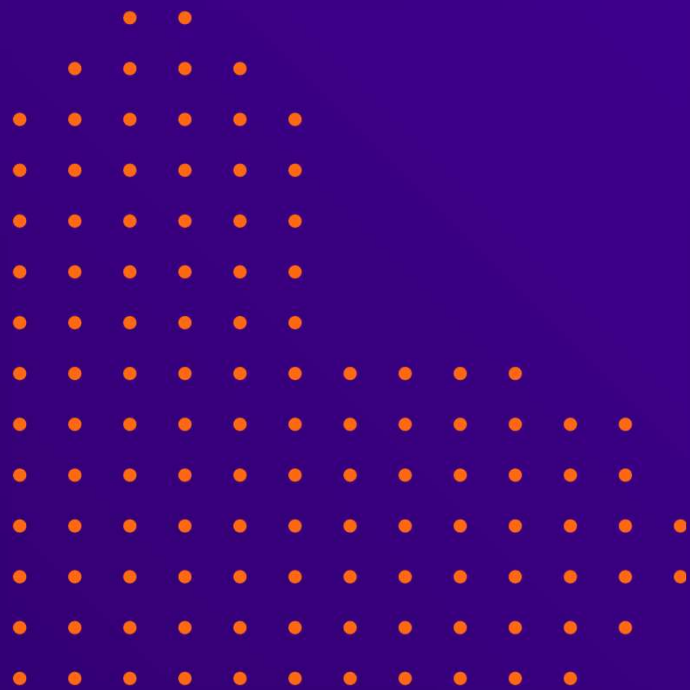




Sumamos energía,
sumamos pasión

INFORME CND DIRIGIDO A: Comité Técnico y Regulatorio CAPT

Agosto 18 de 2023

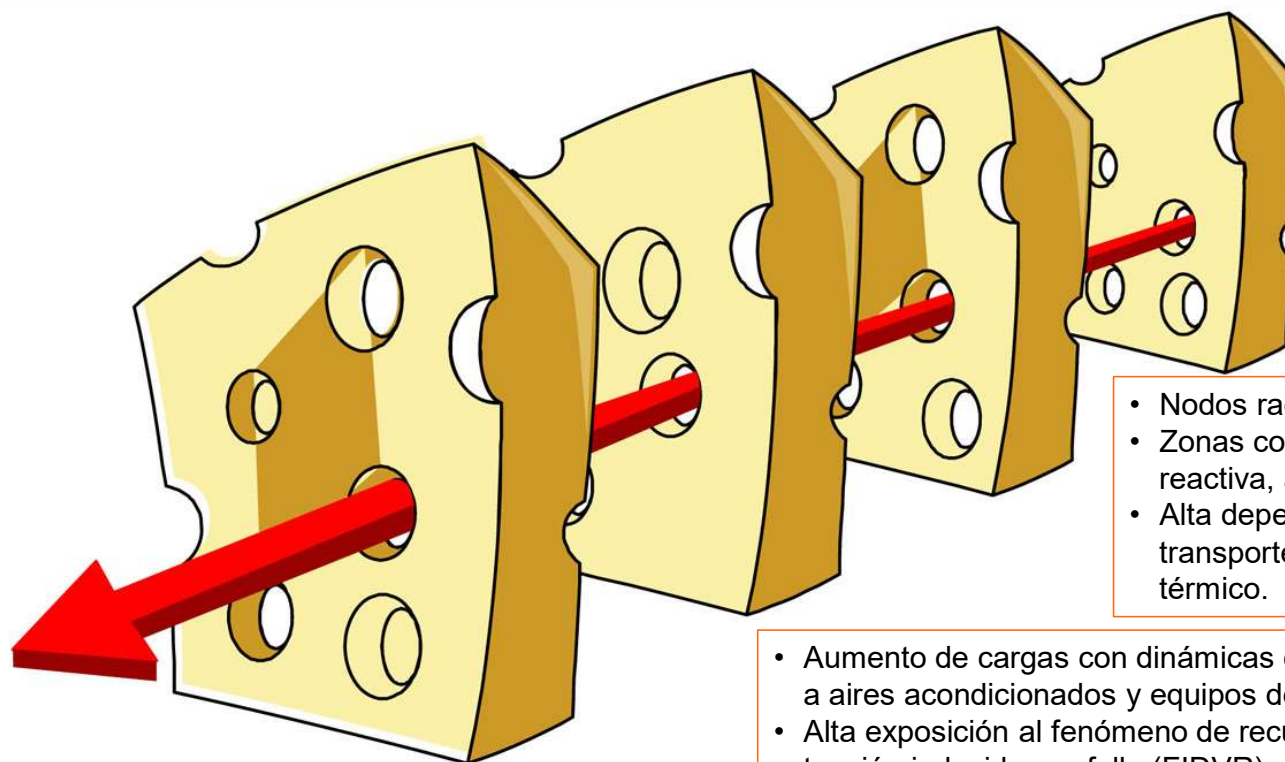


Situación Operativa Caribe



Indicadores Operación

Reflexión situación del área Caribe



- Retraso en entrada en operación de obras de infraestructura del SDL, STR y STN.
- Niveles de Corto Circuito que exceden los valores de diseño.
- Resiliencia y flexibilidad en algunos nodos del área.

- Nodos radiales que han agotado la capacidad.
- Zonas con déficit de control dinámico de reactiva, aporte de inercia y aporte de corto.
- Alta dependencia de la infraestructura de transporte de gas y la disponibilidad del parque térmico.

- Aumento de cargas con dinámicas complejas asociadas a aires acondicionados y equipos de refrigeración.
- Alta exposición al fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).
- Alta propagación de eventos desde el STR al STN (huecos de tensión)

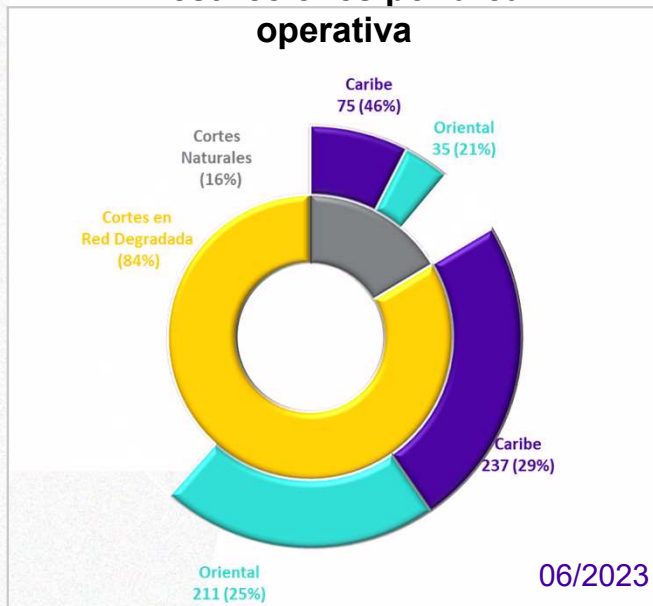
- Crecimiento de la demanda.
- Desviaciones entre la demanda programada y la demanda real.
- Agotamiento de opciones de relajación de criterios (Esquemas – CREG 224 de 2016)
- Incremento en volumen y complejidad de los mantenimientos.



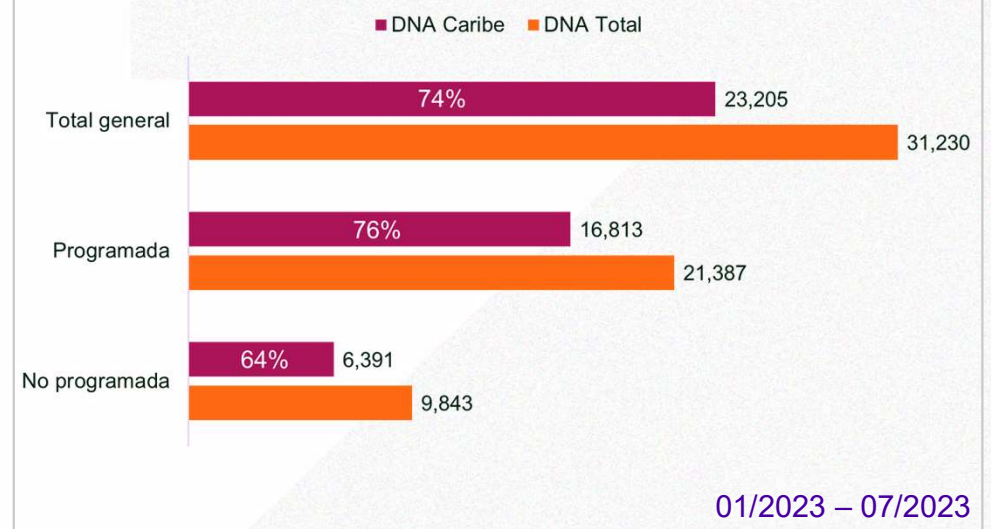
Incremento en DNA

Evolución Indicadores Área Caribe 2022-2023

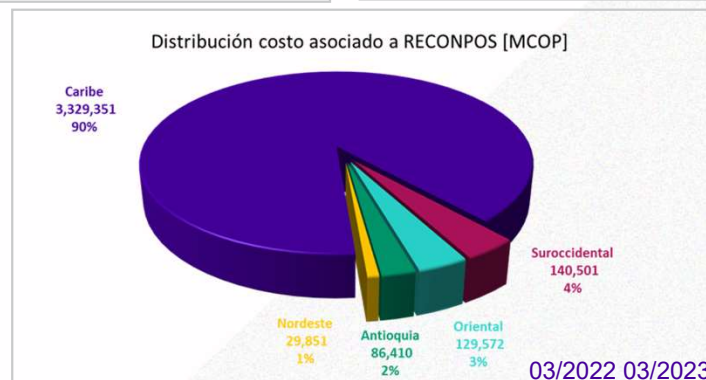
Restricciones por área operativa



DNA Caribe Vs SIN [GWh]



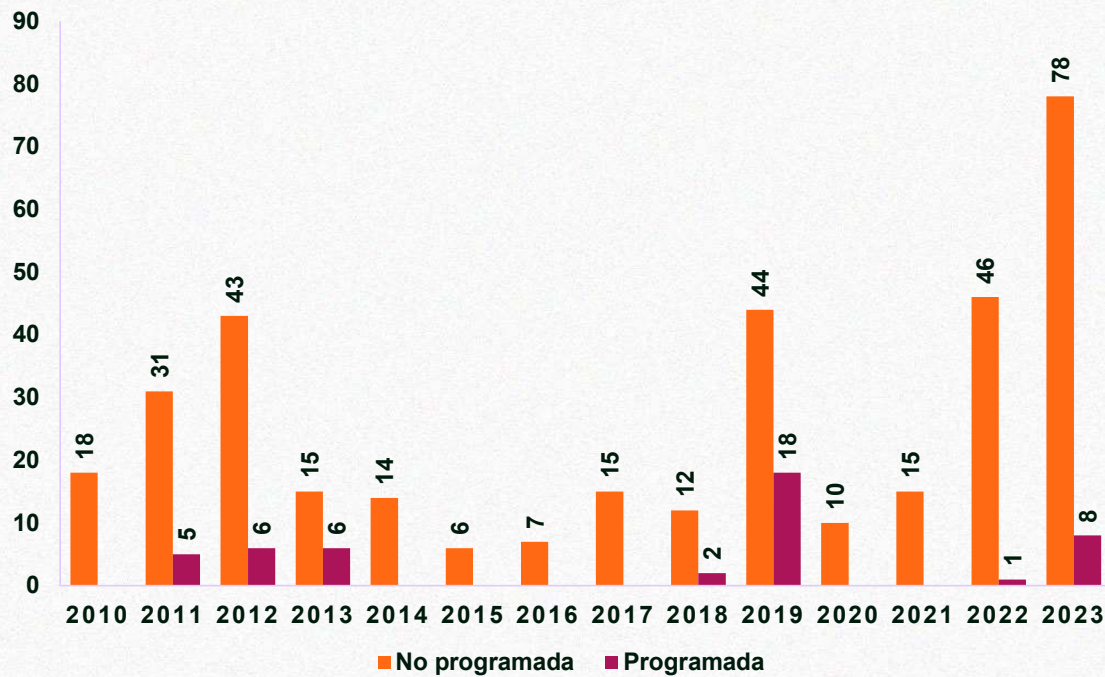
Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



Esquemas
Suplementarios de
Protección
40 (74%)

Evolución eventos de DNA por agotamiento

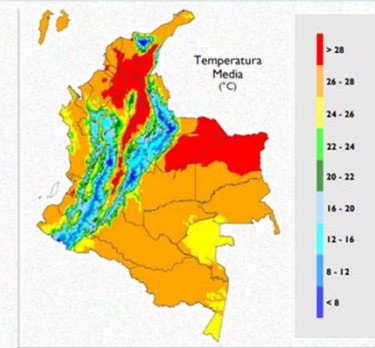
EVENTOS DE DNA POR AGOTAMIENTO DE RED



Instrucciones DNA 2023



Mayo y Junio presentaron incrementos significativos de la demanda y picos máximos que en algunos días superaron el IC del 95%.



Aumento de temperatura

“Instrucciones de Demanda No Atendida (DNA): Instrucción de desconexión de carga desde el Centro de Control del CND al operador del área para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad de la operación del sistema en cumplimiento del Código de Operación.

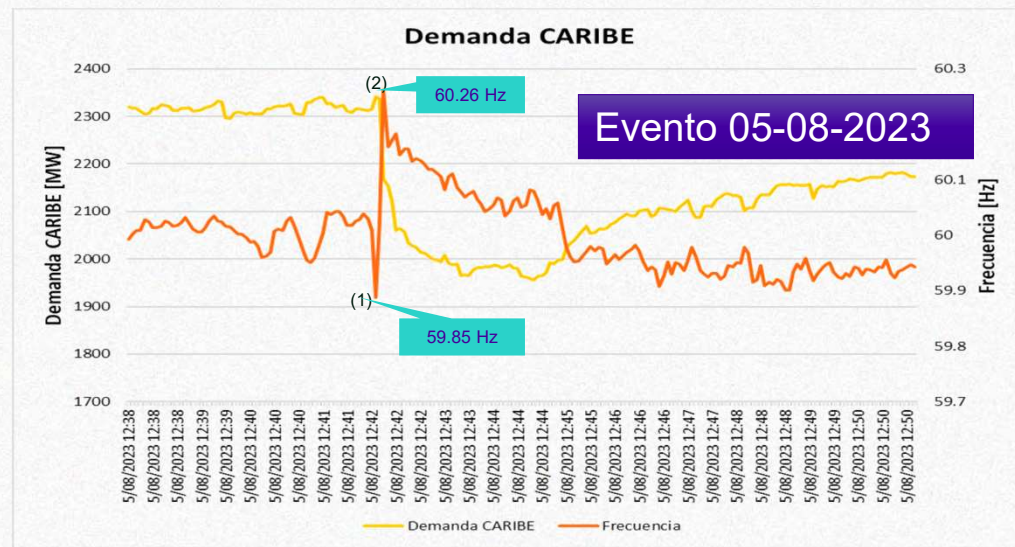
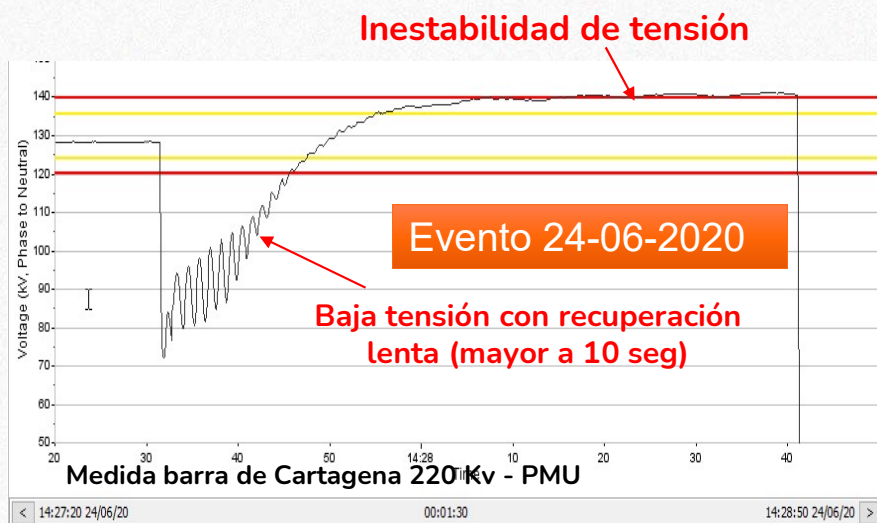
Situación operativa Caribe

Situación operativa	GCM	Bolívar	Córdoba-Sucre	Atlántico
Sobretensiones (cercanas o superiores a 1.1 p.u.)	Copey 500 kV La Loma 500 kV Valledupar 220 kV Cuestesitas 220 kV Copey 220 kV Cuestesitas 110 kV (Recuperación lenta de voltaje inducida por falla - FIDVR)	Gambote 66 kV El Carmen 66 kV	Chinú 110 kV Nva Montería 110 kV Montería 110 kV Tierralta 110 kV Cereté 110 kV	
Bajas tensiones	El Banco 110 kV		Mompox 110 kV Zambrano 66 kV Gambote 66kV	
Cargabilidad > 95% y <100%		El Carmen 110/66/13.8 kV Bolívar – Villa Estrella 1 66 kV Ternera - Gambote 1 66 kV	Chinú – Sincé 1 110 kV Chinú 1 500/110/34.5 kV Chinú 2 500/110/34.5 kV Chinú 3 500/110/34.5 kV	Tebesa – Unión 1 110 kV
Sobrecargas (>100%)		El Carmen 110/66/13.8 kV Bolívar – Villa Estrella 1 66 kV Ternera - Gambote 1 66 kV	Chinú – Sincé 1 110 kV	Tebesa – Unión 1 110 kV
DNA por control de tensión, confiabilidad o cargabilidad	Confiabilidad GCM (CREG 224 de 2016) Confiabilidad Caribe 2 (límite de importación) El Banco 110 kV	Confiabilidad Bolívar (CREG 224 de 2016) Confiabilidad Caribe 2 (límite de importación) Carg Ternera – Gambote 66 kV Carg El Carmen 110/66/13.8 kV	Confiabilidad Córdoba–Sucre (CREG 224 de 2016) Carg Chinú – Sincé 110 kV	Confiabilidad Atlántico (CREG 224 de 2016) Confiabilidad Caribe 2 (límite de importación)



Situación Operativa

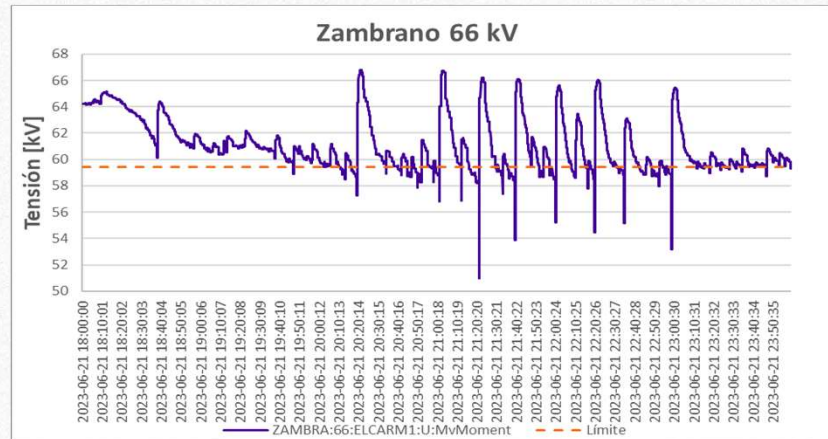
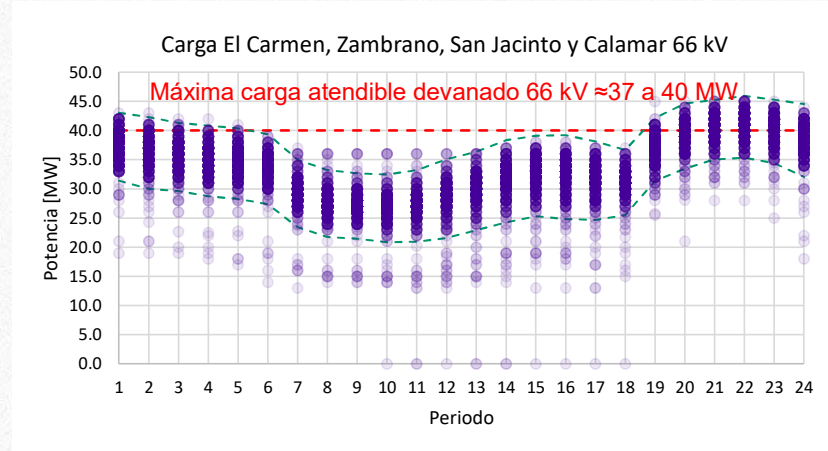
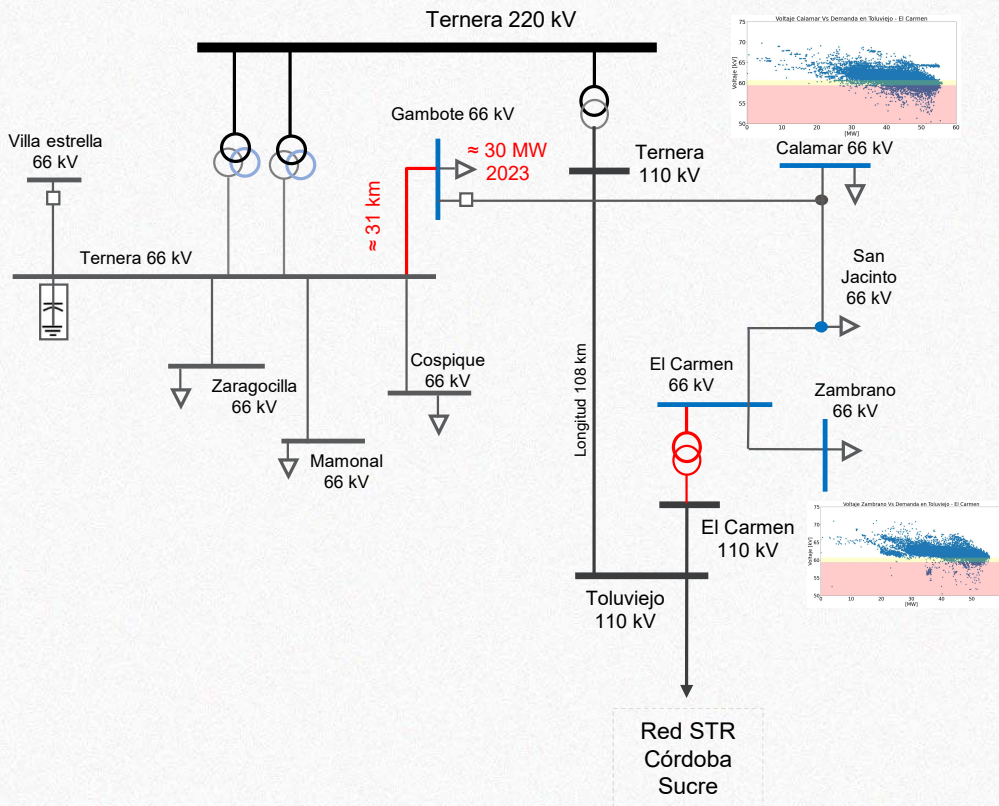
Eventos Relevantes en SIN: Recuperación lenta de voltaje inducida por falla - FIDVR



IMPACTO DEL SIN			AFECCIÓN:
24/06/2020	Fallas en Sabana 220 kV	DNA 1900 MW	Apagón de Caribe
27/05/2021	Disparo Unidad TermoGuajira 1	Perdida de 170 MW	Sobretensión en GCM, Desconexión elementos del STN
17/03/2022	Falla Tebsa – La Unión 110 kV	Perdida de 188 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
03/05/2023	Falla Ternera – Cospique 1 66 kV	Perdida de 273 MW	Sobretensión en GCM, Salida generación renovable
05/08/2023	Disparo Unidad TEBSA 11	Perdida de 390 MW	Sobretensión en GCM, Sobrefrecuencia, Salida generación renovable, Desconexión elementos del STN

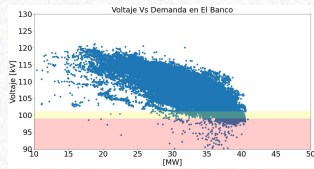
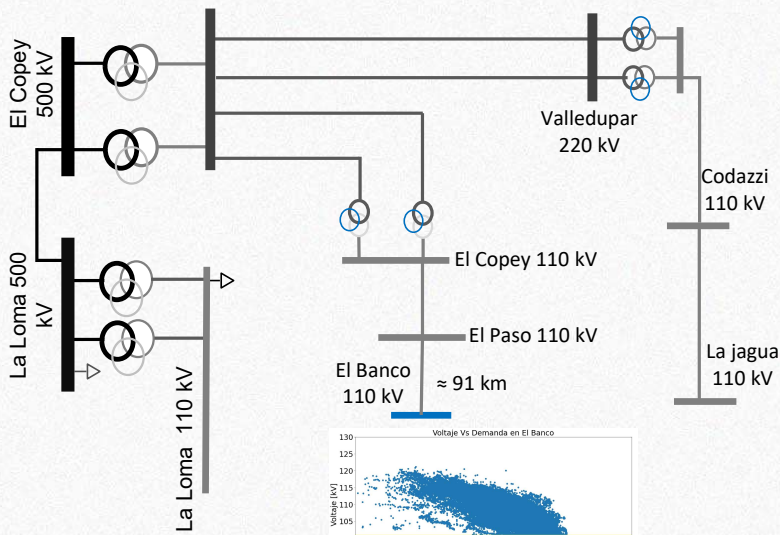
Situación Nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV

1.55 GWh de DNA en 2023

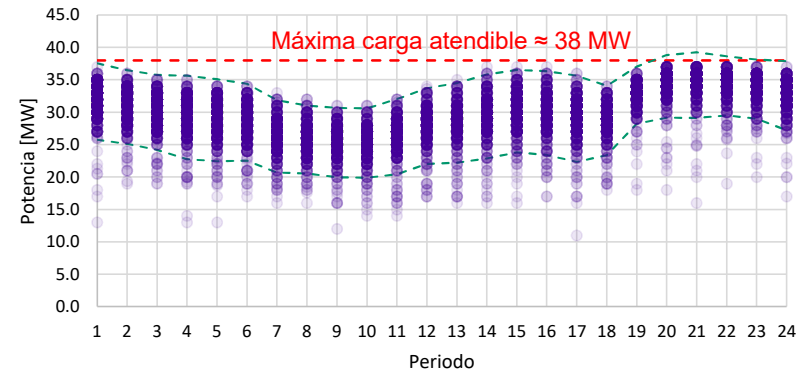


Situación Nodos El Banco y El Paso 110 kV (GCM)

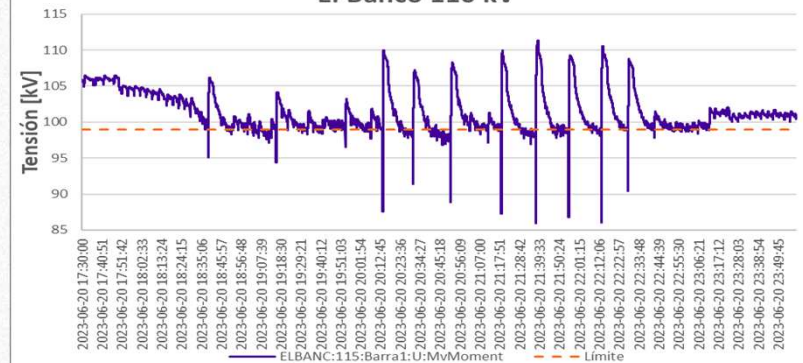
1.56 GWh de DNA en 2023



Carga El Banco 110 kV

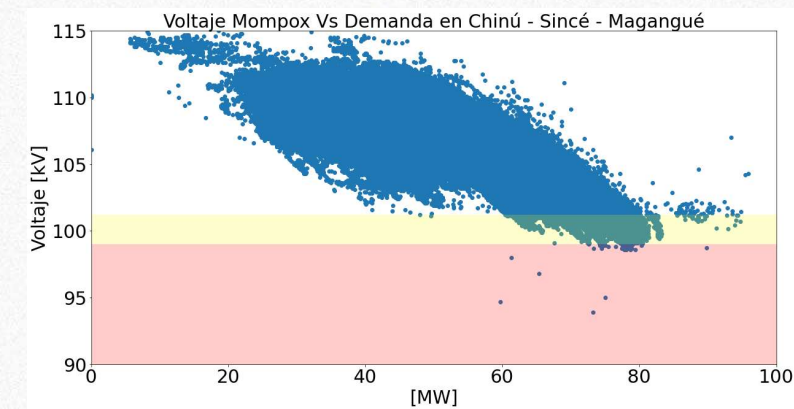
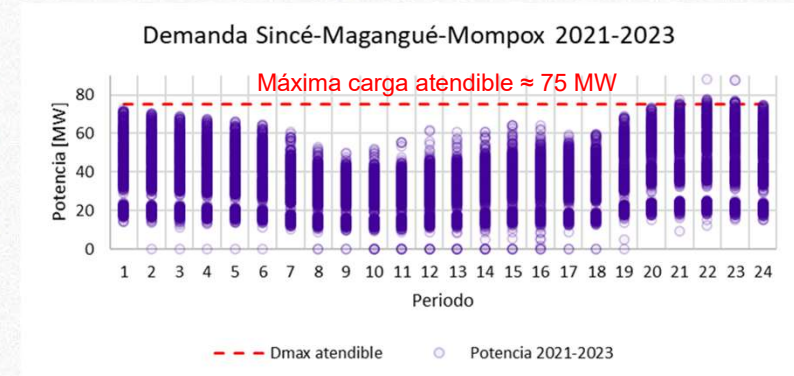
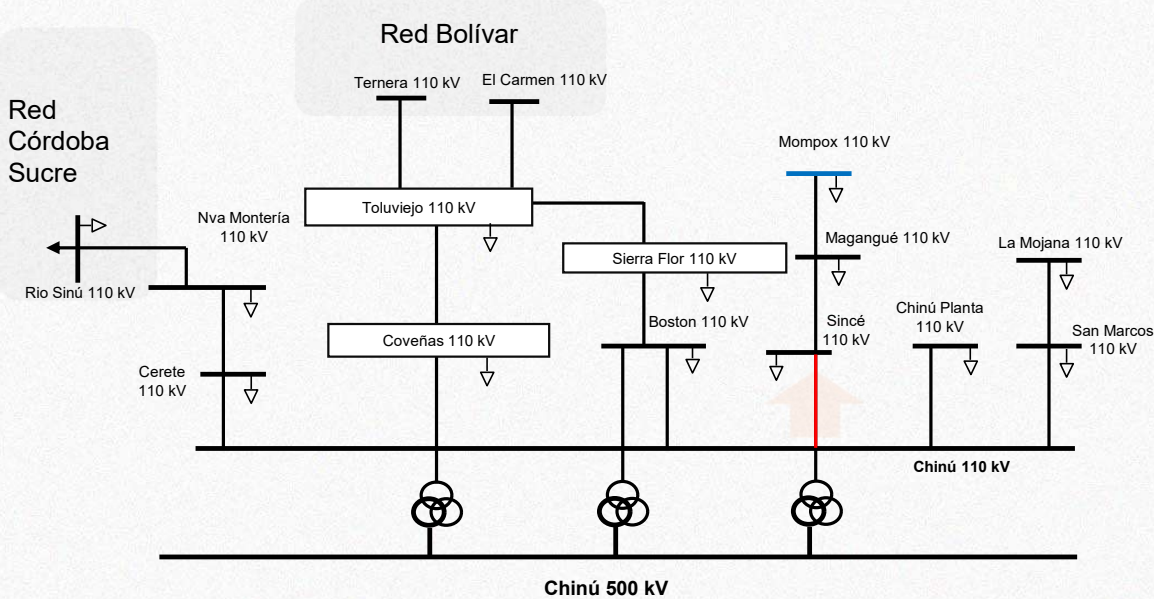


El Banco 110 kV



Situación Sobrecarga Chinú - Sincé 110 kV y baja tensión en Mompox 110 kV

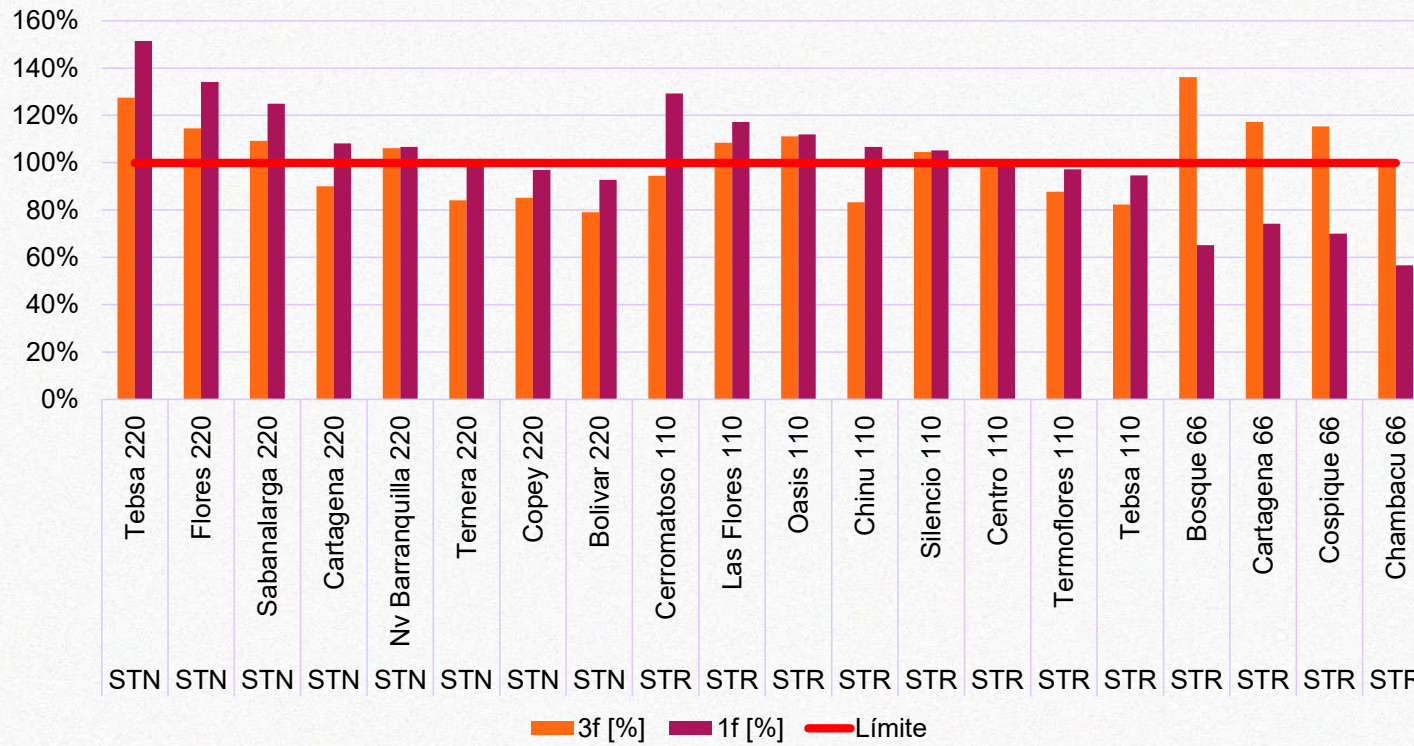
1.6 GWh de DNA en 2023



Nivel de cortocircuito en subestaciones Caribe



Subestaciones con nivel de cortocircuito mayor al 100%



13 Subestaciones superar el nivel de cortocircuito de diseño:

- STN 5
- STR 8

7 Subestaciones Superan el 95%

Subestaciones han superado el 90% de su capacidad en al menos un periodo en 2022 y 2023:

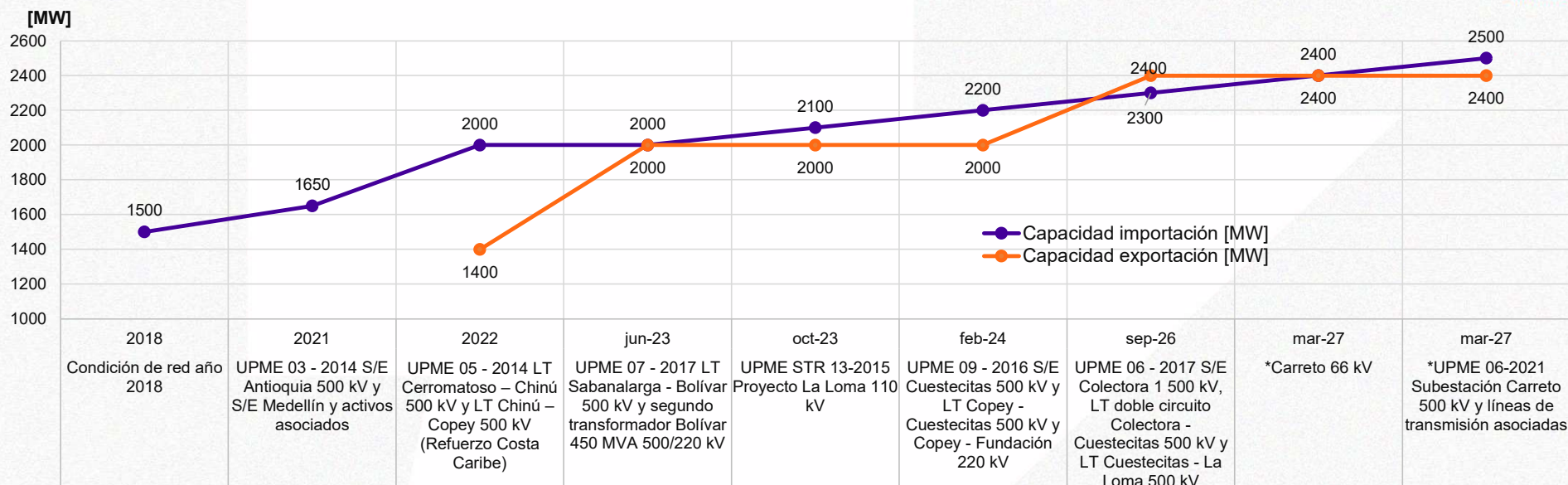
STN: Tebsa

STR: Oasis, Cerromatoso, TermoFlores

**Para el despacho, se realiza análisis mediante el método completo o transposición*

- Se utiliza el método de análisis IEC 60909 de 2016, calculando las máximas corrientes de cortocircuito al realizar fallas monofásicas y trifásicas francas.
- Red a agosto de 2024 y alta generación térmica en Caribe.

Impacto proyectos de expansión en la capacidad de importación y exportación de potencia del área Caribe



* Los límites de importación y exportación están sujetos a reevaluación de acuerdo a los escenarios planteados

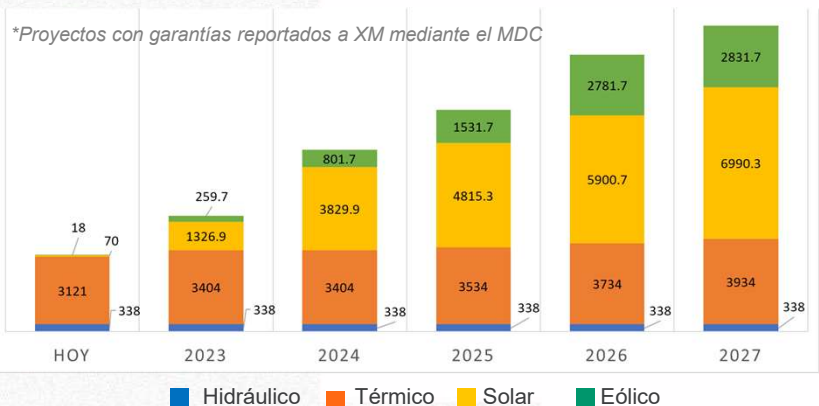
Para la evolución de restricciones es indicativa, sujeta a los supuestos de los estudios del mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP), la entrada en operación de los proyectos se expansion en la fecha programada y de la proyección de demanda para cada año de operación

- La limitante a la importación de potencia en el largo plazo continúa siendo el cumplimiento de criterios de tensión en nodos en configuración radial del STR.
- Con la entrada de los circuitos La Loma – La Jagua y La Loma – El Paso 110 kV se mitigan las restricciones en estos nodos pero se mantienen las restricciones de recuperación en los demás nodos radiales de GCM y Bolívar 66 kV. **Hasta resolver dichas restricciones el impacto sobre el límite de intercambio de los nuevos proyectos de expansión será limitado**

La capacidad de exportación del área Caribe es limitada por el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación, en red completa y ante contingencia N-1. En particular se identifica que en escenario de alta exportación se presenta baja tensión en nodos del área en red completa y restricciones a nivel de 230 kV en GCM y Atlántico. Dada la condición del SVC de Chinú, se recomiendan equipos adicionales que proporcionen soporte dinámico de tensión en la red de 500 kV

Evolución generación instalada área Caribe y capacidad de exportación 2025 - 2027

Aumento de la capacidad instalada área Caribe

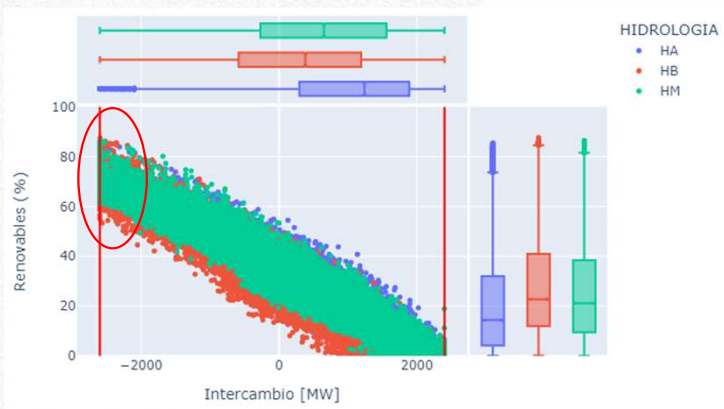


En el área Caribe se esperan 14,000 MW generación a 2027, de los cuales 9822 MW corresponde a generación basada en inversores

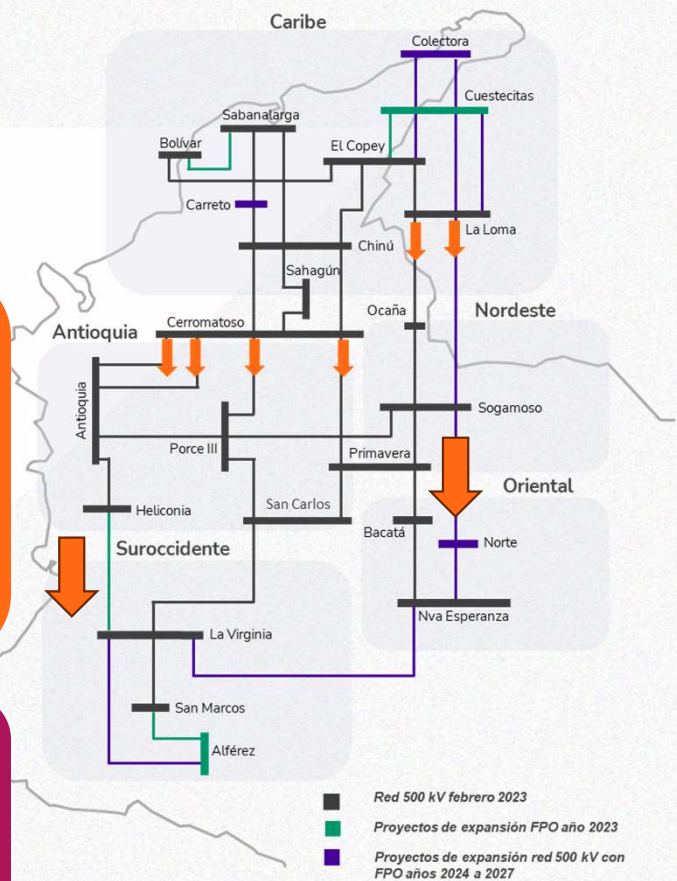
Se debe acompañar la capacidad de generación instalada en el área Caribe, con proyectos que permita aumentar su capacidad exportación al resto del SIN y su tránsito hacia los centros de carga del interior

Maximizar la exportación de Caribe, puede requerir el refuerzo de los enlaces de transmisión hacia Sur Occidente y Oriental

Capacidad exportación de potencia Área Caribe

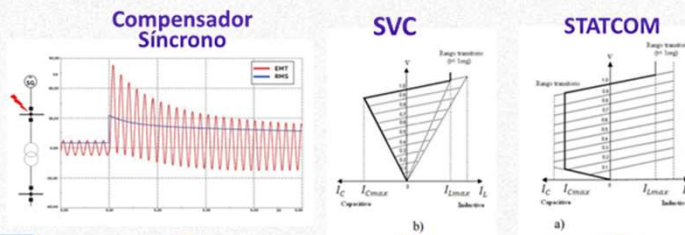


*Flexibilidad 2022, 7.4 GW en caribe

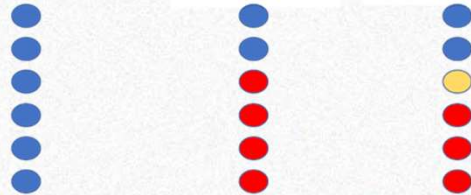


Aumento de los límites de intercambio:

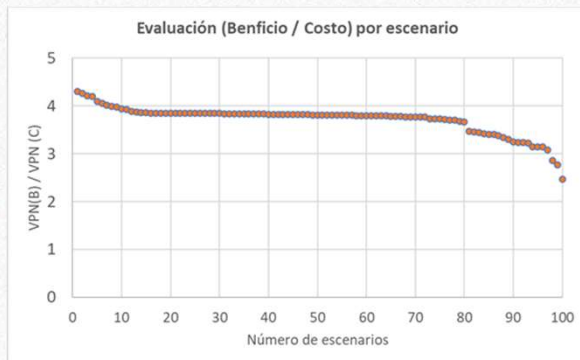
Compensaciones sincrónicas GCM para mitigación del FIDVR



Aporte de reactiva
Control dinámico
Operación en bajos voltajes
Potencia de Corto Circuito
Sobrecarga temporal
Inercia



Ubicación Probable	Capacidad de control dinámico de reactivos [MVAR]	Motivo
Cuestecitas 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Valledupar 230 kV	60	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
El Banco 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
La Jagua 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Guatapuri / San Juan 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Riohacha / Maicao 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR
Santa Marta / Bureche 110 kV	30	Mitigación y control del fenómeno de FIDVR

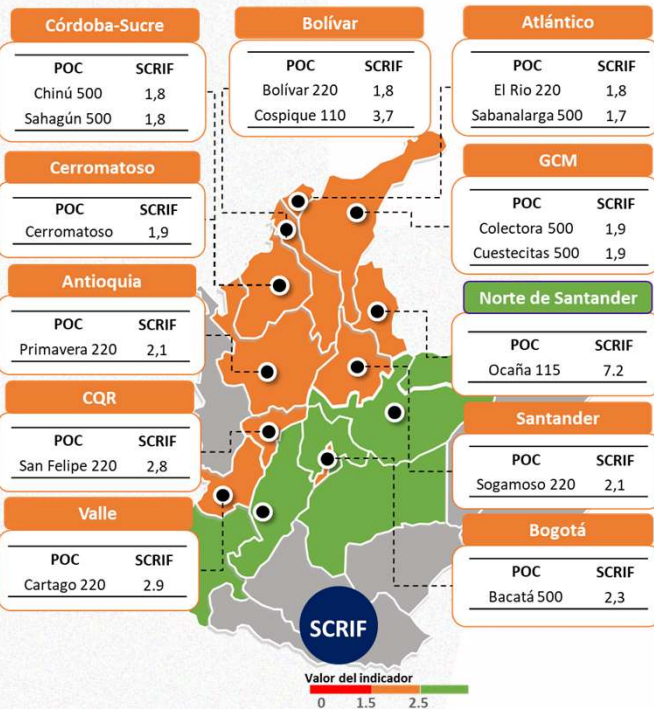


	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	113'400.000	USD
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3	%

Relación Beneficio costos mayor a 2.5 en las 100 series simuladas.

Aumento de la capacidad de generación FERNC:

Mejoramientos índices SCRIF y WSCR



Elementos con aporte de **corriente de cortocircuito** en las sub-estaciones con **niveles de SCRIF bajos**, mejoran considerablemente las problemáticas de red débil y son una alternativa frente a posibles **cortes de producción para garantizar la estabilidad del sistema y/o pérdidas generalizadas de equipos conectados mediante inversores.**

Resumen Compensadores Síncronos (SynCon)

Sub Área	Sub Estación IBG	Aporte de CC	Inercia	SynCon
GCM	Colectora 500 (1050 MW de IBG's)	1000 MAV/1.2 kA	5 seg.	100 MVAR
GCM	Cuestecitas 500 (742 MW de IBG's)	1000 MAV/1.2 kA	5 seg.	100 MVAR
Bolívar	Bolívar 220 (442 MW de IBG's)	400 MAV/1 kA	3 seg.	40 MVAR
Atlántico	Sabanalarga 500 (799 MW de IBG's)	1000 MAV/1.2 kA	5 seg.	100 MVAR
Córdoba-Sucre	Sahagún 500 (1299 MW de IBG's)	1000 MAV/1.2 kA	5 seg.	150 MVAR

Recomendaciones a la UPME:

Priorizar las convocatorias y evaluar la posibilidad de adelantar las FPO's de los proyectos

Proyecto	FPO
UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV	2027

* FPO reportada en el portal MDC.

Definición viabilidad de obras y convocatorias (se propone adición al plan 2023)

Proyecto	FPO
Compensadores Síncronos Distribuidos GCM	---
SE Nueva Sahagún 500/115 kV y obras anexas (iniciativa AFINIA)	---
SE Magangué 500/115 kV y obras anexas (Iniciativa AFINIA)	---

En el corto plazo, viabilizar medidas de mitigación para los riesgos materializados

Proyecto	FPO
Revisar y viabilizar propuestas de mitigación presentadas por los agentes	
Generación localizada	

Plantear soluciones estructurales a la problemática de niveles de cortocircuito

Evaluar planes y acciones de mitigación para la repotenciación de sub estaciones que superaron o están por superar el nivel de corto.



