



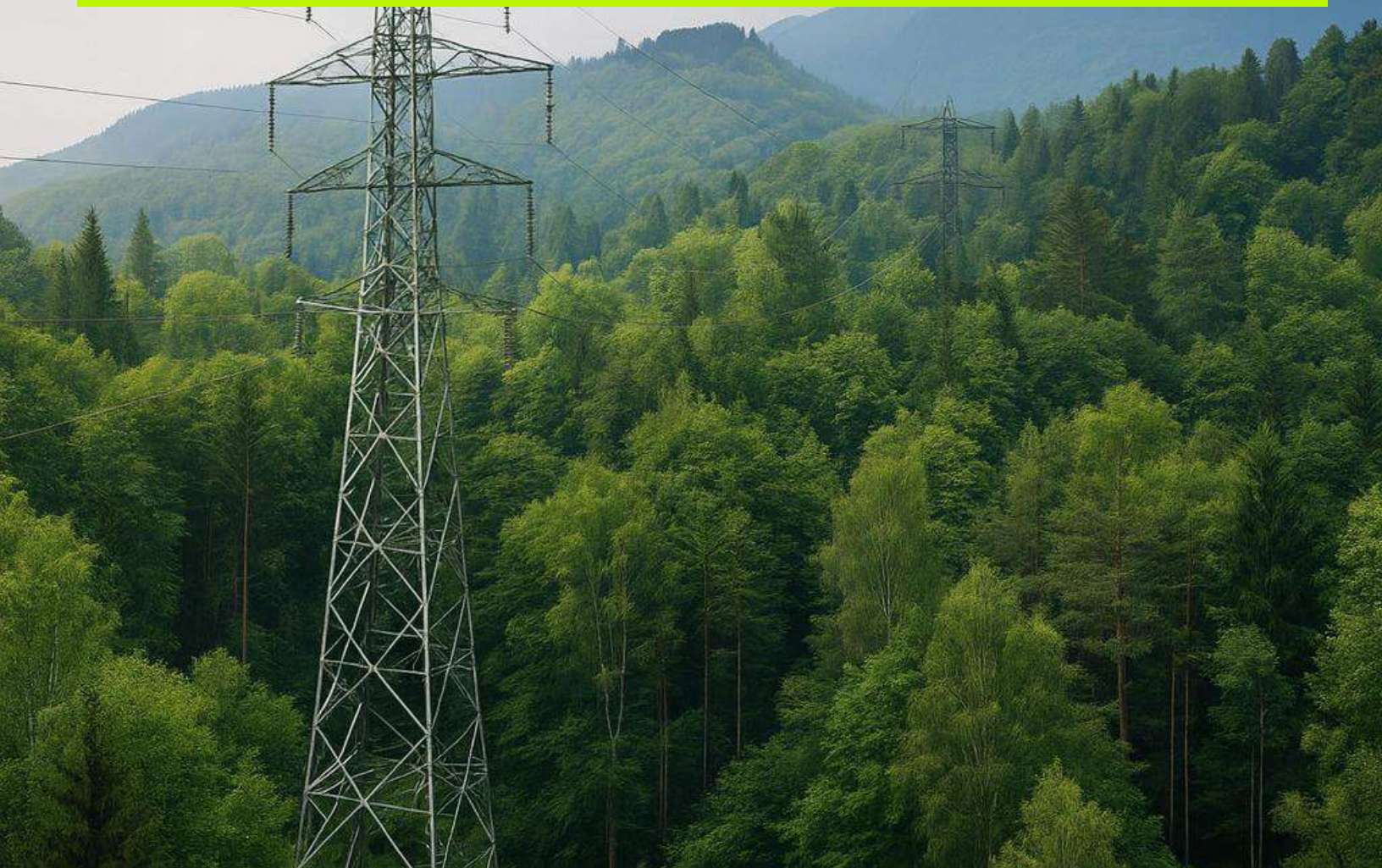
Unidad de Planeación
Minero Energética



20
25

Plan de Expansión de Transmisión

2025 - 2039



Edwin Palma Egea

Ministro de Minas y Energía

Karen Schutt Esmeral

Viceministra de Energía

Indira Portocarrero Ospina

Directora General UPME

Guillermo Holguín García

Subdirector (E) de Energía Eléctrica

Elaboró:

Subdirección de Energía Eléctrica

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

- ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P
- EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
E.S.P - EPM
- GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P
- DIACO S.A
- SIERRACOL ENERGY ARAUCA, LLC
- CERRO MATOSO S.A
- ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P
- CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P
- AIR-E S.A.S. E.S.P
- EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS -
TEBSA S.A. E.S.P
- EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ
S.A. E.S.P – EBSA

Invitados permanentes CAPT:

- Ministerio de Minas y Energía
- XM – Compañía de Expertos en Mercados
S.A. E.S.P.

GIT Transmisión:

- Luis Fernando López Pineda

- Manuel Octavio Acevedo Iles
- Juan David Agudelo Caro
- Paula Alejandra Bautista Aguilar
- Felipe Betancur Londoño
- Jhorley Alonso Castaño Avendaño
- Sergio Andrés Cubillos Cabrera
- Luz Adriana Duque Calle
- José Daniel Hurtado Solís
- Edgar Rubén Muela Velasco
- Óscar Iván Parra Acuña
- Félix Perdomo Bastos
- Jorge Eduardo Zuluaga Orozco

GIT Generación y Cobertura

- Diana Marcela Montaña Silva
- Angélica Vanessa Aldana Urrea
- Juan Carlos Aponte Gutiérrez
- Luisa Fernanda Correa Osorio
- Luis Alfredo Hernández Beleño
- Mauricio Hernando Mañosca
- Henry Josué Zapata Lesmes

GIT Convocatorias

- Karol Enrique Cifuentes Thorrens
- David Ricardo Murcia Cortes
- Sergio Andrés Pastrana Pastrana
- Martha Patricia Sarria Toro
- Diana Patricia Serrano Sánchez

Colaboradores UPME

- Juan Felipe Alvarado Rodríguez
- Álvaro Andrés Avendaño Peña
- Yenifer Karina Ángel López
- Brajham David Chitiva Lozada
- Sonia Esperanza Echeverría Rojas
- Fredy Augusto Gómez Martínez
- Melvin David Gómez Rodríguez
- Cristhian Camilo González Garzón



- Alejandra González Guañarita
- Brandon Stid Huaca Cuellar
- Moises Rafael Larrarte Arango
- Aura María León Soler
- Paula Andrea Osorio Molina
- Felipe Rodríguez Tuta
- Lina María Tapiero Quintero
- Kelly Andrea Toro Toro
- William Fernando Villamil Castañeda
- Isabel Silva Perdomo

Asesora de Comunicaciones:

Diseño y diagramación

Tabla de Contenido

Índice de Figuras	9
Índice de tablas	17
Siglas	20
Prefacio	21
1. Introducción	22
2. Normativa General	31
2.1. Marco legal y regulatorio aplicable	31
2.2. Planeación y expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)	31
2.3. Planeación y refuerzo del Sistema de Transmisión Regional (STR)	32
2.4. Acceso, conexión e integración de proyectos de generación	32
2.5. Operación del sistema y criterios de confiabilidad	33
2.6. Información técnica y fuentes de datos	33
2.7. Alcance del Plan de Expansión	33
3. Proyectos estructurales	34
3.1. Área Caribe	34
3.1.1. Cuarto banco de autotransformadores 500/110 kV en la subestación Chinú	34
3.1.1.1. Antecedentes	34
3.1.1.2. Proyecto propuesto	36
3.1.1.3. Análisis técnicos.....	37
3.1.1.4. Análisis económicos.....	49
3.1.1.5. Fecha de puesta en operación.....	51
3.1.1.6. Conclusiones.....	51
3.1.1.7. Recomendaciones.....	52

3.1.2.	Instalación de un reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV	52
3.1.2.1.	Antecedentes	52
3.1.2.2.	Proyecto propuesto	54
3.1.2.3.	Análisis técnicos.....	56
3.1.2.4.	Análisis económicos.....	71
3.1.2.5.	Fecha de Puesta en Operación	72
3.1.2.6.	Conclusiones.....	72
3.1.2.7.	Recomendaciones	73
3.1.3.	Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas.....	73
3.1.3.1.	Introducción	73
3.1.3.2.	Contexto	74
3.1.3.3.	Antecedentes	78
3.1.3.4.	Proyecto Propuesto	79
3.1.3.5.	Análisis técnico	86
3.1.3.6.	Análisis económicos.....	169
3.1.3.7.	Fecha de puesta en operación.....	173
3.1.3.8.	Conclusiones.....	173
3.1.3.9.	Recomendaciones.....	175
3.2.	Área Antioquia – Chocó	176
3.2.1.	Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) – Subestación Guarne 230 kV	176
3.2.1.1.	Antecedentes	176
3.2.1.2.	Proyecto Propuesto	176
3.2.1.3.	Análisis técnico	177
3.2.1.4.	Análisis Económico	190
3.2.1.5.	Conclusiones.....	191
3.2.1.6.	Recomendaciones.....	191
3.2.2.	Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV	191

3.2.2.1.	Antecedentes	191
3.2.2.2.	Proyecto Propuesto	192
3.2.2.3.	Análisis técnico	194
3.2.2.4.	Análisis económico	207
3.2.2.5.	Conclusiones.....	209
3.2.2.6.	Recomendaciones.....	210
3.2.3.	Interconexión Antioquia–Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas	210
3.2.3.1.	Antecedentes	210
3.2.3.2.	Proyecto Propuesto	213
3.2.3.3.	Análisis técnico	215
3.2.3.4.	Análisis Económico	239
3.2.3.5.	Conclusiones.....	240
3.2.3.6.	Fecha de Puesta en Operación	241
3.2.3.7.	Recomendaciones.....	241
3.3.	Área Oriental.....	243
3.3.1.	Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas	243
3.3.1.1.	Introducción	243
3.3.1.2.	Antecedentes	245
3.3.1.3.	Propuesta de Solución.....	247
3.3.1.4.	Análisis técnico	249
3.3.1.5.	Análisis Económico	261
3.3.1.6.	Fecha de Puesta en Operación	262
3.3.1.7.	Conclusiones.....	263
3.3.1.8.	Recomendaciones.....	263
3.3.2.	Subestación Sabana Occidente y líneas asociadas	264
3.3.2.1.	Introducción	264
3.3.2.2.	Propuesta de Solución.....	265
3.3.2.3.	Análisis técnico	267

3.3.2.4.	Análisis Económicos	278
3.3.2.5.	Fecha de Puesta en Operación	279
3.3.2.6.	Conclusiones.....	280
3.3.2.7.	Recomendaciones.....	280
3.4.	Área Suroccidental	281
3.4.1.	Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas	281
3.4.1.1.	Antecedentes	281
3.4.1.2.	Proyecto propuesto	285
3.4.1.3.	Análisis técnicos.....	292
3.4.1.4.	Análisis de resultados.....	294
3.4.1.5.	Análisis económicos.....	309
3.4.1.6.	Conclusiones.....	312
3.4.1.7.	Fecha de puesta en operación.....	314
3.4.1.8.	Recomendaciones.....	314
3.4.2.	Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas	315
3.4.2.1.	Introducción	315
3.4.2.2.	Antecedentes	316
3.4.2.3.	Proyecto propuesto	317
3.4.2.4.	Análisis técnicos.....	322
3.4.2.5.	Análisis económicos.....	336
3.4.2.6.	Conclusiones.....	338
3.4.2.7.	Fecha de puesta en operación.....	339
3.4.2.8.	Recomendaciones.....	339
4.	Recomendaciones	341
5.	Anexos.....	346
5.1.	Área Caribe	346
5.2.	Área Nordeste	351
5.3.	Antioquia – Chocó.....	353

5.4.	Área Oriental.....	355
5.5.	Área suroccidental.....	360
5.6.	Unifilares generales – Sistema de Transmisión Nacional	364
6.	Proyectos aprobados a los operadores de red	366
6.1.	Introducción	366
6.2.	Área Caribe	367
6.3.	Área Nordeste	371
6.4.	Área Antioquia – Chocó	374
6.5.	Área Oriental.....	375
6.6.	Área Suroccidental	377
7.	Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda	381
7.1.	Área Nordeste	381
7.2.	Área Antioquia – Chocó	382
7.3.	Área Oriental.....	383
7.4.	Área Suroccidental	384

Índice de Figuras

<i>Figura 3.1.1-1 Diagrama unifilar con el cuarto transformador Chinú 500/110 kV.</i>	37
<i>Figura 3.1.1-2 Resultados de las tensiones en red completa.</i>	41
<i>Figura 3.1.1-3 Resultados de las tensiones en contingencia N-1.</i>	41
<i>Figura 3.1.1-4 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa.</i>	42
<i>Figura 3.1.1-5 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1.</i>	43
<i>Figura 3.1.1-6 Resultados del nivel de carga en Chinú 1 500/110 kV en contingencia N-1.</i>	44
<i>Figura 3.1.1-7 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.</i>	44
<i>Figura 3.1.1-8 Resultados de las tensiones en red completa.</i>	46
<i>Figura 3.1.1-9 Resultados de las tensiones en contingencia N-1.</i>	46
<i>Figura 3.1.1-10 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa.</i>	47
<i>Figura 3.1.1-11 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1.</i>	48
<i>Figura 3.1.1-12 Resultados del nivel de carga en Chinú 1 500/110 kV en contingencia N-1.</i>	48
<i>Figura 3.1.1-13 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.</i>	49
<i>Figura 3.1.2-1 Diagrama unifilar de la obra subestación “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”.</i>	53
<i>Figura 3.1.2-2 Diagrama unifilar del corredor Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV de la obra de expansión “Subestación Nueva Magangué 500 kV y obras asociadas”.</i>	54
<i>Figura 3.1.2-3 Diagrama unifilar de la alternativa 1.</i>	55
<i>Figura 3.1.2-4 Diagrama unifilar de la alternativa 2.</i>	55
<i>Figura 3.1.2-5 Diagrama unifilar de la alternativa 3.</i>	56
<i>Figura 3.1.2-6 Diagrama unifilar de la alternativa 4.</i>	56
<i>Figura 3.1.2-7 Resultados de las tensiones en red completa en estado estacionario.</i>	62
<i>Figura 3.1.2-8 Resultados de las tensiones en contingencia N-1 en estado estacionario.</i>	63
<i>Figura 3.1.2-9 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa en estado estacionario.</i>	64
<i>Figura 3.1.2-10 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1 en estado estacionario.</i>	65
<i>Figura 3.1.2-11 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 1 de energización con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).</i>	66
<i>Figura 3.1.2-12 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 1 de energización con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).</i>	67
<i>Figura 3.1.2-13 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 2 de energización con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).</i>	68
<i>Figura 3.1.2-14 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 2 de energización con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).</i>	69
<i>Figura 3.1.2-15 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 3 de falla en reactor en Chinú 500 kV con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).</i>	70
<i>Figura 3.1.2-16 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 3 de falla en reactor en Chinú 500 kV con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).</i>	71
<i>Figura 3.1.2-17 Diagrama unifilar de la alternativa 4.</i>	73

<i>Figura 3.1.3-1 Diagrama unifilar de la Subárea Atlántico.</i>	82
<i>Figura 3.1.3-2 Diagrama unifilar de la Subárea Bolívar.</i>	83
<i>Figura 3.1.3-3 Diagrama unifilar de la Subárea Córdoba-Sucre</i>	84
<i>Figura 3.1.3-4 Diagrama unifilar de la Subárea GCM.</i>	85
<i>Figura 3.1.3-5 Número de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción por subárea eléctrica y total del SIN.</i>	100
<i>Figura 3.1.3-6 Niveles en por unidad del nivel de corto circuito – Área Caribe.</i>	101
<i>Figura 3.1.3-7 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Atlántico Red Completa.</i>	104
<i>Figura 3.1.3-8 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Bolívar Red Completa.</i>	105
<i>Figura 3.1.3-9 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea GCM Red Completa.</i>	106
<i>Figura 3.1.3-10 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso Red Completa.</i>	107
<i>Figura 3.1.3-11 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2– Red Completa.</i>	108
<i>Figura 3.1.3-12 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con el proyecto A1 y A2, discriminados por escenarios – Red Completa.</i>	109
<i>Figura 3.1.3-13 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa - Área Caribe.</i>	110
<i>Figura 3.1.3-14 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2 – Red Completa - Área Caribe.</i>	110
<i>Figura 3.1.3-15 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2- Área Caribe – Subárea Atlántico Red Completa.</i>	112
<i>Figura 3.1.3-16 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea Bolívar Red Completa.</i>	113
<i>Figura 3.1.3-17 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea GCM Red Completa.</i>	114
<i>Figura 3.1.3-18 Comparación de los perfiles de cargabilidad para los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso Red Completa.</i>	115
<i>Figura 3.1.3-19 Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto - A1 y A2 – Red Completa - Área Caribe.</i>	116
<i>Figura 3.1.3-20 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Atlántico Contingencias N-1. Parte 1.</i>	117
<i>Figura 3.1.3-21 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Atlántico Contingencias N-1. Parte 2.</i>	118
<i>Figura 3.1.3-22 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Bolívar Contingencias N-1.</i>	119

<i>Figura 3.1.3-23 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea GCM Contingencias N-1. Parte 1.</i>	120
<i>Figura 3.1.3-24 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea GCM Contingencias N-1. Parte 2.</i>	121
<i>Figura 3.1.3-25 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre Contingencias N-1.</i>	122
<i>Figura 3.1.3-26 Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos – Alternativas A1- A2 – Contingencias N-1.</i>	123
<i>Figura 3.1.3-27 Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.</i>	124
<i>Figura 3.1.3-28 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.</i>	125
<i>Figura 3.1.3-29 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.</i>	126
<i>Figura 3.1.3-30 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Bolívar - Contingencias N-1.</i>	128
<i>Figura 3.1.3-31 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Atlántico - Contingencias N-1.</i>	128
<i>Figura 3.1.3-32 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea GCM - Contingencias N-1.</i>	129
<i>Figura 3.1.3-33 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre - Contingencias N-1.</i>	130
<i>Figura 3.1.3-34 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Contingencias N-1.</i>	131
<i>Figura 3.1.3-35 Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 en evaluación – Contingencia N-1.</i>	132
<i>Figura 3.1.3-36 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico - Parte 1.</i>	134
<i>Figura 3.1.3-37 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico - Parte 2.</i>	135
<i>Figura 3.1.3-38 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar.</i>	136
<i>Figura 3.1.3-39 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM - Parte 1.</i>	137
<i>Figura 3.1.3-40 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM - Parte 2.</i>	138
<i>Figura 3.1.3-41 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso.</i>	139

<i>Figura 3.1.3-42 Comparación de cantidad de sags por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en la Subárea Atlántico.</i>	142
<i>Figura 3.1.3-43 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 1.</i>	144
<i>Figura 3.1.3-44 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 2.</i>	145
<i>Figura 3.1.3-45 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 3.</i>	146
<i>Figura 3.1.3-46 Comparación de cantidad de sag por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en las Subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre.</i>	148
<i>Figura 3.1.3-47 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 1.</i>	150
<i>Figura 3.1.3-48 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 2.</i>	151
<i>Figura 3.1.3-49 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 3.</i>	152
<i>Figura 3.1.3-50 Comparación de cantidad de sag por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en la Subárea GCM.</i>	155
<i>Figura 3.1.3-51 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 1.</i>	156
<i>Figura 3.1.3-52 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 2.</i>	157
<i>Figura 3.1.3-53 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 3.</i>	158
<i>Figura 3.1.3-54 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 1.</i>	160
<i>Figura 3.1.3-55 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 2.</i>	163
<i>Figura 3.1.3-56 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 3.</i>	164
<i>Figura 3.1.3-57 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 4.</i>	165
<i>Figura 3.1.3-58 Perfil general de tensiones en Red Completa. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.</i>	167

<i>Figura 3.1.3-59 Perfil de tensiones en Subestaciones 500 kV Red Completa. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.</i>	167
<i>Figura 3.1.3-60 Perfil general de tensiones en Contingencia N-1. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.</i>	168
<i>Figura 3.1.3-61 Perfil de tensiones en Subestaciones 500 kV Contingencia N-1. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.</i>	168
<i>Figura 3.1.3-62 Relación Beneficio/Costo de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe en función de los diferentes escenarios.</i>	173
<i>Figura 3.2.1-1 Proyecto SACOA – A1</i>	177
<i>Figura 3.2.1-2 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.</i>	182
<i>Figura 3.2.1-3 Número de restricciones por año - Tensiones en Red completa.</i>	182
<i>Figura 3.2.1-4 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Red Completa.</i>	183
<i>Figura 3.2.1-5 Número de restricciones por año - Cargabilidades en Red completa</i>	184
<i>Figura 3.2.1-6 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Contingencia.</i>	185
<i>Figura 3.2.1-7 Número de restricciones por año - Tensiones ante contingencia.</i>	186
<i>Figura 3.2.1-8 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 1.</i>	187
<i>Figura 3.2.1-9 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 2.</i>	188
<i>Figura 3.2.1-10 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.</i>	188
<i>Figura 3.2.1-11 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.</i>	190
<i>Figura 3.2.2-1 Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV – A1.</i>	193
<i>Figura 3.2.2-2 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.</i>	198
<i>Figura 3.2.2-3 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Red Completa.</i>	200
<i>Figura 3.2.2-4 Evolución de los niveles de cargabilidad en el banco de autotransformadores Heliconia 1 500/230 kV – Red Completa.</i>	201
<i>Figura 3.2.2-5 Evolución de los niveles de cargabilidad en el circuito Heliconia – Occidente 1 230 kV – Red Completa.</i>	202
<i>Figura 3.2.2-6 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia P1 - Contingencia.</i>	203
<i>Figura 3.2.2-7 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia P2- Contingencia.</i>	203
<i>Figura 3.2.2-8 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 1.</i>	204
<i>Figura 3.2.2-9 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.</i>	205
<i>Figura 3.2.2-10 Evolución de los niveles de cargabilidad en el circuito Heliconia – Occidente 1 230 kV – Red Completa.</i>	205
<i>Figura 3.2.2-11 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.</i>	207
<i>Figura 3.2.2-12 Costo marginal con y sin proyecto de generación.</i>	209
<i>Figura 3.2.3-1 Interconexión Antioquia Oriental – A0.</i>	213
<i>Figura 3.2.3-2 Interconexión Antioquia Oriental – A1.</i>	214
<i>Figura 3.2.3-3 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.</i>	220
<i>Figura 3.2.3-4 Número de restricciones por año - Tensiones en Red completa.</i>	221
<i>Figura 3.2.3-5 Perfiles de tensión en distintas subestaciones del área Oriental - Red Completa.</i>	222
<i>Figura 3.2.3-6 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Red Completa.</i>	224
<i>Figura 3.2.3-7 Número de restricciones por año - Cargabilidades en Red completa.</i>	225
<i>Figura 3.2.3-8 Perfiles de cargabilidad para distintos elementos del área Oriental - Red Completa.</i>	226
<i>Figura 3.2.3-9 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Contingencia.</i>	227
<i>Figura 3.2.3-10 Número de restricciones por año - Tensiones ante contingencia.</i>	228

<i>Figura 3.2.3-11 Perfiles de tensión en distintas subestaciones del área Oriental - Contingencia.</i>	229
<i>Figura 3.2.3-12 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 1.</i>	231
<i>Figura 3.2.3-13 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 2.</i>	232
<i>Figura 3.2.3-14 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.</i>	233
<i>Figura 3.2.3-15 Perfiles de cargabilidad para los distintos elementos del área Oriental - Contingencia.</i>	234
<i>Figura 3.2.3-16 Perfil de cargabilidades para los elementos asociados con la subestación Corzo 115 kV – 800 A - Contingencia.</i>	235
<i>Figura 3.2.3-17 Perfil de cargabilidades para los elementos asociados con la subestación Corzo 115 kV – 1200 A - Contingencia.</i>	235
<i>Figura 3.2.3-18 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.</i>	236
<i>Figura 3.2.3-19 Resultados de cortocircuito en el área Oriental.</i>	238
<i>Figura 3.3.1-1 Topología red existente A0.</i>	246
<i>Figura 3.3.1-2 Topología Alternativa A1.</i>	248
<i>Figura 3.3.1-3 Topología Alternativa A2.</i>	248
<i>Figura 3.3.1-4 Topología Alternativa A3.</i>	249
<i>Figura 3.3.1-5 Perfil de tensión periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 – A2.</i>	252
<i>Figura 3.3.1-6 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 – A3.</i>	253
<i>Figura 3.3.1-7 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 – A1 -A2 -A3.</i>	254
<i>Figura 3.3.1-8 Perfil de tensión periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia- A0 – A1 – A3.</i>	255
<i>Figura 3.3.1-9 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 – A3.</i>	256
<i>Figura 3.3.1-10 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de la subestación Puerto Gaitan 115 kV - Contingencia - A0 – A3.</i>	256
<i>Figura 3.3.1-11 Cargabilidad del área de influencia periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 – A1 -A2.</i>	257
<i>Figura 3.3.1-12 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 -A3.</i>	258
<i>Figura 3.3.1-13 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de los elementos asociados al STN - Contingencia - A0 -A3.</i>	258
<i>Figura 3.3.1-14 Subestaciones Subárea Meta capacidad de interrupción 1.</i>	260
<i>Figura 3.3.1-15 Subestaciones Subárea Meta capacidad de interrupción 2.</i>	260
<i>Figura 3.3.2-1 Sistema eléctrico asociado a la Sabana Occidente de Cundinamarca, visión a mediano plazo.</i>	265
<i>Figura 3.3.2-2 Alternativa propuesta para el proyecto Sabana Occidente 230/34,5 kV.</i>	266
<i>Figura 3.3.2-3 Perfiles de tensión en el horizonte de análisis de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 y A1.</i>	270
<i>Figura 3.3.2-4 Cargabilidad en el horizonte de análisis de los elementos del área de influencia - Red Completa - A0 y A1.</i>	271

<i>Figura 3.3.2-5 Perfiles de tensión en el horizonte de análisis de los elementos del área de influencia - Contingencia - A0 y A1.</i>	272
<i>Figura 3.3.2-6 Evolución de subtensiones en el horizonte de análisis.</i>	273
<i>Figura 3.3.2-7 Restricciones por subtensión ordenadas por contingencia.</i>	274
<i>Figura 3.3.2-8 Reducción de cargabilidades ante contingencia.</i>	275
<i>Figura 3.3.2-9 Altas cargabilidades en los elementos del área de influencia del proyecto en el horizonte de análisis.</i>	276
<i>Figura 3.3.2-10 Niveles de cortocircuito de las subestaciones del área de influencia.</i>	278
<i>Figura 3.4.1-1 Diagrama unifilar Alternativa 1 proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.</i>	289
<i>Figura 3.4.1-2 Diagrama unifilar Alternativa 2: proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo autotransformador 150 MVA San Bernardino 230/115 kV y la tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	290
<i>Figura 3.4.1-3 Diagrama unifilar Alternativa 3 proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo Transformador 90 MVA Páez 230/115 kV y la tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	291
<i>Figura 3.4.1-4 Disposición geográfica de los activos del proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.</i>	292
<i>Figura 3.4.1-5 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.</i>	295
<i>Figura 3.4.1-6 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.</i>	296
<i>Figura 3.4.1-7 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.</i>	297
<i>Figura 3.4.1-8 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas.</i>	298
<i>Figura 3.4.1-9 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas.</i>	299
<i>Figura 3.4.1-10 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	300
<i>Figura 3.4.1-11 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	301
<i>Figura 3.4.1-12 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	302
<i>Figura 3.4.1-13 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	303
<i>Figura 3.4.1-14 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	304
<i>Figura 3.4.1-15 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	305

<i>Figura 3.4.1-16 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	306
<i>Figura 3.4.1-17 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	307
<i>Figura 3.4.1-18 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	308
<i>Figura 3.4.1-19 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.</i>	309
<i>Figura 3.4.2-1 Diagrama unifilar red actual.</i>	318
<i>Figura 3.4.2-2 Diagrama unifilar Alternativa 1: Segundo banco de autotransformadores San Marcos 500/230 kV.</i>	319
<i>Figura 3.4.2-3 Diagrama unifilar Alternativa 2: Segundo bancos de autotransformadores Virginia 500/230 kV.</i>	320
<i>Figura 3.4.2-4 Diagrama unifilar Alternativa 3: Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en la subestación Virginia y San Marcos.</i>	321
<i>Figura 3.4.2-5 Disposición geográfica de los activos del proyecto Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de las subestaciones Virginia y San Marcos.</i>	322
<i>Figura 3.4.2-6 Resultados de análisis de los perfiles de tensión.</i>	325
<i>Figura 3.4.2-7 Resultados del nivel de carga de los elementos. Proyecto Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV subestaciones Virginia y San Marcos.</i>	326
<i>Figura 3.4.2-8 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito máximo.</i>	328
<i>Figura 3.4.2-9 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (La Virginia 500/230 kV).</i>	330
<i>Figura 3.4.2-10 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (Alfárez - San Marcos 500 kV).</i>	331
<i>Figura 3.4.2-11 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (San Marcos - La Virginia 500 kV).</i>	331
<i>Figura 3.4.2-12 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (San Marcos 500/230 kV).</i>	332
<i>Figura 3.4.2-13 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (Alfárez - La Virginia 500 kV).</i>	332
<i>Figura 3.4.2-14 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (La Virginia 500/230 kV).</i>	333
<i>Figura 3.4.2-15 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (Alfárez - San Marcos 500 kV).</i>	334
<i>Figura 3.4.2-16 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (San Marcos - La Virginia 500 kV).</i>	334
<i>Figura 3.4.2-17 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (San Marcos 500/230 kV).</i>	335
<i>Figura 3.4.2-18 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (Alfárez - La Virginia 500 kV).</i>	335

Índice de tablas

Tabla 3.1.1-1 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra del cuarto transformador de Chinú 500/110 kV.	39
Tabla 3.1.1-2 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra del cuarto transformador de Chinú 500/110 kV.	39
Tabla 3.1.1-3 Costo de la obra del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV en UC.	50
Tabla 3.1.1-4 Relación beneficio/costo del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV.	51
Tabla 3.1.2-1 Parámetros de las líneas Chinú - Nueva Magangué 500 kV y Nueva Magangué - Copey 500 kV.	57
Tabla 3.1.2-2 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en estado estacionario.	59
Tabla 3.1.2-3 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en estado estacionario.	59
Tabla 3.1.2-4 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en análisis dinámico (RMS).	60
Tabla 3.1.2-5 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en análisis dinámico (RMS).	60
Tabla 3.1.2-6 Frecuencia de resonancia de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV para cada una de las alternativas.	60
Tabla 3.1.2-7 Frecuencia de resonancia de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV para cada una de las alternativas.	61
Tabla 3.1.3-1 Resumen de Compensadores Síncronos STN – STR Área Caribe.	80
Tabla 3.1.3-2 Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Atlántico -GCM.	86
Tabla 3.1.3-3 Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre Cerromatoso.	89
Tabla 3.1.3-4 Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Atlántico -GCM.	92
Tabla 3.1.3-5 Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre Cerromatoso.	94
Tabla 3.1.3-6 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe.	95
Tabla 3.1.3-7 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe.	95
Tabla 3.1.3-8 Demanda anual de Potencia Máxima Regional SIN – Caribe (MW-año).	96
Tabla 3.1.3-9 Demanda Potencia Máxima (MW-año).	97
Tabla 3.1.3-10 Resumen de Compensadores Síncronos STN -STR Área Caribe-Alternativa 2- A2.	102
Tabla 3.1.3-11 Costo del proyecto Nueva Compensadores Sincrónicos Área Caribe y líneas asociadas en UC al 2025.	170

Tabla 3.1.3-12 Distribución de costos según componentes de obra	171
Tabla 3.1.3-13 Compensadores Fase A	174
Tabla 3.1.3-14 Compensadores Fase B	175
Tabla 3.2.1-1 Alcance del proyecto "SACOA"	176
Tabla 3.2.1-2 Costos asociados al proyecto en UC	190
Tabla 3.2.1-3 Relación Beneficio-Costo del proyecto.	190
Tabla 3.2.2-1 Alcance del proyecto Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV.	192
Tabla 3.2.2-2 Costos asociados al proyecto en UC	208
Tabla 3.2.2-3 Relación Beneficio-Costo del proyecto.	209
Tabla 3.2.3-1 Costos asociados al proyecto en UC	239
Tabla 3.2.3-2 Beneficio - Costo Proyecto Propuesto.	240
Tabla 3.3.1-1 Costo del proyecto en UC	261
Tabla 3.3.1-2 Beneficio - Costo Proyecto A3.	262
Tabla 3.3.2-1 Costo del proyecto en UC	278
Tabla 3.3.2-2 Beneficio/Costo del proyecto en su alternativa 1 (A1)	279
Tabla 3.4.1-1 Obras consideradas para la evaluación de las obras del área Suroccidental.	292
Tabla 3.4.1-2 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas	293
Tabla 3.4.1-3 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas	294
Tabla 3.4.1-4 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.	310
Tabla 3.4.1-5 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV	310
Tabla 3.4.1-6 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.	311
Tabla 3.4.1-7 Beneficios por alternativa	311
Tabla 3.4.1-8 Relación B/C Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.	312
Tabla 3.4.1-9 Relación B/C El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y obras asociadas.	312
Tabla 3.4.1-10 Relación B/C El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y obras asociadas	312
Tabla 3.4.2-1 Obras consideradas para la evaluación de las obras del área Suroccidental.	323
Tabla 3.4.2-2 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos.	323
Tabla 3.4.2-3 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos.	324
Tabla 3.4.2-4 Listado de Mantenimientos evaluados.	329
Tabla 3.4.2-5 Costo de la obra Alternativa 1. Segundo banco de autotransformadores monofásicos San Marcos 500/230 kV de 450 MVA.	336
Tabla 3.4.2-6 Costo de la obra Alternativa 2. Segundo banco de autotransformadores monofásicos Virginia 500/230 kV de 450 MVA.	337
Tabla 3.4.2-7 Costo de la obra Alternativa 3. Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos cada uno de 450 MVA.	337



<i>Tabla 3.4.2-8 Beneficios del proyecto discriminados por alternativa evaluada.</i>	<i>337</i>
<i>Tabla 3.4.2-9 Relación B/C de la Alternativa 1. Segundo banco de autotransformadores monofásicos San Marcos 500/230 kV de 450 MVA.</i>	<i>338</i>
<i>Tabla 3.4.2-10 Relación B/C de la Alternativa 2. Segundo banco de autotransformadores monofásicos Virginia 500/230 kV de 450 MVA.</i>	<i>338</i>
<i>Tabla 3.4.2-11 Relación B/C de la obra Alternativa 3. Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos cada uno de 450 MVA.</i>	<i>338</i>

Siglas

B/C: Relación Beneficio/Costo.

CNO: Consejo Nacional de Operación.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DNA: Demanda No Atendida.

ENS: Energía No Suministrada.

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

FPO: Fecha de Puesta en Operación.

IPOELP: Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo.

IPOEMP: Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo.

ITR: Informe Trimestral de Restricciones.

OR: Operador de Red.

SE: Subestación Eléctrica.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

SDL: Sistema de Distribución Local.

TRM: Tasa Representativa del Mercado.

UC: Unidades Constructivas.

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

VPN: Valor Presente Neto.

Prefacio

Presentamos ante el país los resultados de un proceso que da continuidad a la apuesta por la modernización del sistema eléctrico colombiano iniciada en 2024. El Plan de Expansión avanza en este ejercicio con la evaluación de un paquete estratégico de diez (10) obras estructurales enfocadas en la actualización y el fortalecimiento del Sistema de Transmisión Nacional, iniciativas que combinan proyectos priorizados en el “Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional” con propuestas formuladas por distintos actores del sector bajo la articulación de la UPME.

Las obras del Plan de Expansión fortalecen la confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico nacional, mejoran la integración territorial y aseguran la atención de los principales centros de consumo. Destacamos la interconexión Antioquia–Oriental que refuerza el vínculo entre zonas de generación y centros de carga importantes en el país, así como el paquete de compensadores síncronos para el STN que mejora la estabilidad del sistema y facilita la integración de las FNCER. De manera complementaria, las demás obras que presentamos buscan mejorar la atención de la demanda del país y fortalecen la seguridad y confiabilidad del sistema.

Las iniciativas aquí presentadas son el resultado de una cooperación fortalecida entre la UPME y los demás actores involucrados en la planeación y construcción del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Agradecemos el compromiso y apoyo de las instituciones participantes, fundamentales para avanzar en el propósito de fortalecer y transformar el sistema eléctrico colombiano a partir de una planeación estructurada, rigurosa, técnica e innovadora.

Si bien los avances alcanzados son significativos, la labor no concluye aquí. Desde la UPME reiteramos nuestro compromiso con un proceso continuo de planeación estructural del SIN, asumiendo un rol activo tanto en la formulación de propuestas para la modernización del sistema como en la articulación del apoyo interinstitucional necesario para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sector eléctrico.

Unidad de Planeación Minero-Energética

1. Introducción

El sistema eléctrico colombiano se ha consolidado históricamente como un sistema robusto y confiable, capaz de atender la demanda nacional gracias a una infraestructura de transmisión desarrollada de manera progresiva y planificada¹. Sin embargo, el sector energético enfrenta actualmente un contexto de transformación profunda, marcado por el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, la incorporación acelerada de nuevas tecnologías y la integración creciente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)², que introducen nuevos retos técnicos para la expansión y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Este nuevo escenario exige un proceso de planeación del sistema de transmisión que sea continuo, anticipativo y eficiente, para asegurar la confiabilidad del suministro, la calidad del servicio y la adecuada integración de los nuevos proyectos de generación. En este sentido, una planificación proactiva de la infraestructura de transmisión resulta fundamental para acompañar la transición energética del país, con la cual se garantice un desarrollo ordenado del sistema eléctrico que contribuya al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad, competitividad y seguridad energética.

Bajo estas consideraciones, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en su rol como entidad responsable de la planeación de la infraestructura eléctrica nacional³, formula el Plan de Expansión de Transmisión - PET, cuyo propósito es identificar y priorizar las obras necesarias para fortalecer el SIN y atender de manera oportuna los requerimientos futuros del sistema. Como resultado de los estudios

¹ Congreso de la República de Colombia. (1994). *Ley 143 de 1994 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia*. Diario Oficial No. 41.434.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2753>

² Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial No.49.150.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

³ Ministerio de Minas y Energía. (2023). Decreto 2121 del 2023, por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Ministerio de Minas y Energía. (2023). República de Colombia.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=226770>

realizados, se proponen diez (10) proyectos estructurales a nivel del STN - STR, localizadas en las áreas eléctricas de Caribe, Oriental, Antioquia y Suroccidental. En la

Tabla. 1-1 Resumen de paquetes de obras plan de expansión 2025 – 2039. se presenta el resumen de las obras asociadas al presente plan de expansión.

El presente Plan de Expansión de Transmisión (PET) se estructura en seis (6) capítulos, así en este primer capítulo se hace un compendio de los proyectos evaluados⁴, su alcance, impacto, fecha de puesta en operación (FPO) e indicador de beneficio costo (B/C). En el capítulo 2 se presenta el detalle de cada uno de los proyectos estructurales del PET 2025–2039, incluyendo su descripción y los correspondientes análisis técnico-económicos. En el capítulo 3 se exponen las conclusiones y recomendaciones derivadas de los análisis desarrollados en el capítulo anterior. El capítulo 4 presenta los diagramas unifilares de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁵, en los cuales se evidencian las modificaciones topológicas resultantes del ejercicio de planeación adelantado por esta Unidad durante el año de estudio. En el capítulo 5 se presenta, para cada una de las áreas eléctricas, el resumen de los proyectos aprobados a los Operadores de Red (OR), incluyendo las Fechas de Puesta en Operación (FPO) vigentes de cada proyecto. Finalmente, el capítulo 6 contiene el resumen de los proyectos presentados por los OR en sus planes de expansión y clasificados como obras Tipo III y Tipo IV, es decir, aquellas no asociadas a la atención de la demanda.⁶

⁴ Bajo procedimientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución CREG 015 de 2018, por la cual se establecen los criterios y metodologías para la planeación y remuneración de la actividad de transmisión y distribución de energía eléctrica*.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm

⁵ Se respalda la estructura del PET mediante la normativa realizada por la Resolución CREG 025 de 1997 – Código de Redes, para configuración eléctrica del SIN, los criterios para diagramas unifilares y la operación de red.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

⁶ Artículo 6 de la *Resolución CREG 015 de 2018 por la cual se establecen los criterios y metodologías para la planeación y remuneración de la actividad de transmisión y distribución de energía eléctrica*.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

Tabla. 1-1 Resumen de paquetes de obras plan de expansión 2025 – 2039.

PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Cuarto Banco de autotransformadores 500/110 kV SE Chinú y sus bahías de	Entrada en operación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV de 150 MVA en la subestación Chinú, junto con la bahía de transformación a nivel de 110 kV y la bahía de transformación a nivel de 500 kV.	Mejora el perfil de tensión en operación normal y en contingencia N-1, en las subestaciones Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV, Nueva Toluviejo 110 kV, entre otras. Así mismo, disminuye la cargabilidad en operación normal y en contingencia N-1, en los bancos de autotransformadores existentes Chinú 500/110 kV.	31 de diciembre de 2028	2.04

PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas	<p>Instalación de compensadores síncronos en las subestaciones del área Caribe de acuerdo con las fases aprobadas.</p> <p>Fase A: Nv Barranquilla 220 kV, Sabanalarga 500 kV, Cuestecitas 500 kV, Colectora 500 kV, Carreto 500 kV, Chinú 500 kV y Tolviejo 230 kV.</p> <p>Fase B: Caracolí 110 kV, TEBSA 220 kV, Malambo 110 kV, Bolívar 220 kV, Sahagún 500 kV, Copey 220 kV, Cuestecitas 220, kV, Valledupar 220 kV.</p> <p>Adicionalmente, se considera la instalación de reactores de barra en las subestaciones Colectora y Cuestecitas 500 kV</p>	<p>La obra proyectada aporta beneficios operativos al incrementar la fortaleza de red (mayor potencia de cortocircuito efectiva), estabilizar el perfil de tensión mediante control dinámico y continuo de potencia reactiva (absorción y generación), y mejorar la respuesta del sistema ante perturbaciones, reduciendo el riesgo de colapso de tensión y oscilaciones en escenarios de alta penetración de IBRs y baja generación síncrona local; adicionalmente, al mejorar los márgenes de seguridad N-1 y la capacidad de soporte de tensión en nodos críticos STN/STR, permiten disminuir la “generación de seguridad” (unidades obligadas a operar por razones de voltaje/reactiva/fortaleza y no por mérito económico), reduciendo así el despacho forzado y las restricciones operativas, con efectos directos en menores costos sistémicos, mayor eficiencia de operación, y mayor habilitación de nueva capacidad renovable sin comprometer los criterios de seguridad y calidad del suministro en el SIN.</p>	<p>Fase A – 31 de diciembre de 2030</p> <p>Fase B – 31 de diciembre de 2031</p> <p>Reactores de barra Cuestecitas y Colectora 500 kV – 30 de junio de 2027</p>	<p>1.94 – 3.22</p>

PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Instalación de un reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué –	Instalación de un (1) reactor de línea de 84 MVA en el extremo de la subestación Nueva Magangué 500 kV de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV, conservando los reactores de línea de 84 MVA en el extremo de la subestación Chinú 500 kV y en el extremo de la subestación Copey 500 kV.	La entrada en operación de esta configuración de reactores logra mantener los niveles de tensión en operación normal y ante contingencia N-1 dentro de los límites normativos sin exponer el sistema eléctrico a una sobretensión, en el área de influencia donde impacta la obra de expansión de la subestación Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.	31 de diciembre de 2028	Es una ampliación que hace parte de la obra de Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas
Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) – Subestación	-Construcción de la subestación Guarne 230/110 kV mediante el seccionamiento de los circuitos Guatapé – Miraflores 230 kV y Ayurá – Córdoba 110 kV. -Instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/110 kV de 180 MVA cada banco en la subestación Guarne.	Permite atender el crecimiento sostenido de la demanda en el oriente antioqueño a nivel del Sistema de Distribución Local (SDL), contribuyendo a la mejora de los perfiles de tensión en la zona.	31 de diciembre de 2031	36.43



PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV	<p>Fase 1:</p> <ul style="list-style-type: none">-Instalación de un tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Heliconia.- Construcción de una bahía de transformación en la subestación Heliconia a nivel de 500 kV.- Construcción de una bahía de transformación en la subestación Heliconia a nivel de 230 kV. <p>Fase 2:</p> <ul style="list-style-type: none">- Construcción del segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV.- Construcción de una bahía de línea en la subestación Heliconia 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 230 kV.- Construcción de una bahía de línea en la subestación Occidente 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 230 kV.	<p>Elimina las restricciones existentes en los transformadores de la subestación Heliconia 500/230 kV ante la salida de uno de ellos.</p> <p>Elimina la restricción existente en el circuito Heliconia - Occidente 230 kV en condición de red completa y ante contingencia sencilla (N-1).</p>	<p>-Fase 1 – 31 de diciembre de 2028</p> <p>-Fase 2 – 31 de diciembre de 2030</p>	92.07

<p>Proyecto Interconexión Antioquia-Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas</p>	<p>-Construcción de la subestación La Montera 500 kV mediante la intercepción del circuito Antioquia - Porce III 500 kV, generando las líneas Antioquia - La Montera 500 kV y La Montera - Porce III 500 kV. -Construcción de la subestación La Montera 230 kV, reconfigurando los circuitos Porce – Barbosa 220 kV, Bello – El Salto 220 kV, Guadalupe IV – Barbosa 220 kV y Guadalupe IV – Occidente 220 kV en La Montera - Porce II 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 2 230 kV, La Montera - El Salto 230 kV, La Montera – Barbosa 1 230 kV, La Montera – Barbosa 2 230 kV, La Montera - Bello 230 kV y La Montera - Occidente 230 kV. -Nuevo doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios. -Instalación de tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada banco, en la subestación La Montera. -Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVA en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. -Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVA en el extremo de la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. -Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVA en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para las líneas La Montera – Antioquia 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.</p>	<p>-Reducción de las altas cargabilidades en los transformadores de la subestación Heliconia 500/230 kV ante la salida de uno de ellos. -Reducción de las altas cargabilidades en el circuito Heliconia - Occidente 230 kV en condición de red completa y ante contingencia sencilla (N-1) -Elimina la restricción existente en el circuito Ancon Sur - Heliconia 1 230 kV ante contingencia sencilla -Elimina las restricciones existentes en los transformadores de la subestación San Carlos 500/230 kV ante la salida de uno de ellos. -Mejora los perfiles de tensión en el área Antioquia ante contingencias sencilla (N-1) a nivel de 500 kV</p>	<p>31 de diciembre de 2032</p>	<p>11.08</p>
--	--	---	--------------------------------	--------------

PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción del doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 1500 Amperios. - Construcción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV y la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco. - Construcción de los circuitos Santa Helena – Puerto López 2 115 kV y Puerto López – Campobonito 2 115 kV, así como la instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVar en la subestación Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2028. - Construcción del circuito Puerto Gaitán – Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2029. 	<p>Esta obra de expansión mitiga las condiciones operativas restrictivas identificadas por el CND y por la UPME en la subárea Meta, mejorando los perfiles de tensión y la confiabilidad del sistema especialmente en las subestaciones Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV. Su incorporación fortalece la atención de la demanda ante contingencias sencillas (N-1), reduce la vulnerabilidad asociada a la configuración radial de la red y refuerza la capacidad de importación desde el STN, contribuyendo a una operación más segura y flexible en general en todo el sistema de la subárea Meta.</p>	31 de diciembre de 2031	3.05
Subestación Sabana Occidente 230 kV y líneas asociadas	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV con tecnología GIS, en configuración interruptor y medio, con conexión al STN mediante la reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, conformando los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV. - Instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno. 	<p>La Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV fortalece la atención del crecimiento de la demanda en la Sabana Occidental, al aliviar las restricciones de capacidad en las subestaciones Mosquera 115 kV y Balsillas 230/115 kV, mejorar la distribución de flujos de potencia y reducir las cargabilidades de los corredores existentes. Adicionalmente, incrementa la robustez del sistema ante contingencias y mitiga el riesgo de bajas tensiones, especialmente en escenarios de alta exigencia operativa o retraso de obras estructurales complementarias.</p>	31 de diciembre de 2029	27.44

PROYECTO	ALCANCE DE LA OBRA	IMPACTO DE LA OBRA	FPO STN	RELACIÓN B/C
Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas	<ul style="list-style-type: none"> -Construcción de la subestación El Zaque 230 kV, en configuración interruptor y medio, con dos transformadores trifásicos 230/115 kV, de 90 MVA cada uno. -Reconfiguración de los circuitos San Bernardino - Jamondino 1 y 2 230 kV en El Zaque – San Bernardino 1 y 2 230 kV y El Zaque – Jamondino 1 y 2 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 800 A por circuito. -Segundo transformador trifásico de 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV -Construcción de la tercera línea de transmisión Popayán – San Bernardino 115 kV. 	<p>Esta obra permite redistribuir los flujos de potencia entre el STN y el STR, mitigar las sobrecargas y las bajas tensiones históricas en la red de 115 kV en la subárea de Cauca-Nariño, y ampliar la capacidad de transformación en nodos críticos del sistema. Asimismo, reduce la vulnerabilidad ante contingencias simples, disminuye la dependencia de medidas operativas extraordinarias y contribuye a una operación más robusta y eficiente, facilitando la atención del crecimiento de la demanda y fortaleciendo la resiliencia del sistema eléctrico en el suroccidente del país.</p>	31 de diciembre de 2031	1.79
Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las SE San Marcos y La	<ul style="list-style-type: none"> -Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación La Virginia. -Construcción de una bahía de transformación en la subestación La Virginia a nivel de 500 kV. -Construcción de una bahía de transformación en la subestación La Virginia a nivel de 230 kV. -Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos. -Construcción de una bahía de transformación en la subestación San Marcos a nivel de 500 kV. -Construcción de una bahía de transformación en la subestación San Marcos a nivel de 230 kV. 	<p>La incorporación de los segundos transformadores 500/230 kV en las subestaciones La Virginia y San Marcos fortalece de manera estructural el área Suroccidental del SIN, al mejorar la confiabilidad, la flexibilidad operativa y la seguridad del suministro en el horizonte de planeación.</p> <p>Esta obra permite mitigar las restricciones derivadas de indisponibilidades del sistema, ampliar la capacidad de importación del área y reducir la dependencia de medidas operativas extraordinarias, contribuyendo a una operación más robusta y eficiente del sistema.</p>	31 de diciembre de 2028	3.01

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

2. Normativa General

2.1. Marco legal y regulatorio aplicable

El presente Plan de Expansión se elabora en el marco de las disposiciones legales y regulatorias que rigen la planeación, operación y expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el objetivo de garantizar la seguridad, confiabilidad, eficiencia y continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En particular, el proceso de planeación desarrollado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) se fundamenta en lo dispuesto en la **Ley 142 de 1994** y la **Ley 143 de 1994**, las cuales establecen el régimen del servicio público domiciliario de energía eléctrica, además de establecer directrices para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia sobre las entidades del sector y las responsabilidades asociadas a la planeación, regulación, operación y vigilancia del SIN.

Así mismo, de conformidad con el **Decreto 2121 del 2023**, la UPME es la entidad encargada de realizar la planeación integral del sector minero-energético, incluyendo la formulación de los planes de expansión de generación y transmisión, como insumo técnico para la toma de decisiones regulatorias y de política pública.

2.2. Planeación y expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN)

La planeación de la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) se desarrolla conforme a los criterios definidos en la **Resolución CREG 011 de 2009**, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, la cual establece los principios, criterios técnicos y procedimientos aplicables para la identificación y selección de proyectos de expansión del STN.

En este marco, la inclusión de obras en el Plan de Expansión responde a la necesidad de corregir restricciones estructurales del sistema, garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad, y atender el crecimiento de la demanda y de la oferta de generación, bajo condiciones de operación normal y ante contingencias sencillas (criterio N-1).

La recomendación de proyectos de expansión del STN no constituye una instrucción directa de ejecución, sino un insumo técnico que habilita el desarrollo de los procedimientos regulatorios correspondientes, incluyendo los procesos de convocatoria y asignación definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

2.3. Planeación y refuerzo del Sistema de Transmisión Regional (STR)

La planeación de refuerzos del Sistema de Transmisión Regional (STR) se fundamenta en los criterios de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio establecidos en la **Resolución CREG 015 de 2018** o aquellas la modifiquen o la sustituyan, así como en las disposiciones que regulan la remuneración y ejecución de activos del STR.

En este contexto, los proyectos de refuerzo del STR identificados en el Plan de Expansión tienen como finalidad eliminar restricciones operativas, mejorar los perfiles de tensión, reducir sobrecargas y facilitar la adecuada integración de la demanda y la generación conectadas a los sistemas regionales.

La ejecución de dichas obras corresponde a los operadores de red, conforme a los procedimientos y responsabilidades definidos en la regulación vigente.

2.4. Acceso, conexión e integración de proyectos de generación

El acceso y conexión de proyectos de generación al SIN, incluyendo proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se rigen por las disposiciones establecidas en la Ley 1715 de 2014, la Resolución CREG 025 de 1995, la Resolución CREG 075 de 2021, la Resolución CREG 174 de 2021, y aquellas que la modifiquen o complementen.

En este sentido, el Plan de Expansión considera el impacto del crecimiento de la generación sobre la red de transmisión y distribución, identificando necesidades de refuerzo del STN y del STR que permitan evitar condiciones de congestión, atrapamiento de energía o la adopción de medidas operativas extraordinarias que afecten la eficiencia del sistema.

2.5. Operación del sistema y criterios de confiabilidad

Los criterios de seguridad y confiabilidad considerados en los estudios de planeación se fundamentan en las disposiciones regulatorias que rigen la operación del SIN, incluyendo el cumplimiento de los límites técnicos de tensión, cargabilidad y capacidad de interrupción, así como la atención de contingencias sencillas.

La coordinación de la operación del sistema se realiza conforme a las funciones asignadas al operador del mercado y del sistema, en concordancia con las disposiciones regulatorias vigentes, garantizando la coherencia entre la planeación de largo plazo y la operación diaria del SIN.

2.6. Información técnica y fuentes de datos

Los estudios desarrollados en el marco del presente Plan de Expansión utilizan como insumo la información técnica reportada por los agentes del sistema eléctrico a través de los mecanismos establecidos por la regulación, incluyendo los aplicativos oficiales dispuestos para tal fin.

En particular, los parámetros eléctricos de la red, la topología del sistema y las condiciones operativas consideradas corresponden a la información suministrada por los transportadores y operadores de red, conforme a lo dispuesto en la **Circular CREG 014 de 2022** además de la información de los parámetros técnicos reportados al CND y CNO, por parte de los agentes transportadores y los OR, garantizando la trazabilidad, consistencia y transparencia del proceso de planeación.

2.7. Alcance del Plan de Expansión

El Plan de Expansión se desarrolla bajo un enfoque de corto, mediano y largo plazo, considerando horizontes de planeación de 3, 5 y superiores a 10 años, respectivamente. Las recomendaciones formuladas en el presente documento constituyen un insumo técnico para la toma de decisiones regulatorias y de inversión, sin perjuicio de los ajustes que puedan derivarse de la evolución de la demanda, la oferta de generación, las condiciones operativas del sistema y los cambios en el marco normativo.

3. Proyectos estructurales

A lo largo de este capítulo es presentado el detalle y alcance de cada una de la obras estructurales evaluadas y propuestas por la UPME en el PET 2025 – 2039. Dentro de cada subsección se presentan las condiciones de análisis utilizadas, la descripción de los resultados y las perspectivas de impacto que genera cada uno de los proyectos sobre el SIN colombiano y se finaliza con el análisis de beneficio-costos, clave de la decisión técnica y económica adelantada por la Unidad para cada proyecto evaluado.

3.1. Área Caribe

3.1.1. Cuarto banco de autotransformadores 500/110 kV en la subestación Chinú

3.1.1.1. Antecedentes

En los últimos ciclos de planeamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN), distintos informes de restricciones elaborados por XM y estudios de expansión de la UPME han evidenciado una creciente problemática de cargabilidad en los bancos de autotransformadores 500/110 kV de 150 MVA de la subestación Chinú. Esta situación se manifiesta tanto en condición de operación normal como, especialmente, bajo contingencias simples (N-1), donde las unidades existentes operan de manera recurrente en niveles cercanos o superiores a su capacidad nominal.

El Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones T3 de 2022⁷ identificó que, en el horizonte de largo plazo, el área Caribe presentaba sobrecargas en Chinú ante la indisponibilidad de uno de los transformadores, con cargabilidades próximas a la nominal incluso en estado normal. Esta tendencia fue confirmada posteriormente en el Informe Trimestral de Restricciones T3 de 2024⁸, donde XM concluyó que la instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV constituye la alternativa técnica para eliminar la restricción asociada a la contingencia sencilla en Chinú.

⁷ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2022). *Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones – T3 2022*. XM.

⁸ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2024). *Informe Trimestral de Restricciones – T3 2024*. XM.

Durante 2025, los informes trimestrales de abril y julio mantuvieron la misma señal⁹, reiterando que Chinú permanece dentro del listado de restricciones sin obra estructural en ejecución que permita eliminarlas (Tabla 10-6 del ITR julio 2025). Adicionalmente, en el histórico de obras propuestas (Tabla A-14-1), XM señala que la alternativa del cuarto transformador continúa siendo necesaria para mitigar riesgos operativos y reducir la probabilidad de demanda no atendida en el área.

De manera complementaria, las propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN – junio 2025¹⁰, documentan episodios reiterados de sobrecarga en los bancos de autotransformadores Chinú 1, 2 y 3, cada uno de 150 MVA. Según dichos registros, el banco de autotransformadores Chinú 1 ha superado en múltiples ocasiones su capacidad nominal en el lado de alta tensión, especialmente durante periodos de alta demanda en la subregión Córdoba – Sucre.

Si bien algunos proyectos de expansión aprobados por la UPME se proyectan como mitigadores parciales de la cargabilidad en Chinú, entre ellos, la Subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV, la subestación Nueva Sahagún 500/110 kV, el proyecto Refuerzo Montería y la Subestación Nueva Magangué 500/110 kV, los análisis demuestran que dichas obras no eliminan completamente la restricción y que el riesgo operativo persiste.

En este contexto, y con base en las condiciones identificadas en el planeamiento eléctrico de largo plazo y en el análisis operativo desarrollado por XM, la instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV en la subestación Chinú, junto con las bahías asociadas en 500 kV y 110 kV, se consolida como una obra indispensable para asegurar la confiabilidad del sistema en el área Caribe. Esta infraestructura resulta esencial para eliminar la sobrecarga estructural observada en los transformadores existentes, reducir la vulnerabilidad ante contingencias N-1 y garantizar márgenes adecuados de capacidad transformadora frente al crecimiento sostenido de la demanda en la región. De esta manera, la obra permite establecer condiciones seguras de operación, disminuir la exposición a restricciones recurrentes y fortalecer la resiliencia del sistema de transmisión regional.

⁹ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2025). *Informe Trimestral de Restricciones – julio de 2025*. XM.

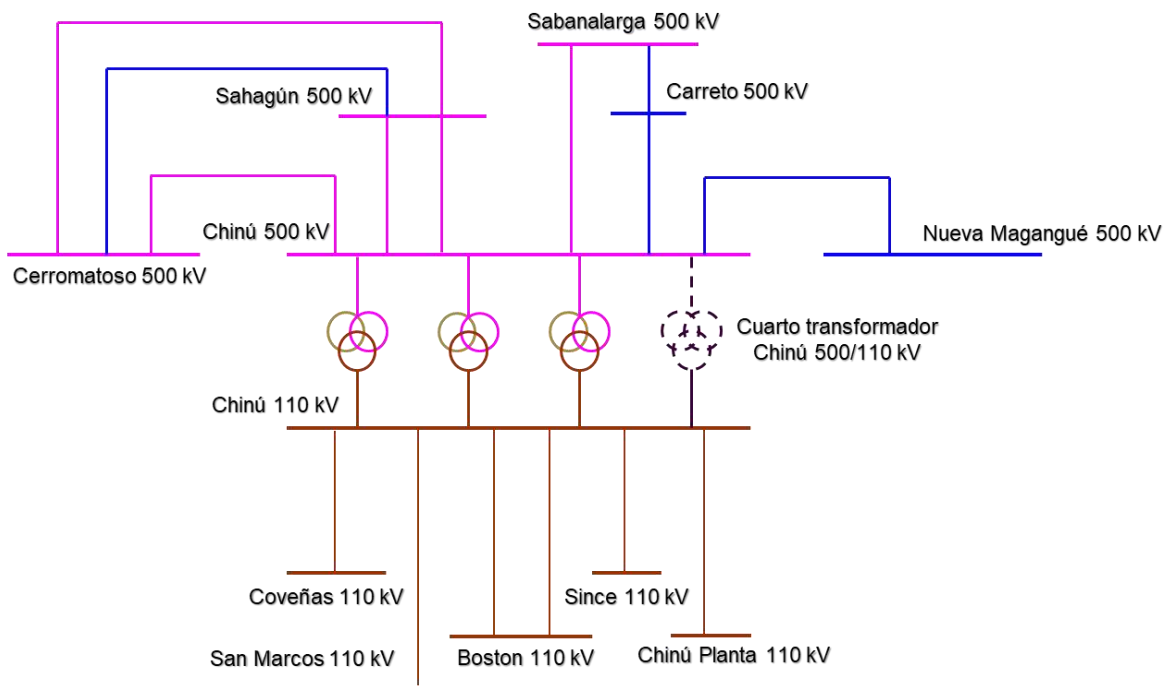
¹⁰ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2025). *Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del Sistema Interconectado Nacional – junio de 2025*. XM.

3.1.1.2. Proyecto propuesto

El proyecto consiste en la instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV en la subestación Chinú, con una capacidad nominal equivalente a las unidades existentes (150 MVA), así como la construcción de las bahías de transformación requeridas tanto en el nivel de 500 kV como en el nivel de 110 kV. Esta adición busca incrementar la capacidad transformadora disponible en el nodo Chinú, el cual constituye un punto crítico dentro del sistema de transmisión del área Caribe, donde se integran múltiples corredores de transporte y se alimentan cargas estratégicas del departamento de Córdoba y zonas adyacentes.

El proyecto se plantea como una respuesta estructural a las restricciones persistentes de cargabilidad reportadas en los transformadores actuales de la subestación, que presentan niveles elevados de utilización tanto en operación normal como bajo contingencias simples. La incorporación de una cuarta unidad permitirá redistribuir los flujos, disminuir la exposición a sobrecargas y aumentar la capacidad del sistema para atender el crecimiento de la demanda regional proyectado para el mediano y largo plazo.

En la Figura 3.1.1-1 Diagrama unifilar con el cuarto transformador Chinú 500/110 kV. se muestra el diagrama unifilar con la implementación del cuarto banco de autotransformadores Chinú 500/110 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-1 Diagrama unifilar con el cuarto transformador Chinú 500/110 kV.

La Fecha de Puesta en Operación (FPO) considerada para el desarrollo del proyecto es el **31 de diciembre de 2028**, en coherencia con el horizonte de análisis de la evaluación técnica y las necesidades identificadas en el planeamiento del SIN.

3.1.1.3. Análisis técnicos

3.1.1.3.1. Supuestos y Consideraciones

Para el análisis técnico del proyecto se emplearon los modelos eléctricos base utilizados por la UPME para el planeamiento operativo de largo plazo, los cuales incorporan la mejor información disponible respecto a la infraestructura existente, los proyectos aprobados y las proyecciones de demanda y generación del SIN.¹¹

El estudio considera:

- La topología del sistema eléctrico correspondiente a las condiciones actualizadas a diciembre de 2024.
- Los proyectos de transmisión aprobados y con ejecución prevista para el periodo de evaluación, incluyendo obras en STN y STR.
- Los proyectos de generación con FPO efectiva reportada hasta el 21 de abril de 2025.
- Las capacidades nominales de los bancos de autotransformadores 500/110 kV existentes en Chinú (150 MVA cada banco).
- Las condiciones operativas típicas del área Caribe, caracterizadas por elevados flujos hacia redes de 110 kV y alta sensibilidad a variaciones en el despacho regional.
- El criterio de evaluación de perfiles de tensión, cargabilidad de equipos y comportamiento del cortocircuito en operación normal y contingencia.

¹¹ Análisis realizado a través de la información encontrada en la Ventanilla Única de la UPME. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). *Resolución CREG 101_94 de 2025*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-94_2025.htm

a. Horizonte de análisis

El horizonte de evaluación comprende desde el 2028 al año 2037, lo cual permite cuantificar los impactos del proyecto a lo largo del tiempo¹².

Este horizonte es consistente con:

- Las necesidades de reforzamiento identificadas por XM en sus Informes Trimestrales de Restricciones.
- Las proyecciones de crecimiento de demanda del área Caribe utilizadas en los análisis de expansión, según la proyección realizada por la UPME para los años 2024 – 2038 (revisión diciembre 2024).
- La programación de entrada en operación de obras relevantes de transmisión y transformación en la región.
- Adicionalmente, se desarrolló una sensibilidad para los años 2028 y 2029, considerando posibles retrasos en obras asociadas al desempeño de Chinú. Esta sensibilidad permite identificar riesgos operativos adicionales y validar la robustez del proyecto frente a escenarios menos favorables de infraestructura.

b. Obras de expansión

El análisis incluye la totalidad de las obras de expansión aprobadas hasta el 31 de diciembre de 2024, incorporando tanto proyectos del STN como del STR con cronogramas vigentes.

En particular, se consideran como relevantes en el área de influencia:

- Subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV – FPO junio 2026.
- Subestación Nueva Sahagún 110 kV – FPO diciembre 2027.
- Refuerzo Montería – FPO diciembre 2027.
- Subestación Nueva Magangué 500/110 kV – FPO diciembre 2028.

Estas obras tienen impacto directo sobre los flujos en la red 110 kV del área Córdoba–Sucre y sobre el nivel de carga de los transformadores de Chinú. Sin embargo, los estudios demuestran que ninguna de ellas elimina la restricción estructural existente

¹² En concordancia con la Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998) y la *Resolución CREG 070 de 1998, por la cual se establecen criterios de confiabilidad y seguridad del SIN*. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0070_1998.htm

en Chinú bajo condición N-1, por lo que se mantiene la necesidad del proyecto propuesto.

Además, se consideró una sensibilidad para el análisis que involucra un retraso de 2 años en algunas de las obras mencionadas anteriormente quedando así:

- Subestación Nueva Sahagún 110 kV – FPO diciembre 2029.
- Refuerzo Montería – FPO diciembre 2029.
- Subestación Nueva Magangué 500/110 kV – FPO diciembre 2030.

Asimismo, el modelo incluye todos los proyectos de generación y demanda con FPO efectiva reportada hasta abril de 2025.

c. Escenarios de demanda y despacho de generación

A continuación, se presentan los escenarios de demanda y generación definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 3.1.1-1 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra del cuarto transformador de Chinú 500/110 kV.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME.
Dmed	Demanda media en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME.
Dmin	Demanda mínima en la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso según proyecciones UPME.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.1-2 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra del cuarto transformador de Chinú 500/110 kV.

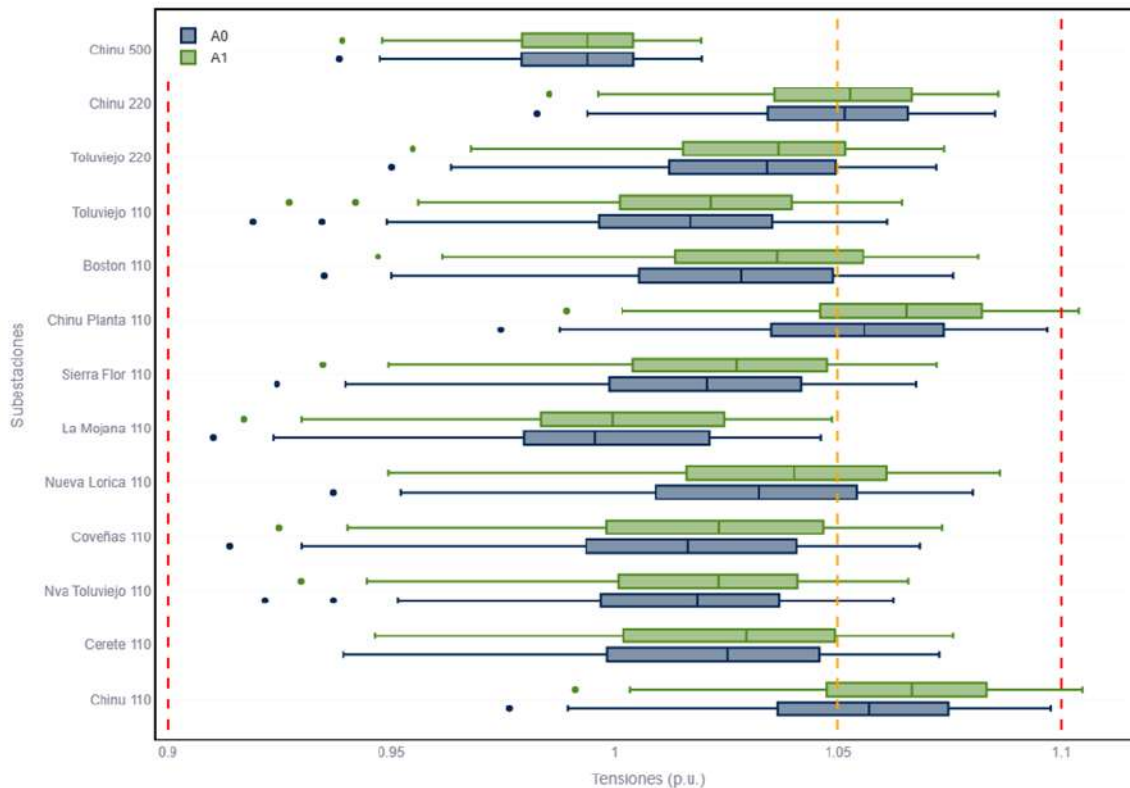
Escenario de generación	Descripción
G0	Despacho máximo en Caribe (primando despacho máximo en Córdoba-Sucre).
G1	Despacho mínimo en Caribe.
G2	Despacho mínimo en Caribe (primando despacho mínimo en Córdoba-Sucre).

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.1.1.3.2. Análisis de resultados caso base

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en DigSilent – Power Factory para el proyecto y se señala para cada parámetro observado y condición de operación los aspectos más relevantes en el análisis del caso base.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

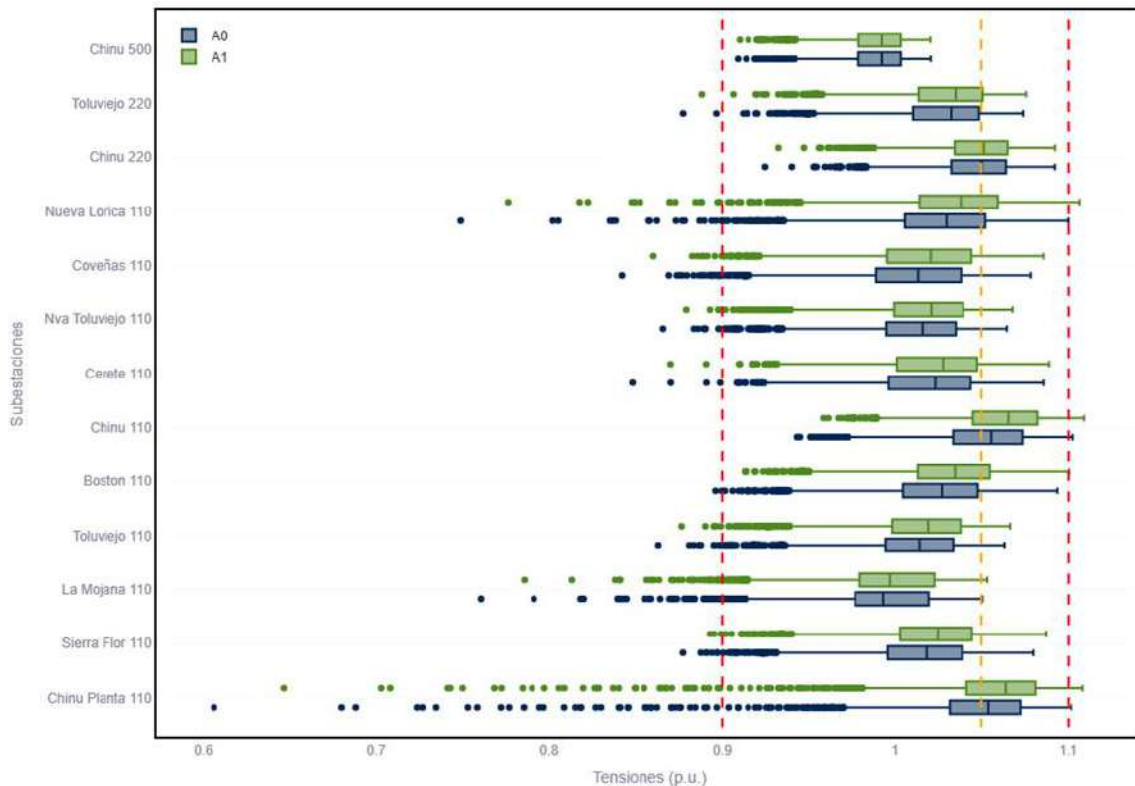


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-2 Resultados de las tensiones en red completa.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observa una mejora en el perfil de tensión en red completa en las subestaciones Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV, Nueva Toluviéjio 110 kV, entre otras.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

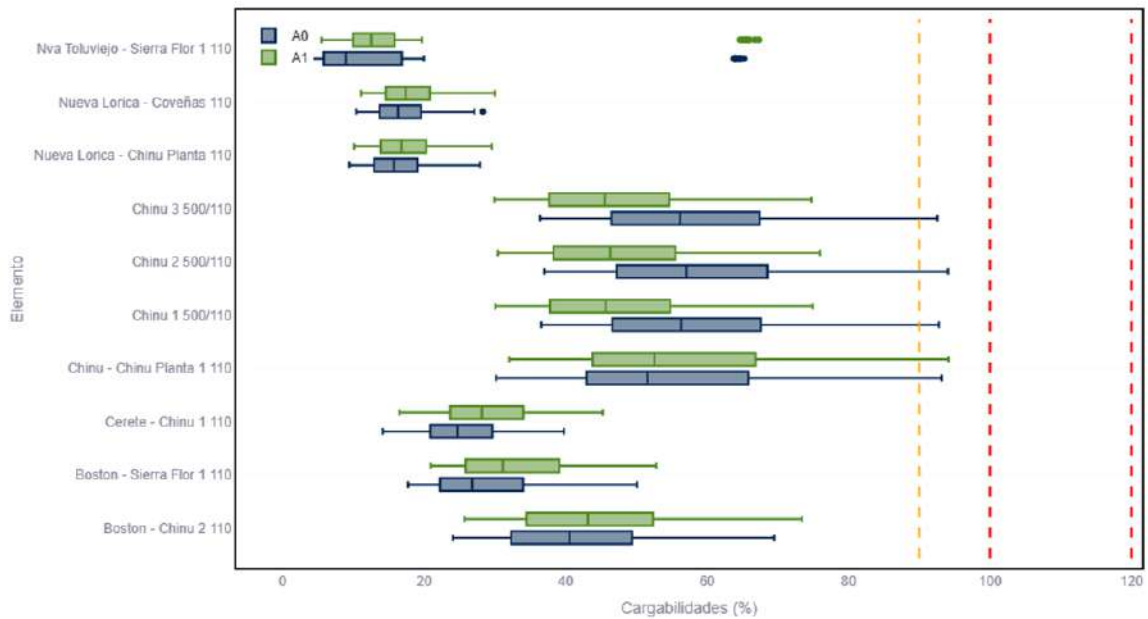


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-3 Resultados de las tensiones en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observa una mejora en el perfil de tensión ante contingencia N-1 en las subestaciones Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV, Nueva Toluviéjio 110 kV, entre otras.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

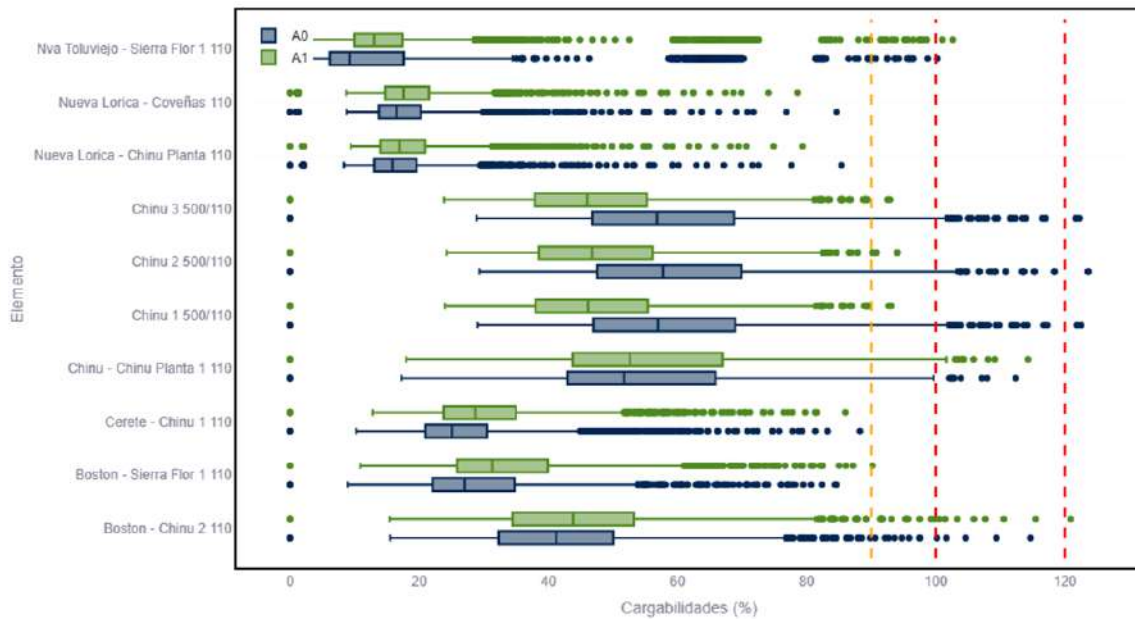


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-4 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observa una disminución considerable en la cargabilidad en red completa de los tres bancos de autotransformadores existentes de Chinú 500/110 kV, sin embargo, también ocasiona un aumento en la cargabilidad en operación normal de las líneas Boston – Chinú 110 kV, Boston – Sierra Flor 110 kV y Nueva Toluviejo – Sierra Flor 110 kV.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

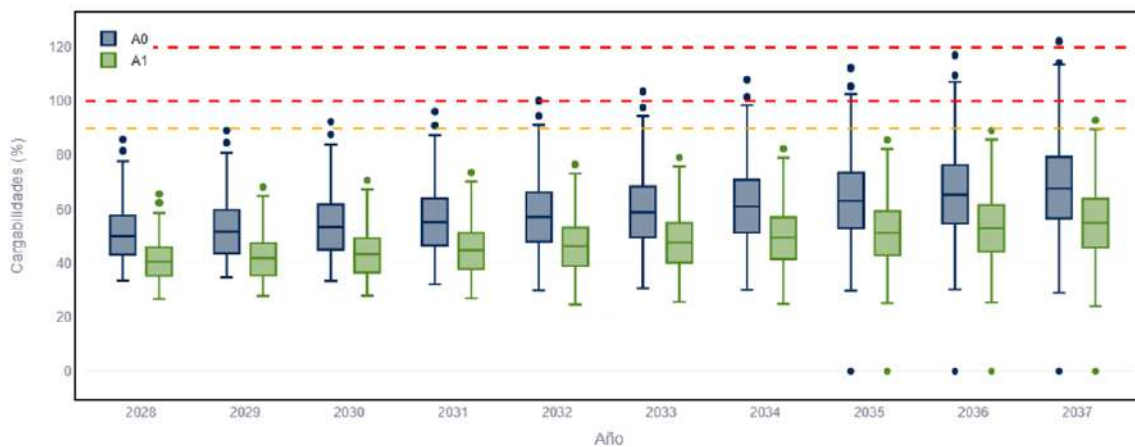


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-5 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observa una disminución considerable en la cargabilidad ante contingencia N-1 de los tres bancos de autotransformadores existentes de Chinú 500/110 kV, sin embargo, también ocasiona un aumento en la cargabilidad ante contingencia N-1 de las líneas Boston – Chinú 110 kV, Boston – Sierra Flor 110 kV y Nueva Toluviejo – Sierra Flor 110 kV.

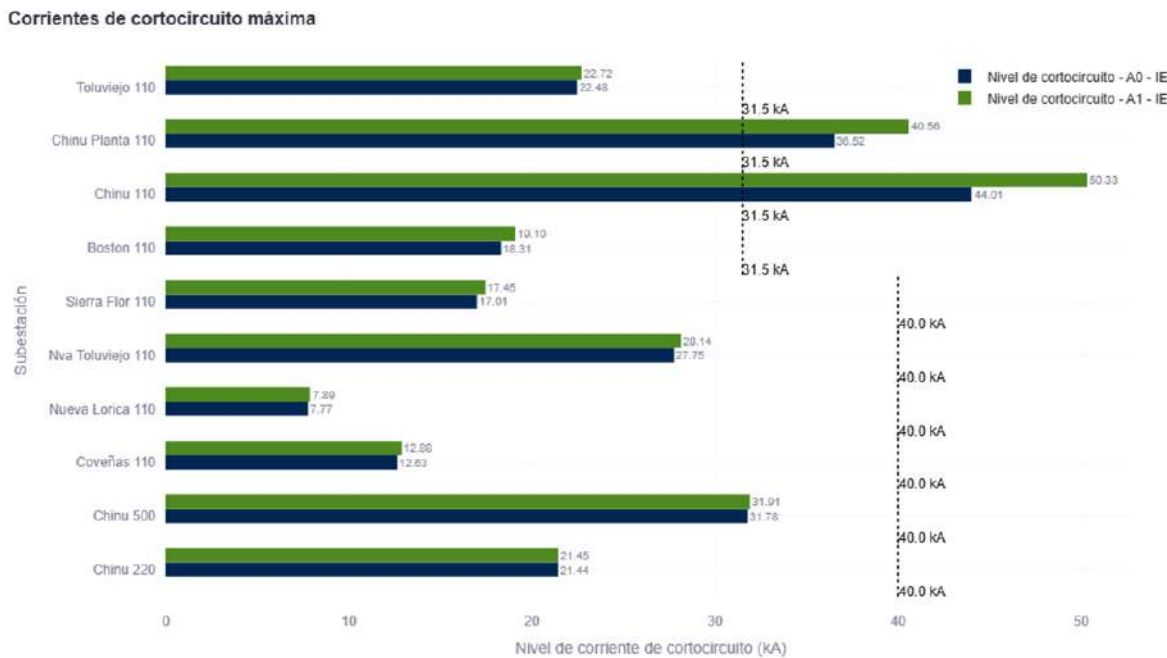
Diagrama de Bloques de Cargabilidades para el elemento Chinú 1 500/110 - C: Todas



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-6 Resultados del nivel de carga en Chinú 1 500/110 kV en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observa una disminución considerable en la cargabilidad ante contingencia N-1 del banco de autotransformadores Chinú 1 500/110 kV, el cual presenta el mayor nivel de cargabilidad de los tres existentes.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-7 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.

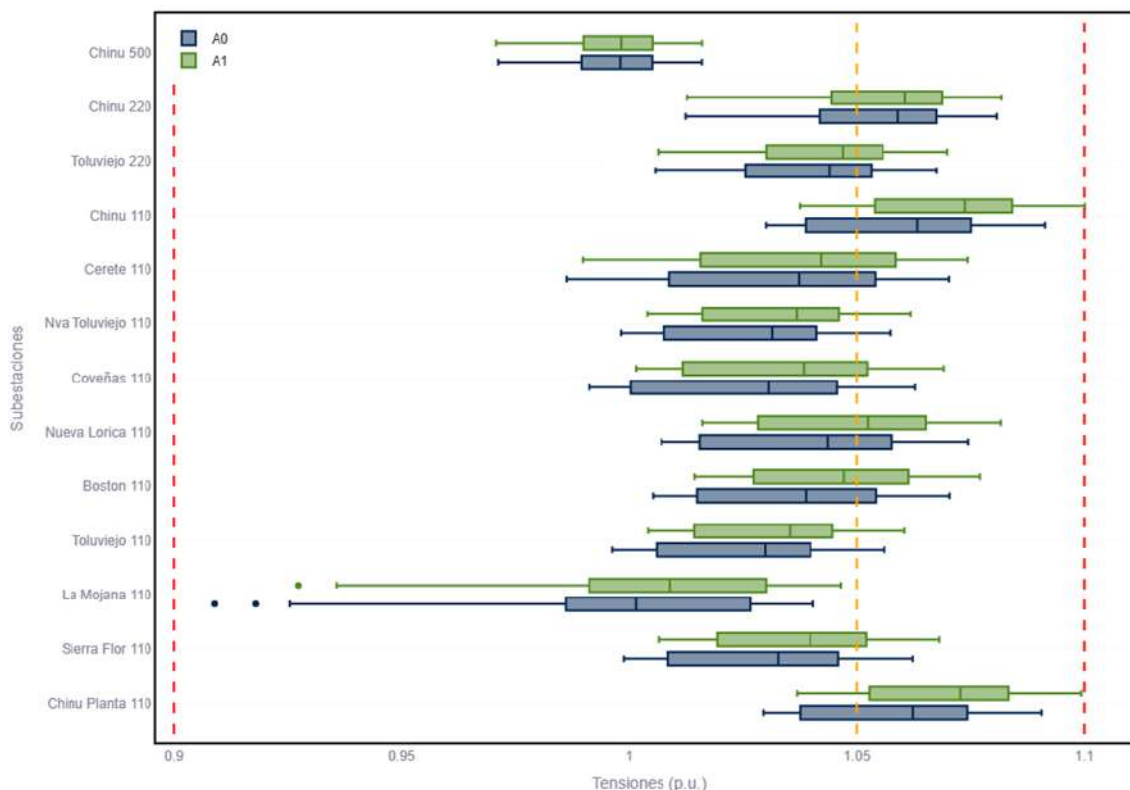
Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, se observan **impactos relevantes en términos de incremento del nivel de la corriente de cortocircuito** principalmente en las subestaciones Chinú Planta 110 kV y Chinú 110 kV. Dado que para tales subestaciones el agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito es una condición previa, la solución

corresponde en primera instancia a la gestión de los transmisores y/o operadores de red responsables de los activos que presentan la limitación¹³.

3.1.1.3.3. Análisis de resultados sensibilidad (atraso de 2 años en obras dentro del área de influencia)

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en DigSilent – Power Factory para el proyecto y se señala para cada parámetro observado y condición de operación los aspectos más relevantes en el análisis de la sensibilidad planteada como el atraso (2 años) de algunas de las obras de expansión ubicadas en el área de influencia del proyecto.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



¹³ Esto definido en el marco de la *Resolución CREG 022 de 2001 de la CREG*; por la cual se establecen los criterios para la expansión, reposición y adecuación del Sistema de Transmisión Nacional. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

Además de los criterios establecidos en la *Resolución CREG 015 de 2018 por la cual se establecen los criterios para la clasificación, aprobación y ejecución de proyectos del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local*. República de Colombia.

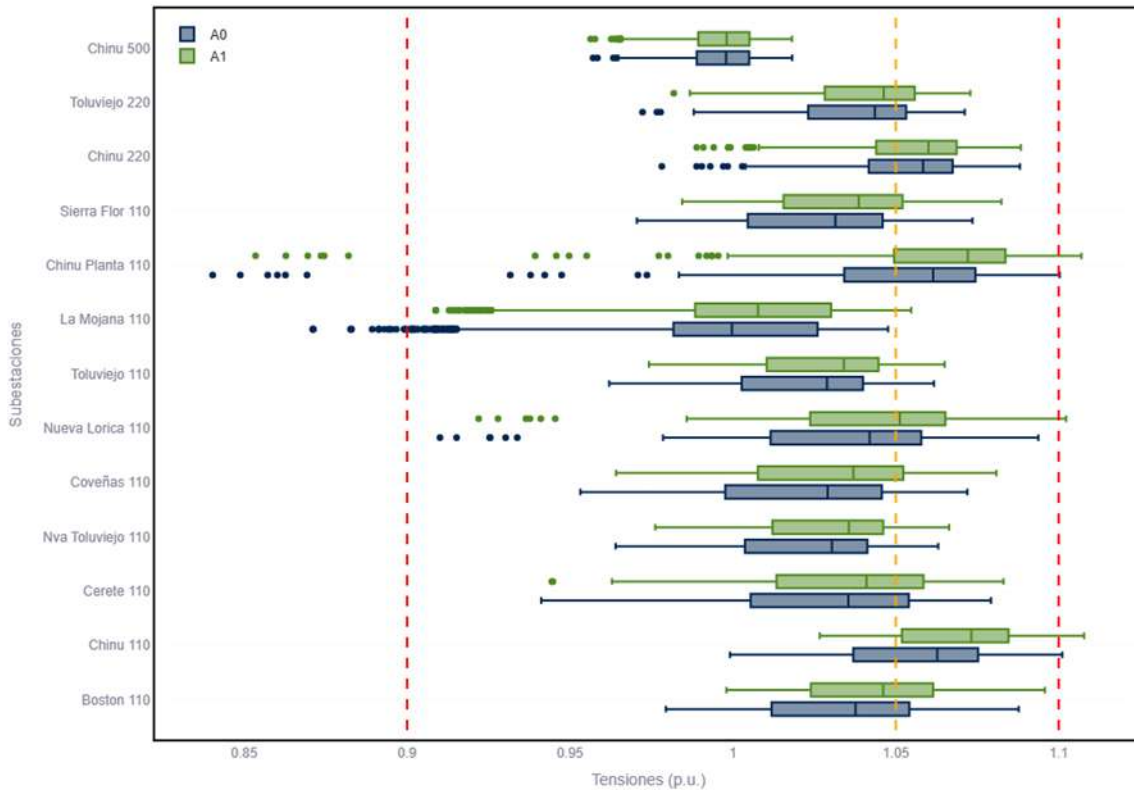
[https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-8 Resultados de las tensiones en red completa.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observa una mejora en el perfil de tensión en red completa en las subestaciones Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV, Nueva Toluviejo 110 kV, entre otras.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

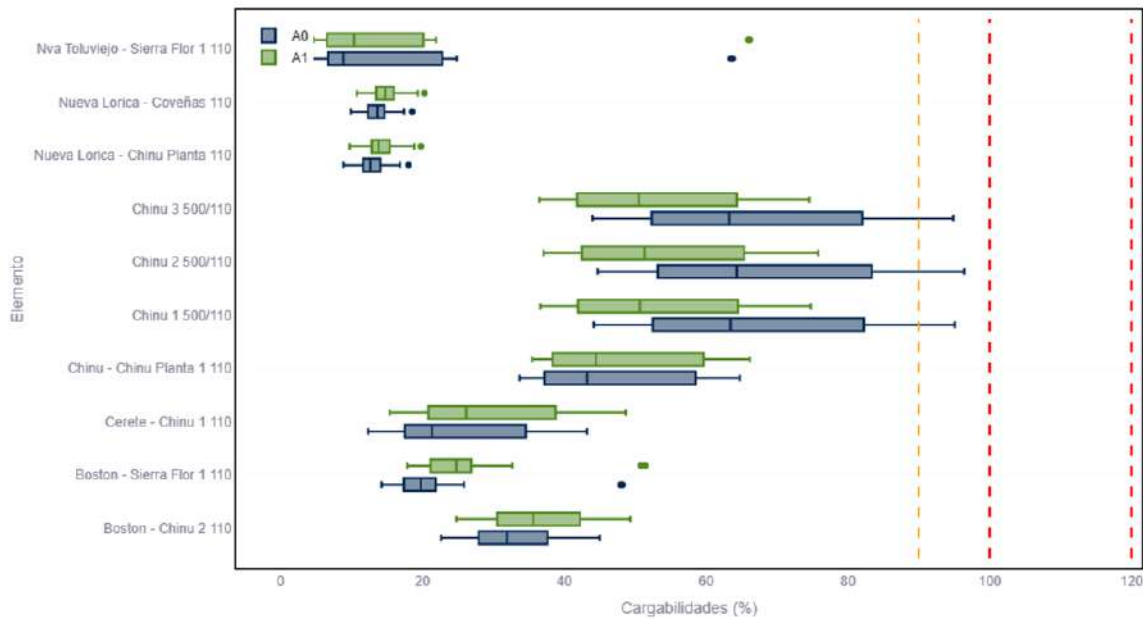


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-9 Resultados de las tensiones en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de transformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observa una mejora en el perfil de tensión ante contingencia N-1 en las subestaciones Chinú Planta 110 kV, La Mojana 110 kV, Cereté 110 kV, Nueva Lórica 110 kV, Nueva Toluviejo 110 kV, entre otras.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

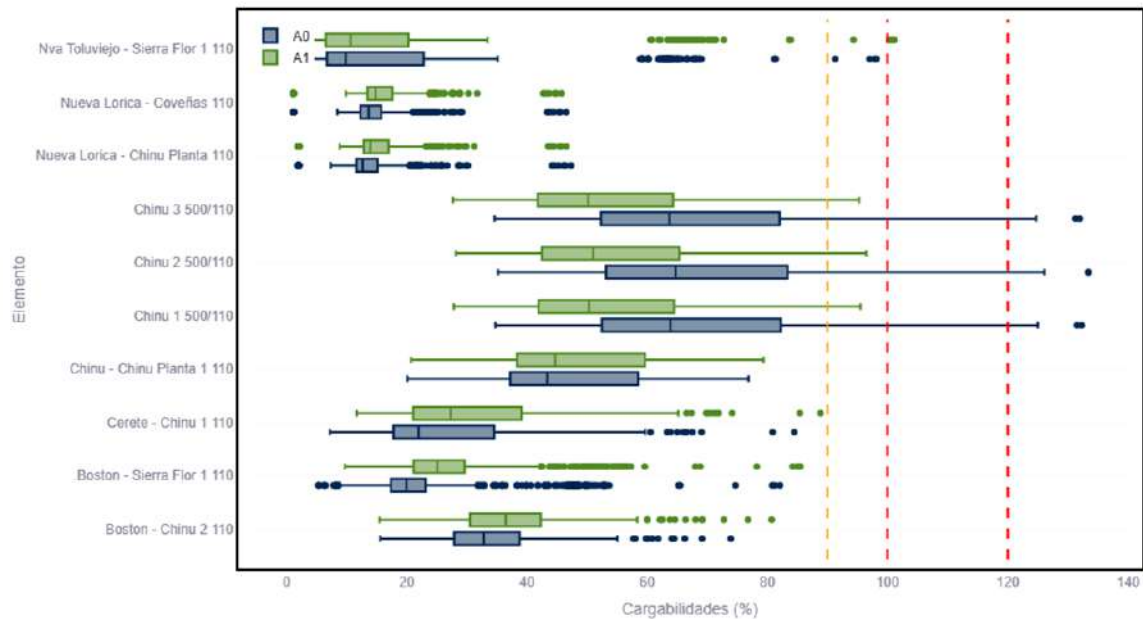


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-10 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observa una disminución considerable en la cargabilidad en operación normal de los tres bancos de autotransformadores existentes de Chinú 500/110 kV, sin embargo, también ocasiona un aumento en la cargabilidad en operación normal de las líneas Boston – Chinú 110 kV, Boston – Sierra Flor 110 kV y Nueva Toluviejo – Sierra Flor 110 kV.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

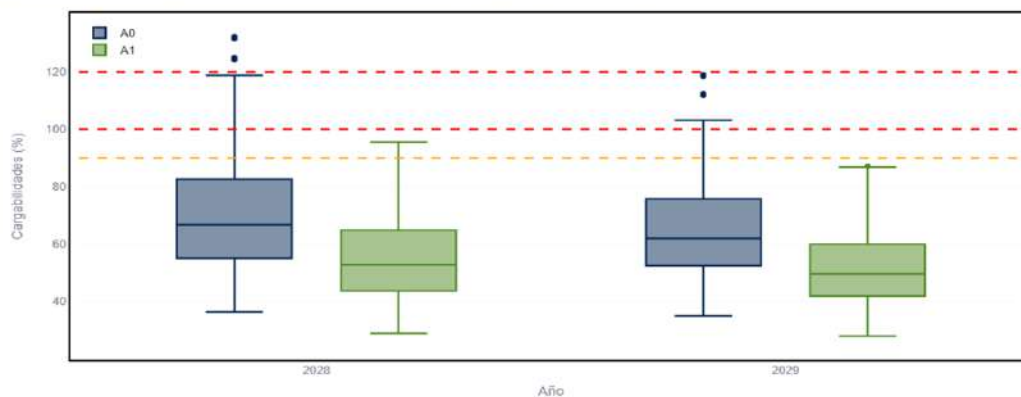


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-11 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observa una disminución considerable en la cargabilidad ante contingencia N-1 de los tres bancos transformadores existentes de Chinú 500/110 kV, sin embargo, también ocasiona un aumento en la cargabilidad ante contingencia N-1 de las líneas Boston – Chinú 110 kV, Boston – Sierra Flor 110 kV y Nueva Toluvejo – Sierra Flor 110 kV.

Diagrama de Bloques de Cargabilidades para el elemento Chinú 1 500/110 - C: Todas

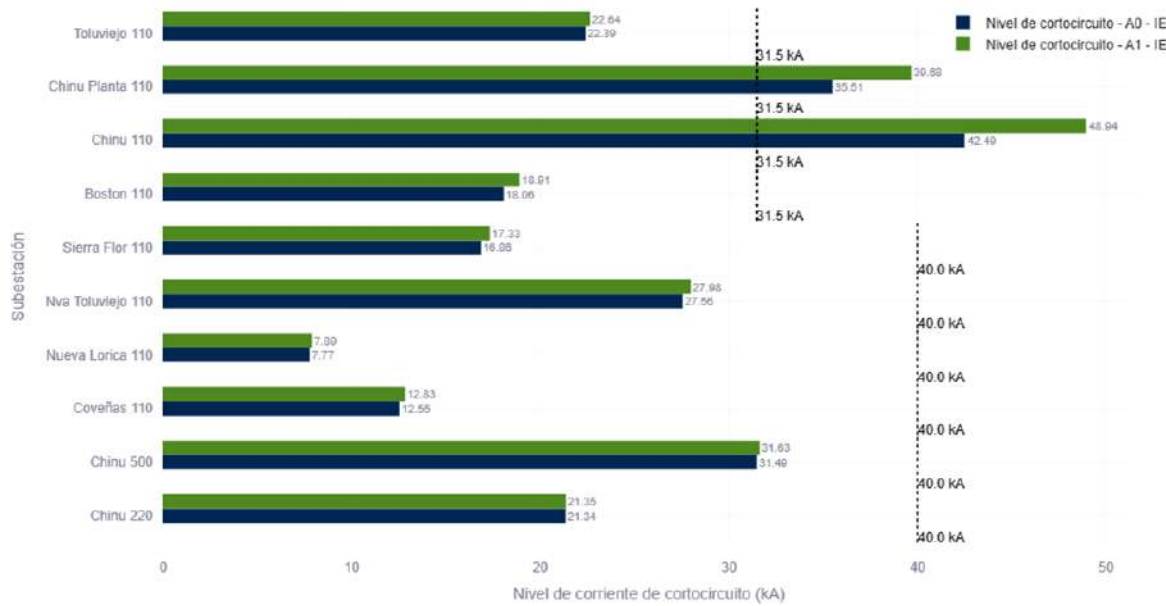


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-12 Resultados del nivel de carga en Chinú 1 500/110 kV en contingencia N-1.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observa una disminución considerable en la cargabilidad ante contingencia N-1 de los restantes bancos de autotransformadores existentes en Chinú 500/110 kV.

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.1-13 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito.

Con la entrada en operación del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV, teniendo en cuenta la sensibilidad para los años 2028 y 2029, se observan impactos relevantes en términos de incremento superior al 10% del nivel de la corriente de cortocircuito principalmente en las subestaciones Chinú Planta 110 kV y Chinú 110 kV. Dado que para tales subestaciones el agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito es una condición previa, la solución corresponde en primera instancia a la gestión de los transmisores y/o operadores de red responsables de los activos que presentan la limitación.

3.1.1.4. Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la

obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

3.1.1.4.1. **Costos**

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta a partir de los valores de referencia de unidades constructivas para activos del STR y del STN¹⁴. Con esta información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

En la siguiente tabla se presentan los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

**Tabla 3.1.1-3 Costo de la obra del cuarto banco de autotransformadores de Chinú
500/110 kV en UC.**

Descripción	Costo en USD
Costo del STN (VPN)	\$ 667.863,37
Costo del STR (VPN)	\$ 2.071.366,82
Total (VPN)	\$ 2.739.230,19

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.1.1.4.2. **Beneficios**

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida, esto, debido a condiciones de baja tensión y principalmente a sobrecargas tanto en red completa como en contingencia N-1.

Beneficios caso base (VPN) en USD = \$ 5.573.717,13

Beneficios sensibilidad (VPN) en USD = \$ 18.494.615,58

¹⁴ Los costos de referencias para las unidades constructivas se calculan a partir de los listados contenidos en, para las unidades constructivas de activos en el STR, la resolución CREG 015 de 2018 y para las unidades constructivas de activos en el STR, la resolución CREG 011 de 2009. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0011_2009.htm

3.1.1.4.3. Relación Beneficio/Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la obra. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación beneficio / costo resulta ser superior a 1.

Tabla 3.1.1-4 Relación beneficio/costo del cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV.

Descripción	Costo en USD (caso base)	Costo en USD (sensibilidad)
Costo en USD	\$ 2.739.230,19	\$ 2.739.230,19
Beneficios (VPN)	\$ 5.573.717,13	\$ 18.494.615,58
Relación B / C	2,035	6,752

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.1.1.5. Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación (FPO) considerada para el cuarto banco de autotransformadores de Chinú 500/110 kV y sus bahías de transformación en 500 kV y en 110 kV, está programada para el 31 de diciembre de 2028, en coherencia con el horizonte de análisis de la evaluación técnica, las necesidades identificadas en el planeamiento del SIN y los tiempos establecidos por la UPME.

3.1.1.6. Conclusiones

El proyecto mejora la confiabilidad del área Caribe al eliminar la sobrecarga estructural en los bancos de autotransformadores 500/110 kV existentes de Chinú, fortaleciendo la capacidad de atención de la demanda y la seguridad operativa ante contingencias N-1. Asimismo, refuerza el soporte de tensión y la operación de la red 110 kV asociada (Chinú Planta, La Mojana, Cereté, Nueva Lorica y Nueva Toluviejo), reduciendo las restricciones recurrentes del nodo y disminuyendo la exposición a posibles eventos de demanda no atendida en la región. Con lo anterior disminuye la DNA en la zona, permitiendo estimar beneficios que hacen viable el proyecto con una relación beneficio costo que puede variar entre 2,035 - 6,752.

3.1.1.7. Recomendaciones

Se recomienda la entrada en operación de un cuarto banco de autotransformadores Chinú 500/110 kV y sus bahías de transformación a nivel de 500 kV y 110 kV, con una FPO para el 31 de diciembre de 2028.

Estudiar la viabilidad de una obra de expansión a nivel del STR ejecutada por el Operador de Red para mitigar el aumento de sobrecarga en el circuito Chinú – Boston – Sierra Flor – Nueva Toluviejo 110 kV.

Para las subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito gestionar la solución por los transmisores y/o operadores de red responsables de los activos que presentan la limitación.

3.1.2. Instalación de un reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV

3.1.2.1. Antecedentes

La obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, incluida en el Segundo Paquete de Obras Urgentes y aprobada por la UPME, fue estructurada para reforzar la capacidad de transporte, mejorar la confiabilidad del suministro¹⁵ y resolver las restricciones estructurales presentes en el corredor Chinú – Sincé – Magangué - Mompox. Su diseño se fundamentó en la necesidad de habilitar un nuevo punto de transformación 500/110 kV en la subregión y de fortalecer el eje de transmisión en 500 kV hacia el norte del país.

Dentro del análisis técnico utilizado para justificar esta obra principal, se evaluó el comportamiento eléctrico del nuevo tramo Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV, incluyendo sus flujos, niveles de tensión y desempeño bajo contingencias. No obstante, si bien el estudio original evidenció la necesidad de gestionar los efectos asociados a la longitud del corredor y a los perfiles de tensión en condiciones específicas de operación, no se desarrolló de manera explícita el diseño detallado del esquema de compensación reactiva requerido en esta línea, el cual quedó sujeto a análisis complementarios posteriores.

Como parte del proceso de ingeniería y del refinamiento del diseño, se identificó la necesidad de incorporar reactores en el nuevo circuito 500 kV, con el fin de controlar

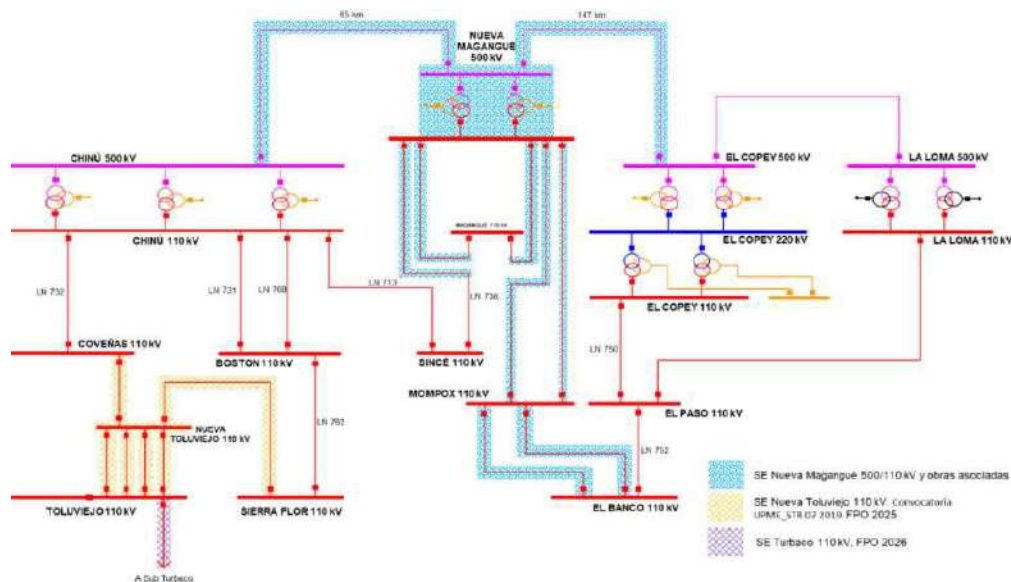
¹⁵ En marco de la *Resolución CREG 070 de 1998 por la cual se establecen criterios de seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional*. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0070_1998.htm

el efecto Ferranti, gestionar la sobretensión en vacío y garantizar un comportamiento estable tanto en estado estacionario como dinámico. Estos requerimientos se originan directamente de la infraestructura aprobada en la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas” y constituyen una ampliación técnica inherente a su correcta implementación, más no un proyecto independiente¹⁶.

En ese sentido, los reactores de línea aquí evaluados deben entenderse como una obra de ampliación derivada del proyecto principal, necesaria para asegurar que el nuevo corredor Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV opere dentro de los límites de tensión establecidos por la regulación y cumpla los criterios N-1 exigidos para el STN. Este apartado presenta los análisis técnicos específicos incluyendo estudios eléctricos detallados que permiten confirmar la magnitud y configuración requerida para dichos reactores, manteniendo coherencia con el marco técnico, operativo y regulatorio bajo el cual fue aprobada la obra original.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de toda la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”.



Fuente: AFINIA – Proyecto subestación nueva Magangué 500/110 kV y Líneas asociadas

Figura 3.1.2-1 Diagrama unifilar de la obra subestación “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”.

¹⁶ Guardando relación con los parámetros de la Resolución CREG 070 de 1998, por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

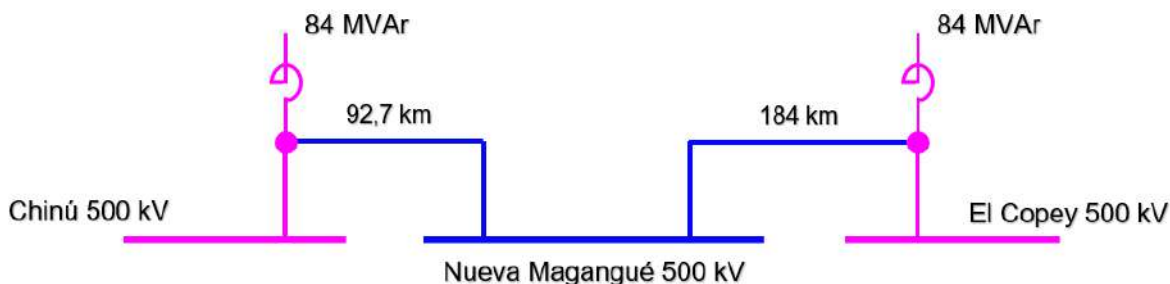
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0070_1998.htm

3.1.2.2. Proyecto propuesto

El proyecto propuesto consiste en la instalación de reactores en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV, como una ampliación técnica complementaria de la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, aprobada previamente. Esta ampliación no modifica el alcance funcional del proyecto original, sino que asegura la correcta operación del nuevo tramo en 500 kV, garantizando el cumplimiento de los criterios de tensión, estabilidad y operación N-1 del STN.¹⁷

La necesidad de estos reactores se deriva de las características eléctricas del corredor aprobado, cuya longitud y topología generan condiciones que requieren compensación inductiva para controlar el efecto Ferranti, las sobretensiones en vacío y los perfiles de tensión bajo escenarios de baja demanda. Por esta razón, la instalación de los reactores se constituye en una obra asociada e inherente a la infraestructura de Nueva Magangué y no en un proyecto independiente.

En la siguiente figura se muestra la configuración del corredor Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV y sus reactores, tal como quedó aprobada en la obra de expansión “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

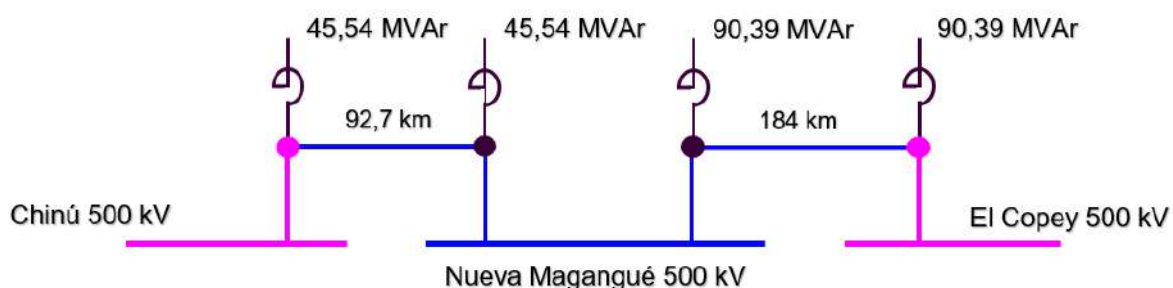
Figura 3.1.2-2 Diagrama unifilar del corredor Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV de la obra de expansión “Subestación Nueva Magangué 500 kV y obras asociadas”.

¹⁷ En el marco de la Resolución CREG 022 de 2001 por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

Como parte de la ingeniería detallada se analizaron cuatro alternativas de implementación para la compensación reactiva del corredor en 500 kV, considerando distintos grados de compensación y configuraciones de instalación:

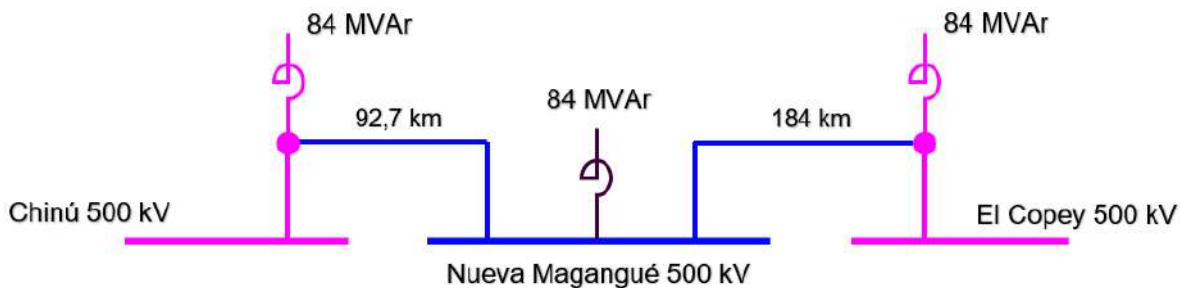
- Alternativa 1: Instalación de reactores de línea en los dos extremos de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV con un valor de 45,54 MVAR y en los dos extremos de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV con un valor de 90,39 MVAR, ambos con un valor de compensación del 75%, y, sin conservar los existentes de 84 MVAR ubicados en los extremos de las subestaciones Chinú 500 kV y Copey 500 kV. En la siguiente figura se muestra el unifilar de la alternativa 1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-3 Diagrama unifilar de la alternativa 1.

- Alternativa 2: Instalación de un reactor de barra de 84 MVAR en la subestación Nueva Magangué 500 kV, conservando los reactores de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Chinú 500 kV y al extremo de la subestación Copey 500 kV. En la siguiente figura se muestra el unifilar de la alternativa 2.

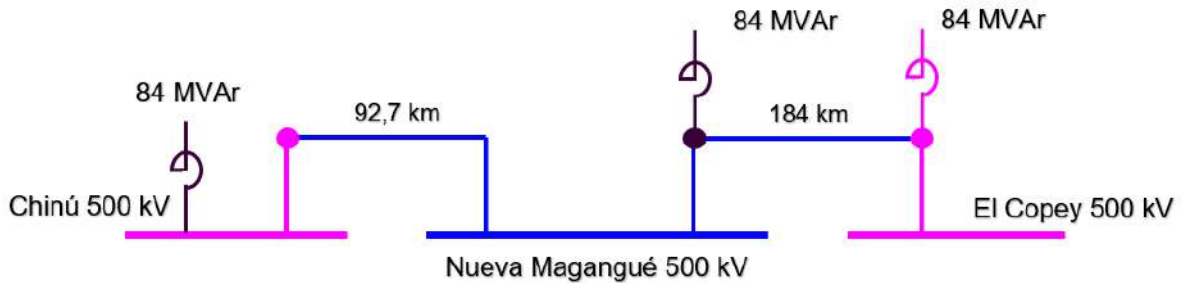


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-4 Diagrama unifilar de la alternativa 2.

- Alternativa 3: Traslado del reactor de línea de 84 MVAR ubicado al extremo de Chinú 500 kV de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV a la barra de la

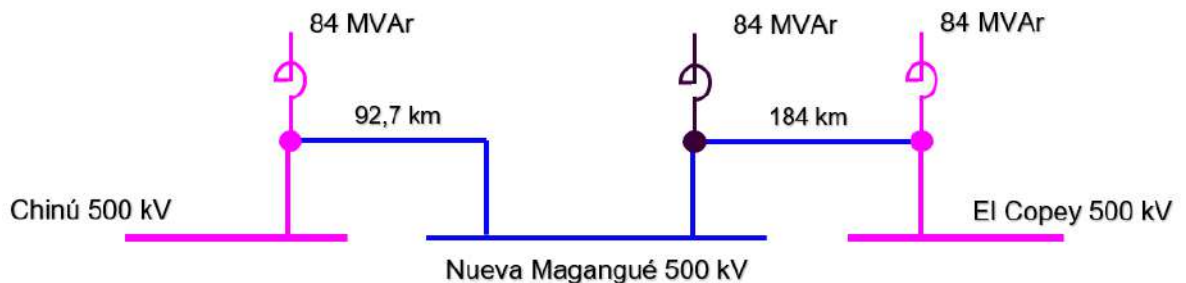
subestación Chinú 500 kV e instalación de un reactor de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Nueva Magangué 500 kV en la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV, conservando el reactor de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Copey 500 kV. En la siguiente figura se muestra el unifilar de la alternativa 3.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-5 Diagrama unifilar de la alternativa 3.

- Alternativa 4: Instalación de un reactor de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Nueva Magangué 500 kV en la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV, conservando los reactores de línea de 84 MVAR al extremo de la subestación Chinú 500 kV y al extremo de la subestación Copey 500 kV. En la siguiente figura se muestra el unifilar de la alternativa 4.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-6 Diagrama unifilar de la alternativa 4.

3.1.2.3. Análisis técnicos

3.1.2.3.1. Supuestos y Consideraciones

Para el análisis técnico del proyecto se emplearon los modelos eléctricos base utilizados por la UPME para el planeamiento operativo de largo plazo, los cuales incorporan la mejor información disponible respecto a la infraestructura existente, los proyectos aprobados y las proyecciones de demanda y generación del SIN.

El estudio considera:

- El modelo de red utilizado en su momento en el análisis de la obra de expansión “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, el cual incluye todas las obras de expansión, proyectos de generación y cargas aprobadas hasta el 27 de septiembre de 2024.
- Los parámetros eléctricos de las líneas Chinú - Nueva Magangué 500 kV (92,7 km) y Nueva Magangué - Copey 500 kV (184 km). La siguiente tabla muestra los parámetros de ambas líneas.

Tabla 3.1.2-1 Parámetros de las líneas Chinú - Nueva Magangué 500 kV y Nueva Magangué - Copey 500 kV.

R1 (Ω /km)	0,0281
X1 (Ω /km)	0,311618
B1 (μ S/km)	5,2405
R0 (Ω /km)	0,2182
X0 (Ω /km)	1,00253
B0 (μ S/km)	2,8588
I (A)	2400

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

- Asumir como base de estudio un valor de compensación al 75%, dado que garantiza un equilibrio técnico entre control de tensión y rango admisible de resonancia.
- Los reactores de línea al extremo de la subestación Chinú 500 kV (84 MVAR) de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV y al extremo de la subestación Copey 500 kV de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV (84 MVAR), como base para la evaluación de algunas alternativas.
- El criterio de evaluación de perfiles de tensión y cargabilidad de equipos en operación normal y contingencia.
- La verificación de frecuencias de resonancia resultantes y alejadas de los 60 Hz del sistema.
- El análisis dinámico (RMS) se realizó únicamente para las Alternativas 1 y 4, puesto que: la alternativa 1 representa la configuración técnicamente más robusta y mostró mejor desempeño en los resultados de estado estacionario, por tanto, requería validación dinámica; y la alternativa 4 fue la opción con ventaja operacional/económica (aprovechamiento de activos existentes) y cumplió en estado estacionario, por consiguiente, su comportamiento dinámico debía confirmarse para validar la recomendación.

