



Informe trimestral de evaluación de restricciones Abril de 2025

Gerencia Centro Nacional de Despacho
Dirección Planeación de la Operación
Documento XM CND 008
Abril de 2025

Control de Cambios

Versión	Fecha	Modificación
0	21/04/2025	Emisión original

Siglas

CEN	Capacidad Efectiva Neta
Corte Natural	Restricciones identificadas en los IPOEMP que implican limitación de flujo de potencia por uno o varios elementos de la red para cumplir con los criterios de seguridad operativa establecidos en la normatividad vigente
CND	Centro Nacional de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNA	Demanda no atendida
DNA NP	Demanda no atendida no programada
DNA P	Demanda no atendida programada
DNA T	Demanda no atendida total (programada y no programada)
ESPS	Esquema Suplementario de Protección
FACTS	Flexible AC Transmission System
FIDVR	Fault Induced Delayed Voltage Recovery
FPO	Fecha de Puesta en Operación
GCM	Subárea Guajira – Cesar - Magdalena
HVRT	High Voltage Ride Through
IPOEMP	Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo
IPOELP	Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo
PARATEC	Parámetros Técnicos del SIN
Pmáx Histo	Potencia máxima histórica para el periodo de tiempo analizado
RECONPOS	Reconciliaciones Positivas
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TDC	Traslados de Carga
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

Siglas

AGC	Automatic Generation Control
CEN	Capacidad Efectiva Neta
CND	Centro Nacional de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNA	Demanda no atendida
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
ESA	Esquema de Separación de Áreas
ESPS	Esquema Suplementario de Protección
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FERN	Fuentes de Energía Renovables No Convencionales
FIDVR	Fault Induced Delayed Voltage Recovery
FP	Factor de Potencia
FPO	Fecha Puesta en Operación
GCE	Grande Consumidor de Energía
GCM	Subárea Guajira – Cesar - Magdalena
HVRT	High Voltage Ride Through
IBR	Inverter Based Resources
IF	Interaction Factor
IPOEMP	Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo
LVRT	Low Voltage Ride Through
MIIF	Multi Infeed Interaction Factor
PARATEC	Parámetros Técnicos del SIN
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
SAEB	Almacenamiento de Energía con Baterías
SCR	Short Circuit Ratio
SCRIF	Short Circuit Ratio with Interaction Factors
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SVC	Static Var Compensator
TDC	Traslados de Carga
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
WECC	Western Electricity Coordinating Council
WSCR	Weighted Short Circuit Ratio
CNE	Zona excluida de compensación por energía no suministrada

Contenido

1	Objetivo	9
2	Consideraciones.....	9
2.1	Criterios eléctricos	9
2.2	Parámetros técnicos de los equipos	9
2.3	Obras y alternativas propuestas	9
3	Evolución de cortes activos en el SIN.....	11
4	Evolución de costo asociado a reconciliaciones positivas.....	13
5	Demanda No Atendida -DNA- en el SIN.....	15
6	Área Antioquia.....	17
6.1	Descripción del área Antioquia	17
6.2	Resumen de condición operativa área Antioquia.....	17
6.3	Evolución de cortes en el área Antioquia	18
6.4	Esquemas suplementarios en el área Antioquia	19
6.5	Radialidades del área Antioquia	21
6.6	Costos asociados a generación de seguridad en el área Antioquia...	23
6.7	Restricciones sin obra en construcción en el área Antioquia	24
6.8	Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Antioquia	25
6.9	Atraso en la FPO de proyectos del área Antioquia	26
6.10	Obras propuestas en el área Antioquia.....	29
6.10.1	Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV	29
6.11	Conclusiones del área Antioquia	33
7	Área Caribe.....	35
7.1	Descripción del área Caribe	35
7.2	Resumen de condición operativa área Caribe	35
7.3	Evolución de cortes en el área Caribe.....	36

7.4	Esquemas suplementarios en el área Caribe	37
7.5	Radialidades del área Caribe.....	47
7.6	Costos asociados a generación de seguridad en el área Caribe	50
7.7	Restricciones sin obra en construcción en el área Caribe.....	51
7.8	Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Caribe.....	56
7.9	Atraso en la FPO de proyectos del área Caribe.....	56
7.10	Obras propuestas en el área Caribe	60
7.10.1	SAEB de 20 MW (100 MWh) en la subestación Mompox 110 kV.	60
7.11	Conclusiones del área Caribe	64
8	Área Nordeste	66
8.1	Descripción del área Nordeste.....	66
8.2	Resumen de condición operativa área Nordeste.....	66
8.3	Evolución de cortes en el área Nordeste	67
8.4	Esquemas suplementarios en el área Nordeste	68
8.5	Radialidades del área Nordeste	72
8.6	Costos asociados a generación de seguridad en el área Nordeste....	75
8.7	Restricciones sin obra en construcción en el área Nordeste	76
8.8	Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Nordeste	78
8.9	Atraso en la FPO de proyectos del área Nordeste	78
8.10	Conclusiones del área Nordeste	81
9	Área Oriental	82
9.1	Descripción del área Oriental.....	82
9.2	Resumen de condición operativa área Oriental.....	82
9.3	Evolución de cortes en el área Oriental	83
9.4	Esquemas suplementarios en el área Oriental	85
9.5	Radialidades del área Oriental	88
9.6	Costos asociados a generación de seguridad en el área Oriental.....	91
9.7	Restricciones sin obra en construcción en el área Oriental	92
9.8	Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Oriental	94
9.9	Atraso en la FPO de proyectos del área Oriental	94
9.10	Obras propuestas en el área Oriental.....	97

9.10.1	SAEB de 40 MW (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá.	97
9.11	Conclusiones del área Oriental	105
10	Área Suroccidental	107
10.1	Descripción del área Suroccidental	107
10.2	Resumen de condición operativa área Suroccidental	107
10.3	Evolución de cortes en el área Suroccidental	108
10.4	Esquemas suplementarios en el área Suroccidental	110
10.5	Radialidades del área Suroccidental	112
10.6	Costos asociados a generación de seguridad en el área Suroccidental.....	116
10.7	Restricciones sin obra en construcción en el área Suroccidental	117
10.8	Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Suroccidental	119
10.9	Atraso en la FPO de proyectos del área Suroccidental	120
10.10	Obras propuestas en el área Suroccidental.....	123
10.10.1	SAEB de 20 MW (40 MWh) en la subestación Buchely 115 kV.	123
10.10.2	SAEB de 20 MW (100 MWh) en la subestación Doncello 115 kV.	128
10.11	Conclusiones del área Suroccidental.....	133
11	Redundancia de protección diferencial en SE críticas del SIN	134
11.1	Histórico de indisponibilidades de protección diferencial	135
11.2	Histórico de indisponibilidad de protección diferencial en SE críticas.....	137
11.3	Valoración económica	138
12	Propuesta de priorización de obras del Plan Maestro de Modernización.....	139
13	ANEXOS.....	141
13.1	Obras propuestas en ITR anteriores.....	142

13.2 Obras del Plan Maestro de Modernización y expansión de la
infraestructura de transmisión eléctrica 151

1 Objetivo

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 062 de 2000, en particular en el Artículo 8, este informe presentará un diagnóstico a partir de los análisis realizados por el CND sobre la condición del SIN con corte a diciembre de 2024 que abarca las siguientes perspectivas:

- Restricciones eléctricas presentadas en la operación entre enero del 2024 y diciembre del 2024, identificando aquellas que superaron el 95% del valor del corte, y si tienen obras de expansión previstas para eliminarlas.
- Para los esquemas suplementarios implementados en el SIN, se presenta el número de actuaciones en el último año y su demanda asociada.
- Nodos del SIN atendidos de forma radial y la DNA que se ha presentado dada su condición radial.
- Costos asociados a reconciliaciones positivas.

En el presente informe también se presentan diferentes propuestas de obras que eliminen algunas de las restricciones con mayor impacto desde la perspectiva de seguridad y/o costo de restricciones que han sido identificadas desde los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo, IPOEMP e IPOELP.

Finalmente, este informe pretende mostrar los resultados de la evaluación económica de algunas de las obras propuestas de acuerdo con la metodología desarrollada por el CND para evaluación técnica y económica de soluciones específicas que permiten levantar restricciones, lo anterior, según lo dispuesto en el Artículo 8 de la Resolución CREG 062 de 2000.

2 Consideraciones

2.1 Criterios eléctricos

Los análisis eléctricos realizados por el CND consideran los criterios establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 y en aquellas que modifican aspectos del Código de Operación, así como en la demás reglamentación vigente aplicable. De acuerdo con lo anterior, los criterios considerados para la identificación de restricciones en los escenarios de análisis eléctrico de largo, mediano, corto y muy corto plazo son los siguientes:

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 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 cargabilidad de los equipos del SIN, se consideran los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes.
- Se analiza la respuesta del sistema ante contingencias sencillas (N-1) en las líneas de transmisión, en los bancos de transformadores del STN y STR, contingencia en los acoples y seccionamientos de barra.
- Se evalúa que después de una contingencia, en las barras del sistema de transmisión la tensión transitoria no alcance valores inferiores a 0.8 p.u. por más de 500 ms.

2.2 Parámetros técnicos de los equipos

Los parámetros técnicos para cada uno de los equipos del SIN en operación corresponden a los reportados por los agentes en el aplicativo PARATEC, con corte a enero del 2025, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 083 de 1999.

2.3 Obras y alternativas propuestas

Las obras y alternativas evaluadas en este documento frente a las diferentes restricciones y condiciones del sistema identificadas constituyen propuestas a situaciones operativas para atender

las mismas y no pretenden ser soluciones definitivas o absolutas; adicionalmente, las propuestas de infraestructura realizadas consideran, en algunos casos, supuestos particulares, tales como proyectos en operación y demanda proyectada en la zona de influencia, por tanto, ante cambios en estos supuestos deberá reevaluarse la pertinencia y efectividad de estas obras así como su viabilidad económica.

Por otro lado, cabe resaltar que al igual que para la evaluación técnica de las soluciones propuestas fueron considerados supuestos como proyección de demanda y topología de acuerdo con el panorama de mediano y largo plazo de entrada en operación de proyectos, para la valoración económica de estas soluciones también se tuvieron en consideración supuestos tales como el valor de unidades constructivas considerado por la UPME y el CR01, por lo tanto, ante cambios en alguno de estos supuestos, así como en la metodología misma de valoración de obras propuesta por el CND, será necesario reevaluar, tanto la viabilidad técnica de las obras sugeridas, como su relación beneficio/costo esperada.

3 Evolución de cortes activos en el SIN

En la Figura 3-1 se muestra la evolución en el número de cortes activos naturales, cortes naturales que fueron reevaluados en la operación y cortes por mantenimiento (red degradada) que se presentaron durante la operación del SIN para el intervalo de tiempo comprendido entre 01/2024 y 12/2024. Como puede apreciarse en la gráfica, en cada trimestre es significativamente mayor el número de cortes activos asociados a condición de red degradada respecto al número de cortes naturales. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación de tiempo real durante periodos de mantenimiento de la infraestructura de transporte.

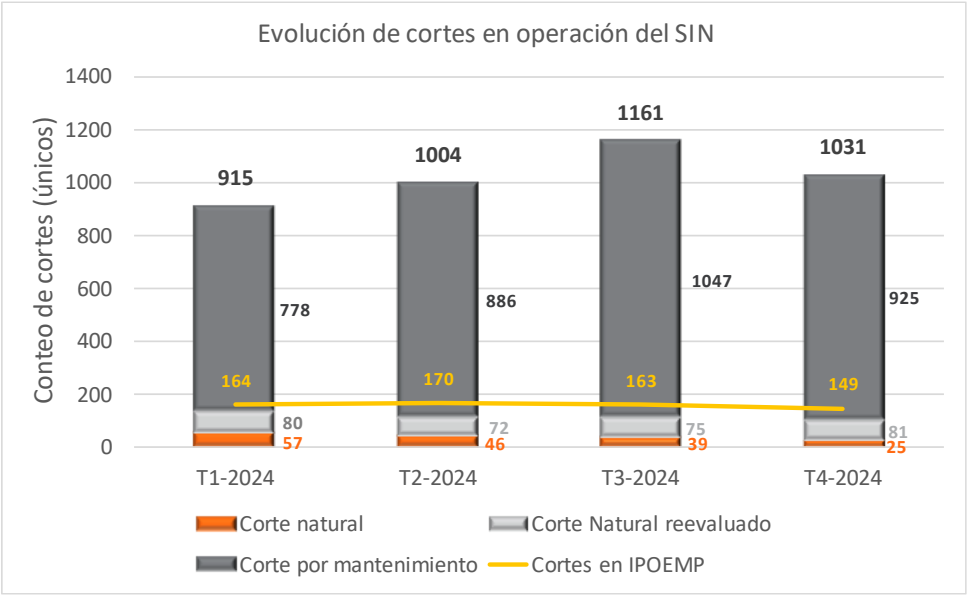


Figura 3-1. Evolución cortes presentados en la operación del SIN.

Por otro lado, en las Figura 3-2 a Figura 3-5 se muestra la distribución por áreas operativas de cortes activos naturales y originados por mantenimiento respectivamente para los últimos cuatro trimestres^{1,2}. En general, a partir de la información presentada, es posible afirmar que, para el periodo de tiempo analizado, las áreas Caribe y Suroccidental comprenden más del 70% de los cortes naturales del SIN. Adicionalmente, es posible inferir que los cortes originados en condición de red degradada comprenden más del 85%, por lo que resulta importante definir medidas estructurales que permitan atender las diferentes indisponibilidades de la red con los criterios establecidos en la reglamentación vigente y al menor costo posible para la demanda.

¹ El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

² Datos obtenidos con información operativa disponible a febrero de 2025.

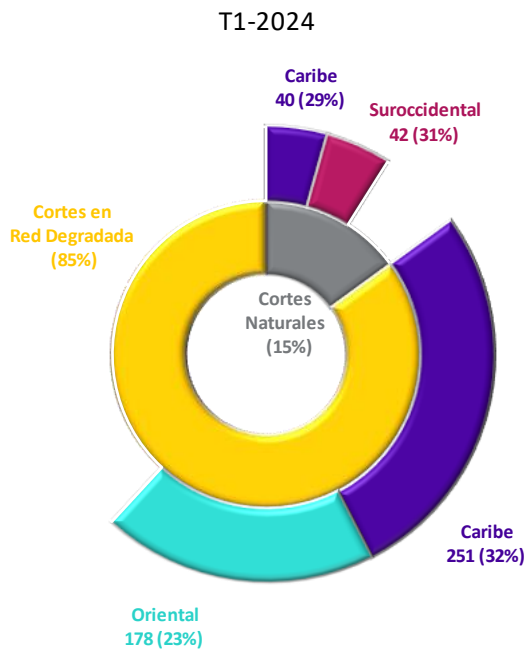


Figura 3-2. Distribución de cortes por área T1 2024

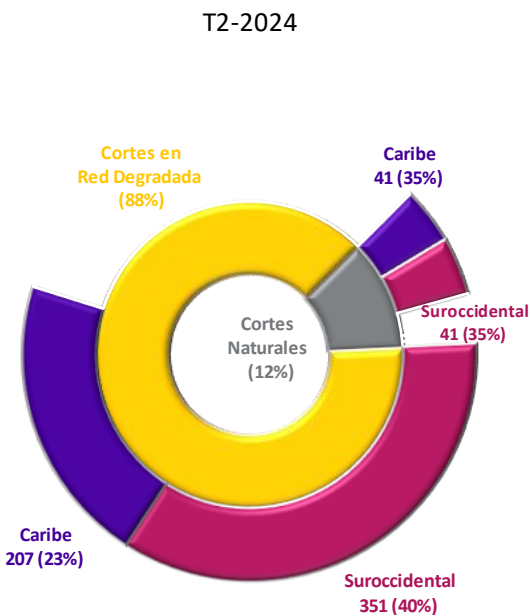


Figura 3-3. Distribución de cortes por área T2 2024

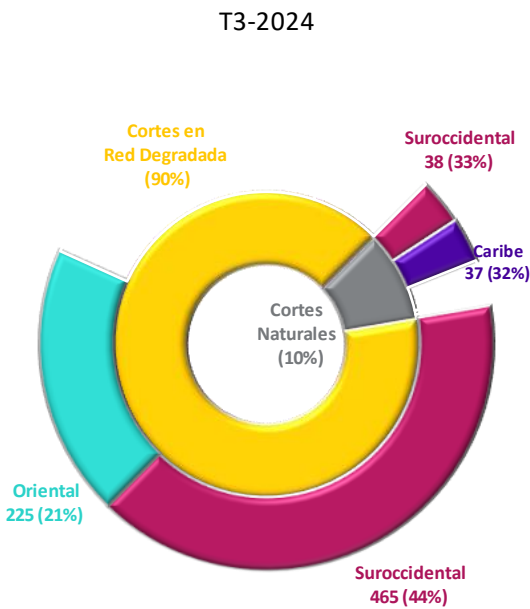


Figura 3-4. Distribución de cortes por área T3 2024

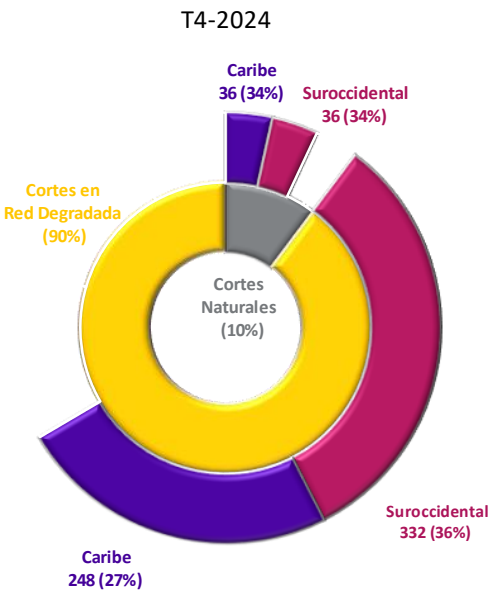


Figura 3-5. Distribución de cortes por área T4 2024

4 Evolución de costo asociado a reconciliaciones positivas

En la Figura 4-1 se muestra la distribución de costo anual asociado a reconciliaciones positivas para cada una de las áreas del SIN entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, la Figura 4-2 proporciona una distribución geográfica aproximada del costo asociado a reconciliaciones positivas, y la Figura 4-3 presenta la distribución anual por área de energía asociada a este concepto para el periodo de análisis indicado anteriormente.

Por otro lado, la Figura 4-4 muestra la evolución mensual de la energía generada en el área Caribe entre 01/2024 y 12/2024. En esta gráfica se distingue el comportamiento de la generación total del área y la componente de esta correspondiente a energía generada fuera de mérito.

La Figura 4-5 indica el costo asociado a reconciliaciones positivas y la energía asociada a este concepto para cada una de las áreas del SIN en el intervalo de tiempo analizado en este estudio, en este caso se presenta una descomposición trimestral.

A partir de la información indicada en las figuras señaladas anteriormente, se infiere que el área Caribe comprende alrededor del 53% de la energía generada asociada a reconciliaciones positivas y cerca del 46% del costo asociado a esta. Los volúmenes de energía y reconciliaciones positivas del área Caribe se explican principalmente por concentración de congestiones que requieren generación de seguridad para ser mitigadas, así como por la composición del parque de generación del área, el cual es en su mayoría térmico. En las demás áreas del SIN se observa que la energía reconciliada positivamente es inferior a 605 GWh por trimestre aproximadamente, muy por debajo de la condición observada en el área Caribe (entre 1.419 GWh y 448 GWh), lo anterior sugiere que se precisa la definición y/o entrada en operación de la expansión en el área que permita mitigar no solo el impacto de las diferentes restricciones sino el costo asociado a las mismas, el cual puede estar alrededor de 2,1 billones de pesos anuales.

Finalmente, es importante destacar, respecto a la información presentada en la Figura 4-5, que el área Caribe presentó variaciones significativas en cuanto a reconciliaciones positivas, lo cual obedece principalmente a un comportamiento del mercado asociado con la presencia del fenómeno el Niño y menores aportes durante 2024 que generaron un mayor despacho térmico en el país.

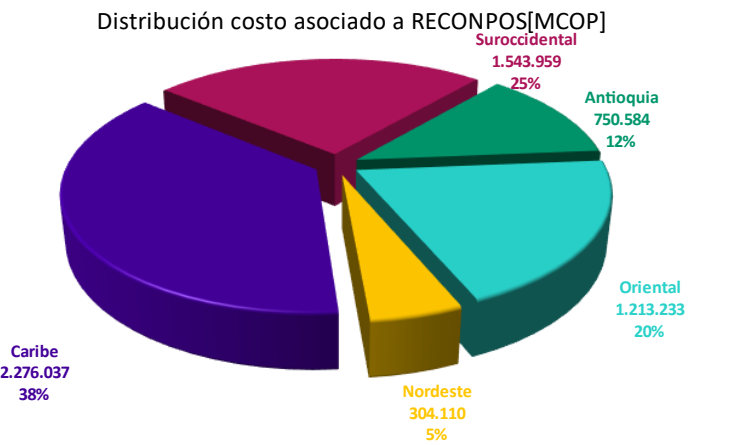


Figura 4-1. Distribución anual de costo asociado a RECONPOS por área.

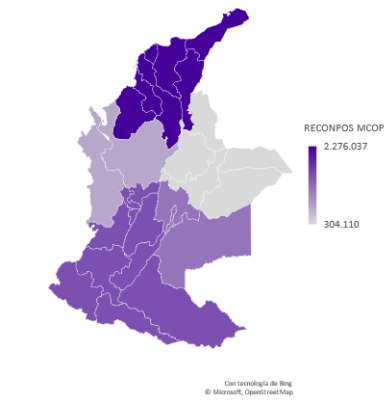


Figura 4-2. Distribución aproximada

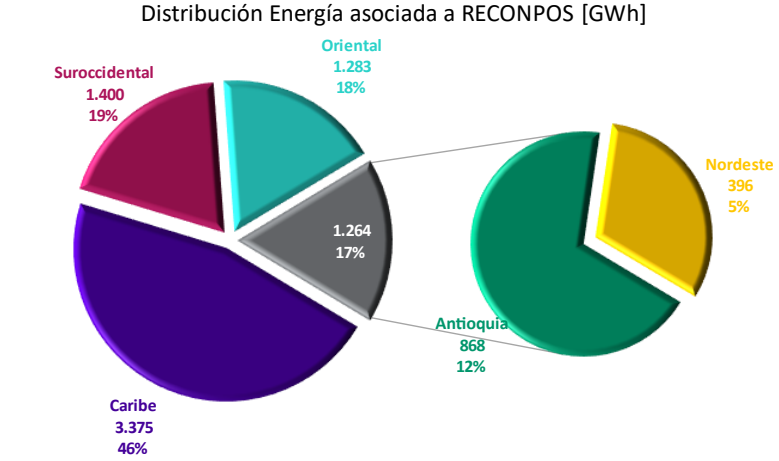


Figura 4-3. Distribución anual de energía asociada a RECONPOS por área.

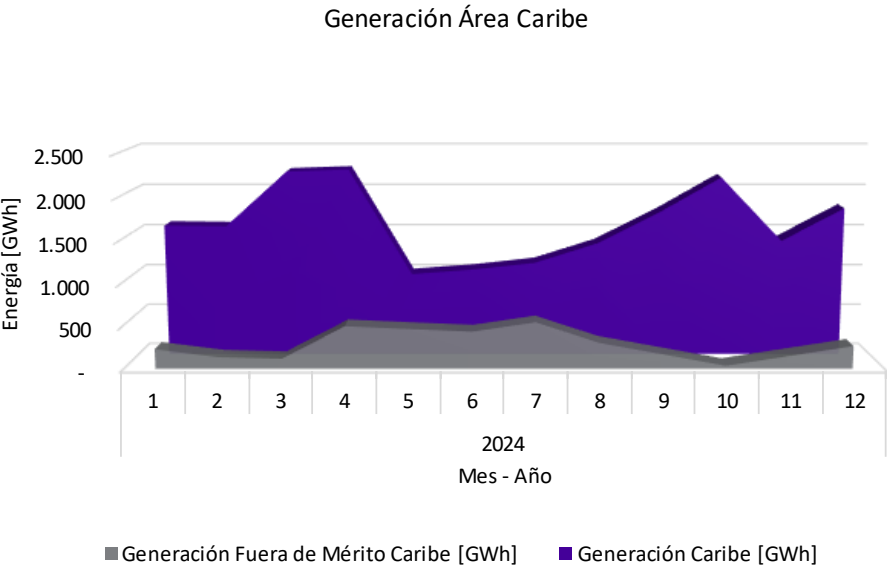


Figura 4-4. Evolución generación área Caribe.

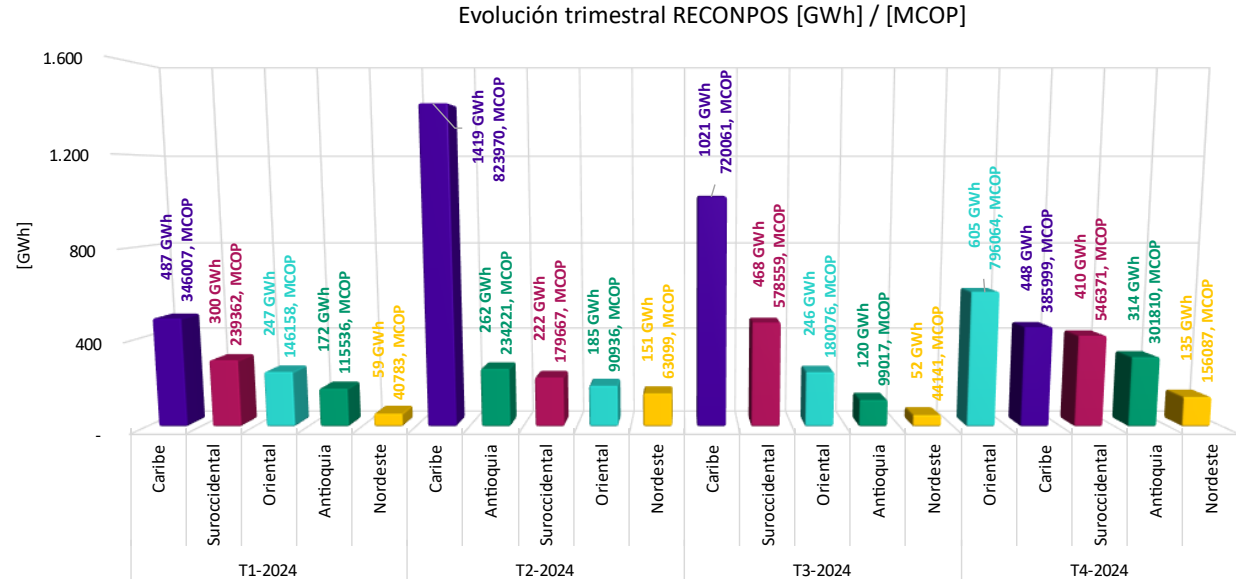
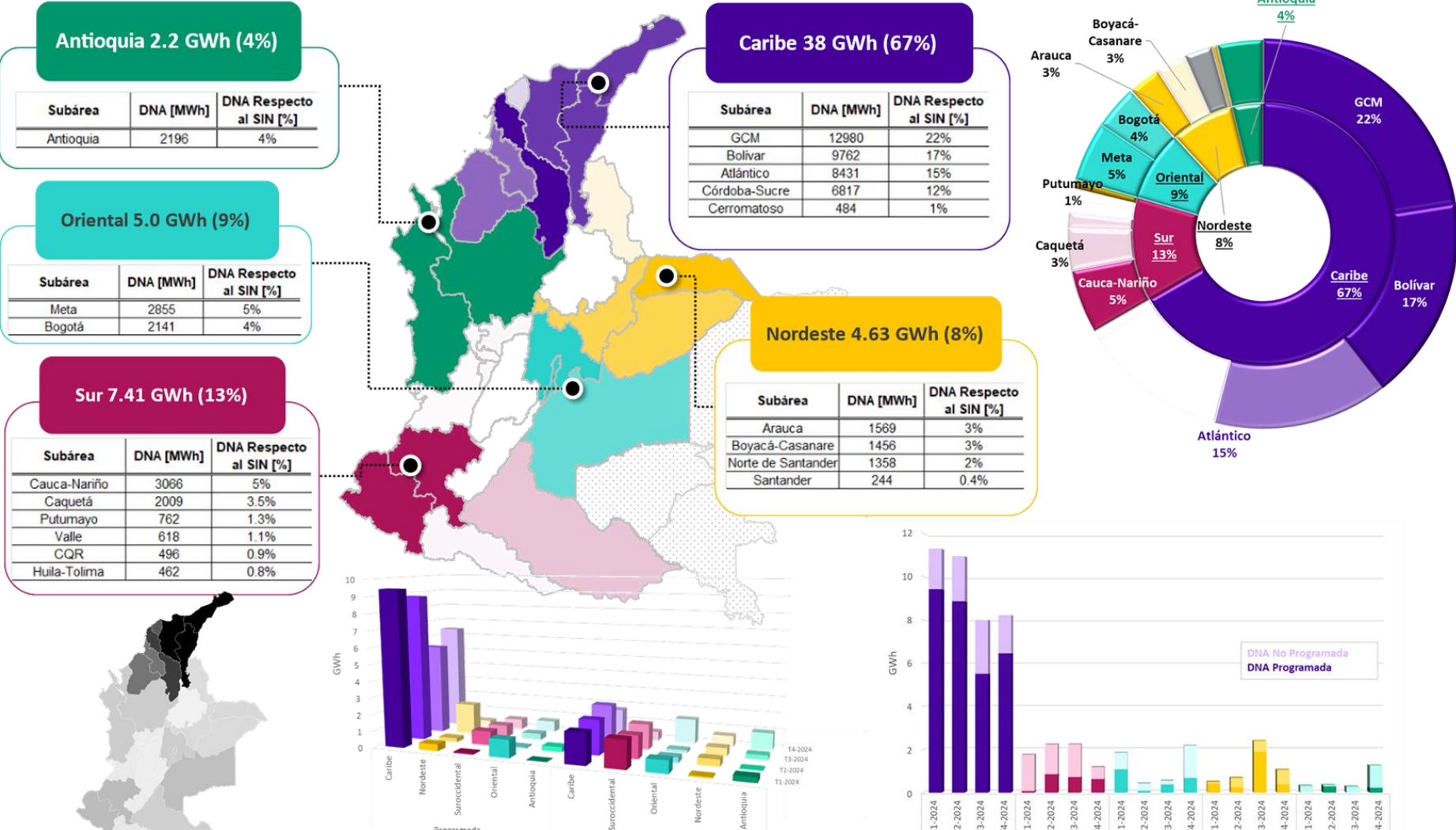


Figura 4-5. Evolución trimestral de RECONPOS año corrido.

5 Demanda No Atendida -DNA- en el SIN

En la Figura 5-1 se presenta la distribución de Demanda No Atendida -DNA- entre 01/2024 y 12/2024 para cada área operativa del SIN. La DNA presentada en la Figura está desagregada por área y subárea, y se presenta en unidades de GWh y MWh respectivamente. Como puede apreciarse en la imagen, el área Caribe representa el mayor porcentaje de DNA con un 67%, equivalente a 38 GWh, seguida por el área Suroccidental con el 13% equivalente a 7.41 GWh.



Donut chart showing DNA distribution by sub-area:

Subárea	DNA [%]
GCM	22%
Caribe	67%
Bolívar	17%
Atlántico	15%
Nordeste	8%
Sur	13%
Cauca-Nariño	5%
Caquetá	3%
Putumayo	1%
Meta	5%
Bogotá	4%
Boyacá-Casanare	3%
Arauca	3%
Antioquia	4%

Bar chart showing DNA distribution by sub-area (GWh):

Subárea	DNA [GWh]
Caribe	38
Nordeste	4.63
Suroccidental	2.2
Oriental	5.0
Antioquia	2.2
Caribe	38
Suroccidental	2.2
Oriental	5.0
Nordeste	4.63
Antioquia	2.2

Bar chart showing DNA distribution by sub-area (GWh) for 1-2024, 2-2024, 3-2024, 4-2024:

Subárea	1-2024	2-2024	3-2024	4-2024
Caribe	10.5	10.5	8.5	8.5
Nordeste	2.0	2.0	1.5	1.5
Suroccidental	1.0	1.0	1.0	1.0
Oriental	1.0	1.0	1.0	1.0
Antioquia	1.0	1.0	1.0	1.0

Figura 5-1 Distribución de DNA en el SIN

6 Área Antioquia

6.1 Descripción del área Antioquia

El área Antioquia está compuesta por una subárea denominada de igual manera y está interconectada con todas las demás áreas del SIN. Su demanda máxima está alrededor de los 1700 MW y su capacidad de generación es cercana a los 6800 MW, de los cuales 88% corresponden a generación hidráulica, 10% térmica y 2% solar fotovoltaica.

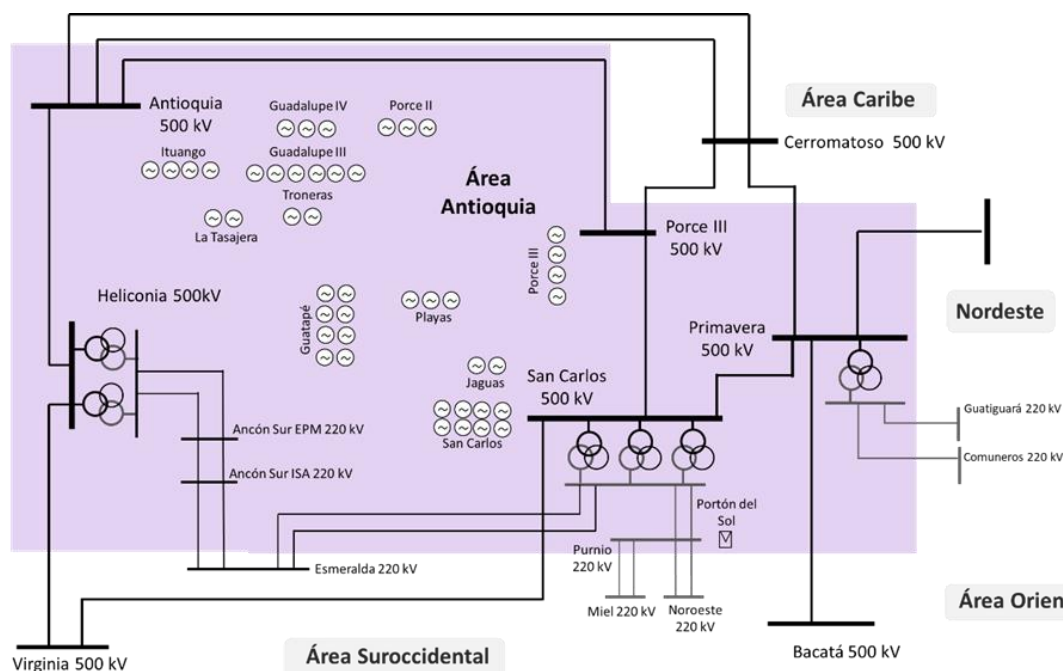


Figura 6-1. Esquema área Antioquia¹.

6.2 Resumen de condición operativa área Antioquia

El área Antioquia está interconectada con todas las áreas del sistema colombiano, contando con enlaces a Oriental, Caribe, Nordeste y Suroccidental. En el análisis de mediano plazo, se identifica que la capacidad de generación en el área es de aproximadamente 6800 MW.

En el horizonte de mediano plazo, con la demanda esperada y condiciones de red analizadas, no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia. Además, esta no presenta un requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión.

Se resalta en la red de DISPAC la importancia de revisar alternativas para solventar las bajas tensiones y mitigar los riesgos de demanda no atendida que se presentan ante contingencia sencilla, razón por la cual fue declarada desde febrero de 2023 en estado de Alerta. Actualmente se tiene operativo un Esquema Suplementario de Protección – ESP – que actúa ante bajas tensiones en la zona y el operador de red se encuentra realizando trabajos de recuperación de compensaciones capacitivas a nivel de SDL que mejorarían las condiciones operativas de la red. En el presente informe se presentan recomendaciones para mejorar la confiabilidad en la operación de esta zona. Adicionalmente, las obras determinadas por la UPME en el primer paquete del Plan de obras

¹ Esquema, descripción del área y condición operativa según IPOEMP I – 2025.

urgentes, entre las cuales se encuentra un punto de conexión al STN para el Chocó, contribuirán a mejorar la condición de la red; dichas obras entrarían en operación en el horizonte del largo plazo y dada la criticidad de la problemática planteada se recomienda dar la mayor celeridad posible a la materialización de estas obras.

6.3 Evolución de cortes en el área Antioquia

En la Figura 6-2 se muestra la evolución en el número de cortes que se presentaron durante la operación en el área Antioquia entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, en la Figura 6-3 se muestra el número de eventos de indisponibilidad por trimestre según si estos ocurrieron por mantenimiento o por evento no programado. La información se presenta de forma desagregada por tipo de activo, esto es, STR o STN.

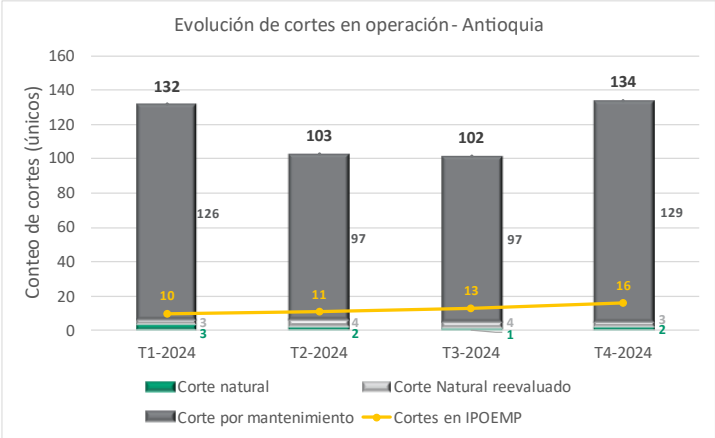


Figura 6-2. Evolución cortes presentados en el área Antioquia.

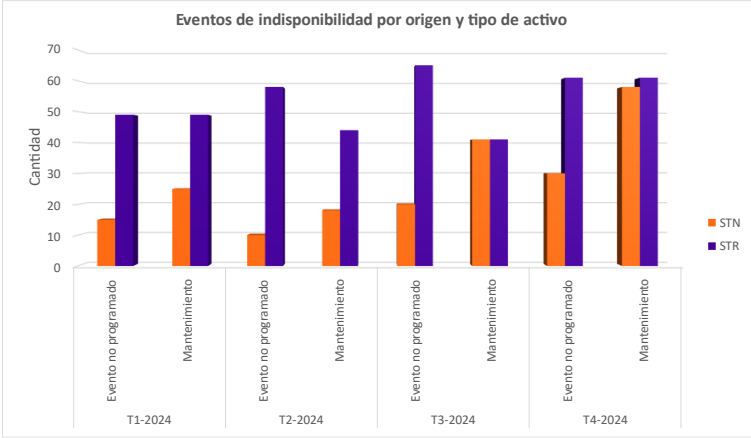


Figura 6-3. Eventos de indisponibilidad según tipo de activo y origen en el área Antioquia.

A partir de la información indicada en la Figura 6-2 se observa que el número de cortes activos naturales en el área Antioquia se mantuvo casi constante durante los cuatro trimestres de análisis. Por su parte, el número de cortes activos asociados a condición de red degradada o mantenimiento estuvo entre 97 y 130, lo cual supone una proporción entre 16 y 26 veces el número de cortes naturales del área. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación con red degradada.

En cuanto la evolución en el número de cortes naturales identificados en los análisis de mediano plazo se destaca lo siguiente:

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T2 – 2024 IPOEMP I	<ul style="list-style-type: none">Ancón Sur - Amagá 110 kV / Baja tensión red 115 kV DispacAmagá - Bolombolo 1 110 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	<ul style="list-style-type: none">Calizas – Rio Claro 1 110 kV / Calderas – Guatapé 1 110 kV
T3-2024 IPOEMP II	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de Guayabal 110 kV	

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T4-2024 IPOEMP III	<ul style="list-style-type: none">• Porce III - Sogamoso 500 kV / 5M200 Primavera 500 kV (interruptor de acople)• 5M200 primavera 500 kV (interruptor de acople) / Primavera 500/230 kV• Heliconia 2 500/230 kV / Heliconia 1 500/230 kV*	
IPOEMP IV - 2024	<ul style="list-style-type: none">• Ancón Sur - Amagá 110 kV / Ancón Sur - Caldas 110 kV	

(*) Existía la restricción Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV, sin embargo, se reporta de forma explícita la restricción contraria para reflejar la cantidad de activos limitantes.

Tabla 6-1 Evolución de cortes naturales en el área Antioquia

6.4 Esquemas suplementarios en el área Antioquia

En la Tabla 6-2 se muestran los esquemas suplementarios que se encuentran implementados en el área Antioquia. Adicionalmente, para los casos en los que aplique se identifica la restricción a la cual sirve cada esquema, y en aquellos en los que se cuente con la información se indica el número de actuaciones en los últimos cuatro trimestres².

² El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW] ⁵
Esp_Ant001	ESP Barroso - Bolombolo 1 110 kV y Barroso 110 kV	Barroso - Bolombolo 1 110 kV Barroso 110 kV	Baja tensión	-	0	34
Esp_Ant002 ⁶	ESP Barras Istmina, Cértogui y Quibdó 115 kV	Istmina 115 kV Cértogui 115 kV Quibdó 115 kV	Baja tensión	-	0	17.4

Tabla 6-2. Esquemas suplementarios en el área Antioquia⁷.

⁵ Escenario de demanda máxima del área Antioquia de acuerdo con los supuestos de IPOEMP I – 2025.

⁶ Esquema operativo desde abril de 2024.

⁷ De acuerdo con lo indicado en el Acuerdo CNO 1019 de 2017, es responsabilidad de los agentes informar al CND todas las actuaciones que produzcan los esquemas bajo su responsabilidad.

6.5 Radialidades del área Antioquia

En la Tabla 6-3 se presenta la DNA no atendida, programada y no programada, para cada Zona excluida de compensación en el área Antioquia en el periodo de tiempo analizado en el presente informe.

Zona CANO / CNE	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Occidente - Caucheras	43.4	297.28	340.68
Istmina	118.09	33.19	151.28
Yarumal	0	91.8	91.8
Porce	0	0.2	0.2
Amagá - Bolombolo	0	0	0

Tabla 6-3. DNA por zonas excluidas de compensación

Por otra parte, en la Tabla 6-4 se muestran las radialidades del área Antioquia que tuvieron eventos de Demanda No Atendida -DNA- en el periodo de análisis. Para cada una se presenta la cantidad de DNA, programada y no programada, así como el proyecto que elimina la condición radial.

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Antioquia	Antioquia 110 kV	Occidente - Caucheras	No hay proyecto adjudicado		18	0	268.3	268.30
Antioquia	Istmina 115 kV	Istmina	No hay proyecto adjudicado		7	118.09	33.19	151.28
Antioquia	Yarumal 1 110 kV	Yarumal	No hay proyecto adjudicado		3	0	91.8	91.80
Antioquia	Chorodó 110 kV	Occidente - Caucheras	No hay proyecto adjudicado		3	43.4	2.55	45.95
Antioquia	San Jerónimo 110 kV	Occidente - Caucheras	PTRA02088 Guárcama (etapa 3)	2026	7	0	19.63	19.63
Antioquia	Caucheras 110 kV	Occidente - Caucheras	No hay proyecto adjudicado		1	0	6.8	6.80
Antioquia	Porce 110 kV	Porce	No hay proyecto adjudicado		1	0	0.2	0.20
Antioquia	Hispania 1 110 kV	Amagá - Bolombolo	PTRA01152 Carrieles 110 kV	2029	0	0	0	0.00
Antioquia	Apartadó 110 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0.00
Antioquia	Hispania 110 kV	Amagá - Bolombolo	PTRA01152 Carrieles 110 kV	2029	0	0	0	0.00

Tabla 6-4. Radialidades del área Antioquia¹

¹ Esta tabla se construyó a partir de información histórica disponible entre 01/2024y 12//2024. Por otro lado, se entiende por radialidad técnica aquella porción del sistema que por características topológicas opera de forma radial. Por radialidad operativa se considera que son aquellas generadas mediante reconfiguración de equipos debido a condiciones de operación.

6.6 Costos asociados a generación de seguridad en el área Antioquia

En la Tabla 6-5 se muestran los costos asociados a reconciliaciones positivas entre 01/2024 y 12/2024 para cada uno de los recursos de generación del área Antioquia y el porcentaje asociado de cada uno respecto al total del SIN. Adicionalmente, se indica la energía asociada fuera de mérito para cada uno de los recursos del área.

De acuerdo con la Tabla 6-5, en el área Antioquia se generaron alrededor de 961 GWh fuera de mérito con un costo para el sistema de 776.176 MCOP, siendo Termosierra la planta con mayor volumen de participación en las reconciliaciones positivas del área.

Recurso de generación	RECONPOS [MCOP]	RECONPOS [% MCOP Respecto al SIN]	RECONPOS [GWh]
Termosierra CC	244.305	4,01%	211
San Carlos	134.587	2,21%	162
Porce III	124.893	2,05%	132
Ituango	74.062	1,22%	125
Porce II	35.994	0,59%	48
La Tasajera	31.259	0,51%	42
Jaguas	19.600	0,32%	22
Guatrón	19.498	0,32%	29
San Miguel	12.399	0,20%	18
Carlos Lleras	12.214	0,20%	17
Portón Del Sol	10.619	0,17%	19
Playas	10.304	0,17%	18
Escuela De Minas	10.054	0,17%	14
Guatapé	9.762	0,16%	9
Rio Piedras	1.035	0,02%	2
Termocentro CC	0,005	0,00%	0

Tabla 6-5. Costos asociados a generación fuera de mérito en el área Antioquia.

Finalmente, en la Figura 6-4 se muestra la proporción de los costos asociados a reconciliaciones positivas del área Antioquia respecto al resto del SIN. En esta se resaltan las plantas del área con mayor participación en este concepto, las cuales corresponden respectivamente a Termosierra, San Carlos e Ituango. Cabe destacar que el área Antioquia representa aproximadamente el 17% de las reconciliaciones positivas del SIN para el periodo de tiempo analizado en este informe.