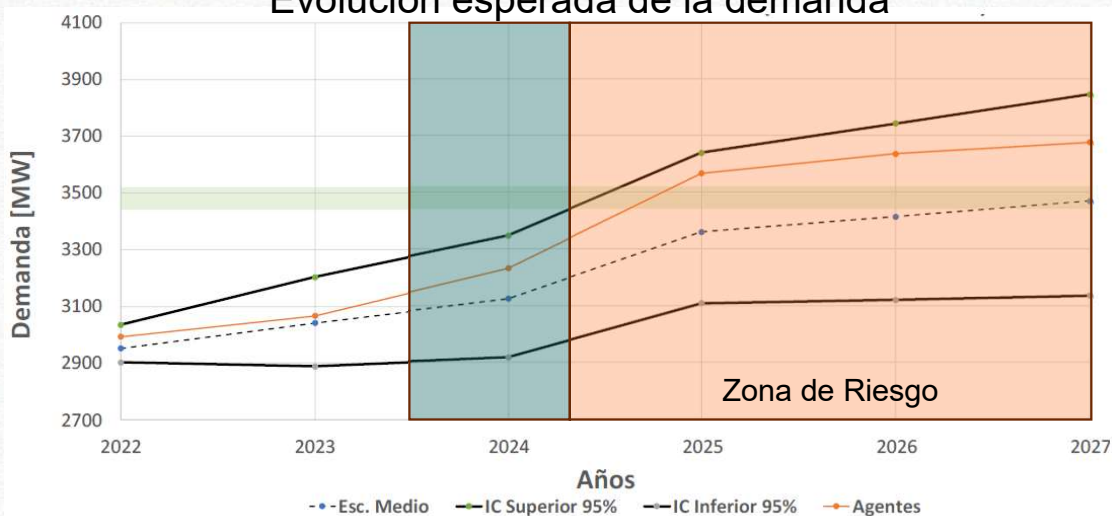
Área Oriental



Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación operativa eléctrica - Oriental

Evolución esperada de la demanda



Incertidumbre en la entrada de proyectos:

LT La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV Segundo refuerzo área oriental (ALUPAR)

- 88% de avance constructivo
- A la espera de la modificación de la licencia para una variante a la llegada a Nueva Esperanza

Segundo transformado de nueva esperanza (ENEL)

- Sin asignación de promotor para la bahía por 500 KV.

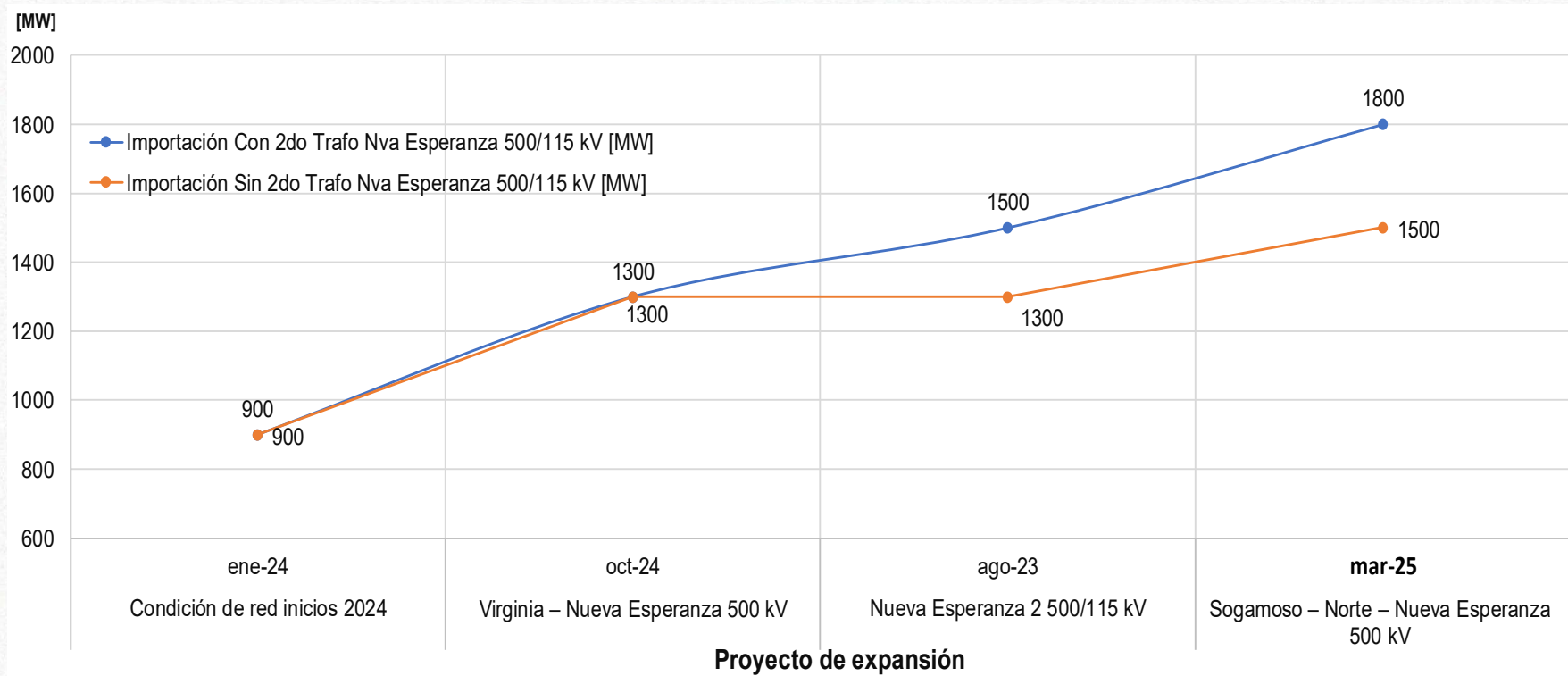
Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV (GEB)

- En trámite el licenciamiento ambiental de la subestación Norte.

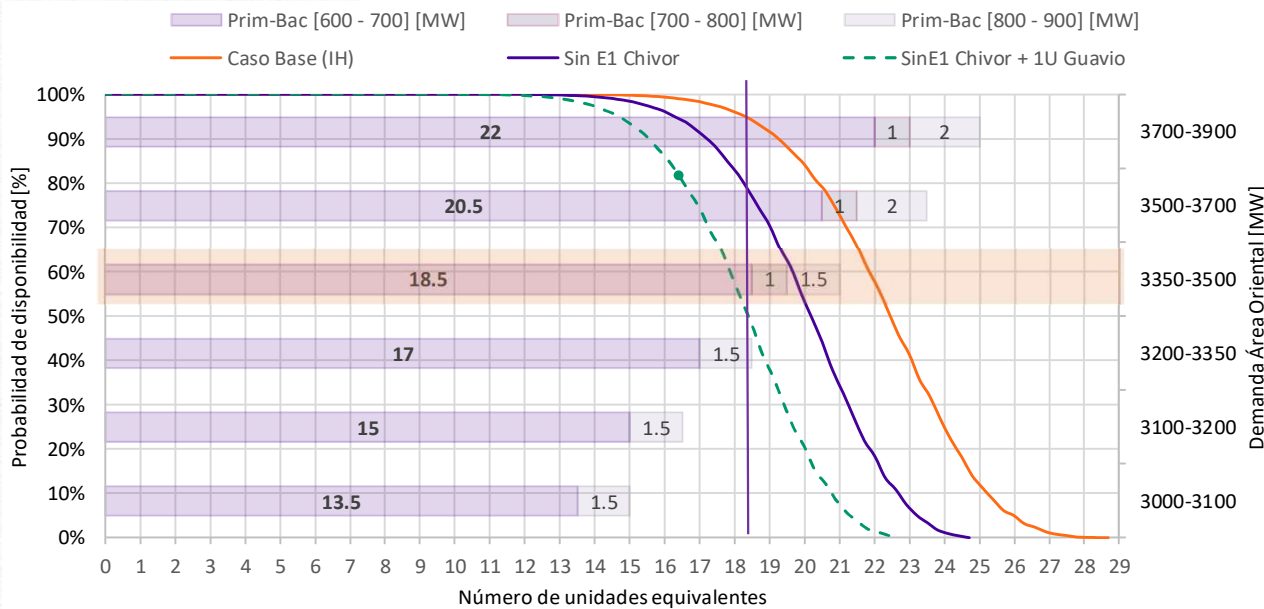
Proyectos que eliminan la condición de riesgo

Origen	Nombre	FPO DSI	FPO*	Atraxo
UPME 07 – 2016	LT La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV Segundo refuerzo área oriental	2021	2025	3 Años
ENEL	Segundo transformado de nueva esperanza y bahías por 115 kV	2023	2024	1 Año
----	Bahia 500 KV segundo transformador de nueva esperanza	----	----	----
UPME 03 – 2010	SE Chivor II y SE Norte 230 kV y LTs asociadas	2015	2025	10 Años
UPME 01 – 2013	SE Norte 500 kV y LT Sogamoso–Norte–Nueva Esperanza 500 kV	2017	2025	8 Años

Evolución de la capacidad de importación del área Oriental a través de la red 500 kV (Sensibilidad Trafo Nueva Esperanza 2 500/115 kV)



Requerimientos de seguridad sin la entrada de proyectos de expansión



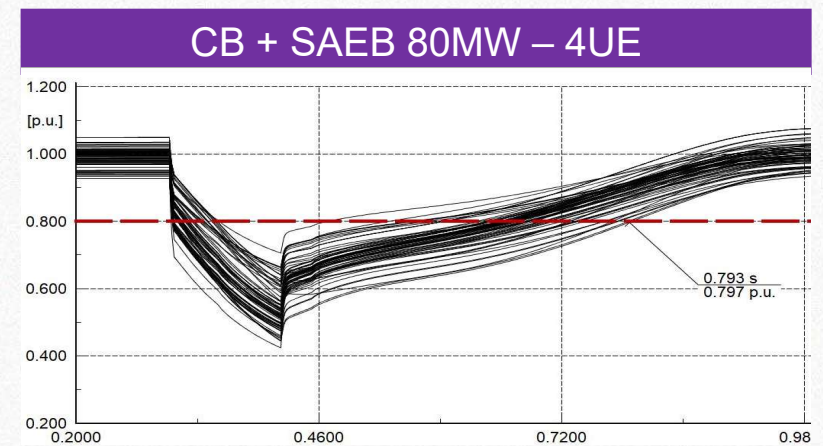
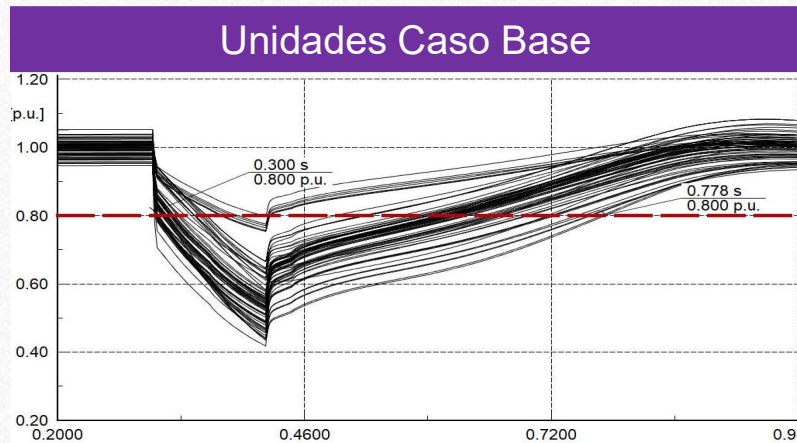
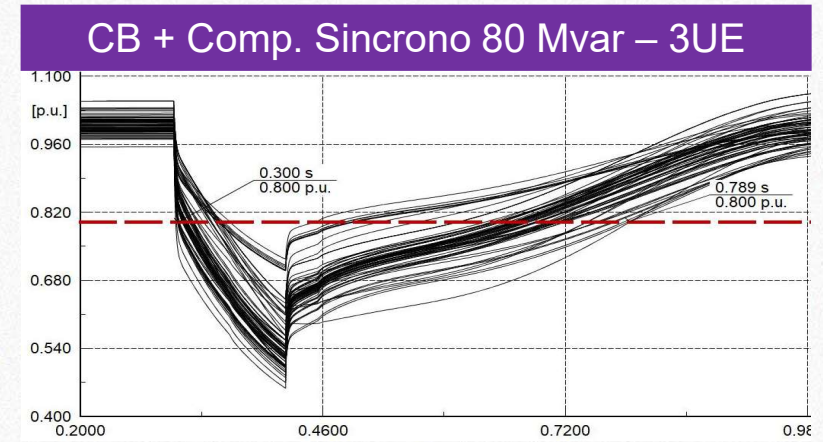
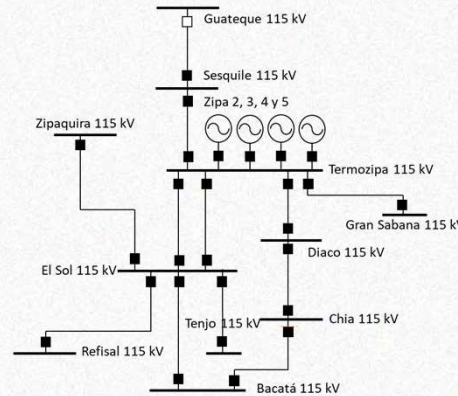
Ante la no entrada de los proyectos de transmisión previstos en el área, para valores de demanda superiores a **3500 MW**, la probabilidad de no contar con el número de unidades requeridos para soporte de tensión podría implicar programar MW internos para disminuir la importación del área, e incluso puede ser requerido programación cortes de energía en nodos puntuales del área para dar cumplimiento a los criterios de confiabilidad y seguridad.

Se requiere la materialización de soluciones estructurales que permitan mantener condiciones seguras de tensión y disminuir el requerimiento y soporte de Mvar asociado a las unidades de generación.

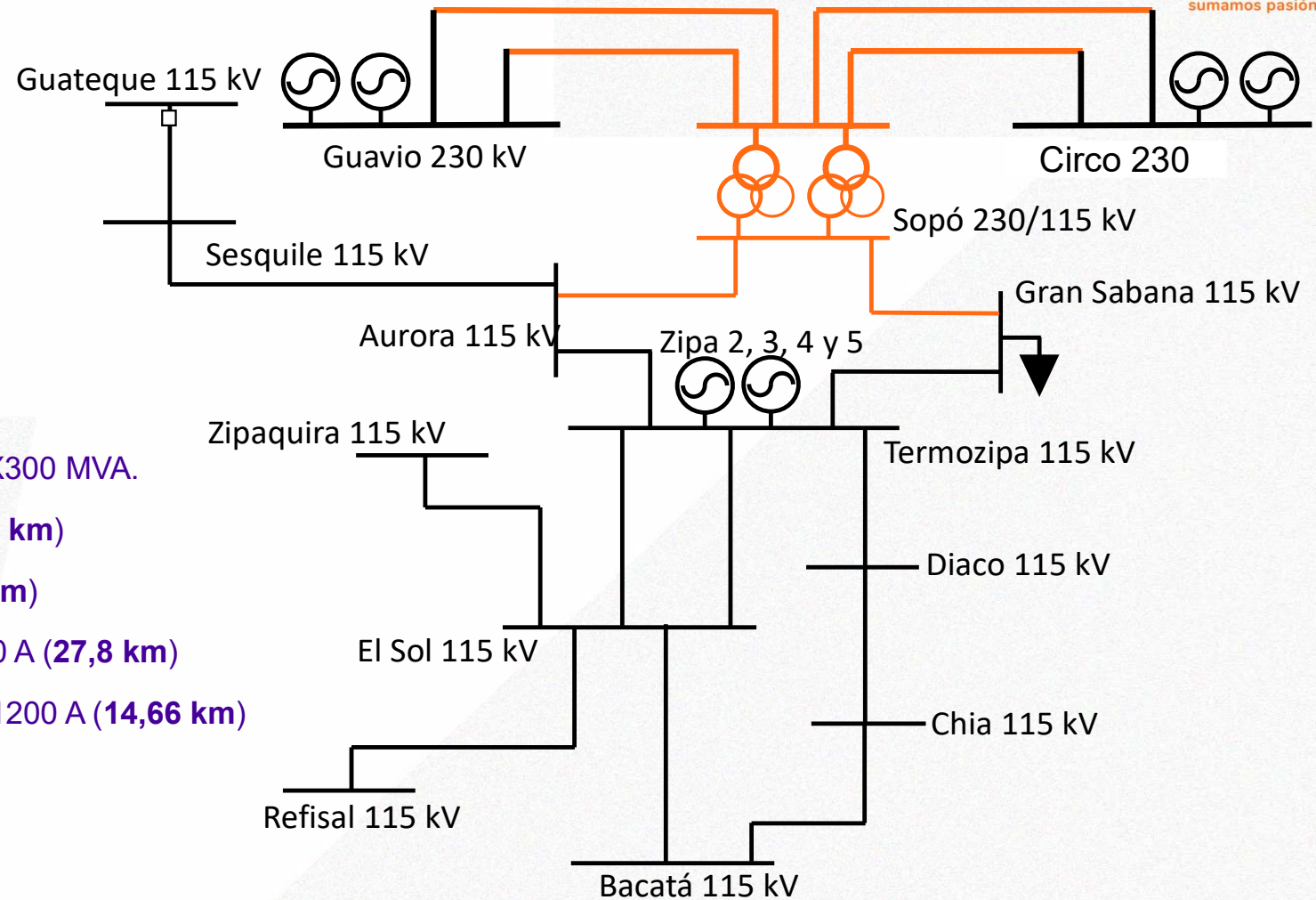
Compensación dinámica en la carga

Opción para disminuir el requerimiento de número de unidades

Las tensiones que más depresión presentan son las de la zona de la sabana norte de Bogotá ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV y en escenarios de alta demanda.



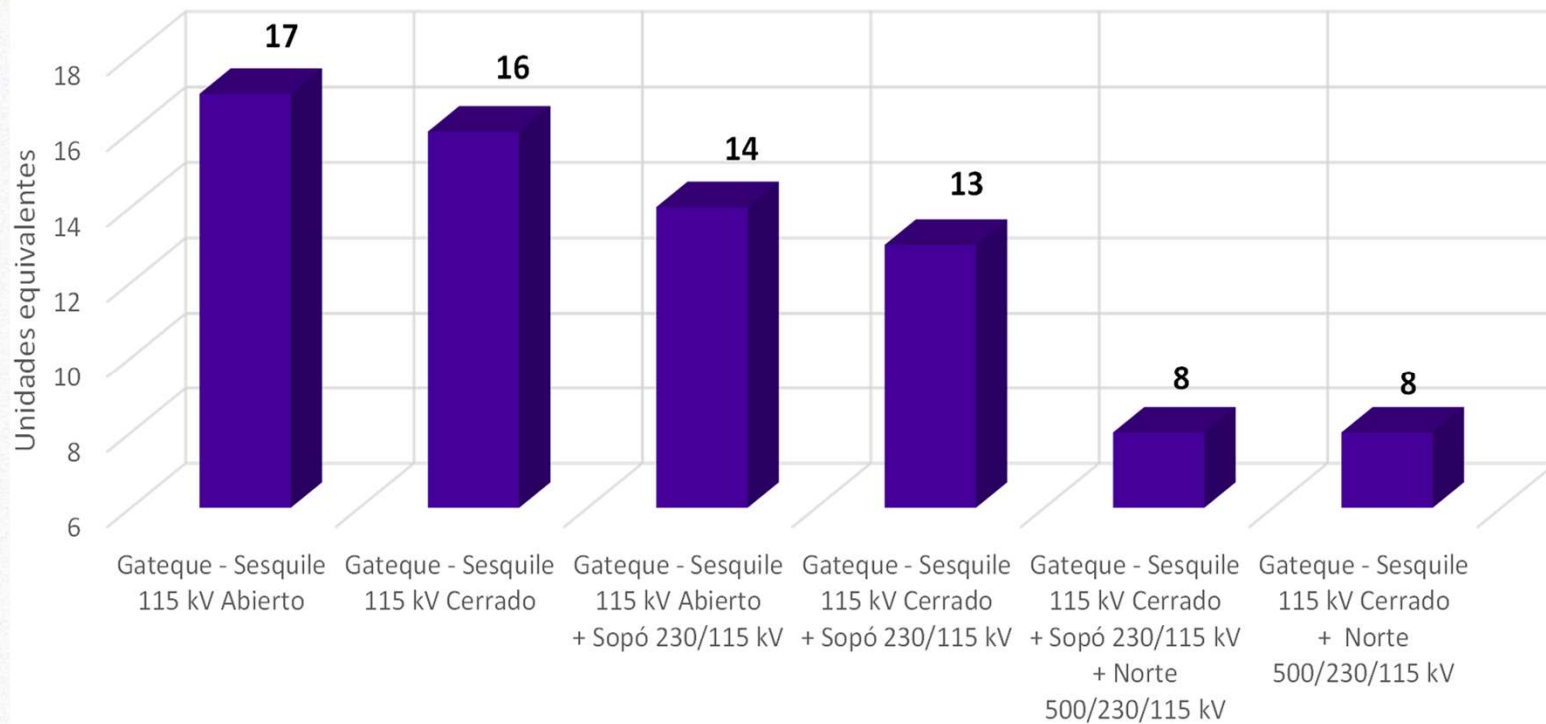
Sopó 230/115



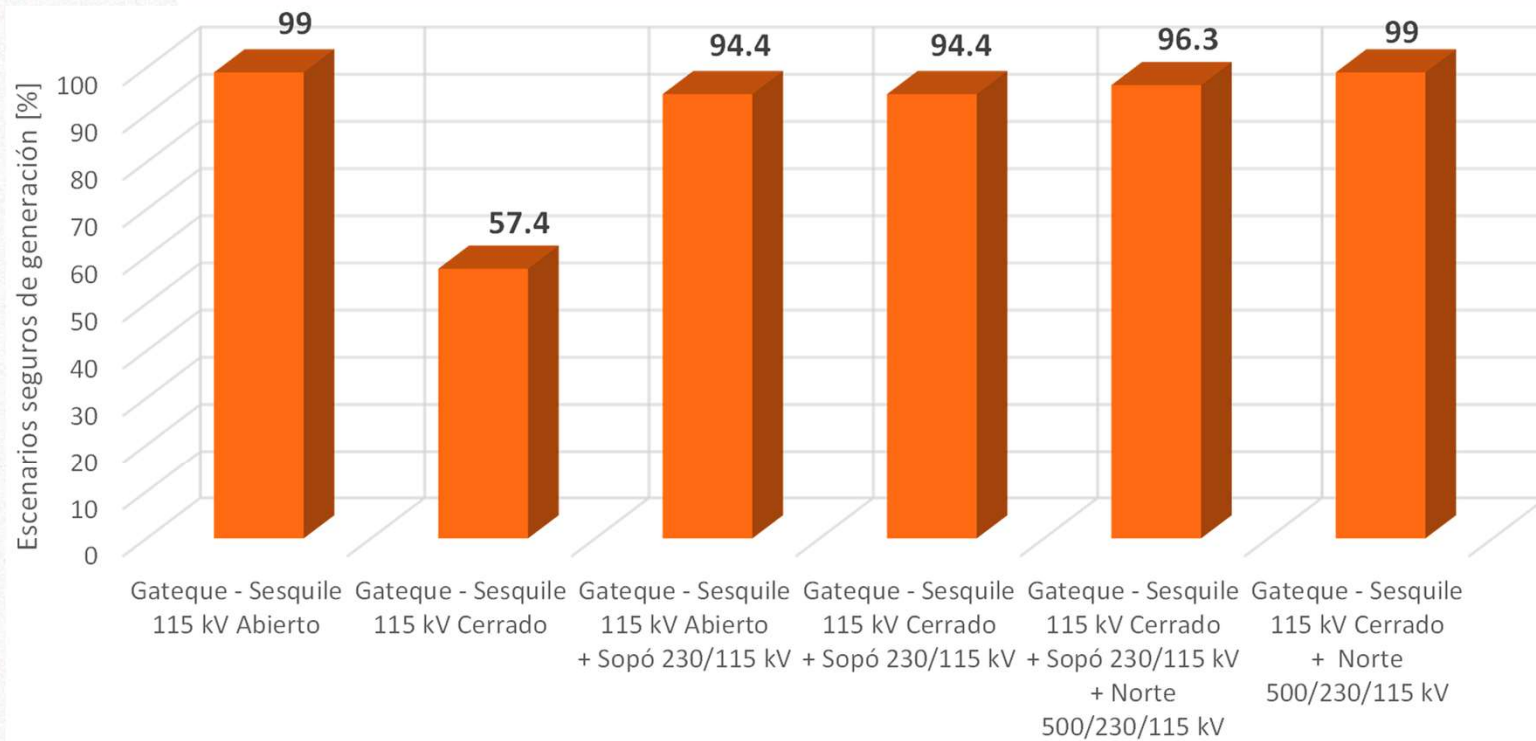
- Transformadores 230/115 kV 2X300 MVA.
- Guavio – Sopó 1 y 2 230 kV (**74 km**)
- Sopo – Circo 1 y 2 230 kV (**35 km**)
- La Aurora – Sopo 115 kV a 1200 A (**27,8 km**)
- Gran Sabana – Sopo 115 kV a 1200 A (**14,66 km**)