- En el análisis dinámico (RMS) se evaluaron dos casos de secuencia de energización donde los transformadores de Nueva Magangué 500/110 kV estaban fuera de servicio (no operando), esto, para representar la condición de energización del corredor sin carga transformacional inmediata; y un tercer caso donde falla el reactor al extremo de Chinú 500 kV.

Estas consideraciones permiten representar de manera precisa el comportamiento del corredor en operación normal, ante contingencias, durante procesos de energización y frente a fallas en los reactores.

a. Horizonte de análisis

El horizonte de análisis se definió de acuerdo con las condiciones operativas futuras estimadas para el sistema con la entrada en operación de la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, considerando:

- Estado estacionario: evaluación desde 2028 hasta 2033, periodo en el cual la obra se integra plenamente al STN y su efecto sobre tensiones y cargabilidad es más relevante.
- Estudio dinámico (RMS): análisis realizado para el año 2028, año crítico por representar la condición inicial de operación del nuevo corredor con la infraestructura prevista.

Este horizonte permite capturar las condiciones de carga, generación y operatividad asociadas al ingreso del refuerzo y garantiza que los reactores se evalúen bajo el mismo marco temporal del proyecto principal.

b. Obras de expansión

Para los análisis tanto en estado estacionario como dinámico se utilizó la topología del mismo modelo de red del estudio de la obra de expansión “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, lo que incluye:

- Todas las obras de expansión, refuerzos, nuevas subestaciones y líneas aprobadas antes del 27 de septiembre de 2024.
- Todos los proyectos de generación con fechas de entrada previstas dentro del horizonte de análisis.
- Los crecimientos de carga aprobados en dicho modelo.

Esta base de red representa de manera precisa el estado futuro del sistema al momento de la entrada en operación del corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV.

Los reactores evaluados se incorporaron sobre este modelo, manteniendo la coherencia con la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas” y garantizando que el análisis refleja las interacciones reales de la compensación reactiva con la red.

c. Escenarios de demanda y despacho de generación

A continuación, se presentan los escenarios de demanda y generación definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas en estado estacionario.

Tabla 3.1.2-2 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en estado estacionario.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en Caribe con proyección UPME.
Dmed	Demanda media en Caribe con proyección UPME.
Dmin	Demanda mínima en Caribe con proyección UPME.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.2-3 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en estado estacionario.

Escenario de generación	Descripción
G1	Despacho con máxima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso, y mínima en GCM.
G2	Despacho con mínima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso y GCM.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

A continuación, se presentan los escenarios de demanda y generación definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas en análisis dinámico (RMS).

Tabla 3.1.2-4 Escenarios de demanda considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en análisis dinámico (RMS).

Escenario de demanda	Descripción
Dmed	Demanda media en Caribe con proyección UPME.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.2-5 Escenarios de despacho de generación considerados para el análisis de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV en análisis dinámico (RMS).

Escenario de generación	Descripción
G2	Despacho con mínima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso y GCM.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

d. Análisis de resultados de frecuencia de resonancia

A continuación, se presentan las frecuencias de resonancia calculadas para las líneas Chinú - Nueva Magangué 500 kV y Nueva Magangué - Copey 500 kV, para cada una de las alternativas planteadas.

Tabla 3.1.2-6 Frecuencia de resonancia de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV para cada una de las alternativas.

Alternativa	Compensación línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV (MVar)	Frecuencia de resonancia (Hz)
1	91,08	51,96
2	84,00	49,89

Alternativa	Compensación línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV (MVar)	Frecuencia de resonancia (Hz)
3	0,00	0,00
4	84,00	49,89

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.2-7 Frecuencia de resonancia de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV para cada una de las alternativas.

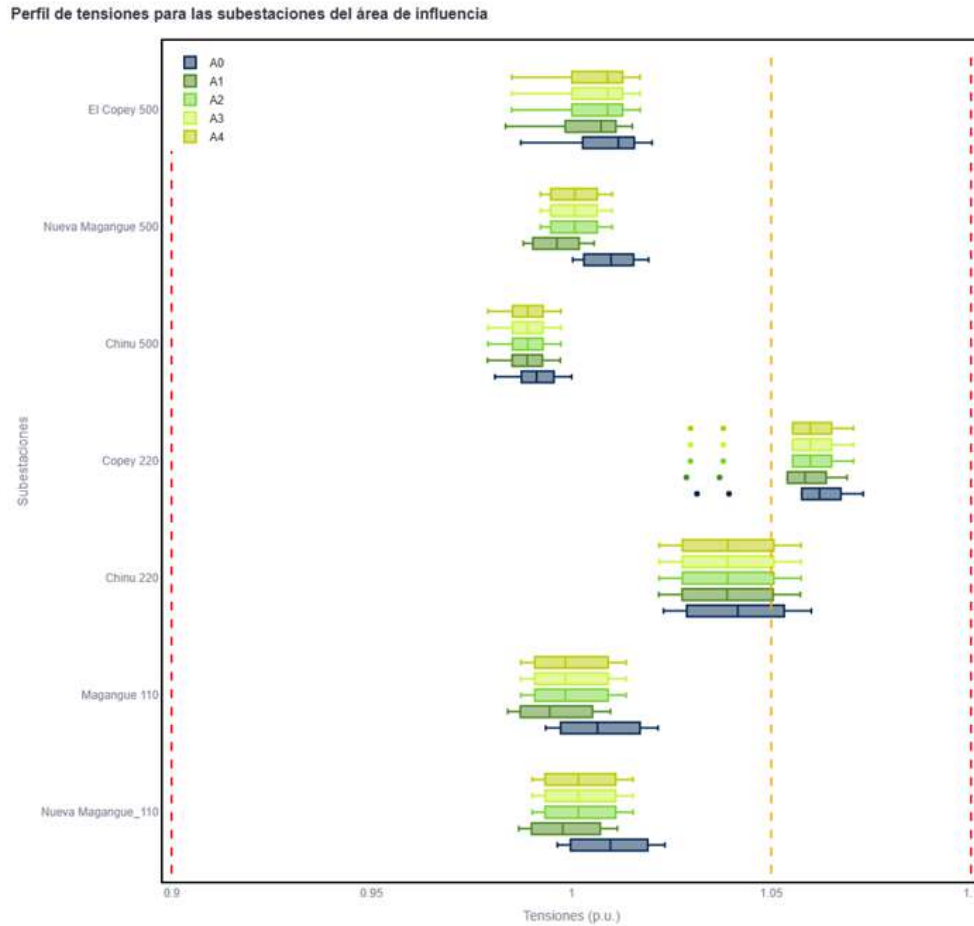
Alternativa	Compensación línea Nueva Magangué - Copey 500 kV (MVar)	Frecuencia de resonancia (Hz)
1	180,79	51,96
2	84,00	35,42
3	168,00	50,08
4	168,00	50,08

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Los resultados de frecuencia de resonancia mostrados en las anteriores tablas indican que ninguna de las cuatro alternativas presenta un riesgo de resonancia, pues las frecuencias están alejadas de los 60 Hz de operación del SIN.

3.1.2.3.2. Análisis de resultados estado estacionario

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en DigSilent – Power Factory para el proyecto, indicando para cada parámetro observado los aspectos más relevantes en el análisis de estado estacionario.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

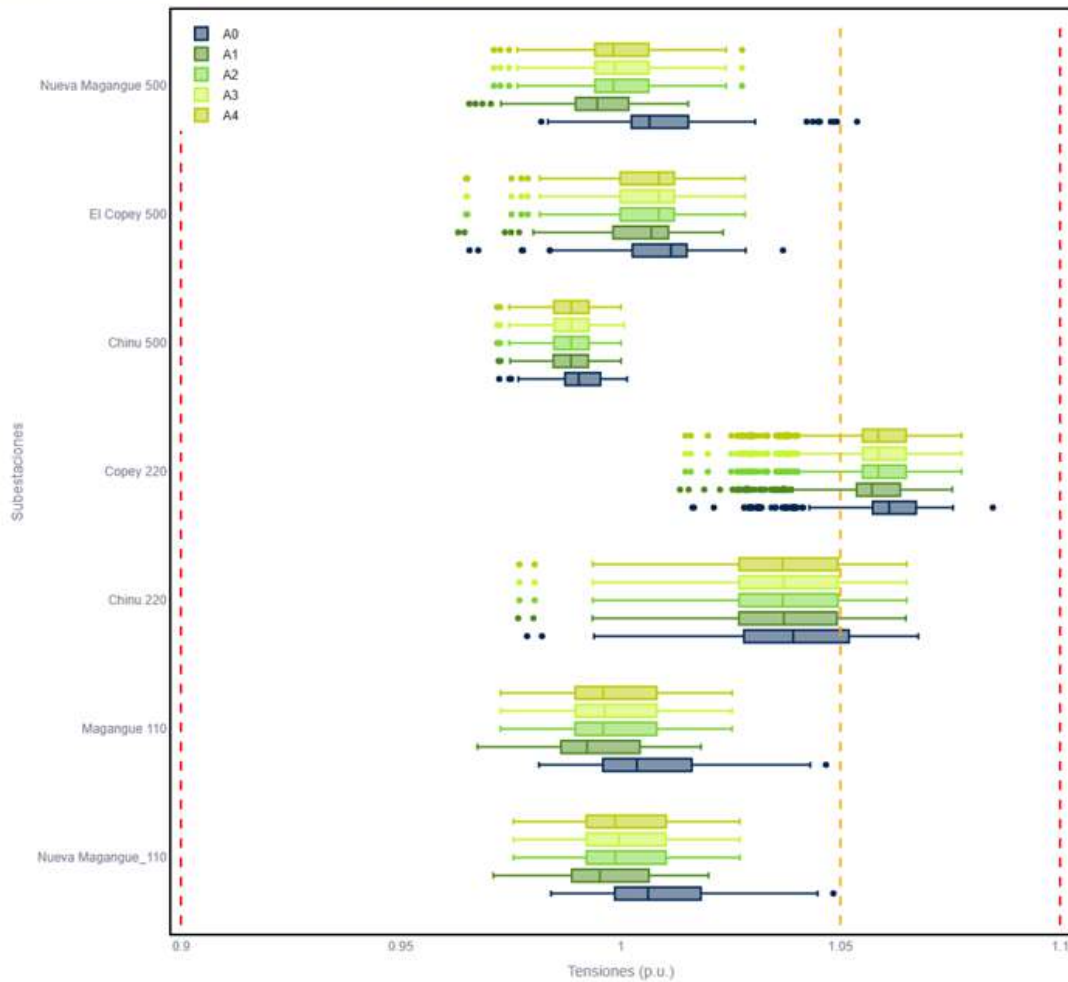
Figura 3.1.2-7 Resultados de las tensiones en red completa en estado estacionario.

Con la entrada en operación de los reactores en sus 4 alternativas planteadas en red completa, se observa que logran mantener la tensión dentro de los niveles regulatorios¹⁸, destacando el resultado de la alternativa 1 ante las demás.

¹⁸ Siguiendo los lineamientos establecidos en el código de redes establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, específicamente en lo establecido en el código de planeamiento de la expansión del Sistema de transmisión nacional

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



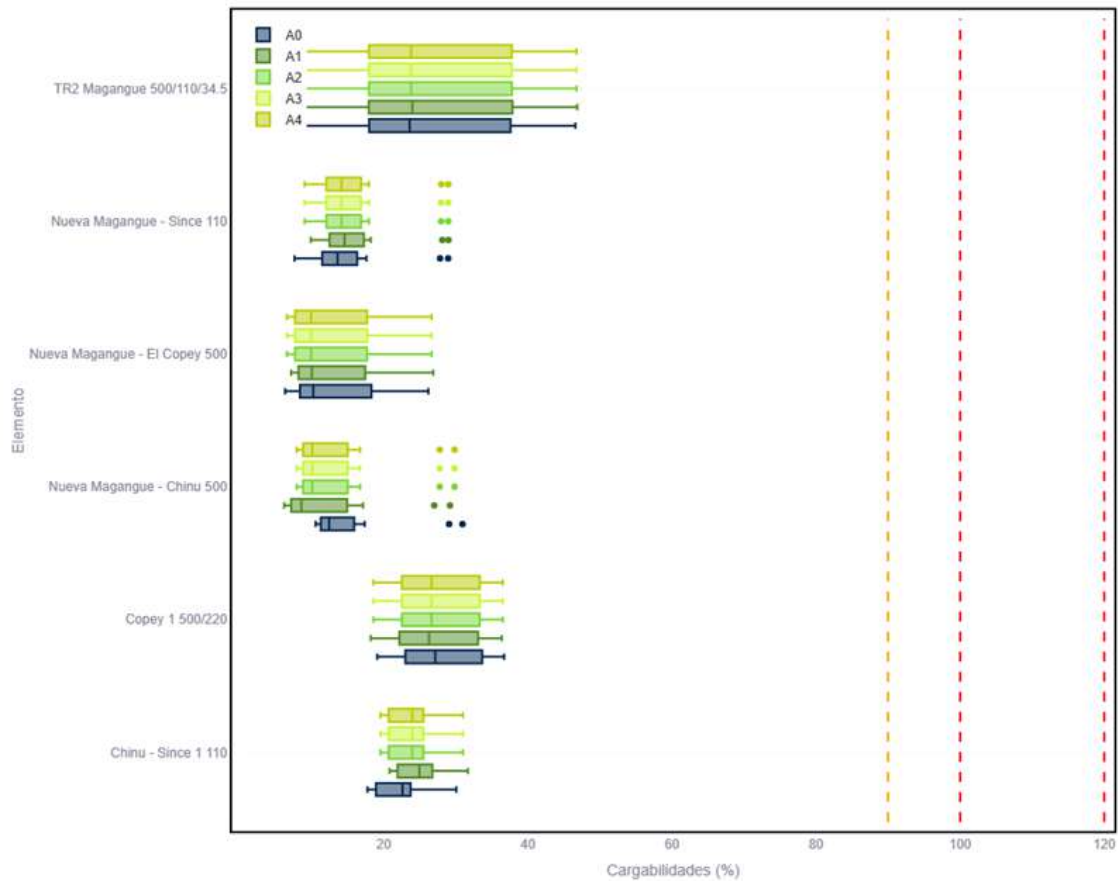
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-8 Resultados de las tensiones en contingencia N-1 en estado estacionario.

Con la entrada en operación de los reactores en sus 4 alternativas planteadas en contingencia N-1, se observa que logran mantener la tensión dentro de los niveles regulatorios¹⁹, destacando el resultado de la alternativa 1 ante las demás.

¹⁹ Ídem.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

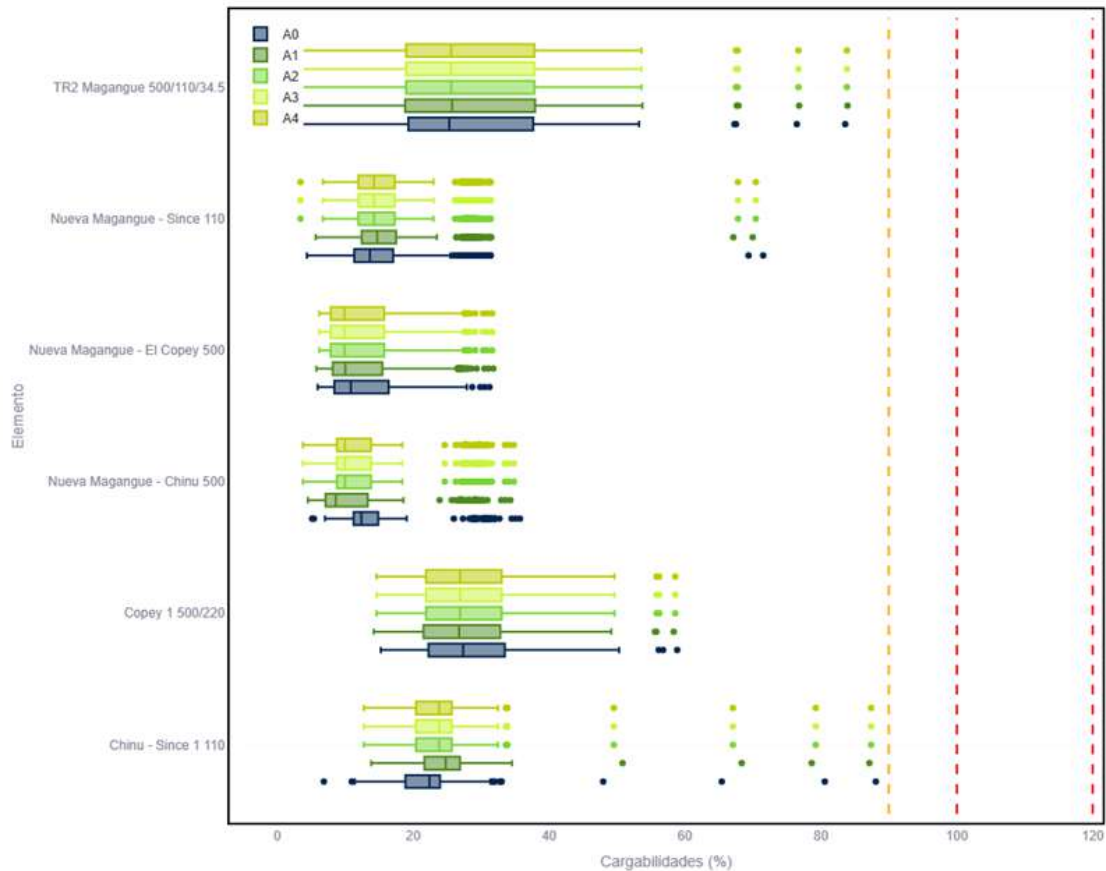


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-9 Resultados del nivel de carga de los elementos en red completa en estado estacionario.

Con la entrada en operación de los reactores en sus 4 alternativas planteadas en red completa, se observa que no hay cambios significativos en la cargabilidad de los elementos del sistema.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-10 Resultados del nivel de carga de los elementos en contingencia N-1 en estado estacionario.

Con la entrada en operación de los reactores en sus 4 alternativas planteadas en contingencia N-1, se observa que no hay cambios significativos en la cargabilidad de los elementos del sistema.

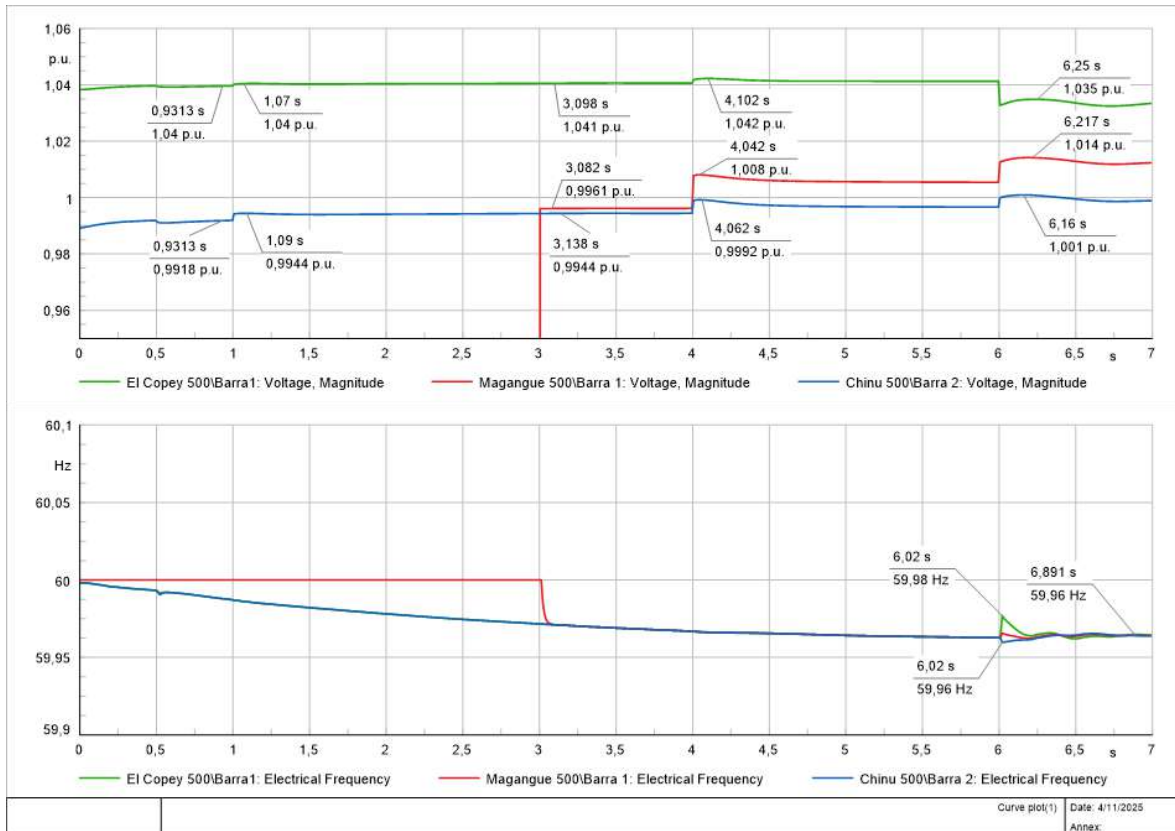
3.1.2.3.3. Análisis de resultados dinámicos (RMS)

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en DigSilent – Power Factory para el proyecto, observando para tres casos de estudio los aspectos más relevantes en el análisis dinámico (RMS).

a. Caso 1

Este caso presenta una secuencia de energización en el orden: Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV, donde:

- En el segundo 1 se cierra el interruptor al extremo de Chinú 500 kV.
- En el segundo 3 se cierra el interruptor al extremo de Nueva Magangué 500 kV de la línea Chinú – Nueva Magangué 500 kV.
- En el segundo 4 se cierra el interruptor al extremo de Nueva Magangué 500 kV de la línea Nueva Magangué – Copey 500 kV.
- En el segundo 6 se cierra el interruptor al extremo de Copey 500 kV.

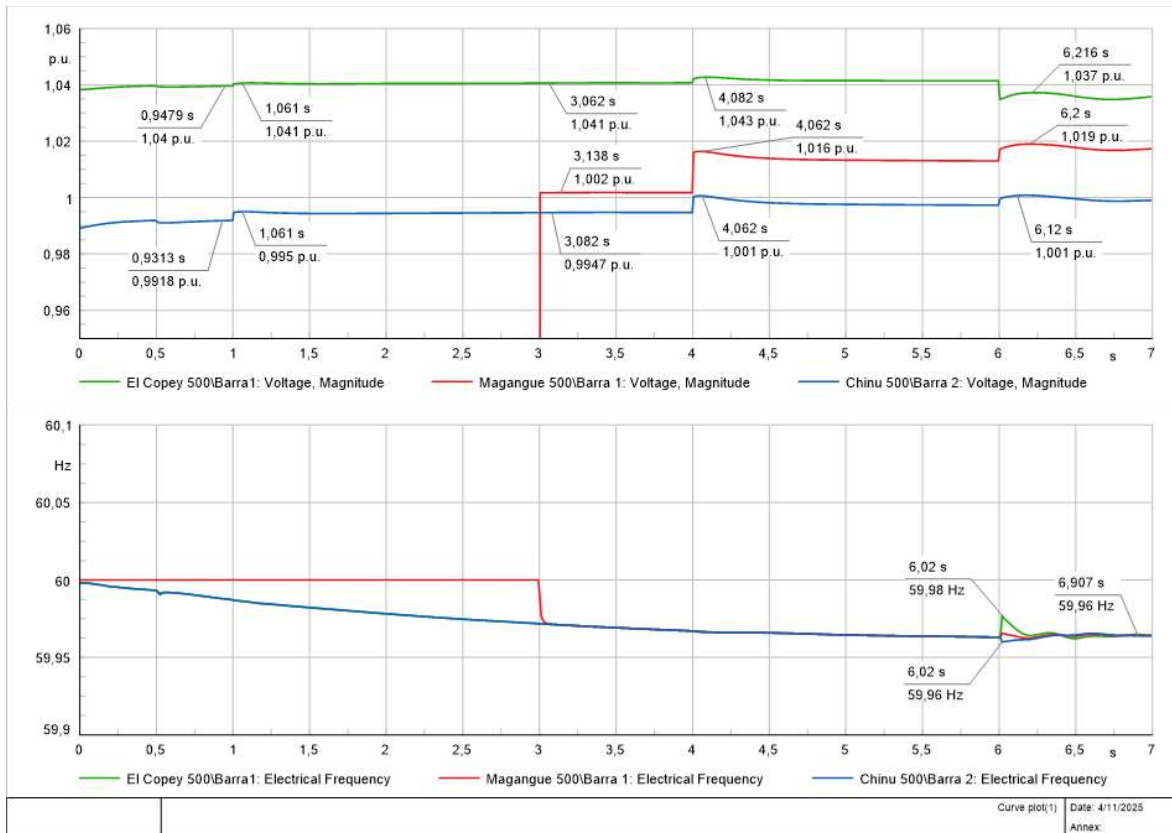


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-11 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 1 de energización con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).

Durante la energización en el orden Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV, se observa que la alternativa 1 cumple los límites regulatorios de tensión y no presenta oscilaciones abruptas en frecuencia durante toda la secuencia de energización.

Energizar en el orden Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV con la alternativa 1, no representa un problema para el sistema eléctrico.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-12 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 1 de energización con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).

Durante la energización en el orden Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV, se observa que la alternativa 4 cumple los límites regulatorios de tensión y no presenta oscilaciones abruptas en frecuencia durante toda la secuencia de energización.

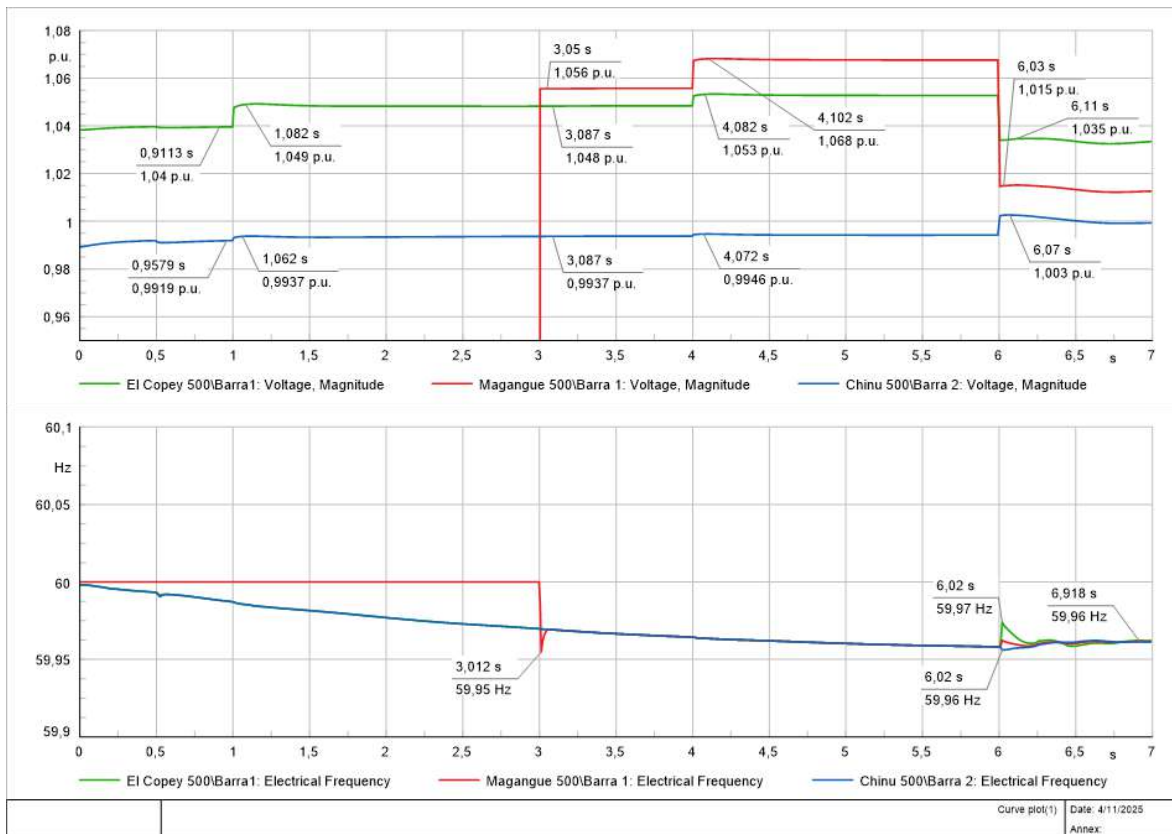
Energizar en el orden Chinú – Nueva Magangué – Copey 500 kV con la alternativa 4, no representa un problema para el sistema eléctrico.

b. Caso 2

Este caso presenta una secuencia de energización en el orden: Copey – Nueva Magangué – Chinú 500 kV, donde:

- En el segundo 1 se cierra el interruptor al extremo de Copey 500 kV.
- En el segundo 3 se cierra el interruptor al extremo de Nueva Magangué 500 kV de la línea Nueva Magangué - Copey 500 kV.
- En el segundo 4 se cierra el interruptor al extremo de Nueva Magangué 500 kV de la línea Chinú - Nueva Magangué 500 kV.

- En el segundo 6 se cierra el interruptor al extremo de Chinú 500 kV.

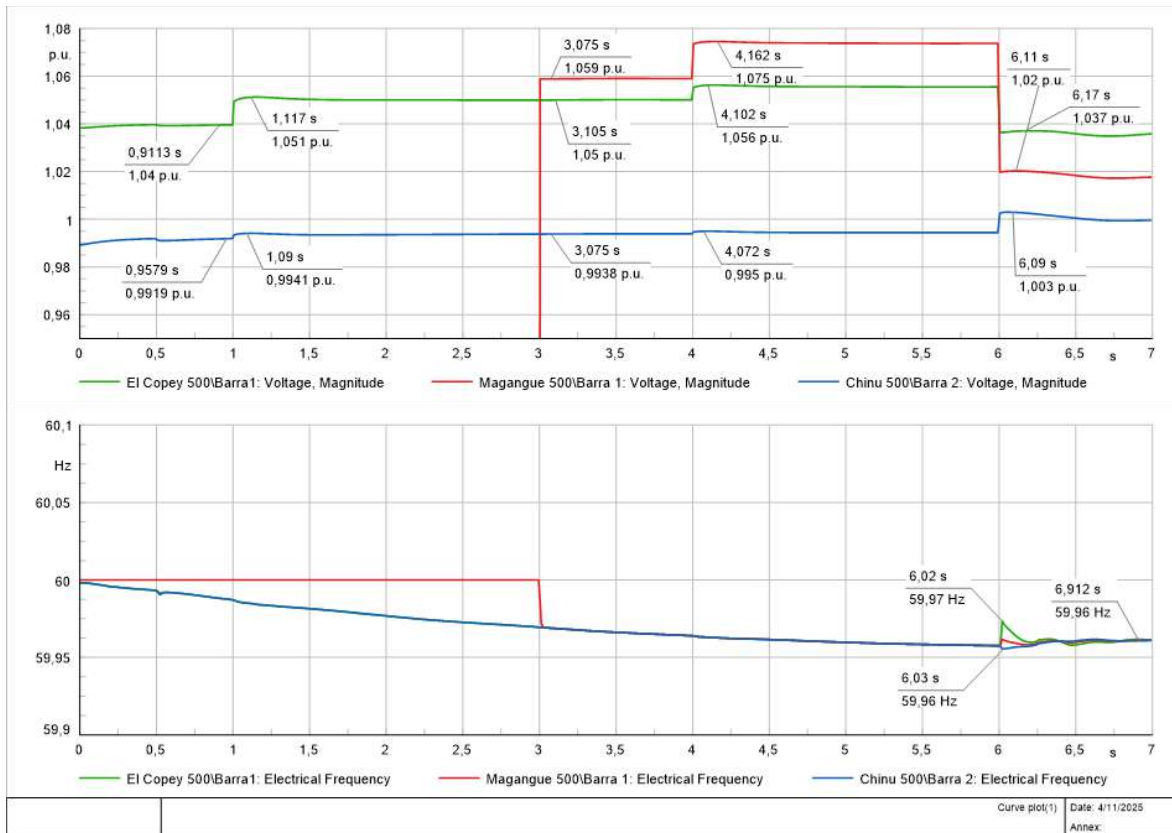


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-13 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 2 de energización con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).

Durante la energización en el orden Copey – Nueva Magangué – Chinú 500 kV, se observa que la alternativa 1 causa violaciones temporales de los límites de tensión y en frecuencia no presenta oscilaciones abruptas durante toda la secuencia de energización.

Energizar en el orden Copey – Nueva Magangué – Chinú 500 kV con la alternativa 1, representa un problema que puede comprometer el sistema eléctrico.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

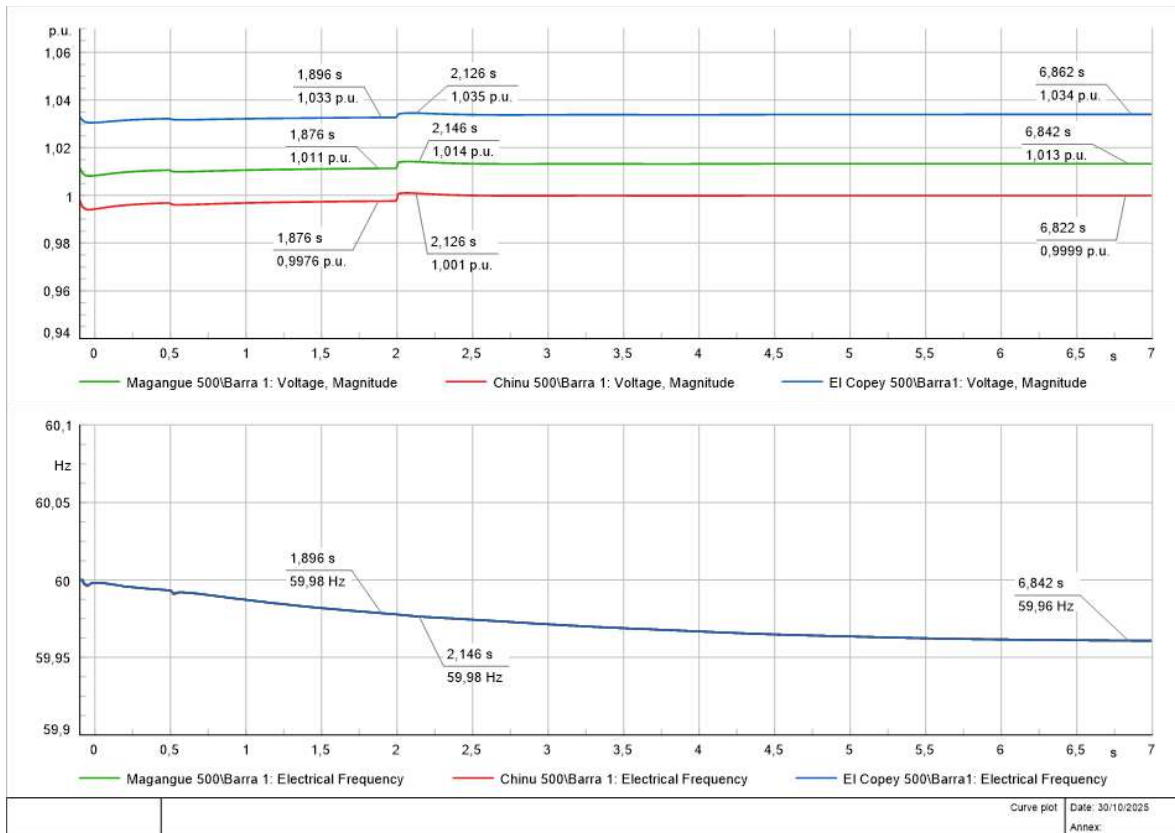
Figura 3.1.2-14 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 2 de energización con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).

Durante la energización en el orden Copey – Nueva Magangué – Chinú 500 kV, se observa que la alternativa 4 causa violaciones temporales de los límites de tensión y en frecuencia no presenta oscilaciones abruptas durante toda la secuencia de energización.

Energizar en el orden Copey – Nueva Magangué – Chinú 500 kV con la alternativa 4, representa un problema que puede comprometer el sistema eléctrico.

c. Caso 3

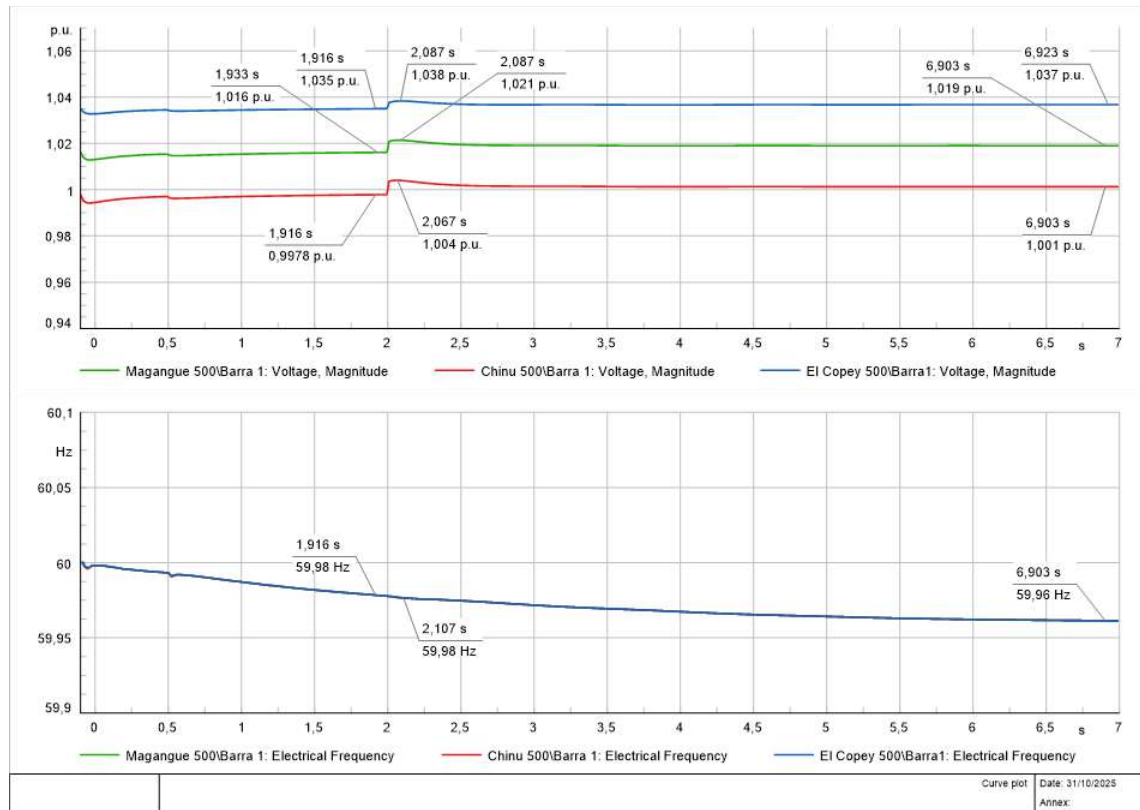
Este caso presenta en el segundo 2 una falla en el reactor al extremo de Chinú 500 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-15 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 3 de falla en reactor en Chinú 500 kV con la alternativa 1 en análisis dinámico (RMS).

Durante la falla en el reactor al extremo de Chinú 500 kV, se observa que la alternativa 1 cumple los límites regulatorios de tensión y no presenta oscilaciones abruptas en frecuencia en todo el horizonte de tiempo.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-16 Comportamiento en tensión y frecuencia para el caso 3 de falla en reactor en Chinú 500 kV con la alternativa 4 en análisis dinámico (RMS).

Durante la falla en el reactor al extremo de Chinú 500 kV, se observa que la alternativa 4 cumple los límites regulatorios de tensión y no presenta oscilaciones abruptas en frecuencia en todo el horizonte de tiempo.

3.1.2.4. Análisis económicos

El análisis económico del proyecto “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas” fue desarrollado y presentado de manera integral en el marco del Segundo Paquete de Obras Urgentes - 2024, considerando los costos y beneficios del refuerzo en su conjunto y obteniendo una relación beneficio/costo favorable (4,78) que sustentó su aprobación. Los reactores de línea del corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV corresponden a una **ampliación técnica** inherente al diseño del proyecto aprobado, necesaria para garantizar su correcta operación, por lo cual no constituyen una obra independiente, ni requieren una evaluación económica separada. En consecuencia, los costos, beneficios y la relación beneficio/costos ya estimados para la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”

permanecen vigentes y aplicables, sin requerirse recálculo ni actualización adicional en el presente documento.

3.1.2.5. Fecha de Puesta en Operación

La fecha de puesta en operación de la obra de los reactores en la línea Chinú - Nueva Magangué - Copey 500 kV se definió para el 31 de diciembre de 2028, fecha que corresponde también a la entrada en operación de la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, esto, en función de los tiempos establecidos por la UPME.

3.1.2.6. Conclusiones

El análisis técnico realizado confirma que la incorporación de reactores de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV es una ampliación necesaria e inherente a la obra “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, a fin de garantizar su operación dentro de los límites de tensión y estabilidad exigidos para el STN.

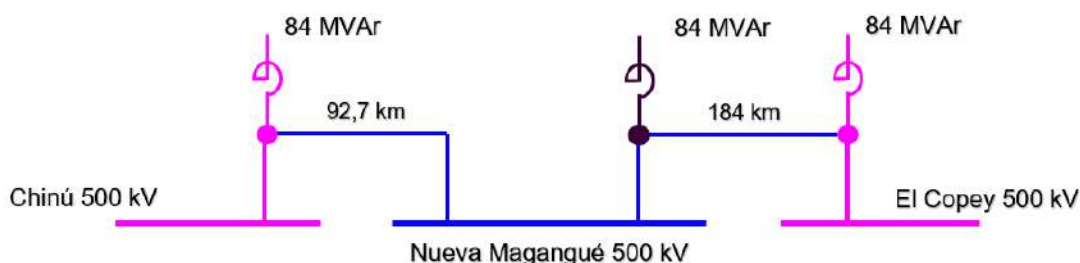
Los estudios en estado estacionario muestran que las alternativas evaluadas permiten controlar el efecto Ferranti y mantener las tensiones del sistema dentro de los rangos admisibles, destacándose que, con una compensación del orden del 75%, las frecuencias de resonancia resultantes se mantienen suficientemente alejadas de la frecuencia fundamental del sistema, sin evidenciar riesgos de resonancia crítica.

El análisis dinámico (RMS), realizado para las alternativas técnicamente más representativas (Alternativas 1 y 4), valida el adecuado comportamiento del corredor ante secuencias de energización y fallas en los reactores, siempre que se utilice una secuencia de energización correcta. En particular, se confirma que la Alternativa 4 cumple los criterios dinámicos y operativos, al tiempo que optimiza el uso de infraestructura existente.

En conjunto, los resultados técnicos respaldan la selección de la Alternativa 4 como la solución recomendada para la compensación reactiva del corredor, al ofrecer un equilibrio adecuado entre desempeño técnico, confiabilidad operativa y eficiencia en la implementación, permitiendo materializar los beneficios previstos del proyecto “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas” sin requerir modificaciones a su evaluación económica previamente aprobada.

3.1.2.7. Recomendaciones

Se recomienda formalizar la instalación de los reactores de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV como ampliación técnica del proyecto “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”, implementando conforme a la Alternativa 4 evaluada, la cual cumple plenamente con los criterios técnicos establecidos y, adicionalmente, presenta ventajas desde el punto de vista económico al optimizar el aprovechamiento de activos existentes frente a las demás alternativas analizadas.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.2-17 Diagrama unifilar de la alternativa 4.

3.1.3. Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas

3.1.3.1. Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la evaluación de proyectos, así como la elaboración de propuestas con base en las solicitudes y requerimientos identificados por los agentes del sector en el corto, mediano y largo plazo, y con sus resultados avanza en el proceso de actualización del Plan de expansión de transmisión donde se definen las prioridades para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)²⁰. Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía

²⁰ En compatibilidad con la Resolución CREG 022 de 2001, por la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan al sistema, incluidas las que usan fuentes de energía renovable²¹.

Este informe contiene la evaluación del proyecto denominado Fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional mediante Compensadores Sincrónicos²² y obras asociadas, como solución general para satisfacer las necesidades de fortaleza de red y nivel de inercia del sistema eléctrico colombiano, y en particular para mejorar la confiabilidad y mejorar los perfiles de tensión tanto en red completa como en contingencia N-1, en particular del área de influencia y de instalación seleccionada para esta fase del proyecto.

3.1.3.2. Contexto

El Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica en su Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional²³, presenta un análisis de los nuevos retos asociados a la matriz energética, retos que se presentan a continuación:

- La necesidad de ampliación de la capacidad de transporte que permita llevar de forma segura desde las zonas ricas en fuentes de energía renovable a los centros de consumo.
- La disminución de los aportes de cortocircuito, esto relacionado con la salida de operación de los recursos síncronos basados en combustibles fósiles, lo que conlleva a un menor aporte efectivo de cortocircuito y en consecuencia una disminución de la fortaleza de red. A menor fortaleza de red (red débil), mayor susceptibilidad a eventos de inestabilidad por tensión y a la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR), así como también a mayores riesgos de desconexiones masivas de generación basada en inversores o de demanda.
- Disminución de inercia y necesidad de balance generación-demanda, esto relacionado con el requisito de garantizar niveles apropiados de inercia, reserva

²¹ Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial No. 49.150.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

²² Compensadores síncronos como elemento de flexibilidad en la TEJ. UPME. https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position_paper_comp_sincronos_V4.pdf

²³ Tomo I del Plan Maestro de Modernización y expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, UPME (2024)

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacio_n_Tomo_1.pdf?utm_source=chatgpt.com

rodante y AGC que posibiliten cumplir con los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad durante los periodos de mayor dinamismo de los recursos solares (rampa MW/min) o frente a contingencias en elementos de la red; en particular en elementos de la red de 500 kV, ya que en este nivel de tensión se conectarán una cantidad importante de recursos FERNC con mayor capacidad (MW).

- Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva, esto a causa de la incorporación de los proyectos de transmisión y generación que crea nuevos escenarios operativos, caracterizados por un mayor intercambio de potencia entre áreas y un consecuente aumento en la demanda de potencia reactiva para el soporte y control de tensión en nodos del SIN. Así mismo la distribución de los nuevos generadores que se integran y su mayor granularidad, sumado a la intermitencia de estos, lleva a nuevas dinámicas de control que deben ser abordadas con la introducción de equipos dinámicos de control de tensión, los cuales son escasos a nivel nacional, y la implementación de estrategias automáticas de control de tensión que requieren inversiones importantes para ser desplegadas.

Colombia se enfrenta a un cambio estructural en su matriz energética, con una proyección de incorporación de 16 GW de generación basada en fuentes renovables no convencionales (FERNC) para 2029-2030. De manera general esta transformación conlleva:

- Disminución de generación síncrona tradicional (hidro y térmica).
- Sustitución de estas por generación fotovoltaica y eólica basada en inversores electrónicos, sin aportes de inercia ni cortocircuito.
- Mayores rampas de generación y demanda neta.
- Riesgo creciente de inestabilidad operativa y dinámica
- Afectación a la capacidad de cortocircuito, la regulación de tensión y la respuesta dinámica ante contingencias

En particular para el caso colombiano, el informe de “Resultados Estudio de Flexibilidad 2024 2027” presentado por XM muestra que los niveles de inercia del sistema disminuyen considerablemente al desplazarse la generación síncrona. Según análisis de XM, para escenarios con alta penetración de FERNC, la energía rotacional del sistema puede caer por debajo de los 25 GW frente a valores históricos superiores a 100 GW, lo que representa más del 75% de pérdida potencial de inercia. La pérdida de inercia provoca mayor velocidad de cambio de frecuencia, poniendo en riesgo el sistema antes de que actúen los controles primarios. Se indica en el informe que ante

contingencias de 300–400 MW, se observan ROCOF de hasta 1 Hz/s, lo cual es riesgoso para la estabilidad.

En el Informe Técnico de Restricciones 2022 T1 muestra que ante la evaluación de SCR²⁴ en múltiples nodos de la región Caribe, se encontró valores por debajo de 2, lo que clasifica estas barras como débiles según estándares internacionales. En tales condiciones, incluso pequeñas variaciones pueden inducir oscilaciones mal amortiguadas y fallas de control de tensión.

En la presentación de XM “Fenómeno de Recuperación Lenta Inducida de Tensión en GCM” del año 2023²⁵ se presentan eventos relevantes en SIN asociados al fenómenos de recuperación lenta de tensión (FIDVR) entre los años 2020-2023, se muestran pérdidas de carga de hasta 400 MW, tensiones fuera de rango por varios minutos y oscilaciones de frecuencia en varios nodos de la región Caribe, adicionalmente se observa una alta vulnerabilidad de las regiones a apagones regionales, como por ejemplo, el ocurrido en la región Caribe el 24 de junio de 2020 que provocó la pérdida de toda la demanda del área.

Podría parecer que estos eventos son aislados, sin embargo, tomando como referencia los eventos recientes en sistemas eléctricos de España (abril 2025) y Chile (febrero 2025), estos ofrecen lecciones clave para el sistema colombiano.

En primer lugar, en España, el 28 de abril de 2025, un apagón masivo afectó a toda la península ibérica por la pérdida súbita de más de 15.000 MW de generación en menos de cinco segundos. Si bien el origen del evento aún no está determinado, se considera que esta desconexión automática se agravó por la baja inercia en un sistema con alta penetración de renovables causado por una inadecuada respuesta de la generación renovable basada en inversores, es decir, la falta de soporte síncrono agregada a una topología débil en ciertas zonas del sistema eléctrico.

²⁴ Los informes de XM (CND) ya están utilizando métricas como SCR, CSCR y WSCR para evaluar la fortaleza de nodos ante la conexión de recursos (p. ej., FERN) y documentar nodos con valores bajos (<2, <3), que se consideran débiles o que requieren de estudios más detallados. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2024). *Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – SCR y métricas de fortaleza en el SIN*. XM.

https://es.scribd.com/document/743014155/XM-CND-2024-002-IPOEMP-l-2024?utm_source=chatgpt.com

²⁵ FIDVR y procedimientos para disponer de un modelo de carga dinámico validado del SIN. *Concepto CREG 10011 del 2024*.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0010011_2024.htm#:~:text=fen%C3%B3menos%20din%C3%A1micos%20asociados%20a%20la%20carga%20que,sus%20siglas%20en%20ingles\)%2C%20que%20no%20es](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0010011_2024.htm#:~:text=fen%C3%B3menos%20din%C3%A1micos%20asociados%20a%20la%20carga%20que,sus%20siglas%20en%20ingles)%2C%20que%20no%20es)

Chile (25 de febrero de 2025): Una falla en sistemas de protección en la línea de 500 kV entre Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar desencadenó un apagón que afectó a más del 90% de la población. El evento fue atribuido a una combinación de circunstancias como son: baja inercia, SCRIF menor a 1.5 en nodos críticos, y debilidad estructural en la red de transmisión, según el Coordinador Eléctrico Nacional.

En el caso colombiano la región Caribe, la cual presenta condiciones similares: baja inercia, bajo SCRIF, alta dependencia de líneas largas para evacuación de generación renovable y exposición al fenómeno FIDVR. La instalación de compensadores síncronos en nodos críticos puede prevenir efectos en cascada ante fallas locales, actuando como “soportes eléctricos” para limitar la propagación de disturbios. Estas experiencias internacionales recientes validan la urgencia de aplicar soluciones como los compensadores síncronos no solo en la región Caribe, sino también como parte de un esquema de protección sistémica en toda Colombia.

Los compensadores síncronos brindan beneficios medibles a través de diversos indicadores del sistema²⁶ a saber,

- Aumento de inercia efectiva: Cada compensador puede añadir hasta 3-4 segundos de inercia equivalente en su nodo local, contribuyendo a estabilizar la frecuencia del sistema completo.
- Mejora de SCRIF: El valor local de SCRIF puede aumentar con la instalación de un compensador, lo que permite una integración más estable de inversores.

En este contexto los compensadores síncronos emergen como una tecnología crítica para estabilizar el sistema eléctrico colombiano en su transición energética. Aunque su instalación esté focalizada en la región Caribe, sus beneficios son de alcance nacional: fortalecen la inercia del SIN, reducen esfuerzos operativos en otras regiones y mejoran la integración de renovables. Contribuyen directamente al mejoramiento de indicadores como el SCRIF elevando la robustez²⁷ y la flexibilidad de la red. Son recomendados explícitamente en diversas fuentes técnicas como solución prioritaria. Además, la evidencia internacional de eventos recientes en España y Chile (ambos en 2025) reafirma que, sin soporte síncrono adecuado, los sistemas con alta penetración

²⁶ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2024). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión –Tomo I- Resumen de beneficios de compensadores síncronos*. UPME. https://www.cnogas.org.co/documentos/UPME_Plan_Maestro_Portafolio_estructural_de_transmisi_n_1738340181.pdf?utm_source=chatgpt.com

²⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). *Concepto CREG 9885 de 2024 sobre métricas de fortaleza de red y su aplicación técnica*. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0009885_2024.htm

renovable son vulnerables a apagones sistémicos incluso ante fallas locales. Colombia debe anticiparse a estas situaciones adoptando tecnologías resilientes como los compensadores síncronos.

3.1.3.3. Antecedentes

Sobre el proyecto en cuestión se presentan los siguientes antecedentes:

- En el Informe Trimestral de Restricciones, ITR, del primer trimestre del 2022²⁸ se presentó, entre varias alternativas, como propuesta de proyecto la inclusión de compensadores síncronos distribuidos en nodos de la subárea GCM, tanto a nivel del STN como del STR, con los cuales debido a su capacidad de aporte de corto circuito se aumentaría la fortaleza de red, se mitigaría la ocurrencia del FIDVR, y se proveería al sistema mayor control de tensión en nodos de la subárea GCM y el área Caribe en general.
- En el Informe Trimestral de Restricciones ITR 4-2022 se presentó nuevamente el proyecto de la inclusión de compensadores síncronos distribuidos en nodos de la subárea GCM, tanto a nivel del STN como del STR, en cual se actualiza la cantidad y la capacidad nominal de los equipos a instalarse.
- En el año 2022, XM presento el informe de Resultados Estudio de Flexibilidad 2024 - 2027. En este estudio se muestra la métrica utilizada por XM para evaluar la fortaleza de red del Sistema Interconectado Nacional, esta es SCRIF (Short Circuit Ratio with Interaction Factors). Se establece el valor mínimo requerido para esta métrica, y finalmente se muestra mediante este índice como la implementación de los compensadores síncronos presentados en el ITR 4 - 2022 modifican y mejoran la fortaleza de red no solo en el área de localización de los equipos de compensación, sino en general en todo el sistema interconectado.
- En el Informe Trimestral de Restricciones ITR 1-2024 se presentó una nueva propuesta de obra para el fortalecimiento de la red complementaria a la obra propuesta en el año 2022. Esta obra comprende la instalación de un total de 20 compensadores síncronos localizados en el área Caribe, subáreas Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, tanto en el STN como el STR, esto como parte de un conjunto de obras para el área Caribe y el Sistema Interconectado Nacional.

²⁸ Siguiendo las disposiciones de la Resolución CREG 062 de 2000, en particular su artículo 9, XM publica el informe trimestral de Restricciones ITR.

- En el año 2024, XM presentó el informe de Resultados Estudio de Flexibilidad 2029 2030. En este estudio se actualizó los resultados de la métrica SCRIF, tomando en cuenta los nuevos proyectos de generación y transmisión aprobados, así como el proyecto de compensadores como definido en el ITR 1-2024. En primer lugar, en el documento se presenta los análisis que confirman la mejora en el desempeño de la fortaleza en el Sistema Interconectado Nacional. Luego se presenta la evaluación de la propagación de huecos de tensión originadas por contingencias en todo el sistema eléctrico colombiano. Se determina que la obra propuesta disminuye la propagación de huecos de tensión no solo en el área de localización de los equipos, sino también en todo el sistema interconectado.
- En el CAPT 206 del 16 de julio de 2024 se aprobó la obra denominada compensadores síncronos STR en las subestaciones Guatapurí, El Banco, Maicao, Bureche y La Jagua, esta obra como parte integral de la obra Fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional mediante Compensadores Síncronos.
- Mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 40529 del 06 de diciembre de 2024 se adopta el anexo complementario del Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036 que contiene obras del primer y segundo paquete de obras urgentes 2024 en la cual se incluye los compensadores síncronos del STR en la subárea GCM.

3.1.3.4. Proyecto Propuesto

El proyecto propuesto consiste en el fortalecimiento del sistema eléctrico colombiano mediante la instalación de Compensadores Síncronos (CCSS) conectados a nivel tanto de STN como del STR en diferentes subestaciones en el área Caribe, específicamente en las subáreas Atlántico, Bolívar, Córdoba-Sucre y GCM, además de obras asociadas. Esto como complemento a la obra previamente presentada “Compensadores Síncronos STR- Subárea GCM”, con el objetivo de anticipar mejoras en la condición operativa de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional²⁹ desde diferentes perspectivas como son:

- Fortaleza de red.
- Control de tensión de estado estacionario y dinámico.

²⁹ Nuevos criterios asociados a la operación con bajos niveles de corto circuito. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). *Concepto CREG 9885 de 2024 sobre métricas de fortaleza de red y compensadores síncronos*. Todos los derechos reservados para XM S.A. ESP. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0009885_2024.htm

- Propagación de huecos de tensión.
- Requerimiento de generación de seguridad y
- Límites de intercambio del área Caribe con el resto del SIN.

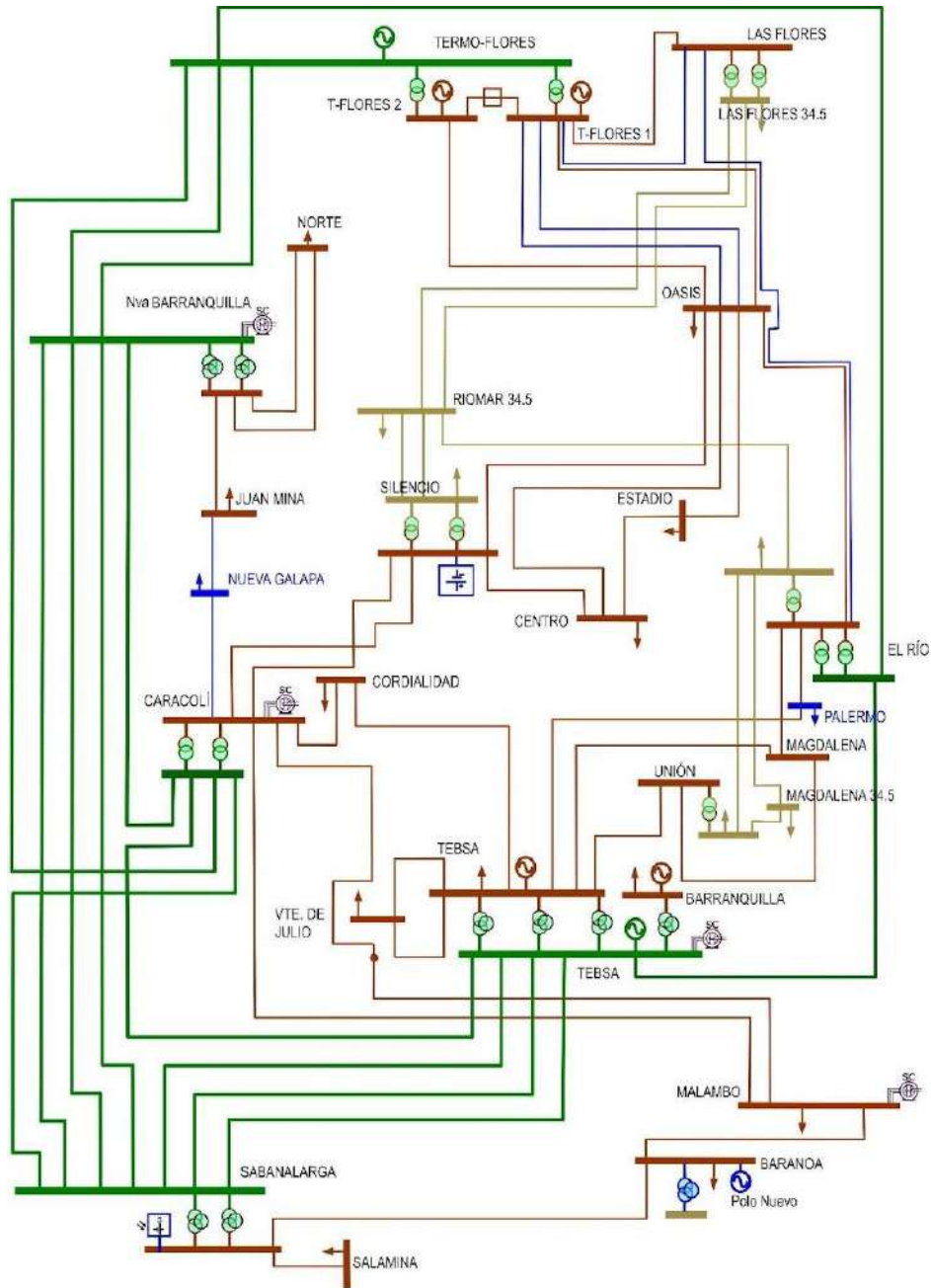
En la Tabla 3.1.3-1 se presenta los puntos de ubicación de los compensadores propuestos con sus respectivas capacidades asociadas.

Tabla 3.1.3-1 Resumen de Compensadores Síncronos STN – STR Área Caribe.

Número	Subestación	Subárea	Tensión kV	Localización	Potencia MVAR
1	Caracolí 110	Atlántico	110	STR	50
2	Nv Barranquilla 220	Atlántico	220	STN	150
3	TEBSA 220	Atlántico	220	STN	150
4	Malambo 110	Atlántico	110	STR	50
5	Sabanalarga 500	Atlántico	500	STN	150
6	Copey 220	GCM	220	STN	150
7	Cuestecitas 220	GCM	220	STN	300
8	Cuestecitas 500	GCM	500	STN	300
9	Colectora 500	GCM	500	STN	300
10	Valledupar 220	GCM	220	STN	150
11	Bolívar 220	Bolívar	220	STN	300
12	Carreto 500	Bolívar	500	STN	300
13	Sahagún 500	Córdoba-Sucre	500	STN	300
14	Chinú 500	Córdoba-Sucre	500	STN	150
15	Toluviejo 230	Córdoba-Sucre	230	STN	150

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

A continuación, en las Figura 3.1.3-1, Figura 3.1.3-2, Figura 3.1.3-3 y Figura 3.1.3-4 se presentan los diagramas unifilares de las alternativas del proyecto propuesto junto a la infraestructura de la zona de influencia de este y la ubicación geográfica de los activos propuestos, respectivamente.

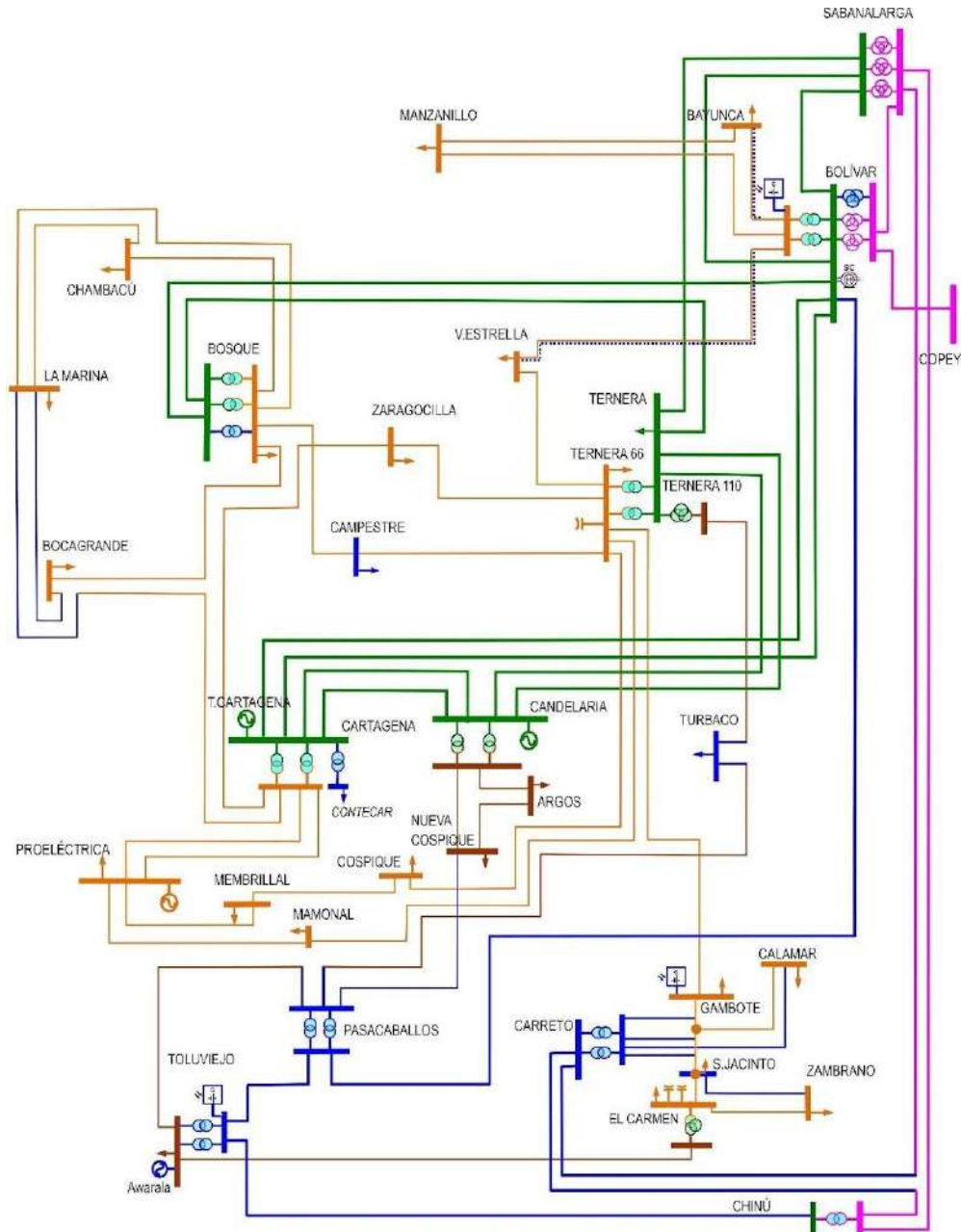


ÁREA ATLÁNTICO

- 220 kV ■ 110 kV ■ 34,5 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión
- ☒ Almacenamiento con Batería - SAEB ☒ Compensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-1 Diagrama unifilar de la Subárea Atlántico.

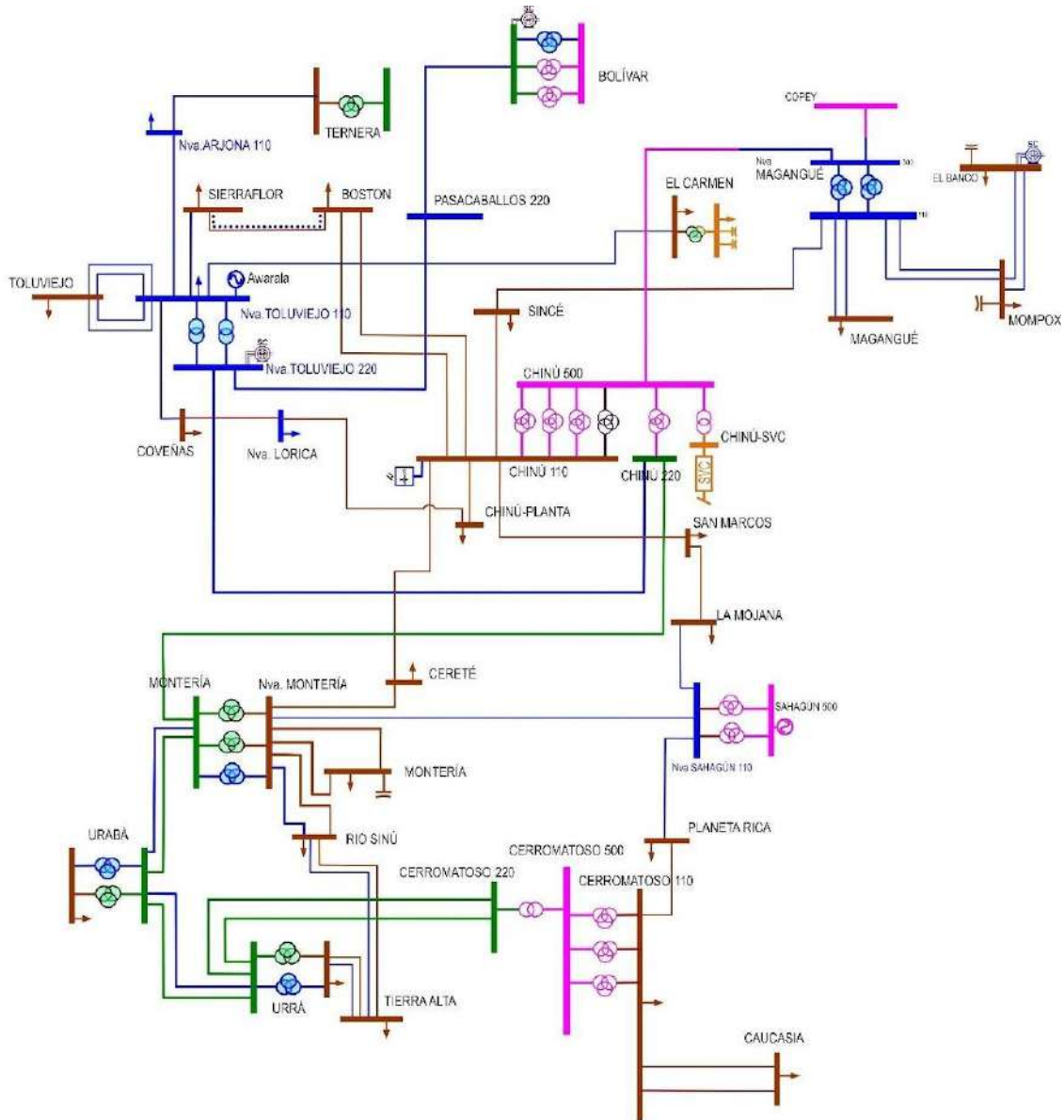


ÁREA BOLÍVAR



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-2 Diagrama unifilar de la Subárea Bolívar.

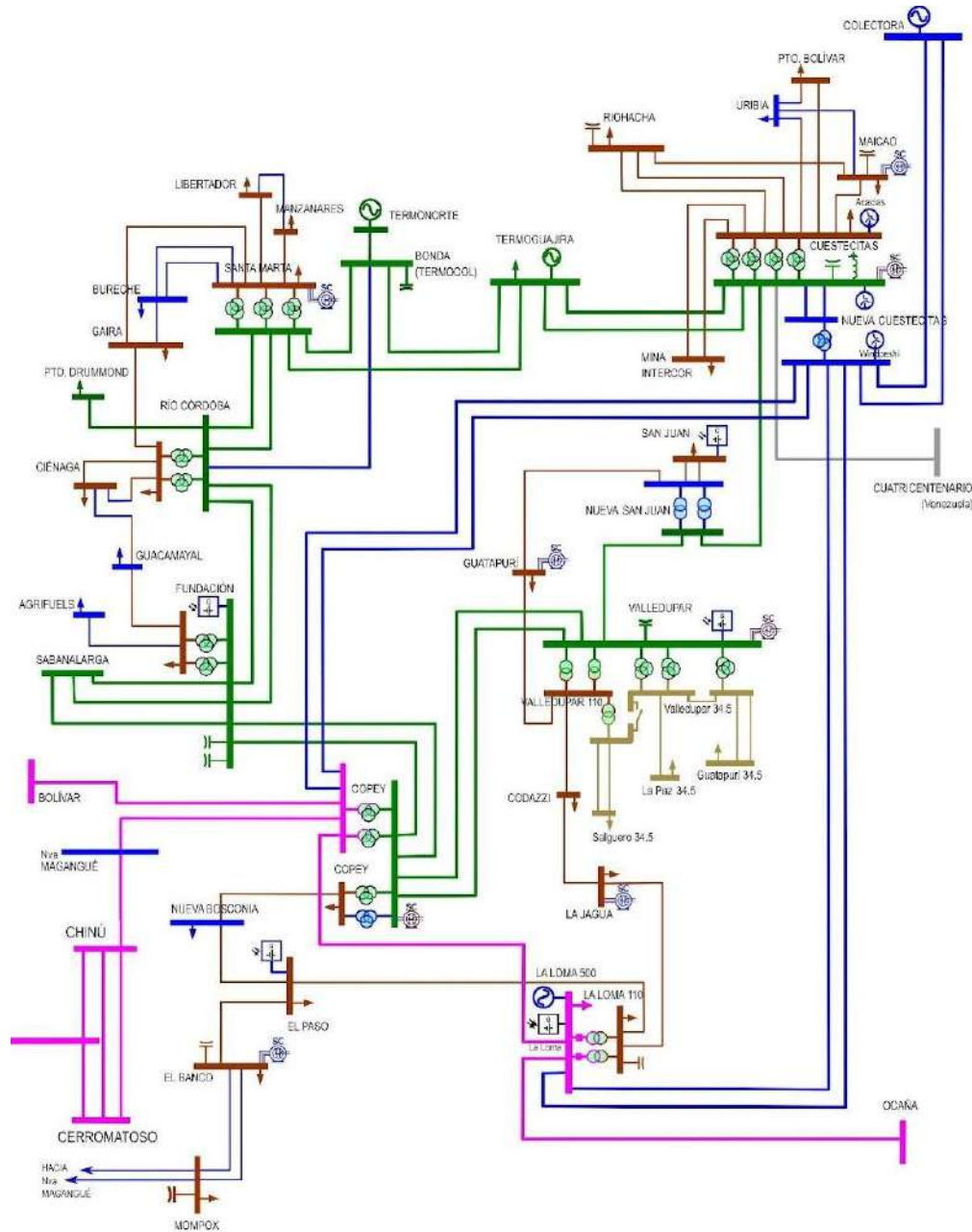


ÁREA CÓRDOBA - SUCRE



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-3 Diagrama unifilar de la Subárea Córdoba-Sucre



ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

- 500 kV
- 220 kV
- 110 kV
- 66 kV
- Expansión Bajo Análisis
- Proyectos de Expansión
- Fuera de servicio
- Compensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-4 Diagrama unifilar de la Subárea GCM.

3.1.3.5. Análisis técnico

A continuación, el análisis técnico de la obra propuesta. Inicialmente, son presentados los supuestos y consideraciones de análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

3.1.3.5.1. Consideraciones y Supuestos

a. Proyectos de generación y transmisión considerados

A continuación, se presentan los proyectos de generación y transmisión considerados para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

**Tabla 3.1.3-2 Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra
Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Atlántico -GCM.**

Proyecto Clase 1	FPO
Parque Solar Atlántico I de 30 MW	2027-07-19
PSF Prosperidad 19,5 MW.	2025-12-20
Atlántico Solar II Polo Nuevo de 9,9 MW	2025-12-30
PARQUE SOLAR LA UNIÓN	2025-12-30
Solar Valledupar 1	2025-12-30
Solar Valledupar 2	2025-12-30
Autogenerador Solar ACESCO	2025-12-31
Parque Solar Bonda	2025-12-31
Parque Solar Camarones 6 MW	2025-12-31
PARQUE SOLAR DON VIZO	2025-12-31
Parque Solar Nísperos de 19,9MW	2025-12-31
Proyecto de Generación Eólica El Ahumado 50 MW.	2025-12-31
Proyecto Parque Solar Bugambiles de 9,9MW	2025-12-31

Proyecto Clase 1	FPO
Proyecto solar fotovoltaico Pétalo de Norte de Santander de 19,9 MW (antes Proyecto solar fotovoltaico Pétalo de Cesar II de 19,9 MW)	2025-12-31
Solar Valledupar 3	2025-12-31
Parque Eólico Acacias 2 de 80 MW	2026-02-22
Parque solar TERRA I	2026-03-31
Parque solar TERRA II	2026-03-31
San Ángel	2026-03-31
Sol de Zawady 9,9 MW	2026-04-05
RODAS	2026-04-15
Proyecto Pétalo del Cesar I de 9,9 MW	2026-06-24
Parque Eólico El carrito (antes Parque Carreto 10 MW a Santa Verónica 34.5)	2026-06-30
PARQUE SOLAR EL ENCANTO	2026-06-30
Parque Eólico Windpeshi de 200 MW	2026-09-30
Proyecto de generación Fotovoltaica "El Jardín" de 9.9 MW	2026-09-30
Planta Fotovoltaica "SGDE" de 9,9 MW	2026-10-31
PSF CRLI de 9,9 MW a la subestación Caracolí de 13,8 kV.	2026-10-31
Parque eólico Alpha de 212 MW	2026-11-01
Parque eólico Beta de 280 MW	2026-11-30
Parque Eólico WESP 01 de 12 MW	2026-11-30
La Paz Solar 9,9 MW	2026-12-03
Parque Eólico Camelias de 250 MW	2026-12-10
APBAQ I	2026-12-31

Proyecto Clase 1	FPO
Autogenerador CELSIA Solar Cenit Copey	2026-12-31
Draco	2026-12-31
Elipse	2026-12-31
Galapa Solar II 9,9 MW	2026-12-31
Generación Solar Fotovoltaica Sabana Solar	2026-12-31
Granja Solar Asturias 9,9 MW	2026-12-31
Parque Eólico Urraichi de 100 MW (Chemesky)	2026-12-31
Parque Fotovoltaico Lyra	2026-12-31
Parque Solar Fotovoltaico Turpiales 278.6 MW	2026-12-31
Parque Solar Fotovoltaico Valledupar 100 MW	2026-12-31
Parque solar fotovoltaico Wimke (Tayrona) de 76 MW	2026-12-31
PARQUE SOLAR PUERTA DEL SOL	2026-12-31
Planta Híbrida San Alberto	2026-12-31
PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICA CHICALÁ DE 9,9 MW	2026-12-31
Proyecto solar fotovoltaico Juan Mina 19,9 MW	2026-12-31
PV LATAMSOLAR LA LOMA 200 MW	2026-12-31
Parque Solar Fotovoltaico Guayepo III de 200 MW	2027-01-01
Parque solar fotovoltaico El Copey de 200 MW	2027-01-31
Pétalo del Cesar IV La Loma	2027-01-31
Guacamayal Solar	2027-02-06
Parque Eólico Ipapure de 201 MW (Parque Eólico EO200i)	2027-03-15
PARQUE SOLAR CATACA	2027-03-31

Proyecto Clase 1	FPO
AUTOGENERACIÓN DE 50 MW - DRUMMOND	2027-04-30
Ariguaní 200 MW y su línea de evacuación de 500 kV	2027-06-30
Parque Solar Malambo 1 (antes Proyecto de generación fotovoltaica "Malambo 1" de 50 MW SE Caracolí 110 kV)	2027-06-30
Parque eólico Guajira I DE 20 MW	2027-08-31
Autogeneración Malambo Solar con entrega de excedentes de 9.9 MW	2027-10-18
Vientos de la Manita	2027-12-30
COLINA II	2027-12-31
Parque Eólico Cordobita	2027-12-31
Pétalo del Magdalena II Guacamayal	2027-12-31
Atlantico Photovoltaic SAS, de 199,5 MW	2028-01-01
PARQUE SOLAR LAS PALMERAS	2028-03-01
Parque eólico JK2 de 75 MW (Antes Apotolorru)	2028-03-31
Parque eólico JK1 de 180 MW (Casa Eléctrica)	2028-04-07
Churuco Solar	2028-05-30
Parque Eólico JK4 de 195 MW (Antes Carrizal)	2028-06-30
Parque Eólico Kuisa de 200 MW (Tumawind)	2028-07-31
Parque eólico JK3 de 99 MW (Antes Irraipa)	2028-09-30
Cactus del Cesar - El Paso	2029-01-31

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.3-3 Proyectos de generación considerados para la evaluación de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre Cerromatoso.

Proyectos Clase 1	FPO
Solar Los Colorados II 9.9 MW	2025-11-30
Solar Los Colorados III 9.9 MW	2025-11-30
Solar La Ceiba 8 MW	2025-12-27
Solar San Oro 2.5 MW	2025-12-30
Solar San Pelayo 2.5 MW	2025-12-30
Solar San Serapio 2.5 MW	2025-12-30
Solar Filigrana 9.9 MW	2025-12-31
Solar La Cayena 19.9 MW	2025-12-31
Solar Morrosquillos III 19.9 MW	2025-12-31
Solar Pétalo del Sucre 9.9 MW	2025-12-31
Solar Sincerín 9.9 MW	2025-12-31
Solar Tenerife 9.9 MW	2025-12-31
Solar Ternera 9.9 MW	2025-12-31
Termocaribe 3 ET2 130 MW	2025-12-31
Planta Solar PN1 9.9 MW	2026-01-31
Parque Solar Urra 19.9 MW	2026-03-01
Solar Guayacán 8 MW	2026-03-31
Solar Buenavista 9.9 MW	2026-04-30
Solar La Heroica 8,6 MW (Solar Badel I 8.6 MW)	2026-04-30
Sol del Mar II 9.9 MW	2026-06-30
Solar El Roble 19.5 MW	2026-06-30

Proyectos Clase 1	FPO
Solar El Tamarindo I 9.9 MW	2026-06-30
Solar El Tamarindo II 9.9 MW	2026-06-30
Solar Toluviejo 150 MW	2026-06-30
Solar Fotosfera 9.9 MW	2026-07-31
Solar Andrómeda 100 MW	2026-08-01
Solar Morrosquillos I 19.9 MW	2026-08-31
Solar Morrosquillos II 19.5 MW	2026-08-31
Ligustro I 99.9 MW	2026-09-01
Ligustro II 99.9 MW	2026-09-01
Solar Tangara 99.9 MW	2026-09-01
Solar Zambrano II 15.5MW	2026-10-30
Solar La Iguana 19.5 MW	2026-10-31
Autog Solar Argos Tolc 19.9 MW	2026-11-30
Térmica El Jobo 200 MW	2026-12-01
Solar C Asiopea 40 MW	2026-12-31
Solar La Orquídea 200 MW	2026-12-31
Solar Taurus 19.5 MW	2026-12-31
Solar Yaguarundi II 40 MW	2026-12-31
Solar El Bongo 2.5 MW	2027-01-31
Solar Sándalo II 9.9 MW	2027-03-31
Solar Chinú 350 MW	2027-05-31

Proyectos Clase 1	FPO
Solar DSE Calamar 9.9 MW	2027-06-30
Solar PD Valle Carretos 200MW	2027-06-30
Solar Pétalo de Bolívar 9.9 MW	2027-06-30
Solar Planeta Rica 19.9 MW (Solar Montelíbano 19.9 MW)	2027-06-30
Solar La Carreto 250 MW	2027-07-31
Solar Paraíso 7 MW	2027-07-31
Solar Matimba 150 MW	2027-11-30
PV Sahagún 400 MW	2027-12-31
Romosinuano 150 MW	2027-12-31
Solar El Espino 200 MW (Solar Sahagún Celsia 200 MW)	2027-12-31
Tolú Solar 9.9 MW	2027-12-31
Solar El Campano 99.9 MW	2028-01-01
Solar El Corozo 250 MW	2028-11-30
Solar Summa II 200 MW	2028-11-30
El Tesorito II 200 MW	2028-12-31
Vientos Alisios 200 MW	2033-06-01

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Tabla 3.1.3-4 Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra
Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Atlántico -GCM.**

Proyecto de transmisión	FPO
Nueva El Rio 220/110 kV	2024
Subestación Guatapurí 110 kV y líneas de transmisión asociadas	2024

Proyecto de transmisión	FPO
Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	2025
Subestación Nueva Galapa 110kV	2025
Subestación Uribia 110 kV Etapa 1	2025
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma	2025
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas	2025
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	2025
UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV	2025
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV	2026
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías – Atlántico	2026
Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	2026
Nueva Subestación Guacamayal 110 kV	2026
Nueva Subestación Palermo 110 kV	2026
Nueva Subestación San Juan 220/110 kV	2026
Subestación Bureche 110 kV y obras asociadas	2026
Reconfiguración Subestación Sabanalarga 220 kV	2027
Compensadores Síncronos STR – Área GCM (El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí, y Santa Marta, todas en 110 kV)	2028
Subestación Nueva Bosconia 110 kV	2028
Subestación Uribia 110 kV Etapa 2	2028

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Tabla 3.1.3-5 Proyectos de transmisión considerados para la evaluación de la obra
Compensadores Síncronos Área Caribe Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre Cerromatoso.**

Proyecto de transmisión	FPO
Repotenciación de la línea Bosque – Bocagrande 66 kV	2023
Compensación Capacitiva en la Subestación Mompox 110 kV de 16 MVar	2023
Repotenciación de la línea Boston Sierra Flor 110 kV	2024
Repotenciación de la línea Coveñas – Tolviejo 110 kV	2024
Repotenciación de la línea Sierra Flor – Tolviejo 110 kV	2024
Subestación Nueva Arjona 110/66/13.8 kV y obras asociadas	2024
Repotenciación de la línea Bayunca – Bolívar 66 kV	2024
Repotenciación de la línea Villa Estrella – Bolívar 66 kV	2025
Nueva Subestación Campestre 66 kV y obras asociadas	2026
Nueva Subestación Turbaco 110/13.8 kV y obras asociadas	2027
Nueva Subestación La Marina 66 kV y obras asociadas	2024
Nueva Subestación Tolviejo 220 kV y obras asociadas	2026
Subestación Nueva Tolviejo 110 kV y obras asociadas	2026
Tercer Transformador de Bolívar 500/220/34.5 kV	2026
Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV	2026
Nueva Subestación Pasacaballos 220/110/13.8 kV y obras asociadas	2027
Nueva Subestación Carreto 500/66/13.8 kV y obras asociadas	2027
Subestación Nueva Lorica 110/34.5/13.8 kV y obras asociadas	2027
Subestación Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV y obras asociadas	2027
Obras del Refuerzo en Montería Etapa 1, 2, 3 y 4	2027

Proyecto de transmisión	FPO
Subestación Nueva Magangué 500/110/34.5 kV y obras asociadas	2028

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

b. Escenarios de generación y demanda evaluados

A continuación, se presentan los escenarios de generación, demanda definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

**Tabla 3.1.3-6 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra
Compensadores Síncronos Área Caribe.**

Escenario de generación	Descripción
G0	Máxima generación síncrona y máxima generación renovable en el área Caribe
G1	Máxima generación síncrona y sin generación renovable en el área Caribe
G2	Mínima generación síncrona y máxima generación renovable en el área Caribe

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Tabla 3.1.3-7 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra
Compensadores Síncronos Área Caribe.**

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en el área Caribe según proyecciones UPME
Dmed	Demanda media en el área Caribe según proyecciones UPME

Escenario de demanda	Descripción
Dmin	Demanda mínima en el área Caribe según proyecciones UPME

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

c. Demanda considerada

La Unidad publicó en su página web el Informe de Proyección de la Demanda Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038³⁰, junto con el Anexo en Excel, de donde se extrajo la Tabla 3.1.3-8. En esta tabla se puede observar la proyección de la demanda para el área Operativa del Caribe:

Tabla 3.1.3-8 Demanda anual de Potencia Máxima Regional SIN – Caribe (MW-año).

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	2.961	3.090	2.866	3.051	2.879
2026	3.029	3.258	2.818	3.192	2.875
2027	3.130	3.437	2.851	3.346	2.928
2028	3.242	3.627	2.904	3.513	2.996
2029	3.360	3.813	2.965	3.678	3.071
2030	3.482	4.001	3.031	3.846	3.152
2031	3.608	4.194	3.103	4.018	3.239
2032	3.736	4.390	3.180	4.194	3.329
2033	3.867	4.590	3.258	4.372	3.421
2034	4.002	4.796	3.340	4.556	3.516
2035	4.143	5.010	3.426	4.747	3.616

³⁰ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima. 2024-2038*.

UPME.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2036	4.287	5.229	3.514	4.942	3.718
2037	4.434	5.454	3.606	5.142	3.824
2038	4.587	5.686	3.700	5.350	3.933

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Es importante resaltar que la Tabla 3.1.3-8 no contempla la carga de los grandes consumidores (Existentes y Nuevos) asociados al área Operativa Caribe. Estas cargas se muestran a continuación en la Tabla 3.1.3-9.

Tabla 3.1.3-9 Demanda Potencia Máxima (MW-año).

Año	Drummond Rio Córdoba	Drummond La Loma	Ternium	ULTRACEM	Dt Serena del Mar Fase1	Dt Serena del Mar Fase2
2025	45	120	15	20	2	
2026	45	120	15	20	2	
2027	45	120	15	20	2	
2028	45	120	15	20	7	5
2029	45	120	105	20	7	5
2030	45	120	105	20	7	5
2031	45	120	105	20	7	5
2032	45	120	105	20	7	5
2033	45	120	105	20	7	5
2034	45	120	105	20	7	5
2035	45	120	105	20	7	5
2036	45	120	105	20	7	5

Año	Drummond Rio Córdoba	Drummond La Loma	Ternium	ULTRACEM	Dt Serena del Mar Fase1	Dt Serena del Mar Fase2
2037	45	120	105	20	7	5

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

d. Condiciones operativas consideradas

Los análisis eléctricos consideran los criterios establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 y en las resoluciones que modifiquen aspectos del Código de Operación y que se citan a continuación:

- En estado normal de operación las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90%, ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- En cuanto a la carga de los equipos del SIN, se consideran los límites declarados por los agentes para sus equipos, tanto en estado normal como de sobrecarga.
- Se analiza la respuesta segura y confiable del sistema ante contingencias sencillas (N-1) en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores del STN y STR.

Adicionalmente, los análisis eléctricos realizados para este informe tienen las siguientes consideraciones particulares que se citan a continuación:

- Los análisis realizados en el presente informe consideran disponibles todos los elementos de la red. Ante la situación de indisponibilidades permanentes o mantenimientos, será necesario revisar y si es el caso modificar los resultados del presente estudio.
- Se consideraron las obras asociadas al STN y STR mostradas en la Tabla 4 y Tabla 5. No se consideró la topología ni activos del SDL. Por esta razón, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.
- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- Se establece como FPO inicial de la obra el año 2030.
- Periodo de evaluación energética y eléctrica 2029-2038.

- Se consideran la información de los parámetros de red reportada por los agentes en PARATEC a diciembre de 2024 y se coordina con la información reportada en el repositorio de transportadores de la UPME según resolución CREG 014 de 2022.
- Para el caso específico de esta obra que se localiza puntualmente en el área Caribe, pero cuyo impacto se refleja en todo el sistema interconectado para su análisis se determinó que, en primer lugar, se analiza el efecto de la obra en el área local considerando las siguientes variables:
 - El análisis en red completa y contingencia de flujos y tensiones se realizará solo para el área Caribe puesto que la obra tendrá su mayor impacto en esta región.
 - Se evaluaron 113 nodos del área Caribe repartido en tensiones eléctricas de 66kV, 110 kV, 115 kV, 220 kV, 230 kV y 500 kV.
 - Se evaluaron 129 contingencias en el área Caribe.
- Terminado el análisis anterior a continuación se realiza la evaluación de la propagación de huecos de tensión y de fortaleza de red a nivel de todo el sistema Interconectado Nacional, en donde se tomarán los nodos más representativos del STN a nivel 500 kV.

e. Horizontes de simulación

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2029 – 2038 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024”.

f. Agotamiento de capacidad de interrupción del SIN ^{31,32}

La UPME desarrollo de manera colaborativa, a través de diversas mesas técnicas con la participación del Operador del Sistema (XM) y el Consejo Nacional de Operación (CNO), un estudio cuyo objetivo principal fue identificar y priorizar las acciones necesarias para enfrentar el agotamiento de la capacidad de las subestaciones. Este esfuerzo se enmarca en la necesidad de abordar de manera sistemática y eficiente los desafíos que enfrenta el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR) en relación con la saturación de la capacidad de interrupción en sus subestaciones.

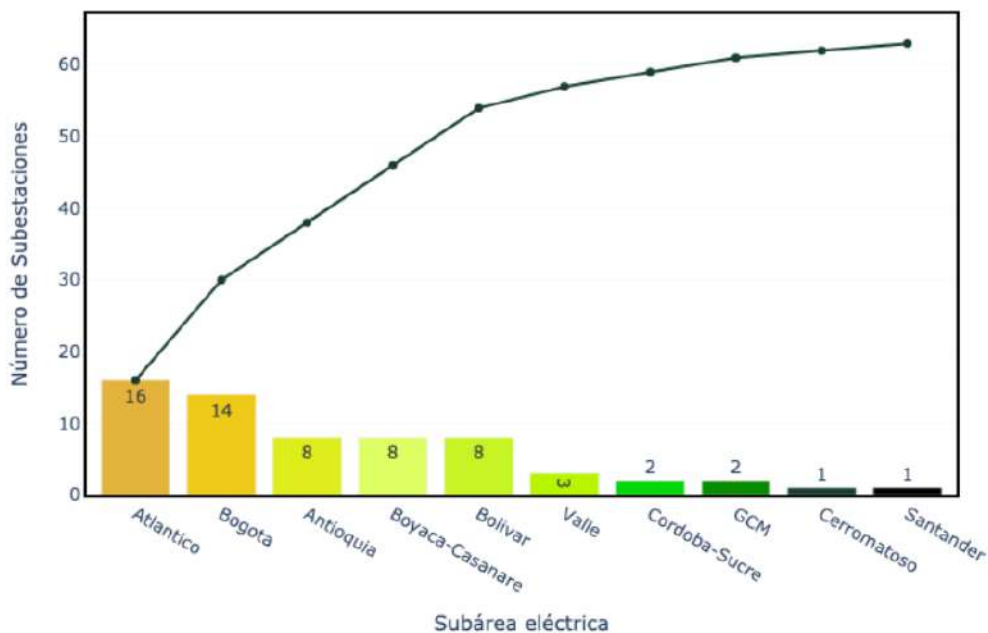
³¹ Informe de evaluación Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito 2024. UPME

³² Reporte de cálculo de capacidad de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) - 2024

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se empleó la norma IEC 60909 – 2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen al área de interés.

Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única (Circular CREG 014 de 2022).

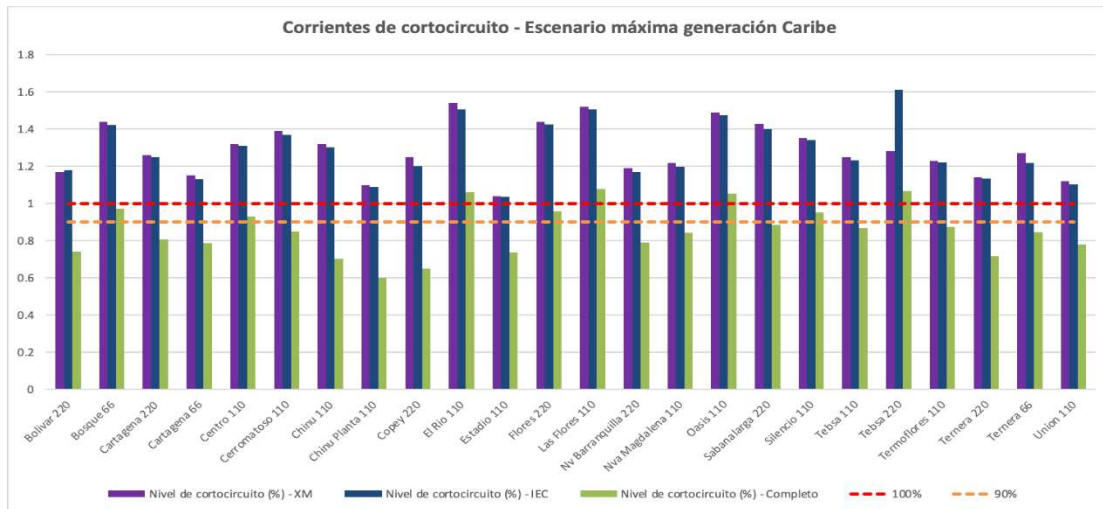
Del análisis realizado, de manera general en la figura a continuación se presentan los siguientes resultados:



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-5 Número de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción por subárea eléctrica y total del SIN.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de subestaciones representativas que se encuentran dentro del área Caribe, adicionalmente de manera comparativa se presenta los resultados presentados por XM y el cálculo mediante el método completo.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-6 Niveles en por unidad del nivel de corto circuito – Área Caribe.

De manera general se puede apreciar que para el área Caribe se presentaron 28 subestaciones con agotamiento de la capacidad de corto circuito.

Esta situación toma especial relevancia por que los Compensadores Síncronos³³ son máquinas sincrónicas que no están conectadas a una turbina y, por lo tanto, no generan potencia activa de manera constante. Su función principal es proporcionar potencia reactiva para regular la tensión en el sistema. Sin embargo, también pueden desempeñar un papel importante en la fortaleza de la red y, en cierta medida, en la inercia. Específicamente al estar conectados al sistema, estos equipos contribuyen a la corriente de cortocircuito en caso de una falla, aumentando el nivel de cortocircuito y, por lo tanto, la fortaleza de la red, en el punto de conexión.

Adicionalmente, la creciente conexión de generadores basados en inversores, como los utilizados en plantas eólicas y fotovoltaicas, puede reducir el nivel de cortocircuito de la red, debilitando la capacidad del sistema para soportar perturbaciones. En este caso los compensadores sincrónicos contrarrestan este efecto al aportar corrientes de cortocircuito adicionales y al mejorar la capacidad de recuperación de la red durante fallas, lo que fortalece significativamente la infraestructura eléctrica.

Por lo tanto, se puede apreciar la dicotomía entre la necesidad de fortalecer la red, específicamente el nivel de corto, en el área de Caribe versus el agotamiento de la

³³ Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2024) *Compensadores síncronos como elemento de flexibilidad en la TEJ*. República de Colombia.

https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Position_paper_comp_sincronos_V4.pdf

capacidad de interrupción de cortocircuito en las subestaciones de la misma área. Por tanto, para la obra de compensadores en análisis, se requiere considerar un balance entre las condiciones operativas detectadas y las necesidades del sistema, y proponer obras complementarias que mitiguen y/o solucionen las limitaciones de capacidad de corriente, y habiliten la factibilidad no solo de la conexión de estos equipos, sino además de nuevas obras de transmisión y nuevos proyectos de conexión de generación eléctrica³⁴.

3.1.3.5.2. Análisis de impacto local – Comportamiento del sistema en condición normal de operación Área Caribe

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de red completa. Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía.

Para la evaluación de la obra se determina las siguientes convenciones relacionadas con las alternativas evaluadas:

- A0: Caso base sin compensadores.
- A1: Caso con 15 compensadores sincrónicos según lo indicado en la Tabla 3.1.3-1
- A2: Caso con 7 compensadores sincrónicos según lo indicado en la Tabla 3.1.3-10

Tabla 3.1.3-10 Resumen de Compensadores Sincrónicos STN -STR Área Caribe-Alternativa 2- A2.

Ítem	Subestación	Subárea	Tensión kV	Localización	Potencia MVAR
1	Nv Barranquilla 220	Atlántico	220	STN	150
2	Sabanalarga 500	Atlántico	500	STN	150
3	Cuestecitas 500	GCM	500	STN	300

³⁴ la Unidad tiene como funciones el Identificar restricciones estructurales, el formular plan de expansión que incluya obras energéticas principales y asociadas; y asegurar la viabilidad técnica del sistema ante nuevas conexiones. Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Decreto 2121 del 2023, por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. República de Colombia.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=226770>

Ítem	Subestación	Subárea	Tensión kV	Localización	Potencia MVAR
4	Colectora 500	GCM	500	STN	300
5	Carreto 500	Bolívar	500	STN	300
6	Chinú 500	Córdoba-Sucre	500	STN	150
7	Tolviejo 230	Córdoba-Sucre	230	STN	150

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

a. Perfil de tensiones – Red Completa

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (3), escenarios de demanda (3) y años de estudio (10), se realiza la simulación correspondiente para cada una de las 113 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base A0 y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto implementado A1 y A2. Se presentan graficas separadas para cada subárea, esto es: Atlántico, Bolívar, GCM y Córdoba-Sucre.

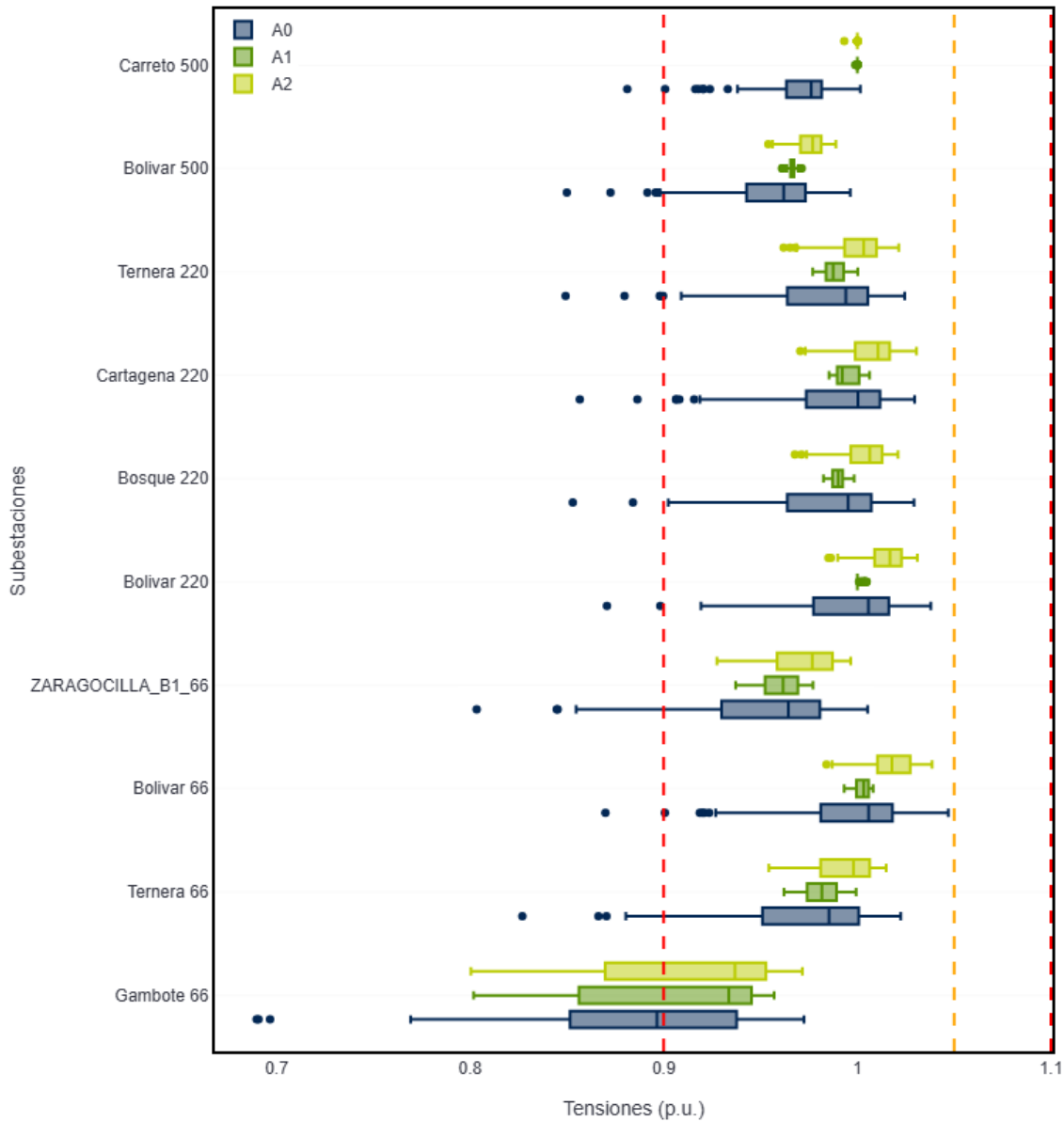
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-7 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Atlántico Red Completa.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

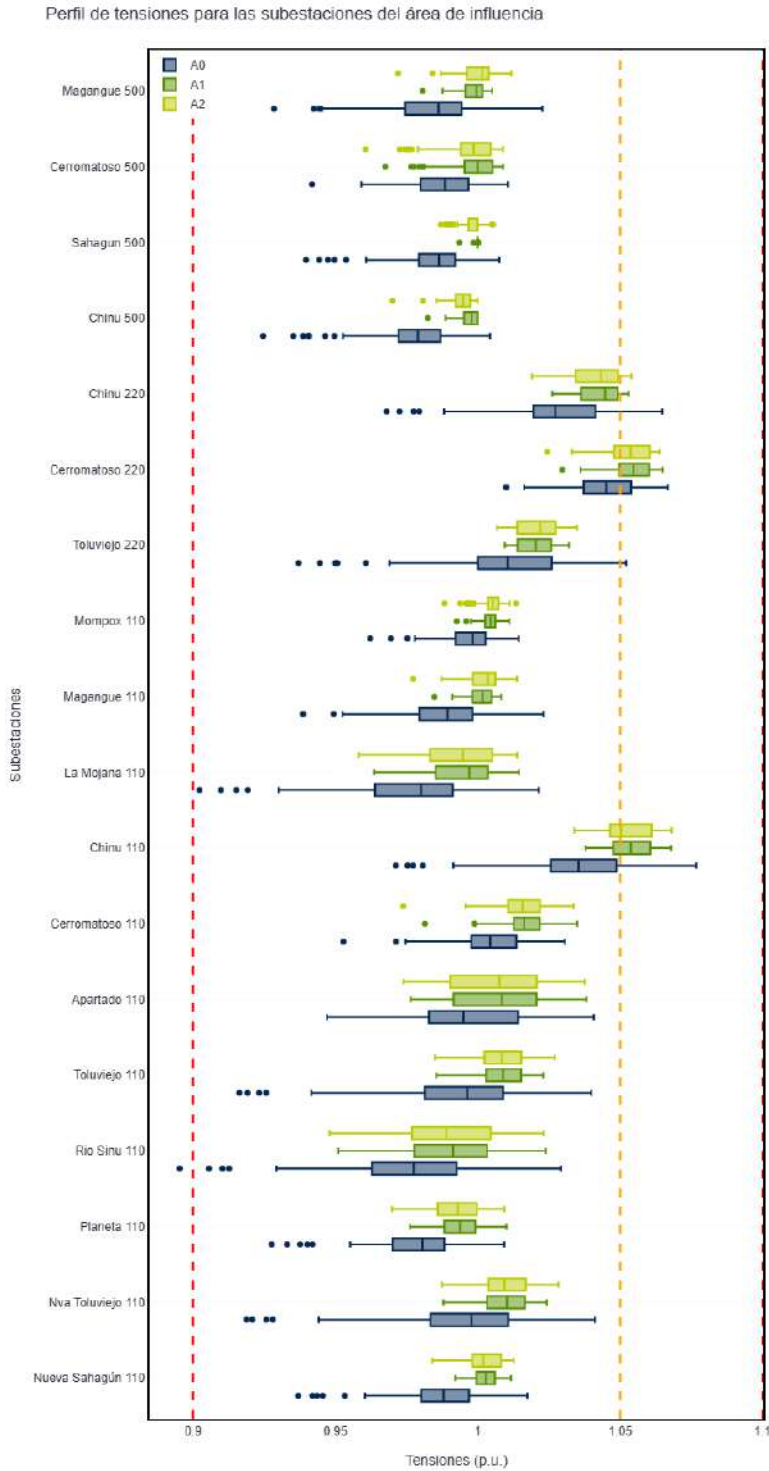
Figura 3.1.3-8 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Bolívar Red Completa.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-9 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea GCM Red Completa.

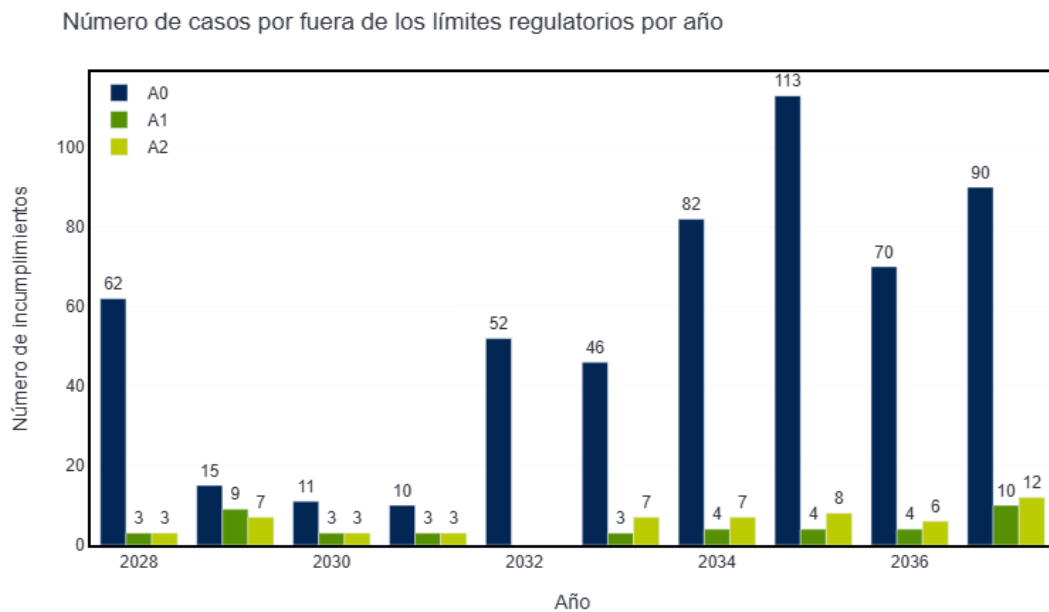


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-10 Comparación de los perfiles de tensión para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso Red Completa.

De manera general, se puede observar en las figuras anteriores el mejoramiento de la distribución de las tensiones en cada una de las subestaciones en análisis.

Como se observa en la figura a continuación para el caso base A0 presenta un total de 551 casos por fuera de los límites de tensión. Al incorporar el proyecto bajo análisis, se identifican tan solo 43 casos para la alternativa A1 y 56 para la alternativa A2. Esto representa una reducción significativa en los casos por fuera de los límites para el sistema, atribuible a la entrada en operación del proyecto, independientemente de la alternativa considerada. A continuación, se presenta la distribución temporal de estos casos a lo largo del horizonte de planeación.

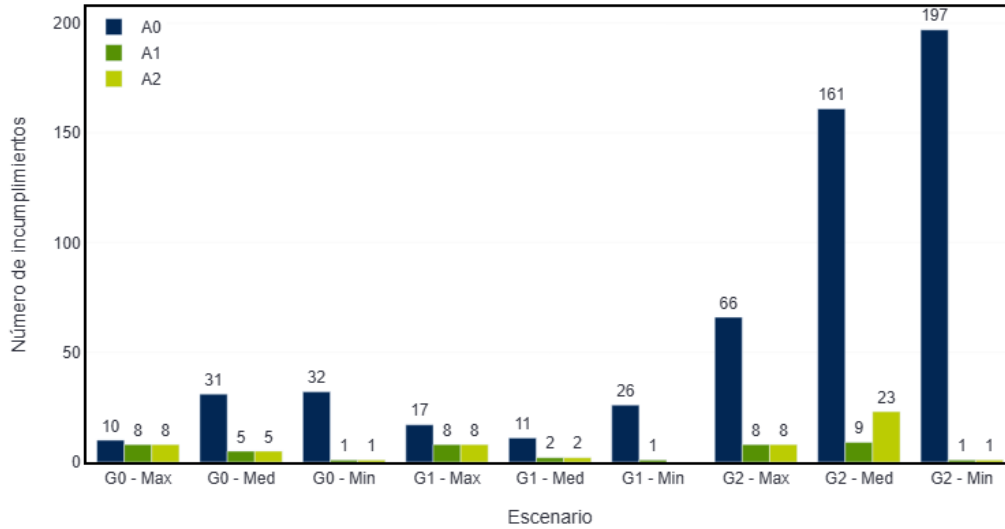


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-11 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2– Red Completa.

Por otra parte, en el caso base A0 se evidencian desviaciones sobre los límites en las restricciones en todos los escenarios de generación-demanda analizados. En contraste, las alternativas A1 y A2, que contemplan la incorporación de compensadores síncronos, muestran una reducción significativa en el número de restricciones incumplidas del sistema. Esta mejora se ilustra en la figura siguiente.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por escenario

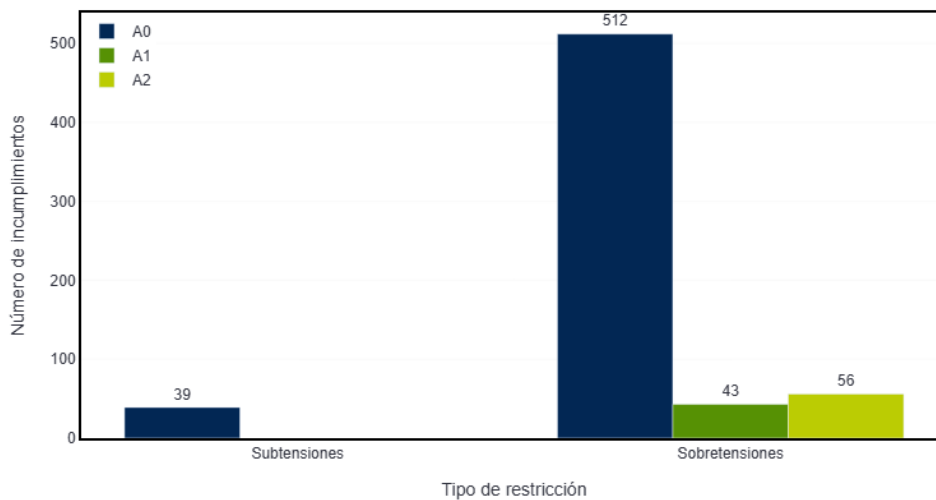


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-12 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con el proyecto A1 y A2, discriminados por escenarios – Red Completa.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones de tensión identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base y para el caso con el proyecto en evaluación.

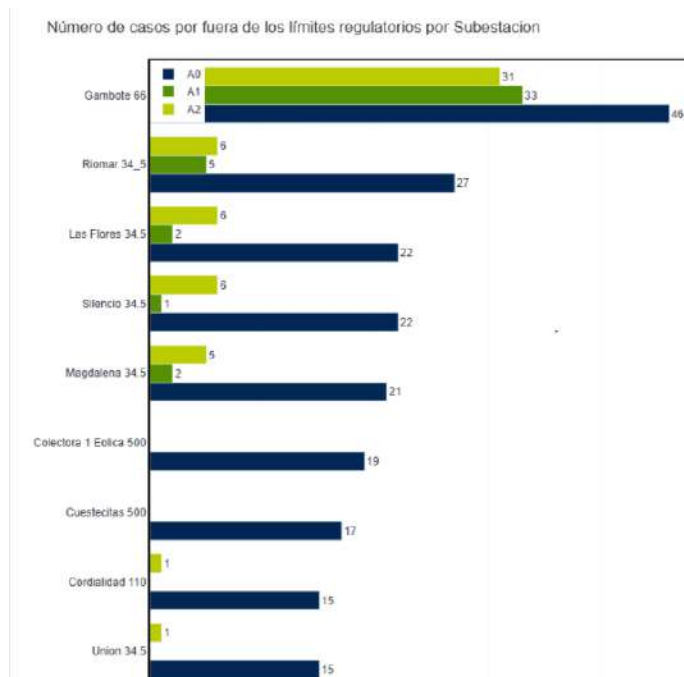
Número de casos por fuera de los límites regulatorios por tipo de restricción



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-13 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Red Completa - Área Caribe.

Ahora bien, de los análisis efectuados se identificaron 9 subestaciones críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura se muestra el impacto del proyecto en evaluación sobre estas 9 subestaciones y sus límites de tensión eléctrica.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-14 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y los eventos con proyecto A1 y A2 – Red Completa - Área Caribe.