RECONPOS [MCOP] - Antioquia

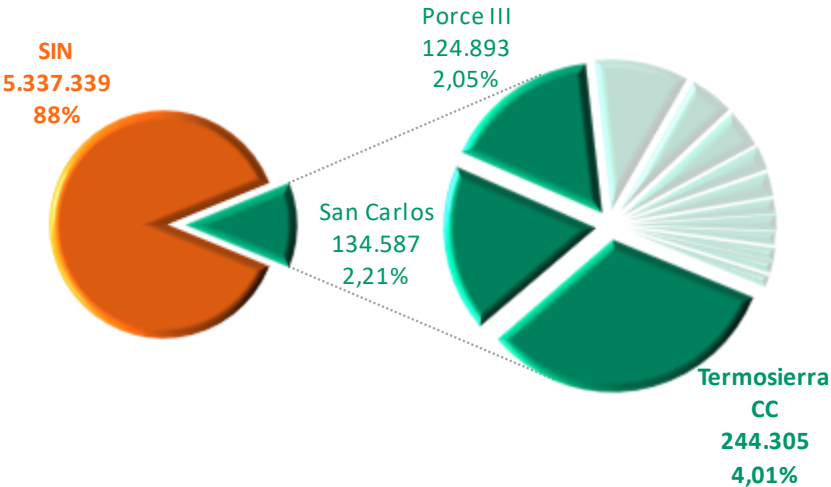


Figura 6-4. Proporción RECONPOS área Antioquia respecto al SIN.

6.7 Restricciones sin obra en construcción en el área Antioquia

En la Tabla 6-6 se presentan las restricciones identificadas en el área Antioquia, durante el planeamiento eléctrico de largo plazo, que no cuentan con una solución estructural en construcción que las elimine.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
ResLP_Ant001	Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
ResLP_Ant009	Sobrecarga en red completa de Barbosa - Girardota 1 110 kV	Estudio presentado a la UPME por parte del OR, a la espera de aprobación. Expansión Norte del Valle de Aburrá. Nueva SE San Pedro 110 kV, nuevas líneas Barbosa - San Pedro y San Pedro - Girardota. 2do trafo Girardota 110/44/13,8
ResLP_Ant010	Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
ResLP_Ant011	Heliconia 2 500/220 kV / Heliconia 1 500/220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
ResLP_Ant012	Porce III - Sogamoso 500 kV / 5M200 Primavera 500 kV (interruptor de acople)	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant013	5M200 Primavera 500 kV (interruptor de acople) / Primavera 500/230 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV

¹https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
ResLP_Ant015	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Guatapé 220	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
ResLP_Ant016	Agotamiento capacidad de cortocircuito de San Diego 110	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
ResLP_Ant017	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Guayabal 110	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
ResLP_Ant019	Urabá – Nueva Colonia 110 kV / Urabá - Apartado 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
ResLP_Ant021	La Sierra 230/115 kV / La Sierra - San Carlos 1 230 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant022	La Sierra - San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant023	San Carlos 2 500 kV / 230 kV / San Carlos 3 500 kV / 230 kV y San Carlos 4 500 kV / 230 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant024	San Carlos 3 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 500 kV / 230 kV y San Carlos 4 500 kV / 230 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant025	San Carlos 4 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 500 kV / 230 kV y San Carlos 3 500 kV / 230 kV	Propuesta ITR I 2025: Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV
ResLP_Ant026	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Primavera 220	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
ResLP_Ant027	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Central 110	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²

Tabla 6-6. Restricciones sin obra asociada en el largo plazo – área Antioquia³.

6.8 Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Antioquia

En los análisis de largo plazo del CND se han identificado condiciones en las cuales se superan los niveles máximos de cortocircuito declarados para las subestaciones presentadas en la Figura 6-5.

²https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

³ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

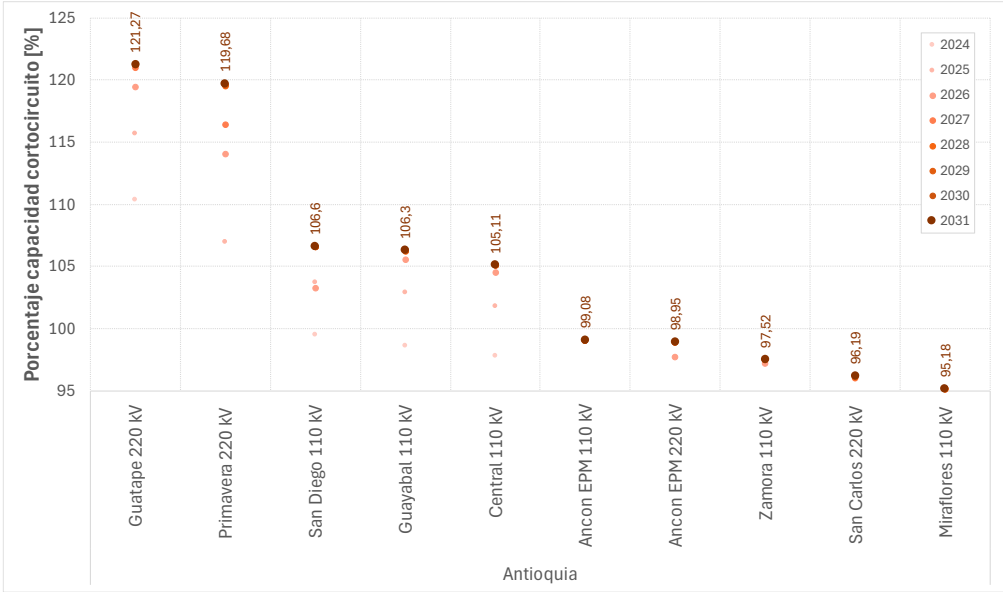


Figura 6-5 Barras en las que se supera la capacidad de cortocircuito en el área Antioquia⁴

De acuerdo con la información de la Figura 6-5 y teniendo en cuenta el impacto que esta condición supone para la operación del SIN, se recomienda a la UPME, en coordinación con los agentes involucrados, definir planes de acción para identificar opciones de mitigación en cada una de las subestaciones mencionadas.

6.9 Atraso en la FPO de proyectos del área Antioquia

En la Tabla 6-7 se muestran los proyectos del STN y STR del área Antioquia para los que se identificó diferencia entre la FPO actual, según la información reportada en el MDC, y la FPO en primera Resolución del Plan de Expansión⁵ o primer concepto UPME según corresponda, indicando atraso en la entrada de estas obras respecto al momento en el que se estableció la necesidad del ingreso éstas en el SIN. Adicionalmente, se indican proyectos cuya FPO es próxima a la FPO prevista inicialmente por la UPME con un intervalo de un año, de tal forma que se monitoreen y se tomen las acciones necesarias para evitar un posible atraso.

Por otra parte, en la Figura 6-6 se muestra el atraso estimado en años para los proyectos del área Antioquia de acuerdo con lo indicado anteriormente, el promedio de años de atraso para los proyectos del STN y STR del área y el porcentaje de proyectos de transmisión que se encuentran en determinados rangos o intervalos de atraso por años. A partir de la Figura, es importante destacar que los proyectos del STN del área presentan un atraso promedio superior al promedio de atraso de proyectos de transmisión del SIN, el cual es de aproximadamente 3.4 años.

⁴ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

⁵ Información consultada en el Portal MDC en febrero abril del 2025.

Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA00324	UPME 10-2021 Subestación Corrientes 230 kV (Antes San Lorenzo)	STN	31/10/2028	30/11/2020	7.92
PTRA01152	Carrieles 110 kV y obras asociadas	STR	31/12/2029	31/01/2025	4.92
PTRA03852	UPME 01 - 2023 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV - 450 MVA	STN	31/10/2025	26/08/2021	4.18
PTRA04449	SE Ayurá 110/44/13.2 kV	STR	31/12/2027	31/12/2023	4.00
PTRA01047	Subestación Lagunas 110 kV	STR	10/12/2025	31/12/2022	2.95
PTRA02088	Guárcama 110 kV	STR	31/07/2026	31/12/2023	2.58
PTRA00476	UPME 03-2021 Subestación Carrieles 230 kV (Antes S/E Hispania 230 kV)	STN	17/02/2026	30/11/2023	2.22
PTRA04454	SE Industriales 110 kV	STR	31/12/2026	31/12/2025	1.00

Tabla 6-7. Atraso en la FPO de proyectos del área Antioquia^{6,7}.

⁶ FPO actual de proyectos según Portal MDC con corte a abril de 2025.

⁷ FPO en primera Resolución del Plan de Expansión o primer concepto UPME según Portal MDC con corte a abril de 2025.

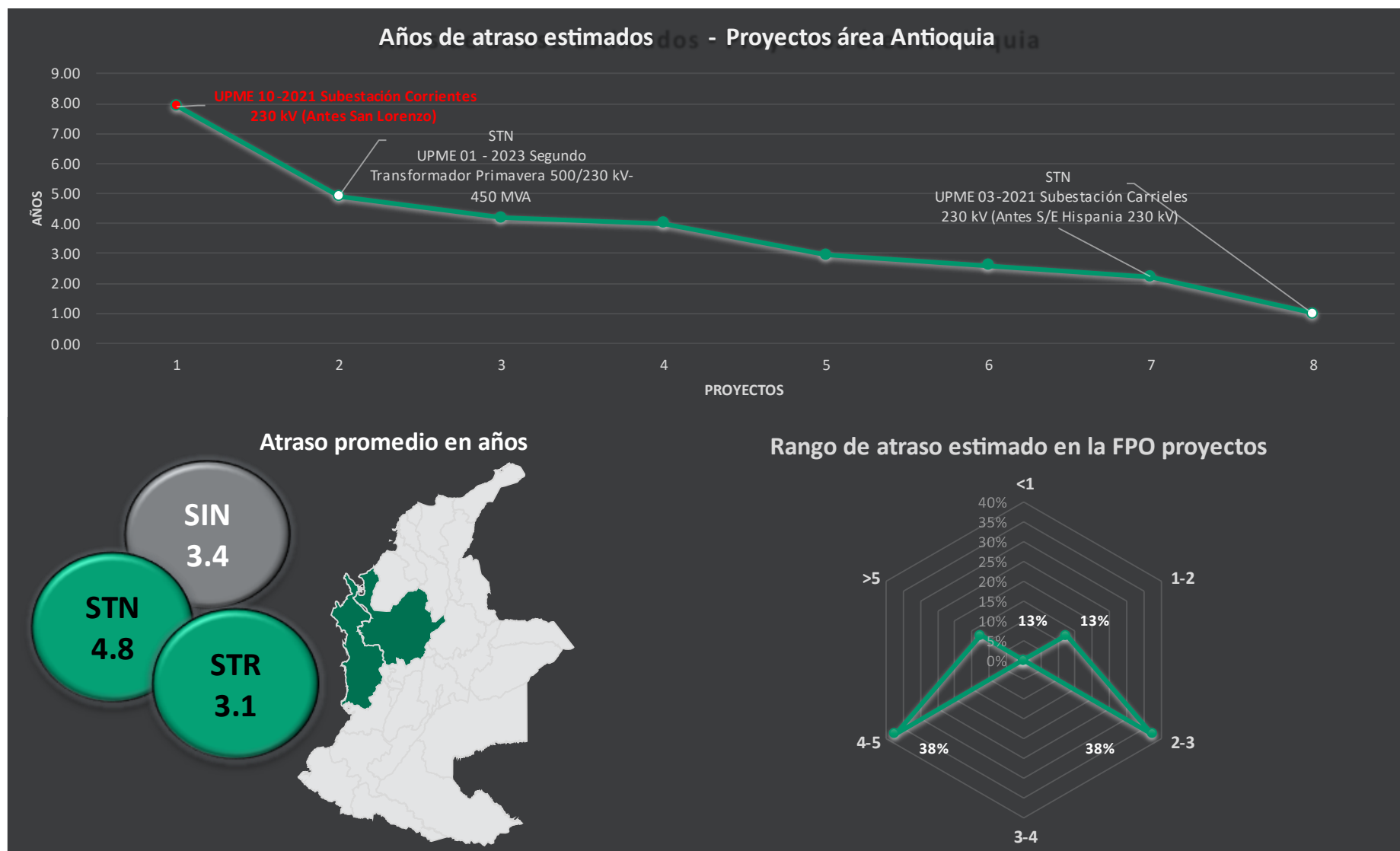


Figura 6-6. Atraso estimado en proyectos de transmisión – área Antioquia.

6.10 Obras propuestas en el área Antioquia

6.10.1 Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV

El proyecto "Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV" tiene como objetivo principal mitigar o eliminar un conjunto de restricciones que se presentan actualmente en el área de Antioquia, mejorando la resiliencia, flexibilidad y seguridad de área y del SIN en general teniendo en cuenta la conexión que se presenta las demás áreas. Este proyecto se compone de dos (2) etapas:

Etapla 1 Ampliación de la S/E Heliconia: Instalación de un tercer transformador en la S/E Heliconia con capacidad de 450 MVA de 500/220 kV con fecha de puesta en servicio en diciembre del 2027.

Etapla 2 Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV:

- Construcción de la nueva S/E San Carlos II.
- Dos (2) transformadores de 450 MVA cada uno, de 500/220 kV.
- Intercepción del doble circuito Guatapé – San Carlos 220 kV
 - Nuevo enlace San Carlos – San Carlos II (aproximadamente 21 km).
 - Nuevo enlace Guatapé – San Carlos II (aproximadamente 15 km).
- Nuevo enlace San Carlos II – Porce III 500 kV (aproximadamente 80 km).
- Nuevo enlace San Carlos II – Corzo 500 kV (aproximadamente 160 km).
- Nuevo enlace San Carlos II – Heliconia 500 kV (aproximadamente 100 km).
- Instalación de reactores de 84 Mvar en los nuevos circuitos de 500 kV.

La etapa 2, presenta una fecha de puesta en operación estimada para diciembre de 2030.

A continuación, se presenta gráficamente el proyecto mencionado.

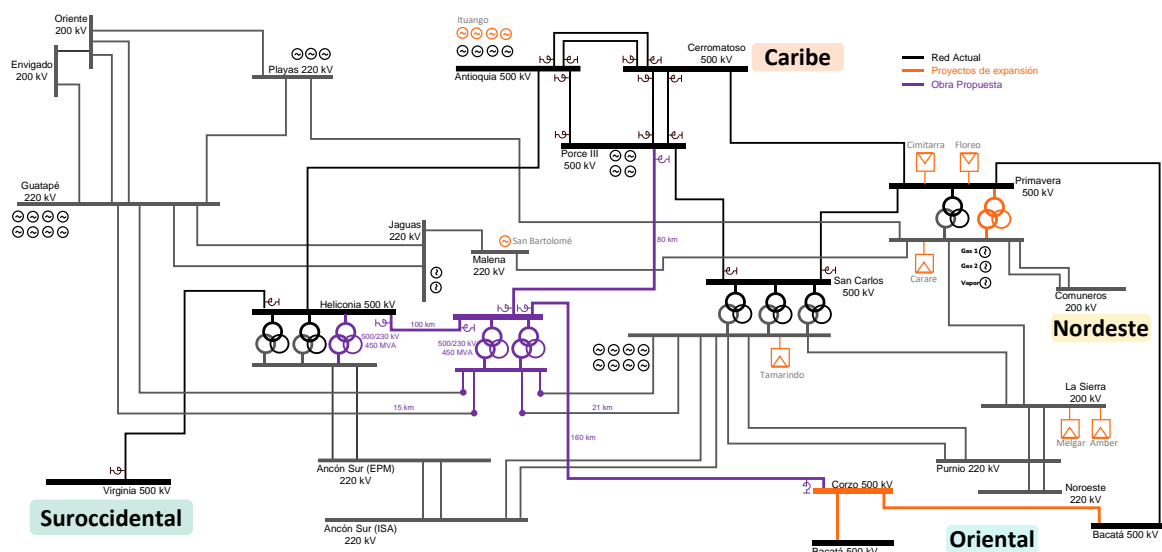


Figura 6-7. Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV

6.10.1.1 Impacto

Este proyecto mejora de la capacidad de transmisión y transformación de energía, permitiendo una distribución más eficiente y confiable de la electricidad en la región. Adicionalmente genera un nuevo enlace de interconexión entre las áreas Oriental y Antioquia, con la creación de un nuevo enlace, facilitando el flujo de energía entre diferentes zonas y mejorando la capacidad de respuesta ante

variaciones en la demanda y la generación. Finalmente, se eliminarían y/o mitigarían las siguientes restricciones:

ID Restricción	Restricción	MW*
	Sierra – Primavera 230 kV / Sierra – San Carlos 230 kV	417
	Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV	620
	Heliconia 2 500/220 kV / Heliconia 1 500/220 kV	620
	San Carlos 2 500 kV / 230 kV / San Carlos 3 y 4 500 kV / 230 kV	785
	San Carlos 3 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 y 4 500 kV / 230 kV	785
	San Carlos 4 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 y 3 500 kV / 230 kV	785
	Primavera 1 500/230 kV / Primavera 2 500/230 kV	570
	Primavera 2 500/220 kV / Primavera 1 500/220 kV	570
	Porce III – Sogamoso 500 kV / 5M200 primavera 500 kV (interruptor de acople)	1130

* Potencia máxima en MW que pueden atenderse de forma segura a través de los elementos del corte
 Tabla 6-8. Impacto a restricciones de Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV

6.10.1.2 Consideraciones

Para los análisis de la propuesta Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV se consideraron los siguientes supuestos:

- La materialización de los proyectos de expansión en transmisión y generación con fecha de puesta en operación a 31/12/2030 presentados en el IPOELP I-2025.
- Escenarios de demanda a partir de los supuestos del IPOELP I-2025.
- Teniendo en cuenta que las restricciones presentadas son ocasionadas por generación, se realiza para la demanda máxima la proyección de generación donde se evidencia que los elementos llegan a su límite por sobrecarga.

6.10.1.3 Análisis

6.10.1.3.1 Flujo de Potencia

Con la entrada en operación de la Etapa 1, que incluye la instalación de un tercer transformador en la S/E Heliconia 500/230 kV, estimada para finales de 2027, se ampliará la capacidad de transformación, lo que directamente aumentará el corte actual de 620 MW a 920 MW. Esta ampliación permitirá que, en caso de mantenimiento o contingencia (N-1), los transformadores en servicio presenten una cargabilidad del 82% (aproximadamente 754 MW), proporcionando un amplio margen de seguridad y garantizando una operación segura y confiable.

Esta etapa es crucial para manejar escenarios de alta generación en recursos a nivel de 500 kV (Ituango y Porce III) y baja generación en recursos a niveles de tensiones iguales o inferiores a 220 kV en el área de Antioquia, además de considerar alta generación dentro del área Caribe.

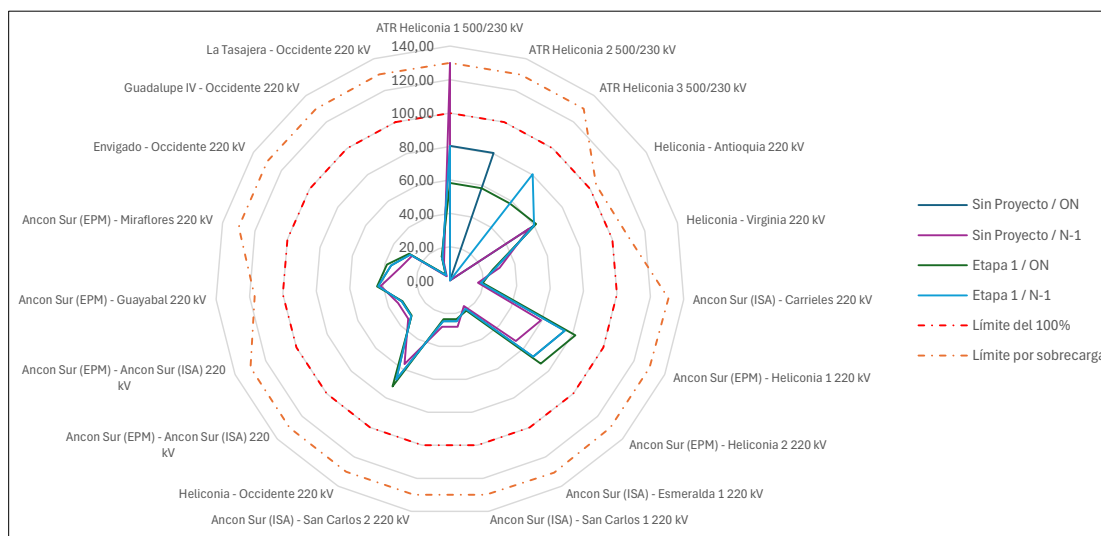


Figura 6-8. Impacto Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV (Etapa 1)

Una vez ingresada la Etapa 2 (Proyecto completo), se evidencian que las ocho (8 restricciones) presentadas, se mitigan y/o eliminan generando mayor confiabilidad en dentro del área de Antioquia.

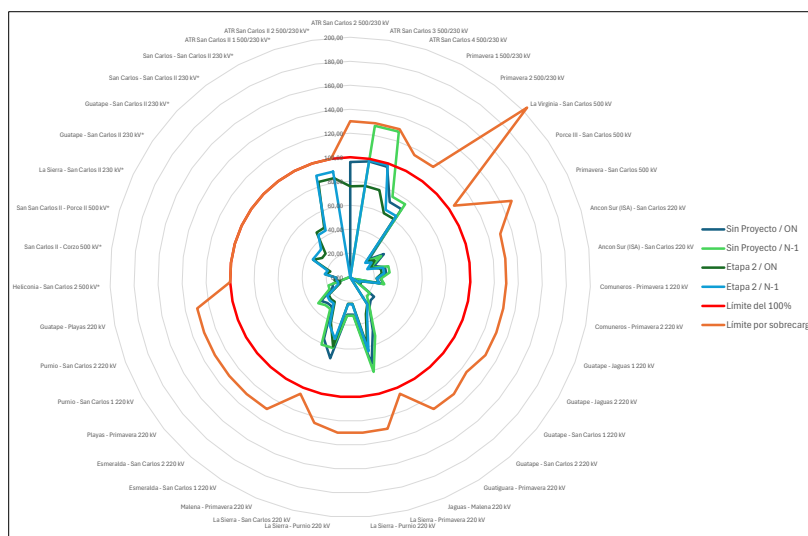


Figura 6-9. Impacto Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV (Etapa 2)

Con los resultados obtenidos es crucial mencionar los siguientes beneficios:

- La Restricción en transformadores de Heliconia, ante escenarios de alta generación en recursos de 500 kV, baja generación en tensiones iguales o inferiores a 220 kV dentro del área de Antioquia, y alta generación en el área Caribe. Con la materialización del proyecto, no solo se elimina dicha restricción, sino que también se reduce el impacto directo de la generación de Ituango (2400 MW) sobre la cargabilidad de los transformadores Heliconia, disminuyéndola del 22% al 8%. Esto se debe a la creación de nuevos enlaces a nivel de 500 kV, que redistribuyen los flujos de potencia, generando menos congestión y permitiendo que nuevas obras de generación ingresen sin generar restricciones.
- La restricción en los transformadores de San Carlos 500/230 kV y Primavera 500/230 kV, la cual se presenta bajo escenarios de altos recurso de generación a niveles de tensión iguales o inferiores a 220 kV y baja generación en el área de caribe, se elimina debido a nuevos

puntos de inyección de 500 kV que tiene el área de Antioquia a través de los nuevos enlaces con Heliconia y Porce III.

- Asimismo, la restricción presentada en el interruptor de acople 5M200 de la S/E Primavera 500 kV, ante la contingencia N-1 del circuito Porce III – Sogamoso 500 kV, también se elimina debido a las mismas razones expuestas en el ítem anterior.
- La restricción que presenta el circuito Sierra – Primavera 230 kV ante la contingencia del circuito Sierra – San Carlos 230 kV, ante escenarios de baja generación en Antioquia y Caribe, alta generación en Oriental y la S/E La Sierra 220 kV, se elimina, con ayuda de nuevo circuito La Sierra – San Carlos II 230 kV, permitiendo redistribución del flujo de potencia y reduciendo la cargabilidad de del circuito afectado en un 30%.
- Se resalta que, con la entrada en operación del proyecto, las demás restricciones que se presentan en el área de Antioquia (ve informe IPOELP I-2025), muestran un impacto marginal. Esto indica que, aunque el proyecto aborda y mitiga las principales restricciones identificadas, las demás restricciones en el área no se ven significativamente afectadas. Sin embargo, la mejora general en la capacidad y estabilidad del sistema eléctrico contribuirá a una operación más eficiente y confiable en toda el área.
- Con la entrada en operación de circuito San Carlos II – Corzo 500 kV, se genera una nueva conexión entre área Antioquia y Oriental, generando beneficio en área oriental, ya que aumenta su límite de importación en 300 MW aproximadamente, mejora perfiles de tensión dentro de la subárea Bogotá (Facatativá 115 kV, Fontibón 115 kV, Mosquera 115 kV, Villeta 115 kV, Occidente 115 kV y Tren Occidente 115 kV) y permite reducir la generación de seguridad por soporte de tensión.

6.10.1.3.2 Cortocircuito

Dentro de los resultados de cortocircuito se presenta un análisis detallado de las subestaciones en las cuales el Proyecto ocasiona un impacto o aumento de su nivel de cortocircuito igual o mayor a 1 kA. Se observa que las subestaciones que presentan el mayor aumento son Heliconia 500/230 kV y Guatapé 220 kV.

Se destaca que para las subestaciones Guatapé 220 kV, Bacatá 115 kV, Nueva Esperanza 115 kV, Ancón Sur (EPM) 220 kV, Tenjo 115 kV, Guayabal 110 kV, San Diego 110 kV y Veraguas 115 kV, los niveles de cortocircuito superan su capacidad máxima de soportabilidad (ver línea roja). Sin embargo, esto se presenta desde el caso sin proyecto, por lo que no se le puede atribuir dicha condición al Proyecto.

Finalmente, se observa que las subestaciones San Carlos 220 kV y Ancón Sur (EPM) 110 kV se encuentran al límite de su capacidad. Al igual que lo mencionado anteriormente, esta condición se presenta desde el caso sin proyecto.

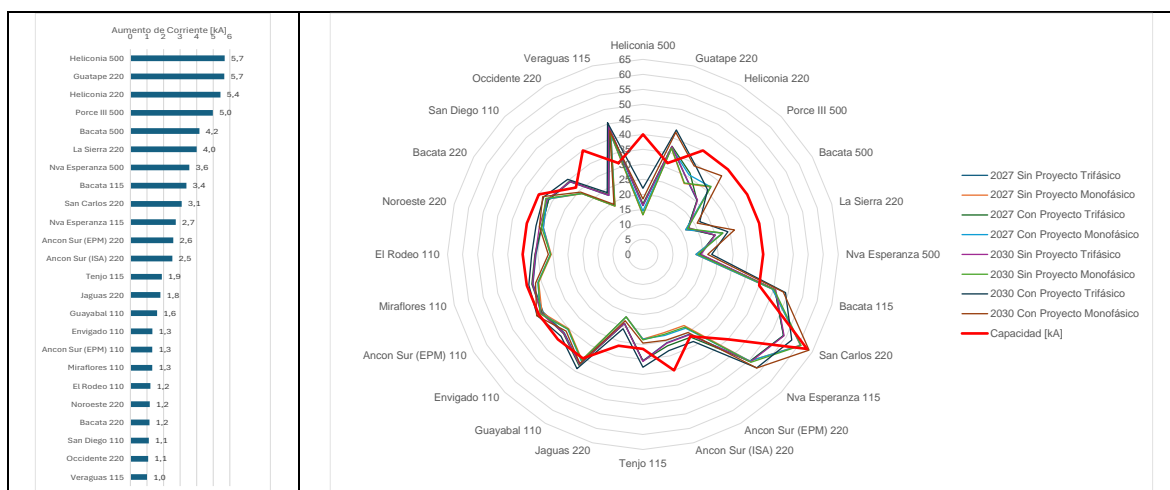


Figura 6-10. Nivel de cortocircuito impacto Ampliación S/E Heliconia 500/220 kV y Nueva S/E San Carlos II 500/220 kV

6.10.1.4 Conclusiones

La instalación de un tercer transformador en la S/E Heliconia 500/230 kV, prevista para finales de 2027, incrementará el corte de transformación de 620 MW a 920 MW, asegurando un margen de seguridad amplio y una operación confiable. Esta mejora es esencial para gestionar escenarios de alta generación en recursos de 500 kV y baja generación en tensiones menores a 220 kV en Antioquia, además de alta generación en el área Caribe.

El proyecto eliminará la restricción en los transformadores de Heliconia, reduciendo el impacto directo que tiene la generación de Ituango en los transformadores del 22% al 8%, gracias a nuevos enlaces de 500 kV que redistribuyen los flujos de potencia y disminuyen la congestión. Asimismo, se eliminarán las restricciones en los transformadores de San Carlos y Primavera debido a nuevos puntos de inyección de 500 kV en Antioquia. Del mismo modo, se eliminará la restricción en el interruptor de acople 5M200 de Primavera.

La restricción en el circuito Sierra – Primavera 230 kV, ante la contingencia del circuito Sierra – San Carlos 230 kV, se eliminará con el nuevo circuito La Sierra – San Carlos II 230 kV, reduciendo la cargabilidad del circuito afectado en un 30%.

Aunque el proyecto aborda las principales restricciones, las demás restricciones en Antioquia muestran un impacto marginal, mejorando la capacidad y estabilidad del sistema eléctrico en general.

El proyecto se genera una nueva conexión entre área Antioquia y Oriental, aumenta el límite de importación en 300 MW de Oriental, mejora perfiles de tensión dentro de la subárea Bogotá y permite reducir la generación de seguridad por soporte de tensión en Oriental.

El análisis de cortocircuito revela que las subestaciones Heliconia 500/230 kV y Guatapé 220 kV presentan los mayores aumentos en su nivel de cortocircuito. Las subestaciones Guatapé 220 kV, Bacatá 115 kV, Nueva Esperanza 115 kV, Ancón Sur (EPM) 220 kV, Tenjo 115 kV, Guayabal 110 kV, San Diego 110 kV y Veraguas 115 kV superan su capacidad máxima de soportabilidad, pero esta condición ya existía sin el proyecto.

Las subestaciones San Carlos 220 kV y Ancón Sur (EPM) 110 kV se encuentran al límite de su capacidad, esta condición se presenta desde el caso sin Proyecto.

Finalmente, se resalta que el Proyecto genera beneficios dentro del área de Antioquia, ya que elimina restricciones, permite un amplio margen para gestionar escenarios de alta generación en recursos a nivel de 500 kV y da mayor soporte de estabilidad de tensión. Adicionalmente, dentro del área oriental, aumenta su capacidad de importación, mejora perfiles de tensión y disminuye la generación de seguridad por soporte de tensión.

6.11 Conclusiones del área Antioquia

En primer lugar, es importante hacer hincapié en la declaración de estado de alerta con posibilidad de operación en estado de emergencia a partir del mes de febrero de 2023 de la red de DISPAC, lo cual sugiere especial atención en la definición y entrada en operación oportuna de las obras de expansión necesarias para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación vigente de la zona de influencia. Por tanto, se destaca la necesidad de convocar y desarrollar de forma oportuna las obras de mitigación incluidas en el primer paquete de obras urgentes publicado por la UPME.

En segundo lugar, cabe anotar que la restricción Barbosa - Girardota 1 110 kV por sobrecarga en estado normal de operación identificada en el IPOELP I – 2024, da cuenta de la necesidad de definición de las alternativas estructurales necesarias para eliminar esta condición de agotamiento

de red en la zona de influencia de forma prioritaria. De igual forma, es importante trabajar de forma articulada entre las distintas autoridades sectoriales sobre todas aquellas restricciones identificadas en el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo que no cuentan con una solución estructural que las elimine, de tal forma que se adelanten los análisis respectivos y se tomen las medidas necesarias con el tiempo suficiente para que se anticipe una mejor operación del SIN en el largo plazo.

La cantidad en energía de Demanda No Atendida en las zonas excluidas de compensación del área Antioquia se presentó principalmente para la zona Occidente – Caucheras, con 340 MWh, seguido por la zona Istmina, con 151.28 MWh de DNA en el año.

Respecto a reconciliaciones positivas, en el área Antioquia se destacan los recursos Termosierra CC y San Carlos con el 4,01% y 2,21% respectivamente respecto al SIN para el periodo de tiempo analizado. No obstante, debe tenerse en cuenta la presencia del fenómeno el Niño y su impacto sobre los aportes del sistema desde el mes de mayo de 2023 y hasta mediados el 2024 con la respectiva respuesta del mercado conforme este evolucionó.

Finalmente, en el área Antioquia el proyecto UPME 10-2021 Subestación Corrientes 230 kV (Antes San Lorenzo 230 kV) resalta por representar los mayores atrasos en su entrada en operación respecto a la FPO inicial prevista en primer concepto UPME o Resolución de plan de expansión según corresponda, por lo tanto, resulta prioritario hacer un seguimiento de cerca a este proyecto de forma conjunta entre el promotor y las autoridades competentes con el fin de evitar mayores retrasos.

7 Área Caribe

7.1 Descripción del área Caribe

El área Caribe se compone de las subáreas Atlántico, Bolívar, Córdoba – Sucre, Cerromatoso y Guajira – Cesar – Magdalena (GCM), está interconectada con las áreas Antioquia y Nordeste. Su demanda máxima está alrededor de 3550 MW y su capacidad de generación es cercana a 5100 MW (68 % térmica, 25 % solar fotovoltaica, 7% hidráulica).

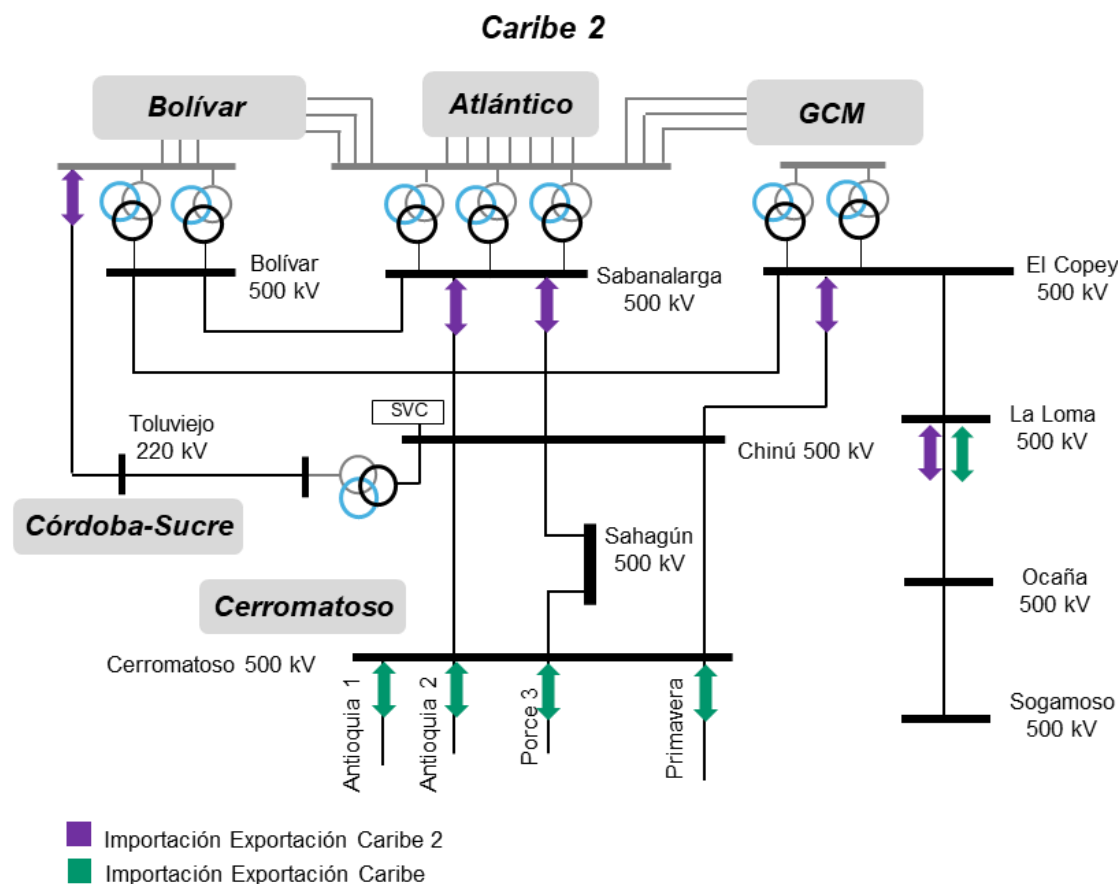


Figura 7-1. Esquema área Caribe¹.

7.2 Resumen de condición operativa área Caribe

Del análisis de mediano plazo se identifica como límite de importación de potencia, en red completa, hasta 2000 MW, y para Caribe 2 hasta 1400 MW. En ambos casos la limitante es el cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad, en particular el asociado a la recuperación transitoria de tensión ante contingencia sencilla en los nodos con configuración radial del STR de las subáreas Córdoba-Sucre y GCM, lo que evidencia la importancia de acompañar el crecimiento de la

¹ Esquema, descripción del área y condición operativa según IPOEMP I – 2025.

red del STN con proyectos del STR que eliminen este tipo restricciones, permitiendo aumentar la capacidad de importación de potencia del área y mejorar la flexibilidad operativa.

Al interior del área, debido al agotamiento de la capacidad de transporte de energía del STR, se ha evidenciado la necesidad de desconexión de demanda en condición de red completa por sobrecargas en algunos equipos o debido a tensiones inferiores a 0.9 p.u. en algunos nodos. El área tiene declarada en emergencia 18 restricciones y en alerta 14, adicionalmente cuenta con una declaración de emergencia de la subárea GCM debido al fenómeno FIDVR y una declaración de emergencia en los nodos en configuración radial de GCM, Bolívar y Córdoba-Sucre por recuperación dinámica de tensión, en la cuales se resalta los nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV, los cuales impactan la capacidad de importación de potencia en las áreas Caribe y Caribe 2, además de aumentar la necesidad de programar unidades por seguridad. Dado que el proyecto que elimina de forma estructural esta restricción es Carreto 500/66 kV, con FPO 2027, se recomienda que AFINIA y la UPME evalúen la implementación de acciones o proyectos provisionales que, considerando el incremento progresivo de la demanda, garanticen una operación segura y confiable hasta la materialización de dicho proyecto.

Adicionalmente, la activación en el mes de diciembre del 2024 de la restricción por alta cargabilidad de los transformadores Tebsa 1, 2 y 5 220/110 kV en red completa, indican que el crecimiento de la demanda está agotando la capacidad de transporte disponible para la atención de la demanda de la subárea Atlántico. Se recomienda al OR y a la UPME implementar las medidas necesarias con la mayor prontitud posible para materializar la entrada en operación de la transformación del proyecto Nueva El Rio 220/110 kV, la cual mejora notablemente la condición operativa indicada.

Es de resaltar que, para la condición a marzo de 2026 en el área, por el agotamiento de red y la dificultad de gestionar y controlar restricciones, se tienen implementados 44 esquemas suplementarios de protección (ESP), de los cuales 29 están activos y 15 deshabilitados. Estos esquemas tienen como objetivo mitigar, ante eventos, la salida en cascada de elementos y disminuir la demanda que se desatendería por confiabilidad del sistema.

7.3 Evolución de cortes en el área Caribe

En la Figura 7-2 se muestra la evolución en el número de cortes en el área Caribe entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, en la Figura 7-3 se muestra el número de eventos de indisponibilidad por trimestre según si estos ocurrieron por mantenimiento o por evento no programado. La información se presenta de forma desagregada por tipo de activo, esto es, STR o STN.

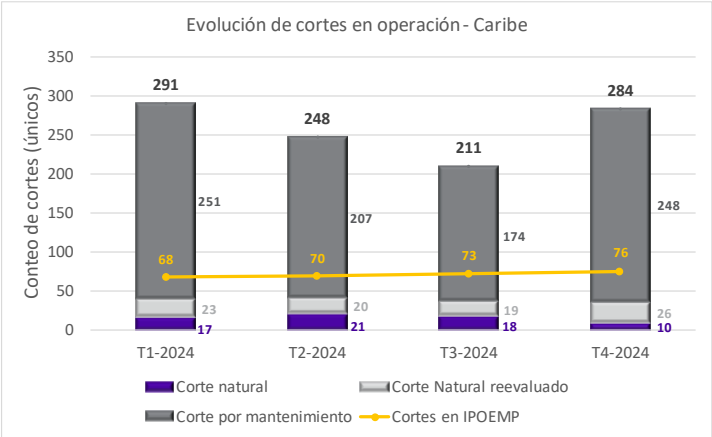


Figura 7-2. Evolución cortes en el área Caribe.

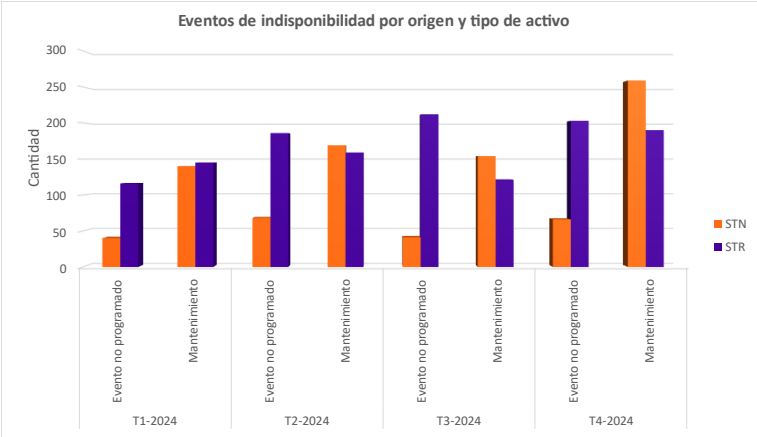


Figura 7-3. Eventos de indisponibilidad según tipo de activo y origen en el área Caribe.

A partir de la información indicada en la Figura 7-2 se observa que el número de cortes activos naturales en el área Caribe se mantuvo aproximadamente constante, aunque presentó una reducción del segundo al cuarto trimestre del 2024. Respecto al número de cortes asociados a condición de red degradada o mantenimiento, estuvo entre 211 y 291, lo cual supone una proporción entre 5 y 7 veces el número de cortes naturales del área. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación con red degradada.