Impacto Sopó 230/115

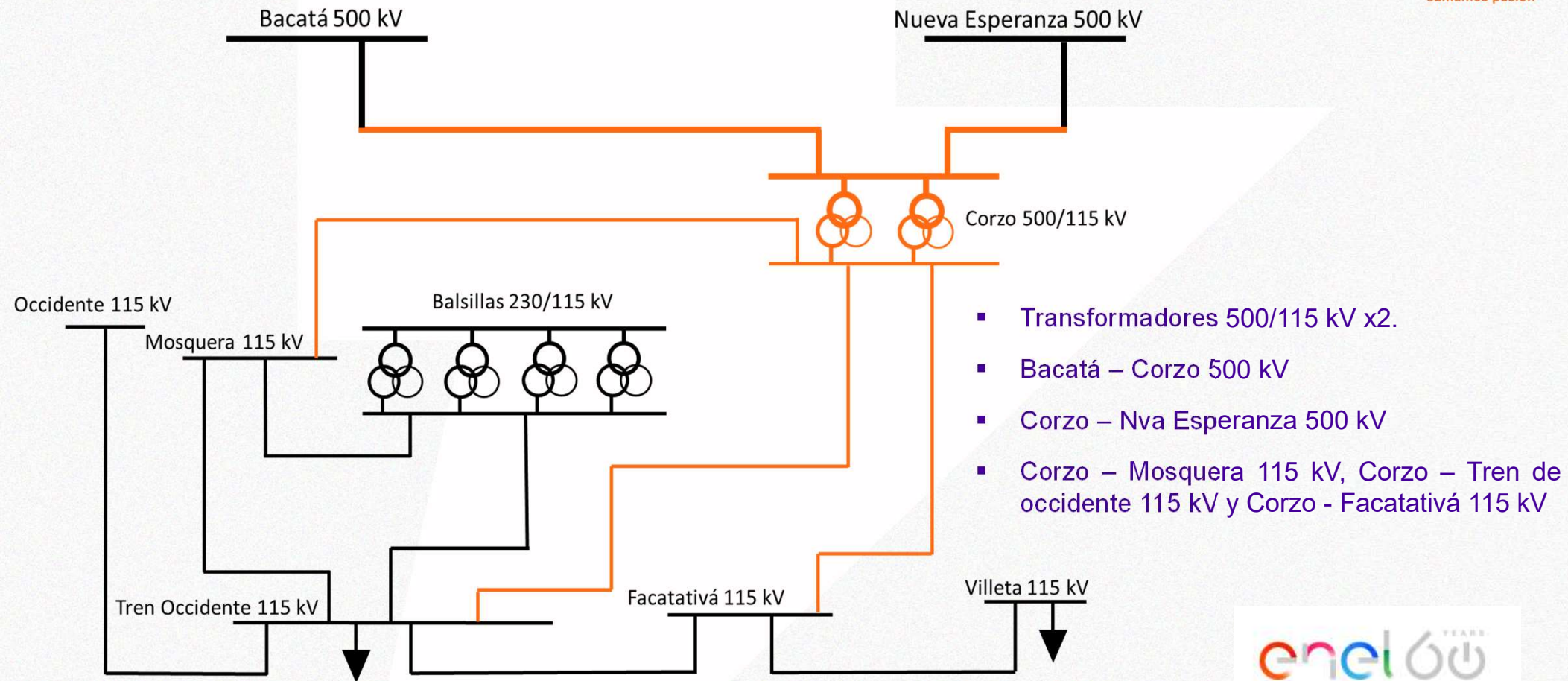
Análisis reducción requerimiento de unidades equivalentes



Impacto Sopó 230/115

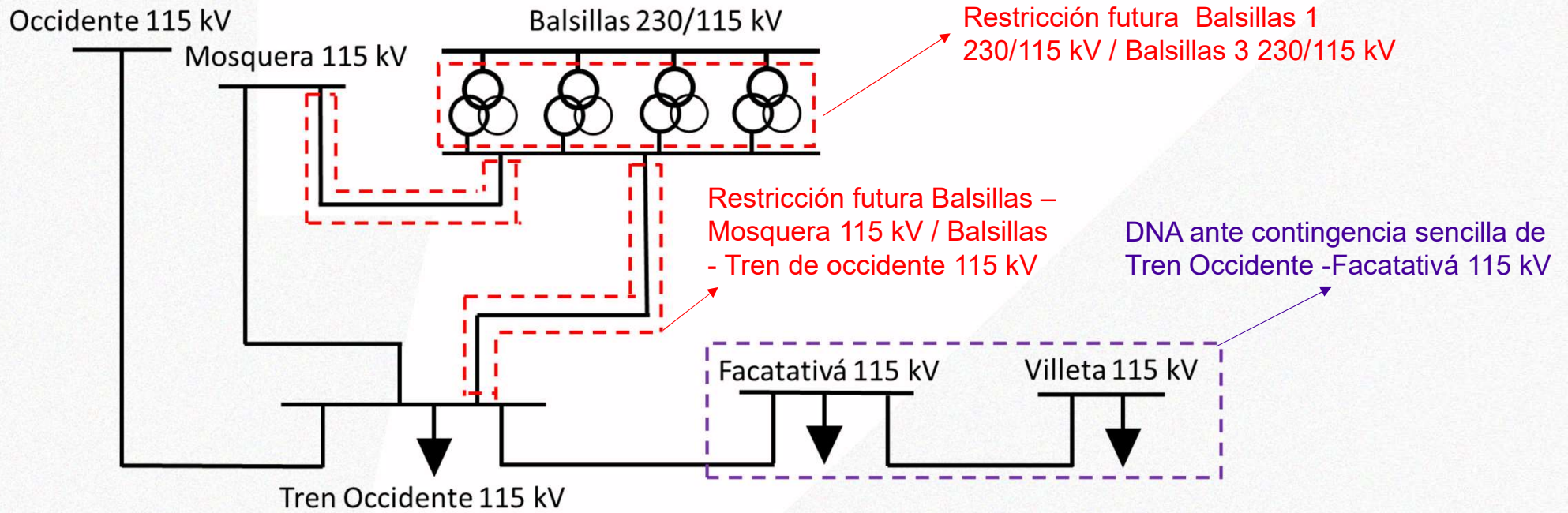


Curso 500/115



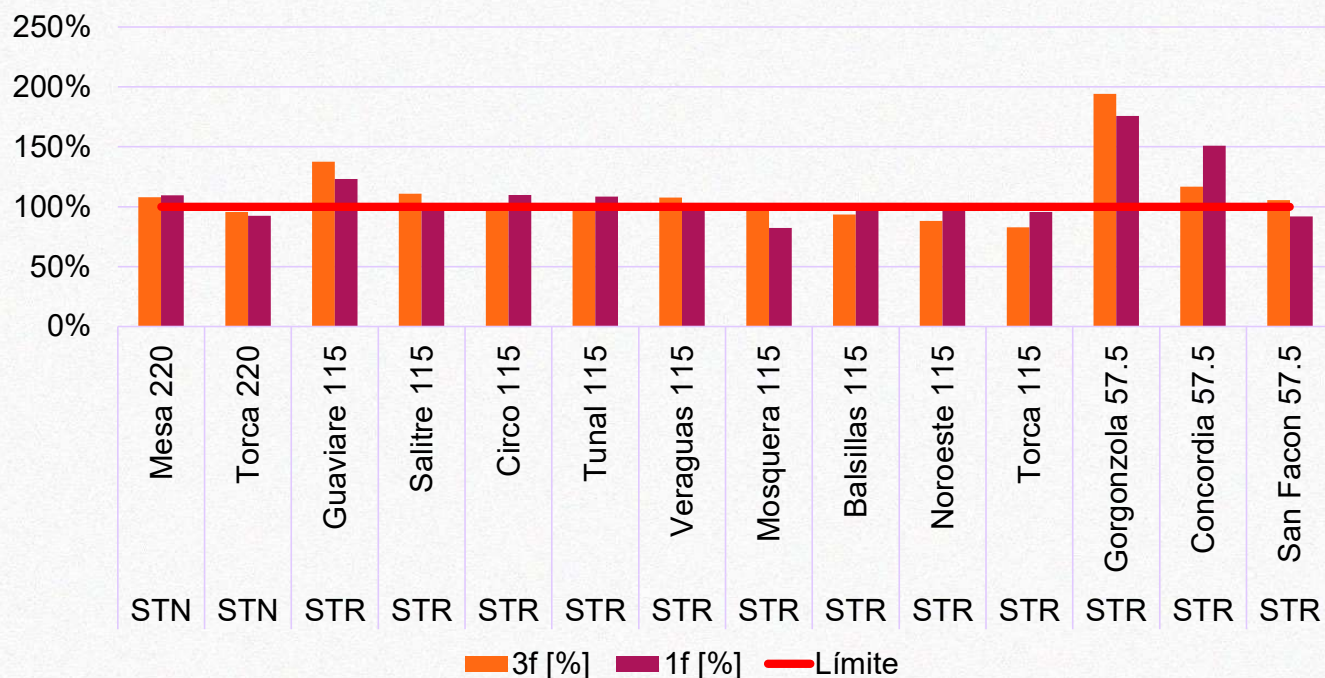
Impacto Corso 500/115

Restricciones que se eliminan



Nivel de cortocircuito en subestaciones del SIN

Subestaciones con nivel de cortocircuito mayor al 100%



11 Subestaciones superan 95% el nivel de cortocircuito de diseño:

- STN 2
- STR 12

Subestaciones que han superado el 90% de su capacidad en al menos un periodo en 2022 y 2023:

220 kV: Torca, Mesa

110 / 115 kV: Balsillas, Noroeste, Torca, Tunal, Veraguas, Circo, San Jose del Guaviare, Salitre

**Para el despacho económico, se realiza análisis mediante el método completo o transposición*

- Se utiliza el método de análisis IEC 60909 de 2016, calculando las máximas corrientes de cortocircuito al realizar fallas monofásicas y trifásicas francas.
- Red a agosto de 2024 y alta generación en oriental.

Recomendaciones a la UPME:

Convocar la Bahía del ATR de Nueva Esperanza 500 kV

Proyecto	FPO
UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV	---

Definir y convocar las obras de mitigación propuestas

Proyecto	FPO
Sopó 230/115 y obras asociadas	---
Curso 230/115 kV y obras asociadas	---

En el corto plazo, viabilizar medidas de mitigación para los riesgos materializados

Revisar y viabilizar propuestas de mitigación presentadas en el grupo Oriental

Plantear soluciones estructurales a la problemática de niveles de cortocircuito

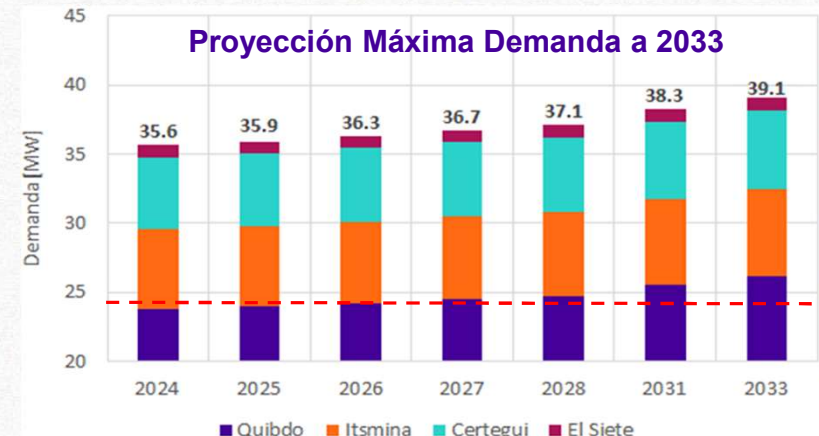
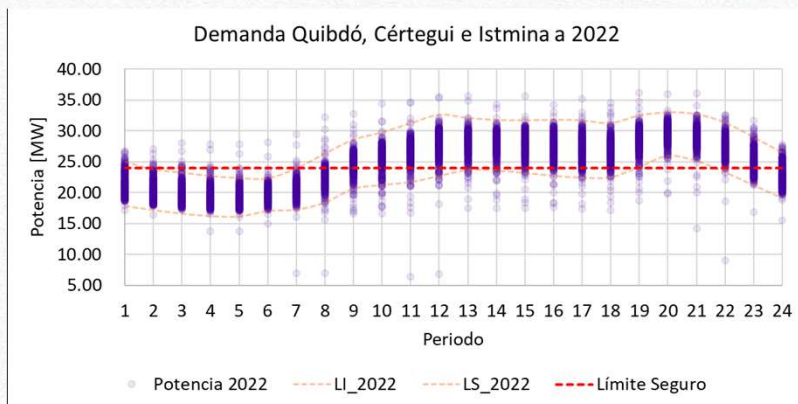
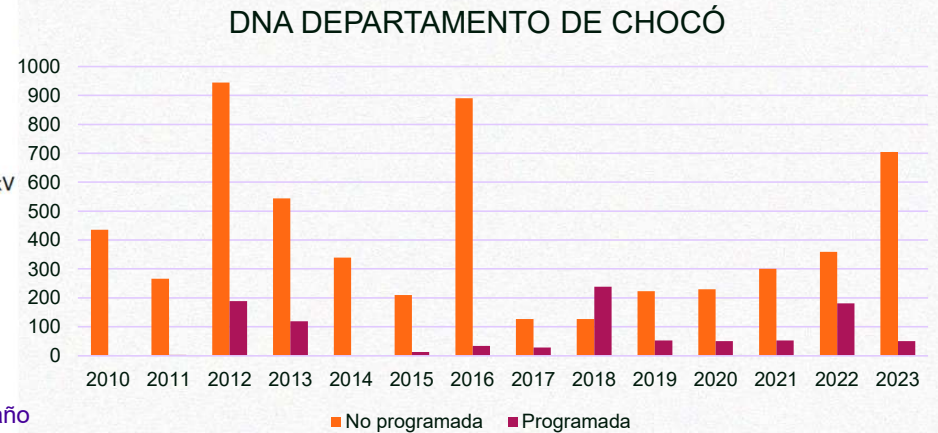
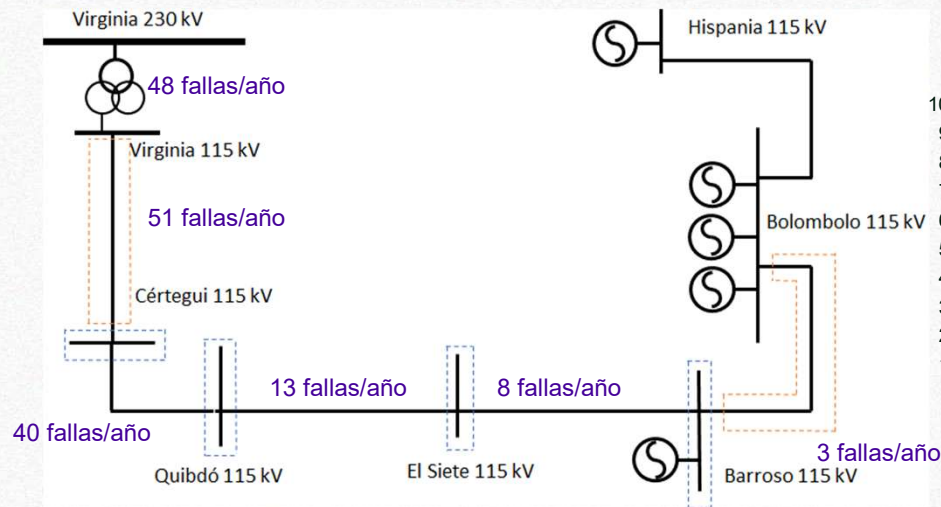
Evaluar planes y acciones de mitigación para la repotenciación de sub estaciones que superaron o están por superar el nivel de corto.

Condición Operativa Chocó



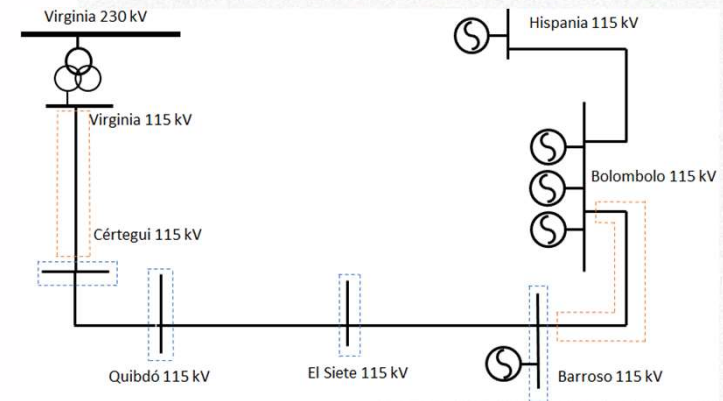
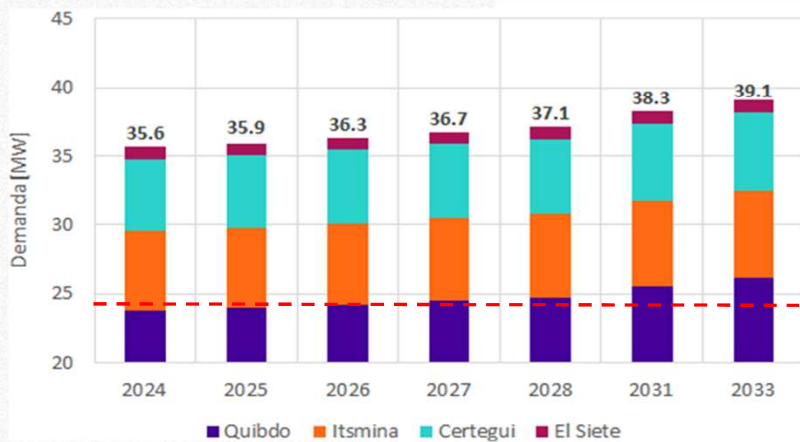
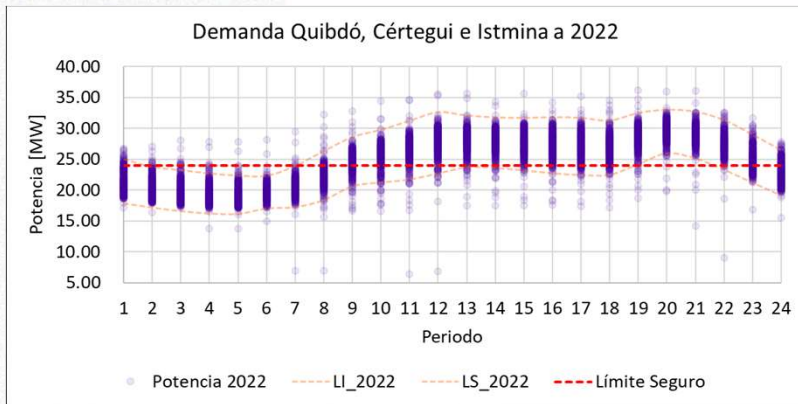
Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación Chocó (Declarada en Alerta Febrero de 2023)



*Tasa se fallas calculada de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 224 de 2016, para el horizonte Julio de 2022 - Julio de 2023

Situación Choco (Declarada en Alerta Febrero de 2023)



Asunto: Declaración estado de alerta con posibilidad de operación en estado de emergencia en la red de DISPAC – Choco.

Respetado ingeniero Olarte:

De acuerdo con los análisis eléctricos y postoperativos que realiza el CND, se ha identificado en la red de DISPAC en el departamento de Choco, que en escenarios de red degradada o ante contingencia N-1 y cuando el total de la demanda de las cargas de Istmina, Cértegui y Quibdó supera aproximadamente 24 MW, se pueden presentar tensiones fuera de los límites regulatorios en las barras del corredor de 110 kV comprendido entre las subestaciones Virginia y Bolombolo. Dado lo anterior, se informa que:

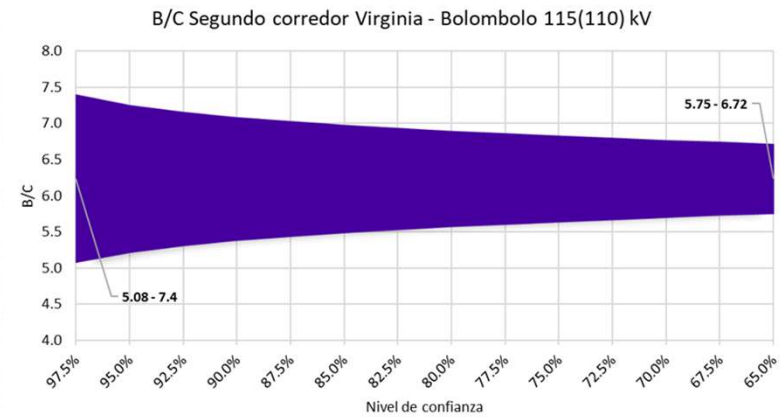
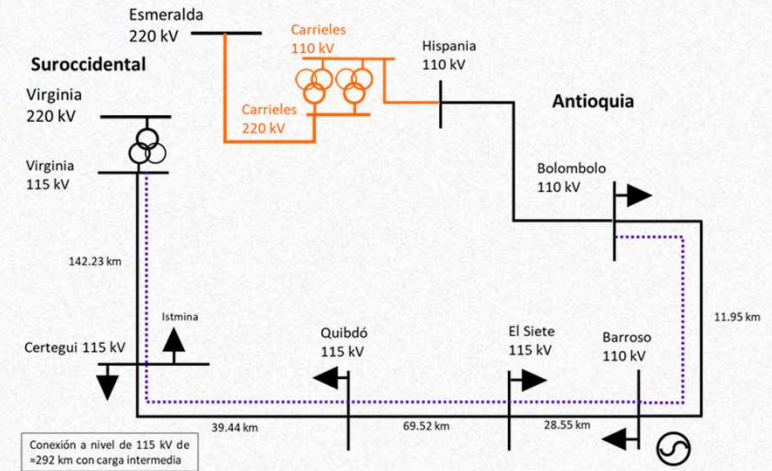
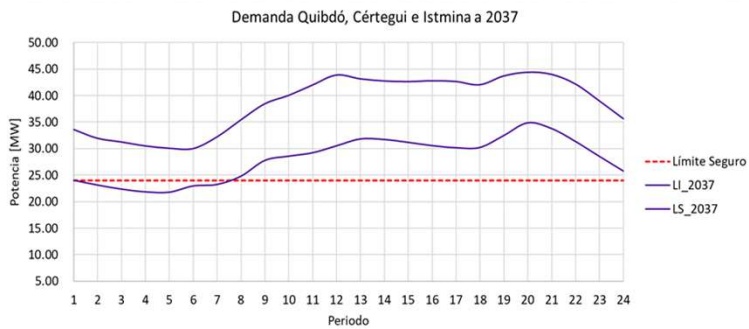
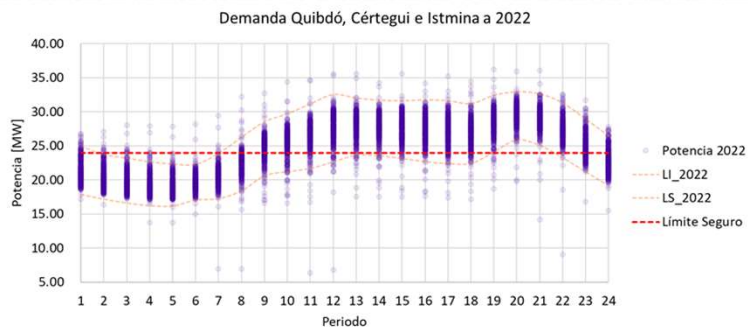
- La red de DISPAC operará a partir de la fecha en estado alerta con posibilidad de evolución a estado de emergencia, teniendo en cuenta que la demanda de las subestaciones Istmina, Cértegui y Quibdó puede superar el límite seguro de importación, lo cual genera que ante contingencia N-1 o red degradada por indisponibilidad o mantenimiento la tensión en algunos de los nodos de la subárea se encuentre por debajo de los límites de calidad establecidos en la reglamentación, y por tanto, no es posible bajo esta condición atender completamente la demanda.

Dado lo anterior, recomendamos incluir en la agenda de la próxima reunión de seguimiento del Grupo de trabajo de DISPAC, una presentación detallada por parte del operador de red de cada una de las medidas operativas que tiene previstas implementar para mitigar el riesgo de desatención de demanda en el corto y mediano plazo, así como las obras estructurales que tiene previstas en su plan de expansión para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento del Choco.