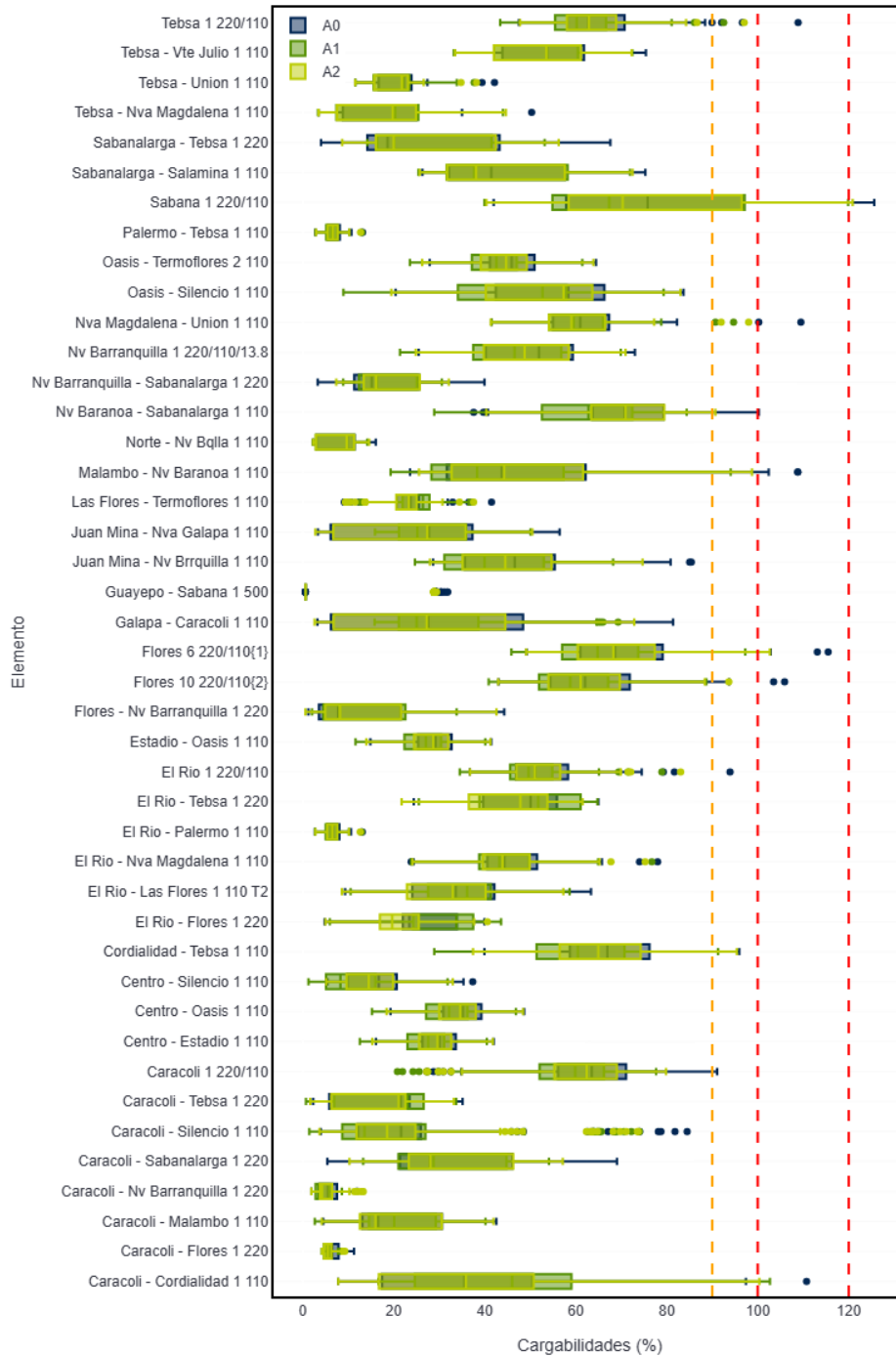
Como se observa en las figuras anteriores, con la implementación del proyecto de Compensadores Síncronos Área Caribe se eliminan en su mayor parte las desviaciones de tensión, en especial se eliminan todas las sobretensiones que se presentan en las subestaciones: Colectora 1 Eólica 500, Cuestecitas 500 y La Loma 500, y se mantienen subtensiones en las subestaciones: Gambote 66, Riomar 34_5, Las Flores 34.5, Magdalena 34.5 y Silencio 34.5.



b. Perfiles de cargabilidades – Red Completa

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (3), escenarios de demanda (3) y años de estudio (10), se realiza la simulación de estos casos de estudio para cada uno de los 129 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de las cargabilidades de dichos elementos en el caso base A0 y el comportamiento de las cargabilidades ya con el proyecto implementado alternativas A1 y A2.

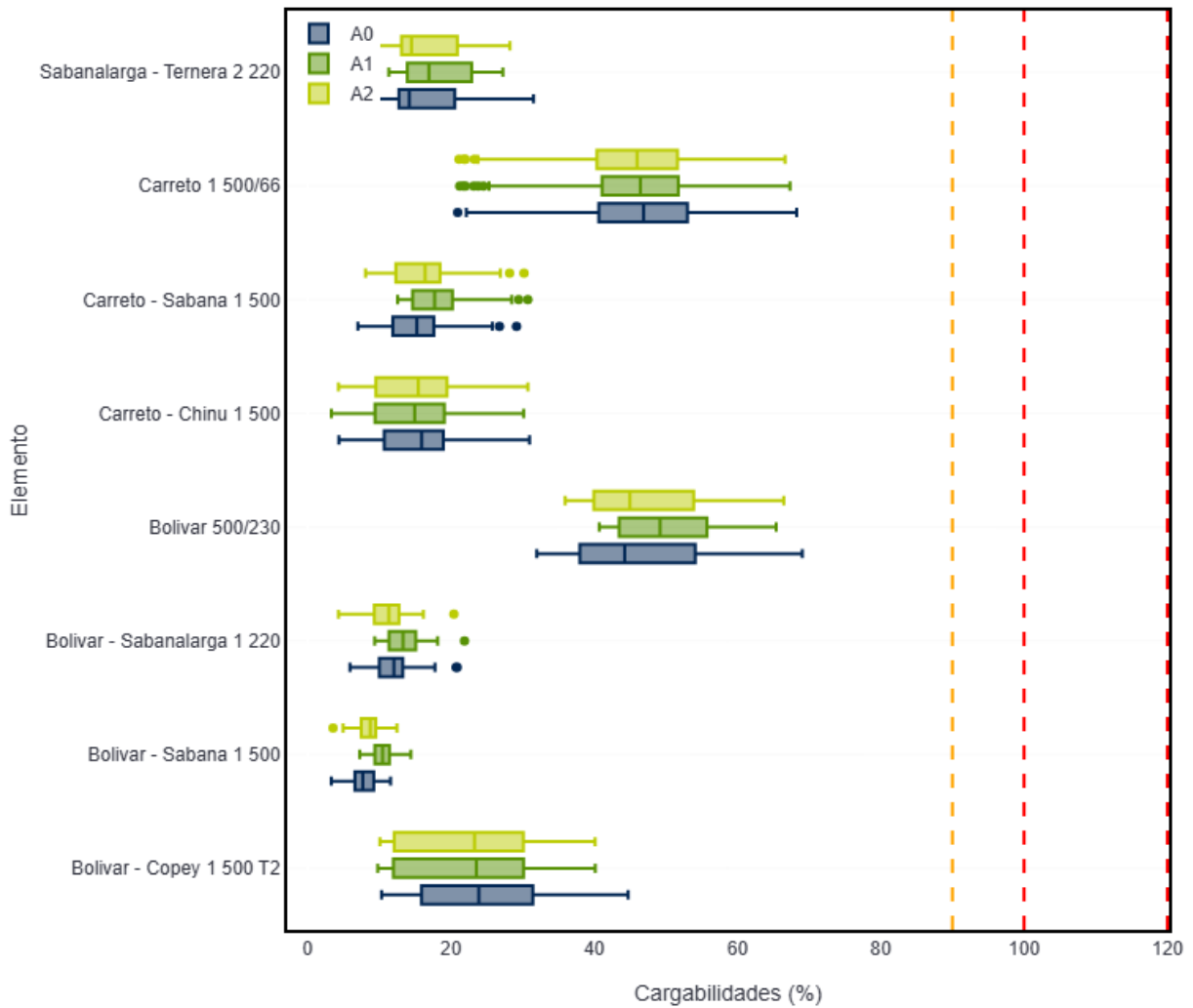
Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

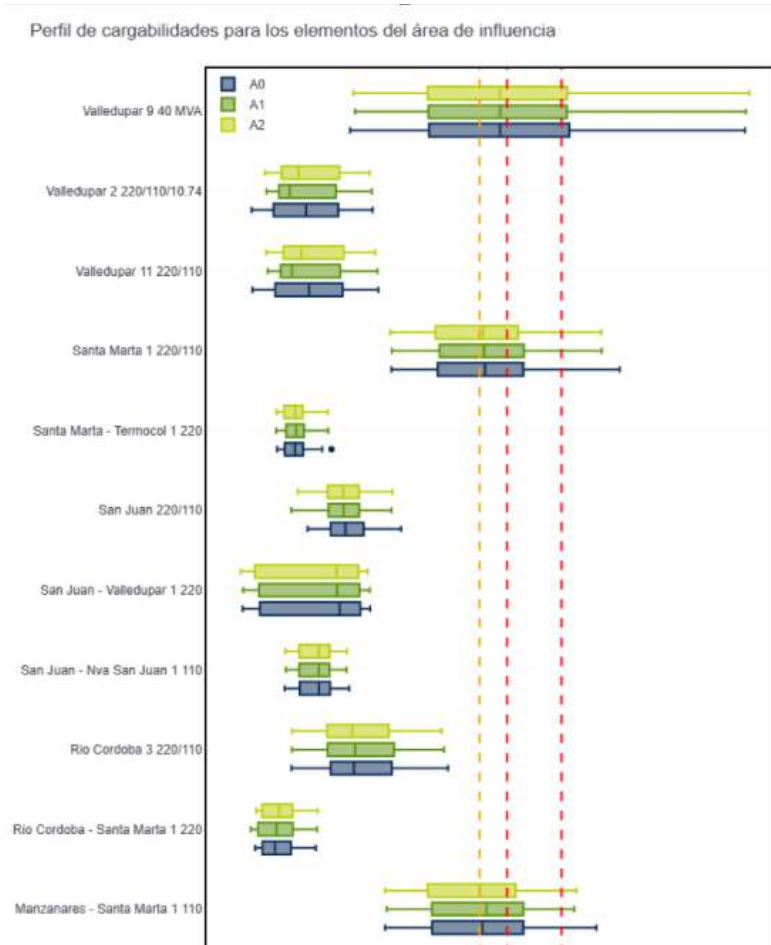
Figura 3.1.3-15 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2- Área Caribe – Subárea Atlántico Red Completa.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

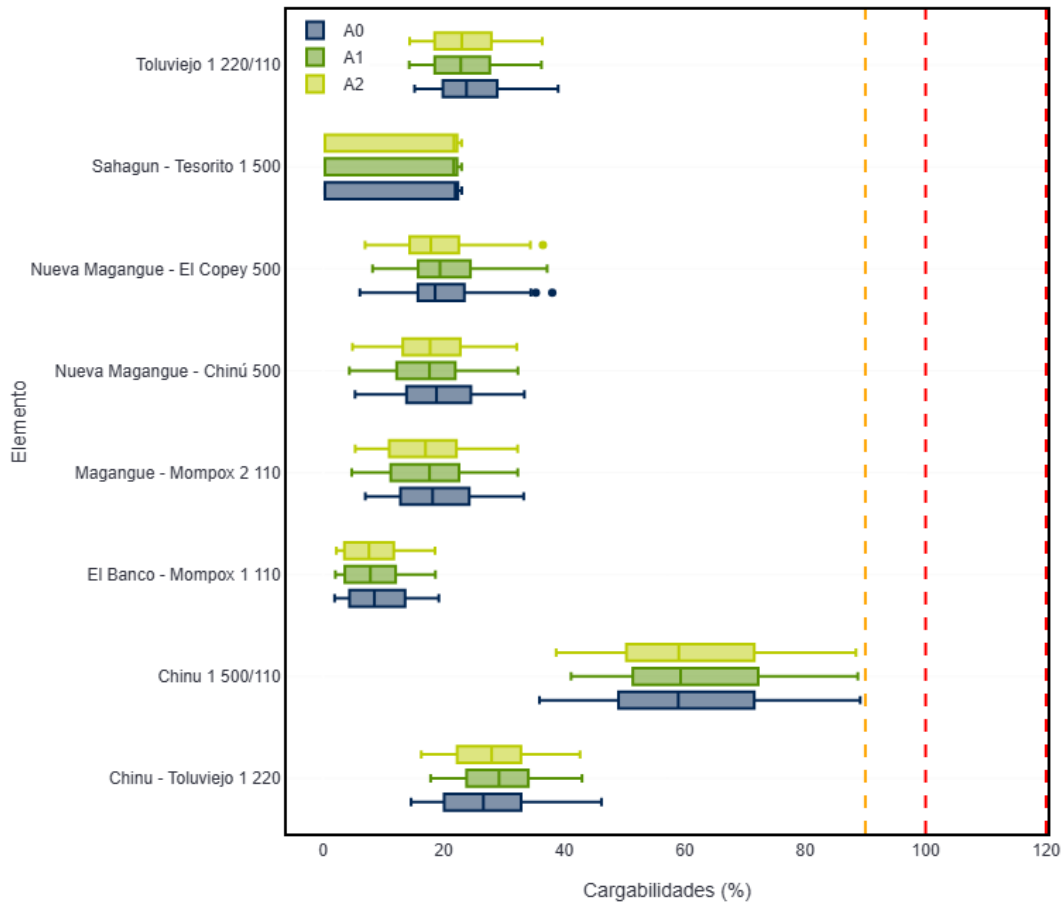
Figura 3.1.3-16 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea Bolívar Red Completa.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-17 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea GCM Red Completa.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

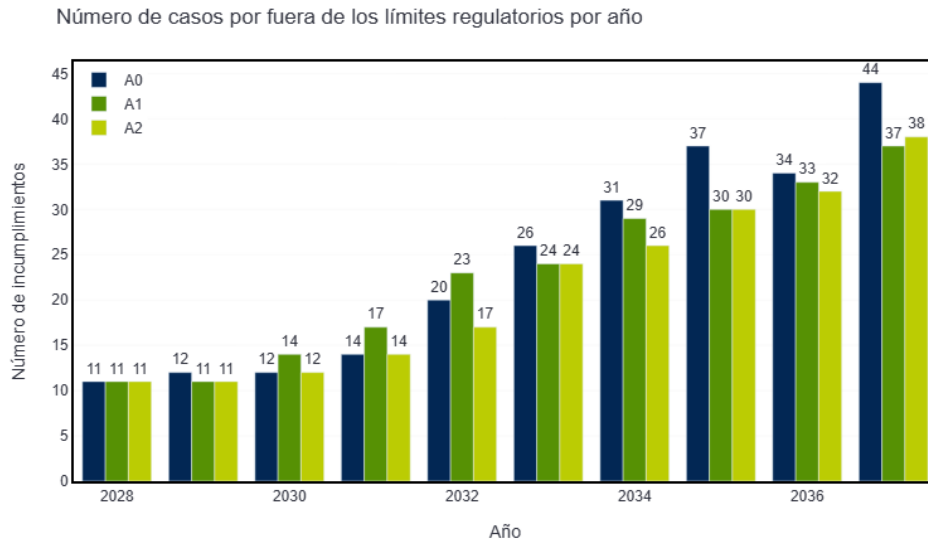
Figura 3.1.3-18 Comparación de los perfiles de cargabilidad para los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1 y A2 - Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso Red Completa.

Resultado de análisis de cargabilidades, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifica que en condiciones de red³⁵ completa se presentan de manera general variaciones marginales en los flujos a través de los elementos monitoreados, aproximadamente una reducción de 2.8 % en promedio para la alternativa A1, y 1.5% en promedio para la alternativa A2.

³⁵ Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes del Sistema Interconectado Nacional*. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

Por otra parte, a continuación, se muestra la distribución de los eventos en los cuales se superan las restricciones de cargabilidad durante el horizonte de planeación. Además, esta reducción en la cantidad de eventos en los cuales se superan los límites de cargabilidad solo es ligeramente apreciable a partir del año 2034.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-19 Comparación del número de casos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y los casos con proyecto - A1 y A2 – Red Completa - Área Caribe.

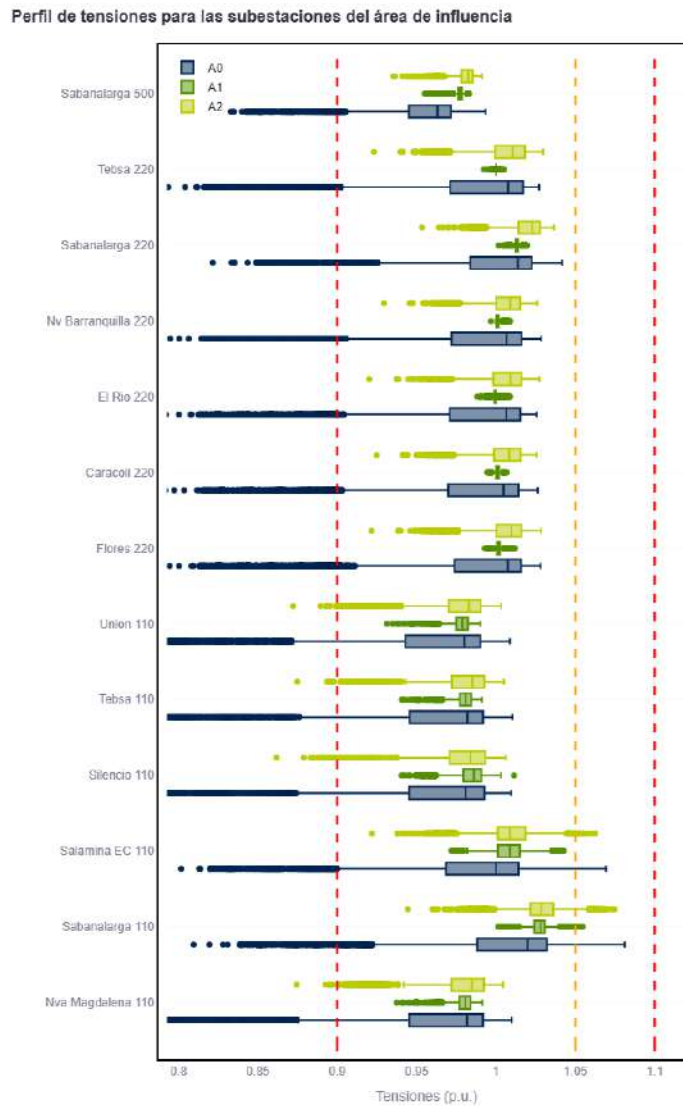
3.1.3.5.3. Comportamiento del sistema ante contingencias N-1, Área Caribe

En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en la tensión y cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1, evaluando el impacto sobre la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía. Los resultados obtenidos son presentados a continuación.

a. Perfiles de tensión – Contingencias N-1

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (3), escenarios de demanda (3), contingencias (129) y años de estudio (10), se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las 113 subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del

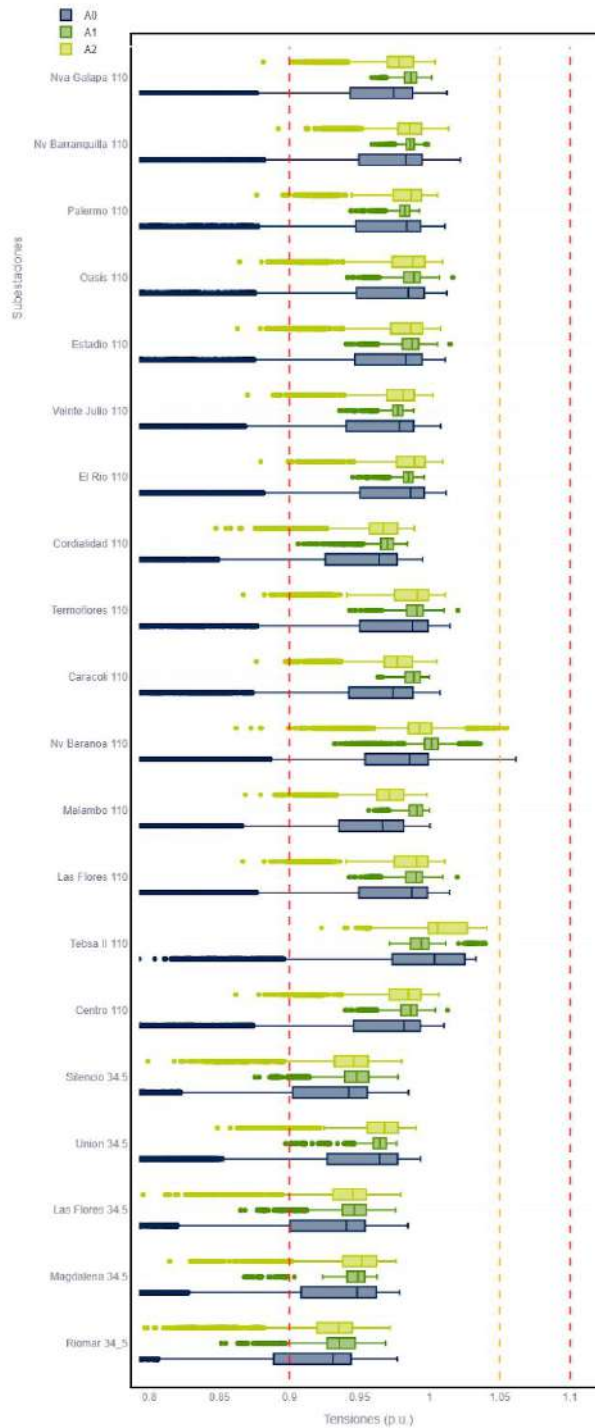
comportamiento de la tensión de dichas subestaciones en el caso base y el comportamiento de la tensión ya con el proyecto A1 y A2 implementado.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-20 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Atlántico Contingencias N-1. Parte 1.

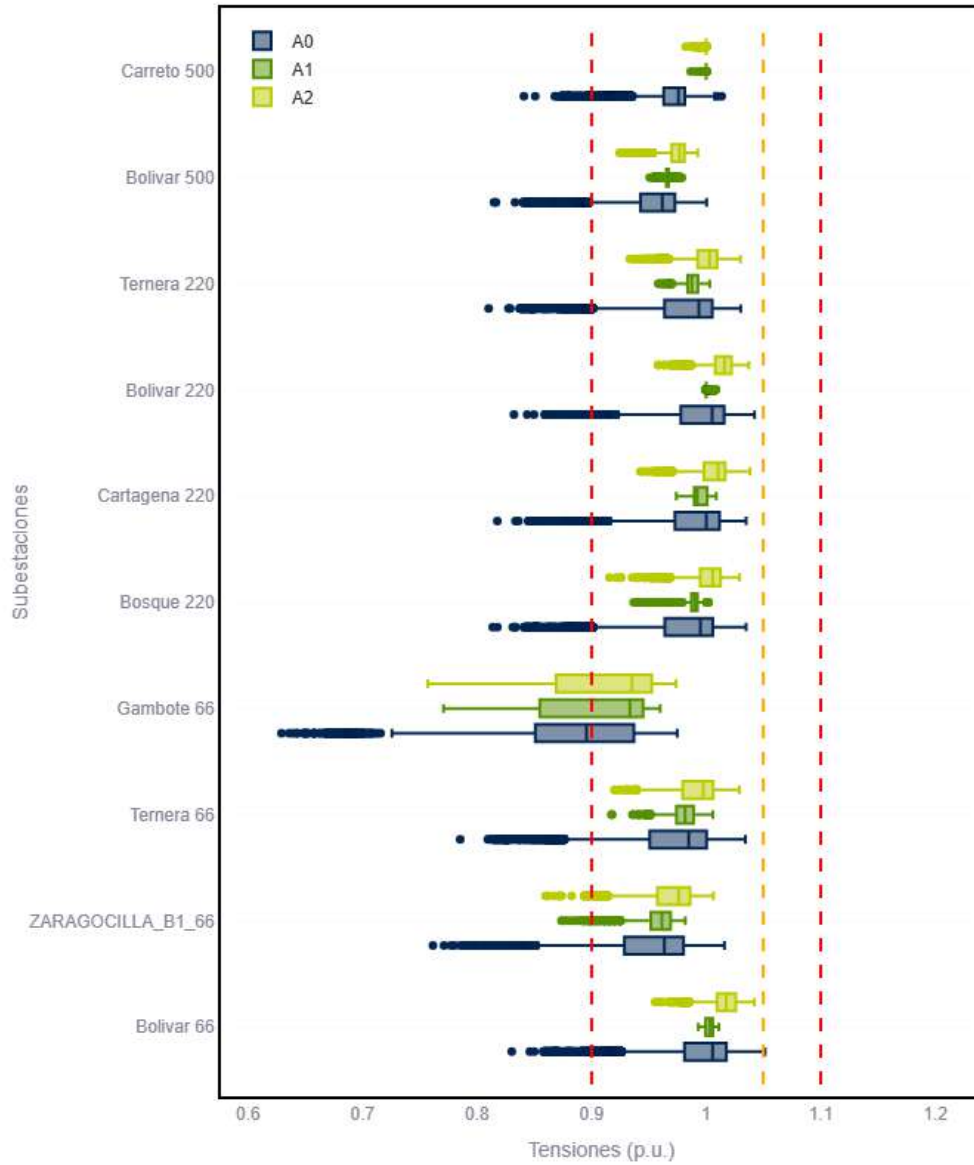
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-21 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Atlántico Contingencias N-1. Parte 2.

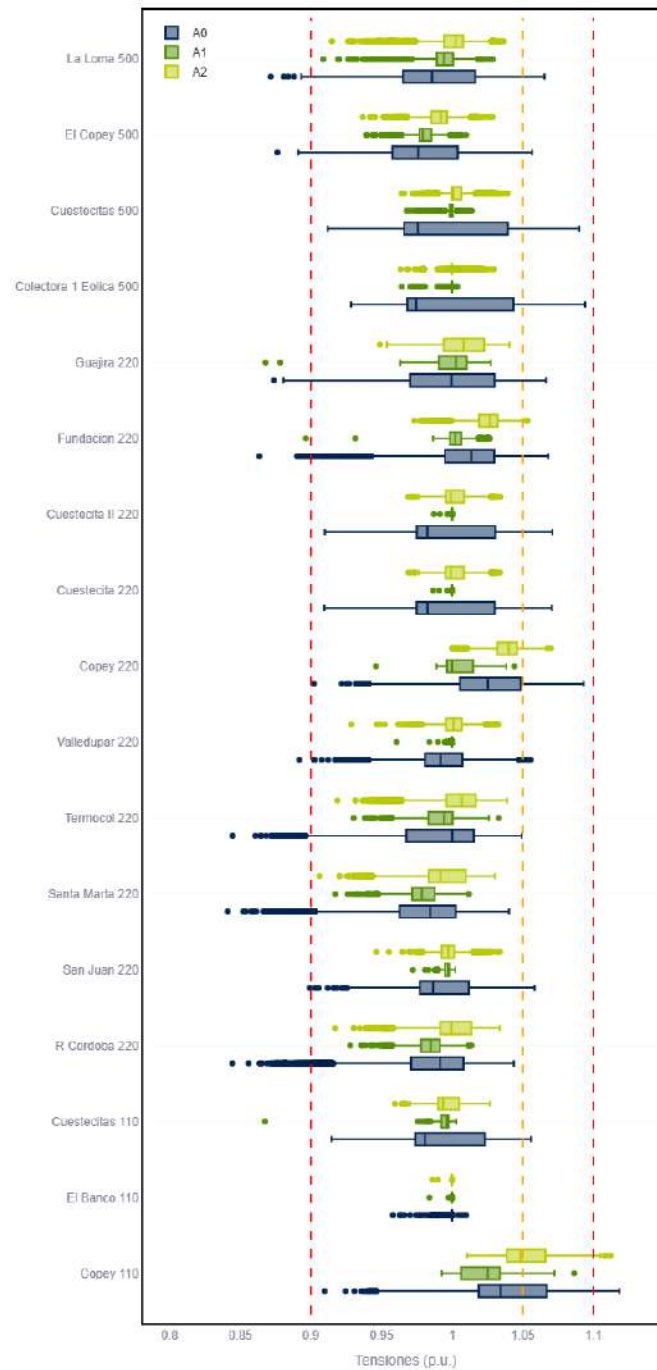
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-22 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Bolívar Contingencias N-1.

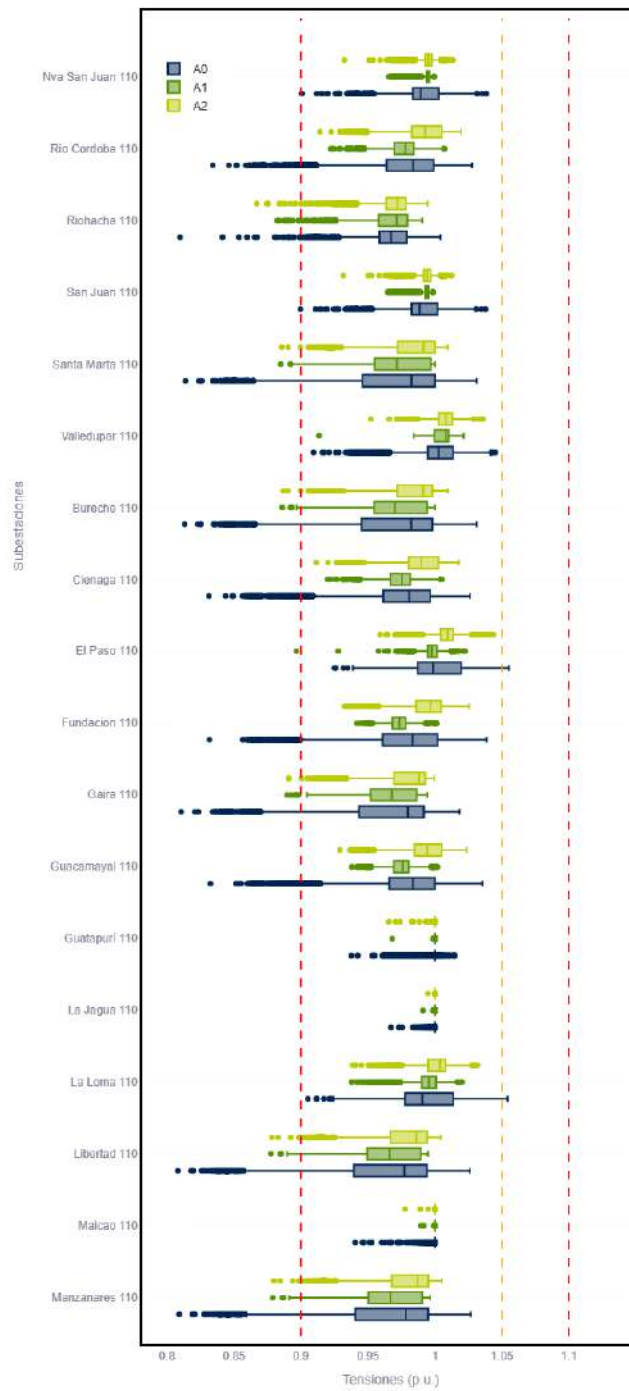
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-23 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea GCM Contingencias N-1. Parte 1.

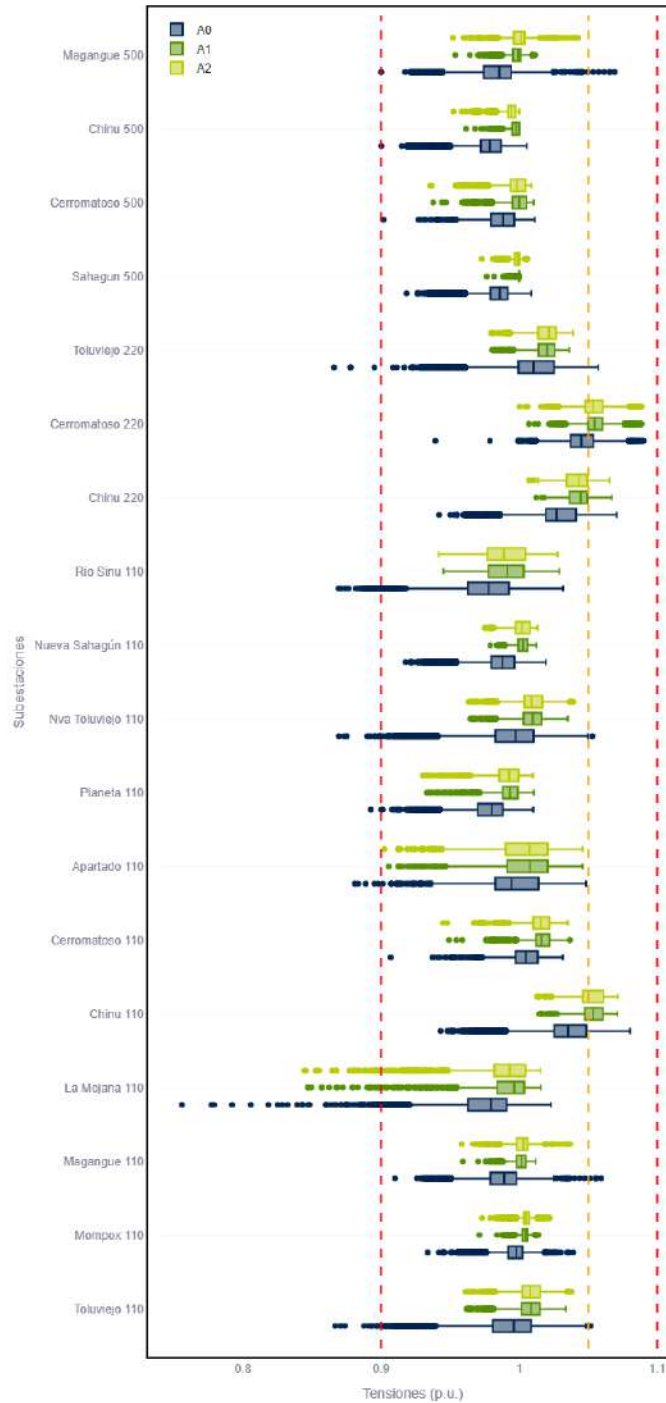
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-24 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea GCM Contingencias N-1. Parte 2.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

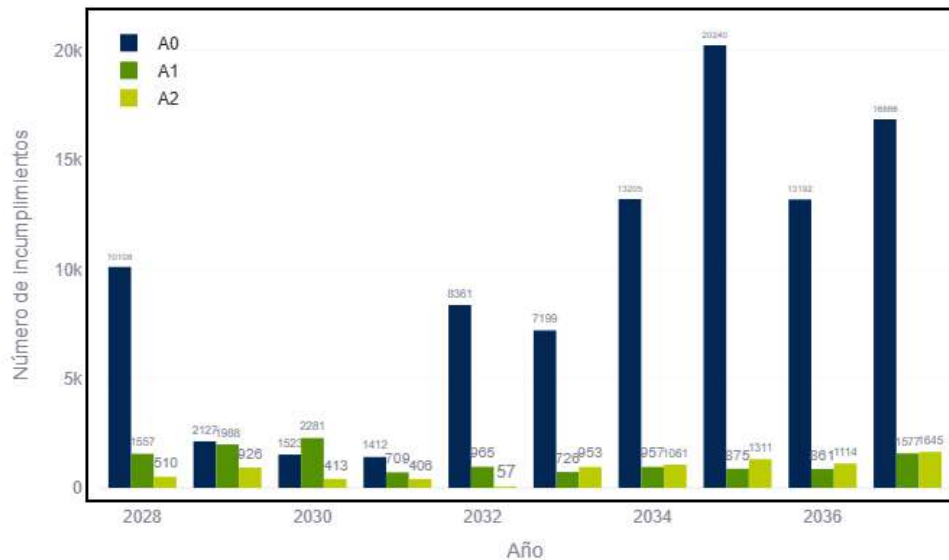


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-25 Comparación del perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre Contingencias N-1.

Resultado de análisis de tensiones, tal y como se presenta en las figuras anteriores, se identifican 94233 restricciones para el caso base A0 y 12496 para el caso con el proyecto alternativa A1, teniendo una reducción de 81737 de estas restricciones con la incorporación del proyecto, y 8396 para el caso con el proyecto alternativa A2, teniendo una reducción de 85837 de estas restricciones con la incorporación del proyecto. A continuación, se muestra la distribución de dichas restricciones durante el horizonte de planeación.

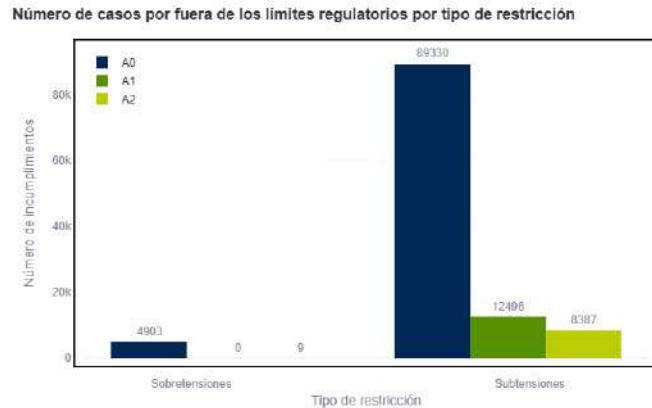
Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-26 Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos – Alternativas A1-A2 – Contingencias N-1.

Adicionalmente, en la siguiente figura se presenta la distribución de las restricciones identificadas entre subtensiones y sobretensiones para el caso base A0 y para el caso con el proyecto A1 y A2 en evaluación.

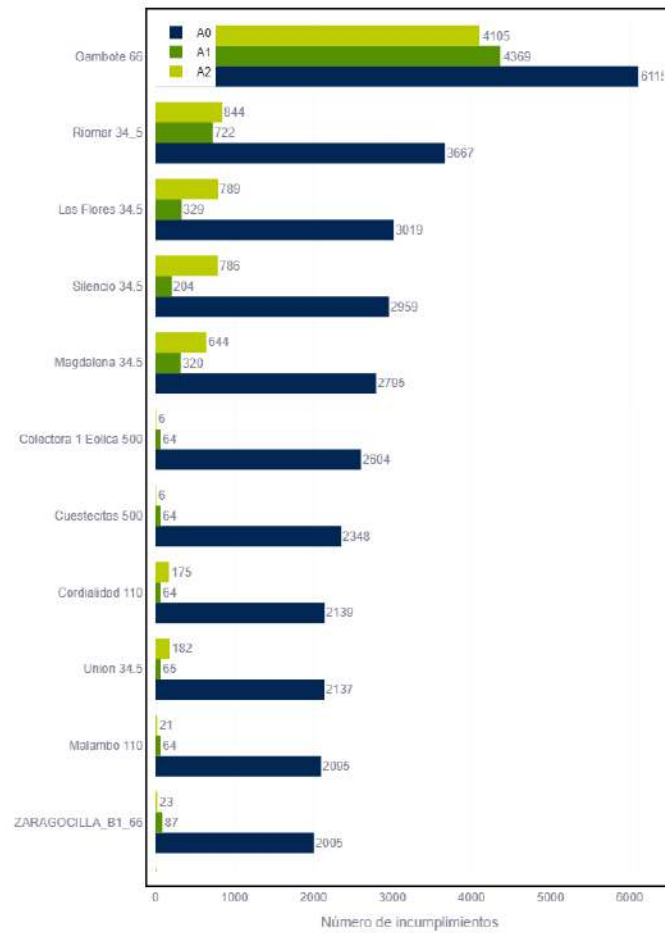


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-27 Comparación del número de casos por fuera de los límites de seguridad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2, discriminados por subtensiones y sobretensiones – Contingencias N-1.

Ahora bien, de los análisis efectuados se muestran a continuación los resultados para 11 subestaciones críticas en las cuales se identifican escenarios en los cuales se incumplen los lineamientos establecidos sobre la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En la siguiente figura (parte 1) se muestra el impacto del proyecto en evaluación, alternativas A1 y A2, sobre estas 11 subestaciones y su resultado sobre los eventos en los cuales se supera los límites regulatorios. Como se puede observar con las 2 alternativas se produce una reducción significativa de eventos en los cuales se superan los límites de tensión ante contingencias.

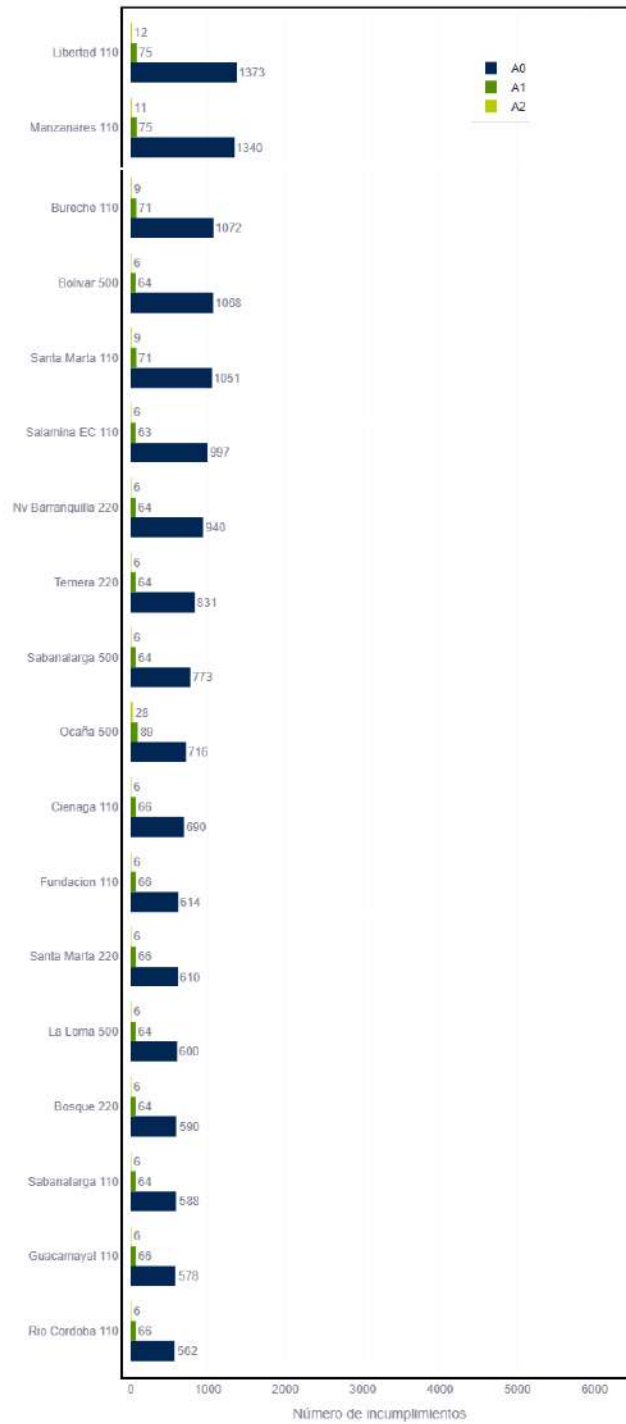
Número de casos por fuera de los límites regulatorios por Subestación



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-28 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 1.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por Subestación



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

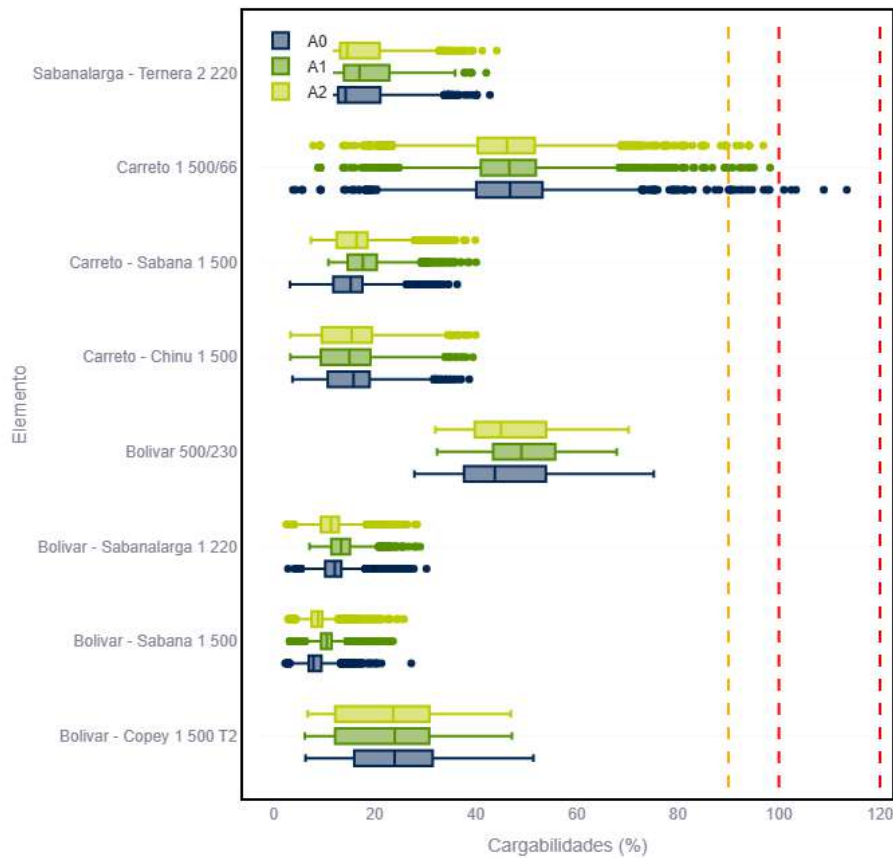
Figura 3.1.3-29 Comparación de las subestaciones críticas para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos - A1- A2 Área Caribe en evaluación – Contingencias N-1 – Parte 2.

De las figuras anteriores se observa una disminución importante en el número de eventos en las subestaciones con tensiones por fuera de los límites de seguridad dada la entrada de la obra en evaluación en las 2 alternativas A1 y A2.

b. Perfil de cargabilidades – Contingencias N-1

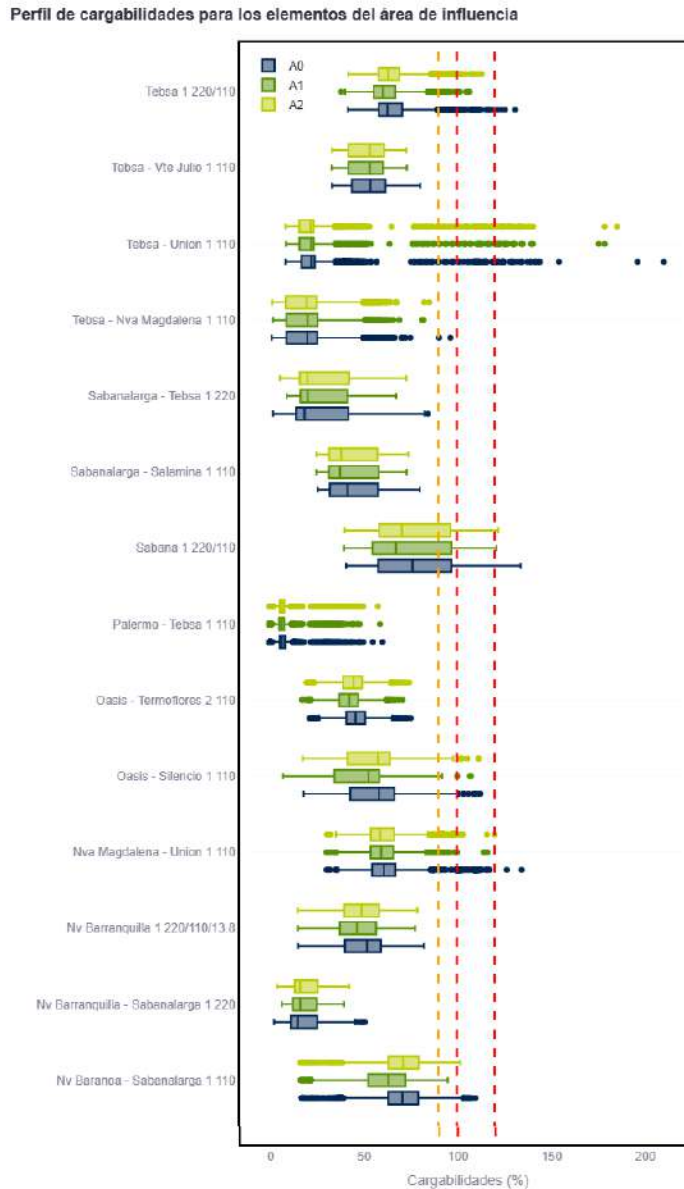
Teniendo en cuenta los escenarios de generación (3), escenarios de demanda (3), contingencias (129) y años de estudio (10), se realiza la simulación los casos de estudio para cada uno de los 129 elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad de dichos elementos en el caso base A0 y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado, alternativas A1 y A2.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

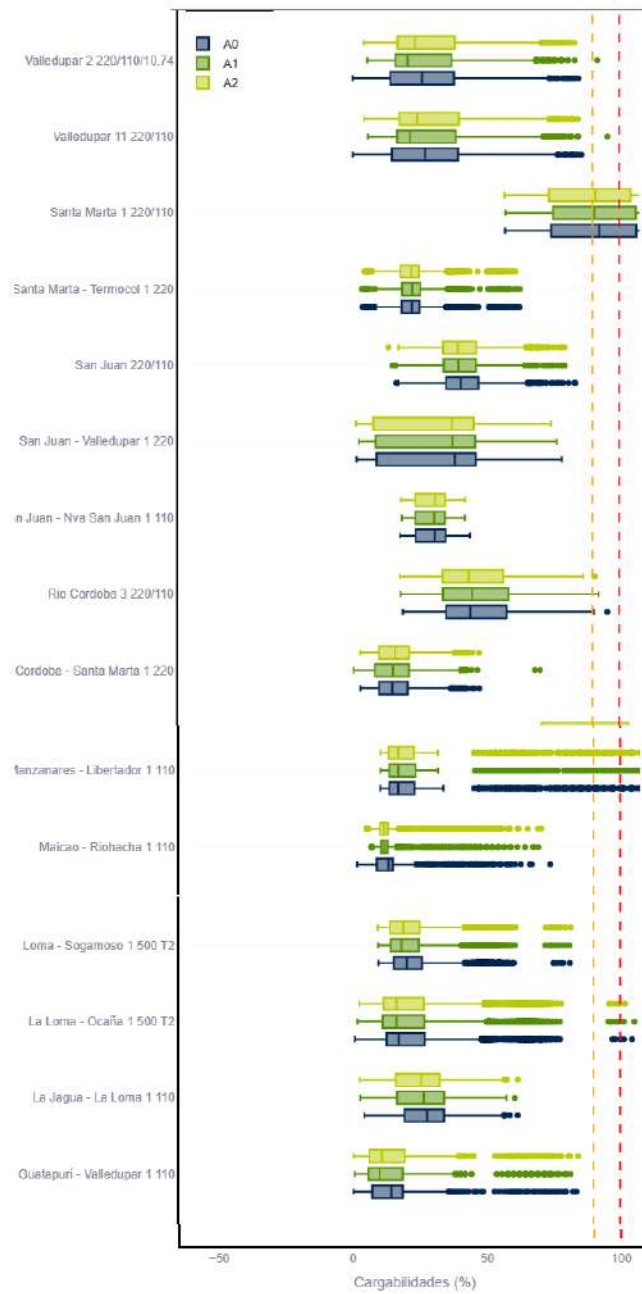
Figura 3.1.3-30 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Bolívar - Contingencias N-1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-31 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Atlántico - Contingencias N-1.

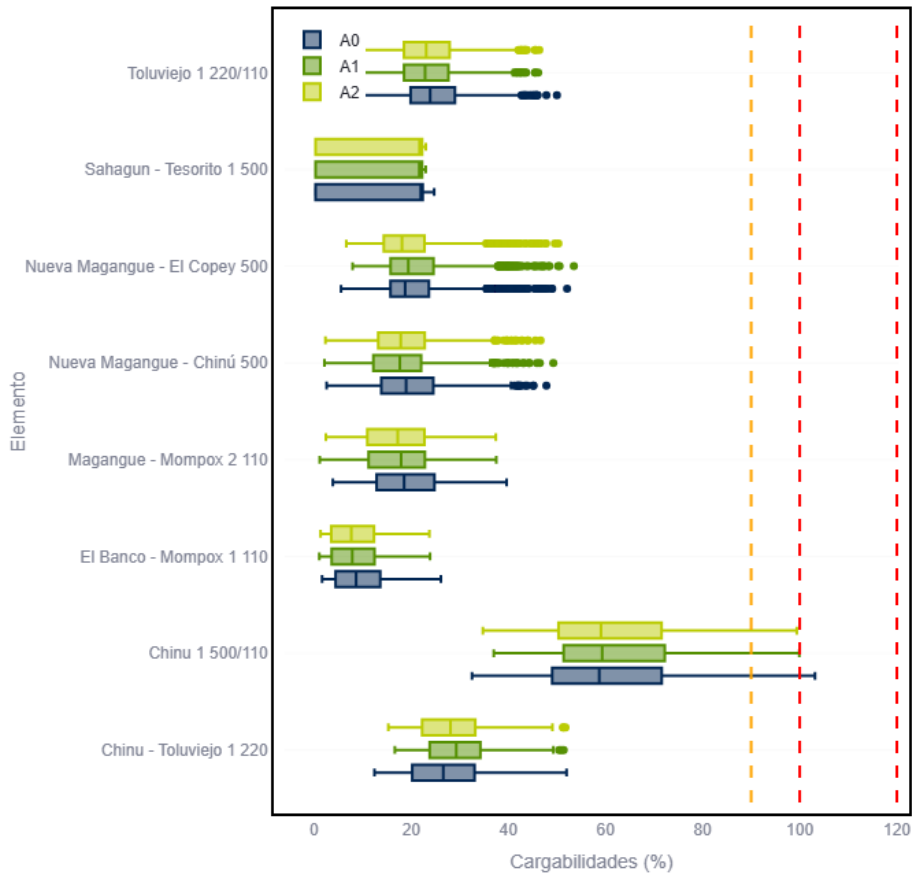
Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-32 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea GCM - Contingencias N-1.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

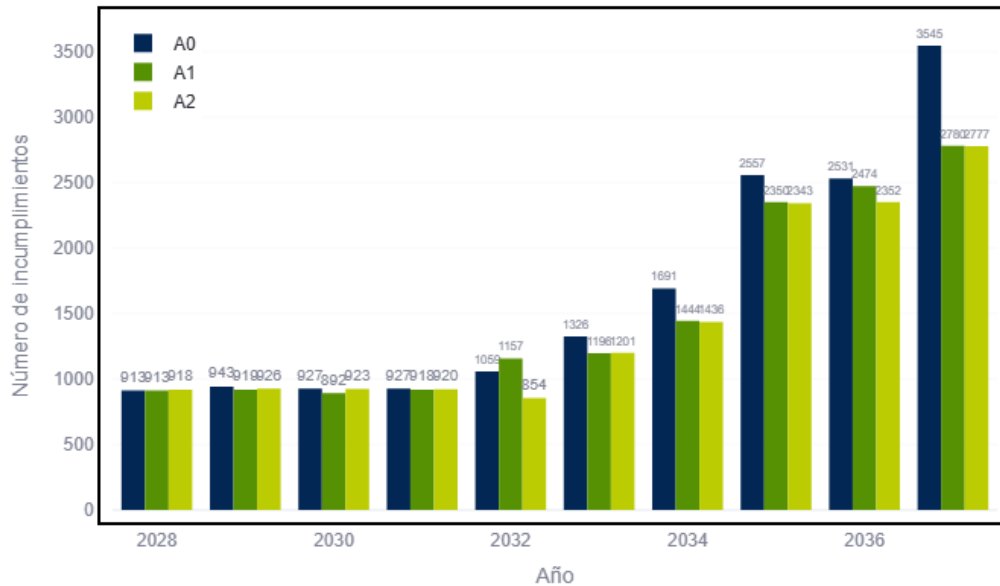
Figura 3.1.3-33 Comparación de los perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe – Subárea Córdoba-Sucre - Contingencias N-1.

Resultado del análisis de cargabilidades, presentado en las Figuras 30 a 33, se identifica de manera general para el área Caribe que ante un estado de contingencia N-1, no se produce una variación significativa en los flujos de potencia entre el caso base y las alternativas de obra analizadas A1 y A2. De los resultados de las simulaciones se determinó una reducción del valor medio en los flujos del 0,78% para la alternativa A1 y 0,79% para la alternativa A2.

Adicionalmente se observa, en las figuras a continuación que los cambios en la cantidad de eventos por fuera de los límites regulatorios son pocos y se materializan a partir de 2034, específicamente de 1691 eventos en la alternativa 0, se reduce a 1441 para la alternativa A1, y 1436 para la alternativa 2. Y que además se puede observar

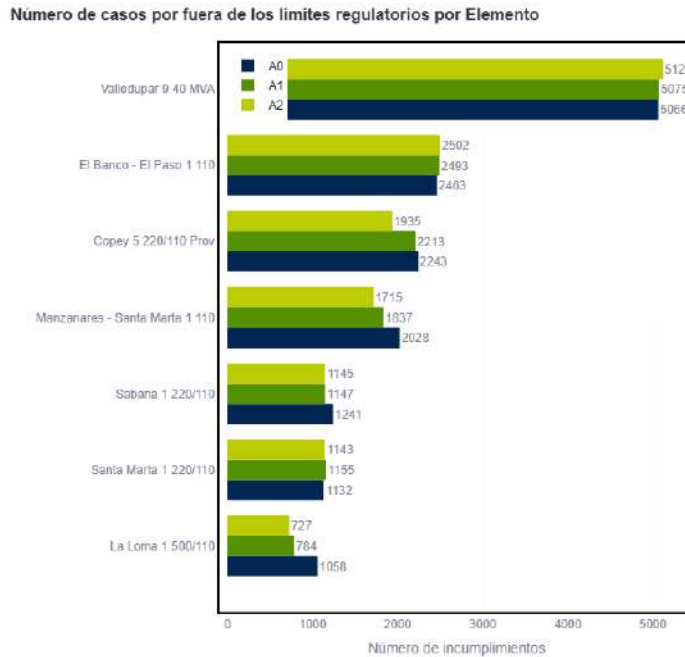
ejemplos de elementos: La Loma 1 500/110 kV o Sabana 1 220/110 kV, que presentan sobrecargas en el caso base A0, y que con la implementación del proyecto en sus alternativas A1 y A2, se perciben reducciones mínimas en los flujos. O también el caso de ligeros incrementos en la cantidad de eventos con la implementación del proyecto, como es el caso de los elementos: Valledupar 9 40 MVA, El Banco – El Paso 1 110 kV.

Número de casos por fuera de los límites regulatorios por año



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-34 Comparación del número de eventos por fuera de los límites de cargabilidad entre el caso base y el caso con proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Contingencias N-1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-35 Comparación de los elementos críticos para el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 en evaluación – Contingencia N-1.

En conclusión, para el caso del análisis de cargabilidades tanto en red completa como ante contingencia N-1, la obra planteada tiene efectos, pero son mínimos en este aspecto en particular.

3.1.3.5.4. Comportamiento de las corrientes de cortocircuito en la zona de influencia

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 ³⁶, bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés.

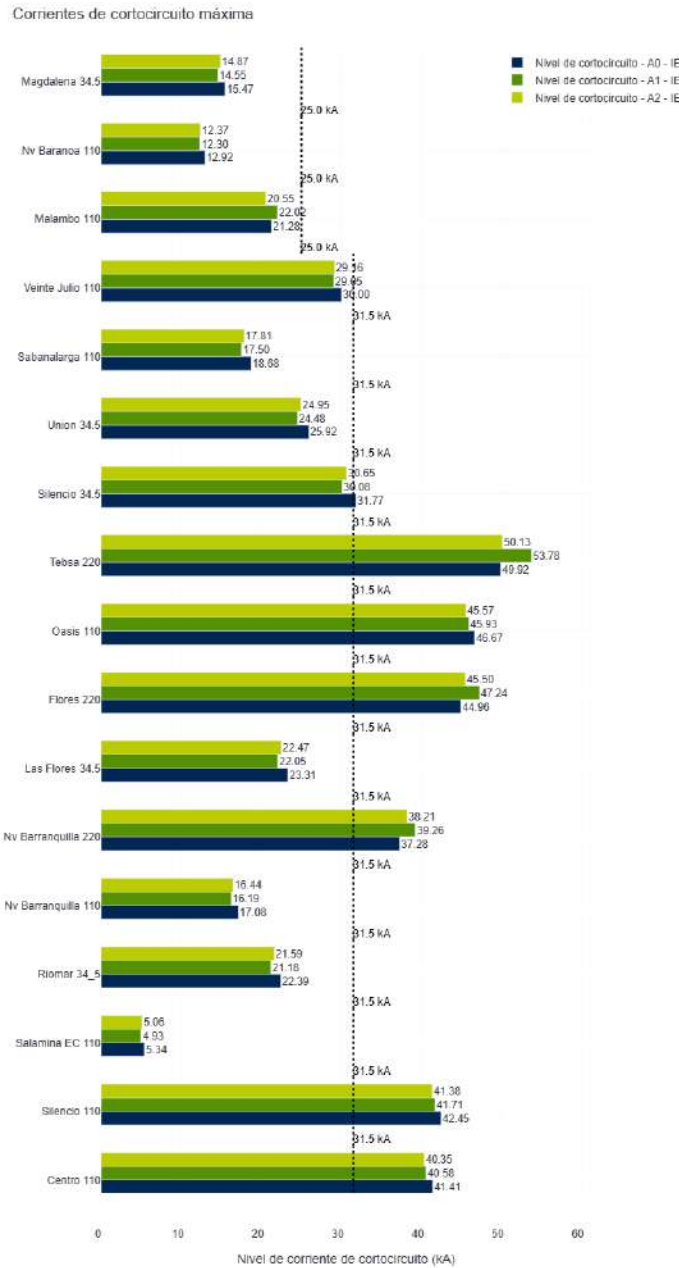
Es importante aclarar que todos los parámetros eléctricos de la red, como las características de los transformadores, líneas y demandas, así como también la

³⁶ Según la IEC 60909-0:2016 (International Electrotechnical Commission, 2016), correspondiente a el cálculo de corrientes de cortocircuito.

topología y condiciones operativas, fueron modeladas con base a la información presentada por el transportador en el PARATEC y la ventanilla única³⁷.

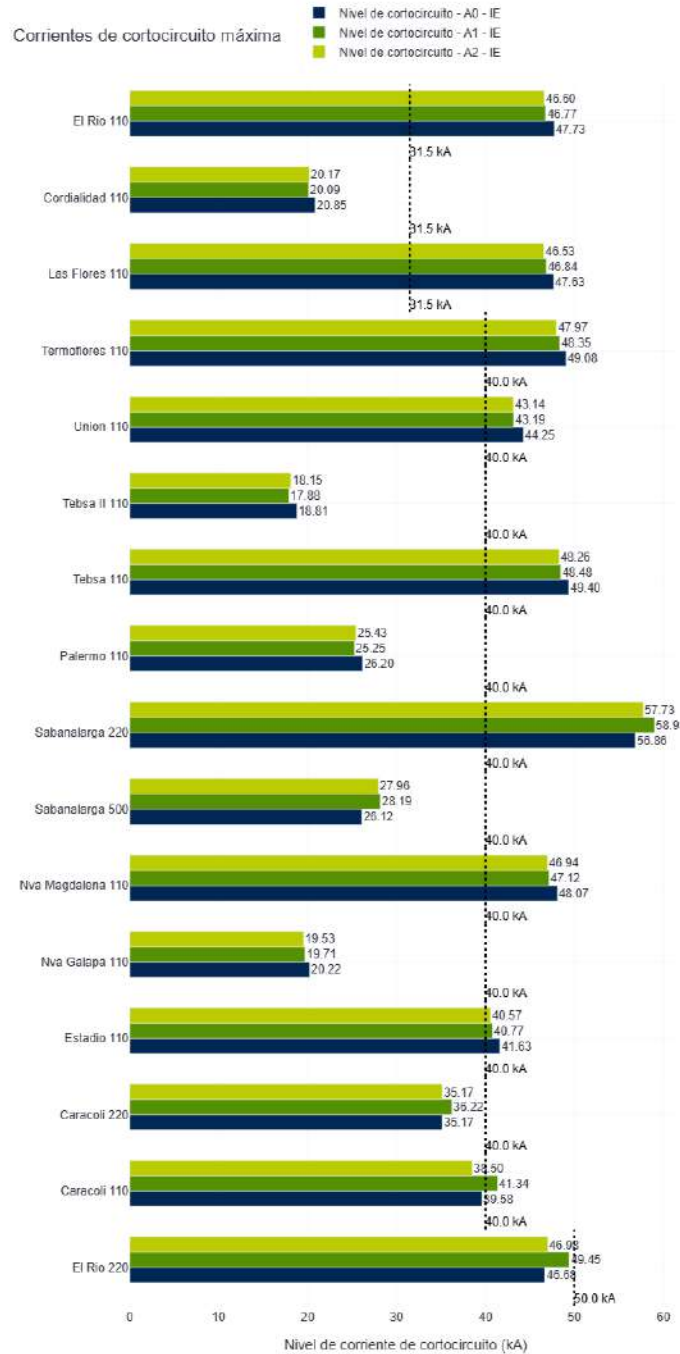
Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, para el periodo 2029 - 2037 se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 113 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia de este.

³⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022). *Circular CREG 014 de 2022*. Información de transportadores necesaria para la elaboración de estudios Clase 1. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0014_2022.htm



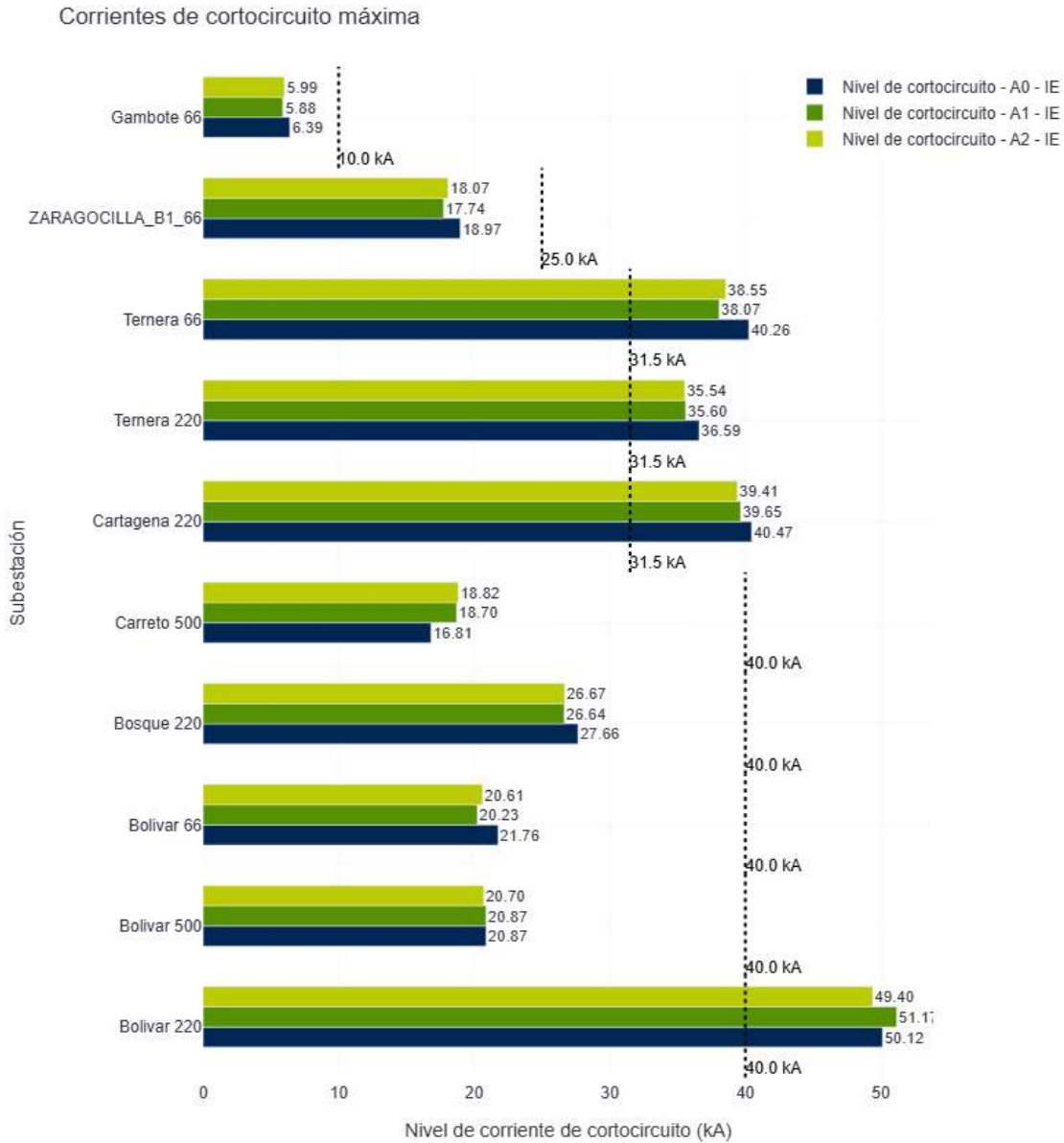
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-36 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico - Parte 1.



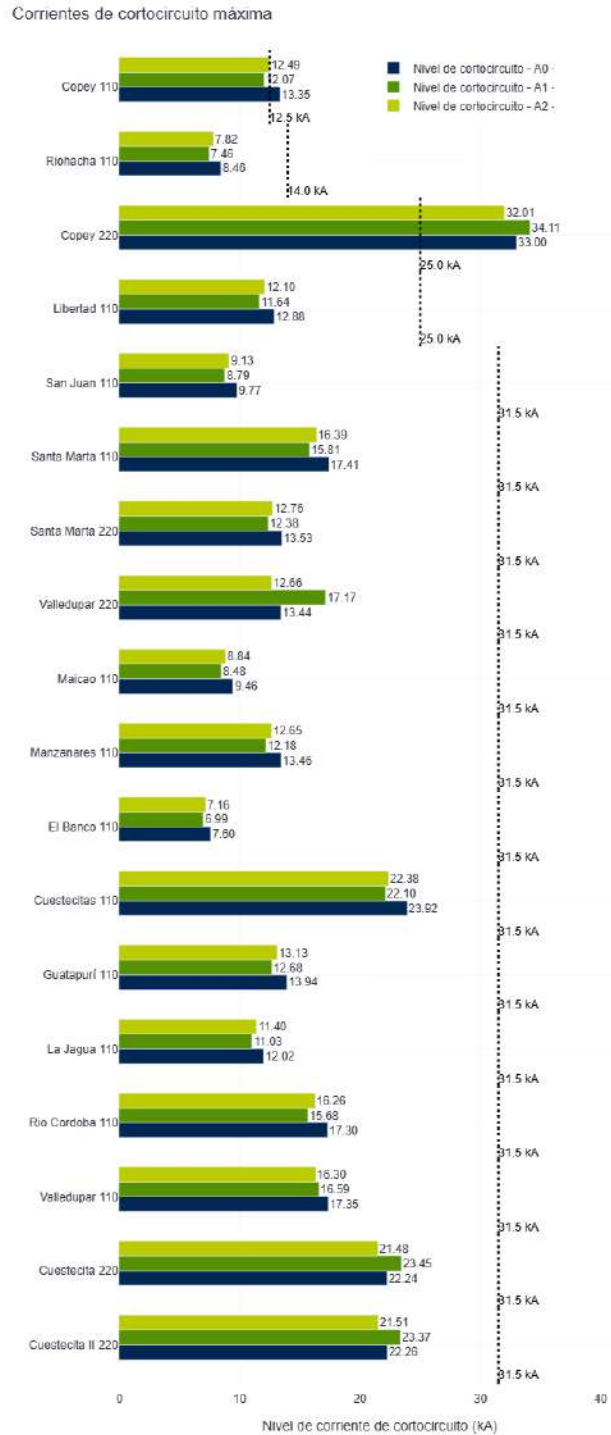
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-37 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico - Parte 2.



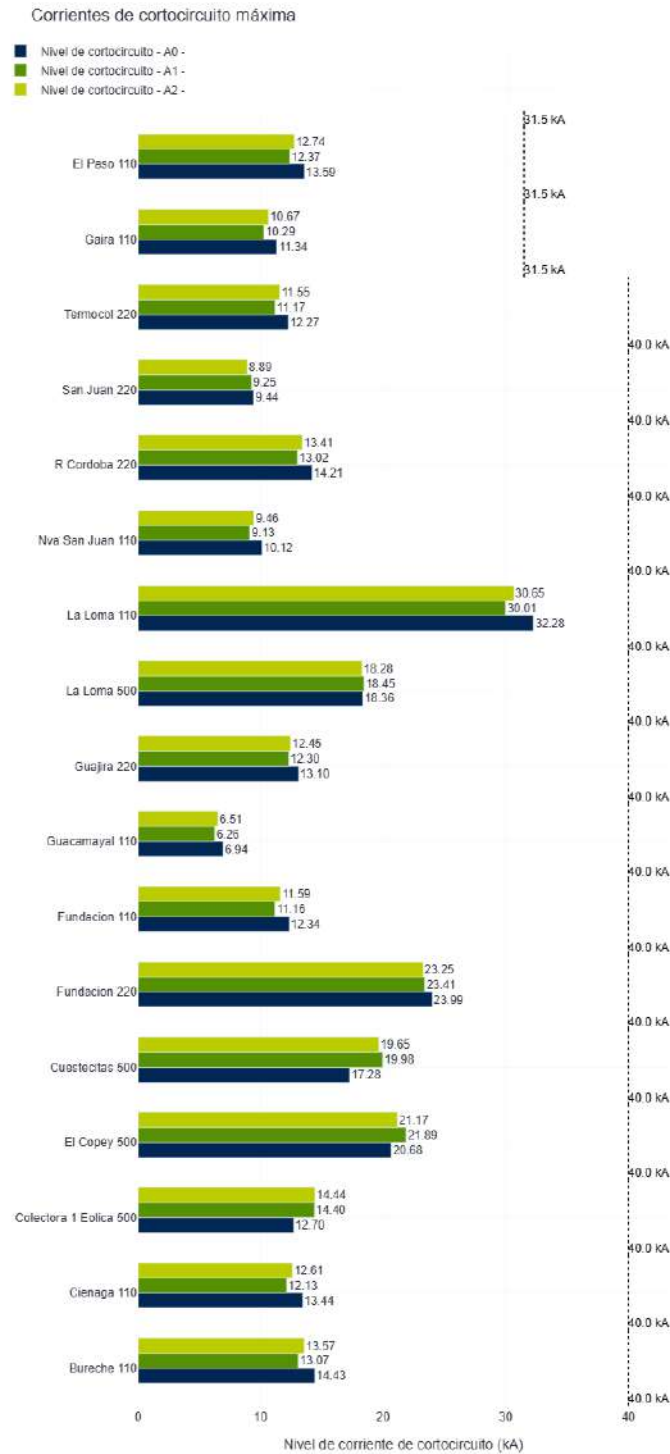
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-38 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar.



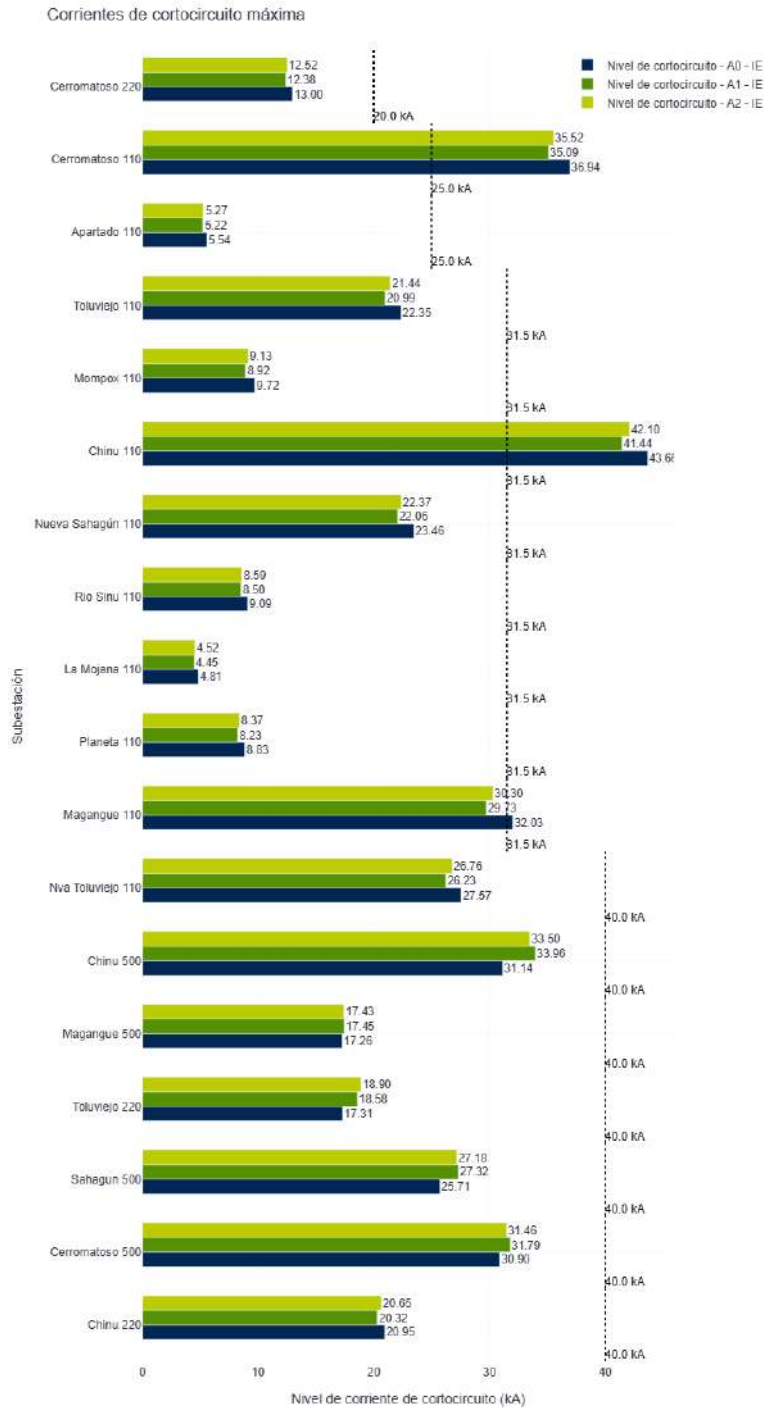
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-39 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM - Parte 1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-40 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM - Parte 2.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-41 Comparación de los niveles de corriente de cortocircuito entre el caso base y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Córdoba-Sucre, Cerromatoso.

Como se observa en las figuras anteriores, los impactos más significativos en el nivel de corto circuito por la implementación del proyecto se observan en las subestaciones: Caracolí 110 kV, Nv Barranquilla 220 kV, Tebsa 220 kV, Malambo 110 kV, Sabanalarga 500 kV, Copey 220 kV, Cuestecitas 220 kV, Cuestecitas 500 kV, Colectora 500 kV, Valledupar 220 kV, Bolívar 220 kV, Carreto 500 kV, Sahagún 500 kV, Chinú 500 kV, Toluviejo 230 kV, esto es, los puntos de instalación de los compensadores.

3.1.3.5.5. Propagación de SAGs como indicador de fortaleza de red

Un SAG de tensión, también conocido como hueco o hundimiento de tensión³⁸, es una disminución temporal en el voltaje eficaz de una o más fases de un sistema eléctrico, generalmente con una duración de entre medio ciclo y varios segundos. Este fenómeno se origina principalmente por fallas en el sistema eléctrico, como cortocircuitos, arranques de grandes motores o conexiones de cargas pesadas. La propagación de un sag ocurre a través de la red eléctrica, desde el punto de origen de la perturbación hacia otros puntos de conexión, afectando a equipos y cargas conectados a la red. La magnitud y duración del sag disminuyen a medida que la distancia desde el origen aumenta, pero, aun así, puede causar problemas significativos en equipos sensibles. La reducción de la propagación de los sags es crucial para garantizar la calidad del suministro eléctrico y proteger los equipos conectados. Los sags pueden provocar fallas en equipos, interrupciones en procesos industriales, pérdidas de datos y daños en equipos, lo que puede producir costos económicos significativos. En este contexto minimizar la propagación de los sags mejora la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce el riesgo de interrupciones y daños, asegurando un suministro eléctrico estable y de calidad.

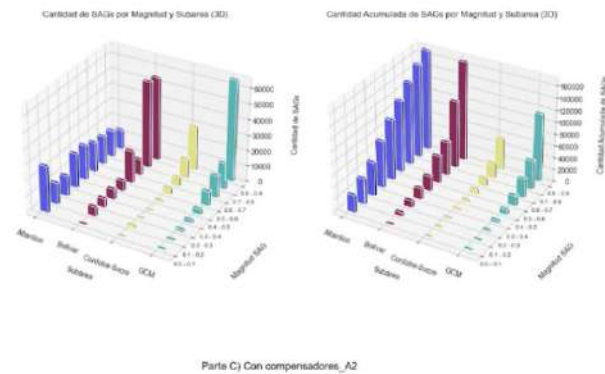
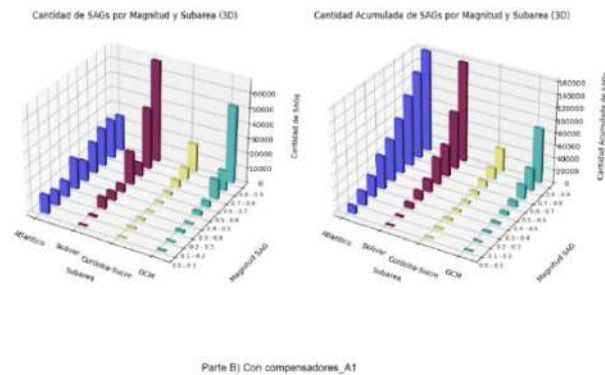
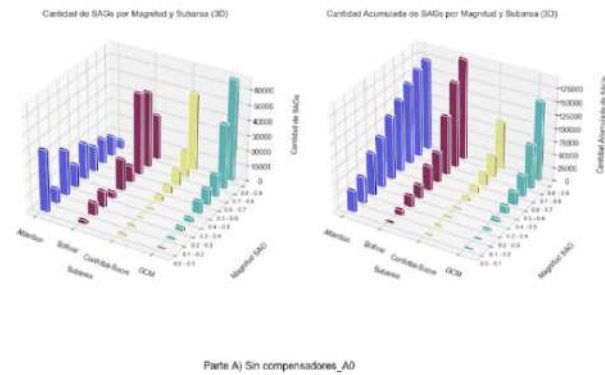
En esta sección se presenta como la implementación de los Compensadores Sincrónicos en el área Caribe en sus alternativas A1 y A2 reduce apreciablemente la propagación y el impacto de los sags causados por cortocircuitos.

En primer lugar, se presenta el análisis del área Caribe dividido en secciones para presentar los resultados, así: Atlántico, GCM, y Córdoba-Sucre junto con Bolívar. Al final se presenta el análisis de todo el STN a nivel de 500 kV.

³⁸ ICONTEC. (2008). *NTC 5001 – Calidad de la energía eléctrica – Definiciones, clasificación y métodos de medida*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. <https://es.scribd.com/document/671093045/NTC-5001-2008>

a. Análisis subárea Atlántico

En la gráfica a continuación se presenta el análisis de propagación de sags para Caribe, para esto se toma como puntos de monitoreo de sag de tensión un total de 113 subestaciones en las cuales se simulan contingencias para cada subestación, tanto en red completa como bajo condición de contingencia N-1 de 129 elementos. A continuación, se agrupan los eventos sag en los conjuntos indicados, se considera para este caso que los cortocircuitos simulados se producen únicamente en las subestaciones de la subárea Atlántico.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-42 Comparación de cantidad de sags por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en la Subárea Atlántico.

En la gráfica se presenta 3 casos: parte a) sin compensadores caso base A0, parte b) con compensadores alternativa A1 y parte c) con compensadores alternativa A2. Para cada parte se muestran 2 gráficas: la gráfica a la izquierda representa la cantidad de sag por rango de magnitud, y la gráfica de la derecha presenta la cantidad acumulada de sag hasta el nivel de 0.9 por unidad (p.u.)

Del análisis de la gráfica para la Subárea Atlántico se pueden establecer la siguiente información:

- Al producirse los eventos de cortocircuito en la subárea Atlántico, los sag más profundos, es decir, los de menor magnitud de tensión residual se presentan en la misma subárea.
- Los eventos de cortocircuito en Atlántico se reflejan a lo largo de toda el área Caribe, pero en especial son más relevantes en la subárea de Bolívar.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce la redistribución de la cantidad de sag por magnitud, esto es, los sag se relocalizan en los rangos de mayor tensión residual respecto al caso base.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas.
- Dada la menor cantidad de compensadores de la alternativa A2, también se produce una redistribución de la cantidad de sag por magnitud, y una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas, sin embargo, su efecto es menor con respecto a la alternativa 1.

Para mayor énfasis en estas conclusiones a continuación se incluyen tres (3) graficas de diagrama de caja, en las cuales se presenta la distribución de la tensión residual para varias subestaciones de la subárea Atlántico. Por ejemplo, para la subestación Nueva Barranquilla 220, para la alternativa A1 y A2, la mediana, los puntos del cuartil 1 y 3 de la distribución de tensiones se desplazan hacia la derecha con respecto a la alternativa A0. Esto indica que los valores de tensión residual se han incrementado para esta subestación, es decir, se redujo el efecto de propagación de los sag debido

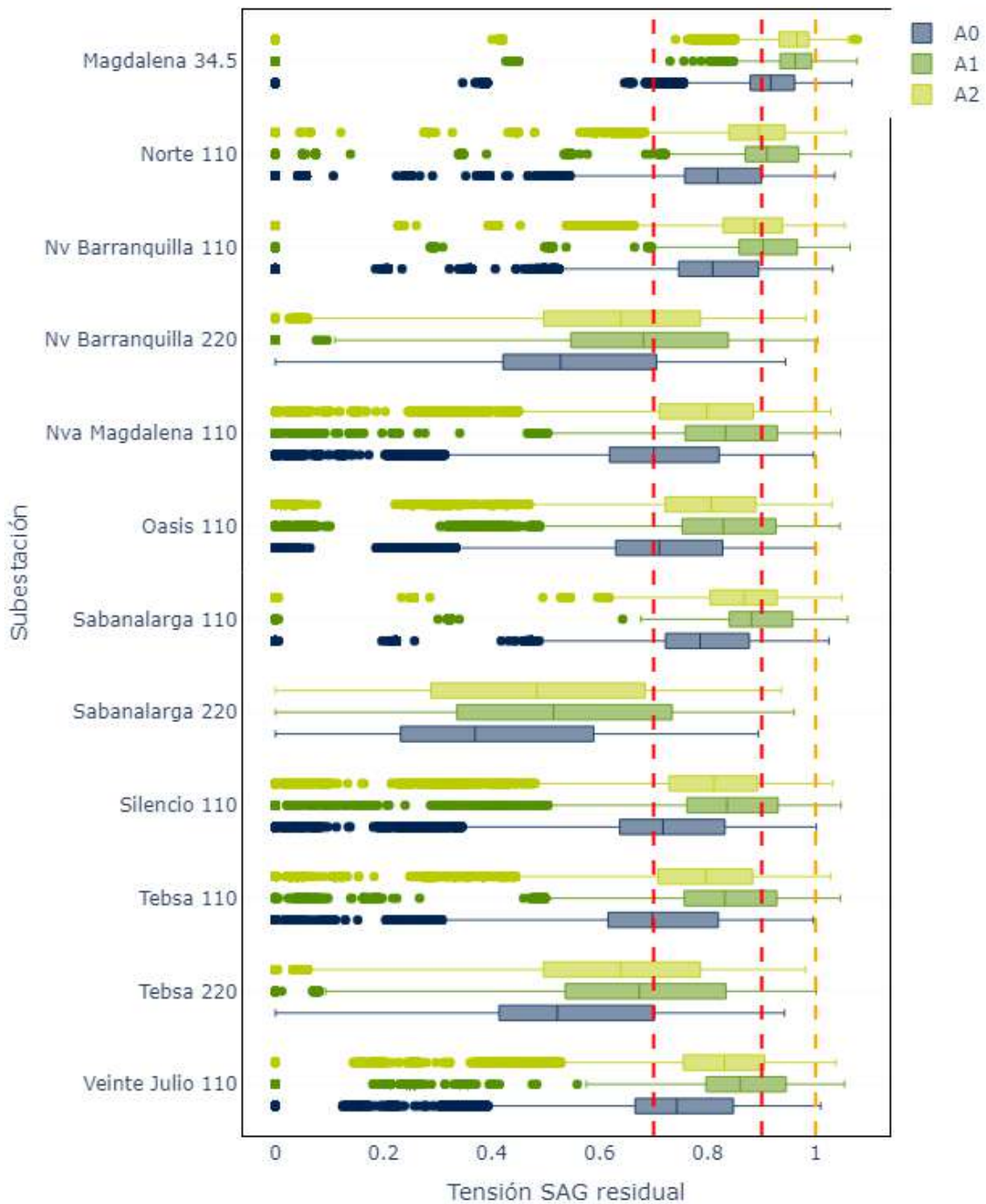


a una mayor fortaleza de la red por la presencia de los compensadores³⁹. Esto ocurre para las 2 alternativas, sin embargo, esto es más relevante para la alternativa A1 por que se consideran más compensadores en el análisis.

³⁹ En relación con el inciso 2.4 en cuanto a los criterios de recuperación del voltaje y la curva de soportabilidad ante huecos de tensión en la carga y los generadores tradicionales. *Concepto CREG 9885 de 2024 sobre métricas de fortaleza de red, soportabilidad ante huecos de tensión y servicios de apoyo de compensadores síncronos*. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0009885_2024.htm

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 1)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-43 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 1.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 2)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-44 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 2.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 3)



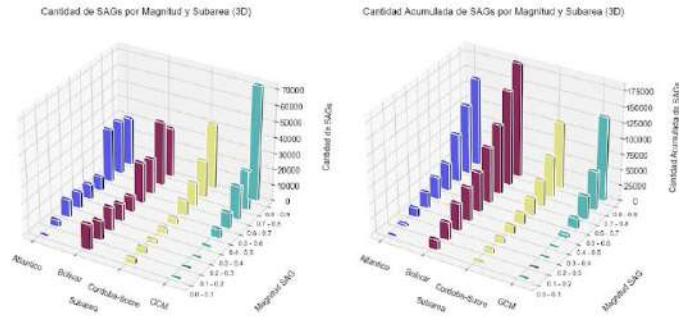
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-45 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Atlántico – Parte 3.

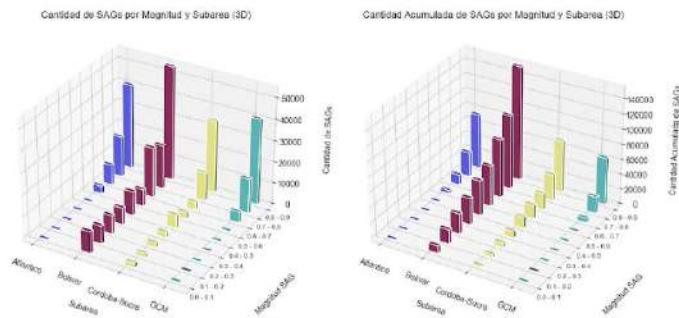
b. Análisis subárea Bolívar y Córdoba – Sucre

En la gráfica a continuación, se presenta el análisis de propagación de sags para Caribe, para esto se toma como puntos de monitoreo de sag de tensión un total de 113 subestaciones en las cuales se simulan contingencias para cada subestación, tanto en red completa como bajo condición de contingencia N-1 de 129 elementos. A continuación, se agrupan los eventos sag en los conjuntos indicados, se considera para este caso que los cortocircuitos simulados se producen únicamente en las subestaciones de las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre.

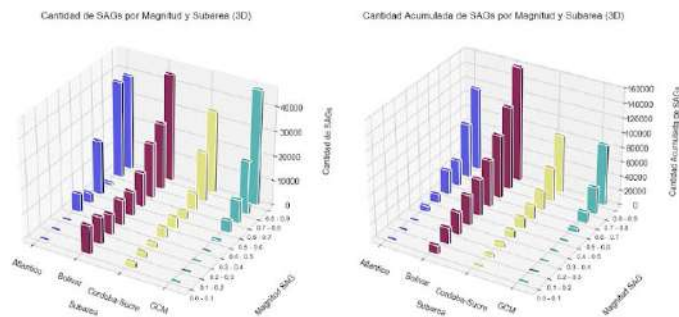
En esta gráfica se presenta 3 casos: parte a) sin compensadores caso base A0, parte b) con compensadores alternativa A1 y parte c) con compensadores alternativa A2. Para cada parte se muestran 2 graficas: la gráfica a la izquierda representa la cantidad de sag por rango de magnitud, y la gráfica de la derecha presenta la cantidad acumulada de sag hasta el nivel de 0.9 por unidad (p.u.).



Parte A) Sin compensadores_A0



Parte B) Con compensadores_A1



Parte C) Con compensadores_A2

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-46 Comparación de cantidad de sag por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en las Subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre.

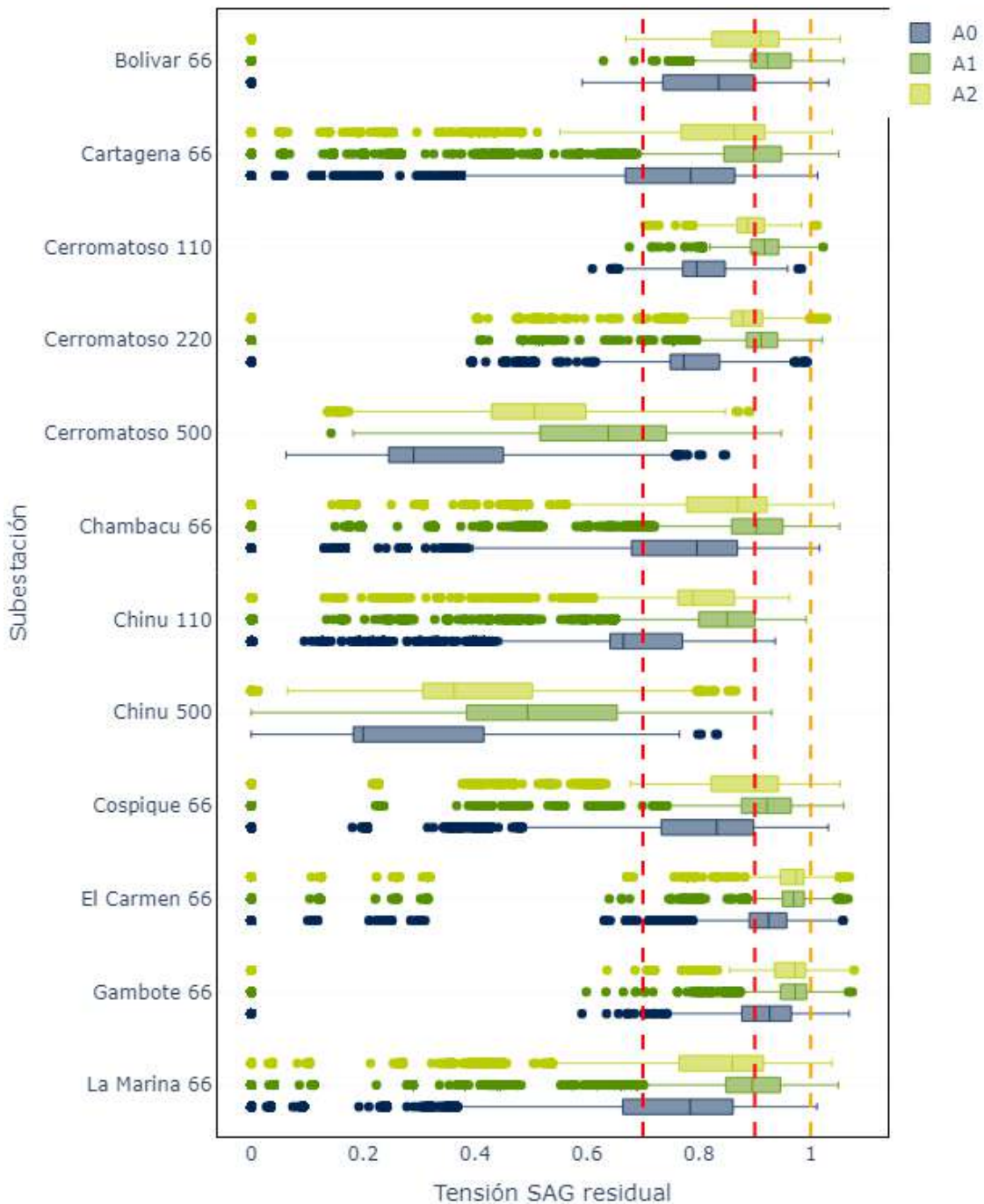
En la gráfica se presenta 3 casos: parte a) sin compensadores caso base A0, parte b) con compensadores alternativa A1 y parte c) con compensadores alternativa A2. Para cada parte se muestran 2 graficas: la gráfica a la izquierda representa la cantidad de sag por rango de magnitud, y la gráfica de la derecha presenta la cantidad acumulada de sag hasta el nivel de 0.9 por unidad (p.u.)

Del análisis de la gráfica se pueden establecer la siguiente información:

- Al producirse los eventos de cortocircuito en las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre, los sag más profundos, es decir, los de menor magnitud de tensión residual se presentan dentro de estas mismas subáreas.
- Los eventos de cortocircuito en Bolívar y Córdoba-Sucre se reflejan a lo largo de toda el área Caribe, pero en especial son más relevantes en la subárea de Atlántico.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce la redistribución de la cantidad de sag por magnitud, esto es, los sag se relocalizan en los rangos de mayor tensión residual respecto al caso base.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas.
- Dada la menor cantidad de compensadores de la alternativa A2, también se produce una redistribución de la cantidad de sag por magnitud, y una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas, sin embargo, su efecto es menor respecto de la alternativa A1.

Para mayor énfasis en estas conclusiones a continuación se incluye 3 graficas de diagrama de caja, en las cuales se presenta la distribución de la tensión residual para varias subestaciones de las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. Por ejemplo, para la subestación Cerromatoso 500, para la alternativa A1 y A2, la mediana, los puntos del cuartil 1 y 3 de la distribución de tensiones se desplazan hacia la derecha con respecto a la alternativa A0. Esto indica que valores de tensión residual se han incrementado para esta subestación, es decir, se redujo el efecto de propagación de los sag debido a una mayor fortaleza de la red por la presencia de los compensadores. Esto ocurre para las 2 alternativas, sin embargo, esto es más relevante para la alternativa A1 por que se consideran más compensadores en el análisis.

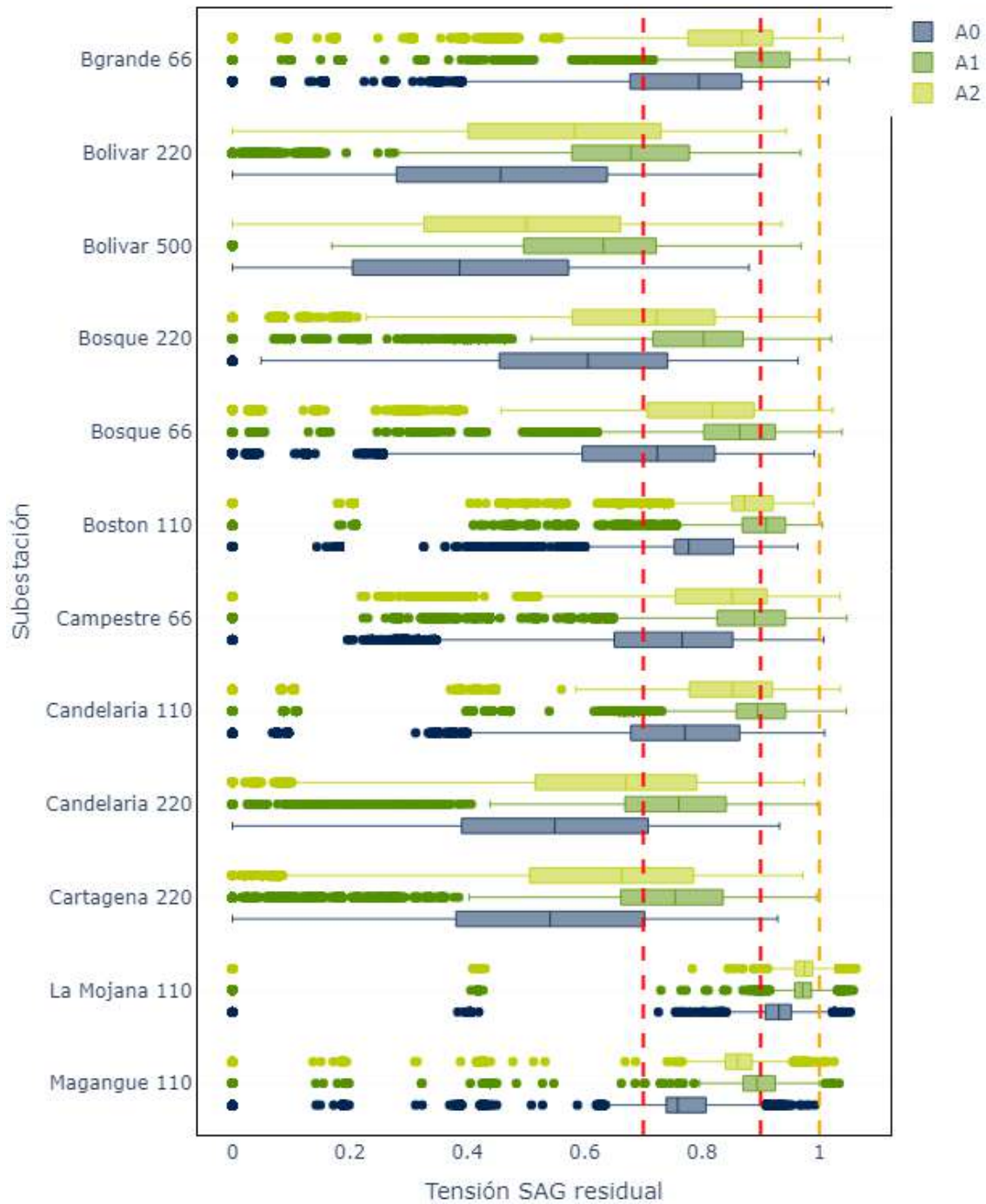
Distribución de SAGs por Subestación (Parte 1)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-47 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 1.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 2)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-48 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 2.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 3)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-49 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea Bolívar, Córdoba-Sucre – Parte 3.

c. Análisis subárea GCM

En las gráficas a continuación se presenta el análisis de propagación de sags para Caribe, para esto se toma como puntos de monitoreo de sag de tensión un total de 113 subestaciones en las cuales se simulan contingencias para cada subestación, tanto en red completa como bajo condición de contingencia N-1 de 129 elementos. A continuación, se agrupan los eventos sag en los conjuntos indicados, se considera para este caso que los cortocircuitos simulados se producen únicamente en las subestaciones de la subárea GCM.

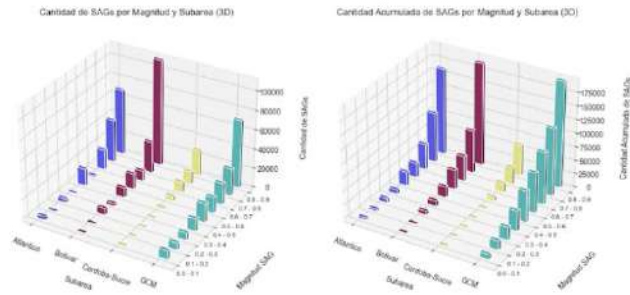
En la gráfica se presenta 3 casos: parte a) sin compensadores caso base A0, parte b) con compensadores alternativa A1 y parte c) con compensadores alternativa A2. Para cada parte se muestran 2 gráficas: la gráfica a la izquierda representa la cantidad de sag por rango de magnitud, y la gráfica de la derecha presenta la cantidad acumulada de sag hasta el nivel de 0.9 por unidad (p.u.)

Del análisis de la gráfica se pueden establecer la siguiente información:

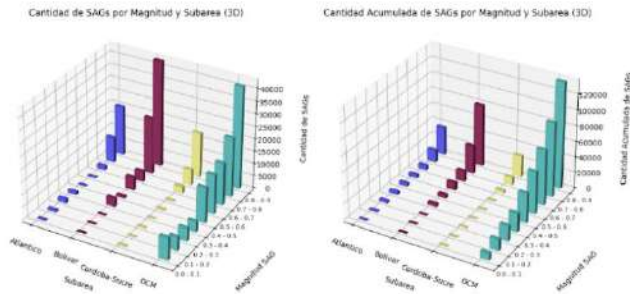
- Al producirse los eventos de cortocircuito en la subárea GCM, los sag más profundos, es decir, aquellos de menor magnitud de tensión residual se presentan en esta subárea.
- Los eventos de cortocircuito en GCM se reflejan a lo largo de toda el área Caribe, pero en especial son más relevantes en la subárea de Atlántico y Bolívar.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce la redistribución de la cantidad de sag por magnitud, esto es, los sag se relocalizan en los rangos de mayor tensión residual respecto al caso base.
- La incorporación de compensadores síncronos alternativa A1 produce una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas.
- Dada la menor cantidad de compensadores de la alternativa A2, también se produce una redistribución de la cantidad de sag por magnitud, y una disminución en la cantidad de sag acumulados en todas las subáreas, sin embargo, su efecto es menor.

Para mayor énfasis en estas conclusiones a continuación se incluye a continuación tres (3) gráficas de diagrama de caja, en las cuales se presenta la distribución de la tensión residual para varias subestaciones de la subárea GCM. Por ejemplo, para la subestación La Loma 500, para la alternativa A1 y A2, la mediana, los puntos del cuartil 1 y 3 de la distribución de tensiones se desplazan hacia la derecha con respecto a la alternativa A0. Esto indica que valores de tensión residual se han incrementado para

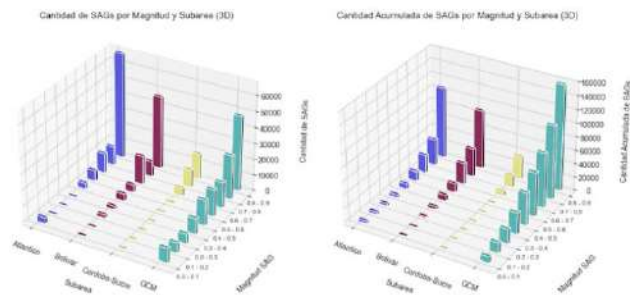
esta subestación, es decir, se redujo el efecto de propagación de los sag debido a una mayor fortaleza de la red por la presencia de los compensadores. Esto ocurre para las dos (2) alternativas, sin embargo, esto es más relevante para la alternativa A1 por que se consideran más compensadores en el análisis.



Parte A) Sin compensadores_A0



Parte B) Con compensadores_A1

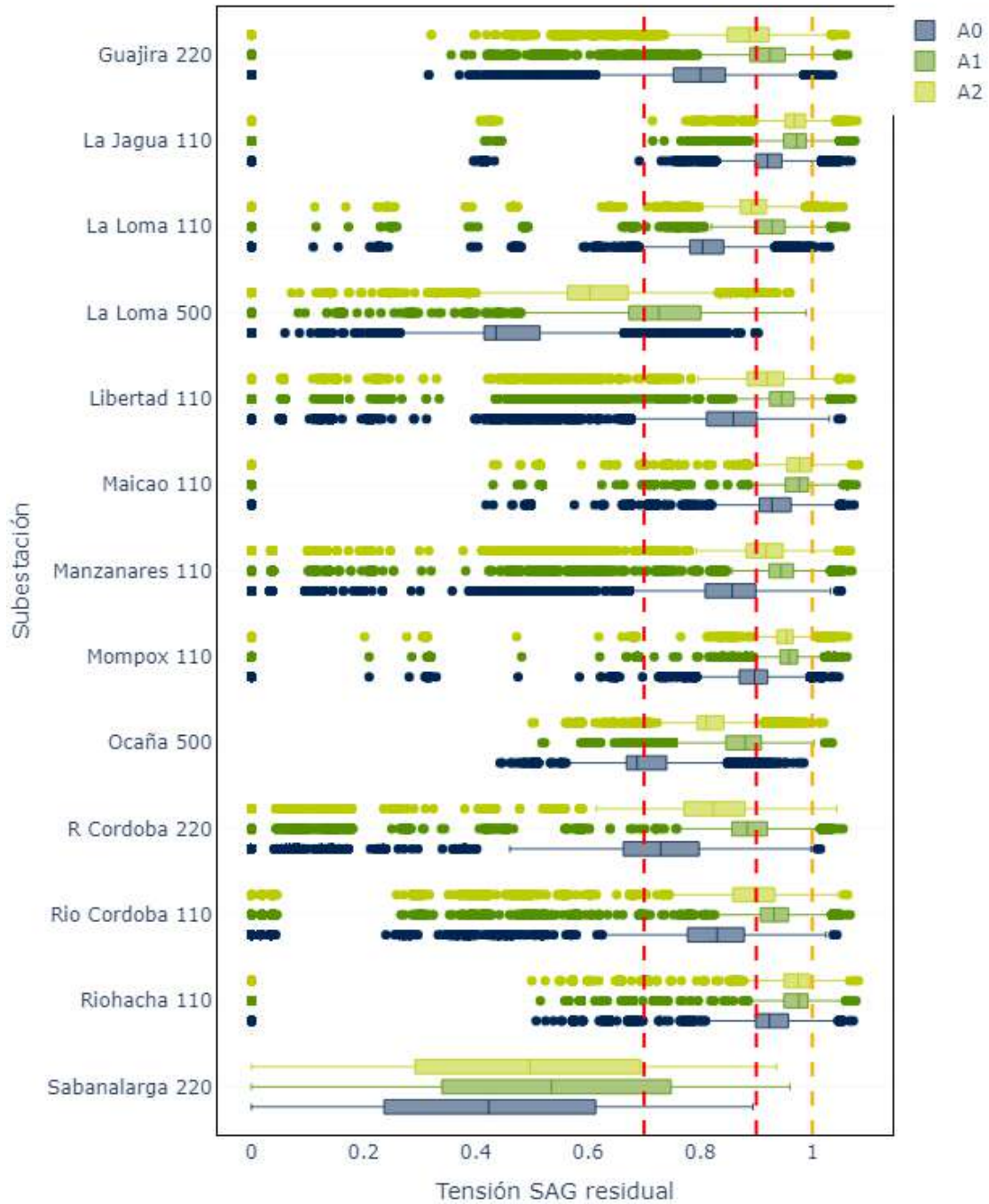


Parte C) Con compensadores_A2

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

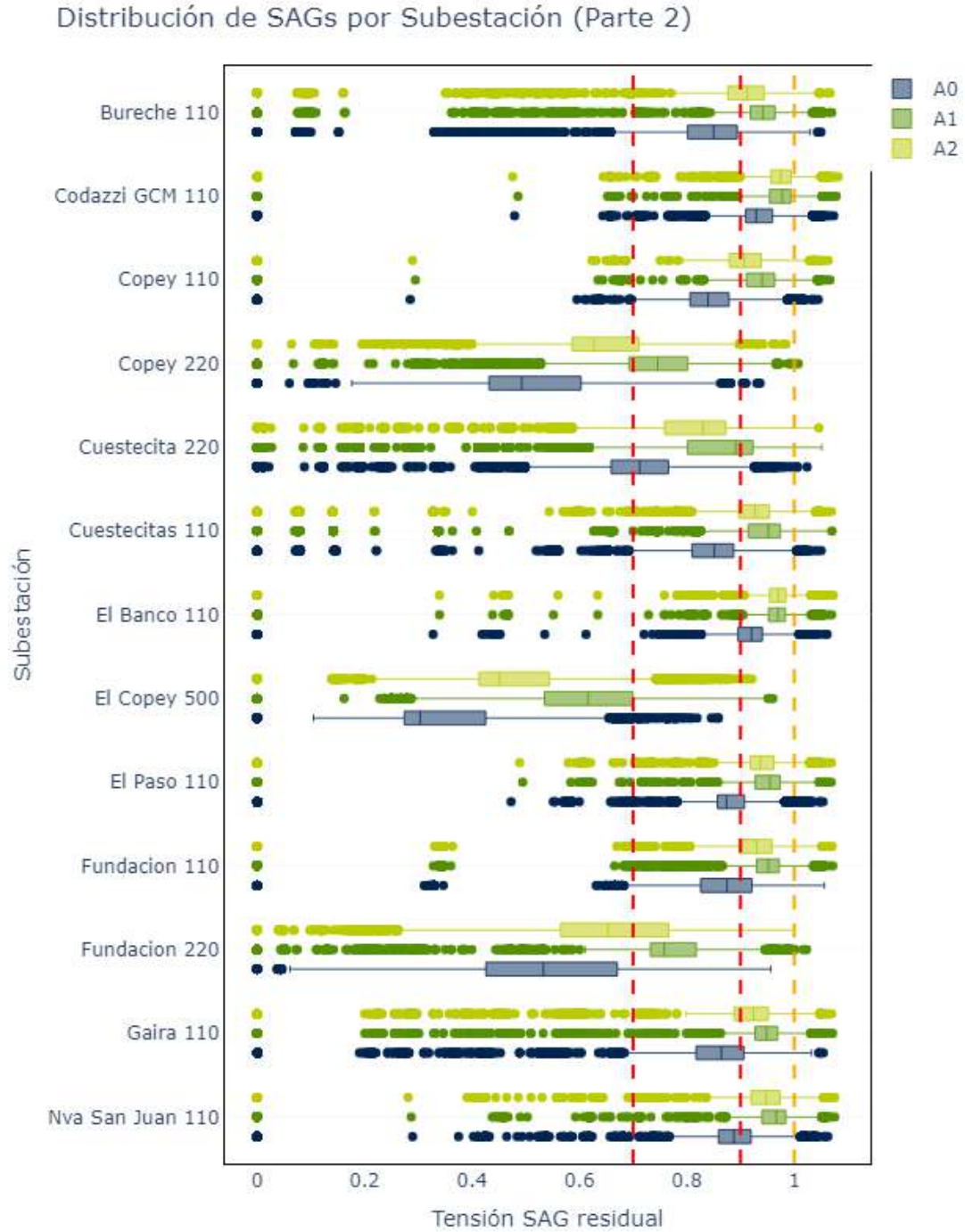
Figura 3.1.3-50 Comparación de cantidad de sag por rango de magnitud y acumulados entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – con origen cortocircuito en la Subárea GCM.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 1)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

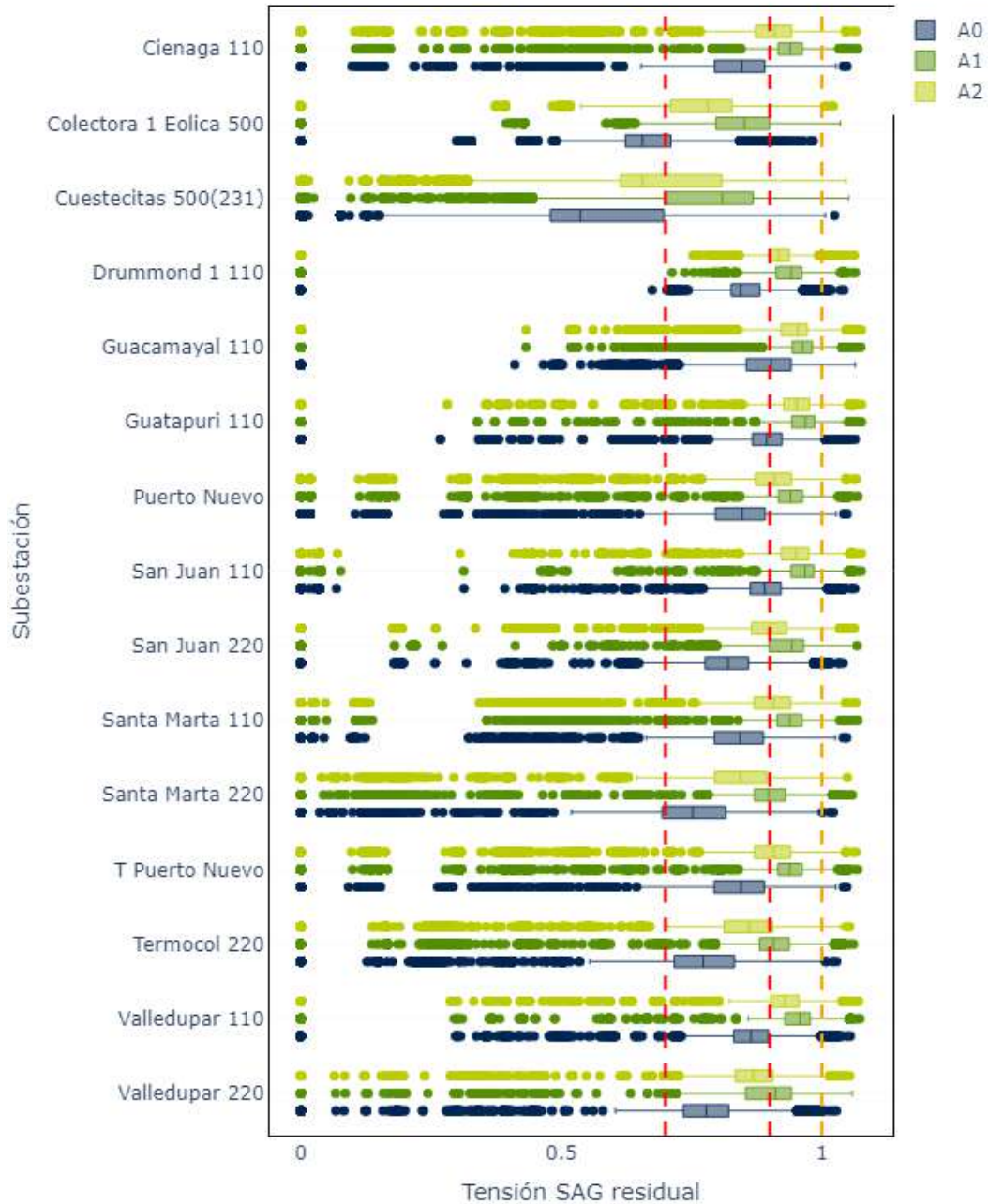
Figura 3.1.3-51 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-52 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 2.

Distribución de SAGs por Subestación (Parte 3)



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-53 Comparación de las tensiones residuales del SAG entre el caso base A0 y el caso con el proyecto Compensadores Síncronos Área Caribe A1-A2 – Subárea GCM – Parte 3.

d. Análisis SIN

Con el propósito de evaluar el comportamiento del SIN por la incorporación de la obra en evaluación, a continuación, se muestra los resultados de la simulación para el año 2031, esto es el comportamiento de la propagación de sag y la evaluación del resultado de fortaleza de red para el STN para distintos puntos. Para la evaluación se consideran escenarios con alta penetración de generación renovable que desplaza generación sincrónica especialmente en el área Caribe donde está presente el mayor nivel de capacidad asignada que se conectara en los próximos años.

Considerando este contexto, y ante el evento que se produzcan fallas en el sistema eléctrico, estas podrían producir huecos de tensión en áreas amplias y afectar una porción significativa, tanto de carga, como de generadores basados en inversores, esto debido a la reducción significativa del aporte de corriente de cortocircuito de las plantas síncronas, las cuales ayudan de forma natural a limitar la propagación de las fallas a lo largo del sistema.

