - Prado 1 115 kV > 50%
N - 1 Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 100%	Tra. Mirolindo 1/2 230/115 kV > 100%
N - 1 Betania - El Bote 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100%	Betania - Seboruco 115 kV > 100%
	El Bote - Seboruco 115 kV > 90%	El Bote - Seboruco 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Betania 2 230/115 kV	Tra. Betania 1 230/115 kV > 100%	Tra. Betania 1 230/115 kV > 100%
N - 1 Tra. Betania 1 230/115 kV	Tra. Betania 2 230/115 kV > 90%	Tra. Betania 2 230/115 kV > 90%
N - 1 Betania - Seboruco 115 kV	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
	Betania - Seboruco 115 kV > 100%	Betania - Seboruco 115 kV > 100%
N - 1 Betania - Sur 115 kV	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
	Betania - Seboruco 115 kV > 100%	Betania - Seboruco 115 kV > 100%
	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
N - 1 El Bote - Seboruco 115 kV	Betania - El Bote 115 kV > 90%	El Bote - Seboruco 115 kV > 90%
	Betania - El Bote 115 kV > 90%	Betania - El Bote 115 kV > 90%
N - 1 Flandes - Prado 2 115 kV (Max gen Prado y Amoya, Min gen Paguas)	Flandes - Prado 1 115 kV > 90%	Flandes - Prado 1 115 kV > 90%
N - 1 Altamira 230/115 kV	Produce bajas tensiones en las subestaciones aguas debajo de Altamira 115 kV - Ocasiona DNA	Produce bajas tensiones en las subestaciones aguas debajo de Altamira 115 kV - Ocasiona DNA

Fuente de tabla: UPME

Problemáticas observadas y algunas soluciones definidas:

- **Bajas tensiones:** Se observa que ante contingencias sencillas a 115 kV y transformadores de conexión se presentan bajas tensiones en subestaciones del área particularmente en Caquetá. Se definió el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo transformador en Altamira 230/115 kV para mitigar dicha condición.
- **Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda:** Se observa agotamiento progresivo de la capacidad de conexión STN/STR en Betania y Mirolindo.
- **Sobrecargas en contingencia:** Se observa agotamiento del anillo Betania – Sesur – Bote Seboruco, se solicita al OR incumbente estudiar y presentar alternativas de mitigación de dicha condición.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red y/o ejecutados por el mecanismo de convocatoria pública:

- Normalización de la subestación Nueva Cajamarca 115 kV.
- Compensación Flandes 115 kV - 15 MVAR.
- Compensación Lanceros 115 kV - 15 MVAR.
- Nuevo circuito Flandes - Lanceros 115 kV de 18 km.
- Nuevo circuito Mirolindo - Gualanday 115 kV de 19 km.
- Segundo transformador Altamira (convocatoria pública).
- Nuevo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV (convocatoria pública).

- Segundo transformador en Altamira 230/115 kV – Obra definida por la Unidad.

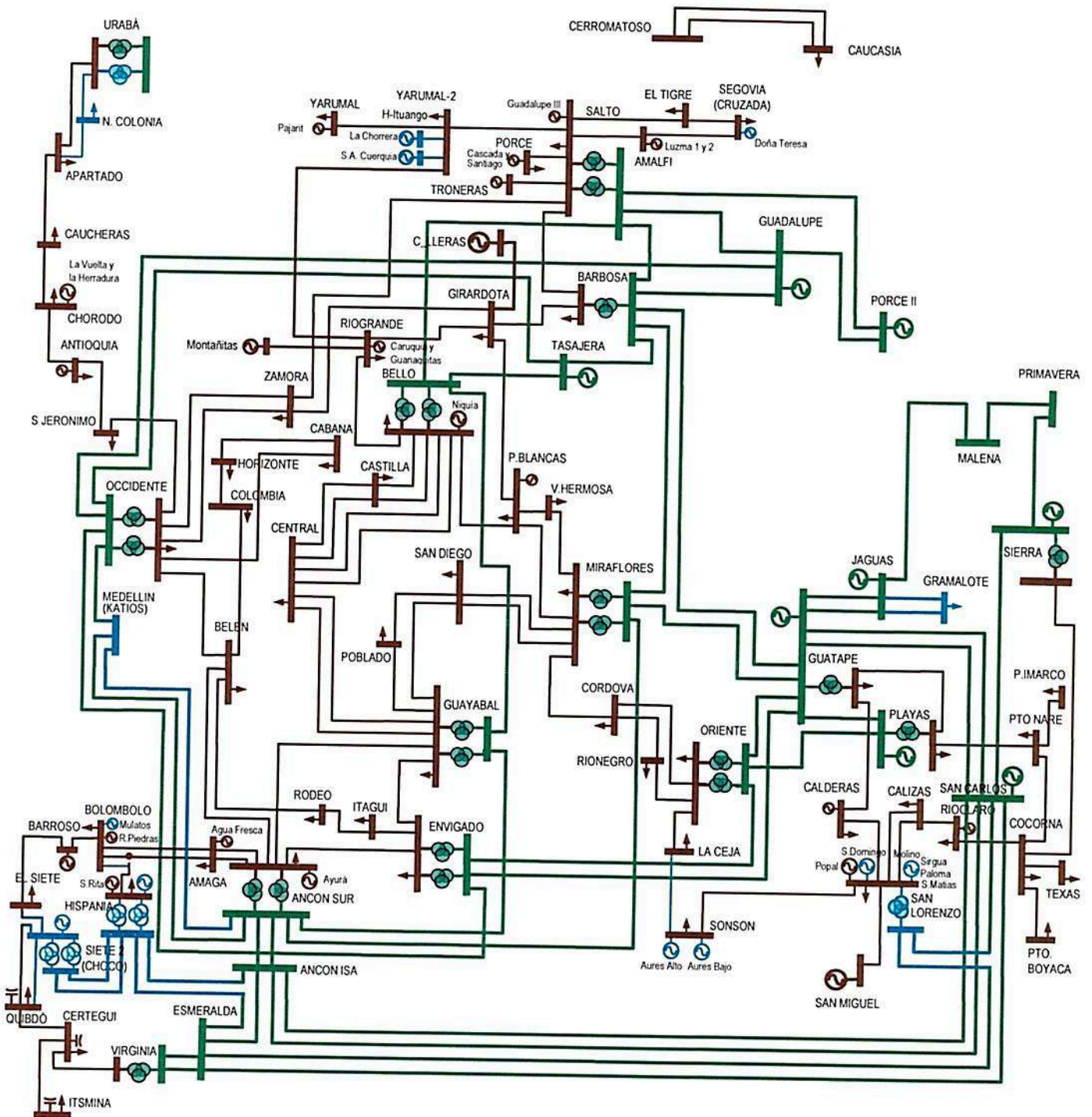
2.4.18. Área Suroccidental – Putumayo

Problemáticas identificadas:

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

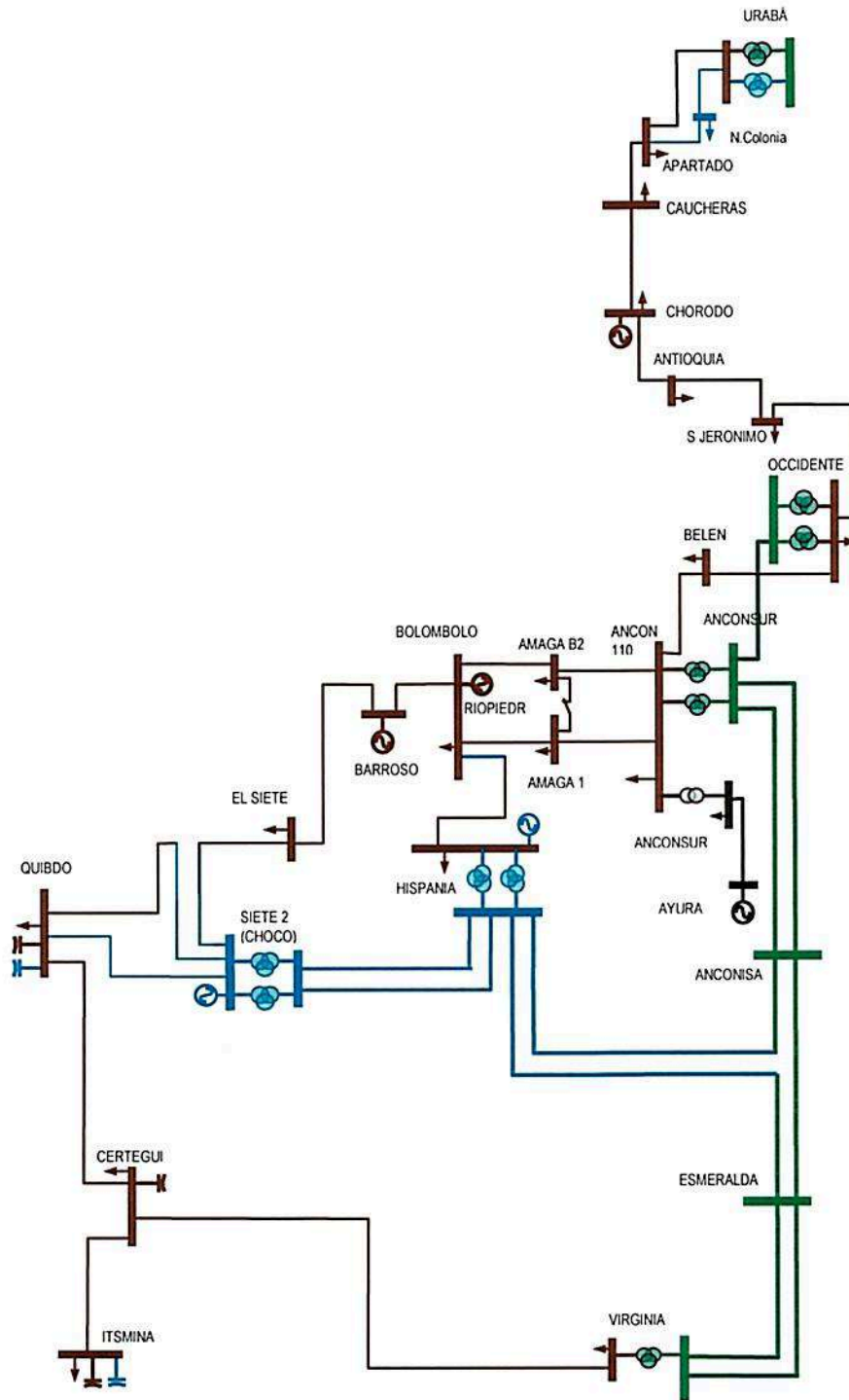
- **Atención Radial de la demanda:** Se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante desde el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. El OR presentó el estudio del segundo transformador en Mocoa.

ANEXO I. DIAGRAMAS UNIFILARES



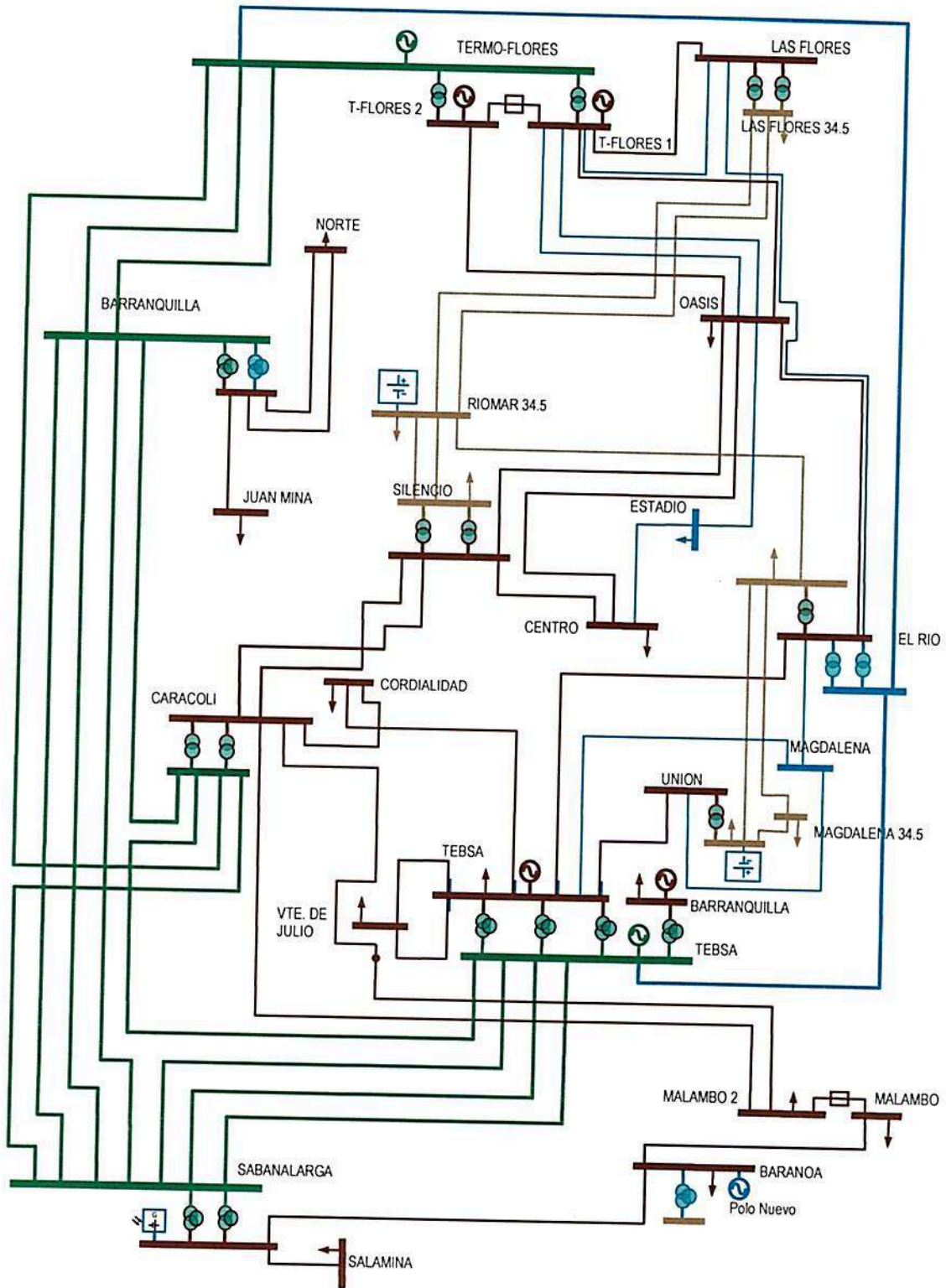
ÁREA ANTIOQUIA

■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 220 kV Expansión en Análisis
 ■ Proyectos de Expansión