En cuanto la evolución en el número de cortes identificados en los análisis de mediano plazo se destaca lo siguiente:

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T2 – 2024 IPOEMP I	<ul style="list-style-type: none">Bosque 6 220/66 kV / Bolívar - Villa Estrella 66 kVNueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kVTermoflores - Las Flores 1 110 / Termoflores - Las Flores 2 110 kV	<ul style="list-style-type: none">Caracolí – Malambo 1 110 kV / Caracolí – Malambo 2 110 kV
T3-2024 IPOEMP II	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de Nueva Magdalena 110 kVAgotamiento capacidad de cortocircuito de Tebsa 110 kVAgotamiento capacidad de cortocircuito de Termoflores 110 kVAgotamiento capacidad de cortocircuito de Unión 110 kV	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de Chambacú 66 kV
T4-2024 IPOEMP III	<ul style="list-style-type: none">Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kVSobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kVSobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV	
IPOEMP I - 2025	<ul style="list-style-type: none">Copey 5 220/110 kV / Copey 1 220/110 kVSobrecarga Tebsa 1 220/110 kVSobrecarga Tebsa 2 220/110 kVSobrecarga Tebsa 5 220/110 kVTebsa – Caracolí 1 220 kV / Tebsa - El Rio 1 220 kV	

Tabla 7-1 Evolución de cortes naturales en el área Caribe

7.4 Esquemas suplementarios en el área Caribe

En la

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car001	ESP BARRA BOSTON 1 110 kV	Circuitos 34.5 kV S/E Boston	Baja tensión	-	0	40.2
Esp_Car002	ESP BOSTON - CHINÚ 1 110 kV	Boston - Chinú 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car029	2	27.61 MW 2.1 MWh

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car003	ESP BOSTON - CHINÚ 2 110 kV	Boston - Chinú 2 110 kV	Sobrecarga	-	1	27.61 MW 2.4 MWh
Esp_Car004	ESP CHINÚ - COVEÑAS 1 110 kV	Chinú - Coveñas 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	6.7
Esp_Car005	ESP BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV	Boston - Sierra Flor 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car015	0	27.4
Esp_Car006	ESP TRANSFORMADO RES 1, 2 y 3 CHINÚ 500/110/34.5 kV	Chinú 1 150 MVA 500/110/34.5 kV Chinú 2 150 MVA 500/110/34.5 kV Chinú 3 150 MVA 500/110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car008	0	124.3
Esp_Car007	ESP CERETE - NUEVA MONTERÍA 1 110 kV	Cereté - Nueva Montería 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	36.5
Esp_Car008	ESP RIO SINÚ - TIERRALTA 1 110 kV	Río Sinú - Tierralta 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	62.1
Esp_Car009	ESP TIERRALTA - URRÁ 1 110 kV	Tierralta - Urrá 1 110 kV	Pérdida de Sincronismo o Sobrecorriente	-	0	0.0
Esp_Car010	ESP BARRA TIERRALTA 1 110 kV	Barra Tierralta 110 kV	Baja tensión	-	0	0.0
Esp_Car011	ESP URABÁ - URRÁ 1 230 kV	Urabá - Urrá 220 kV	Baja corriente	-	0	0.0

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car012	ESP TRANSFORMADO RES 1 y 2 NUEVA MONTERÍA 230/110/13.8 kV	Nueva Montería 1 100 MVA 230/110/13.8 kV Nueva Montería 2 100 MVA 230/110/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	90.4
Esp_Car013	ESP BARRA SAN JACINTO 1 66 KV	Barra San Jacinto 66 kV	Baja tensión	-	0	9.5
Esp_Car014	ESP BARRA ZAMBRANO 66 KV	Barra Zambrano 66 kV	Baja tensión	-	0	18.4
Esp_Car015	ESP TRANSFORMADO RES 1, 2 y 4 CERROMATOSO 500/110/34.5 kV	Cerromatoso 1 150 MVA 500/110/34.5 kV Cerromatoso 2 150 MVA 500/110/34.5 kV Cerromatoso 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	Sobrecarga	-	0	91.3
Esp_Car016	ESP FUNDACIÓN - TFUNDACIÓN - RIO CÓRDOBA 1 110 kV	Fundación - Río Córdoba 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	14.9
Esp_Car017	ESP FUNDACIÓN 1 55 MVA 220/110/10 kV	Fundación 1 55 MVA 220/110/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	20.3
Esp_Car018	ESP BARRA CIÉNAGA 110 kV	Barra Ciénega 110 kV	Baja tensión	-	0	42.9
Esp_Car019	ESP BARRA EL BANCO 1 110 kV	Barra El Banco 110 kV	Baja tensión	-	0	19.2
Esp_Car020	ESP BARRA LA JAGUA 1 110 KV	Barra La Jagua 110 kV	Baja tensión	-	0	5.5

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car021	ESP EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	El Copey - Valledupar 1 220 kV	Sobrecarga	Res_Car033	0	28.8
Esp_Car022	ESP GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 1 34.5 kV	Línea Valledupar-Guatapurí LN513 34.5 kV	Sobrecarga	-	0	17.35
Esp_Car023	ESP GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 2 34.5 kV	Línea Valledupar-Guatapurí LN599 34.5 kV	Sobrecarga	-	0	15.3
Esp_Car024	ESP TRANSFORMADO RES 1 y 12 VALLEDUPAR 220/34.5/13.8 kV	Valledupar 01 60/30/30 MVA 220/34.5/13.8 kV Valledupar 12 60/30/30 MVA 220/34.5/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car007	0	49.45
Esp_Car025	ESP VALLEDUPAR 2 100 MVA 220/110/10.74 kV	Valledupar 2 100 MVA 220/110/10.74 kV	Sobrecarga	Res_Car030	0	40.3
Esp_Car026	ESP TRANSFORMADO RES 1, 2 y 9 SANTA MARTA 220/110/34.5 kV	Santa Marta 1 100 MVA 220/110/34.5 kV Santa Marta 2 100 MVA 220/110/34.5 kV Santa Marta 9 100 MVA 220/110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car012	0	12.9
Esp_Car027	ESP BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV	Bosque - Bocagrande 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	5.6

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car028	ESP LÍNEAS CHAMBACÚ - EL BOSQUE 1 y CHAMBACÚ - LA MARINA 1 66 kV	Bosque - Chimbacú 1 66 kV Chimbacú - La Marina 1 66 kV	Sobrecarga	-	2	35.92 MW 6.2 MWh
Esp_Car029	ESP TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV	Sobrecarga	Res_Car026	0	7.36
Esp_Car030	ESP CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	Ternera - Zaragocilla 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	7.36
Esp_Car031	ESP EL BOSQUE - TERNERA 1 66 kV	Ternera - Bosque 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	75.50
Esp_Car032	ESP EL BOSQUE 4 150 MVA 220/66 kV	Bosque 150 MVA 220/66 kV	Sobrecarga	-	0	16.1
Esp_Car033	ESP TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV y TERNERA 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV	Ternera 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV Ternera 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car025	0	24.3
Esp_Car034	ESP CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	Centro - Oasis 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car009	0	5.6
Esp_Car035	ESP CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV	Cordialidad - Tebsa 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	44.2
Esp_Car036	ESP LÍNEAS TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 Kv	Tebsa - Veinte De Julio 1 110 kV Tebsa - Veinte De Julio 2 110 kV	Sobrecarga	-	0	40.9
Esp_Car037	ESP TEBSA - EL RIO 1 110 kV	Tebsa - El Río 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car014 Res_Car010 Res_Car024 Res_Car035	0	46.5

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car038	ESP TERMOFLORES - OASIS 2 110 kV	Termoflores - Oasis 2 110 kV	Sobrecarga	Res_Car013 Res_Car011	0	80.3
Esp_Car039	ESP LAS FLORES - TERMOFLORES 1 110 kV	Las Flores - Termoflores 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	0.0
Esp_Car040	ESP LAS FLORES - TERMOFLORES 2 110 kV	Las Flores - Termoflores 2 110 kV	Sobrecarga	-	0	0.0
Esp_Car041	ESP OASIS - SILENCIO 1 110 kV	Oasis - Silencio 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car006	0	64.5
Esp_Car042	ESP TRANSFORMADO RES 4 Y 5 SILENCIO 110/34.5 kV	Silencio 4 60 MVA 110/34.5/13.8 kV Silencio 5 70 MVA 110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car040 Res_Car041	0	0.00 MW 228.3 MWh
Esp_Car043	ESP TRANSFORMADO RES 1, 2 y 5 TEBSA 220/110/13.8 kV	Tebsa 1 100 MVA 220/110/13.8 kV Tebsa 2 100 MVA 220/110/13.8 kV Tebsa 5 100 MVA 220/110/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car002	0	172.1
Esp_Car044	ESP TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	Tebsa - Unión (Atlántico) 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car019	0	0.0

Tabla 7-2 se muestran los esquemas suplementarios que se encuentran implementados en el área Caribe. Adicionalmente, para los casos en los que aplique se identifica la restricción a la cual sirve cada esquema, y en aquellos en los que se cuente con la información se indica el número de actuaciones en los últimos cuatro trimestres²

² El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car001	ESP BARRA BOSTON 1 110 kV	Circuitos 34.5 kV S/E Boston	Baja tensión	-	0	40.2
Esp_Car002	ESP BOSTON - CHINÚ 1 110 kV	Boston - Chinú 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car029	2	27.61 MW 2.1 MWh
Esp_Car003	ESP BOSTON - CHINÚ 2 110 kV	Boston - Chinú 2 110 kV	Sobrecarga	-	1	27.61 MW 2.4 MWh
Esp_Car004	ESP CHINÚ - COVEÑAS 1 110 kV	Chinú - Coveñas 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	6.7
Esp_Car005	ESP BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV	Boston - Sierra Flor 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car015	0	27.4
Esp_Car006	ESP TRANSFORMADORES 1, 2 y 3 CHINÚ 500/110/34.5 kV	Chinú 1 150 MVA 500/110/34.5 kV Chinú 2 150 MVA 500/110/34.5 kV Chinú 3 150 MVA 500/110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car008	0	124.3
Esp_Car007	ESP CERETE - NUEVA MONTERÍA 1 110 kV	Cereté - Nueva Montería 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	36.5
Esp_Car008	ESP RIO SINÚ - TIERRALTA 1 110 kV	Río Sinú - Tierralta 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	62.1
Esp_Car009	ESP TIERRALTA - URRÁ 1 110 kV	Tierralta - Urrá 1 110 kV	Pérdida de Sincronismo o Sobrecorriente	-	0	0.0
Esp_Car010	ESP BARRA TIERRALTA 1 110 kV	Barra Tierralta 110 kV	Baja tensión	-	0	0.0
Esp_Car011	ESP URABÁ - URRÁ 1 230 kV	Urabá - Urrá 220 kV	Baja corriente	-	0	0.0
Esp_Car012	ESP TRANSFORMADORES 1 y 2 NUEVA MONTERÍA 230/110/13.8 kV	Nueva Montería 1 100 MVA 230/110/13.8 kV Nueva Montería 2 100 MVA 230/110/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	90.4
Esp_Car013	ESP BARRA SAN JACINTO 1 66 KV	Barra San Jacinto 66 kV	Baja tensión	-	0	9.5
Esp_Car014	ESP BARRA ZAMBRANO 66 KV	Barra Zambrano 66 kV	Baja tensión	-	0	18.4

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car015	ESP TRANSFORMADORES 1, 2 y 4 CERROMATOSO 500/110/34.5 kV	Cerromatoso 1 150 MVA 500/110/34.5 kV Cerromatoso 2 150 MVA 500/110/34.5 kV Cerromatoso 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	Sobrecarga	-	0	91.3
Esp_Car016	ESP FUNDACIÓN - TFUNDACIÓN - RIO CÓRDOBA 1 110 kV	Fundación - Río Córdoba 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	14.9
Esp_Car017	ESP FUNDACIÓN 1 55 MVA 220/110/10 kV	Fundación 1 55 MVA 220/110/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	20.3
Esp_Car018	ESP BARRA CIÉNAGA 110 kV	Barra Ciénega 110 kV	Baja tensión	-	0	42.9
Esp_Car019	ESP BARRA EL BANCO 1 110 kV	Barra El Banco 110 kV	Baja tensión	-	0	19.2
Esp_Car020	ESP BARRA LA JAGUA 1 110 kV	Barra La Jagua 110 kV	Baja tensión	-	0	5.5
Esp_Car021	ESP EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	El Copey - Valledupar 1 220 kV	Sobrecarga	Res_Car033	0	28.8
Esp_Car022	ESP GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 1 34.5 kV	Línea Valledupar-Guatapurí LN513 34.5 kV	Sobrecarga	-	0	17.35
Esp_Car023	ESP GUATAPURÍ - VALLEDUPAR 2 34.5 kV	Línea Valledupar-Guatapurí LN599 34.5 kV	Sobrecarga	-	0	15.3
Esp_Car024	ESP TRANSFORMADORES 1 y 12 VALLEDUPAR 220/34.5/13.8 kV	Valledupar 01 60/30/30 MVA 220/34.5/13.8 kV Valledupar 12 60/30/30 MVA 220/34.5/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car007	0	49.45
Esp_Car025	ESP VALLEDUPAR 2 100 MVA 220/110/10.74 kV	Valledupar 2 100 MVA 220/110/10.74 kV	Sobrecarga	Res_Car030	0	40.3
Esp_Car026	ESP TRANSFORMADORES 1, 2 y 9 SANTA MARTA 220/110/34.5 kV	Santa Marta 1 100 MVA 220/110/34.5 kV Santa Marta 2 100 MVA 220/110/34.5 kV Santa Marta 9 100 MVA 220/110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car012	0	12.9
Esp_Car027	ESP BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV	Bosque - Bocagrande 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	5.6

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car028	ESP LÍNEAS CHAMBACÚ - EL BOSQUE 1 y CHAMBACÚ - LA MARINA 1 66 kV	Bosque - Chambacú 1 66 kV Chambacú - La Marina 1 66 kV	Sobrecarga	-	2	35.92 MW 6.2 MWh
Esp_Car029	ESP TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV	Sobrecarga	Res_Car026	0	7.36
Esp_Car030	ESP CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	Tenera - Zaragocilla 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	7.36
Esp_Car031	ESP EL BOSQUE - TERNERA 1 66 kV	Tenera - Bosque 1 66 kV	Sobrecarga	-	0	75.50
Esp_Car032	ESP EL BOSQUE 4 150 MVA 220/66 kV	Bosque 150 MVA 220/66 kV	Sobrecarga	-	0	16.1
Esp_Car033	ESP TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV y TERNERA 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV	Tenera 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV Tenera 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car025	0	24.3
Esp_Car034	ESP CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	Centro - Oasis 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car009	0	5.6
Esp_Car035	ESP CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV	Cordialidad - Tbsa 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	44.2
Esp_Car036	ESP LÍNEAS TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 Kv	Tbsa - Veinte De Julio 1 110 kV Tbsa - Veinte De Julio 2 110 kV	Sobrecarga	-	0	40.9
Esp_Car037	ESP TEBSA - EL RIO 1 110 kV	Tbsa - El Río 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car014 Res_Car010 Res_Car024 Res_Car035	0	46.5
Esp_Car038	ESP TERMOFLORES - OASIS 2 110 kV	Termoflores - Oasis 2 110 kV	Sobrecarga	Res_Car013 Res_Car011	0	80.3
Esp_Car039	ESP LAS FLORES - TERMOFLORES 1 110 kV	Las Flores - Termoflores 1 110 kV	Sobrecarga	-	0	0.0
Esp_Car040	ESP LAS FLORES - TERMOFLORES 2 110 kV	Las Flores - Termoflores 2 110 kV	Sobrecarga	-	0	0.0
Esp_Car041	ESP OASIS - SILENCIO 1 110 kV	Oasis - Silencio 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car006	0	64.5

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Car042	ESP TRANSFORMADORES 4 Y 5 SILENCIO 110/34.5 kV	Silencio 4 60 MVA 110/34.5/13.8 kV Silencio 5 70 MVA 110/34.5 kV	Sobrecarga	Res_Car040 Res_Car041	0	0.00 MW 228.3 MWh
Esp_Car043	ESP TRANSFORMADORES 1, 2 y 5 TEBSA 220/110/13.8 kV	Tebsa 1 100 MVA 220/110/13.8 kV Tebsa 2 100 MVA 220/110/13.8 kV Tebsa 5 100 MVA 220/110/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Car002	0	172.1
Esp_Car044	ESP TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	Tebsa - Unión (Atlántico) 1 110 kV	Sobrecarga	Res_Car019	0	0.0

Tabla 7-2. Esquemas suplementarios en el área Caribe¹.

¹ De acuerdo con lo indicado en el Acuerdo CNO 1019 de 2017, es responsabilidad de los agentes informar al CND todas las actuaciones que produzcan los esquemas bajo su responsabilidad.

7.5 Radialidades del área Caribe

En la Tabla 7-3 se presenta la DNA no atendida, programada y no programada, para cada Zona excluida de compensación en el área Caribe en el periodo de tiempo analizado en el presente informe.

Zona CANO / CNE	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
El Carmen	1549.11	2039.11	3588.22
Copey	753.64	618.93	1372.57
Sincé	358.3	751.78	1110.08
San Marcos	615.41	418.8	1034.21
Sabanalarga	917.83	24.8	942.63
Libertador	467.1	219.22	686.32
Ciénaga	458.53	119.15	577.68
Planeta Rica	380.31	43.69	424
Valledupar	392.4	5.2	397.6
Chinú Planta	87.6	0	87.6
Manzanares	0	42.5	42.5
Nueva Barranquilla	39.7	0	39.7

Tabla 7-3. DNA por zonas excluidas de compensación

Por otra parte, en la Tabla 7-4 se muestran las radialidades del área Caribe que tuvieron eventos de Demanda No Atendida -DNA- en el periodo de análisis. Para cada una se presenta la cantidad de DNA, programada y no programada, así como el proyecto que elimina la condición radial.

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Bolívar	Gambote 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027	25	1154.61	1439.9	2594.51
GCM	El Banco 110 kV	Copey	Magangué (Proyecto aprobado)	2028	22	753.64	618.93	1372.57
Atlántico	Salamina 110 kV	Sabanalarga	No hay proyecto adjudicado		12	917.83	24.8	942.63
C. Sucre	Sincé 110 kV	Sincé	No hay proyecto adjudicado		7	358.3	512.44	870.74
C. Sucre	San Marcos 110 kV	San Marcos	No hay proyecto adjudicado		10	329.5	405.84	735.34
GCM	Libertador 110 kV	Libertador	PTRA06813 Bureche 110 kV	2026	4	467.1	219.22	686.32
C. Sucre	Zambrano 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027	15	325.9	347.3	673.2
GCM	Ciénaga 110 kV	Ciénaga	PTRA06811 Guacamayal 110 kV	2026	3	458.53	119.15	577.68
Cerromatoso	Planeta Rica 110 kV	Planeta Rica	No hay proyecto adjudicado		11	380.31	43.69	424
GCM	San Juan 110 kV	Valledupar	PTRA05302 San Juan 110 kV	2026	4	392.4	5.2	397.6
C. Sucre	La Mojana 110 kV	San Marcos	No hay proyecto adjudicado		7	285.91	12.96	298.87
C. Sucre	San Jacinto 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027	17	9	227.71	236.71
C. Sucre	Mompox 110 kV	Sincé	PTRA13263 Magangué 500 kV PTRA13265 Transformadores Magangué 500/110 kV	2028	8	0	130.14	130.14
C. Sucre	Magangué 110 kV	Sincé	PTRA13263 Magangué 500 kV PTRA13265 Transformadores Magangué 500/110 kV	2028	4	0	109.2	109.2
Bolívar	Villa Estrella 66 kV	-	Cierre Ternera - Villa estrella 66 kV		2	87.6	3.7	91.3
C. Sucre	Chinú Planta 110 kV	Chinú Planta	No hay proyecto adjudicado		1	87.6	0	87.6

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
C. Sucre	Calamar 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027	3	59.6	24.2	83.8
GCM	Manzanares 110 kV	Manzanares	PTRA06813 Bureche 110 kV	2026	1	0	42.5	42.5
Atlántico	Juan Mina 110 kV	Nueva Barranquilla	PTRA03327 Galapa 110 kV	2025	1	39.7	0	39.7
C. Sucre	El Carmen 110 y 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV	2027	0	0	0	0

Tabla 7-4. Radialidades del área Caribe¹

¹ Esta tabla se construyó a partir de información histórica disponible entre 01/2024y 12//2024. Por otro lado, se entiende por radialidad técnica aquella porción del sistema que por características topológicas opera de forma radial. Por radialidad operativa se considera que son aquellas generadas mediante reconfiguración de equipos debido a condiciones de operación.

7.6 Costos asociados a generación de seguridad en el área Caribe

En la Tabla 7-5 se muestran los costos asociados a reconciliaciones positivas entre 01/2024 y 12/2024 para cada uno de los recursos de generación del área Caribe y el porcentaje asociado de cada uno respecto al total del SIN. Adicionalmente, se indica la energía asociada fuera de mérito para cada uno de los recursos del área.

De acuerdo con la Tabla 7-5, en el área Caribe se generaron alrededor de 3.375 GWh fuera de mérito con un costo para el sistema de 2,27 Billones de COP, siendo Tebsa la planta con mayor volumen de participación en las reconciliaciones positivas del área.

Recurso de generación	RECONPOS [MCOP]	RECONPOS [% MCOP Respecto al SIN]	RECONPOS [GWh]
Tebsa CC	759.308	12,47%	1.140
Termonorte	356.249	5,85%	370
Flores 4 CC	309.145	5,08%	532
Termocandelaria CC	192.323	3,16%	333
Guajira 2	121.811	2,00%	231
Proeléctrica 1	97.241	1,60%	137
Guajira 1	95.889	1,58%	186
Flores I CC	94.992	1,56%	119
Tesorito	49.852	0,82%	66
TERMOCARIBE III	38.654	0,63%	35
La Unión	22.306	0,37%	28
Barranquilla 4	22.176	0,36%	23
Cartagena 2	20.554	0,34%	15
Barranquilla 3	19.147	0,31%	21
Latam Solar La Loma	17.699	0,29%	24
El Paso	14.970	0,25%	21
Cartagena 1	9.270	0,15%	6
Gecelca 32	8.289	0,14%	34
Urrá	8.195	0,13%	11
Gecelca 3	7.870	0,13%	30,549
Fundación	5.122	0,08%	7,340
Guayepo	4.910	0,08%	6,50
Caracolí I	63	0,00%	0

Tabla 7-5. Costos asociados a generación fuera de mérito en el área Caribe.

Finalmente, en la Figura 7-4 se muestra la proporción de los costos asociados a reconciliaciones positivas del área Caribe respecto al resto del SIN. En esta se resaltan las plantas del área con mayor participación en este concepto, las cuales corresponden respectivamente a Tebsa, Termonorte y Flores 4. Cabe destacar que el área Caribe representa aproximadamente el 37% de las reconciliaciones positivas del SIN para el periodo de tiempo analizado en este informe.

RECONPOS [MCOP] - Caribe

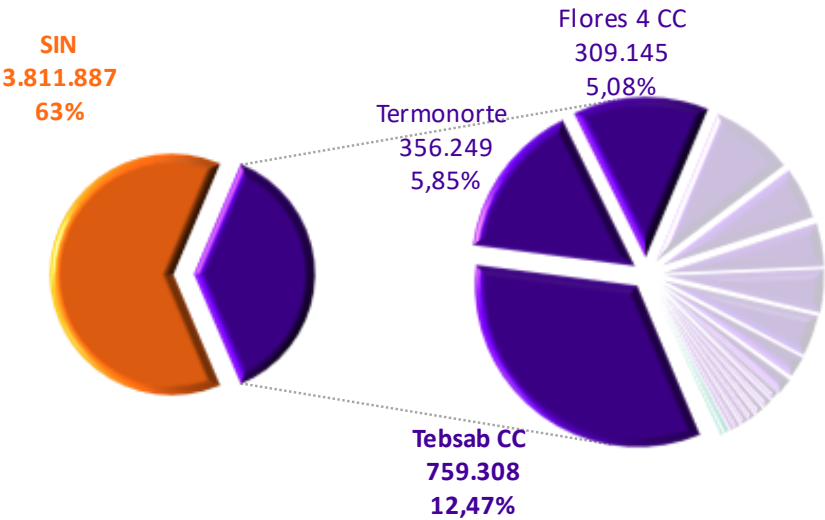


Figura 7-4. Proporción RECONPOS área Caribe respecto al SIN.

7.7 Restricciones sin obra en construcción en el área Caribe

En la Tabla 7-6 se presentan las restricciones identificadas en el área Caribe, durante el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, que no cuentan con una solución estructural en construcción que las elimine.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Atl004	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV (E)	AIR-E en el año 2025 trasladará a la subestación Estadio 110 kV el 15 % de carga de Centro, un 16% de Oasis, un 7 % de Río Mar y un 12 % de Silencio. NO SON SUFICIENTES
RelLP_Atl005	Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV (E)	AIR-E en el año 2025 trasladará a la subestación Estadio 110 kV el 15 % de carga de Centro, un 16% de Oasis, un 7 % de Río Mar y un 12 % de Silencio. NO SON SUFICIENTES
RelLP_Atl008	Caracolí - Malambo 1 110 kV / Caracolí - Malambo 2 110 kV	Propuesta de AIR-E nueva subestación Soledad 110 kV entre Tebsa y Malambo 110 kV
RelLP_Atl009	Sabanalarga 2 500/220 kV / Sabanalarga 1 500/220 kV y Sabanalarga 3 500/220 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Atl010	Galapa – Caracolí 110 kV / Juan Mina – Nueva Barranquilla 110 kV	No tiene obra propuesta

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_AtI011	Sabana 9 220/115 kV / Sabana 1 220/110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI012	Tebesa - Caracolí 1 220 kV / Tebsa - El Río 1 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI013	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Tebsa 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI014	Agotamiento capacidad de cortocircuito de El Río 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI015	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Las Flores 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI016	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Oasis 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI017	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Flores 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI018	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Sabanalarga 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI019	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Silencio 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI020	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Centro 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI021	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Tebsa 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_AtI022	Agotamiento capacidad de cortocircuito de TermoFlores 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ Error! Marcador no definido.

¹https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Atl023	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Nv Magdalena 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Atl024	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Nv Barranquilla 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Atl025	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Unión 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Atl026	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Estadio 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol004	Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol005	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol007	Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Bol008	Carreto - Sabana 500 kV / Gambote - Tenera 66 kV.	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol009	Carreto - Gambote 1 66 / Tenera - Gambote 1 66	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol010	Carreto - Gambote 1 66 / Baja tensión en Gambote 66 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Bol011	Tenera - Gambote 1 66 kV / Baja tensión en Gambote 66 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Bol012	El Carmen - Zambrano / San Jacinto - Zambrano 66 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Bol013	Toluviejo – El Carmen 66 kV / Baja tensión en Carmen 66 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Bol015	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Bosque 66 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²
RelLP_Bol016	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Tenera 66 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ²

²https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Bol017	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Cartagena 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Bol018	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Bolívar 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Bol019	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Cartagena 66 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Bol020	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Ternera 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Bol021	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Candelaria 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Cor004	Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV	Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025) Magangué 500/100 kV (FPO:2028)
RelLP_Cor005	Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV Barra 1 a Barra 2 / Chinú 1 500/110 kV	Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025) Magangué 500/100 kV (FPO:2028)
RelLP_Cor017	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú Planta - Nva Lórica 110 kV.	No tiene obra propuesta
RelLP_Cor018	Chinú - Chinú Planta 110 kV / Chinú Planta - Nva Lórica 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Cor019	La Mojana - Nva Sahagún 110 kV / Chinú - San Marcos 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Cor020	Chinu 4 500/230 kV / Nueva Sahagun - Nueva Montería 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Cor021	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Chinú 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Cor022	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Chinú Planta 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Cor023	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Cerromatoso 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_GCM006	Sobrecarga Valledupar 9110/34.5 kV (E)	No tiene obra propuesta

³https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_GCM007	Santa Marta - Manzanares 110 kV / Santa Marta - Libertador 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM008	Santa Marta -Libertador 110 kV / Santa Marta - Manzanares 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM009	Alta tensión en nodos de la subárea GCM en red completa	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM010	San Juan 220/110 kV / Guatapurí - Valledupar 1 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM011	La Loma 2 110/500 kV / La Loma 1 110/500 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM012	La Loma 1 110/500 kV / La Loma 2 110/500 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM013	Sobrecarga en red completa La Loma 1 y 2 110/500 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM014	Sobrecarga en red completa Cuestecitas 500/220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM015	Santa Marta 1 220/110 / Rio Cordoba - T Puerto Nuevo 1 110	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM016	Cuestecitas - Uribia 110 kV/ Jepirachi - Puerto Bolivar 110 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM017	El Copey - Fundacion 2 220 / El Copey - Fundacion 1 220	No tiene obra propuesta
RelLP_GCM018	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Copey 110 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_GCM019	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Copey 220 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴

Tabla 7-6. Restricciones sin obra asociada en el largo plazo – área Caribe⁵.

⁴https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

⁵ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

7.8 Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Caribe

En los análisis de largo plazo del CND se han identificado condiciones en las cuales se superan los niveles máximos de cortocircuito declarados para las subestaciones presentadas en la Figura 7-5.

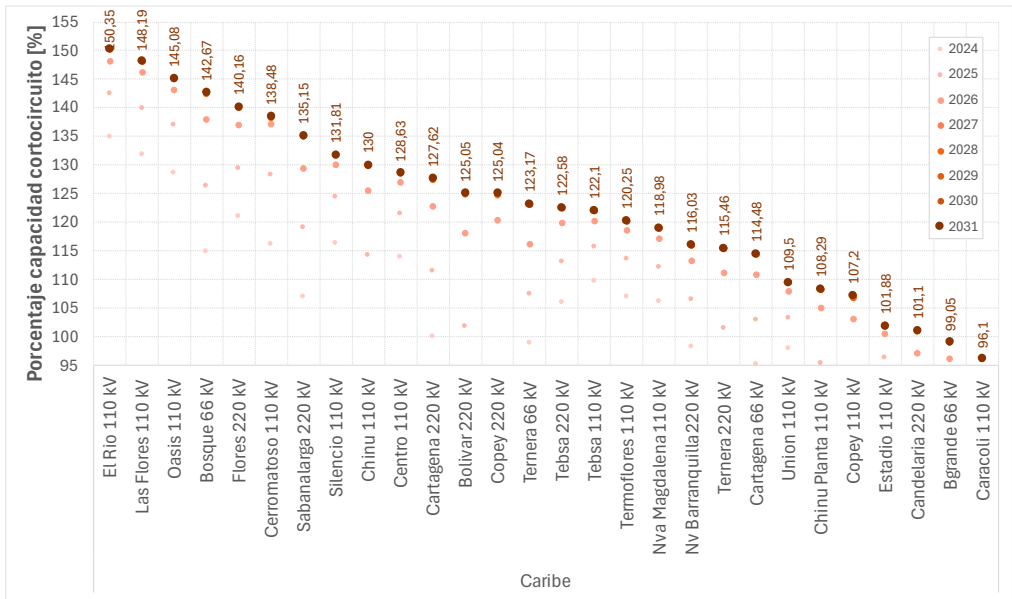


Figura 7-5 Barras en las que se supera la capacidad de cortocircuito en el área Caribe⁶

De acuerdo con la información de la Figura 7-5 y teniendo en cuenta el impacto que esta condición supone para la operación del SIN, se recomienda a la UPME, en coordinación con los agentes involucrados, definir planes de acción para identificar opciones de mitigación en cada una de las subestaciones mencionadas.

7.9 Atraso en la FPO de proyectos del área Caribe

En la Tabla 7-7 se muestran los proyectos del área Caribe para los que se identificó diferencia entre la FPO actual, según la información reportada en el MDC, y la FPO en primera Resolución del Plan de Expansión⁷ o primer concepto UPME según corresponda, indicando atraso en la entrada de estas obras respecto al momento en el que se estableció la necesidad del ingreso éstas en el SIN. Adicionalmente, se indican proyectos cuya FPO es próxima a la FPO prevista inicialmente por la UPME con un intervalo de un año, de tal forma que se monitoreen y se tomen las acciones necesarias para evitar un posible atraso.

Por otra parte, en la Figura 7-6 se muestra el atraso estimado en años para los proyectos del área Caribe de acuerdo con lo indicado anteriormente, el promedio de años de atraso para los proyectos del STN y STR del área y el porcentaje de proyectos de transmisión que se encuentran en determinados rangos o intervalos de atraso por años.

⁶ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

⁷ Información consultada en el Portal MDC en abril de 2025.



Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA09546	UPME 04 - 2023 Segundo Circuito Cerromatoso-Sahagún-Chinú	STN	30/06/2026	21/10/2019	6.70
PTRA00243	UPME 09 - 2016 S/E Cuestecitas 500 kV y LT Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	STN	22/08/2025	30/11/2019	5.73
PTRA00325	UPME 06 - 2017 S/E Colectora 1 500 kV, LT doble circuito Colectora - Cuestecitas 500 kV y LT Cuestecitas - La Loma 500 kV	STN	31/07/2026	30/11/2022	3.67
PTRA00779	Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	STN	16/11/2025	31/08/2022	3.21
PTRA02590	Turbaco 110/13.8 kV.	STR	14/12/2027	31/12/2024	2.95
PTRA09554	UPME 05-2023 Tercer Transformador de Bolívar 500/220 kV	STN	30/06/2026	24/07/2023	2.94
PTRA03868	FACTS Termocol (Bonda) - Guajira 220 kV	STN	18/11/2025	31/03/2023	2.64
PTRA00638	UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas	STN	31/01/2027	30/06/2024	2.59
PTRA01760	Pasacaballos 110 kV	STR	31/01/2027	30/06/2024	2.59
PTRA00482	Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	STN	31/07/2026	31/12/2023	2.58
PTRA01139	UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV y líneas de transmisión asociadas	STN	31/03/2027	30/09/2024	2.50
PTRA02158	Carreto 66 kV	STR	30/03/2027	30/09/2024	2.50
PTRA00636	UPME 10-2019 Línea Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV	STN	05/01/2026	30/11/2023	2.10
PTRA03325	Nueva Subestación Palermo 110 kV	STR	31/12/2026	31/12/2024	2.00
PTRA06811	Guacamayal 110 kV	STR	31/12/2026	31/12/2024	2.00
PTRA06813	Bureche 110 kV	STR	31/12/2026	31/12/2024	2.00
PTRA02446	SE Campestre 66 kV	STR	14/12/2026	31/12/2024	1.95
PTRA05299	Subestación Nueva Rio 110 kV	STR	31/12/2025	30/06/2024	1.50
PTRA05302	Nueva Subestación San Juan 220/110 kV	STR	31/12/2026	30/06/2025	1.50
PTRA09550	Ampliación Chinú 220 kV	STN	31/12/2025	30/11/2024	1.08

Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA03327	Nueva Subestación Galapa 110 kV	STR	31/12/2025	31/12/2024	1.00
PTRA05304	Subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV	STR	14/12/2025	30/06/2025	0.46

Tabla 7-7. Atraso en la FPO de proyectos del área Caribe^{8,9}.

⁸ FPO actual de proyectos según MDC con corte a abril de 2025.

⁹ FPO en primera Resolución del Plan de Expansión o primer concepto UPME según Portal MDC con corte a abril de 2025.

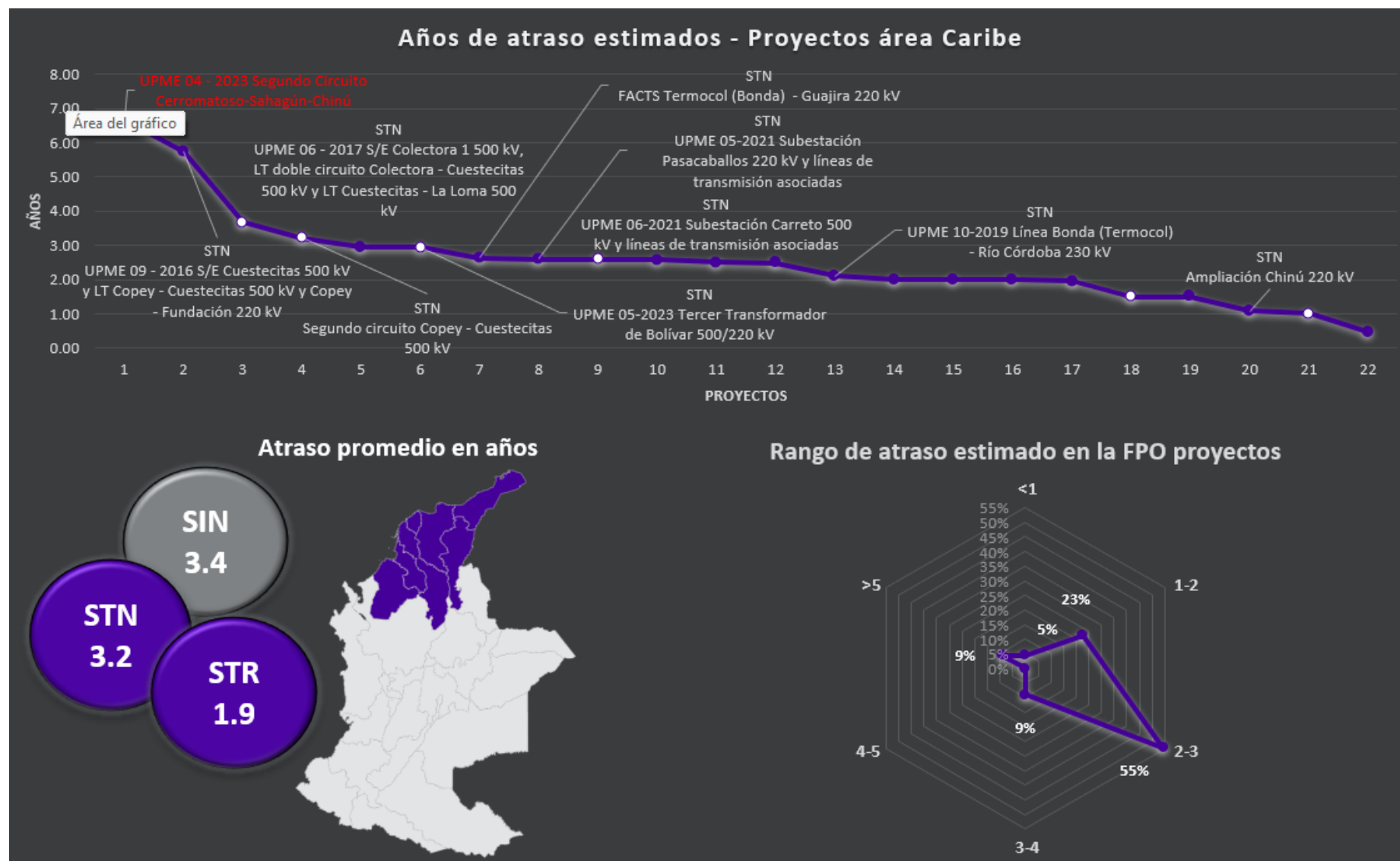


Figura 7-6. Atraso estimado en proyectos de transmisión – área Caribe.

7.10 Obras propuestas en el área Caribe

7.10.1 SAEB de 20 MW (100 MWh) en la subestación Mompox 110 kV.

La propuesta consiste en la instalación de un sistema de almacenamiento en baterías con tecnología Grid Forming instalado en la subestación Mompox 110 kV,

7.10.1.1 Impacto

Las restricciones que se eliminarían y/o mitigarían con la implementación de la propuesta SAEB de 20 MVA (100 MWh) en la subestación Mompox 110 kV se presentan a continuación en la Tabla 7-8.

ID Restricción	Restricción	MW
-	Sobrecarga de Chinú - Sincé 110 kV y baja tensión en Mompox 110 kV en red completa	75

Tabla 7-8. Impacto a restricciones de SAEB de 20 MVA (100 MWh) en la subestación Mompox 110 kV.

Adicionalmente, la tecnología Grid Forming provee servicios adicionales a la operación de los sistemas eléctricos, tales como:

- Capacidad de arranque en negro (Black-start).
- Inercia virtual.
- Corriente de cortocircuito.
- HVRT/LVRT en redes débiles.
- Amortiguamiento de oscilación de potencia (POD).

Lo anterior tiene un impacto directo en la estabilidad de voltaje, frecuencia y ángulo que contribuye a la atención segura y confiable de la demanda.

7.10.1.2 Consideraciones

Para los análisis de la propuesta se consideraron los siguientes supuestos.

- Escenarios de demanda a partir del documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024” publicado por la UPME.
- 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.

7.10.1.3 Obra estructural que elimina la restricción

La obra estructural que elimina las restricciones identificadas en el corredor Sincé – Magangué – Mompox 110 kV son los proyectos asociados a la subestación Magangué en los niveles de tensión 500 kV y 110 kV, que a la fecha tienen FPO de 31/12/2028 y 31/07/2027 respectivamente (ver Figura 7-7).

No obstante, en los análisis de mediano plazo se evidencia que los registros históricos de demanda superan en varios periodos el límite seguro de máxima carga atendible; por tanto, la restricción asociada a bajas tensiones en la subestación Mompox 115 kV, entre otras, está declarada en estado de emergencia debido a la indisponibilidad de gestionar esta con recursos de la red, evidenciándose un agotamiento de la misma y un riesgo para la respectiva demanda¹.

¹ Ver detalle en IPOEMP I – 2025.

Por lo anterior, con el objetivo de garantizar la continuidad en la atención segura y confiable de la demanda y teniendo en cuenta los cortos tiempos de implementación de los SAEB, se plantea la alternativa de una batería como solución intermedia a la condición actual. Por último, se reitera que la propuesta de instalación de SAEB no reemplaza la solución estructural como obra definitiva que elimina la condición presentada en el área.

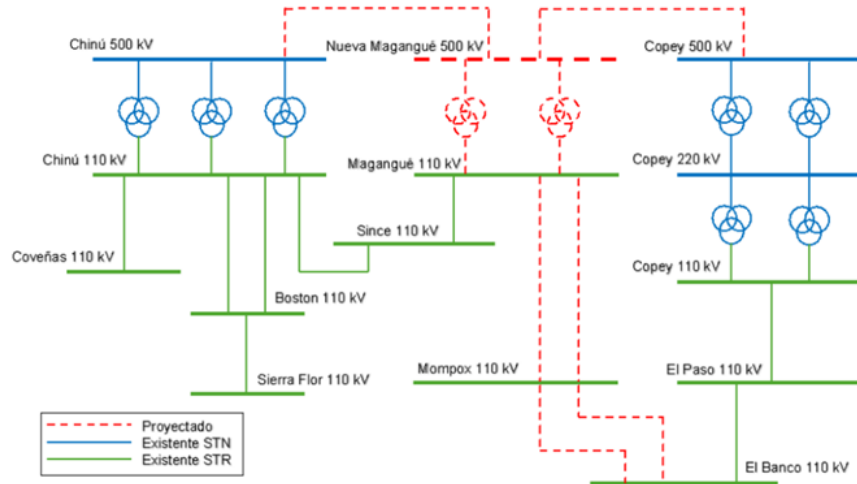


Figura 7-7 Proyectos Magangué 500 kV/110 kV y líneas asociadas.

7.10.1.4 Análisis

En los análisis de mediano plazo se identificó la máxima carga atendible asociada a subtensiones en la subestación Mompox 115 kV. El límite de atención segura de demanda corresponde a aproximadamente 72 MW dadas las restricciones de sobrecarga y recuperación transitoria de tensión².

En la Figura 7-8 se presentan los valores históricos de la demanda por periodo entre el 2023 y febrero del 2025. En la Figura se observa que la demanda ha superado en algunos periodos el límite seguro calculado.

A su vez, con respecto a la proyección de demanda del área Caribe definida por el UPME, se calculó la demanda entre 2028 y 2036, cuyos resultados son presentados de la Figura 7-9 a la Figura 7-12.

Finalmente, a partir de la proyección de demanda, se determinó la cantidad de energía disponible para cargar el SAEB y la cantidad requerida de energía al final del horizonte. El resultado obtenido se presenta en la Figura 7-13 en donde se observa que por lo menos hasta el año 2030 se contaría con energía y capacidad de transporte suficiente para cargar la batería y posteriormente atender la demanda en los periodos en los que se supere el límite seguro.

Adicionalmente, para 2025 se prevé la conexión de los recursos solares El Tamarindo I y El Tamarindo II en la subestación Magangué 110 kV, y La Filigrana en Mompox 34.5 kV, los cuales pueden permitir un mayor flujo de potencia a través del corredor durante las horas de sol.

² Ver detalle en IPOEMP I – 2025.

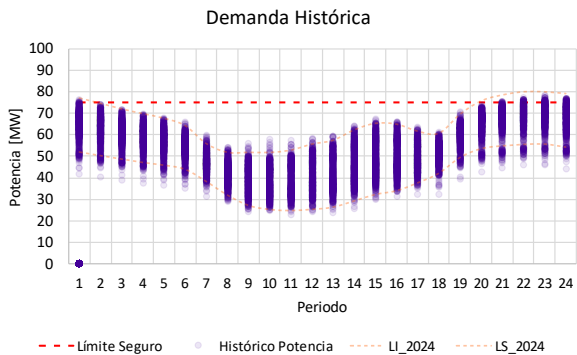


Figura 7-8. Demanda histórica de entre feb 2024 y feb 2025

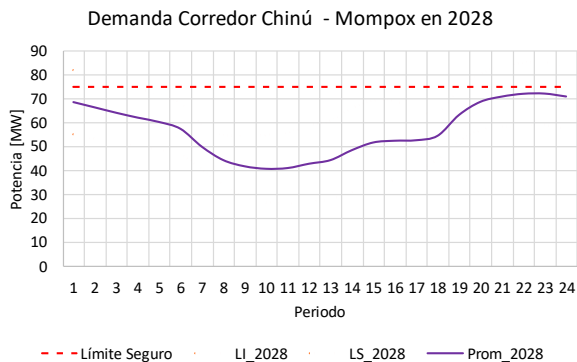


Figura 7-9. Demanda proyectada para 2028.

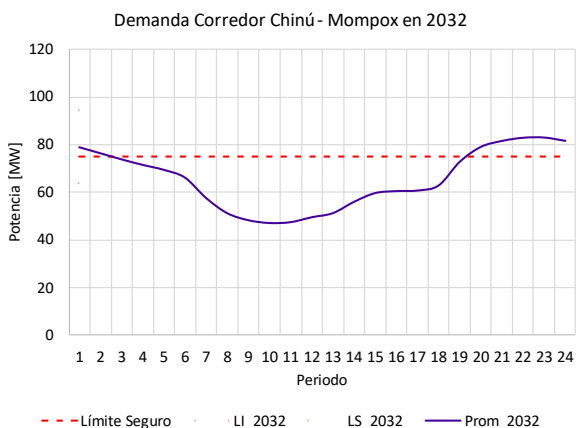


Figura 7-10 Demanda proyectada para 2032.

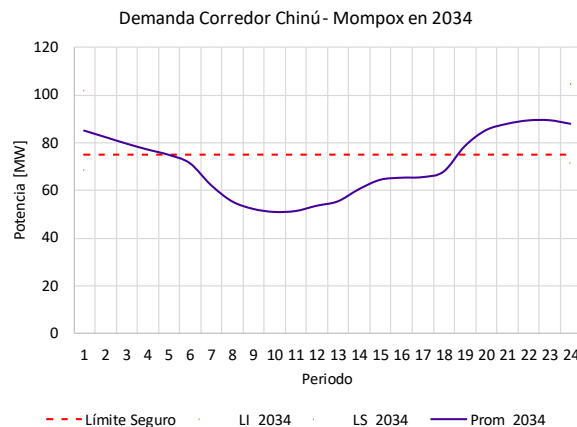


Figura 7-11. Demanda proyectada para 2034.

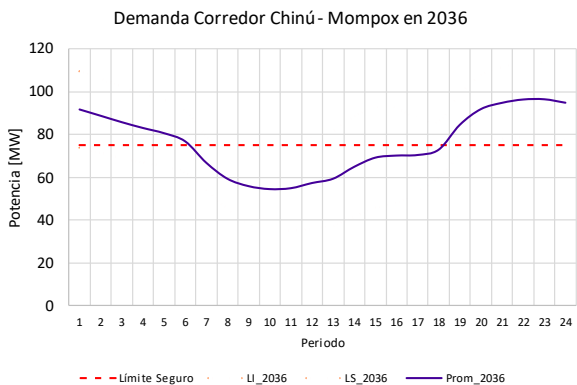


Figura 7-12. Demanda proyectada para 2036.

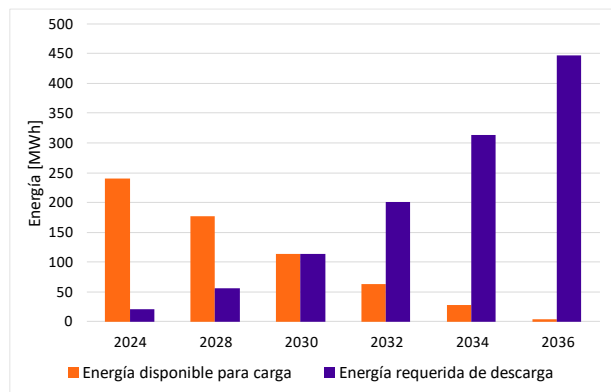


Figura 7-13. Energía disponible total para carga y descarga durante los 24 periodos del día para cada año.

7.10.1.5 Valoración económica

A partir de los resultados obtenidos respecto a la proyección de demanda se estimó el racionamiento de demanda para cada año. En la Figura 7-14 se presenta la función de densidad de probabilidad de racionamiento calculada, mientras que en la Figura 7-15 se presenta la probabilidad de racionamiento acumulada en la zona de influencia para los años considerados en la valoración.

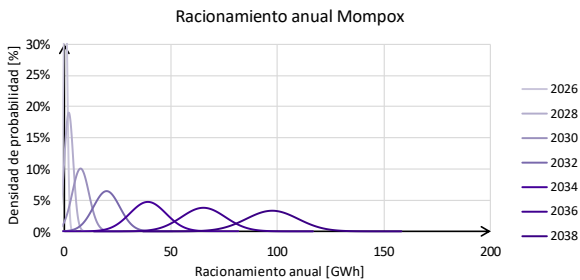


Figura 7-14. Densidad de probabilidad de racionamiento.