Es importante señalar que, en función de la magnitud y duración de las fallas, esta condición puede desencadenar fenómenos de inestabilidad de tensión, inestabilidad de inversores, desconexión de generadores basados en inversores, sobretensiones por desconexión masiva de cargas, fenómenos de recuperación lenta inducida de tensión, entre otros. Para medir el efecto que las fallas tienen en el sistema, a partir del informe de “Resultados Estudio de Flexibilidad Horizonte 2029-2030” de XM, se toma como métrica el índice de impacto de fallas (IIF_i), el cual mide la influencia de una falla en un punto del sistema, tanto sobre la carga, como sobre la generación conectada mediante inversores:

$$IIF_i = \sum_j \left(\frac{\Delta U_{j,i}}{U_{j,0}} (P_{load,j} + P_{IBR,j}) \right)$$

Donde:

IIF_i : Índice de impacto de la falla en nodo i

$\Delta U_{j,i}$: es la caída de tensión en el nodo j, debida a una falla en el nodo i medida en los primeros milisegundos del evento.

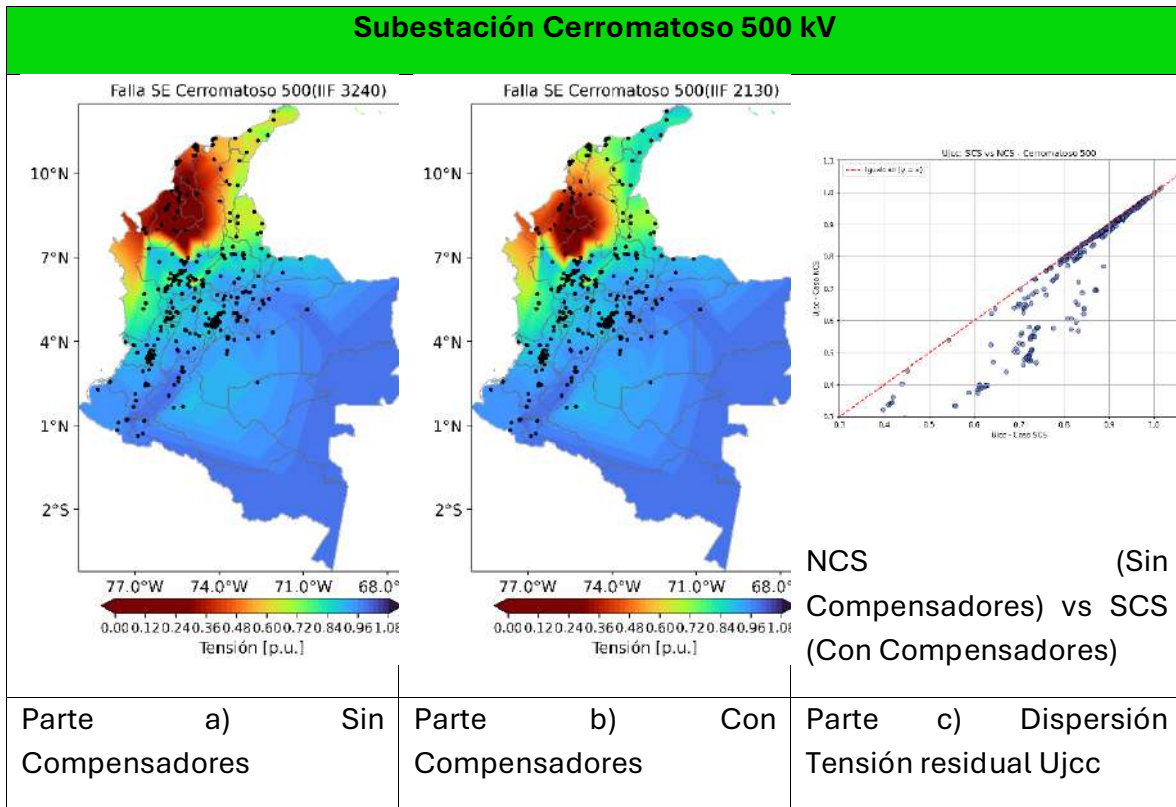
$U_{j,0}$: es la tensión pre falla en el nodo j

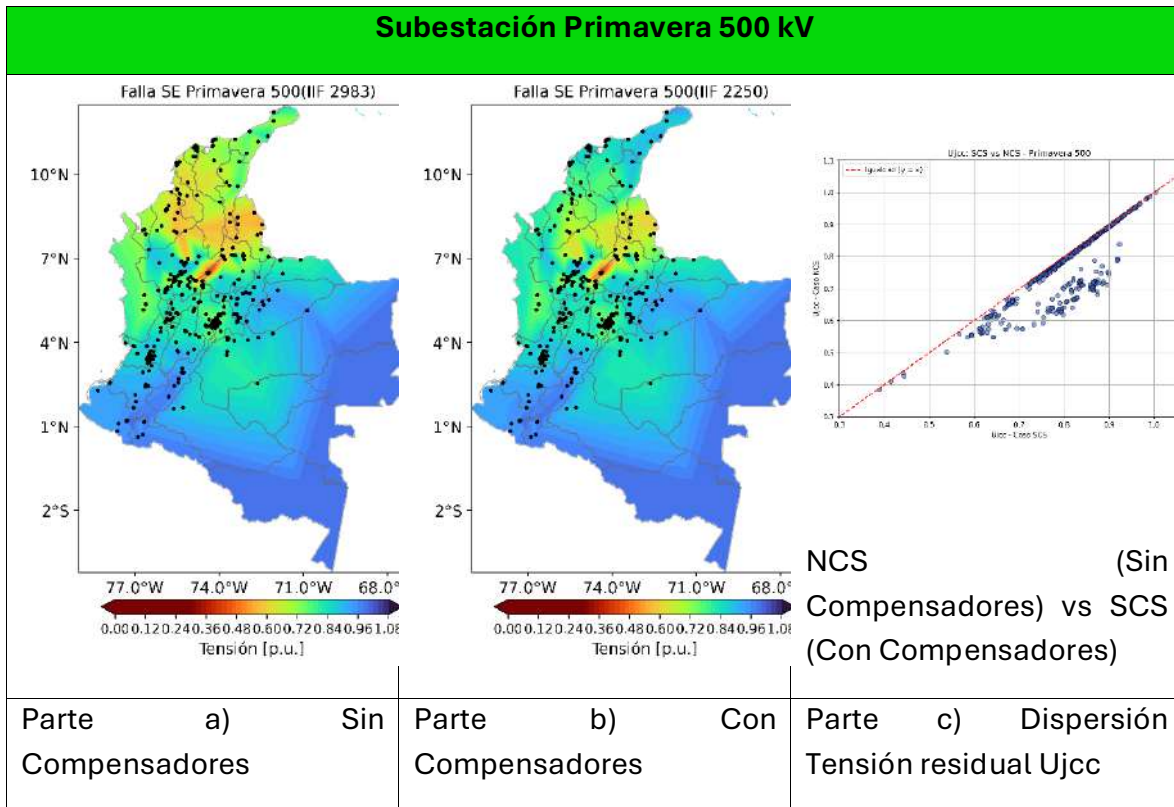
$P_{Load,j}$: es la demanda en el nodo j

$P_{IBR,j}$: es la generación conectada mediante inversores en el nodo j

De manera simplificada se puede indicar que el IIF es una métrica que busca cuantificar cómo una falla en un nodo i afecta al resto del sistema (nodos j), teniendo en cuenta la sensibilidad/variación de la tensión de otros nodos respecto a la falla en i , y la importancia eléctrica de esas barras j en términos de carga y generación basada en inversores (IBR), esto es que, a mayor potencia conectada, mayor relevancia del nodo j en la estabilidad general.

La métrica IIF_i (Índice de Impacto de la Falla en el nodo i) no tiene un rango fijo universal, ya que su valor depende directamente de tres factores del sistema eléctrico. Esto implica que sus valores son relativos al sistema evaluado, y deben interpretarse comparativamente entre nodos o escenarios. Tal como se analizará en lo que sigue, en la que se presenta la evaluación para varias subestaciones del STN:





Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-54 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 1.

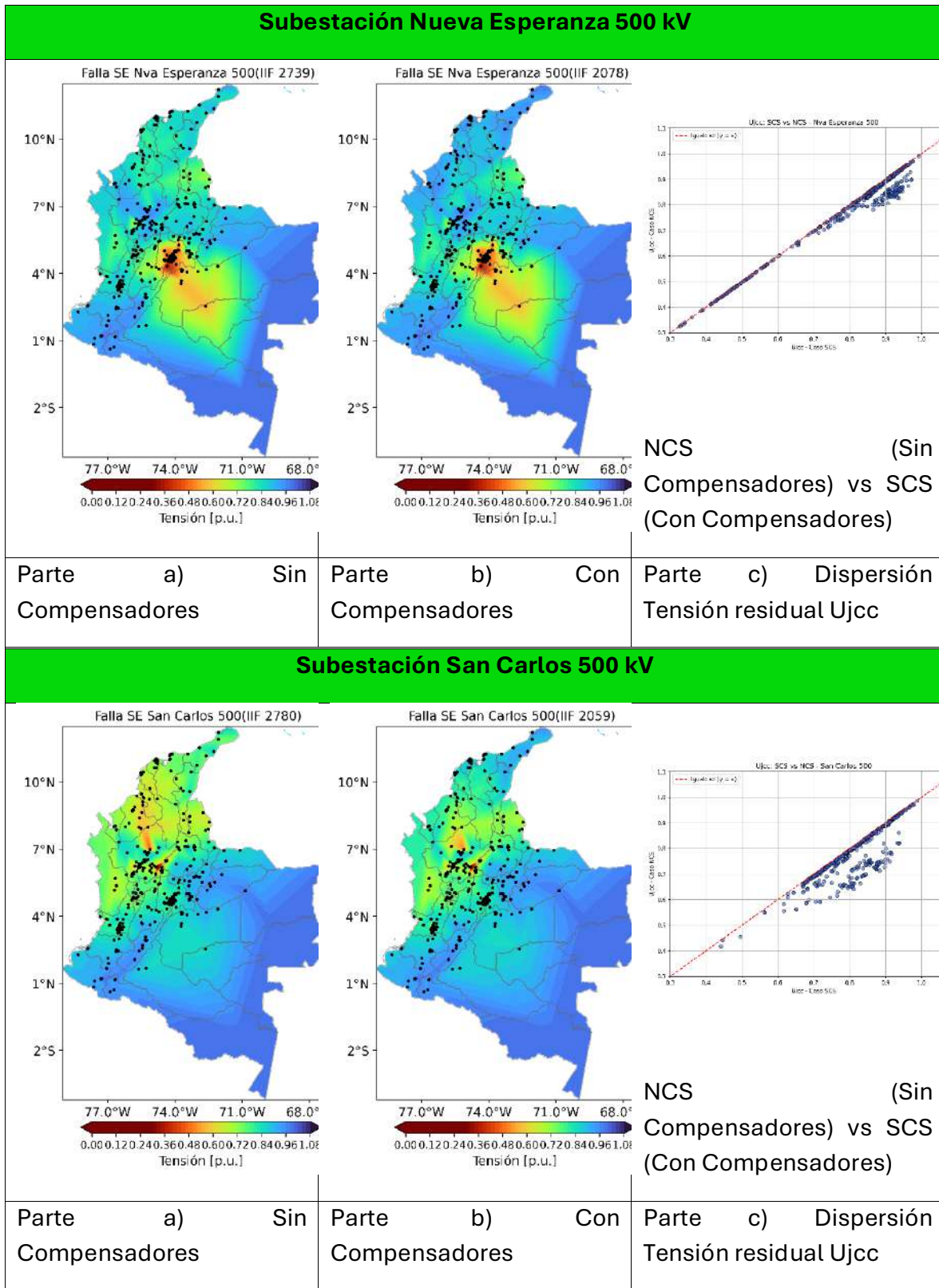
En la figura anterior se puede observar, para el caso de la subestación Primavera 500 kV lo siguiente:

- En la Parte a) de la figura, se presenta la distribución de la tensión residual Ujcc mediante mapas de calor en distintos nodos del sistema, considerando el escenario sin compensadores síncronos y ante una falla en la subestación Primavera 500 kV. Se identifica una amplia zona en tonos rojos y naranjas — particularmente en la región Caribe y el norte del país— que evidencia valores de tensión muy bajos, inferiores a 0.7 p.u. Esta condición indica una alta severidad del sag y un elevado Índice de Impacto por Falla (IIF = 2983), lo que pone de manifiesto una red menos robusta y una significativa propagación del disturbio a lo largo del sistema.
- En la Parte b), se analiza la misma contingencia —una falla en la subestación Primavera 500 kV— pero bajo un escenario con compensadores síncronos instalados según la alternativa A1. En este caso, la zona crítica con tensiones muy bajas (representada en rojo intenso) se reduce de forma significativa,

evidenciando una mejora en la distribución de la tensión, especialmente en la región Caribe. El Índice de Impacto por Falla (IIF) disminuye a 2250, lo que refleja un menor impacto sistémico y una mayor capacidad de contención del evento. Esta mejora se atribuye al soporte dinámico de tensión proporcionado por los compensadores síncronos.

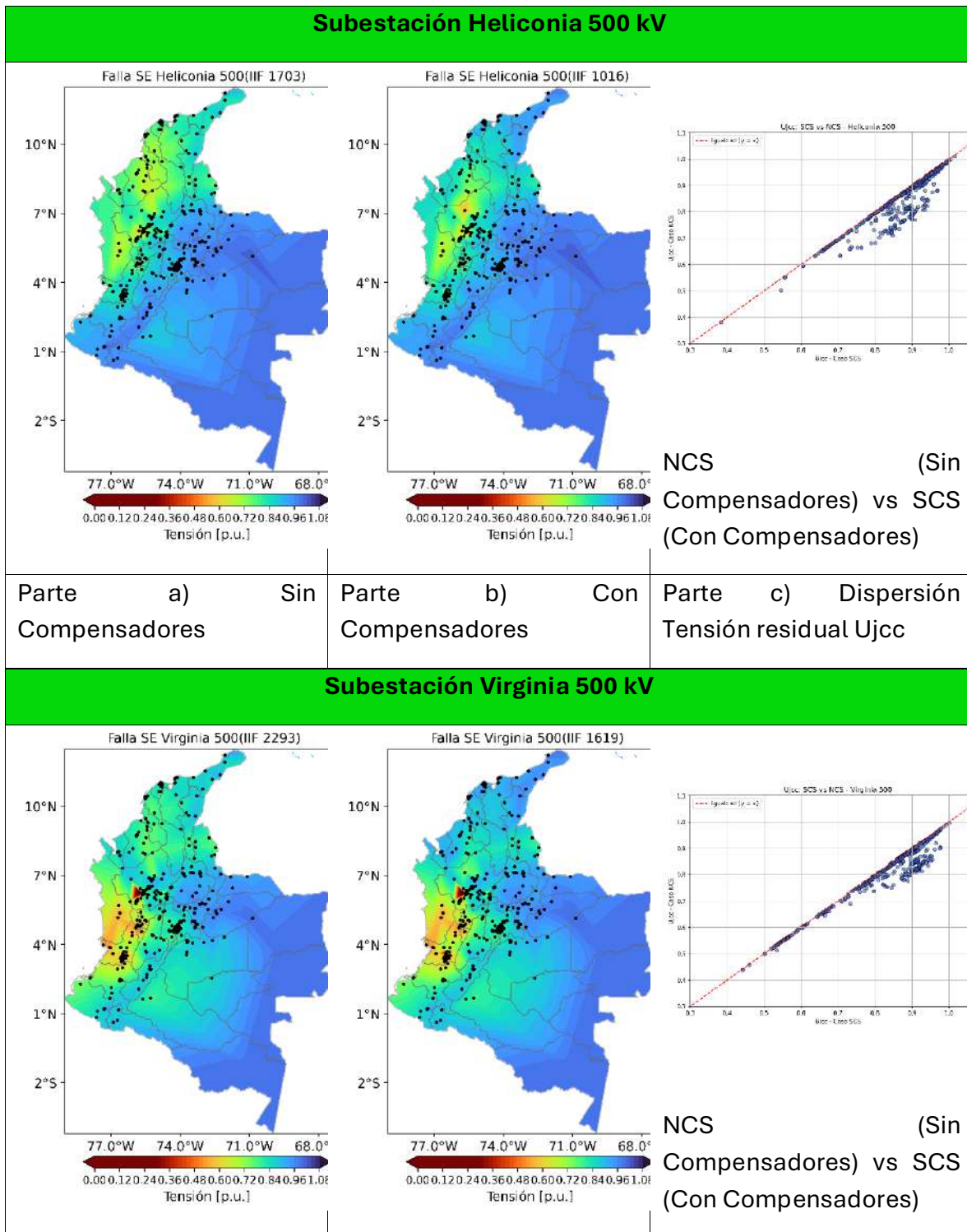
- En la Parte c) de la gráfica se muestra un diagrama de dispersión comparativo entre los valores residuales de tensión en p.u. (Ujcc) obtenidos bajo dos escenarios distintos de simulación frente a una falla en la subestación Primavera 500 kV. Primero se muestra el caso SCS (en el eje X- con instalación de compensadores), y segundo, el caso NCS (en el eje Y – caso base sin compensadores). Cada punto representa una barra del SIN, donde se evalúa la tensión durante la falla. La línea roja discontinua indica el comportamiento ideal ($y = x$), es decir, donde ambos casos darían exactamente el mismo resultado.
- En esta gráfica, se observa que la mayoría de los puntos se encuentran por debajo de la línea de igualdad, lo cual implica que el valor de Ujcc en el caso NCS es menor que en el caso SCS. Esto significa que, bajo las condiciones del escenario NCS, las barras/nodos del sistema sufren mayores caídas de tensión ante una falla en Primavera 500 kV. La dispersión amplia de puntos alejados de la línea sugiere que la red es menos robusta y más vulnerable a sags eléctricos en el escenario NCS, evidenciando un desempeño técnico inferior en términos de sustentación del voltaje.
- También se muestra la evaluación del índice IIF para la subestación Primavera 500 kV, pasando desde un valor de 2983 a 2250 con la implementación del proyecto, es decir una reducción de 24.63%.

A continuación, se presentan varias figuras que muestran los resultados del análisis en distintas subestaciones de 500 kV del STN, con el fin de evidenciar el efecto de los compensadores síncronos sobre la fortaleza de la red a nivel nacional. La interpretación de estas figuras sigue la misma lógica explicativa empleada previamente para el caso de la subestación Primavera.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

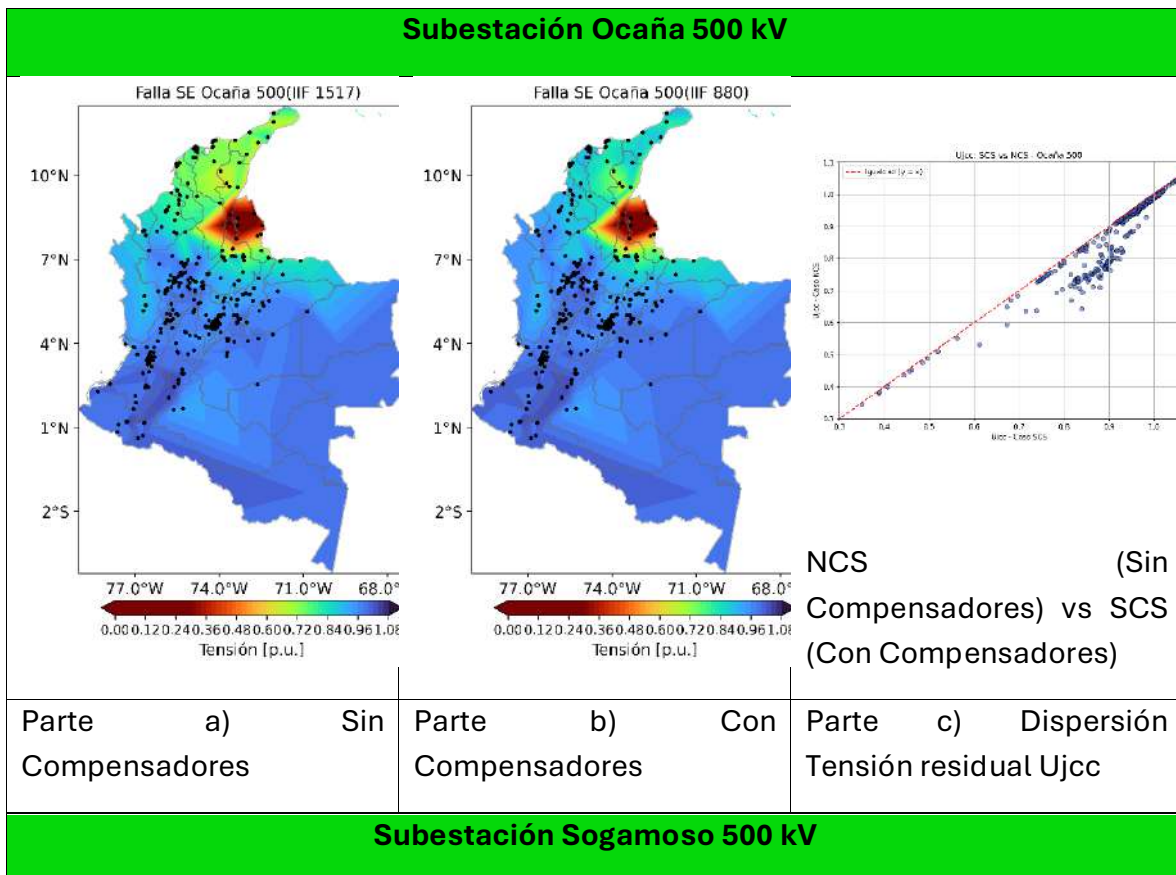
Figura 3.1.3-55 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 2.

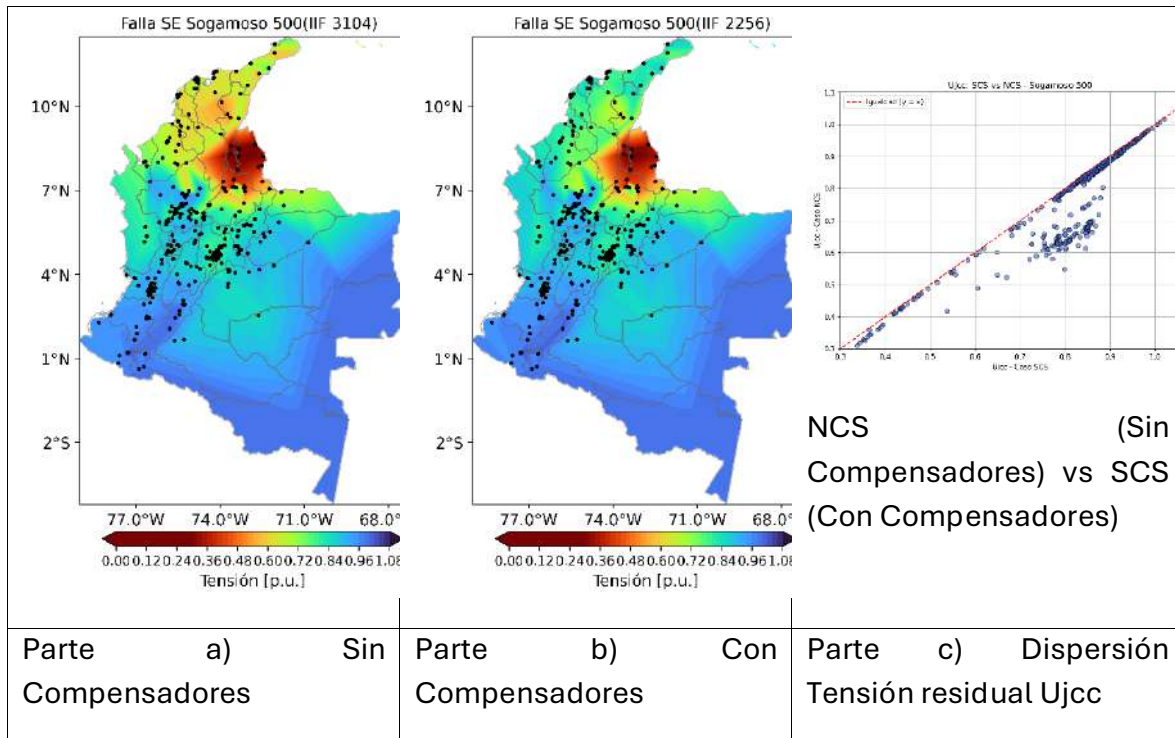


Parte a)	Sin	Parte b)	Con	Parte c)	Dispersión
Compensadores		Compensadores		Tensión residual Ujcc	

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-56 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 3.





Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-57 Mapa de calor propagación de sag SIN. Parte a) Sin compensadores conectados. Parte b) Con compensadores conectados A1. Parte (c) Grafica de dispersión de la tensión residual Ujcc. Parte 4.

3.1.3.5.6. Análisis complementarios – Sobretensiones red de STN – Subárea GCM 2026-2029. Reactores Colectora 500 kV y Cuestecitas 500 kV

La incorporación progresiva de la infraestructura de transmisión en 500 kV incrementa de forma material la generación de potencia reactiva capacitiva propia de la red (asociada principalmente a la capacitancia de líneas, barras y equipos). Esta condición provoca la elevación del perfil de tensión en el área Caribe, con mayor sensibilidad en la subárea GCM, especialmente bajo escenarios de baja transferencia de potencia por la red de 500 kV.

A noviembre de 2025 ya se encuentran en operación la S/E Cuestecitas 500 kV y el circuito El Copey–Cuestecitas 500 kV; no obstante, debido a los ajustes y retrasos en las fechas de puestas en operación de los proyectos de generación previstos, el nodo Cuestecitas 500 kV permanece sin unidades conectadas, lo cual obliga a operar el corredor con bajo nivel de carga y reduce la capacidad de absorción local de reactiva. En este contexto, la red presenta un balance Q neto excedentario que se refleja en sobretensiones en barras críticas, particularmente en El Copey y Cuestecitas 500 kV.

Adicionalmente para el año 2026 se proyecta la entrada de nuevos activos 500 kV, a saber: circuito La Loma–Sogamoso, circuitos Cuestecitas–La Loma 1 y 2, y la S/E Colectora 500 kV con sus enlaces hacia Cuestecitas 500 kV, los cuales aumentarán la capacitancia equivalente del sistema y, por ende, el excedente de reactiva en condiciones de baja carga.

Bajo este contexto, si la generación asociada a Cuestecitas no se materializa oportunamente, se intensificarán las restricciones de control de tensión y de gestión de potencia reactiva, con riesgo de incumplimiento de bandas operativas y, en el extremo, de limitaciones para la energización y puesta en servicio segura de los nuevos elementos de transmisión.

Para mitigar este riesgo y robustecer la operabilidad, se propone complementar la solución de compensadores síncronos en Cuestecitas y Colectora 500 kV con reactores de barra por 120 MVAR en cada subestación, a instalarse previo a los compensadores síncronos.

Anterior a la instalación de los compensadores, los reactores absorberán la componente estructural del excedente capacitivo en escenarios de demanda baja o baja utilización de la red de 500 kV, esto entre los años 2027 y 2029.

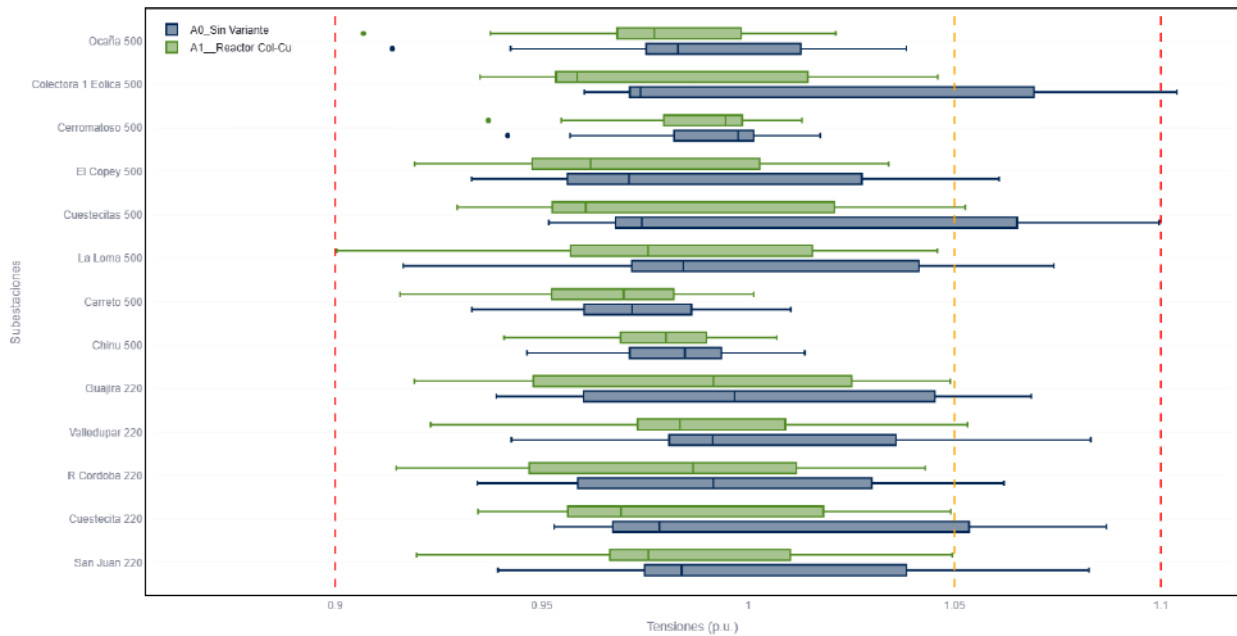
Por otro lado, a partir del año 2030 los compensadores aportarán regulación dinámica y en operación conjunta con los reactores, se incrementará el margen de control y se preservará la reserva dinámica del compensador para contingencias y variaciones rápidas, reduciendo la probabilidad de sobretensiones sostenidas y mejorando la viabilidad de energización de los proyectos.

a. Análisis de desempeño de reactores

El análisis que se presenta a continuación se realizó para el periodo 2026-2029, bajo las condiciones del sistema como descrito en las secciones de “Consideraciones y supuestos”.

A continuación, se presenta gráficas que resumen el estado con y sin los reactores tanto para operación norma como en contingencia N-1.

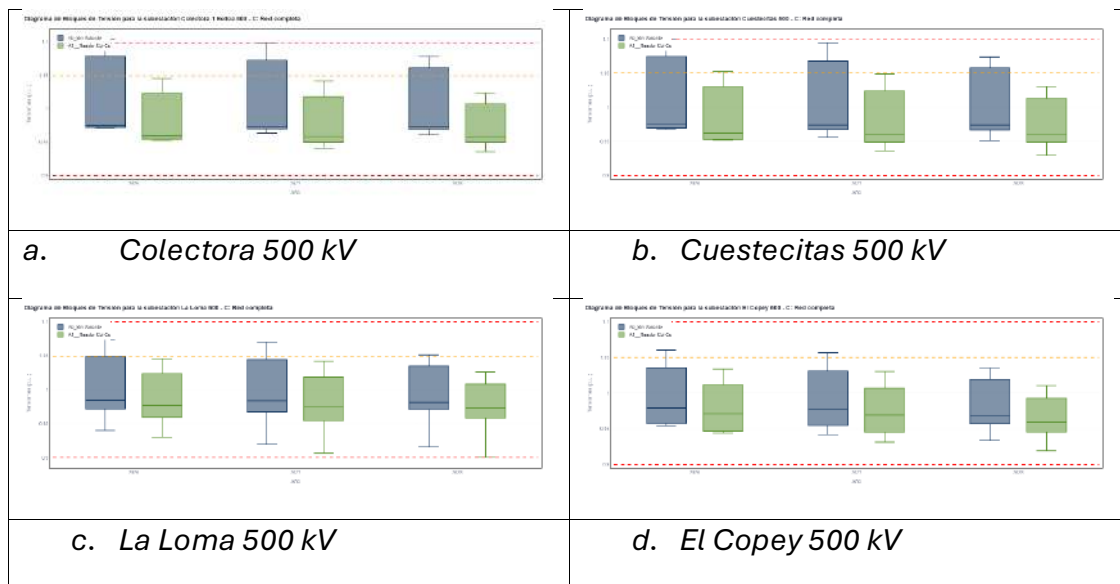
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-58 Perfil general de tensiones en Red Completa. Horizonte 2026-2029.

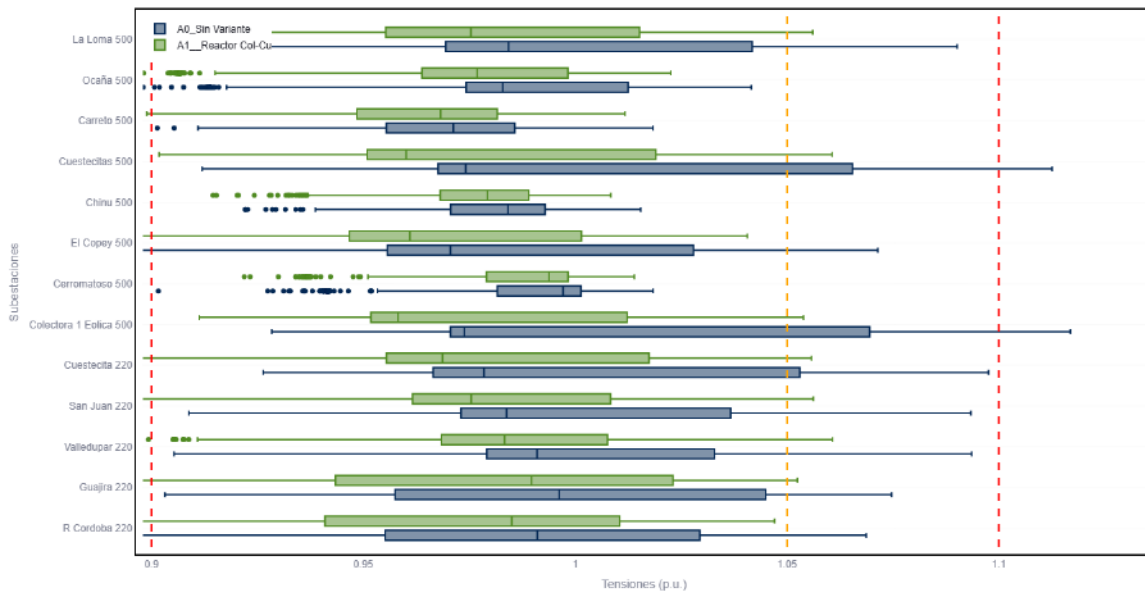
Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

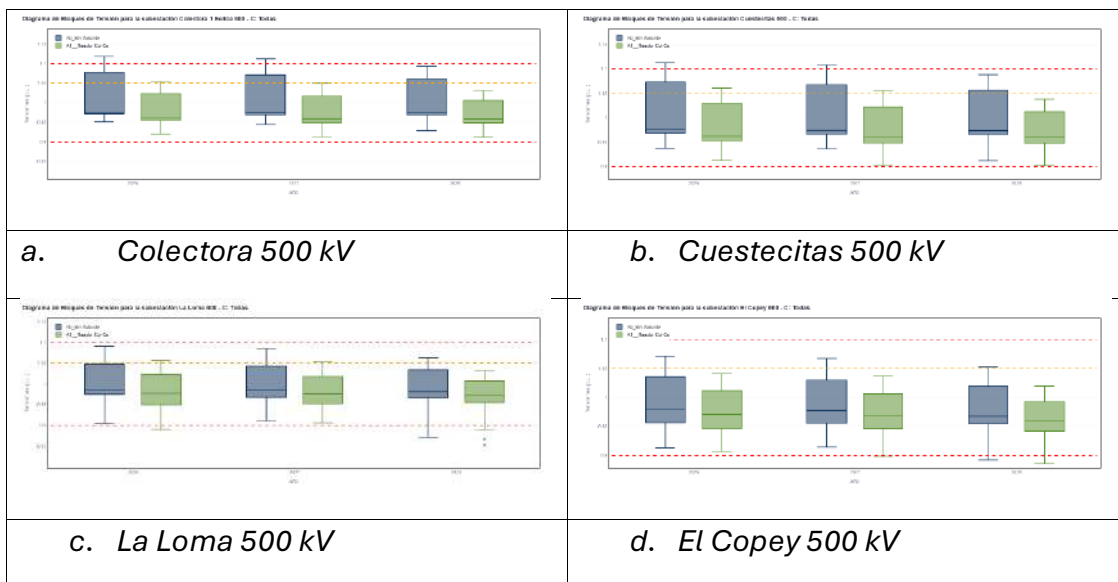
Figura 3.1.3-59 Perfil de tensiones en Subestaciones 500 kV Red Completa. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-60 Perfil general de tensiones en Contingencia N-1. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-61 Perfil de tensiones en Subestaciones 500 kV Contingencia N-1. Horizonte 2026-2029. Resultados con y sin reactores en Colectora y Cuestecitas 500 kV.

Con base en los resultados mostrados en las figuras anteriores, se concluye que la puesta en operación de los reactores en las subestaciones Colectora y Cuestecitas

(500 kV) mejora el desempeño del sistema, particularmente en el STN de la subárea GCM, al contribuir al control del perfil de tensión y a la gestión de excedentes de potencia reactiva a partir de 2027, año estimado de entrada en servicio de dichos equipos en el sistema eléctrico nacional.

3.1.3.6. Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de la obra en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía⁴⁰, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de la obra en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de la obra en la reducción de restricciones en el sistema.

3.1.3.6.1. Costos

Teniendo en cuenta el alcance de la obra en evaluación se realiza la valoración de los costos de esta considerando los valores de referencia de las unidades constructivas asociadas a activos del STR y STN⁴¹. Con esa información se estima los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a la obra en evaluación utilizando una proyección de anualidades.

Para determinar las anualidades es importante establecer cierta información inicial correspondiente con el proyecto. Lo primero es el año de fecha de puesta en operación, siendo este el primer año para el cálculo de las anualidades. También se debe determinar la tasa de descuento utilizada para proyectar los costos de las unidades constructivas, esta tasa es diferente para unidades constructivas del STR y del STN. De igual manera, se debe establecer el valor porcentual de cada anualidad que va a corresponder a los costos de administración, operación y mantenimiento, es decir, la tasa de AOM⁴². Y, por último, se debe resaltar que no todas las unidades

⁴⁰ Ley 143 de 1994 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Diario Oficial No. 41.434.

Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes como parte del Sistema Interconectado Nacional. Artículo 5.4.1. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

⁴¹ Los costos de referencias para las unidades constructivas se calculan a partir de los listados contenidos en, para las unidades constructivas de activos en el STR, la resolución CREG 015 de 2018 y para las unidades constructivas de activos en el STR, la resolución CREG 011 de 2009. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0011_2009.htm

⁴² Resolución CREG 022 de 2001 Por las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este

constructivas cuentan con el mismo horizonte de tiempo en su vida útil (10 años, 30 años, 35 años, 45 años, etc.), por lo que se debe separar el costo de las unidades constructivas en grupos de acuerdo con este, es decir, se debe tener un total de costos para los activos con vida útil de 10 años, otro para los activos con vida útil de 30 años y así sucesivamente. Para cada uno de estos grupos se obtendrá un valor de anualidades.

Las anualidades de los grupos diferenciados por años de vida útil se determinan a través del factor de recuperación de capital, tal y como se muestra a continuación:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde A representa el valor calculado de las anualidades, P es el valor presente de la inversión de las unidades constructivas de cada grupo (grupo 10 años, grupo 30 años, etc.), i es la tasa de descuento obtenida de las resoluciones correspondientes (STR o STN) y n es el número de años de vida útil de cada grupo. Es importante mencionar que el valor A no contiene el valor correspondiente de AOM (2.5 %), por lo cual al incluirlo la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] * 1.025$$

Después de obtener las anualidades de los activos separadas por grupos de vida útil, es posible sumar las series año a año, obteniendo una serie de anualidades del proyecto completo. De esta manera es posible calcular el valor presente neto (VPN) de esta serie de anualidades, obteniendo el costo total de la obra en el año de puesta en operación. Finalmente, es importante mencionar que el proceso anterior se realiza por separado para el STR y el STN, considerando que la tasa de descuento es diferente para ambos sistemas. Por lo cual, el valor de la obra viene dado por la suma del VPN calculado para el STR y el VPN calculado para el STN.

En la siguiente tabla se presentan los valores presentes netos para el STR y STN y que incluyen el CAPEX y OPEX de la obra propuesta.

Tabla 3.1.3-11 Costo del proyecto Nueva Compensadores Sincrónicos Área Caribe y líneas asociadas en UC al 2025

Sistema. República de Colombia; Artículo 4. Elementos de eficiencia en la ejecución del plan de expansión de transmisión de referencia (STN) y metodología de remuneración.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

Sistema	VPN - Costo en USD
STN	1,054,469,000.00
STR	68,044,000.00
Total	1,122,513,000.00

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.1.3-12 Distribución de costos según componentes de obra.

Componente	Millones USD
CAPEX compensadores	737.500
OPEX Compensadores	36.875
Obras Corto	150.000
UUC	163.458
Reactores	34.680
COSTO TOTAL	1,122.513

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.1.3.6.2. Beneficios por reducción de Generación de Seguridad

Para el cálculo de los beneficios se realizó la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la generación de seguridad (GS), que se requiere por efectos de las condiciones operativas del sistema, como voltaje, frecuencia y estabilidad⁴³. La cual se determina mediante simulaciones de flujos de carga y análisis de contingencias (como la falla N-1, que implica la salida de un elemento del sistema) buscando que el racionamiento esperado sea igual a cero, es decir, que no haya interrupciones en el suministro ante la falla de un componente.

La cuantificación de los beneficios económicos de la obra planteada (costos de reconciliación positiva y emisiones de CO₂) se realizó considerando la utilización de la herramienta SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), la cual permite realizar simulaciones energéticas de largo plazo. Esta simulación se ejecutó representando de

⁴³ En relación con la Resolución CREG 025 de 1999 Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

manera estocástica la hidrología mediante 100 series que buscan representar diferentes escenarios climáticos en la hidrología, mostrando condiciones: húmedas, medias o secas. Los insumos requeridos para realizar esta simulación corresponden a la mejor información disponible con corte a diciembre de 2024.

Para estimar los beneficios a partir de las simulaciones energéticas, se realizaron tres ejecuciones.

- La primera, que se toma como caso base, sin la obra propuesta de *Compensadores Síncronos Área Caribe*, y considerando la generación de seguridad estimada mediante análisis eléctricos en el horizonte de planeación.
- La segunda, considerando la integración de la infraestructura propuesta como alternativa A1, como definida en la Tabla 1 a partir del año 2030, y tomando como generación de seguridad la reducción de unidades estimada mediante análisis eléctricos en el horizonte de planeación.
- La tercera, considerando la integración de la infraestructura propuesta como alternativa A2, como definida en la Tabla 10 a partir del año 2030, y tomando como generación de seguridad la reducción de unidades estimada mediante análisis eléctricos en el horizonte de planeación.

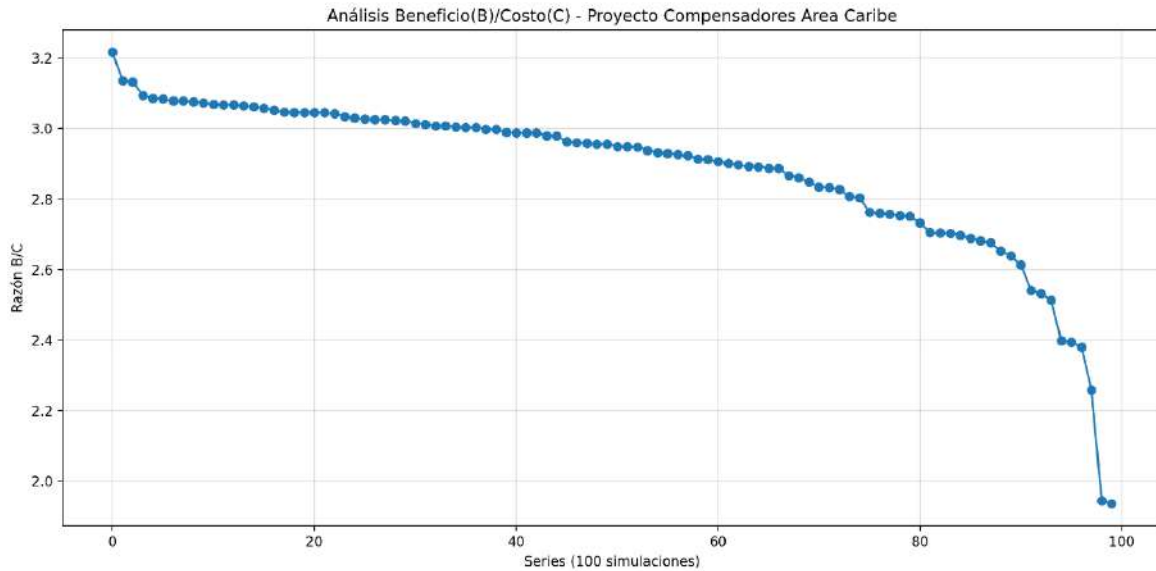
De este modo, a partir del resultado de las simulaciones y de las conclusiones de los análisis técnicos y la definición de fases de implementación del proyecto se calcularon los beneficios del proyecto.

3.1.3.6.3. Relación Beneficio – Costo

Una vez estimados los beneficios socioeconómicos asociados a la obra propuesta, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento (O&M) a lo largo del horizonte de análisis, se calcula la relación beneficio/costo (B/C) para cada escenario hidrológico considerado⁴⁴. La Figura a continuación presenta los valores de B/C obtenidos para el conjunto de escenarios/simulaciones evaluadas, ordenados de mayor a menor, con el fin de visualizar su dispersión y robustez.

⁴⁴ Se guarda relación con la *Resolución CREG 022 de 2001 Por las cual se aprueban los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema*. República de Colombia; Artículo 4. Elementos de eficiencia en la ejecución del plan de expansión de transmisión de referencia (STN) y metodología de remuneración.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.1.3-62 Relación Beneficio/Costo de la obra Compensadores Síncronos Área Caribe en función de los diferentes escenarios.

De acuerdo con los resultados presentados, la relación B/C se mantiene mayor que 1 en la totalidad de los casos evaluados (100 simulaciones), con valores en el rango aproximado [1.94; 3.22] y una media de 2.88. En consecuencia, bajo los supuestos del modelo (beneficios, costos y horizonte de evaluación), la obra evidencia conveniencia económica robusta, en tanto los beneficios descontados superan los costos descontados en todos los escenarios analizados, por lo que se concluye su viabilidad económica.

3.1.3.7. Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto *Compensadores Síncronos Área Caribe* se definió para el **31 de diciembre de 2030 en la fase A y 31 de diciembre de 2031 para la fase B**, en función de los tiempos establecidos por la UPME.

Para el caso de los reactores de barra en Colectora y Cuestecitas 500 kV se definió el **31 de junio de 2027 como fecha de puesta en operación.**

3.1.3.8. Conclusiones

Como resultado de los análisis elaborados se puede determinar lo siguiente:

- Los beneficios asociados a la reducción de generación de seguridad y la reducción de emisiones resultado de la implementación del proyecto

Compensadores Síncronos STN/STR son superiores a los costos de la obra, por lo que se recomienda su ejecución⁴⁵.

- Tomando los tiempos definidos por la consultoría contratada por la UPME en relación con las características de los Compensadores Síncronos donde se estableció un tiempo de implementación de 4 años, esto implica como FPO inicial del proyecto el año 2030.
- A partir de los análisis realizados se estableció que es necesaria la implementación del proyecto, esto es, instalación de 15 compensadores en el STN y STR de la siguiente forma.
 - En primer lugar, para el 31 de diciembre de 2030 se llevará a cabo la fase A del proyecto, el cual comprende los siguientes compensadores:

Tabla 3.1.3-13 Compensadores Fase A.

Ítem	Subestación	Subárea	Tensión kV	Localización	Potencia MVAR
1	Nv Barranquilla 220	Atlántico	220	STN	150
2	Sabanalarga 500	Atlántico	500	STN	150
3	Cuestecitas 500	GCM	500	STN	300
4	Colectora 500	GCM	500	STN	300
5	Carreto 500	Bolívar	500	STN	300
6	Chinú 500	Córdoba-Sucre	500	STN	150
7	Toluviejo 230	Córdoba-Sucre	230	STN	150

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

- Luego se implementará la Fase B del proyecto para el año 2031, esto es se complementa la instalación de 8 compensadores restantes localizados en los siguientes puntos:

⁴⁵ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2024). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión –Tomo I- Resumen de beneficios de compensadores síncronos*. UPME. https://www.cnogas.org.co/documentos/UPME_Plan_Maestro_Portafolio_estructural_de_transmisi_n_1738340181.pdf?utm_source=chatgpt.com

Tabla 3.1.3-14 Compensadores Fase B.

Ítem	Subestación	Subárea	Tensión kV	Localización	Potencia MVAR
1	Caracolí 110	Atlántico	110	STR	50
2	TEBSA 220	Atlántico	220	STN	150
3	Malambo 110	Atlántico	110	STR	50
4	Copey 220	GCM	220	STN	150
5	Cuestecitas 220	GCM	220	STN	300
6	Valledupar 220	GCM	220	STN	150
7	Bolívar 220	Bolívar	220	STN	300
8	Sahagun 500	Córdoba-Sucre	500	STN	300

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

- Instalar 1 reactor de barra de 120 MVAR en la subestación Colectora 500 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2027.
- Instalar 1 reactor de barra de 120 MVAR en la subestación Cuestecitas 500 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2027.
- De esta forma se define el proyecto de Fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional mediante Compensadores Síncronos en dos fases A y B, y reactores como descrito anteriormente.
- Debido a la implementación del proyecto de fortalecimiento del SIN, y el estado actual del nivel del corto circuito en las subestaciones del SIN, es necesario como parte de la ejecución del proyecto, definir obras complementarias que permitan superar esta situación.

3.1.3.9. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de la obra evaluada para su integración al Sistema de Transmisión Nacional de acuerdo con los procedimientos normativos y regulatorios vigentes, esto es la instalación de compensadores síncronos en 2 fases A y B, y los reactores de barra en las subestaciones Colectora y Cuestecitas 500 kV, como es descrito en las conclusiones de la subsección anterior.

3.2. Área Antioquia – Chocó

3.2.1. Solución Altas Cargabilidades Oriente

Antioqueño (SACOA) – Subestación Guarne 230 kV

3.2.1.1. Antecedentes

Desde el año 2020, con la presentación del proyecto de expansión Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) por parte del Operador de Red (OR) Empresas Públicas de Medellín (EPM), se ha evidenciado un alto crecimiento de la demanda energética en la zona oriente del departamento de Antioquia. Este incremento se refleja en el elevado número de solicitudes de conexión registradas en el Sistema de Distribución Local (SDL), las cuales suman 58.4 MVA.

En particular, se han solicitado 30.1 MVA en el SDL de la subestación Guarne, 20.1 MVA en el de la subestación Córdoba y 8.2 MVA en el de la subestación Rionegro. No obstante, la infraestructura existente en estos SDL opera cercana a sus límites de cargabilidad y tensión, lo que impide atender la nueva demanda sin generar sobrecargas y problemas de calidad de tensión en los elementos del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por esta razón, EPM ha propuesto una obra estructural orientada a asegurar la atención de la demanda futura bajo los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en el Código de Redes (CREG 025 de 1995).

3.2.1.2. Proyecto Propuesto

Ante el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica en el oriente antioqueño, EPM presentó un proyecto de expansión que busca mitigar las restricciones operativas que se evidencian con la incorporación de nueva demanda en la zona. En respuesta, la UPME evaluó el proyecto denominado “Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACO)”, la cual incluye un conjunto de obras orientadas a mejorar la capacidad de transporte y la mejora de los perfiles de tensión, en concordancia con los criterios del Código de Redes.

Tabla 3.2.1-1 Alcance del proyecto “SACOA”.

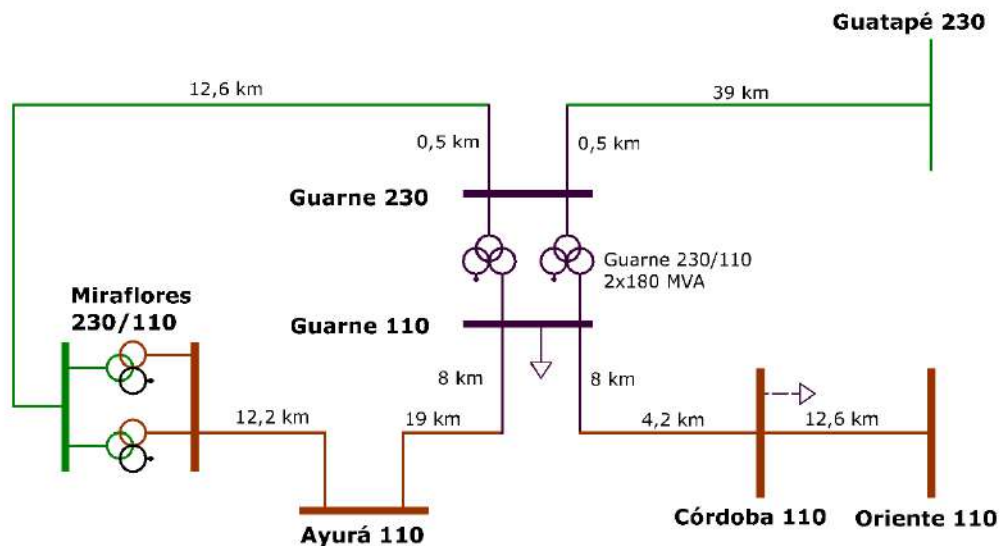
Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA)
Subestación Guarne 230/110 kV mediante el seccionamiento de los circuitos Guatapé – Miraflores 220 kV y Ayurá - Córdoba 110 kV.

Instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos en la subestación Guarne 230/110 kV de 180 MVA cada banco.

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

El proyecto contempla la construcción de la subestación Guarne 230/110 kV, a partir del seccionamiento del circuito Guatapé – Miraflores 220 kV para establecer el barraje Guarne 230 kV, formando el corredor Guatapé – Guarne – Miraflores 230 kV. Asimismo, se prevé el seccionamiento del circuito Ayurá – Córdoba 110 kV con el propósito de crear el barraje Guarne 110 kV y conformar el corredor Ayurá – Guarne – Córdoba 110 kV.

En el siguiente diagrama se muestra la zona de impacto del proyecto, junto con las obras nuevas y las intervenciones previstas sobre la red existente.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-1 Proyecto SACOA – A1

Por otra parte, considerando los plazos típicos de ejecución de obras estructurales en el STR y el STN, la FPO propuesta se establece como el punto de partida del horizonte de análisis, equivalente al 31 de diciembre de 2031.

3.2.1.3. Análisis técnico

A continuación, se presentan los resultados más relevantes de los análisis eléctricos efectuados en condiciones de Red Completa y bajo contingencias sencilla (N-1), tanto para el escenario sin proyecto (A0) como para la alternativa evaluada (A1).

3.2.1.3.1. Consideraciones y supuestos

Los resultados incluidos en esta sección se sustentan en las condiciones operativas, los supuestos y las consideraciones técnicas detallados en la sección siguiente.

a. Horizonte de análisis

Los análisis técnicos realizados por la UPME abarcan el periodo comprendido entre 2031, año estimado de la Fecha de Entrada en Operación (FPO) del proyecto, y 2037.

b. Proyectos de Expansión y Generación

Los análisis realizados incorporan los proyectos de expansión aprobados por la UPME y aquellos adoptados oficialmente por el Ministerio de Minas y Energía en versiones anteriores del Plan de Expansión para el área Antioquia–Chocó. A continuación, se relacionan los proyectos de expansión incluidos en el análisis.

- Compensador estático variable (SVC) 30 MVar Subestación Cértegui 115 kV.
- UPME 01-2023: Segundo Transformador Primavera 500/230 kV.
- UPME 03-2021: Subestación Carrieles y líneas de transmisión asociadas 230 kV.
- UPME 10-2021: Subestación Corrientes 230 kV y líneas de transmisión asociadas
- UPME 05-2024: Subestación Nueva Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas
- UPME STR 02-2025: Subestación Nueva Quibdó 115 kV y líneas de transmisión asociadas
- Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño
- Nueva subestación Lagunas 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Carrieles 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Guárcama 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Corrientes 110 kV y obras asociadas
- Proyecto de expansión del Valle de Aburrá

Asimismo, el análisis considera los proyectos de generación y carga que actualmente están en operación, los que se encuentran en ejecución y aquellos que disponen de un concepto de conexión aprobado por la UPME.

Finalmente, se empleó el modelo de red IPOELP 1-2024 elaborado por el CND, y las validaciones eléctricas de flujos de carga y de cortocircuito se desarrollaron en el software PowerFactory DIgSILENT. Cabe destacar que dicho modelo incluye los activos del STN, el STR y el SDL.

Adicionalmente, se consideraron los proyectos de inversión a nivel del SDL reportados en el estudio de conexión remitido por Empresas Públicas de Medellín (EPM).

c. Proyectos de Expansión en el Sistema de Distribución Local (SDL)

El estudio de conexión presentado por EPM incluye la ejecución de diversos proyectos de inversión en el Sistema de Distribución Local (SDL), orientados a complementar las alternativas analizadas y a fortalecer la infraestructura existente. Estas obras tienen como objetivo asegurar la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica, en concordancia con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Redes. Las obras consideradas se presentan a continuación:

1. **Subestación Oriente:** instalación de un transformador bidevanado 110/44 kV de 60 MVA y de un transformador tridevanado 110/44/13,2 kV de 60 MVA.
2. **Subestación Córdoba:** reposición del transformador tridevanado existente 110/44/13,2 kV de 60 MVA y adición de un segundo transformador con las mismas características nominales.

d. Nueva demanda de potencia

Los análisis consideran la incorporación de 58,4 MVA de nueva demanda en los niveles de 110 kV del Sistema de Distribución Local (SDL), específicamente en las subestaciones Guarne 44, Córdoba 110/44 y Rionegro 110/44.

e. Condiciones operativas

El modelo de red contempla el cierre del enlace Apartadó – Caucheras 110 kV, el cual opera normalmente abierto en el extremo asociado a la subestación Caucheras 110 kV.

f. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

Los valores de demanda empleados en el análisis se obtuvieron a partir de los reportes del Centro Nacional de Despacho (CND) y del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo – IPOELP 1-2024. Para el estudio se utilizaron las demandas asociadas al área operativa Antioquia, garantizando la representación adecuada de las particularidades regionales dentro del modelo eléctrico.

Cabe resaltar que los escenarios de demanda regional no necesariamente coinciden con la fecha de máxima demanda nacional. En consecuencia, el análisis se desarrolló tomando como referencia los días y períodos de mayor exigencia para la región, utilizando dichos valores como base para la distribución del pronóstico de demanda de la UPME en las barras del sistema.

La proyección de la demanda a lo largo del horizonte de estudio se construyó con base en el documento Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025–2039 – Rev. Julio 2025, cuyos valores fueron incorporados al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones de generación y carga.

Se consideraron principalmente los escenarios de demanda máxima, media y mínima, lo cual permitió evaluar de forma detallada los perfiles de tensión en el oriente antioqueño, así como identificar potenciales sobrecargas en los activos de transmisión bajo condiciones críticas de operación.

g. Escenarios de Generación de Energía

Los escenarios de generación evaluados corresponden a condiciones operativas en las que se han identificado restricciones dentro del área de estudio o en sus zonas aledañas, y en las que se evidencia un elevado nivel de exigencia sobre los activos de transmisión que interconectan ambos sistemas.

En consecuencia, para el horizonte de análisis 2031 -2037 se definieron los siguientes escenarios de generación:

- G0: Escenario de alta generación en el área Antioquia–Chocó.
- G1: Escenario de baja generación en el área Antioquia–Chocó.
- G2: Escenario con alta generación en el área Antioquia–Chocó en el nivel de 500 kV y baja generación en los niveles de tensión inferiores.

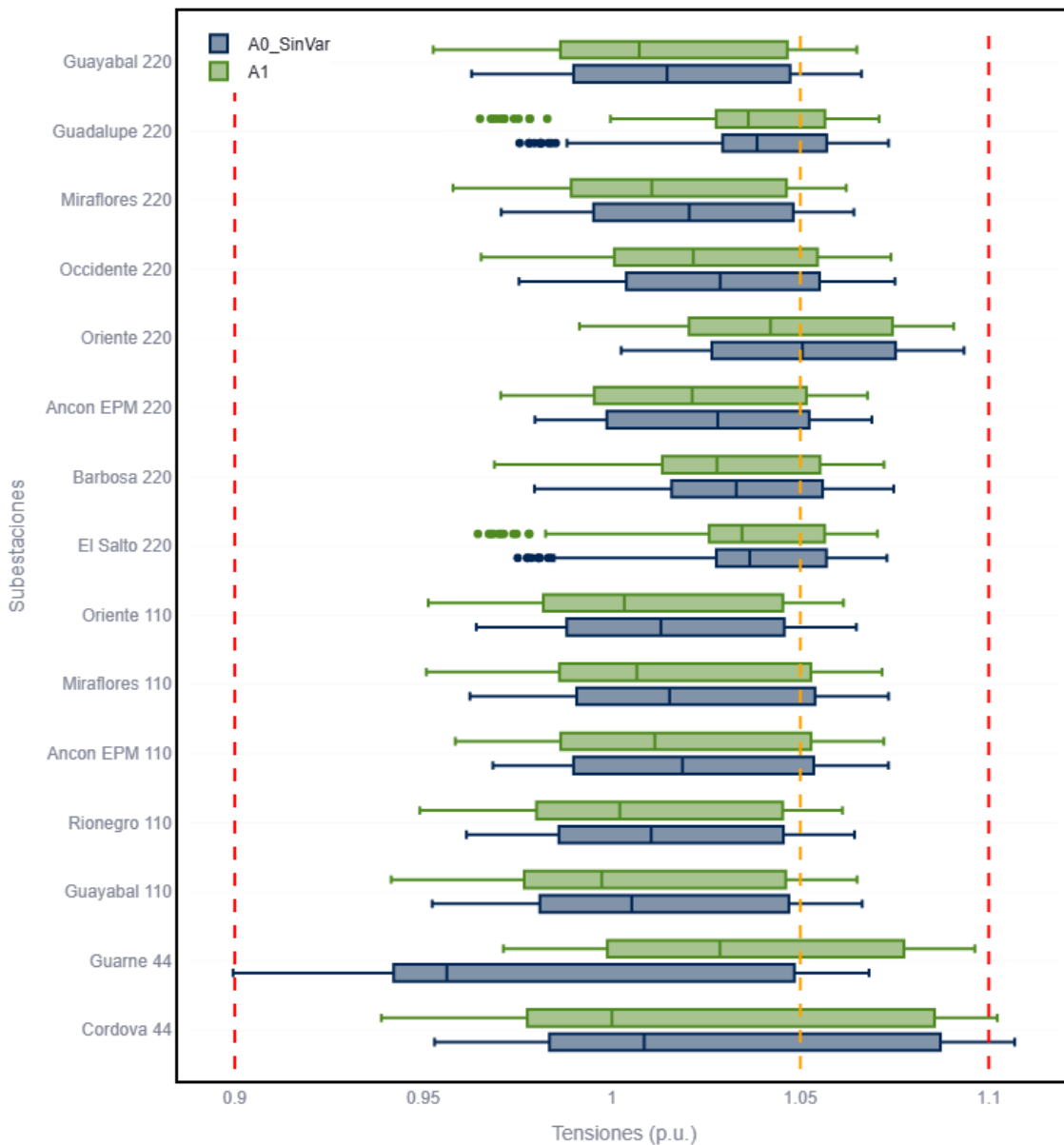
Es importante señalar que, en los escenarios de baja generación, no se consideraron las restricciones asociadas a la generación de seguridad definida por el CND. Dicho esquema se despliega únicamente bajo condiciones operativas específicas para preservar la seguridad del sistema, por lo que su operación sostenida indicaría limitaciones estructurales que deben ser atendidas mediante una adecuada planeación de la expansión.

3.2.1.3.2. Análisis de resultados

a. Tensiones – Red Completa

Con la entrada en operación del proyecto de expansión propuesto, se observa un impacto en los perfiles de tensión del área Antioquia–Chocó, caracterizado por una leve disminución en las tensiones de las subestaciones y barras monitoreadas, sin embargo, dichas tensiones se mantienen dentro de los rangos permitidos por el Código de Redes (CREG 025 de 1995). Este comportamiento es consistente con lo esperado ante la incorporación de nueva demanda en el sistema.

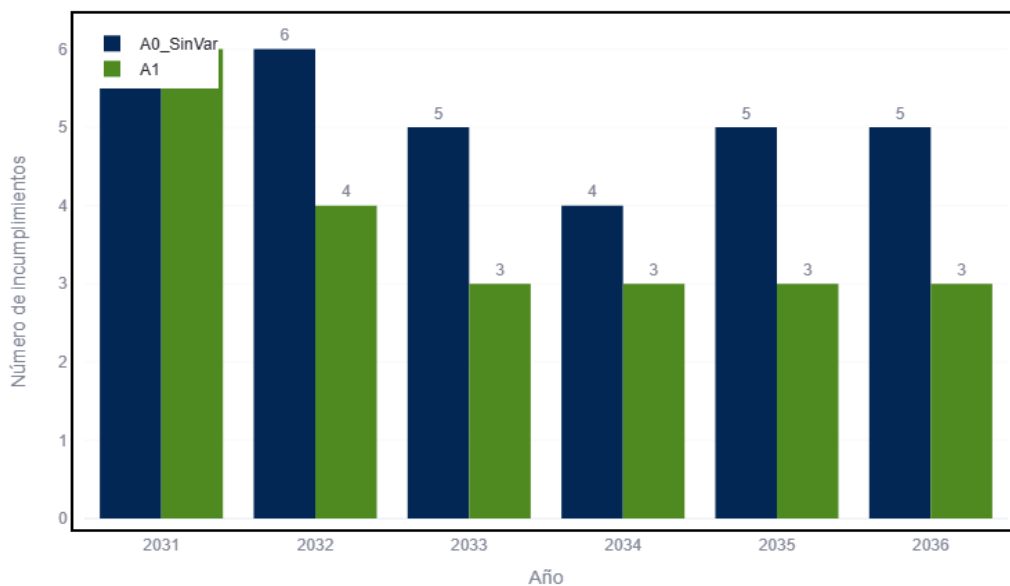
Cabe resaltar que, con los pronósticos actuales, la subestación Guarne 44 kV presenta niveles de tensión por debajo de los límites regulatorios en algunos escenarios de alta demanda. No obstante, con la ejecución del proyecto, estas restricciones se eliminan, garantizando niveles de tensión superiores a 0,95 p.u. incluso bajo la condición de entrada de la nueva demanda.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-2 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.

La Figura 3.2.1-3 presenta la comparación del número de restricciones asociadas a los perfiles de tensión en el área de influencia, para los escenarios con y sin la entrada en operación del proyecto. Los resultados muestran que, en ningún año del horizonte de análisis, el número de restricciones con el proyecto excede las registradas en la condición sin proyecto. En este sentido, los impactos asociados al proyecto resultan mayoritariamente favorables, al contribuir a la reducción de restricciones y, por ende, a la mejora en la calidad del servicio de energía eléctrica.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

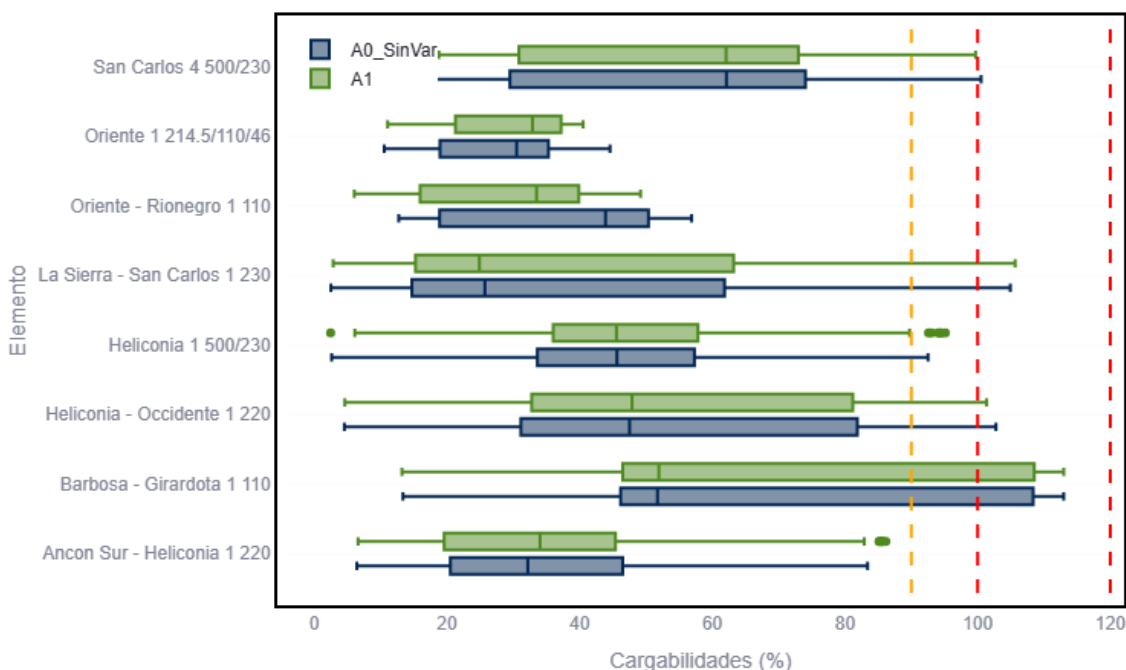
Figura 3.2.1-3 Número de restricciones por año - Tensiones en Red completa.

b. Cargabilidades – Red Completa

El análisis de cargabilidades considera las líneas y los transformadores localizados en la zona de influencia del proyecto, así como las principales restricciones operativas identificadas por la UPME y XM en los informes de operación de mediano y largo plazo. Dentro de estas restricciones se destacan las sobrecargas en los enlaces Barbosa – Girardota 110 kV y Heliconia – Occidente 230 kV en condición de Red Completa, así como la sobrecarga del enlace La Sierra – San Carlos 230 kV ante contingencia sencilla (N-1), además de las restricciones asociadas a los transformadores Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV.

Los resultados indican que el proyecto genera variaciones en las cargabilidades de dichos elementos, incrementándolas en algunos casos y reduciéndolas en otros. No obstante, estos efectos son de carácter marginal y no comprometen la seguridad del sistema. Asimismo, la entrada en operación de los proyectos Refuerzos Subestación Heliconia 500/230 kV e Interconexión Antioquia–Oriental, abordados en este documento, contribuyen a la eliminación de varias restricciones estructurales del área Antioquia, mitigando los impactos asociados al proyecto analizado.

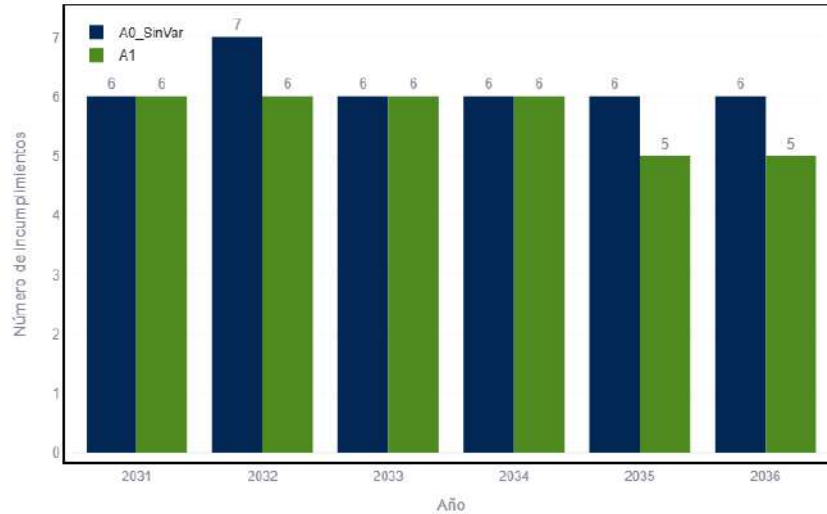
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-4 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Red Completa.

La Figura 3.2.1-5 muestra la comparación del número de restricciones asociadas a los niveles de cargabilidad de los elementos del área de influencia en los escenarios con y sin la entrada en operación del proyecto. Los resultados evidencian que, a lo largo de todo el horizonte de análisis, el número de restricciones con el proyecto es similar al registrado en la condición sin proyecto.



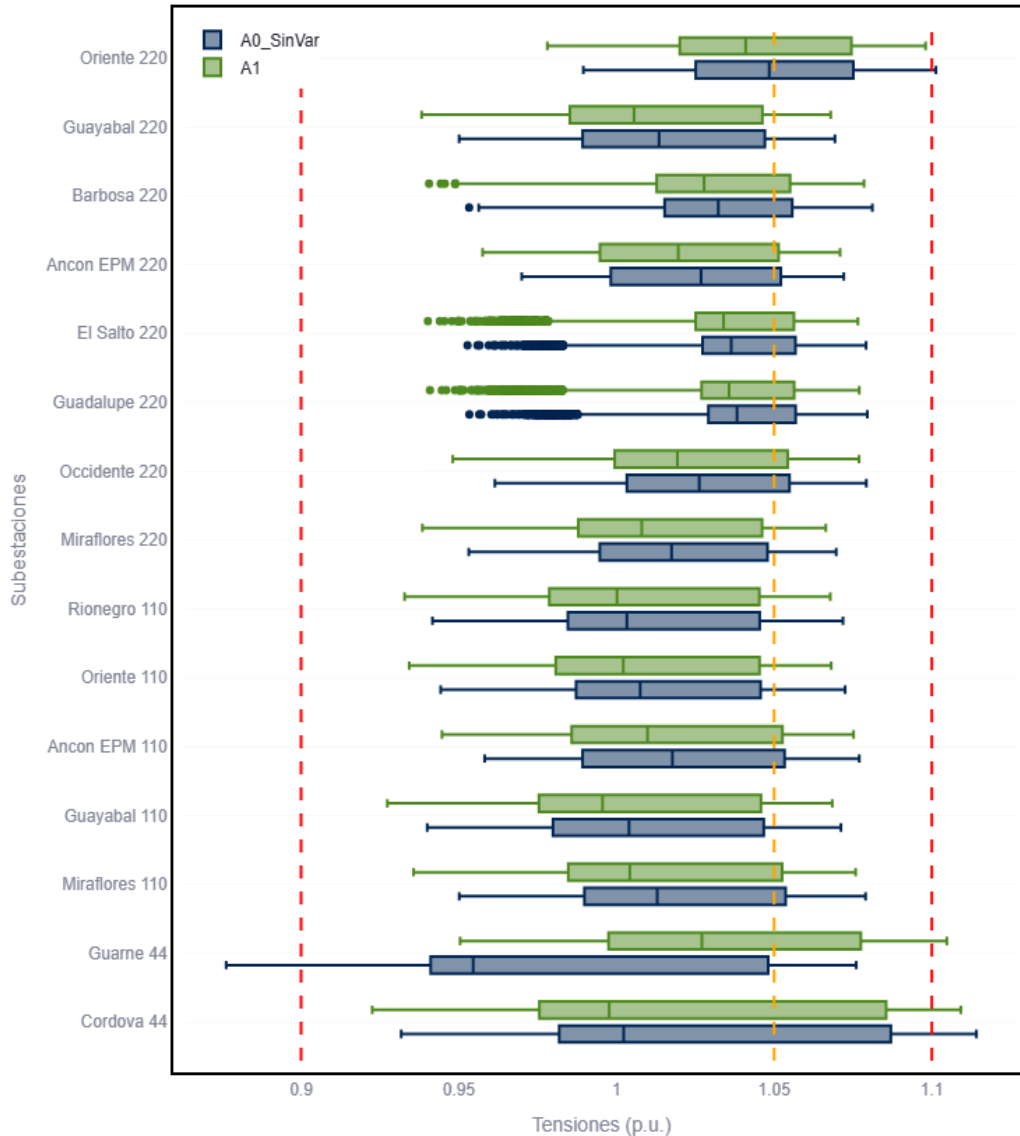
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-5 Número de restricciones por año - Cargabilidades en Red completa

c. Tensiones – Contingencias

De manera consistente con los resultados en condición de Red Completa, la entrada en operación del proyecto genera una leve disminución en los perfiles de tensión de las subestaciones y barras monitoreadas bajo escenarios de indisponibilidad de elementos por fallas o mantenimientos. No obstante, en términos generales, los valores se mantienen dentro de los límites regulatorios.

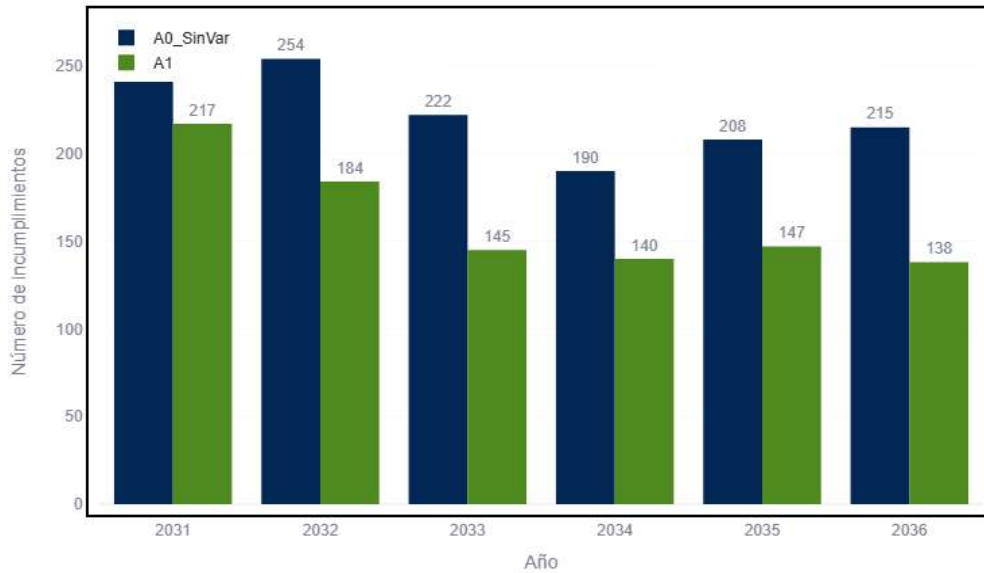
A pesar de lo anterior, los análisis evidencian la necesidad de ejecutar obras adicionales en la zona de impacto del proyecto, dado que, ante contingencias en la red, la subestación Guarne 44 kV presenta niveles de tensión que pueden descender por debajo de 0,88 p.u., incumpliendo los criterios de calidad definidos en el Código de Redes.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-6 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Contingencia.

De manera consistente con los resultados en condición de Red Completa, el número de restricciones asociadas a los perfiles de tensión bajo escenarios de contingencia sencilla (N-1) no excede las registradas en la condición sin proyecto; por el contrario, con la entrada en operación del proyecto, dichas restricciones se reducen en todos los casos analizados. Este comportamiento se explica porque el proyecto permite mitigar las condiciones de baja tensión existentes en el oriente antioqueño, las cuales han constituido una limitante para el crecimiento de la demanda.

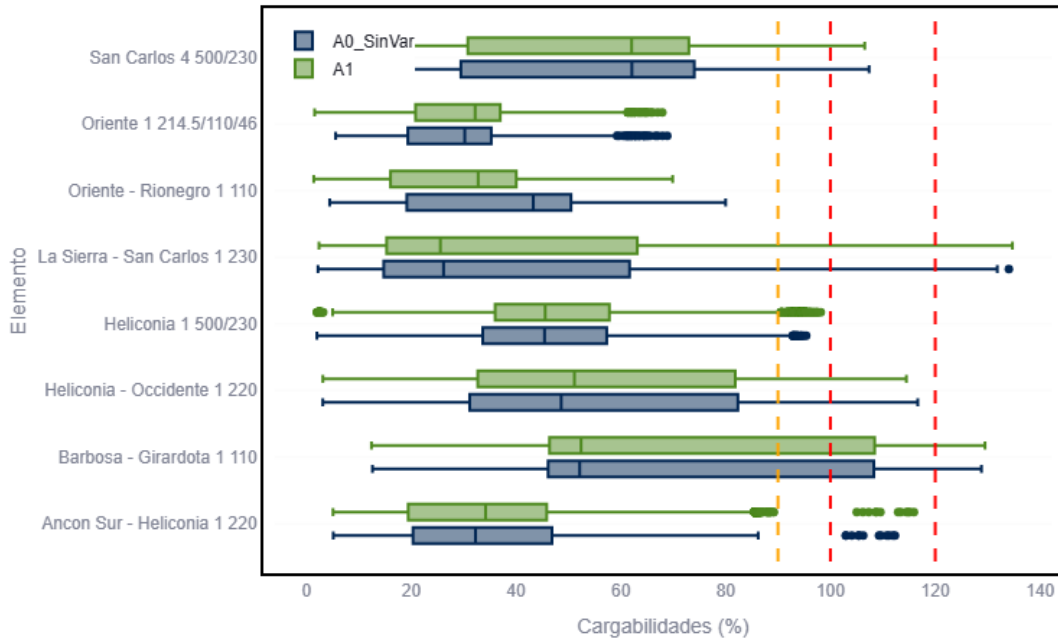


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-7 Número de restricciones por año - Tensiones ante contingencia.

d. Cargabilidades – Contingencias

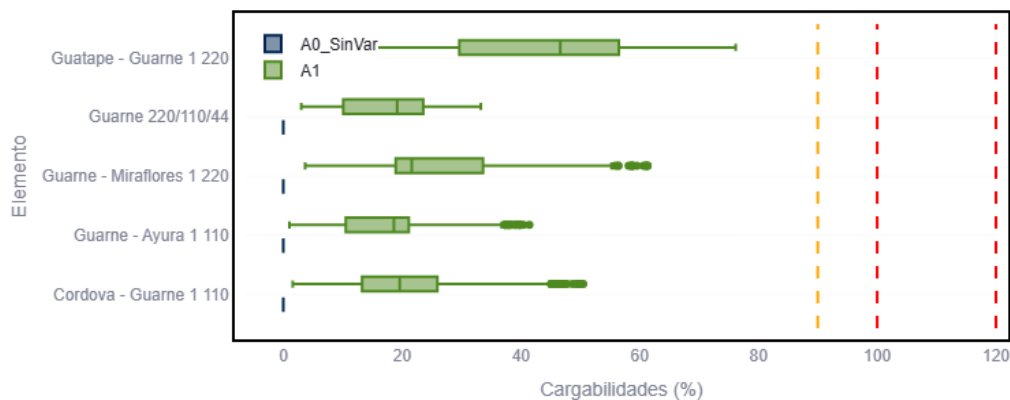
Los resultados obtenidos bajo escenarios de indisponibilidad de elementos del sistema evidencian un comportamiento similar al observado en condición de Red Completa, en el cual el proyecto presenta impactos marginales sobre las restricciones del área, reflejados en ligeros incrementos en algunos elementos y leves reducciones en otros. No obstante, tal como se ha señalado previamente, el presente documento incorpora el análisis de otros proyectos en el área que contribuyen a resolver las restricciones identificadas en la infraestructura existente y proyectada del área Antioquia–Chocó.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-8 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 1.

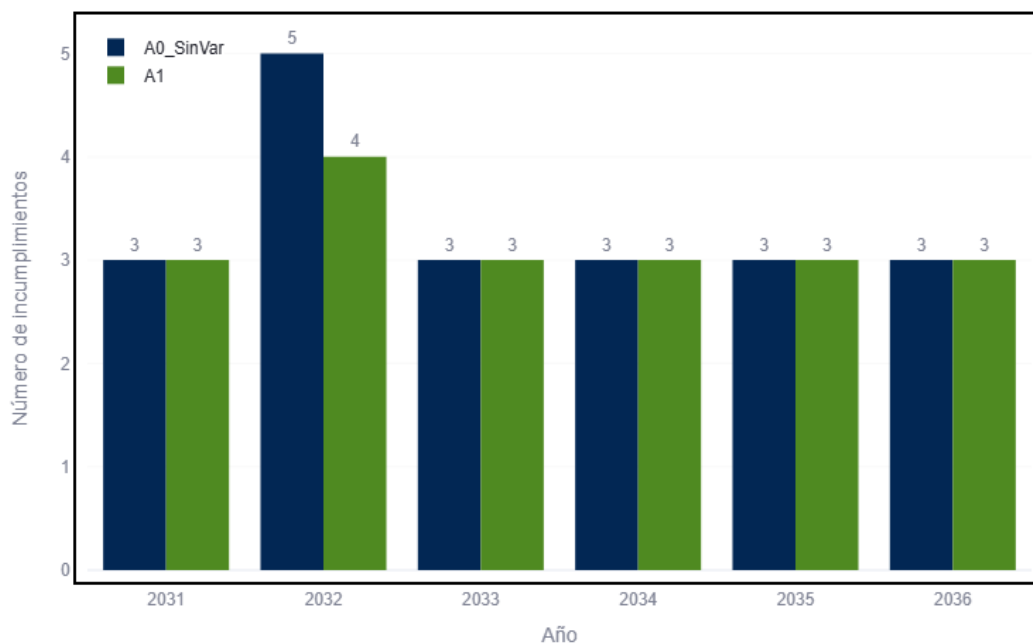
Por su parte, la Figura 3.2.1-9 muestra los niveles de cargabilidad de los nuevos elementos incorporados como resultado de las intervenciones contempladas en el proyecto de expansión propuesto, los cuales, según los resultados del análisis, presentan cargabilidades inferiores al 80 % bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Figura 3.2.1-9 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Contingencia -
Parte 2.**

De forma consistente con los resultados en condición de Red Completa, como puede observarse en Figura 3.2.1-10, el análisis bajo escenarios de contingencia sencilla (N-1) muestra que el número de restricciones asociadas a los niveles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto es comparable al observado en dicha condición. Este comportamiento indica que el proyecto propuesto no introduce impactos relevantes sobre las cargabilidades del oriente antioqueño, dado que no da lugar a nuevas restricciones en el sistema y mantiene las existentes.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-10 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.

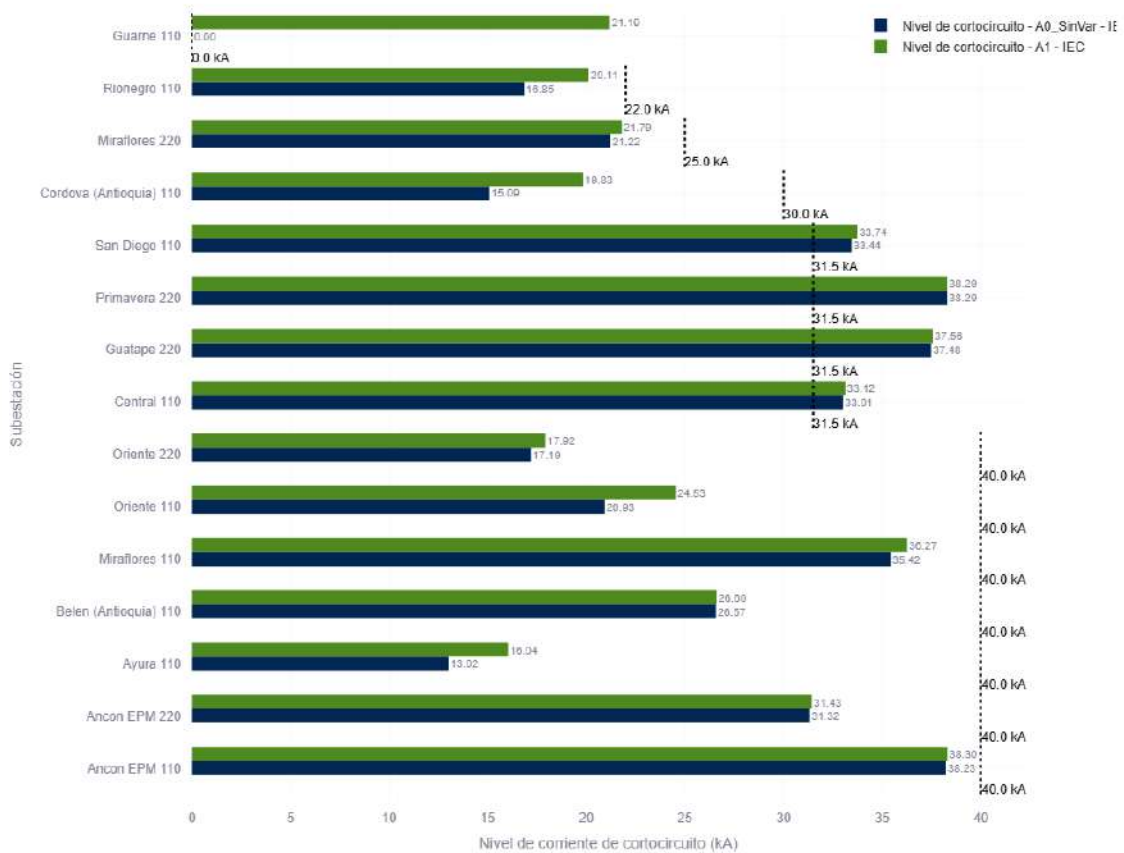
e. Corrientes de cortocircuito

El análisis de cortocircuito se desarrolla de acuerdo con la metodología definida en la norma IEC 60909-2016, considerando un escenario de máxima generación en el que se modelan todas las unidades en servicio, con el propósito de estimar los niveles máximos de cortocircuito. Adicionalmente, se representa la topología de la red en condiciones normales de operación, incorporando la totalidad de los elementos disponibles, a fin de evaluar el mayor nivel de enmallamiento del sistema.

La Figura 11 presenta los valores máximos de cortocircuito, considerando fallas monofásicas y trifásicas, en las subestaciones del área de influencia del proyecto, junto con las capacidades de interrupción asociadas a cada una de ellas. Los resultados evidencian que los niveles de cortocircuito se incrementan debido al mayor enmallamiento generado por la conexión del proyecto, el cual reduce las impedancias equivalentes vistas desde las subestaciones y, en consecuencia, aumenta las corrientes de cortocircuito. Sin embargo, los incrementos atribuibles al proyecto son marginales y no generan afectaciones significativas en las subestaciones analizadas.

Cabe resaltar que, aunque el proyecto contribuye de forma leve al aumento de los niveles de cortocircuito en algunas instalaciones, las limitaciones en la capacidad de interrupción corresponden a una condición preexistente en varias subestaciones de la región. En este sentido, resulta necesario implementar medidas orientadas al refuerzo de la capacidad de interrupción en el corto y mediano plazo, a fin de garantizar la seguridad operativa y la estabilidad del sistema eléctrico.

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.1-11 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.

3.2.1.4. Análisis Económico

3.2.1.4.1. Costos (C)

La estimación de costos del proyecto se desarrolla a partir de las unidades constructivas establecidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009, considerando las obras que lo conforman en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta información se determinan los costos de inversión (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) asociados a la obra evaluada, mediante una proyección de anualidades.

En la tabla siguiente se presentan los valores presentes netos del STR y del STN, los cuales incorporan los costos de CAPEX y OPEX de la alternativa propuesta.

Tabla 3.2.1-2 Costos asociados al proyecto en UC.

Descripción	Costos en USD
Costos del STN (VPN)	\$15,961,280
Costos del STR (VPN)	\$5,103,458
Total (VPN)	\$21,064,738

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.2.1.4.2. Beneficios (B)

Se efectuó valoración económica de los beneficios asociados a la atención de nueva demanda y la mitigación de Demanda No Atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

3.2.1.4.3. Relación Beneficios/Costos

A continuación, se presentan las relaciones beneficio/costo del proyecto de expansión propuesto, evaluadas para un horizonte de 25 años y calculadas a partir del valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos.

Tabla 3.2.1-3 Relación Beneficio-Costo del proyecto.

Descripción	Costos en USD
Total beneficios (VPN)	\$21,064,739
Total costos (VPN)	\$767,467,654
Relación B/C	36.434

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.2.1.5. Conclusiones

- El proyecto de expansión presenta una relación beneficio/costo (B/C) superior a uno (1), lo que indica que genera mayores beneficios que costos para el sistema eléctrico colombiano.
- El proyecto de expansión propuesto permite atender el acelerado crecimiento de la demanda en el Sistema de Distribución Local (SDL) del Oriente Antioqueño, mediante la mejora de los perfiles de tensión en la zona.
- Las obras de expansión propuestas no generan nuevas restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y presentan únicamente impactos marginales sobre las restricciones existentes.
- Las problemáticas asociadas a los niveles de cortocircuito identificadas en el área Antioquia–Chocó corresponden a condiciones preexistentes, por lo que se requiere la formulación de proyectos adicionales de expansión para su mitigación.

3.2.1.6. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto de expansión Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA), el cual incluye la construcción de la subestación Guarne 230/110 kV, **con FPO para el 31 de diciembre de 2031**. Esta recomendación se sustenta en que la relación beneficio/costo de la alternativa evaluada es superior a la unidad y en que la implementación del proyecto no compromete los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en el Código de Redes.

3.2.2. Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV

3.2.2.1. Antecedentes

Desde 2024, XM, en su calidad de operador del Sistema Interconectado Nacional y administrador del Mercado de Energía Mayorista, ha identificado en sus informes de planeamiento operativo de largo plazo y en los informes trimestrales de evaluación de restricciones la presencia de limitaciones operativas en los bancos de

autotransformadores existentes de la subestación Heliconia 500/230 kV, ubicada en el departamento de Antioquia. Estas restricciones se manifiestan bajo escenarios de alta generación en el Oriente y baja generación en el norte del departamento, en los cuales la salida de uno de los transformadores conduce a la sobrecarga del equipo remanente.

Adicionalmente a la restricción identificada desde 2024 en la subestación Heliconia 500/230 kV, durante 2025 se reportó una nueva limitación operativa en la misma área, asociada a la sobrecarga del enlace Heliconia – Occidente 230 kV en condición de red completa. Esta restricción se presenta bajo escenarios caracterizados por alta generación en el nivel de 220 kV, baja generación en 500 kV y reducida importación desde la región Caribe.

Estas restricciones han sido identificadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en su calidad de planeador del sistema eléctrico colombiano, bajo diferentes escenarios de generación que contemplan condiciones de alta y baja generación en el área Antioquia–Chocó. Por tal motivo, y teniendo en cuenta la importancia de la subestación Heliconia 500/230 kV para la importación y exportación de energía desde y hacia el área Antioquia–Chocó, se han planteado diferentes alternativas de solución a las problemáticas previamente mencionadas, con el fin de garantizar los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Redes.

3.2.2.2. Proyecto Propuesto

Con el fin de mitigar las restricciones identificadas en los elementos propios o que conectan a la subestación Heliconia 500/230 kV se ha propuesto el proyecto de expansión Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV, el cual contempla un conjunto de obras encaminadas a ampliar la capacidad de exportación e importación de energía por parte del área Antioquia-Chocó.

Tabla 3.2.2-1 Alcance del proyecto Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV.

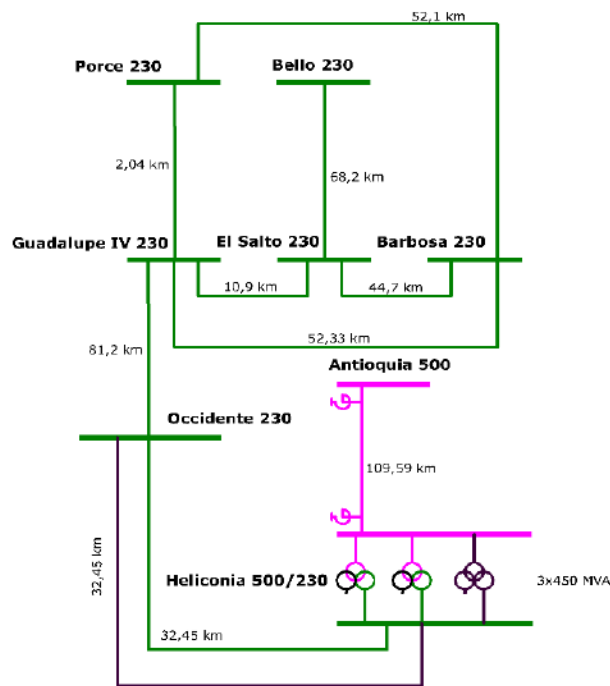
Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV
Tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación Heliconia de 450 MVA.
Segundo enlace Heliconia – Occidente 230 kV de 32,45 km con una capacidad mínima de 805 Amperios.

Bahía de transformación en el barraje de 230 kV de la subestación Heliconia 500/230 kV
Bahía de transformación en el barraje de 500 kV de la subestación Heliconia 500/230 kV

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

El proyecto considera la instalación de un tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV, con una capacidad de 450 MVA, en la subestación Heliconia, incluyendo las bahías de transformación asociadas en los niveles de 500 kV y 230 kV, así como la construcción de un segundo circuito Heliconia–Occidente 230 kV de 32,45 km de longitud.

En el siguiente diagrama se muestra la zona de impacto del proyecto, junto con las obras nuevas y las intervenciones previstas sobre la red existente.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-1 Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV – A1.

Finalmente, se debe resaltar que el proyecto propuesto contempla la entrada en operación en dos etapas las cuales son contempladas en la forma indicada a continuación:

Etapa 1: Correspondiente a la Alternativa 1 (A1) en los resultados de este capítulo, esta etapa considera la ejecución de las obras requeridas para la instalación de un tercer banco de autotransformadores monofásicos Heliconia 500/230 kV, con una capacidad nominal de 450 MVA y una Fecha de Puesta en Operación (FPO) para el 31 de diciembre de 2028.

Etapa 2: Correspondiente a la Alternativa 2 (A2) en los resultados de este capítulo, esta etapa considera la ejecución de las obras requeridas para la instalación de un segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV, con una capacidad mínima de 805 A y una Fecha de Puesta en Operación (FPO) para el 31 de diciembre de 2030.

3.2.2.3. Análisis técnico

A continuación, se presentan los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados en condiciones de Red Completa y bajo contingencias de tipo N-1, considerando el escenario sin proyecto (A0), la entrada en operación del tercer banco de transformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación Heliconia (A1) y la entrada en operación del segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV (A2).

3.2.2.3.1. Consideraciones y supuestos

Los resultados incluidos en esta sección se sustentan en las condiciones operativas, los supuestos y las consideraciones técnicas detallados en la sección siguiente.

a. Horizonte de análisis

Los análisis técnicos desarrollados por la UPME consideran un horizonte de evaluación comprendido entre los años 2028 y 2032.

b. Proyectos de Expansión y Generación

Los análisis realizados incorporan los proyectos de expansión aprobados por la UPME y aquellos adoptados oficialmente por el Ministerio de Minas y Energía en versiones anteriores del Plan de Expansión para el área Antioquia–Chocó. A continuación, se relacionan los proyectos de expansión incluidos en el análisis.

- Compensador estático variable (SVC) 30 MVar Subestación Cértegui 115 kV.
- UPME 01-2023: Segundo Transformador Primavera 500/230 kV.
- UPME 03-2021: Subestación Carrieles y líneas de transmisión asociadas 230 kV.
- UPME 10-2021: Subestación Corrientes 230 kV y líneas de transmisión asociadas

- UPME 05-2024: Subestación Nueva Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas
- UPME STR 02-2025: Subestación Nueva Quibdó 115 kV y líneas de transmisión asociadas
- Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño
- Nueva subestación Lagunas 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Carrieles 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Guárcama 110 kV y obras asociadas
- Nueva subestación Corrientes 110 kV y obras asociadas
- Proyecto de expansión del Valle de Aburrá

Asimismo, el análisis considera los proyectos de generación y carga que actualmente están en operación, los que se encuentran en ejecución y aquellos que disponen de un concepto de conexión aprobado por la UPME.

Finalmente, se empleó el modelo de red IPOELP 1-2024 elaborado por el CND, y las validaciones eléctricas de flujos de carga y de cortocircuito se desarrollaron en el software PowerFactory DigSILENT. Cabe destacar que dicho modelo incluye los activos del STN, el STR y el SDL.

c. Nueva demanda de potencia

Los análisis realizados no incluyen la incorporación de nueva demanda en el sistema eléctrico del área Antioquia–Chocó, diferente de aquella que ha sido oficialmente aprobada por la UPME mediante concepto de conexión.

d. Condiciones operativas

El modelo de red considera el cierre del enlace Apartadó–Caucheras 110 kV a partir de 2030, en la actualidad operado en condición normalmente abierta en el extremo de la subestación Caucheras 110 kV, como resultado de la ejecución del proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.

e. Evolución de la demanda de energía eléctrica

Los valores de demanda empleados en el análisis se obtuvieron a partir de los reportes del Centro Nacional de Despacho (CND) y del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo – IPOELP 1-2024. Para el estudio se utilizaron las demandas asociadas al área operativa Antioquia, garantizando la representación adecuada de las particularidades regionales dentro del modelo eléctrico.

Cabe resaltar que los escenarios de demanda regional no necesariamente coinciden con la fecha de máxima demanda nacional. En consecuencia, el análisis se desarrolló tomando como referencia los días y períodos de mayor exigencia para la región, utilizando dichos valores como base para la distribución del pronóstico de demanda de la UPME en las barras del sistema.

La proyección de la demanda a lo largo del horizonte de estudio se construyó con base en el documento Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025–2039 – Rev. Julio 2025, cuyos valores fueron incorporados al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones de generación y carga.

Se consideraron principalmente los escenarios de demanda máxima, media y mínima, lo cual permitió evaluar de forma detallada los perfiles de tensión en el oriente antioqueño, así como identificar potenciales sobrecargas en los activos de transmisión bajo condiciones críticas de operación.

f. Escenarios de generación de energía

Los escenarios de generación evaluados corresponden a condiciones operativas en las que se han identificado restricciones dentro del área de estudio o en sus zonas aledañas, y en las que se evidencia un elevado nivel de exigencia sobre los activos de transmisión que interconectan ambos sistemas.

En consecuencia, para el horizonte de análisis 2031-2037 se definieron los siguientes escenarios de generación:

- **G0:** Alta generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- **G1:** Baja generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.
- **G2:** Baja generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- **G3:** Alta generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.
- **G4:** Alta generación en Antioquia a 500 kV y baja generación en el área en niveles de tensión inferiores.

Es importante señalar que, en los escenarios de baja generación, no se consideraron las restricciones asociadas a la generación de seguridad definida por el CND. Dicho esquema se despliega únicamente bajo condiciones operativas específicas para preservar la seguridad del sistema, por lo que su operación sostenida indicaría limitaciones estructurales que deben ser atendidas mediante una adecuada planeación de la expansión.

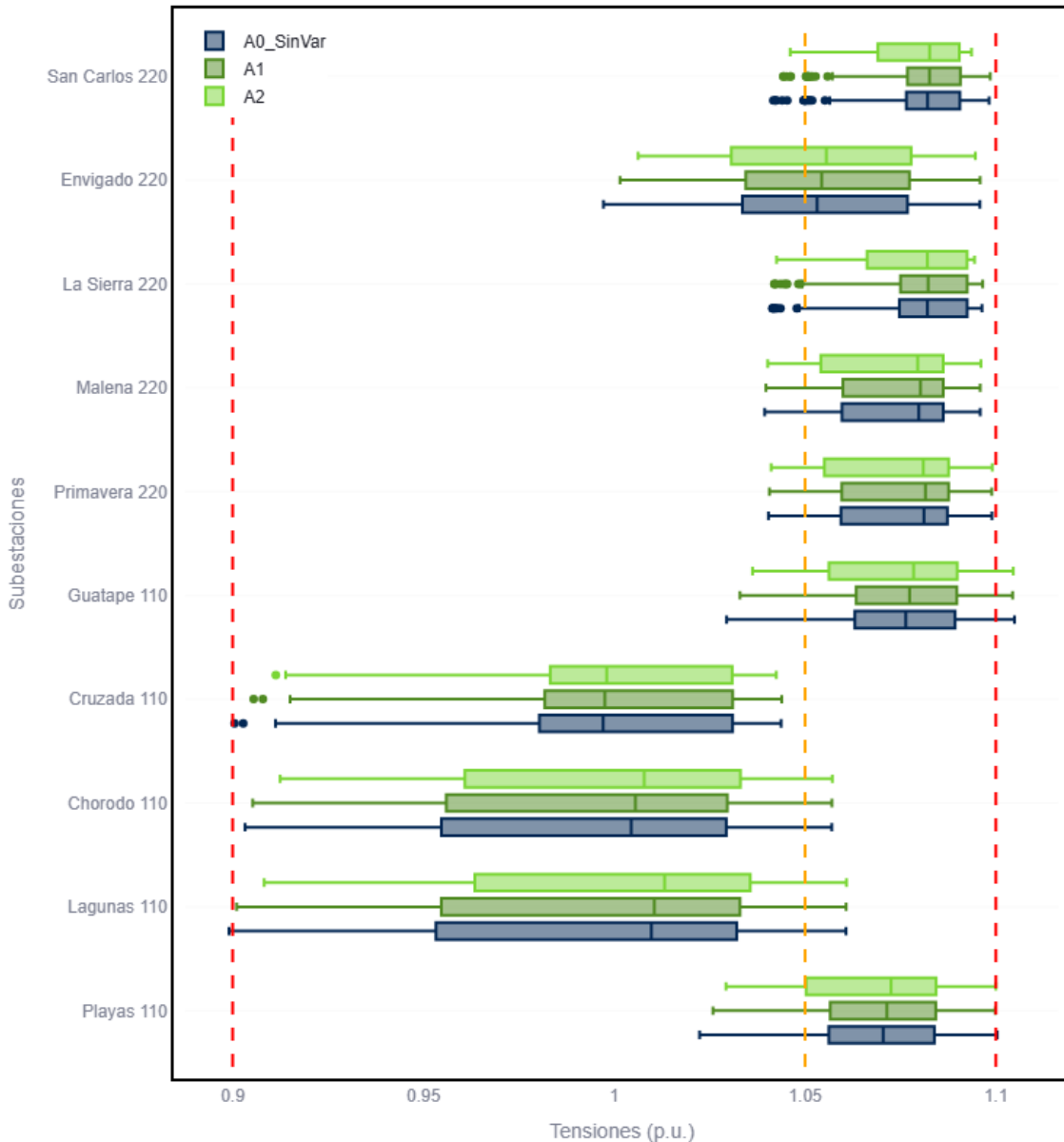
3.2.2.3.2. Análisis de resultados

a. Tensiones – Red Completa

La entrada en operación del proyecto de expansión propuesto genera un impacto en los perfiles de tensión del área Antioquia–Chocó, reflejado en un leve incremento de las tensiones en las subestaciones y barras monitoreadas a nivel de 110 kV.

En términos generales, los niveles de tensión se mantienen dentro de los rangos establecidos por el Código de Redes (CREG 025 de 1995). Por lo anterior, puede observarse que las alternativas analizadas contribuyen a la mejora de los perfiles de tensión en las subestaciones Lagunas 110 kV, Chorodó 110 kV y Cruzada 110 kV, las cuales son mitigadas con la entrada en operación del proyecto de expansión Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño, el cual permite resolver dichas restricciones.

A pesar de lo anterior, se identifican casos específicos, como las subestaciones Guatapé 110 kV y Playas 110 kV, en las cuales se presentan incumplimientos regulatorios bajo determinados escenarios de generación que requerirían obras adicionales a definir.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

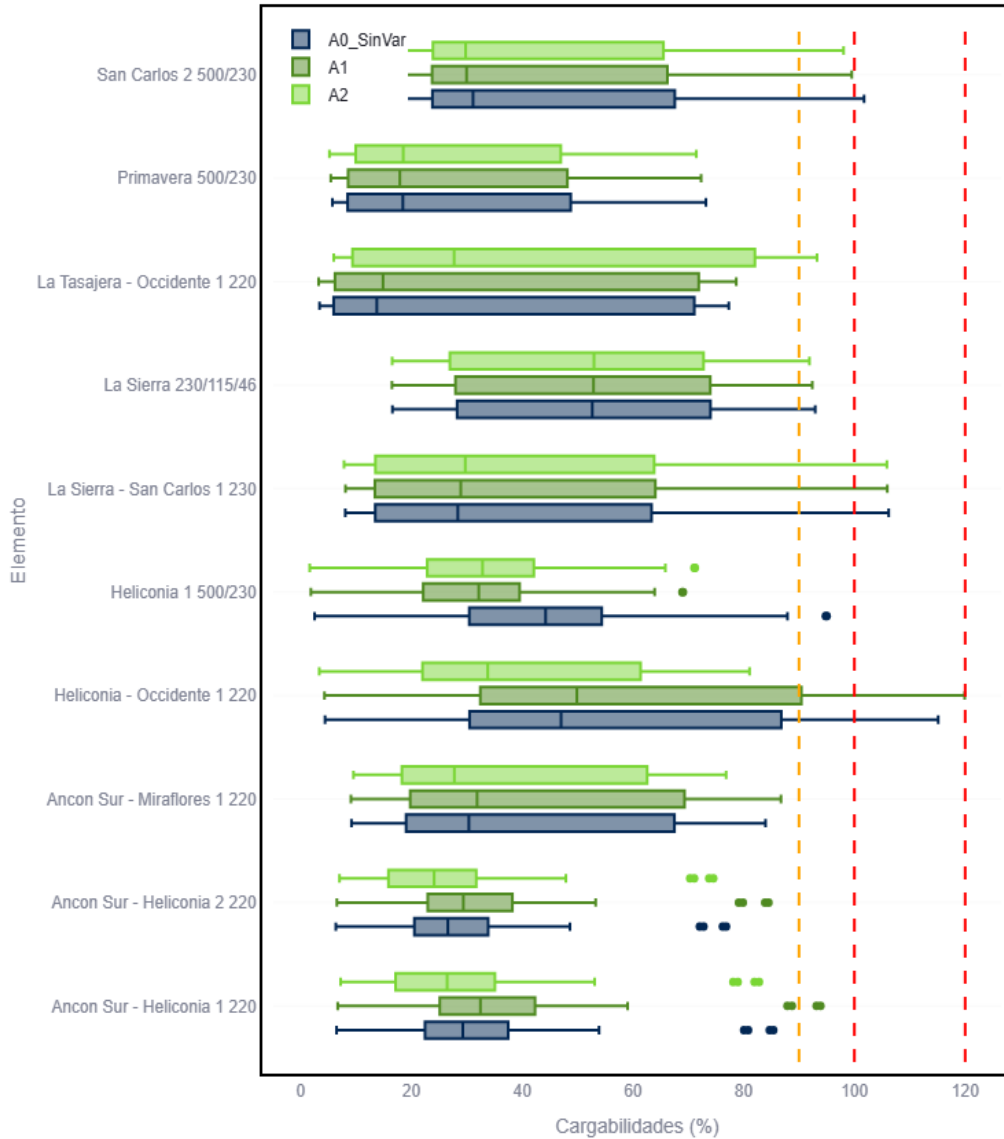
Figura 3.2.2-2 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.

b. Cargabilidades – Red Completa

El análisis de cargabilidades considera las líneas y los transformadores localizados en la zona de influencia del proyecto, así como las principales restricciones operativas identificadas por la UPME y XM en los informes de operación de mediano y largo plazo. Dentro de estas restricciones se destacan las sobrecargas en los enlaces Barbosa –

Girardota 110 kV y Heliconia – Occidente 1 230 kV en condición de Red Completa, así como la sobrecarga del enlace La Sierra – San Carlos 230 kV ante contingencia sencilla (N-1), además de las restricciones asociadas a los bancos de autotransformadores existentes de Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV.

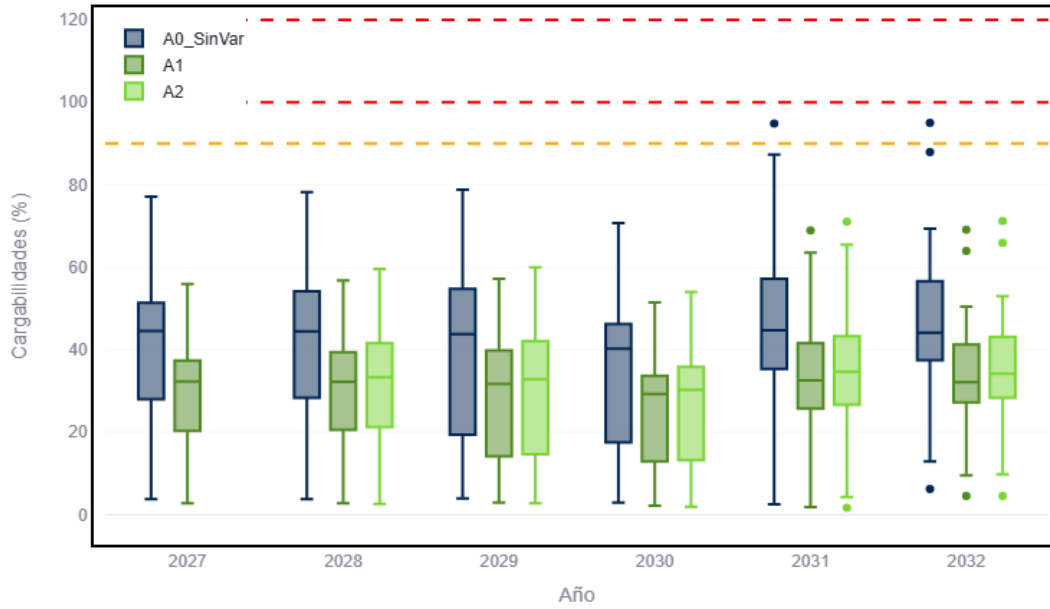
Los resultados muestran que las alternativas evaluadas generan variaciones en las cargabilidades de los elementos del sistema, con incrementos en algunos casos y reducciones en otros. En particular, la línea Heliconia – Occidente 1 230 kV presenta un incremento en su nivel de cargabilidad, alcanzando valores cercanos al 120 % con la entrada en operación del tercer banco de autotransformadores monofásicos en la subestación Heliconia 500/230 kV, efecto mitigado por medio de la construcción del segundo enlace Heliconia – Occidente 2 230 kV, el cual permite reducir la cargabilidad de dicho enlace existente a niveles inferiores al 90 %.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

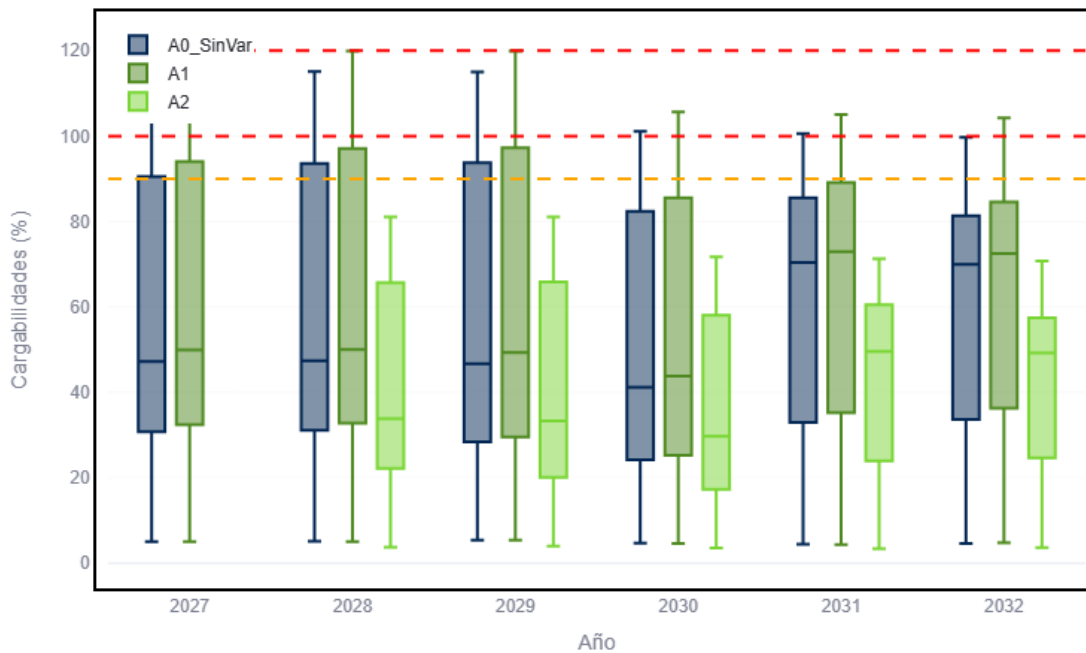
Figura 3.2.2-3 Perfil de cargabilidades elementos del área de influencia - Red Completa.

Las Figura 3.2.2-4 y Figura 3.2.2-5 presentan la evolución de los niveles de cargabilidad asociados al primer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV existente en la subestación Heliconia y al circuito Heliconia – Occidente 1 230 kV a lo largo del horizonte de análisis. Los resultados evidencian que, bajo condición de Red Completa, el proyecto de expansión propuesto contribuye de manera efectiva a la mitigación de dichas restricciones en el tiempo.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-4 Evolución de los niveles de cargabilidad en el banco de autotransformadores Heliconia 1 500/230 kV – Red Completa.



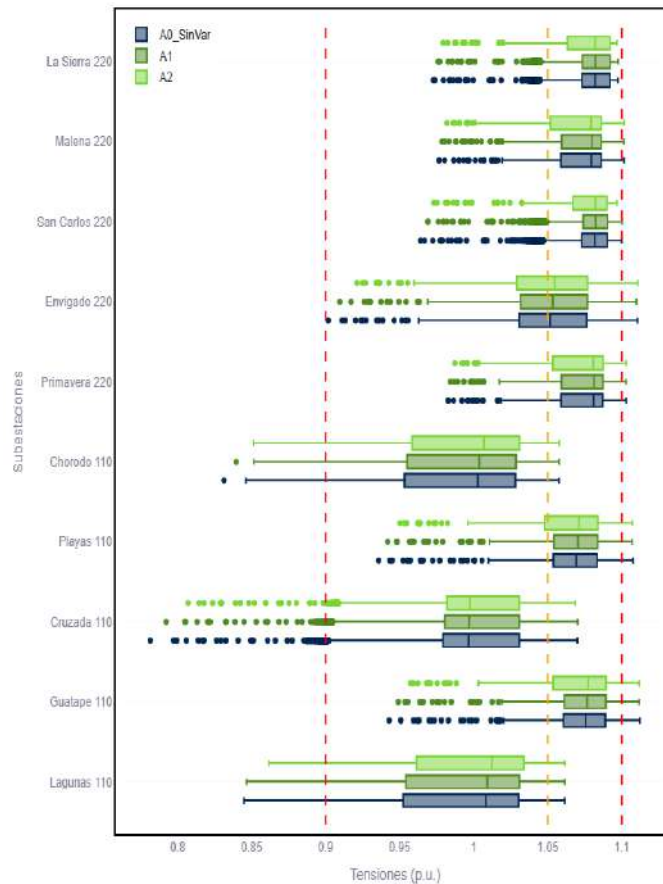
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-5 Evolución de los niveles de cargabilidad en el circuito Heliconia – Occidente 1 230 kV – Red Completa.

c. Tensiones – Contingencias

De forma consistente con los resultados en condición de Red Completa, la entrada en operación del proyecto genera un leve incremento en los perfiles de tensión de las subestaciones y barras monitoreadas bajo escenarios de indisponibilidad de elementos por fallas o mantenimientos. A pesar de lo anterior, bajo estas condiciones de red degradada se identifican situaciones de baja tensión en elementos del STN y del STR, asociadas a la salida de los circuitos Antioquia – Heliconia 1 500 kV y Porce III – San Carlos 500 kV, particularmente en escenarios caracterizados por baja generación en Antioquia en niveles de tensión iguales o inferiores a 230 kV y alta generación en el nivel de 500 kV.