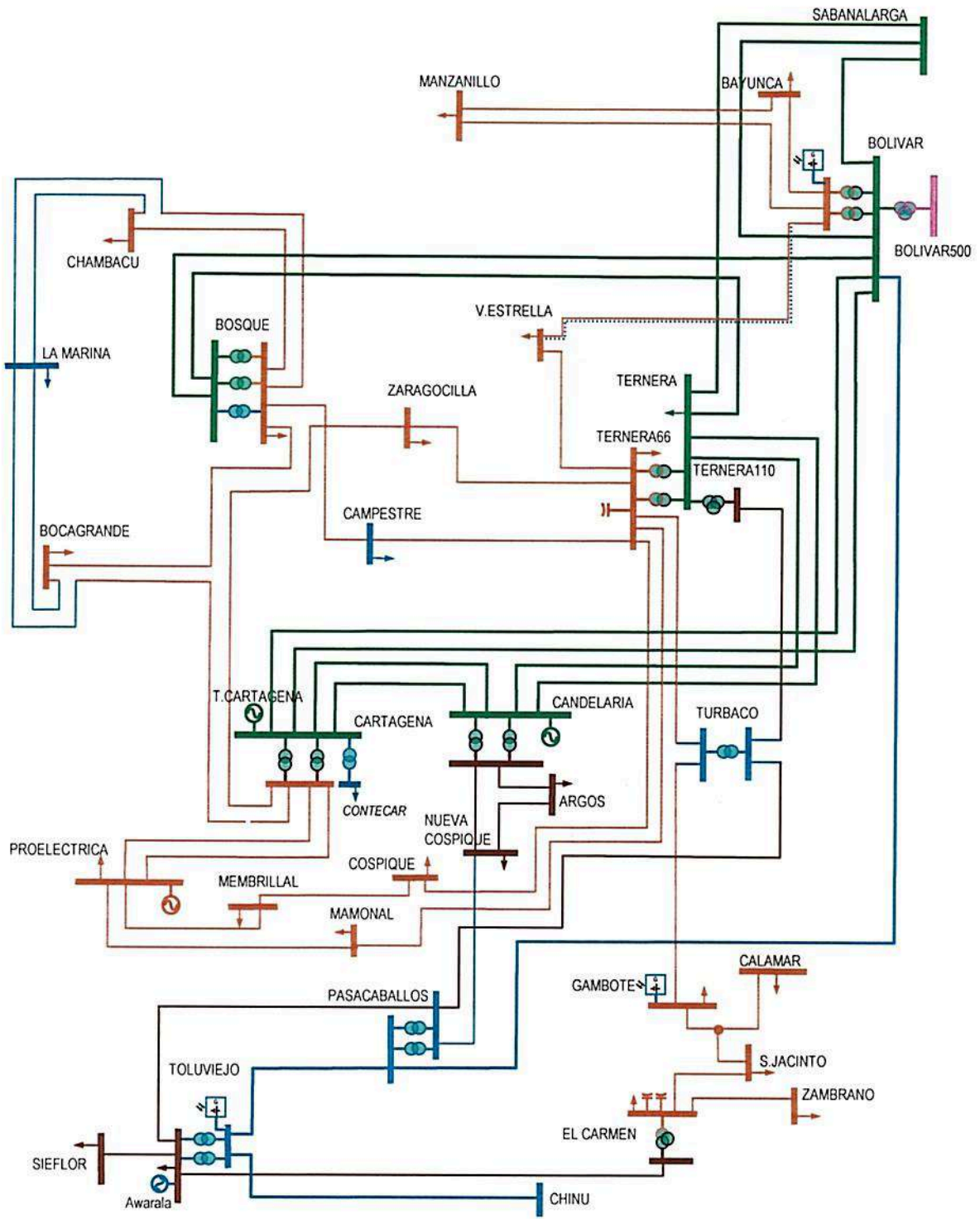


ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión

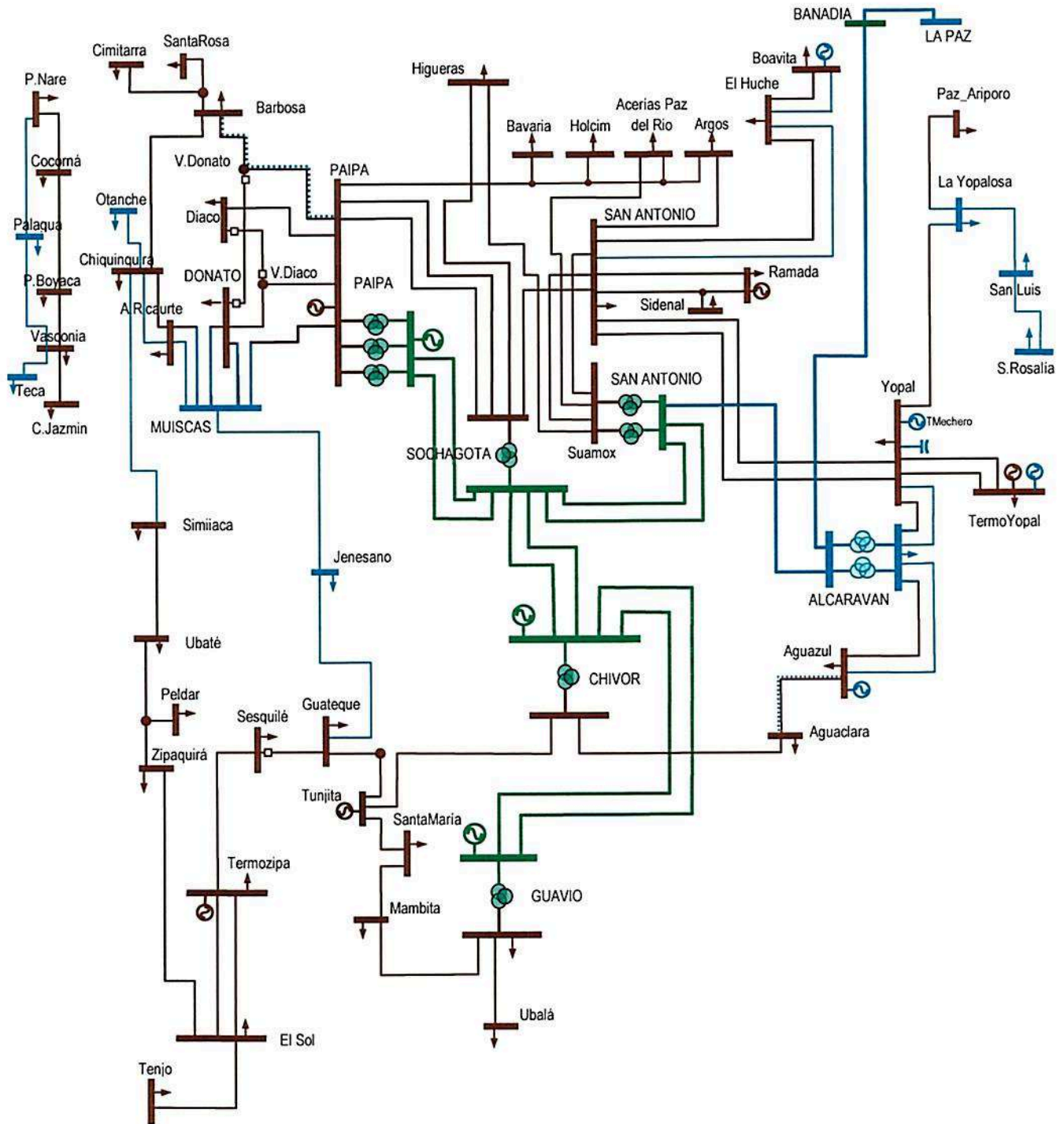


■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Propuesta UPME
 ■ Proyectos de Expansión