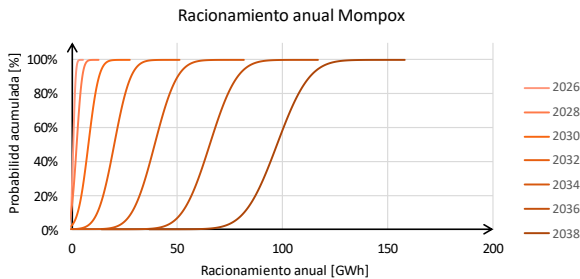


Figura 7-15. Densidad racionamiento acumulada.

A partir de los beneficios en términos de funciones de densidad de probabilidad de racionamiento y funciones de probabilidad de racionamiento acumulada se consideraron distintos niveles de confianza sobre la curva de densidad de probabilidad, tal como se presenta en el ejemplo de la Figura 7-16.

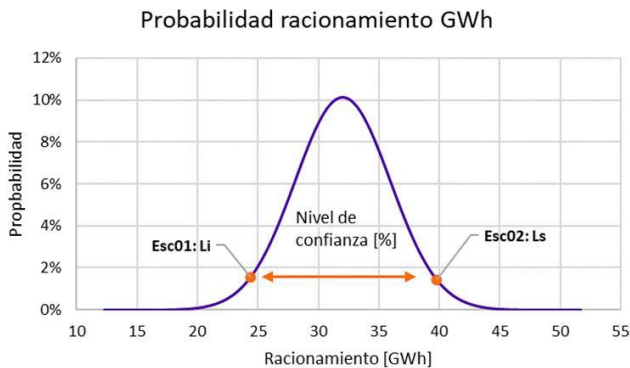


Figura 7-16. Ejemplo de escenarios de probabilidad de racionamiento.

A partir del primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento (CRO1), un porcentaje estimado de costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y el referenciamiento en el mercado del costo de SAEB con tecnología Grid Forming, se valoró el SAEB con capacidad de 20 MW / 100 MWh donde se obtuvo la relación Beneficio/Costo presentada en la Figura 7-17 (El beneficio obtenido a partir del 2033 se mantiene constante por los años siguientes puesto que no es posible atender una mayor demanda).

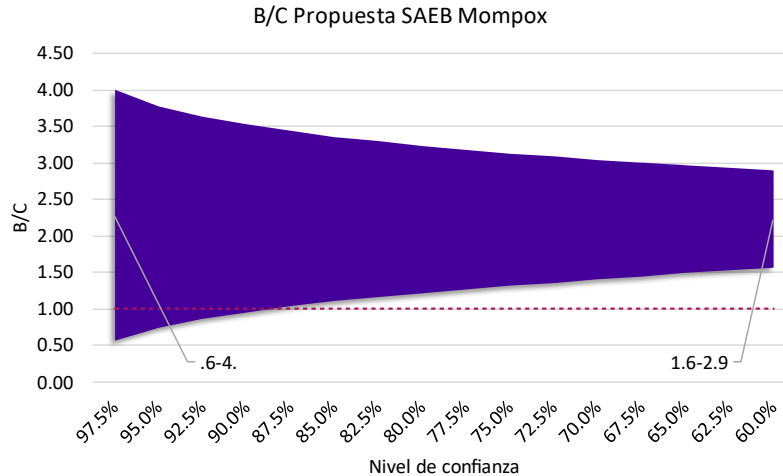


Figura 7-17. Relación Beneficio/Costo en función de los niveles de confianza

Es importante destacar que para la valoración de beneficios solo se tuvo en cuenta la probabilidad de racionamiento. Por lo anterior, y teniendo en cuenta los beneficios adicionales que otorga la tecnología Grid Forming, es posible afirmar que la obra sugerida presenta viabilidad económica.

7.11 Conclusiones del área Caribe

Dada la condición de agotamiento en algunos elementos de la red en el área, los informes de mediano y largo plazo han detallado las restricciones que presentan sobrecargas en elementos del sistema o tensiones cercanas o inferiores a 0.9 p.u. en condiciones de red completa. También se han identificado restricciones operativas por sobrecargas ante contingencias simples, las cuales dependen de la demanda o son susceptibles de pérdida de estabilidad.

Para aquellas restricciones que, en la condición de red del 2024, alcanzan o superan el 95% del valor de corte, se recomienda hacer seguimiento a los proyectos definidos para que las obras se materialicen a la mayor brevedad posible. Además, es crucial identificar proyectos que eliminen las restricciones actualmente dependientes de esquemas suplementarios para mitigar su impacto o evitar la cascada de desconexión de elementos. Esto es especialmente relevante, dado que el área Caribe cuenta con cerca del 69% de los esquemas suplementarios implementados en el SIN, con un total de 44, de los cuales 16 están deshabilitados pero disponibles.

La cantidad en energía de Demanda No Atendida en las zonas excluidas de compensación del área Caribe se presentó principalmente para la zona El Carmen, con 3.58 GWh, seguido por la zona Copey, con 1.37 GWh de DNA en el año.

Respecto a reconciliaciones positivas, en el área Caribe se destacan los recursos Tebsa CC y Termonorte con el 12.47% y 5.85% respectivamente respecto al SIN para el periodo de tiempo analizado. No obstante, debe tenerse en cuenta la presencia del fenómeno el Niño y su impacto sobre los aportes del sistema desde el mes de mayo de 2023 y mediados del 2024 con la respectiva respuesta del mercado conforme este evolucionó.

En el seguimiento a la entrada de proyectos se resaltan UPME 04- 2023 Segundo Circuito Cerromatoso-Sahagún-Chinú y UPME 09 - 2016 S/E Cuestecitas 500 kV y líneas asociadas por representar los mayores atrasos en su entrada en operación respecto a la FPO inicial prevista en primer concepto UPME o Resolución de plan de expansión según corresponda, por lo tanto, resulta prioritario hacer un seguimiento de cerca a estos proyectos de forma conjunta entre el promotor y las autoridades competentes con el fin de evitar mayores retrasos.

Así mismo se recomienda hacer seguimiento del avance de proyectos de expansión que involucren obras tanto en el STN como en el STR, así como proyectos ejecutados por los Operadores de Red (OR) en el SDL para la conexión o traslado de carga con el objetivo de garantizar una coordinación eficiente en las fechas de implementación. Entre estos proyectos se incluyen aquellos que contemplan transformadores de conexión al STN, tales como: Toluviejo y Pasacaballos (220 y 110 kV), Huila, Pacífico, Carriales, Sopó, Tonchalá, Cabrera, Norte y Alcaraván (230 y 115 kV), así como los proyectos Carreto (500 kV y 66 kV), Nueva Magangué (500 kV y 110 kV) y Norte (500 kV y 230 kV).

Finalmente se resalta la importancia de trabajar de forma articulada entre las distintas autoridades sectoriales sobre todas aquellas restricciones identificadas en el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo que no cuentan con una solución estructural que las elimine, de tal forma que se adelanten los análisis respectivos y se tomen las medidas necesarias con el tiempo suficiente para que se anticipe una mejor operación del SIN en el largo plazo. Para tal fin, se recomienda tener presente, como punto de partida, el conjunto de obras sugerido y valorado para el área Caribe en el ITR I – 2024.

8 Área Nordeste

8.1 Descripción del área Nordeste

El área Nordeste se compone de las subáreas Arauca, Boyacá-Casanare, Norte de Santander y Santander, está interconectada con las áreas Antioquia, Oriental y Caribe. Su demanda máxima está alrededor de 1500 MW y su capacidad de generación es cercana a 2000 MW (41 % generación hidráulica, 52 % generación térmica y 7 % generación solar fotovoltaica).

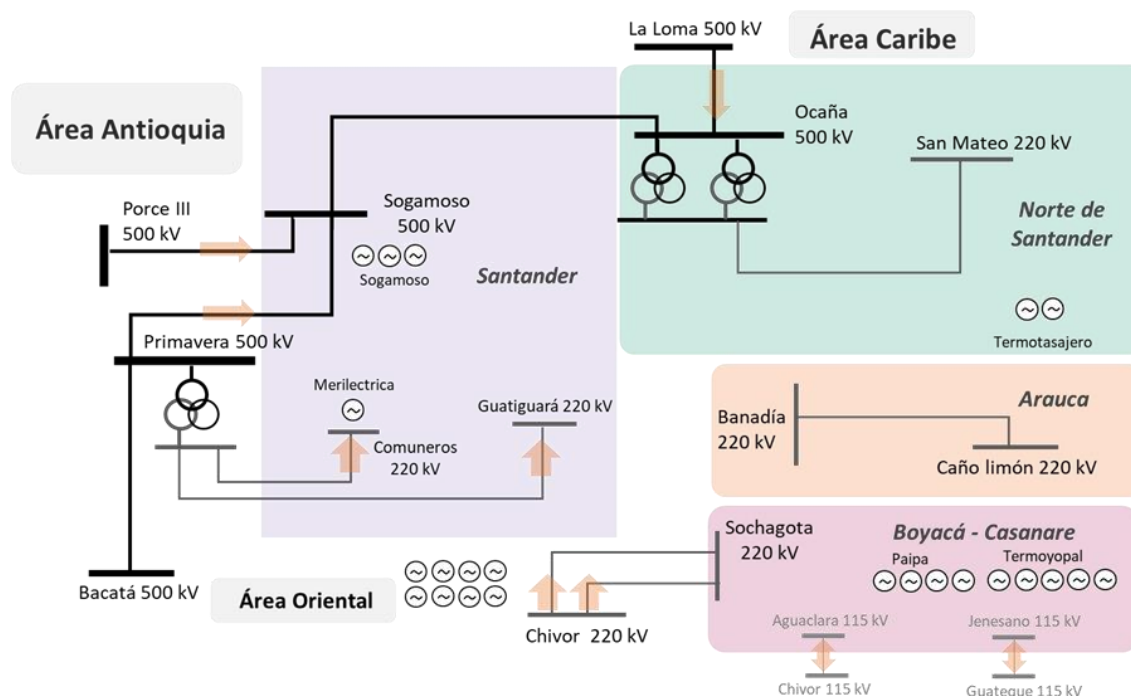


Figura 8-1. Esquema área Nordeste³.

8.2 Resumen de condición operativa área Nordeste

En los análisis de seguridad se ha identificado, en la subárea Boyacá – Casanare, la necesidad de contar con recursos de generación en línea al interior para el adecuado control y soporte de tensión, requerimiento establecido a partir de su demanda y evidenciado ante la contingencia Aguacalara-Chivor 115 kV. Igualmente, en la subárea Norte de Santander se identifica la necesidad de contar con unidades de generación en línea a partir de demandas superiores a 310 MW para el control de tensión ante la contingencia de Cúcuta 230/115 kV y/o el circuito Ocaña – San Mateo 230 kV.

Para Norte de Santander, en escenarios de demanda donde la suma de las cargas en las subestaciones La Ínsula 115 kV, San Mateo 115 kV y Belén 115 kV superen 265 MW aproximadamente (355 MW de manera estimada en Norte de Santander), la programación de unidades de generación puede ser insuficiente y generar riesgos para la atención de la demanda.

³ Esquema, descripción del área y condición operativa según IPOEMP I – 2025.

8.3 Evolución de cortes en el área Nordeste

En la Figura 8-2 se muestra la evolución en el número de cortes en el área Nordeste entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, en la Figura 8-3 se muestra el número de eventos de indisponibilidad por trimestre según si estos ocurrieron por mantenimiento o por evento no programado. La información se presenta de forma desagregada por tipo de activo, esto es, STR o STN.

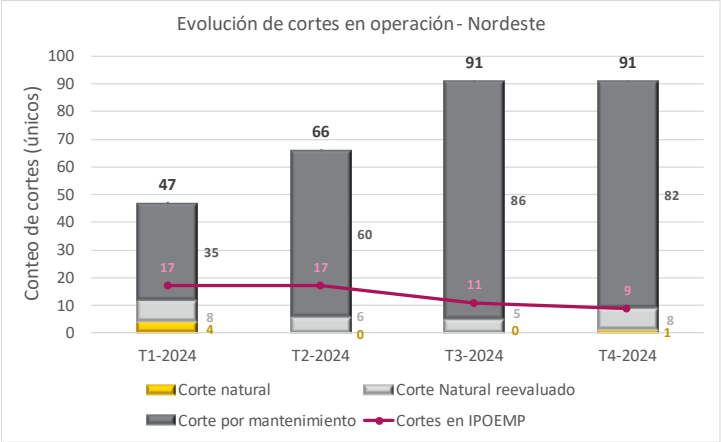


Figura 8-2. Evolución cortes en el área Nordeste.

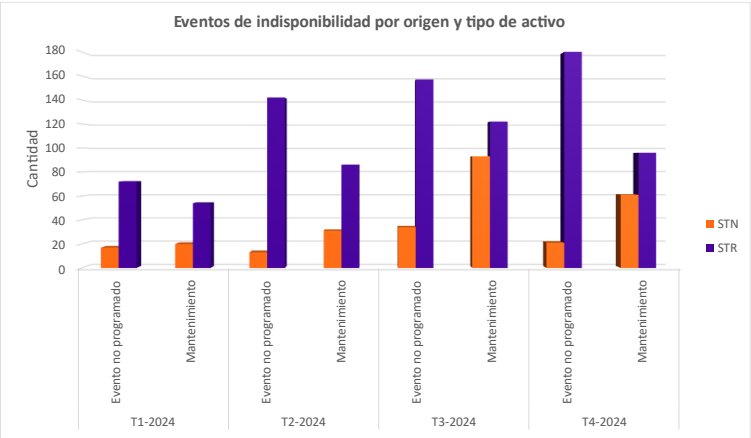


Figura 8-3. Eventos de indisponibilidad según tipo de activo y origen en el área Nordeste.

A partir de la información indicada en la Figura 8-2 se observa que el número de cortes activos naturales en el área Nordeste presentó una reducción durante los primeros 3 trimestres y posteriormente subió nuevamente; mientras que el número de cortes asociados a condición de red degradada o mantenimiento estuvo entre 47 y 91, lo cual supone una proporción entre 3 y 17 veces el número de cortes naturales del área. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación con red degradada.

En cuanto la evolución en el número de cortes naturales identificados en los análisis de mediano plazo se destaca lo siguiente:

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T3-2024 IPOEMP II	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de La Ramada 115 kV	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de Sochagota 115 kVCaño Limón 1 230/34.5 kV / Caño Limón 2 230/34.5 kVCaño Limón 1 230/34.5 kV / Caño Limón 3 230/34.5 kVCaño Limón 2 230/34.5 kV / Caño Limón 1 230/34.5 kVCaño Limón 2 230/34.5 kV / Caño Limón 3 230/34.5 kVCaño Limón 3 230/34.5 kV / Caño Limón 1 230/34.5 kVCaño Limón 3 230/34.5 kV / Caño Limón 2 230/34.5 kV
T4-2024 IPOEMP III	<ul style="list-style-type: none">	<ul style="list-style-type: none">Agotamiento capacidad de cortocircuito de La Ramada 115 kVAgotamiento capacidad de cortocircuito de S Antonio (Boyacá) 115 kV
IPOEMP I - 2025	<ul style="list-style-type: none">Chivor - Agua Clara 115 kV /Suamox - San Antonio 115 kVPaipa 1 220/115 180 MVA / 1320 Paita 115 kVYopal - La Yopalosa 1 115 kV	

Tabla 8-1 Evolución de cortes naturales en el área Nordeste

8.4 Esquemas suplementarios en el área Nordeste

En la

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demand a Asociad a [MW]
Esp_Nor001	ESP LA ÍNSULA - SAN MATEO 115 kV y SAN MATEO 1 y 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	La Ínsula - San Mateo 1 115 kV San Mateo 1 150 MVA 230/115/13.8 kV San Mateo 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	73
Esp_Nor002	ESP SAN MATEO 1 y 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	San Mateo 1 150 MVA 230/115/13.8 kV San Mateo 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	73
Esp_Nor003	ESP LA ÍNSULA - BELÉN (CÚCUTA) 115 kV y BELÉN (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	La Ínsula - Belén (Cúcuta) 115 kV Belén (Cúcuta) 115 kV	Sobrecarga	-	0	64
Esp_Nor004	ESP BELÉN (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Belén (Cúcuta) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	64
Esp_Nor005	ESP LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Los Palos 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	5
Esp_Nor006	ESP PIEDECUESTA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Piedecuesta 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	18
Esp_Nor007	ESP LOS PALOS - PALENQUE 1 115 kV	Los Palos - Palenque 1 115 kV	Sobrecarga	-	0	34

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demand a Asociad a [MW]
Esp_Nor008	ESP BUCARAMANGA - REAL DE MINAS 1 115 kV	Bucaramanga - Real de Minas 1 115 kV	Sobrecarga	-	0	10
Esp_Nor009	ESP BARRA SAN GIL 115 kV	San Gil 115 kV	Baja Tensión	-	0	13
Esp_Nor010	ESP BARRA SAN SILVESTRE 115 kV	San Silvestre 115 kV	Baja Tensión	-	0	12
Esp_Nor011	ESP BUCARAMANGA 5 150 MVA 230/115/13.8 kV	Bucaramanga 5 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	13
Esp_Nor012	ESP BARRA BARRANCA 115 kV	Barranca 115 kV	Baja Tensión	-	0	16
Esp_Nor013	RAG Casanare	San Antonio (Boyacá) - Yopal 1 115 kV Toquilla - Yopal 1 115 kV Aguazul - Yopal 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Nor002 Res_Nor003	0	0

Tabla 8-2 se muestran los esquemas suplementarios que se encuentran implementados en el área Nordeste. Adicionalmente, para los casos en los que aplique se identifica la restricción a la cual sirve cada esquema, y en aquellos en los que se cuente con la información se indica el número de actuaciones en los últimos cuatro trimestres⁴.

⁴ El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Nor001	ESP LA ÍNSULA - SAN MATEO 115 kV y SAN MATEO 1 y 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	La Ínsula - San Mateo 1 115 kV San Mateo 1 150 MVA 230/115/13.8 kV San Mateo 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	73
Esp_Nor002	ESP SAN MATEO 1 y 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	San Mateo 1 150 MVA 230/115/13.8 kV San Mateo 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	73
Esp_Nor003	ESP LA ÍNSULA - BELÉN (CÚCUTA) 115 kV y BELÉN (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	La Ínsula - Belén (Cúcuta) 115 kV Belén (Cúcuta) 115 kV	Sobrecarga	-	0	64
Esp_Nor004	ESP BELÉN (CÚCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Belén (Cúcuta) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	64
Esp_Nor005	ESP LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Los Palos 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	5
Esp_Nor006	ESP PIEDECUESTA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Piedecuesta 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	18
Esp_Nor007	ESP LOS PALOS - PALENQUE 1 115 kV	Los Palos - Palenque 1 115 kV	Sobrecarga	-	0	34
Esp_Nor008	ESP BUCARAMANGA - REAL DE MINAS 1 115 kV	Bucaramanga - Real de Minas 1 115 kV	Sobrecarga	-	0	10
Esp_Nor009	ESP BARRA SAN GIL 115 kV	San Gil 115 kV	Baja Tensión	-	0	13
Esp_Nor010	ESP BARRA SAN SILVESTRE 115 kV	San Silvestre 115 kV	Baja Tensión	-	0	12
Esp_Nor011	ESP BUCARAMANGA 5 150 MVA 230/115/13.8 kV	Bucaramanga 5 150 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	-	0	13
Esp_Nor012	ESP BARRA BARRANCA 115 kV	Barranca 115 kV	Baja Tensión	-	0	16

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Nor013	RAG Casanare	San Antonio (Boyacá) - Yopal 1 115 kV Toquilla - Yopal 1 115 kV Aguazul - Yopal 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Nor002 Res_Nor003	0	0

Tabla 8-2. Esquemas suplementarios en el área Nordeste¹.

¹ De acuerdo con lo indicado en el Acuerdo CNO 1019 de 2017, es responsabilidad de los agentes informar al CND todas las actuaciones que produzcan los esquemas bajo su responsabilidad.

8.5 Radialidades del área Nordeste

En la Tabla 8-5 se presenta la DNA no atendida, programada y no programada, para cada Zona excluida de compensación en el área Nordeste en el periodo de tiempo analizado en el presente informe.

Zona CANO / CNE	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	1145.1	143.8	1288.9
Banadía	0	271.75	271.75
Cimitarra	0	1.1	1.1

Tabla 8-3. DNA por zonas excluidas de compensación

Por otra parte, en la Tabla 8-4 se muestran las radialidades del área Nordeste que tuvieron eventos de Demanda No Atendida -DNA- en el periodo de análisis. Para cada una se presenta la cantidad de DNA, programada y no programada, así como el proyecto que elimina la condición radial.

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Arauca	Toledo 1 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA03361 Subestación Alcaraván 230 kV	202	2	581.60	0.00	581.60
Arauca	Tame 1 115 kV	Banadía	No hay proyecto adjudicado		16	0.00	271.75	271.75
Boyacá-Casanare	Yopal 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		2	484.50	26.50	511.00
Arauca	Samoré 1 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA03361 Subestación Alcaraván 230 kV	202	1	563.50	0.00	563.50
Boyacá-Casanare	Paz de Ariporo -115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		7	31.60	11.54	43.14
Arauca	Caño Limón 1 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA00423 Nueva subestación La Paz 230 kV	202	2	0.00	26.42	26.42
Boyacá-Casanare	Yopalosa 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		3	0.00	40.48	40.48
Boyacá-Casanare	T Santa Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		2	0.00	1.10	1.10
Arauca	Banadía 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA03361 Subestación Alcaraván 230 kV	202	1	0.00	117.38	117.38
N. Santander	Aguachica 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		1	0.00	6.50	6.50
Boyacá-Casanare	Barbosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Boyacá-Casanare	Barbosa 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Boyacá-Casanare	Cimitarra 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Boyacá-Casanare	Santa Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Boyacá-Casanare	Cimitarra 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Boyacá-Casanare	Cementos Argos 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Boyacá-Casanare	San Antonio 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Arauca	Palos 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA03361 Subestación Alcaraván 230 kV	202	0	0.00	0.00	0.00
Arauca	Banadía 115 kV	Banadía	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Santander	Comuneros 230 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
Santander	Merieléctrica 230 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00
N. Santander	Buturama 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0.00	0.00	0.00

Tabla 8-4. Radialidades del área Nordeste¹

¹ Esta tabla se construyó a partir de información histórica disponible entre 01/2024y 12//2024. Por otro lado, se entiende por radialidad técnica aquella porción del sistema que por características topológicas opera de forma radial. Por radialidad operativa se considera que son aquellas generadas mediante reconfiguración de equipos debido a condiciones de operación.

8.6 Costos asociados a generación de seguridad en el área Nordeste

En la Tabla 8-5 se muestran los costos asociados a reconciliaciones positivas entre 01/2024 y 12/2024 para cada uno de los recursos de generación del área Nordeste y el porcentaje asociado de cada uno respecto al total del SIN. Adicionalmente, se indica la energía asociada fuera de mérito para cada uno de los recursos del área.

De acuerdo con la Tabla 8-5, en el área Nordeste se generaron alrededor de 396 GWh fuera de mérito con un costo para el sistema de 304.110 MCOP, siendo Sogamoso la planta con mayor volumen de participación en las reconciliaciones positivas del área.

Recurso de generación	RECONPOS [MCOP]	RECONPOS [% MCOP Respecto al SIN]	RECONPOS [GWh]
Sogamoso	163.736	2,69%	156
Merilétrica 1	88.008	1,45%	85
La Mata	13.942	0,23%	18
Tasajero 1	10.610	0,17%	36
Paipa 4	8.635	0,14%	32
Tasajero 2	6.677	0,11%	27
Paipa 2	5.470	0,09%	18
Paipa 3	3.226	0,05%	11
Paipa 1	3.061	0,05%	9
Sunnorte	435	0,01%	1
Termoyopal 2	213	0,00%	2
Termoyopal g4	74	0,00%	1
Termoyopal g3	18	0,00%	0,208
Termoyopal 1	3,15	0,00%	0,008
Termoyopal g5	2	0,00%	0

Tabla 8-5. Costos asociados a generación fuera de mérito en el área Nordeste.

Finalmente, en la Figura 8-4 se muestra la proporción de los costos asociados a reconciliaciones positivas del área Nordeste respecto al resto del SIN. En esta se resaltan las plantas del área con mayor participación en este concepto, las cuales corresponden respectivamente a Sogamoso, Merilétrica y La Mata. Cabe destacar que el área Nordeste representa aproximadamente el 5% de las reconciliaciones positivas del SIN para el periodo de tiempo analizado en este informe.

RECONPOS [MCOP] - Nordeste

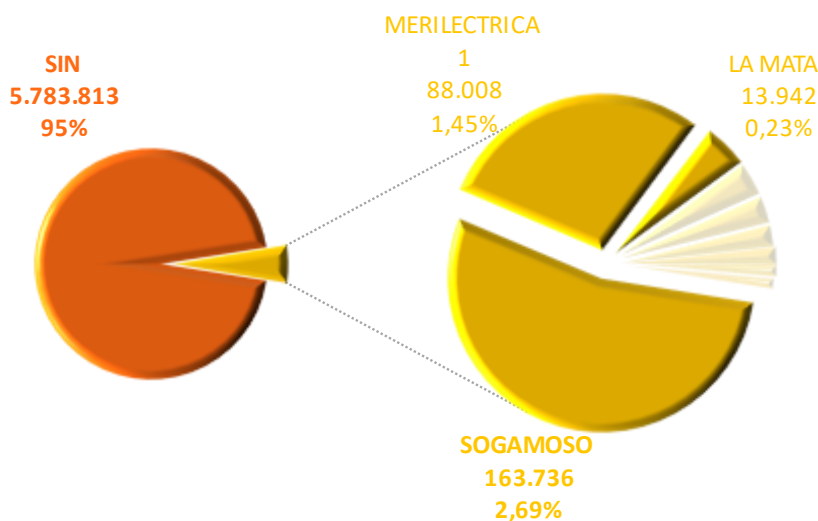


Figura 8-4. Proporción RECONPOS área Nordeste respecto al SIN.

8.7 Restricciones sin obra en construcción en el área Nordeste

En la Tabla 8-6 se presentan las restricciones identificadas en el área Nordeste, durante el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, que no cuentan con una solución estructural en construcción que las elimine.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Ara001	Caño Limón - La Paz 230 kV / Alta tensión nodos Arauca	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_Ara002	Palos - Toledo 230 kV / Baja tensión nodos de Arauca	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_Ara003	Toledo - Samoré 230 kV/ Baja tensión nodos de Arauca	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_Ara004	Samoré – Banadía 230 kV / Baja tensión nodos de Arauca	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹
RelLP_Boy001	Chivor - Aguaclara 1 115 kV / bajas tensiones en Casanare	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy002	Aguaclara - Chivor 1 115 kV/ San Antonio - Suamox 1 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy003	Aguaclara - Aguazul 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)

¹https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Boy004	San Antonio - Belencito 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy005	Sochagota - San Antonio 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy006	Suamox - San Antonio 1 115 kV / Suamox - Belencito 1 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy007	Suamox -Belencito 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy008	Yopal - Aguazul 1 115 kV/ San Antonio - Suamox 1 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy009	Sobrecarga en red completa Yopal – Yopalosa 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy010	Sochagota - Chivor 1 230 kV / Aguacalara - Chivor 1 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy011	Sobrecarga en red completa de San Antonio - Suamox 1 115 kV	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy012	Sobrecarga en red completa de Aguacalara - Chivor 1 115 kV*	Obras propuestas por la UPME en Segundo Paquete Obras Urgentes 2024 ²
RelLP_Boy013	Sobrecarga en red completa de Aguazul - Aguacalara 1 115 kV*	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy014	Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Chivor 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy015	Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Aguazul 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy016	Yopal - Toquilla 115 kV / Yopal - Aguazul 115 kV	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (SIN PROMOTOR)
RelLP_Boy017	Paipa 230/115 kV / Acople 1320 Paipa 115 kV (Paipa 115 B1S2 a Paipa 115 B1S1)	No tiene obra propuesta
RelLP_Boy018	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Paipa 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Boy019	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Ramada 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³
RelLP_Boy020	Agotamiento capacidad de cortocircuito de San Antonio (Boyacá) 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³

²https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf.

³https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Nor010	Ocaña 4 500/230 kV / Ocaña 1 500/230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ⁴
RelLP_Nor011	Acople 5M200 Ocaña 500 kV / Ocaña 1 500/230 kV	No tiene obra propuesta

Tabla 8-6. Restricciones sin obra asociada en el largo plazo – área Nordeste⁵.

8.8 Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Nordeste

En los análisis de largo plazo del CND se han identificado condiciones en las cuales se superan los niveles máximos de cortocircuito declarados para las subestaciones presentadas en la Figura 8-5.

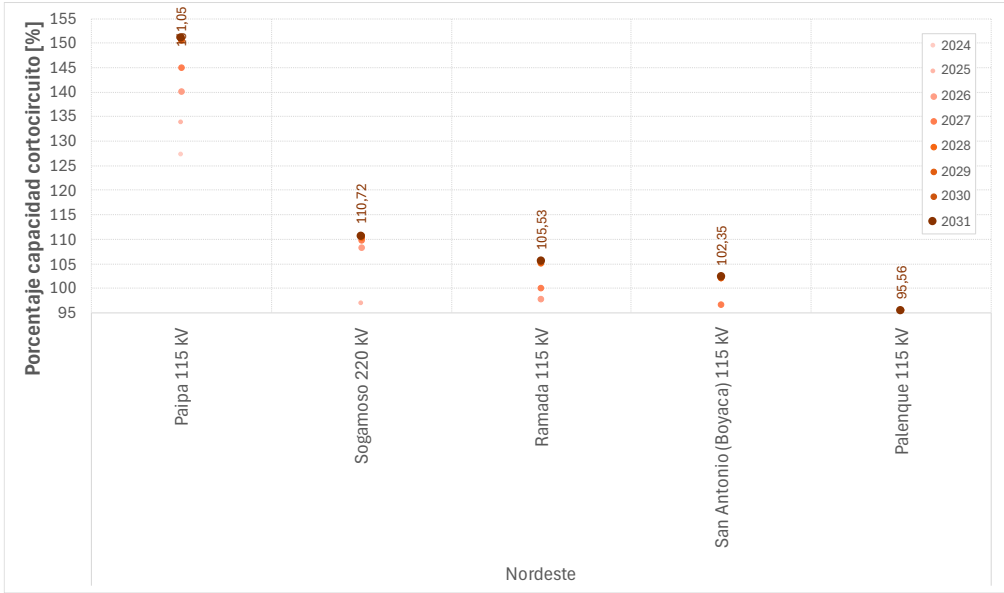


Figura 8-5 Barras en las que se supera la capacidad de cortocircuito en el área Nordeste⁶

De acuerdo con la información de la Figura 8-5 y teniendo en cuenta el impacto que esta condición supone para la operación del SIN, se recomienda a la UPME, en coordinación con los agentes involucrados, definir planes de acción para identificar opciones de mitigación en cada una de las subestaciones mencionadas.

8.9 Atraso en la FPO de proyectos del área Nordeste

En la Tabla 8-7 se muestran los proyectos del área Nordeste para los que se identificó diferencia entre la FPO actual, según la información reportada en el MDC, y la FPO en primera Resolución del

⁴https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

⁵ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

⁶ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

Plan de Expansión⁷ o primer concepto UPME según corresponda, indicando atraso en la entrada de estas obras respecto al momento en el que se estableció la necesidad del ingreso éstas en el SIN. Adicionalmente, se indican proyectos cuya FPO es próxima a la FPO prevista inicialmente por la UPME con un intervalo de un año, de tal forma que se monitoreen y se tomen las acciones necesarias para evitar un posible atraso. Por otra parte, en la Figura 8 5 se muestra el atraso estimado en años para los proyectos del área Nordeste de acuerdo con lo indicado anteriormente, el promedio de años de atraso para los proyectos del STN y STR del área y el porcentaje de proyectos de transmisión que se encuentran en determinados rangos o intervalos de atraso por años.

Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA00423	UPME 08-2021 Nuevas subestación La Paz 230 kV	STN	30/06/2028	30/11/2021	6.59
PTRA00405	Subestación Playitas 115 kV y líneas Caño Limón II (La Paz) – Playitas 115 kV y transformador Playitas 50 MVA 115/34.5 kV.	STR	31/12/2027	01/11/2021	6.17
PTRA03361	UPME 07-2021 Subestacion Alcaravan 230 kV	STN	31/07/2027	30/11/2021	5.67
PTRA00369	Subestación Trinitaria (Cabrera) 115 kV, secciona la línea Oiba - San Gil 115 kV	STR	31/05/2028	31/12/2022	5.42
PTRA00437	UPME 09-2021 S/E Trinitaria 230 kV (antes Cabrera, antes Nueva Granada)	STN	31/03/2028	31/12/2022	5.25
PTRA03850	UPME 02 - 2023 Cuarto Transformador Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA	STN	31/10/2025	26/08/2021	4.18
PTRA00202	Repotenciación de la línea Tibú-Zulia 115 kV	STR	18/12/2025	31/12/2021	3.97
PTRA00210	Repotenciación de la línea Convención - Tibú 115 kV	STR	15/12/2026	31/12/2023	2.96
PTRA05068	Subestación Don Juana 115 kV	STR	30/06/2029	30/09/2026	2.75
PTRA00924	UPME 04-2019 LT La Loma - Sogamoso 500 kV	STN	18/04/2026	31/12/2023	2.30
PTRA05067	Subestación Tonchalá 115 kV	STR	31/12/2028	30/09/2026	2.25
PTRA05069	Reconfiguración SE Sevilla	STR	30/09/2025	31/08/2025	0.08

Tabla 8-7. Atraso en la FPO de proyectos del área Nordeste ^{8,9}.

⁷ Información consultada en el Portal MDC en abril de 2025.

⁸ FPO actual de proyectos según MDC con corte a abril de 2025.

⁹ FPO en primera Resolución del Plan de Expansión o primer concepto UPME según Portal MDC con corte a abril de 2025.

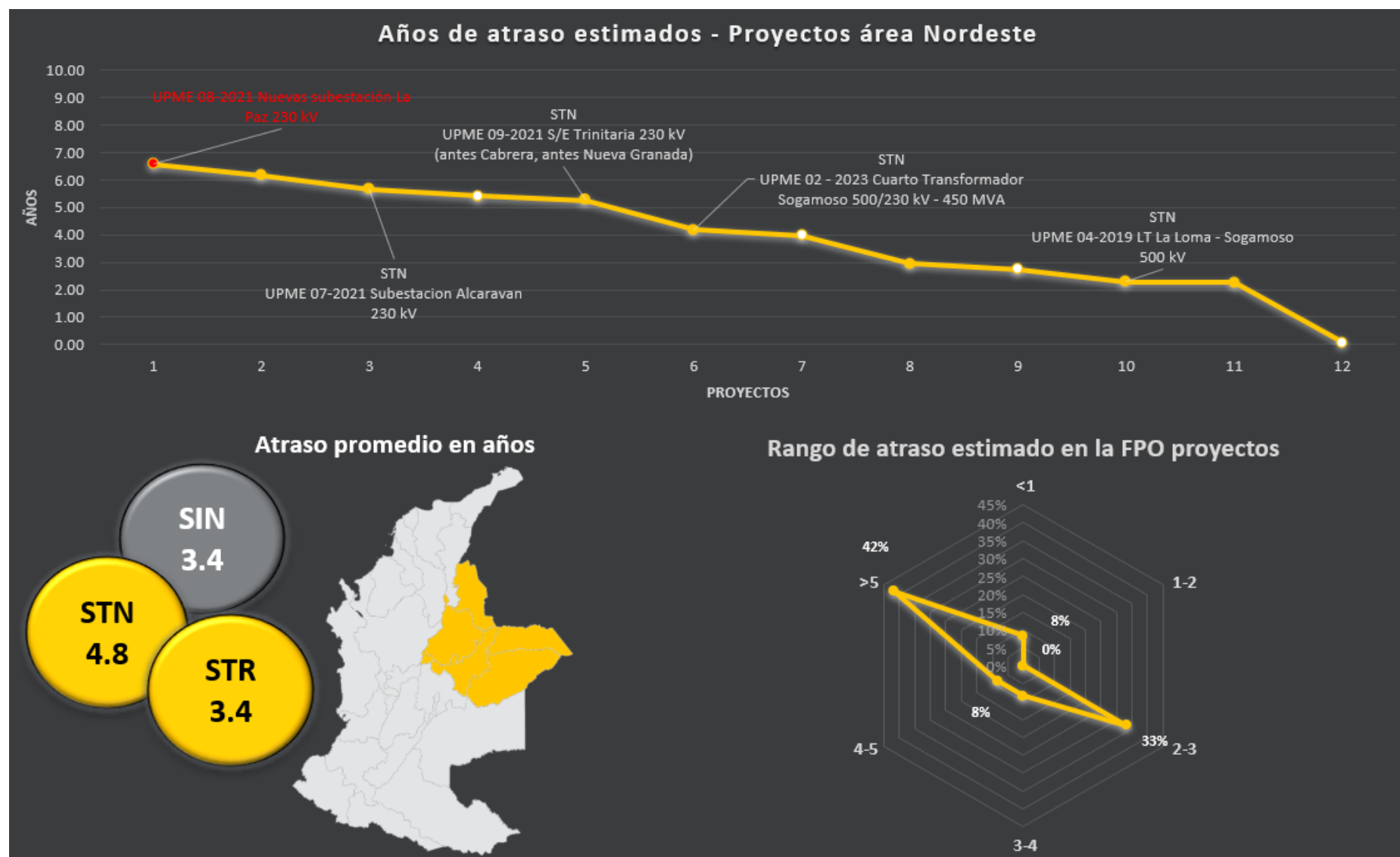


Figura 8-6. Atraso estimado en proyectos de transmisión – área Nordeste.

8.10 Conclusiones del área Nordeste

En cuanto a esquemas suplementarios cabe resaltar que Nordeste cuenta actualmente con cerca del 18% de los Esquemas Suplementarios implementados en el SIN con un total de 11, de los cuales 6 se encuentran deshabilitados pero disponibles. Lo anterior da cuenta de señales de agotamiento de red y condiciones de baja tensión que finalmente repercuten en la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad esperados.

En segundo lugar, cabe anotar que las restricciones San Antonio – Suamox 115 kV, Yopal – Yopalosa 115 kV, Mesa del Sol - Piedecuesta 1 115 kV y Belén 230/115 kV por sobrecarga en estado normal de operación, identificadas en los análisis de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, dan cuenta de la necesidad de definición de las alternativas estructurales necesarias para eliminar esta condición de agotamiento de red de forma prioritaria. De igual forma, es importante trabajar de forma articulada entre las distintas autoridades sectoriales sobre todas aquellas restricciones identificadas en el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo que no cuentan con una solución estructural que las elimine, de tal forma que se adelanten los análisis respectivos y se tomen las medidas necesarias con el tiempo suficiente para que se anticipe una mejor operación del SIN en el largo plazo.

En cuanto a la cantidad en energía de Demanda No Atendida en las zonas excluidas de compensación del área Nordeste se presentó principalmente para la zona Toledo – Samoré – Banadía y Caño Limón, con 1.28 GWh, seguido por la zona Banadía, con 271.7 MWh de DNA en el año.

Respecto a reconciliaciones positivas, en el área Nordeste se destacan los recursos Sogamoso y Merilétrica 1 con el 2.69% y 1.45% respectivamente respecto al SIN para el periodo de tiempo analizado. No obstante, debe tenerse en cuenta la presencia del fenómeno el Niño y su impacto sobre los aportes del sistema desde el mes de mayo de 2023 con la respectiva respuesta del mercado conforme este evolucionó.

Finalmente, en el área Nordeste los proyectos UPME 08-2021 Nueva Subestación La Paz y Nueva Subestación Playitas 115 kV resaltan por representar los mayores atrasos en su entrada en operación respecto a la FPO inicial prevista en primer concepto UPME o Resolución de plan de expansión según corresponda, por lo tanto, resulta prioritario hacer un seguimiento de cerca a estos proyectos de forma conjunta entre el promotor y las autoridades competentes con el fin de evitar mayores retrasos.

9 Área Oriental

9.1 Descripción del área Oriental

El área Oriental se compone de las subáreas Bogotá y Meta, está interconectada con las áreas Antioquia, Nordeste y Suroccidental. Su demanda máxima está alrededor de 3100 MW y su capacidad de generación es cercana a 3635 MW (88 % generación hidráulica, 7 % generación térmica y 5 % generación solar fotovoltaica).

Entre los elementos con los que cuenta para el control de potencia reactiva se destacan el STATCOM de Bacatá y el SVC de Tunal.

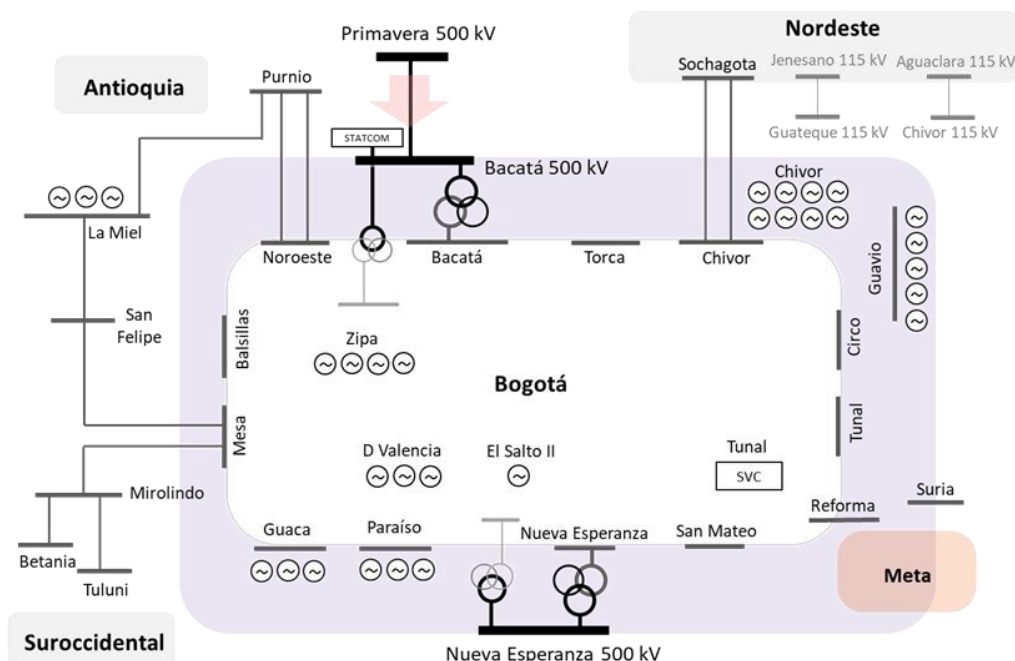


Figura 9-1. Esquema área Oriental¹.

9.2 Resumen de condición operativa área Oriental

El área Oriental se compone de las subáreas Bogotá y Meta, está conectada a través de enlaces a nivel del STN con las áreas Antioquia, Suroccidental y Nordeste con una capacidad de importación de potencia del orden de 2100 MW; sin embargo, en red completa, la importación del área se encuentra limitada a 900 MW por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV, ya que con esta magnitud de potencia y ante la contingencia sencilla del circuito, se activa la restricción por sobrecarga del enlace Purnio - Noroeste 1 y 2 230 kV, también se origina un alto requerimiento de potencia reactiva y bajas tensiones en nodos de la red del STR, especialmente la Sabana Norte de la subárea Bogotá y en nodos como San José de Guaviare 115 kV y Villeta 115 kV. Para el control de tensión, el área cuenta además con un dispositivo STATCOM en la subestación Bacatá 500 kV y un SVC en la subestación Tunal 220 kV.

¹ Esquema, descripción del área y condición operativa según IPOEMP I – 2025.

A partir de la magnitud de demanda del área Oriental y potencia a través de Primavera – Bacatá 500 kV, se requiere un mínimo de unidades en línea al interior del área para mantener un adecuado soporte de tensión, en este requerimiento se incluye también bloques de muy baja demanda que pueden presentarse en días especiales.

Además, se considera la repotenciación de los circuitos de la Sabana Norte para la situación actual del área Oriental y se incluye el análisis de la máxima demanda atendible en la zona, ya que, debido al crecimiento de la misma, se presenta una alta dependencia de la generación de Termozipa para soporte de tensión, esta necesidad persiste en el horizonte de análisis mientras no se adelanten obras a nivel del STR y/o entren en operación las obras del STN. De prever retrasos adicionales en la entrada de los proyectos señalados, se deberá evaluar soluciones alternativas que ayuden a aliviar esta condición, como los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB).

9.3 Evolución de cortes en el área Oriental

En la Figura 9-2 se muestra la evolución en el número de cortes en el área Oriental entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, en la Figura 9-3 se muestra el número de eventos de indisponibilidad por trimestre según si estos ocurrieron por mantenimiento o por evento no programado. La información se presenta de forma desagregada por tipo de activo, esto es, STR o STN.

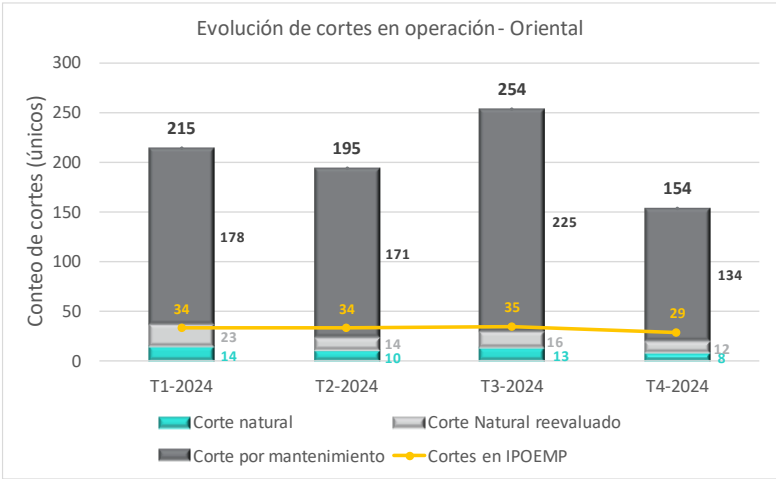


Figura 9-2. Evolución cortes en el área Oriental.

