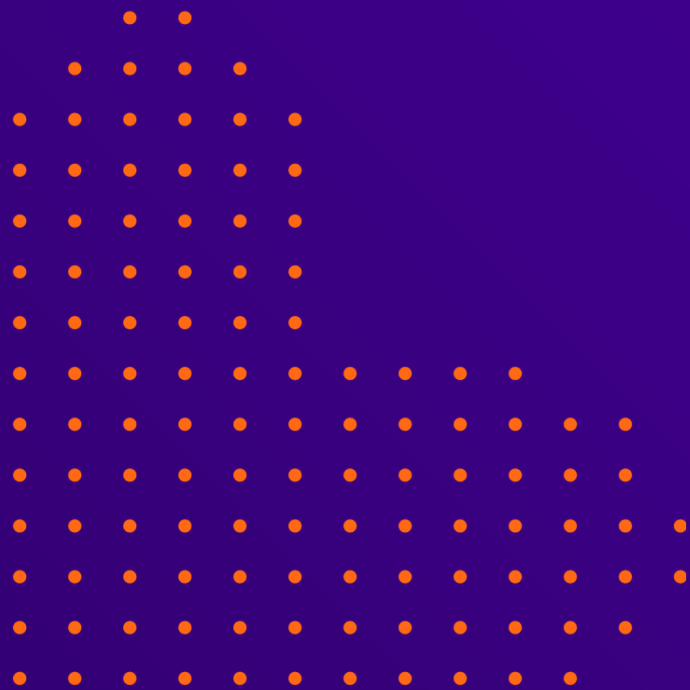




Sumamos energía,
sumamos pasión

INFORME CND DIRIGIDO A: Comité Técnico y Regulatorio CAPT

Julio 18 de 2023



Reflexiones Iniciales

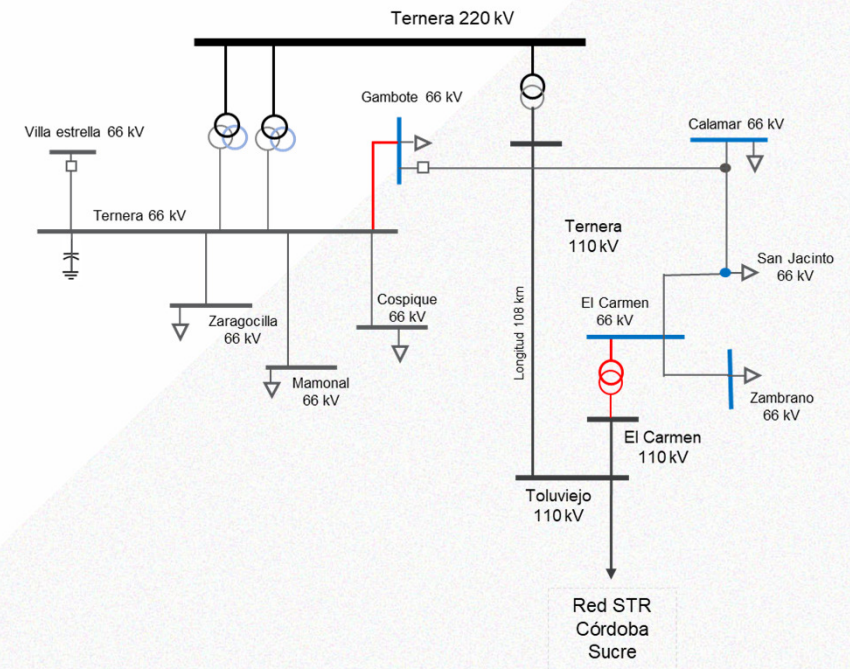


Subestaciones en configuración radial o débilmente enmalladas.

Actualmente en el SIN se tienen 115 nodos en configuración radial, estos nodos se caracterizan por (41 zonas excluidas):

- Baja confiabilidad en la atención de la demanda al ser vulnerables a presentar demanda no atendida ante una contingencia sencilla.
- Crecimiento de la demanda por encima de los valores esperados.
- Baja tensión en los nodos y sobrecarga en los circuitos de conexión y Mayor dificultad en el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de tensión, condición que como en el caso del área Caribe puede limitar la capacidad de importación de potencia.

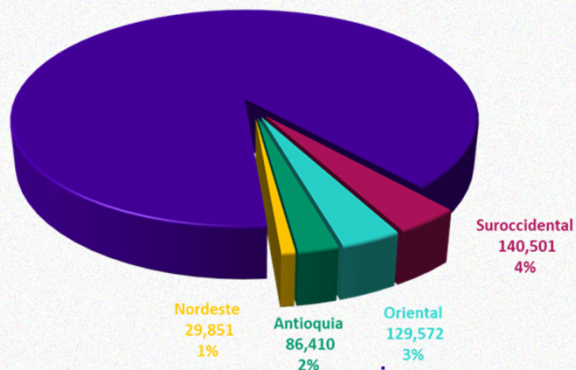
Subárea	Nodo de conexión	Carga PF	Restricción
Bolívar	Calamar, El Carmen, San Jacinto y Zambrano 66 kV	ELCARMN6, PLATO_31, SNJACIN6, ZAMBRA71, CALAMAR6	Sobrecarga y Tensión
Bolívar	Gambote 66 kV	GAMBOTE6	Sobrecarga y Tensión
Bolívar	Zambrano 66 kV	PLATO_31, ZAMBRA71	Tensión
Bolívar	Villa Estrella 66 kV	VILLAES6	sobrecarga
Córdoba Sucre	Magangué, Mompo 110 kV	MAGANG_1, MOMPOX_1	Sobrecarga y Tensión
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	MOMPOX_1	Tensión
GCM	El Banco 110 kV	ELBANCO1	Tensión
Caquetá	Doncello 115 kV	DONCELL1	Tensión
Cauca – Nariño	Jardinera, Junín y Tumaco 115 kV	JARDINE1, JUNIN_1, TUMACO_1	Tensión
Santander	Bosconia 115 kV	BSCONIA1	sobrecarga



Nodos en condición radial con mayor riesgo de DNA por agotamiento de red.

Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]

Caribe
3,329,351
90%



Caribe 15.7 GWh (61%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Bolívar	5569	22%
GCM	7229	28%
Córdoba-Sucre	2018	8%
Atlántico	792	3%
Cerromatoso	134	1%

Agotamiento en red del STR

Incremento en generación de seguridad

Falta/Atraso de proyectos en el STN y STR



Agotamiento en la transformación STN/STR

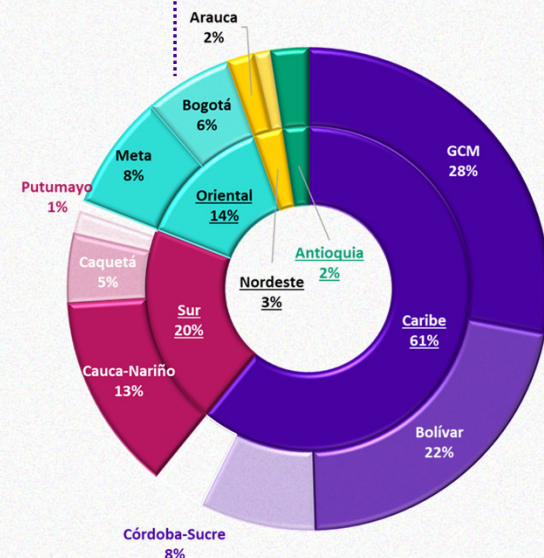
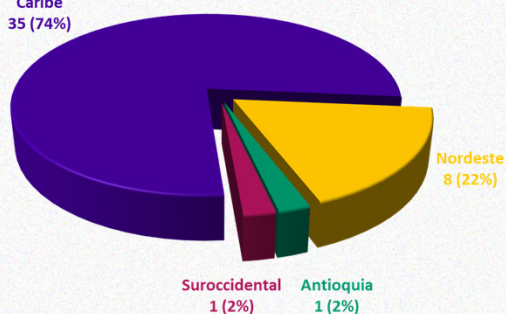
Crecimiento en la demanda