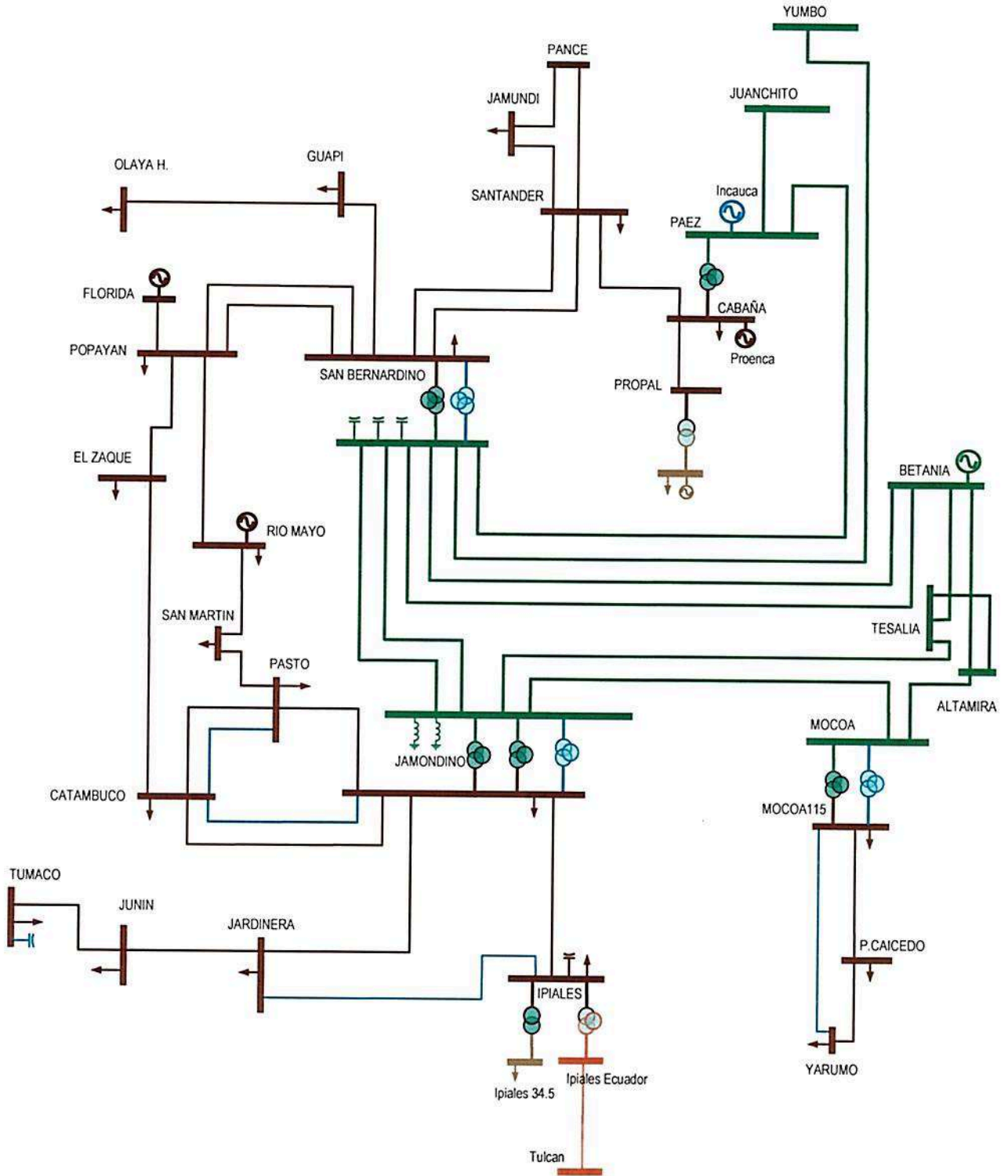
ÁREA BOLIVAR

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



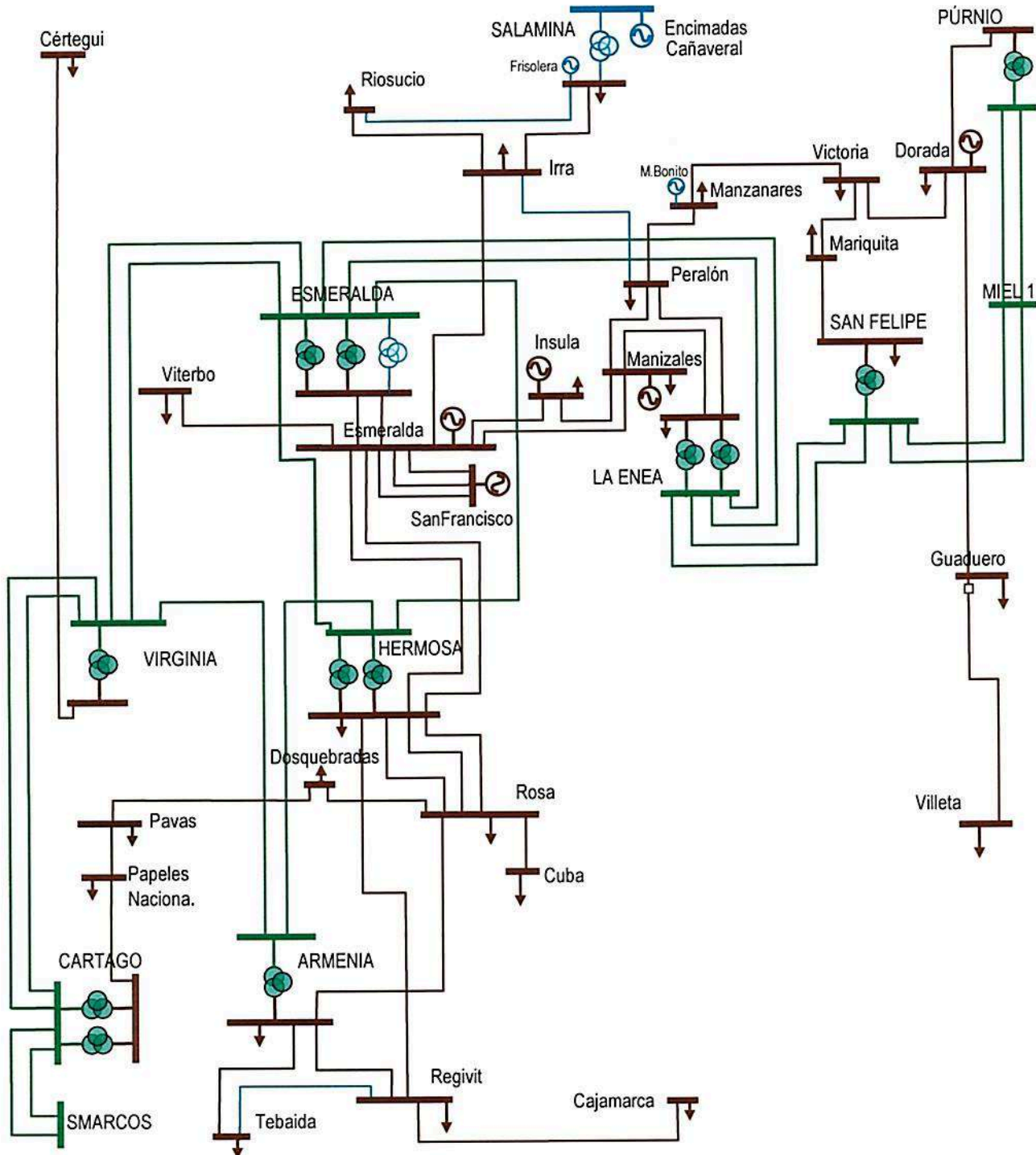
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