Obras Evaluadas



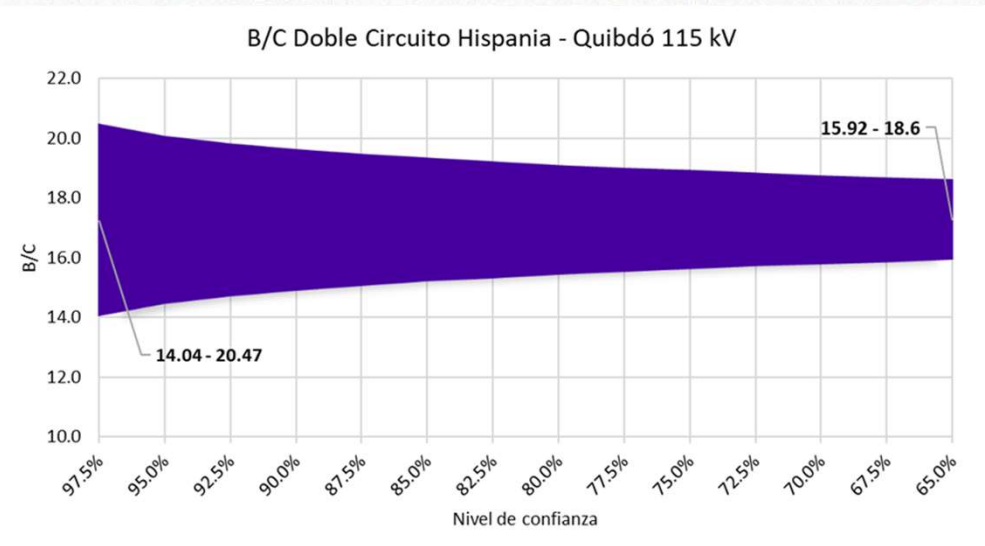
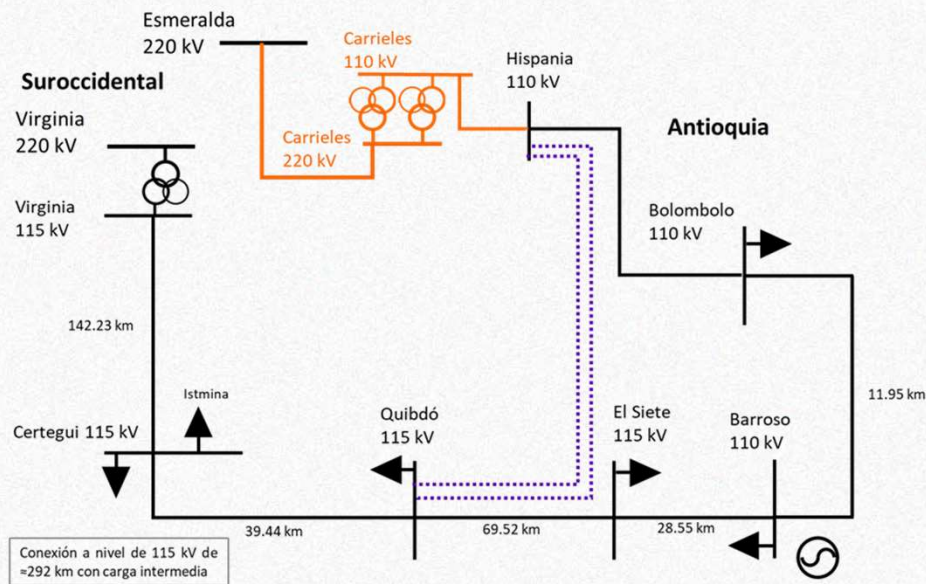
Segundo corredor Virginia– Bolombolo 115(110) kV



Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	130,216,571,733	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Evaluadas

Corredor en doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV



Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	47,992,410,176	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

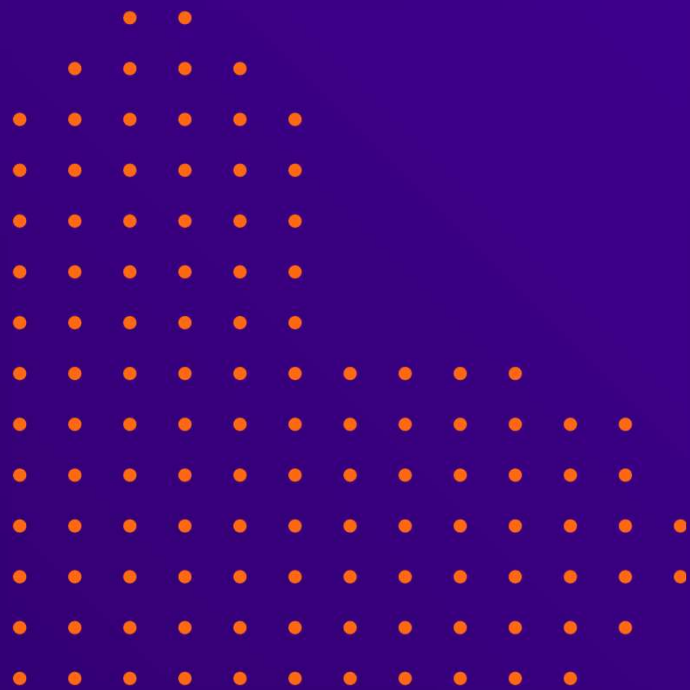
Recomendaciones a la UPME:

Definición de una obra de infraestructura estructural que soluciones la problemática del departamento del Chocó

Proyecto	FPO
Nueva Inyección a 220 KV (UPME 04 -2021 Subestación Atrato 230 kV)	---
Segundo corredor Virginia – Bolombolo 115(110) kV	---
Doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV	---

En el corto plazo, viabilizar medidas de mitigación para los riesgos materializados

Proyecto
Compensación Estática
Compensación Dinámica
Generación localizada



Anexo

Restricciones sin obra Caribe



Sumamos energía,
sumamos pasión

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Caribe - Atlántico



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Bajas tensiones en la red de Atlántico 110 kV (Requerimiento de unidades)	SI*	Eléctrica
Sabana 9 220/110 kV / Sabana 1 220/110 kV	SI	Operativa
Caracolí - Malambo 1 110 kV / Caracolí - Malambo 2 110 kV	SI	Operativa
Termoflores - Oasis III 110 kV / Termoflores II - Oasis 110 kV Termoflores II – Oasis 110 kV / Termoflores I – Oasis 110 kV Termoflores - Las Flores 2 110 kV / Termoflores - Las Flores 1 110 kV	NO**	Operativa
Oasis - Silencio 110 kV / Oasis - Centro 110 kV	NO**	Operativa
Agotamiento capacidad de cortocircuito de Las Flores 110 kV	NO	Eléctrica
Sobrecargas en estado estable de la red a 34.5 Silencio – Riomar - Las Flores 34.5 kV.	SI	Eléctrica/Operativa

* Solo si no es posible cumplir con los requerimientos de unidades para soporte de tensión

** Depende de obras en el SDL y traslados de carga

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Caribe - Bolívar



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Bajas tensiones en la red de Bolívar 66 kV (Requerimiento de unidades) y Fenómeno de recuperación de voltaje en la zona de Bolívar (El Carmen, San Jacinto, Zambrano, Calamar)	SI*	Eléctrica/Operativa
El Carmen 110/66 kV / Carreto – San Jacinto 66 kV y Bajas Tensiones El Carmen - Nvo Toluviejo 1 110 / Careto – San Jacinto 66 kV y Bajas Tensiones	SI	Operativa
Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Ternera - Zaragocilla 66 kV Ternera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	SI**	Operativa
Sobrecarga en estado estable Cartagena – La Marina 66 kV	NO**	Eléctrica
Bosque - Chambacú 66 kV / Chambacú - La Marina 66 kV Chambacú - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV Bosque - Chambacú 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV Cartagena - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV Proelectrica - Membrillal 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena – La Marina 66 kV Bolívar - Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV Ternera – Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV	NO**	Operativa
Carreto - Sabana 500 kV / Ternera - Gambote 66 kV	NO	Operativa
Ternera 3 66/13.8/6.9 kV / Ternera 5 66/13.8/6.9 kV	SI**	Operativa

* Solo si no es posible cumplir con los requerimientos de unidades de generación para soporte de tensión

** Depende de obras en el SDL y traslados de carga

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Caribe GCM



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Bajas tensiones ante contingencias de Copey - La Loma 500 kV, Copey - Chinú 500 kV y Fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla (Requerimiento de unidades).	SI*	Eléctrica/Operativa
Sobrecarga en estado estable ATR Cuestecitas 500/230 kV Contingencia ATR Cuestecitas 500/230 kV – Bajas tensiones en GCM	SI*	Eléctrica
Cuestecitas 6 220/110-100MVA / Cuestecitas 7 220/110-40MVA	SI	Operativa
Altas tensiones en la red de 500 kV, 220 kV y 110 kV en red completa y ante contingencia del transformador Cuestecitas 500/220 kV.	NO	Eléctrica
Baja tensión en el nodo el Banco 110 kV en red completa. Contingencia La Loma – El Paso 110 kV o Copey – Paso 110 kV, bajas tensiones en el Banco 100 kV	SI	Operativa
Cuestecitas - Maicao 110 kV / Cuestecitas - Riohacha 1 110 Bajas tensiones en Maicao	SI	Operativa
Transformador de San Juan 220 /110 kV / Valledupar – Guatapurí 110 kV Bajas tensiones en Guatapurí 110 kV y San Juan 110 kV	SI	Operativa
Contingencia Codazzi - Valledupar 1 110 kV La Jagua - La Loma 1 110/ Codazzi - Valledupar 1 110 kV	SI	Operativa
Sobrecarga en estado estable del ATR 9 110/34.5 de Valledupar	SI	Eléctrica
San Juan – Valledupar 220 kV / Nueva San Juan – Guatapurí 110 kV San Juan – Valledupar 220 kV / Guatapurí - Valledupar 110 kV	NO	Operativa
Santa Marta – Manzanares 110 kV/ Santa Marta - Libertador 110 kV Santa Marta Libertador 110 kV / Santa Marta – Manzanares 110 kV	SI**	Operativa
Fallas de uno de los ATR de Santa Marta 220 /110 - Sobrecarga y Bajas Tensiones en la red de Santa Marta	SI**	Operativa

* Solo si no es posible cumplir con los requerimientos de unidades para soporte de tensión

** Depende de obras en el SDL y traslados de carga

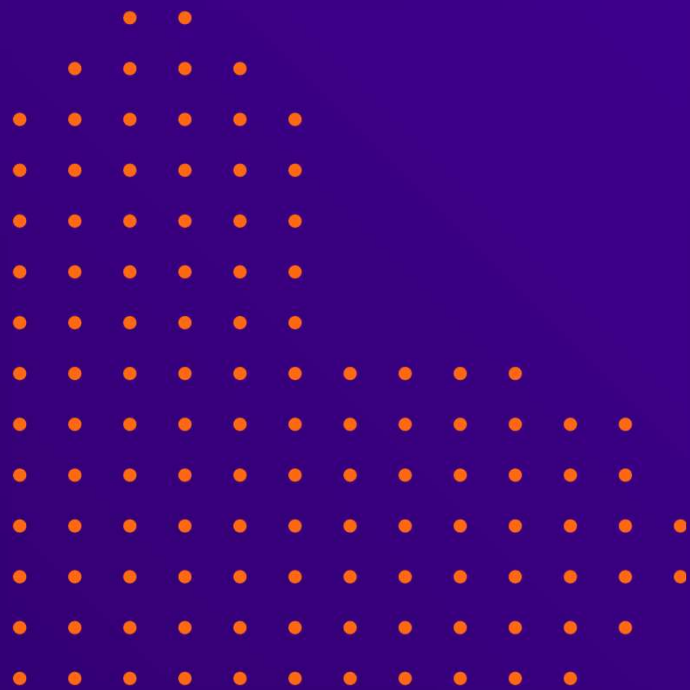
Restricciones sin obra de expansión reportada a XM

Caribe Córdoba-Sucre



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Problemas de recuperación en la tensión ante contingencias de las líneas Cerro – Chinú 1 y 2 500 Kv o Sahagún – Chinú 500 Kv.	SI*	Operativa
Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - San Marcos 110 kV	SI	Eléctrica
Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV / Sincé - Magangué 110 kV y bajas tensiones en Mompox	SI	Eléctrica
Sobrecarga en red completa del circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV	SI	Eléctrica
Sobrecarga en red completa del circuito Chinú – San Marcos 110 kV	SI	Eléctrica
Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV	SI	Operativa
Río Sinú – Tierra Alta 110 kV / Alta tensión en Urrá 110 kV y Tierra Alta 110 kV	NO	Operativa
Sobrecarga de uno de los transformadores Chinú 500/110 ante salida del otro	SI	Operativa
Sobrecarga de uno de los transformadores Nueva Montería 220/110 kV ante la contingencia N-1 de uno de ellos.	SI	Operativa
Sobrecarga un circuito Chinú - Boston 1 y 2 110 kV ante la contingencia del otro	SI	Operativa
Sobrecarga Nueva Montería 1 o 2 220/110 kV ante contingencia del otro	SI	Operativa
Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	SI	Operativa
Agotamiento capacidad de cortocircuito S/E Cerromatoso 110 kV	NO	Eléctrica
Sobrecarga en red completa de ATR de Cerromatoso 110/34.5	SI	Eléctrica
Indisponibilidad de Chinú – Montería 220 kV o el ATR de Chinú 500/220 kV o , se generan riesgos para la demanda de la Sub Área Córdoba – Sucre.	SI	Operativa

* Solo si no es posible cumplir con los requerimientos de unidades para soporte de tensión



Anexo

Propuestas Obras Caribe

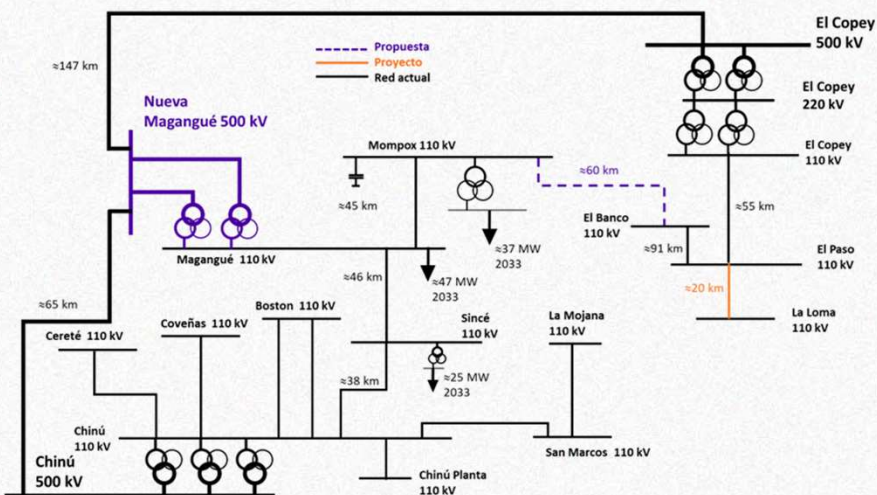
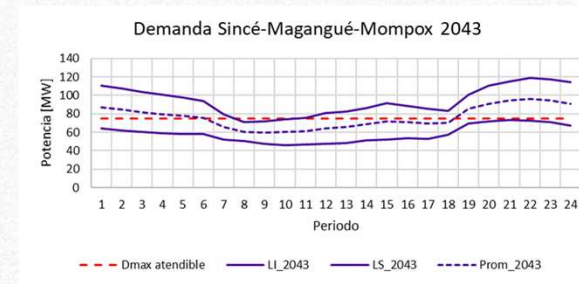
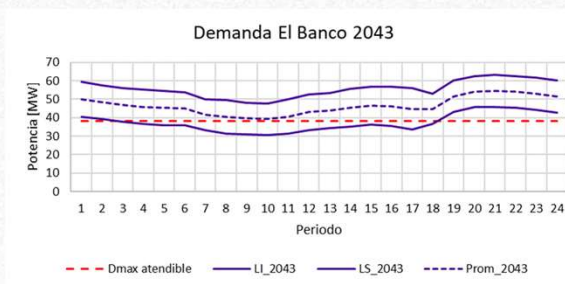
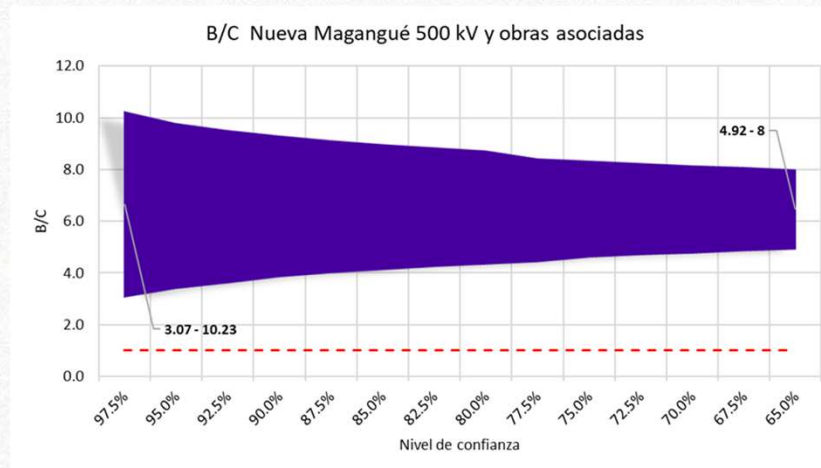


Sumamos energía,
sumamos pasión

Obras Propuestas:

Nueva Magangué 500 kV y obras asociadas

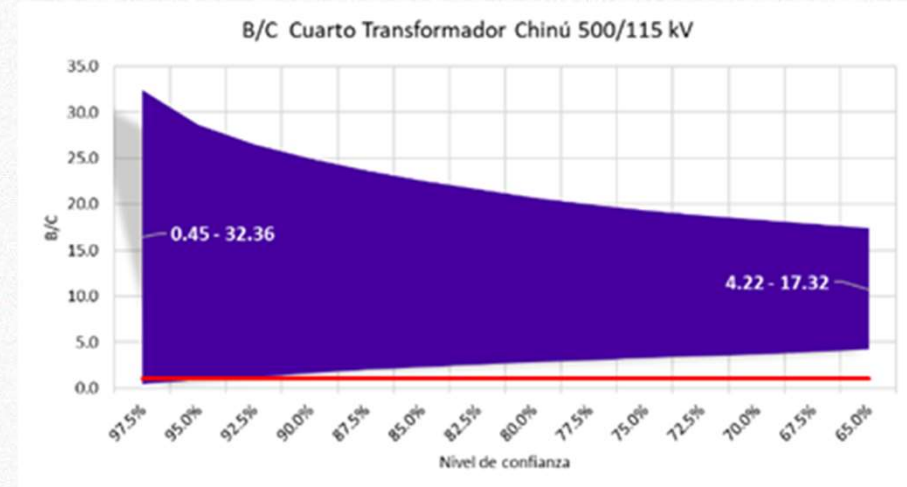
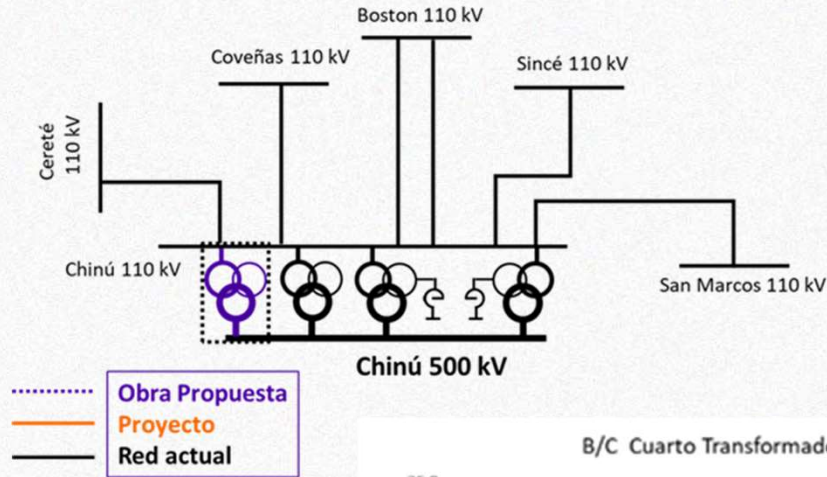
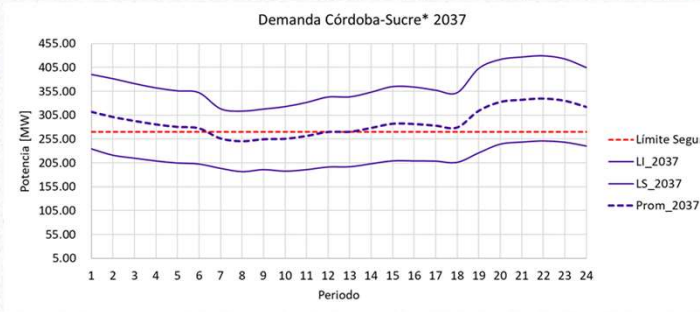
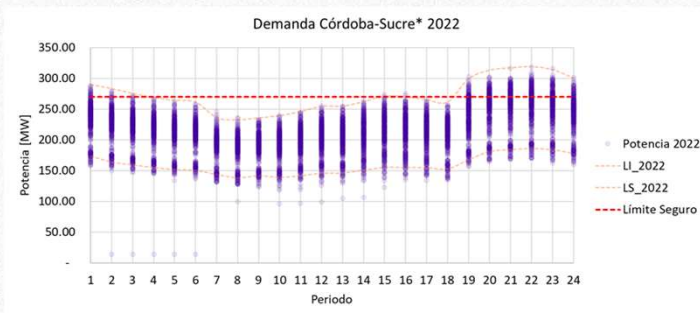
Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2028	142,397,465,313	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%



*Obra iniciativa del OR aun en desarrollo.

Obras Propuestas:

Cuarto transformador Chinú 500/110 kV

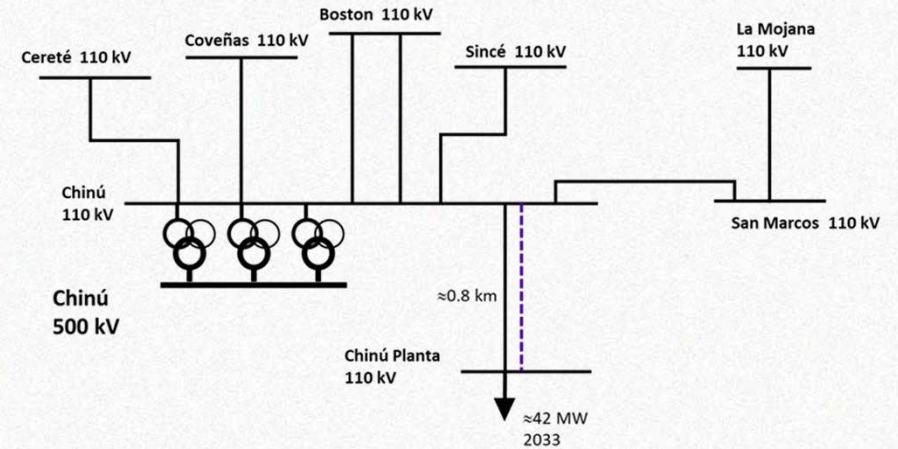
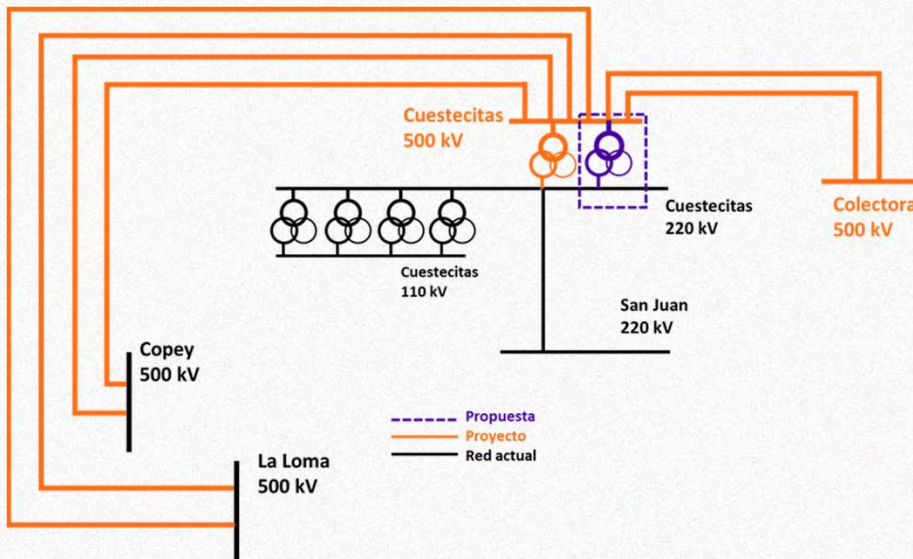


Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	43,212,555,208	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Propuestas:

Segundo transformador 500/220 kV
en la subestación Cuestecitas

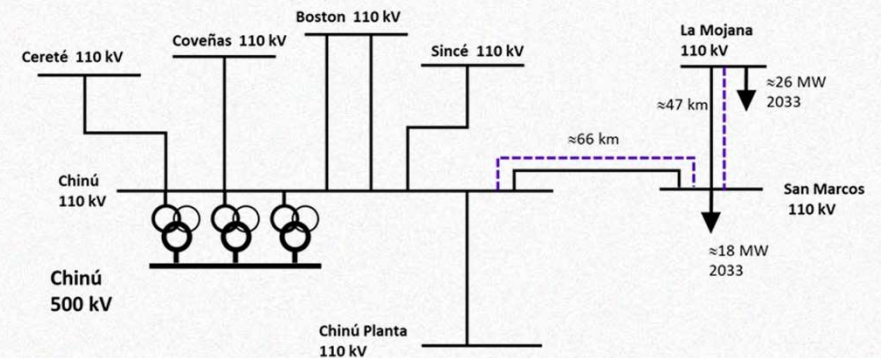
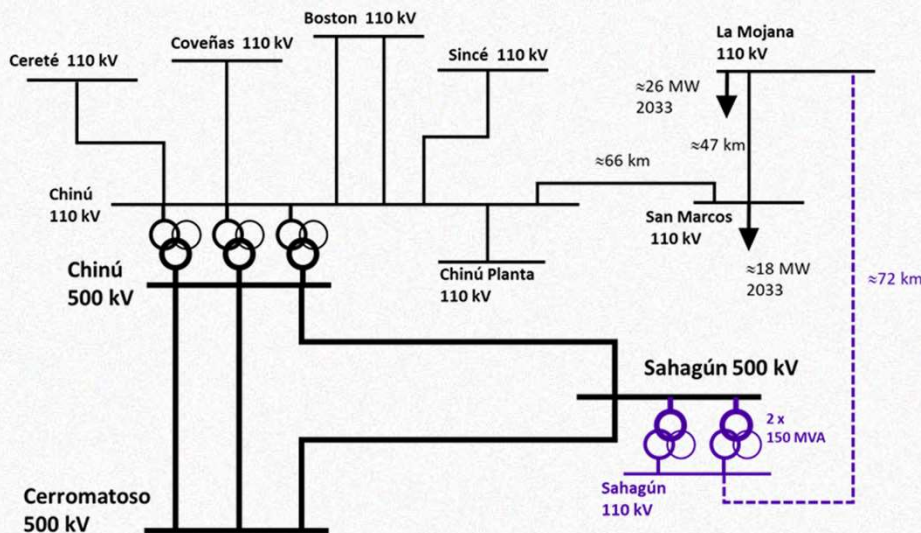
Segundo circuito Chinú – Chinú
Planta 110 kV



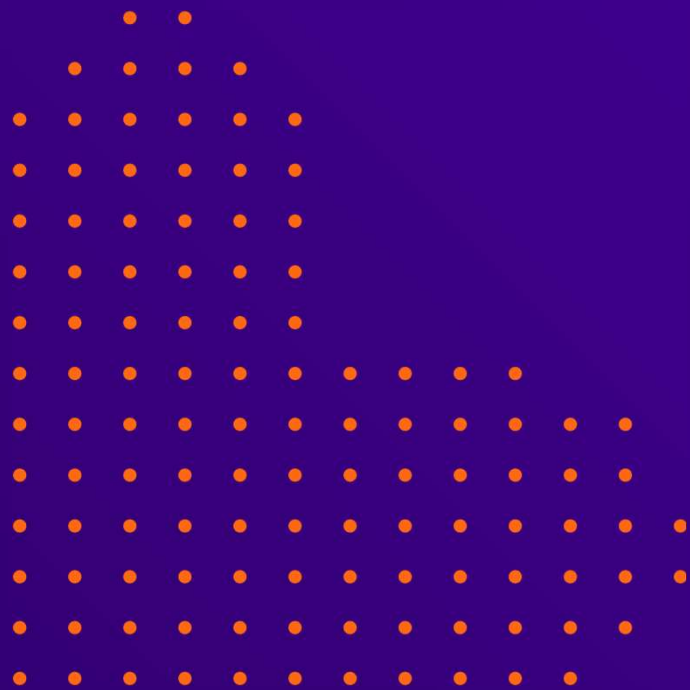
Obras Propuestas:

Sahagún 500/110 kV y Línea Sahagún - La Mojana 110 kV, Sahagún - Planeta Rica 110 kV y Sahagún - Nueva Montería 110 kV

Segundo corredor Chinú – San Marcos – La Mojana 110 kV



*Obra iniciativa del OR aun en desarrollo.