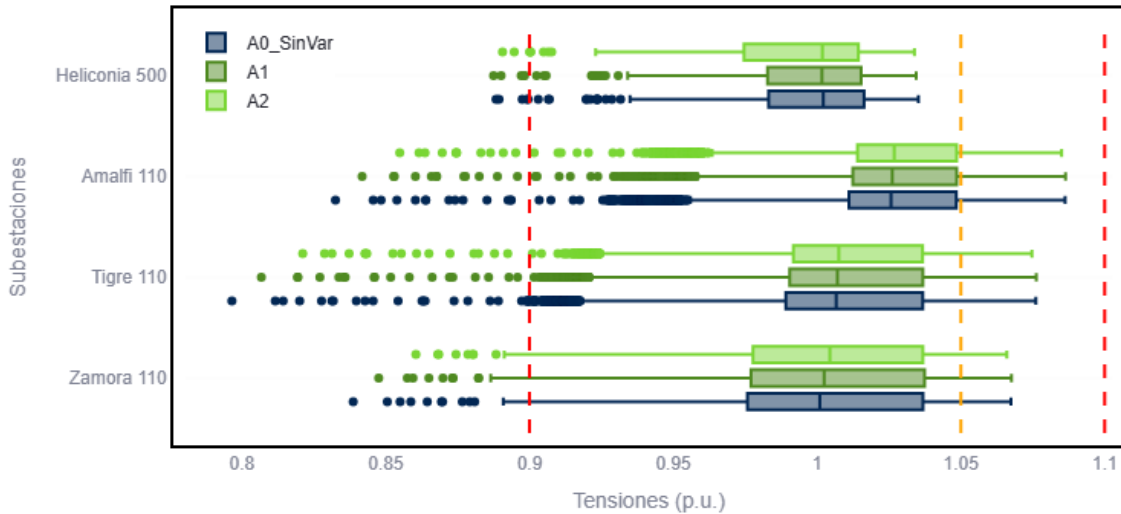
Con base en los resultados obtenidos, se evidencia que el proyecto genera impactos favorables en el sistema, al contribuir a la mejora de los perfiles de tensión del área de influencia.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-6 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia P1 - Contingencia.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-7 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia P2- Contingencia.

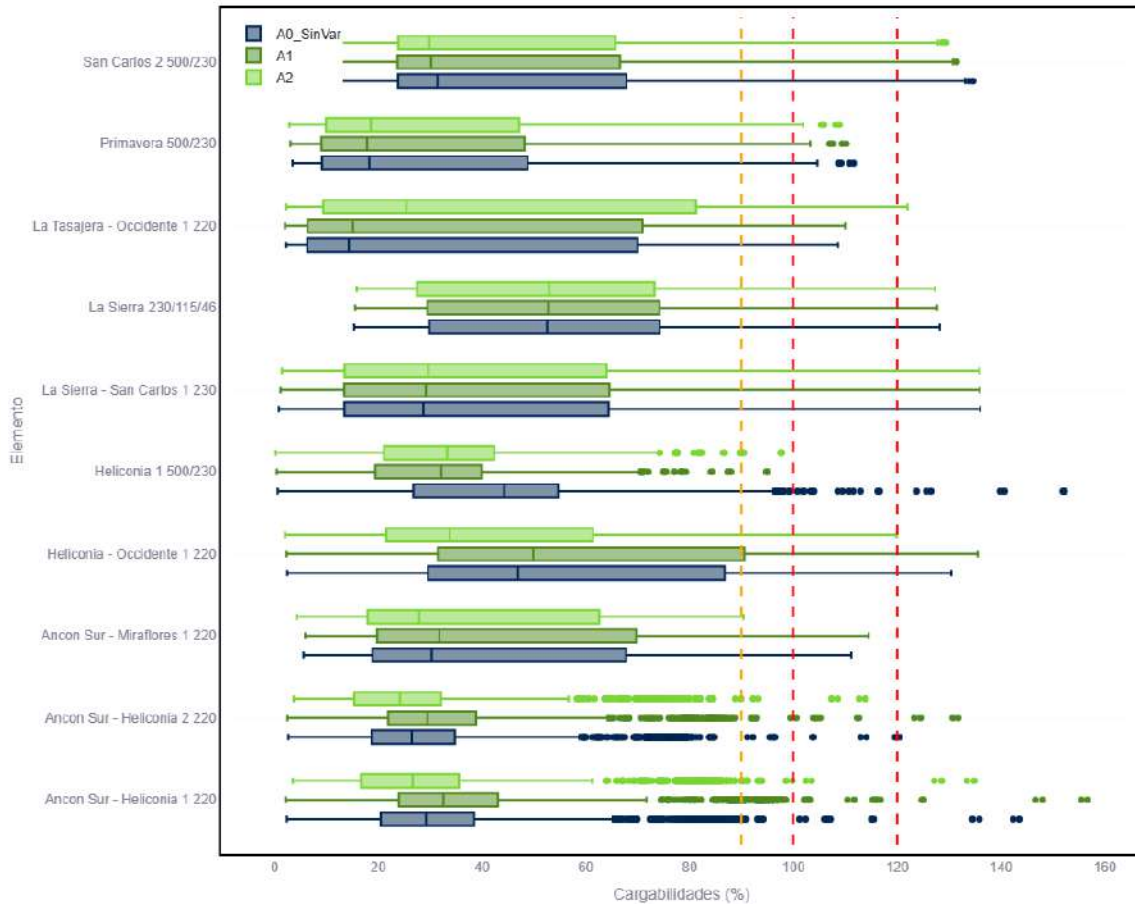
d. Cargabilidades – Contingencia

Los análisis realizados bajo escenarios de indisponibilidad de elementos del sistema muestran un comportamiento consistente con los resultados en condición de Red Completa, evidenciando que, en términos generales, el proyecto genera impactos favorables sobre las restricciones del área. Sin embargo, la entrada en operación del tercer banco de autotransformador monofásicos 500/230 kV en la subestación Heliconia incrementa las restricciones asociadas a los enlaces Heliconia – Occidente 1 230 kV y Ancón Sur – Heliconia 230 kV. Este efecto es mitigado con la puesta en servicio del segundo circuito Heliconia – Occidente 2 230 kV, el cual permite reducir dichas restricciones a niveles incluso inferiores a los registrados en la condición sin proyecto.

Adicionalmente, se identifica un incremento relevante en la cargabilidad del enlace La Tasajera – Occidente 220 kV, que pasa de valores cercanos al 110 % en el escenario base a niveles superiores al 120 % con la entrada en operación del tercer banco de

autotransformadores de Heliconia y del segundo circuito propuesto. No obstante, el enlace se mantiene dentro de su capacidad de emergencia (130%). En este contexto, el proyecto de expansión Interconexión Antioquia – Oriental, analizado en este capítulo, contribuye de manera positiva a la mitigación de dicho impacto.

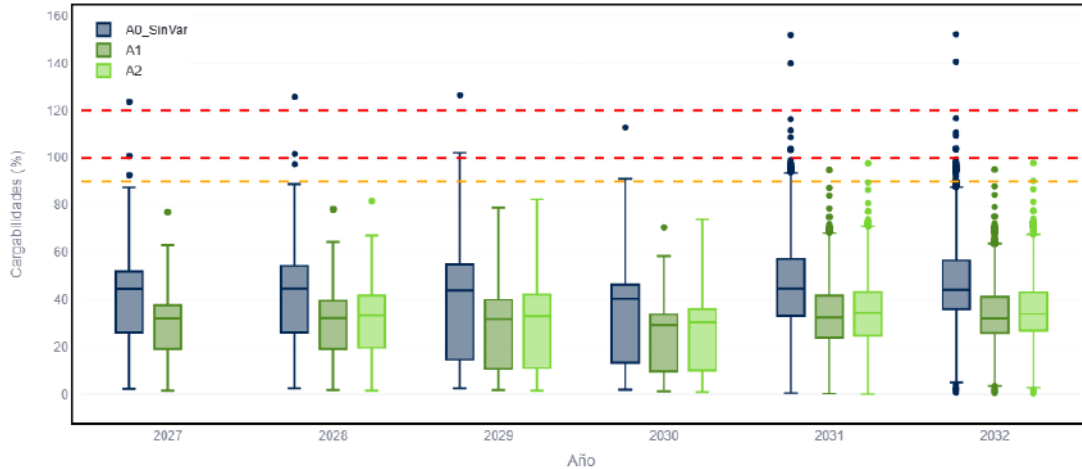
Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

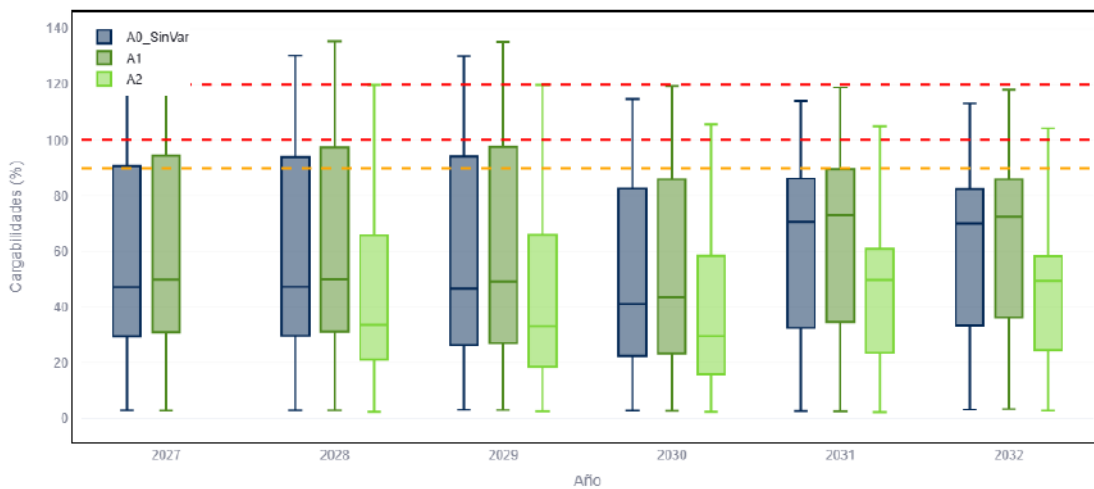
Figura 3.2.2-8 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 1.

El análisis de la evolución de los niveles de cargabilidad del banco de autotransformadores Heliconia 1 500/230 kV y del enlace Heliconia – Occidente 1 230 kV a lo largo del período de análisis evidencia que el proyecto logra eliminar las restricciones que motivaron su formulación. En efecto, como se muestra en la Figura 3.2.2-9 y Figura 3.2.2-10, en ninguno de los años evaluados los niveles de cargabilidad superan los límites de cargabilidad en condición de emergencia de dichos elementos (130 %).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-9 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-10 Evolución de los niveles de cargabilidad en el circuito Heliconia – Occidente 1 230 kV – Red Completa.

e. Corrientes de cortocircuito

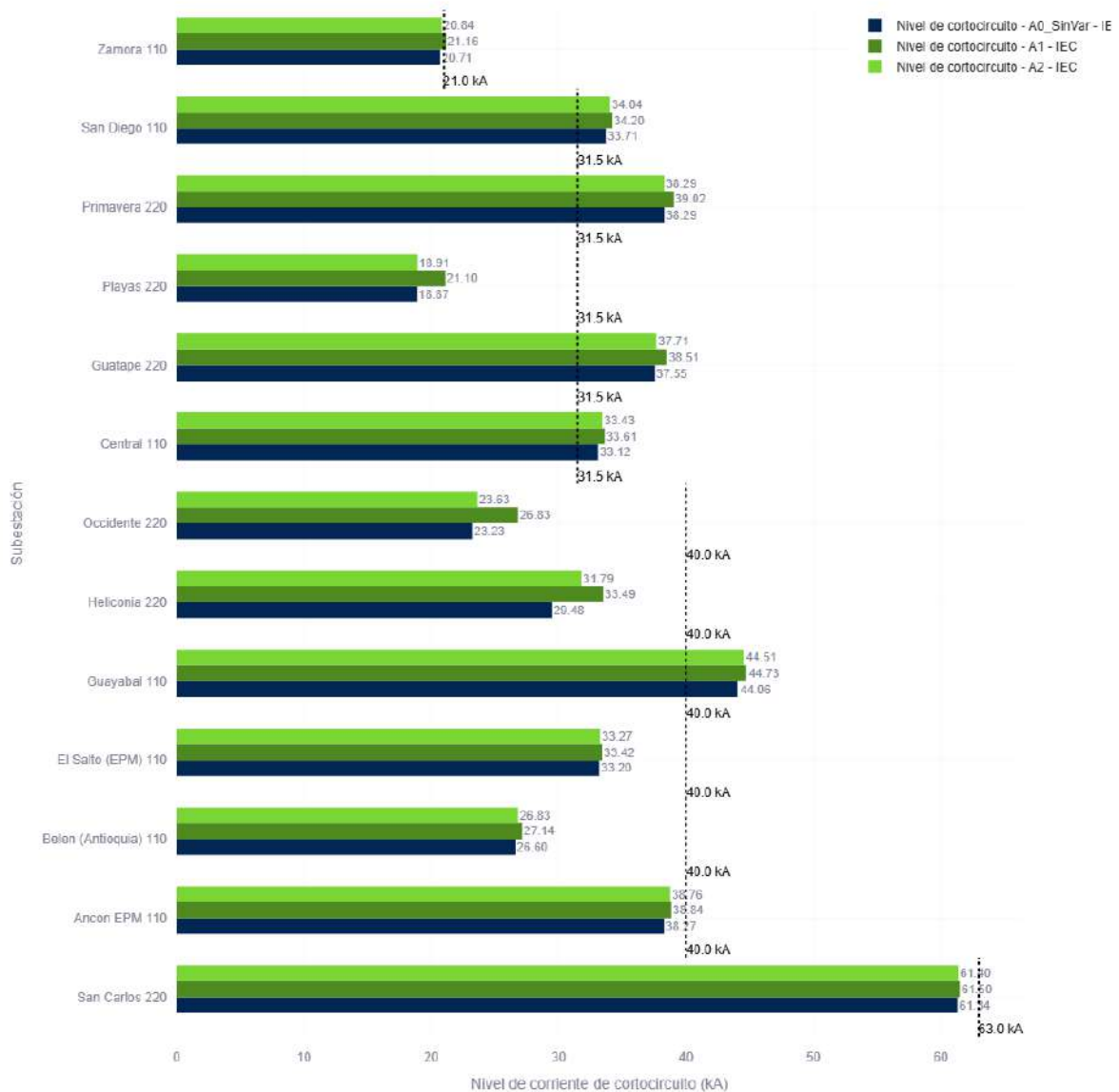
El análisis de cortocircuito se desarrolla conforme a la metodología establecida en la norma IEC 60909:2016, considerando un escenario de máxima generación en el cual se modelan todas las unidades en servicio, con el fin de estimar los niveles máximos de corriente de cortocircuito. Adicionalmente, se representa la topología de la red bajo

condiciones normales de operación, incorporando la totalidad de los elementos disponibles, con el objetivo de evaluar el mayor grado de enmallamiento del sistema.

La Figura 3.2.2-11 presenta los valores máximos de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas en las subestaciones del área de influencia del proyecto, junto con las capacidades de interrupción correspondientes. Los resultados muestran un incremento en los niveles de cortocircuito como consecuencia del mayor enmallamiento generado por la conexión del proyecto, el cual reduce las impedancias equivalentes vistas desde las subestaciones y, en consecuencia, aumenta las corrientes de falla. No obstante, los incrementos atribuibles al proyecto son marginales y no generan afectaciones significativas en la mayoría de las subestaciones analizadas. Se observan incrementos más relevantes en las subestaciones Heliconia 230 kV y Occidente 230 kV, lo cual es consistente dado que son las subestaciones directamente impactadas por el proyecto. Sin embargo, los valores de corriente de cortocircuito se mantienen por debajo de las capacidades de interrupción de los equipos instalados.

Cabe resaltar que, aunque el proyecto contribuye de forma leve al aumento de los niveles de cortocircuito en algunas instalaciones, las limitaciones en la capacidad de interrupción corresponden a una condición preexistente en varias subestaciones de la región. En este sentido, se insta a los Operadores y Transportadores representantes de las subestaciones con agotamiento en la capacidad de interrupción de presentar a la UPME las medidas necesarias orientadas al refuerzo de la capacidad de interrupción de sus subestaciones en el corto y mediano plazo, a fin de garantizar la seguridad operativa y la estabilidad del sistema eléctrico.

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-11 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.

3.2.2.4. Análisis económico

3.2.2.4.1. Costos (C)

La estimación de costos del proyecto se desarrolla a partir de las unidades constructivas establecidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009, considerando las obras que lo conforman en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta información se determinan los costos de inversión

(CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) asociados a la obra evaluada, mediante una proyección de anualidades.

En la tabla siguiente se presentan los valores presentes netos del STR y del STN, los cuales incorporan los costos de CAPEX y OPEX de la alternativa propuesta.

Tabla 3.2.2-2 Costos asociados al proyecto en UC.

Descripción	Costos en USD
Costos del STN (VPN)	\$17,097,244.36
Costos del STR (VPN)	\$0
Total (VPN)	\$17,097,244.36

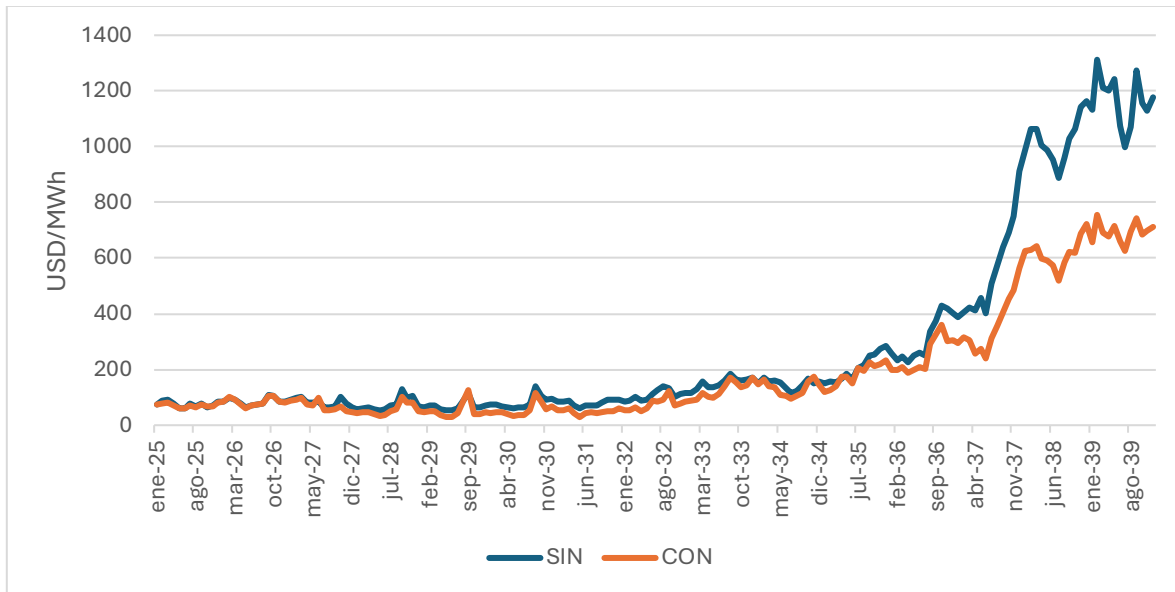
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.2.2.4.2. Beneficios (B)

Los beneficios del proyecto se asocian a la posibilidad de exportar e importar energía desde el área Antioquia–Chocó, considerando que, bajo determinados escenarios operativos, las restricciones de la red impiden el despacho completo de la generación disponible en el área. La estimación de dichos beneficios se realizó mediante la aplicación del Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red (SDDP), a partir del cual se calcularon los precios marginales de la energía eléctrica con y sin la incorporación de los 1.200 MW de generación correspondientes a la segunda etapa del proyecto Ituango, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2039.

Esta simulación fue realizada con base en el escenario 2 analizado en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037. Considerando:

- Una expansión fija del sistema compuesta por proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de OEF y CLPE, así como por proyectos con compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados mediante garantías bancarias.
- La generación habilitada por el proyecto de expansión incorpora 1.200 MW de capacidad adicional con tecnología hidráulica.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.2-12 Costo marginal con y sin proyecto de generación.

3.2.2.4.3. Relación Beneficios- Costos

A continuación, se presentan las relaciones beneficio/costo del proyecto de expansión propuesto, evaluadas para un horizonte de 25 años y calculadas a partir del valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos.

Tabla 3.2.2-3 Relación Beneficio-Costo del proyecto.

Descripción	Costos en USD
Total beneficios (VPN)	\$3,148,139,886
Total costos (VPN)	\$17,097,244
Relación B/C	92,07

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.2.2.5. Conclusiones

- El proyecto Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV presenta una relación beneficio/costo (B/C) superior a uno (1), lo que indica que genera mayores beneficios que costos para el sistema eléctrico colombiano.

- El proyecto de expansión propuesto mitiga las altas cargabilidades que se presentan en los bancos de autotransformadores de la subestación Heliconia 500/230 kV y en el enlace Heliconia – Occidente 1 230 kV.
- La obra de expansión propuesta no genera nuevas restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y presentan únicamente impactos marginales sobre las restricciones existentes.
- Las problemáticas asociadas a los niveles de cortocircuito identificadas en el área Antioquia–Chocó corresponden a condiciones preexistentes, por lo que se requiere la formulación de proyectos adicionales de expansión para su mitigación.

3.2.2.6. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución de los Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV, correspondientes a la construcción del tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación Heliconia, con **Fecha de Puesta en Operación para el 31 de diciembre de 2028** y el segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV, con **Fecha de Puesta en Operación para el 31 de diciembre de 2030**. Toda vez que el proyecto tiene impactos positivos tanto en tensiones como en cargabilidades de los elementos que conforman el SIN.

3.2.3. Interconexión Antioquia–Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas

3.2.3.1. Antecedentes

El área Antioquia–Chocó se ha consolidado como uno de los principales polos de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, cuenta con una capacidad instalada aproximada de 7.147 MW, mientras que su demanda se estima en alrededor de 1.600 MW, lo que representa cerca del 22,4% de la energía generada en el área. Esta marcada diferencia entre generación y consumo origina un excedente significativo de energía con potencial de exportación hacia otras zonas del país, en particular hacia el área Oriental, principal centro de consumo nacional.

En el estado actual, la infraestructura de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en el área Antioquia-Chocó opera cercana a sus límites técnicos, lo que ha derivado en sobrecargas en equipos de transformación y en determinados circuitos de transmisión. En particular, la elevada capacidad de exportación de energía ha generado un cuello de botella estructural en las subestaciones San Carlos 500 kV y

Heliconia 500 kV, las cuales constituyen los principales puntos de evacuación hacia la red de 500 kV. La capacidad limitada de la infraestructura existente para gestionar estos flujos, sumada a las restricciones presentes en los corredores de 220 kV, reduce la flexibilidad operativa del sistema y obliga a la imposición de límites de despacho para preservar condiciones de operación segura ante contingencias de tipo N-1. En este contexto, se evidencia la necesidad de una expansión estratégica del sistema de transmisión que permita optimizar los corredores de salida y asegurar la evacuación confiable de la energía generada en el área.

Adicionalmente, el sistema presenta restricciones operativas durante periodos de baja generación interna en el área, asociados principalmente a condiciones de hidrología desfavorable, como las derivadas del fenómeno de El Niño. En estos escenarios, las subestaciones Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV actúan como nodos de importación desde la red de 500 kV, facilitando la redistribución de potencia hacia niveles inferiores del sistema. Sin embargo, ante una contingencia sencilla (N-1) en el enlace Antioquia – Heliconia 500 kV, se produce una alteración significativa en el balance de flujos, dejando al área con un único punto de conexión al nivel de 500 kV. Esta condición da lugar a fenómenos de subtensión de carácter sistémico, originados en el STN y amplificadas en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL), afectando la adecuada atención de la demanda en el área.

Por su parte, el área Oriental atiende aproximadamente el 26 % de la demanda eléctrica nacional, lo que resalta su carácter estratégico dentro del SIN. En consecuencia, esta región ha sido objeto de atención prioritaria en los procesos de planeación, en los cuales se han identificado de manera recurrente, durante los últimos doce años, diversas problemáticas estructurales del sistema eléctrico, tal como se evidencia en los diferentes planes de expansión de transmisión. El crecimiento sostenido de la demanda, junto con la limitada oferta de generación al interior del área, ha hecho necesario el desarrollo de proyectos de carácter estructural que fortalezcan la capacidad del sistema y permitan atender de forma eficiente los requerimientos presentes y futuros.

En este contexto, el área Oriental se caracteriza por una alta dependencia de la importación de energía desde otras áreas del sistema, especialmente bajo condiciones de baja generación interna, lo que incrementa la exigencia sobre los corredores de transmisión existentes. La configuración actual de la red, el retraso en la entrada en operación de obras estructurales y la concentración de flujos en nodos estratégicos han conducido a condiciones operativas cada vez más exigentes,

particularmente ante contingencias sencillas (N-1) y periodos de mantenimiento. Estas condiciones ponen en evidencia limitaciones estructurales en términos de capacidad de transporte, perfiles de tensión y confiabilidad. Lo anterior ha sido reiteradamente señalado en los análisis y alertas emitidos por el Centro Nacional de Despacho (CND), tanto en el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP) como en el de Mediano Plazo (IPOEMP), en los cuales se identifican restricciones recurrentes que comprometen la atención de la demanda y la operación segura del sistema en el área Oriental.

En línea con lo anterior, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) propuso en el Plan de Expansión 2024 – 2038 la obra “Nueva Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas”, como parte de los análisis de planeamiento del STN, con el objetivo de fortalecer la infraestructura de transmisión en el área Oriental y mejorar las condiciones de atención de la demanda. En dicho plan se evaluaron alternativas de conexión de un enlace a nivel de 500 kV entre la subestación Corzo 500 kV y las subestaciones Primavera 500 kV o San Carlos 500 kV, las cuales presentaron desempeños técnicos similares en términos de cargabilidad y perfiles de tensión. No obstante, la conexión a Primavera 500 kV incrementa la criticidad operativa de esta subestación, que cumple un rol estratégico al articular las áreas Caribe, Antioquia, Nordeste y Oriental, y al concentrar la atención de la demanda del área Oriental en escenarios de contingencia.

Por su parte, aunque la alternativa de conexión a San Carlos 500 kV evidenció un mejor desempeño técnico y operativo, su localización dentro de la Reserva Forestal Protectora Regional Punchiná, sujeta a un régimen de preservación reforzado, impone restricciones ambientales significativas que dificultan su materialización. En consecuencia, ninguna de estas alternativas resultó viable dentro del marco del análisis desarrollado para dicho plan de expansión.

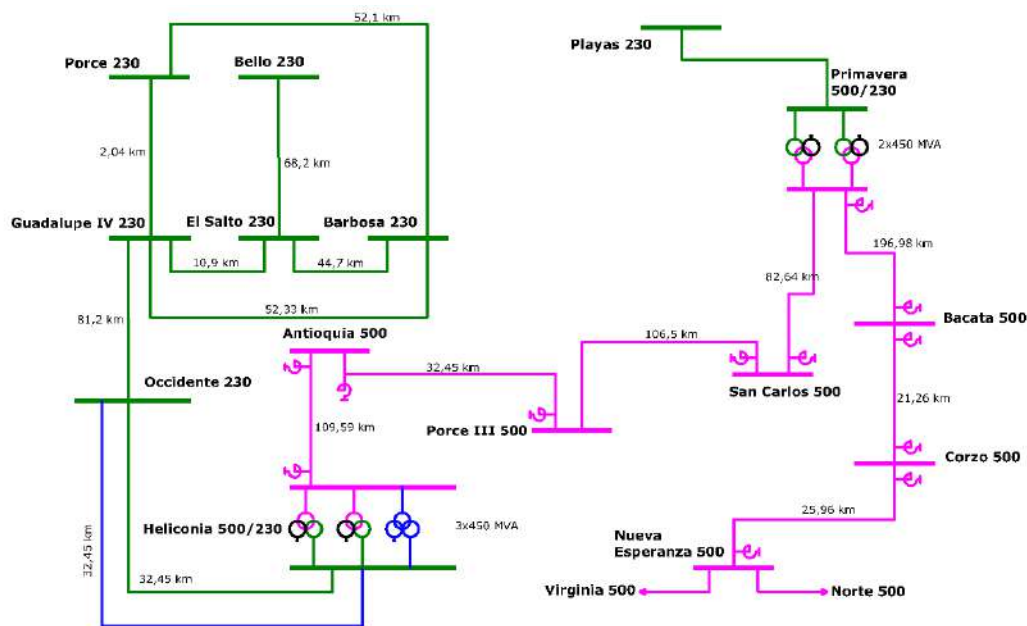
Con base en lo anterior, y considerando tanto las restricciones estructurales identificadas en el área Antioquia – Chocó para la evacuación e importación de energía como las limitaciones en términos de importación, confiabilidad y perfiles de tensión en el área Oriental, la UPME inició la evaluación de una nueva alternativa de conexión. Esta busca fortalecer la interconexión entre ambas áreas, optimizar los corredores de transmisión existentes y mejorar las condiciones de atención de la demanda, en cumplimiento de los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en el Código de Redes.

3.2.3.2. Proyecto Propuesto

De acuerdo con las características del problema identificado, la solución se orienta al fortalecimiento del (STN) mediante el refuerzo de la capacidad de interconexión entre las áreas Antioquia – Chocó y Oriental, a través de un nuevo enlace con punto de conexión en Corzo 500 kV. Esta intervención tiene como objetivo mejorar el comportamiento eléctrico del sistema, particularmente en términos de perfiles de tensión y cargabilidad de los activos, garantizando condiciones adecuadas de confiabilidad y seguridad operativa.

En este contexto, a continuación, se presenta la alternativa recomendada producto de los análisis realizados.

- **Alternativa 0:** Sin Proyecto



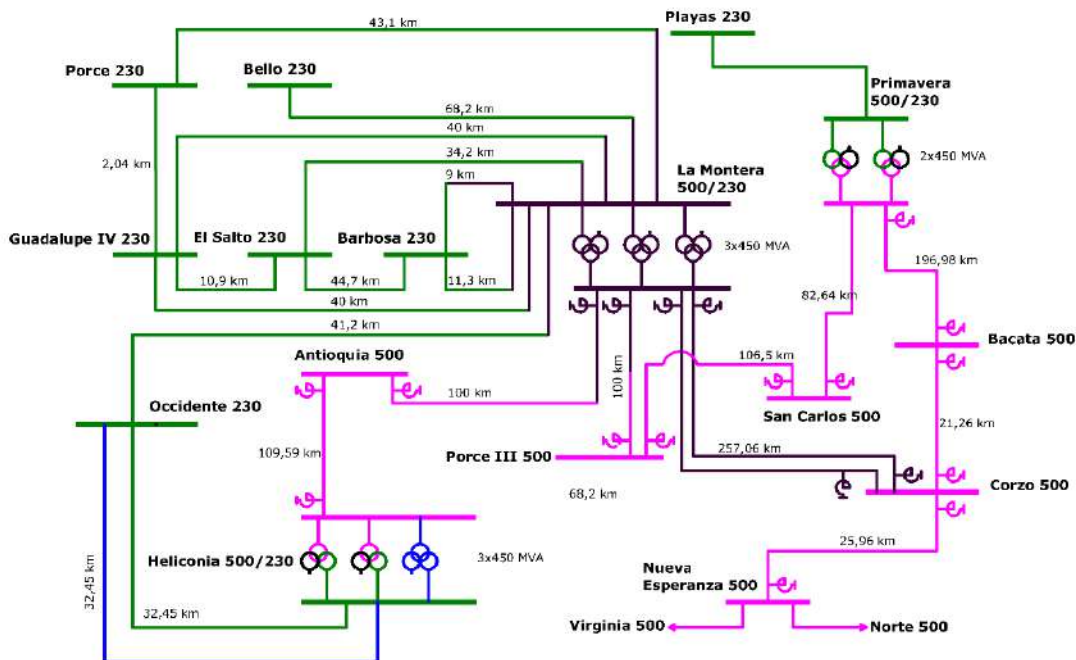
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-1 Interconexión Antioquia Oriental – A0.

- **Alternativa 1:** Con Proyecto
 - Subestación La Montera 500 kV mediante la intercepción del circuito Antioquia – Porce III 500 kV, generando las líneas Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.
 - Subestación La Montera 230 kV, reconfigurando los circuitos Porce – Barbosa 220 kV, Bello – El Salto 220 kV, Guadalupe IV – Barbosa 220 kV y Guadalupe IV – Occidente 220 kV en La Montera – Porce II 230 kV, La

Montera – Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera – Guadalupe IV 2 230 kV, La Montera – El Salto 230 kV, La Montera – Barbosa 1 230 kV, La Montera – Barbosa 2 230 kV, La Montera – Bello 230 kV y La Montera – Occidente 230 kV.

- Doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios.
- Tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada banco, en la subestación La Montera.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV, para los circuitos Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-2 Interconexión Antioquia Oriental – A1.

En relación con la alternativa planteada, y teniendo en cuenta los plazos asociados a la ejecución de obras estructurales en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), la Fecha de Puesta en Operación (FPO) se fija para el 31 de diciembre de 2032, definiendo esta fecha también como el punto de partida del horizonte de análisis.

3.2.3.3. Análisis técnico

A continuación, se presentan los resultados más relevantes de los análisis eléctricos efectuados en condiciones de Red Completa y bajo contingencias sencilla (N-1), tanto para el escenario sin proyecto (A0) como para la alternativa evaluada (A1).

3.2.3.3.1. Consideraciones y supuestos

Los resultados incluidos en esta sección se sustentan en las condiciones operativas, los supuestos y las consideraciones técnicas detallados en la sección siguiente.

a. Horizontes de análisis

Los análisis técnicos realizados por la UPME abarcan el periodo comprendido entre el año 2032, estimado como la Fecha de Entrada en Operación (FPO) del proyecto, y el año 2037.

b. Proyectos de Expansión y Generación

Los análisis realizados incorporan los proyectos de expansión aprobados por la UPME y aquellos adoptados oficialmente por el Ministerio de Minas y Energía en versiones anteriores del Plan de Expansión de Transmisión. A continuación, se relacionan los principales proyectos de expansión incluidos en el análisis.

- UPME 03 – 2010: Chivor – Norte – Bacatá 230 kV.
- UPME 01 – 2013: Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV.
- Subestación Norte 115 kV y líneas asociadas.
- UPME 07 – 2016: Línea de Transmisión Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.
- UPME 03 – 2023: Bahía Nueva Esperanza 500 kV.
- Segundo Transformador Nueva Esperanza 500/115 kV.
- UPME 01 – 2024: Nueva Subestación Sopó 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- Nueva Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Tren Occ 115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Occidente 115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Montevideo 115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Porvenir 115 kV y líneas asociadas.

- Subestación Puerto Gaitán 230/115 kV y líneas asociadas STR y STN (proyecto propuesto en el presente documento).
- Nueva Subestación Amanecer 500/220/115 kV y líneas asociadas.
- Compensador estático variable (SVC) 30 MVar Subestación Cértegui 115 kV.
- UPME 01 – 2023: Segundo Transformador Primavera 500/230 kV.
- UPME 03 – 2021: Subestación Carrieles y líneas de transmisión asociadas 230 kV.
- UPME 10 – 2021: Subestación Corrientes 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- UPME 05 – 2024: Subestación Nueva Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas.
- UPME STR 02 – 2025: Subestación Nueva Quibdó 115 kV y líneas de transmisión asociadas.
- Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.
- Nueva subestación Lagunas 110 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Carrieles 110 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Guárcama 110 kV y obras asociadas.
- Nueva subestación Corrientes 110 kV y obras asociadas.
- Refuerzo subestación Heliconia 500/230 kV (proyecto propuesto en el presente documento).
- Proyecto de expansión del Valle de Aburrá.

Asimismo, el análisis considera los proyectos de generación y carga que actualmente se encuentran en operación comercial, los que se encuentran en ejecución y aquellos que disponen de un concepto vigente de conexión aprobado por la UPME.

Finalmente, se empleó el modelo de red elaborado por el CND, y las validaciones eléctricas de flujos de carga y de cortocircuito se desarrollaron en el software Power Factory DlgSILENT. Cabe destacar que dicho modelo incluye los activos del STN y el STR.

c. Nueva demanda de potencia

Para el análisis realizado, se consideró la demanda vegetativa del SIN y aquella relacionada con los Grandes Consumidores de Energía (GCE) que contarán con concepto vigente de capacidad asignada por la UPME.

d. Condiciones Operativas

- El modelo de red considera el cierre del enlace Apartadó – Caucheras 110 kV a partir de 2030, en la actualidad operado en condición normalmente abierta en el extremo de la subestación Caucheras 110 kV, como resultado de la ejecución del proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño.
- Se considera el enlace de Guateque – Sesquilé 115 kV abierto en el extremo de Guateque 115 kV, para todo el horizonte de análisis.

e. Evaluación de la Demanda de Energía Eléctrica

Los valores de demanda empleados en el análisis se obtuvieron a partir de los reportes del Centro Nacional de Despacho (CND) y del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo. Para el estudio, se utilizaron las demandas asociadas a las áreas operativas de Antioquia y Oriental, garantizando la representación adecuada de las particularidades regionales dentro del modelo eléctrico.

Cabe resaltar que los escenarios de demanda regional no necesariamente coinciden con la fecha de máxima demanda nacional. En consecuencia, el análisis se desarrolló tomando como referencia los días y períodos de mayor exigencia para las regiones, utilizando dichos valores como base para la distribución del pronóstico de demanda de la UPME en las subestaciones del sistema.

La proyección de la demanda a lo largo del horizonte de estudio se construyó con base en el documento “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2025–2039 – Revisión Julio 2025”, cuyos valores fueron incorporados al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones de generación y carga.

Se consideraron principalmente los escenarios de demanda máxima, media y mínima, lo cual permitió evaluar de forma detallada los perfiles de tensión en el oriente antioqueño, así como identificar potenciales sobrecargas en los activos de transmisión bajo condiciones críticas de operación.

f. Escenarios de Generación de Energía

Los escenarios de generación evaluados corresponden a condiciones operativas en las que se han identificado restricciones dentro de las áreas de estudio o en sus zonas aledañas, y en las que se evidencia un elevado nivel de exigencia sobre los activos de transmisión que interconectan ambos sistemas.

En consecuencia, para el horizonte de análisis 2032 – 2037 se definieron los siguientes escenarios de generación:

- G0: Alta generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- G1: Baja generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.
- G2: Baja generación en el área Antioquia – Baja generación en Córdoba - Sucre.
- G3: Alta generación en el área Antioquia – Alta generación en Córdoba - Sucre.
- G4: Alta generación en Antioquia a 500 kV y baja generación en el área en niveles de tensión inferiores.
- G5: Alta generación en el área Antioquia – Baja generación Caribe.
- G6: Alta generación en el área Antioquia – Baja Generación en Oriental.
- G7: Baja generación en el área Antioquia – Alta generación en Caribe.
- G8: Alta generación en el área Antioquia a niveles de 220 kV e inferiores – Baja generación en Antioquia 500 kV – Baja generación en Caribe.
- G9: Alta generación en el área Antioquia 500 kV – Baja generación en Antioquia a niveles de 220 kV e inferiores.
- G10: Baja Generación en el área Oriental, principalmente en la Cadena del Río Bogotá.
- G11: Máxima generación en el área Suroccidental y en el sur del área Oriental, con mínima generación en el resto del área Oriental.
- G12: Baja Generación en el área Oriental, principalmente en las unidades de Chivor y Guavio.

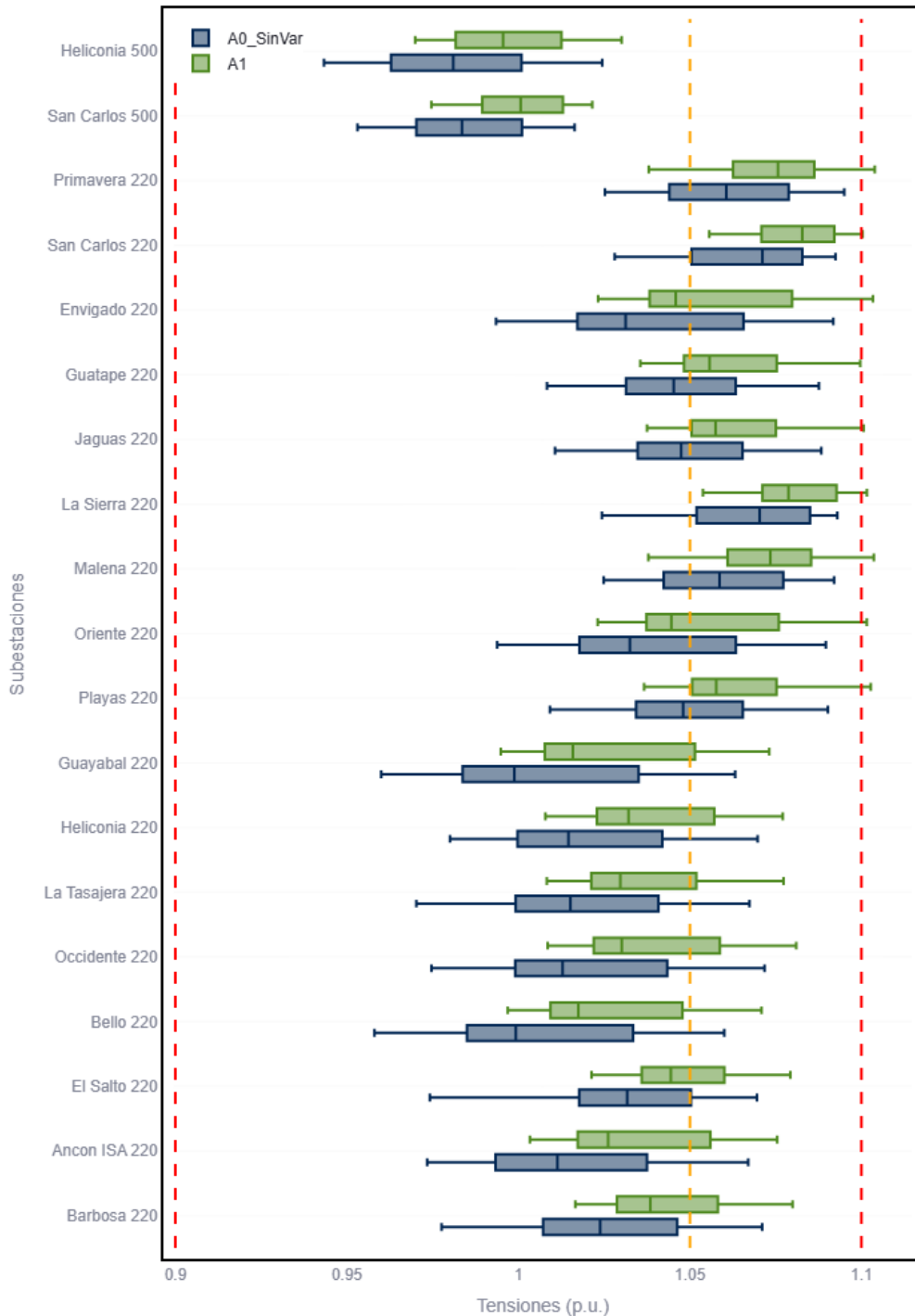
Es importante señalar que, en los escenarios de baja generación, no se consideraron las restricciones asociadas con la generación de seguridad definida por el CND. Dicho esquema se despliega únicamente bajo condiciones operativas específicas para preservar la seguridad del sistema, por lo que su operación sostenida indicaría limitaciones estructurales que deben ser atendidas mediante una adecuada planeación de la expansión.

3.2.3.3.2. Análisis de Resultados

a. Tensiones – Red Completa

Si bien la entrada en operación de la Interconexión Antioquia – Oriental representa un beneficio estructural para el área Antioquia – Chocó al robustecer los perfiles de tensión en nodos críticos de 500 kV y 220 kV (como Heliconia 500, San Carlos 500,

Guayabal 220 y Tasajera 220), su integración introduce nuevos desafíos para el control de tensión en la red regional. Se ha identificado que la nueva configuración induce sobretensiones que superan el límite operativo de 1.1 p.u. en un grupo significativo de subestaciones, entre las que destacan San Carlos 230 kV, Primavera 230 kV, Envigado 220 kV, Guatapé 220 kV, Jaguas 230 kV y Oriente 220 kV, entre otras.

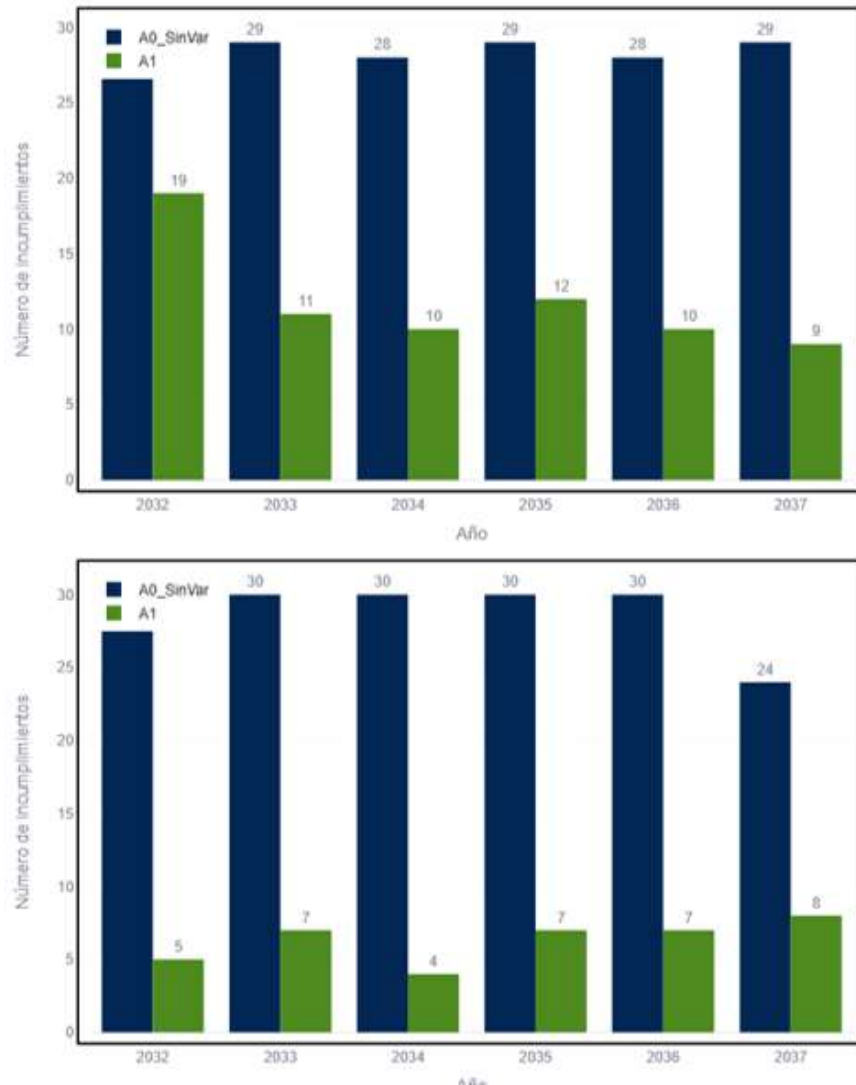


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-3 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Red Completa.

La Figura 3.2.3-4 presenta la comparación del número de restricciones asociadas a los perfiles de tensión en el área Antioquia – Choco, para los escenarios con y sin la entrada en operación del proyecto. La primera figura representa los escenarios G0 a G4. La segunda figura representa los escenarios G5 a G9.

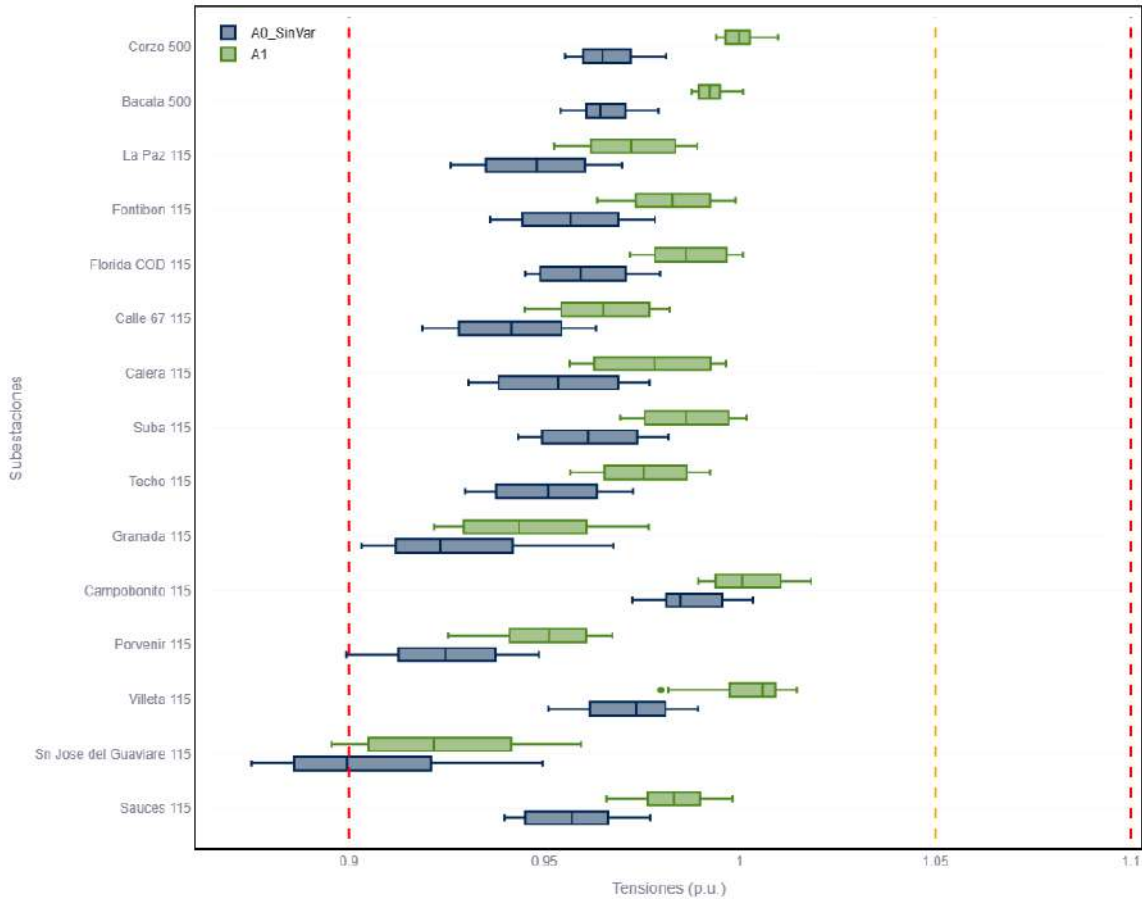
Los resultados muestran que, en ningún año del horizonte de análisis, el número de restricciones con el proyecto excede las registradas en la condición sin proyecto. En este sentido, los impactos asociados al proyecto resultan mayoritariamente favorables, al contribuir a la reducción de restricciones y, por ende, a la mejora en la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-4 Número de restricciones por año - Tensiones en Red completa.

Por su parte, la Figura 3.2.3-5, presenta los perfiles de tensión en red completa para distintas subestaciones del área Oriental, para las alternativas (A0) y (A1).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-5 Perfiles de tensión en distintas subestaciones del área Oriental - Red Completa.

Se observa que, bajo condiciones normales de operación, los perfiles de tensión de la mayoría de las subestaciones del área Oriental, sin considerar el proyecto propuesto (A0), se encuentran dentro de los rangos establecidos por la regulación vigente. No obstante, la subestación San José del Guaviare 115 kV presenta valores de tensión por debajo del límite inferior establecido por la regulación vigente, situación que ha sido previamente reportada por el Operador del Sistema, XM, en sus Informes de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo.

Estas condiciones se deben principalmente a que dicha subestación corresponde a una radialidad de aproximadamente 187 km, conectada desde la subestación Granada 115 kV. Al respecto, es pertinente aclarar que el OR correspondiente, es el responsable de la planeación del sistema que opera, de conformidad con lo establecido en el numeral 3 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998,

razón por la cual le corresponde proponer proyectos de expansión que brinden solución a esta problemática. Sin embargo, se precisa que la UPME se encuentra evaluando alternativas de expansión que permitan mitigar las condiciones de subtensión identificadas en esta zona del área Oriental.

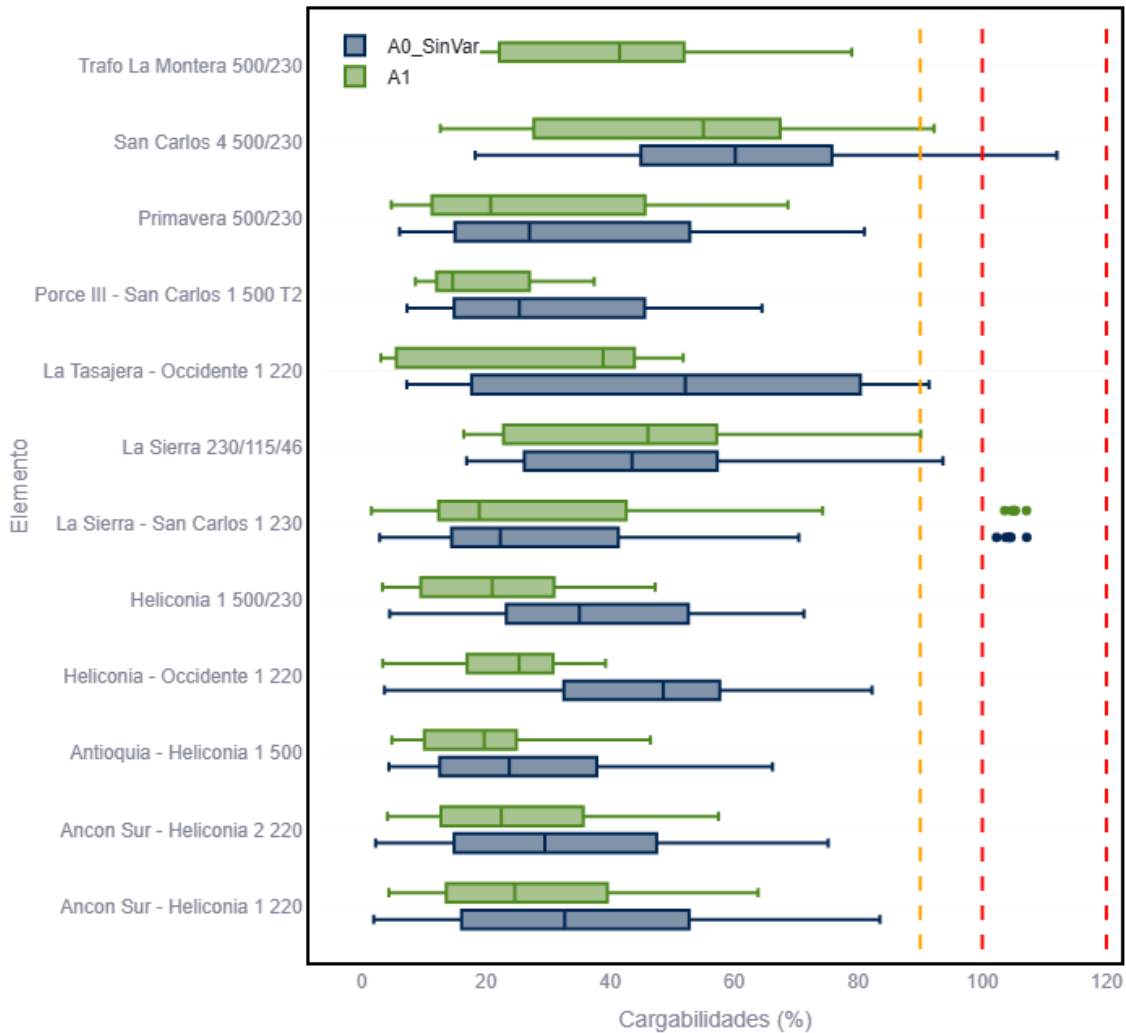
Ahora bien, al considerar la entrada en operación del proyecto en cuestión (A1), se observa una mejora en el comportamiento de los perfiles de tensión en las distintas subestaciones del área Oriental, evidenciándose únicamente subtensiones en la subestación San José del Guaviare 115 kV debido a su condición de radialidad, tal como se expuso previamente, por lo que la solución de dicha problemática no se encuentra dentro del alcance del presente proyecto.

Por otra parte, es preciso aclarar que en los presentes resultados no se evidencian las problemáticas de subtensión en las subestaciones Puerto Gaitán 115 kV, Puerto López 115 kV y Campobonito 115 kV, previamente reportadas por el operador del sistema, XM, debido a que en los análisis se tuvo en cuenta el proyecto propuesto en este documento, titulado “Subestación Puerto Gaitán 230 kV y líneas asociadas”, el cual soluciona de fondo dichas problemáticas. Lo anterior se realizó con el propósito de evidenciar el comportamiento del área Oriental considerando de manera conjunta ambos proyectos de expansión.

b. Cargabilidades – Red Completa

El análisis de cargabilidades considera las líneas y transformadores localizados en la zona de impacto del proyecto, así como las principales restricciones identificadas por la UPME y XM en sus informes operativos de mediano y largo plazo. Entre estas se destacan las sobrecargas del enlace Heliconia – Occidente 230 kV, y las restricciones asociadas a los transformadores de San Carlos 500/230 kV.

Los resultados indican que el proyecto actualmente presentado genera variaciones positivas en las cargabilidades de dichos elementos, reduciéndolas significativamente. Sin embargo, para las restricciones en la zona de la subestación La Sierra 230 kV más específicamente para el enlace La Sierra – San Carlos 230 kV y para los transformadores de esta subestación, el impacto de la cargabilidad disminuye de manera marginal, lo que indica que se necesita un proyecto adicional por definir para mitigar estas restricciones.

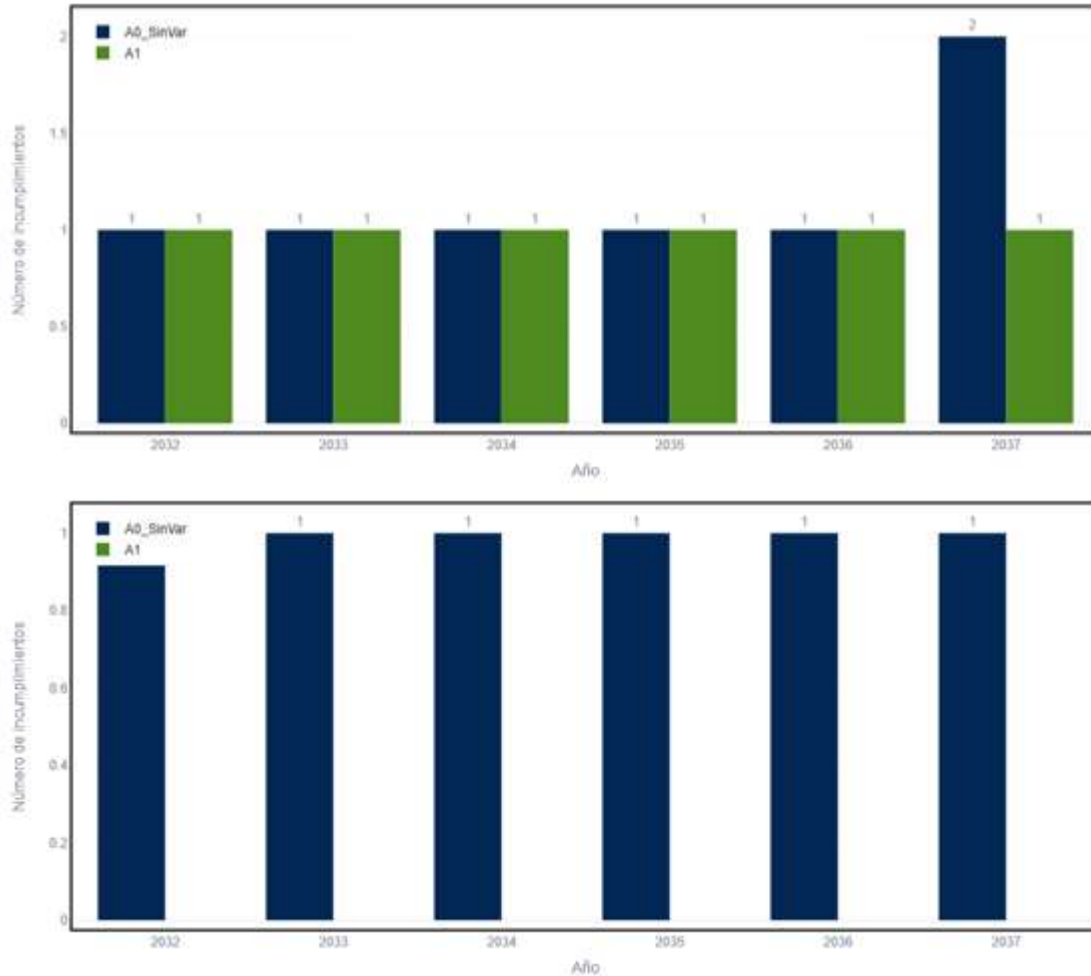


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-6 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Red Completa.

La Figura 3.2.3-7 muestra la comparación del número de restricciones asociadas a los niveles de cargabilidad de los elementos del área Antioquia-Choco dentro del área de influencia, en los escenarios con y sin la entrada en operación del proyecto. La primera figura representa los escenarios G0 a G4. La segunda figura representa los escenarios G5 a G9.

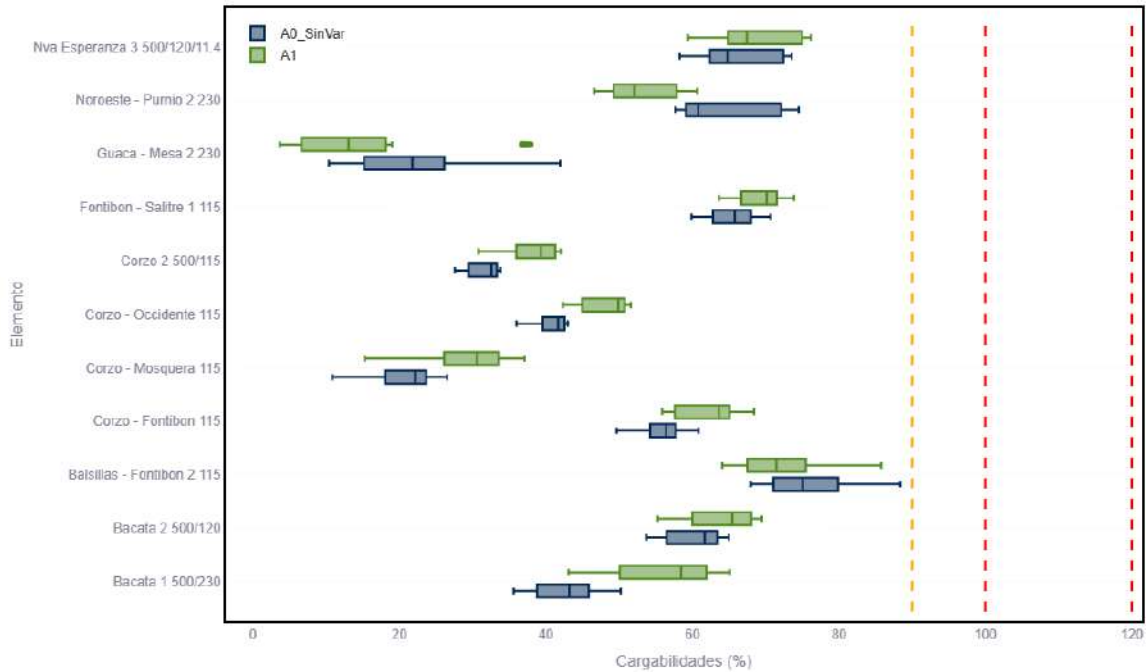
Los resultados evidencian que, a lo largo de todo el horizonte de análisis, el número de restricciones con el proyecto es igual o inferior a las registradas en la condición sin proyecto.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-7 Número de restricciones por año - Cargabilidades en Red completa.

En lo que se refiere al área Oriental, como se puede observar en la Figura 3.2.3-8, en condiciones normales de operación, tanto sin la entrada del proyecto propuesto (A0) como con su entrada en operación (A1), las cargabilidades de los distintos elementos del área Oriental se mantienen por debajo del 100%. No obstante, se evidencia un leve incremento en la cargabilidad de algunos elementos, como por ejemplo las líneas de transmisión Fontibón – Salitre 115 kV y Corzo – Fontibón 115 kV, el cual se explica por el aumento de la capacidad de importación del área a través de la subestación Corzo 500 kV. Sin embargo, dicho incremento no supera los límites de cargabilidad de los elementos analizados.

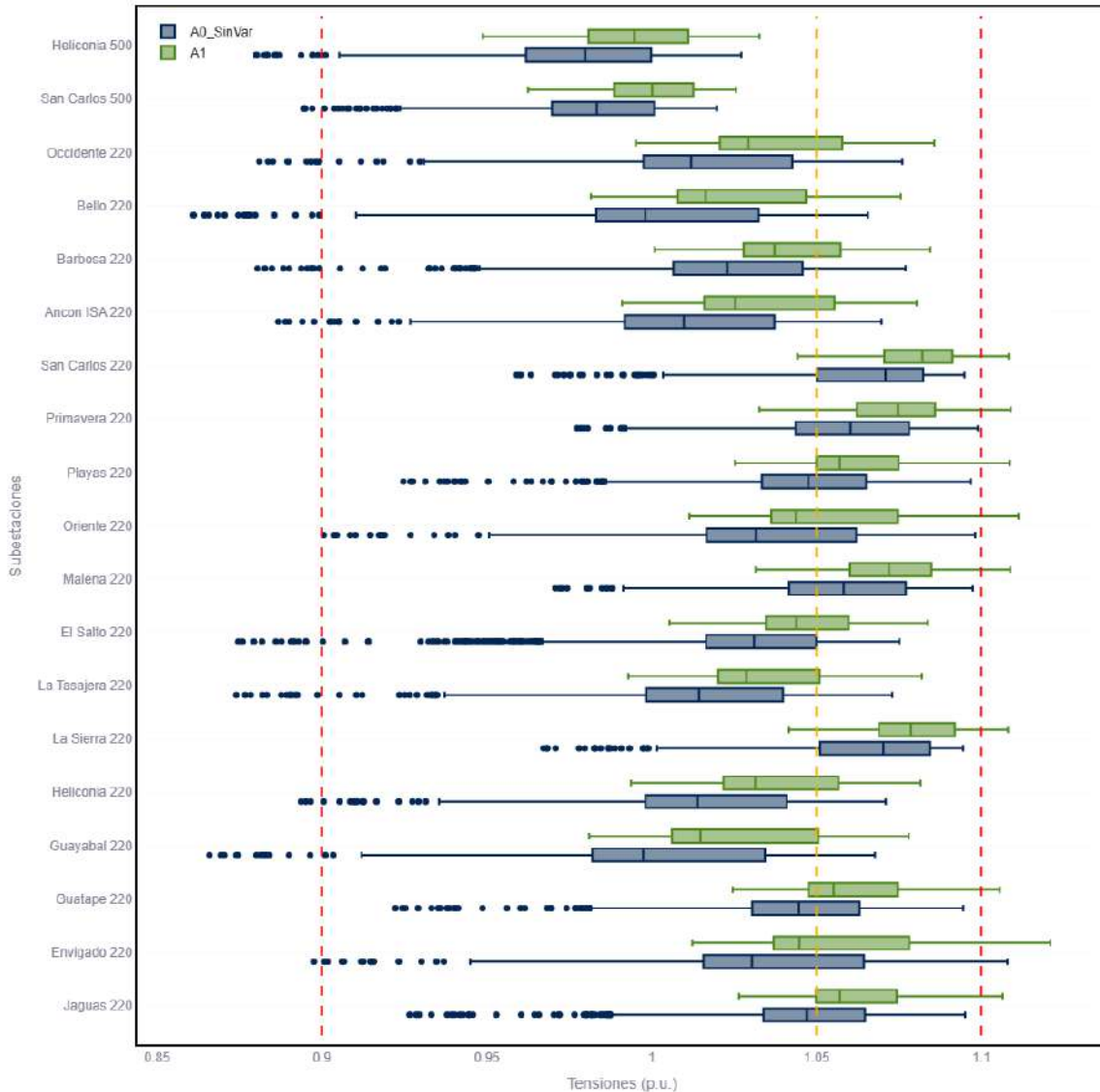


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-8 Perfiles de cargabilidad para distintos elementos del área Oriental - Red Completa.

c. Tensiones – Contingencias

De manera consistente con los resultados de Red Completa, dentro del área de influencia del proyecto en el área operativa Antioquia – Oriental, la entrada en operación del proyecto genera una mejora en los perfiles de tensión a nivel del STN mitigando las subtensiones existentes en los diferentes escenarios de generación, impactando directamente a las subestaciones que están presentando restricciones tanto del STN como del STR. De manera similar aquellas subestaciones que en red completa superaban el 1.1 p.u. con la entrada del proyecto, también presentan sobretensiones en escenarios de demanda mínima.

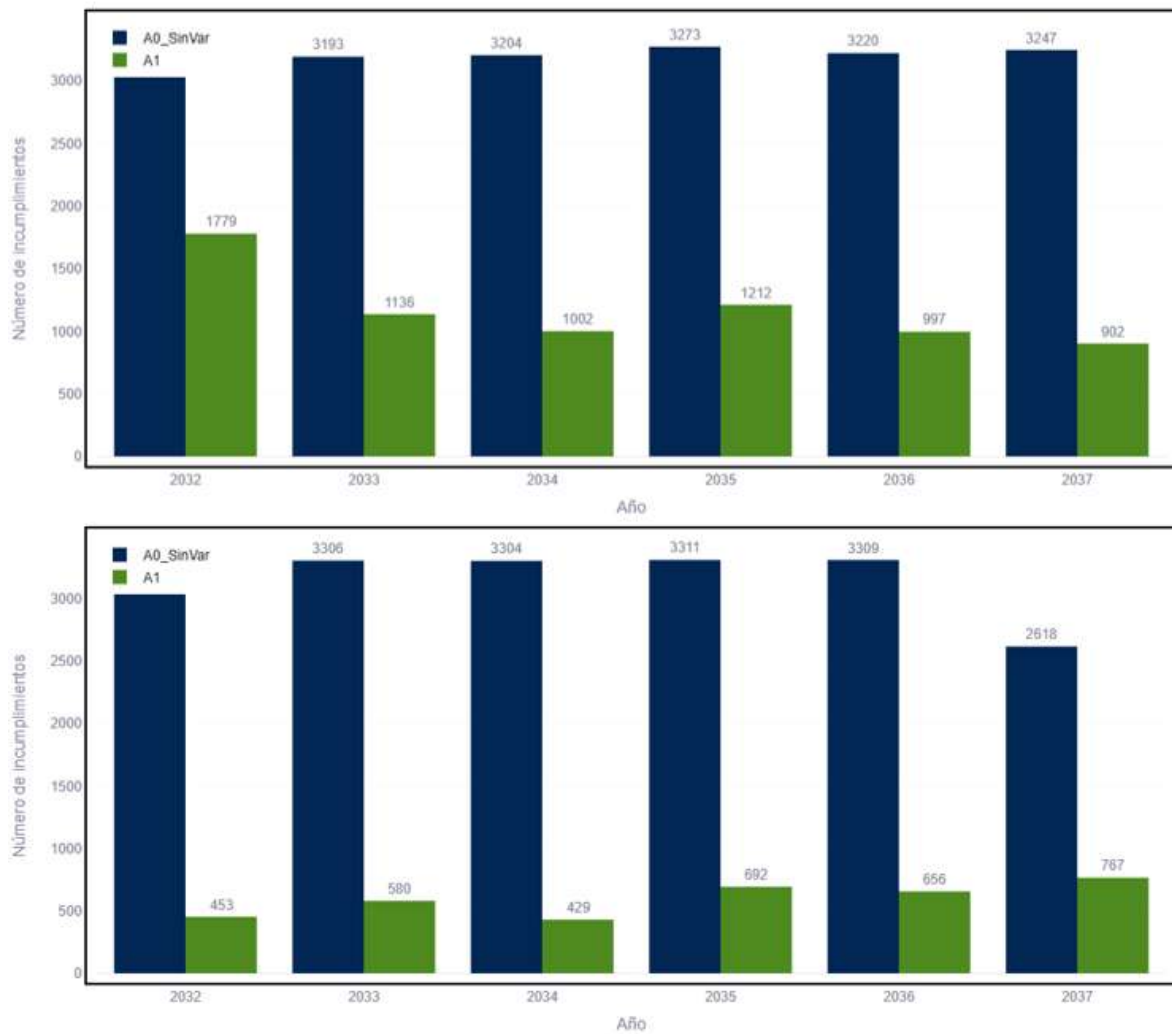


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-9 Perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia - Contingencia.

De igual manera que para los resultados en condición de Red Completa, el número de restricciones asociadas a los perfiles de tensión bajo escenarios de contingencia sencilla (N-1) no excede las registradas en la condición sin proyecto, por el contrario, con la entrada en operación del proyecto, dichas restricciones se reducen en todos los casos analizados. Este comportamiento se explica porque el proyecto permite mitigar las restricciones existentes en el área de Antioquia – Chocó, las cuales han constituido

una limitante para el crecimiento de la demanda. La primera figura representa los escenarios G0 a G4. La segunda figura representa los escenarios G5 a G9.

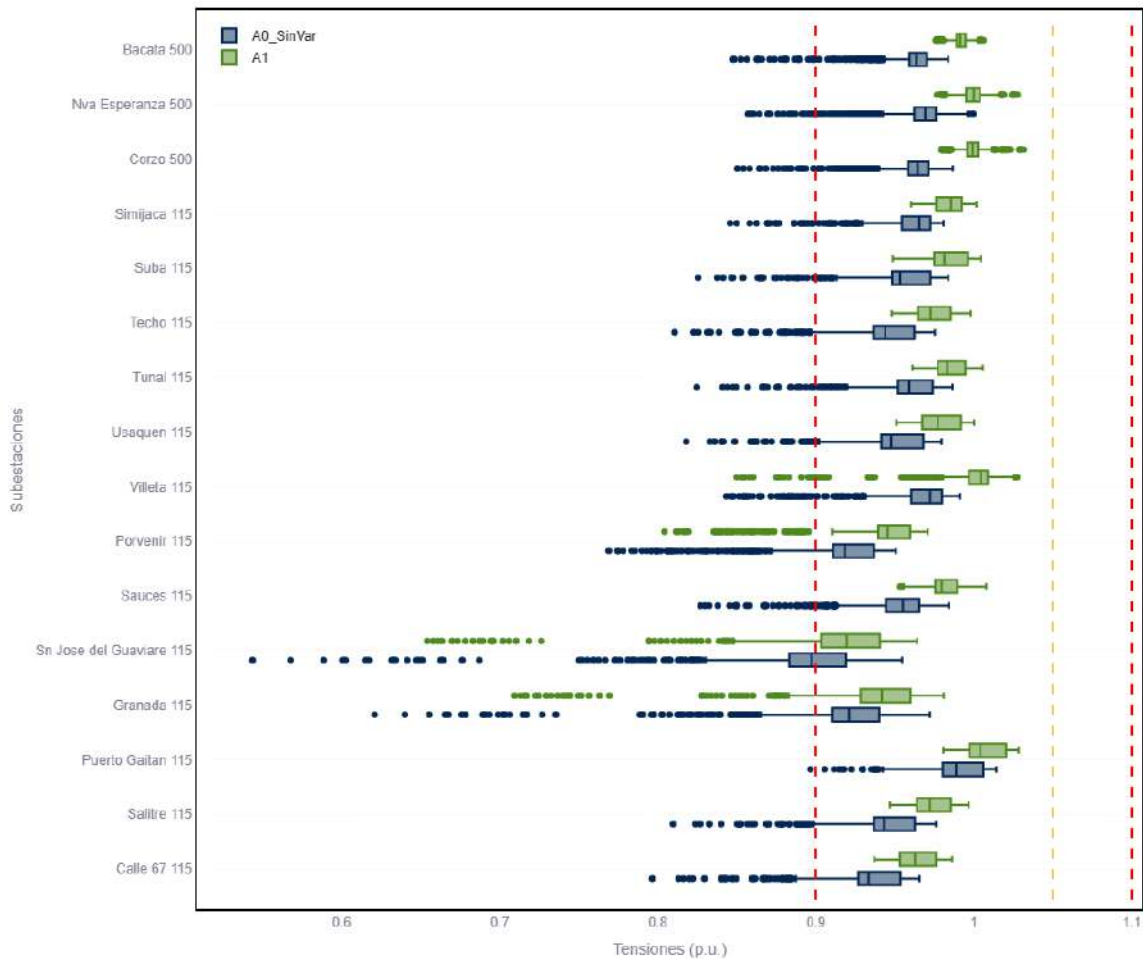


Fuente: UPME –Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-10 Número de restricciones por año - Tensiones ante contingencia.

Por otro lado, para el área Oriental, ante contingencia sencilla (N-1), se evidencia el comportamiento en los perfiles de tensión mostrado en la Figura 3.2.3-11.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-11 Perfiles de tensión en distintas subestaciones del área Oriental - Contingencia.

A partir de la Figura anterior, se observa que, para el escenario sin proyecto (A0) se presentan condiciones de subtensión en la mayoría de las subestaciones del área Oriental, las cuales se manifiestan principalmente ante la contingencia Bacatá – Primavera 500 kV, considerando un escenario de baja generación en el área. Bajo estas condiciones, se registran niveles de tensión inferiores al límite regulatorio establecido, alcanzando incluso valores por debajo de 0,8 p.u.

La mitigación de esta problemática sin recurrir a obras de expansión requeriría la disponibilidad de una mayor cantidad de unidades de generación en el área, lo cual limita la posibilidad de realizar mantenimientos en los distintos elementos del SIN, además de reducir la flexibilidad operativa del sistema.

Ahora bien, al considerar la entrada en operación del proyecto (A1), se observa que se mitigan las condiciones de subtensión identificadas en la mayoría de las subestaciones del área Oriental, lo cual permite reducir la necesidad de disponer de unidades de generación en el área. Adicionalmente, el proyecto incrementa el límite de importación de potencia hacia esta zona del país, contribuyendo a mejorar la flexibilidad operativa y la confiabilidad del SIN.

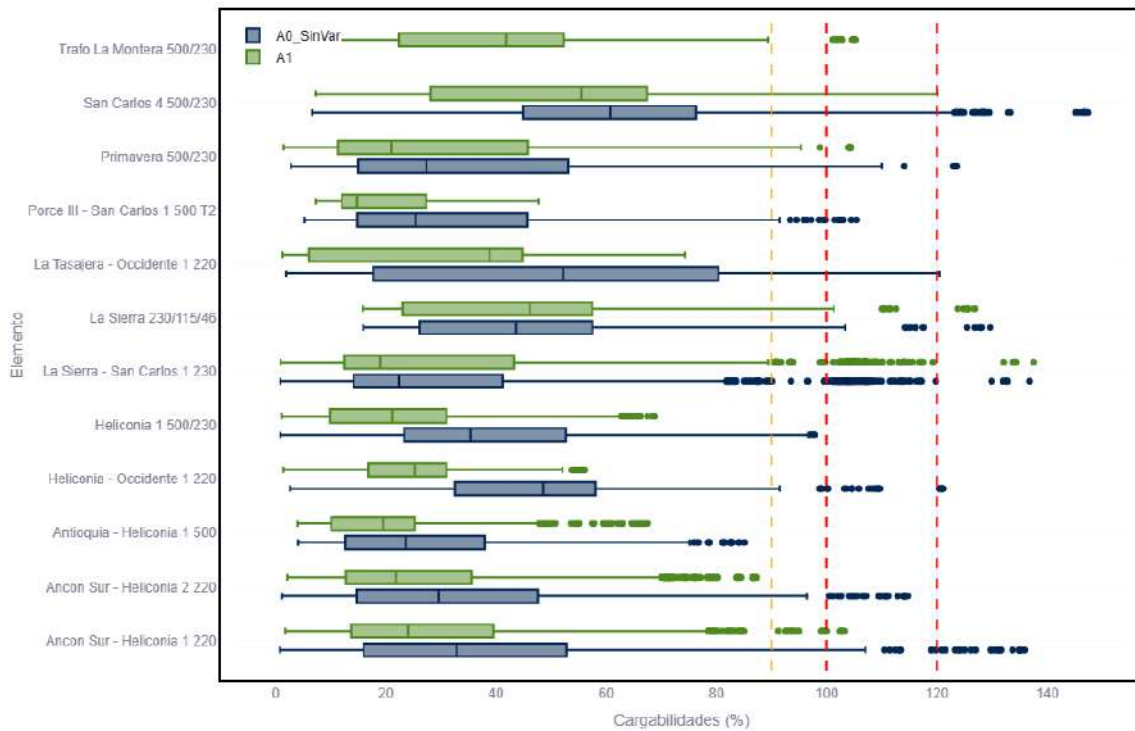
No obstante, como se describió anteriormente, persisten condiciones de subtensión en algunas subestaciones, tales como San José del Guaviare 115 kV, Granada 115 kV, Villeta 115 kV, entre otras, las cuales obedecen a condiciones de radialidad. La solución de dichas problemáticas no se encuentra dentro del alcance del presente proyecto y requiere el análisis y propuestas de obras estructurales adicionales.

d. Cargabilidades – Contingencias

Para el caso de los elementos evaluados en el área Antioquia – Choco, los resultados obtenidos bajo escenarios de indisponibilidad de elementos del sistema evidencian un comportamiento similar al observado en condición de Red Completa. El proyecto presenta impactos positivos significativos sobre la eliminación de las restricciones asociadas a los elementos: los transformadores de las subestaciones San Carlos 500/230, Primavera 500/230 y Heliconia 500/230 y, en los enlaces Porce III – San Carlos 500 kV, La Tasajera – Occidente 220 kV, Heliconia – Occidente 230 kV y Ancón Sur – Heliconia 230 kV.

Sin afectar los efectos positivos anteriores, se observan sobrecargas del transformador de la subestación La Sierra 230/115 kV y el enlace La sierra – San Carlos 230 kV, siendo necesaria la propuesta de obras adicionales que mitiguen estas restricciones.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

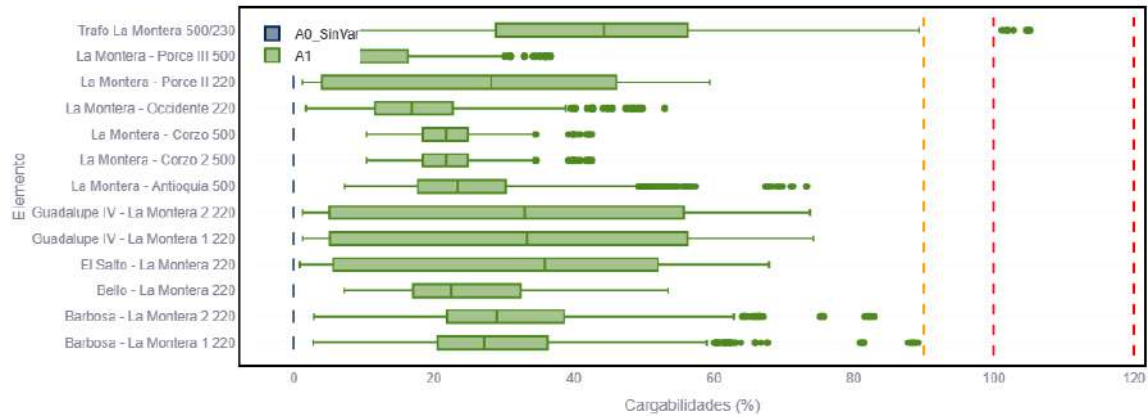


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Figura 3.2.3-12 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia -
Contingencia - Parte 1.**

Adicionalmente, en la Figura 3.2.3-13 se muestran los niveles de cargabilidad de los nuevos elementos incorporados como resultado de las intervenciones contempladas en el proyecto de expansión propuesto, los cuales, según los resultados del análisis, presentan cargabilidades inferiores a la capacidad de emergencia bajo condiciones de contingencia sencilla (N-1) consideradas durante los análisis.

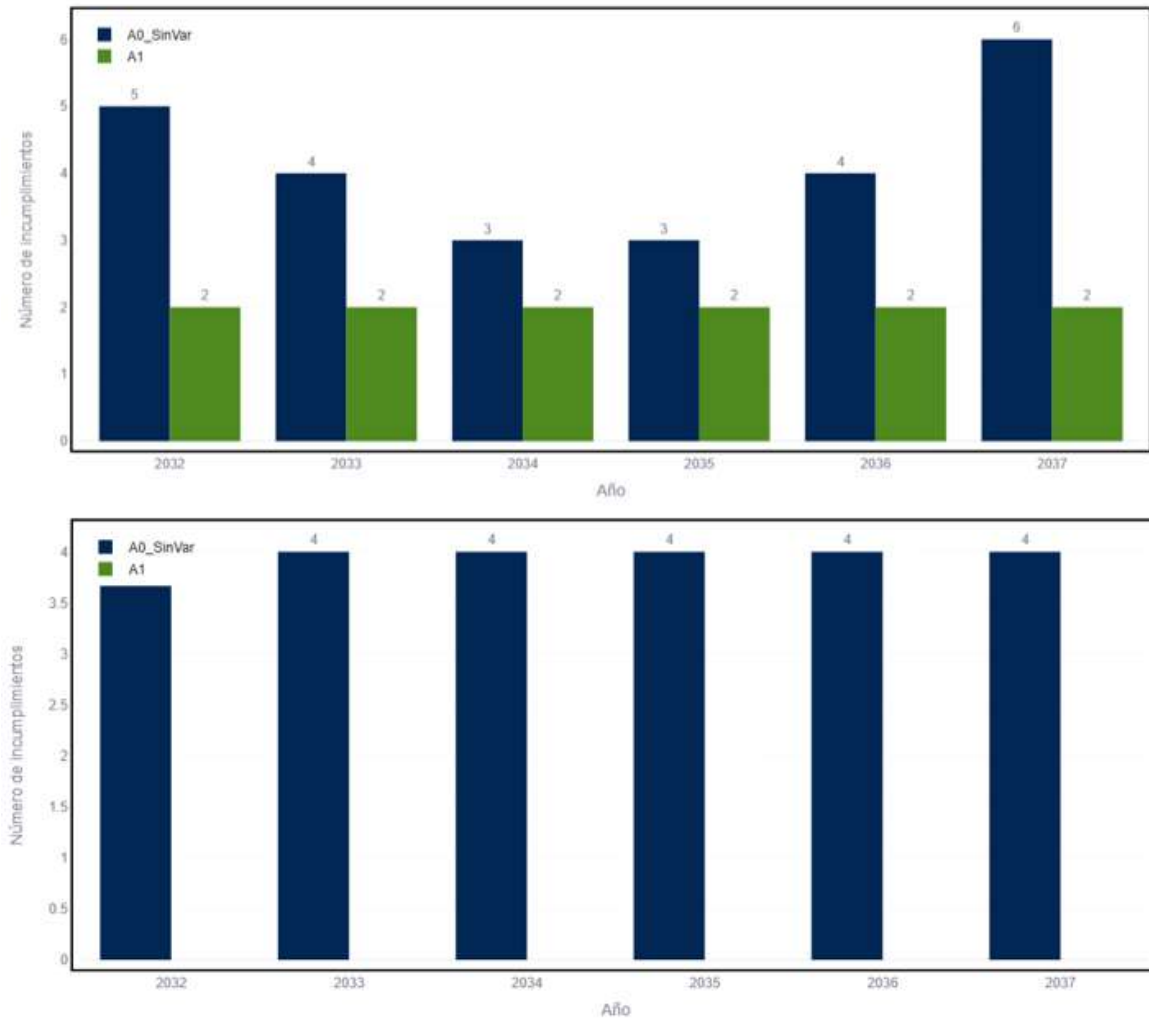
Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-13 Perfiles de cargabilidad de los elementos del área de influencia - Contingencia - Parte 2.

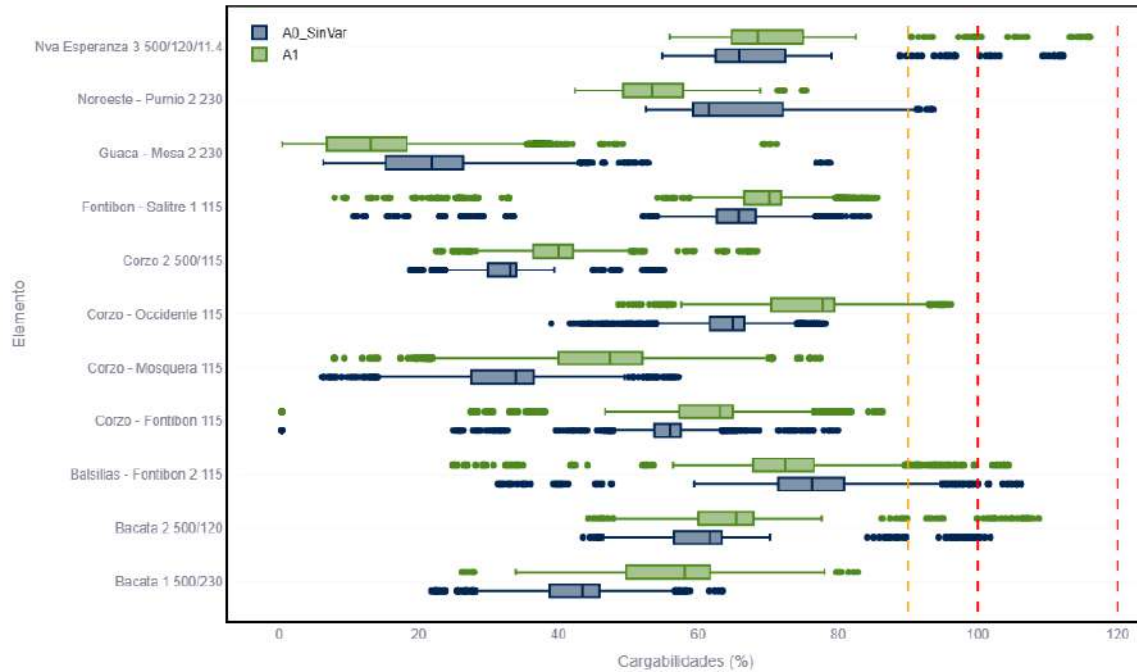
De forma consistente con los resultados presentados en condición de Red Completa, el análisis bajo escenarios de contingencia sencilla (N-1) muestra que el número de restricciones asociadas a los niveles de cargabilidad de los elementos del área de influencia del proyecto es comparable al observado en dicha condición. Este comportamiento indica que el proyecto propuesto no introduce impactos relevantes sobre las cargabilidades del área Antioquia – Chocó, dado que no da lugar a nuevas restricciones en el sistema y mitiga o reduce las existentes. La primera figura representa los escenarios G0 a G4. Por otro lado, la segunda figura representa los escenarios G5 a G9.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-14 Número de restricciones por año – Cargabilidades ante contingencia.

Al considerar las cargabilidades en las diferentes líneas de transmisión y transformadores de potencia del área Oriental, ante la condición de contingencia sencilla (N-1), se obtienen los resultados presentados en la Figura 3.2.3-15.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-15 Perfiles de cargabilidad para los distintos elementos del área Oriental - Contingencia.

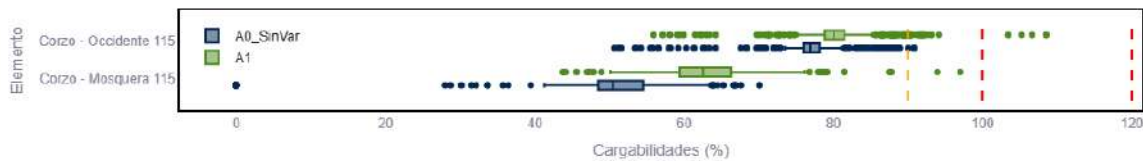
Se evidencia que la entrada en operación del proyecto propuesto (A1) permite reducir la cargabilidad de diversos elementos del área Oriental, destacándose las líneas de transmisión Noroeste – Purnio 1 y 2 230 kV, las cuales presentaban altas cargabilidades ante la contingencia Bacatá – Primavera 500 kV. Esta condición, actualmente y de acuerdo con lo reportado por XM en sus Informes de Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo, obliga a limitar la potencia de importación a través de dicho enlace.

Si bien la entrada en operación de la línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV mitiga la problemática anteriormente descrita en los enlaces Noroeste – Purnio 230 kV, con la puesta en servicio del proyecto actualmente en evaluación, se logra un mayor impacto reduciendo las cargabilidades de estos elementos a valores inferiores al 80 %.

Al considerar el incremento significativo en la capacidad de importación del área Oriental, se observa que el proyecto (A1) afecta las cargabilidades de algunos elementos dentro de la zona respecto al caso sin proyecto (A0). En particular, en las líneas de transmisión del STR asociadas a la subestación Corzo 115 kV, las cuales evidencian aumentos significativos, llegando incluso a valores superiores del 90%.

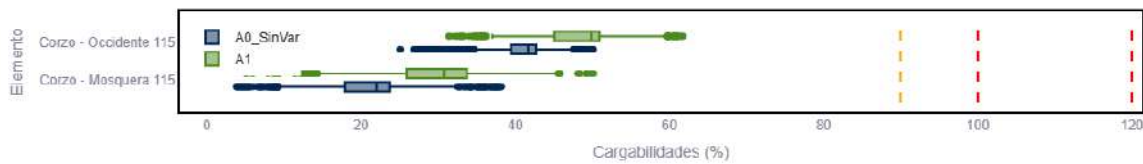
Esta condición podría verse acentuada ante eventuales retrasos en la entrada en operación del proyecto Norte 500/230/115 kV (UPME 01 – 2013, UPME 03 – 2010 y Norte 115 kV y líneas asociadas), dado que en dicho escenario se incrementa la importación de potencia a través de los enlaces La Montera – Corzo 1 y 2 500 kV.

Considerando lo anterior, a continuación, se presentan los resultados de un ejercicio de sensibilidad, en el cual se evalúan dos escenarios con diferentes valores de corrientes nominales definidos para los enlaces con mayor afectación asociados a la subestación Corzo. Este ejercicio buscando evaluar posibles requerimientos de cara a lograr la materialización de los beneficios totales del proyecto Interconexión Antioquia – Oriental.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-16 Perfil de cargabilidades para los elementos asociados con la subestación Corzo 115 kV – 800 A - Contingencia.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-17 Perfil de cargabilidades para los elementos asociados con la subestación Corzo 115 kV – 1200 A - Contingencia.

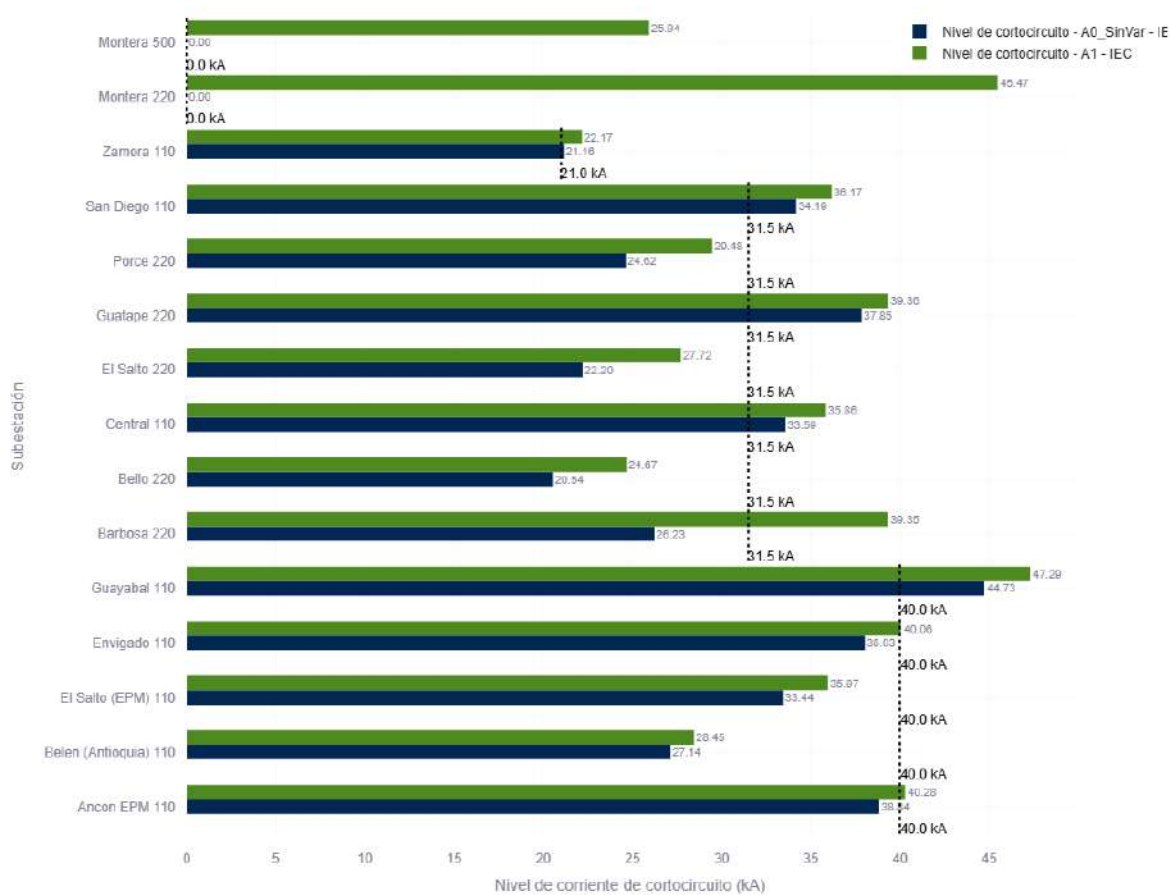
Frente a la situación planteada y considerando los resultados anteriores, la UPME recomendó al OR, Enel Colombia, considerar la repotenciación de las líneas de transmisión Tren Occidente – Mosquera 115 kV y Tren Occidente – Noroeste 115 kV a una capacidad de 1200 A, con el propósito de que cuando sean reconfiguradas en las líneas de expansión futuras Corzo – Occidente 115 kV y Corzo – Mosquera 115 kV, estas cuenten con dicha capacidad al momento de su entrada en operación.

e. Cortocircuito

El análisis de cortocircuito se desarrolla de acuerdo con la metodología definida en la norma IEC 60909-2016, considerando un escenario de máxima generación en el que se modelan todas las unidades en servicio, con el propósito de estimar los niveles máximos de cortocircuito. Adicionalmente, se representa la topología de la red en condiciones normales de operación, incorporando la totalidad de los elementos disponibles, a fin de evaluar el mayor nivel de enmallamiento del sistema.

La Figura 3.2.3-18 presenta los valores máximos de cortocircuito para las subestaciones en el área de Antioquia - Choco, considerando fallas monofásicas y trifásicas, junto con las capacidades de interrupción asociadas a cada una de ellas.

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

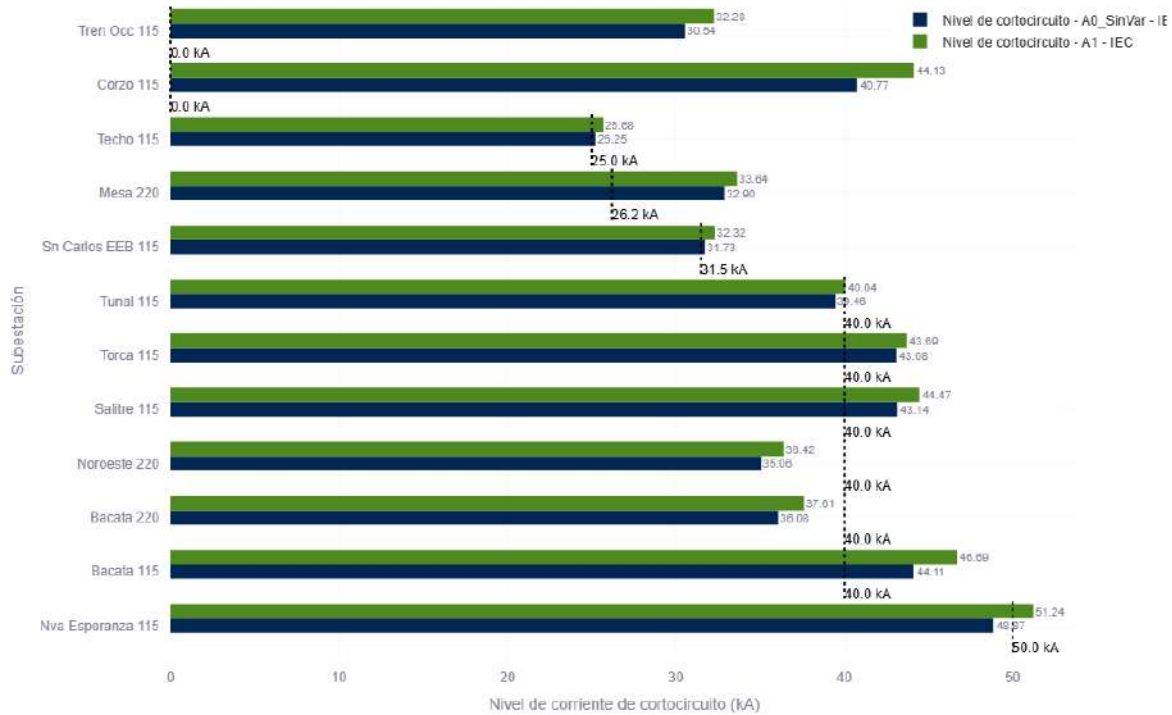
Figura 3.2.3-18 Resultados de cortocircuito en el área de influencia.

Los resultados evidencian que los niveles de cortocircuito se incrementan debido al mayor enmallamiento generado por la conexión del proyecto, el cual reduce las impedancias equivalentes vistas desde las subestaciones y, en consecuencia, aumenta las corrientes de cortocircuito. Este efecto se evidencia en el impacto directo sobre las subestaciones de El Salto 220 Kv, Porce 220 kV, Bello 220 kV y Barbosa 220 kV, lo que indica que se necesitan medidas de mitigación y modernización de estas subestaciones.

En relación con las subestaciones que exceden su capacidad de interrupción tras la entrada en operación del proyecto, se identifica únicamente la subestación Barbosa 230 kV, la cual presenta una superación de su capacidad del 24,9 %. Este comportamiento corresponde a un efecto esperado, asociado a la proximidad de dicha subestación con la nueva subestación La Montera 500/230 kV. Esta condición fue informada al propietario y administrador del activo (EPM), con el propósito de que el mismo proponga un plan de acción que considere medidas de mitigación y modernización de la subestación.

Cabe resaltar que, aunque el proyecto contribuye de forma significativa al aumento de los niveles de cortocircuito en algunas subestaciones, las limitaciones en la capacidad de interrupción corresponden a una condición preexistente en varias subestaciones del área. En este sentido, resulta necesario implementar medidas orientadas al refuerzo de la capacidad de interrupción en el mediano y largo plazo, a fin de garantizar la seguridad operativa y la estabilidad del SIN.

Frente a los niveles de cortocircuito del área Oriental, en la Figura 3.2.3-19, se presentan los resultados para las subestaciones más relevantes.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.2.3-19 Resultados de cortocircuito en el área Oriental.

Se evidencia que, en la mayoría de las subestaciones del área Oriental, se presenta un incremento en los niveles de cortocircuito al considerar la inclusión del proyecto propuesto (A1). Este comportamiento se explica principalmente por la incorporación del doble enlace La Montera – Corzo 500 kV, el cual incrementa el grado de enmallamiento del STN dentro del SIN y reduce la impedancia equivalente vista desde las subestaciones del área Oriental. Como consecuencia, se incrementan los aportes de corriente de cortocircuito provenientes del área de Antioquia hacia el área Oriental.

La subestación en la que se evidencia un mayor impacto corresponde, principalmente, a Nueva Esperanza 115 kV, donde los niveles de cortocircuito superan su capacidad de interrupción. Esta condición constituye una señal clara de proponer, por parte de los representantes de los activos, un plan de acción de mediano y largo plazo orientado a aumentar las capacidades de interrupción de las distintas subestaciones del área, con el fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema ante fallas.

3.2.3.4. Análisis Económico

3.2.3.4.1. Costos (C)

La estimación de los costos del proyecto se realiza con base en las Unidades Constructivas (UC) definidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009, considerando las obras que lo conforman dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir de esta información, se determinan los costos de inversión (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) asociados a la alternativa evaluada, mediante la correspondiente proyección de anualidades.

En la siguiente tabla se presentan los valores presentes netos del Sistema de Transmisión Nacional (STN), los cuales incorporan los costos de CAPEX y OPEX de la alternativa propuesta.

Tabla 3.2.3-1 Costos asociados al proyecto en UC.

Descripción	Costos en USD
Costos del STN (VPN)	\$422,466,608
Total (VPN)	\$422,466,608

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.2.3.4.2. Beneficios (B)

Se efectuó la valoración económica del proyecto propuesto, en un horizonte de 25 años, mediante la estimación de los beneficios asociados con la reducción de Demanda No Atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

3.2.3.4.3. Relación Beneficio-Costo (B/C)

El análisis beneficio/costo (B/C) se realizó específicamente para la alternativa propuesta. En consecuencia, en la presenta sección se presenta la relación beneficio/costo calculada para un horizonte de evaluación de 25 años, asociada a la construcción del proyecto, cuyo alcance comprende:

- Subestación La Montera 500/230 kV que reconfigura la línea Antioquia - Porce III 500 kV en Antioquia - La Montera - Porce III 500 kV y contempla la interconexión del área de Antioquia con el área Oriental a través de un doble

circuito La Montera - Corzo 500 kV. Adicionalmente, reconfigura las siguientes líneas:

- Guadalupe IV – Occidente 220 kV en Guadalupe IV – La Montera – Occidente 230 kV.
- Barbosa – Guadalupe IV 220 kV en Barbosa – La Montera – Guadalupe IV 230 kV.
- Bello – El Salto 220 kV en Bello – La Montera – El Salto 230 kV.
- Barbosa – Porce II 220 kV en Barbosa – La Montera – Porce II 230 kV.

Al efecto se calculó el valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 como se observa en la siguiente Tabla:

Tabla 3.2.3-2 Beneficio - Costo Proyecto Propuesto.

VPN - USD	
Total, Beneficios	\$4.682.331.605
Total, Costos	\$422.466.608
Relación B/C	11,08

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

El proyecto propuesto aporta beneficios significativos al sistema eléctrico, al mejorar de manera estructural su confiabilidad y capacidad de transmisión. Desde el punto de vista de su viabilidad económica, se evidencia que la relación beneficio/costo es superior a 1, lo cual respalda y justifica su ejecución. En consecuencia, el proyecto genera un retorno económico positivo y contribuye de forma favorable al desarrollo y fortalecimiento del sistema de transmisión en las áreas operativas de Antioquia y Oriental.

3.2.3.5. Conclusiones

- El proyecto Interconexión Antioquia – Oriental presenta una relación beneficio/costo (B/C) superior a uno (1), lo que indica que genera mayores beneficios que costos para el SIN.
- El proyecto de expansión propuesto mitiga las altas cargabilidades que se presentan en los transformadores de las subestaciones San Carlos 500/230 kV, Primavera 500/230 kV y Heliconia 500/230 kV, también reduce las cargabilidades de los enlaces Porce III – San Carlos 500 kV, Tasajera – Occidente 220 kV, Heliconia – Occidente 230 kV y Ancón Sur – Heliconia 230 kV.
- La obra de expansión propuesta no genera impactos marginales sobre las restricciones existentes.

- Las problemáticas asociadas a los niveles de cortocircuito identificadas en el área Antioquia – Chocó y Oriental corresponden a condiciones preexistentes, por lo que se requiere la formulación de proyectos adicionales de expansión para su mitigación.
- Las problemáticas asociadas a los niveles de cortocircuito identificada en la Subestación Barbosa 220 kV corresponde al enmallamiento propio del sistema debido a la entrada del proyecto, por lo que se requiere la formulación de proyectos adicionales para la mitigación de la restricción.
- Los resultados obtenidos muestran una mejoría en los perfiles de tensión de las áreas Antioquia – Chocó y Oriental, fortaleciendo el desempeño operativo del sistema y contribuyendo al cumplimiento de los criterios de calidad y confiabilidad del SIN.
- Para el área Oriental, la alternativa evaluada permite mejorar los perfiles de tensión en las distintas subestaciones del área de influencia. No obstante, se evidencia que dicha mejora es de carácter parcial, toda vez que la solución no resuelve de manera estructural las problemáticas del área, siendo necesaria la entrada en operación del Proyecto Norte 500/230/115 kV el cual se encuentra en construcción, esto, para lograr que los niveles de tensión en algunas subestaciones se sitúen de forma sostenida por encima de 0,9 p.u., esto se observa en mayor medida en la sabana Norte de Bogotá.
- La incorporación del nuevo enlace fortalece la capacidad de importación de energía hacia el área Oriental, disminuyendo la necesidad de respaldar la atención de la demanda exclusivamente con generación interna y mitigando las restricciones operativas asociadas a escenarios de baja generación local.

3.2.3.6. Fecha de Puesta en Operación

La obra de expansión considerada tiene una Fecha de Puesta en Operación (FPO) prevista para el **31 de diciembre de 2032**, la cual se tomó como referencia para el desarrollo de la evaluación técnica y para el análisis de los impactos del proyecto a lo largo del horizonte de planeamiento. Esta fecha permite contextualizar los resultados obtenidos en función de la evolución esperada de la demanda, la entrada en operación de otras infraestructuras y las condiciones del sistema previstas para dicho periodo, garantizando así la coherencia y consistencia de los análisis realizados.

3.2.3.7. Recomendaciones

Durante el desarrollo de este capítulo se evaluó el desempeño técnico del proyecto asociado a la Subestación La Montera en los niveles de tensión de 500 kV y 230 kV,

analizando su impacto sobre la operación del sistema eléctrico en el área de influencia, en términos de perfiles de tensión, cargabilidad de los activos y niveles de cortocircuito, tanto en condiciones normales de operación como bajo contingencias sencillas (N-1).

Adicionalmente, se analizaron los efectos de la integración del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional y Regional, considerando la reconfiguración de la infraestructura existente en los niveles de 500 kV y 230 kV, así como su comportamiento a lo largo del horizonte de análisis. Los resultados obtenidos evidencian que la solución propuesta permite fortalecer la capacidad de transmisión del sistema, facilitar la redistribución de los flujos de potencia y mejorar las condiciones de confiabilidad y seguridad operativa, sin introducir nuevas restricciones relevantes en la operación del sistema.

Con base en lo anterior, la Unidad recomienda la ejecución del proyecto:

- Subestación La Montera 500 kV mediante la intercepción del circuito Antioquia – Porce III 500 kV, generando las líneas Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.
- Subestación La Montera 230 kV, reconfigurando los circuitos Porce – Barbosa 220 kV, Bello – El Salto 220 kV, Guadalupe IV – Barbosa 220 kV y Guadalupe IV – Occidente 220 kV en La Montera - Porce II 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 2 230 kV, La Montera - El Salto 230 kV, La Montera – Barbosa 1 230 kV, La Montera – Barbosa 2 230 kV, La Montera - Bello 230 kV y La Montera - Occidente 230 kV.
- Doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, conformado por dos circuitos, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios.
- Tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada banco, en la subestación La Montera.
- Se recomienda que la capacidad de interrupción de las subestaciones La Montera 230 kV y La Montera 500 kV sea de 63 KA.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.
- Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para los circuitos Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.

3.3. Área Oriental

3.3.1. Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas

3.3.1.1. Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) tiene como misión fundamental la planificación energética de Colombia, garantizando que el crecimiento de la demanda sea cubierto de manera eficiente mediante el uso adecuado de los recursos energéticos disponibles, tanto convencionales como no convencionales, según lo establecido en la Ley 143 de 1994. Dentro de este marco, la UPME es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁴⁶, un instrumento clave que guía los esfuerzos del Estado y los actores privados en la provisión de energía eléctrica de manera segura y confiable.

En el ejercicio de esta función, la UPME ha identificado, a través de información suministrada por diversos agentes del sector, situaciones críticas que comprometen los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema⁴⁷, tal como lo estipula el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995).

Entre las principales problemáticas identificadas se encuentra la insuficiencia de infraestructura de transmisión tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), para garantizar el cumplimiento de los

⁴⁶ Ministerio de Minas y Energía. (2011). *Decreto 4130 de 2011 por el cual se reasignan funciones a la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME*. Diario Oficial No. 48.242.

<https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=44685>

⁴⁷ En concordancia con la Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998) y la *Resolución CREG 070 de 1998, por la cual se establecen criterios de confiabilidad y seguridad del SIN*. República de Colombia. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0070_1998.htm

criterios de tensión en la subárea eléctrica del Meta, la cual comprende la totalidad del departamento del Meta y desde donde se atiende y se conecta desde el STN, a través del STR, la única subestación que abastece la demanda del departamento del Guaviare. El crecimiento natural de la demanda en esta subárea, incrementado las exigencias sobre la red existente, particularmente en las subestaciones Puerto Gaitán 115 kV, Campobonito 115 kV y San José del Guaviare 115 kV.

Adicionalmente, el retraso en la entrada en operación de proyectos de expansión previamente previstos, sumado a la evolución de la demanda, ha derivado en condiciones de subtensión bajo ciertos escenarios operativos. La topología asociada a la red existente y proyectada, si bien cuenta con una capacidad significativa de compensación reactiva mediante bancos de condensadores, resulta insuficiente para gestionar adecuadamente contingencias simples (criterio N-1)⁴⁸ en los principales corredores de alimentación hacia Puerto Gaitán. En particular, la salida de servicio de alguno de estos enlaces genera reducciones importantes en los niveles de tensión en dicha subestación y en la subestación Campobonito 115 kV, afectando la calidad del suministro.

Como consecuencia de estas restricciones, el sistema ha requerido hacer uso intensivo de la totalidad de los recursos de compensación reactiva disponibles. Esta situación se acentúa en escenarios de mínima generación, limitando la capacidad de control de tensión y reduciendo los márgenes operativos ante contingencias, de modo que las acciones correctivas resultan, en algunos casos, insuficientes para garantizar el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos.

Estas condiciones, junto con la configuración radial de la red y la dependencia de un número limitado de activos para el abastecimiento de la demanda, afectan la confiabilidad y la estabilidad operativa de la subárea Meta. En particular, incrementa la vulnerabilidad del sistema frente a eventos contingentes y restringe la capacidad de respuesta ante el crecimiento esperado de la demanda.

El presente informe describe, en primer lugar, la motivación de la obra a partir de la problemática detectada, la solución propuesta y los criterios empleados para su evaluación. Posteriormente, se presenta un análisis detallado de las restricciones del sistema y del impacto de la obra sobre estas. Finalmente, se exponen los resultados

⁴⁸ Esto definido en el marco de la *Resolución CREG 022 de 2001 de la CREG; por la cual se establecen los criterios para la expansión, reposición y adecuación del Sistema de Transmisión Nacional*. República de Colombia.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0022_2001.htm

de la evaluación económica, así como las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

3.3.1.2. Antecedentes

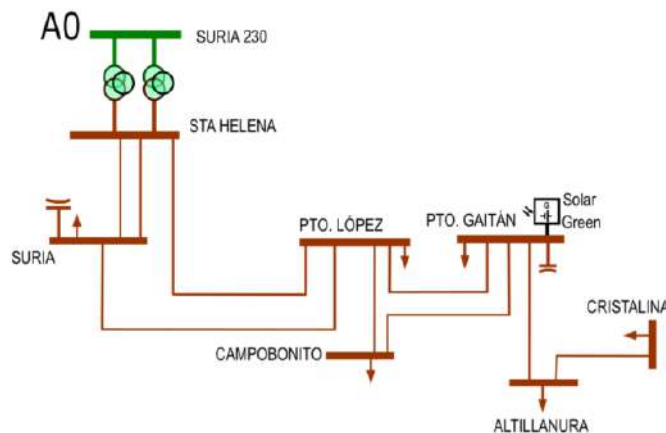
En el año 2024, el Centro Nacional de Despacho (CND) informó a la UPME la declaratoria de alerta para la atención de la demanda en las subestaciones Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV, asociada a la limitada robustez de la red de transmisión en la subárea Meta. Esta condición se evidenció durante la ejecución de mantenimientos programados por el Operador de Red (OR) EMSA en la línea Campobonito – Puerto Gaitán 1 a 115 kV, escenario en el cual la ocurrencia de una contingencia adicional en las líneas Puerto Gaitán – Puerto López 1 a 115 kV o Campobonito – Puerto López 1 a 115 kV comprometía la atención de la demanda bajo los criterios de confiabilidad establecidos.

En el año 2025, aun con la entrada en operación, el 1 de abril, de los dos transformadores Santa Helena 1 y 2 de 150 MVA 230/115 kV que interconectan la subestación Suria 230 kV con la subestación Santa Helena 115 kV, el CND ha continuado reportando condiciones operativas restrictivas en la subárea Meta. En particular, ante escenarios de alta demanda en las subestaciones Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV, la ocurrencia de la contingencia Campobonito – Puerto López 1 a 115 kV genera bajos niveles de tensión, comprometiendo la atención de la demanda y el cumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos.