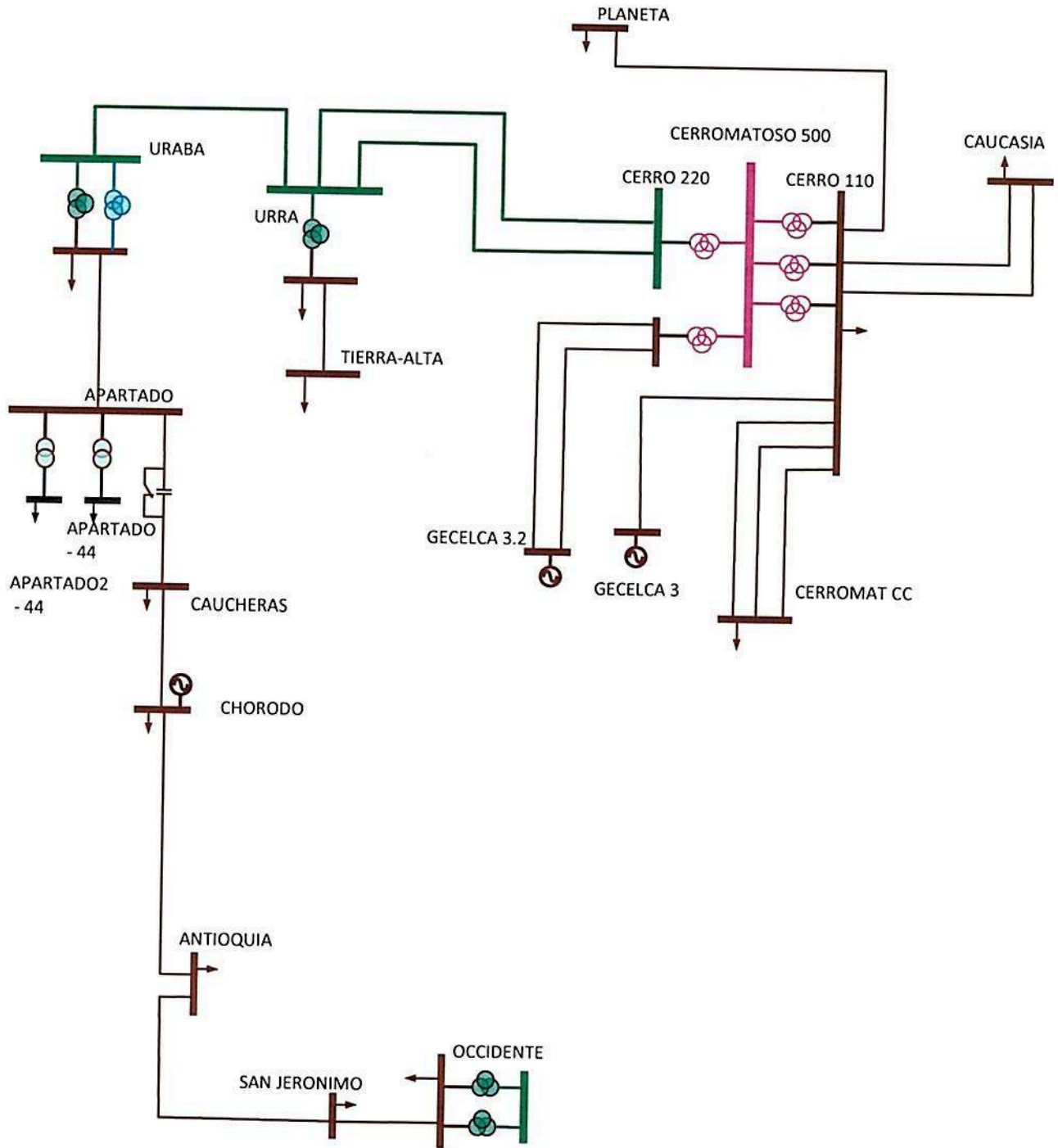
ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ 138 kV
 ■ Recomendación UPME
 ■ Proyectos de Expansión



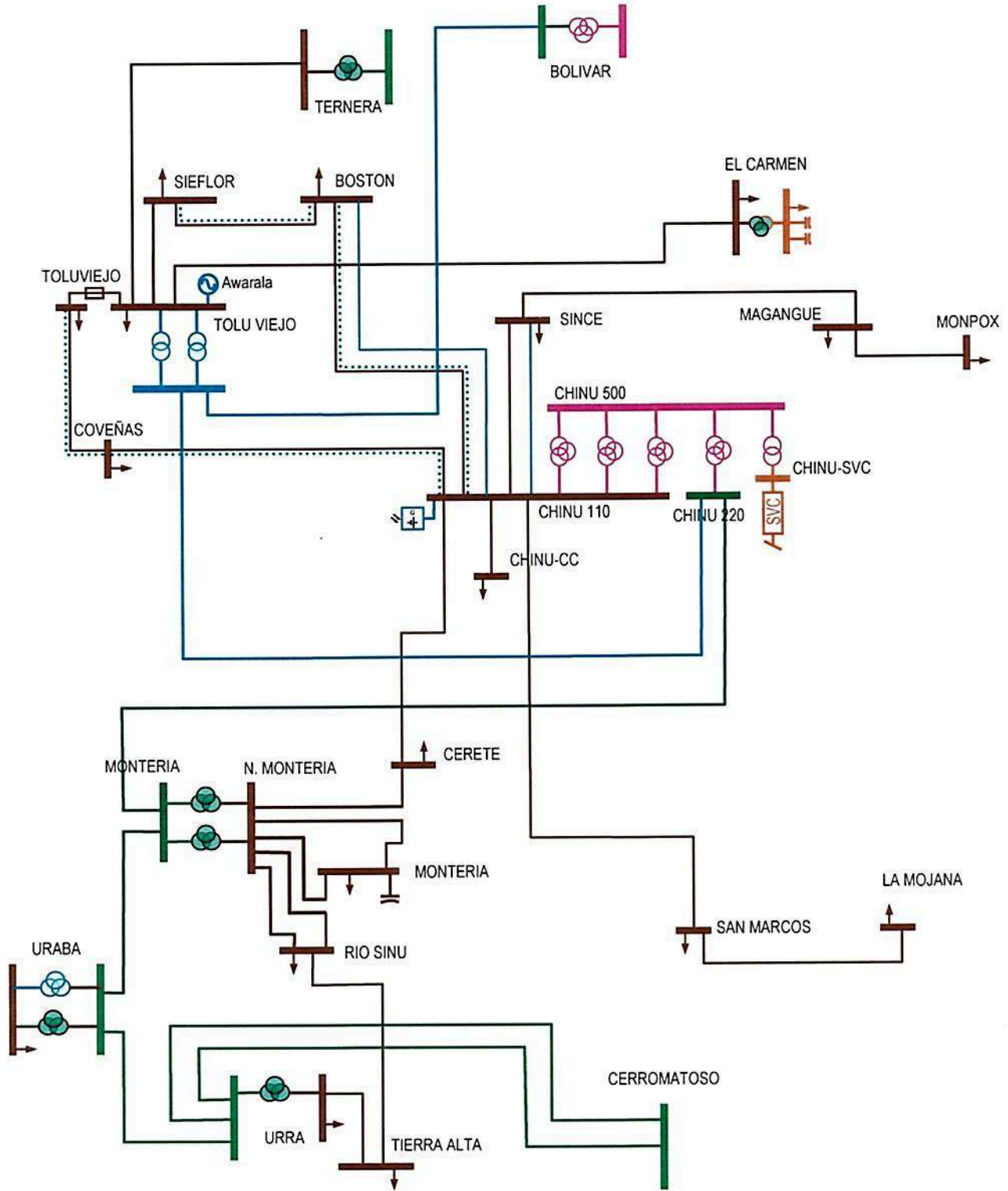
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión
 ■ Expansión en análisis 230 kV