Anexo

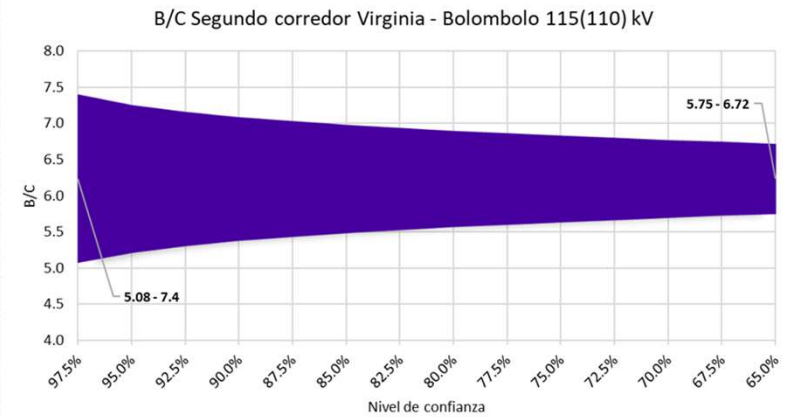
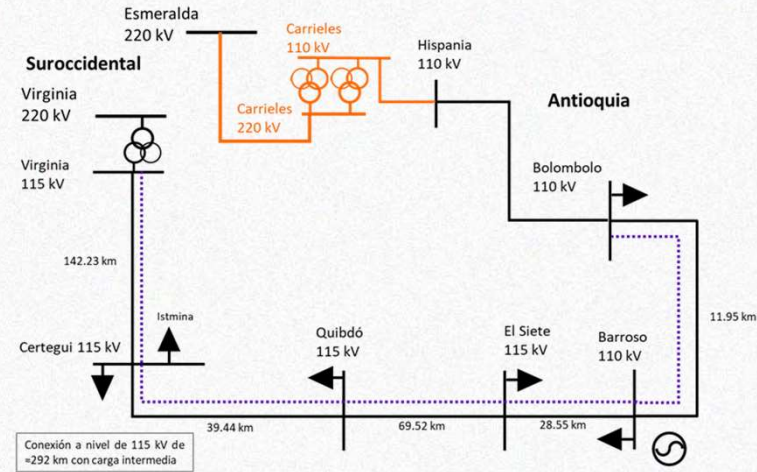
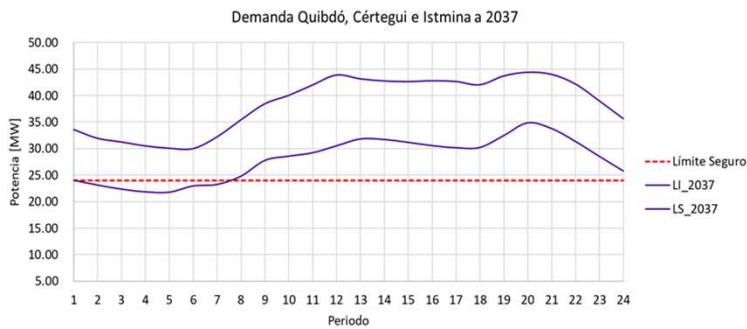
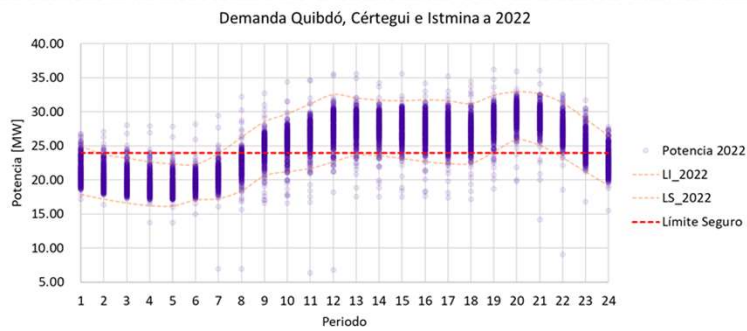
Propuestas Obras Chocó



Sumamos energía,
sumamos pasión

Obras Evaluadas

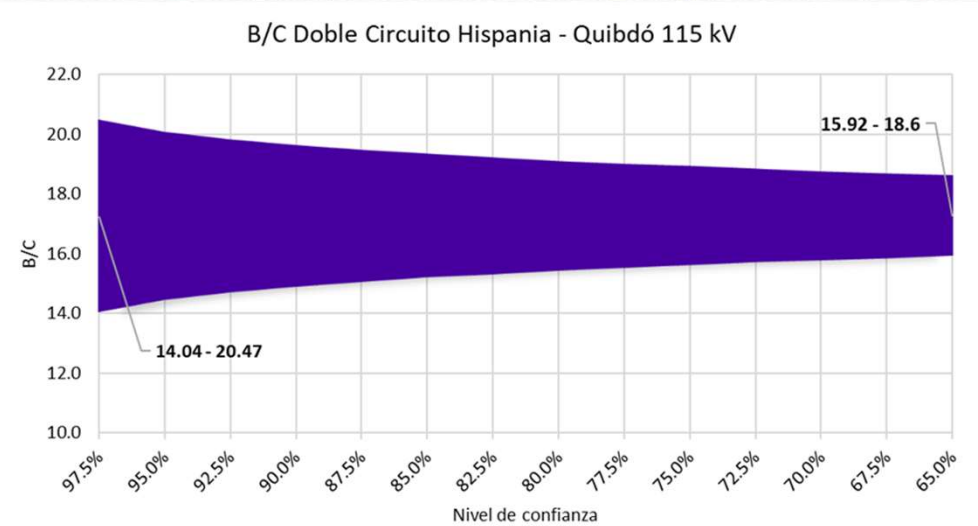
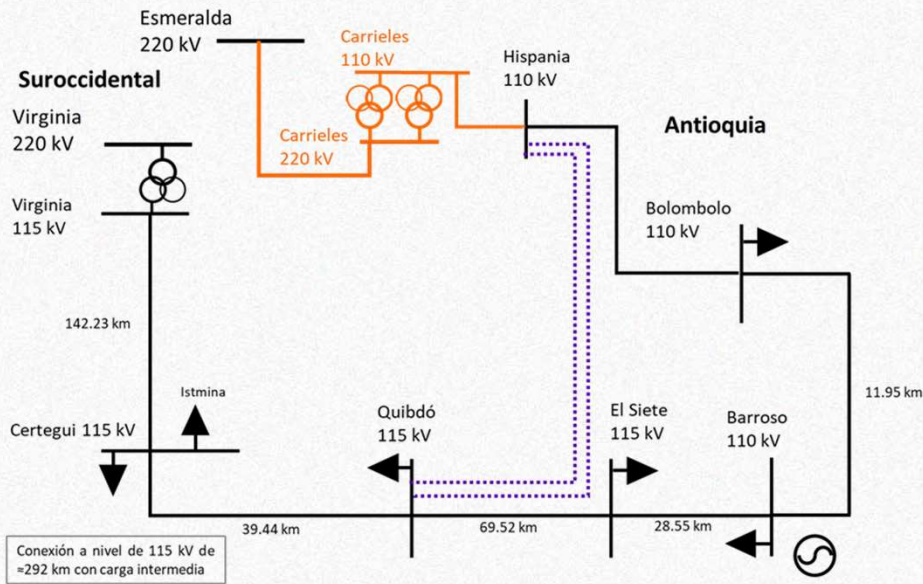
Segundo corredor Virginia– Bolombolo 115(110) kV



Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	130,216,571,733	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Evaluadas

Corredor en doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV

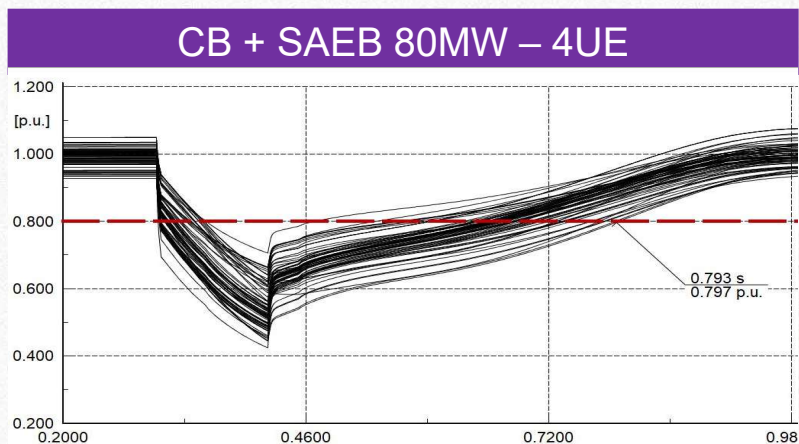
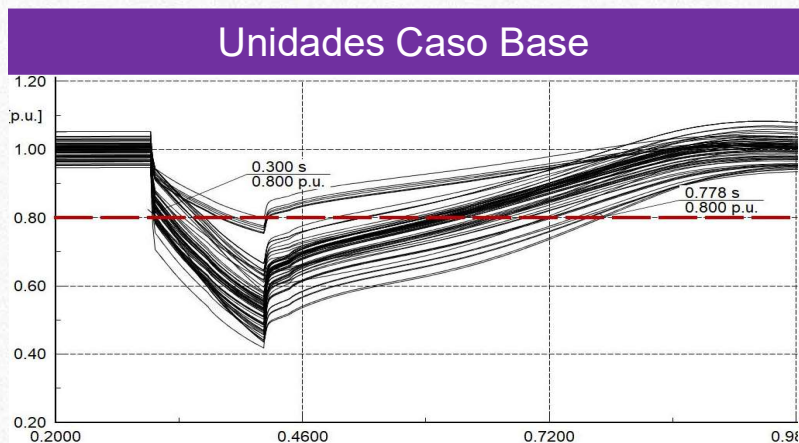
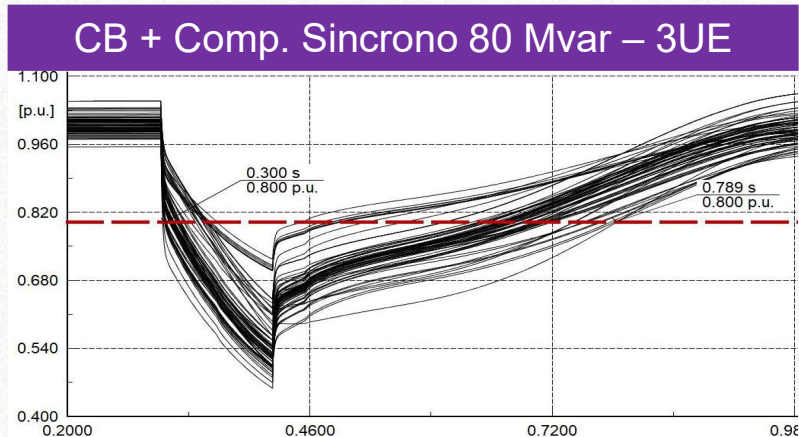
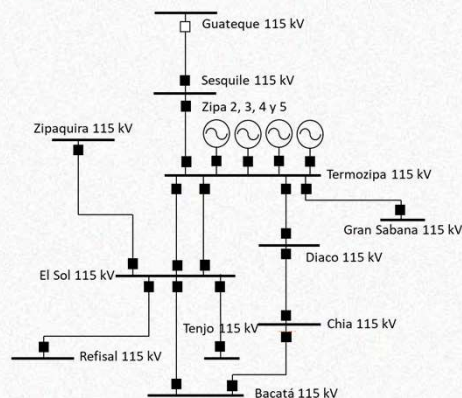


Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	47,992,410,176	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Propuestas

Compensación dinámica en Termo Zipa 115 kV

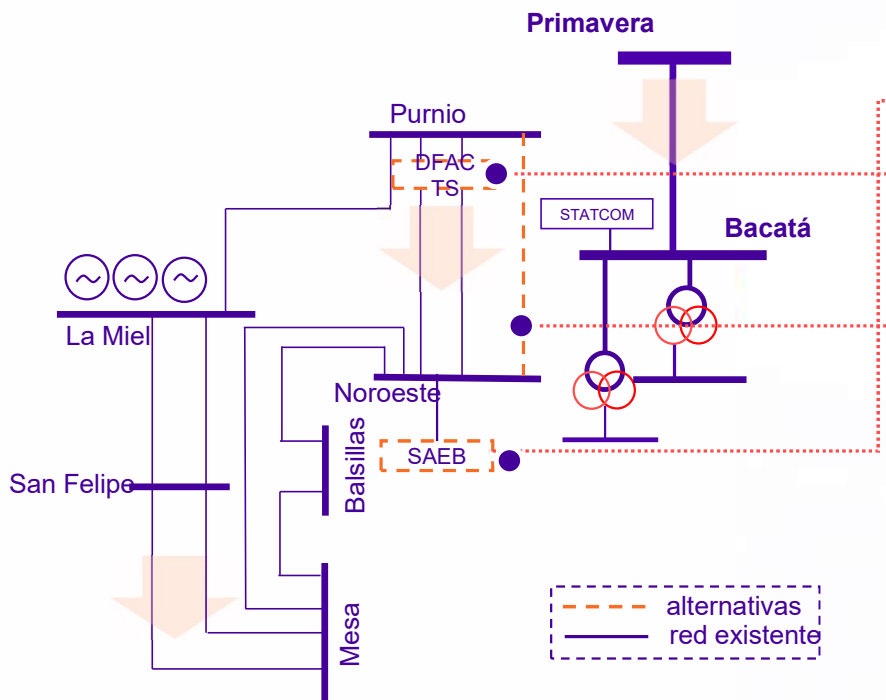
Las tensiones que más depresión presentan son las de la zona de la sabana norte de Bogotá ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV y en escenarios de alta demanda.



Aumento de límite de importación



- Atraso proyecto Virginia – Nva Esperanza 500 kV y Sogamoso – Norte – Nva Esperanza 500 kV
- Restricción de importación Primavera - Bacata 500 kV / Purnio – Noroeste 1, 2 → 1480 MW (900 MW)

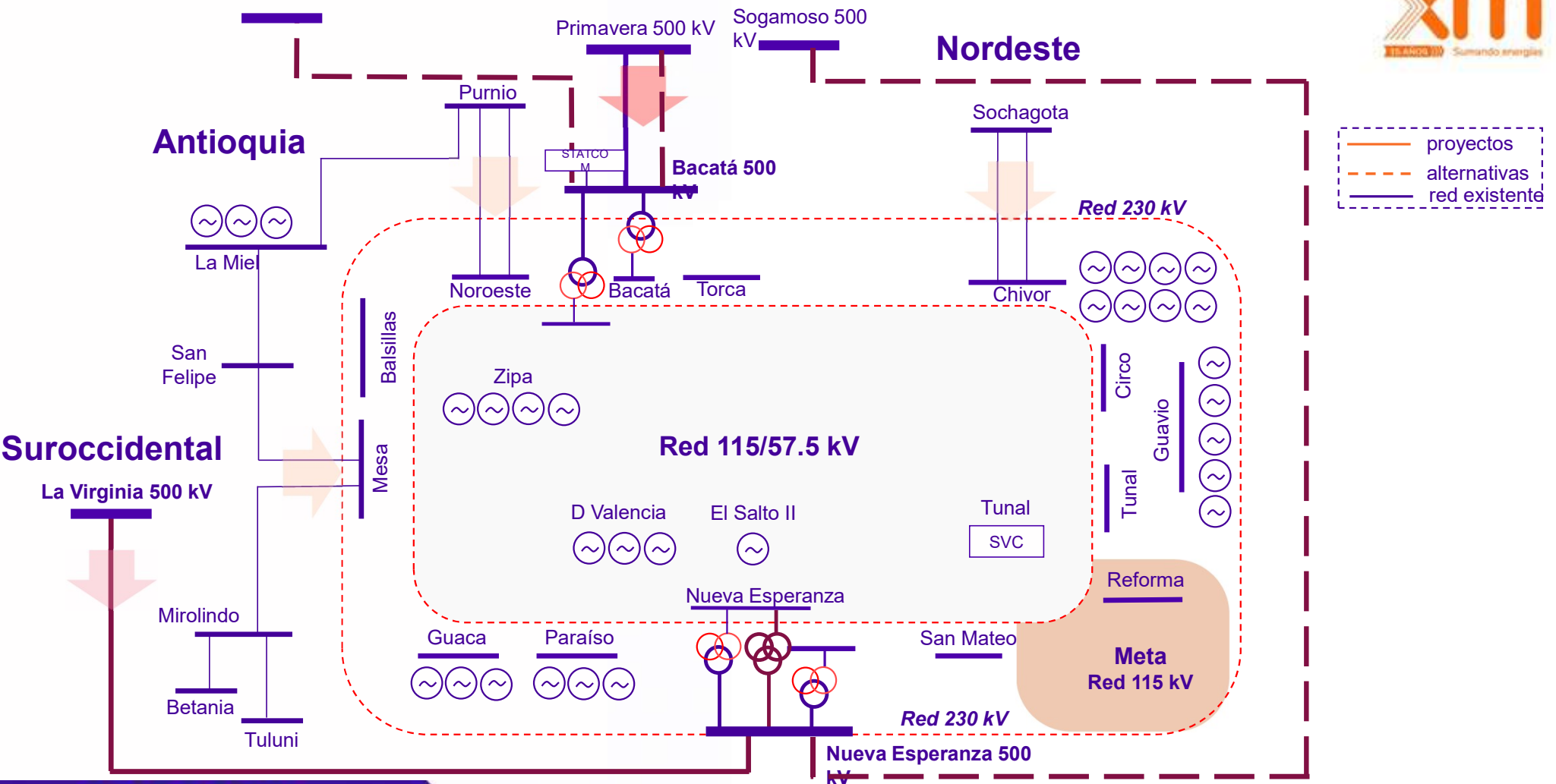


Para incrementar el límite en 200 MW a través de 500 kV se requieren de 430 MW de baterías

Aumento del límite en 100 MW es necesario compensar un 35%

Aumento del límite de importación a 1140 MW

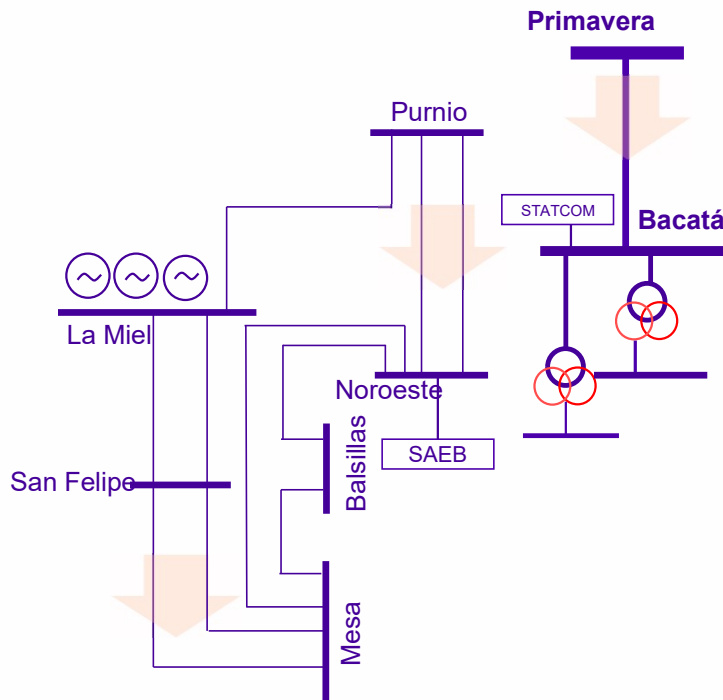
Alternativas red de 500 kV



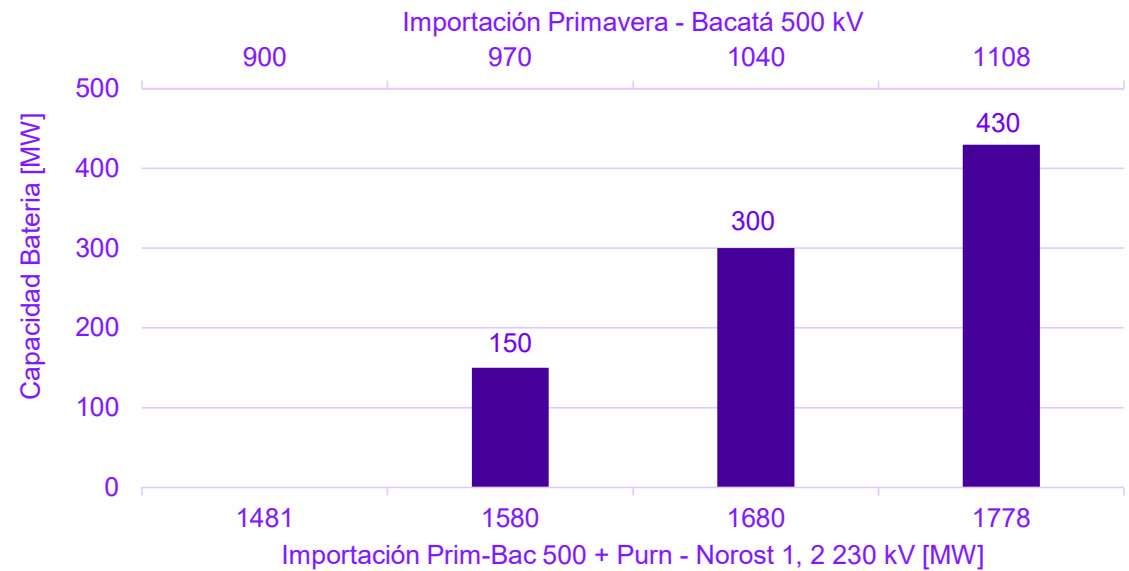
Aumento de límite de importación con SAEB



- Atraso proyecto Virginia – Nva Esperanza 500 kV + Nva Esperanza 500/230 kV
- Restricción de importación Primavera - Bacata 500 kV / Purnio – Noroeste 1, 2 → 1480 MW (900 MW)
- Mayor dp/dp Noroeste 230 kV