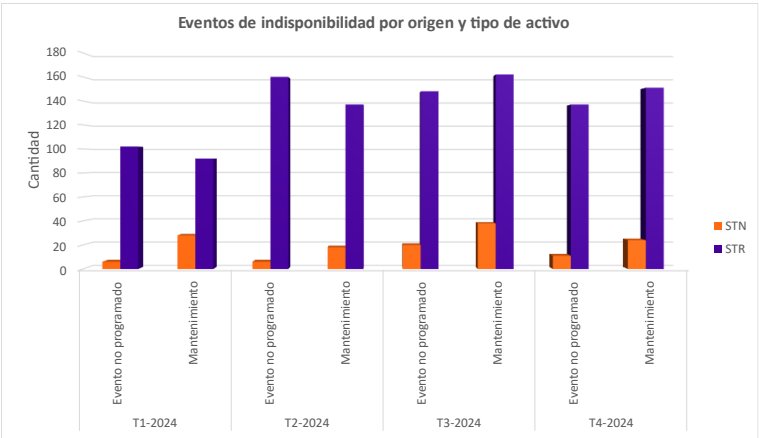


Figura 9-3. Eventos de indisponibilidad según tipo de activo y origen en el área Oriental.

A partir de la información indicada en la Figura 9-2 se observa que el número de cortes activos naturales en el área Oriental presentó disminución en 3 de los 4 trimestres del año; mientras que el número de cortes asociados a condición de red degradada o mantenimiento estuvo entre 154 y 254, lo cual supone una proporción de aproximadamente 5 a 8 veces el número de cortes naturales del área. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación con red degradada.

En cuanto la evolución en el número de cortes naturales identificados en los análisis de mediano plazo se destaca lo siguiente:



	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T3-2024 IPOEMP II	<p>Las restricciones listadas a continuación fueron redefinidas con el fin de que la cantidad de restricciones refleje la cantidad de activos limitantes en el área.</p> <p>Por lo anterior, las restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Primavera - Bacatá 1 500 kV / Purnio - Noroeste 1 230 kV + Purnio - Noroeste 2 230 kV. ○ Reforma 3 230/115 kV / Reforma 2 230/115 kV + Reforma 1 230/115 kV. ○ Reforma - Barzal 115 kV / Reforma - Ocoa 1 115 kV + Reforma - Ocoa 2 115 kV. <p>Pasaron a ser redefinidas como:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Primavera - Bacatá 1 500 kV / Purnio - Noroeste 1 230 kV. ○ Primavera - Bacatá 1 500 kV / Purnio - Noroeste 2 230 kV. ○ Reforma 3 230/115 kV / Reforma 2 230/115 kV. ○ Reforma 3 230/115 kV / Reforma 1 230/115 kV. ○ Reforma - Barzal 115 kV / Reforma - Ocoa 2 115 kV. ○ Reforma - Barzal 115 kV / Reforma - Ocoa 2 115 kV. <p>Adicionalmente, se identifica la restricción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Agotamiento capacidad de cortocircuito de Salitre 57.5 kV <p>Y se eliminan las restricciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Agotamiento capacidad de cortocircuito de San Facon 57.5 kV • Agotamiento capacidad de cortocircuito de Mosquera 115 kV • Agotamiento capacidad de cortocircuito de Torca 220 kV 	
T4-2024 IPOEMP III	<ul style="list-style-type: none"> • Bacatá-El Sol 1 115 kV / Chía-Diaco 1 115 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Bacatá-Chía 1 115 kV / Bacatá-El Sol 1 115 kV • Agotamiento capacidad de cortocircuito de San Jose del Guaviare 115 kV • Reforma 3 230/115 kV / Reforma 2 230/115 kV • Reforma-Barzal 115 kV/Reforma-Ocoa 1 115 kV • Reforma-Barzal 115 kV/Reforma-Ocoa 2 115 kV • Reforma-Ocoa 2 115 kV/Reforma-Ocoa 1 115 kV • Reforma-Ocoa 1 115 kV/Reforma-Ocoa 2 115 kV
IPOEMP IV - 2024	<ul style="list-style-type: none"> • Chivor 1 150 MVA 115/13.8/230 kV / Mámbita - Guavio 1 115 kV • Chivor 1 150 MVA 115/13.8/230 kV / Guavio 115/13.2/230 kV 	

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
IPoEMP I - 2025	<ul style="list-style-type: none"> Acople 2072 S/E Nueva Esperanza 115 kV / Nva Esperanza - Compartir 1 115 kV Bacatá - Chía 1 115 kV / bajas tensiones en Sabana Norte Bogotá Balsillas 1 220/115/13.8 kV / Balsillas 3 220/115/13.8 kV Campobonito - Puerto Gaitán 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV Campobonito - Puerto Lopez 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV. El Sol - Zipaquirá 1 115 Noroeste - Tenjo 1 115 kV / bajas tensiones en Sabana Norte Bogotá Primavera - Bacatá 1 500 kV / bajas tensiones en S/E Simijaca 115kV, Ubaté 115 kV y Peldar 115 kV Puerto Lopez - Campobonito 1 115 / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV Puerto Lopez - Puerto Gaitán 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV Santa Helena - Ocoa 115 kV / altas tensiones en las S/E Santa Helena 115 kV, Santa Helena 220 kV, Suria 115 kV, Puerto Lopez 115 kV, Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV. Suria - La Reforma 1 220 kV / altas tensiones en las S/E Santa Helena 115 kV, Santa Helena 220 kV, Suria 115 kV, Puerto Lopez 115 kV, Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV. Suria - La Reforma 1 220 kV / Santa Helena - Ocoa 1 115 	<ul style="list-style-type: none"> Ocoa - Santa Helena 115 kV Reforma 3 230/115 kV / Reforma 1 230/115 kV

Tabla 9-1 Evolución de cortes naturales en el área Oriental

9.4 Esquemas suplementarios en el área Oriental

En la

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demand a Asociada [MW]
Esp_Ori001	ESPS Mantenimiento Ctos Sabana Norte P3	Noroeste - Tenjo 115 kV Bacatá - Chía 115 kV	Sobrecarga	-	0	59
Esp_Ori002	ESP GUAVIO 6 40 MVA 230/115/13.8 kV y GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	Guavio - Mámbita 1 115 kV Guavio 6 40 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Ori012 Res_Ori013	0	0

Tabla 9-2 se muestran los esquemas suplementarios que se encuentran implementados en el área Oriental. Adicionalmente, para los casos en los que aplique se identifica la restricción a la cual sirve cada esquema, y en aquellos en los que se cuente con la información se indica el número de actuaciones en los últimos cuatro trimestres².

² El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Ori001	ESPS Mantenimiento Ctos Sabana Norte_P3	Noroeste - Tenjo 115 kV Bacatá - Chía 115 kV	Sobrecarga	-	0	59
Esp_Ori002	ESP GUAVIO 6 40 MVA 230/115/13.8 kV y GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	Guavio - Mámbita 1 115 kV Guavio 6 40 MVA 230/115/13.8 kV	Sobrecarga	Res_Ori012 Res_Ori013	0	0

Tabla 9-2. Esquemas suplementarios en el área Oriental¹.

¹ De acuerdo con lo indicado en el Acuerdo CNO 1019 de 2017, es responsabilidad de los agentes informar al CND todas las actuaciones que produzcan los esquemas bajo su responsabilidad.

9.5 Radialidades del área Oriental

En la Tabla 9-5 se presenta la DNA no atendida, programada y no programada, para cada Zona excluida de compensación en el área Oriental en el periodo de tiempo analizado en el presente informe.

Zona CANO / CNE	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Granada	603.12	885.44	1488.56
Zipaquirá	84.54	623.52	708.06
Fusagasugá	606	38.9	644.9
Puerto López	154.5	380.34	534.84
Facatativá y Villeta	176.58	227.2	403.78
Guavio	0	10.58	10.58
Facatativá y Villeta	0	0	0
Sesquilé	0	0	0

Tabla 9-3. DNA por zonas excluidas de compensación

Por otra parte, en la Tabla 9-8 se muestran las radialidades del área Oriental que tuvieron eventos de Demanda No Atendida -DNA- en el periodo de análisis. Para cada una se presenta la cantidad de DNA, programada y no programada, así como el proyecto que elimina la condición radial.

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Bogotá	Sauces 1 115 kV	Fusagasugá	No hay proyecto adjudicado		4	528.4	38.9	567.3
Meta	Granada 115 kV	Granada	PTRA00295 – Violetas (Guamal)115 kV	2024	13	358.2	799.85	1158.05
Bogotá	Facatativá 115 kV	Facatativá y Villeta	PTRA05155 – Mosquera – Tren de Occidente 115 kV	2027	6	65.34	226	291.34
Bogotá	Ubaté 115 kV	Zipaquirá	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	10	84.54	168.05	252.59
Bogotá	Muña 1 115 kV	Fusagasugá	No hay proyecto adjudicado		1	77.6	0	77.6
Bogotá	Muña 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		1	77.6	0	77.6
Bogotá	Villeta 115 kV	Facatativá y Villeta	No hay proyecto adjudicado		4	111.24	1.2	112.44
Bogotá	T Peldar 115 kV	Zipaquirá	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	6	0	455.47	455.47
Meta	Ocoa 115 kV	Puerto López	PTRA00301 – Subestación Catama 115 kV.	2024	1	154.5	0	154.5
Meta	San J Guaviare 115 kV	Granada	No hay proyecto adjudicado		12	244.92	85.59	330.51
Bogotá	Gran Sabana 115 kV	No	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	2	0	146.56	146.56
Meta	Santa Helena 115 kV	Puerto López	PTRA00301 – Subestación Catama 115 kV.	2024	5	0	302.74	302.74
Bogotá	Guavio - Ubalá 115 kV	Guavio	No hay proyecto adjudicado		1	0	10.58	10.58
Meta	Suria 115 kV	Puerto López	PTRA00623 –Santa Helena -Suria 2 115 kV	2025	1	0	77.6	77.6
Bogotá	Guateque 115 kV	Guavio	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Sesquilé 115 kV	Sesquilé	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Termo Zipa 115 kV	Sesquilé	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Bogotá	Ubalá 115 kV	Guavio	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
Bogotá	El Sol 115 kV	Zipaquirá	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Zipaquirá 115 kV	Zipaquirá	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Simijaca 115 kV	Zipaquirá	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
Bogotá	Peldar 115 kV	Zipaquirá	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Balsillas 115 kV	Facatativá y Villeta (modificar CNE)	PTRA05155 – Mosquera – Tren de Occidente 115 kV	2027	0	0	0	0
Bogotá	Tren de occidente 115 kV	Facatativá y Villeta (modificar CNE)	PTRA05155 – Mosquera – Tren de Occidente 115 kV	2027	0	0	0	0
Bogotá	Termo Zipa 115 kV	No	PTRA00256 – Norte 115 kV	2026	0	0	0	0
Bogotá	Canoas 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
Bogotá	Salto I 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
Bogotá	Salto II 1 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0

Tabla 9-4. Radialidades del área Oriental¹

¹ Esta tabla se construyó a partir de información histórica disponible entre 01/2024y 12//2024. Por otro lado, se entiende por radialidad técnica aquella porción del sistema que por características topológicas opera de forma radial. Por radialidad operativa se considera que son aquellas generadas mediante reconfiguración de equipos debido a condiciones de operación.

9.6 Costos asociados a generación de seguridad en el área Oriental

En la Tabla 9-5 se muestran los costos asociados a reconciliaciones positivas entre 01/2024 y 12/2024 para cada uno de los recursos de generación del área Oriental y el porcentaje asociado de cada uno respecto al total del SIN. Adicionalmente, se indica la energía asociada fuera de mérito para cada uno de los recursos del área.

De acuerdo con la Tabla 9-5, en el área Oriental se generaron alrededor de 1.283 GWh fuera de mérito con un costo para el sistema de 1.21 Billones de COP, siendo Guavio la planta con mayor volumen de participación en las reconciliaciones positivas del área.

Recurso de generación	RECONPOS [MCOP]	RECONPOS [% MCOP Respecto al SIN]	RECONPOS [GWh]
Pagua	605.219	9,94%	498
Guavio	282.039	4,63%	346
Chivor	248.260	4,08%	238
Zipaemg 4	22.567	0,37%	61
Zipaemg 5	21.114	0,35%	59
Zipaemg 3	17.139	0,28%	48
Dario Valencia Samper	8.760	0,14%	14
Zipaemg 2	7.056	0,12%	16
Salto II	1.079	0,02%	2

Tabla 9-5. Costos asociados a generación fuera de mérito en el área Oriental.

Finalmente, en la Figura 9-4 se muestra la proporción de los costos asociados a reconciliaciones positivas del área Oriental respecto al resto del SIN. En esta se resaltan las plantas del área con mayor participación en este concepto, las cuales corresponden respectivamente a Pagua, Guavio y Chivor. Cabe destacar que el área Oriental representa aproximadamente el 20% de las reconciliaciones positivas del SIN para el periodo de tiempo analizado en este informe.

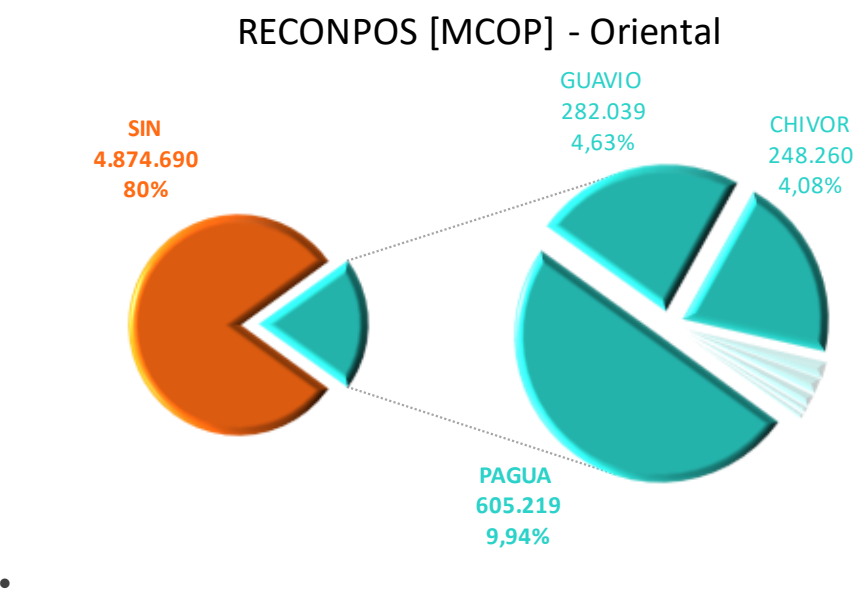


Figura 9-4. Proporción RECONPOS área Oriental respecto al SIN.

9.7 Restricciones sin obra en construcción en el área Oriental

En la Tabla 9-6 se presentan las restricciones identificadas en el área Oriental, durante el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, que no cuentan con una solución estructural en construcción que las elimine.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Bog001	Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog002	Chivor - Guavio 1 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog003	Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog004	Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog005	Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog006	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio 230/115/13.2 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog007	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio - Mambita 1 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog008	Guaca - Paraíso 2 230 kV / Guaca - Paraíso 1 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog009	Guaca - Paraíso 1 230 kV / Guaca - Paraíso 2 230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog010	Balsillas – Mosquera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog012	Nva Esperanza 2 500/115 kV / Nva Esperanza 3 500/115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹ .
RelLP_Bog013	Norte - T Peldar 115 kV / Sesquilé - Bochica 115 kV	Sopó STN y STR

¹https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Bog014	Chivor 115/230 kV / Guavio 115/230 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Bog015	Balsillas 1 230/115 kV / Balsillas 3 230/115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog016	Bacatá 1 500/115 kV / Bacatá 2 500/115 kV	Sopó STN y STR
RelLP_Bog017	Guavio - Sopó 1 230 kV / Guavio - Sopó 2 230 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog018	Guavio - Sopó 2 230 kV / Guavio - Sopó 1 230 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog019	Sopó - Bochica 1 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog020	Norte - T Peldar 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog021	Sobrecarga red completa Gran Sabana - Termozipa 115 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog022	Sopó - Gran Sabana 115 kV / Bochica - Termozipa 115 kV*	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog023	Sobrecarga en red completa de El Sol – Zipaquirá 115 kV	Norte STN y STR
RelLP_Bog024	Acople 2072 Nva Esperanza 115 kV (Bar1Sec2 a Bar1Sec1) / Nva Esperanza – Compartir 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog025	Chivor – Chivor II 2 230 kV / Acople S200 Chivor 230 kV (Bar1Sec2 a Bar1Sec1)	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog026	Chivor – Chivor II 1 230 kV / Acople S200 Chivor 230 kV (Bar1Sec1 a Bar1Sec2)	No hay proyecto definido.
RelLP_Bog027	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Salitre 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Bog028	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Veraguas 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Bog029	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Circo 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .

Tabla 9-6. Restricciones sin obra asociada en el largo plazo – área Oriental^β.

²https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

³ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

9.8 Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Oriental

En los análisis de largo plazo del CND se han identificado condiciones en las cuales se superan los niveles máximos de cortocircuito declarados para las subestaciones presentadas en la Figura 9-5.

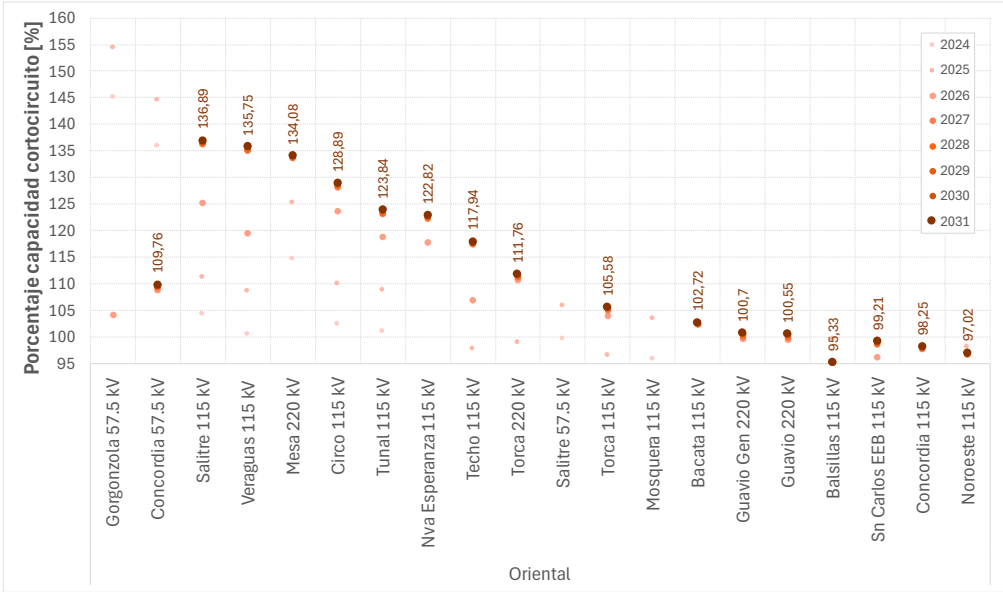


Figura 9-5 Barras en las que se supera la capacidad de cortocircuito en el área Oriental⁴

De acuerdo con la información de la Figura 9-5 y teniendo en cuenta el impacto que esta condición supone para la operación del SIN, se recomienda a la UPME, en coordinación con los agentes involucrados, definir planes de acción para identificar opciones de mitigación en cada una de las subestaciones mencionadas.

9.9 Atraso en la FPO de proyectos del área Oriental

En la Tabla 9-7 se muestran los proyectos del área Oriental para los que se identificó diferencia entre la FPO actual, según la información reportada en el MDC, y la FPO en primera Resolución del Plan de Expansión⁵ o primer concepto UPME según corresponda, indicando atraso en la entrada de estas obras respecto al momento en el que se estableció la necesidad del ingreso éstas en el SIN. Adicionalmente, se indican proyectos cuya FPO es próxima a la FPO prevista inicialmente por la UPME con un intervalo de un año, de tal forma que se monitoreen y se tomen las acciones necesarias para evitar un posible atraso.

Por otra parte, en la

Figura 9-6 se muestra el atraso estimado en años para los proyectos del área Oriental de acuerdo con lo indicado anteriormente, el promedio de años de atraso para los proyectos del STN y STR del área y el porcentaje de proyectos de transmisión que se encuentran en determinados rangos o intervalos de atraso por años. A partir de la Figura, es importante destacar que los proyectos del STN

⁴ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

⁵ Información consultada en el Portal MDC en abril de 2025.

del área presentan un atraso promedio superior al promedio de atraso de proyectos de transmisión del SIN, el cual es de aproximadamente 3.4 años.

Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA00057	UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV	STN	46387	30/11/2013	13.09
PTRA00256	S/E Norte 115 kV y transformadores (2x300MVA) 220/115 kV y líneas asociadas.	STR	46175	31/10/2015	10.59
PTRA00070	UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	STN	46387	30/09/2017	9.26
PTRA02391	Ampliación en 11.5 km Guavio - Reforma 230 kV y Guavio - Tunal 230 kV	STN	45688	30/11/2017	7.18
PTRA00075	UPME 07 - 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	STN	45880	30/09/2020	4.87
PTRA00301	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	STR	46022	30/09/2021	4.25
PTRA00295	Violetas (Guamal)115 kV	STR	46022	30/06/2022	3.51
PTRA02651	Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV	STR	46295	31/12/2023	2.75
PTRA10177	UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV	STN	46203	30/12/2023	2.50
PTRA06396	Nueva Subestación Occidente 115 kV	STR	46022	31/12/2023	2.00
PTRA12987	UPME 01 - 2024 Nueva Subestación Sopó 230 kV y Líneas de transmisión asociadas	STN	47483	31/12/2027	2.00
PTRA05155	Subestación Tren Occidente 115 kV	STR	46568	31/12/2025	1.50
PTRA06877	Bochica 115 kV (Antes La Aurora)	STR	45976	31/12/2024	0.87
PTRA04824	Subestación Montevideo 115 kV	STR	45973	31/12/2024	0.87

Tabla 9-7. Atraso en la FPO de proyectos del área Oriental^{6,7}.

⁶ FPO actual de proyectos según MDC con corte a abril de 2025.

⁷ FPO en primera Resolución del Plan de Expansión o primer concepto UPME según Portal MDC con corte a abril de 2025.

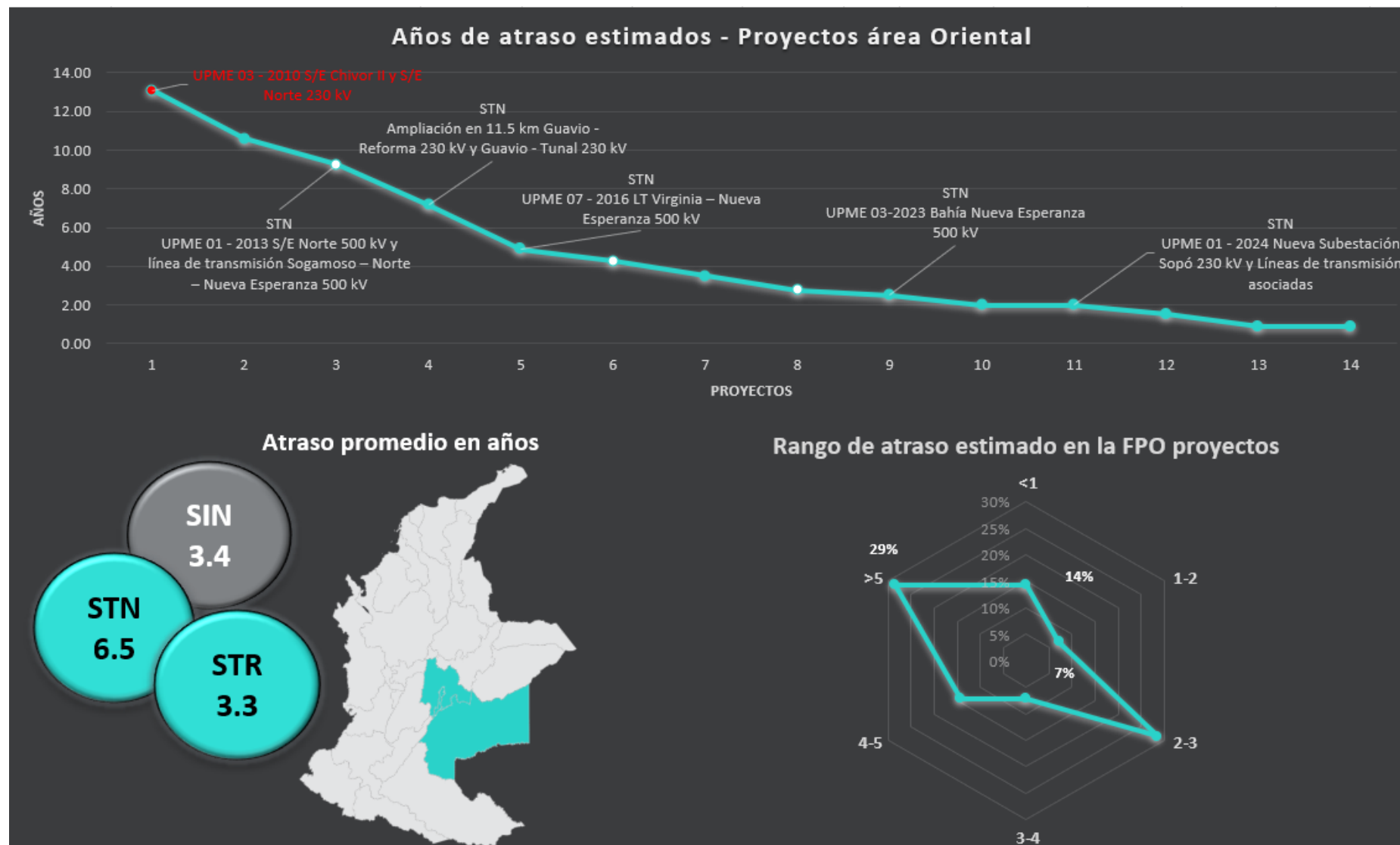


Figura 9-6. Atraso estimado en proyectos de transmisión – área Oriental.

9.10Obras propuestas en el área Oriental

9.10.1 SAEB de 40 MW (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá.

En la Figura 9-7 se presenta un esquema de la obra propuesta SAEB de 40 MVA (160 MWh) con tecnología Grid Forming en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV (Sabana Norte Bogotá) para el área Oriental.

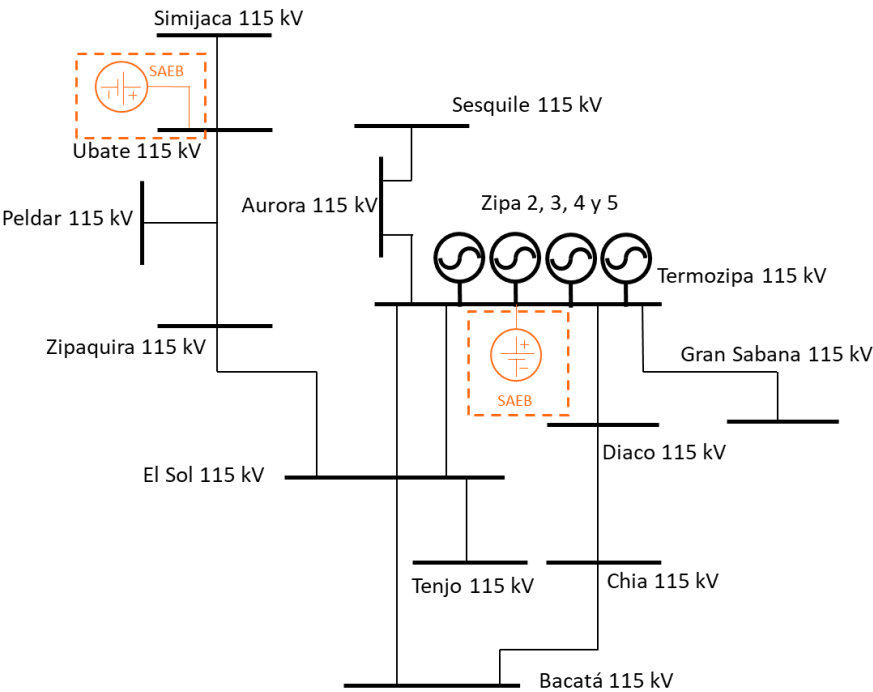


Figura 9-7. Propuesta SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV.

9.10.1.1 Impacto

Las restricciones que se eliminarían y/o mitigarían con la implementación de la propuesta SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV se presentan a continuación en la Tabla 9-8.

Restricción	MW*
Primavera - Bacatá 1 500 kV / bajas tensiones en S/E Simijaca 115kV, Ubaté 115 kV y Peldar 115 kV	-
Bacatá - Chía 1 115 kV / bajas tensiones en Sabana Norte Bogotá	-
Noroeste - Tenjo 1 115 kV / bajas tensiones en Sabana Norte Bogotá	-
El Sol - Zipaquirá 1 115 kV	-

Tabla 9-8. Impacto a restricciones de SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y Termozipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá

Además, la tecnología Grid Forming provee servicios adicionales a la operación de los sistemas eléctricos, tales como:

- Capacidad de arranque en negro (Black-start).
- Inercia virtual.
- Corriente de cortocircuito.
- HVRT/LVRT en redes débiles.
- Amortiguamiento de oscilación de potencia (POD).

Lo anterior tiene un impacto directo en la estabilidad de voltaje, frecuencia y ángulo que contribuye a la atención segura y confiable de la demanda.

9.10.1.2 Consideraciones

Para los análisis de la propuesta SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y TermoZipa 115 kV se consideraron los siguientes supuestos.

- La materialización de los proyectos de expansión en transmisión y generación considerados en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica: Tomo I (UPME – XM).
- Escenarios de demanda a partir del documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024” publicado por la UPME.
- Los análisis se realizaron en escenario de demanda máxima, con el número mínimo de unidades equivalentes de acuerdo con el análisis realizado en el IPOELP 2024-II, donde se consideró la entrada de la línea Nueva Esperanza – Virginia 500 kV y el transformador Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 kV.
- Los análisis se realizaron considerando el retraso de los proyectos UPME 03 – 2010 (Chivor Norte Bacatá) y UPME 01 – 2013 (Sogamoso – Nueva Esperanza 500 kV).
- Se consideró un modelo genérico tipo WECC para las baterías en las simulaciones realizadas.

9.10.1.3 Obra estructural que elimina la restricción

Los proyectos de transmisión que eliminan de forma estructural la restricción de máxima demanda atendible en la Sabana Norte de Bogotá son aquellos asociados a la subestación Norte en los niveles de tensión 500 kV, 230 kV y 115 kV.

En el informe de planeación operativa de largo plazo I – 2025 se realizó el análisis de máxima demanda atendible y la comparación del límite seguro con generación de seguridad (unidades de Zipa) y la entrada de proyectos. El resultado del análisis se presenta en la Figura 9-8.



Figura 9-8. Máxima demanda atendible en la sabana norte de Bogotá a partir de las unidades de Zipa en operación y la entrada de proyectos.¹

Es importante destacar que el proyecto UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza estaba proyectado inicialmente para el año 2017 y la FPO actual es en 2026, por tanto, el proyecto actualmente presenta un retraso de 9 años.

A su vez, el proyecto Subestación Norte 115 kV estaba proyectado inicialmente para el año 2022 y su FPO actual es en 2026, por tanto, el proyecto actualmente presenta un retraso de 4 años.

Ante los retrasos presentados a la fecha en la entrada de las soluciones estructurales que eliminan las restricciones evidenciadas en la Sabana Norte de Bogotá y previendo posibles retrasos futuros, se plantean soluciones alternas e intermedias como las SAEB que permitan garantizar la continuidad en la atención segura y confiable de la demanda.

9.10.1.4 Análisis de propuesta SAEB

En el análisis de seguridad eléctrica presentado en el IPOELP I 2025, se identificó que, de presentarse retrasos adicionales en los proyectos de transmisión, tales como UPME 03 – 2010 (Chivor Norte Bacatá) y UPME 01 – 2013 (Sogamoso – Nueva Esperanza 500 kV), el área tendrá desafíos en la operación como:

- Aumento en el requerimiento de unidades de Termozipa para mitigar el impacto en la tensión en los nodos del STR de la Sabana Norte de Bogotá ante contingencias.
- Limitación de la capacidad de importación de potencia del área a través de la red de 500 kV. Esta capacidad podría verse limitada de no contar con recursos suficientes para brindar soporte de tensión a los nodos, en particular a los de la red 115 kV Sabana Norte de Bogotá ante contingencia del circuito Bacatá – Primavera 500 kV.

Como alternativa en caso de estos retrasos en los proyectos, se propone la conexión de un SAEB de 40 MVA (160 MWh) en nodos de la Sabana Norte de Bogotá, en las subestaciones Ubaté 115 kV y Termozipa 115 kV. Esta obra permitiría aumentar la confiabilidad en la Sabana Norte de Bogotá y disminuir la dependencia de los recursos térmicos de la zona; lo que a su vez disminuiría costos asociados a generación de seguridad en el área.

Para evaluar la propuesta se analizan los siguientes casos ante falla en el circuito Primavera – Bacatá 500 kV considerando una demanda en el área Oriental de 3214 MW, una demanda en la Sabana Norte de 340 MW y una importación al área por los circuitos de 500 kV de 1492 MW:

- **Caso 1:** Caso base sin baterías.

¹ Ver detalle en IPOELP I – 2025.

- **Caso 2:** Caso con baterías sin cargar/descargar, disminuyendo el número de unidades equivalentes.
- **Caso 3:** Caso con baterías sin cargar/descargar, máxima demanda atendible en la Sabana Norte.
- **Caso 4:** Caso con baterías cargándose, máxima carga posible en el peor escenario (demanda máxima).
- **Caso 5:** Caso con baterías descargándose, máxima demanda atendible en la Sabana Norte.

En la Figura 9-9 se observan los resultados del comportamiento dinámico de la tensión en la subestación con el peor desempeño, que para los 5 casos considerados fue la subestación Sesquilé 115 kV. Se puede evidenciar que todos los casos cumplen el criterio de recuperación de tensión al límite. Sin embargo, el caso 2 cuenta con una disminución de 2.3 unidades equivalentes que corresponden a Guavio 2 y Salto II, considerando las baterías disponibles sin inyectar ni absorber potencia activa inicialmente. El caso 3 por su parte, considera las baterías en el mismo estado del caso 2, pero con un incremento en la demanda de la Sabana Norte de 50 MW. Por otro lado, el caso 4 corresponde a la máxima potencia de carga que pueden tener las baterías ante la contingencia más crítica y en el escenario de demanda máxima considerado. Este caso se analiza para hallar un escenario crítico, pero se espera que las baterías se carguen en los periodos de demanda baja para evitar estresar el sistema. Finalmente, el caso 5 corresponde a un incremento de 78 MW en la demanda de la Sabana Norte, considerando las baterías entregando su máxima potencia (40 MW) inicialmente. Estos resultados muestran las soluciones que representan los SAEB en la Sabana Norte para reducir el impacto de los retrasos en la expansión de la red.

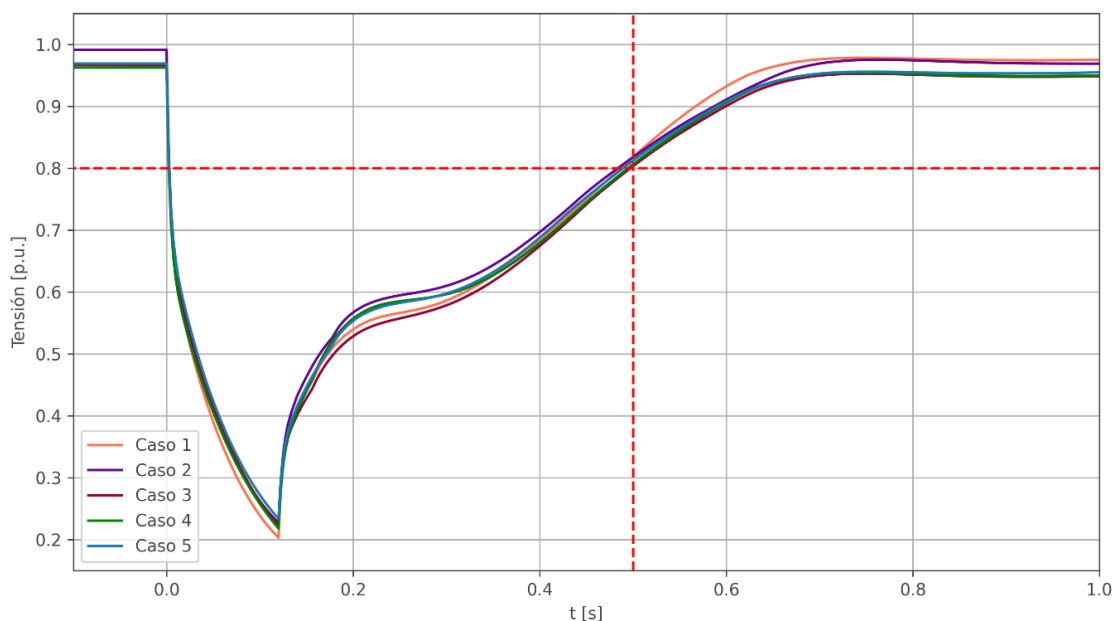


Figura 9-9. Comportamiento dinámico en tensión de la subestación Sesquilé 115 kV ante falla en el circuito Primavera – Bacatá 500 kV para todos los casos considerados.

Respecto a la capacidad de carga y descarga de los SAEB a través de los circuitos de la Sabana norte de Bogotá, la transferencia hacia la SAEB del nodo Ubaté 115 kV está limitada por la sobrecarga en red completa del circuito El Sol – Zipaquirá 115 kV, cuya máxima demanda atendible es de 105 MW entre las demandas conectadas en las subestaciones Zipaquirá 115 kV, Peldar 115 kV, Ubaté 115 kV y Simijaca 115 kV. En la Figura 9-10 se presentan los valores históricos entre febrero del 2024 y febrero del 2025 de las demandas mencionadas previamente durante los 24 periodos del día. A partir de la proyección de demanda del área Oriental se estima la potencia por el

corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV hasta el 2038 y se identifica que se cuenta con capacidad suficiente para cargar la batería en los periodos de baja demanda (Figura 9-11 a Figura 9-14). Asumiendo los periodos con demanda inferior al límite seguro como periodos con energía disponible para carga y los demás como aquellos que requieren descarga para atender la demanda, en la Figura 9-15 se presenta el cálculo de energía disponible de carga y descarga en el que se identifica que en el largo plazo se cuenta con la capacidad suficiente para cargar y descargar la batería.

Para el caso de la batería en la subestación Termozipa 115 kV no se evidencia una restricción en red completa que limite la transferencia de potencia para carga y descarga de la batería.

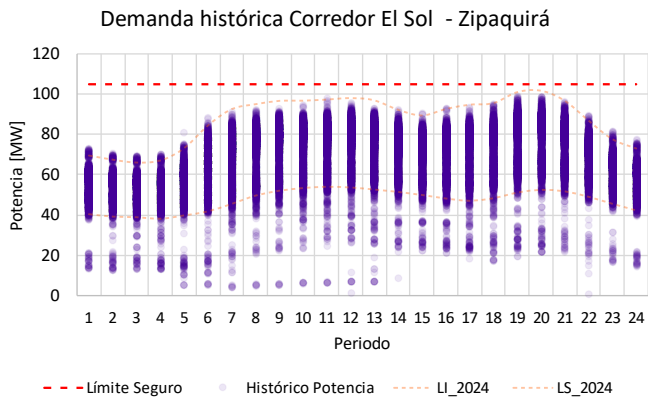


Figura 9-10. Demanda histórica del corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV entre feb 2024 y feb 2025.

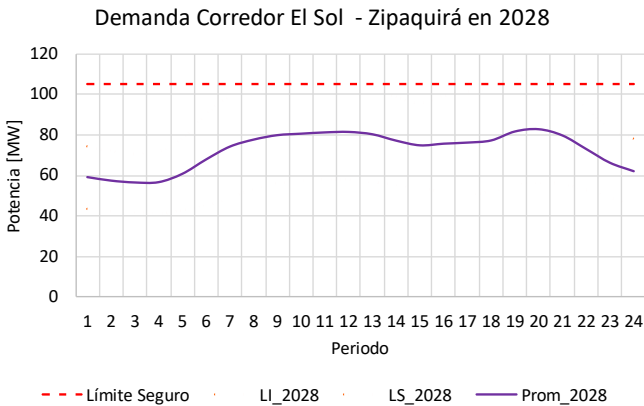


Figura 9-11. Demanda proyectada del corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV para 2028.

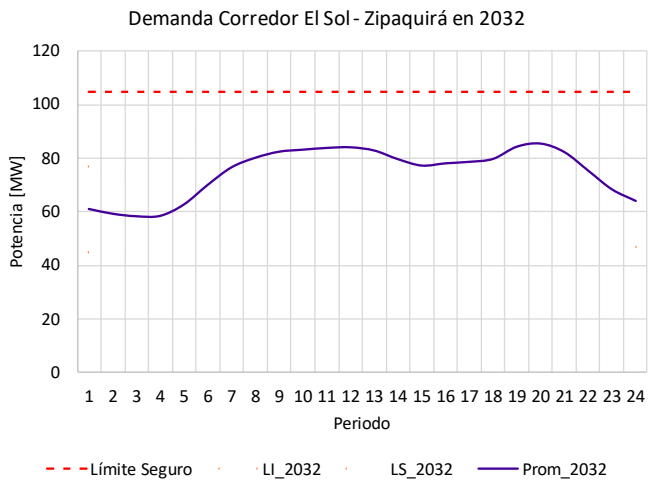


Figura 9-12. Demanda proyectada del corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV para 2032.

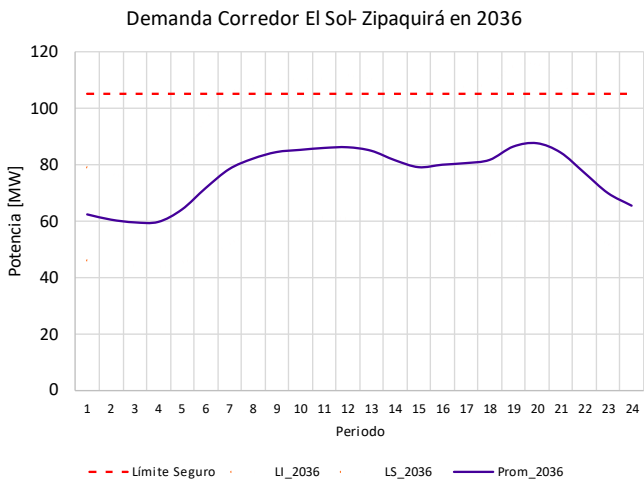


Figura 9-13. Demanda proyectada del corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV para 2036.

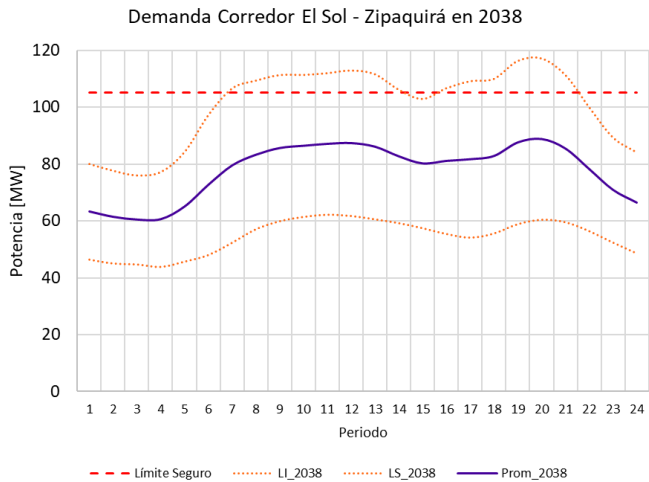


Figura 9-14. Demanda proyectada del corredor El Sol – Zipaquirá 115 kV para 2038.

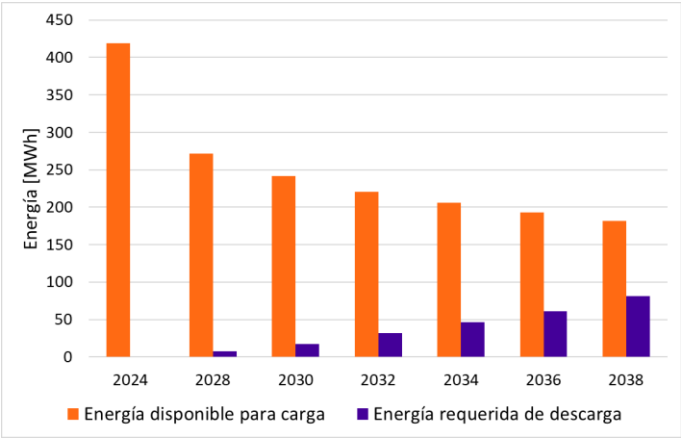


Figura 9-15. Energía disponible total para carga y descarga durante los 24 periodos del día para cada año.

9.10.1.5 Valoración económica

Los análisis de mediano plazo han definido la máxima demanda atendible para la Sabana Norte en función de las unidades de generación de Termo Zipa. El IPOEMP I – 2025 reportó que la máxima demanda atendible de la sabana norte sin generación de seguridad es de 329 MW; este valor de referencia fue utilizado para estimar el racionamiento promedio de demanda en aquellos periodos en que se supera el límite seguro según los datos históricos y la proyección de demanda del área Oriental. La Figura 9-16 presenta los datos históricos de las demandas de la Sabana Norte entre febrero del 2024 y febrero del 2025. A su vez, la Figura 9-17 y la Figura 9-18 muestran los valores estimados para 2028 y 2036 respectivamente, según la proyección de demanda definida por la UPME.