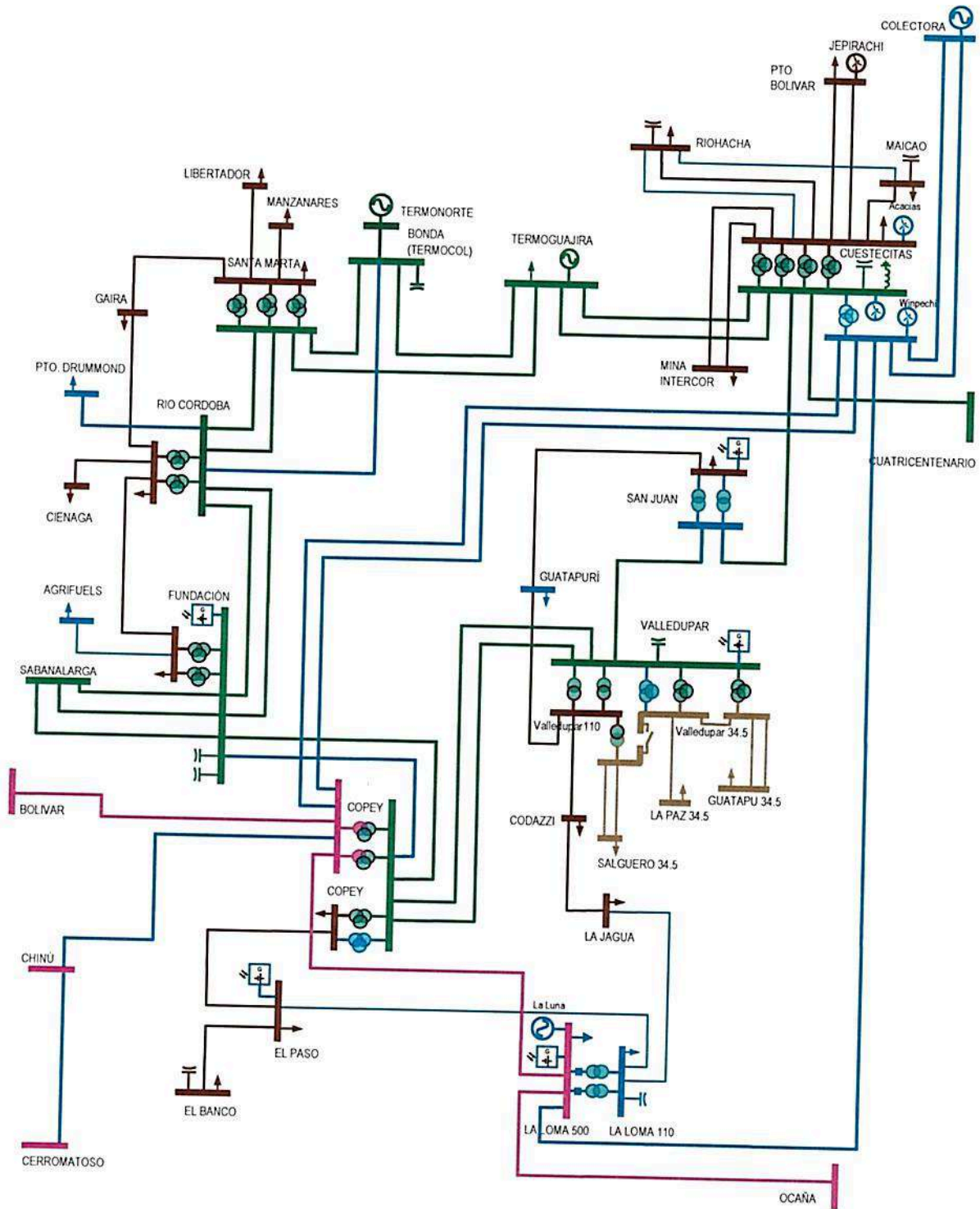
ÁREA CERROMATOSO

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

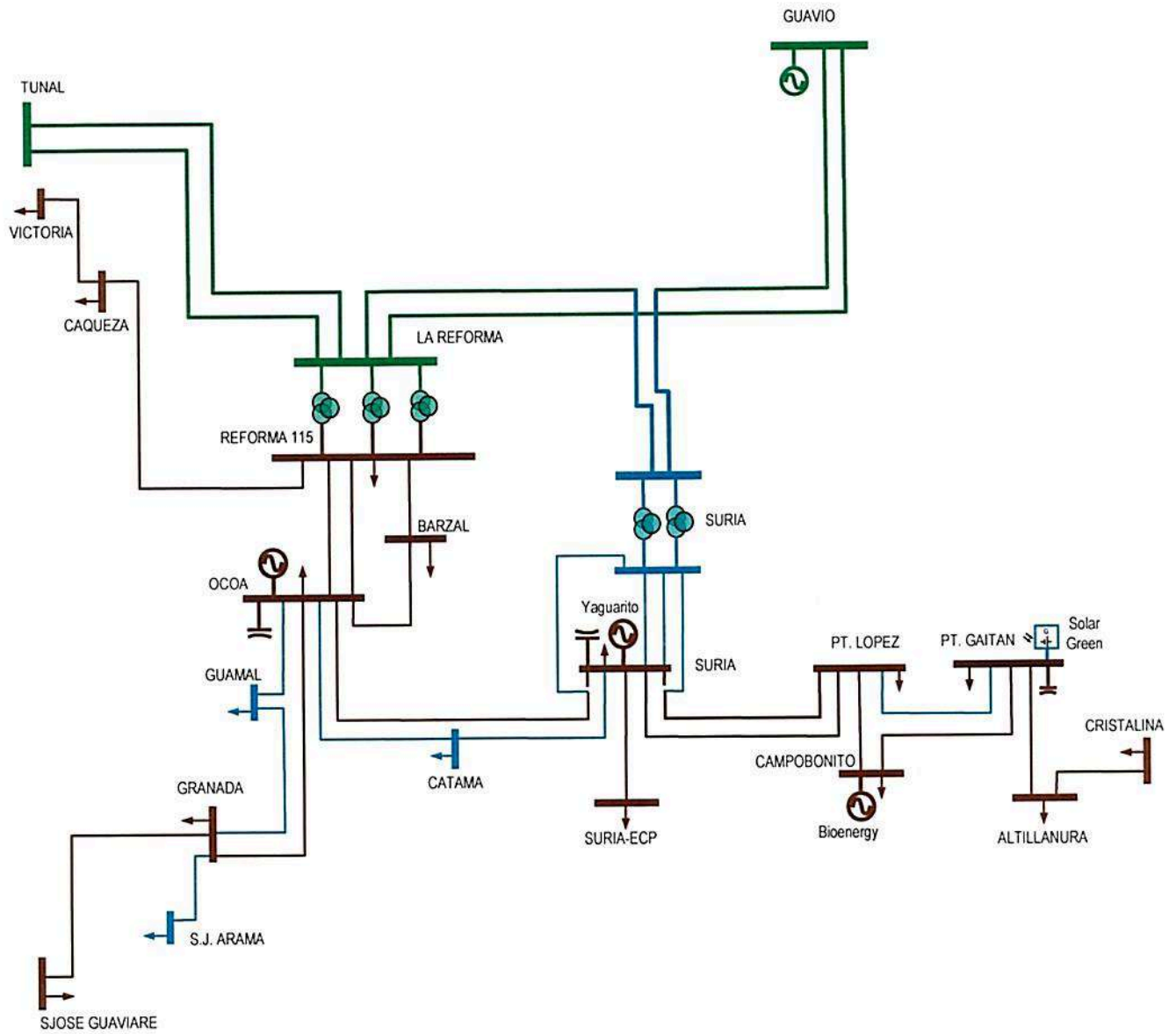


ÁREA CORDOBA - SUCRE