Análisis Dimensionamiento Batería

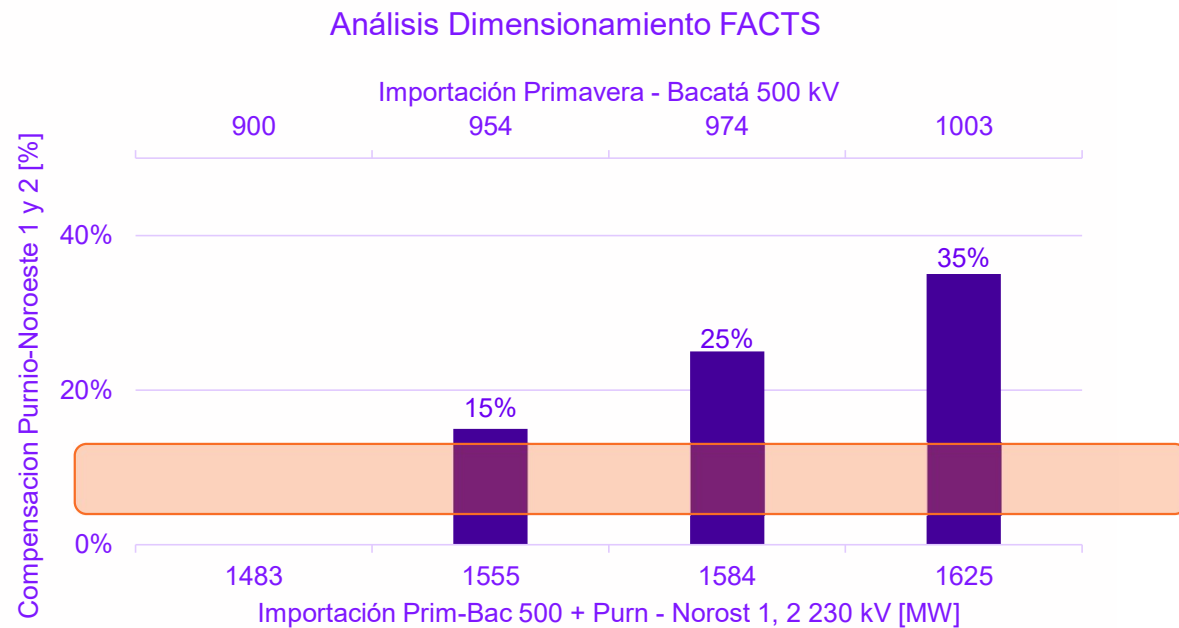
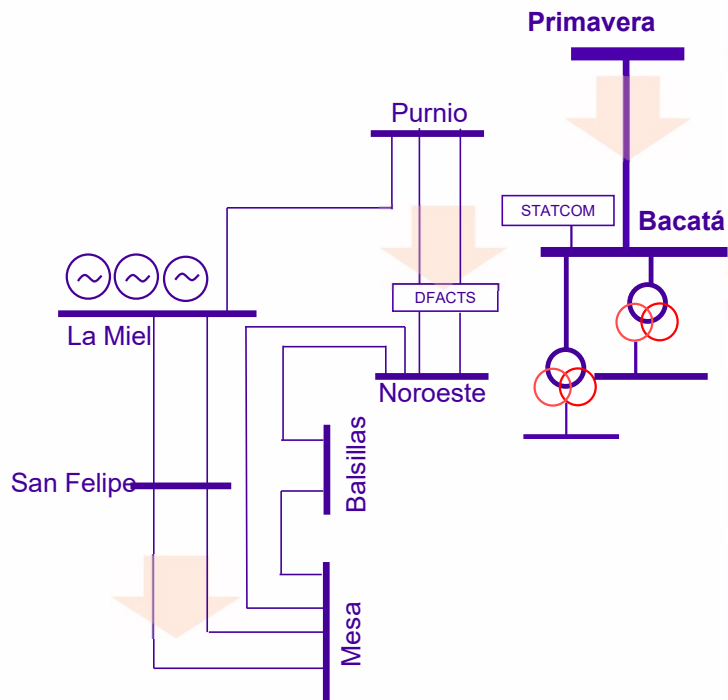


Incrementar el límite en 200 MW a través de 500 kV requiere de 430 MW de baterías

Aumento de límite de importación con DFACTS

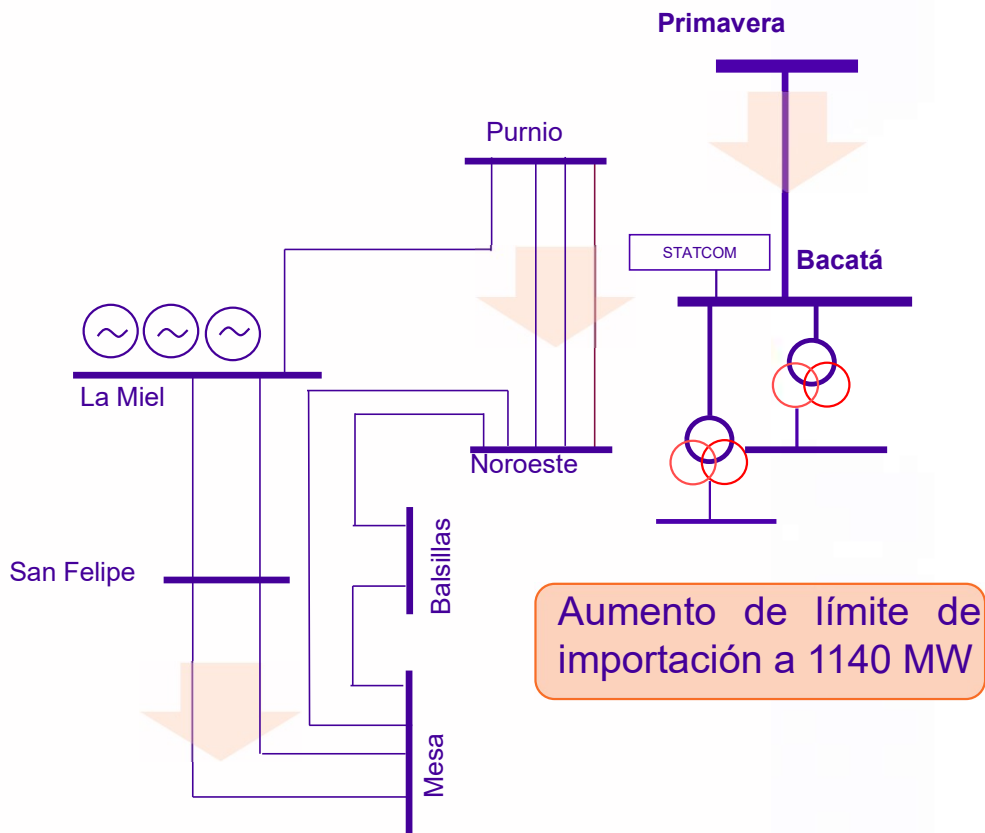


- Atraso proyecto Virginia – Nva Esperanza 500 kV + Nva Esperanza 500/230 kV
- Restricción de importación Primavera - Bacatá 500 kV / Purnio – Noroeste 1, 2 → 1480 MW (900 MW)

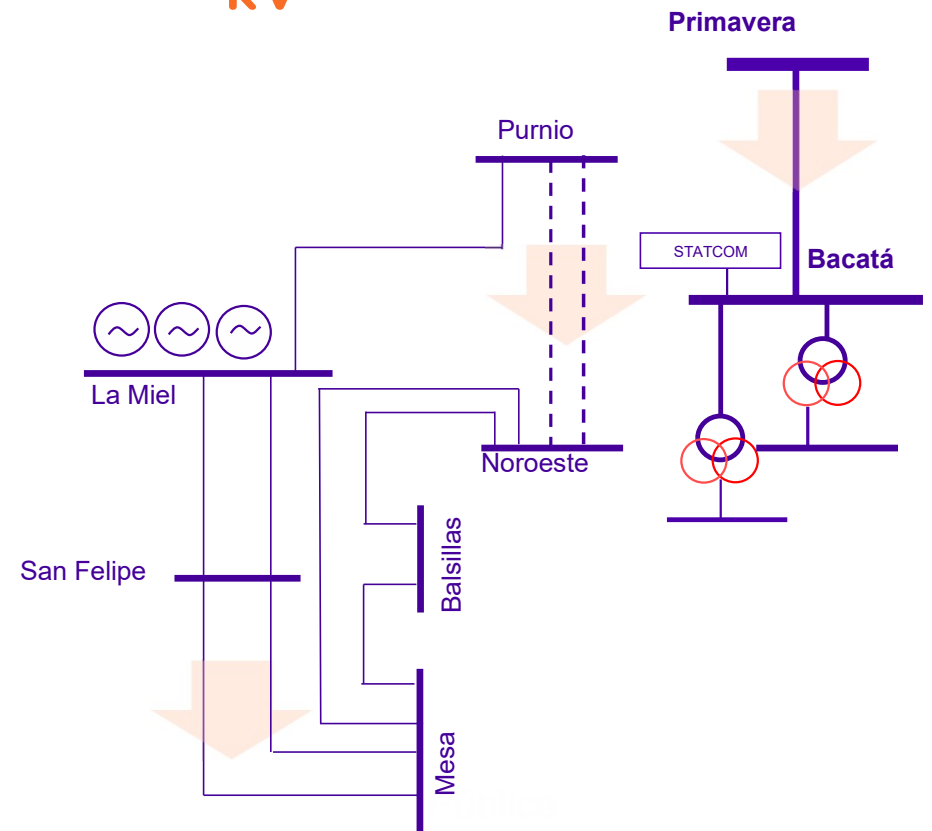


Incrementar el límite en 100 MW es necesario compensar un 35%

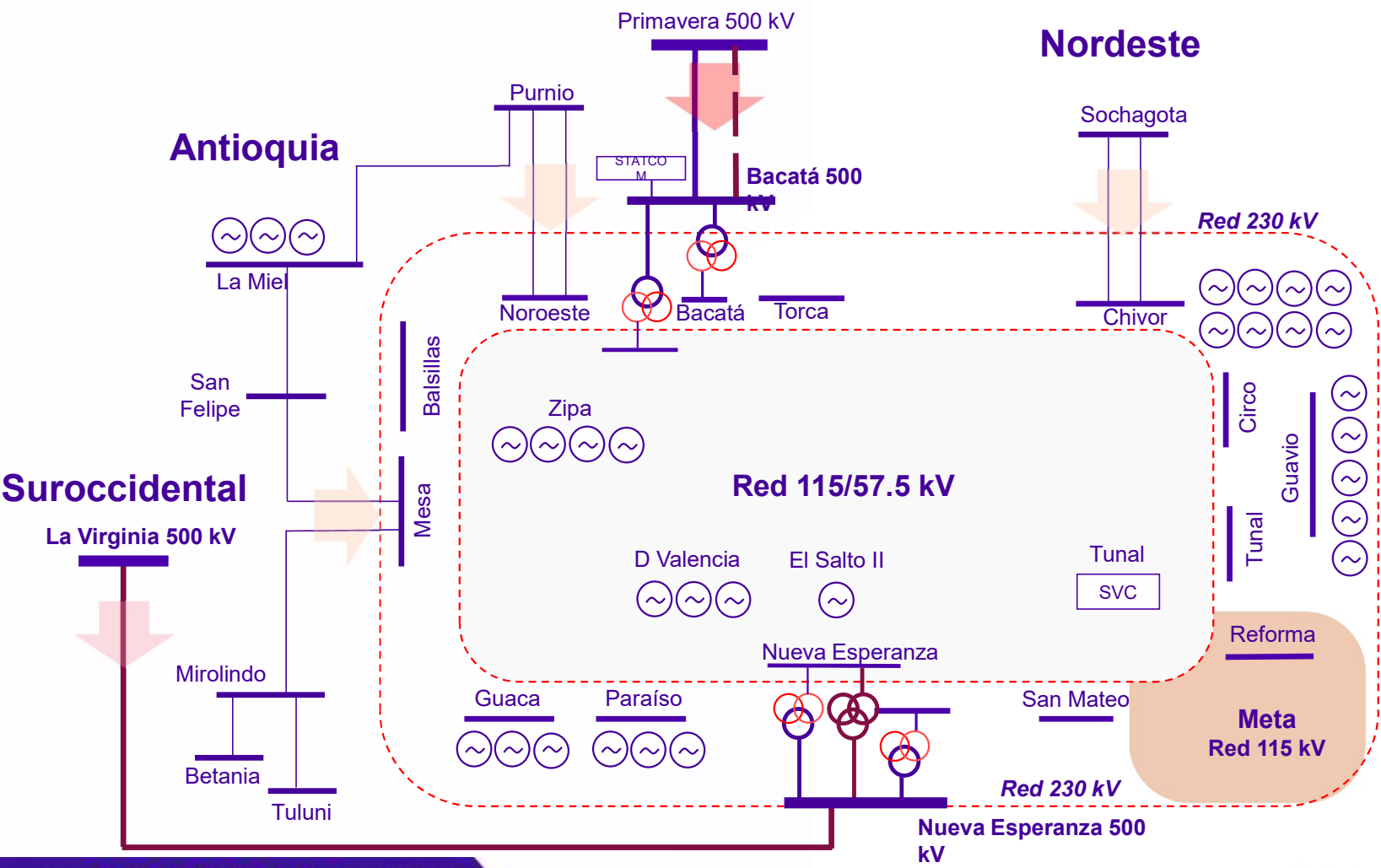
Tercer Circuito Purnio – Noroeste 230 kV



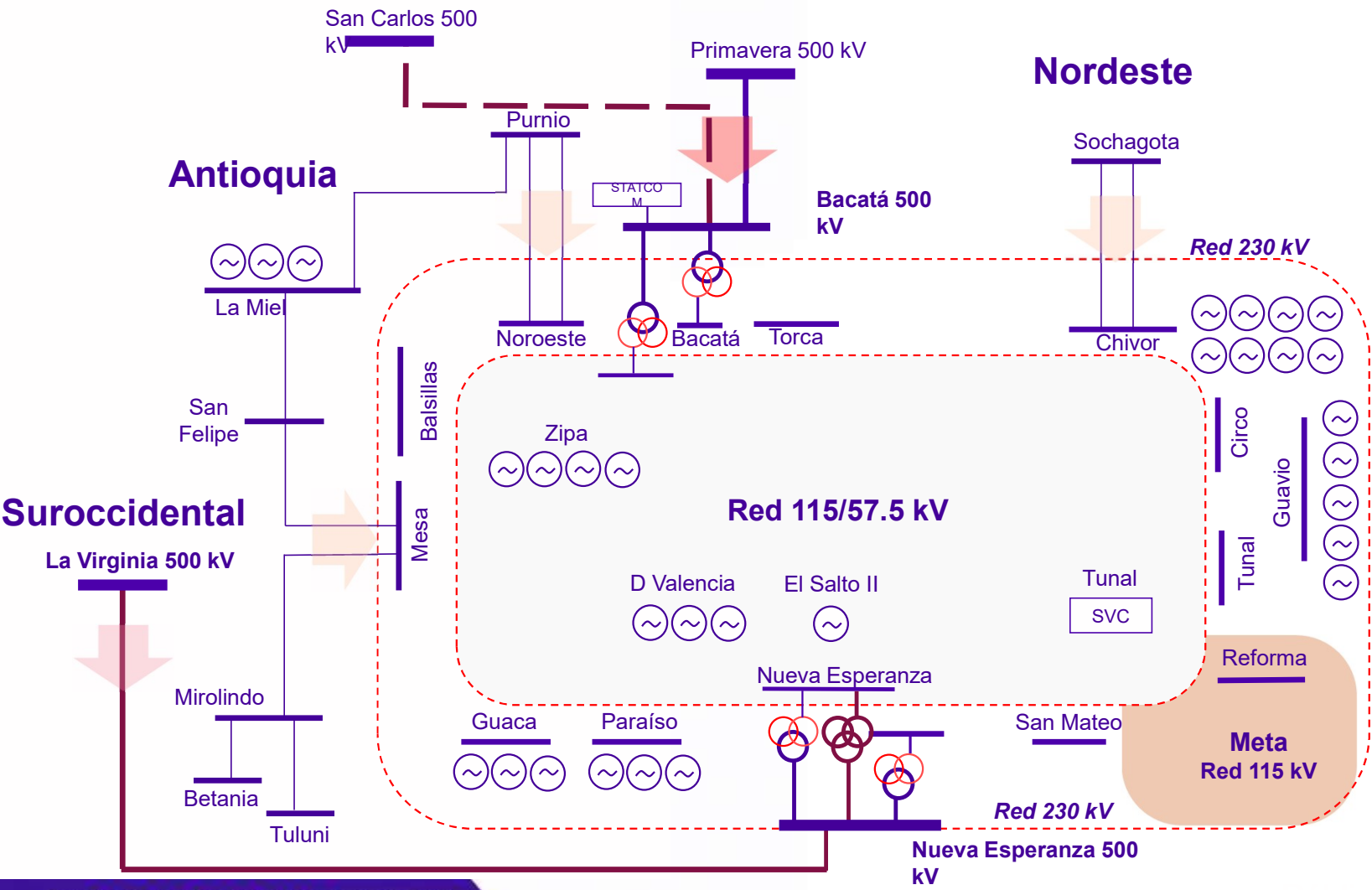
Repotenciación Purnio – Noroeste 230 kV



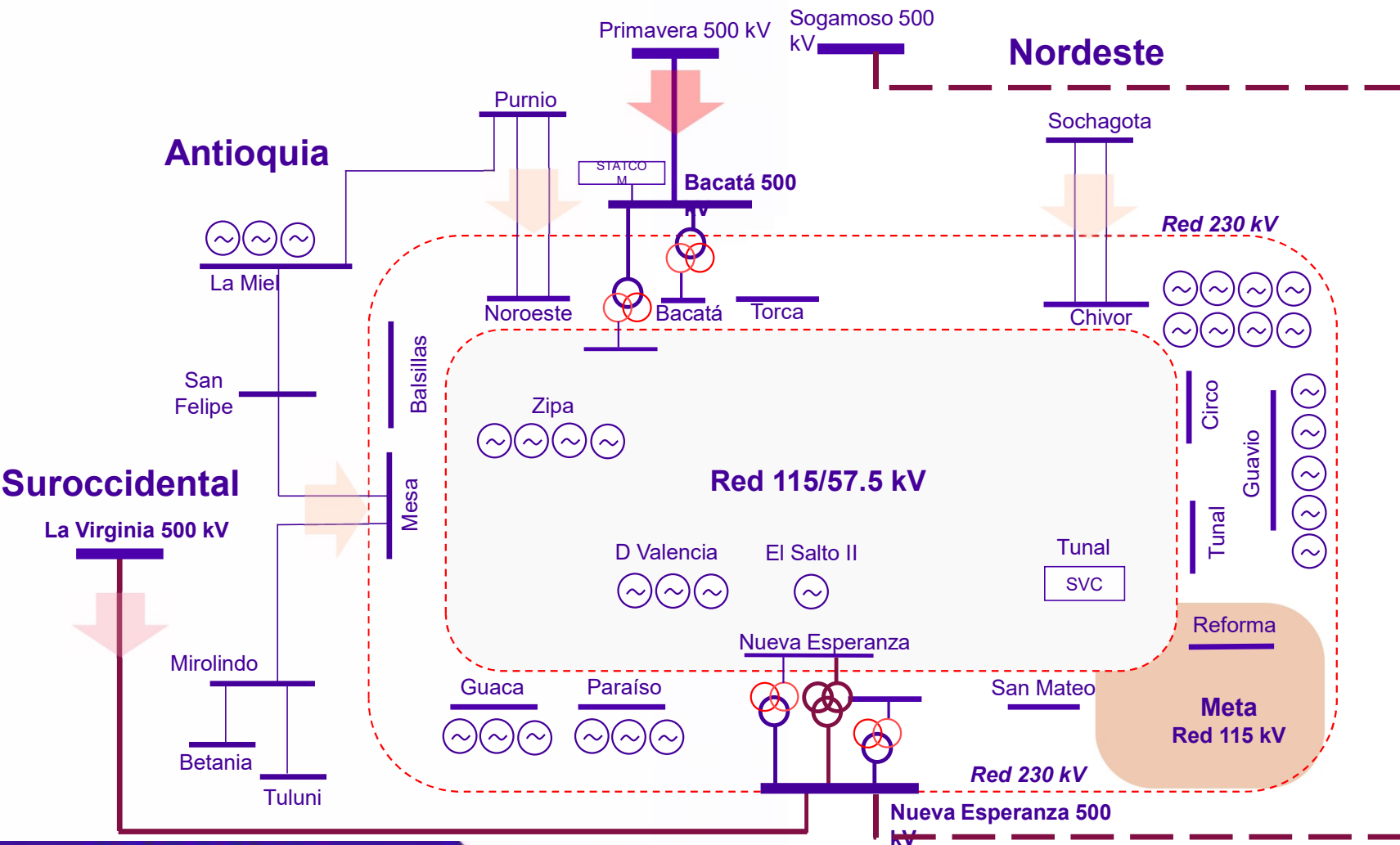
Alternativa Primavera – Bacatá 2 500 kV



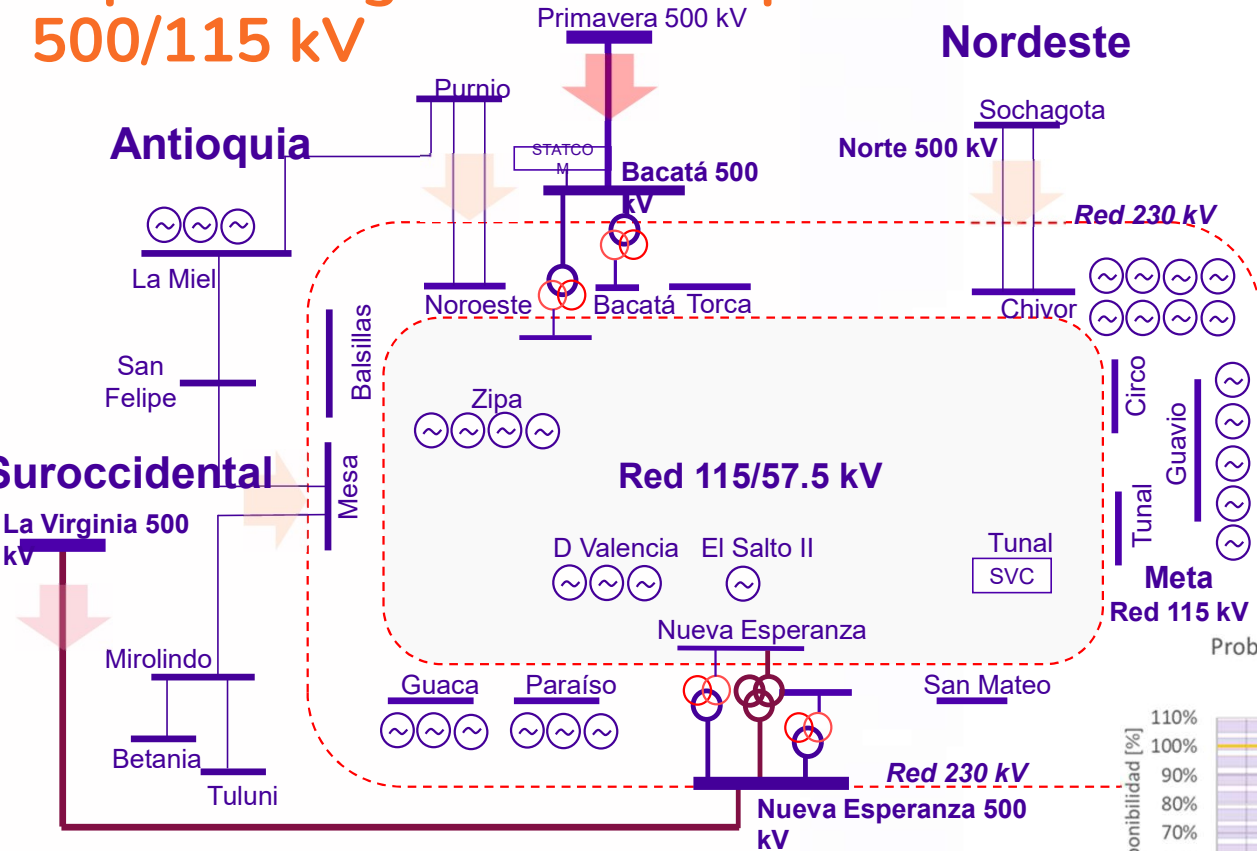
Alternativa San Carlos – Bacatá 500 kV



Alternativa Sogamoso - Nva Esperanza 500 kV

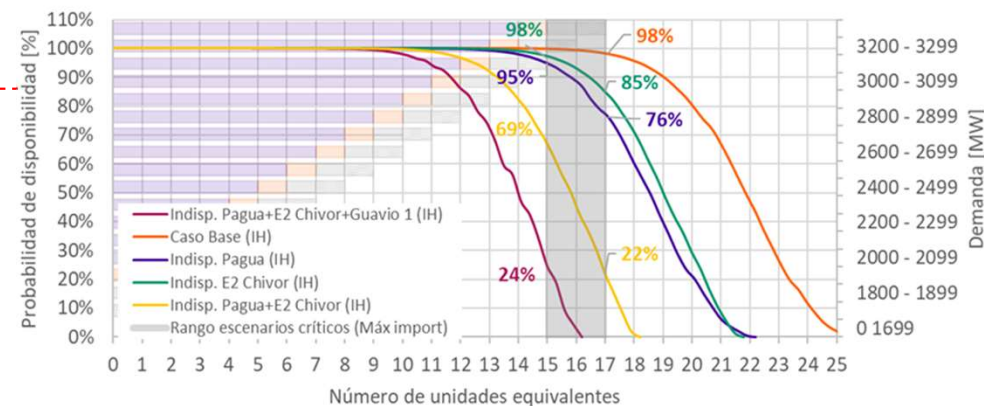


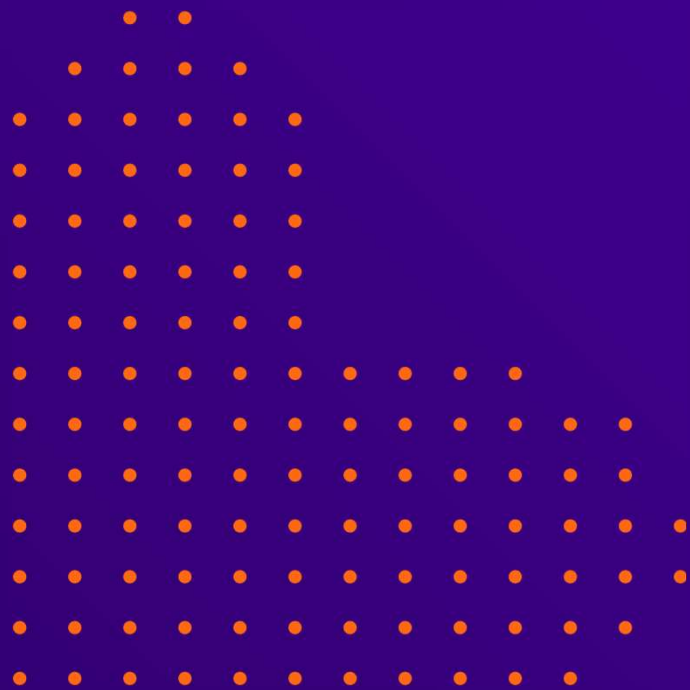
Impacto Virginia – Nva Esperanza 500 kV + Nva Esperanza 500/115 kV