Recomendación e instalación ESP

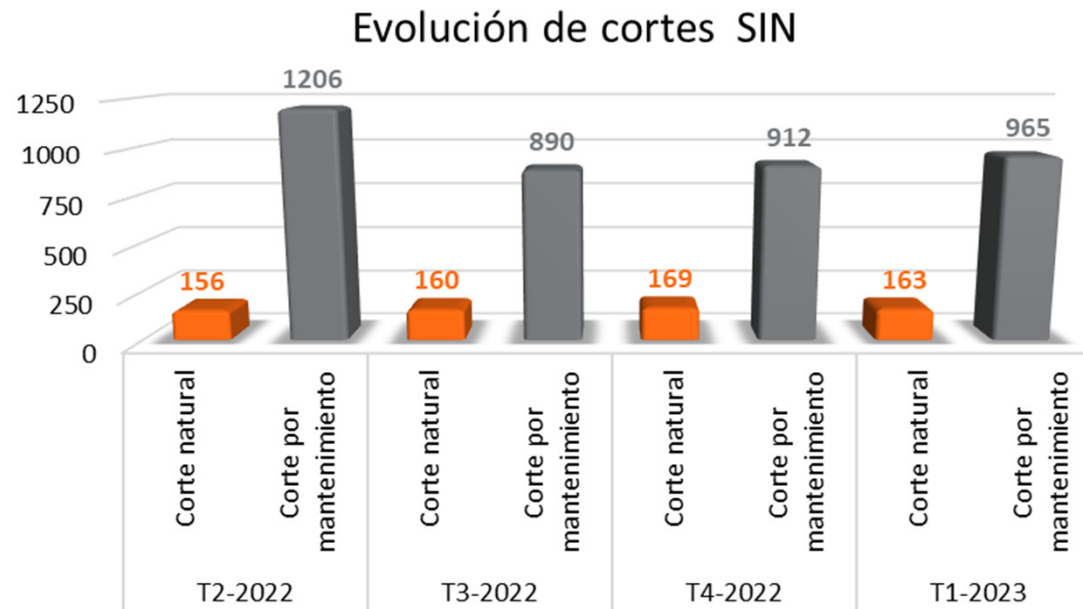
Agotamiento ESP

Incremento DNA

ESP habilitados en el SIN

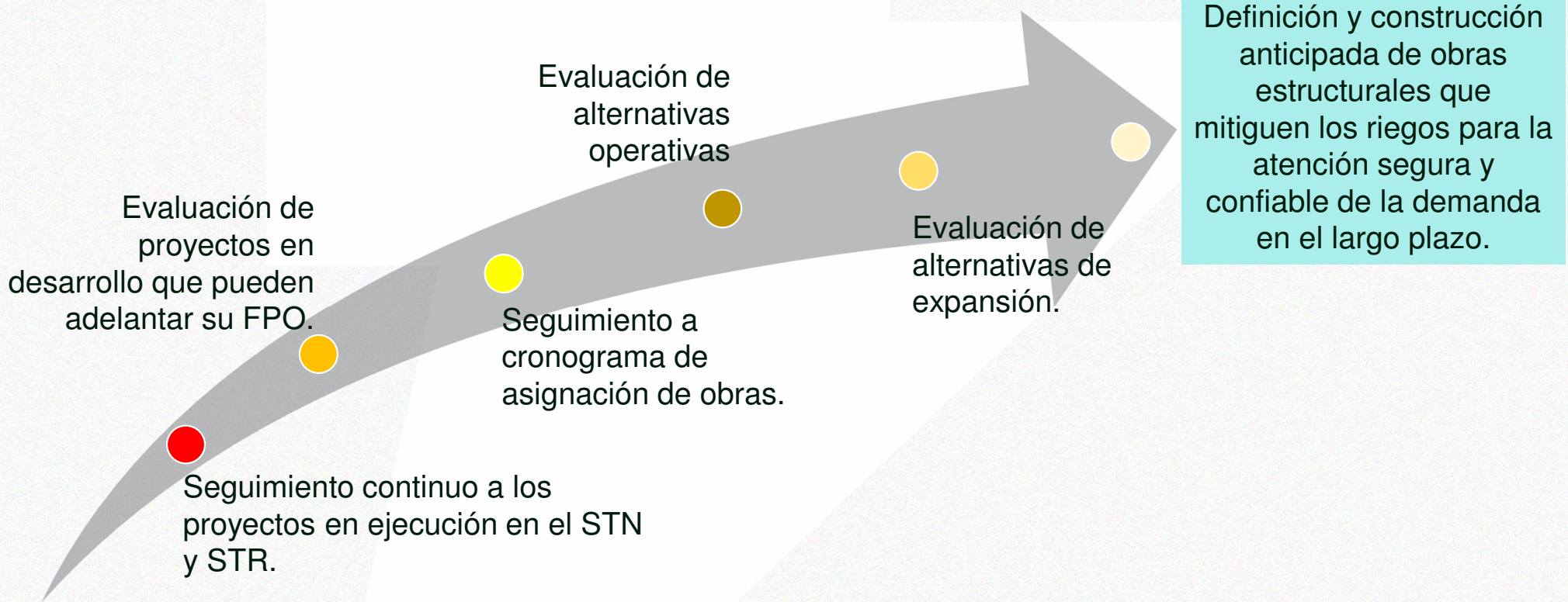


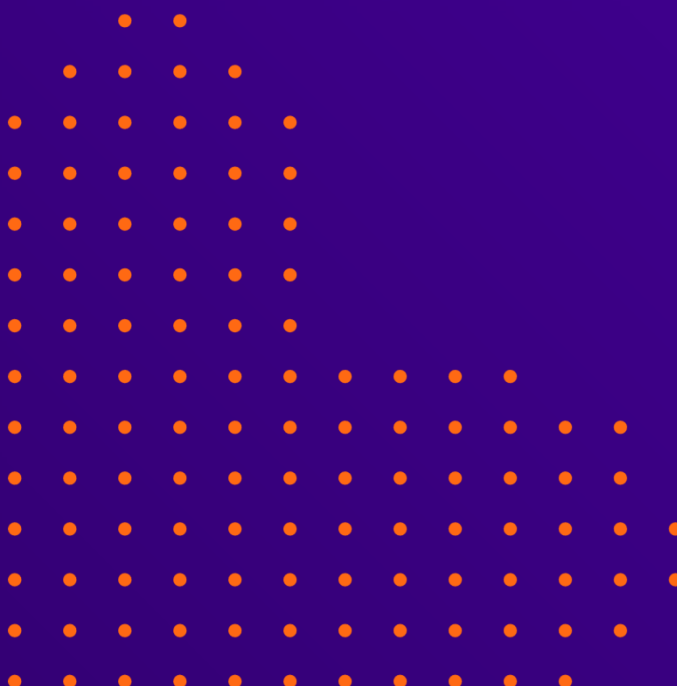
Operación del sistema en red degradada (N-1-1):



Las restricciones activas en condición de mantenimientos indican que la red es débil frente a salidas N-1-1, lo cual puede comprometer la resiliencia del sistema. Se propone evaluar la necesidad de expandir el criterio de confiabilidad N-1 a uno que considere la operación en red degradada N-k.

Proyectos en curso, pendientes por promotor y pendientes por aprobación y/o definición :



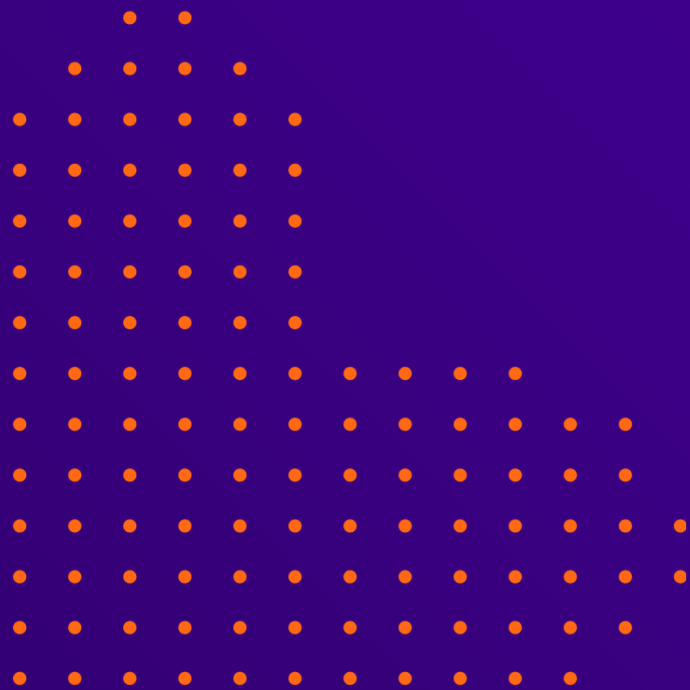


Situación operativa actual y futura

Restricciones sin obras



Sumamos energía,
sumamos pasión



Área Caribe



Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación Operativa Actual:

Subárea Bolívar y Córdoba Sucre: Declarada en estado de emergencia en Junio de 2023 por bajas tensiones y recuperación de tensión en las cargas radiales.

Subárea Bolívar: DNA en el Gambote 66 kV (baja tensión y sobrecarga de Ternera – Gambote 66 kV).

Subárea Bolívar: baja tensión en nodos a 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar, San Jacinto y alto valor de carga del Carmen 110/66 kV

Subárea Córdoba – Sucre: Sobrecarga estado estacionario Chinu – Since 110 kV y bajas tensiones en Mompox

Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

Subárea GCM: DNA en el Banco (baja tensión) y alta dependencia de generación de Guajiras para control de límite de importación

Agotamiento de la red en el área Caribe, debido a la no entrada y/o no definición de proyectos de expansión a nivel de STR y crecimiento continuo de la demanda.

DNA

13.1GW (59%)

Reconciliaciones

3.4 BCOP (93%)

ESP

41 (74%)

Declaración emergencia GCM, Bolívar y Córdoba-Sucre

Abril de 2022

Asunto: Declaración estado de emergencia subárea Guajira – Cesar - Magdalena

Respetado doctor Olarte:

Según los análisis eléctricos que viene realizando el CND con el acompañamiento de los diferentes agentes que participan en la operación del área, se ha identificado que la subárea GCM es susceptible al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés). Lo anterior, ocasiona que ante algunas perturbaciones se presenten riesgos para la operación segura de la red de transmisión, así como afectación en la calidad y seguridad de la atención de la demanda.

Por lo anterior, se informa que:

- La subárea GCM operará a partir de la fecha en estado de emergencia dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR, según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Operación que establece lo siguiente:

“Estado de emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda...”

Con el propósito de mitigar el impacto y ocurrencia del fenómeno de FIDVR y dadas las particularidades de este fenómeno y su relación directa con los aportes de corriente de cortocircuito de las plantas de generación sincrónica durante las fallas, en escenarios de demanda de la subárea GCM mayor a 590 MW, se programarán al interior de esta subárea desde el despacho diario que realiza el CND las unidades de generación necesarias para mitigar esta situación.



Junio de 2023

Asunto: Declaración estado de emergencia en nodos del área Caribe.

Respetado doctor Olarte:

Teniendo en cuenta que las funciones de XM se encuentran enmarcadas en lo que establece las leyes colombianas, la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- y los Acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación -CNO-, en cumplimiento de lo definido en la normatividad vigente, y en particular de la Resolución CREG 025 de 1995, el Centro Nacional de Despacho – CND- realiza análisis eléctricos de seguridad con el fin de garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del Sistema Interconectado Nacional -SIN- con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Así mismo, realiza seguimiento al comportamiento de las variables eléctricas del SIN en la operación de tiempo real.

Derivado de lo anterior y considerando los análisis realizados por el CND se ha identificado un agotamiento de la red en el área Caribe, debido a la no entrada de proyectos de expansión y continuo crecimiento de la demanda, generando que en algunas barras del área se presenten tensiones inferiores al 90% del valor nominal, límite definido en regulación, aún en condición de red completa, así:

- En subárea GCM: El Banco, La Jagua, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV ¹.
- En subárea Bolívar: San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV y El Plato 34.5 kV.
- En subárea Córdoba Sucre: Mompox 110 kV.

Adicionalmente, en los análisis dinámicos de seguridad eléctrica, de acuerdo con lo establecido en regulación vigente, se ha identificado que en dichas barras no es posible garantizar en todo momento el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de tensión ².

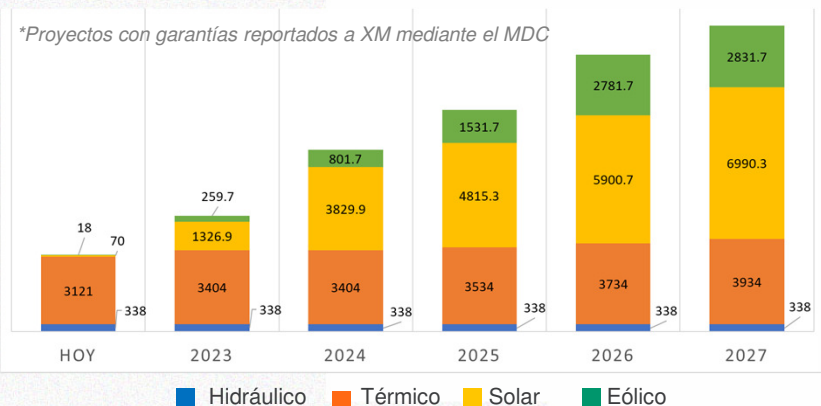
Por lo anterior, se informa que los nodos arriba citados operarán a partir de la fecha en estado de emergencia, según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 - Código de Operación que establece lo siguiente:

“Estado de emergencia: Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.”