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

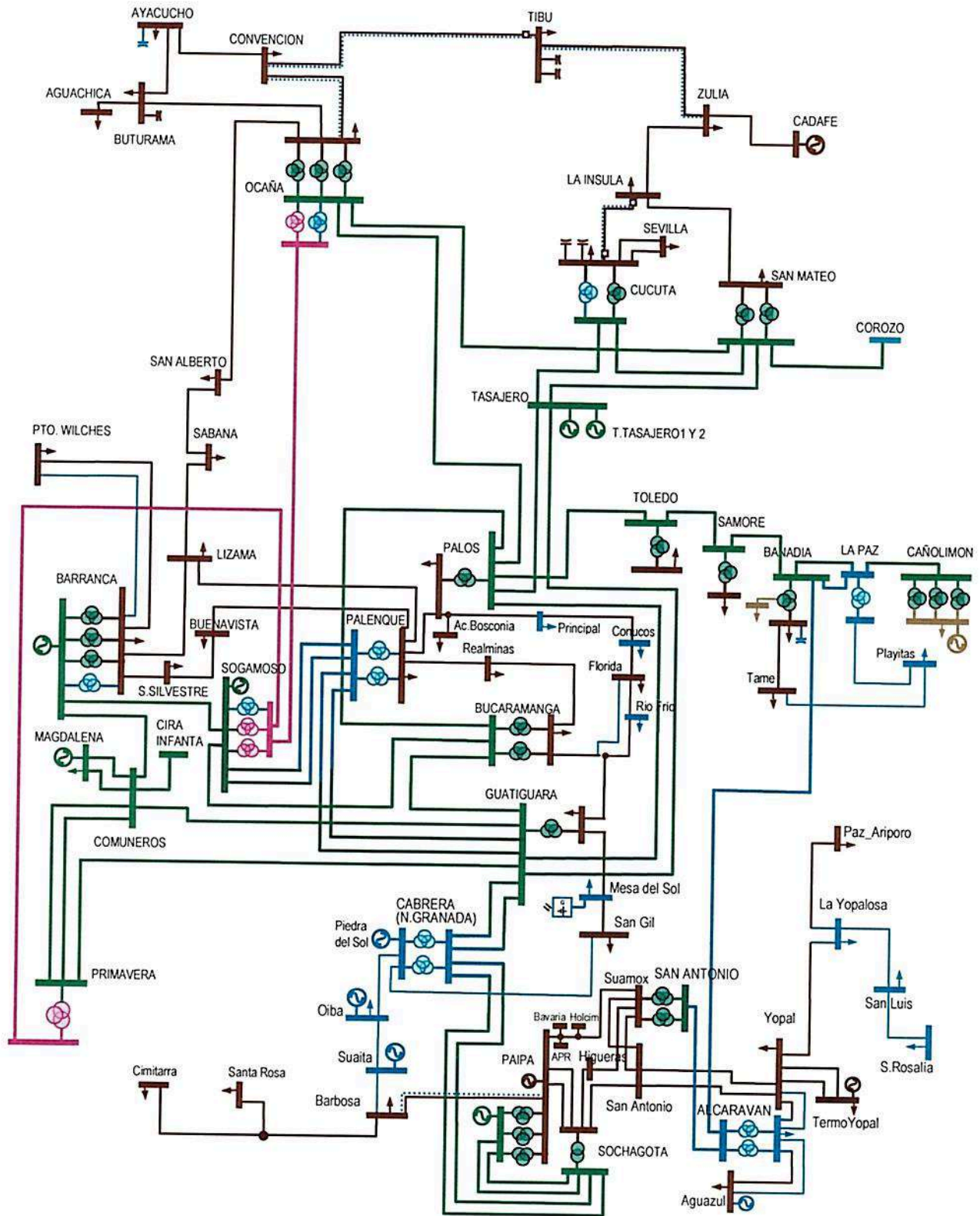


■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 34.5 kV
 ■ Proyectos de Expansión