En línea con lo anterior, la UPME ha identificado que las condiciones operativas restrictivas señaladas por el CND tienden a acentuarse como resultado del crecimiento vegetativo de la demanda en la zona y de la proyección de nuevas cargas reportadas por el Operador de Red. Adicionalmente, el reducido número de puntos de importación desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) incrementa las exigencias eléctricas sobre el Sistema de Transmisión Regional (STR), limitando los márgenes operativos disponibles. Bajo este escenario, se prevé que en los próximos años uno de los principales desafíos del sistema sea el control de los niveles de tensión, particularmente en escenarios de baja generación interna. En atención a lo anterior, la Unidad inició un trabajo coordinado con el Operador de Red del área, orientado a validar la disponibilidad de espacio en subestaciones existentes y las posibilidades de utilización de la infraestructura actual para el tendido de nuevas redes. Como resultado de este análisis, la UPME estructuró tres alternativas de solución, las cuales se presentan y evalúan en las secciones posteriores del informe.

En este contexto, el incremento en las solicitudes de conexión de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en la subárea del Meta, junto con la generación ya existente, puede dar lugar a condiciones de atrapamiento de energía ante las limitaciones actuales de la red. En este sentido, el refuerzo del Sistema de Transmisión Regional (STR) y la incorporación de un nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) permiten mejorar la capacidad de evacuación de la energía generada, fortalecer la confiabilidad operativa y facilitar una integración más eficiente de estos recursos al sistema interconectado⁴⁹.

De forma complementaria, es necesario resaltar que la red de transmisión que abastece la subárea presenta extensos tramos radiales. En particular, la longitud de la línea que conecta las subestaciones Santa Helena y Puerto López 115 kV es del orden de 60 km; la correspondiente al tramo Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV es cercana a 110 km; y el corredor que interconecta las subestaciones Puerto López, Campobonito y Puerto Gaitán 115 kV alcanza aproximadamente 122 km. Como resultado de esta configuración, la distancia efectiva desde el punto de conexión al STN hasta la última subestación de uso, correspondiente a Puerto Gaitán 115 kV, es del orden de 190 km, lo que incrementa las exigencias operativas del sistema y limita los márgenes de control de tensión.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-1 Topología red existente A0.

⁴⁹ Este análisis es consistente con las disposiciones regulatorias sobre acceso y conexión de proyectos de generación, la planeación del Sistema de Transmisión Nacional y los criterios de confiabilidad del Sistema de Transmisión Regional, de conformidad con las Resoluciones CREG 174 de 2021, CREG 011 de 2009 y CREG 015 de 2018.

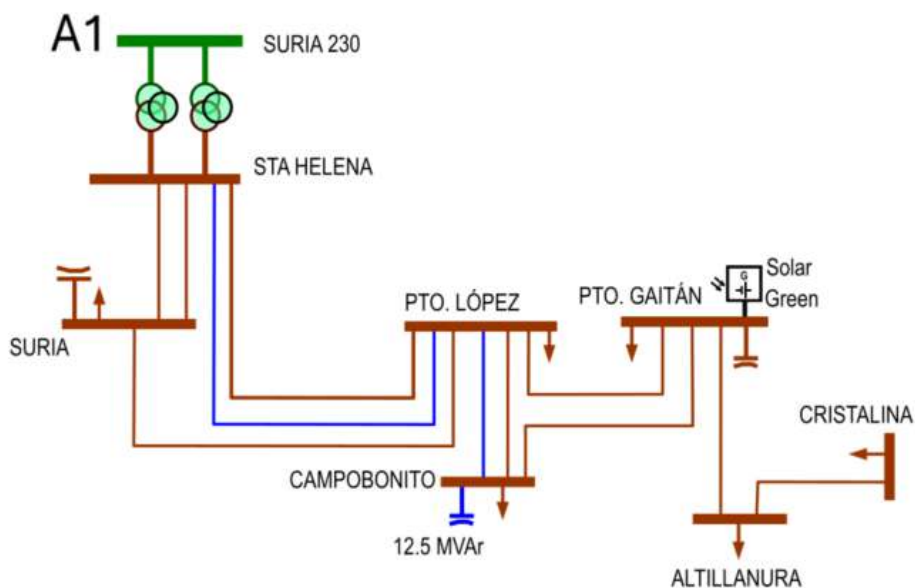
Finalmente, es importante resaltar que, en el año 2024, la UPME presentó los análisis asociados a la incorporación de la nueva subestación Aguaclara 230 kV⁵⁰, destinada a conectar la subestación Aguaclara 115 kV ubicada en el municipio de Sabanalarga, en el departamento del Casanare, proyecto que contempla además la construcción de un doble circuito de 230 kV entre las subestaciones Chivor II, Aguaclara y Alcaraván, con el objetivo de reforzar la infraestructura del STN en el oriente del país y mejorar las condiciones de confiabilidad y capacidad de transferencia entre áreas operativas.

3.3.1.3. Propuesta de Solución

De acuerdo con las características del problema y en concordancia con lo expuesto anteriormente, la solución debe brindar fortalecimiento en la red del STR del departamento del Meta, para mejorar los perfiles de tensión en la región y las cargabilidades. Es por ello por lo que, a continuación, se muestran las tres alternativas analizadas:

3.3.1.3.1. Alternativa 1

Contempla la construcción de un nuevo circuito Santa Helena – Puerto López 2 a 115 kV, un nuevo circuito Puerto López – Campobonito 2 a 115 kV y la incorporación de una compensación capacitiva de 12,5 MVar en la subestación Campobonito 115 kV, con una fecha prevista de puesta en operación (FPO) para el 31 de diciembre del año 2028.



⁵⁰ Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME. (2024). *Segundo paquete de obras urgentes: Proyecto de expansión de generación y transmisión* (Versión final).

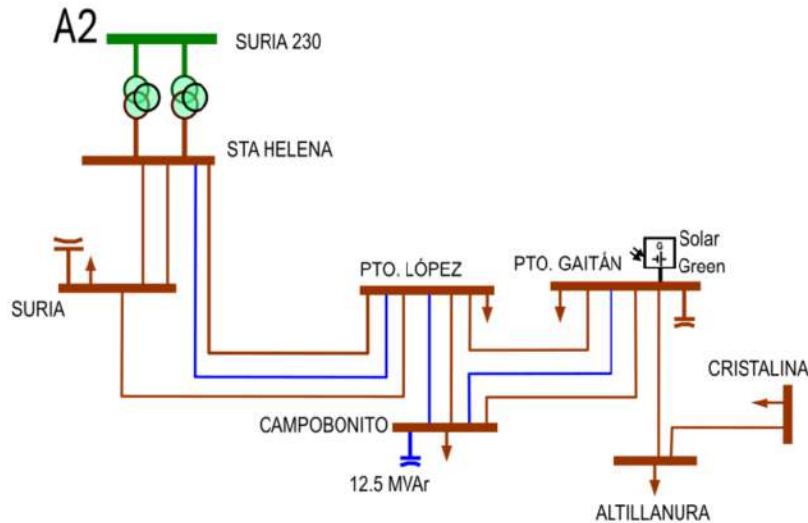
https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-2 Topología Alternativa A1.

3.3.1.3.2. Alternativa 2

Considera la ejecución de las obras definidas en la Alternativa 1, manteniendo su FPO en el año 2028, y adiciona la construcción de un nuevo circuito Puerto Gaitán – Campobonito a 115 kV, con una FPO prevista para el 31 de diciembre del año 2029.

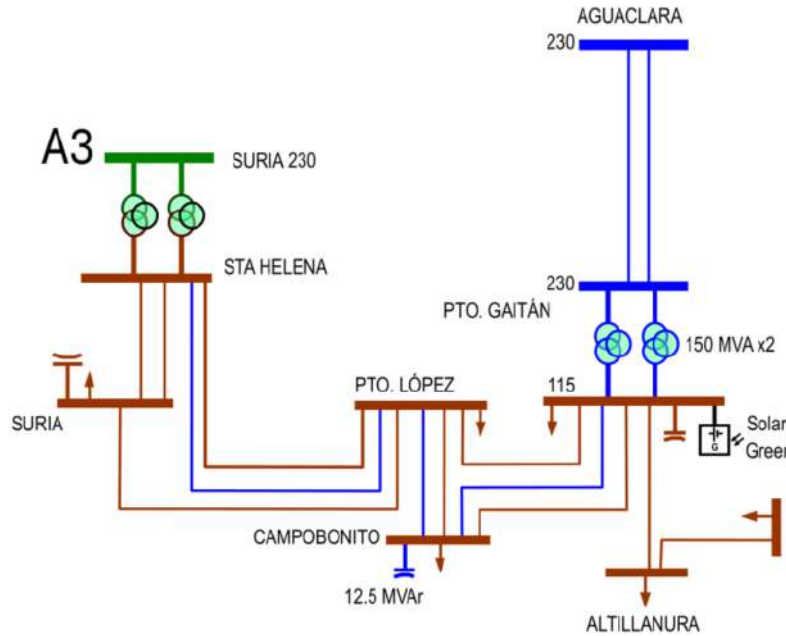


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-3 Topología Alternativa A2.

3.3.1.3.3. Alternativa 3

Incluye las obras contempladas en la Alternativa 2, conservando las fechas de puesta en operación previamente definidas, y adiciona la construcción de un doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV, la construcción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV y la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco, con una FPO prevista para el 31 de diciembre de 2031.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-4 Topología Alternativa A3.

En el presente documento, la condición sin proyecto se denomina Alternativa 0, la cual será evaluada de manera comparativa junto con las Alternativas 1, 2 y 3, con el fin de analizar su capacidad para mitigar las problemáticas de bajas tensiones bajo contingencia N-1 y reforzar las redes del STR que permitan atender tanto la demanda proyectada por el OR como el crecimiento vegetativo de la demanda en el departamento del Meta.

Es necesario indicar que las Alternativas 1 y 2 contemplan exclusivamente refuerzos en el STR, mientras que la Alternativa 3 incorpora un refuerzo estructural mediante la conexión del STR asociado a la última subestación de uso, Puerto Gaitán 115 kV, a una nueva subestación del STN, enlazada con la subestación Aguaclara 230 kV. Esta configuración permite disponer de un nuevo punto de conexión al STN, no directamente asociado a la subestación Guavio 230 kV.

Las fechas de puesta en operación (FPO) correspondientes a cada una de las alternativas se describen líneas atrás.

3.3.1.4. Análisis técnico

Los resultados más relevantes de los análisis eléctricos realizados en red completa y ante contingencia, se presentan a continuación, tanto para la condición sin proyecto (A0), como para cada la alternativa A1, A2 y A3.

3.3.1.4.1. Supuestos y consideraciones

Las problemáticas descritas en la sección anterior se presentan bajo condiciones específicas de la red; por tal motivo, a continuación, se exponen las consideraciones y supuestos adoptados para el desarrollo del análisis.

a. Consideraciones topológicas

Referente a la topología tenida en cuenta para la evaluación de las 3 alternativas propuestas, se debe precisar que el horizonte de evaluación es desde el año 2028 al 2038, en el cual se tuvieron en cuenta los proyectos de transmisión relevantes para el área de influencia del proyecto, los cuales se listan a continuación:

- Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Aguaclara 230 kV y el doble circuito Chivor II - Aguaclara 230 kV - Alcaraván 230 kV
- UPME 07 – 2021: Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- UPME 07-2016: Línea de Transmisión Virginia - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 01-2013: Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV
- UPME 03 – 2010: Chivor - Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV
- UPME 01 2024: Subestación Sopó 230 kV
- UPME 09 -2021: Subestación Cabrera 230 kV y líneas de transmisión asociadas
- Segundo transformador TR3 Nueva Esperanza 500/115 kV
- Subestación Santa Helena 230/115 kV, con dos transformadores de 150 MVA 230/115 kV
- Subestación Violetas (Guamal) 115 kV y líneas asociadas
- Subestación Catama 115 kV, junto con las líneas de transmisión asociadas Ocoa – Catama 115 kV y Catama – Santa Helena 115 kV
- Repotenciación líneas Chivor - Aguaclara - Aguazul - Alcaraván 115 kV.

En el análisis se incluyeron los proyectos de generación y carga que se encuentran en operación, en ejecución y aquellos que cuentan con concepto de conexión aprobado por parte de la UPME. Asimismo, el modelo de red empleado considera exclusivamente activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), excluyendo la topología correspondiente al Sistema de Distribución Local (SDL).

b. Demanda de energía eléctrica

La caracterización de la demanda empleada en el análisis se fundamenta en la información operativa suministrada por el Centro Nacional de Despacho (CND), así

como en los insumos del Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP). Los ajustes de demanda derivados de la puesta en servicio de nuevas subestaciones fueron incorporados conforme a los escenarios de planeación reportados por el Operador de Red, considerando para el análisis las demandas asociadas al área operativa Oriental.

La proyección de la demanda durante el horizonte de estudio se realizó a partir de los resultados oficiales de proyección de energía y potencia máxima elaborados por la UPME⁵¹ los cuales fueron integrados al modelo de red con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema en escenarios futuros y bajo diferentes condiciones de operación.

c. Escenarios de generación de energía

Dado que las problemáticas identificadas en la subárea Meta se asocian principalmente a condiciones de baja tensión bajo escenarios de contingencia, se observa que estas se presentan y se acentúan en situaciones de reducida generación interna en el área operativa Oriental. En consecuencia, a continuación, se describe el escenario de generación considerado para el análisis

En atención a las condiciones bajo las cuales se acentúan las problemáticas de baja tensión en la subárea Meta, el análisis se desarrolla considerando el siguiente escenario de generación:

- Mínima generación interna en el área Oriental, caracterizada por bajos niveles de generación en las centrales Guavio y Chivor.

3.3.1.4.2. Análisis de resultados

Los resultados del análisis técnico permiten corroborar las problemáticas previamente identificadas y evidenciar el impacto de las obras propuestas en la mitigación de estas, bajo las distintas alternativas evaluadas. El análisis se desarrolla inicialmente a partir de la evaluación del comportamiento del sistema en condición de red completa y estado estacionario, considerando los perfiles de tensión y la cargabilidad de los elementos, para posteriormente analizar su desempeño bajo escenarios de contingencia.

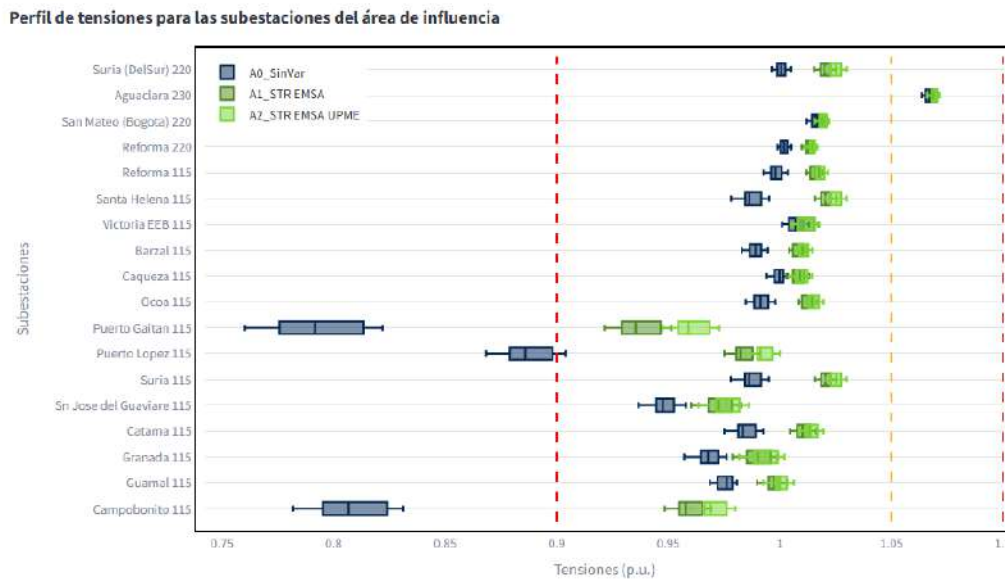
⁵¹ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025, 9 de mayo). *Proyección de demanda*. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC). https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

a. Tensiones – Red Completa

Se observa en las Figura 3.3.1-5 y Figura 3.3.1-6, para todo el horizonte de análisis el caso base A0 presenta incumplimientos en los perfiles de tensión en condición de red completa, particularmente en las subestaciones Puerto Gaitán 115 kV, Puerto López 115 kV y Campobonito 115 kV, evidenciando una problemática estructural asociada a la configuración y robustez de la red en la subárea Meta.

En la Figura 3.3.1-5 se aprecia que las alternativas A1 y A2, las cuales no contemplan un refuerzo directo en el STN, permiten una mejora en los perfiles de tensión de las subestaciones críticas, acercando los valores al rango regulatorio; no obstante, los márgenes operativos continúan siendo reducidos, lo que limita la capacidad del sistema para absorber variaciones de demanda o enfrentar escenarios más exigentes.

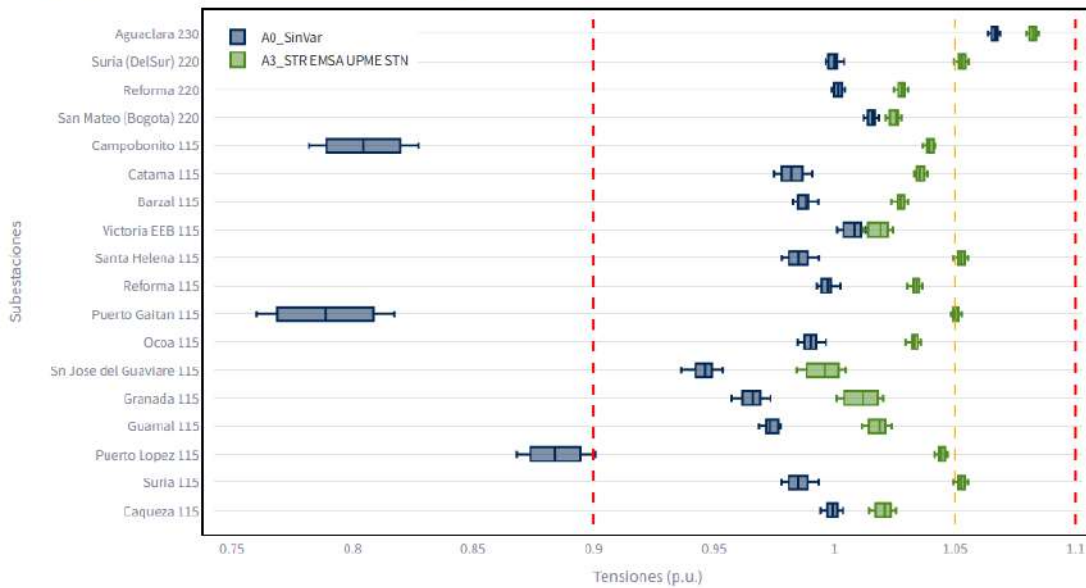
En la Figura 3.3.1-6 muestra que la alternativa A3, que incorpora un nuevo punto de conexión al STN, produce una mejora sustancial en los perfiles de tensión, alcanzando valores más elevados a lo largo del horizonte de análisis, lo que refleja una mayor robustez operativa.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-5 Perfil de tensión periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 - A1 – A2.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

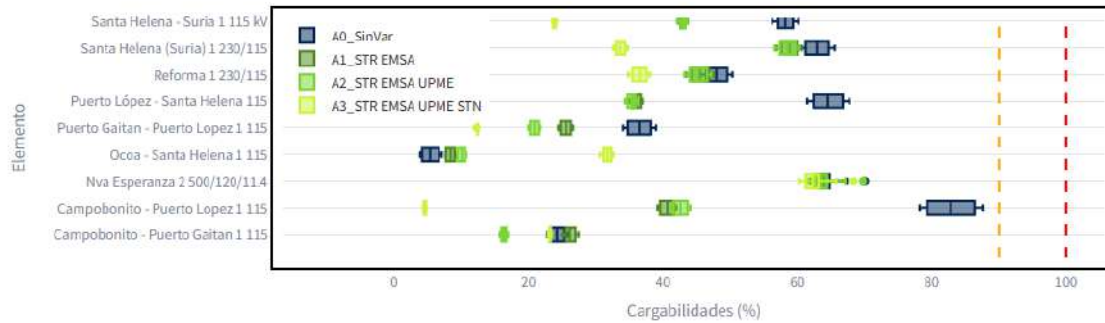
Figura 3.3.1-6 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 – A3.

b. Cargabilidades – Red Completa

La Figura 3.3.1-7 presenta los perfiles de cargabilidad de los principales elementos del área de influencia en condición de red completa. Para el caso base A0, si bien no se identifican sobrecargas, algunos activos presentan cargabilidades de alrededor del 70%.

Las alternativas A1 y A2, que incorporan refuerzos en el STR, permiten una redistribución de los flujos de potencia y una reducción de las cargabilidades en varios de los elementos analizados. Por su parte, la alternativa A3, que contempla la conexión al STN, evidencia una disminución más generalizada de las cargabilidades, proporcionando mayores márgenes y una operación más holgada del sistema.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-7 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 – A1 -A2 -A3.

c. Tensiones – Contingencias

En la Figura 3.3.1-8 y Figura 3.3.1-9 se presentan los perfiles de tensión del área de influencia bajo condición de contingencia para todo el horizonte de análisis. Para el caso base A0, se evidencia un comportamiento crítico del sistema, observando la presencia de no convergencias del flujo de potencia, los cuales son representados por valores de tensión iguales a cero.

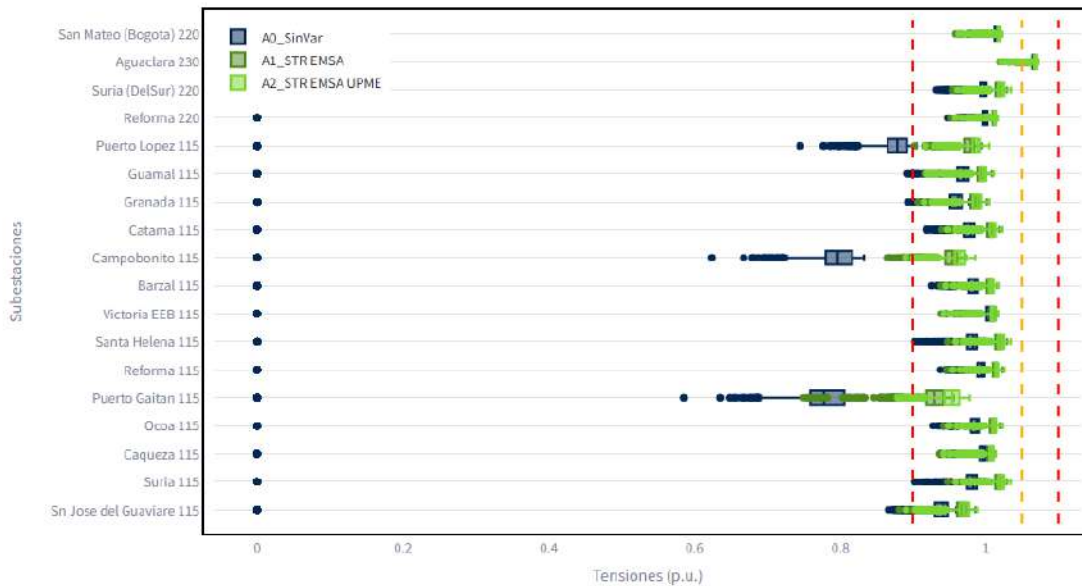
Adicionalmente, aun en los escenarios donde el flujo de carga converge para el caso A0, se presentan incumplimientos significativos en los niveles de tensión en varias subestaciones del área, particularmente en aquellas eléctricamente más alejadas del punto de conexión al STN, como Puerto Gaitán, Puerto López y Campobonito 115 kV. Estas condiciones se agravan a lo largo del horizonte de análisis, en concordancia con el crecimiento de la demanda.

Por su parte, las alternativas A1 y A2 que se observan en la Figura 3.3.1-8, muestran una mejora sustancial en el desempeño del sistema bajo contingencia, al elevar los perfiles de tensión respecto al caso base. No obstante, si bien estos refuerzos permiten mitigar parcialmente las problemáticas identificadas, en algunos escenarios persisten condiciones de operación por debajo del límite regulatorio, lo que evidencia que los refuerzos a nivel del STR resultan limitados frente a contingencias severas.

En la Figura 3.3.1-9 donde se observa el comportamiento de la alternativa A3, la cual incorpora un nuevo punto de conexión al STN, presenta el mejor desempeño bajo condición de contingencia. En este caso, se obtienen perfiles de tensión más altos y con un mayor margen en todas las subestaciones del área de influencia, manteniéndose dentro de los rangos operativos aceptables durante todo el horizonte

de análisis. Cabe resaltar que estos resultados se obtienen considerando la proyección de demanda informada por el OR, junto con el crecimiento vegetativo que estima la UPME, lo que evidencia que esta alternativa proporciona una solución estructural que fortalece la confiabilidad y resiliencia del sistema ante escenarios futuros de mayor exigencia.

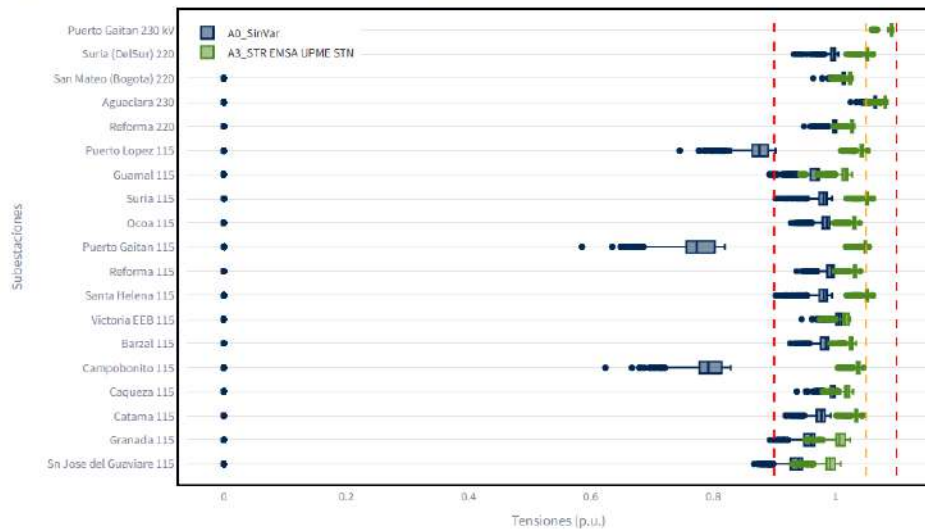
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-8 Perfil de tensión periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia- A0 – A1 – A3.

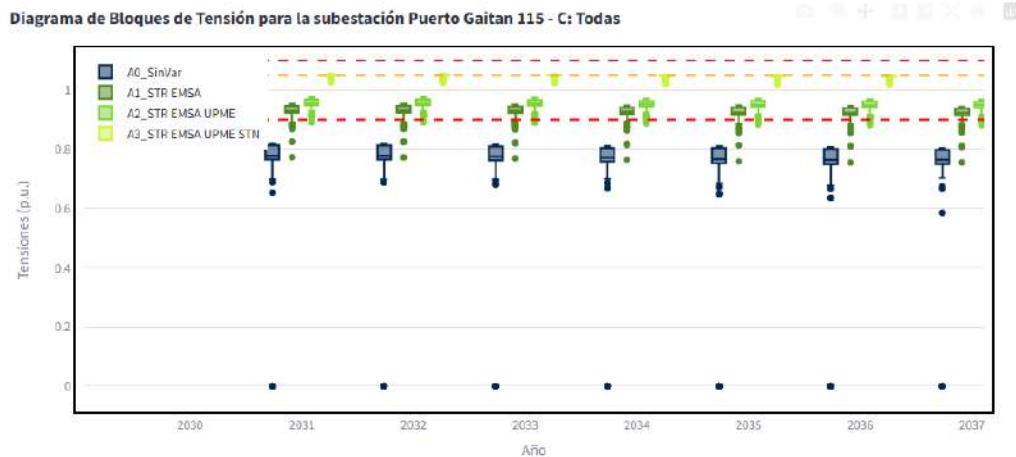
Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-9 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 – A3.

En la Figura 3.3.1-10 se tiene el horizonte de análisis específico para la subestación Puerto Gaitán 115 kV, la cual se localiza en el extremo eléctrico de la subárea Meta. Los resultados muestran que, bajo la alternativa A2, aun cuando se incorpora una mayor robustez en el STR, se presentan incumplimientos de tensión a partir del año 2031. En contraste, al incorporar un nuevo punto de conexión al STN mediante la alternativa A3, los perfiles de tensión en esta subestación se mantienen por encima del límite inferior regulatorio durante todo el horizonte de análisis.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-10 Perfil de tensión periodo 2031 – 2038 de la subestación Puerto Gaitan 115 kV - Contingencia - A0 – A3.

d. Cargabilidades – Contingencias

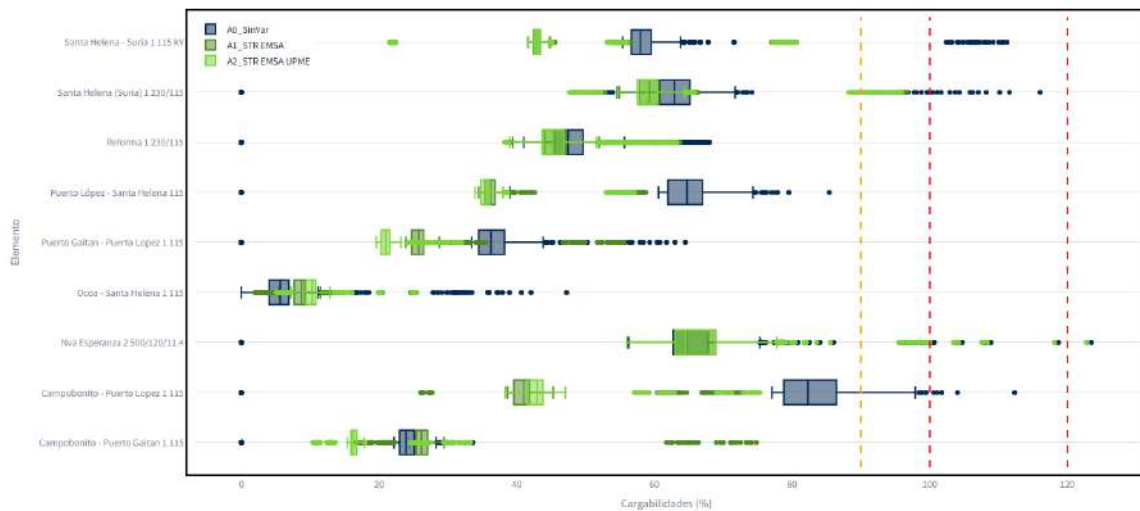
En la Figura 3.3.1-11 y Figura 3.3.1-12 se observa que, bajo condición de contingencia, el caso base A0 evidencia limitaciones estructurales relevantes en la subárea Meta. En particular, se observan cargabilidades superiores al 100 % en la línea Campobonito – Puerto Gaitán 1 a 115 kV, así como en los transformadores Santa Helena (Suria) 1 y 2 de 230/115 kV y en la línea Santa Helena – Suria 1 a 115 kV. Estos resultados confirman que, ante la ocurrencia de contingencias simples, la red existente presenta cargabilidades que comprometen el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.

Con la incorporación de los refuerzos contemplados en las alternativas A1 y A2, se observa una mejora significativa en la cargabilidad de los elementos identificados. En

ambos casos, las cargabilidades se reducen a valores inferiores al 100 %, eliminando las sobrecargas presentes en el escenario base. No obstante, los transformadores Santa Helena (Suria) 1 y 2 230/115 kV mantienen niveles de cargabilidad superiores al 90 %, lo que evidencia que, si bien estas alternativas mitigan las restricciones más severas, los márgenes operativos continúan siendo limitados bajo escenarios de contingencia y alta demanda proyectada.

Por su parte, la alternativa A3, que incorpora un nuevo punto de conexión al STN, presenta una reducción sustancial de las cargabilidades en todos los elementos analizados. Con esta alternativa, la línea Campobonito – Puerto Gaitán 1 a 115 kV, los transformadores Santa Helena (Suria) 1 y 2 230/115 kV y la línea Santa Helena – Suria 1 a 115 kV registran niveles de cargabilidad inferiores al 60 %, lo que refleja que la conexión al STN permite una redistribución más eficiente de los flujos de potencia y una operación más robusta del sistema ante contingencias.

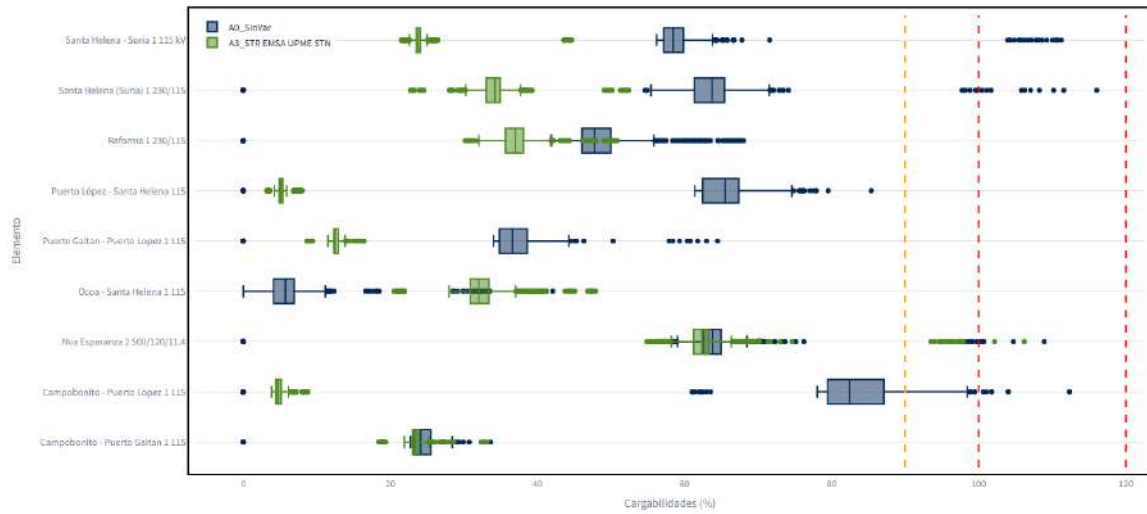
Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-11 Cargabilidad del área de influencia periodo 2028 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 – A1 -A2.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

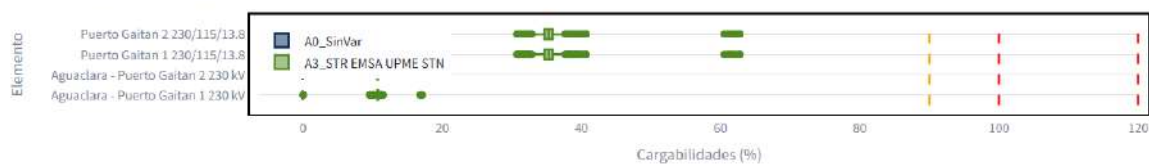


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-12 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de las subestaciones del área de influencia - Contingencia - A0 -A3.

En relación con los nuevos activos del STN asociados a la alternativa A3, en particular las líneas Aguaclara – Puerto Gaitán 1 y 2 a 230 kV y los dos transformadores Puerto Gaitán 230/115 kV de 150 MVA, se puede observar en los resultados mostrados en la Figura 3.3.1-13 que, bajo condiciones de contingencia, las cargabilidades máximas se mantienen en niveles holgados. En efecto, los transformadores presentan cargabilidades máximas del orden del 60%, mientras que las líneas alcanzan valores cercanos al 20%, lo que evidencia que estos elementos operan por debajo de sus límites de emergencia, incluso bajo el escenario considerado en el análisis.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-13 Cargabilidad del área de influencia periodo 2031 – 2038 de los elementos asociados al STN - Contingencia - A0 -A3.

e. Cortocircuito

El seguimiento de los niveles de cortocircuito en las subestaciones del sistema resulta fundamental para verificar la compatibilidad entre las condiciones eléctricas futuras y la capacidad de interrupción de los equipos instalados. En este análisis se empleó la metodología establecida en la norma IEC 60909, a partir de la cual se calcularon las corrientes de falla monofásica y trifásica, con el propósito de contrastarlas con los valores máximos admisibles de cortocircuito en cada subestación.

La evaluación se realizó para el año 2038, seleccionado como escenario representativo del horizonte de planeación, considerando que no se prevé la entrada en operación de nuevos proyectos de generación o transmisión con fecha de puesta en operación posterior a dicho año. Asimismo, el análisis se concentró en la alternativa A3, dado que esta corresponde al escenario con mayor nivel de enmallamiento de la red, condición que potencialmente conduce a incrementos más significativos en los niveles de cortocircuito.

De acuerdo con los resultados presentados en la Figura 3.3.1-14 y Figura 3.3.1-14, se observa que, dentro de las subestaciones analizadas en la subárea Meta, la subestación Puerto Gaitán 115 kV presenta uno de los mayores incrementos en los niveles de cortocircuito, con un aumento aproximado de 8 kA frente a los valores actuales. Si bien este incremento se explica por el refuerzo de la red y el mayor enmallamiento asociado a la alternativa A3, los niveles de cortocircuito calculados se mantienen por debajo de la capacidad nominal de interrupción de los equipos existentes, por lo que no se identifican restricciones operativas desde el punto de vista de cortocircuito para la Subárea Meta.

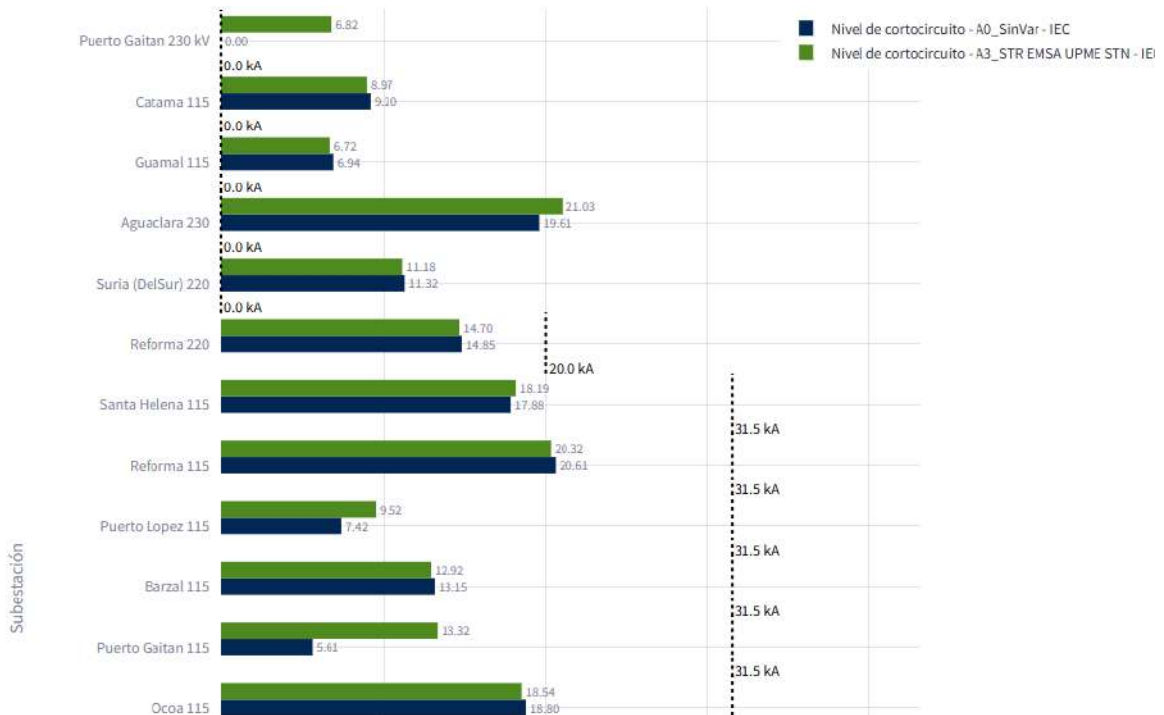
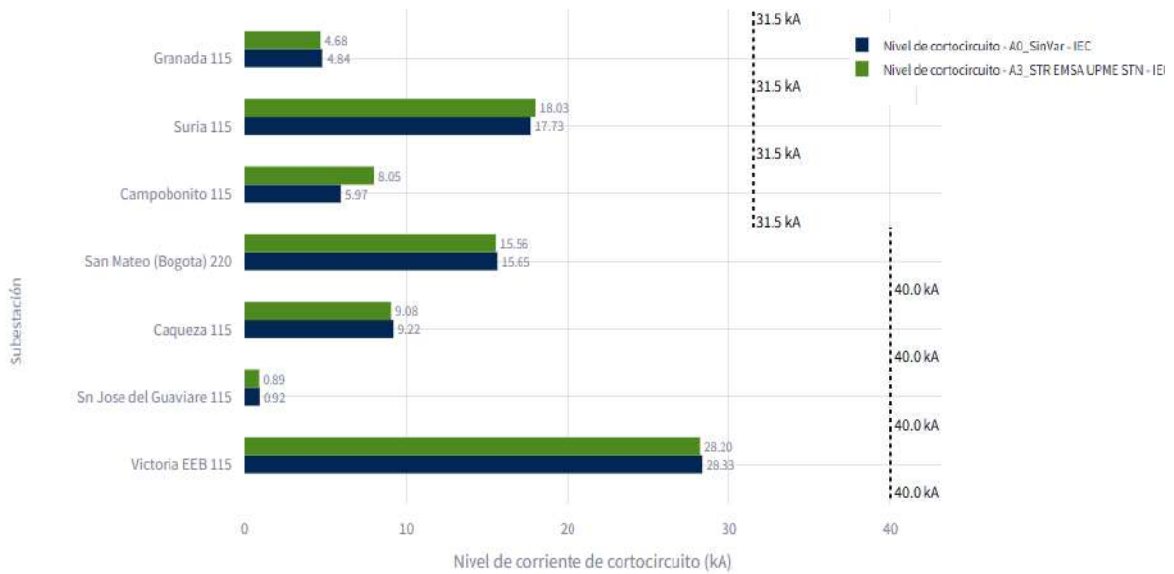


Figura 3.3.1-14 Subestaciones Subárea Meta capacidad de interrupción 1.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.1-15 Subestaciones Subárea Meta capacidad de interrupción 2.

En referencia a la nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV asociada a la alternativa A3, la Unidad estima que la capacidad de interrupción de cortocircuito de los equipos asociados a esta subestación debe ser, como mínimo, **de 63 kA**. Si bien en el horizonte de evaluación la corriente máxima de cortocircuito es cerca de 6.82kA, considerando el incremento en el nivel de enmallamiento del sistema derivado de la conexión al STN y el refuerzo del STR, la incorporación de nuevos enlaces en 230 kV, la proyección de crecimiento de la demanda y de la generación en la subárea, se recomienda un valor normalizado de 63 kA para el nivel de tensión de 230 kV o superiores, garantizando un margen que busca mitigar la necesidad de modernización de las subestaciones del SIN en un horizonte de mediano y largo plazo.

3.3.1.5. Análisis Económico

3.3.1.5.1. Costos

Se valoran los costos en unidades constructivas según Resoluciones CREG 015 de 2017 y CREG 011 de 2009 para el proyecto. La TRM considerada durante el análisis fue de COP \$4.409,15 del 31 de diciembre 2024. La Tabla a continuación, presentan el VPN de los costos asociados.

Tabla 3.3.1-1 Costo del proyecto en UC.

Ítem	Costo en USD - UC
Costo en STR	\$22.820.854,51
Costo en STN	\$43.467.241,34
Costo total	\$66.288.095,85

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.3.1.5.2. Beneficios

Se efectuó la valoración económica del proyecto propuesto, en un horizonte de 25 años, mediante la estimación de los beneficios asociados con la reducción de Demanda No Atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

3.3.1.5.3. Relación Beneficio – Costo

De acuerdo con los resultados del análisis técnico, la alternativa A3 es la que presenta el mejor desempeño eléctrico, al resolver de manera integral las problemáticas de tensión y cargabilidad identificadas en la subárea Meta, tanto en condición de red completa como bajo contingencias, y al incorporar un nuevo punto de conexión al

Sistema de Transmisión Nacional que mejora de forma estructural la confiabilidad del sistema. En este contexto, el análisis beneficio/costo se realizó exclusivamente para la alternativa A3, por constituir la solución técnicamente más robusta y adecuada para atender el crecimiento proyectado de la demanda y la posible integración de nuevos proyectos de generación. A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la alternativa A3 que contempla el siguiente alcance:

La construcción de los circuitos Santa Helena – Puerto López 2 y Puerto López – Campobonito 2 115 kV, así como la instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVAR en la subestación Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2028; construcción del circuito Puerto Gaitán – Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2029; y, la construcción del doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV, de la subestación Puerto Gaitán 230 kV y la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco, con FPO para el 31 de diciembre de 2031.

Al efecto se calculó el valor presente neto (VPN) de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación Beneficio/ Costo resulta ser superior a 1 como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 3.3.1-2 Beneficio - Costo Proyecto A3.

VPN - USD	
Total, Beneficios	\$201.954.765,27
Total, Costos	\$66.288.095,85
Relación B/C	3,047

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

El proyecto propuesto aporta significativos beneficios al sistema eléctrico, mejorando su confiabilidad y capacidad de transmisión. En su viabilidad económica se observa que la relación beneficio-costo del proyecto es superior a 1, lo que confirma y justifica su ejecución. Esto asegura un retorno positivo sobre la inversión y un impacto favorable en el desarrollo y fortalecimiento del sistema de transmisión en la región.

3.3.1.6. Fecha de Puesta en Operación

La obra de expansión considerada contempla una Fecha de Puesta en Operación (FPO) para los activos asociados al STN (Subestación Puerto Gaitán 230 y del doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán a 230 kV) para el **31 de diciembre de 2031**, fecha que se usó como año de referencia para la evaluación técnica y el análisis de los impactos del proyecto a lo largo del horizonte de planeamiento.

3.3.1.7. Conclusiones

La alternativa A3 mejora de manera estructural la confiabilidad de la subárea Meta al eliminar las restricciones de tensión y sobrecarga identificadas en los activos del STR, fortaleciendo la capacidad de atención de la demanda proyectada y la seguridad operativa del sistema ante contingencias N-1. La incorporación del nuevo punto de conexión al STN mediante la subestación Puerto Gaitán 230 kV y su infraestructura asociada redistribuye los flujos de potencia, incrementa los márgenes operativos y reduce la exigencia sobre los activos existentes, mitigando el riesgo de restricciones operativas recurrentes. Con lo anterior, se generan condiciones favorables para la integración futura de nueva demanda y generación en la subárea, disminuyendo la vulnerabilidad del sistema a eventos de demanda no atendida (DNA) y consolidando una solución más robusta a lo largo del horizonte de planeamiento.

3.3.1.8. Recomendaciones

Durante el desarrollo de este capítulo se evaluó el desempeño técnico de las alternativas de expansión propuestas para la subárea Meta, analizando su impacto sobre la operación del sistema eléctrico en términos de perfiles de tensión, cargabilidad de los activos y niveles de cortocircuito, tanto en condición de red completa como ante contingencias sencillas (N-1), considerando además el crecimiento vegetativo de la demanda y las proyecciones de carga reportadas por el OR.

Los resultados del análisis evidencian que la alternativa A3 presenta el mejor comportamiento eléctrico, al resolver de manera estructural las problemáticas identificadas en la subárea, garantizar el cumplimiento de los criterios operativos en todo el horizonte de análisis y reducir de forma significativa la exigencia sobre los activos del STR. La incorporación de un nuevo punto de conexión al STN mediante la subestación Puerto Gaitán 230 kV y sus obras asociadas, permite mejorar la confiabilidad, aumentar los márgenes operativos y posiblemente facilitar la integración futura de nueva demanda y generación, sin introducir restricciones adicionales por tensión, cargabilidad o cortocircuito.

Con base en lo anterior, la Unidad recomienda la ejecución de la alternativa A3, la cual contempla:

- La construcción de los circuitos Santa Helena – Puerto López 2 y Puerto López – Campobonito 2 a 115 kV, así como la instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVar en la subestación Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 diciembre de 2028.

- La construcción del circuito Puerto Gaitán – Campobonito a 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2029.
- La construcción del doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV, con una capacidad mínima recomendada de 1.5 kA y con una FPO para el 31 de diciembre de 2031.
- La construcción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV y la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco, con FPO para el 31 de diciembre de 2031.
- Se recomienda que la capacidad de interrupción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV sea de 63 KA.

3.3.2. Subestación Sabana Occidente y líneas asociadas

3.3.2.1. Introducción

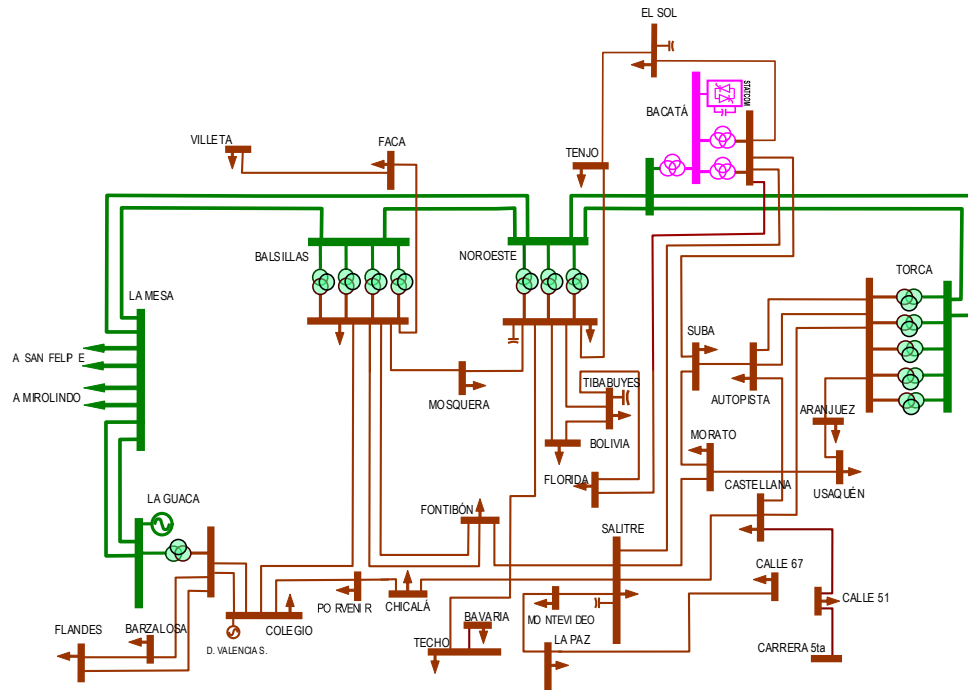
De acuerdo con información suministrada por el OR ENEL Colombia S.A. E.S.P., la Sabana Occidente presenta un número significativo de solicitudes de conexión de nuevas demandas, muchas de las cuales han sido condicionadas a proyectos de expansión debido a la falta de capacidad disponible en las subestaciones existentes. Estas solicitudes representan del orden de más de 200 MW de capacidad instalada, con una demanda efectiva superior a los 100 MW.

Los análisis técnicos realizados por el OR muestran que una ampliación en la subestación Balsillas 230/115 kV, además de que presentaría tiempos de ejecución prolongados, resultaría insuficiente para resolver las restricciones actuales de atención del crecimiento esperado de la demanda. De manera similar, en la subestación Mosquera 115 kV se presentan limitaciones tanto en capacidad de transformación como en cargabilidad de las líneas asociadas, lo que representa un riesgo de sobrecarga y deterioro de los niveles de tensión y de la calidad del servicio.

La Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV, al integrarse al STN mediante la reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, no solo mejora la distribución de flujos de potencia en el área, sino que también incrementa la fortaleza del subsistema de la sabana occidental de Cundinamarca ante contingencias, reduce los niveles de cargabilidad de corredores importantes y mitiga el riesgo de limitaciones operativas.

En la Figura 3.3.2-1 se observa el sistema eléctrico de la sabana occidental de Cundinamarca a mediano plazo. En esta zona, la atención de la demanda se realiza

principalmente a través de las subestaciones Mosquera 115 kV y Balsillas 230/115 kV, las cuales presentan altas cargabilidades. Adicionalmente, ante un eventual retraso en la entrada en operación del proyecto Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas, el sistema se vuelve vulnerable ante contingencias en el STR, evidenciando escenarios de bajas tensiones y condición radial de algunos nodos, como en el caso de la contingencia de la línea Mosquera – Balsillas 115 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-1 Sistema eléctrico asociado a la Sabana Occidente de Cundinamarca, visión a mediano plazo.

3.3.2.2. Propuesta de Solución

El proyecto contempla la construcción de una nueva subestación 230/34.5 kV tipo GIS (Gas Insulated Substation) denominada Sabana Occidente en configuración interruptor y medio, esta nueva subestación se conectará al STN mediante la reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, la cual será seccionada, resultando en los siguientes tramos:

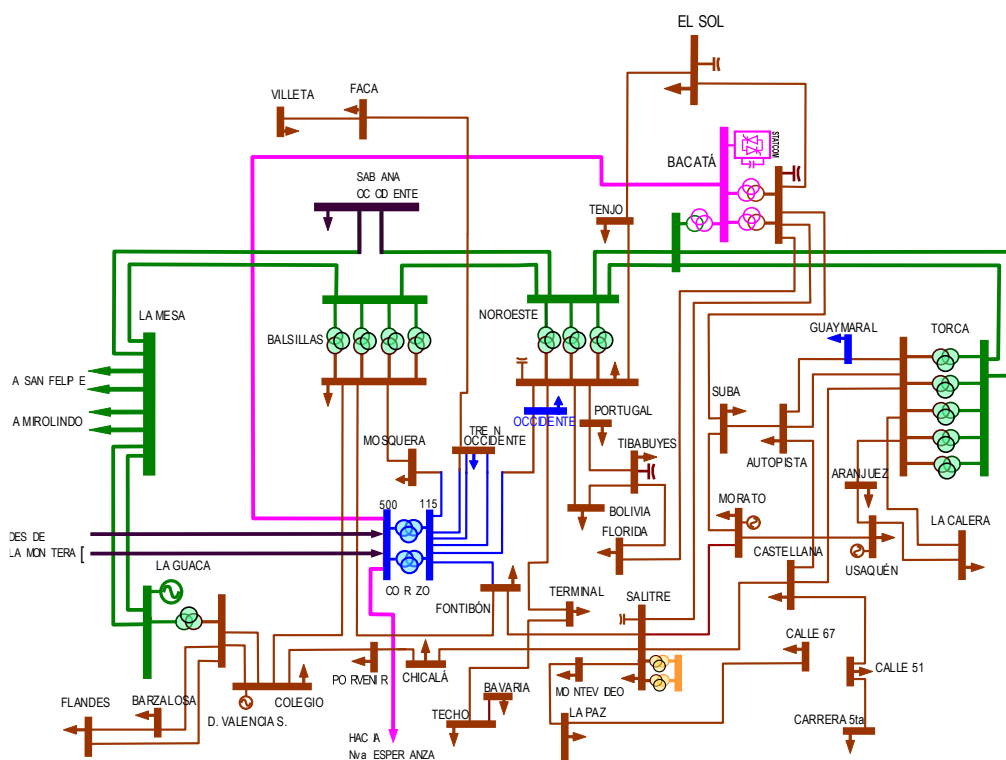
- La Mesa – Sabana Occidente 230 kV
- Sabana Occidente – Noroeste 230 kV

Esta configuración permite integrar la nueva subestación sin la necesidad de llevar a cabo la construcción de extensos enlaces en 230 kV, optimizando el uso de

infraestructura existente y reduciendo los impactos asociados a su ejecución, especialmente aquellos de carácter socioambiental.

La subestación contará inicialmente con dos transformadores trifásicos 230/34,5 kV de 63 MVA cada uno, para una capacidad instalada de 126 MVA. La Fecha de Puesta en Operación (FPO) del proyecto se establece para el 31 de diciembre de 2029, en concordancia con los horizontes de análisis utilizados en los estudios técnicos y tiempos típicos de ejecución para proyectos en el STN.

La subestación se desarrollará bajo tecnología GIS, seleccionada por su confiabilidad operativa, menor requerimiento de espacio y adaptabilidad a entornos urbanos e industriales, propios de la zona de influencia del proyecto.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-2 Alternativa propuesta para el proyecto Sabana Occidente 230/34,5 kV.

La configuración eléctrica en general de la subestación contempla lo siguiente:

- Nivel de tensión 230 kV, en esquema de interruptor y medio, que garantiza altos estándares de confiabilidad y flexibilidad operativa ante contingencias y mantenimientos programados.

- Dos bahías de línea asociadas a los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV.
- Dos bahías de transformación para la instalación de dos transformadores trifásicos 230/34,5 kV de 63 MVA cada uno.
- Barrajes en 230 kV, con sistemas de protección y control asociados.
- Sistemas de protección, control, medición y comunicaciones compatibles con los requerimientos del CND y del OR.
- Bahías de 34.5 kV asociadas al SDL conforme a la configuración que realice el OR.

En el nivel de 34,5 kV, la subestación permitirá la conexión de alimentadores destinados a la atención de nuevas demandas y la descongestión de niveles inferiores de tensión del sistema de distribución.

3.3.2.3. Análisis técnico

3.3.2.3.1. Supuestos y Consideraciones

Las problemáticas descritas en la sección anterior se presentan bajo condiciones específicas de la red; por tal motivo, a continuación, se exponen las consideraciones y supuestos adoptados para el desarrollo del análisis.

a. Consideraciones Topológicas

El análisis técnico se desarrolló considerando supuestos representativos acordes con las prácticas de planeación del SIN.

El horizonte de análisis considerado para la evaluación técnica del proyecto comprende el periodo 2029 – 2039, siendo el año 2029 coherente con la Fecha de Puesta en Operación (FPO) propuesta para la Subestación Sabana Occidente 230 kV.

Los escenarios de demanda analizados corresponden a condiciones de demanda media y demanda máxima del área Oriental, incorporando un crecimiento adicional del orden de 60 MW en el área de influencia del proyecto. Este crecimiento está asociado a solicitudes de factibilidad realizadas a las subestaciones Mosquera 115 kV y Balsillas 115 kV a nivel del SDL y a traslados progresivos de demanda instalada desde estas subestaciones para aliviar el agotamiento de su capacidad.

A continuación, se enuncian los proyectos de transmisión relevantes en el área de influencia, que fueron considerados durante el análisis:

- UPME 03 – 2010: Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV.
- UPME 01 – 2013: Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV.

- UPME 07 – 2016: Línea de transmisión Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.
- UPME 07 – 2021: Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- UPME 01 – 2024: Subestación Sopó 230 kV.
- Nueva subestación Aguaclara 230/115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.
- Segundo transformador TR3 Nueva Esperanza 500/115 kV
- Subestación Santa Helena 230/115 kV, con dos transformadores de 150 MVA 230/115 kV.
- Subestación Violetas (Guamal) 115 kV y líneas asociadas.
- Subestación Catama 115 kV, junto con las líneas de transmisión asociadas Ocoa – Catama 115 kV y Catama – Santa Helena 115 kV.
- Subestación Tren Occidente 115 kV, Etapa 1 y Etapa 2.
- Subestación Occidente 115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Intexzona 115 kV.
- Nueva línea de transmisión Noroeste – Bolivia 115 kV.
- Reconfiguración de la línea Noroeste – Tenjo 115 kV en Bacatá – Tenjo 115 kV
- La Ceiba 115 kV y líneas asociadas

Asimismo, los proyectos de generación y usuarios finales considerados en el análisis incluyen todos aquellos que ya se encuentran en operación, los que se encuentran en ejecución y aquellos que tienen concepto de conexión aprobado por parte de la UPME.

b. Demanda de Energía Eléctrica

Los valores de demanda considerados para el análisis provienen de los reportes elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND), en conjunto con el Informe de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP) ⁵² . Asimismo, los traslados de demanda realizados ante la entrada de operación de nuevas subestaciones se realizaron de acuerdo con lo reportado por el operador de red en su formato de información de planeamiento estándar. Para este análisis se tomaron las demandas correspondientes al área operativa Oriental.

La evolución de los escenarios de demanda a lo largo del horizonte de análisis fue proyectada a partir de las cifras presentadas en el documento “Anexo Proyección de

⁵² Informe de planeamiento de la operación eléctrica cumpliendo con los criterios generales indicados en la Resolución CREG 025 de 1995, con un horizonte de cinco (5) años y resolución semestral. (2025) <https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-de-largo-plazo>

Demanda 2023 – 2039 – Revisión Julio de 2025” de la UPME⁵³. Dichos valores se incorporaron al modelo para simular el comportamiento futuro de la red bajo diferentes condiciones operativas.

c. Escenarios de Generación de Energía

Las restricciones identificadas surgen ante escenarios de baja generación interna, más puntualmente, en momentos de alta importación del área Oriental con ausencia de generación de las plantas asociadas a la cadena del río Bogotá. En este contexto, para el horizonte de análisis (2029 - 2039), se consideró el siguiente escenario de generación:

- Mínima generación interna del área Oriental. Con énfasis en una baja disponibilidad de las plantas Guavio y Chivor y ausencia de las plantas asociadas a la cadena del río Bogotá.

Este escenario se modeló para maximizar la exigencia en los activos que alimentan el STR de occidente de la subárea Bogotá, y a su vez evidencia bajas tensiones y altas cargabilidades en los activos donde se tienen conexiones con el STN, más específicamente en los activos del área de influencia de la sabana occidente de Cundinamarca.

3.3.2.3.2. Análisis de resultados

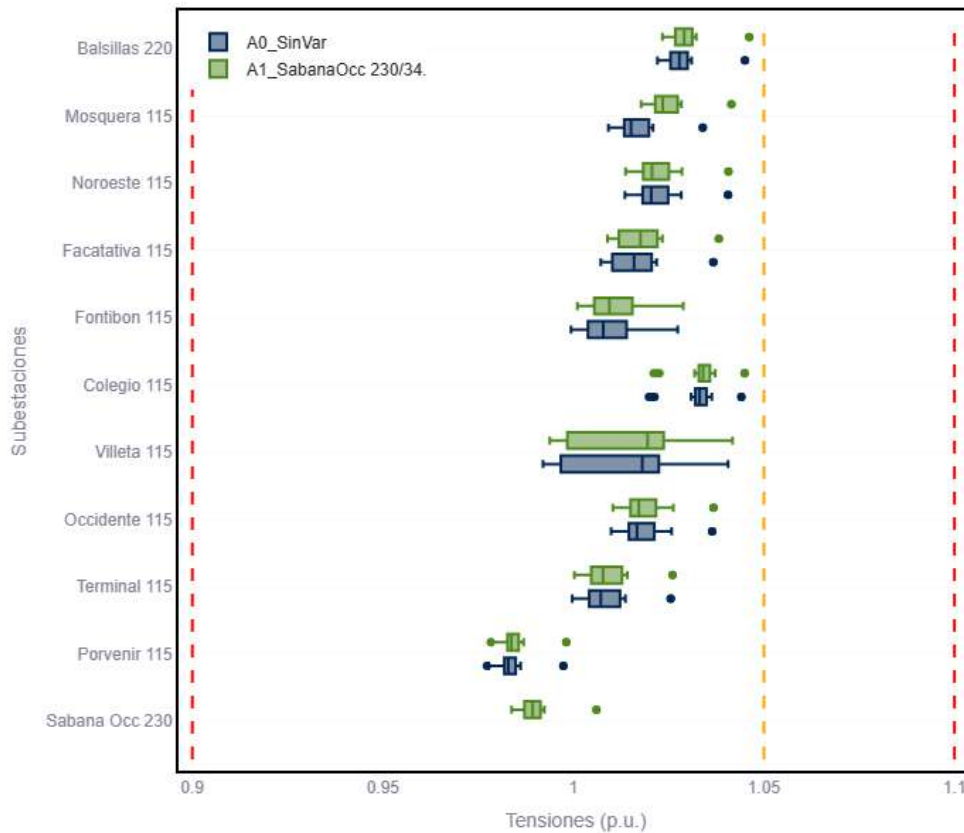
El análisis técnico se desarrolló en consideración de supuestos conservadores, acordes con las prácticas de planeación del SIN. Este análisis considera la condición de red completa y condiciones de contingencias sencillas (N-1), evaluando el comportamiento de tensiones y cargabilidades en los activos relevantes del STN y STR.

a. Tensiones – Red Completa

En la Figura 3.3.2-3, se pueden observar los resultados de tensión en condición de red completa, estos muestran que, tanto en el escenario sin proyecto como con la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente 230 kV, los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites operativos permitidos. Adicionalmente, con la implementación del proyecto se observa una mejoría notable del perfil de tensión de los nodos Balsillas 230 kV, Fontibón 115 kV y Mosquera 115 kV, sin presentar afectaciones negativas a las demás barras del área de influencia.

⁵³ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025, 9 de mayo). *Proyección de demanda*. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC).

https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-3 Perfiles de tensión en el horizonte de análisis de las subestaciones del área de influencia - Red Completa - A0 y A1.

b. Cargabilidades – Red Completa

En la Figura 3.3.2-4 se presentan los perfiles de cargabilidad de los activos eléctricos del área de influencia. En condición de red completa la incorporación de la Subestación Sabana Occidente 230 KV permite redistribuir los flujos de potencia, reduciendo la cargabilidad de líneas y transformadores de la zona.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

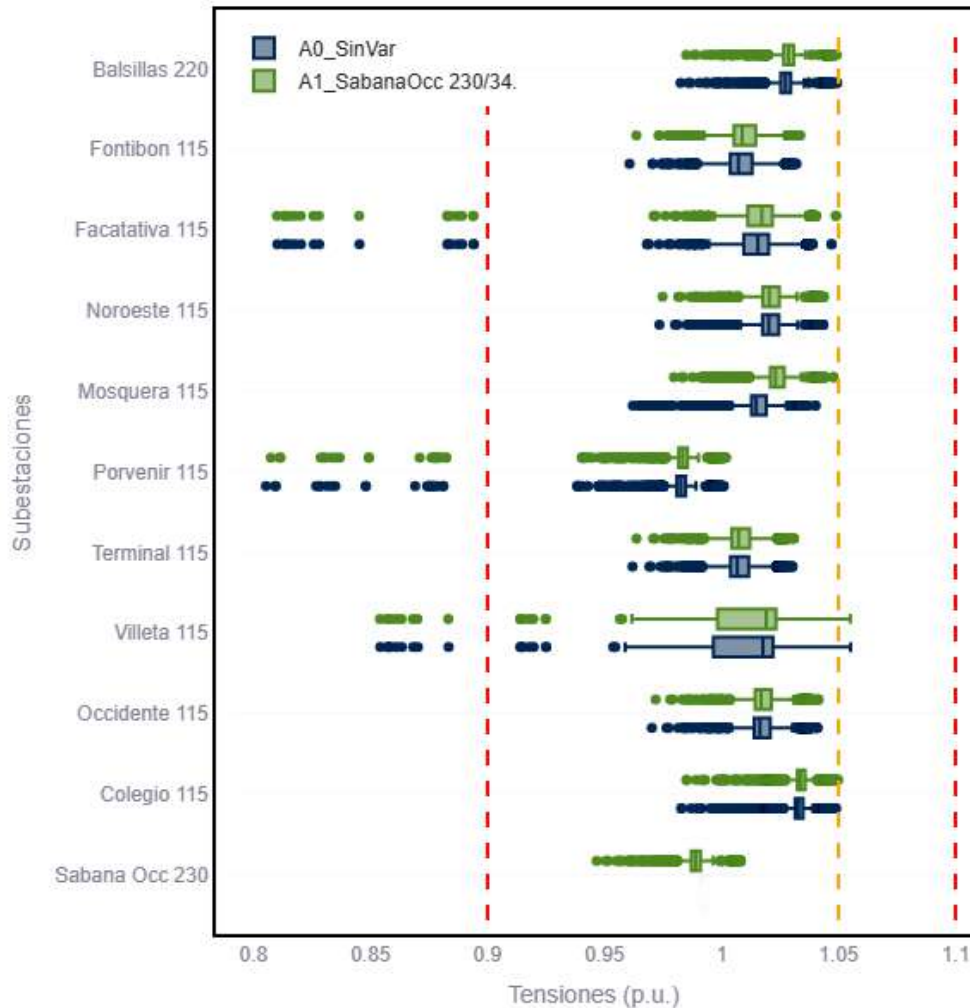
Figura 3.3.2-4 Cargabilidad en el horizonte de análisis de los elementos del área de influencia - Red Completa - A0 y A1.

c. Tensiones – Contingencias

En condición de contingencia, el sistema eléctrico de la Sabana Occidental presenta escenarios de operación más exigentes, asociados a altos niveles de demanda y a una limitada interconexión de algunos nodos del STR. En la Figura 3.3.2-5 se muestra el perfil de tensión de las subestaciones del área de influencia del proyecto, donde se pueden apreciar múltiples puntos de operación con subtensiones, tanto en el caso con proyecto y sin proyecto, particularmente en subestaciones como Facatativá, Colegio y Villeta en 115 kV. Estas condiciones se asocian a características estructurales del sistema que exceden el alcance del proyecto Sabana Occidente 230 kV

Con la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV no se observan afectaciones negativas bajo contingencia; por el contrario, se evidencia una mejoría notable en las tensiones de las barras de Fontibón y Mosquera 115 kV, lo cual refuerza la necesidad de la incorporación de este nuevo punto de atención de demanda al sistema.

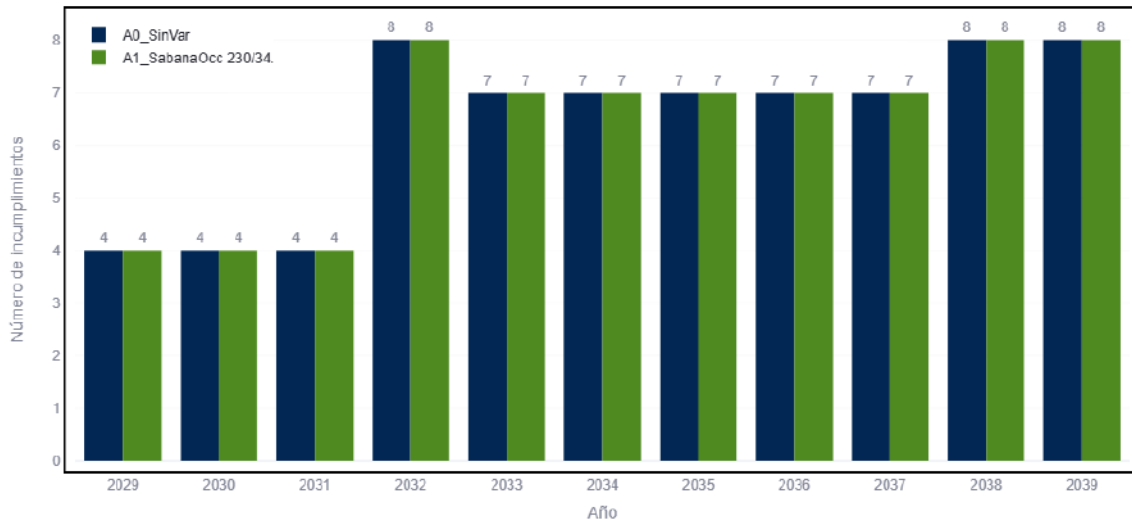
No obstante, algunas subestaciones cuya condición operativa es predominantemente radial, como Facatativá y Villeta 115 kV, no presentan variaciones significativas en sus perfiles de tensión con la inclusión del proyecto. Este comportamiento es consistente con la topología del sistema, dado que estas barras no experimentan reconfiguraciones relevantes en los escenarios analizados.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-5 Perfiles de tensión en el horizonte de análisis de los elementos del área de influencia - Contingencia - A0 y A1.

En la Figura 3.3.2-6 se muestra la evolución de las restricciones a lo largo del horizonte de análisis.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

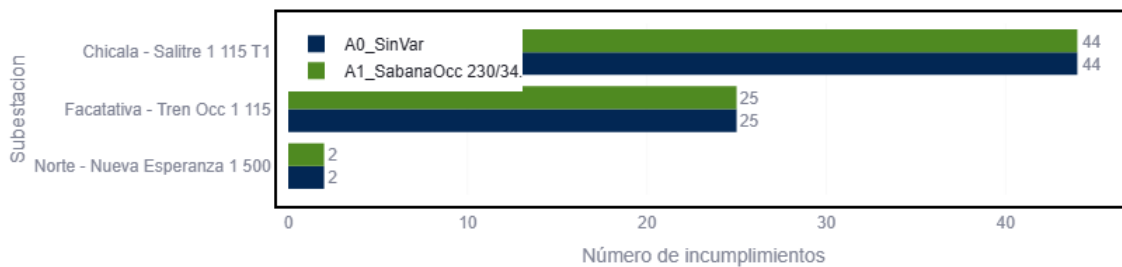
Figura 3.3.2-6 Evolución de subtensiones en el horizonte de análisis.

Si bien la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente contribuye a la mejora de los perfiles de tensión en algunas barras del área de influencia bajo condiciones de contingencia, hay restricciones que persisten, tal como se observa en la Figura 3.3.2-6, que no son mitigables mediante el proyecto propuesto, dado que su objetivo principal es la atención de nueva demanda y redistribución de flujos de potencia.

El remanente de restricciones se explica principalmente por condiciones radiales de algunas subestaciones, ya sea estructurales o inducidas por determinadas contingencias, las cuales no son reconfiguradas por la entrada en operación del proyecto en cuestión. Este comportamiento se evidencia al agrupar la cantidad de incumplimientos por contingencia, como se presenta en la Figura 3.3.2-7, donde se observa un número significativo de restricciones se concentra en eventos específicos del STR.

En particular, la contingencia Facatativá – Tren Occidente 115 kV genera una cantidad considerable de incumplimientos. Antes del año 2032, dicha contingencia dejaría sin servicio las subestaciones Facatativá 115 kV y Villeta 115 kV. Posteriormente, con la entrada en operación del proyecto La Ceiba 115 kV en 2032, ante la misma contingencia estas subestaciones quedarían en condición radial desde La Dorada 115 kV, manteniendo una elevada sensibilidad operativa.

De manera similar, la contingencia Chicalá – Salitre 115 kV agrupa el mayor número de restricciones al dejar radial la subestación Chicacalá 115 kV, situación que se ve agravada por la presencia de cargas relevantes, como el Metro de Bogotá, conectadas a la subestación Porvenir 115 kV. En este contexto, el impacto de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV sobre dichas restricciones resulta limitado, al tratarse de STN.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

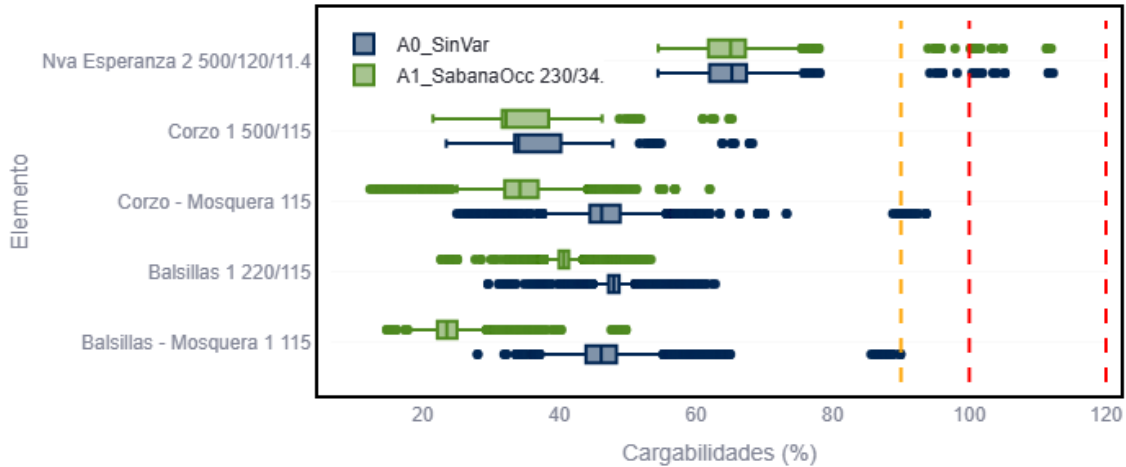
Figura 3.3.2-7 Restricciones por subtensión ordenadas por contingencia.

d. Cargabilidades – Contingencias

La Figura 3.3.2-8 presenta el perfil de cargabilidades de algunos de los elementos representativos del área de influencia del proyecto, comparando el escenario sin proyecto (A0) y el escenario con la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV (A1), ante contingencias.

En términos generales, se observa que la implementación del proyecto permite una reducción significativa de las cargabilidades de varios corredores y transformadores del sistema, como los asociados a los enlaces Balsillas – Mosquera 115 kV, Corzo – Mosquera 115 kV y los transformadores de Balsillas 230/115 kV y Corzo 500/115 kV.

No obstante, para los transformadores de la subestación Nueva Esperanza 500/120/11,4 kV, si bien en la Figura 3.3.2-8 se observan altas cargabilidades en los escenarios considerados, el comportamiento de estos activos requiere de un análisis más detallado, por cuanto su atención excede el alcance del proyecto analizado.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

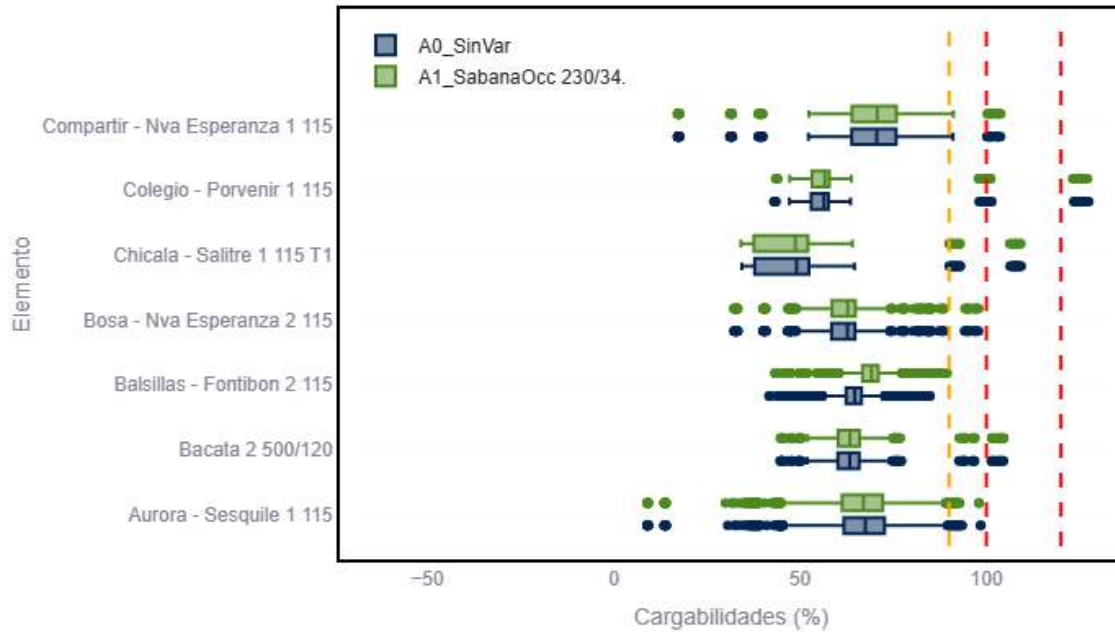
Figura 3.3.2-8 Reducción de cargabilidades ante contingencia.

La Figura 3.3.2-9 presenta el perfil de cargabilidades de algunos de los elementos del área de influencia que, bajo determinadas contingencias, alcanzan niveles elevados de cargabilidad. En particular, se observa que la alta cargabilidad del enlace Colegio – Porvenir 115 kV se presenta en escenarios en los cuales se cuenta con la totalidad de la demanda asociada a la primera línea del Metro de Bogotá, condición que incrementa de manera significativa la exigencia sobre este corredor.

Esta sensibilidad ha sido identificada y comunicada al OR del área, con quien se mantiene un trabajo continuo de coordinación técnica, orientado a mitigar la ocurrencia de esta restricción mediante medidas operativas y de planeación en el sistema que él administra.

De igual forma, el OR ha sido informado de las altas cargabilidades evidenciadas en la Figura 3.3.2-9 para otros elementos del área de influencia. Si bien algunos de estos activos alcanzan valores elevados de operación, se observa que no se superan los límites de emergencia establecidos para los elementos analizados, lo que permite mantener márgenes operativos aceptables bajo los escenarios evaluados.

No obstante, estas condiciones continuarán siendo objeto de seguimiento y análisis por parte del OR, en el marco de su rol como planeador de la expansión de su propio sistema, con el fin de definir oportunamente las obras y acciones que permitan preservar la confiabilidad y calidad del servicio en el mediano y largo plazo.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-9 Altas cargabilidades en los elementos del área de influencia del proyecto en el horizonte de análisis.

e. Cortocircuito

Además de realizar un monitoreo detallado de las cargabilidades y tensiones en estado estacionario, es fundamental supervisar los niveles de cortocircuito en las subestaciones del sistema eléctrico. En este análisis, se aplicó la metodología definida en la norma IEC 60909 para calcular los valores de falla monofásica y trifásica. Estos resultados fueron comparados con la capacidad máxima de interrupción de cada subestación.

El análisis se enfocó en el año 2037, considerando que no se tienen previstos proyectos de generación o transmisión con Fecha de Puesta en Operación (FPO) posterior a este año.

Los Informes Trimestrales de Restricciones (ITR) publicados por el Centro Nacional de Despacho (CND) identifican regularmente las subestaciones con agotamiento o superación de su capacidad de interrupción de cortocircuito. En el caso específico del STR y STN de Oriental, las subestaciones afectadas incluyen:

- A nivel de 115 kV: Salitre, Veraguas, Circo, Tunal, Nueva Esperanza, Techo, Torca, Bacatá.

- A nivel de 230 kV: Mesa, Torca, Guavio.

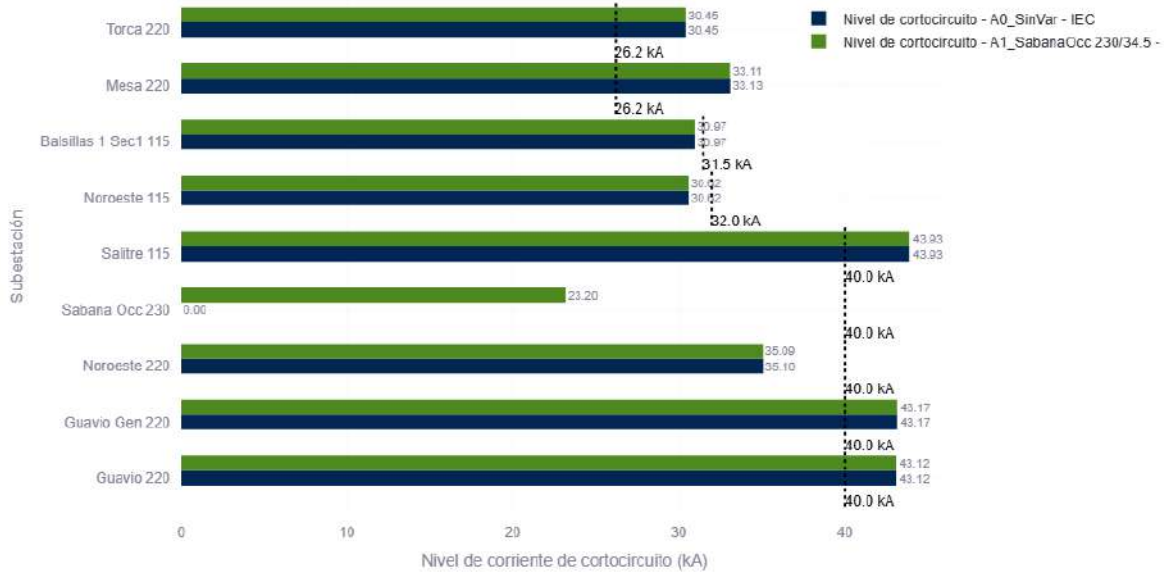
En línea con lo anterior, se realizaron simulaciones de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas para las siguientes alternativas:

- A0: Escenario sin proyecto.
- A1: Escenario con la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV.

Los resultados obtenidos, presentados en la Figura 3.3.2-10, muestran que la entrada en operación de la Subestación Sabana Occidente 230/34.5 kV no genera incrementos en los niveles de corriente de cortocircuito en las subestaciones evaluadas del área de influencia, manteniéndose valores prácticamente iguales entre los escenarios A0 y A1. En consecuencia, el proyecto no introduce nuevas restricciones ni agrava las condiciones preexistentes relacionadas con la capacidad de interrupción de los equipos.

Para la Subestación Sabana Occidente 230 kV, se estima una corriente máxima de cortocircuito del orden de 23 kA, valor significativamente inferior al umbral de 40 kA considerado en la evaluación del proyecto. Sin embargo, esta Unidad recomienda que la capacidad de interrupción de cortocircuito de los equipos asociados a la Nueva Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV sea, como mínimo, **de 63 kA**.

Esta recomendación se fundamenta en el incremento esperado del nivel de enmallamiento del sistema, derivado de la conexión al STN y del refuerzo del STR, así como en la incorporación de nuevos enlaces en 230 kV y en la proyección de crecimiento de la demanda y de la generación en la subárea. La adopción de un valor normalizado de 63 kA para el nivel de tensión de 230 kV o superiores proporciona un margen de seguridad adecuado y contribuye a mitigar la necesidad de futuras modernizaciones en las subestaciones del SIN en un horizonte de mediano y largo plazo.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.3.2-10 Niveles de cortocircuito de las subestaciones del área de influencia.

3.3.2.4. Análisis Económicos

3.3.2.4.1. Costos

Los costos del proyecto se valoraron en Unidades Constructivas, con base en lo establecido en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009. Para el caso de Unidades Constructivas de tipo especial, y considerando que la subestación propuesta es de tecnología GIS, se aplicó un factor de multiplicación que refleja el mayor nivel de inversión requerido para este tipo de activos eléctricos. La TRM considerada para el análisis fue de \$3.924,24 del 30 de septiembre de 2025. En este contexto, el análisis Beneficio/Costo se realizó para la alternativa (A1) correspondiente a la construcción de la Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV y líneas asociadas. En la Tabla 3.3.2-1 presenta el VPN de los costos asociados a esta:

Tabla 3.3.2-1 Costo del proyecto en UC.

Descripción	Costo en USD - A1
Costos del STN	\$35.459.415,02

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.3.2.4.2. Beneficios

Se efectuó la valoración económica del proyecto propuesto, en un horizonte de 25 años, mediante la estimación de los beneficios asociados con la reducción de Demanda No Atendida (DNA) causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

3.3.2.4.3. Relación Beneficio – Costo

La evaluación económica se desarrolló para un horizonte de análisis de 25 años, considerando el alcance del proyecto, el cual contempla la construcción de una nueva subestación tipo GIS en el nivel de tensión de 230 kV, conectada al Sistema de Transmisión Nacional mediante la reconfiguración de la línea Mesa – Noroeste 230 kV, conformando los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV, con Fecha de Puesta en Operación (FPO) prevista para el 31 de diciembre de 2029.

Para efectos de la evaluación, se calculó el Valor Presente Neto (VPN) de los costos y los beneficios asociados al proyecto de expansión, determinándose que la relación Beneficio/Costo es superior a 1, lo cual evidencia la conveniencia económica del proyecto como se observa en la siguiente Tabla.

Tabla 3.3.2-2 Beneficio/Costo del proyecto en su alternativa 1 (A1).

VPN – USD	
Total, Beneficios	\$972.903.932
Total, Costos	\$35.459.415,02
Relación B/C	27,437

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

La alternativa propuesta presenta un beneficio significativo para el sistema eléctrico, mejorando la capacidad de atención de la demanda y favoreciendo al desarrollo socioeconómico de la zona.

3.3.2.5. Fecha de Puesta en Operación

La obra de expansión considerada cuenta con una Fecha de Puesta en Operación (FPO) prevista para el **31 de diciembre de 2029**, la cual fue adoptada como referencia para la evaluación técnica y el análisis de los impactos del proyecto durante el horizonte de planeamiento.

3.3.2.6. Conclusiones

El proyecto Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV mejora la confiabilidad del sistema eléctrico en la Sabana Occidente de Bogotá al fortalecer la capacidad del sistema para atender el crecimiento proyectado de la demanda y mejorar la operación de la red ante contingencias sencillas (N-1). La incorporación de la nueva subestación y la reconfiguración asociada a 230 kV, permiten una redistribución eficiente de los flujos de potencia, mejoran los perfiles de tensión y reducen la cargabilidad de los activos existentes, sin introducir restricciones en el área de influencia. Con lo anterior, se disminuye la exposición del sistema a eventos de demanda no atendida (DNA) y se fortalece la seguridad operativa de la región, consolidando una solución técnicamente viable y consistente con los objetivos de expansión del sistema de transmisión.

3.3.2.7. Recomendaciones

Durante el desarrollo de este capítulo se evaluó el desempeño técnico del proyecto Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV, analizando su impacto sobre la operación del sistema eléctrico en la Sabana Occidental en términos de perfiles de tensión y cargabilidad de los activos y niveles de cortocircuito, tanto en condición normal de operación como ante contingencias sencillas (N-1).

Adicionalmente, se analizaron los efectos de la integración del proyecto al sistema de 230 kV, considerando la reconfiguración de la infraestructura existente y su comportamiento a lo largo del horizonte de análisis. Los resultados obtenidos evidencian que la solución propuesta permite atender el crecimiento proyectado de la demanda, redistribuir los flujos de potencia y mejorar la confiabilidad del sistema, sin introducir nuevas restricciones operativas.

Con base en lo anterior, la Unidad recomienda la ejecución del proyecto:

- Subestación Sabana Occidente 230/34.5 kV y líneas asociadas, la cual contempla la construcción de una nueva subestación tipo GIS en el nivel de tensión de 230 kV, conectada al Sistema de Transmisión Nacional.
- Reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, conformando los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV.
- Instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno en la subestación Sabana Occidente.

3.4. Área Suroccidental

3.4.1. Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas

3.4.1.1. Antecedentes

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de la planificación de la infraestructura del sistema eléctrico nacional. Esta entidad formula planes y programas para garantizar la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica del país. Al identificar las necesidades futuras, se desarrollan obras de expansión que aseguran el cumplimiento de estas necesidades conforme a la normativa vigente⁵⁴. Lo anterior en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazo con ventanas de 3, 5 y mayores a 10 años, respectivamente. Entre los planes desarrollados por la UPME están los de expansión de generación y transmisión, que sirven como referencia. Estos planes buscan diagnosticar la red en el horizonte de tiempo establecido, buscando problemáticas que puedan impedir el correcto funcionamiento del sistema y afectar la prestación del servicio en el territorio nacional.

En particular, para el área Cauca-Nariño, el operador de red Compañía Energética de Occidente – CEO ha manifestado un inminente crecimiento de la demanda en la zona suroccidental, además de restricciones de transporte de la infraestructura del STN y STR, lo que podría ocasionar posibles interrupciones en la prestación del servicio y un gran porcentaje de Energía No Suministrada en la zona a la cual pertenece CEO. Para mitigar dichas restricciones, se presentan los siguientes antecedentes:

- En el año 2012 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012-2025, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Jamondino, las violaciones ante contingencias en los transformadores de las subestaciones Páez y San Bernardino y bajas tensiones en la subestación Tumaco. Como solución, la Unidad recomendó la posibilidad de aumentar la posibilidad de aumentar la capacidad de transformación en las subestaciones San

⁵⁴ De conformidad con lo establecido en la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2121 del 2023 del MME, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad responsable de la planeación integral del sector minero-energético, incluyendo la formulación de los planes de expansión de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, orientados a garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica en los horizontes de corto, mediano y largo plazo.

Bernardino y Páez, además de la pronta entrada del transformador Jamondino 230/115 kV.

- En el año 2013, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2012-2022, en donde propone la instalación de un segundo transformador de 150 MVA en la subestación San Bernardino 230/115 kV de forma tal que se minimice el riesgo de falla en el suministro de energía en el sistema, con el objetivo de atender el crecimiento de demanda y mejorar la confiabilidad de la red.
- En el año 2013 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013-2027, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Jamondino y San Bernardino y el agotamiento de la red en 115 kV.
- En el año 2014, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2014 – 2023 en donde se propuso nuevamente el segundo transformador de 150 MVA en la subestación San Bernardino 230/115 kV como solución a las restricciones presentes en el área Cauca – Nariño.
- En el periodo 2014-2015, el proyecto de San Bernardino fue sometido a una serie de estudios complementarios con miras a desarrollar alternativas para su implementación. El concepto técnico emitido por ISA - INTERCOLOMBIA en 2015, indicó la inviabilidad de implementar físicamente la conexión del segundo transformador con unidades constructivas convencionales en el barraje de 230 kV por problemas de disponibilidad de espacio, y conceptuó que se deben considerar unidades constructivas especiales para la conexión del segundo transformador en la subestación San Bernardino.
- En el año 2015, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2015 – 2024 en donde se plantea el proyecto correspondiente a la puesta en operación del segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación San Bernardino y se presentaron los estudios correspondientes.
- En el año 2016, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2016 – 2025 en donde se actualizaron los estudios técnicos de acuerdo con las nuevas condiciones de demanda y se plantea nuevamente el proyecto correspondiente a la puesta en operación del segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación San Bernardino. Por otro lado, se menciona que en 2015 ISA – INTERCOLOMBIA entregó el concepto positivo al estudio de conexión del segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación San Bernardino.

- En el año 2016 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015-2029, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Jamondino y San Bernardino y el agotamiento de la red en 115 kV. La Unidad recomendó presentar nuevos puntos de conexión al STN y/o repotenciar los actuales.
- En el año 2017 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016-2030, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, el agotamiento de la red en 115 kV debido a contingencias simples y bajas tensiones en escenarios de exportación a Ecuador. La Unidad recomendó presentar nuevos puntos de conexión al STN (Junín 115 o Tumaco 115 kV) y estudiar soluciones relacionadas con compensación.
- En el año 2018, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2018 – 2027 en donde se actualizaron los estudios técnicos de acuerdo con las nuevas condiciones de demanda y se plantea nuevamente el proyecto correspondiente a la puesta en operación del segundo transformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación San Bernardino. Por otro lado, se menciona que ISA – INTERCOLOMBIA considera inviable implementar la conexión del segundo transformador con unidades constructivas tradicionales en el barraje de 230 kV por problemas de disponibilidad de espacio físico, por lo que recomendó realizar ingeniería de detalle con el objetivo de identificar unidades constructivas especiales.
- En el año 2018 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017-2031, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, el agotamiento de la red en 115 kV debido a contingencias simples y bajas tensiones en escenarios de exportación a Ecuador. La Unidad recomendó presentar nuevos puntos de conexión al STN (Junín 115 o Tumaco 115 kV) y estudiar soluciones relacionadas con compensación.
- En el año 2019, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2019 – 2028 en donde informa que, de acuerdo con lo solicitado previamente por ISA – TRANSELCA, se encuentra en el proceso de consultoría con el objetivo de realizar los estudios técnicos y el cálculo de las unidades constructivas

especiales necesarias para la puesta en servicio del segundo transformador en la subestación San Bernardino 230 kV.

- En el año 2019 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2019-2033, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de capacidad de transformación 230/115 kV en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, el agotamiento de la red en 115 kV debido a contingencias simples y bajas tensiones en escenarios de exportación a Ecuador. La Unidad recomendó la repotenciación de los enlaces Catambuco – El Zaque y Jamondino – Catambuco 115 kV, Jamondino – Jardinera y Jardinera – Junín 115 kV. Además de nuevos refuerzos correspondientes a la Nueva línea Pasto – Catambuco, Jamondino – Catambuco 115 kV y tercer transformador en Jamondino.
- En el año 2020, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2020 – 2029 en donde informa que, de acuerdo con las expansiones realizadas, especialmente la entrada en operación de las subestaciones San Martín y Jardinera 115 kV, se solucionaron problemáticas relacionadas con tensiones en el STR. Por otro lado, el OR CEO informa que mantiene la señal de expansión con el proyecto segundo banco de transformadores 230/115 kV 150 MVA en la subestación San Bernardino, desplazando la fecha de entrada en operación para el segundo quinquenio del horizonte 2020 – 2030.
- En el año 2021, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2021 – 2030 en donde se propone la subestación Corrales 30 MVA 115/34.5 kV, viabilizando la segunda etapa de la subestación Inzá 115/35.5 kV. Además, se propone el proyecto subestación Corinto 30 MVA 115/34.5 kV. Finalmente destaca la necesidad de la instalación del segundo banco de transformadores de 150 MVA 230/115 kV en la subestación San Bernardino.
- En el año 2021 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 - 2034, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de la red en 115 kV debido a contingencias simples. La Unidad recomendó la repotenciación de los corredores Zaque – Popayán 115 kV, Zaque – San Martín – Catambuco 115 kV y San Martín – Pasto 115 kV. Además de nuevos refuerzos correspondientes a la Nueva línea Pasto – Catambuco, Jamondino – Catambuco 115 kV y tercer transformador en Jamondino.
- En el año 2022, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2022 – 2031 en donde se propone de un segundo banco de transformadores de 150

MVA – 230/115 kV en la subestación San Bernardino y de 90 MVA – 230/115 kV en la subestación Páez. Además, se proponen nuevamente los proyectos subestación Corrales 30 MVA 115/34.5 kV con obras asociadas y subestación Corintio 30 MVA 115/34.5 kV. Finalmente, se incorporan los proyectos Modernización de la subestación El Zaque y seccionamiento de la barra de 115 kV en la subestación Cabaña.

- En el año 2022 la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 - 2034, en donde, para el área de Cauca – Nariño, se menciona el agotamiento de la red en 115 kV debido a contingencias simples. La Unidad recomendó la repotenciación de los corredores El Zaque – Popayán 115 kV, El Zaque – San Martín – Catambuco 115 kV y San Martín – Pasto 115 kV. Además de nuevos refuerzos correspondientes a la Nueva línea Pasto – Catambuco, Jamondino – Catambuco 115 kV y tercer transformador en Jamondino.
- En el año 2023, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2023 – 2032 en donde se propone de un segundo banco de transformadores de 150 MVA – 230/115 kV en la subestación San Bernardino y de 90 MVA – 230/115 kV en la subestación Páez. Por otro lado, se propone nuevamente el proyecto subestación Corrales 30 MVA 115/34.5 kV con obras asociadas, además de un tercer centro de transformación de 30 MVA en la subestación Caloto 115/34.5 kV. Finalmente se propone fortalecer la subestación El Zaque 115 kV a través de la intercepción de la línea Principal (Popayán) – Río mayo 115, además de migrar de una configuración barra sencilla a doble barra.
- En el año 2023, el operador de red CEO, presentó el Plan de Expansión 2023 – 2032 en donde se propone la subestación El Zaque 180 MVA 230/115 kV, segundo transformador San Bernardino 150 MVA 230 kV, repotenciación doble circuito San Bernardino – Principal, segundo transformador Páez 230/115 kV. Obras con el objetivo de eliminar sobrecargas y restricciones presentes en el sistema eléctrico de CEO.

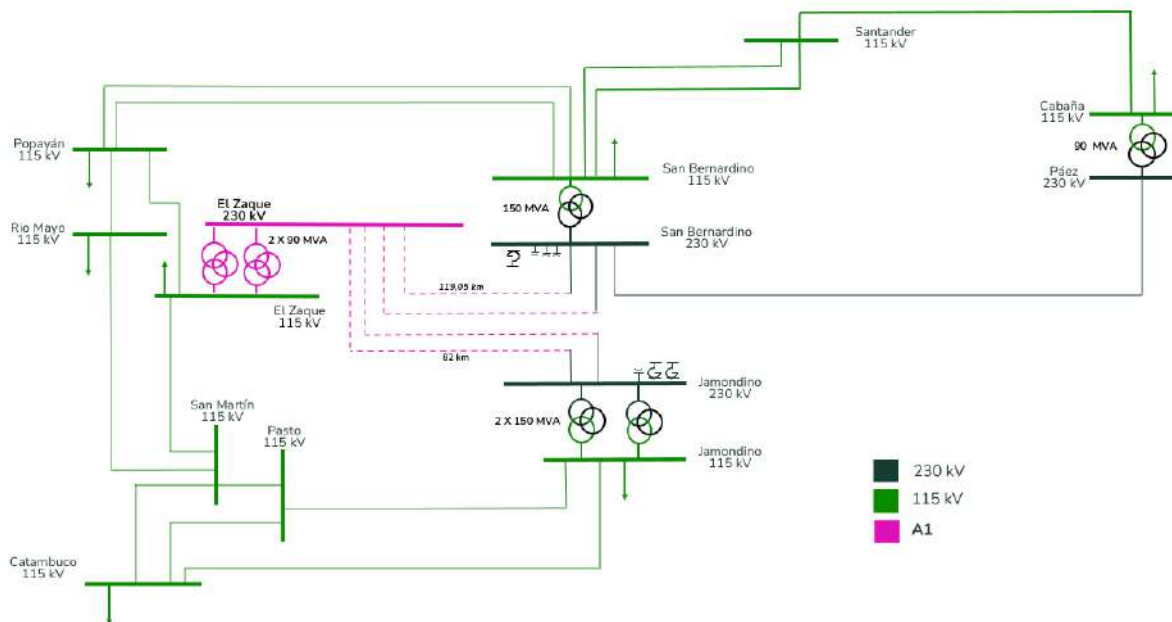
3.4.1.2. Proyecto propuesto

En la subárea Cauca–Nariño se evidencia un crecimiento significativo y sostenido de la demanda eléctrica en la zona suroccidental del país, el cual ha llevado al progresivo agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV y de la red de 115 kV existente. Adicionalmente, los estudios de planeación han identificado incumplimientos del criterio de confiabilidad N-1, reflejados en sobrecargas, violaciones operativas ante contingencias simples y problemas de perfiles de tensión

en condiciones normales y de exportación. Esta combinación de crecimiento de la demanda y restricciones estructurales en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y el Sistema de Transmisión Regional (STR) podría derivar en interrupciones del servicio y en un incremento significativo de la Demanda No Atendida (DNA), justificando la necesidad de nuevas obras de expansión en la subárea.

En este contexto, se desarrolló una propuesta inicial que contempla cuatro soluciones técnicas orientadas a mitigar las limitaciones identificadas y a fortalecer la confiabilidad del sistema. Dichas soluciones se describen a continuación:

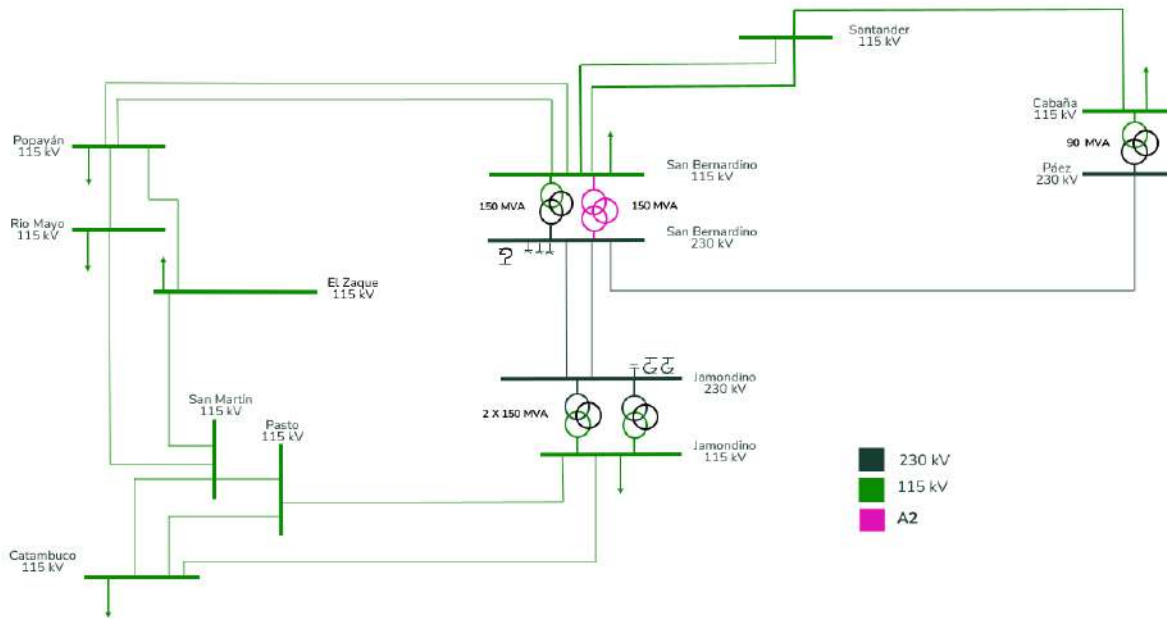
- Solución 1 (A1 en la figura):** Construcción de la nueva subestación El Zaque 230 kV a partir de la apertura de la reconfiguración del doble circuito San Bernardino – Jamondino 230 kV en el doble circuito San Bernardino – El Zaque – Jamondino 230kV. Así mismo, se considera la instalación de dos transformadores trifásicos 230/115 kV en la nueva subestación El Zaque, de 90 MVA cada uno. Adicionalmente, se considera la normalización de la subestación El Zaque 115 kV existente, a una configuración de barra principal con transferencia.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-1 Diagrama unifilar Solución 1 propuesta para el proyecto.

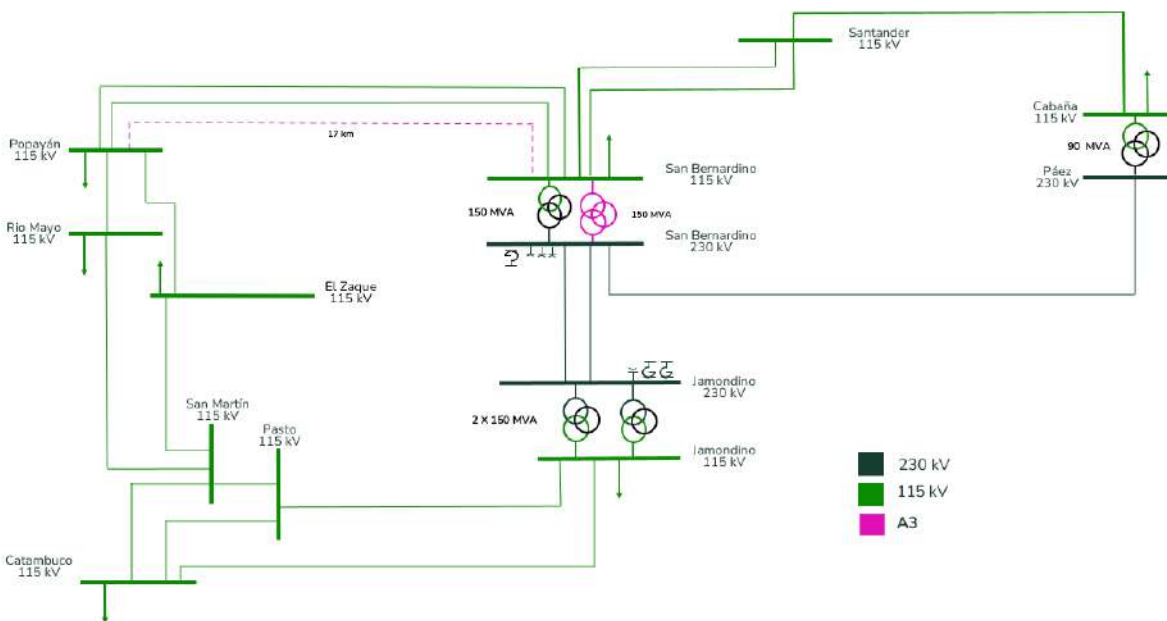
- Solución 2 (A2 en la figura):** Instalación de un segundo autotransformador 230/115 kV en la subestación San Bernardino de 150 MVA.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-2 Diagrama unifilar Solución 2 propuesta para el proyecto.

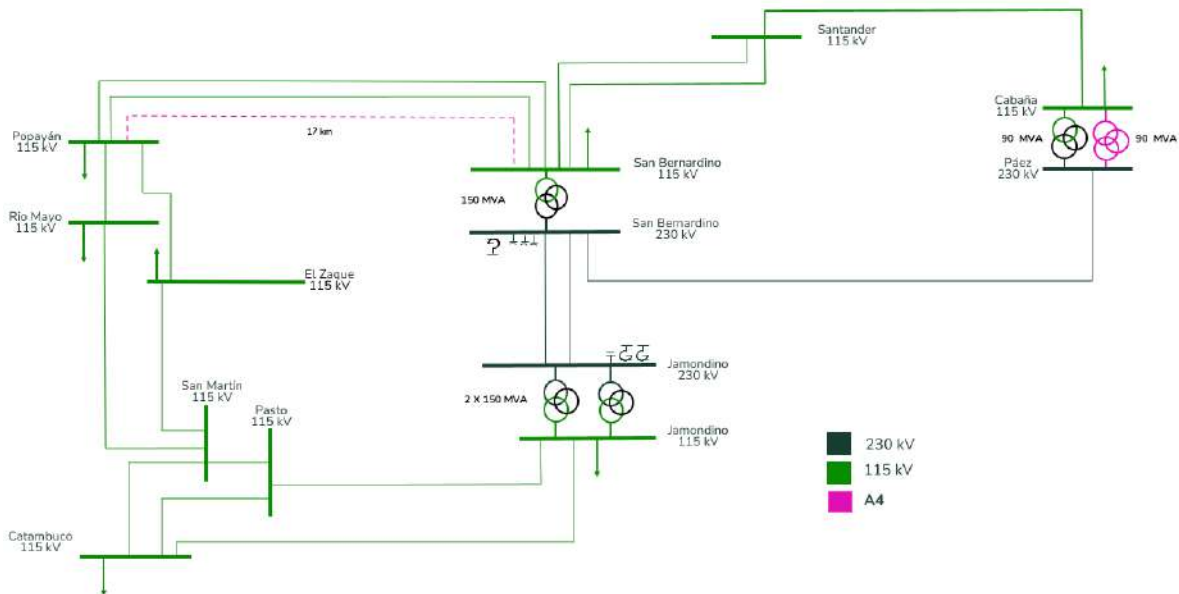
- Solución 3 (A3 en la figura):** Instalación de un segundo autotransformador 230/115 kV de 150 MVA en la subestación San Bernardino y construcción del tercer circuito Popayán – San Bernardino 115 kV.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-3 Diagrama unifilar Solución 3 propuesta para el proyecto.

- Solución 4 (A4 en la figura):** Instalación de un segundo transformador trifásico 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Páez 230kV y construcción del tercer circuito Popayán – San Bernardino 115 kV.



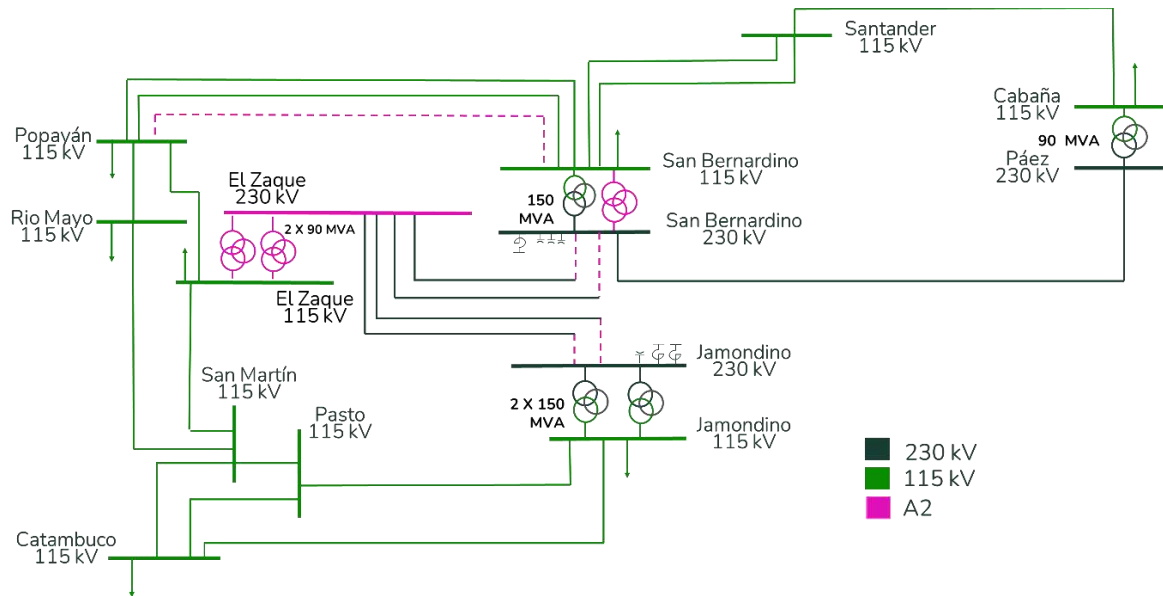
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-4 Diagrama unifilar Solución 2 propuesta para el proyecto.

A partir de las soluciones planteadas y con el objetivo de identificar la opción más adecuada para el sistema, se definieron y evaluaron tres configuraciones de expansión, resultantes de distintas combinaciones de las soluciones propuestas:

- Alternativa 1:** Solución 1
- Alternativa 2:** Soluciones 1, 2 y 3
- Alternativa 3:** Soluciones 1 y 4

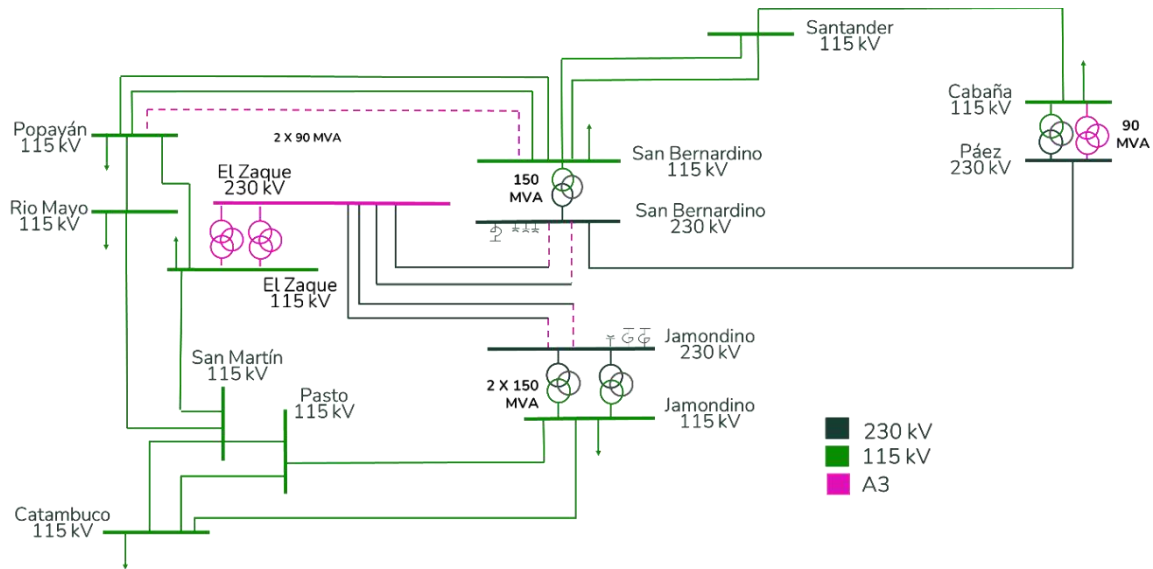
La Alternativa 1 contempla la construcción de la nueva subestación El Zaque a 230 kV en configuración de interruptor y medio. Esta obra se desarrollará mediante el seccionamiento del doble circuito San Bernardino – Jamondino 230 kV, dando origen a los tramos reconfigurados El Zaque – San Bernardino 230 kV (circuitos 1 y 2) y El Zaque – Jamondino 230 kV (circuitos 1 y 2), manteniendo la capacidad de corriente nominal de 800 A.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-2 Diagrama unifilar Alternativa 2: proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo autotransformador 150 MVA San Bernardino 230/115 kV y la tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

Como alternativa 3, además de la subestación El Zaque 230 kV y las obras mencionadas anteriormente, se propone el segundo transformador trifásico 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV y la tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV. Esta obra busca ampliar la capacidad de transformación en la subestación Páez, así como mitigar las sobrecargas actualmente presentes en el transformador existente y corregir las bajas tensiones en las en las barras de 115 kV del área de influencia, garantizando una operación segura y confiable.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-3 Diagrama unifilar Alternativa 3 proyecto subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo Transformador 90 MVA Páez 230/115 kV y la tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

La ubicación geográfica del proyecto propuesto se presenta a continuación:



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

**Figura 3.4.1-4 Disposición geográfica de los activos del proyecto subestación El Zaque
230/115 kV y obras asociadas.**

3.4.1.3. Análisis técnicos

A continuación, se presenta el análisis técnico de la obra propuesta, listando los supuestos y consideraciones del análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

3.4.1.3.1. Supuestos y consideraciones

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.
- No son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

3.4.1.3.2. Horizonte de análisis

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2031 – 2036 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2025 - 2039”.⁵⁵

3.4.1.3.3. Obras Expansión

Dentro de los análisis realizados, fueron consideradas las obras de expansión más relevantes dentro del área Suroccidental, tal como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 3.4.1-1 Obras consideradas para la evaluación de las obras del área Suroccidental.

Proyectos	FPO
Subestación Renacer Etapa 1	2025
Repotenciación Pasto - San Martín 115 kV	2025
Repotenciación Jamondino - Pasto 115 kV	2025

⁵⁵ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025, 9 de mayo). *Proyección de demanda*. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC). https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

Proyectos	FPO
Repotenciación El Zaque - San Martín 115 kV	2025
Repotenciación Rio Mayo - San Martín 115 kV	2025
Repotenciación Catambuco - Jamondino	2023
Segundo corredor Jardínera - Junín - Buchely 115 kV y nuevo corredor Olaya Herrera - Buchely 115 kV	2027
Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas	2030
Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas	2029
Nueva Subestación Amanecer 500/230/115 kV y obras asociadas	2032
Subestación Renacer Etapa 2	2026

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.1.3.4. Escenarios de demanda y despacho de generación

A continuación, se presentan los escenarios de demanda y generación definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 3.4.1-2 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de generación	Descripción
G1	Baja generación interna y Valle. Alta exportación hacia Ecuador - 450 MW
G2	Baja generación interna y Valle, alta generación en Huila-Tolima. Alta importación desde Ecuador - 450 MW

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.1-3 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en el área Suroccidental
Dmed	Demanda media en el área Suroccidental
Dmin	Demanda mínima en el área Suroccidental

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.1.4. Análisis de resultados

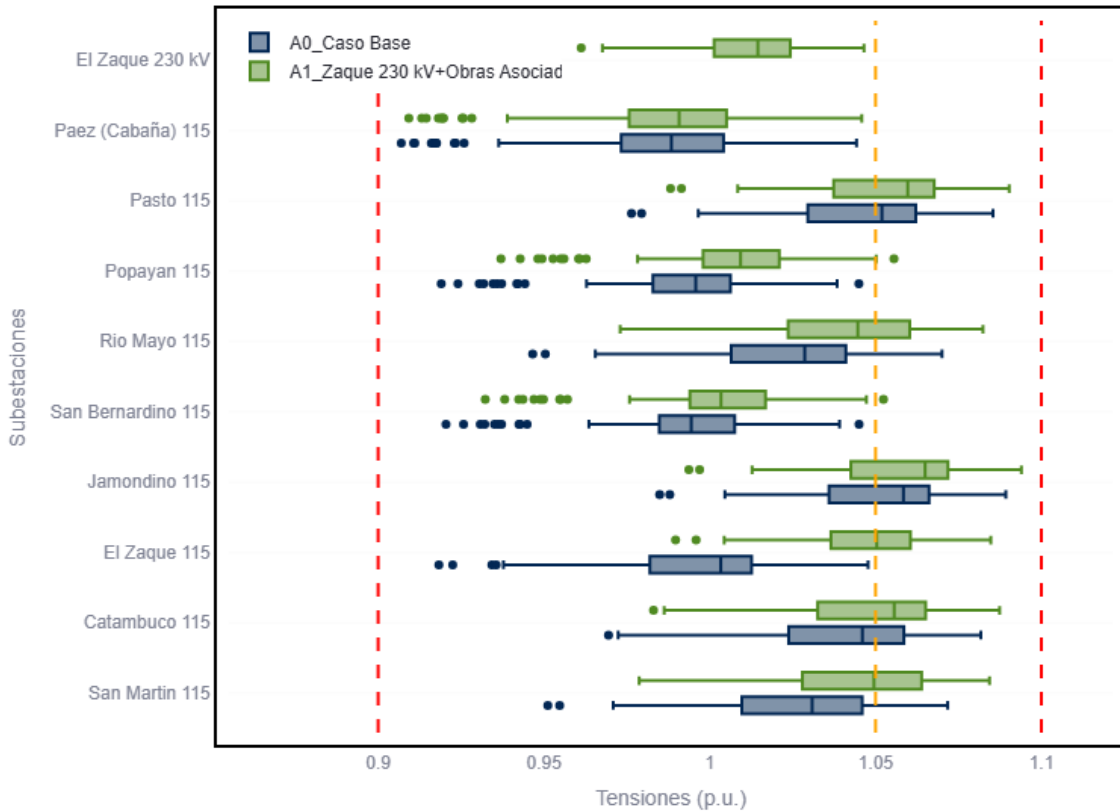
A continuación, se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en los perfiles de tensión y las cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia. Considerando dos (2) escenarios de generación y tres (3) escenarios de demanda, se realizan las simulaciones de los casos de estudio para cada una de las subestaciones evaluadas, las cuales hacen parte del área de influencia del proyecto.

3.4.1.4.1. Alternativa A1: Subestación El Zaque 230/115 kV

En las siguientes figuras se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de las subestaciones y las cargabilidades de los elementos de la zona de influencia del proyecto en evaluación.

a. Tensiones

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

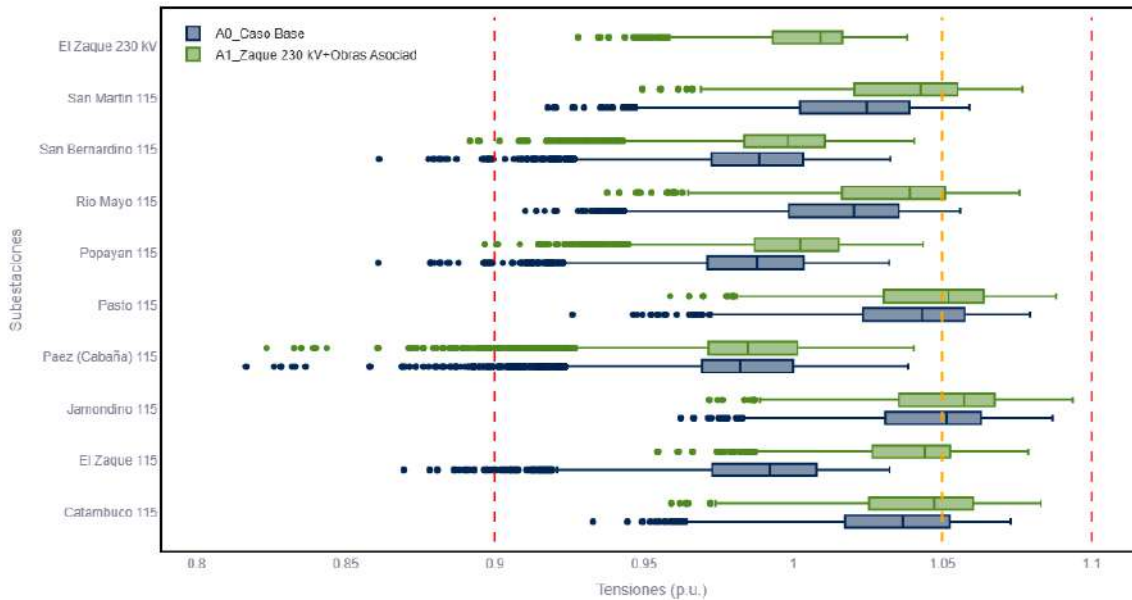


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-5 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

Con base en los resultados anteriores, se observa el cumplimiento de los límites de tensión establecidos en la regulación para todas las subestaciones del área de influencia del proyecto, incluso en el caso base. En general se observa que la inclusión del proyecto mejora el perfil de tensión en el área de influencia, pasando de un valor medio de 1,020 p.u. en el caso base a 1,026 p.u. en el escenario de estudio.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



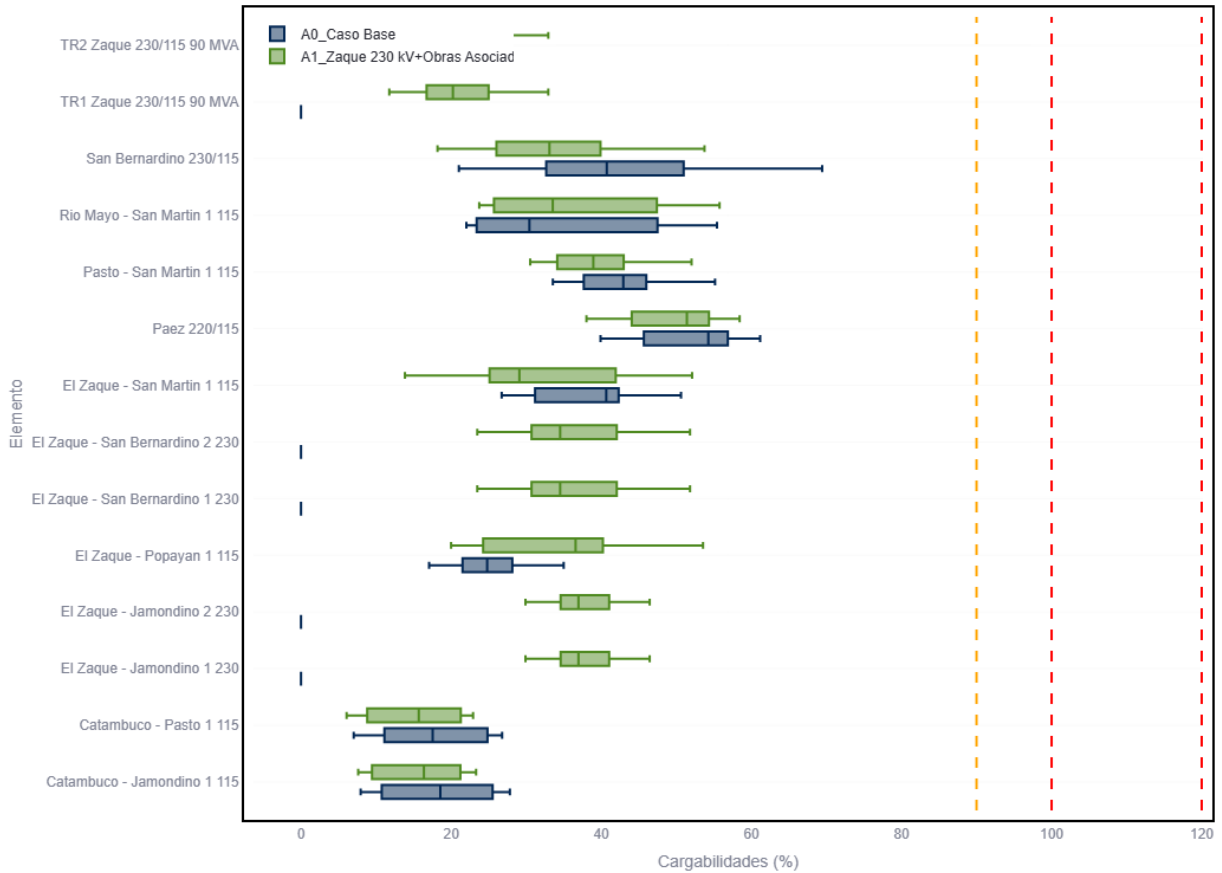
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-6 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

- Con la entrada en operación de la obra se mejoran las tensiones en las subestaciones San Martín 115 kV, San Bernardino 115 kV, Río Mayo 115 kV, Popayán 115 kV, Pasto 115 kV, El Zaque 115 kV y Catambuco 115 kV.
- No obstante, lo anterior, en el escenario de estudio de contingencia N-1, específicamente ante las contingencias críticas de los circuitos Alférez – Tesalia 1 y Alférez – Tesalia 2 a 115 kV, se mantienen las subtensiones en las subestaciones San Bernardino 115 kV, Popayán 115 kV y Páez (Cabaña) 115 kV.
- La subestación Páez (Cabaña) 115 kV presenta la mayor cantidad de restricciones, siendo la más crítica el transformador de Páez 230/115 kV que llevan a la subestación a tensiones cercanas a 0,82 pu.

b. Cargabilidades

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



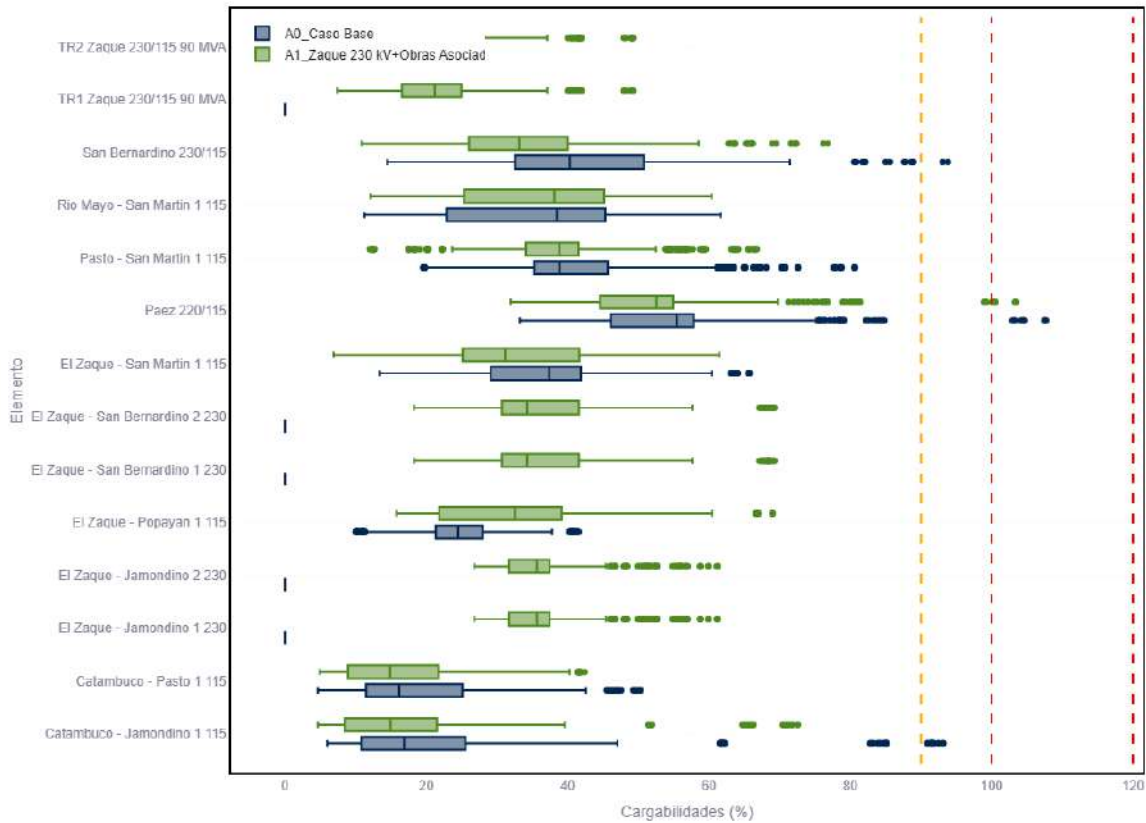
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-7 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

- Se garantiza que, en el caso base o bajo la condición de red completa, las cargabilidades de todos los elementos del área de influencia se mantienen dentro de los límites regulatorios establecidos con la implementación del proyecto. Adicionalmente, se observa una redistribución de los flujos de potencia, con un incremento de la cargabilidad en elementos como la línea El Zaque – Popayán 115 kV y una disminución en otros corredores, tales como Pasto – San Martín 115 kV, El Zaque – San Martín 115 kV y los transformadores de San Bernardino 230/115 kV y Páez 230/115 kV.

- El Zaque – Popayán 1 115 kV presenta un aumento en la cargabilidad ante algunos escenarios, sin superar su capacidad máxima.
- Se observa un aumento de la cargabilidad del transformador El Zaque 230/115 kV, sin embargo, no supera su capacidad máxima.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

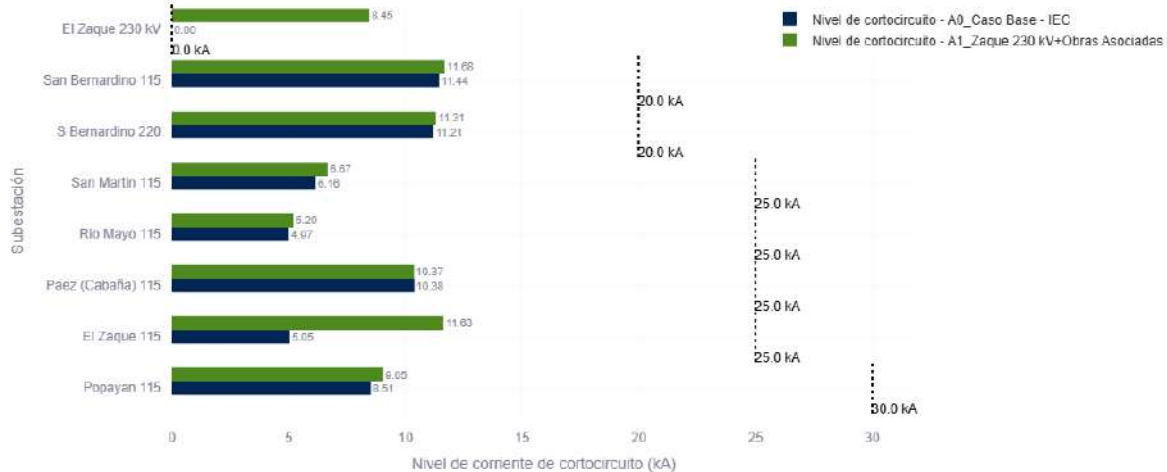
Figura 3.4.1-8 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas.

- Con la entrada en operación del proyecto se observa una reducción en la cargabilidad de los elementos San Bernardino 230/115 kV, Pasto – San Martín 1 115 kV, Páez 230/115 kV, El Zaque – San Martín 1 115 kV, Catambuco – Pasto 1 115 kV y Catambuco – Jamondino 1 115 kV.
- Ante contingencia N-1, el transformador Páez 230/115 kV presenta restricciones por sobrecarga, superiores a su capacidad de emergencia. Particularmente, la contingencia más crítica para este elemento es la línea Juanchito – Páez 230 kV.

- Se observa un aumento leve en la cargabilidad de la línea El Zaque – Popayán 115 kV, sin embargo, no supera su capacidad máxima.

c. Cortocircuito

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

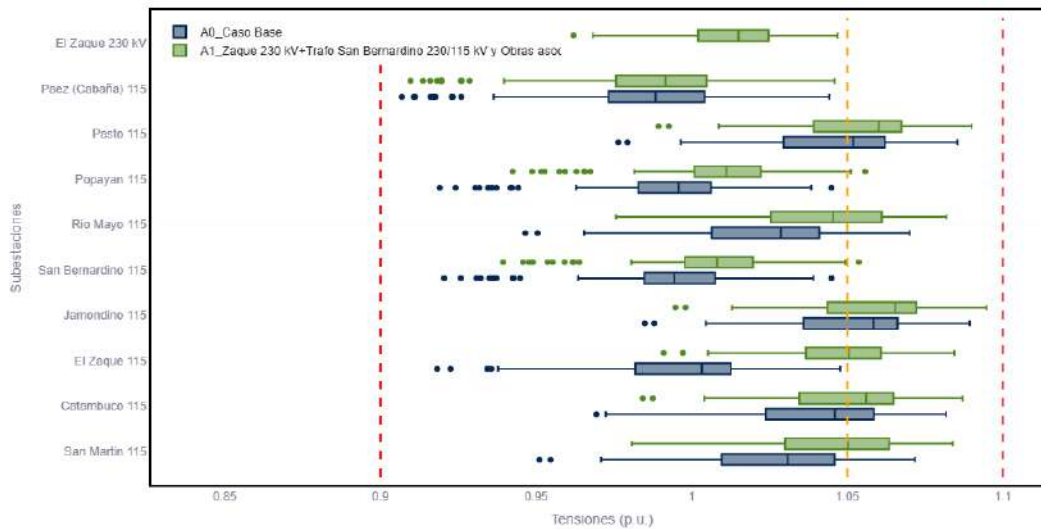
Figura 3.4.1-9 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas.

- Con los resultados anteriores, se observa que ninguna subestación del área de influencia presenta agotamiento de su capacidad de interrupción con la implementación del proyecto. El mayor impacto encontrado corresponde a la subestación El Zaque 115 kV, la cual, al incorporar un nuevo punto de conexión al STN, incrementa su nivel de corriente de cortocircuito de 5,05 kA a 11,63 kA.

3.4.1.4.2. Alternativa A2: Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV

a. Tensiones

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

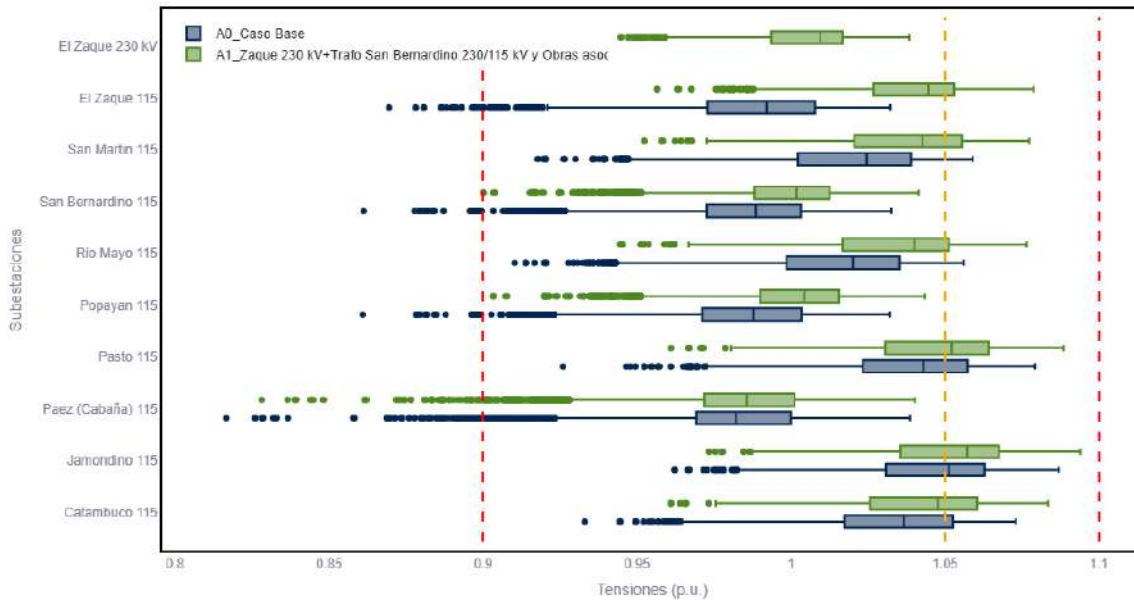


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-10 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Con la obra se mejoran las tensiones en las subestaciones El Zaque 115 kV, Pasto 115 kV, Popayán 115 kV, Río Mayo 115 kV, San Bernardino 115 kV, Jamondino 115 kV, Catambuco 115 kV, San Martín 115 kV.
- En las subestaciones de la zona de influencia de la obra las tensiones se mantienen dentro de los límites regulatorios.
- Las demás subestaciones de la subárea no se ven impactadas significativamente con las obras del proyecto.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



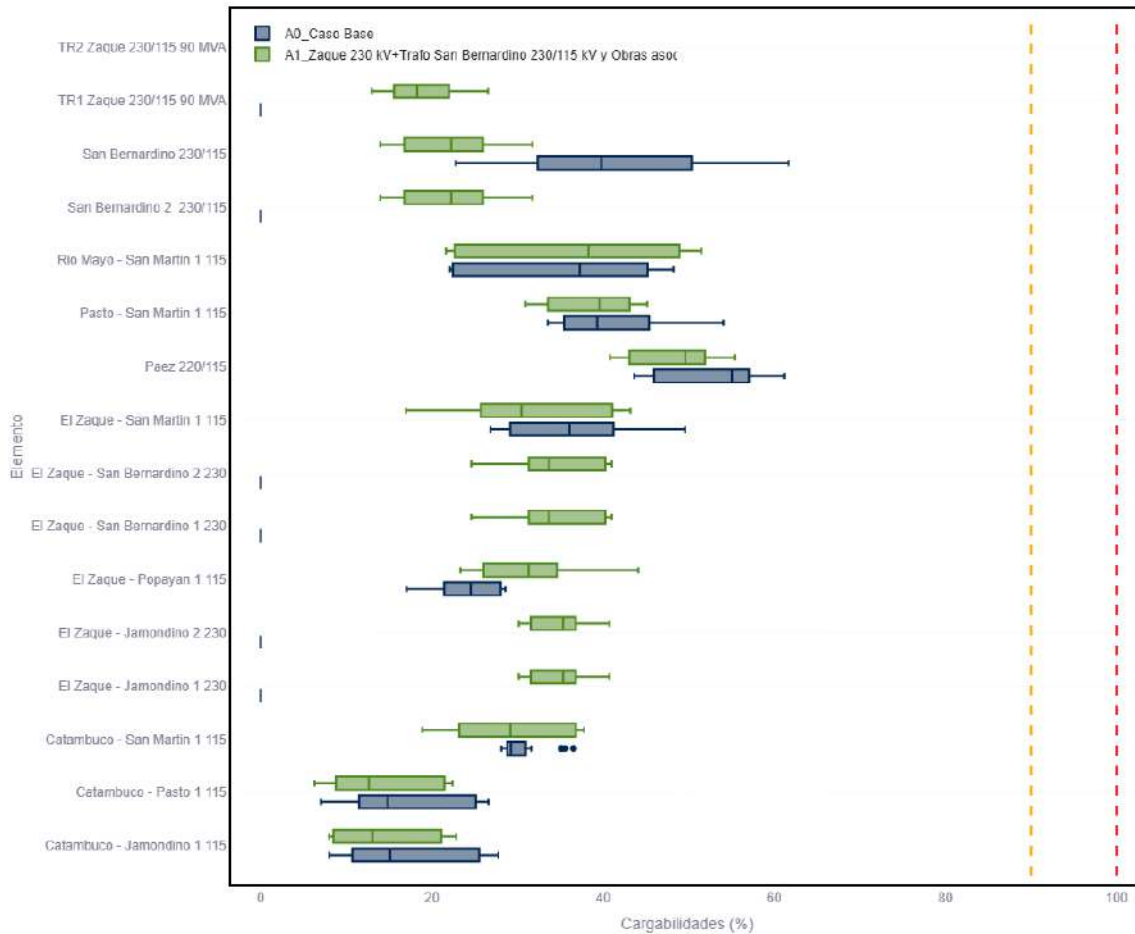
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-11 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Con la entrada en operación de la obra se mejoran las tensiones en las subestaciones El Zaque 115 kV, San Martín 115 kV, San Bernardino 115 kV, Río Mayo 115 kV, Popayán 115 kV, Pasto 115 kV y Catambuco 115 kV.
- Se presentan subtensiones en las subestaciones El Zaque 115 kV, San Bernardino 115 kV y Popayán 115 kV las cuales son solucionadas completamente por la obra.
- La subestación Páez (Cabaña) 115 kV presenta la mayor cantidad de restricciones, siendo la más crítica el transformador Páez 230/115 kV que llevan a la subestación a tensiones cercanas a 0,82 pu.

b. Cargabilidades

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia

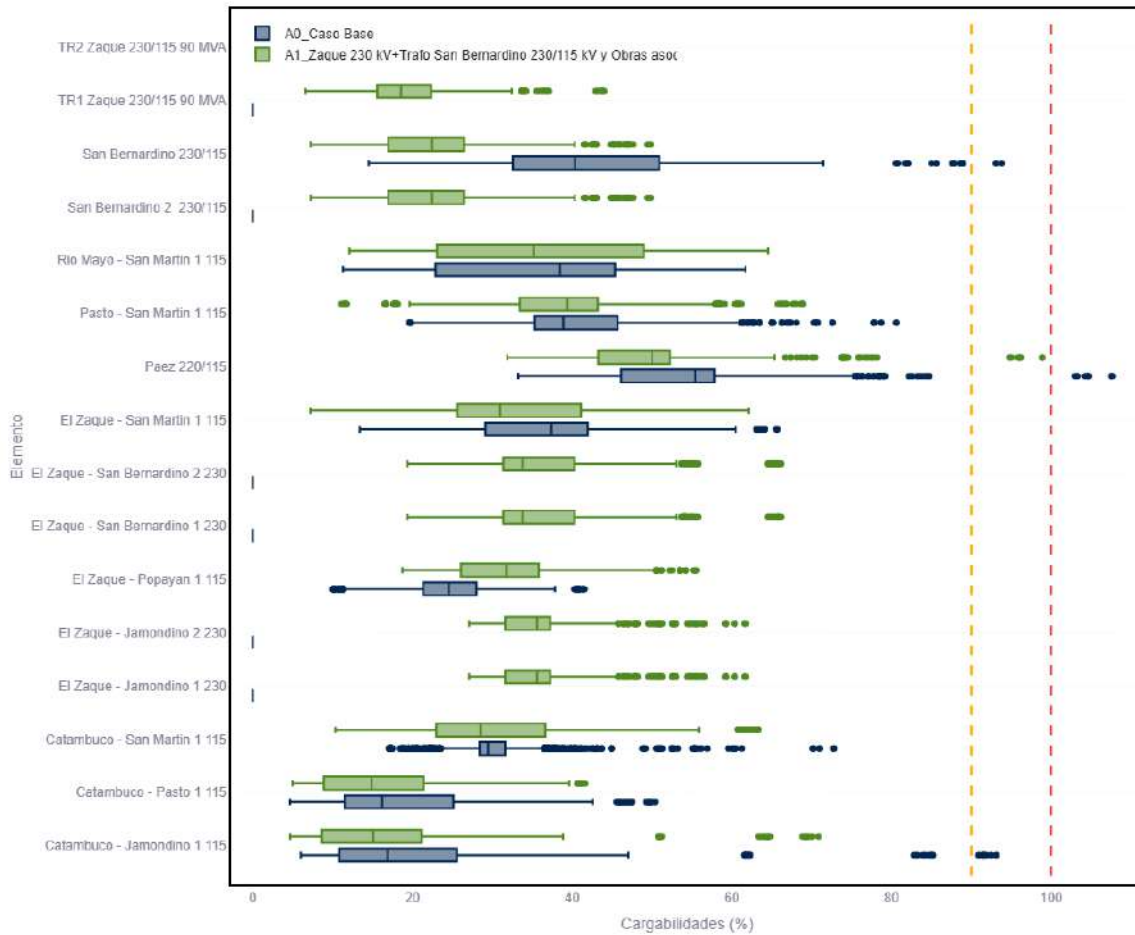


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-12 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Se observa, con la entrada en operación de la obra, una reducción en las cargabilidades de los elementos San Bernardino 230/115 kV, Pasto – San Martín 1 115 kV, Páez 230/115 kV, El Zaque – San Martín 1 115 kV, Catambuco – Pasto 1 115 kV y Catambuco – Jamondino 1 115 kV. Se destaca la reducción considerable del transformador San Bernardino 230/115 kV.
- El Zaque – Popayán 1 115 kV y Catambuco – San Martín 1 115 kV presentan un aumento en la cargabilidad, sin superar su capacidad máxima.
- Se observa un aumento de la cargabilidad del transformador El Zaque 230/115 kV, sin embargo, no supera su capacidad máxima.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-13 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

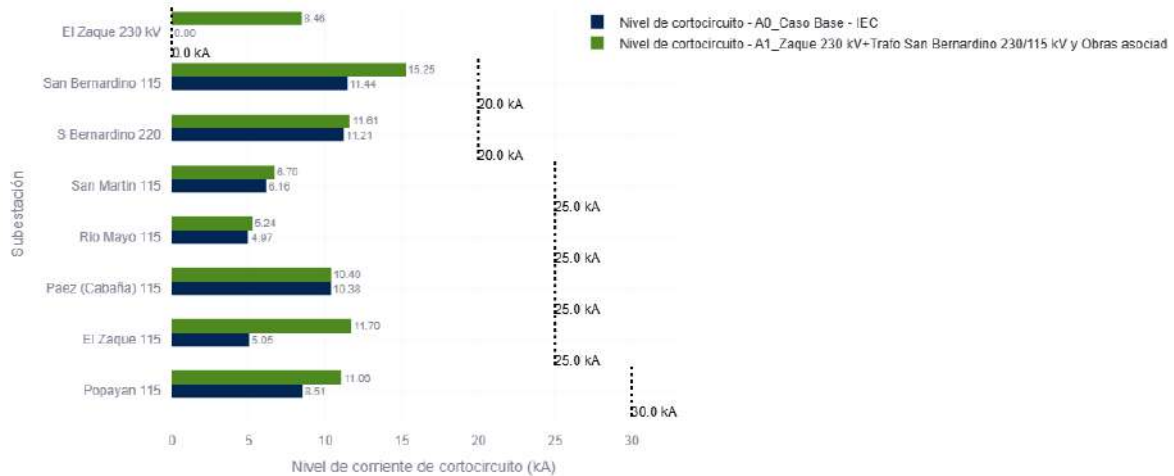
- Se observa, con la entrada en operación del proyecto, una reducción en la cargabilidad de los elementos San Bernardino 230/115 kV, Pasto – San Martín 115 kV, Páez 230/115 kV, El Zaque – San Martín 115 kV, Catambuco – San Martín 115 kV, Catambuco – Pasto 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV. Se destaca una reducción considerable en el autotransformador San Bernardino 230/115 kV.
- El transformador Páez 230/115 presenta restricciones que generan sobrecargas incluso por encima de su capacidad máxima. Sin embargo, se

observa que la entrada en operación de la obra soluciona estas restricciones reduciendo las sobrecargas por debajo de su capacidad máxima.

- Se observa un aumento en la cargabilidad de las líneas Río Mayo – San Martín 115 kV y El Zaque – Popayán 115 kV, sin embargo, no superan su capacidad máxima.

c. Cortocircuito

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

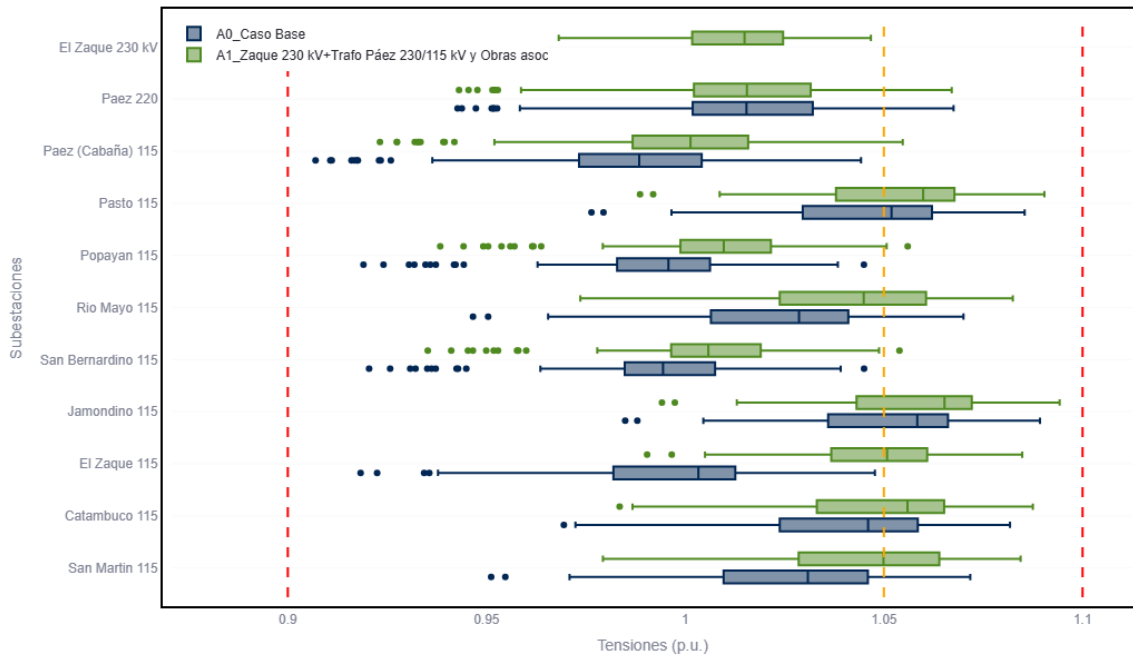
Figura 3.4.1-14 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Con la implementación del proyecto, se observa un impacto relevante en términos de incremento del nivel de la corriente de cortocircuito en las subestaciones San Bernardino 115 kV y El Zaque 115 kV. Las demás subestaciones del área de influencia del proyecto no sufren impactos relevantes.

3.4.1.4.3. Alternativa A3: Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

a. Tensiones

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia

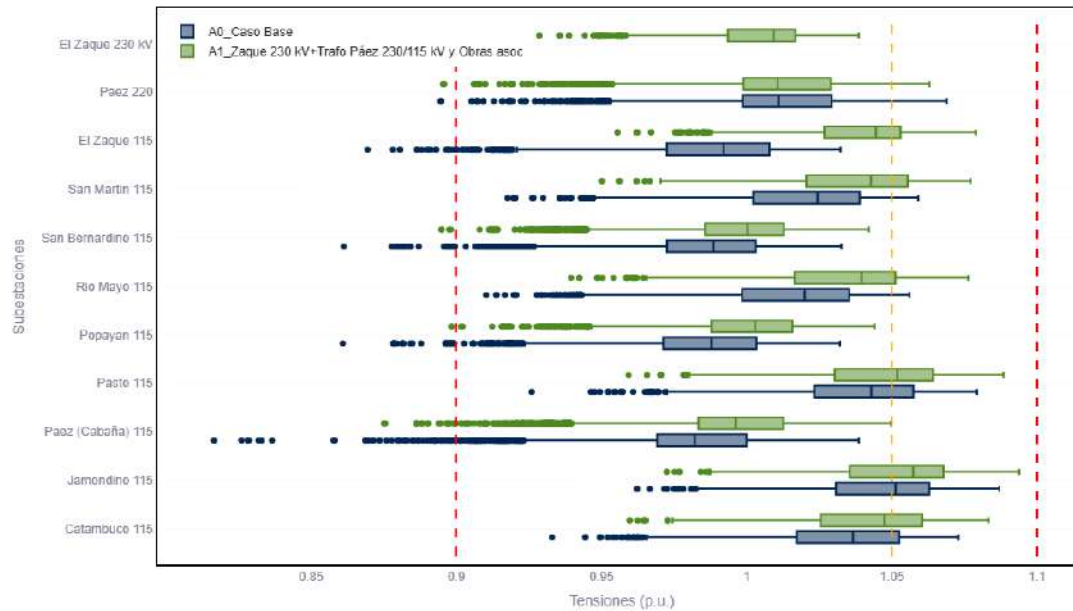


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-15 Resultados de las tensiones en red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Se garantiza el cumplimiento de los límites de tensión establecidos en la regulación para todas las subestaciones del área de influencia del proyecto, incluso en el caso base. Lo anterior se verifica a partir de los resultados de tensión, para los cuales, en la subárea operativa Cauca–Nariño, el valor medio pasa de 1,020 p.u. en el caso base a 1,027 p.u. en el escenario de estudio.
- En las subestaciones de la zona de influencia de la obra las tensiones se mantienen dentro de los límites regulatorios.
- Las demás subestaciones de la subárea no se ven impactadas significativamente con las obras del proyecto.

Perfil de tensiones para las subestaciones del área de influencia



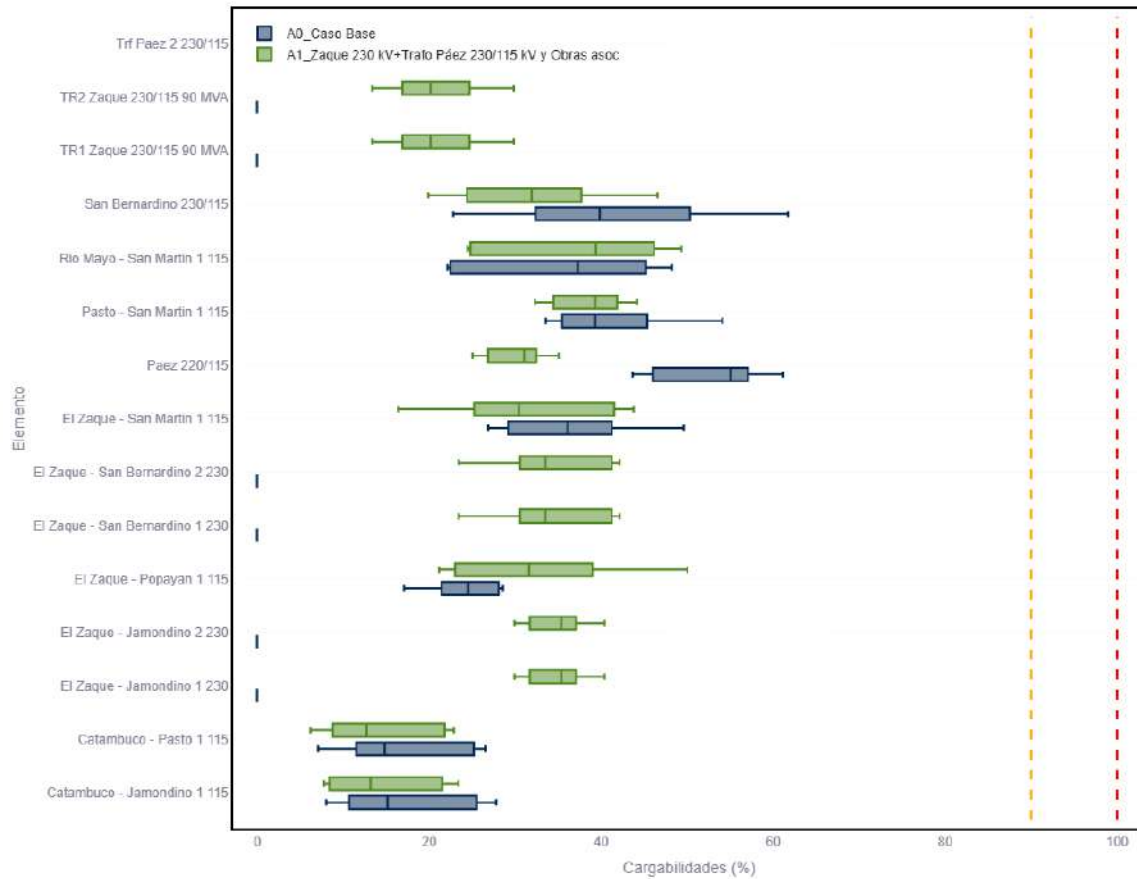
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-16 Resultados de las tensiones en contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Los perfiles de tensión en la subestación El Zaque 115 kV cumplen los límites regulatorios con la entrada del proyecto. Por otra parte, en las subestaciones Páez 230 kV, San Bernardino 230 kV, Popayán 115 kV y Páez (Cabaña) 115 kV los perfiles de tensión mejoran, subiendo la media de los resultados de 0.989 p.u. en caso base, a 1.008 p.u. en caso de estudio.
- Para la subestación Páez (Cabaña) 115 kV, la restricción más crítica se presenta ante la contingencia del actual transformador Páez 230/115 kV. Esta condición se elimina con la entrada en operación del proyecto.
- Bajo escenarios de contingencia sencilla, particularmente ante la salida del circuito Alférez – Virginia 1 a 500 kV, se identifican restricciones residuales que generan tensiones cercanas a 0,87 pu, las cuales justifican la evaluación de soluciones complementarias.

b. Cargabilidades

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



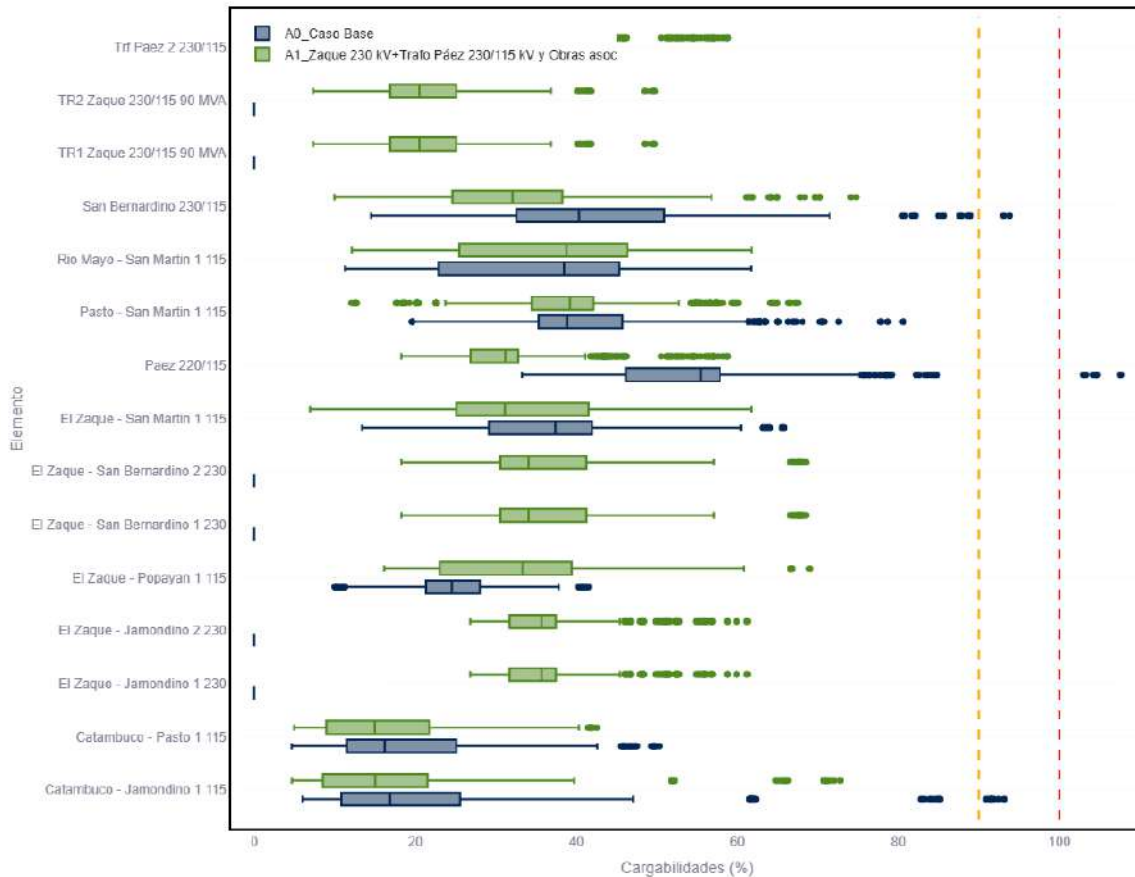
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-17 Resultados del nivel de carga de los elementos – Red completa. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Se garantiza el cumplimiento de los límites regulatorios con las cargabilidades de los elementos del área de influencia del proyecto en condición de red completa.
- Con la implementación del proyecto se logra una redistribución de flujos aprovechando mejor la infraestructura existente. Por ejemplo, en los transformadores 230/115 kV en las subestaciones Páez y San Bernardino, la media de las cargabilidades pasa de 47,0 % en caso base a 31,1 % en caso de estudio. De la misma manera, se logra aprovechar corredores en 115 kV que se encontraban subutilizados como la línea El Zaque – Popayán 115 kV.

- Adicionalmente, se observa que la cargabilidad del nuevo transformador El Zaque 230/115 kV, bajo los parámetros de evaluación utilizados, no supera los límites permitidos por la regulación en condición de red completa dentro del horizonte de planeación.

Perfil de cargabilidades para los elementos del área de influencia



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

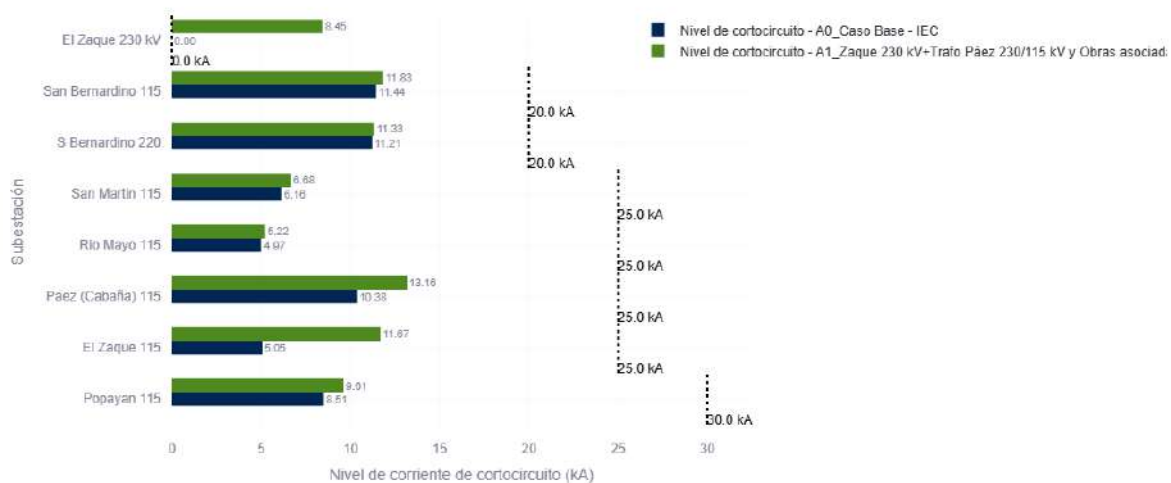
Figura 3.4.1-18 Resultados del nivel de carga de los elementos – Contingencia N-1. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Las restricciones por sobrecarga ante contingencia N-1 identificadas en el transformador de Páez 230/115 kV se eliminan, pasando de una cargabilidad máxima de 107,7% en caso base a 58,9% con la implementación del proyecto.
- La máxima cargabilidad en el autotransformador de San Bernardino 230/115 kV, ante la contingencia de la línea Alférez – San Bernardino 230 kV, pasa de 93,8% en caso base a 74,8% con la implementación del proyecto.

- La máxima cargabilidad en la línea Catambuco – Jamondino 115 kV, ante la contingencia de la línea Jamondino – Pasto 115 kV, pasa de 93,2% en caso base a 72,8% con la implementación del proyecto.
- La cargabilidad de los demás elementos del área de influencia cumplen los límites regulatorios tanto en caso base, como con la implementación del proyecto.

c. Cortocircuito

Corrientes de cortocircuito máxima



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.1-19 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito. El Zaque 230 y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

- Ninguna subestación del área de influencia presenta agotamiento de su capacidad de interrupción con la implementación del proyecto. Siendo la única subestación que presenta un impacto relevante la subestación El Zaque 115 kV, la cual, al incorporar un nuevo punto de conexión al STN, incrementa su nivel de corriente de cortocircuito de 5,05 kA a 11,67 kA.

3.4.1.5. Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de las alternativas en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de las alternativas bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de las

alternativas en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de las alternativas en la reducción de restricciones en el sistema.

3.4.1.5.1. Costos

Teniendo en cuenta el alcance de las obras presentes en cada alternativa se realiza la valoración de los costos de estas en unidades constructivas, según lo estipulado en las resoluciones CREG 015 de 2018 (remuneración STR) y CREG 011 de 2009 (remuneración STN). Con esa información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a las obras en evaluación presentes en cada alternativa utilizando una proyección de anualidades.

En las siguientes tablas se presentan los valores presentes netos para el STR y STN que incluyen el CAPEX y OPEX de las obras propuestas en cada alternativa.

Tabla 3.4.1-4 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

Sistema	Costo en USD - UC
STR	\$5.939.093,75
STN	\$17.009.380,01
Total	\$22.948.473,76

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.1-5 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

Sistema	Costo en COP\$ -UC	Costo en USD - UC
STR	\$66.440.382.950,53	\$15.068.750,88
STN	\$77.392.199.772,30	\$17.552.634,81
Total	\$143.832.582.722,84	\$32.621.385,69

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.1-6 Costo de la obra Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV.

Sistema	Costo en COP\$ -UC	Costo en USD - UC
STR	\$62.276.047.078,03	\$14.124.274,99
STN	\$77.392.199.772,30	\$17.552.634,81
Total	\$139.668.246.850,34	\$31.676.909,80

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.1.5.2. Beneficios

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida debido a condiciones de baja tensión y sobrecargas en red completa, así como a contingencia N-1:

Tabla 3.4.1-7 Beneficios por alternativa.

Alternativa	Beneficios (VPN) en USD
Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas	\$34.403.628,25
Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV	\$39.276.799
Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán - San Bernardino 115 kV	\$56.630.575

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.1.5.3. Relación Beneficio – Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la obra. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación beneficio/costo resulta ser superior a 1 para cada una de las alternativas.

Tabla 3.4.1-8 Relación B/C Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas.

Características	B/C
Nueva Subestación El Zaque 230/115 kV y obras asociadas	1,499

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.1-9 Relación B/C El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y obras asociadas.

Características	B/C
El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo autotransformador 150 MVA subestación San Bernardino 230/115 kV y obras asociadas	1,204

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.1-10 Relación B/C El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + Segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y obras asociadas.

Características	B/C
El Zaque 230/115 kV y obras asociadas + segundo transformador 90 MVA subestación Páez 230/115 kV y tercera línea Popayán – San Bernardino 115 kV	1,788

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.1.6. Conclusiones

- La combinación de la nueva subestación El Zaque 230/115 kV y segundo transformador en Páez 230/115 kV (Alternativa 3) presenta el mejor desempeño técnico, mejorando la media en los perfiles de tensión de 1,015 p.u. en caso base a 1,022 p.u. en caso de estudio. Mientras se garantiza que las

cargabilidades de todos los elementos del área de influencia, en el STN y STR, cumplen los límites regulatorios.

- Si bien la alternativa 2 y la alternativa 3 analizadas tienen el mismo valor de costos, evaluado por medio de las Unidades Constructivas de referencia, es la alternativa 3 la que mayores beneficios económicos representa para el sistema, aumentando en mayor medida la máxima demanda atendible de la subárea Cauca Nariño.
- La alternativa 3 mejora las tensiones en las subestaciones Páez (Cabaña) 115 kV, Pasto 115 kV, Popayán 115 kV, Río Mayo 115 kV, San Bernardino 115 kV, Jamondino 115 kV, El Zaque 115 kV, Catambuco 115 kV y San Martín 115 kV en condición de red completa.
- La alternativa 3 mejora los perfiles de tensión para la mayoría de las subestaciones del área de influencia, principalmente para la subestación El Zaque 115 kV, San Bernardino y Popayán en condición de red completa.
- La alternativa 3 reduce las cargabilidades de las subestaciones San Bernardino 230/115 kV, Pasto – San Martín 1 115 kV, Páez 230/115 kV, El Zaque – San Martín 1 115 kV, Catambuco – Pasto 1 115 kV y Catambuco – Jamondino 1 115 kV en condición de red completa.
- La alternativa 3 elimina la restricción por sobrecarga en el transformador Páez 230/115 kV, pasando de un valor máximo de 107,7% en caso base a 58,9%.
- La alternativa 3 mitiga las altas cargabilidades en el autotransformador de San Bernardino 230/115 kV, pasando de un valor máximo de 93,8% a 74,8%.
- La alternativa 3 mitiga las altas cargabilidades en la línea Catambuco – Jamondino 115 kV, pasando de un valor máximo de 93,2% a 72,8%.
- La alternativa 3 tiene un impacto considerable en las subestaciones El Zaque 115 kV y Páez (Cabaña) 115 kV, aumentando el nivel de cortocircuito aproximadamente 2,2 veces y 1,2 respectivamente.
- Si bien todas las alternativas presentan una relación Beneficio/Costo superior a 1, la selección de la alternativa recomendada considera de manera conjunta el desempeño técnico, la eliminación de restricciones estructurales y la viabilidad constructiva, además del indicador económico.

3.4.1.7. Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación de la obra “El Zaque 230 kV y obras asociadas” + “segundo transformador 90 MVA en la subestación Páez 230/115 kV y obras asociadas” se define **para el 31 de diciembre de 2031** en función de los tiempos establecidos por la UPME.

3.4.1.8. Recomendaciones

Se recomienda la ejecución del proyecto en su alcance, correspondiente con la construcción de la subestación El Zaque 230 kV, en configuración interruptor y medio, la cual incorporará dos transformadores trifásicos 230/115 kV, cada uno con una capacidad de 90 MVA. Adicionalmente, se contemplan los tramos de reconfiguración El Zaque – San Bernardino 230 kV (circuitos 1 y 2) y El Zaque – Jamondino 230 kV (circuitos 1 y 2), cada uno con una capacidad mínima de 800 A por circuito.

Adicionalmente, esta Unidad recomienda que la capacidad de interrupción de cortocircuito de los equipos asociados a la subestación El Zaque 230 kV sea, como mínimo, **de 63 kA**. Si bien, en el horizonte de evaluación, la corriente máxima de cortocircuito estimada es cercana a 8,45 kA, al considerar el incremento en el nivel de enmallamiento del sistema derivado de la conexión al STN y del refuerzo del STR, la incorporación de nuevos enlaces en 230 kV, así como la proyección de crecimiento de la demanda y de la generación en la subárea, se recomienda adoptar un valor normalizado de 63 kA para el nivel de tensión de 230 kV o superiores. Este criterio garantiza un margen adecuado que permite mitigar la necesidad de futuras modernizaciones en las subestaciones del SIN en un horizonte de mediano y largo plazo.

De manera complementaria, se recomienda la instalación de un segundo transformador 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Páez, así como la construcción de la tercera línea de transmisión Popayán – San Bernardino a 115 kV.

3.4.2. Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas

3.4.2.1. Introducción

Las limitaciones históricas del área suroccidental del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la importación de energía desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN) constituyen una de las principales causas de su dependencia de la generación local y de la necesidad de implementar medidas operativas restrictivas para el control de sobrecargas y niveles de tensión. Estas restricciones se acentúan en escenarios de alta demanda y ante contingencias simples, debido a la capacidad limitada de los autotransformadores 500/230 kV existentes en las subestaciones San Marcos y La Virginia, lo cual impacta negativamente la robustez del sistema, la eficiencia en la operación del despacho y la adecuada programación de los mantenimientos obligatorios. En este contexto, el fortalecimiento de la infraestructura de transformación en el nivel de 500/230 kV se configura como una solución necesaria para mejorar la capacidad de importación de energía desde el STN, garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro, aumentar la flexibilidad operativa y asegurar una atención adecuada de la demanda en el área suroccidental, la cual cumple un papel estratégico dentro del SIN y en la integración eléctrica regional.

Si bien la entrada en operación de refuerzos en el nivel de 500 kV ha contribuido a mitigar parcialmente las restricciones de transporte en el área Suroccidental, dichas obras no resultan suficientes sin un incremento proporcional en la capacidad de transformación. En consecuencia, se hace necesario complementar la red existente mediante la incorporación de segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, con el fin de aliviar sobrecargas, mejorar el desempeño ante contingencias N-1, ampliar la capacidad de importación de energía y reducir la dependencia de medidas operativas extraordinarias.

La obra de expansión denominada “Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas” responde a estas necesidades estructurales del sistema y se enmarca en la evolución natural del planeamiento de la

red del STN para el área Suroccidental, orientada a fortalecer la confiabilidad, seguridad y eficiencia del SIN en el horizonte de planeación.

3.4.2.2. Antecedentes

A continuación se presentan los principales antecedentes técnicos y de planeación que sustentan la necesidad de la obra “Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas”, los cuales evidencian de manera progresiva las limitaciones operativas del área Suroccidental del SIN y la evolución de los análisis que han llevado a la definición de este refuerzo como una solución estructural para mejorar la capacidad de transformación y la confiabilidad del sistema.

- Mediante Resolución MME 90772 del 17 de septiembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Transmisión 2013 - 2027, el cual definió la Obra denominada Refuerzo Suroccidental 500 kV que consiste en una nueva Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas en 500 kV, para eliminar y mitigar restricciones en el área Suroccidental. Las obras asociadas vienen siendo ejecutadas producto de la convocatoria UPME 04-2014.
- En el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo 2017-1, XM manifestó que, “El área Suroccidental presenta limitaciones en la importación de energía desde el STN y es controlada con los recursos de generación disponibles en el área. Dichas limitaciones de importación se dan por dos condiciones: sobrecarga en los transformadores de San Marcos y Virginia 500/230 kV “, con lo cual dejó en evidencia la necesidad de aumento en la capacidad de transformación del área Suroccidental.
- En el Informe Trimestral de Restricciones de 2019-T2, XM manifestó que, “La importación del área Suroccidental a través del circuito San Carlos – Virginia 500 kV se limita a 500 MW para evitar sobrecargas en San Marcos 500/230 kV y Virginia 500/230 kV ante la contingencia N-1 de uno de ellos. Adicionalmente, se requiere despachar un mínimo número de unidades para el control de tensión al interior del área.”, con lo cual muestra la necesidad de refuerzos de transformación en el área Suroccidental.
- En el Plan de expansión de referencia 2022-2036, la UPME presentó por primera vez el Proyecto Suroccidental – Segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV.

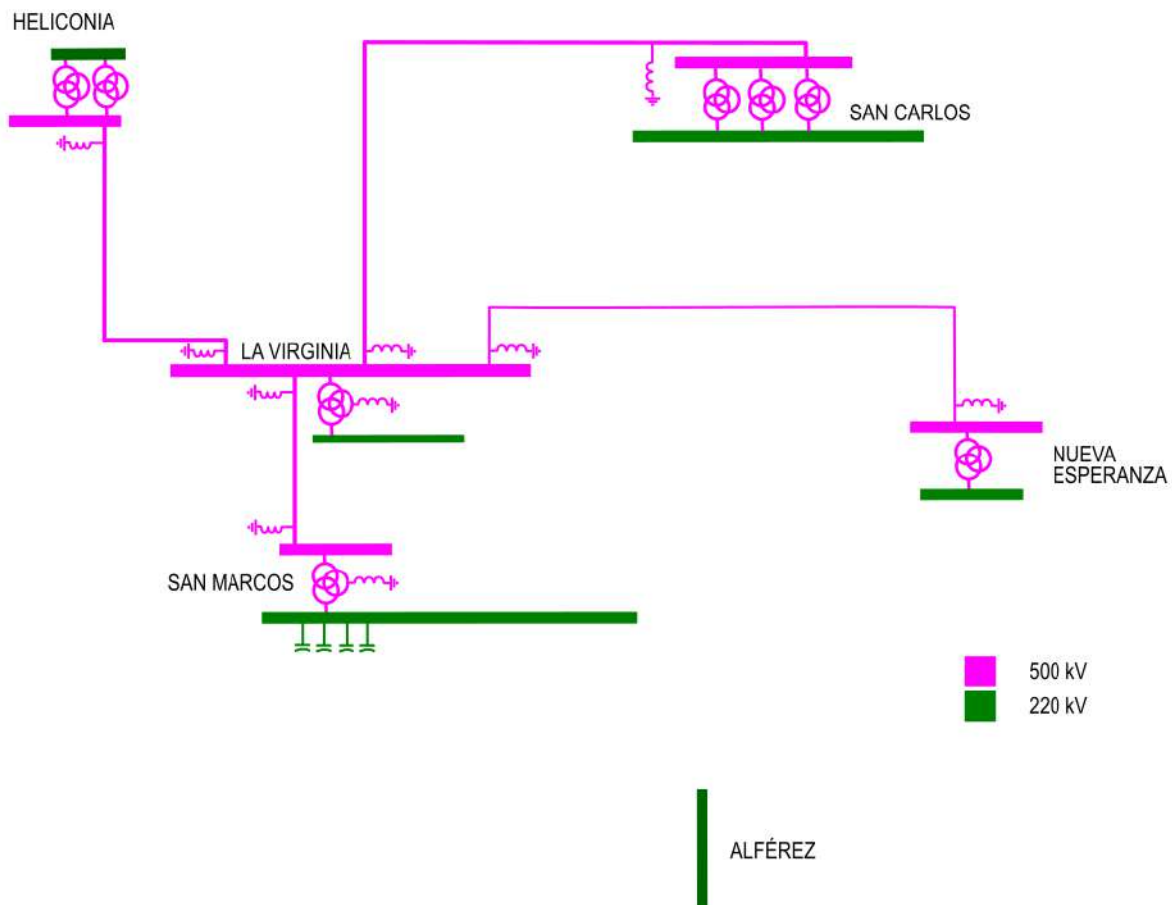
- En el Estudio de Oportunidades de Conexión de ISA INTERCOLOMBIA 2023–2027, el Operador de Red (OR) señala, en el resumen de limitaciones de la subárea Suroccidental, la existencia de restricciones en los transformadores 500/230 kV de las subestaciones La Virginia y San Marcos. Dichas limitaciones se originan ante distintas contingencias en los elementos San Marcos–La Virginia 500 kV, Alférez–La Virginia 500/230 kV y Alférez–San Marcos 500 kV. En este contexto, el OR propone como oportunidades de conexión la incorporación del segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos y del segundo transformador 500/230 kV en la subestación La Virginia.
- En los planes de expansión presentados en 2024 y 2025 CELSIA presento el proyecto “NUEVO TRANSFORMADOR 500/220 kV EN SAN MARCOS 500/220 kV” indicando que es necesario conectar este segundo transformador para garantizar la transformación en la subestación cuando se presente una contingencia N-1 en el transformador paralelo, debido a la gran cantidad de generación que se conectará en la zona.
- En el Informe Trimestral de Restricciones (ITR) de 2025-T3, el Centro Nacional de Despacho XM manifestó que, “se propone la incorporación de los segundos transformadores 500/230 kV en las subestaciones La Virginia y San Marcos”. Esta recomendación se fundamenta en la existencia de indisponibilidades que afectan de manera sustancial la capacidad de importación del área y que pueden generar un impacto significativo sobre la generación de seguridad interna. Adicionalmente, la proporción de cortes registrada evidencia que el sistema opera de forma recurrente en condiciones de red degradada.

En este contexto, la instalación de dichos transformadores resulta fundamental para incrementar la flexibilidad, confiabilidad y seguridad operativa del área, lo cual pone de manifiesto la necesidad de refuerzos en la transformación del sistema en la región Suroccidental.

3.4.2.3. Proyecto propuesto

Con el fin de atender las problemáticas estructurales identificadas en el área Suroccidental del Sistema Interconectado Nacional (SIN), asociadas principalmente a limitaciones en la capacidad de transformación 500/230 kV y a la reducción de los márgenes operativos ante contingencias, la UPME evaluó un conjunto de alternativas de expansión orientadas a fortalecer la confiabilidad, flexibilidad operativa y capacidad de atención de la demanda del sistema.

Previo a la descripción de las alternativas analizadas, en la siguiente figura se presenta el diagrama unifilar que representa la condición actual de la red en el área de influencia del proyecto, el cual permite identificar la topología existente del STN, los puntos de transformación 500/230 kV y los principales corredores de transmisión asociados. Este diagrama constituye la base de referencia para la evaluación comparativa de las alternativas propuestas.

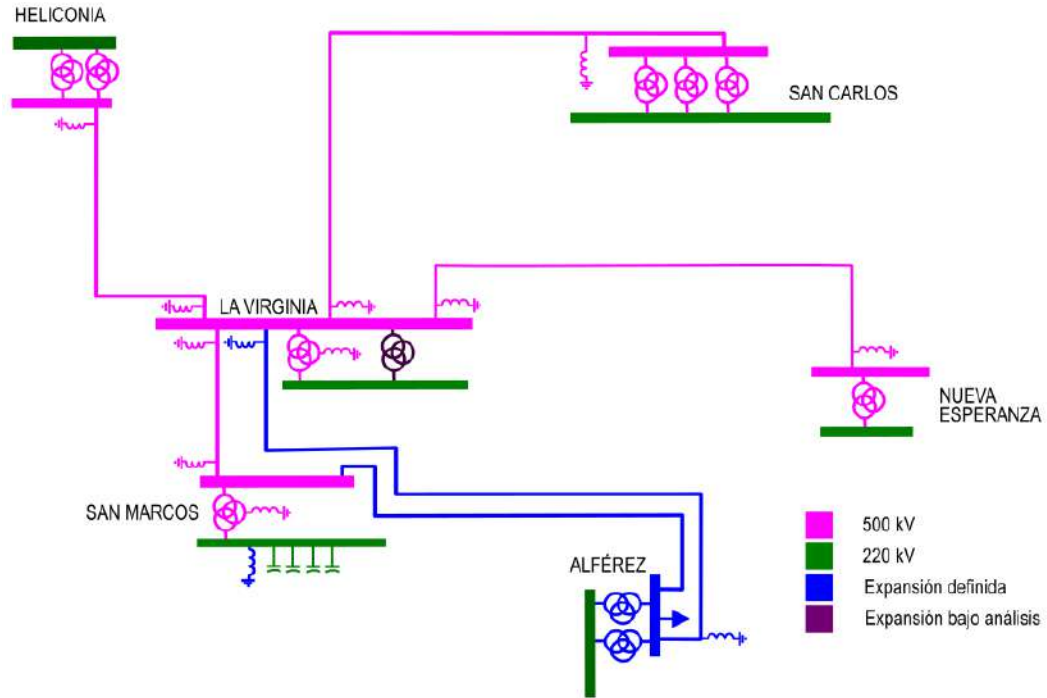


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-1 Diagrama unifilar red actual.

A partir de los análisis de planeamiento desarrollados, y considerando los criterios de confiabilidad establecidos para el STN, la UPME definió las siguientes alternativas de solución, las cuales buscan incrementar la capacidad de transformación en el nivel 500/230 kV y mejorar el desempeño del sistema ante diferentes escenarios.

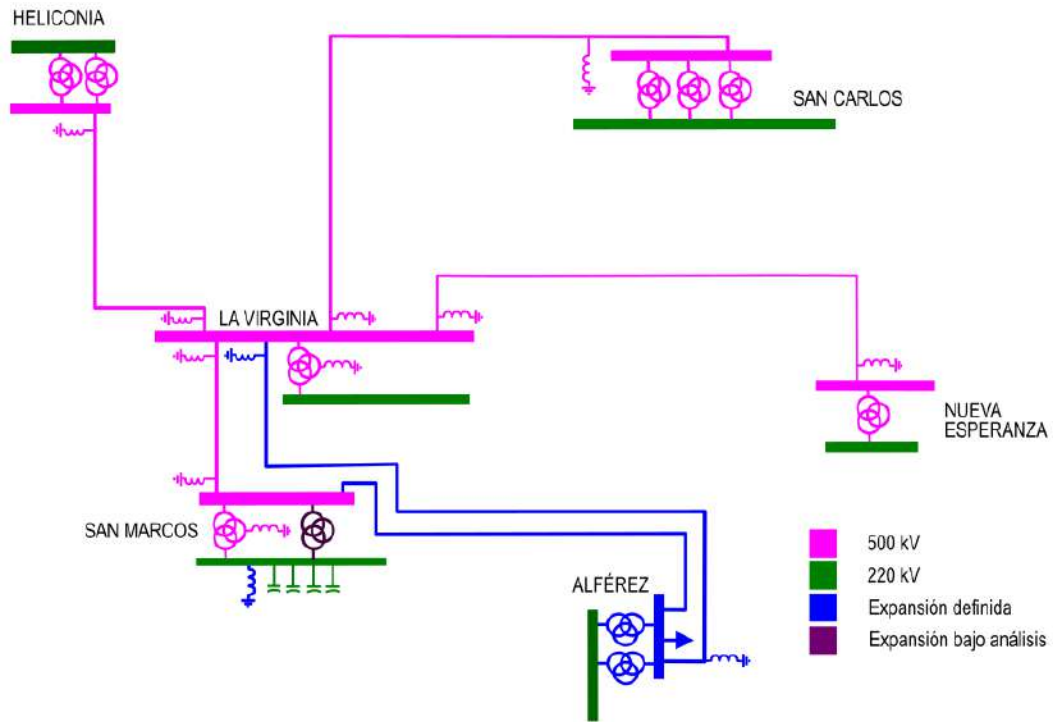
- **Alternativa 1:** se propone la construcción del segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación San Marcos de 450 MVA.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-2 Diagrama unifilar Alternativa 1: Segundo banco de autotransformadores San Marcos 500/230 kV.

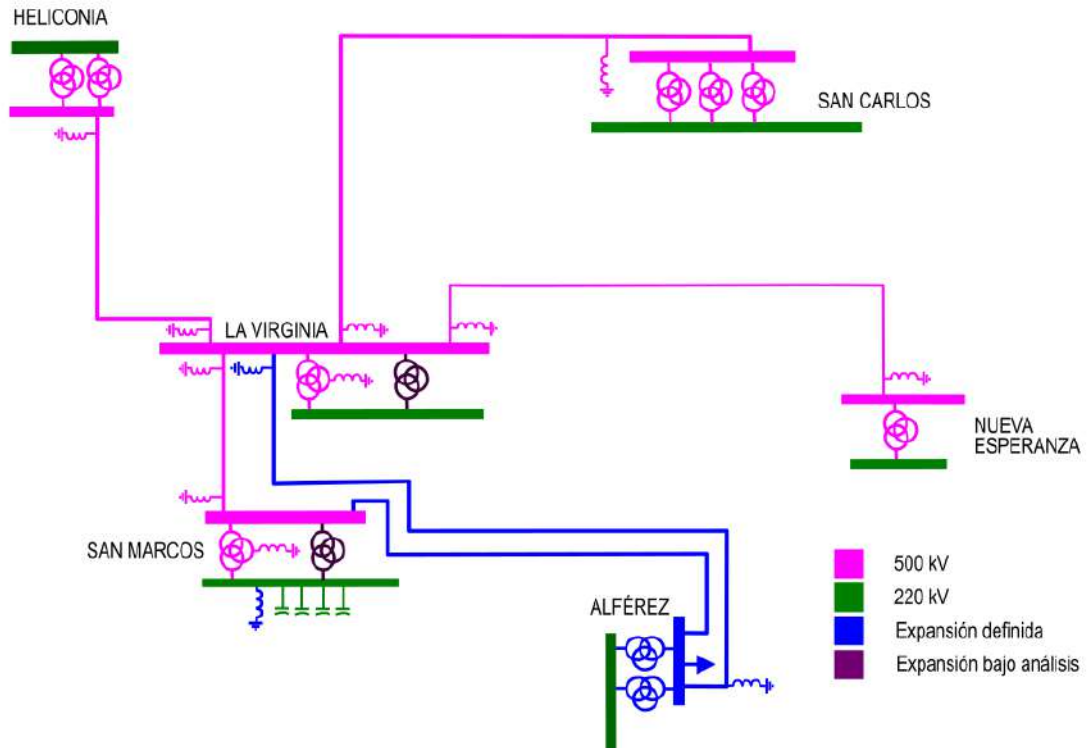
- **Alternativa 2:** se propone la construcción del segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación Virginia de 450 MVA.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-3 Diagrama unifilar Alternativa 2: Segundo bancos de autotransformadores Virginia 500/230 kV.

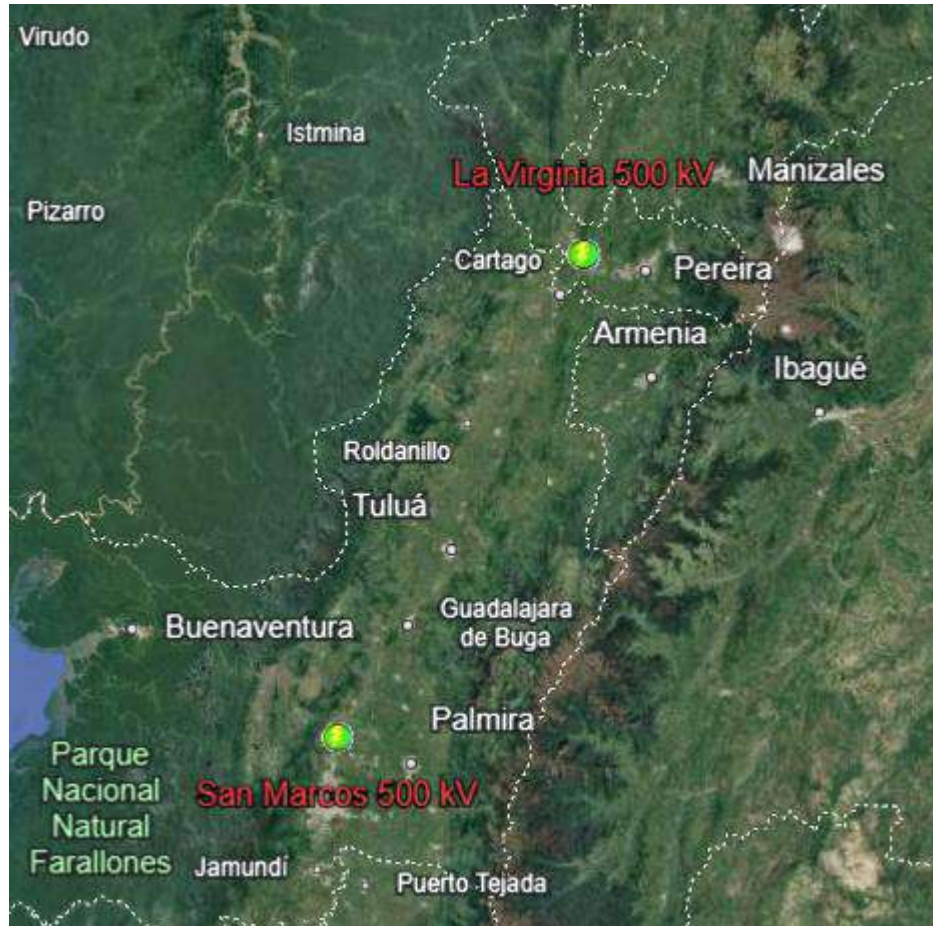
- Alternativa 3:** se propone la construcción de los Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones de Virginia y San Marcos cada uno de 450 MVA.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-4 Diagrama unifilar Alternativa 3: Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en la subestación Virginia y San Marcos.

A continuación, se presenta la ubicación geográfica del proyecto propuesto:



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-5 Disposición geográfica de los activos del proyecto Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de las subestaciones Virginia y San Marcos.

3.4.2.4. Análisis técnicos

A continuación, se presenta el análisis técnico de la obra propuesta, listando los supuestos y consideraciones del análisis. Posteriormente, son presentados escenarios críticos que presentan violaciones sobre las restricciones operativas del SIN.

3.4.2.4.1. Supuestos y consideraciones

Las condiciones operativas tenidas en cuenta para la validación eléctrica son:

- Los taps de los transformadores en la zona de influencia del proyecto se consideran en su posición neutral.

- No son modelados los activos del Sistema de Distribución Local (SDL), por lo tanto, las demandas son referidas a las subestaciones de nivel de tensión 4.

3.4.2.4.2. Horizonte de análisis

El horizonte de evaluación está definido entre los años 2028 – 2036 utilizando las proyecciones de demanda de la UPME reportados en “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2025 - 2039”.⁵⁶

3.4.2.4.3. Obras de expansión

Dentro de los análisis realizados, fueron consideradas las obras de expansión más relevantes dentro del área Suroccidental, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.4.2-1 Obras consideradas para la evaluación de las obras del área Suroccidental.

Proyectos	FPO
Segundo corredor Jardinera - Junín - Buchelly 115 kV y nuevo corredor Olaya Herrera - Buchelly 115 kV	2027
Nueva Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas	2030
Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas	2029
Nueva Subestación Amanecer 500/230/115 kV y obras asociadas	2032

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.2.4.4. Escenarios de demanda y despacho de generación

A continuación, se presentan los escenarios de demanda y generación definidos para el desarrollo de las validaciones eléctricas.

Tabla 3.4.2-2 Escenarios de generación considerados para la evaluación de la obra Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos.

Escenario de generación	Descripción
G0	Mínima generación en el área suroccidental con alta exportación hacia Ecuador - 450 MW

⁵⁶ Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025, 9 de mayo). *Proyección de demanda*. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC). https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

G1	Máxima generación en el área suroccidental con alta importación desde Ecuador - 450 MW
----	--

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.2-3 Escenarios de demanda considerados para la evaluación de la obra Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos.

Escenario de demanda	Descripción
Dmax	Demanda máxima en el área Suroccidental
Dmed	Demanda media en el área Suroccidental
Dmin	Demanda mínima en el área Suroccidental

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

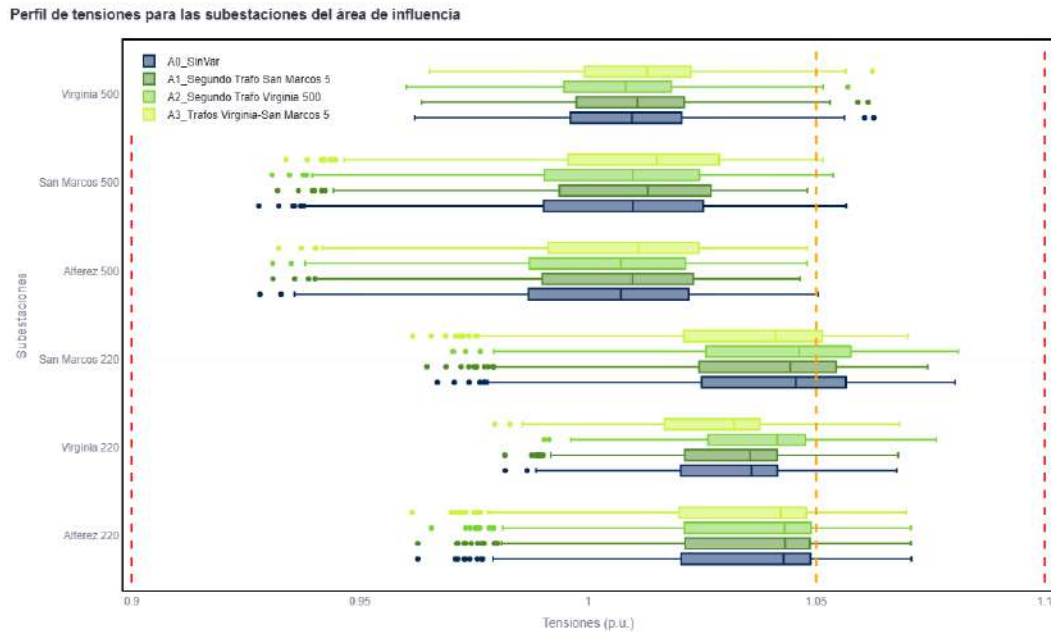
3.4.2.4.5. Análisis de resultados

A continuación, se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de la obra en evaluación en los perfiles de tensión, las cargabilidades y cortocircuito de los diferentes elementos en el área de influencia. Los resultados se presentan de manera gráfica los resultados de las simulaciones efectuadas en DigSilent – PowerFactory para el proyecto, indicando para cada parámetro observado los aspectos más relevantes.

a. Perfiles de tensión

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2) y escenarios de demanda (3), se realiza la simulación de los casos de estudio para cada una de las subestaciones evaluadas y que pertenecen al área de influencia del proyecto.

En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la tensión de dichas subestaciones de la zona de influencia del proyecto en evaluación para el caso base y el comportamiento de la tensión con el proyecto implementado para las tres alternativas planteadas.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-6 Resultados de análisis de los perfiles de tensión.

- Los perfiles de tensión en las subestaciones no presentan variaciones significativas para cada una de las alternativas en comparación del caso base.
- Las demás subestaciones de la subárea no presentan impactos relevantes sobre sus perfiles de tensión, lo que indica que las obras propuestas no generan efectos adversos sobre el comportamiento de la red en el resto de la subárea.

b. Perfiles de cargabilidades

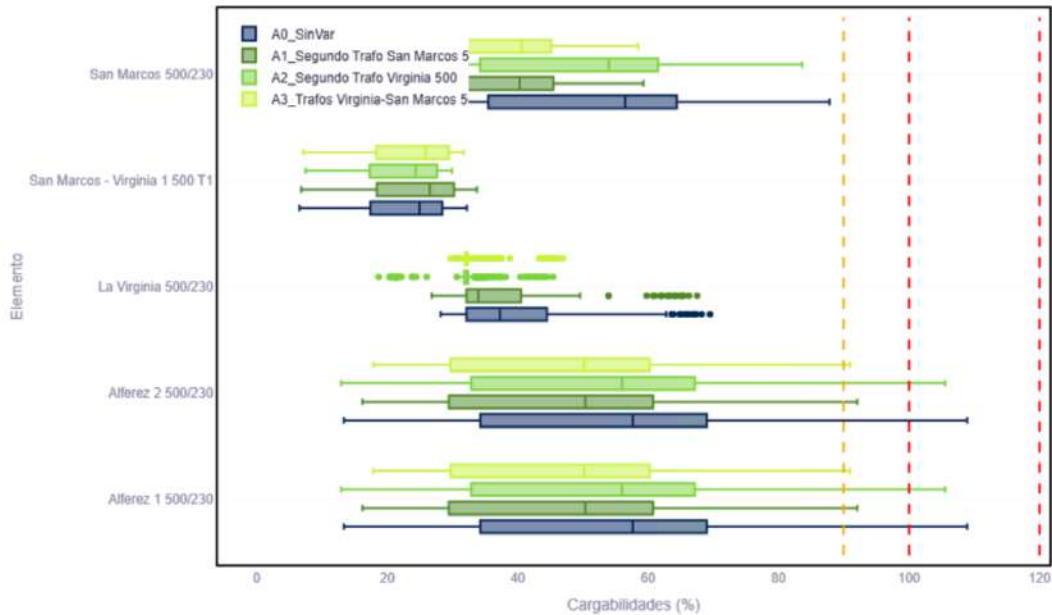
En esta sección se presentan los análisis técnicos del comportamiento y el impacto de las cargabilidades de los diferentes elementos en el área de influencia bajo la condición de contingencia N-1.

Para esto se siguen los lineamientos establecidos por la Resolución CREG 025 de 1995 con el objetivo de garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía.

Estos lineamientos son:

- La cargabilidades de las líneas y transformadores no deben sobrepasar el máximo valor de emergencia declarado en PARATEC en condición de contingencia N-1.

Teniendo en cuenta los escenarios de generación (2), escenarios de demanda (3) y contingencias, se realiza la simulación de los casos de estudio para cada uno de los elementos (líneas y transformadores) evaluados y que pertenecen al área de influencia del proyecto. En la siguiente figura se presenta una comparación del comportamiento de la cargabilidad ante contingencia n-1 de dichos elementos en el caso base y el comportamiento de la cargabilidad ya con el proyecto implementado.



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-7 Resultados del nivel de carga de los elementos. Proyecto Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV subestaciones Virginia y San Marcos.

- Se observa que, con la entrada en operación de la alternativa 1, se presenta una reducción de las cargabilidades en el elemento San Marcos 500/230 kV, evidenciando un alivio en la operación de este nodo frente al escenario base. No obstante, los elementos Alférez 1 y Alférez 2 500/230 kV mantienen niveles de cargabilidad relativamente elevados.
- Con la alternativa 2, se evidencia una mejor distribución de las cargabilidades en el área de influencia, reduciendo los valores promedio y máximos en los elementos La Virginia 500/230 kV y San Marcos 500/230 kV, sin presentarse superación de la capacidad nominal en los escenarios evaluados.

- Para la alternativa 3, se observa una reducción generalizada de las cargabilidades en los transformadores Alférez 1 y Alférez 2 500/230 kV, manteniéndose los niveles de operación por debajo de los umbrales de advertencia, lo que indica una mejora en el balance del sistema.

c. Análisis de cortocircuito

Para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se emplea la norma IEC 60909 – 2016 ⁵⁷ bajo un escenario en el cual se ponen en línea la mayor cantidad de unidades de generación de manera que se pueda encontrar el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones que pertenecen a la subárea de interés. Es importante precisar que los parámetros eléctricos del sistema, incluyendo las características de los transformadores, líneas y demandas, así como la topología de la red y las condiciones operativas consideradas en los estudios, fueron modelados con base en la información suministrada por los transportadores a través del PARATEC ⁵⁸ y de la Ventanilla Única, de conformidad con lo establecido en la **Circular CREG 014 de 2022**.

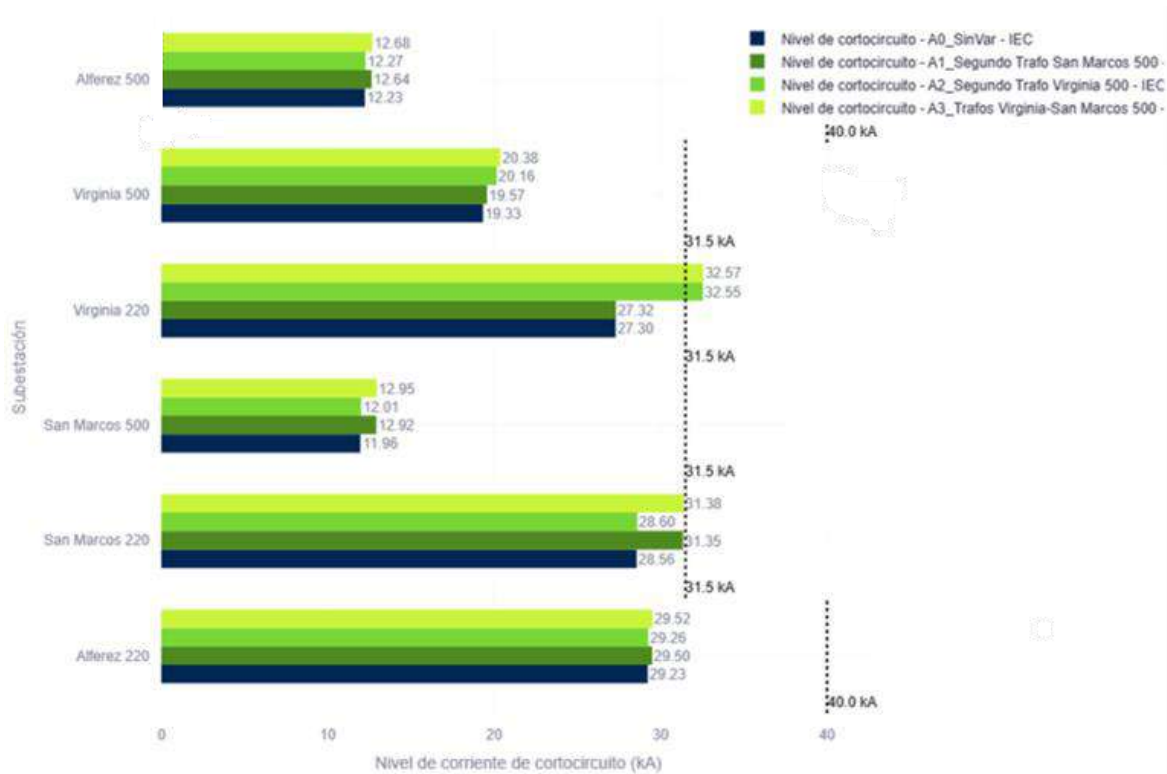
Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación, se presenta de manera gráfica el impacto del proyecto en evaluación sobre el nivel de corriente de cortocircuito de las 48 subestaciones que se encuentran dentro del área de influencia de este.

⁵⁷ International Electrotechnical Commission. (2016). *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents* (IEC Standard No. 60909-0:2016). IEC.

<https://webstore.iec.ch>

⁵⁸ XM S.A. ESP. (s. f.). *PARATEC* [Plataforma de información técnica del sistema eléctrico].

<https://paratec.xm.com.co/>



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-8 Resultados del nivel de corriente de cortocircuito máximo.

- Con la Alternativa 2 y la Alternativa 3, se observa que la subestación Virginia 220 kV supera el límite de 31.5 kA, evidenciando una condición crítica desde el punto de vista de capacidad de interrupción de los equipos asociados a este nivel de tensión.
- Con la Alternativa 1 y la Alternativa 3, la subestación San Marcos 220 kV opera muy cercana al límite de 31.5 kA, lo que reduce el margen de seguridad y podría comprometer la confiabilidad ante futuras expansiones o cambios en la topología del sistema.
- Para los niveles de 500 kV (Alferez 500, Virginia 500 y San Marcos 500), las corrientes de cortocircuito se mantienen dentro de los valores admisibles, sin superar los límites técnicos establecidos, aunque con incrementos moderados al implementar las alternativas de refuerzo.
- En términos generales, las Alternativas 2 y 3 presentan mayores impactos en los niveles de cortocircuito, particularmente en el nivel de 220 kV, por lo que se requerirán medidas de mitigación tales como actualización de equipos,

limitadores de corriente o ajustes en la configuración del sistema, con el fin de asegurar la viabilidad técnica de las soluciones propuestas.

d. Análisis de Demanda Máxima Atendible – Red Degradada

La sección de Demanda Máxima Atendible (DMA) presenta los resultados del análisis orientado a determinar la máxima potencia que puede ser suministrada por la red en el área Suroccidental, bajo criterios de seguridad y calidad del servicio. Para ello, se incrementa de manera progresiva y uniforme la demanda del área, mientras se supervisa el comportamiento de las cargabilidades y los niveles de tensión de los distintos elementos del sistema para importación de energía, hasta identificar los límites operativos. Este ejercicio permite establecer la capacidad efectiva de atención de la demanda en el escenario sin proyecto y contrastarla con el escenario con proyecto, evidenciando el impacto de las nuevas obras sobre la capacidad y desempeño de la red.

Con el fin de evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones de red degradada, el análisis de DMA se desarrolló considerando contingencias múltiples del tipo N-1-1, asociadas a la indisponibilidad simultánea de dos elementos relevantes del STN en el área de estudio. Para ello, se definió el conjunto de mantenimientos críticos que se presentan a continuación:

Tabla 3.4.2-4 Listado de Mantenimientos evaluados.

MANTENIMIENTOS EVALUADOS	
1	La Virginia 500/230 kV
2	Alfárez - San Marcos 1 500 kV
3	San Marcos - Virginia 1 500 kV
4	San Marcos 500/230 kV
5	Alfárez - Virginia 1 500 kV

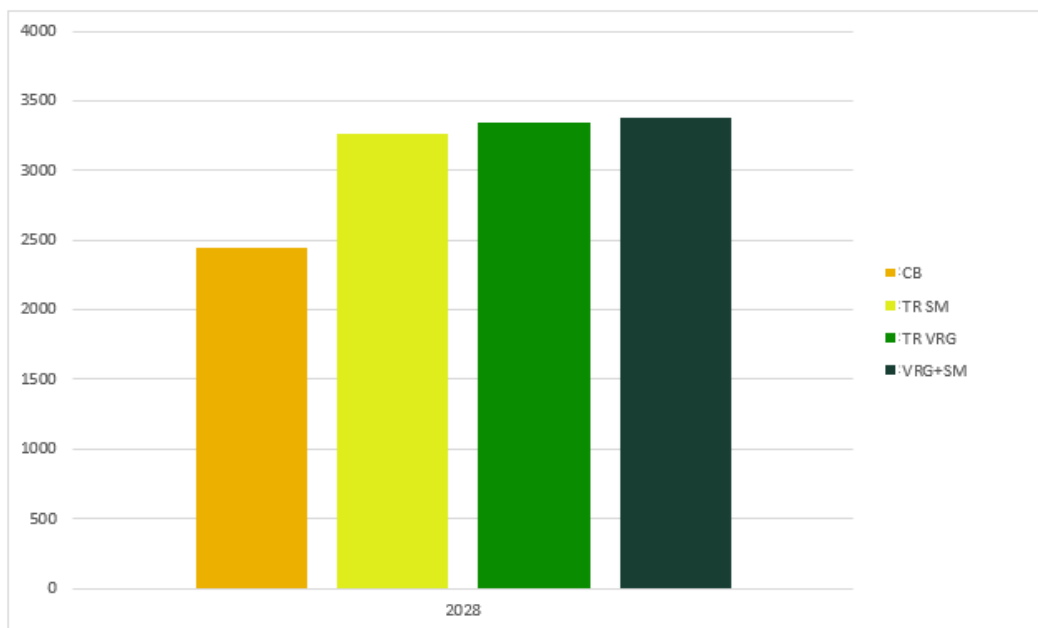
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

La metodología aplicada consistió en seleccionar, de manera iterativa, uno de los elementos listados como contingencia inicial N-1, y combinarlo sucesivamente con la indisponibilidad de cada uno de los elementos restantes, configurando así los distintos escenarios N-1-1 evaluados. Este enfoque permite capturar condiciones operativas críticas asociadas a la programación de mantenimientos y a la ocurrencia de fallas adicionales en el sistema.

La evaluación de la Demanda Máxima Atendible se realizó para dos horizontes de análisis representativos del planeamiento de largo plazo:

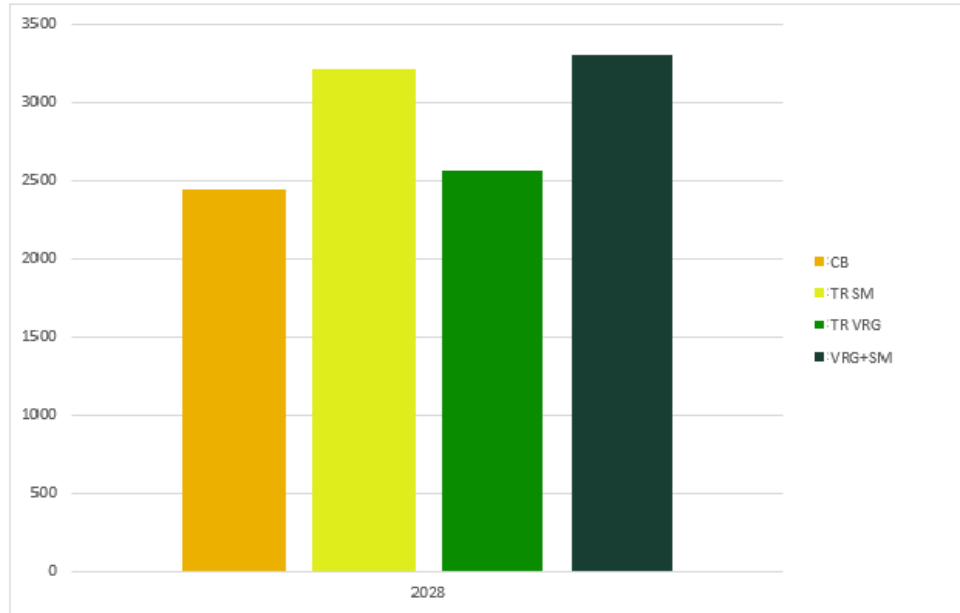
- Año 2028, correspondiente a la entrada en operación de la obra de expansión de los segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia.
- Año 2032, asociado a la entrada en operación del proyecto de la nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV, el cual introduce modificaciones relevantes en la topología y capacidad del sistema.

En las siguientes figuras se presentan los resultados de la Demanda Máxima Atendible para el año 2028 bajo condiciones de red degradada, considerando las diferentes combinaciones de contingencias N-1-1 evaluadas.



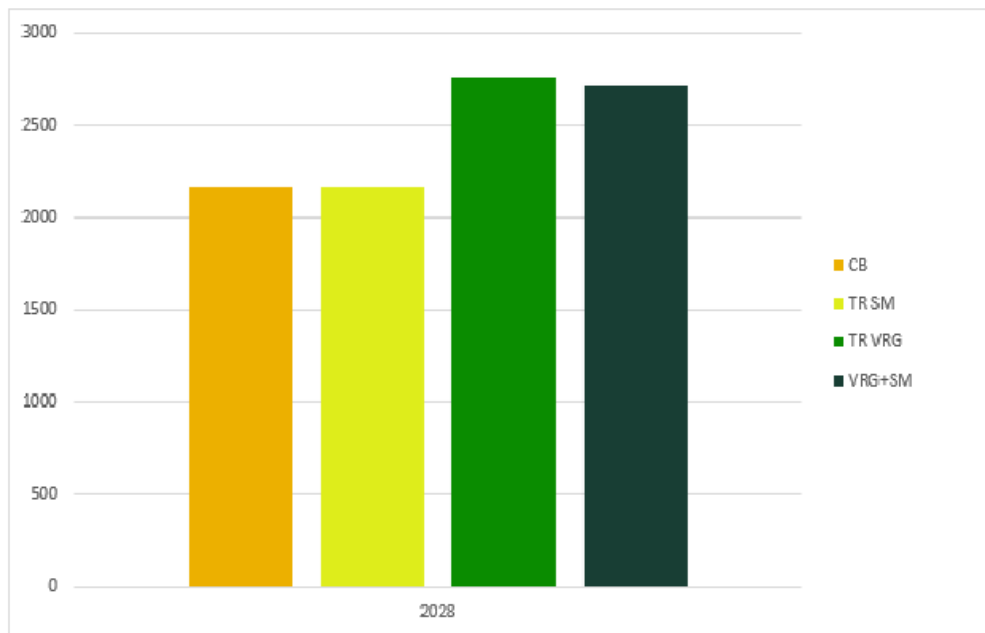
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-9 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (La Virginia 500/230 kV).



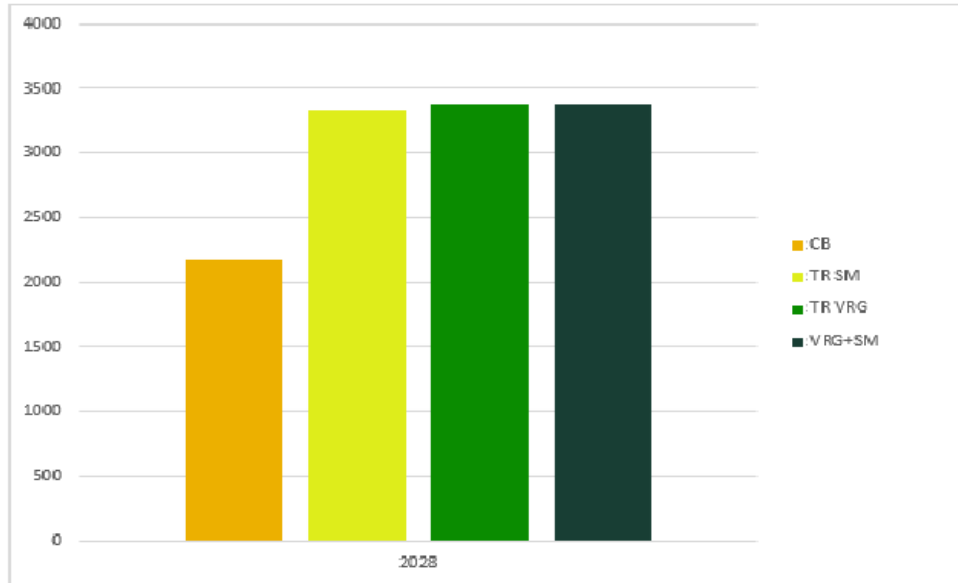
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-10 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (Alferez - San Marcos 500 kV).



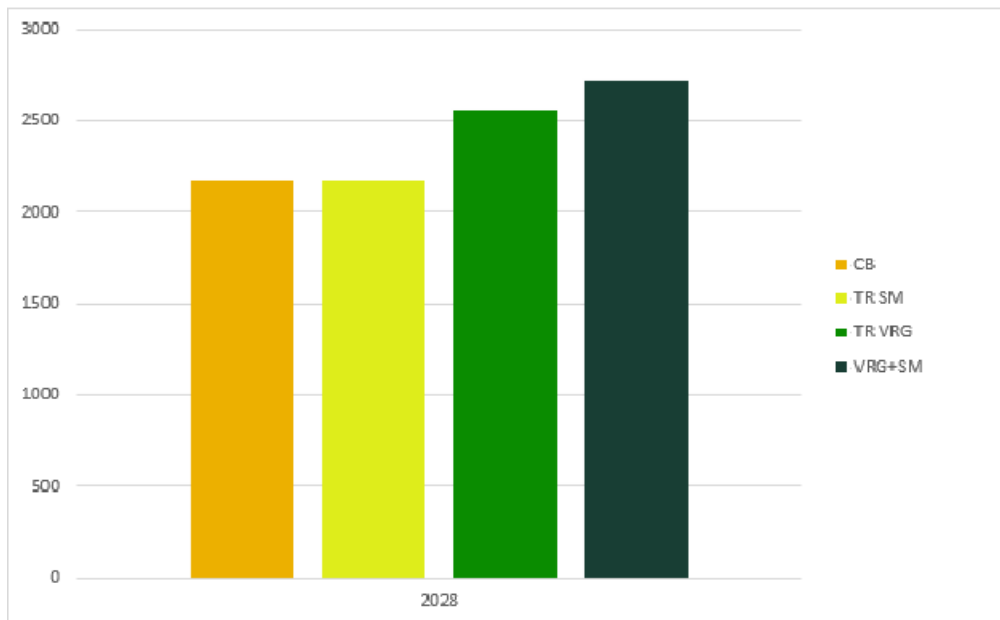
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-11 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (San Marcos - La Virginia 500 kV).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-12 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (San Marcos 500/230 kV).

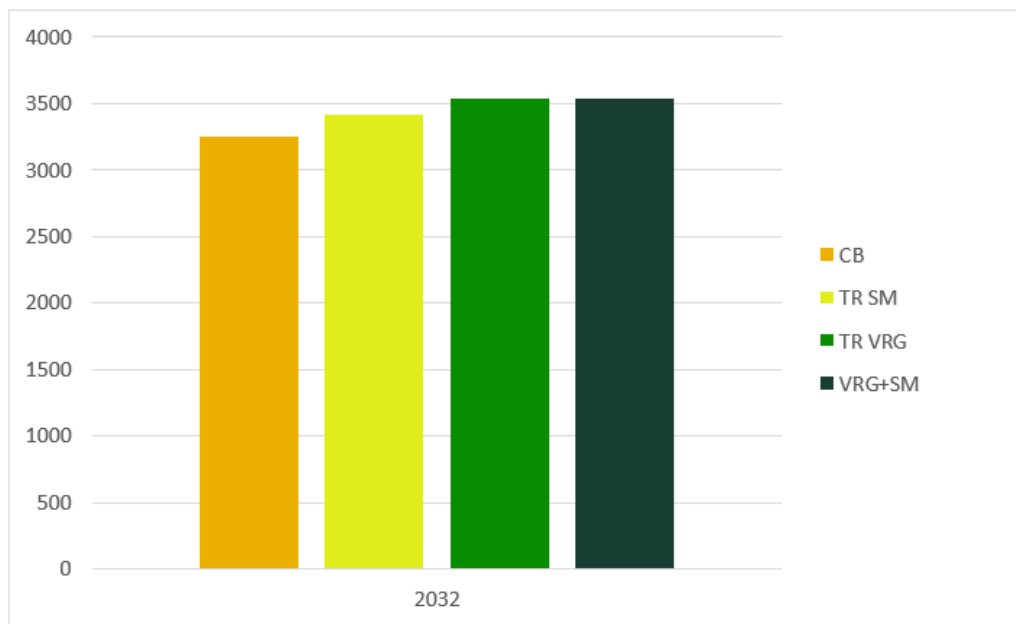


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-13 Máxima demanda atendible (2028) en red degradada (Alferez - La Virginia 500 kV).

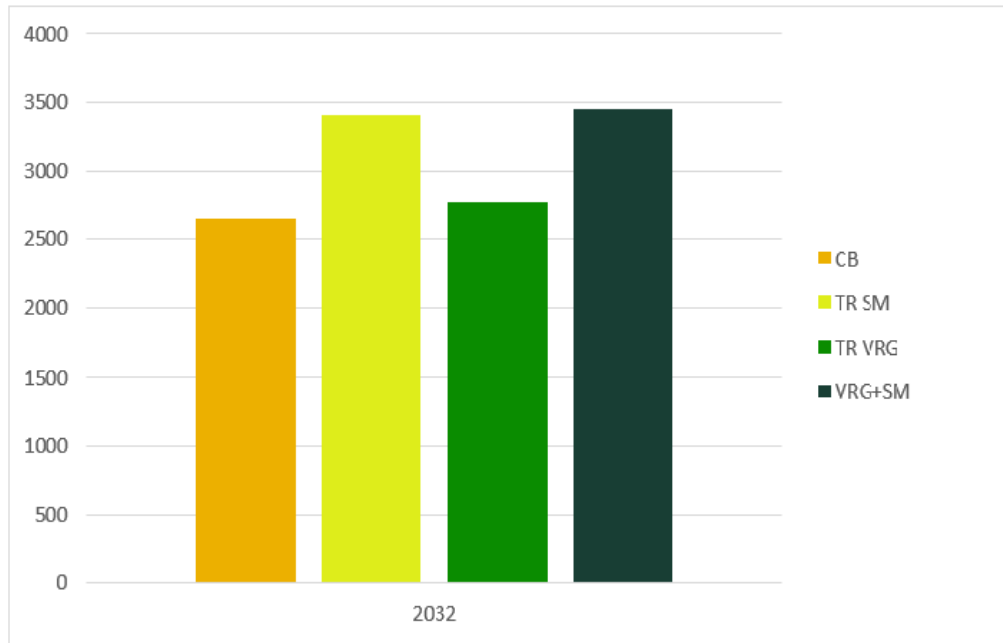
- En el escenario sin proyecto, la Demanda Máxima Atendible se ve limitada, lo que reduce significativamente los márgenes operativos del sistema ante indisponibilidades simultáneas.
- Con la incorporación de las alternativas de expansión, se observa una mejora sustancial en la capacidad de atención de la demanda.
- La Alternativa 3 presenta el mejor desempeño, al permitir los mayores incrementos de Demanda Máxima Atendible en todos los escenarios N-1-1 analizados, evidenciando una mayor resiliencia del sistema frente a condiciones severas de operación.

En las siguientes figuras se muestran los resultados correspondientes al año 2032, considerando la entrada en operación de la nueva subestación Amanecer.



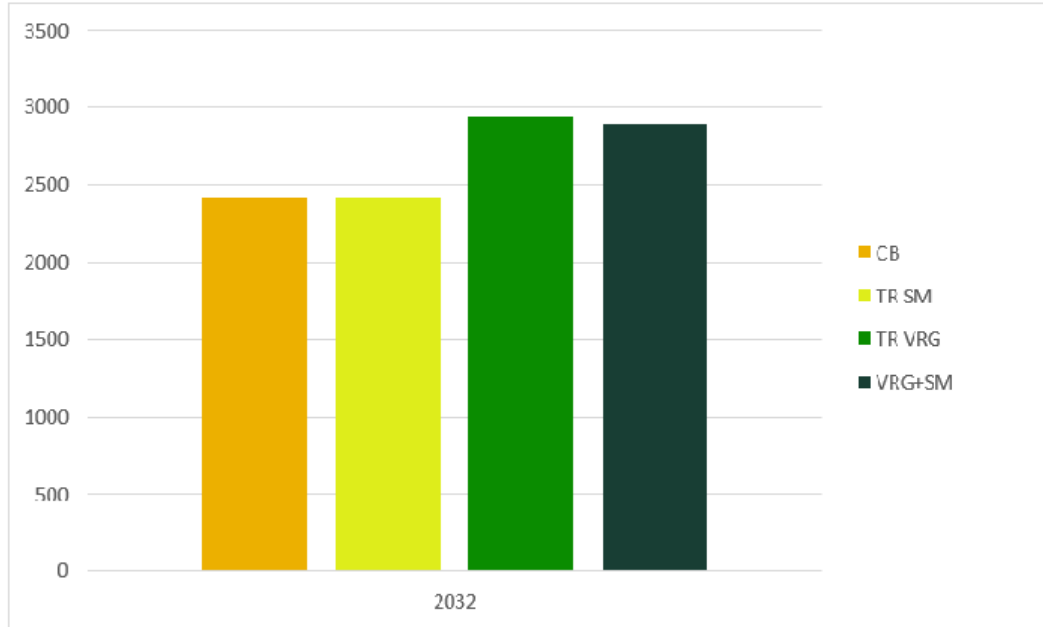
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-14 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (La Virginia 500/230 kV).



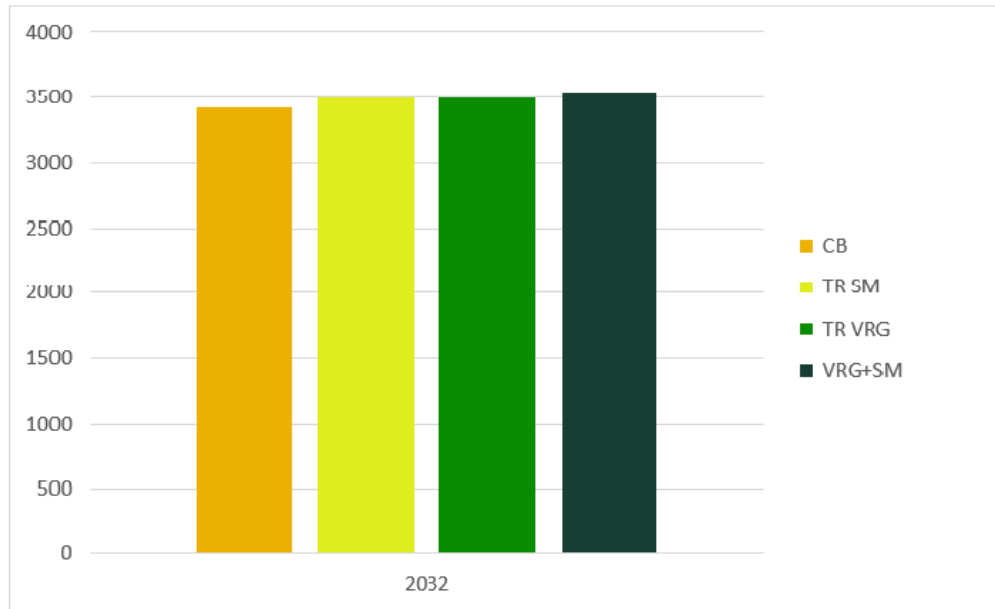
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-15 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (Alférez - San Marcos 500 kV).



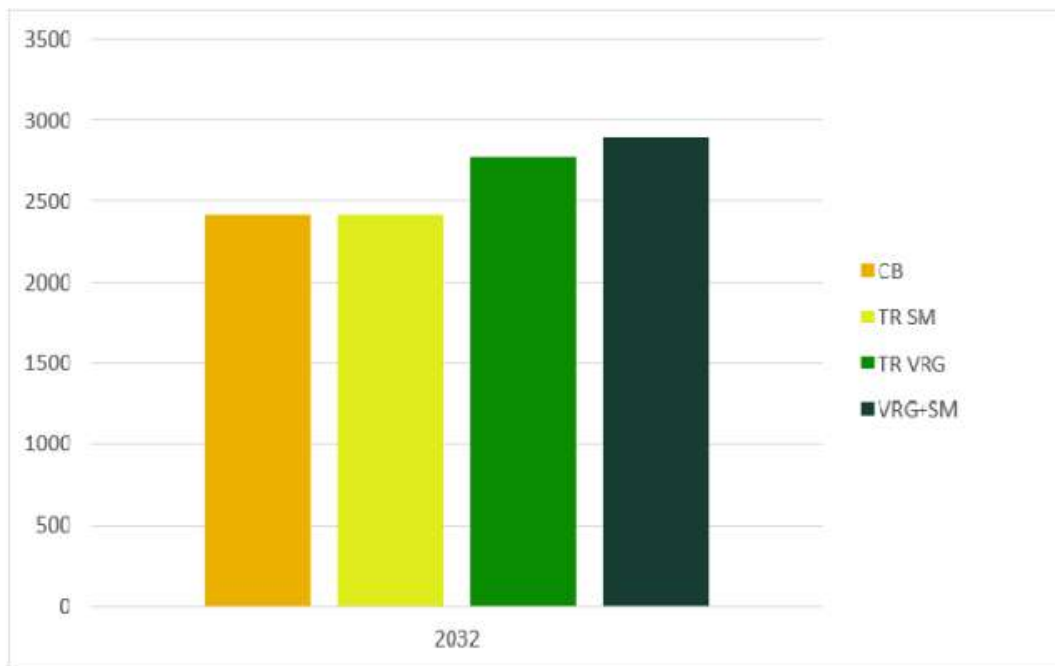
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-16 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (San Marcos - La Virginia 500 kV).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-17 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (San Marcos 500/230 kV).



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura 3.4.2-18 Máxima demanda atendible (2032) en red degradada (Alferez - La Virginia 500 kV).

- En este horizonte, se observa un incremento general en la Demanda Máxima Atendible respecto al año 2028, como resultado de las nuevas obras estructurales incorporadas al sistema.
- No obstante, bajo condiciones de red degradada, el escenario sin proyecto continúa presentando restricciones relevantes asociadas a la capacidad de transformación 500/230 kV, lo que limita la atención de la demanda ante contingencias múltiples.
- La implementación de los segundos bancos de autotransformadores monofásicos, especialmente bajo la Alternativa 3, permite aprovechar de manera más eficiente las nuevas infraestructuras, incrementando los márgenes operativos y reduciendo la severidad de las restricciones ante escenarios N-1-1.

3.4.2.5. Análisis económicos

Dados los resultados técnicos y el impacto de las alternativas en la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía, en esta sección se realiza un análisis económico para cuantificar la viabilidad de las alternativas bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1. A continuación se presentan los costos asociados de las alternativas en evaluación, así como también, los beneficios cuantificados dados los impactos de las alternativas en la reducción de restricciones en el sistema.

3.4.2.5.1. Costos

Teniendo en cuenta el alcance de las obras presentes en cada alternativa se realiza la valoración de los costos de estas en unidades constructivas, según lo estipulado en las resoluciones CREG 015 de 2017 (remuneración STR) y CREG 011 de 2009 (remuneración STN). Con esa información es posible determinar los costos de capital (CAPEX) y operación (OPEX) asociados a las obras en evaluación presentes en cada alternativa utilizando una proyección de anualidades.

En las siguientes tablas se presentan los valores presentes netos para el STR y STN que incluyen el CAPEX y OPEX de las obras propuestas en cada alternativa.

Tabla 3.4.2-5 Costo de la obra Alternativa 1. Segundo banco de autotransformadores monofásicos San Marcos 500/230 kV de 450 MVA.

Sistema	Costo en USD - UC
STR	0

Sistema	Costo en USD - UC
STN	12 ' 122.942
Total	12 ' 122.942

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.2-6 Costo de la obra Alternativa 2. Segundo banco de autotransformadores monofásicos Virginia 500/230 kV de 450 MVA.

Sistema	Costo en USD - UC
STR	0
STN	12 ' 122.942
Total	12 ' 122.942

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.2-7 Costo de la obra Alternativa 3. Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos cada uno de 450 MVA.

Sistema	Costo en USD - UC
STR	0
STN	24 ' 245.885
Total	24 ' 245.885

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.2.5.2. Beneficios

Teniendo en cuenta una proyección a 25 años, los beneficios de la obra se estiman con relación a la demanda no atendida debido a condiciones de baja tensión y sobrecargas en red completa, así como a contingencia N-1:

Tabla 3.4.2-8 Beneficios del proyecto discriminados por alternativa evaluada.

Alternativa	Beneficios USD
A1	13 ' 849.758
A2	72 ' 919.670

Alternativa	Beneficios USD
A3	72'919.670

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.2.5.3. Relación Beneficio – Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para un horizonte de 25 años asociados a la construcción de la obra. Al efecto se calculó el valor presente de los beneficios y de los costos del proyecto de expansión, con lo cual se determinó que la relación beneficio/costo resulta ser superior a 1 para cada una de las alternativas.

Tabla 3.4.2-9 Relación B/C de la Alternativa 1. Segundo banco de autotransformadores monofásicos San Marcos 500/230 kV de 450 MVA.

Características	B/C
San Marcos 2 500/230 kV	1,14

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.2-10 Relación B/C de la Alternativa 2. Segundo banco de autotransformadores monofásicos Virginia 500/230 kV de 450 MVA.

Características	B/C
Virginia 2 500/230 kV	6,01

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Tabla 3.4.2-11 Relación B/C de la obra Alternativa 3. Segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en las subestaciones Virginia y San Marcos cada uno de 450 MVA.

Características	B/C
San Marcos 2 y Virginia 2 500/230 kV	3,01

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

3.4.2.6. Conclusiones

- En relación con las cargabilidades, en el caso base se identifican niveles de carga del orden del 110 % en los transformadores Alférez 500/230 kV 1 y 2, lo cual representa una condición que compromete los criterios de seguridad y

confiabilidad operativa del sistema. Con la implementación de la Alternativa 3, dichas cargabilidades se reducen de manera significativa, restableciendo márgenes adecuados de operación de los equipos evaluados, fortaleciendo la capacidad del sistema para atender contingencias y evidenciando una mejora sustancial en la seguridad y confiabilidad de la operación.

- Respecto a la Demanda Máxima Atendible, la evaluación bajo condiciones de red degradada (contingencia N-1-1) muestra que, tanto para el año 2028 como para el año 2032, las tres alternativas analizadas generan mejoras significativas. Sin embargo, la Alternativa 3 presenta el mejor desempeño operativo entre ellas.
- En cuanto al análisis de cortocircuito, se observa que con las Alternativas 2 y 3 se supera el límite de 31,5 kA en La Virginia 230 kV, mientras que con las Alternativas 1 y 3 San Marcos 230 kV opera al límite. En consecuencia, será necesario definir e implementar medidas de mitigación que permitan garantizar la viabilidad técnica y el cumplimiento de los límites normativos del sistema.
- Finalmente, la evaluación económica del proyecto de transmisión, basada en el análisis de beneficios por Demanda No Atendida (DNA) en escenarios con y sin proyecto, y validada bajo condiciones de red degradada (contingencia N-1-1) para diferentes contingencias, confirma la viabilidad económica de las tres alternativas analizadas. De acuerdo con los resultados de la relación beneficio/costo, la Alternativa 2 presenta el mejor desempeño económico, seguida por la Alternativa 3, mientras que la Alternativa 1 resulta la menos favorable desde el punto de vista económico, aunque todas superan el umbral de viabilidad económica ($B/C > 1$).

3.4.2.7. Fecha de puesta en operación

La fecha de puesta en operación del proyecto correspondiente a los segundos bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada uno en las subestaciones La Virginia y San Marcos se estableció para el 31 de diciembre de 2028, en concordancia con los plazos definidos por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

3.4.2.8. Recomendaciones

- Se recomienda la Alternativa 3, dado que presenta el mejor desempeño técnico integral del sistema. Si bien no muestra la mayor relación beneficio/costo, esta condición obedece a que el análisis económico considera únicamente los beneficios asociados a la Demanda No Atendida, sin incorporar beneficios

sistémicos adicionales, tales como el incremento en la confiabilidad, la flexibilidad operativa y la resiliencia del sistema.

- La alternativa seleccionada deja en evidencia el agotamiento de capacidad de interrupción en las subestaciones Virginia 230 kV y San Marcos 230 kV. Por esta razón, es necesario que el transportador presente un plan de mitigación y modernización que garantice la viabilidad técnica del proyecto.

4. Recomendaciones

Como resultado de los análisis técnico-económicos presentados en detalle en el capítulo anterior, a continuación, se resume el listado de obras recomendadas por la Unidad para su ejecución en el Sistema de Transmisión Nacional, de conformidad con los procedimientos normativos y regulatorios vigentes.

- Construcción de una bahía de transformación a nivel de 500 kV y la instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV de 150 MVA en la subestación Chinú. La obra se recomienda con una FPO para el 31 de diciembre de 2028.
- Construcción de los Compensadores Síncronos y obras asociadas, tal y como se detalla a continuación:

Fase A: Construcción e instalación de siete (7) compensadores síncronos en las subestaciones y de las potencias que se resumen en la siguiente tabla:

Ubicación Compensador Síncrono	Potencia Compensador Síncrono (MVAr)
Nva Barranquilla 220 kV	150
Sabanalarga 500 kV	150
Cuestecitas 500 kV	300
Colectora 500 kV	300
Carreto 500 kV	300
Chinú 500 kV	150
Toluviejo 230 kV	150

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Los anteriores Compensadores Síncronos se recomiendan con FPO para el 31 de diciembre de 2030.

Fase B: Construcción e instalación de ocho (8) compensadores síncronos en las subestaciones y de las potencias que se resumen en la siguiente tabla:

Ubicación Compensador Síncrono	Potencia Compensador Síncrono (MVAr)
Caracolí 110 kV	50
Tebsa 220 kV	150
Malambo 110 kV	50

Ubicación Compensador Síncrono	Potencia Compensador Síncrono (MVar)
Copey 220 kV	150
Cuestecitas 220 kV	300
Valledupar 220 kV	150
Bolívar 220 kV	300
Sahagun 500 kV	300

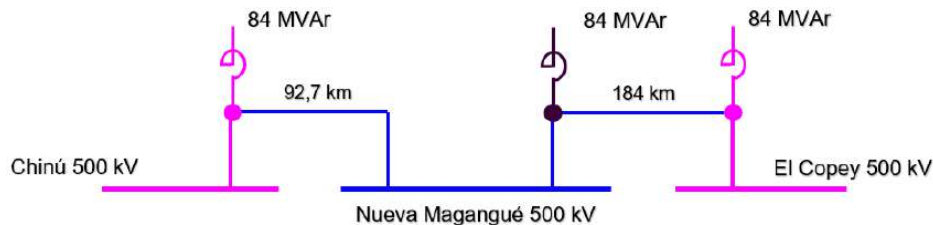
Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Los anteriores Compensadores Síncronos se recomiendan con FPO para el 31 de diciembre de 2031.

Adicionalmente, se recomienda la instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVar en la Subestación Colectora 500 kV y la instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVar en la Subestación Cuestecitas 500 kV. Lo anterior, se recomienda con una FPO para el 30 de junio del 2027.

Teniendo en cuenta los impactos de la instalación de compensadores síncronos sobre los niveles de corriente de cortocircuito en las subestaciones del SIN, se han identificado agotamientos en la capacidad de interrupción de algunas subestaciones. En consecuencia, se recomienda a los transportadores y a los operadores de red responsables de dichas subestaciones evaluar y proponer a la Unidad las obras complementarias de modernización correspondientes, de conformidad con los criterios establecidos en la regulación aplicable.

- Instalación de un (1) reactor de línea de 84 MVar en el extremo correspondiente a la subestación Magangué del circuito Nueva Magangué – El Copey 500 kV como ampliación del proyecto “Subestación Nueva Magangué 500 kV y líneas asociadas”. La topología de conexión se detalla en la siguiente imagen:



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

La FPO recomendada para el proyecto es del 31 de diciembre de 2028.

- Construcción de la subestación Guarne 230 kV a partir de la apertura del circuito Guatapé – Miraflores 230 kV, formando el corredor Guatapé – Guarne – Miraflores 230 kV. Así mismo, se considera la apertura del circuito Ayurá – Córdoba 110 kV para la construcción de la Subestación Guarne 110 kV, formando el corredor Ayurá – Guarne – Córdoba 110 kV. Adicionalmente, el proyecto contempla la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/110 kV, cada banco con capacidad de 180 MVA. La FPO del proyecto se recomienda para el 31 de diciembre de 2031.
- Construcción de dos bahías de transformación, una en la subestación Heliconia 500 kV y otra en la subestación Heliconia 230 kV, para la instalación del tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV en la subestación Heliconia, con una capacidad de 450 MVA. Se recomienda La FPO del proyecto para el 31 de diciembre de 2028.

Así mismo, se recomienda la construcción del segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV y sus bahías de línea asociadas en las subestaciones Heliconia 230 kV y Occidente 230 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2030.

- Construcción de la subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas, tal y como se detalla a continuación:

Construcción de la subestación La Montera 500 kV mediante la intercepción del circuito Antioquia - Porce III 500 kV, generando las líneas Antioquia - La Montera 500 kV y La Montera - Porce III 500 kV.

Construcción de la subestación La Montera 230 kV, a partir de la reconfiguración de los circuitos Porce – Barbosa 220 kV, Bello – El Salto 220 kV, Guadalupe IV – Barbosa 220 kV y Guadalupe IV – Occidente 220 kV en La Montera - Porce II 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera - Guadalupe IV 2 230 kV, La Montera - El Salto 230 kV, La Montera – Barbosa 1 230 kV, La Montera – Barbosa 2 230 kV, La Montera - Bello 230 kV y La Montera - Occidente 230 kV.

Para la nueva subestación La Montera se contempla la instalación de tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada banco.

Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.

Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVAR en el extremo de la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV.

Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVAR en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para los circuitos Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV.

Para el desarrollo de la interconexión Antioquia – Oriental, se considera la construcción del doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios.

Se recomienda que la capacidad de interrupción de las subestaciones La Montera 230 kV y La Montera 500 kV sea de 63 KA.

El proyecto, en su totalidad, se recomienda con FPO para el 31 de diciembre de 2032.

- Construcción de la Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas, tal y como se detalla a continuación:

Construcción de un doble circuito entre las subestaciones Aguaclara y Puerto Gaitán 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 1500 Amperios, considerando la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco. Lo anterior con FPO para el 31 de diciembre de 2031.

En el STR se considera la construcción de los circuitos Santa Helena – Puerto López 2, Puerto López – Campobonito 2 a 115 kV y la instalación de una compensación capacitiva de 12.5 MVAR en la Subestación Campobonito 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2028.

Adicionalmente, en el STR se considera la construcción del circuito Puerto Gaitán – Campobonito a 115 kV, con FPO para el 31 de diciembre de 2029.

- Construcción de la subestación Sabana Occidente 230 kV y líneas asociadas, tal y como se detalla a continuación:

Construcción de la subestación Sabana Occidente con tecnología GIS en el nivel de tensión 230 kV y con configuración Interruptor y Medio, a partir de la reconfiguración de la línea La Mesa – Noroeste 230 kV, conformando los tramos La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV. La obra se recomienda con una FPO para el 31 de diciembre de 2029.

En el SDL se contempla la Instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno en la subestación Sabana Occidente.

- Construcción de la Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas, tal y como se detalla a continuación:

Construcción de la subestación El Zaque 230 kV, en configuración interruptor y medio, a partir de la reconfiguración de los dos circuitos San Bernardino – Jamondino 1 y 2 230 kV en El Zaque – San Bernardino 1 y 2 230 kV y en El Zaque – Jamondino 1 y 2 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 800 A. Así mismo se recomienda la instalación de dos transformadores trifásicos 230/115 kV con una capacidad de 90 MVA cada uno.

De manera complementaria, se recomienda la instalación de un segundo transformador trifásico 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Páez.

Así mismo, se contempla la construcción de la tercera línea Popayán – San Bernardino 115 kV.

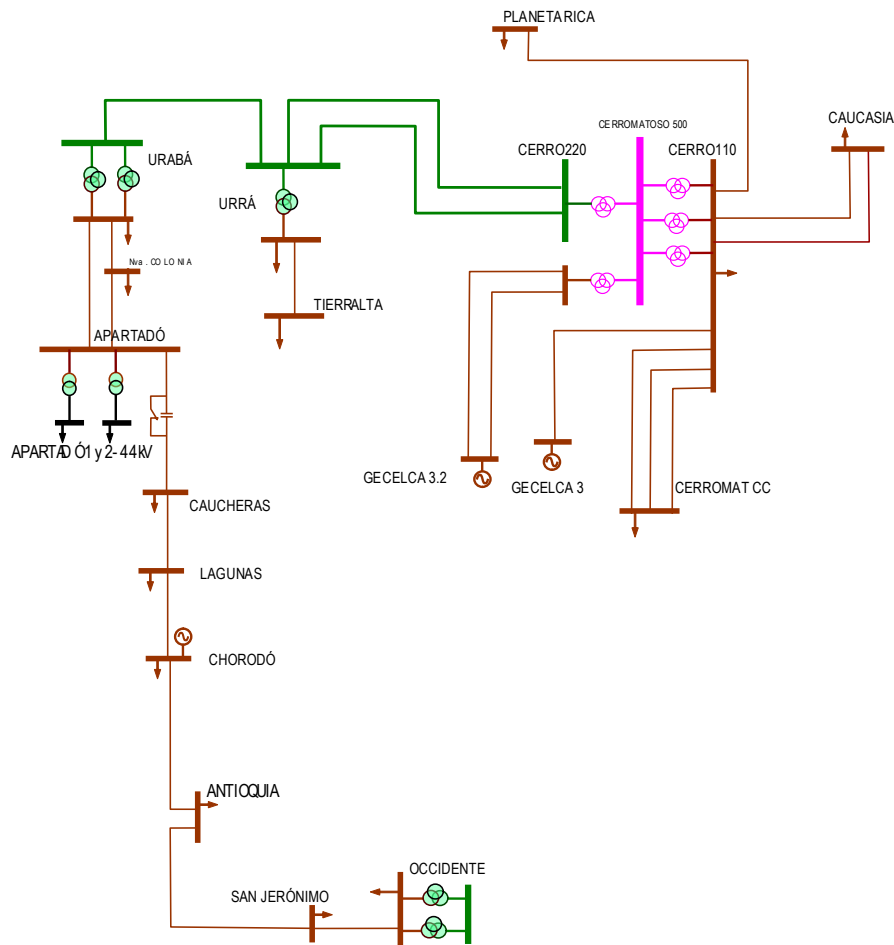
Se recomienda una FPO para el 31 de diciembre de 2031.

- Construcción de las nuevas bahías de transformación en las subestaciones la Virginia 500 kV, La Virginia 230 kV, San Marcos 500 kV y San Marcos 230 kV, para la instalación del segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación La Virginia y para la instalación del segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos. La FPO recomendada para el proyecto corresponde al 31 de diciembre de 2028.

5. Anexos

A lo largo de este capítulo son presentados los diagramas unifilares por áreas eléctricas actualizados, considerando inclusive las obras recomendadas en el presente plan.

5.1. Área Caribe

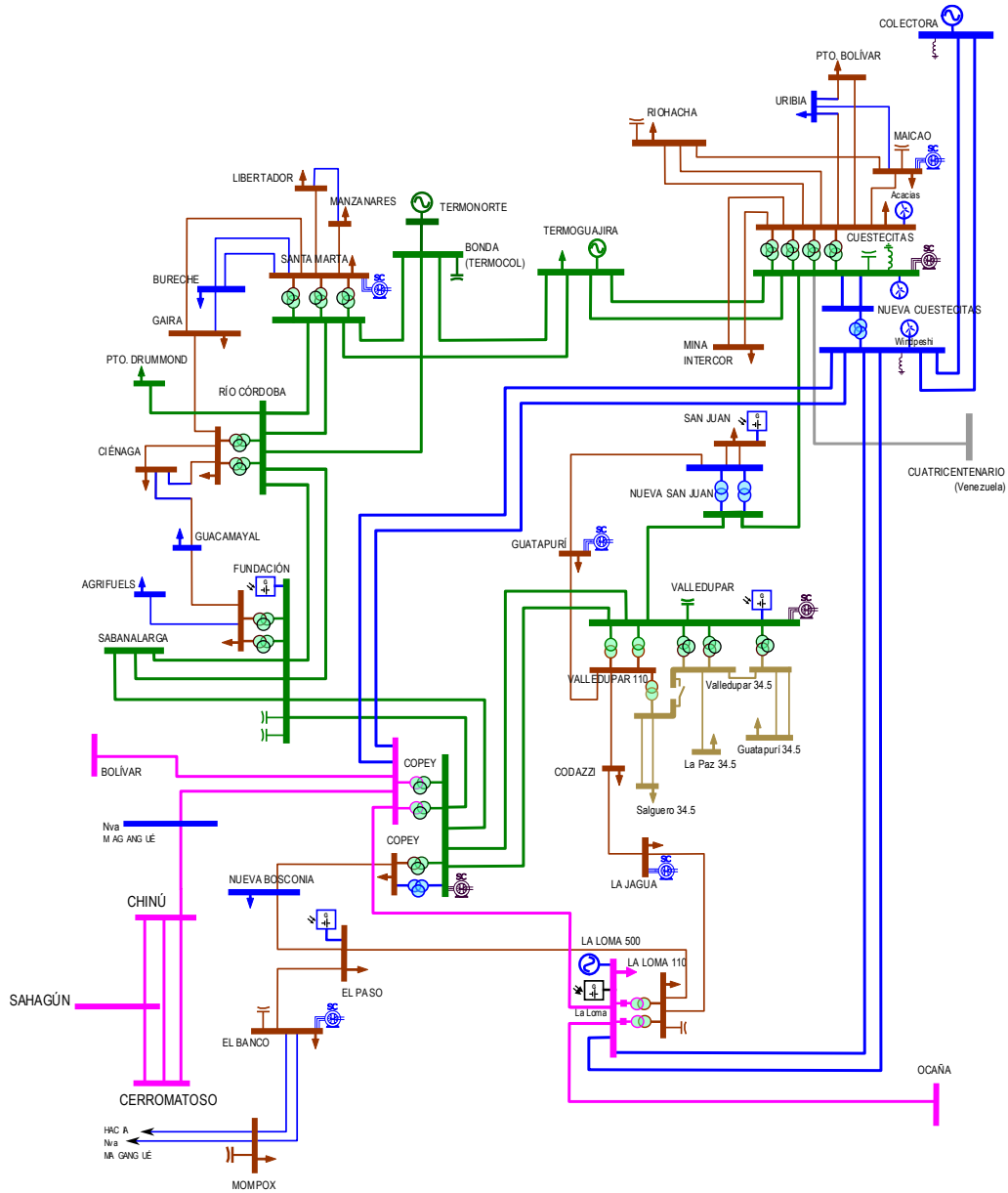


ÁREA CERRO MATOSO


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

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.1-1 Diagrama Unifilar área Cerromatoso.

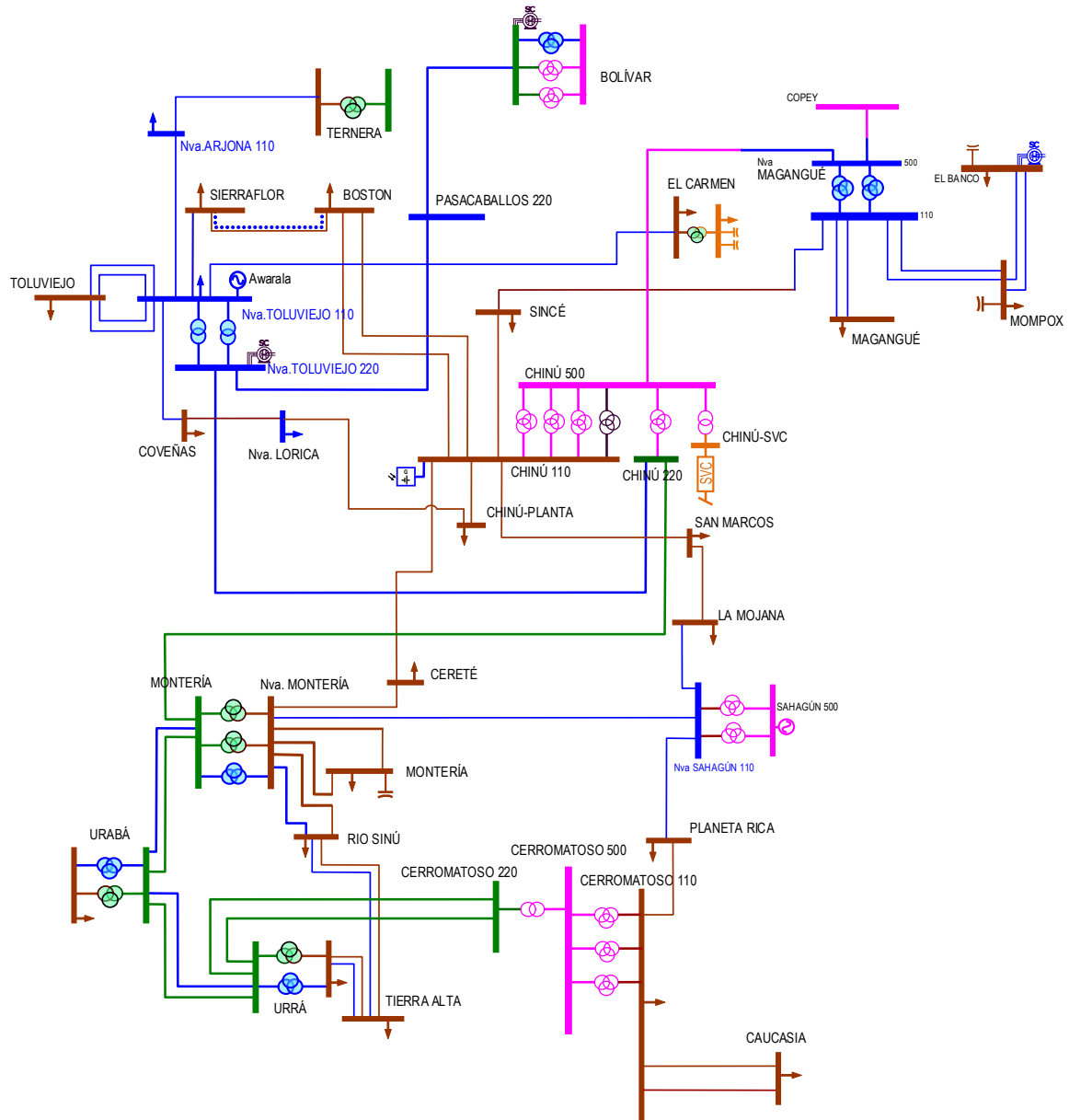


ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

500 kV 220 kV 110 kV 66 kV Expansión Bajo Análisis Proyectos de Expansión Fuera de servicio
 Compensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.1-2 Diagrama Unifilar área Guajira – Cesar - Magdalena.

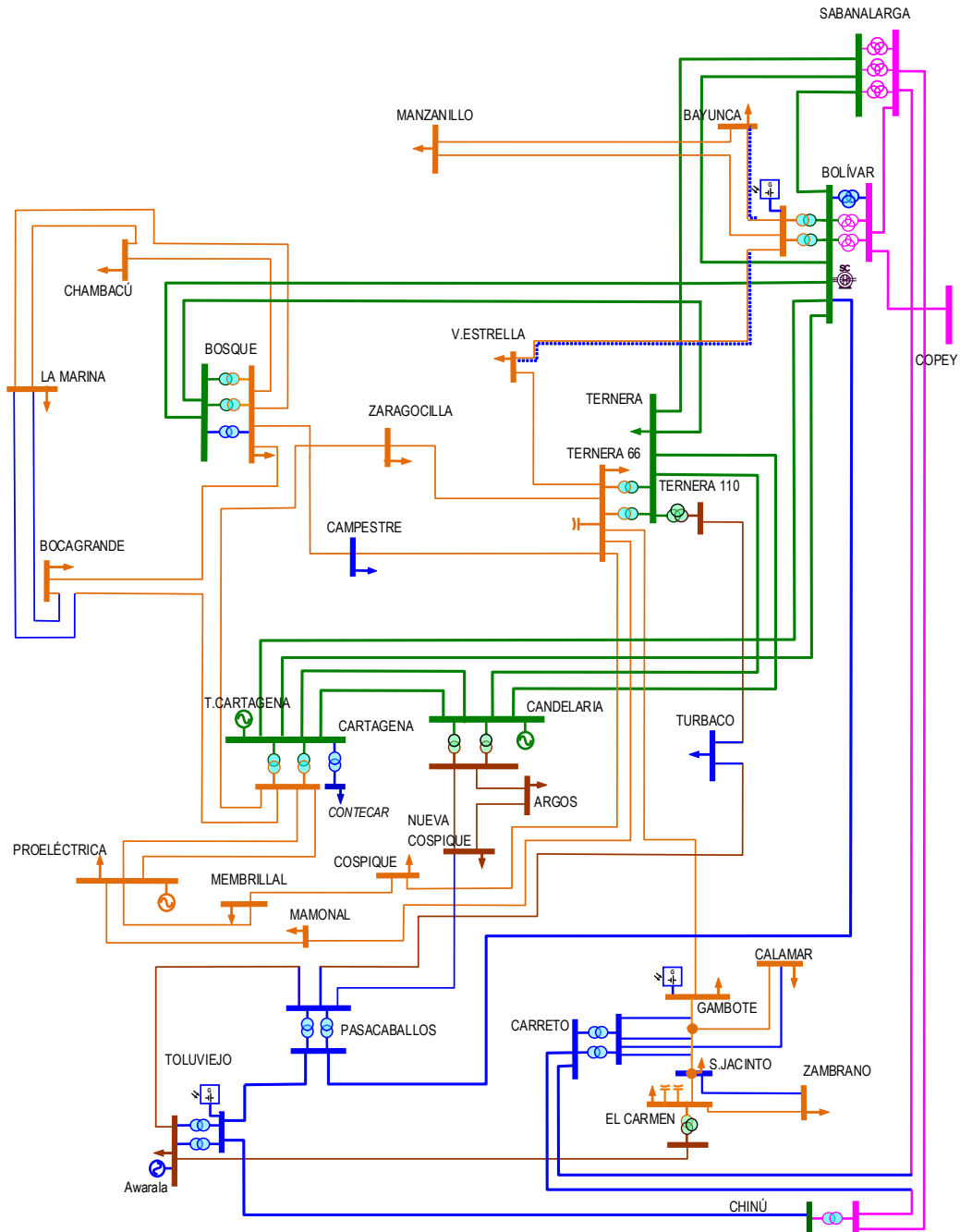


ÁREA CÓRDOBA - SUCRE

■ 500 kV
 ■ 220 kV
 ■ 110 kV
 ■ 66 kV
 ■ Expansión Bajo Análisis
 ■ Proyectos de Expansión
 - - - - - Recierre
 Compensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.1-3 Diagrama Unifilar área Córdoba - Sucre.

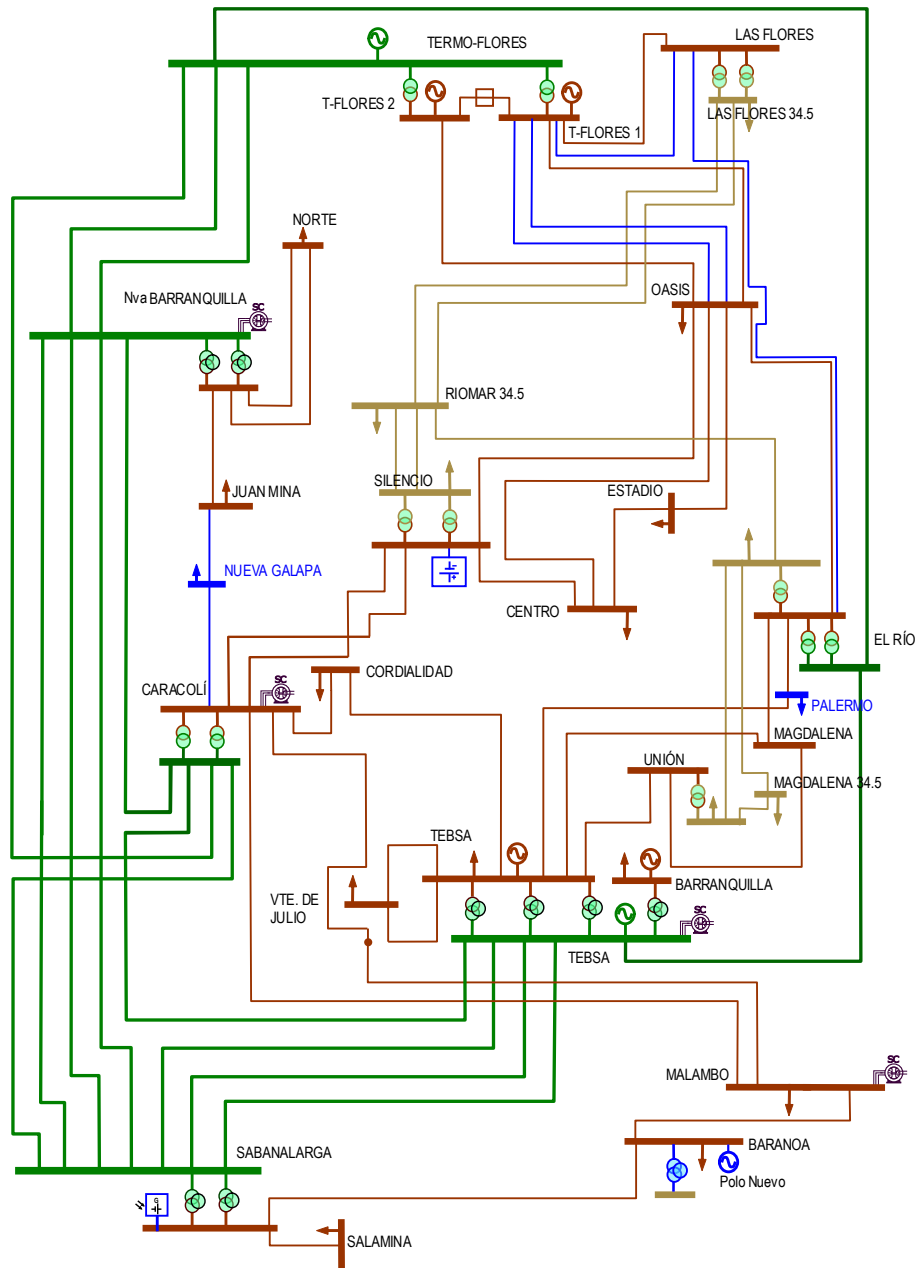


ÁREA BOLÍVAR

- 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión
- Recondicionamiento Ⓢ Compensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.1-4 Diagrama Unifilar área Bolívar.



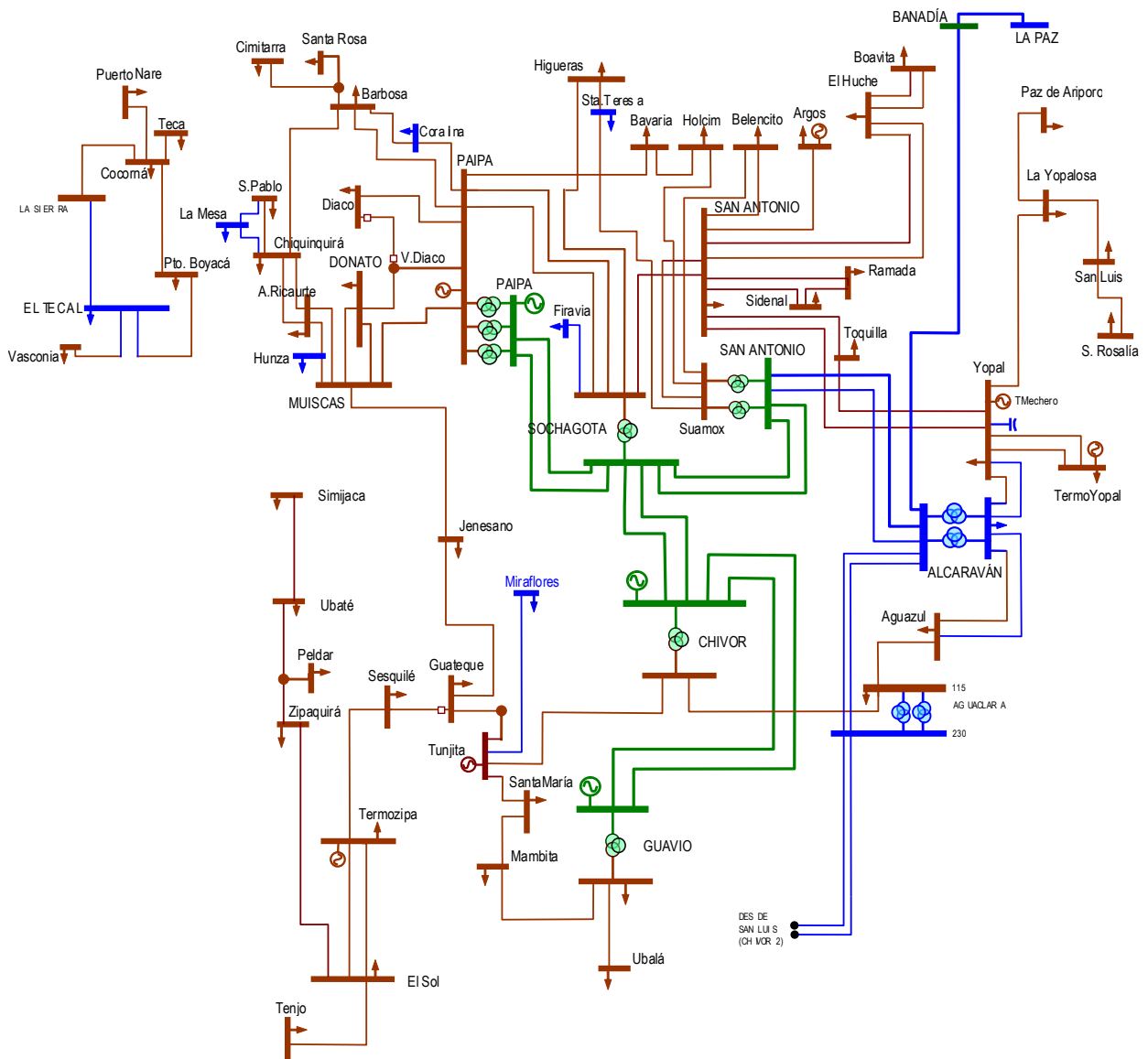
ÁREA ATLÁNTICO

- 220 kV ■ 110 kV ■ 34,5 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión
- ☐ Almacenamiento con Batería - SA EB ⚙ Cmpensador Síncrono

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.1-5 Diagrama Unifilar área Atlántico.

5.2. Área Nordeste

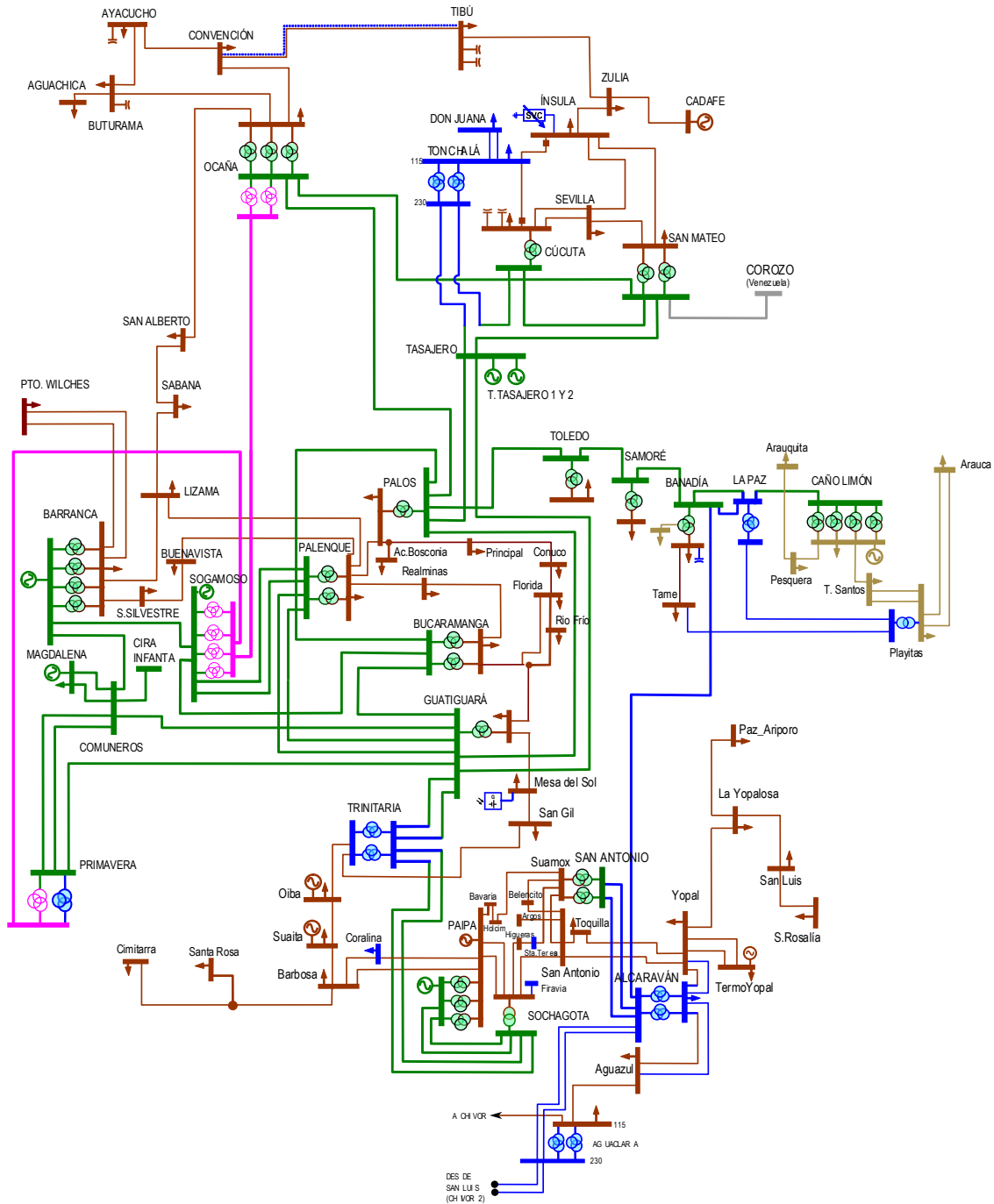


ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.2-1 Diagrama Unifilar área Boyacá - Casanare.



ÁREA NORD ESTE

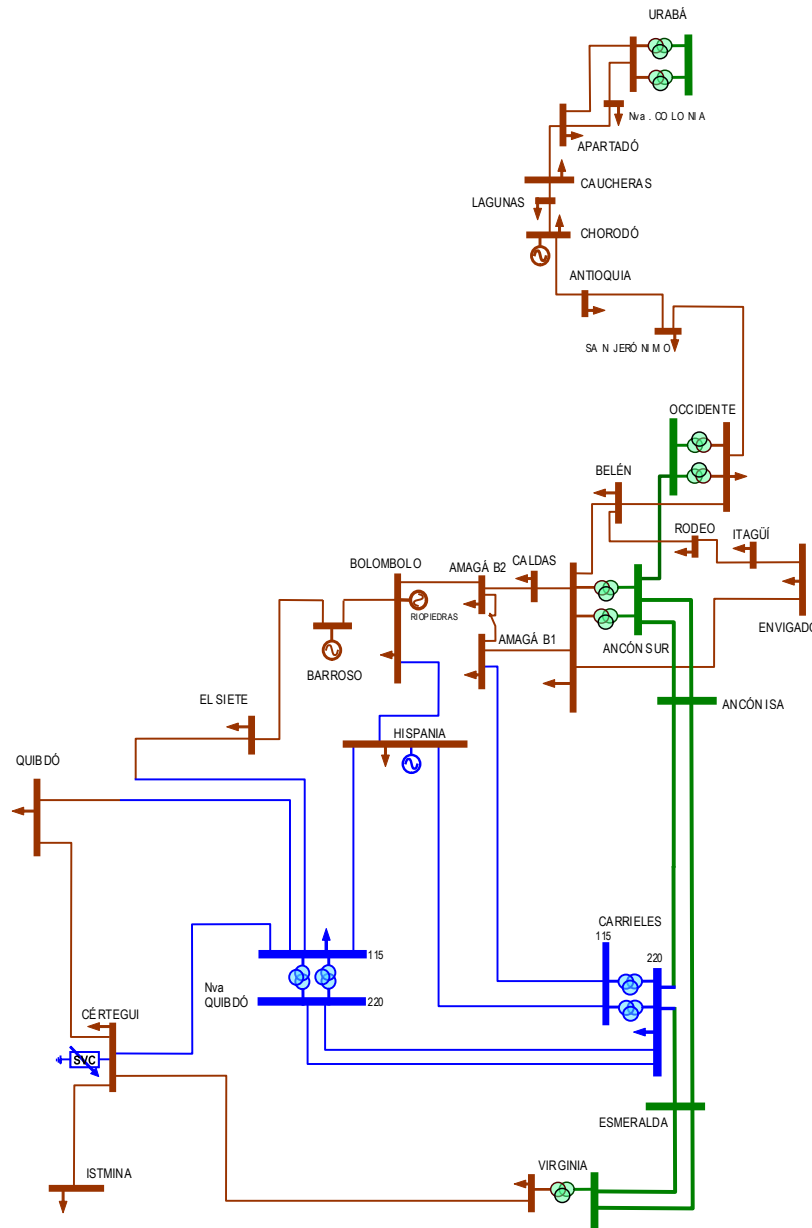
■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ 34,5 kV ■ Proyectos de Expansión ■ Fuera de servicio

 - - - - - Repotencia: 6n

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.2-2 Diagrama Unifilar área Nordeste (Santander, Norte de Santander y Arauca).

5.3. Antioquia – Chocó

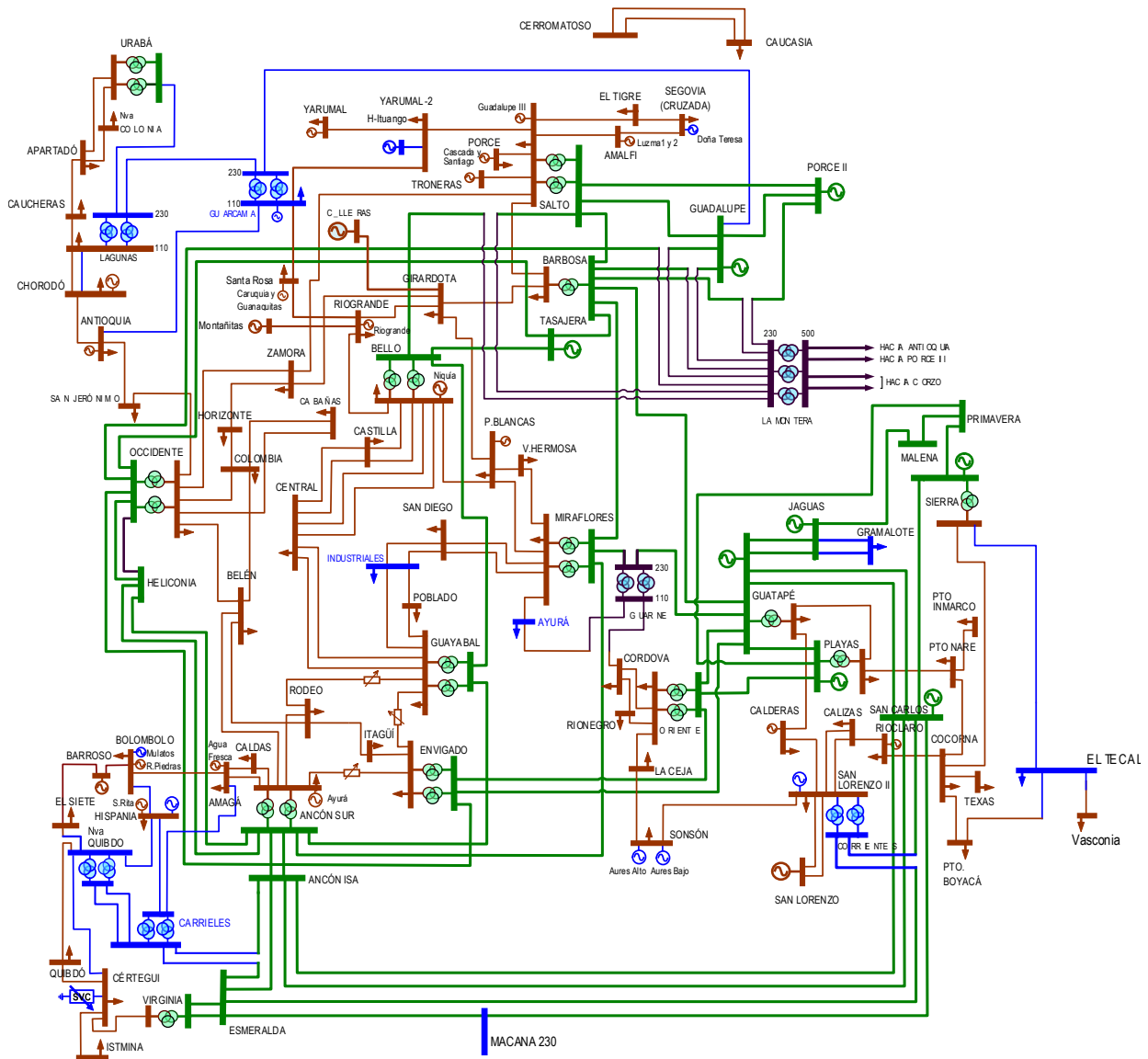


ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.3-1 Diagrama Unifilar área Antioquia - Chocó.



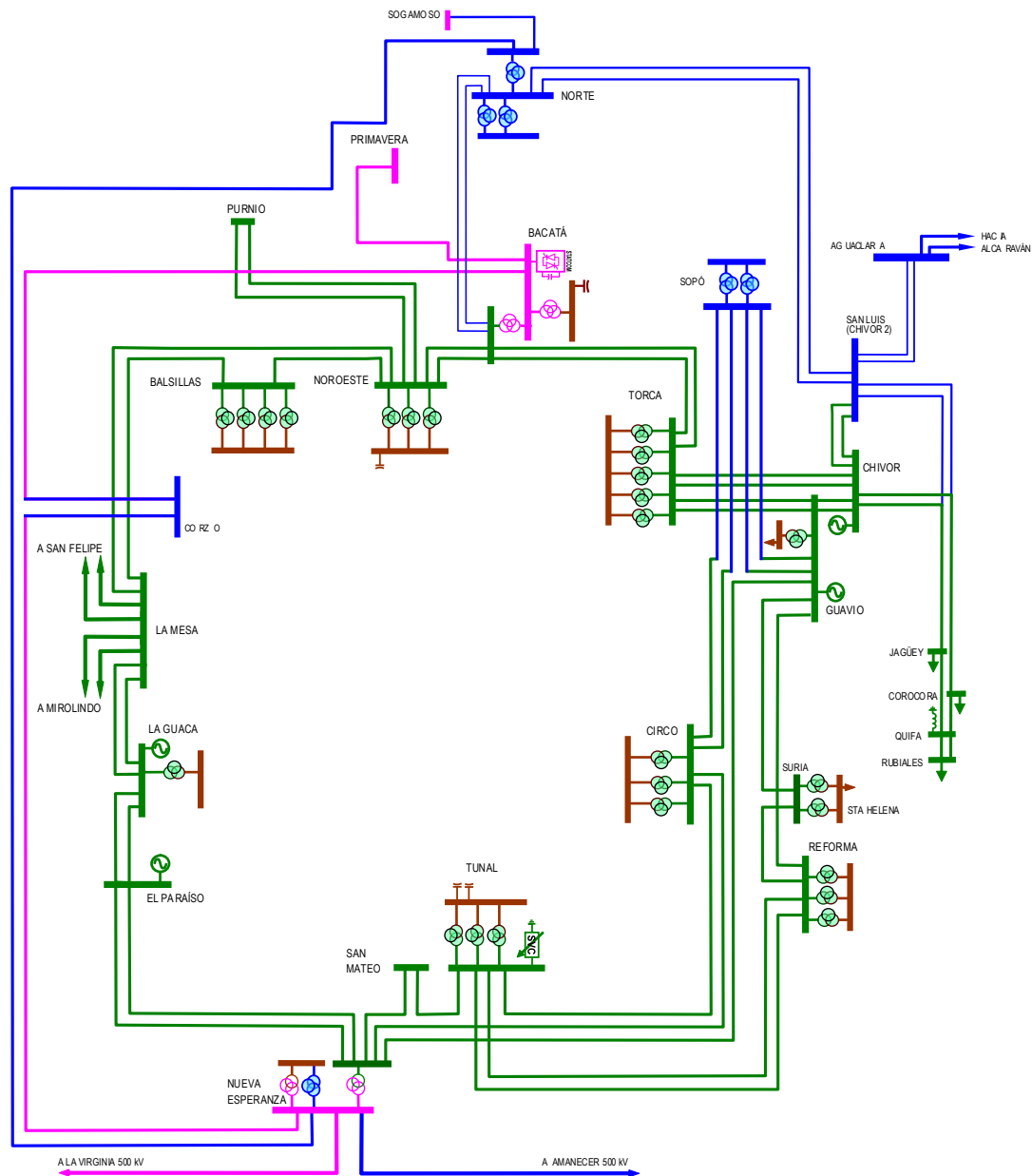
ÁREA ANTIOQUIA

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

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.3-2 Diagrama Unifilar área Antioquia.

5.4. Área Oriental

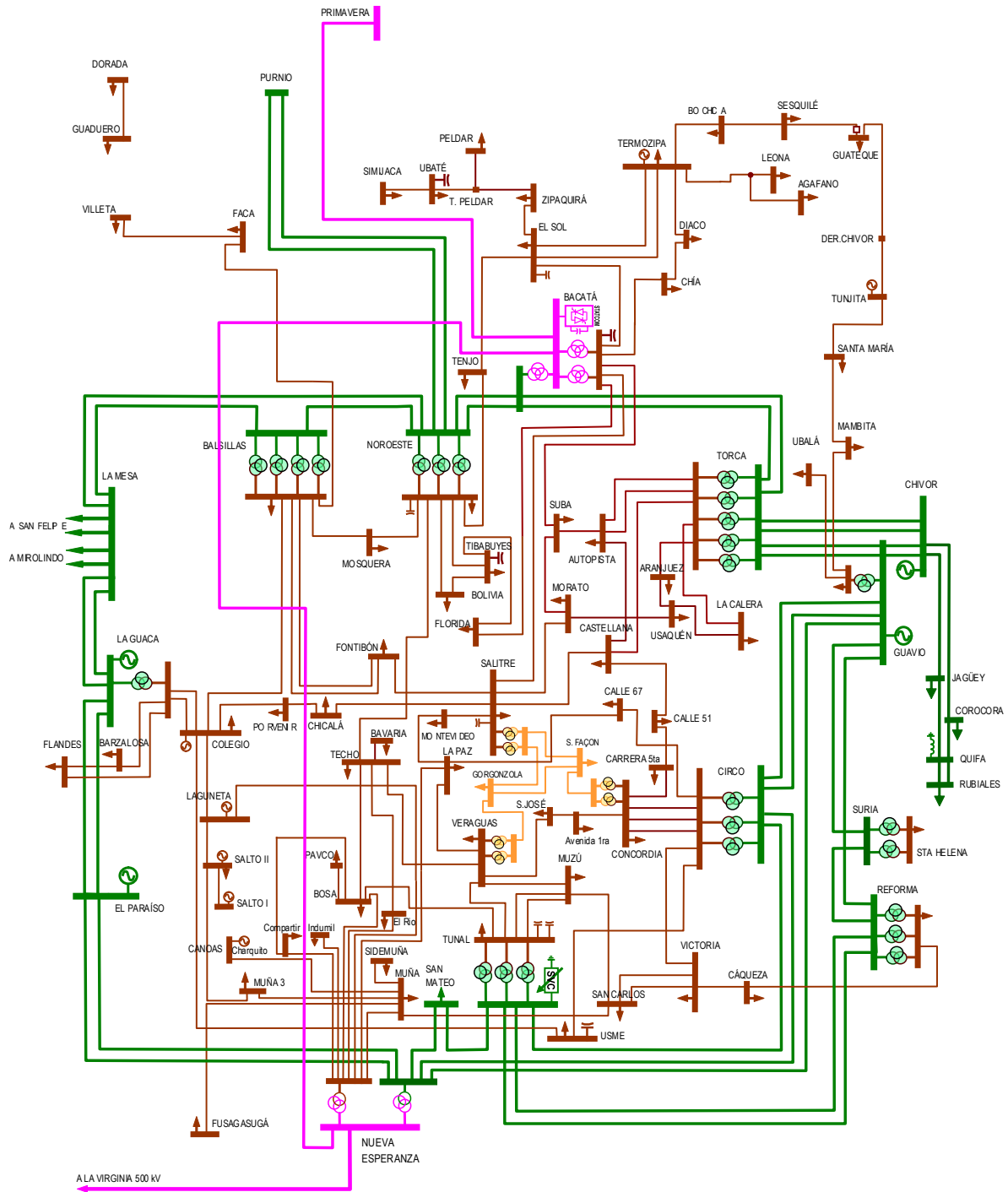


ÁREA BOGOTÁ STN Y TRANSFORMACIÓN

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.4-1 Diagrama Unifilar área Bogotá STN y Transformación.

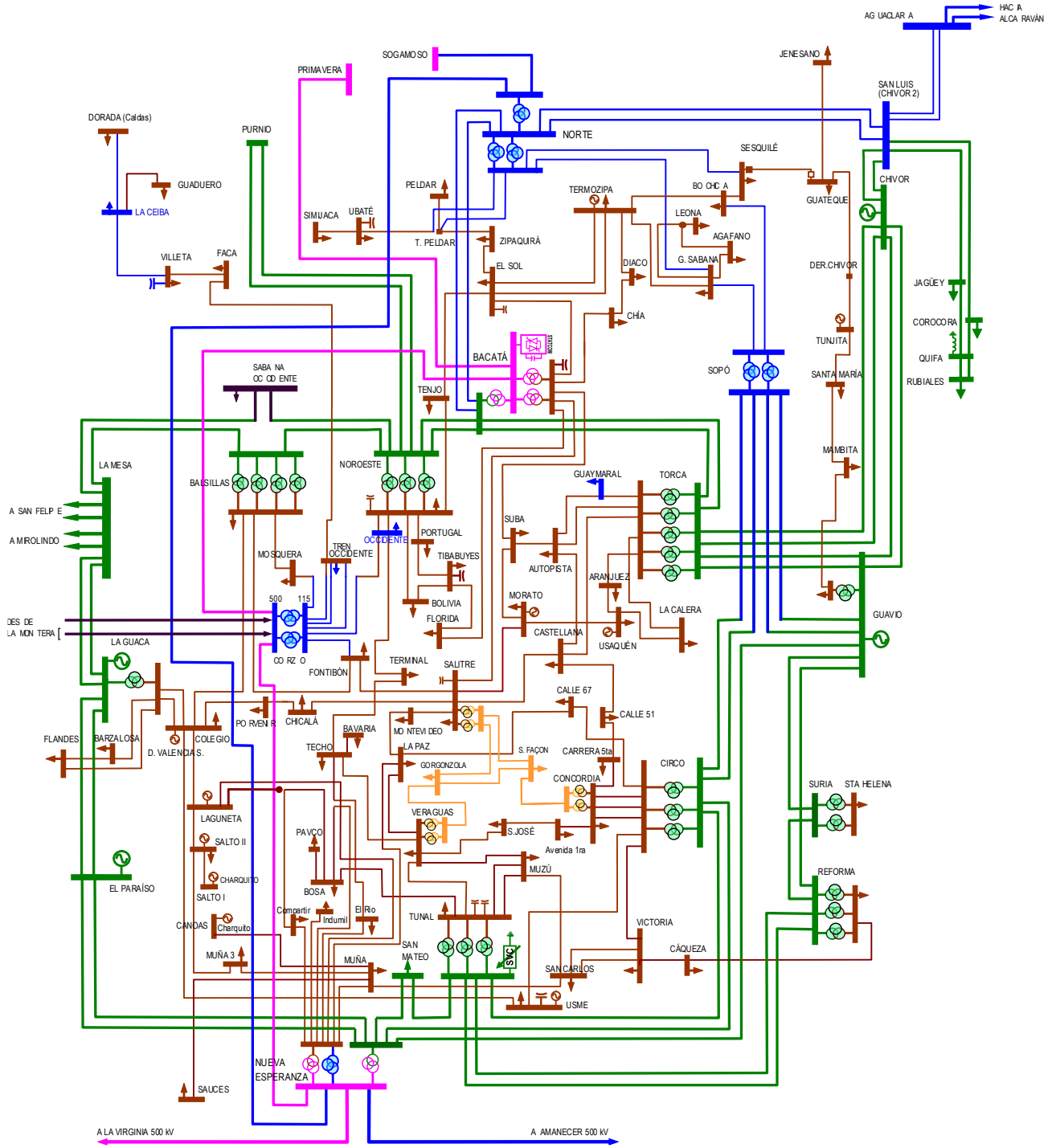


ÁREA BOGOTÁ ACTUAL

■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ 57.5 kV
 ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.4-2 Diagrama Unifilar área Bogotá actual.

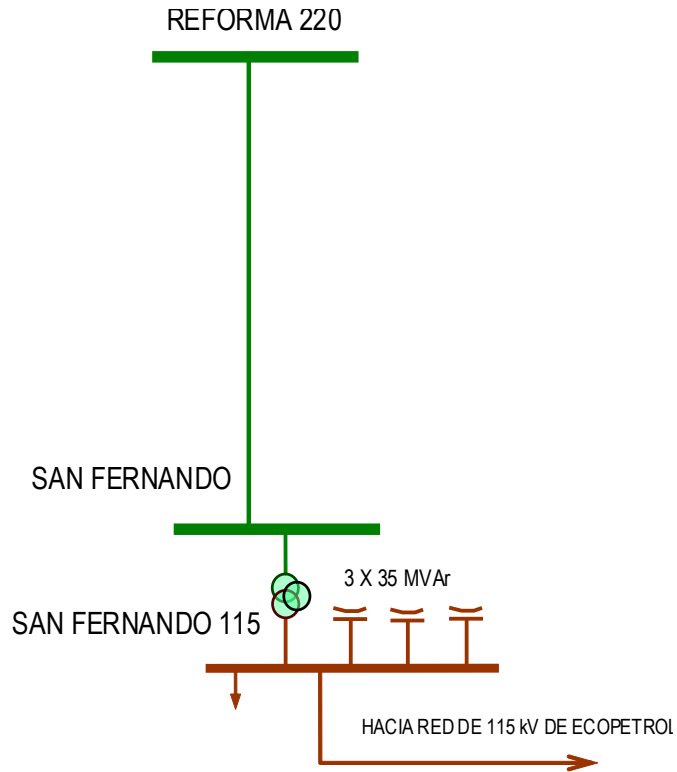


ÁREA BOGOTÁ CON EXPANSIÓN

■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ 57.5 kV
 ■ Expansión bajo análisis
 ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.4-3 Diagrama Unifilar área Bogotá con expansión.

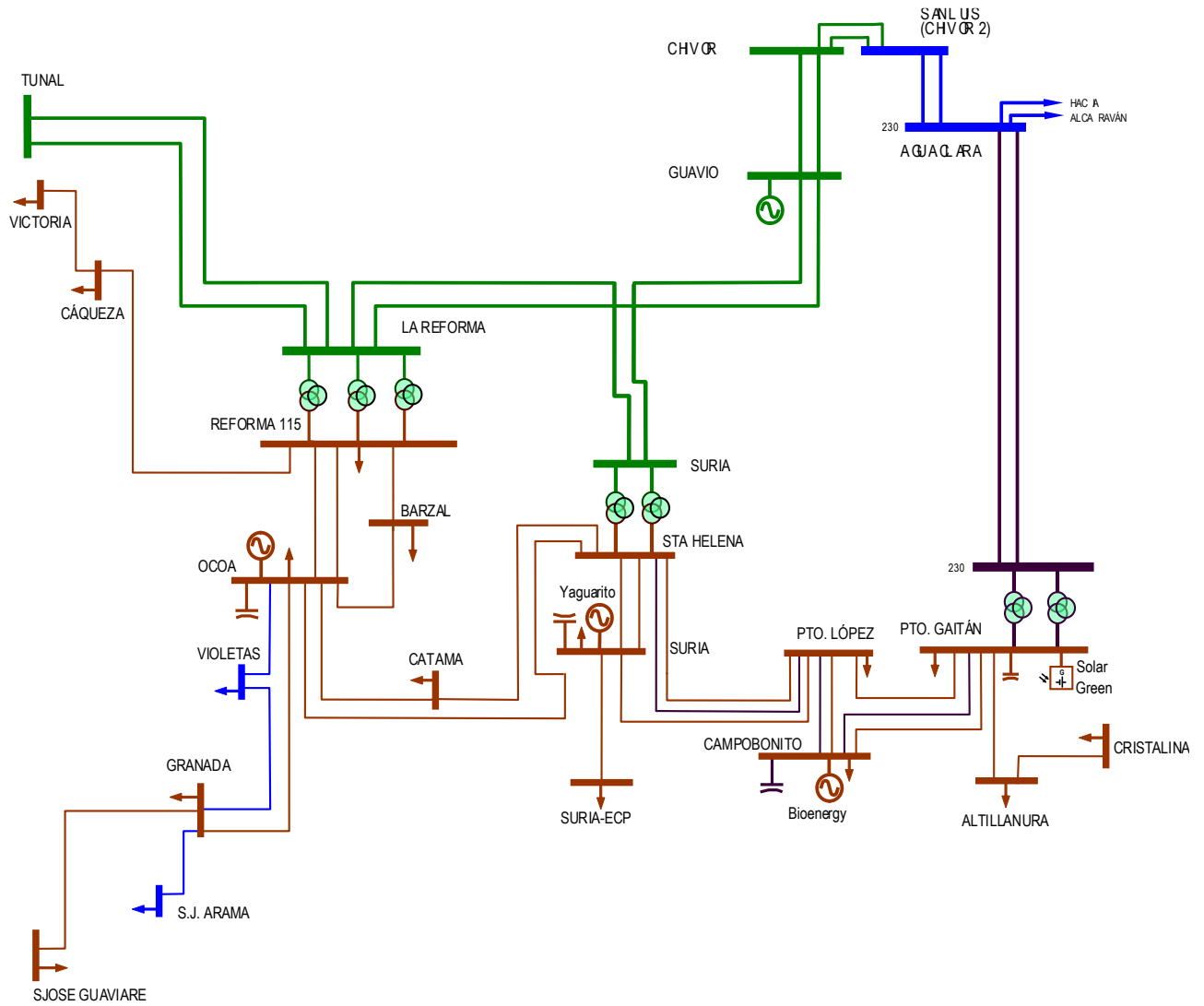


ÁREA META - SISTEMA ECOPEPETROL

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ 57.5 kV

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.4-4 Diagrama Unifilar área Meta – Sistema Ecopetrol.



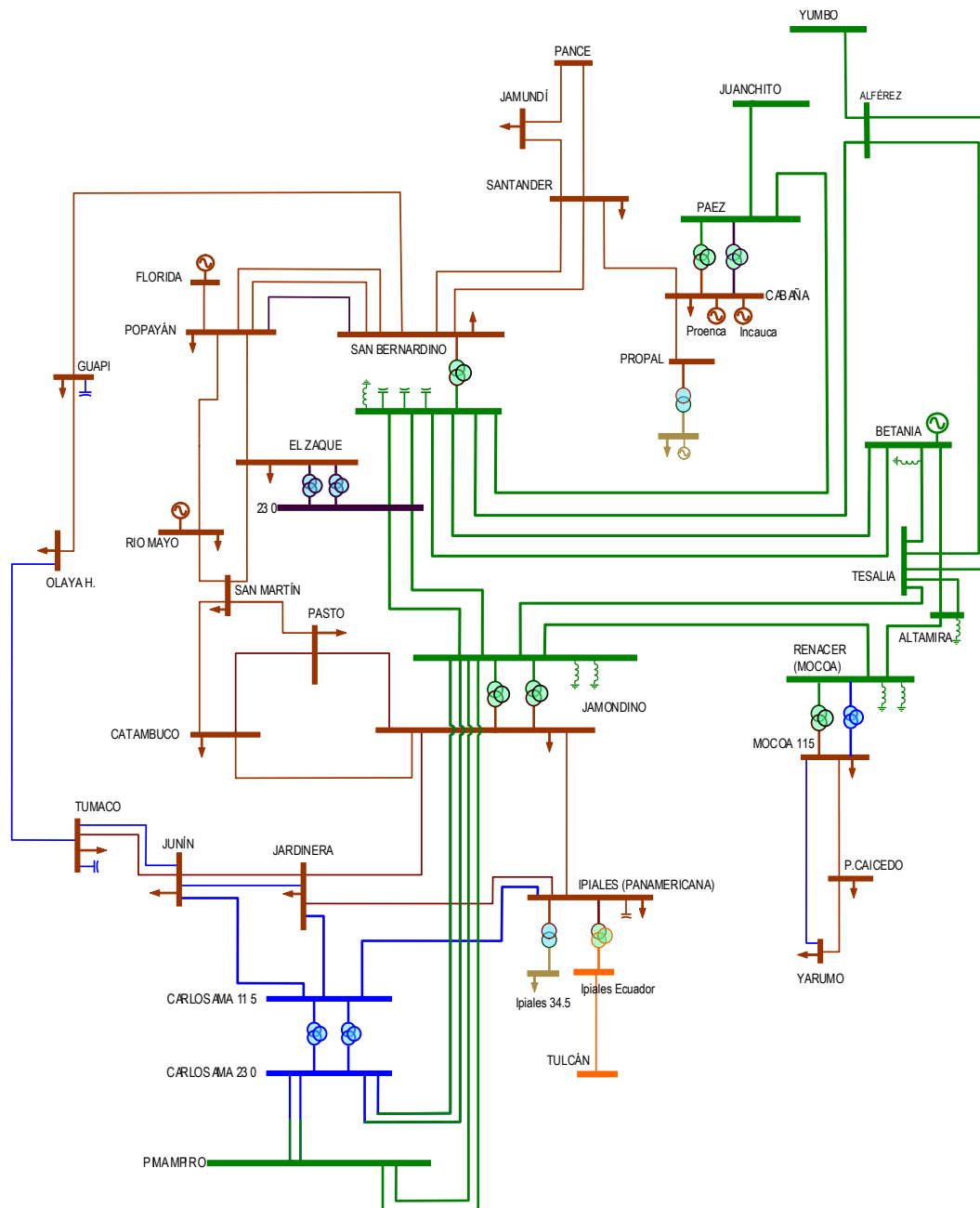
ÁREA META - GUAVIARE

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.4-5 Diagrama Unifilar área Meta – Guaviare.

5.5. Área suroccidental

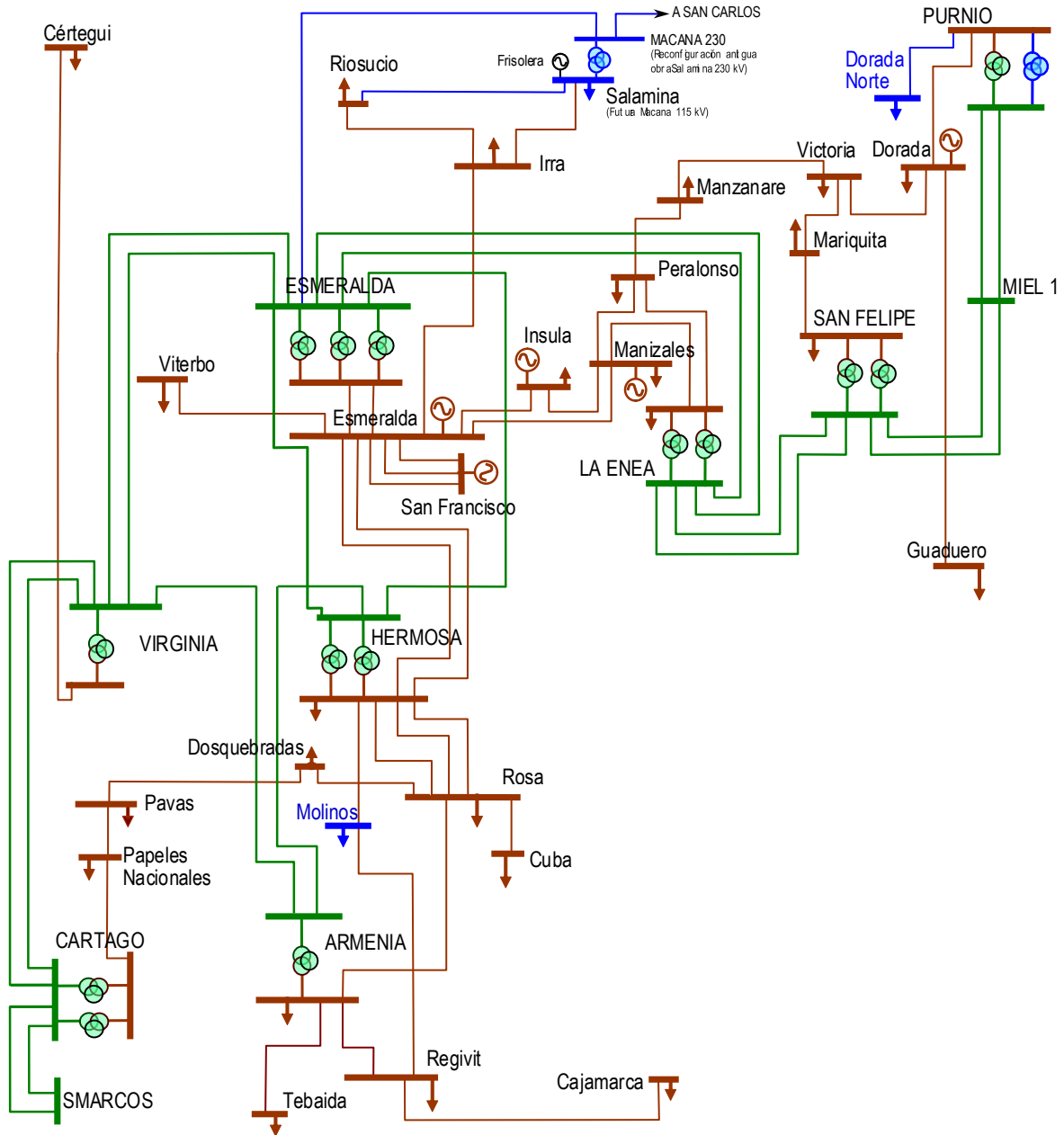


ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ 138 kV ■ Expansión bajo análisis ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.5-1 Diagrama Unifilar área Cauca – Nariño.

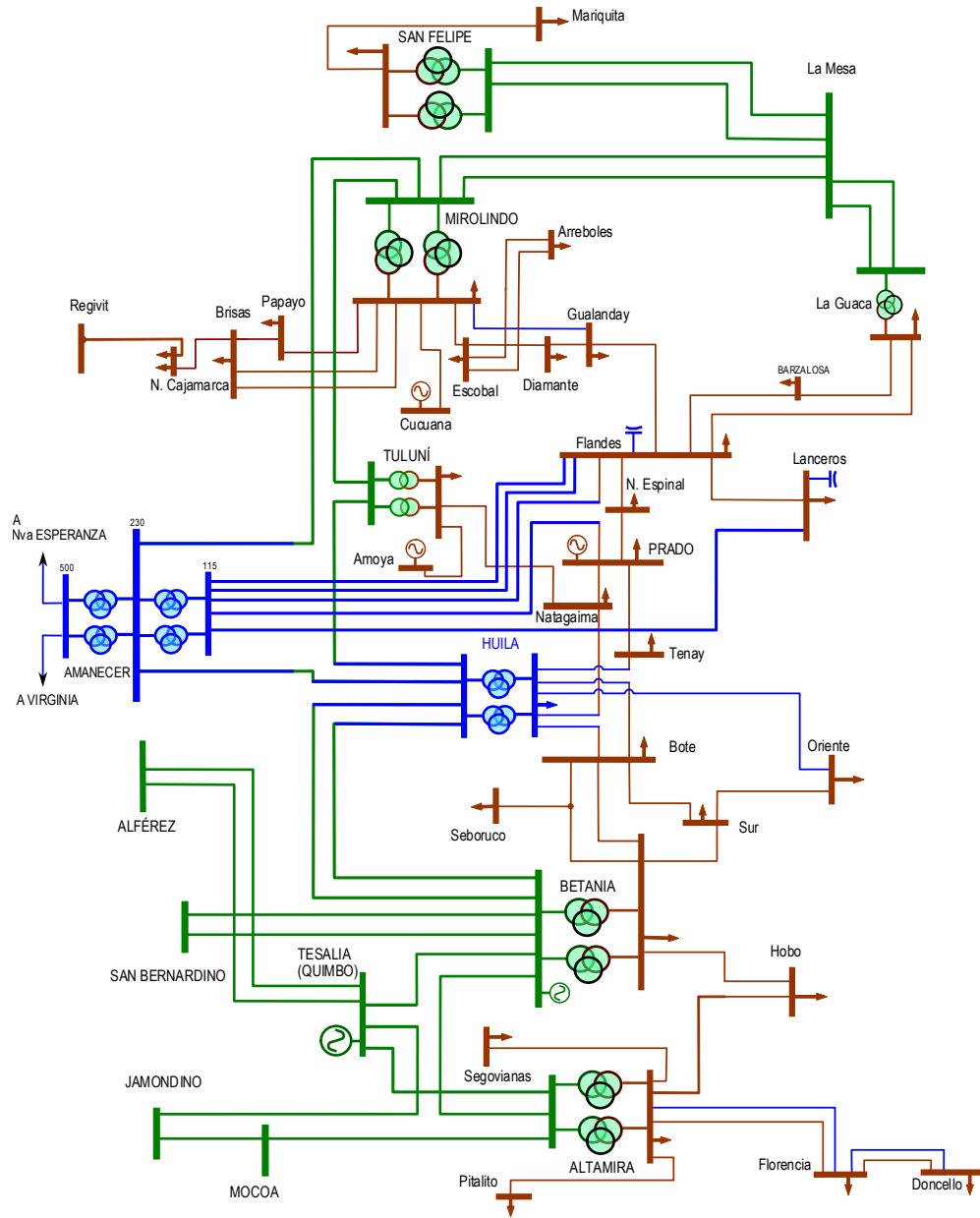


ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Expansión bajo análisis ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.5-2 Diagrama Unifilar área Caldas – Quindío - Risaralda.

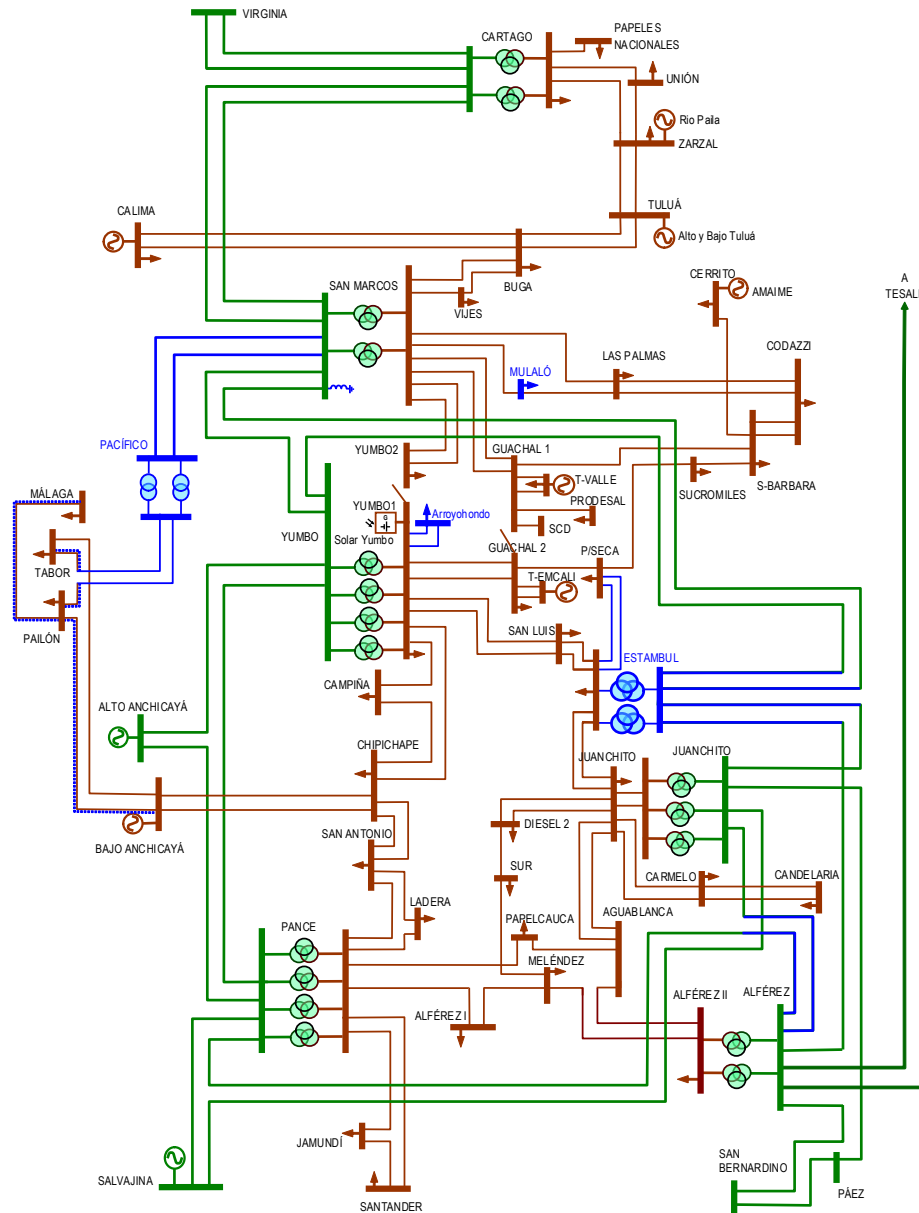


ÁREA TO LIMA - HUILA - CAQUETÁ

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.5-3 Diagrama Unifilar área Tolima – Huila - Caquetá.



ÁREA VALLE

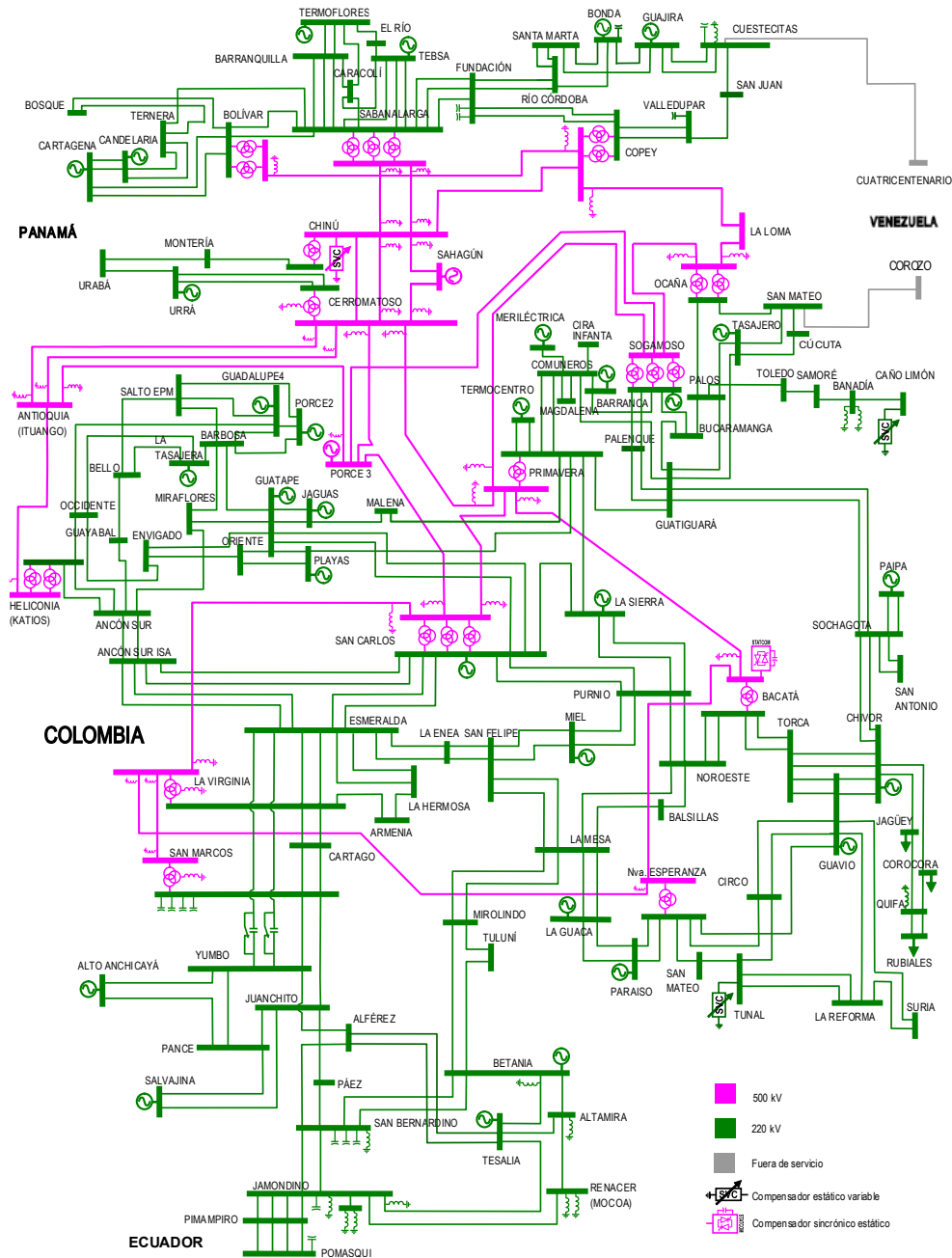
■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ Proyectos de Expansión
 - - - - - Repotenciación

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.5-4 Diagrama Unifilar área Valle.

5.6. Unifilares generales – Sistema de Transmisión Nacional

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

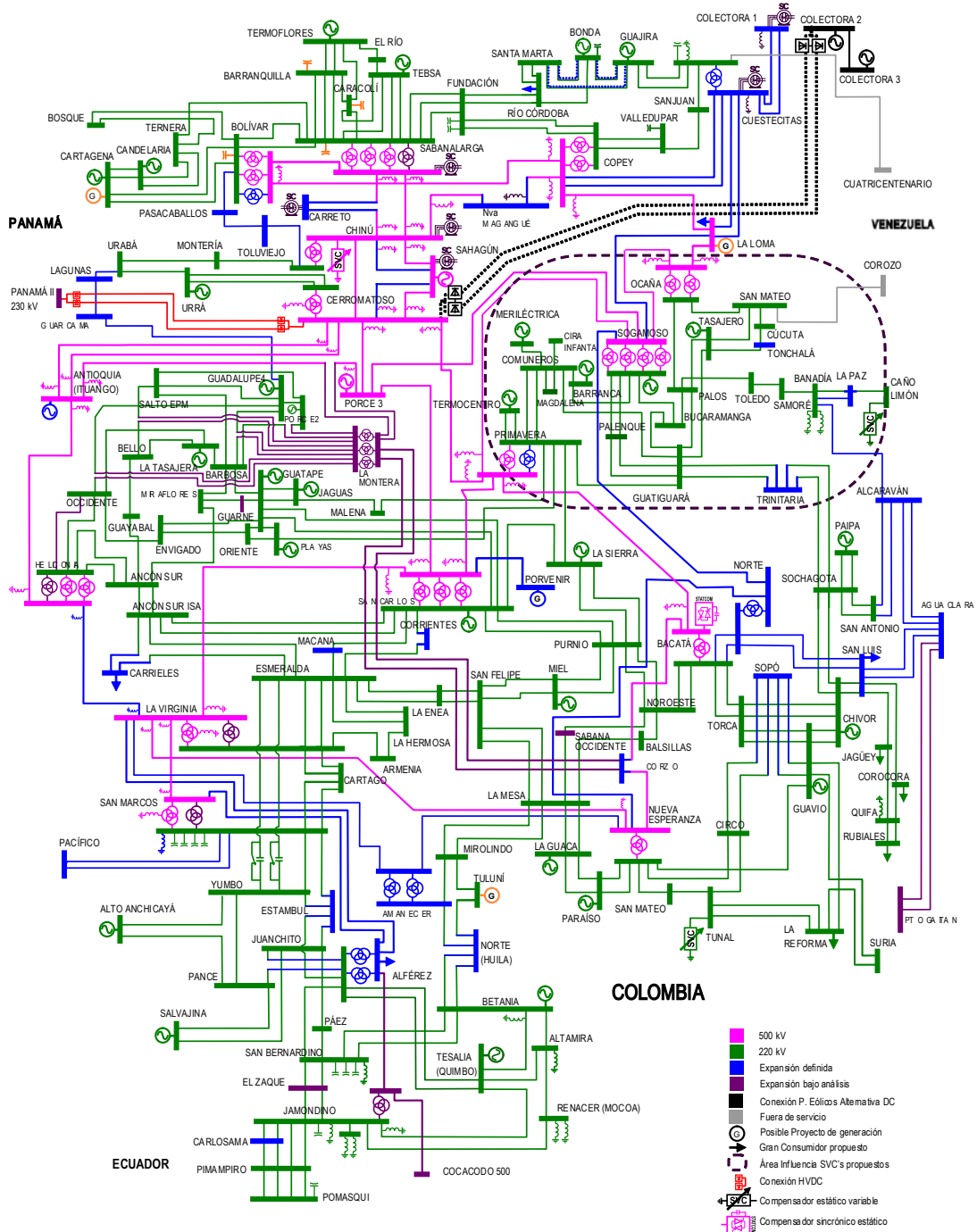


Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.6-1 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional – SIN.

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

 EXPANSIÓN DEFINIDA Y VISIÓN DE LARGO PLAZO



Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Figura. 5.6-2 Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional (SIN) expansión definida y visión de largo.

6. Proyectos aprobados a los operadores de red

6.1. Introducción

En el marco del proceso de planeación del sistema eléctrico para el horizonte 2025–2039, la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME consolidó la información correspondiente a los planes de expansión presentados por los Operadores de Red (OR) durante el año 2025, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 024 de 2013 y demás normas regulatorias aplicables. Dicha información comprende los proyectos propuestos en los niveles de Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL) que impactan en el STR, orientados a garantizar la adecuada atención de la demanda, la confiabilidad del servicio y el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica regional y local.

En concordancia con el marco regulatorio vigente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG ha precisado que los proyectos de expansión del STR forman parte del ámbito de responsabilidad de los Operadores de Red y se enmarcan en las disposiciones de la Resolución CREG 024 de 2013, con independencia de su inclusión en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME o de su tratamiento para efectos de remuneración. Este entendimiento resalta el carácter integral del proceso de planeación y expansión de los sistemas STR y SDL, y sirve como referencia para el análisis de los proyectos presentados por los OR en el presente capítulo.

La consolidación realizada por la UPME permite identificar las principales iniciativas de inversión planteadas por los OR, las cuales incluyen ampliaciones y refuerzos de subestaciones, construcción y reconfiguración de líneas, incorporación de nueva capacidad de transformación y otras obras requeridas para atender el crecimiento de la demanda, la incorporación de nuevos usuarios y generadores, y la mitigación de restricciones técnicas y operativas en las redes. Estos proyectos responden a las necesidades particulares de cada área de influencia y se estructuran con base en criterios técnicos de planeación, operación y expansión de los sistemas bajo responsabilidad de los OR.

A continuación, son resumidos los proyectos aprobados para cada uno de los Operadores de Red clasificados por área eléctrica.

6.2. Área Caribe

El recuento de las obras del STR aprobadas a los Operadores de Red asociadas al área Caribe se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 6.2-1 Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Caribe.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
AIRE	SUBESTACIÓN GUACAMAYAL 110 KV	INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA FUNDACIÓN – RIO CÓRDOBA 110 KV, PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN FUNDACIÓN – GUACAMAYAL 110 KV Y GUACAMAYAL – RÍO CÓRDOBA 110 KV. INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA GUACAMAYAL – RÍO CÓRDOBA 110 KV, Y CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN GUACAMAYAL – CIÉNAGA 110 KV Y CIÉNAGA – RIO CÓRDOBA 110 KV.	2024 ⁵⁹
AIRE	SUBESTACIÓN BURECHE 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, ALIMENTADA A NIVEL DE 110 KV POR MEDIO DEL SECCIONAMIENTO DE LA LÍNEA SANTA MARTA – GAIRA SEGUNDA LÍNEA SUBTERRÁNEA DESDE LA SUBESTACIÓN SANTA MARTA HASTA LA NUEVA SUBESTACIÓN BURECHE, LÍNEA SUBTERRÁNEA MANZANARES - LIBERTADOR 110 KV.	2024 ⁵⁹
AIRE	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JUAN 220/110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA SAN JUAN 110 KV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS VALLEDUPAR - GUATAPURÍ - SAN JUAN EN VALLEDUPAR - GUATAPURÍ – NUEVA SAN JUAN - SAN JUAN 110 KV. UN TRANSFORMADOR DE 220/115	2025

⁵⁹ Se encuentra en trámite ante la UPME la aprobación de un cambio de FPO para el proyecto.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		KV DE 100 MVA. LÍNEA SAN JUAN – NUEVA SAN JUAN 110 KV.	
AIRE	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 KV	2026
AIRE	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO 110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA RÍO INTERCONECTANDO MEDIANTE UN NUEVO CORREDOR TEBSA – EL RÍO – TERMO FLORES A 220 KV, DOBLE TRANSFORMACIÓN 220/115 KV – 150 MVA EN EL RÍO Y ADECUACIONES	2024 ⁵⁹
AIRE	NUEVA SUBESTACIÓN GALAPA 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA GALAPA 110/13,8 KV. NUEVO CIRCUITO CARACOLÍ - NUEVA GALAPA 110 KV. NUEVO CIRCUITO NUEVA GALAPA - JUAN MINA 110 KV.	2024 ⁵⁹
AIRE	SUBESTACIÓN URIBIA 110 KV Y OBRAS ASOCIADAS	INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA CUESTECITAS – JOUKTAI 110 KV PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN URIBIA 110 KV. CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO PARA RECONFIGURAR LAS LÍNEAS EN CUESTECITAS – URIBIA 110 KV Y URIBIA – JOUKTAI 110 KV.	2025
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	SUBESTACIÓN NUEVA SAHAGÚN 500/110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA SAHAGÚN 110 KV, DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 500/110 KV - 150 MVA EN SUBESTACIÓN SAHAGÚN, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - LA MOJANA 110 KV, NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - PLANETA 110 KV Y NUEVO CIRCUITO SAHAGÚN - NUEVA MONTERÍA 110 KV.	2027
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 KV, NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA - CHINU PLANTA 110 KV Y NUEVO CIRCUITO NUEVA LORICA – COVEÑAS 110 KV	2027
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN	SUBESTACIÓN NUEVA	NUEVA S/E MAGANGUÉ 500/110 KV, ALIMENTADA A TRAVÉS DE LA	2028



OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
DE CONVOCATORIA	MAGANGUÉ 500/110 KV	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA CHINÚ – EL COPEY 500 KV, EN CHINÚ – NUEVA MAGANGUÉ – EL COPEY. ADICIONALMENTE, LA OBRA SE COMPLEMENTA CON REFUERZOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR) LOS CUALES CONSISTEN EN LA REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA MAGANGUÉ – MOMPOX (LN 715) 110 KV, LA CONSTRUCCIÓN DE UN DOBLE CIRCUITO MOMPOX – EL BANCO 110 KV Y LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SEGUNDA LÍNEA MAGANGUÉ – MOMPOX 110 KV	
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	SUBESTACIÓN NUEVA BOSCONIA 110/34.5 KV	SUBESTACIÓN NUEVA BOSCONIA 110/34,5/13,8 KV. CONEXIÓN MEDIANTE LA INTERCEPCIÓN DE LA LÍNEA EXISTENTE COPEY - EL PASO 110 KV PARA LA CREACIÓN DE LAS LÍNEAS COPEY – NUEVA BOSCONIA 110 KV Y NUEVA BOSCONIA - EL PASO 110 KV.	2028
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	ETAPA A1: SEGUNDA LÍNEA NUEVA MONTERÍA - RÍO SINÚ 110 KV	ETAPA A1: SEGUNDA LÍNEA NUEVA MONTERÍA - RÍO SINÚ 110 KV	2029
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	ETAPA A2: SEGUNDO CIRCUITO CORREDOR RÍO SINÚ-TIERRALTA-URRÁ 110 KV Y BARRA 110 KV PARA EL TRANSFORMADOR URRÁ 220/110/13,8 KV 90MVA	ETAPA A2: SEGUNDO CIRCUITO CORREDOR RÍO SINÚ-TIERRALTA-URRÁ 110 KV Y BARRA 110 KV PARA EL TRANSFORMADOR URRÁ 220/110/13,8 KV 90MVA	2029
EN PROCESO DE ESTRUCTURACIÓN DE CONVOCATORIA	ETAPA A3: BARRA 110 KV PARA EL TRANSFORMADOR MONTERÍA 3 100	ETAPA A3: BARRA 110 KV PARA EL TRANSFORMADOR MONTERÍA 3 100 MVA 230/110/13.8 KV	2029

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
	MVA 230/110/13.8 KV		
AFINIA	SUBESTACIÓN TURBACO 110 KV	ACTUALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TURBACO, QUEDANDO UN SOLO TRANSFORMADOR 110/13,8 kV.	2027
AFINIA	PASACABALLOS 110 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 220/110 kV - 2 X 150 MVA EN SUBESTACIÓN PASACABALLOS, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 kV EN TERNERA - PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 kV. NUEVA LÍNEA PASACABALLOS - NUEVA COSPIQUE 110 kV	2027
AFINIA	SUBESTACIÓN CARRETO 66 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN CARRETO 66 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL CARMEN - GAMBOTE 66 kV EN CARRETO - GAMBOTE 66 kV, CARRETO - CALAMAR 66 kV Y CARRETO - SAN JACINTO 66 kV CON AUMENTO DE CAPACIDAD A 469 A Y CON CONEXIÓN AL STN A TRAVÉS DE DOS TRANSFORMADORES 500/66 kV DE 150 MVA. SEGUNDO CIRCUITO CARRETO - CALAMAR 66 KV NUEVO CIRCUITO SAN JACINTO - ZAMBRANO 66 KV	2027
AFINIA	SE CAMPESTRE 66 KV	NUEVA SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66/13,8 kV -2X30 MVA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - BOSQUE 66 kV EN TERNERA - CAMPESTRE - BOSQUE 66 kV	2026
AFINIA	SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 220/110 KV	SUBESTACIÓN NUEVA TOLUVIEJO 110 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 kV EN PASACABALLOS - NUEVA TOLUVIEJO - TOLUVIEJO 110 kV	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		DOS TRANSFORMADORES DE 220/115 kV DE 150 MVA CADA UNO RECONFIGURACIÓN DE SIERRA FLOR – TOLUVIEJO 110 kV EN SIERRA FLOR – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV. RECONFIGURACIÓN DE EL CARMEN – TOLUVIEJO 110 kV EN EL CARMEN – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV. RECONFIGURACIÓN DE COVEÑAS – TOLUVIEJO 110 kV EN COVEÑAS – NUEVA TOLUVIEJO – TOLUVIEJO 110 kV	
AFINIA	REPOTENCIACIÓN CIRCUITO GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 110 KV DE 400 A 691 A	REPOTENCIACIÓN CIRCUITO GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 110 KV DE 400 A 691 A	2027

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

6.3. Área Nordeste

El recuento de las obras del STR aprobadas a los Operadores de Red asociadas al área Nordeste se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 6.3-1 Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Nordeste.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CENS	SUBESTACIÓN DON JUANA 115 kV	NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 kV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 kV.	2026 ⁶⁰
CENS	SVC DE 80 MVAR EN LA SUBESTACIÓN ÍNSULA 115 kV	INSTALACIÓN DE UN SVC DE 80 MVar EN LA	2028

⁶⁰ Se encuentra en trámite ante la UPME la aprobación de un cambio de FPO para el proyecto.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		SUBESTACIÓN ÍNSULA 115 kV	
CENS	SUBESTACIÓN TONCHALÁ 230/115 KV	INSTALACIÓN DE DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 230/115 KV DE 150 MVA CADA UNO	2028
		SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 kV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA LA ÍNSULA - BELÉN EN 115 kV EN ÍNSULA - TONCHALÁ - BELÉN 115 KV	2027
CENS	RECONFIGURACIÓN S/E SEVILLA	APERTURA DE LA LÍNEA SAN MATEO – ÍNSULA 115 KV PARA LA RECONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN SEVILLA 115 KV MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LAS LÍNEAS SAN MATEO – SEVILLA 115 KV Y SEVILLA – ÍNSULA 115 KV.	2026
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 KV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA CONVENCION - TIBÚ 115 KV	2027
CENS	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 KV	REPOTENCIACIÓN A 670 A DE LA LÍNEA TIBÚ - ZULIA 115 KV	2026
ESSA	SUBESTACIÓN TRINITARIA 230/115 KV	SUBESTACIÓN TRINITARIA 115 KV, RECONFIGURANDO EL CIRCUITO SAN GIL - OIBA 115 KV EN SAN GIL - TRINITARIA 115 KV Y TRINITARIA - OIBA 115 KV.	2028
ENERCA	PROYECTO DE CONEXIÓN DE CARGA ESTACIONES MONTERREY Y PORVENIR DE 26 MW	NUEVA SUBESTACIÓN NUEVA MONTERREY 115 KV, MEDIANTE APERTURA DEL CIRCUITO AGUACLARA - AGUAZUL 115 KV EN AGUACLARA - NUEVA MONTERREY 115 KV Y NUEVA MONTERREY - AGUAZUL 115 KV.	2028

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ENERCA	SUBESTACIÓN NUEVA AGUACLARA 115 KV Y OBRAS ASOCIADAS	SUSESTACIÓN NUEVA AGUACLARA 115 KV CONECTADA MEDIANTE UN DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN AGUACLARA 115 KV	2030
ENERCA	SUBESTACIÓN ALCARAVAN 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN RECONFIGURANDO LA LÍNEA YOPAL – AGUAZUL 115 KV EN LA LÍNEA YOPAL – ALCARAVÁN – AGUAZUL 115 KV, ADICIONALMENTE, EL SEGUNDO CIRCUITO AGUAZUL - ALCARAVÁN 115 KV Y EL SEGUNDO CIRCUITO ALCARAVÁN – YOPAL 115 KV.	2027
ENELAR	NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS 115 KV CON NUEVA LÍNEA LA PAZ – PLAYITAS 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS 115 KV CON NUEVA LÍNEA PLAYITAS - LA PAZ 115 KV	2028
ENELAR	SUBESTACIÓN TAME 115 KV	INSTALACIÓN DE UNA BAHÍA DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN TAME 115 KV PARA LA SALIDA DE LA LÍNEA TAME – PLAYITAS 115 KV	2028
DEPENDE DE LA CONVOCATORIA DE LA SE LA PAZ 230 KV – EL OR NO MANIFESTÓ INTERES	NUEVA LÍNEA LA PAZ – TAME 115 KV	NUEVA LÍNEA LA PAZ – TAME 115 KV	2028
DEPENDE DE LA CONVOCATORIA DE LA SE LA PAZ 230 KV – EL OR NO MANIFESTÓ INTERES	SUBESTACIÓN LA PAZ 230/115 KV	INSTALACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PAZ 115 KV 230/115 KV DE 60 MVA	2028

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

6.4. Área Antioquia – Chocó

El recuento de las obras del STR aprobadas a los Operadores de Red asociadas al área Antioquia - Choco se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 6.4-1 Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Antioquia – Choco.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EPM	CARRIELES 110 KV	TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 KV - 2 X 180 MVA	2026
		NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 KV	2026
		NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMAGA 110 KV	2027
		NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 KV	2029
		NORMALIZACIÓN DE LA T LA CLARA 110 KV (LÍNEA HISPANIA - BOLOMBOLO - AMAGÁ 110 KV) CONFIGURÁNDOSE EN: ENLACE BOLOMBOLO - HISPANIA 110 KV DE 23.25 KM.	2030
EPM	GUÁRCAMA 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110 KV, MEDIANTE LA APERTURA YARUMAL II-NUEVA SANTA ROSA	2026
		NUEVA LÍNEA GUÁRCAMA - ANTIOQUIA 110 KV. ⁶¹	2026
EPM	SUR DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS SOBRE LA LÍNEA ANCON SUR – ENVIGADO 110 KV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LA LÍNEA GUAYABAL – RODEO 110 KV	EN OPERACIÓN
		FACTS SOBRE LA LÍNEA ENVIGADO – GUAYABAL 110 KV.	EN OPERACIÓN
		AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN CALDAS DE 44/13,2 A 110/44/13,2	EN OPERACIÓN
		NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 KV	2026
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 KV	2031
EPM	INTERCONEXIÓN NORDESTE Y URABÁ ANTIOQUEÑO	REFUERZO DEL STR MEDIANTE EL SEGUNDO CIRCUITO LAGUNAS – CHORODÓ 110 KV DE 28,8 KM. ⁶²	2030

⁶¹ EPM solicitó eliminar el enlace del proyecto subestación Guárcama 110 kV y obras asociadas.

⁶² EPM solicitó adelantar la FPO de la obra para el 31/12/2025.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
DISPAC	SUBESTACIÓN NUEVA QUIBDÓ 220/110 KV	COMPENSACIÓN CAPACITIVA DINAMICA (SVC) EN LA SUBESTACIÓN CÉRTEGUI 115 KV.	2027
		SUBESTACIÓN NUEVA QUIBDÓ 115 KV MEDIANTE LA APERTURA EL SIETE – QUIBDÓ 115 KV.	2030
		NUEVO CIRCUITO CERTEGUI – NUEVA QUIBDÓ 115 KV.	2030
		NUEVO CIRCUITO HISPANIA – NUEVA QUIBDÓ 115 KV.	2030
		TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/115 KV – 2 X 45 MVA	2030

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

6.5. Área Oriental

El recuento de las obras del STR aprobadas a los Operadores de Red asociadas al área Oriental se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 6.5-1 Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Oriental.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EMSA	SUBESTACIÓN VIOLETAS (GUAMAL) 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN VIOLETAS (GUAMAL) 115 KV Y LÍNEA OCOA–VIOLETAS 115 KV	2027
		LÍNEA VIOLETAS–GRANADA 115 KV.	2028
EMSA	TRASLADO DEL CIRCUITO SURIA - PUERTO LÓPEZ 115 KV	TRASLADO DEL CIRCUITO SURIA – PUERTO LÓPEZ 115 KV A LA SUBESTACIÓN SANTA HELENA 115 KV, CONFORMANDO EL CIRCUITO SANTA HELENA – PUERTO LÓPEZ 115 KV.	2025
EMSA ⁶³	REFUERZO SISTEMA DE TRANSMISIÓN SUBÁREA META	NUEVO CIRCUITO SANTA HELENA – PUERTO LÓPEZ 2 A 115 KV, UN NUEVO CIRCUITO PUERTO LÓPEZ – CAMPOBONITO 2 A 115 KV Y LA INCORPORACIÓN DE UNA COMPENSACIÓN CAPACITIVA DE 12,5 MVAR EN LA SUBESTACIÓN CAMPOBONITO 115 KV	2028

⁶³ La obra se encuentra pendiente de manifestación de interés por parte del Operador de Red.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO CIRCUITO PUERTO GAITÁN – CAMPOBONITO A 115 KV	2029
ENEL COLOMBIA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115 KV DE 450 MVA	INSTALACIÓN DE 3 AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 500/115 KV DE 150 MVA CADA UNO.	2026
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN NORTE 115 KV	SUBESTACIÓN NORTE 115 KV CON RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA ZIPAQUIRÁ – UBATÉ – T. PELDAR 115 KV, INSTALACIÓN DE DOS TRANSFORMADORES 230/115 KV DE 300 MVA Y CONSTRUCCIÓN DE LAS LÍNEAS NORTE – SESQUILÉ 115 KV Y NORTE – GRAN SABANA 115 KV.	2025 ⁶⁴
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN TREN OCCIDENTE 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	ETAPA 2: RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA OCCIDENTE - MOSQUERA 115 KV, CONFIGURÁNDOLA EN LAS LÍNEAS TREN OCC - MOSQUERA Y TREN OCC - NOROESTE 115 KV	2027
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN OCCIDENTE 115 KV MEDIANTE INTERCEPCIÓN DE LAS LÍNEAS MOSQUERA – NOROESTE 115 KV Y TERMINAL – NOROESTE 115 KV, CONFIGURÁNDOLAS EN LAS LÍNEAS MOSQUERA – OCCIDENTE 115 KV, NOROESTE – OCCIDENTE 115 KV, OCCIDENTE – TERMINAL 115 KV Y NOROESTE – OCCIDENTE II 115 KV.	2025 ⁶⁵
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	ETAPA 1: NUEVA SUBESTACIÓN INTEXZONA 115 KV MEDIANTE RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA, CONFORMANDO LOS CIRCUITOS NOROESTE – INTEXZONA 115 KV E INTEXZONA – BOLIVIA 115 KV.	2026
		ETAPA 2: NUEVA LÍNEA NOROESTE – BOLIVIA 115 KV Y RECONFIGURACIÓN DE	2027

⁶⁴ La obra depende de la modificación de la FPO de la convocatoria UPME 03 - 2010 en proceso de ejecución.

⁶⁵ Enel Colombia solicitó un cambio de FPO del proyecto para el año 2032, el cual se encuentra en trámite.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
		LA LÍNEA NOROESTE-TENJO 115 KV EN BACATÁ-TENJO 115 KV	
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN SOPÓ 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN SOPÓ 115 KV Y LÍNEAS SOPÓ – GRAN SABANA Y SOPÓ – BOCHICA (LA AURORA) 115 KV, CON CAPACIDAD DE 1.200 A.	2029
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN GUAYMARAL 115 KV	SUBESTACIÓN GUAYMARAL 115 KV QUE RECONFIGURA EL ENLACE TORCA – AUTOPISTA 1 115 KV EN TORCA – GUAYMARAL – AUTOPISTA 115 KV	2028
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN CORZO 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	NUEVA SUBESTACIÓN CORZO 115 KV, CONECTADA A LA SUBESTACIÓN CORZO 500 KV, MEDIANTE LA INSTALACIÓN DE DOS TRANSFORMADORES 500/115 KV DE 450 MVA CADA UNO. EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR) SE CONTEMPLA LA RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS TREN OCCIDENTE – OCCIDENTE 115 KV, TREN OCCIDENTE – MOSQUERA 115 KV Y TREN OCCIDENTE – BALSILLAS – FONTIBÓN 115 KV, DANDO ORIGEN A LOS NUEVOS CIRCUITOS CORZO – OCCIDENTE 115 KV, CORZO – MOSQUERA 115 KV, CORZO – FONTIBÓN 115 KV Y 3 CIRCUITOS CORZO – TREN OCCIDENTE 115 KV.	2031

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

6.6. Área Suroccidental

El recuento de las obras del STR aprobadas a los Operadores de Red asociadas al área Suroccidental se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla 6.6-1 Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Suroccidental.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
POR DEFINIR CONVOCATORIA ⁶⁶	ENLACE OLAYA HERRERA - BUCHELLY	CONSTRUCCIÓN DE UN SEGUNDO CORREDOR EN LAS SUBESTACIONES DE NIVEL DE 115	2027

⁶⁶ El operador de red no manifestó interés por lo que se iniciará el proceso de estructuración de la respectiva convocatoria.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
	(TUMACO) 115 Y SEGUNDO CORREDOR JARDINERA - JUNIN - TUMACO 115	KV ENTRE JARDINERA-JUNÍN- BUCHELLY (TUMACO) CON LAS SIGUIENTES LONGITUDES: - JARDINERA – JUNÍN 115 KV: 67 KM. - JUNÍN – BUCHELLY (TUMACO): 85 KM. - OLAYA HERRERA - BUCHELLY (TUMACO): 106 KM	
POR DEFINIR CONVOCATORIA ⁶⁷	NUEVA SUBESTACIÓN CARLOSAMA 230/115 KV Y OBRAS ASOCIADAS STR	-CONSTRUCCIÓN DE DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA MONOFÁSICOS 230/115/13.8 KV DE CAPACIDAD 3X50 MVA CADA UNO, LOS CUALES PRESENTAN LAS MISMAS CARACTERÍSTICAS QUE LOS AUTOTRANSFORMADORES ATR1 Y ATR2 UBICADOS EN LA SUBESTACIÓN JAMONDINO 230/115 KV. -EN EL NIVEL 115 KV SE CONSTRUIRÁN TRES ENLACES HACIA LAS SUBESTACIONES PANAMERICANA, JARDINERA Y JUNÍN IMPLEMENTADO CONDUCTOR ACSR 397,5 KCMIL Y DE LONGITUDES DE 14 KM, 26,5 KM Y 72 KM RESPECTIVAMENTE.	2029
DESISTIDA	SUBESTACIÓN PACÍFICO – OBRAS COMPLEMENTARIAS	-NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 KV. -RECONFIGURACIÓN CIRCUITO TABOR–PAILÓN EN TABOR–PACÍFICO–PAILÓN Y AUMENTO CAPACIDAD DE VARIOS CIRCUITOS A 540 A / 400 A.	2027 ⁶⁸
CELSIA COLOMBIA	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES 115 KV (SALADO)	NUEVA SUBESTACIÓN ARREBOLES 115 KV CON DOBLE CIRCUITO HACIA ESCOBAL.	2025

⁶⁷ El operador de red no manifestó interés por lo que se iniciará el proceso de estructuración de la respectiva convocatoria

⁶⁸ El Operador de Red CELSIA desiste del desarrollo de la obra debido al desistimiento en el desarrollo de la obra UPME 02 – 2021 adjudicada al mismo inversionista. Se encuentra bajo análisis de la Unidad las medidas para materializar los beneficios que ocasiona la obra.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
POR DEFINIR CONVOCATORIA	NUEVO CIRCUITO MIROLINDO – GUALANDAY 115 KV	NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES MIROLINDO 115 KV Y GUALANDAY 115 KV.	POR DEFINIR
CHEC	NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN VITERBO 115 KV Y RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA VIRGINIA – CERTEGUI 110 KV	RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA VIRGINIA – CÉRTEGUI 115 KV (PROPIEDAD DE DISPAC), PARA SU CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN VITERBO 115 KV (PROPIEDAD DE CHEC), A TRAVÉS DE LOS TRAMOS RECONFIGURADOS VIRGINIA – VITERBO 115 KV Y VITERBO – CÉRTEGUI 115 KV. EL PUNTO DE APERTURA DE LA LÍNEA EXISTENTE SE LOCALIZA A MENOS DE 2 KM DE LA SUBESTACIÓN VITERBO Y UN SEGUNDO TRANSFORMADOR 115/33 KV CON CAPACIDAD DE 40 MVA EN LA SUBESTACIÓN VITERBO.	2028
POR DEFINIR CONVOCATORIA	NUEVA SUBESTACIÓN MACANA (SALAMINA) 230/115 KV Y OBRAS ASOCIADAS EN EL STR	STR: -TRASLADO DEL PATIO 115 KV DE LA ACTUAL SUBESTACIÓN SALAMINA CON SU TRANSFORMACIÓN 115/33 KV DE 40 MVA A LA NUEVA SUBESTACIÓN MACANA 230 KV. -INGRESO DE UNA NUEVA LÍNEA ENTRE LAS SUBESTACIONES RIOSUCIO Y MACANA 115 KV DE APROXIMADAMENTE 26.02 KM CON CAPACIDAD DE 530 A. -NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN RIOSUCIO A NIVEL DE 115 KV EN BARRA PRINCIPAL MÁS TRANSFERENCIA.	2030
ELECTROCAQUETA	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA LÍNEA ALTAMIRA – FLORENCIA 115 KV	CONSTRUCCIÓN DE LA SEGUNDA LÍNEA ALTAMIRA – FLORENCIA 115 KV	2028

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ELECTROHUILA	HUILA 115 KV Y OBRAS ASOCIADAS	SUBESTACIÓN HUILA 115 KV, DOS TRANSFORMADORES 230/115 KV DE 150 MVA LÍNEA HUILA - BOTE 115 KV, LÍNEA HUILA-ORIENTE 115 KV.	2026 ⁶⁹
EMCALI	MULALÓ 115 KV	NUEVA S/E MULALÓ 115 KV MEDIANTE RECONFIGURACIÓN SAN MARCOS-CODAZZI.	2027
ENERPUTUMAYO	SUBESTACIÓN RENACER 230/115/34.5 KV	ETAPA 1: -SUBESTACIÓN RENACER 115 KV, ATR0 230/118/34.5 KV - 50 MVA EN EL PATIO DE LA SUBESTACIÓN RENACER 115 KV. ETAPA 2: -DESCONEXIÓN DEL ATR1 DE LA SUBESTACIÓN JUNÍN 115 KV Y TRASLADO A LA NUEVA SUBESTACIÓN RENACER 115 KV	2030

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

⁶⁹ Se informa que actualmente cursa ante la UPME una solicitud de cambio de Fecha de Puesta en Operación (FPO) para el proyecto.

7. Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda

Como complemento a las obras resumidas en el capítulo anterior, en este capítulo se presentan los proyectos de expansión del STR que han sido propuestos y aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a los Operadores de Red, los cuales no están motivados por la atención de la demanda y que siguiendo con las definiciones presentadas en la Resolución CREG 015 de 2018 son catalogados como obras Tipo III y Tipo IV.

Dichas obras se toman del reporte entregado por los Operadores de Red a la UPME, como parte de la información correspondiente a su plan de expansión.

7.1. Área Nordeste

Para el caso del área Nordeste, a continuación, se presentan los proyectos de expansión aprobados por la CREG a los Operadores de Red no motivados en la atención de la demanda.

Tabla 7.1-1 Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda - Área Nordeste.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EBSA	SUBESTACIÓN EL TECAL 110 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL TECAL 110 KV A PARTIR DE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO PUERTO BOYACÁ - VASCONIA 110 KV EN PUERTO BOYACÁ - EL TECAL - VASCONIA 110 KV	2027
EBSA	Nueva S/E Santa Teresa 115 kV antes La Perla 115 kV	Construcción nueva SE Santa Teresa 115 kV y conexión Santa Teresa - Higuera 115 kV y Santa Teresa – Suamox 115 kV	2025
EBSA	Nueva S/E Coralina 115 kV antes Nueva Ricaurte 115 kV	Construcción nueva SE Coralina 115 kV y conexión Coralina – Paipa 115 kV y Coralina – Barbosa 115 kV	2026

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EBSA	Nuevo circuito y repotenciación Suamox – San Antonio 115 kV	Repotenciación cto Suamox – San Antonio 115 kV	2026
EBSA	Nueva S/E Firavia 115/34.5/13.2 kV y circuito Sochagota – Firavia 115 kV	Construcción nueva SE Firavia 115/34.5/13.2 kV y conexión Sochagota – Firavia 115 kV	2027
EBSA	Nueva S/E Miraflores 115/34.5/13.2 kV y circuito Tunjita – Nueva Miraflores 115 kV	Construcción nueva SE Miraflores 115/34.5/13.2 y conexión Tunjita – Miraflores 115 kV	2028
EBSA	Nueva S/E La Mesa 115/34.5 y circuito La Mesa – San Pablo 115 kV	Construcción nueva SE La Mesa 115/34.5 kV y conexión La Mesa – San Pablo 115 kV	2029
EBSA	Nueva S/E Hunza 115/34.5/13.2 kV conectada al circuito Muiscas-Alto Ricaurte 2	Construcción nueva SE Hunza 115/34.5/13.2 kV y conexión circuito Muiscas-Alto Ricaurte 2 115 kV	2030

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

7.2. Área Antioquia – Chocó

Para el caso del área Nordeste, a continuación, se presentan los proyectos de expansión aprobados por la CREG a los Operadores de Red no motivados en la atención de la demanda.

Tabla 7.2-1 Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda - Área Antioquia - Choco.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EPM	NORMALIZACIÓN LA SIERRA 110 KV (ASOCIADA A LA SE EL TECAL)	AMPLIACIÓN Y NORMALIZACIÓN DEL BARRAJE EN LA SUBESTACIÓN LA SIERRA 110 KV PARA LA NUEVA SUBESTACIÓN EL TECAL 115 KV.	2027

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

7.3. Área Oriental

Para el caso del área Oriental, a continuación, se presentan los proyectos de expansión aprobados por la CREG a los Operadores de Red no motivados en la atención de la demanda.

Tabla 7.3-1 Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda - Área Oriental.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
EMSA	SIERRA DE LA MACARENA (SAN JUAN DE ARAMA 115 KV)	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JUAN DE ARAMA 115/34.5 KV DE 30 MVA Y LÍNEA GRANADA – SAN JUAN DE ARAMA 115 KV.	2029
ENEL COLOMBIA	REPOSICIÓN DE SUBESTACIÓN SAN FACÓN 57,5 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS	REPOSICIÓN SUBESTACIÓN SAN FACÓN DE 57,5 KV A 115 KV Y SUS LÍNEAS ASOCIADAS: SAN FACÓN – SALITRE 115 KV Y SAN FACÓN – CONCORDIA 115 KV.	2027
ENEL COLOMBIA	REPOSICIÓN ACTIVOS GIS SUBESTACIÓN CIRCO 115 KV.	EL PROYECTO CONTEMPLA LA REPOSICIÓN DE LAS BAHÍAS GIS DE LÍNEAS, DE TRANSFORMACIÓN, DE ACOPLÉ Y SECCIONAMIENTOS DE LA SUBESTACIÓN CIRCO 115 KV.	2027
ENEL COLOMBIA	SUBESTACIÓN LA CEIBA 115 KV Y LÍNEAS ASOCIADAS.	NUEVA SUBESTACIÓN LA CEIBA 115 KV, INTERCONEXIÓN DE LOS STR DE ENEL COLOMBIA Y CHEC MEDIANTE LA LÍNEA LA CEIBA – VILLETA 115 KV, RECONFIGURACIÓN DEL ENLACE DORADA – GUADUERO EN DORADA – LA CEIBA – GUADUERO 115 KV, ADECUACIÓN DE LOS CT'S DE LA LÍNEA FACATATIVÁ – VILLETA 115 KV Y COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN VILLETA 115 KV.	2032

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

7.4. Área Suroccidental

Para el caso del área Oriental, a continuación, se presentan los proyectos de expansión aprobados por la CREG a los Operadores de Red no motivados en la atención de la demanda.

Tabla 7.4-1 Proyectos presentados por los operadores de red no motivados en la atención de la demanda - Área Suroccidental.

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CELSIA COLOMBIA	JUANCHITO (115 KV)	CAMBIO DE EQUIPOS, AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE INTERRUPTOR A 40 KA	2025
CEO	REPOTENCIACIÓN LÍNEA POPAYÁN - RÍO MAYO 1 115 KV A 600 A	NUEVOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN LAS BAHÍAS DE LÍNEA 600/5	2025

Fuente: UPME – Elaboración GIT Transmisión y Distribución

Debe recordarse que, de conformidad con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013, se señala que:

“(…) El listado de proyectos identificados para los STR incluido en el Plan de Expansión del SIN podrá ser actualizado por la UPME, antes de la adopción del siguiente plan, cuando esta entidad considere necesario incluir nuevos proyectos en el STR o modificar los incluidos previamente (…)”.

En este sentido, los listados de obras contenidos en los capítulos 5 y 6 del presente PET se actualizan de manera periódica.