Evolución generación instalada área Caribe y capacidad de exportación 2025 - 2033

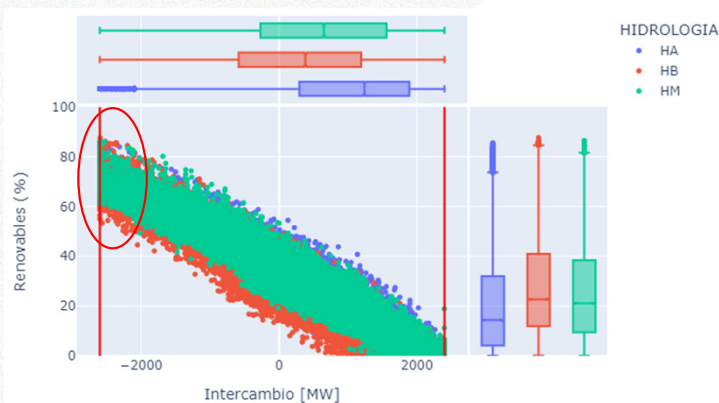
Aumento de la capacidad instalada área Caribe

*Proyectos con garantías reportados a XM mediante el MDC



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

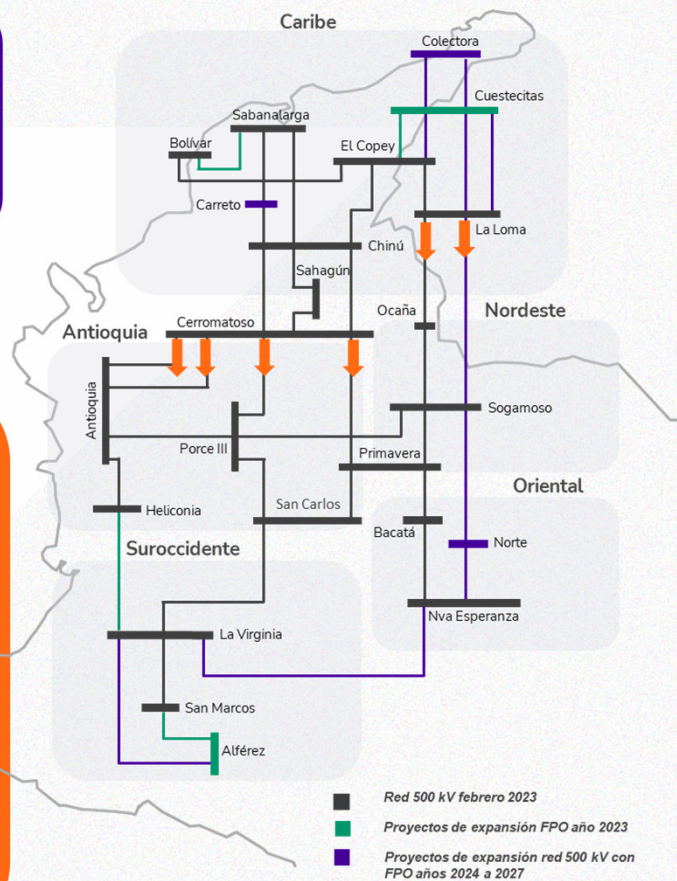
Capacidad exportación de potencia Área Caribe



*Flexibilidad 2022, 7.4 GW en caribe

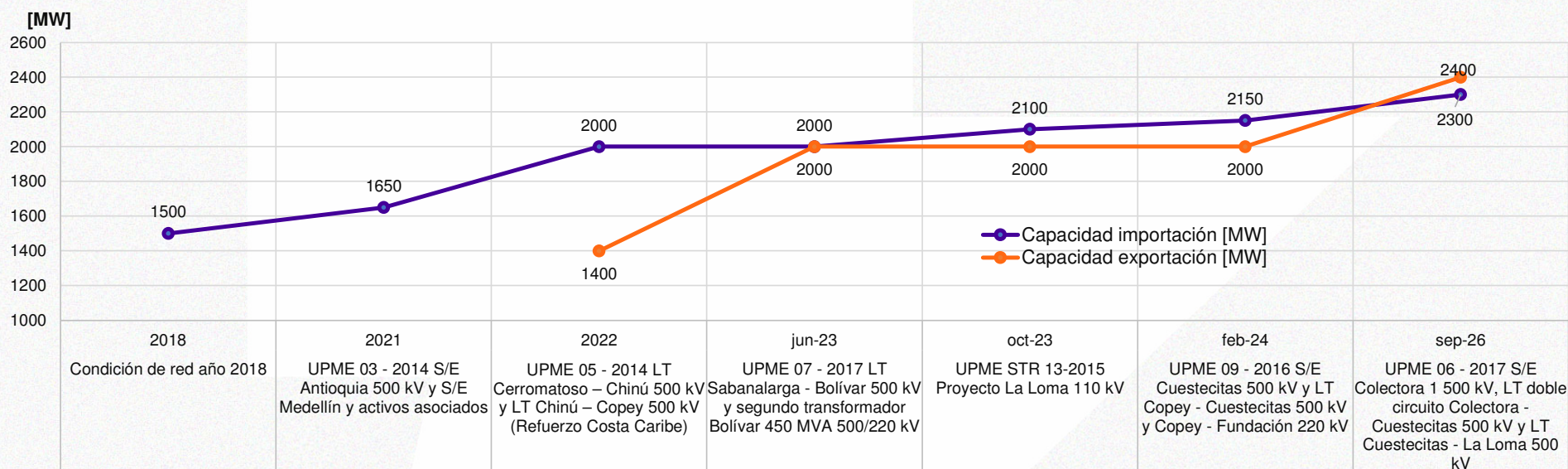
Se debe acompañar la capacidad de generación instalada en el área Caribe, con proyectos que permita aumentar su capacidad exportación al resto del SIN

Equipos que proporcionen soporte dinámico de tensión en la red de 500 kV, con capacidad de aporte permanente de Mvar y aporte de corto circuito



■ Red 500 kV febrero 2023
 ■ Proyectos de expansión FPO año 2023
 ■ Proyectos de expansión red 500 kV con FPO años 2024 a 2027

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



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 expansión 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

Integración fuentes de generación basadas en inversores

Métricas de fortaleza de la red (2027)

A partir de los resultados de las métricas de fortaleza de red, se identifican condiciones de operación con posibilidad de riesgo por inestabilidad de los recursos de generación basados en inversores.

En puntos de conexión de las subáreas GCM, Bolívar y Atlántico con niveles SCRIF menor a 1.5, de no contar con nuevos equipos en el sistema que aporten corto circuito e inercia, de forma que permitan mantener una operación estable, podría ser necesario programar recursos de generación convencionales (térmica e hidráulica) que aporte corto circuito, desplazando generación basada en inversores.

Se deben incluir métricas de fortaleza de red, en el análisis de aprobación de nuevos puntos de conexión. (Seguridad y confiabilidad)

Se debe fortalecer el sistema con equipos que aporten capacidad de cortocircuito.

Se debe solicitar a los promotores equipos certificados en normas internacionales, estudios de detalle EMT, y la instalación de equipos adicionales que garanticen el sostenimiento en el tiempo de la fortaleza del sistema (inercia y Corto Circuito)

Métrica	Facilidad de Calculo	Mide impacto de IBR's Cercanos	Métrica común a muchos IBR's	Tiene en cuenta el acoplamiento débil entre plantas dentro de un grupo más grande	Considera interacciones con equipo que no aporten activa (SVC, STATCOM)	Se puede aplicar a IBR's individuales dentro de una Planta
WSCR	Weighted SCR	Parcial	SI	SI	Parcial	No
SCRIF*	Multi infeed SCR	No	SI	N/A	SI**	SI

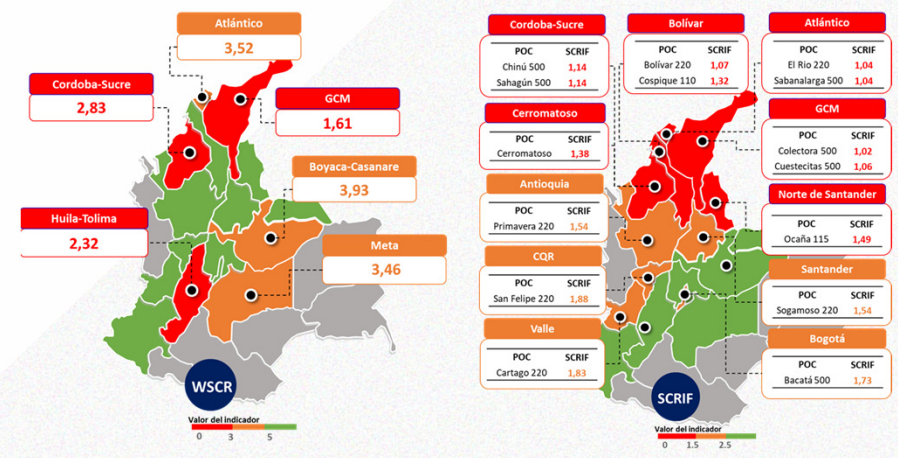
Referencia : Tomada de la norma IEEE 2800 de 2022.

$$WSCR = \frac{\sum_i^N (SCMVA_i \times P_{RMW_i})}{(\sum_i^N P_{RMW_i})^2}$$

Para cada sub-área

$$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$$

Para cada punto de conexión



*Las áreas en rojo representan zonas con alto riesgo de presentar sobretensión transitoria (TOV), fallo de comutación en estado normal y ante recuperación de fallos (FRT), interacción armónica, inestabilidad del voltaje o interacción de controles. Los valores presentados son los mínimos para el despacho en potencia de flexibilidad.