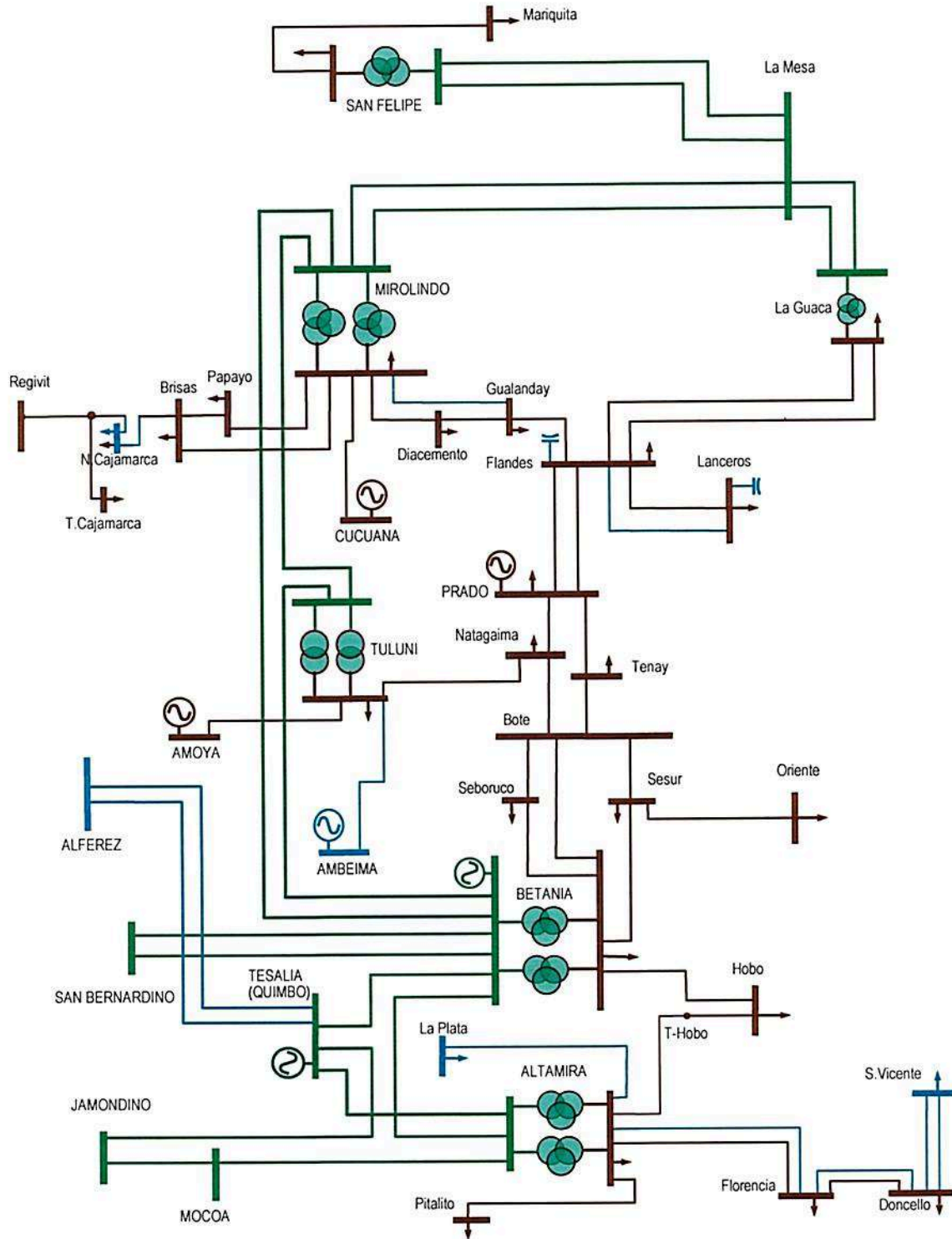
ÁREA META - GUAVIARE

■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



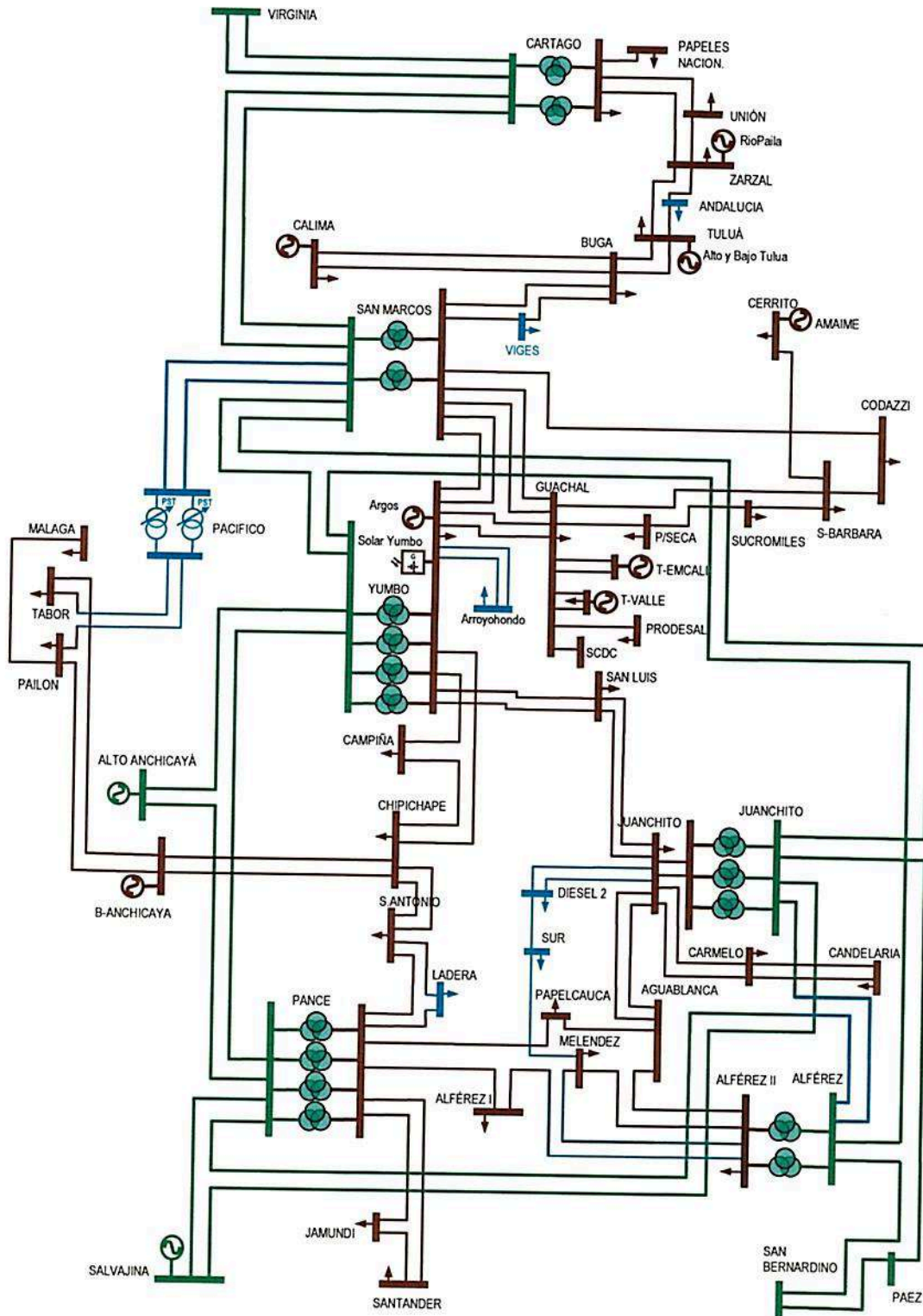
ÁREA NORDESTE

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



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

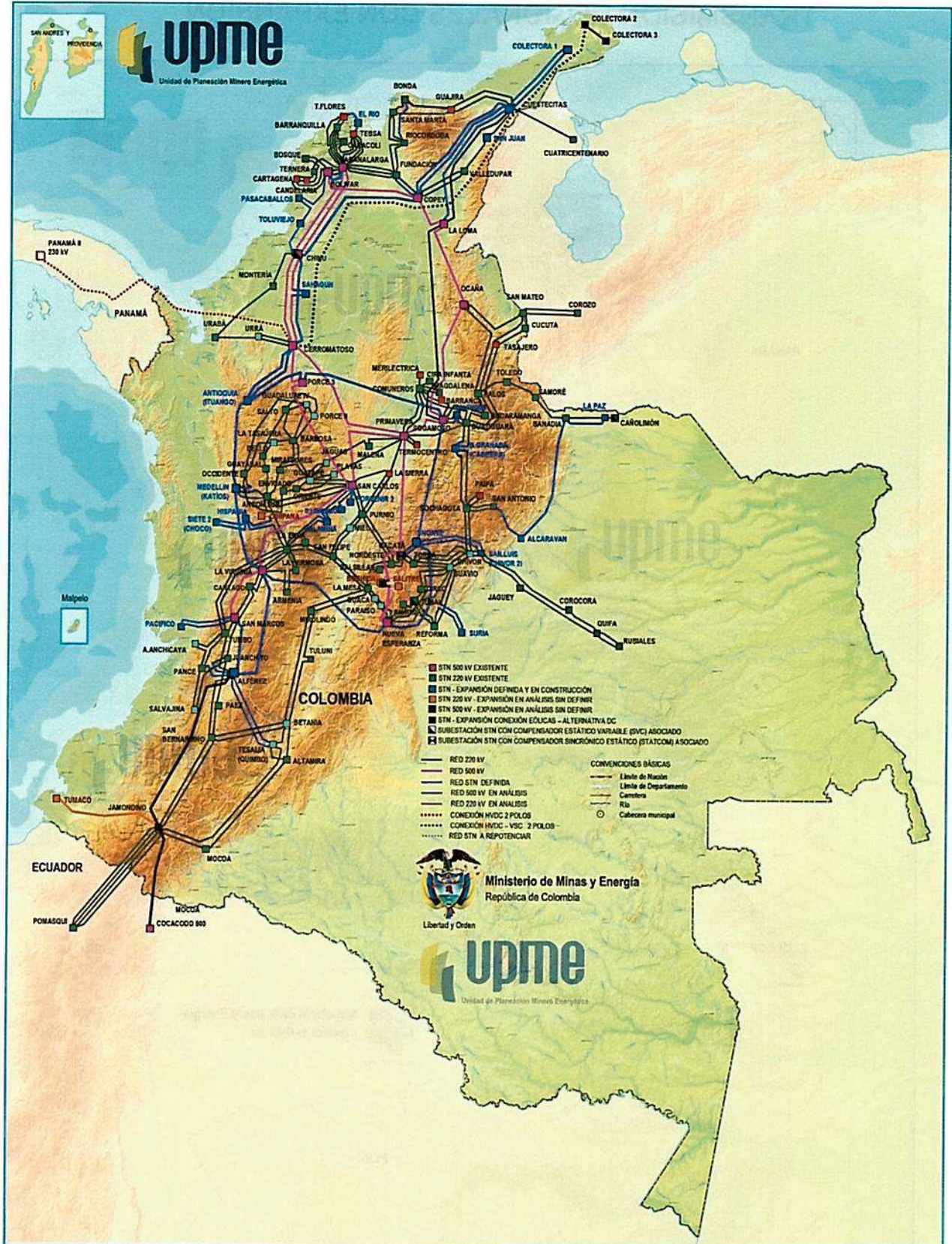
■ 220 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión



ÁREA VALLE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2033



ANEXO IV. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN