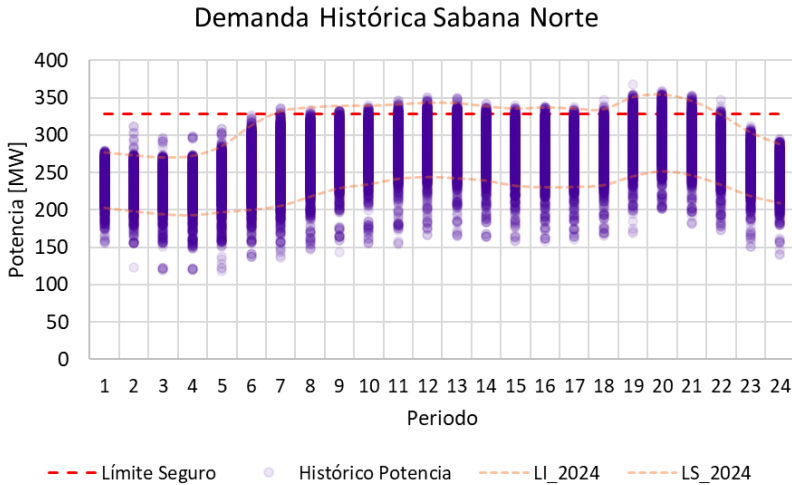


Figura 9-16. Demanda histórica de la Sabana Norte de Bogotá entre feb 2024 y feb 2025.

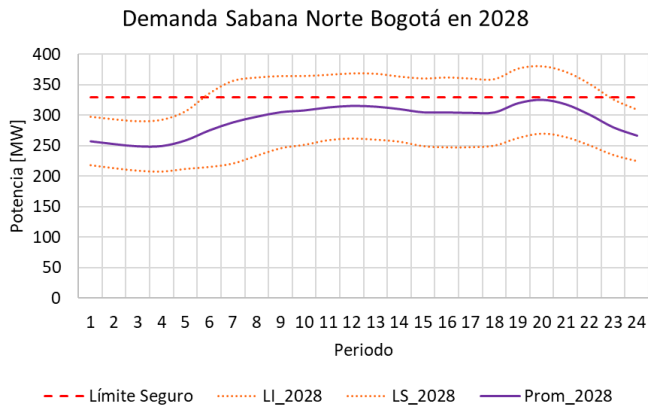


Figura 9-17. Demanda proyectada de la Sabana Norte para 2028.

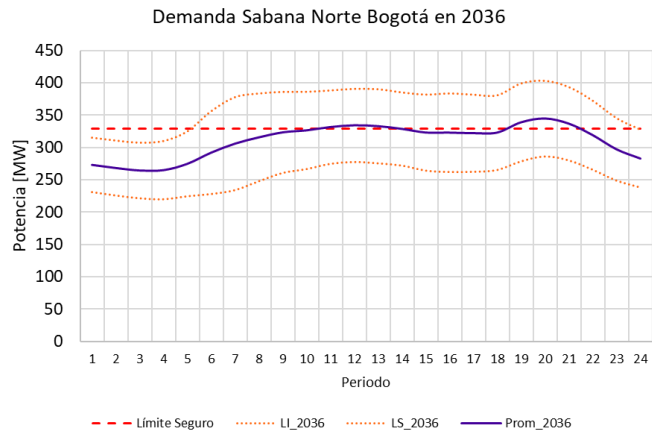


Figura 9-18. Demanda proyectada de la Sabana Norte para 2036.

Por lo anterior, en la Figura 9-19 se presenta la función de densidad de probabilidad de racionamiento calculada, mientras que en la Figura 9-20 se presenta la probabilidad de racionamiento acumulada en la zona de influencia para los años considerados en la valoración.

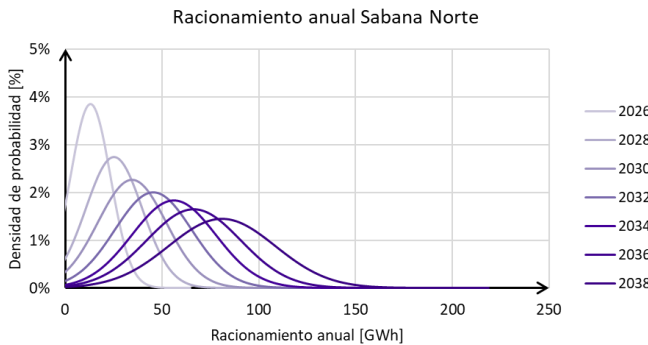


Figura 9-19. Densidad de probabilidad de racionamiento en la Sabana Norte.

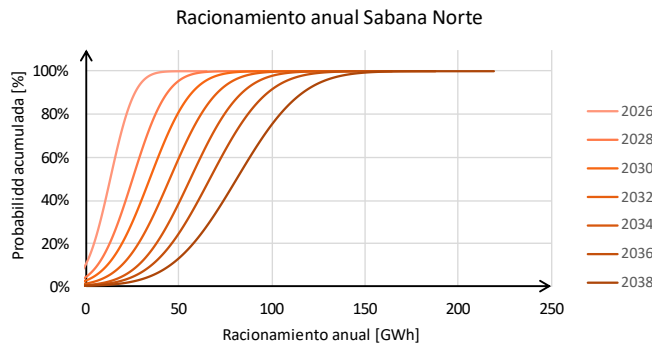


Figura 9-20. Densidad racionamiento acumulada en la Sabana Norte.

A partir de los beneficios en términos de funciones de densidad de probabilidad de racionamiento y funciones de probabilidad de racionamiento acumulada se consideraron distintos niveles de confianza sobre la curva de densidad de probabilidad, tal como se presenta en el ejemplo de la Figura 9-21.

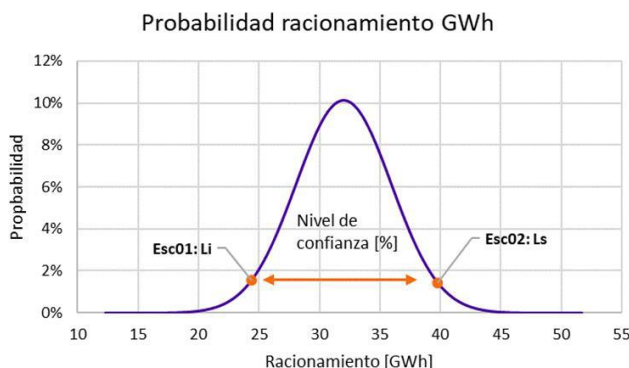


Figura 9-21. Ejemplo de escenarios de probabilidad de racionamiento.

A partir del primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento (CRO1), el porcentaje estimado de costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y el referenciamiento en el mercado del costo de SAEB con tecnología Grid Forming, se valoraron los dos SAEB con capacidad de 40 MW / 150 MWh donde se obtuvo la relación Beneficio/Costo presentada en la Figura 9-22.

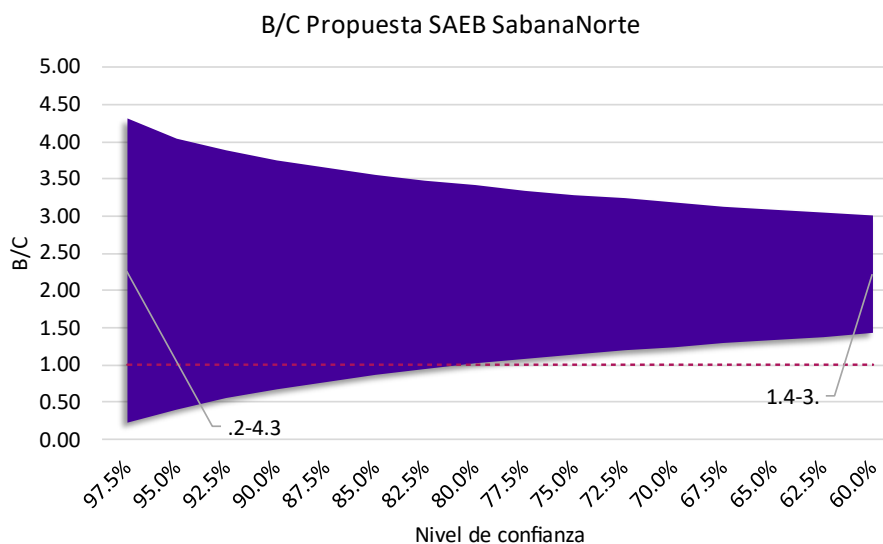


Figura 9-22. Relación Beneficio/Costo en función de los niveles de confianza.

Es importante destacar que para la valoración de beneficios solo se tuvo en cuenta la probabilidad de racionamiento y no se consideran beneficios asociados a reducción de reconciliaciones positivas por generación de seguridad, reducción de emisiones de CO₂, entre otros que contribuyen de forma positiva a la relación B/C de la obra propuesta. Por lo anterior, y teniendo en cuenta los beneficios adicionales que otorga la tecnología Grid Forming, es posible afirmar que la obra sugerida presenta viabilidad económica.

9.11 Conclusiones del área Oriental

Se resalta la importancia de trabajar de forma articulada entre las distintas autoridades sectoriales sobre todas aquellas restricciones identificadas en el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo que no cuentan con una solución estructural que las elimine, de tal forma que se adelanten los

análisis respectivos y se tomen las medidas necesarias con el tiempo suficiente para que se anticipe una mejor operación del SIN en el largo plazo. Para tal fin, se recomienda tener presente, como punto de partida, el conjunto de obras sugerido y valorado para el área Oriental en el ITR II – 2024.

La cantidad en energía de Demanda No Atendida en las zonas excluidas de compensación del área Oriental se presentó principalmente para la zona Granada, con 1.48 GWh, seguido por la zona Zipaquirá, con 708 MWh de DNA en el año.

Respecto a reconciliaciones positivas, en el área Oriental se destacan los recursos Pagua y Guavio con el 9,94% y 4,64% respectivamente respecto al SIN para el periodo de tiempo analizado. No obstante, debe tenerse en cuenta la presencia del fenómeno el Niño y su impacto sobre los aportes del sistema desde el mes de mayo de 2023 hasta mediados del 2024 con la respectiva respuesta del mercado conforme este evolucionó.

En el área Oriental, los proyectos *UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV, S/E Norte 115 kV y transformadores (2x300MVA) 220/115 kV y líneas asociadas.* y *UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV* resaltan por representar los mayores atrasos en su entrada en operación respecto a la FPO inicial prevista en primer concepto UPME o Resolución de plan de expansión según corresponda, por lo tanto, resulta prioritario hacer un seguimiento de cerca a estos proyectos de forma conjunta entre el promotor y las autoridades competentes con el fin de evitar mayores retrasos.

10 Área Suroccidental

10.1 Descripción del área Suroccidental

El área Suroccidental se compone de las subáreas CQR (Caldas - Quindío - Risaralda), Valle, Cauca – Nariño, Caquetá, Putumayo y Huila – Tolima, está interconectada con las áreas Antioquia y Oriental. Su demanda máxima está alrededor de 2500 MW y su capacidad de generación instalada es de aproximadamente 3950 MW (72% hidráulica, 18% térmica y 10% solar fotovoltaica).

El área se encuentra interconectada con Ecuador a través de cuatro circuitos en 230 kV entre Jamondino 230 kV y Pimampiro (Ecuador) y un enlace en 138 kV entre Panamericana (Colombia) y Tulcán (Ecuador).

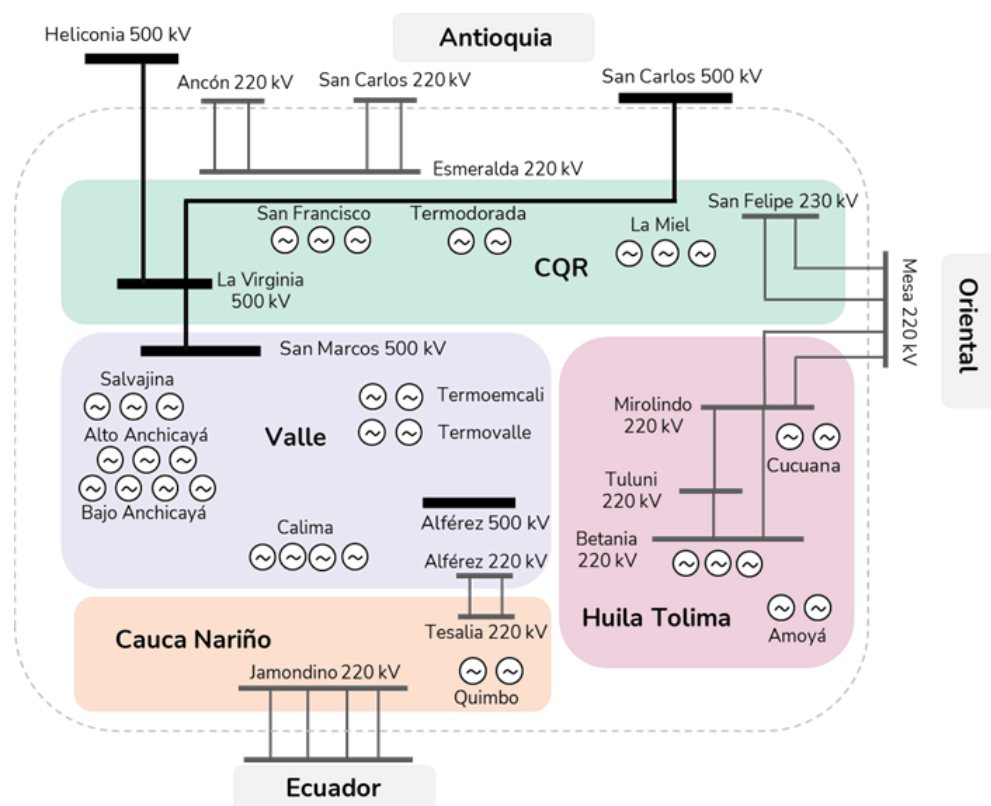


Figura 10-1. Esquema área Suroccidental².

10.2 Resumen de condición operativa área Suroccidental

El área Suroccidental está compuesta por las subáreas Huila-Tolima, CQR (Caldas-Quindío-Risaralda), Cauca-Nariño, Valle, Caquetá y Putumayo. Adicionalmente, está interconectada con Ecuador a través de cuatro circuitos de 230 kV entre las subestaciones Jamondino y Pimampiro, y un enlace en 138 kV entre Panamericana Tulcán.

² Esquema, descripción del área y condición operativa según IPOEMP I – 2025.

En los análisis de mediano plazo se identifica un límite de importación a través de sus enlaces en 500 kV correspondiente a 560 MW, valor que está impuesto por la sobrecarga del transformador de La Virginia 500/230 kV ante la salida del transformador San Marcos 500/230 kV o viceversa.

Se resalta en la subárea Cauca-Nariño la restricción declarada en alerta asociada a bajas tensiones en la subestación Buchely (Tumaco) 115 kV ante la contingencia Jamondino – Jardinera 115 kV debido a la imposibilidad de gestionar esta con recursos de la red, evidenciándose un agotamiento de esta y un riesgo para la respectiva demanda. Actualmente se encuentra activo un ESP que actúa ante la condición planteada.

10.3 Evolución de cortes en el área Suroccidental

En la Figura 10-2 se muestra la evolución en el número de cortes en el área Suroccidental entre 01/2024 y 12/2024. Por su parte, en la Figura 10-3 se muestra el número de eventos de indisponibilidad por trimestre según si estos ocurrieron por mantenimiento o por evento no programado. La información se presenta de forma desagregada por tipo de activo, esto es, STR o STN.

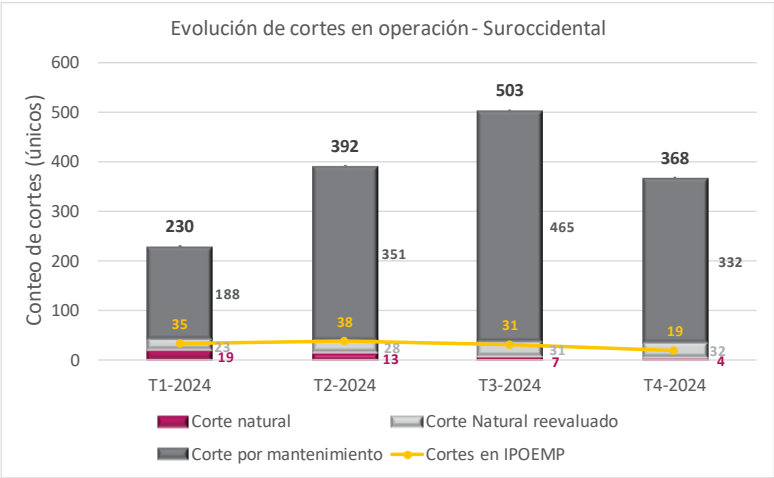


Figura 10-2. Evolución cortes en el área Suroccidental.

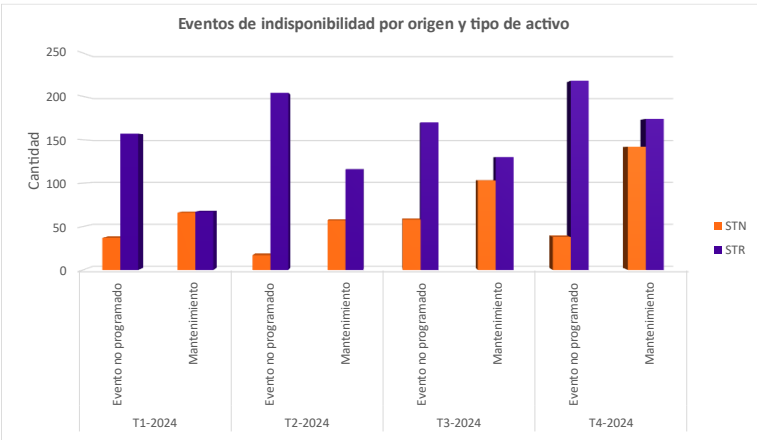


Figura 10-3. Eventos de indisponibilidad según tipo de activo y origen en el área Suroccidental.

A partir de la información indicada en la Figura 10-2 se observa que el número de cortes activos naturales en el área Suroccidental tuvo una disminución durante los 4 trimestres, mientras que el número de cortes asociados a condición de red degradada o mantenimiento estuvo entre 230 y 503, lo cual supone una proporción de aproximadamente 4 a 12 veces el número de cortes naturales del área. Lo anterior puede llegar a representar una condición de estrés significativa en la operación con red degradada.

En cuanto la evolución en el número de cortes naturales identificados en los análisis de mediano plazo se destaca lo siguiente:

	Nuevas restricciones identificadas	Restricciones eliminadas
T2-2024 IPOEMP I	<ul style="list-style-type: none"> Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV. Jamondino - Panamericana 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV. San Marcos - Buga 115 kV / San Marcos 1 - Vijos 115 kV. 	
T3-2024 IPOEMP II	<ul style="list-style-type: none"> Agotamiento capacidad de cortocircuito de Florida (Cauca) 115 kV Alfárez - Yumbo 1 230 kV/ Alfárez II - Aguablanca 115 kV. Alfárez - Yumbo 1 230 kV/Alfárez II - Meléndez 1 115. Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - San Marcos 1 115 kV 	<ul style="list-style-type: none"> Agotamiento capacidad de CC de Guachal 115 kV Agotamiento capacidad de CC de Termovalle 115 kV Agotamiento capacidad de CC de Termoyumbo 115 kV Páez - San Bernardino 1 230 kV / Páez 230/115 kV Pance-Yumbo1 230 kV/Yumbo3 115/230+Yumbo1 115/230 kV Pance 3 220/115 kV/Pance 2 220/115 kV San Bernardino - Popayán 1 115 kV/San Bernardino - Popayán 2 115 kV San Bernardino - Popayán 2 115 kV/San Bernardino - Popayán 1 115 kV Yumbo - Alfárez 1 230 kV/Aguablanca - Alfárez II 115 kV Yumbo - Pance 1 230 kV/Yumbo 3 230/115 kV + Yumbo 1 230/115 kV Yumbo 1 230/115 kV/Yumbo 3 230/115 kV
T4-2024 IPOEMP III	<ul style="list-style-type: none"> Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania - Hobo 115 kV La Virginia - San Marcos 500 kV / Interruptor S200 Esmeralda 220 kV (seccionamiento de barra) 	<ul style="list-style-type: none"> Agotamiento capacidad de CC de Florida (Cauca) 115 kV Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - Yumbo 2 115 kV Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - Yumbo 2 115 kV Jamondino – Pasto 115 kV / Jamondino – Catambuco 115 kV Pasto - San Martín 1 115 kV/Catambuco - San Martín 1 115 kV Popayán - Río Mayo 115 kV / El Zaque - San Martín 115 kV Río Mayo - San Martín 115 kV / El Zaque - San Martín 115 kV Sn Bernardino-Jamondino 1 230 kV/El Zaque-Sn Martín 115 kV Sn Bernardino-Jamondino 2 230 kV/El Zaque-Sn Martín 115 kV San Marcos 230/500 kV / Virginia 230/500 kV San Martín - Pasto 1 115 kV/San Martín - Catambuco 1 115 kV Tesalia - Jamondino 230 kV/ El Zaque - San Martín 115 kV Yumbo - San Luis 1 115 kV / Yumbo - San Luis 2 115 kV Yumbo - San Luis 2 115 kV / Yumbo - San Luis 1 115 kV
IPOEMP IV - 2024	<ul style="list-style-type: none"> Juanchito - Paez 230 kV / Cabaña (Cauca) - Santander 115 kV Purnio 230/115 kV / La Dorada - Victoria 1 115 kV 	
IPOEMP I - 2025	<ul style="list-style-type: none"> Jamondino - Tesalia 230 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV Juanchito - San Marcos 230 kV / Yumbo - San Marcos 230 kV Zarzal - La Unión 115 kV / Zarzal - Cartago 115 kV 	<ul style="list-style-type: none"> Agotamiento capacidad de cortocircuito de Juanchito 115 kV Guachal - San Marcos 2 115 kV / Guachal - Yumbo 2 115 kV Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - San Marcos 1 115 kV Purnio 230/115 kV / La Dorada - Victoria 1 115 kV

Tabla 10-1 Evolución de cortes naturales en el área Suroccidental

10.4 Esquemas suplementarios en el área Suroccidental

En la

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Sur001	ESP JAMONDINO - PASTO 1 115 kV	Jamondino - Pasto 1 115 kV Catambuco - Jamondino 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Sur009	0	0
Esp_Sur002	ESP CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV	Jamondino - Pasto 1 115 kV Catambuco - Jamondino 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Sur009	0	0
Esp_Sur003	ESP BARRA BUCHELY 1 115 kV	Buchely (Tumaco) 115 kV	Baja tensión	-	0	6

Tabla 10-2 se muestran los esquemas suplementarios que se encuentran implementados en el área Suroccidental. Adicionalmente, para los casos en los que aplique se identifica la restricción a la cual sirve cada esquema, y en aquellos en los que se cuente con la información se indica el número de actuaciones en los últimos cuatro trimestres³.

³ El intervalo de tiempo de análisis objeto de este estudio está comprendido entre el primer trimestre de 2024 y el cuarto de 2024.

ID Esquema	Nombre	Activo Causante	Tipo de restricción	ID Restricción	Número actuaciones	Demanda Asociada [MW]
Esp_Sur001	ESP JAMONDINO - PASTO 1 115 kV	Jamondino - Pasto 1 115 kV Catambuco - Jamondino 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Sur009	0	0
Esp_Sur002	ESP CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV	Jamondino - Pasto 1 115 kV Catambuco - Jamondino 1 115 kV	Sobrecarga	Res_Sur009	0	0
Esp_Sur003	ESP BARRA BUCHELY 1 115 kV	Buchely (Tumaco) 115 kV	Baja tensión	-	0	6

Tabla 10-2. Esquemas suplementarios en el área Suroccidental¹.

¹ De acuerdo con lo indicado en el Acuerdo CNO 1019 de 2017, es responsabilidad de los agentes informar al CND todas las actuaciones que produzcan los esquemas bajo su responsabilidad.

10.5 Radialidades del área Suroccidental

En la Tabla 9-5 se presenta la DNA no atendida, programada y no programada, para cada Zona excluida de compensación en el área Suroccidental en el periodo de tiempo analizado en el presente informe.

Zona CANO / CNE	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Florencia	408	1600.83	2008.83
San Bernardino	12.7	1835.7	1848.4
Jardinera	341.08	198.52	539.6
Putumayo	49.99	421.1	471.09
Bahía Málaga	19.85	62.62	82.47
Irra - Salamina y Riosucio	5.42	19.1	24.52
Viterbo	0	4.03	4.03
Lanceros	0	1.94	1.94
Tebaida Nueva	0	0	0
Cerrito	0	0	0

Tabla 10-3. DNA por zonas excluidas de compensación

Por otra parte, en la Tabla 9-8 se muestran las radialidades del área Suroccidental que tuvieron eventos de Demanda No Atendida -DNA- en el periodo de análisis. Para cada una se presenta la cantidad de DNA, programada y no programada, así como el proyecto que elimina la condición radial.

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
Cauca – Nariño	Guapi 115 kV	San Bernardino	PTRA13496 Enlace Olaya – Buchelly 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	2027	33	0	1696.23	1696.23
Caquetá	Florencia 115 kV	Florencia	No hay proyecto adjudicado		15	408	1170.2	1578.2
Caquetá	Doncello 115 kV	Florencia	No hay proyecto adjudicado		11	0	430.63	430.63
Putumayo	Puerto Caicedo 115 kV	Putumayo	No hay proyecto adjudicado		10	49.99	334.74	384.73
Cauca – Nariño	Buchelly 115 kV	Jardinera	PTRA13496 Enlace Olaya – Buchelly 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	2027	17	149.94	198.52	348.46
Caquetá	Pitalito 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		7	237	5.81	242.81
Cauca – Nariño	Renacer 220 kV	No	PTRA00479 Renacer 230 kV	2026	2	222	8.6	230.6
Cauca – Nariño	Junín 115 kV	Jardinera	PTRA13496 Enlace Olaya – Buchelly 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	2027	1	191.14	0	191.14
Cauca – Nariño	Olaya 115 kV	San Bernardino	PTRA13496 Enlace Olaya – Buchelly 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	2027	14	12.7	139.47	152.17
Putumayo	Yarumo 115 kV	Putumayo	No hay proyecto adjudicado		2	0	82.86	82.86
Valle	Málaga 115 kV	Bahía Málaga	No hay proyecto adjudicado		11	19.85	62.62	82.47
Huila – Tolima	Oriente 115 kV	No	PTRA09586 Huila 115 kV	2026	3	45.65	12.3	57.95

Subárea	Nodo radial	Zona excluida de CNE/CANO	Proyecto que elimina la atención radial	FPO	# Eventos DNA	DNA Programada [MWh]	DNA No Programada [MWh]	DNA Total [MWh]
CQR	Papeles 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		3	38	7.84	45.84
Caquetá	Segovianas 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		2	31.6	0	31.6
CQR	Salamina 1 115 kV	Irra - Salamina y Riosucio	No hay proyecto adjudicado		1	0	15.3	15.3
CQR	Irra 115 kV	Irra - Salamina y Riosucio	No hay proyecto adjudicado		2	5.42	3.8	9.22
CQR	Viterbo 1 115 kV	Viterbo	No hay proyecto adjudicado		1	0	4.03	4.03
Putumayo	Mocoa 115 kV	Putumayo	No hay proyecto adjudicado		1	0	3.5	3.5
Huila – Tolima	Lanceros 115 kV	Lanceros	No hay proyecto adjudicado		1	0	1.94	1.94
Huila – Tolima	TSeboruco 1 115	No	No hay proyecto adjudicado		4	0	1.4	1.4
CQR	Tebaida Nueva 115 kV	Tebaida Nueva	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
CQR	Cuba 115 kV	No	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
CQR	Riosucio 1 115 kV	Irra - Salamina y Riosucio	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0
Valle	Cerrito 115 kV	Cerrito	No hay proyecto adjudicado		0	0	0	0

Tabla 10-4. Radialidades del área Suroccidental¹

¹ Esta tabla se construyó a partir de información histórica disponible entre 01/2024y 12//2024. Por otro lado, se entiende por radialidad técnica aquella porción del sistema que por características topológicas opera de forma radial. Por radialidad operativa se considera que son aquellas generadas mediante reconfiguración de equipos debido a condiciones de operación.

10.6 Costos asociados a generación de seguridad en el área Suroccidental

En la Tabla 10-5 se muestran los costos asociados a reconciliaciones positivas entre 01/2024 y 12/2024 para cada uno de los recursos de generación del área Suroccidental y el porcentaje asociado de cada uno respecto al total del SIN. Adicionalmente, se indica la energía asociada fuera de mérito para cada uno de los recursos del área.

De acuerdo con la Tabla 10-5, en el área Suroccidental se generaron alrededor de 1400 GWh fuera de mérito con un costo para el sistema de 1.543.959 MCOP, siendo Termoemcali CC la planta con mayor volumen de participación en las reconciliaciones positivas del área.

Recurso de generación	RECONPOS [MCOP]	RECONPOS [% MCOP Respecto al SIN]	RECONPOS [GWh]
Termovalle CC	531.728	8,73%	401
Termoemcali CC	435.024	7,15%	297
Alban	138.330	2,27%	132
Miel i	107.882	1,77%	127
Betania	89.038	1,46%	124
El quimbo	87.982	1,45%	125
San francisco	34.992	0,57%	50
Calima	30.384	0,50%	37
Termodorada 1	24.876	0,41%	15
Parque solar tepuy	18.296	0,30%	22
Amoyá la esperanza	14.892	0,24%	25
Cucuana	10.183	0,17%	14
Prado	8.071	0,13%	13
Salvajina	6.590	0,11%	7
Esmeralda	5.691	0,09%	10

Tabla 10-5. Costos asociados a generación fuera de mérito en el área Suroccidental.

Finalmente, en la Figura 10-4 se muestra la proporción de los costos asociados a reconciliaciones positivas del área Suroccidental respecto al resto del SIN. En esta se resaltan las plantas del área con mayor participación en este concepto, las cuales corresponden respectivamente a Termoemcali CC, Termovalle CC y Alban. Cabe destacar que el área Suroccidental representa aproximadamente el 25% de las reconciliaciones positivas del SIN para el periodo de tiempo analizado en este informe.

RECONPOS [MCOP] - Suroccidental

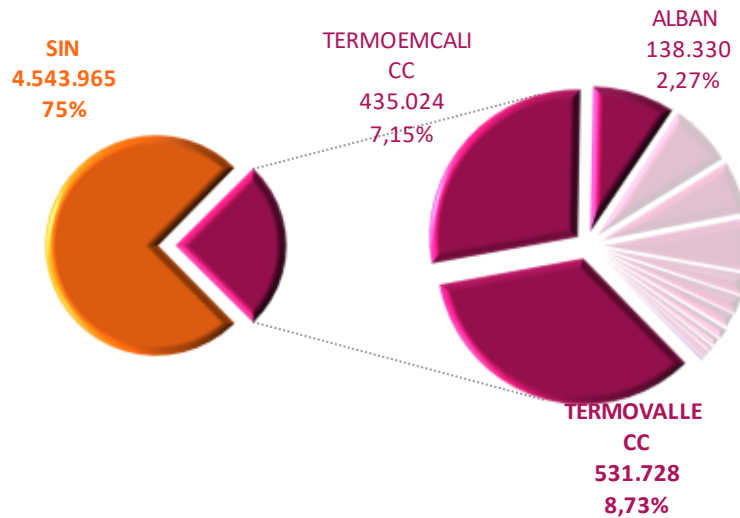


Figura 10-4. Proporción RECONPOS área Suroccidental respecto al SIN.

10.7 Restricciones sin obra en construcción en el área Suroccidental

En la Tabla 10-6 se presentan las restricciones identificadas en el área Suroccidental, durante el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, que no cuentan con una solución estructural en construcción que las elimine.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_CQR002	Manzanares - Peralonso 115 / La Dorada - Purnio 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR003	Purnio 230/115 kV / Purnio 2 230/115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR004	Purnio 2 230/115 kV / Purnio 1 230/115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR005	Purnio 230/115 kV / La Dorada - Purnio 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR006	Purnio 2 230/115 kV / La Dorada - Purnio 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR007	Purnio 230/115 kV / La Dorada - Victoria 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_CQR008	Purnio 2 230/115 kV / La Dorada - Victoria 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_Cau001	Jamondino – Catambuco 115 kV / Jamondino – Pasto 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ¹

¹https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Cau002	Jamondino 1 230/115 kV / Jamondino 2 230/115 kV	Tercer Transformador en Jamondino 230/115 kV de 150 MVA (SIN PROMOTOR).
RelLP_Cau004	Jamondino - Panamericana 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Cau005	Juanchito - Paez 230 kV / Cabaña (Cauca) - Santander 1 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_Cau007	Jamondino 2 230/115 kV / Jamondino 1 230/115 kV	Tercer Transformador en Jamondino 230/115 kV de 150 MVA (SIN PROMOTOR).
RelLP_Hui004	Interruptor S200 Betania 220 kV (seccionamiento de barras) / Betania - Hobo 115 kV	No hay proyecto definido.
RelLP_Hui005	Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Hui006	Huila - Oriente 115 kV / El Bote - Huila 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui007	El Bote - Huila 115 kV / Huila - Oriente 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui008	Flandes - Prado 115 kV / Flandes - Nva Espinal 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui009	Flandes - Nva Espinal 115 kV / Flandes - Prado 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui010	Nva Espinal - Prado 115 kV / Flandes - Prado 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui011	Barzalosa - La Guaca 115 kV / Flandes - La Guaca 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui012	Flandes - La Guaca 115 kV / Barzalosa - La Guaca 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui013	Barzalosa - La Guaca 115 kV / Escobal - Mirolindo 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui014	Ibague - Tuluni 230 kV / Huila - Ibague 230 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Hui015	Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira - Hobo 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val004	Buga - San Marcos 115 kV / San Marcos - Vijes 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val005	Zarzal - La Unión 115 kV / Zarzal - Cartago 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ² .
RelLP_Val007	San Marcos - Vijes 115 kV / Buga - San Marcos 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val008	Buga - San Marcos 115 kV / Buga - Vijes 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val009	San Marcos 1 220/115 kV / San Marcos 2 220/115 kV	No hay proyecto definido

²https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

ID Restricción	Restricción	Observaciones
RelLP_Val010	San Marcos 2 220/115 kV / San Marcos 1 220/115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val011	Cartago - La Unión 115 kV / Cartago - Zarzal 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³ .
RelLP_Val012	Cartago - Zarzal 115 kV / La Unión - Zarzal 115 kV	Obra propuesta en el Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del STN de la UPME ³ .
RelLP_Val013	Guachal - San Marcos 1 115 kV / Guachal - San Marcos 2 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val014	Guachal - San Marcos 2 115 kV / Guachal - San Marcos 1 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val015	Palmaseca 1 - Estambul 115 kV / Palmaseca 2 - Estambul 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val016	Palmaseca 2 - Estambul 115 kV / Palmaseca 1 - Estambul 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val017	Estambul - Juanchito 2 115 kV / Estambul - Juanchito 1 115 kV	No hay proyecto definido
RelLP_Val018	Estambul - Juanchito 1 115 kV / Estambul - Juanchito 2 115 kV	No hay proyecto definido

Tabla 10-6. Restricciones sin obra asociada en el largo plazo – área Suroccidental⁴.

10.8 Capacidad de cortocircuito en subestaciones del área Suroccidental

En los análisis de largo plazo del CND se han identificado condiciones en las cuales se superan los niveles máximos de cortocircuito declarados para las subestaciones presentadas en la Figura 10-6Figura 9-5.

³https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf.

⁴ Ver detalles en IPOELP I – 2025.

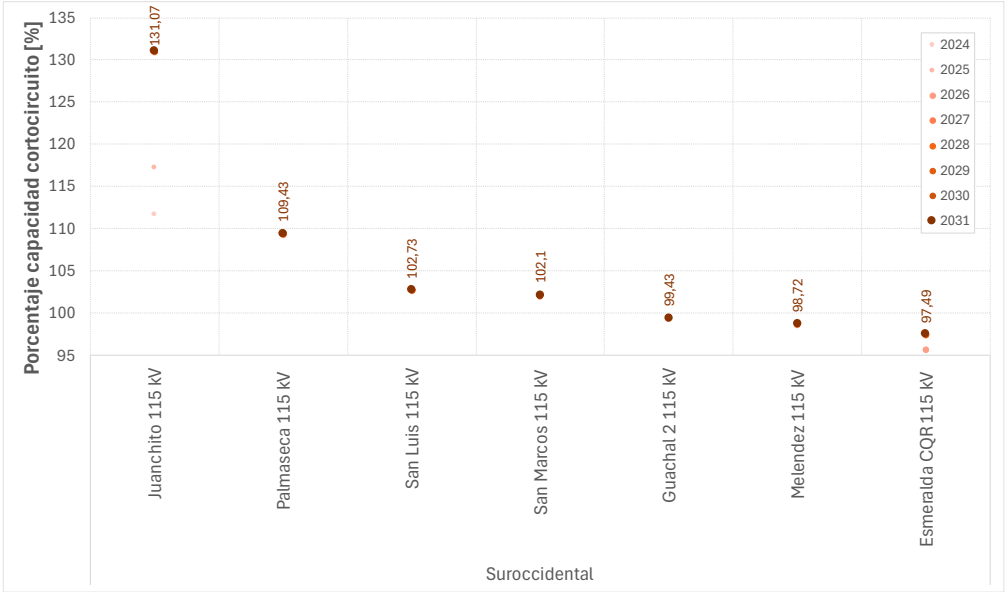


Figura 10-5 Barras en las que se supera la capacidad de cortocircuito en el área Suroccidental⁵

De acuerdo con la información de la Figura 10-6 y teniendo en cuenta el impacto que esta condición supone para la operación del SIN, se recomienda a la UPME, en coordinación con los agentes involucrados, definir planes de acción para identificar opciones de mitigación en cada una de las subestaciones mencionadas.

10.9 Atraso en la FPO de proyectos del área Suroccidental

En la Tabla 10-7 se muestran los proyectos del área Suroccidental para los que se identificó diferencia entre la FPO actual, según la información reportada en el MDC, y la FPO en primera Resolución del Plan de Expansión⁶ o primer concepto UPME según corresponda, indicando atraso en la entrada de estas obras respecto al momento en el que se estableció la necesidad del ingreso éstas en el SIN. Adicionalmente, se indican proyectos cuya FPO es próxima a la FPO prevista inicialmente por la UPME con un intervalo de un año, de tal forma que se monitoreen y se tomen las acciones necesarias para evitar un posible atraso.

Por otra parte, en la Figura 10-6 se muestra el atraso estimado en años para los proyectos del área Suroccidental de acuerdo con lo indicado anteriormente, el promedio de años de atraso para los proyectos del STN y STR del área y el porcentaje de proyectos de transmisión que se encuentran en determinados rangos o intervalos de atraso por años.

⁵ Ver detalles en IPOELP I – 2025.
⁶ Información consultada en el Portal MDC en abril de 2025.

Código	Nombre	Categoría	FPO (Fecha Puesta en Operación)	FPO plan de expansión o primer concepto	Atraso en años
PTRA00073	UPME 04 - 2014 S/E Alférez 500 kV, LT Heliconia (anterior Medellín) - La Virginia 500 kV, La Virginia – Alférez 500 kV, transformadores Alférez 500/230 kV 2x450 MVA (Refuerzo 500 kV Suroccidente)	STN	46446	30/09/2018	8.42
PTRA00479	S/E Renacer 230 kV	STN	46022	31/03/2020	5.76
PTRA00478	UPME 02-2021 S/E Pacífico 230 kV, LT doble circuito Pacífico – San Marcos 230 kV	STN	46417	30/11/2023	3.17
PTRA04553	Subestación Renacer 230/115/34.5 kV	STR	46325	30/09/2023	3.08
PTRA03848	Ampliación Subestación San Marcos- Reactor de Barras 500 kV	STN	46295	30/06/2024	2.25
PTRA02064	Escobal 115 kV	STR	46022	30/12/2023	2.01
PTRA02082	Arreboles 115 kV	STR	46022	31/12/2023	2.00
PTRA03109	Mulaló 115 kV	STR	46011	31/12/2023	1.97
PTRA09560	Segundo transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV	STN	46022	31/12/2024	1.00
PTRA02449	Molinos 115 kV	STR	46021	31/01/2025	0.91
PTRA10838	S/E Dorada Norte 115/33 kV y obras asociadas	STR	46013	30/08/2025	0.31

Tabla 10-7. Atraso en la FPO de proyectos del área Suroccidental^{7,8}.

⁷ FPO actual de proyectos según MDC con corte a abril de 2025.

⁸ FPO en primera Resolución del Plan de Expansión o primer concepto UPME según Portal MDC con corte a abril de 2025.

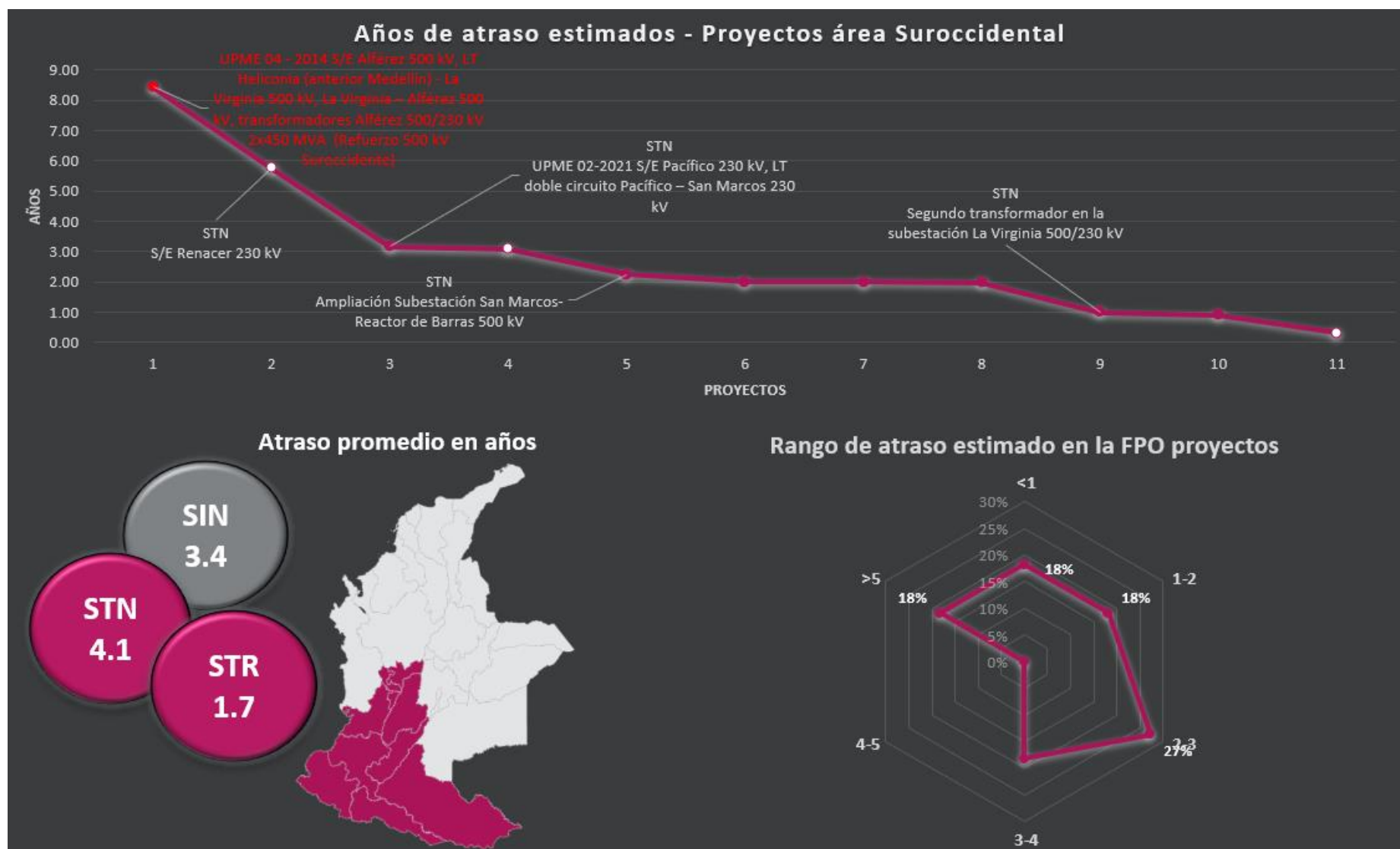


Figura 10-6. Atraso estimado en proyectos de transmisión – área Suroccidental.

10.10 Obras propuestas en el área Suroccidental

10.10.1 SAEB de 20 MW (40 MWh) en la subestación Buchely 115 kV.

La propuesta consiste en la instalación de un sistema de almacenamiento en baterías con tecnología Grid Forming instalado en la subestación Buchely (Tumaco) 115 kV.

10.10.1.1 Impacto

Las restricciones que se eliminarían y/o mitigarían con la implementación de la propuesta SAEB de 20 MVA (40 MWh) en la subestación Buchely 115 kV se presentan a continuación en la Tabla 10-8.

ID Restricción	Restricción	MW
-	Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco (Buchely) 115 kV y Junín 115 kV	-
	Jamondino - Tesalia 230 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV	-

Tabla 10-8. Impacto a restricciones de SAEB de 20 MVA (40 MWh) en la subestación Buchely (Tumaco) 115 kV.

Adicionalmente, la tecnología Grid Forming provee servicios adicionales a la operación de los sistemas eléctricos, tales como:

- Capacidad de arranque en negro (Black-start).
- Inercia virtual.
- Corriente de cortocircuito.
- HVRT/LVRT en redes débiles.
- Amortiguamiento de oscilación de potencia (POD).

Lo anterior tiene un impacto directo en la estabilidad de voltaje, frecuencia y ángulo que contribuye a la atención segura y confiable de la demanda.

10.10.1.2 Consideraciones

Para los análisis de la propuesta se consideraron los siguientes supuestos.

- Escenarios de demanda a partir del documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024” publicado por la UPME.
- 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.

10.10.1.3 Obra estructural que elimina la restricción

La obra estructural que elimina las restricciones identificadas en el corredor Junín – Buchely 115 kV es el proyecto PTR13496 Enlace Olaya Herrera – Buchely 115 kV y Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV que a la fecha tiene FPO de 31/12/2027 y no tiene promotor asignado (Ver Figura 10-7).

No obstante, en los análisis de mediano plazo se evidencia que los registros históricos de demanda superan en varios periodos el límite seguro de máxima carga atendible; por tanto, la restricción asociada a bajas tensiones en la subestación Buchely 115 kV está declarada en alerta debido a la indisponibilidad de gestionar esta con recursos de la red, evidenciándose un agotamiento de la

misma y un riesgo para la respectiva demanda. Actualmente se encuentra activo un esquema de deslastre de demanda ante la condición planteada⁶⁸.

Por lo anterior, con el objetivo de garantizar la continuidad en la atención segura y confiable de la demanda y teniendo en cuenta los cortos tiempos de implementación de los SAEB, se plantea la alternativa de una batería como solución intermedia a la condición actual. Por último, se reitera que la propuesta de instalación de SAEB no reemplaza la solución estructural como obra definitiva que elimina la condición presentada en el área.

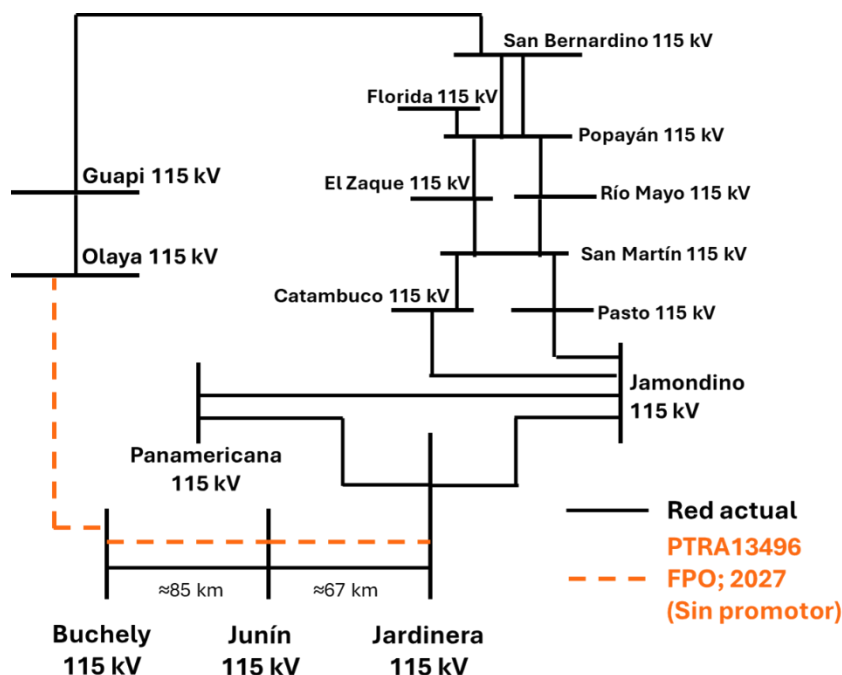


Figura 10-7 Proyecto Enlace Olaya Herrera – Buchely 115 kV y Segundo corredor Jardinerá – Junín – Tumaco 115 kV

10.10.1.4 Análisis

En los análisis de mediano plazo se identificó la máxima carga atendible asociada a subtensiones en la subestación Buchely 115 kV. El límite de atención segura de demanda corresponde a aproximadamente 72 MW en las subestaciones Jamondino, Panamericana, Jardinerá, Junín y Tumaco, debido a la contingencia del enlace Jardinerá – Panamericana 115 kV⁶⁹.

En la Figura 10-8 se presentan los valores históricos de la demanda por periodo entre el 2023 y febrero del 2025. En la Figura se observa que la demanda ha superado en algunos periodos el límite seguro calculado.

A su vez, con respecto a la proyección de demanda del área Suroccidental definida por el UPME, se calculó la demanda entre 2028 y 2036, cuyos resultados son presentados en la Figura 10-9 a la Figura 10-12.

Finalmente, a partir de la proyección de demanda, se determinó la cantidad de energía disponible para cargar el SAEB y la cantidad requerida de energía al final del horizonte. El resultado obtenido

⁶⁸ Ver detalle en IPOEMP I – 2025.

⁶⁹ Ver detalle en IPOEMP I – 2025.

se presenta en la Figura 10-13 en donde se observa que por lo menos hasta el año 2036 se contaría con energía y capacidad de transporte suficiente para cargar la batería y posteriormente atender la demanda en los periodos en los que se supere el límite seguro.

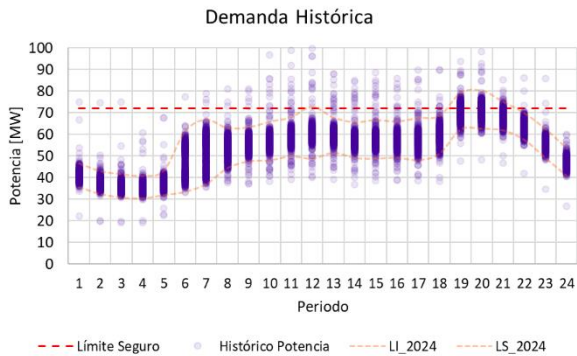


Figura 10-8. Demanda histórica de entre feb 2024 y feb 2025

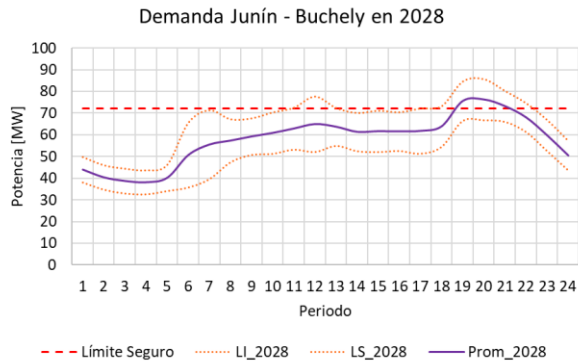


Figura 10-9. Demanda proyectada para 2028.

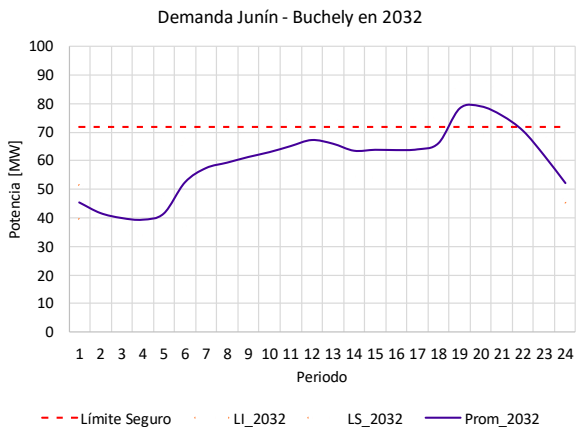


Figura 10-10 Demanda proyectada para 2032.

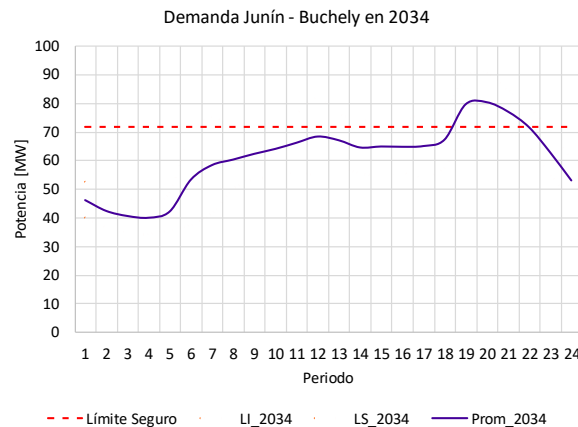


Figura 10-11. Demanda proyectada para 2034.

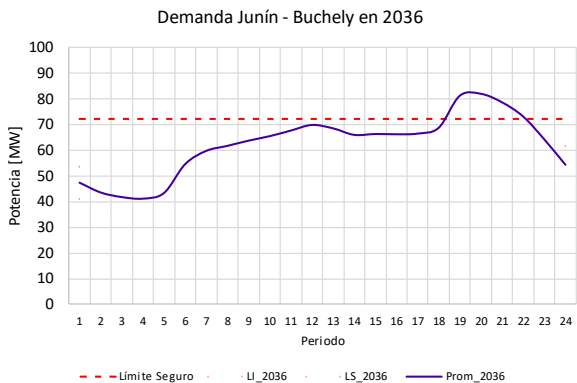


Figura 10-12. Demanda proyectada para 2036.

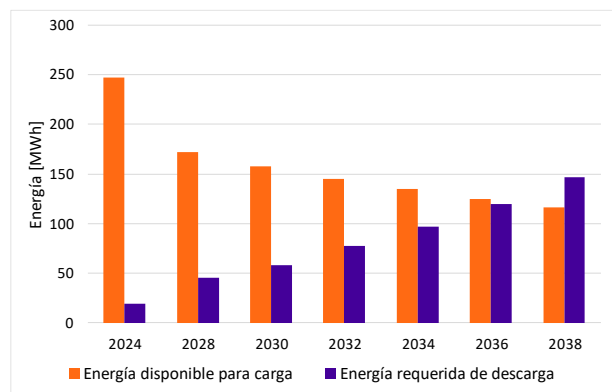


Figura 10-13. Energía disponible total para carga y descarga durante los 24 periodos del día para cada año.

10.10.1.5 Valoración económica

A partir de los resultados obtenidos respecto a la proyección de demanda se estimó el racionamiento de demanda para cada año. En la Figura 10-14 se presenta la función de densidad de probabilidad de racionamiento calculada, mientras que en la Figura 10-15 se presenta la probabilidad de racionamiento acumulada en la zona de influencia para los años considerados en la valoración.

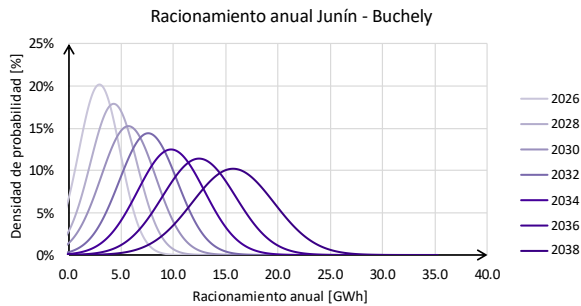


Figura 10-14. Densidad de probabilidad de racionamiento.

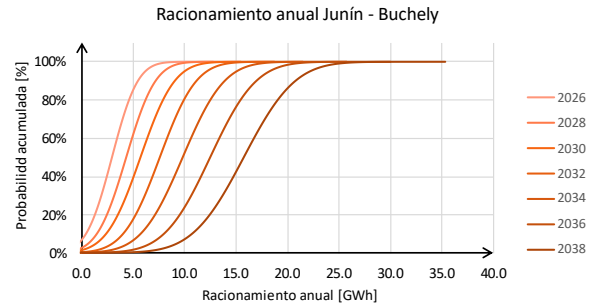


Figura 10-15. Densidad racionamiento acumulada.

A partir de los beneficios en términos de funciones de densidad de probabilidad de racionamiento y funciones de probabilidad de racionamiento acumulada se consideraron distintos niveles de confianza sobre la curva de densidad de probabilidad, tal como se presenta en el ejemplo de la Figura 10-16.

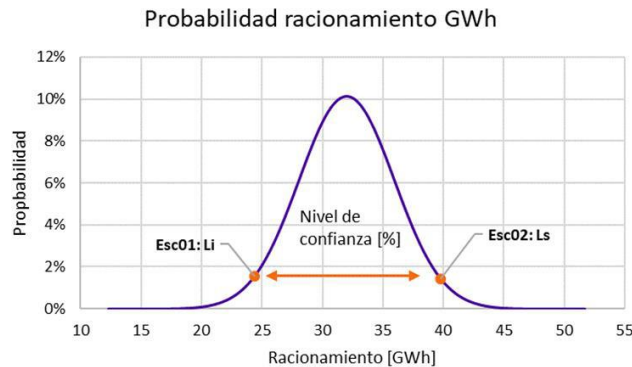


Figura 10-16. Ejemplo de escenarios de probabilidad de racionamiento.

A partir del primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento (CRO1), un porcentaje estimado de costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y el referenciamiento en el mercado del costo de SAEB con tecnología Grid Forming, se valoró el SAEB con capacidad de 20 MW / 40 MWh donde se obtuvo la relación Beneficio/Costo presentada en la Figura 10-17.

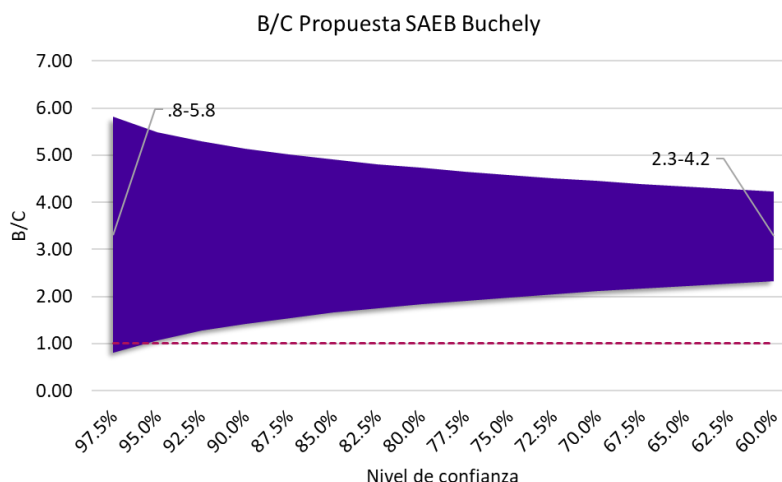


Figura 10-17. Relación Beneficio/Costo en función de los niveles de confianza

Es importante destacar que para la valoración de beneficios solo se tuvo en cuenta la probabilidad de racionamiento. Por lo anterior, y teniendo en cuenta los beneficios adicionales que otorga la tecnología Grid Forming, es posible afirmar que la obra sugerida presenta viabilidad económica.

10.10.2 SAEB de 20 MW (100 MWh) en la subestación Doncello 115 kV.

La propuesta consiste en la instalación de un sistema de almacenamiento en baterías con tecnología Grid Forming instalado en la subestación Doncello 115 kV.

10.10.2.1 Impacto

Las restricciones que se eliminarían y/o mitigarían con la implementación de la propuesta SAEB de 20 MVA (100 MWh) en la subestación Doncello 115 kV se presentan a continuación en la Tabla 7-8.

ID Restricción	Restricción
-	Circuitos atendidos de forma radial: Florencia 115 kV y Doncello 115 kV

Tabla 10-9. Impacto a restricciones de SAEB de 20 MVA (100 MWh) en la subestación Doncello 115 kV.

Adicionalmente, la tecnología Grid Forming provee servicios adicionales a la operación de los sistemas eléctricos, tales como:

- Capacidad de arranque en negro (Black-start).
- Inercia virtual.
- Corriente de cortocircuito.
- HVRT/LVRT en redes débiles.
- Amortiguamiento de oscilación de potencia (POD).

Lo anterior tiene un impacto directo en la estabilidad de voltaje, frecuencia y ángulo que contribuye a la atención segura y confiable de la demanda.

10.10.2.2 Consideraciones

Para los análisis de la propuesta se consideraron los siguientes supuestos.

- Escenarios de demanda a partir del documento “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024” publicado por la UPME.
- 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.

10.10.2.3 Obra estructural que elimina la restricción

A raíz de la condición radial y la limitación de máxima demanda atendible por subtensión, en el ITR 2023 – T1 y el Plan maestro de modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica – tomo 1, se propuso el segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV, cuyo esquema se presenta en la Figura 10-18.

Es importante mencionar que la propuesta elimina condiciones de red radial críticas en el área Suroccidental y, adicionalmente, atiende las bajas tensiones que se prevén en la zona de influencia ante contingencia sencilla N-1⁷⁰.

Por último, se reitera que la propuesta de instalación de SAEB no reemplaza esta obra como solución estructural, sino que busca garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el periodo previo al ingreso de dicha obra estructural.

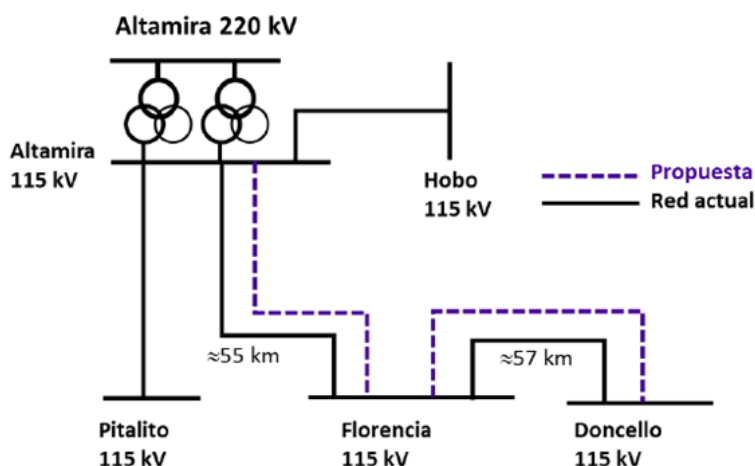


Figura 10-18. Propuesta Segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV.

10.10.2.4 Análisis

En los análisis de mediano plazo se identificó la máxima carga atendible asociada a subtensiones en la subestación Doncello 115 kV. El límite de atención segura de demanda corresponde a aproximadamente 58 MW ante la contingencia sencilla del transformador Altamira 230/115 kV.

En la Figura 10-19 se presentan los valores históricos de la demanda por periodo entre el 2023 y febrero del 2025. En la Figura se observa que la demanda ha superado en algunos periodos el límite seguro calculado.

⁷⁰ Ver detalle en el ITR 2023 – T1.

A su vez, con respecto a la proyección de demanda del área Suroccidental definida por el UPME, se calculó la demanda entre 2028 y 2036, cuyos resultados son presentados de la Figura 10-19 a la Figura 10-23.

Finalmente, a partir de la proyección de demanda, se determinó la cantidad de energía disponible para cargar el SAEB y la cantidad requerida de energía al final del horizonte. El resultado obtenido se presenta en la Figura 10-24 en donde se observa que por lo menos hasta el año 2030 se contaría con energía y capacidad de transporte suficiente para cargar la batería y posteriormente atender la demanda en los periodos en los que se supere el límite seguro.

Adicionalmente, para 2025 se prevé la conexión del recurso solar Primavera en la subestación Doncello 115 kV, el cual puede permitir un mayor flujo de potencia a través del corredor durante las horas de sol.

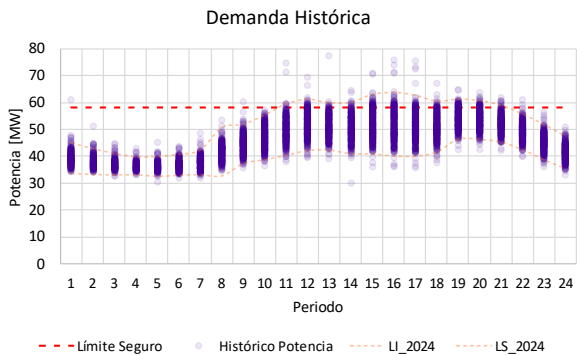


Figura 10-19. Demanda histórica de entre feb 2024 y feb 2025

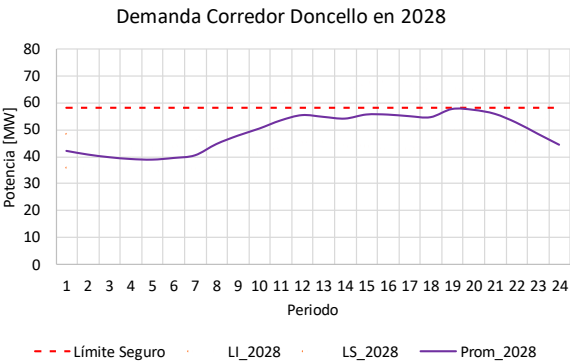


Figura 10-20. Demanda proyectada para 2028.

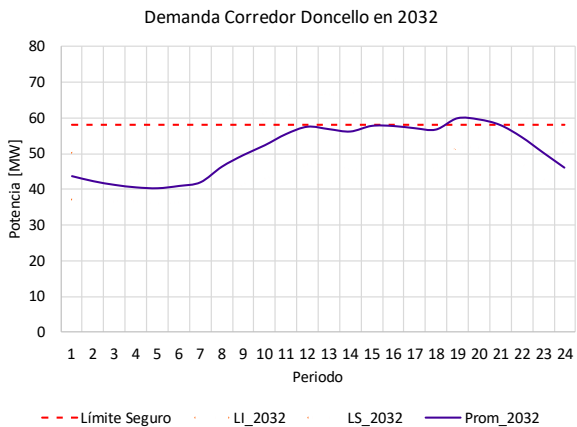


Figura 10-21 Demanda proyectada para 2032.

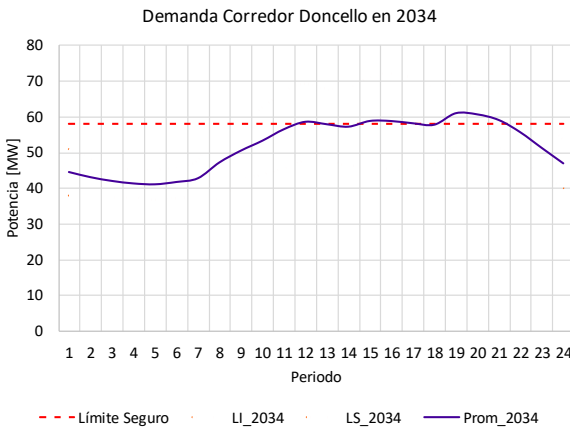


Figura 10-22. Demanda proyectada para 2034.

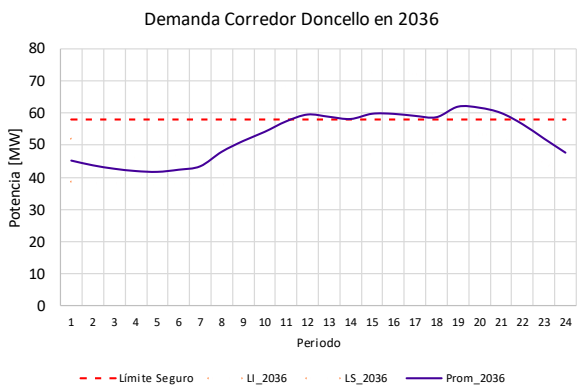


Figura 10-23. Demanda proyectada para 2036.

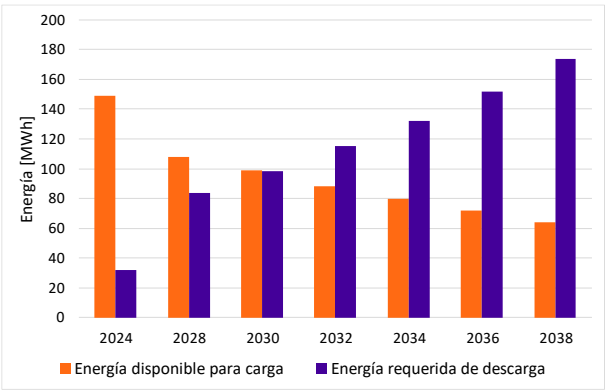


Figura 10-24. Energía disponible total para carga y descarga durante los 24 periodos del día para cada año.

10.10.2.5 Valoración económica

A partir de los resultados obtenidos respecto a la proyección de demanda se estimó el racionamiento de demanda para cada año. En la Figura 10-25 se presenta la función de densidad de probabilidad de racionamiento calculada, mientras que en la Figura 10-26 se presenta la probabilidad de racionamiento acumulada en la zona de influencia para los años considerados en la valoración.

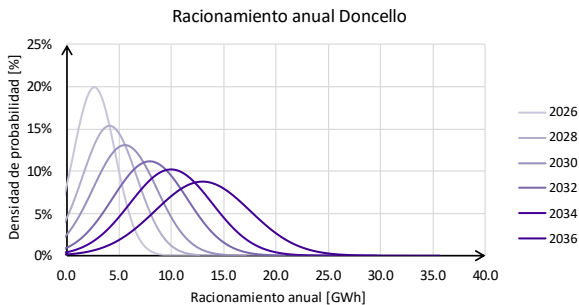


Figura 10-25. Densidad de probabilidad de racionamiento.

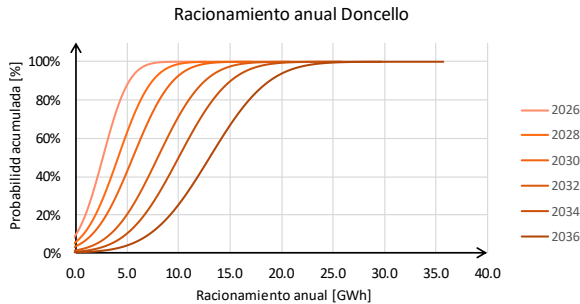


Figura 10-26. Densidad racionamiento acumulada.

A partir de los beneficios en términos de funciones de densidad de probabilidad de racionamiento y funciones de probabilidad de racionamiento acumulada se consideraron distintos niveles de confianza sobre la curva de densidad de probabilidad, tal como se presenta en el ejemplo de la Figura 10-27.

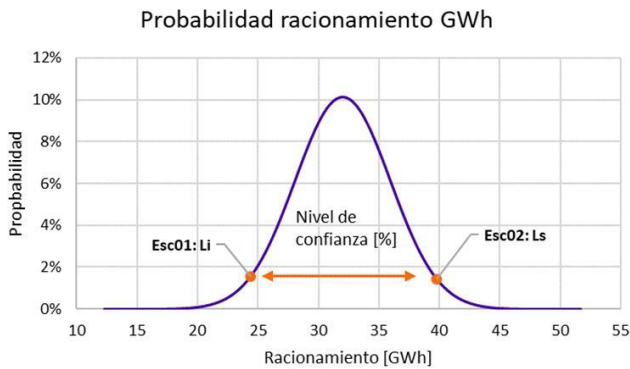


Figura 10-27. Ejemplo de escenarios de probabilidad de racionamiento.

A partir del primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento (CRO1), un porcentaje estimado de costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y el referenciamiento en el mercado del costo de SAEB con tecnología Grid Forming, se valoró el SAEB con capacidad de 20 MW / 100 MWh donde se obtuvo la relación Beneficio/Costo presentada en la Figura 10-28.

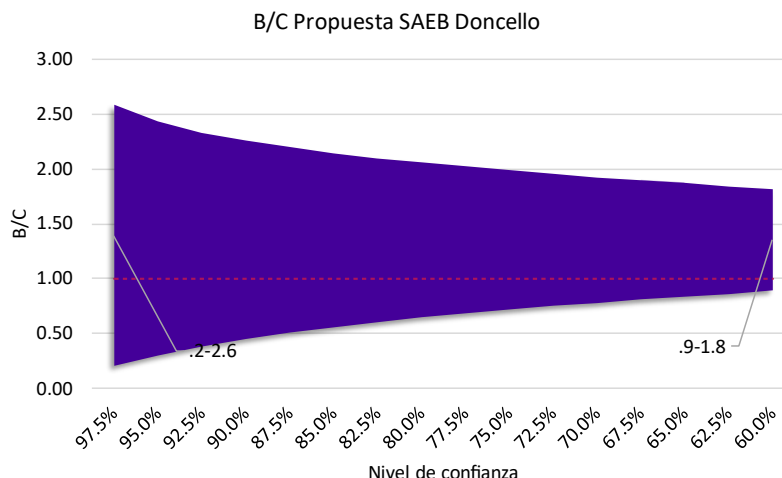


Figura 10-28. Relación Beneficio/Costo en función de los niveles de confianza

Es importante destacar que para la valoración de beneficios solo se tuvo en cuenta la probabilidad de racionamiento. Por lo anterior, y teniendo en cuenta los beneficios adicionales que otorga la tecnología Grid Forming, es posible afirmar que la obra sugerida presenta viabilidad económica.

10.11 Conclusiones del área Suroccidental

Se resalta la importancia de trabajar de forma articulada entre las distintas autoridades sectoriales sobre todas aquellas restricciones identificadas en el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo que no cuentan con una solución estructural que las elimine, de tal forma que se adelanten los análisis respectivos y se tomen las medidas necesarias con el tiempo suficiente para que se anticipe una mejor operación del SIN en el largo plazo.

En cuanto a la cantidad en energía de Demanda No Atendida en las zonas excluidas de compensación del área Nordeste se presentó principalmente para la zona Florencia, con 2 GWh, seguido por la zona San Bernardino, con 1.84 GWh de DNA en el año.

Respecto a reconciliaciones positivas, en el área Suroccidental se destacan los recursos Termoemcali CC y Termovalle CC con el 8,73% y 7,15% respectivamente respecto al SIN para el periodo de tiempo analizado. No obstante, debe tenerse en cuenta la presencia del fenómeno el Niño y su impacto sobre los aportes del sistema desde el mes de mayo de 2023 hasta mediados del 2024 con la respectiva respuesta del mercado conforme este evolucionó.

Finalmente, en el área Suroccidental, los proyectos UPME 04 – 2014 Refuerzo Suroccidente, Subestación Renacer 230/115/34,5 kV y UPME 02-2021 S/E Pacífico 230 kV resaltan por representar los mayores atrasos en su entrada en operación respecto a la FPO inicial prevista en primer concepto UPME o Resolución de plan de expansión según corresponda, por lo tanto, resulta prioritario hacer un seguimiento de cerca a estos proyectos de forma conjunta entre el promotor y las autoridades competentes con el fin de evitar mayores retrasos.

11 Redundancia de protección diferencial en SE críticas del SIN

Durante mantenimientos o indisponibilidades de la protección principal en las subestaciones, se presentan restricciones de recuperación de la tensión, desconexión de inversores y desconexiones masivas de carga. La implementación de redundancia en la protección diferencial mejora la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a fallas de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, así como durante la ejecución de mantenimientos.

La Figura 11-1 presenta los resultados de simular, para la condición de red esperada a 2026, una falla en la barra de Cerromatoso 500 kV, El Copey 500 kV, Sogamoso 500 kV y Alférez 500 kV y su consecuente propagación decreciente en la tensión de los nodos del SIN.

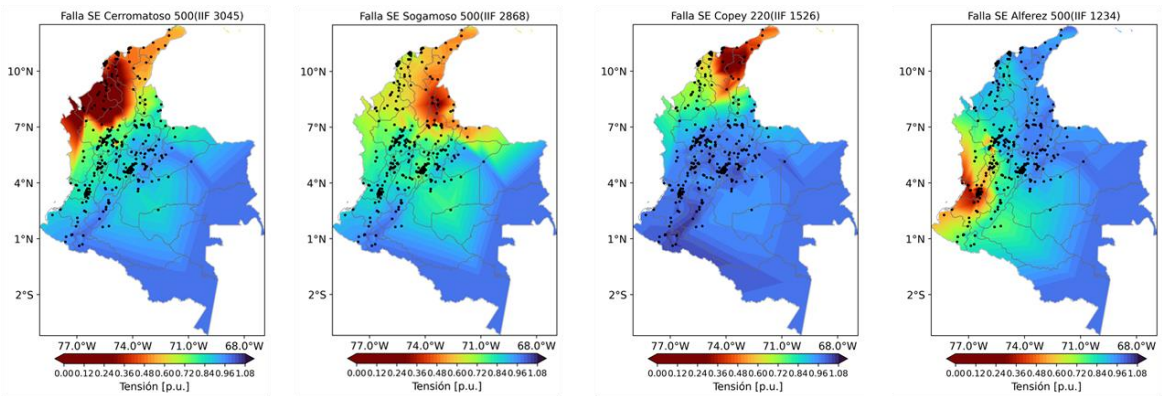


Figura 11-1. Propagación de hueco de tensión a otros nodos del SIN.

Según la metodología definida por el CND y socializada en el CNO, se identificaron 28 subestaciones críticas que causarían mayor propagación de un hueco de tensión y, por tanto, tendría mayor impacto en la operación del SIN. Las 28 subestaciones identificadas como críticas se presentan, en su respectivo orden de mayor a menor, a continuación:

#	Subestación	Nodos impactados	idx_med	min(CCTpC)	Rango CCTpC
1	Chinú 500 kV	194	2349.2	0.089	[0.02 - 0.089]
2	Cerromatoso 500 kV	272	2223.1	0.082	[0.082 - 0.145]
3	Sabanalarga 500 kV	150	2088.9	0.082	[0.082 - 0.131]
4	Sabanalarga 220 kV	143	2030.3	0.078	[0.078 - 0.117]
5	Bolívar 500 kV	144	1660.7	0.145	[0.145 - 0.152]
6	Sahagún 500 kV	158	1583.3	0.075	[0.075 - 0.12]
7	Bolívar 220 kV	135	1563.5	0.159	[0.159 - 0.195]
8	El Copey 500 kV	148	1535.5	0.080	[0.08 - 0.42]
9	Primavera 500 kV	324	1515.0	0.138	[0.138 - 0.223]
10	Tebesa 220 kV	115	1503.0	0.145	[0.145 - 0.3]
11	El Río 220 kV	110	1417.5	0.152	[0.152 - 0.307]
12	San Carlos 500 kV	298	1409.6	0.131	[0.131 - 0.23]
13	Flores 220 kV	109	1397.6	0.145	[0.145 - 0.155]
14	Antioquia 500 kV	225	1370.3	0.110	[0.11 - 0.31]
15	Noroeste 220 kV	170	1361.9	0.173	[0.173 - 0.18]
16	Nv Barranquilla 220 kV	109	1357.7	0.131	[0.131 - 0.3]
17	Bacatá 220 kV	169	1337.9	0.188	[0.188 - 0.188]
18	Caracolí 220 kV	107	1290.4	0.155	[0.155 - 0.159]
19	Porce III 500 kV	226	1288.0	0.110	[0.11 - 0.73]
20	Mesa 220 kV	175	1285.0	0.173	[0.173 - 0.195]
21	Guaca 220 kV	164	1255.2	0.173	[0.173 - 0.202]

22	Salitre 115 kV	119	1234.4	0.244	[0.244 - 0.244]
23	Torca 220 kV	167	1234.1	0.202	[0.202 - 0.216]
24	Cartagena 220 kV	115	1218.2	0.188	[0.188 - 0.73]
25	Veraguas 115 kV	118	1214.8	0.244	[0.244 - 0.251]
26	Candelaria 220 kV	115	1201.9	0.159	[0.159 - 0.195]
27	Paraíso 220 kV	160	1175.6	0.188	[0.188 - 0.202]
28	Copey 220 kV	103	963.0	0.089	[0.089 - 0.419]

Por lo anterior, en el ITR IV – 2024 y en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica – Tomo 1 se propuso la implementación de redundancia de protección diferencial en busca de disminución del impacto de fallas no despejadas en tiempos de protección principal y reducción de la magnitud de la DNA frente a fallas de alto impacto.

11.1 Histórico de indisponibilidades de protección diferencial

A partir de los datos históricos de la operación reportados en el Sistema Integrado de Operación – SIO⁷¹, se calculó la cantidad de declaraciones de indisponibilidad de los módulos de diferencial de barras en las subestaciones del SIN entre enero del 2020 y diciembre del 2024. Para el análisis se consideran solamente las declaraciones de cambio de disponibilidad y no se tienen en cuenta las declaraciones de estado No Operativo⁷².

En la Figura 11-2 se presenta la cantidad total de declaraciones de indisponibilidad en diferenciales de barra del STN entre 2020 y 2024. En la figura se observa que la mayoría de las indisponibilidades corresponden a labores de mantenimiento, que en promedio hay 110 indisponibilidades al año y que durante los últimos años se evidencia un comportamiento creciente hasta llegar a 132 en 2024.

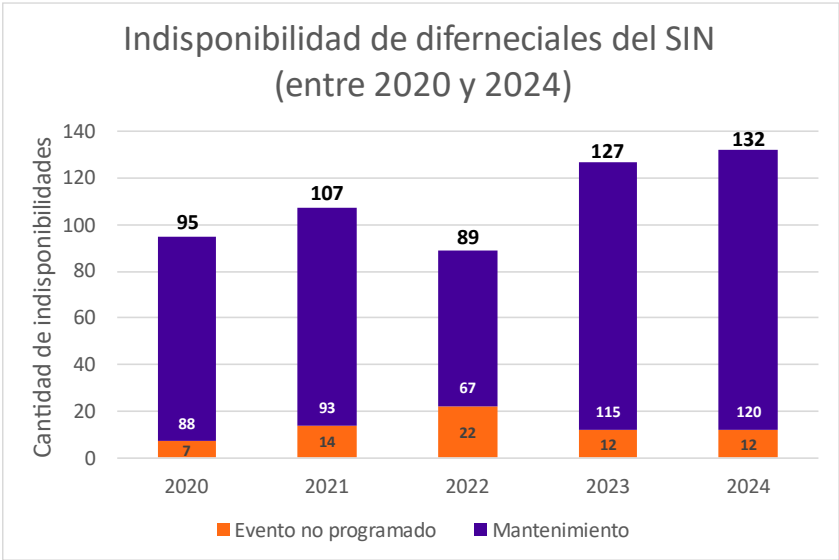


Figura 11-2. Cantidad de indisponibilidades de diferenciales de barra en el STN entre 2020 y 2024.

A partir de los registros de declaración de indisponibilidad de un activo y la posterior declaración de disponibilidad del mismo, se calculó la duración de cada evento con el fin de evidenciar el

⁷¹Disponible en: <https://sio.xm.com.co/>

⁷²**Activo no Operativo:** Activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo, según lo previsto en el numeral 4.8.3 de la Resolución CREG 011 de 2009 o la que la modifique o sustituya.

comportamiento histórico. La Figura 11-3 presenta el histograma de las duraciones en horas para las declaraciones de indisponibilidad de diferenciales de barras del STN.

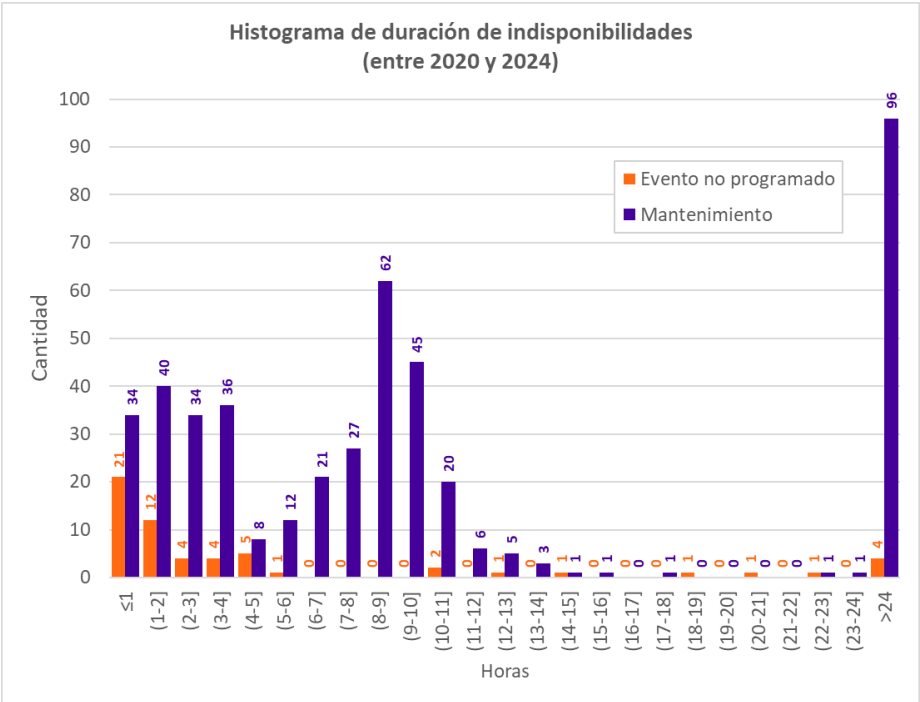


Figura 11-3. Histograma de duración de indisponibilidades de diferenciales de barra.

Los resultados presentados en la Figura 11-3 indican que las indisponibilidades de diferenciales debidas a Eventos no programados tienen en su mayoría una duración inferior a 1 hora. Con respecto a las indisponibilidades por Mantenimientos, hay una alta concentración de indisponibilidades en el rango superior a 24 horas; en algunos casos, las indisponibilidades pueden tener una duración superior a un mes.

Para las indisponibilidades por Mantenimiento y con duración inferior a 1 día, se presenta un comportamiento bimodal donde la distribución de la primera moda está entre 5 y 12 horas, siendo el pico máximo ente 8 y 9 horas de duración; la distribución de la segunda moda se ubica entre 1 y 4 horas de duración.

Por último, al considerar todas las diferenciales de barra del STN y la cantidad de indisponibilidades de cada una, se calcula el promedio por año con su respectiva desviación estándar. La Figura 11-4 indica que una diferencial de barras a 500 kV se indispone, en promedio, 1.7 veces al año; mientras que una diferencial de barras a 220/230 kV se indispone, en promedio, 0.8 veces al año.

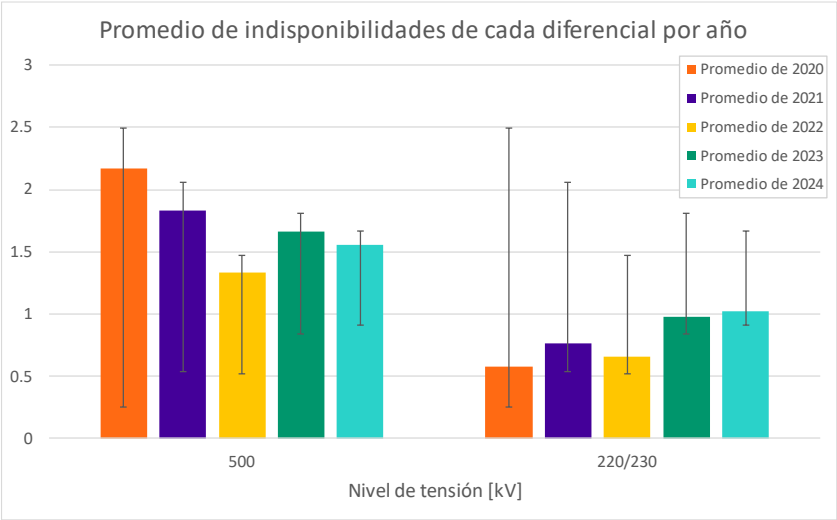


Figura 11-4. Cantidad promedio de veces que una diferencial de barras del STN está indisponible.

11.2 Histórico de indisponibilidad de protección diferencial en SE críticas

Al enfocar el análisis estadístico en las subestaciones críticas del SIN, se realizó nuevamente el cálculo de cantidad de indisponibilidades de diferenciales de barra y la duración de las mismas. La Figura 11-5 presenta la cantidad de indisponibilidades que tuvo la diferencial de barras de cada subestación crítica, ordenados de izquierda a derecha por el nivel de criticidad de dicha subestación.

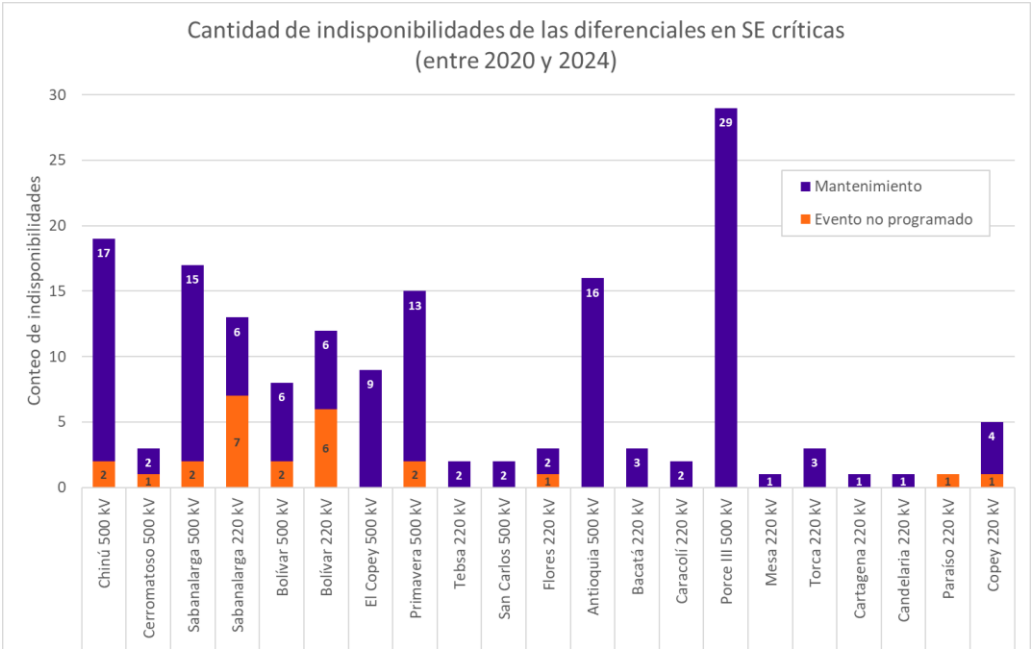


Figura 11-5. Indisponibilidades de diferencial de barra en subestaciones críticas del STN

Por su parte, la Figura 11-6 presenta la sumatoria total de horas que duró indisponible la diferencial de barras de cada subestación crítica. Los resultados muestran que las subestaciones

Sabanalarga 500 kV, Tebsa 220 kV, Porce III 500 kV y Copey 220 kV tuvieron los mayores tiempos acumulados de indisponibilidad.