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

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 / Careto – 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

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 y San Juan 110 kV	SI	Operativa
Contingencia Codazzi - Valledupar 1 110 La Jagua - La Loma 1 110/ Codazzi - Valledupar 1 110	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

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

Proyectos sin promotor asignado (1):

Proyecto	FPO
UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV	2027

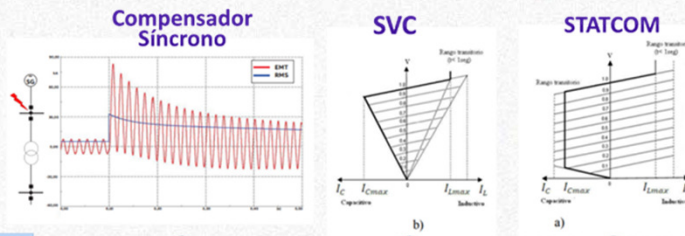
Proyectos en ejecución (19):

Proyecto	FPO
UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías - Atlántico	2024
Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	2024
FACTS Termocol (Bonda) - Guajira 220 kV	2024
UPME 05 - 2018 S/E Tolúviejo 220 kV, LT Chinú - Tolúviejo 220 kV y LT Tolúviejo - Bolívar 220 kV	2024
UPME STR 03-2019. Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) y líneas asociadas	2024
FACTS Tebsa - Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nva Barranquilla - Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí - Sabanalarga 220 kV	2024
Nueva Río 220/110 kV	2024
Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	2024
SE Campestre 66 kV	2024
Nueva Galapa 110 kV	2024
Bureche 110 kV	2024

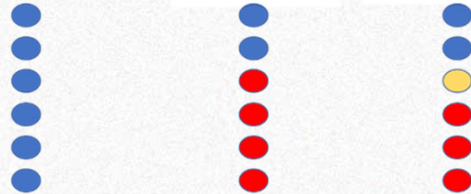
Proyecto	FPO
Guacamayal 110 kV	2024
Nueva Subestación Palermo 110 kV	2024
Nueva San Juan 110 kV	2025
UPME 06 - 2017 S/E Colectora 1 500 kV, LT doble circuito Colectora - Cuestecitas 500 kV y LT Cuestecitas - La Loma 500 kV	2025
Nueva Tolúviejo 220/110 kV	2025
Pasacaballos 110 kV	2026
Turbaco 110/13.8 kV.	2026
Carreto 66 kV	2026
UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas	2027

Obras Evaluadas:

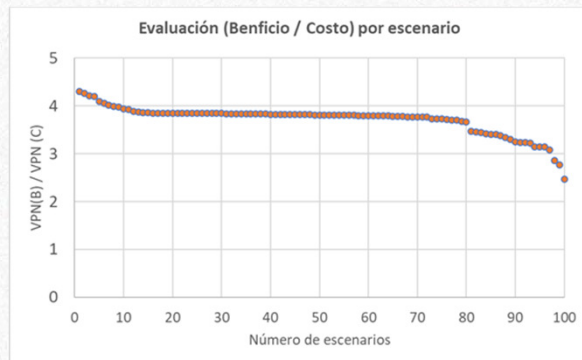
Compensaciones sincrónicas GCM para mitigación del FIDVR



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



Ubicación Probable	Capacidad de control dinámico de reactivos [MVARI]	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

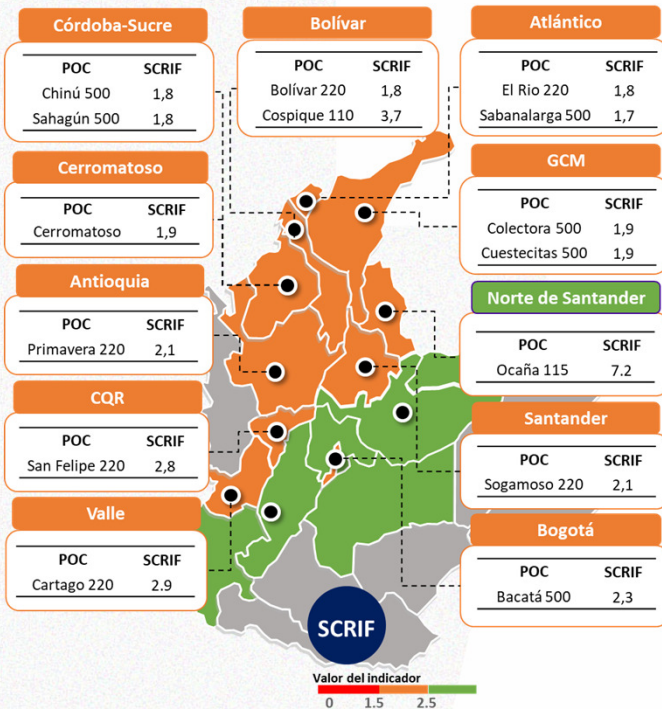


	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	113'400.000	USD
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3	%

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

Obras Evaluadas:

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.

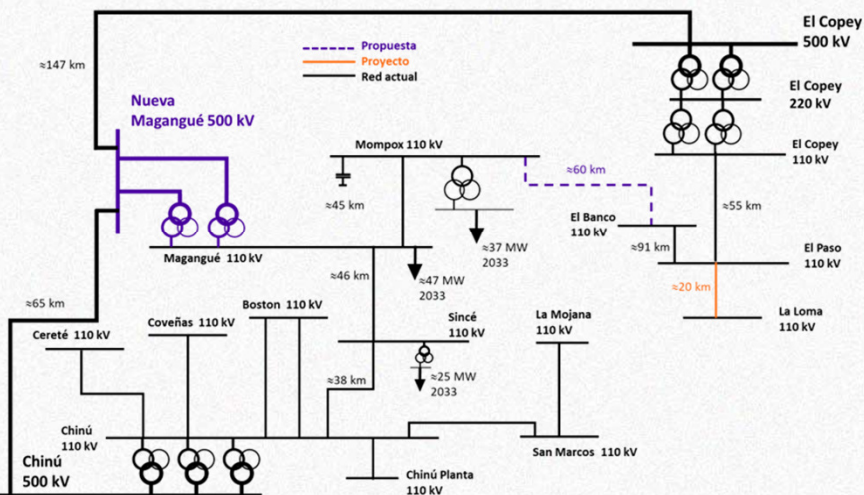
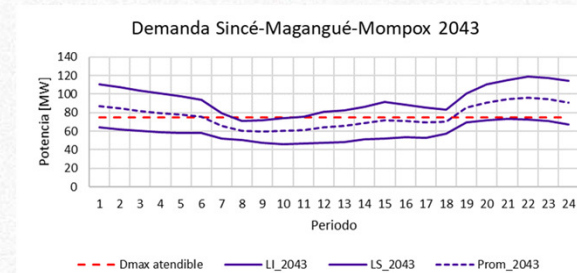
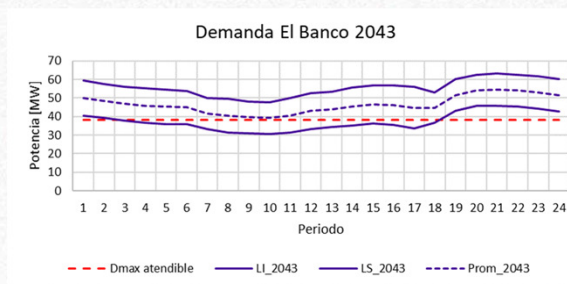
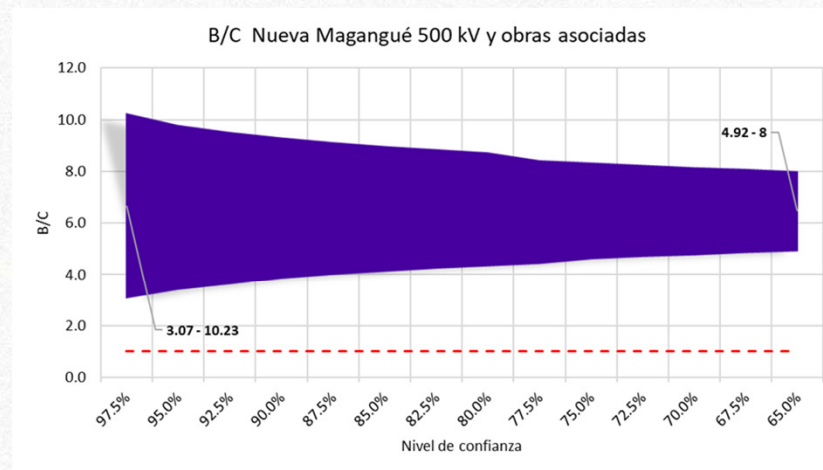
Resumen Compensadores Síncronos (SynCon)

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

Obras Propuestas:

Nueva Magangué 500 kV y obras asociadas

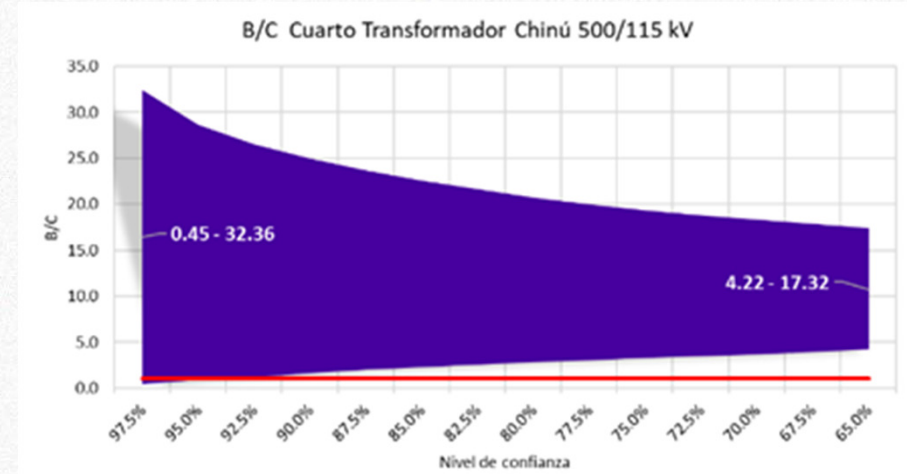
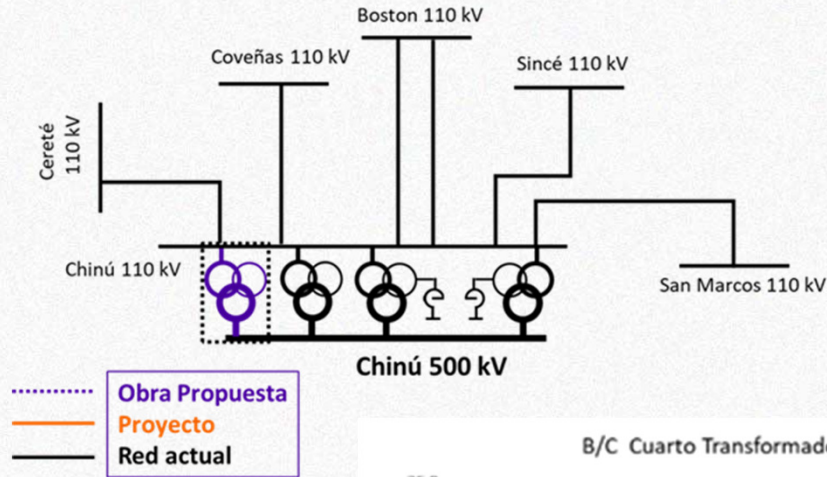
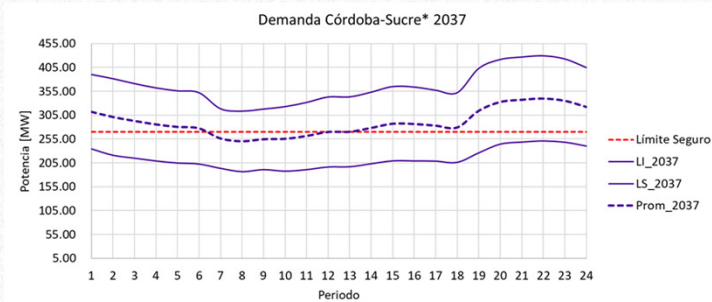
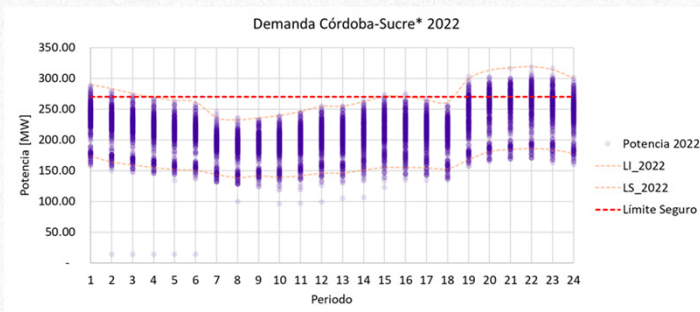
Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2028	142,397,465,313	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%



*Obra iniciativa del OR aun en desarrollo.

Obras Propuestas:

Cuarto transformador Chinú 500/110 kV

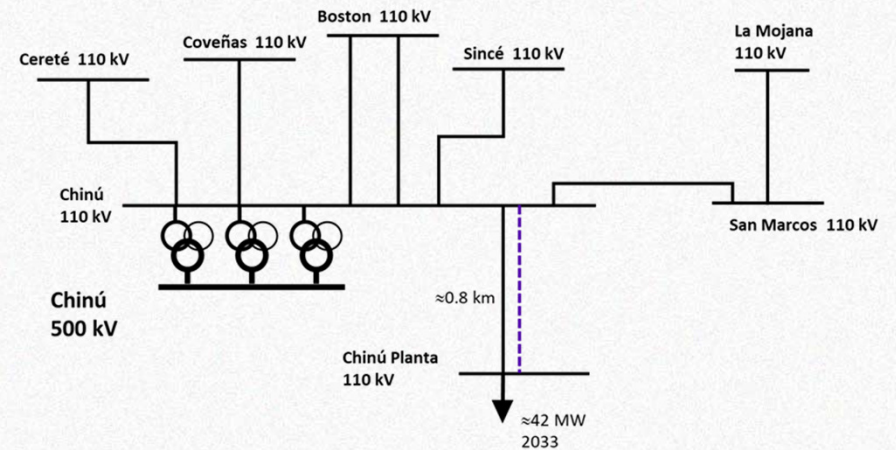
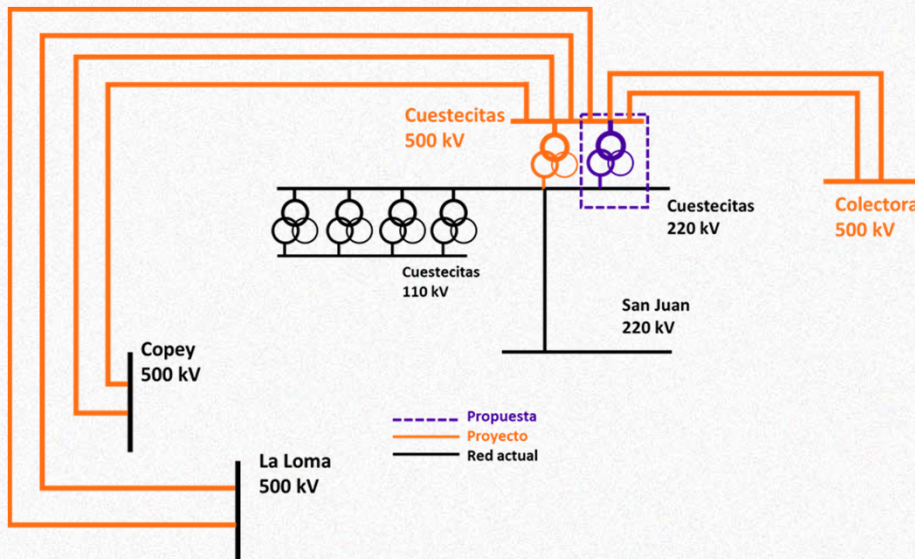


Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	43,212,555,208	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Propuestas:

Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas

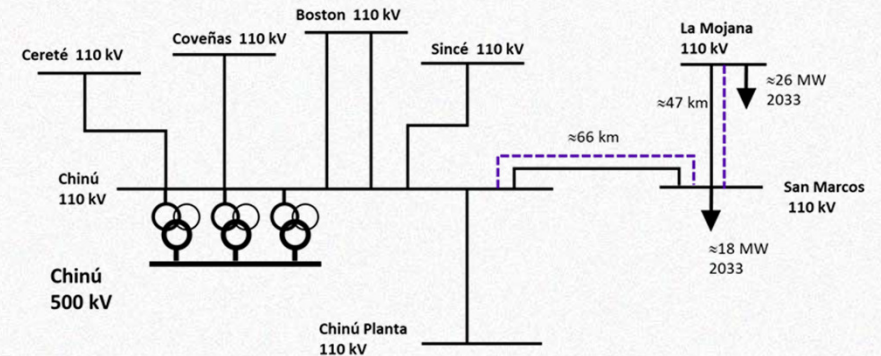
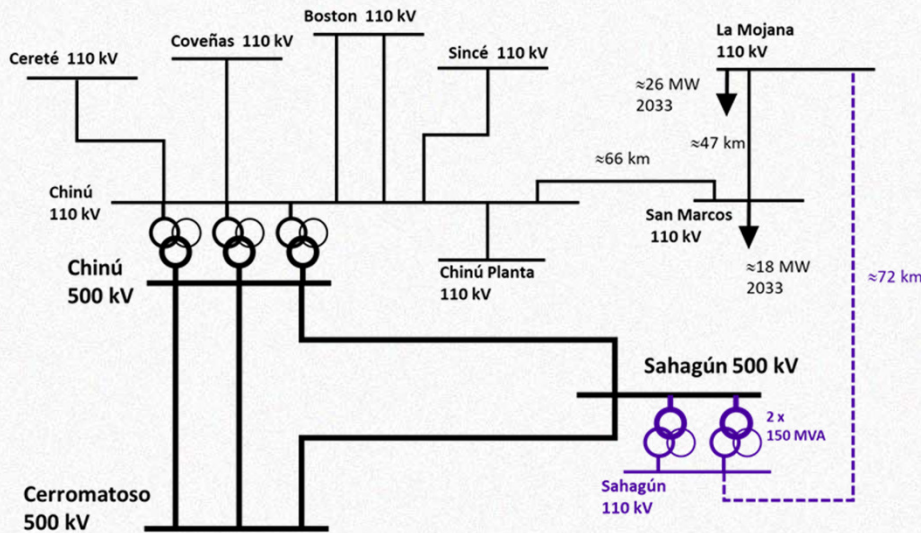
Segundo circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV



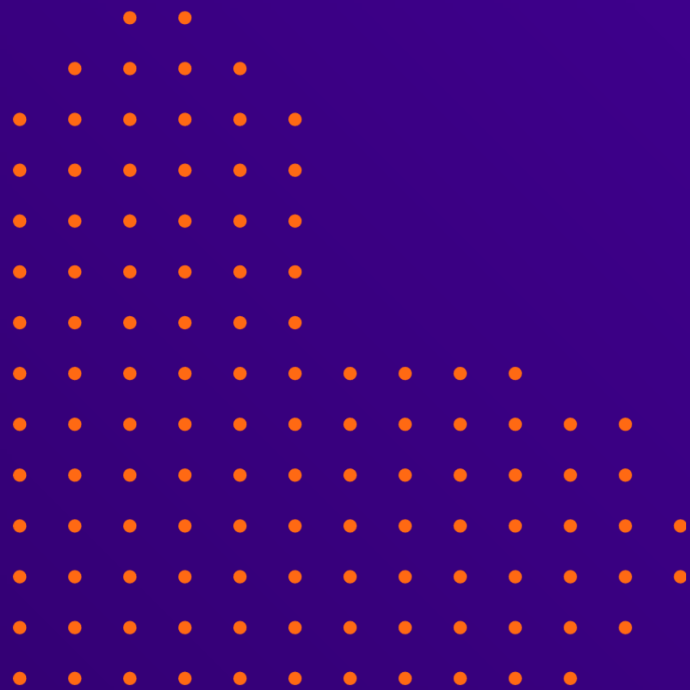
Obras Propuestas:

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.

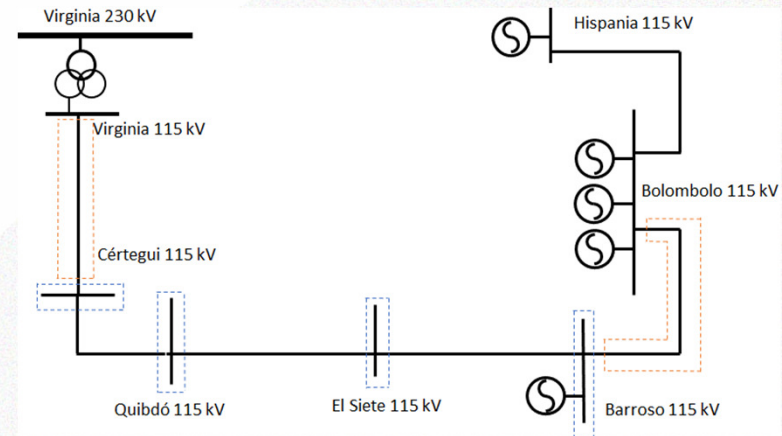
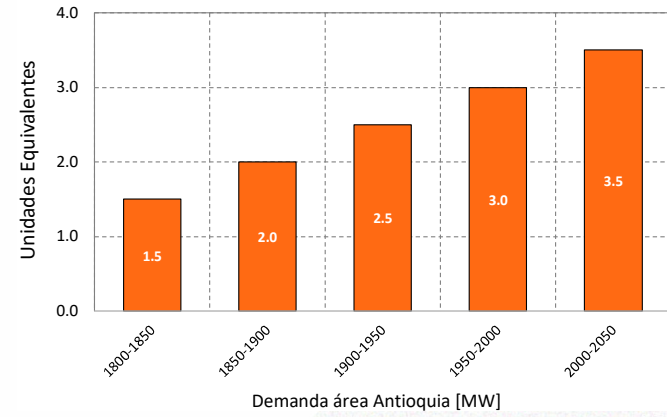
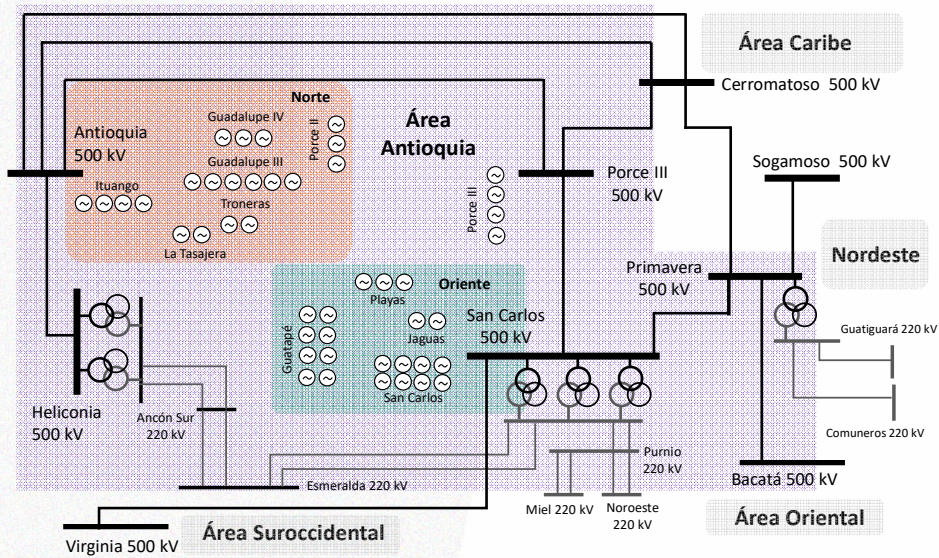


Área Antioquia

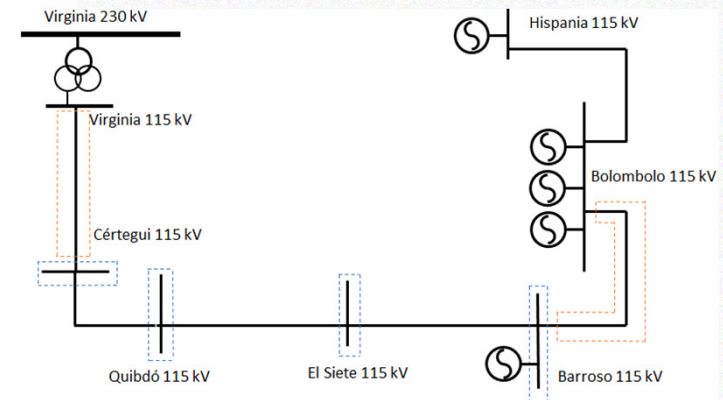
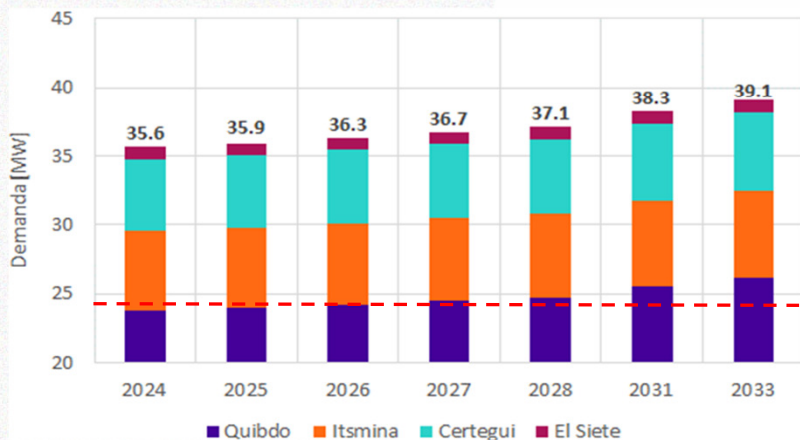
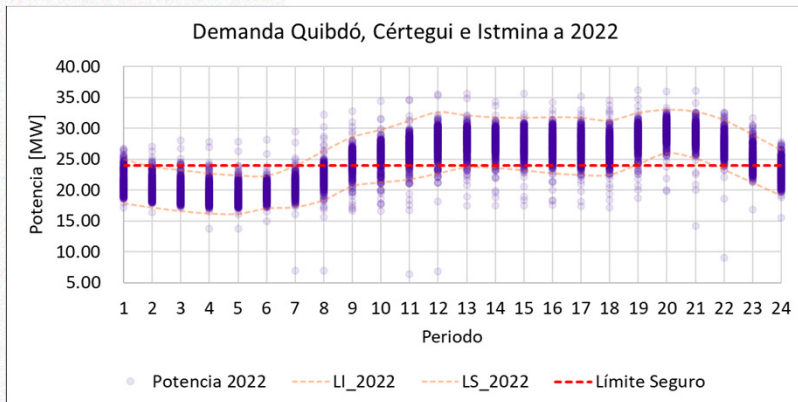


Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación Operativa Antioquia



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, Certeui 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, Certeui 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.

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Antioquia

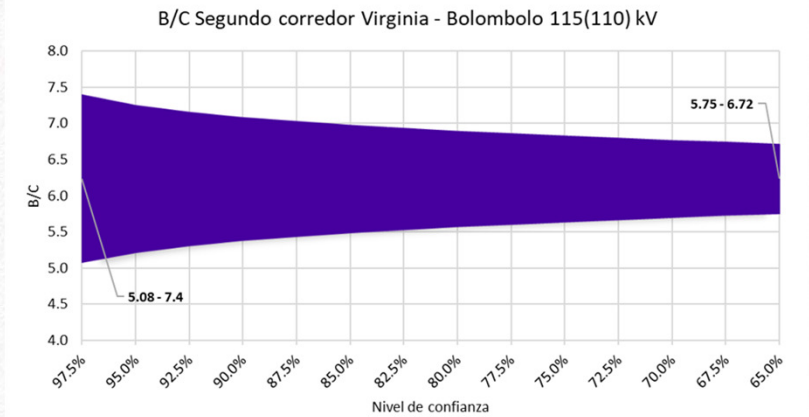
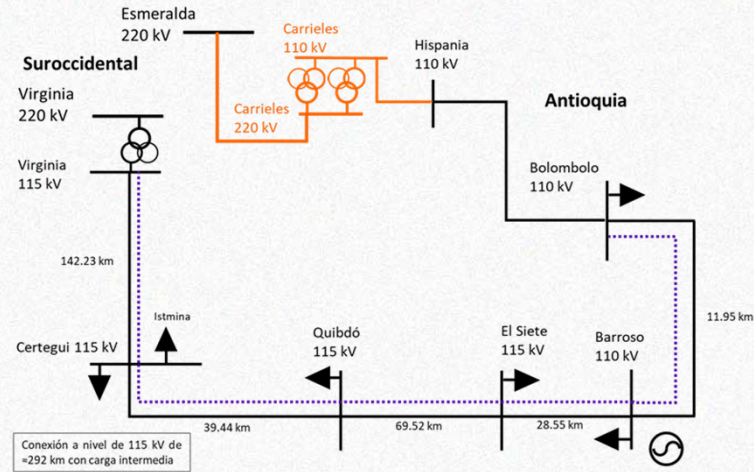
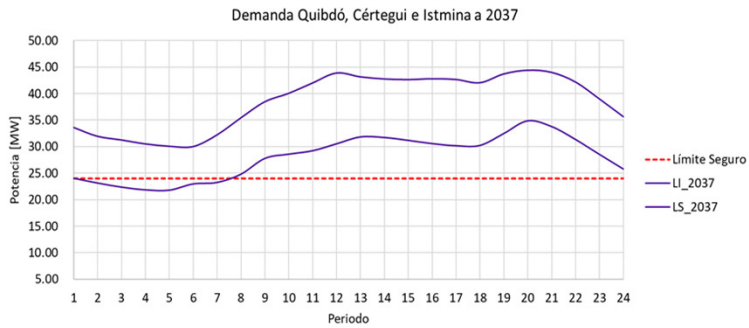
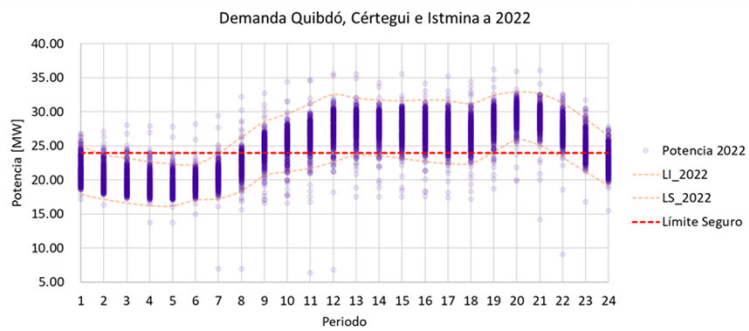


Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Occidente - Caucheras (con la entrada de Guarcama 110 kV y Antioquia - Guarcama 1 110, Contingencia Occidente - San Jeronimo 1 110 kV)	SI*	Operativa
Bolombolo - Barroso 110 kV, Barroso - El Siete 115 kV , Quibdó - El Siete 115 kV, Certegui - Virginia 1 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac	SI	Operativa
Sobrecarga en estado estable Sierra – San Carlos 220 kV	NO	Eléctrica
Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV	NO	Operativa
Ancón Sur - Miraflores 230 kV/ Ancón Sur - Envigado 110 kV*	NO	Operativa
Occidente - Medellín 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV*	NO	Operativa
Guatapé - Miraflores 230 kV / Guatapé – Barbosa 230 kV	NO	Operativa
Barbosa - La Tasajera 1 220 kV / Barbosa - Girardota 1 110 kV	NO	Operativa
Sobrecarga en estado estable de Barbosa – Guatapé 220 kV	NO	Eléctrica
Sobrecarga en estado estable de Barbosa - Girardota 1 110 kV	NO	Eléctrica
Antioquia - Medellín 500 kV / Baja tensión red 110 kV de Antioquia, Recuperación de tensión en la red de Choco. Demandas del área superiores a 1800 MW.	NO	Operativa

* Se presenta en escenarios de baja generación menor en la zona y crecimiento de la demanda.

Obras Evaluadas

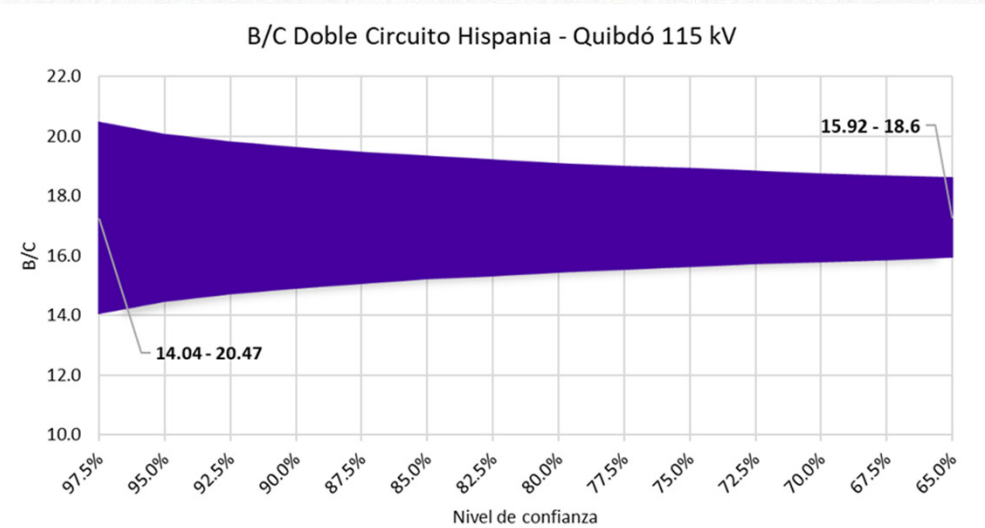
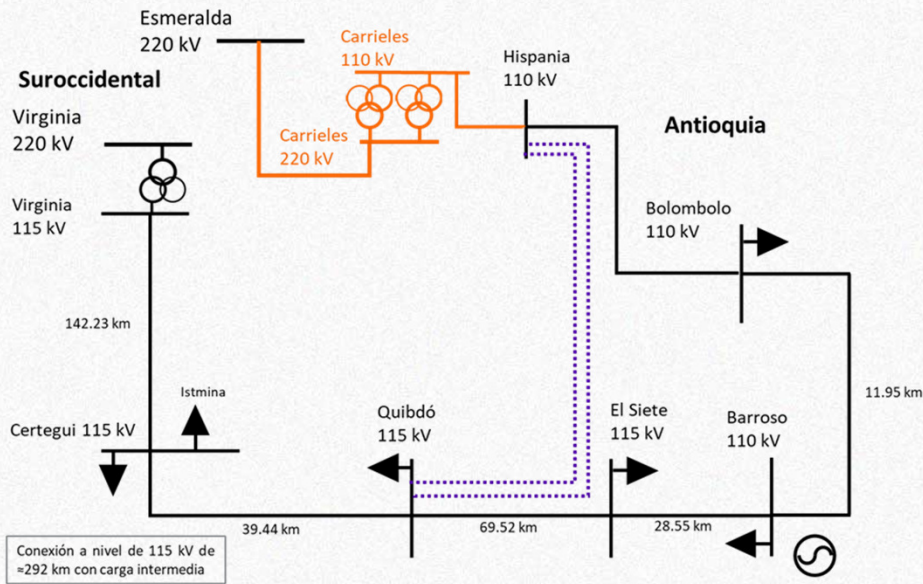
Segundo corredor Virginia– Bolombolo 115(110) kV



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

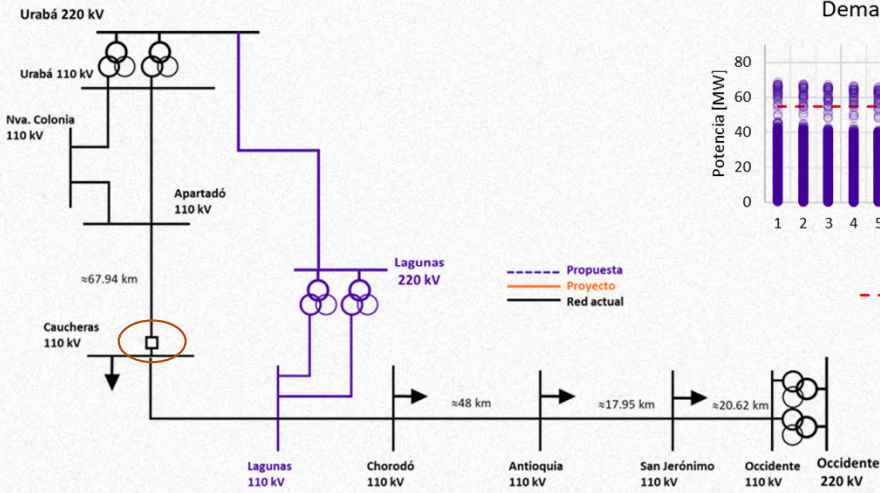
Corredor en doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV



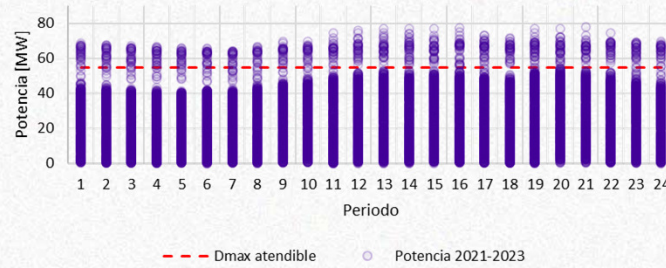
Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	47,992,410,176	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20	%

Obras Evaluadas

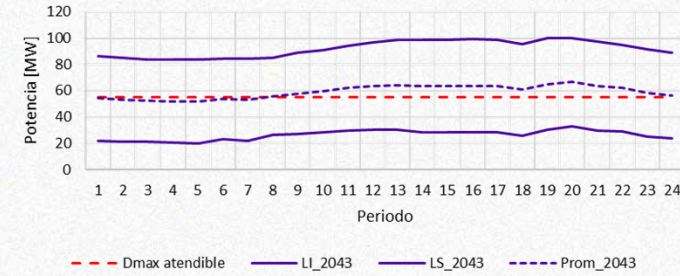
Lagunas 220/110 kV y obras asociadas



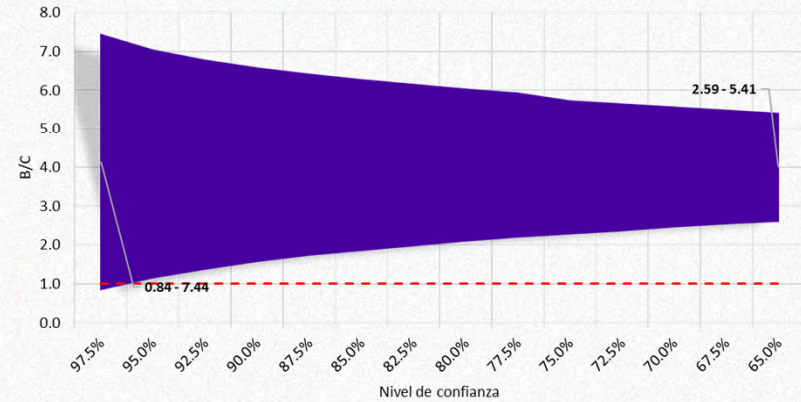
Demanda Occidente-Caucheras 2021-2023



Demanda Occidente-Caucheras 2043



B/C Lagunas 220/110 kV y obras asociadas



Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2028	167,675,494,653	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%

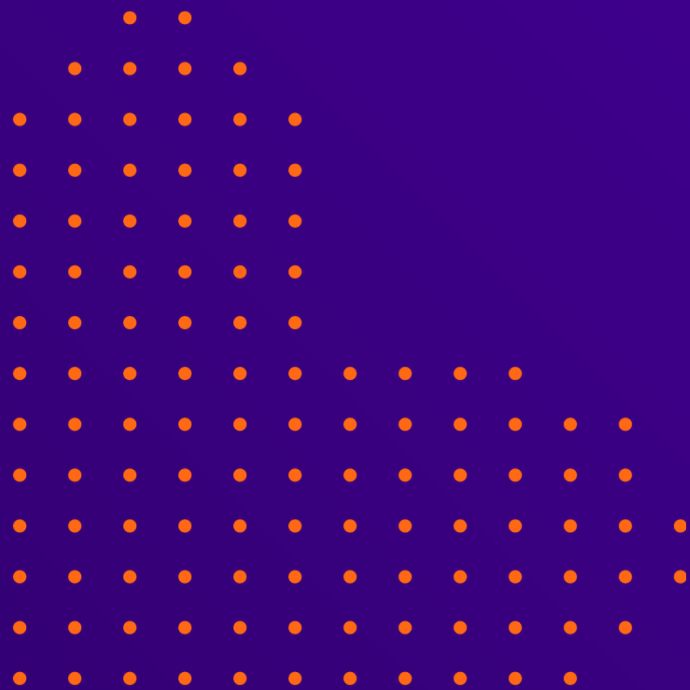
Obra alineada con iniciativa del OR aun en desarrollo

Proyectos sin promotor asignado (2):

Proyecto	FPO
UPME 10 - 2021 Subestación San Lorenzo 230 kV	2027
UPME 01 - 2023 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV.	2024

Proyectos en ejecución (10):

Proyecto	FPO
SE Caldas 110 kV	2024
Nueva subestación rieles 110 kV. Transformadores de conexión 220/110 - 2 x 180 MVA	2025
UPME 03-2021 Subestación Carreles 230 kV (Antes S/E Hispania 230 kV)	2025
Subestación Lagunas 110 kV	2025
San Lorenzo II 110 kV	2025
Guárcama 110 kV	2026
SE Industriales 110 kV	2026
SE Ayurá 110/44/13.2 kV	2027
SE Caldas 110 kV	2024
UPME 03-2021 Subestación Carreles 230 kV (Antes S/E Hispania 230 kV)	2025