- Aumento límite de importación a través de circuitos de 500 kV a 1500 MW
- Requerimiento de 16 unidades equivalentes para soporte de tensión
- Dimensionamiento y ubicación de bancos de capacitores para reducción de número de unidades

Probabilidad de disponibilidad de unidades para control de tensión en el área Oriental - Peso de Guavio 5 = 2





Anexo

Restricciones sin obra oriental



Sumamos energía,
sumamos pasión

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Oriental - Bogotá



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Problemas de recuperación de tensión ante contingencia en la red de Sabana Norte (Bacatá – Primavera 500 kV) - Unidades	SI*	Operativa
Primavera - Bacatá 500 kV + Virginia - Nueva Esperanza 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV	NO	Operativa
Balsillas 1 230/115 kV / Balsillas 3 230/115 kV	NO	Operativa
Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV Chivor - Guavio 1 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	NO	Operativa (se mitiga con Norte, reaparece)
Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio - Mambita 1 115 kV Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio 1 40 MVA 230/115/13.8 kV	NO	Operativa
Nueva Esperanza 1 500/115 kV / Nueva Esperanza 2 500/115 kV	NO	Operativa
Sobrecarga en estado estable de Guateque - Tunjita 115 kV y Guateque – Sesquilé 115 kV (Con guateque – Sesquilé cerrado)	NO	Operativa
Balsillas – Mosquera 115 kV / Balsillas - Tren de occidente 115 kV	NO	Operativa

* Solo si no es posible cumplir con los requerimientos de unidades

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Oriental - Meta

Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	NO	Operativa
Puerto López - Suria 1 115 kV / Puerto López - Suria 2 115 kV	NO	Operativa
Suria - Santa Helena 1 115 kV / Suria - Santa Helena 2 115 kV	NO	Operativa
Santa Helena - Catama 115 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	NO	Operativa
Ocoa - Granda 115 kV, Ocoa – Guamal 115 kV / Bajas tensiones en Granada y Guaviare 115 kV	SI	Operativa

Proyectos sin promotor asignado (1):

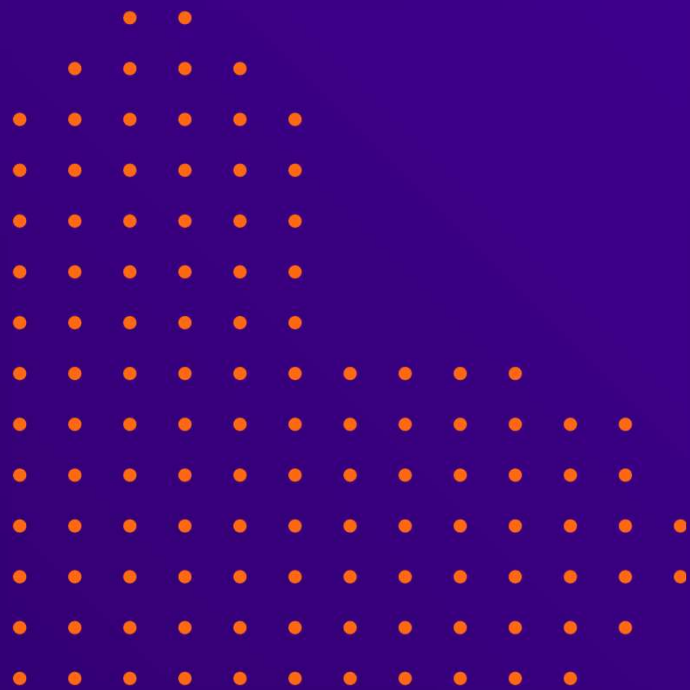


Proyecto	FPO
Bahía por 500 kV transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	2023*

Proyectos en ejecución (15):

Proyecto	FPO
Repotenciación líneas ENEL	2024
Violetas (Guamal)115 kV	2024
LT Techo - Veragua 115 kV (Refuerzo de red)	2024
Cierre Guateque – Sesquilé 115 kV	2024
Subestación Montevideo 115 kV	2024
Nueva Subestación Occidente 115 kV	2024
La Aurora 115 kV	2024

Proyecto	FPO
UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV	2025
UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	2025
Repotenciación del enlace Guaca – Colegio 115 kV	2025
Segundo circuito Guaca – Colegio 115 kV	2025
Nueva subestación Tren Occ 115 kV	2025
Subestación Porvenir 115	2025
S/E Norte 115 kV y transformadores (2x300MVA) 220/115 kV y líneas asociadas.	2026
Cambio de subestaciones de 57.5 kV a 115 kV	2027



Anexo

Propuestas Oriental

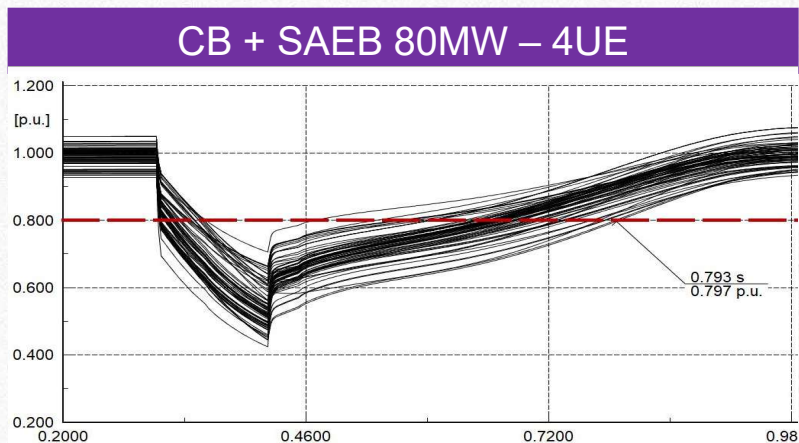
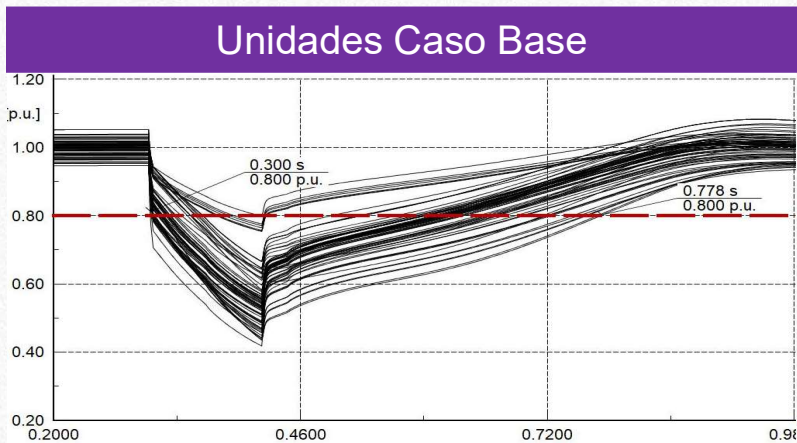
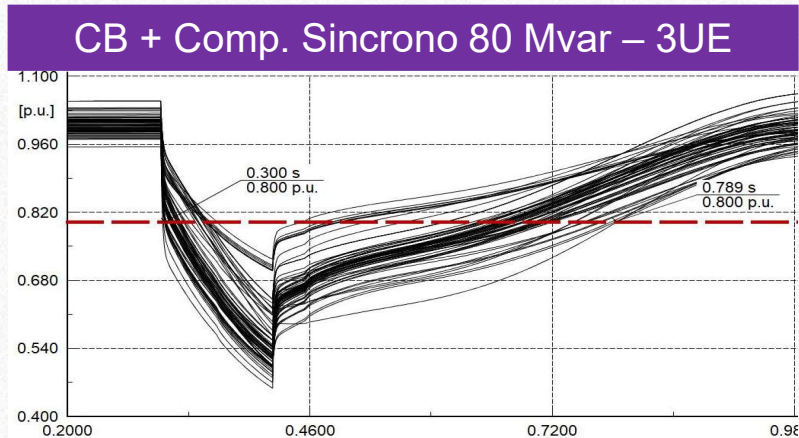
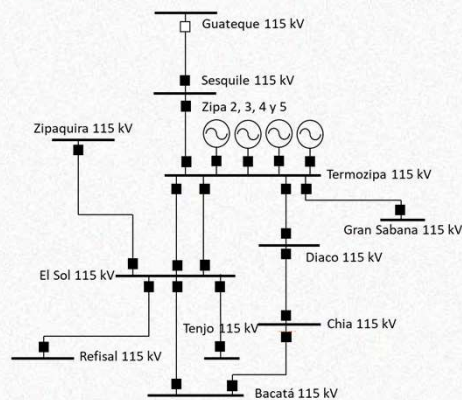


Sumamos energía,
sumamos pasión

Obras Evaluadas

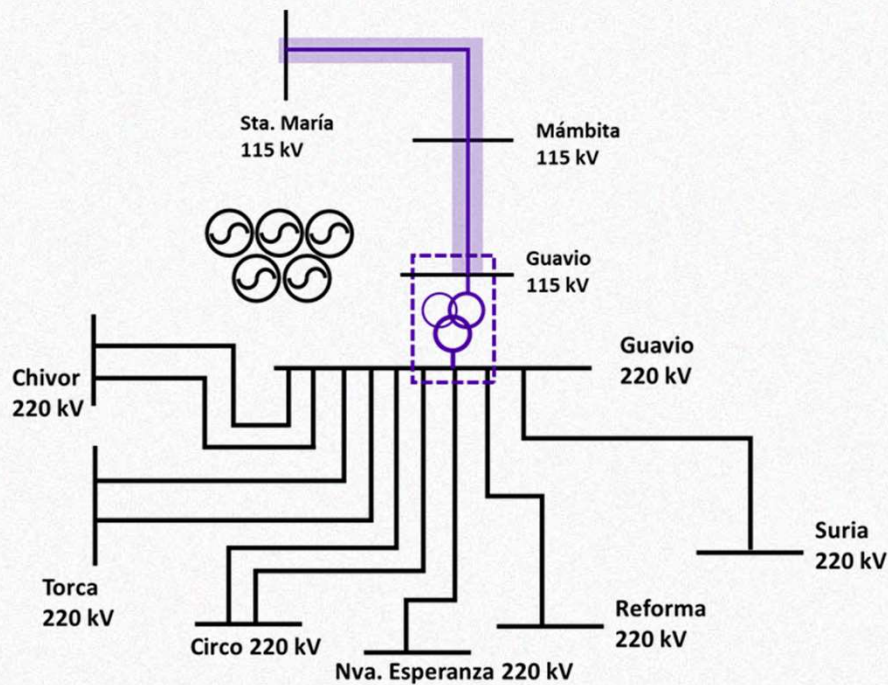
Compensación dinámica en Termo Zipa 115 kV

Las tensiones que más depresión presentan son las de la zona de la sabana norte de Bogotá ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV y en escenarios de alta demanda.

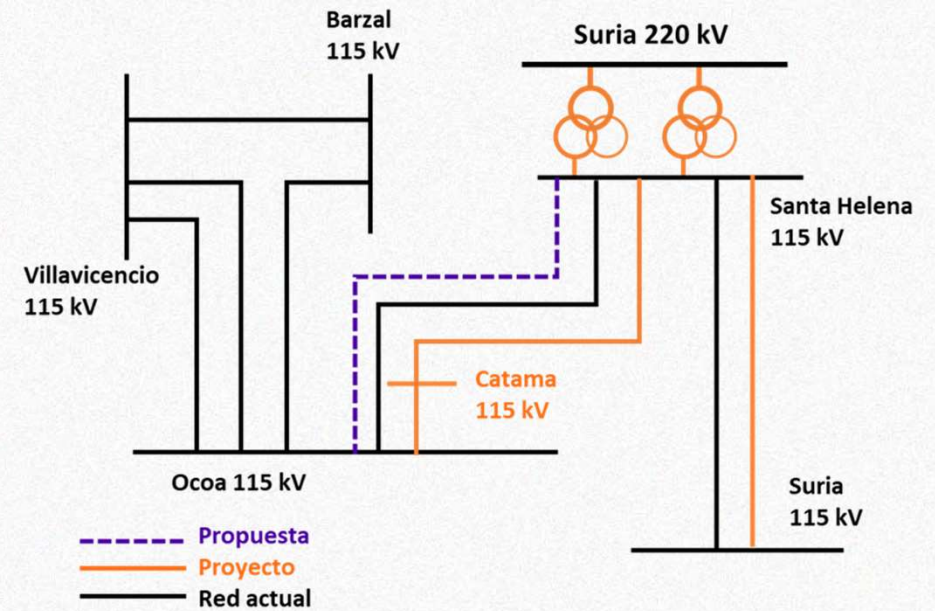


Obras Evaluadas

Repotenciación corredor Guavio – Mámbita y ATR de Guacio 230/115 kV

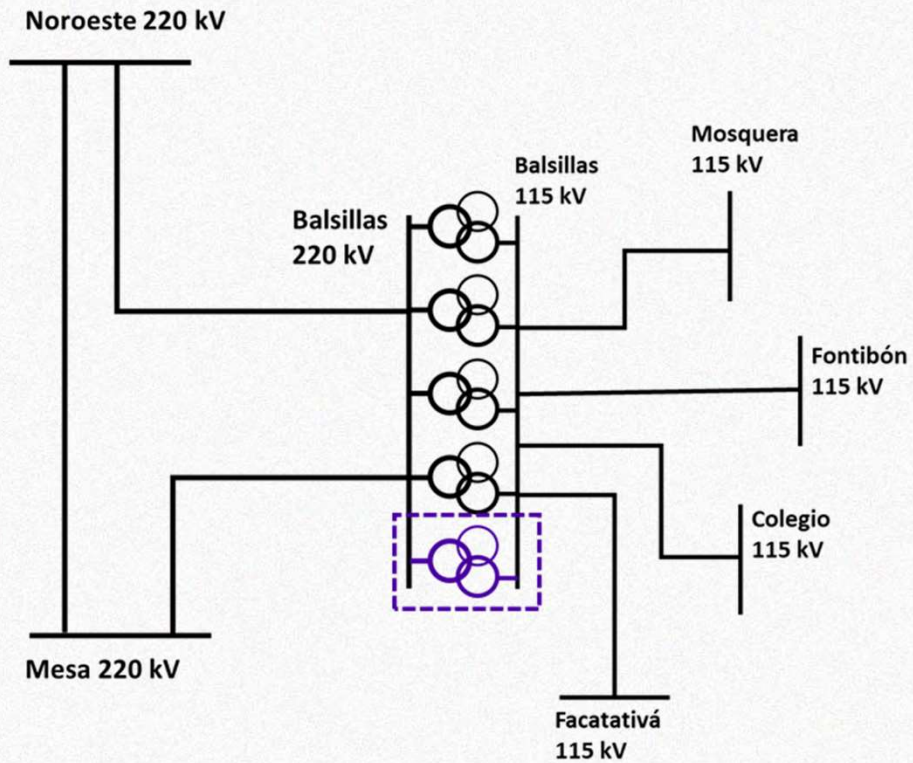


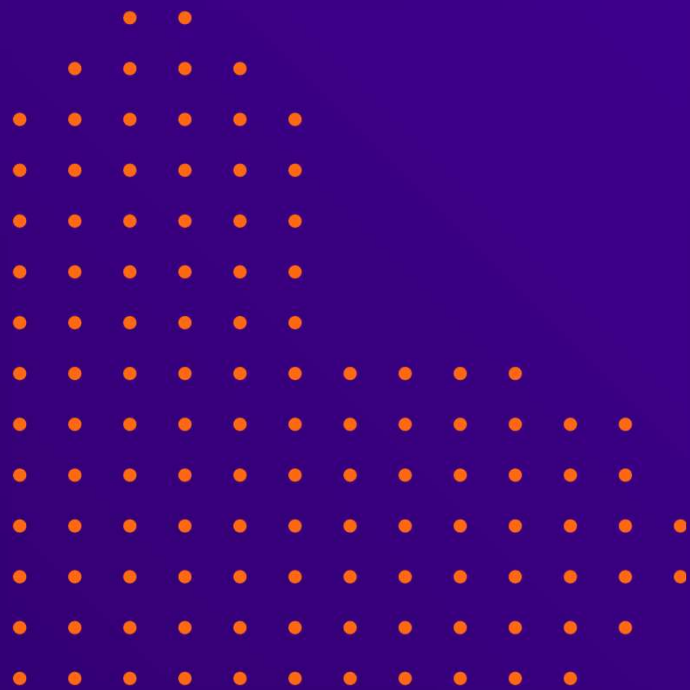
Tercer circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV



Obras Evalaudas

Quinto transformador Balsillas 220/115 kV





Anexo

Niveles de Corto y Seguimiento
Despacho

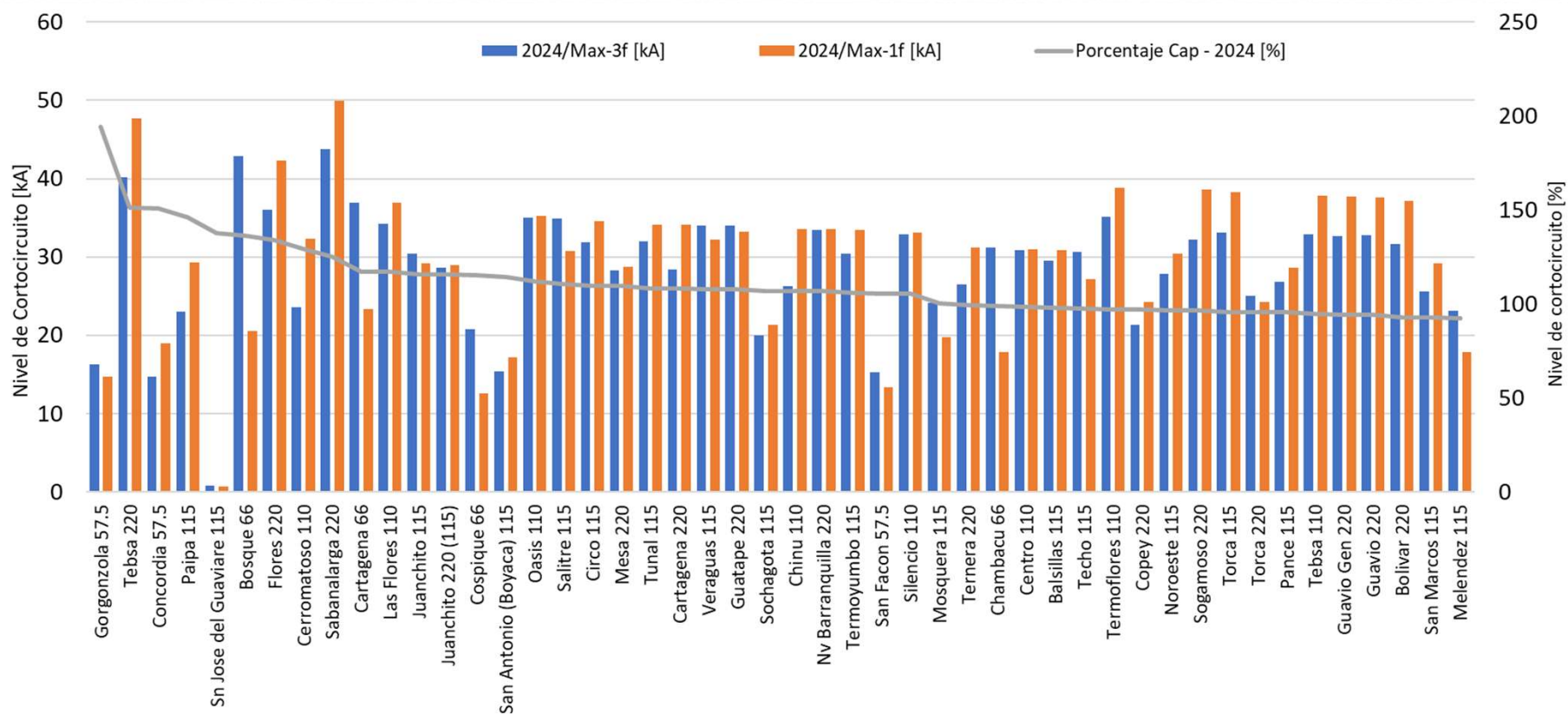


Sumamos energía,
sumamos pasión

Nivel de cortocircuito en subestaciones del SIN (IPOEMP-II 2023)



- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Red a agosto de 2024, teniendo en cuenta el panorama de entrada de proyectos mencionados en los supuestos y consideraciones de cada área operativa.
- Se utiliza el método de análisis IEC 60909 de 2016, calculando las máximas corrientes de cortocircuito al realizar fallas monofásicas y trifásicas francas.
- Se cuenta con información de capacidad de cortocircuito de 442 subestaciones.



Nivel corto circuito despachos: lo que va de 2023

- Desde la programación diaria se evalúa para la condición particular de la red a través de análisis de corto circuito por el método completo (super posición) que no se superen los valores declarados de corto circuito en los nodos del SIN
- De identificarse un punto de operación en que el nivel supera la capacidad nominal se evaluarán alternativas topológicas o se limitará el número de unidades eléctricamente cercanas para garantizar el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación.

30 Subestaciones han superado el 90% de su capacidad en al menos un periodo en 2022 y 2023:

220 kV: Torca, Guatapé, Tebsa, Mesa y Juanchito 220 (115)

110 / 115 kV: Ancón EPM, Balsillas, Noroeste, Envigado, Guachal, Termovalle, Zamora, Torca, Oasis, San Marcos, Tunal, S Antonio (Boyacá), Veraguas, Central, San Diego, Guayabal, Circo, Termoyumbo, Paipa, Juanchito, Meléndez, San Jose del Guaviare, Salitre, Pance, Cerromatoso

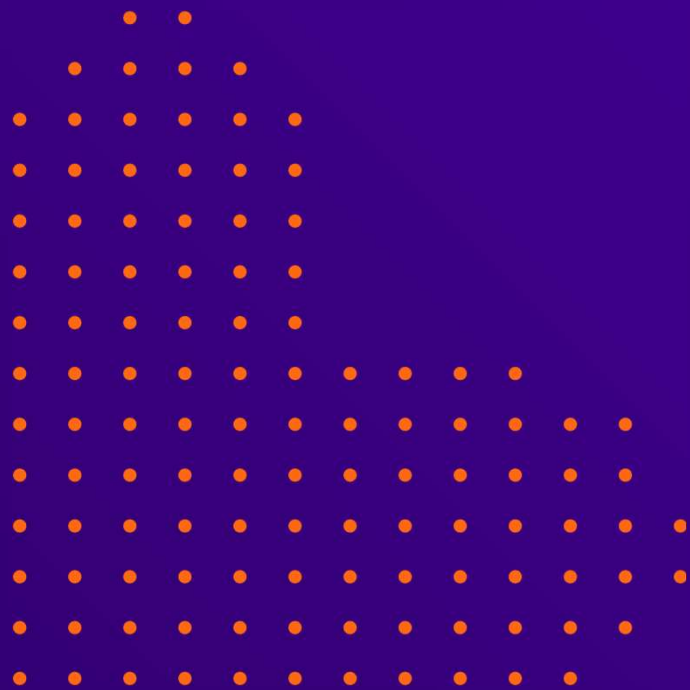
Subestaciones con consignas operativas para Mitigar el corto circuito:

TermoFlores 110 kV: Apertura del seccionamiento cuando se supere el nivel de corto, normalmente cuando están las Flores I y Flores IV

TermoYumbo 115 kV, Guachal 115 kV y Chipichape: Operan desacopladas debido al agotamiento de red y agotamiento de capacidad de corto circuito

Paipa 115 kV: Apertura del seccionamiento y atención de Bavaria por sección 2, cuando se supere el nivel de corto, normalmente con dos unidades entre Paipa 1,2,3 y 4.

- Una falla en una subestación que supere su capacidad de corto circuito puede implicar riesgo de daño permanente a los equipos, adicionalmente, llevar a condiciones operativas extremas por las indisponibilidades causadas y su duración.
- Se hace seguimiento al nivel de corto circuito de las subestaciones y se están analizando nuevas acciones operativas, sin embargo, debe abordarse el tema de fondo con la repotenciación de los equipos y más aún con las necesidades futuras de contar con niveles SCR adecuados.

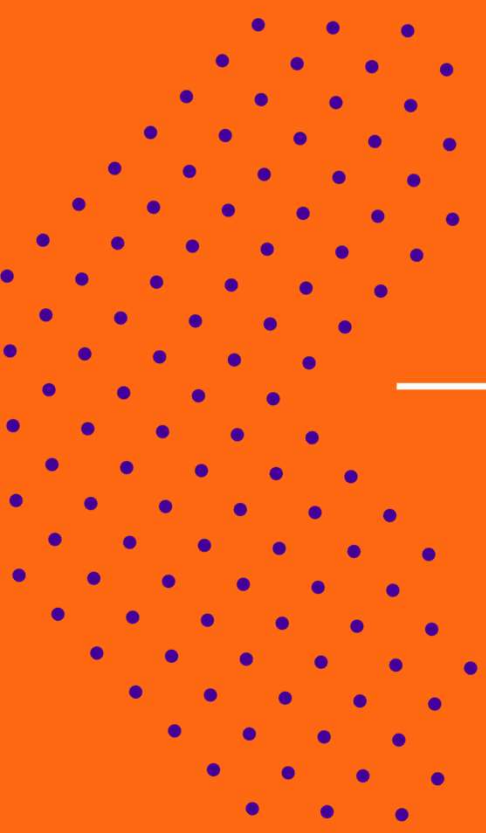


Muchas gracias

Julio 18 de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión



Sumamos energía,
sumamos pasión