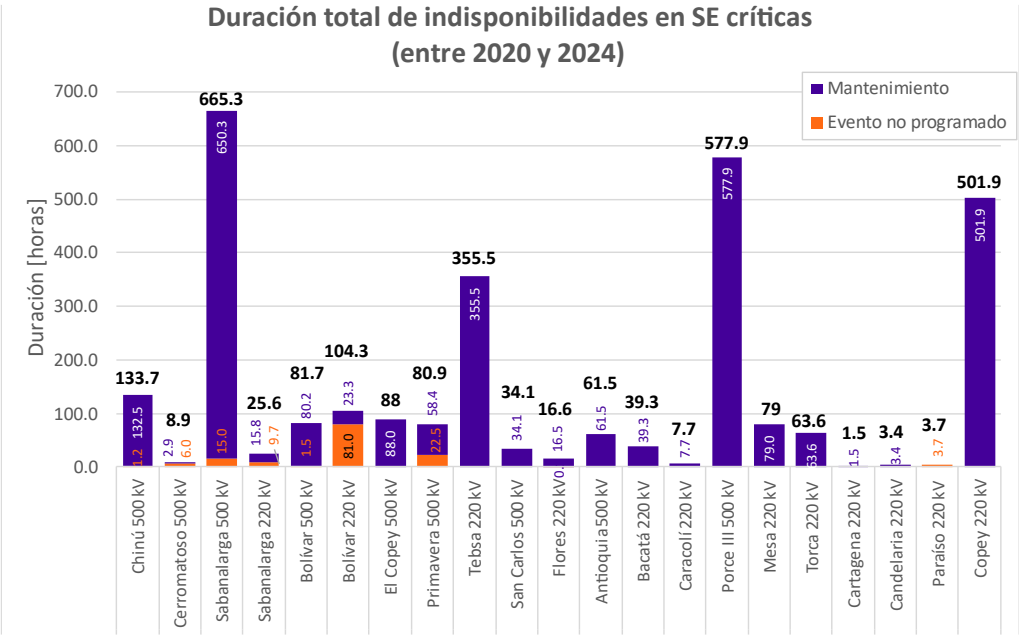


Figura 11-6. Duración acumulada de indisponibilidad de diferencial de barra en subestaciones críticas del STN

11.3 Valoración económica

La metodología implementada para la definición de subestaciones críticas contempla, entre otros, el impacto a la demanda (en MW) ante la ocurrencia de una falla en la subestación analizada. A partir de los valores de demanda afectada y su respectiva proyección hasta 2037, se calculó el beneficio de la obra mediante el primer escalón del Costo Incremental Operativo de Racionamiento (CRO1). En cuanto a los costos, se propone la instalación de una Unidad Constructiva -UC- igual a la asociada actualmente a la diferencial de barras de cada subestación; para el costo de Administración, Operación y Mantenimiento -AOM- se asumió en 3.2% y la valoración de beneficio / costo -B/C- se proyectó a 10 años.

Respecto a los escenarios considerados, se planteó la ocurrencia de un evento cada año, 5 eventos en 10 años, 2 eventos en 10 años y 1 evento en 10 años; cada evento tiene una duración promedio de 1 hora.

El resultado obtenido de la evaluación B/C es presentado en la Figura 11-7 en donde se evidencia que para todos los escenarios considerados el resultado es superior a 1. La Figura 11-8 amplifica el resultado obtenido en el escenario “1 evento en 10 años” donde se confirma que para todas las subestaciones evaluadas el resultado es superior a 1.

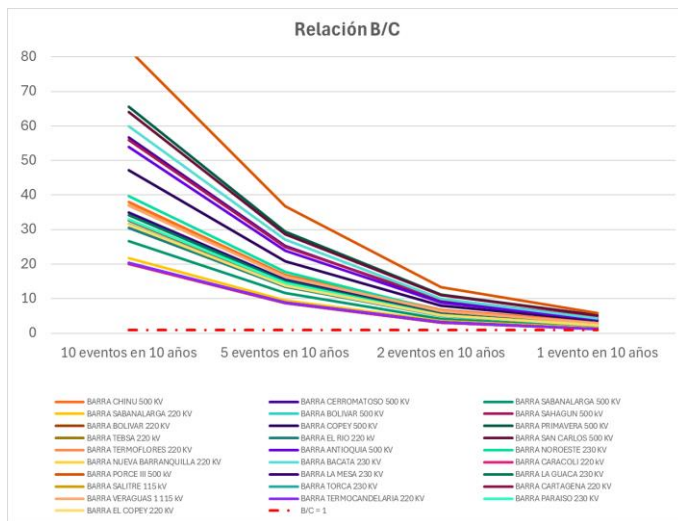


Figura 11-7. Relación Beneficio / Costo de la diferencial de barras de las subestaciones críticas del SIN.

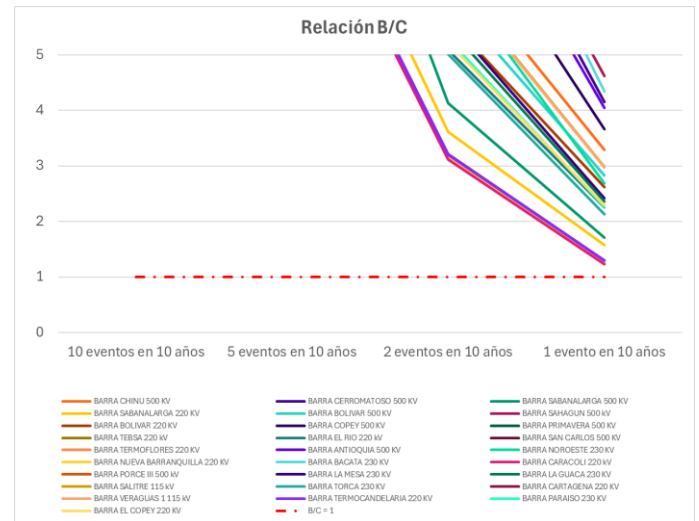


Figura 11-8. Amplificación de la relación Beneficio/Costo en el último escenario evaluado.

Por lo anterior, teniendo en cuenta el análisis estadístico previo y el resultado de la valoración B/C, se puede concluir que la obra propuesta es viable económicamente para todas las subestaciones críticas del SIN.

12 Propuesta de priorización de obras del Plan Maestro de Modernización

En el documento Plan Maestro de Modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica – Tomo 1, publicado por la UPME, se propusieron una serie de obras estructurales y de expansión que buscar marcar la hoja de ruta para garantizar la operación segura y confiable del SIN en el largo plazo.

Con el fin de priorizar las obras a las cuales se les realizará un análisis sistémico y su respectiva valoración Beneficio / Costo -B/C-, se propone una metodología que consiste en evaluar cada proyecto en 4 ámbitos y, mediante una ponderación, calcular un indicador que permita identificar las obras que deben ser analizadas inicialmente.

Los 4 ámbitos propuestos para la valoración de cada proyecto son:

- Aporte a transición energética (facilita ingreso de FERNC). **Cod:** TE.
- Alivio de restricciones. **Cod:** RE.
- Resuelve Situación actual o reduce DNA o elimina radialidad. **Cod:** SA
- Alivia generación costosa o recurrente o limitación de importación/exportación. **Cod:** AG.

Mediante una siguiente ponderación de cada ámbito de evaluación, se calculó el indicador final para todas las obras; Aquellas que obtuvieron una mayor valoración son presentadas en la Tabla 12-1.

IdProyecto	Nombre	TE	RE	SA	AG	Ponderado
CS -001	Compensadores Síncronos GCM	5	4	3	4	4
CS -002	Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar	5	4	3	4	4
CS -003	Compensadores Síncronos Atlántico	5	4	3	4	4
EE – 009	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe	5	1	4	4	3.85
SAEB -001	SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá	5	3	3	4	3.85
HTLS – 002	Refuerzo Cauca – Nariño STR 115 kV	3	4	4	4	3.7
EE – 010	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental	5	1	4	3	3.6
EE – 001	Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas	3	4	5	2	3.5
EE – 014	Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV	4	4	2	4	3.4
EE – 021	Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV	4	4	2	4	3.4
EE – 008	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia	5	1	4	2	3.35
ATCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV	2	3	4	4	3.25
ATCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 220 kV	2	3	4	4	3.25
ATCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV	2	3	4	4	3.25
SAEB -002	Mompox 115 kV	3	4	4	2	3.2
SAEB -004	SAEB - Buchely 115 kV	3	4	4	2	3.2

Tabla 12-1. Ponderación para priorización de obras

13ANEXOS

13.1 Obras propuestas en ITR anteriores

En la Tabla A - 13-1 se muestran algunas de las obras propuestas en ITR previos, la descripción de cada una de ellas, el área asociada a cada obra, el ITR en el que se realizó la última actualización de esta y el resultado del análisis beneficio – costo para aquellas obras en las que se ha realizado.

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: <ul style="list-style-type: none"> Primavera 500 KV San Carlos 500 KV Antioquia 500 KV Porce III 500 kV. 	Antioquia	T4-2024	Propuesta
Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: <ul style="list-style-type: none"> Chinú 500 KV Cerromatoso 500 KV Sabanalarga 500 KV Sabanalarga 220 KV Bolívar 500 KV Sahagún 500 kV Bolívar 220 KV Copey 500 KV Tebsa 220 kV El Río 220 kV Termoflores 220 KV Nueva Barranquilla 220 KV Caracolí 220 kV Cartagena 220 KV Termocandelaria 220 KV El Copey 220 KV 	Caribe	T4-2024	Propuesta
Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: <ul style="list-style-type: none"> Noroeste 230 KV Bacatá 230 KV La Mesa 230 KV La Guaca 230 KV Salitre 115 kV Torca 230 KV Veraguas 115 kV Paraíso 230 KV 	Oriental	T4-2024	Propuesta

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Compensadores síncronos en el área Caribe	<ul style="list-style-type: none"> Cuestecitas 500 kV Chinú 500 kV Sabanalarga 500 kV Colectora 500 kV Carreto 500 kV Tebesa 220 kV Copey 220 kV Toluviejo 220 kV Nueva Barranquilla 220 kV Cuestecitas 220 kV Sahagún 500 kV Caracolí 110 kV Valledupar 220 kV Bolívar 220 kV Malambo 110 kV 	Caribe	T4-2024	Propuesta
Tercer transformador La Loma 500/110 kV 150 MVA.	Tercer transformador 500/110 kV 150 MVA en la subestación La Loma para el área Caribe	Caribe	T4-2024	Propuesta
Tercer transformador Sabanalarga 220/115/13.8 kV 90 MVA	Tercer transformador 220/115/13.8 kV 90 MVA en la subestación Sabanalarga para el área Caribe.	Caribe	T4-2024	Propuesta
Almendros 220/110 kV y obras asociadas	<p>Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) con doble transformación 220/110 kV y las siguientes obras complementarias:</p> <p>Seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV</p>	Caribe	T4-2024	Propuesta
Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV.	Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas	Caribe	T4-2024	Propuesta
Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV.	Instalación de segundos transformadores Cerromatoso 360 MVA 500/230 kV y Chinú 450 MVA 500/230 kV.	Caribe	T4-2024	Propuesta
SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá	SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y TermoZipa 115 kV (Sabana Norte Bogotá) para el área Oriental	Oriental	T4-2024	Propuesta
Segundo Transformador La Virginia 500/230 kV	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación La Virginia	Suroccidental	T4-2024	Propuesta



Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos	Suroccidental	T4-2024	Propuesta
Segundo Transformador Páez 220/115 kV.	Instalación de un segundo transformador 220/115 kV en la subestación Páez	Suroccidental	T4-2024	Propuesta
Segundo Transformador San Bernardino 220/115 kV	Instalación de un segundo transformador 220/115 kV en la subestación San Bernardino.	Suroccidental	T4-2024	Propuesta
Tercer transformador La Loma 500/110 kV 150 MVA.	Instalación de un tercer transformador 500/110 kV en la subestación La Loma.	Caribe	T3- 2024	Propuesta
Batería como solución temporal en Buchely 115 kV	Instalación de batería como solución intermedia y que no reemplaza la solución estructural que garantiza la atención segura y confiable de la demanda.	Suroccidental	T3- 2024	Propuesta
Batería como solución temporal en Doncello 115 kV	Instalación de batería como solución intermedia y que no reemplaza la solución estructural que garantiza la atención segura y confiable de la demanda.		T3- 2024	Propuesta
Batería como solución temporal en Mompox 110 kV	Instalación de batería como solución intermedia y que no reemplaza la solución estructural que garantiza la atención segura y confiable de la demanda.		T3- 2024	Propuesta
Sopó 220/115 kV y obras complementarias	Nueva subestación Sopó 220/115 kV con doble transformación y las siguientes obras complementarias: •Circuito de aproximadamente 27.8 km entre las subestaciones Bochica (Aurora) y Sopó 115 kV. •Circuito de aproximadamente 14.66 km entre las subestaciones Gran Sabana y Sopó 115 kV. •Doble transformación Sopó 220/115 kV de 300 MVA. •Seccionamiento del doble circuito Circo – Guavio 220 kV aproximadamente a 74.35 km desde Guavio.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]
Zipaquirá 220/115 kV y obras complementarias	Nueva subestación Zipaquirá 220/115 kV con doble transformación y las siguientes obras complementarias: •Doble circuito de aproximadamente 120 km entre las subestaciones Guavio y Zipaquirá 220 kV. •Doble circuito de aproximadamente 30 km entre las subestaciones Gran Sabana y Zipaquirá 115 kV. •Doble transformación Zipaquirá 220/115 kV de 300 MVA.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Corzo 500/115 kV y obras complementarias	Nueva subestación Corzo 500/115 kV con doble transformación y las siguientes obras complementarias: •Secciona la línea Tren Occidente – Occidente 115 kV para configurar los circuitos Tren Occidente – Corzo 1 115 kV y Corzo – Occidente 1 115 kV •Secciona la línea Tren Occidente – Mosquera 115 kV para configurar los circuitos: Tren Occidente – Corzo 2 115 kV y Corzo – Mosquera 1 115 kV •Secciona la línea Tren Occidente – Balsillas 115 kV para configurar los circuitos Tren Occidente – Corzo 3 115 kV y Corzo – Balsillas 1 115 kV •Doble transformación Corzo 500/115 kV de 450 MVA. •Conexión de un circuito de aproximadamente 240 km entre las subestaciones San Carlos y Corzo 500 kV.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]
Circuito Balsillas – Chicalá 115 kV	Conexión de un circuito de aproximadamente 25 km entre las subestaciones Balsillas y Chicalá 115 kV.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]
Segundo circuito Tren de Occidente – Facatativá – Villeta 115 kV	•Segundo circuito de aproximadamente 10.3 km entre las subestaciones Facatativá y Tren Occ 115 kV. •Segundo circuito de aproximadamente 27.3 km entre las subestaciones Facatativá y Villeta 115 kV.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]
Refuerzo STR subárea Meta	•Segundo circuito de aproximadamente 9 km entre las subestaciones Barzal y Ocoa 115 kV. •Segundo circuito de aproximadamente 30.6 km entre las subestaciones Santa Helena y Ocoa 115 kV. •Segundo circuito de aproximadamente 67 km entre las subestaciones Granada y Ocoa 115 kV. •Segundo circuito de aproximadamente 187 km entre las subestaciones Granada y San José del Guaviare 115 kV.	Oriental	T2- 2024	[1.5 - 3.5]
Nueva Magangué 500 kV y obras complementarias ⁷³	Nueva subestación Magangué 500 kV con doble transformación 500/110 kV y las siguientes obras complementarias: •Segundo circuito de aproximadamente 38 km entre las subestaciones Chinú y Sincé 110 kV •Segundo circuito de aproximadamente 46 km entre las subestaciones Sincé y Magangué 110 kV	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]

⁷³ La obra Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas fue propuesta inicialmente en el ITR 2023-T1. En el ITR 2024-T1 se presenta como parte del paquete de obras propuestas para el área Caribe.

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
	<ul style="list-style-type: none"> •Segundo circuito de aproximadamente 45 km entre las subestaciones Magangué y Mompo 110 kV •Conexión de un doble circuito de aproximadamente 90 km entre las subestaciones La Loma y El Banco 110 kV •Conexión de un doble circuito de aproximadamente 57 km entre las subestaciones El Banco y Mompo 110 kV 			
Refuerzo Montería	<ul style="list-style-type: none"> •Segundo circuito de aproximadamente 13 km entre las subestaciones Nueva Montería y Río Sinú 110 kV •Tercer transformador Nueva Montería 230/110/13.2 kV 100 MVA 	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Sahagún 500/110 kV y obras asociadas	Subestación Sahagún 110 kV con doble transformación 500/110 kV de 150 MVA y los siguientes circuitos asociados <ul style="list-style-type: none"> •Línea de aproximadamente 72 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y La Mojana 110 kV •Línea de aproximadamente 34 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y Planeta Rica 110 kV •Línea de aproximadamente de 48 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y Nueva Montería 110 kV 	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas	Subestación Nueva Lorica y los siguientes circuitos asociados <ul style="list-style-type: none"> •Línea aérea aproximadamente de 30 km entre las subestaciones Nueva Lorica 110 kV y Coveñas 110 kV •Línea aérea aproximadamente de 50 km entre las subestaciones Nueva Lorica 110 kV y Chinú Planta 110 kV 	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Refuerzo STR en la Guajira	Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) e incluye las siguientes obras complementarias: <ul style="list-style-type: none"> •Doble transformación Almendros 220/110 kV. La propuesta contempla el seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV •Nueva subestación Uribia 110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Jouktai 110 kV •Nueva línea área de aproximadamente 40 km entre las subestaciones Uribia y Maicao 110 kV 	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas	Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Refuerzo STR subárea Bolívar	<ul style="list-style-type: none"> •Segundo circuito de aproximadamente 51 km entre las subestaciones Nueva Toluviejo y El Carmen 110 kV •Segundo circuito de aproximadamente 31 km entre las subestaciones Ternera y Gambote 66 kV •Segundo circuito de aproximadamente 3 km entre las subestaciones Bosque y Chambacú 66 kV •Segundo circuito de aproximadamente 11 km entre las subestaciones Cartagena y Zaragocilla 66 kV 	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV	Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Tercer transformador Ocaña 500/230/34.5 kV 360 MVA	Tercer transformador Ocaña 500/230/34.5 kV 360 MVA	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Condensadores sincrónicos Caribe	Condensadores sincrónicos conectados a nivel de STN y STR en diferentes subestaciones en el área Caribe con el objetivo de anticipar mejoras en la condición operativa de largo plazo del área desde diferentes perspectivas como lo son: fortaleza de red, control de tensión de estado estacionario y dinámico, propagación de huecos de tensión, requerimiento de generación de seguridad y límites de intercambio del área con el resto del SIN	Caribe	T1- 2024	[1.2 - 2.0]
Almendros 220/110 kV y obras asociadas	<p>Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) con doble transformación 220/110 kV, además</p> <p>Incluye el seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV</p>	Caribe	T4- 2023	Propuesta
Tercer transformador Ocaña 500/230/34.5 kV 360 MVA	Tercer transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña	Caribe	T4- 2023	Propuesta
Interconexión La Loma-El Banco-Mompox 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> •Conexión de un doble circuito de aproximadamente 90 km entre las subestaciones La Loma 110 kV y El Banco 110 kV. •Conexión de un doble circuito de aproximadamente 57 km entre las subestaciones El Banco 110 kV y Mompox 110 kV 	Caribe	T4- 2023	Propuesta
Segundo corredor Chinú – Sincé –	Nuevo corredor en doble circuito a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú, Sincé y Magangué	Caribe	T1- 2023	[1.9 - 8.0]



Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Magangué – Mompox 110 kV	Nuevo circuito a nivel de 110 kV entre las subestaciones Magangué y Mompox			
Nueva Magangué 500/110 kV y obras asociadas	Nueva subestación Magangué 500/110 kV con doble transformación 500/110 kV y línea Magangué – El Banco 110 kV de aproximadamente 60 km. Esta propuesta corresponde a una alternativa a la obra <i>Segundo corredor Chinú – Sincé – Magangué – Mompox 110 kV</i>	Caribe	T1-2023	Propuesta
Segundo corredor Chinú – San Marcos – La Mojana 110 kV	Nuevo corredor a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú, San Marcos y La Mojana	Caribe	T1-2023	Propuesta
Sahagún 500/110 kV y Línea Sahagún - La Mojana 110 kV	Nueva subestación Sahagún 110 kV con doble transformación 500/110 kV de 150 MVA cada uno y línea Sahagún – La Mojana 110 kV de aproximadamente 72 km. Esta propuesta corresponde a una alternativa a la obra <i>Segundo corredor Chinú – San Marcos – La Mojana 110 kV</i>	Caribe	T4- 2023	Propuesta
Segundo circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV	Segundo circuito a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú y Chinú Planta	Caribe	T1- 2023	<1 desde el punto de vista de demanda máxima atendible
Compensación dinámica +/- 50 Mvar en Banadía 220 kV	Compensación dinámica de +/- 50 Mvar en la subestación Banadía 220 kV	Nordeste	T1- 2023	Propuesta
Quinto transformador Balsillas 220/115 kV	Quinto transformador Balsillas 220/115 kV. En el largo plazo se evidencia sobrecarga ante contingencia de uno de los transformadores existentes	Oriental	T1- 2023	Propuesta
Repotenciación corredor Guavio – Mámbita 230/115 kV	Repotenciación de la capacidad de transformación en Guavio a nivel de 230/115 kV, asimismo, incremento en la capacidad de transporte del corredor Guavio – Mámbita 115 kV. En el largo plazo se evidencia sobrecarga ante contingencia del transformador Chivor 230/115 kV o el circuito Chivor – Tunjita 115 kV	Oriental	T1- 2023	Propuesta
Tercer circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV	Tercer circuito entre las subestaciones Santa Helena y Ocoa a nivel de 115 kV	Oriental	T1- 2023	Propuesta
Segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV	Segundo corredor a nivel de 115 kV entre las subestaciones Altamira, Florencia y Doncello	Suroccidental	T1- 2023	[0.26 - 4.51]

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	Segundo corredor a nivel de 115 kV entre las subestaciones Jardinera, Junín y Tumaco	Suroccidental	T1- 2023	[6.6 - 19.5]
Segundo corredor Cocorná – Puerto Boyacá – Vasconia 110 kV	Línea a nivel de 110 kV entre las subestaciones Cocorná, Puerto Boyacá y Vasconia. El corredor actual tiene una longitud total aproximada de 18 km	Antioquia	T3- 2022	Propuesta
Corredor Termoflores-Oasis-Centro 110 kV	Circuitos a nivel de 110 kV entre las subestaciones Termoflores, Oasis y Centro 110 kV	Caribe	T3- 2022	Propuesta
Almacenamiento en Zaragocilla 66 kV y Chambacú 66 kV	Cómo alternativa para las congestiones que se presentan en la subárea Bolívar se proponen dos sistemas de Almacenamiento, el primero, de 40 MW o superior en la subestación Zaragocilla 66 kV, y el segundo, de 50 MW o superior en la subestación Chambacú 66 kV	Caribe	T3- 2022	Propuesta
Nuevos circuitos Ternera – Zaragocilla 66 kV y Bosque – Chambacú 66 kV	Circuitos adicionales Ternera – Zaragocilla 66 kV y Bosque – Chambacú 66 kV. Esta propuesta corresponde a una alternativa a la obra <i>Almacenamiento en Zaragocilla 66 kV y Chambacú 66 kV</i>	Caribe	T3- 2022	Propuesta
Segundo circuito Río Sinú – Nueva Montería 110 kV	Segundo circuito Río Sinú – Nueva Montería 110 kV	Caribe	T3- 2022	Propuesta
Cuarto transformador Santa Marta 220/110/34.5 kV y obras complementarias	Cuarto transformador Santa Marta 220/110/34.5 kV. Adicionalmente, con el objetivo de eliminar el impacto en la demanda de la zona de influencia debido a condiciones de red radial se proponen las siguientes obras complementarias: <ul style="list-style-type: none"> • Segundo circuito Río Córdoba – Ciénaga 110 kV • Segundo circuito Santa Marta – Manzanares 110 kV • Segundo circuito Santa Marta – Libertador 110 kV 	Caribe	T3- 2022	Propuesta
Cuarto transformador 220/34.5 kV en Caño Limón	Cuarto transformador 220/34.5 kV en Caño Limón	Nordeste	T3- 2022	Propuesta
Segundo corredor Tren de Occidente – Facatativá – Villeta 115 kV	Segundo corredor Tren de Occidente – Facatativá – Villeta 115 kV	Oriental	T3- 2022	Propuesta
Refuerzo Corredor El Zaque – San Martín – Catambuco 115 kV	Repotenciar los circuitos existentes El Zaque – San Martín y San Martín – Catambuco 115 kV a por lo menos una capacidad de 600 A. Como alternativa se propuso el segundo corredor El Zaque – San Martín – Catambuco 115 kV	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta

Obra	Descripción	Área	ITR	Resultado B/C
Corredor Jamondino – Catambuco – Pasto 115 kV	Corredor adicional a nivel de 115 kV entre las subestaciones Jamondino, Catambuco y Pasto	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta
Tercer transformador Jamondino 220/115 kV	Transformador adicional 220/115 kV en la subestación Jamondino	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta
Almacenamiento en Guapi y Olaya 115 kV	Sistemas de almacenamiento en Guapi y Olaya 115 kV de 5 MW o superior	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta
Segundo corredor Jardinería – Tumaco 115 kV	Segundo corredor a nivel de 115 kV entre las subestaciones Jardinería, Junín y Tumaco	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta
Repotenciación circuitos de la subárea Huila - Tolima	Repotenciar a por lo menos 500 A los siguientes circuitos de la subárea Huila – Tolima: • Betania – Seboruco 115 kV • Seboruco – El Bote 115 kV • Betania – El Bote 115 kV • Betania – Sur 115 kV • El Bote – Sur 115 kV	Suroccidental	T3- 2022	Propuesta
Segundo corredor Virginia – Cértegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 115(110) kV	Segundo corredor Virginia – Cértegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 115(110) kV. Esta propuesta se realiza para el caso en que no entre en operación el proyecto El Siete y obras asociadas o uno de impacto similar en la zona de influencia	Antioquia	T4- 2022	[4.9 - 7.3]
Corredor en doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV	Doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV. Esta propuesta se sugiere como alternativa al segundo corredor propuesto entre las subestaciones Virginia y Bolombolo (110)115 kV y para el caso en que no entre en operación el proyecto El Siete y obras asociadas o uno de impacto similar en la zona de influencia. Esta propuesta corresponde a una alternativa a la obra <i>Segundo corredor Virginia – Cértegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 115(110) kV</i>	Antioquia	T4- 2022	[14.3 - 20.7]
Compensaciones sincrónicas en GCM para mitigar el fenómeno FIDVR	Instalación distribuida de equipos con capacidad de control dinámico de potencia reactiva y aporte de corriente de cortocircuito	Caribe	T4- 2022	>1 En todos los casos analizados
Cuarto transformador Chinú 500/110 kV	Cuarto transformador Chinú 500/110 kV. En el largo plazo se evidencia sobrecarga ante contingencia de uno de los transformadores existentes y cargabilidad cercana a la nominal en estado normal de operación	Caribe	T4- 2022	[0.45 - 32.3]
Segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV	Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas	Caribe	T4- 2022	Propuesta

Tabla A - 13-1. Obras propuestas en ITR anteriores

13.2 Obras del Plan Maestro de Modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica

En la Tabla 13-1. Obras propuestas en el Plan de Modernización -Tomo 1. UPME se muestran las obras propuestas en el documento Plan Maestro de Modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica – Tomo 1, publicado por la UPME, y la descripción de cada una de ellas.

IdProyecto	Nombre	Descripción
RNL2C – 001	Tramo de Línea Urabá – Montería 220 kV	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Urabá 220 kV y Montería 220 kV, e instalar una segunda nueva línea Urabá - Montería 220 kV.
RNL2C – 002	Tramo de Línea Montería – Chinú 220kV	Contempla utilizar el brazo libre existente entre las subestaciones Montería 220 kV y Chinú 220 kV, para la instalación de un segundo circuito Montería - Chinú 220 kV
RNL2C – 003	Segunda Línea Bolívar - Toluviejo 220 Kv	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Bolívar 220 kV y Toluviejo 220 kV, e instalar una segunda nueva línea Bolívar - Toluviejo 220 kV.
RNL2C – 004	Segunda Línea Chinú - Toluviejo 220 Kv	Contempla utilizar el brazo libre existente entre las subestaciones Chinú 220 kV y Toluviejo 220 kV, y tender un nuevo circuito Chinú - Toluviejo 220 kV.
RNL2C – 005	Segunda Línea Riohacha - 220 Maicao 110 Kv	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV, y tender un nuevo circuito Riohacha - Maicao 110 kV
RNL2C – 006	Segunda Tramo Sogamoso La Loma 500 kV	Contempla utilizar el brazo libre existente para un circuito entre las subestaciones Sogamoso 500 kV y La Loma 500 kV, y tender un segundo circuito Sogamoso - La Loma 500 kV
RNL2C – 007	Segundo Tramo La Ceja - Sonsón 110 kV	Contempla utilizar el brazo libre existente para un circuito entre las subestaciones La Ceja 110 kV y Sonsón 110 kV, y tender un nuevo circuito entre La Ceja 110 kV y Sonsón 110 kV

IdProyecto	Nombre	Descripción
HTLS – 001	Refuerzo Bolívar STR 66 kV	Repotenciación de los circuitos de 66 kV de la Subárea Bolívar por medio de cables de alta capacidad aéreos y sub-marinos: - Ternera – Gambote - Bosque – Chambacú - Cartagena – Zaragocilla - Ternera – Zaragocilla - La Marina -Cartagena - Chambacú – La Marina (Se considera análisis con conductores HTLS de 230 mm ²)
HTLS – 002	Refuerzo Cauca – Nariño STR 115 kV	Repotenciación de los circuitos 115 kV de la subárea Cauca - Nariño por medio de conductores de alta temperatura y pequeña flecha: - Jamondino – Catambuco - Jamondino – Pasto - Pasto - Catambuco (Se considera análisis con conductores HTLS de 308 mm ²) Se plantea también la alternativa de construir un corredor paralelo
HTLS – 003	Refuerzo Meta STR 115 kV	Repotenciación de los circuitos 115 kV de la subárea Meta: -Ocoa – Santa Helena 1 - Barzal – Ocoa - Ocoa – Guamal - Guamal – Granada (Se considera análisis con conductores HTLS de 308 mm ²)
RS – 001	Reconfiguración Subestación Fundación 220 kV	Reconfigurar la subestación Fundación 220 kV de Anillo a Interruptor y medio. Se instalarán siete (7) equipos avanzados con tecnología híbrida para sistemas de alta tensión (AIS-GIS), que integra múltiples componentes, como interruptores, seccionadores y transformadores de corriente en un módulo compacto. Adicionalmente, la reconfiguración de la subestación incluirá doble protección diferencial de barras.
RS – 002	Reconfiguración Subestación Valledupar 220 kV	Reconfigurar la subestación Valledupar 220 kV de Anillo a Interruptor y medio, mediante la inclusión de nuevos interruptores híbridos, cables de potencia para la conformación de barras, además se instalarán doble protección diferencial por barra.
RS – 003	Reconfiguración Subestación Copey 220 kV	Reconfigurar la subestación Copey 220 kV de Barra principal más transferencia a Interruptor y medio. El proyecto incluye la instalación de nuevos módulos GIS Intemperie para completar diámetros, así como doble protección diferencial por barra.

IdProyecto	Nombre	Descripción
RS – 004	Reconfiguración Subestación Ternera 220 kV 52	Reconfigurar la topología de la subestación Ternera 220 kV de Anillo a Interruptor y medio, mediante la inclusión de nuevos interruptores, cables de potencia para la conformación de barras y la instalación de doble protección diferencial por barra.
ACC – 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ancón Sur 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 21 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 164% para 2024 y de 189% para 2034. Se plantean dos opciones de intervención: La primera (Alternativa 1) mediante seccionamiento del barraje con bahía de seccionamiento. La segunda (Alternativa 3) contempla la construcción de una nueva subestación a 110 kV con capacidad de interrupción de 40 kA a donde se trasladarían los circuitos Envigado y Robledo
ACC – 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Belén 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 21 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 116% para 2024 y de 126% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante la instalación de reactor serie de 12 ohm en la línea Belén – Rodeo 110 kV.
ACC – 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guatapé 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 107% para 2024 y de 119% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 3) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías, con una nueva distribución de la generación de la central Guatapé entre las secciones resultantes.

IdProyecto	Nombre	Descripción
ACC – 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Salto 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2025 y de 105% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el cambio de la conexión del neutro del devanado a 110 kV del transformador El Salto 1 220/110 kV a una configuración estrella con neutro aislado en el lado de 110 kV. Se propone resistencia de puesta a tierra de 30 ohm en el neutro del devanado a 110 kV.
ACC – 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Primavera 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 123% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de la subestación configurando dos subestaciones interruptor y medio con posibilidad de acoplar barrajes resultantes
ACC – 006	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guayabal 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 107% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en seccionar la subestación en dos subestaciones independientes con la misma configuración de la subestación existente.
ATCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA en 220 KV, y de 40 kA en 110 kV, pero muestra agotamiento con niveles de 129% para 2024 y de 148% para 2034 a nivel de 220 kV, así como de 111% para 2024 y de 124% para 2034 a nivel de 110 kV. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en seccionamiento del barraje con bahías de seccionamiento para obtener las secciones A y B.

IdProyecto	Nombre	Descripción
ATCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Río 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 142% para 2024 y de 158% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación y la instalación de reactor serie de 2 ohm entre ellos.
ATCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 129% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 2) que consiste en seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías entre barraje. Con dos secciones resultantes A y B.
ATCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 118% para 2024 y de 145% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que considera la obra asociada al seccionamiento de barrajes de la subestación en 220 kV (Secciones A y B) y consiste en el cambio de la conexión del neutro de transformadores (Y aislada). Modificar conexión del neutro del devanado de 220 kV del transformador Sabanalarga 2 500/220/34.5 kV a configuración neutro aislado.
ATCC - 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Silencio 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA en 220 KV, y de 40 kA en 110 kV, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2024 y de 140% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de reactores de 5 ohm en las bahías de línea a Caracolí 110 kV.
ATCC - 006	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 114% para 2024 y de 126% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 3) consistente en implementar resistencias de puesta a tierra de 100 ohm en los devanados de 110 de cada transformador 220/110 kV.

IdProyecto	Nombre	Descripción
ATCC - 007	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Nueva Barranquilla 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2024 y de 123% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de un reactor serie de 5 ohm en la bahía de línea hacia la subestación el Caracolí.
BCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Mesa 230 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 26.2 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 109% para 2024 y de 130% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes con bahías de seccionamiento.
BCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Veraguas 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 108% para 2025 y de 133% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías.
BCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Circo 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2024 y de 133% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías entre barraje y distribución de bahías
BCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guavio 230 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 106% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías.
BCC - 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Torca 230 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 111% para 2026 y de 113% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes mediante bahías y distribución de las bahías

IdProyecto	Nombre	Descripción
BLCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bolívar 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 106% para 2025 y de 132% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes con bahías de seccionamiento entre barrajes y distribución de bahías
BLCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bosque 66 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 121% para 2024 y de 148% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías y distribución de bahías
BLCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cospique 66 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 18 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 113% para 2024 y de 133% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de un reactor de 2 ohm en la línea hacia la subestación Ternera 66 kV.
BLCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ternera 66 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 138% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en la implementación de reactores de 4 ohm en las bahías de transformación Ternera 1 220/66 kV y Ternera 2 220/66 kV y en la bahía de línea hacia la subestación Campestre 66 kV.

IdProyecto	Nombre	Descripción
BCCC - 001	Repotenciación capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones Paipa 115 kV; Sochagota 115 kV, Belencito 115 kV y HOLCIM 115 k	Las subestaciones tienen capacidades de interrupción declaradas de 20 kA en Paipa 115 kV y Sochagota 115 kV, para los casos de Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV es de 15 kA. Los análisis muestran agotamiento de la capacidad de interrupción con niveles de 153% en 2024 y 179% en 20234 para el caso de Paipa 115 kV; 106% en 2024 y 127% en 2034 para Sochagota 115 kV; 106% en 2024 y 129% en 2034 para Belencito 115 kV, así como de 102% en 2024 y 119% para el caso de HOLCIM 115 kV. Las alternativas propuestas individuales no son suficientes y, sólo en combinación de las propuestas para la misma subestación o con las de otras subestaciones muestran soluciones para mitigar el agotamiento. No obstante, sus costos de inversión son mayores al de repotenciación, con lo cual se justifica esta última.
BCCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Antonio 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 20 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2026 y de 109% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en seccionamiento de la subestación bahías entre barras a partir del año 2025.
CSCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cerromatoso	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 120% para 2024 y de 138% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bah
CSCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Chinú 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 110% para 2025 y de 125% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías.

IdProyecto	Nombre	Descripción
GCMCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 220 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2026 y de 125% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el seccionamiento de la subestación con una nueva distribución de campos quedando de esta manera dos subestaciones independientes con igual configuración.
GCMCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 110 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 12.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 104% para 2026 y de 106% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en la conexión de reactores de 5 ohm en serie con los devanados de 110 kV de los transformadores existentes Copey 220/110 kV
SNSCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sogamoso 230 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 107% para 2025 y de 124% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1.1) consistente en seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías (Alternativa1), la cual se puede materializar mediante la operación de interruptores, distribuyendo entre las dos barras quedando dos subestaciones independientes (Alternativa 1.1
SNSCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ocaña 230 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 20 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 100.2% para 2027 y de 100.5% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en la implementación de resistencias de puesta a tierra de 10 ohm en el neutro del devanado 230 kV de los dos transformadores Ocaña 500/230 kV.

IdProyecto	Nombre	Descripción
VCQRCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Juanchito 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 100.4% para 2025 y de 111% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías.
VCQRCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Luis 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2029 y de 103% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 3) mediante conexión de reactores en serie de en las líneas que van hacia la subestación Estambul 115 kV
VCQRCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Marcos 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2026 y de 105% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 2) que consiste en implementar resistencias de puesta a tierra de 5 ohm en los devanados de 110 kV de cada transformador de 220/115 kV.
VCQRCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Esmeralda 115 kV	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2027 y de 101% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en modificar la conexión del neutro del devanado de 115 kV en los transformadores Esmeralda 2 230/115 kV y Esmeralda 3 230/115 kV, garantizando una configuración estrella con neutro aislado

IdProyecto	Nombre	Descripción
EE – 001	Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas	Nueva subestación Corzo 500, que reconfigura la LT Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV en las nuevas LT Corzo - Bacatá 500 kV y LT Corzo – Nueva Esperanza 500 kV. Nueva subestación Corzo 115 kV, que reconfigura la LT Tren Occidente - Mosquera 115 kV en las LT Corzo – Mosquera 115 kV y LT Corzo – Tren Occidente 1 115 kV, la LT Tren Occidente – Occidente 115 kV en LT Tren Occidente – Corzo 2 115 kV y LT Occidente – Corzo 115 kV, la LT Tren Occidente – Balsillas 115 kV en LT Corzo – Tren Occidente 3 115 kV y LT Corzo – Fontibón 115 kV. Adicionalmente, dos bancos de autotransformadores de 500/115/11.4 kV de 450 MVA. Por último, 4 bahías de reserva.
EE – 002	Nueva Subestación Macana 230/115 kV y líneas asociadas	Ingreso de la Nueva subestación Macana 230 kV, interceptando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV y Macana - San Carlos 230 kV, manteniendo la capacidad actual de 976 A e incorporando un transformador Macana 230/115 kV de 150 MVA. Además, el 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, y el ingreso de una nueva línea entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV con una capacidad de 530 A, incluyendo la normalización de la subestación Riosucio 115 kV en barra principal más transferencia.
EE – 003	Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV	La subestación Amanecer se conecta a 500 kV con una línea desde la subestación Virginia utilizando el brazo libre del circuito Virginia – Nva Esperanza 500 kV. Para la conexión en 230 kV seccionará el circuito Huila – Miro lindo 230 kV. En 115 kV se conectará con un doble circuito a la subestación Flandes, un circuito a la subestación Lanceros y se reconfigurará el circuito Flandes – Prado 115 kV para conectar un circuito hacia la subestación Prado y un circuito más hacia la Subestación Flandes. Finalmente se conectan dos transformadores 500/230 kV de 450 MVA y dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA.

IdProyecto	Nombre	Descripción
EE – 004	Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV	Ingreso de la Nueva subestación denominada Carlosama 230 kV, tiene interconexión con el STN seccionando dos líneas 230 kV Jamondino-Pimampiro; instalación de tres líneas 115 kV con conexión a Junín 72 km, Panamericana 14 km y Jardínera 26 km e incorpora dos transformadores Carlosama 230/115 kV de 150 MVA cada uno. Requiere actualización del esquema de separación de áreas Colombia – Ecuador.
EE – 005	Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 220 kV (Lagunas 220 kV)	Nueva subestación Lagunas 220 kV que se conectará con la subestación existente Urabá 220 kV, y a su vez, con la nueva subestación Guárcama 220 kV. Esta última subestación se conectará en la alternativa 1 con la subestación Guadalupe 220 kV o en la alternativa 2 con la subestación El Salto 220 kV. De igual manera se propone una nueva línea entre las subestaciones Lagunas 110 kV y Chorodó 110 kV, para conformar un doble circuito entre estas subestaciones. Finalmente, la subestación Lagunas contará con dos transformadores 220/110 kV, al igual que la subestación Guárcama.
EE – 006	Bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV	Entrada en operación de las bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV las cuales complementan los beneficios que trae consigo a la red la obra de la subestación Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV
EE – 007	Nueva subestación La Gaitana 230/115 kV	La Subestación La Gaitana se conecta a nivel de 230 kV seccionando la línea Altamira – Renacer 230 kV. En 115 kV tendrá un circuito hacia la subestación Altamira 115 kV y un circuito hacia subestación Pitalito 115 kV, continuando con un circuito hasta la subestación Florencia 115 kV. Tendrá 2 transformadores de 230/115 kV de 90 MVA
EE – 008	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Primavera 500 KV San Carlos 500 KV Antioquia 500 KV Porce III 500 kV

IdProyecto	Nombre	Descripción
EE – 009	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Chinú 500 KV Cerromatoso 500 KV Sabanalarga 500 KV Sabanalarga 220 KV Bolívar 500 KV Sahagún 500 kV Bolívar 220 KV Copey 500 KV Tebsa 220 kV El Río 220 kV Termoflores 220 KV Nueva Barranquilla 220 KV Caracolí 220 kV Cartagena 220 KV Termocandelaria 220 KV El Copey 220 KV
EE – 010	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Noroeste 230 KV Bacatá 230 KV La Mesa 230 KV La Guaca 230 KV Salitre 115 kV Torca 230 KV Veraguas 115 kV Paraíso 230 KV
EE – 011	Repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación Salitre 115 kV, de 40 kA a 50 kA.	Cambio de los interruptores e infraestructura necesaria en la subestación Salitre 115 kV, para incrementar la capacidad de interrupción de esta en 10 kA adicionales
EE – 012	Nuevo enlace a Corzo 500 kV	terconexión de las áreas operativas Oriental y Antioquia a través de un nuevo refuerzo en 500 kV, a través de la nueva línea de transmisión con llegada a Corzo 500 kV
EE – 013	Reactores de línea el doble circuito Guavio – Chivor 230 kV	Instalación de reactores serie fijos de 20 Ohms por circuito en la subestación Guavio 230 kV a la salida del doble circuito Guavio – Chivor 230 kV, que limiten los aportes de corrientes de cortocircuito procedentes desde la subestación Chivor 230 kV.
EE – 014	Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV	Este proyecto consiste en la instalación de un tercer transformador 500/230/34.5 kV en la subestación Heliconia, el cual tendrá una capacidad de 360 MVA
EE – 015	Segundo Transformador La Virginia 500/230 kV	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación La Virginia.
EE – 016	Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos.

IdProyecto	Nombre	Descripción
EE – 017	Segundo transformador Páez 220/115 kV	Instalación de un segundo transformador en la subestación Páez 220/115 kV
EE – 018	Segundo Transformador San Bernardino 220/115 kV	Instalación de un segundo transformador en la subestación San Bernardino 220/115 k
EE – 019	Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV	Instalación de segundos transformadores Cerromatoso 360 MVA 500/230 kV y Chinú 450 MVA 500/230 kV.
EE – 020	Nueva subestación Almendros 220/110 kV	Refuerzo STR en la Guajira - Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) e incluye las siguientes obras complementarias: •Doble transformación Almendros 220/110 kV. La propuesta contempla el seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV.
EE – 021	Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV	Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas.
EE – 022	Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV	Tercer transformador 220/115/13.8 kV 90 MVA en la subestación Sabanalarga.
EE – 023	Tercer transformador La Loma 500/110 kV	Tercer transformador 500/110 kV de 150 MVA en la subestación La Loma para área Caribe.
EE – 024	Tercer Transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña	Con el propósito de incrementar los límites de importación y de exportación de potencia eléctrica del área Caribe, se propone la instalación de un tercer transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.
EE – 025	Segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV	Con el propósito de eliminar las radialidades de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV, se propone la construcción del segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV

IdProyecto	Nombre	Descripción
EE – 026	Complemento La Paz	Debido a las altas tensiones que se presentan en las subestaciones de Arauca ante la contingencia La Paz – Caño Limón 230 kV, XM propone junto con la incorporación de la SE La Paz STN/STR la siguiente alternativa a evaluar. A1: Segundo circuito La Paz – Caño Limón 230 kV (100m)
SAEB -001	SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá	SAEB de 40 MVA en la subestación Ubaté y SAEB de 40 MVA en la subestación TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá
SAEB -002	Mompox 115 kV	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 20 MW / 80 MWh en la subestación Mompox 115 kV
SAEB -003	SAEB -Doncello 115 kV	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 20 MW / 100 MWh en la subestación Doncello 115 kV
SAEB -004	SAEB - Buchely 115 kV	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 10 MW / 40 MWh en la subestación Buchely 115 kV
SAEB -005	SAEB - La Loma 110 kV	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 150 MW / 150 MWh en la subestación La Loma 110 kV
FACTS -001	SSSC en el circuito Sierra – San Carlos 230 kV	Instalar tecnología SSSC en el circuito San Carlos – La Sierra 230 kV para disminuir la cargabilidad en condición normal de operación y cumplir la normativa ante contingencias sencillas N-1.
FACTS -002	SSSC en el circuito Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV	Instalar tecnología SSSC en el circuito Zarzal – Cartago 115 kV y Zarzal - La unión 115 kV para mitigar las altas cargabilidades ante contingencias sencillas N-1.
CS -001	Compensadores Síncronos GCM	Instalación de condensadores síncronos en la red GCM, para mitigar problemas de red débil: • Cuestecitas 500 kV • Colectora 500 kV • Copey 220 kV • Cuestecitas 220 kV • Valledupar 220 kV

IdProyecto	Nombre	Descripción
CS -002	Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar	Instalación de condensadores síncronos en la red Córdoba-Sucre y Bolívar, para mitigar problemas de red débil: • Chinú 500 kV • Carreto 500 kV • Toluviejo 220 kV • Sahagún 500 kV • Bolívar 220 kV
CS -003	Compensadores Síncronos Atlántico	Instalación de condensadores síncronos en la red Atlántico, para mitigar problemas de red débil: • Sabanalarga 500 kV • Tebsa 220 kV • Nv Barranquilla 220 kV • Caracolí 110 kV • Malambo 110 kV

Tabla 13-1. Obras propuestas en el Plan de Modernización -Tomo 1. UPME