Área Oriental

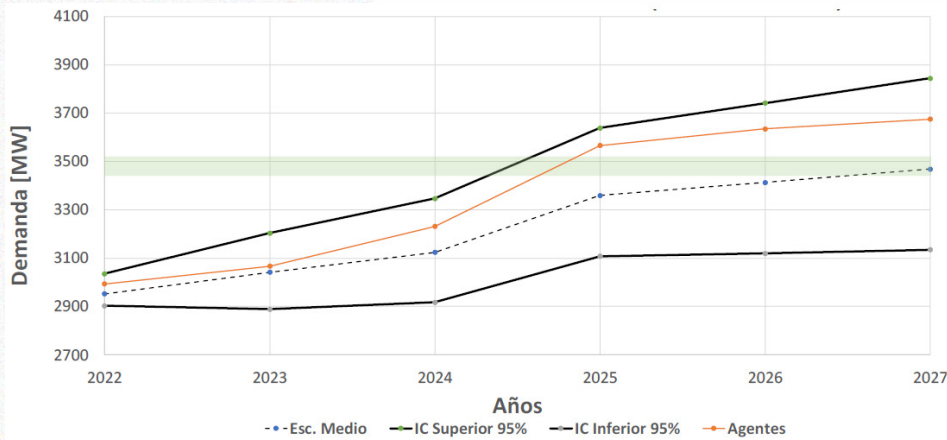


Sumamos energía,
sumamos pasión

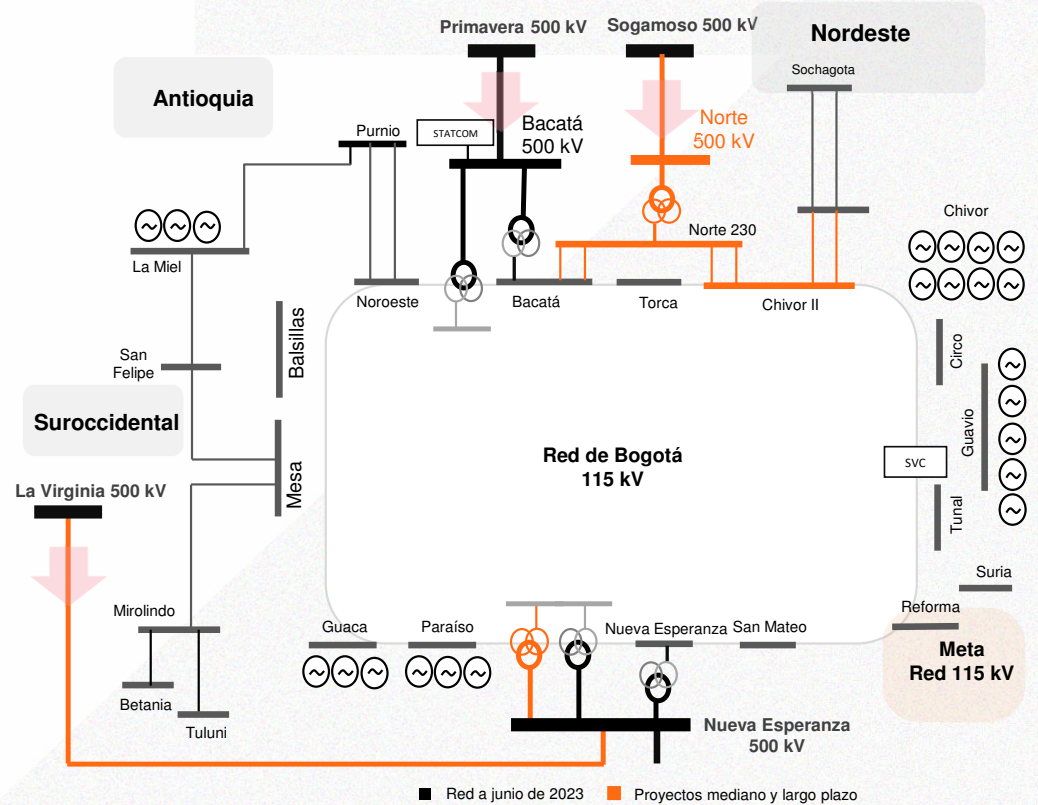
Crecimiento esperado de la demanda del área Oriental en el mediano y largo plazo



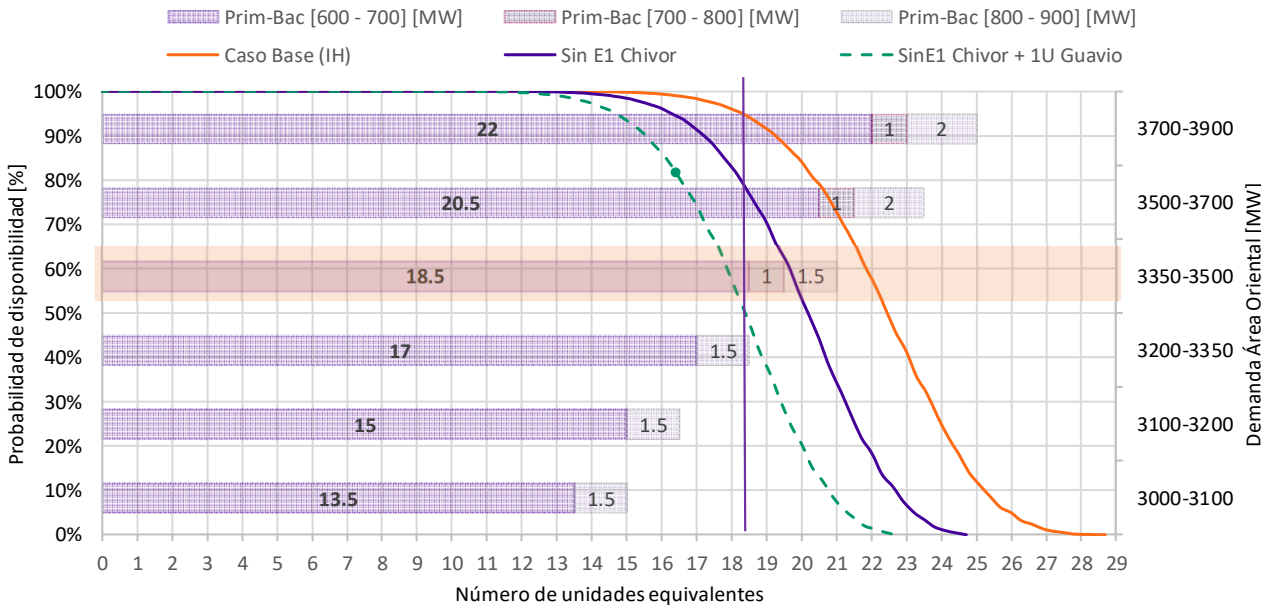
A partir de la información suministrada por la UPME y los operadores de red del área, como parte del grupo de trabajo del área oriental, se espera que para 2025 se puedan alcanzar valores de demanda cercanos a los **3500 MW**, con lo cual se vería agotado el margen operativo del área.



*Incluye Grandes Consumidores de Energía.
(Rubiales, San Fernando, METRO, REGIOTRAM, PETAR y EEARC)*



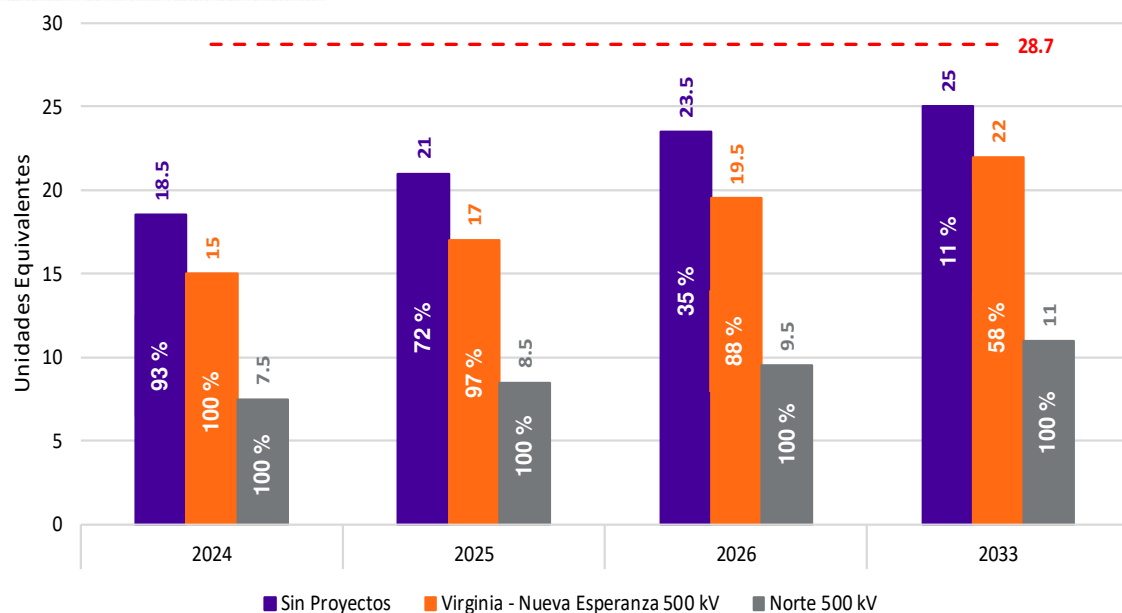
Requerimientos de seguridad sin la entrada de proyectos de expansión



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.

Impacto proyectos de expansión en el número de unidades requeridas para soporte de tensión.



Para la condición de máxima importación de potencia del área y el aumento previsto de la demanda se presenta mayor riesgo de no contar con el mínimo número de unidades requeridas.

La entrada del circuito La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV mitiga esta condición; sin embargo, a partir del 2026 se observa una disminución importante en los niveles de flexibilidad operativa del área.

Los beneficios de la entrada del circuito La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV no se consolidan en su totalidad sin la entrada del segundo transformador de Nueva Esperanza 500 kV **(pendiente asignación de promotor para la bahía de 500 kV).**

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

* 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):

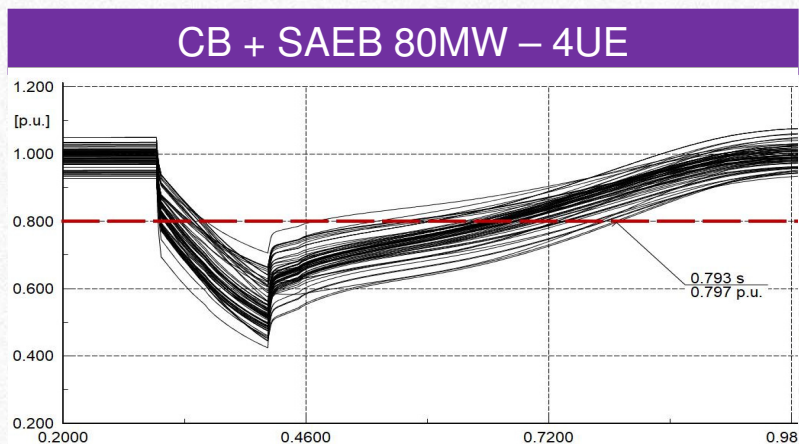
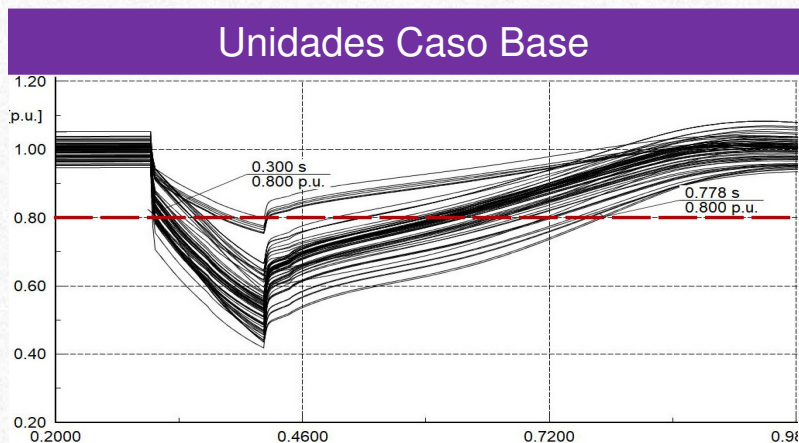
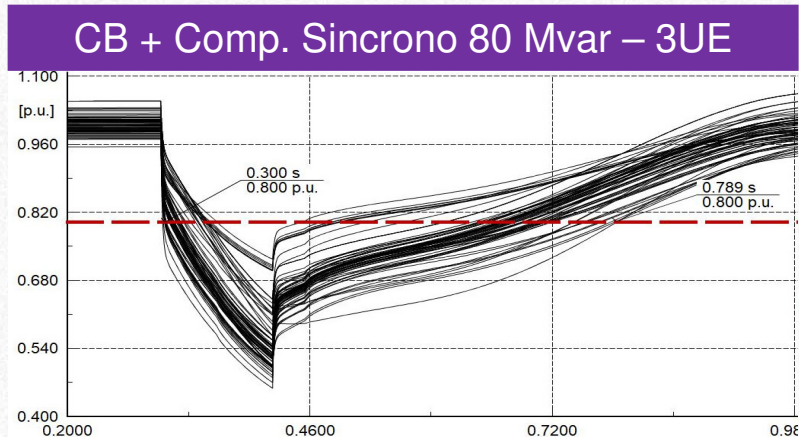
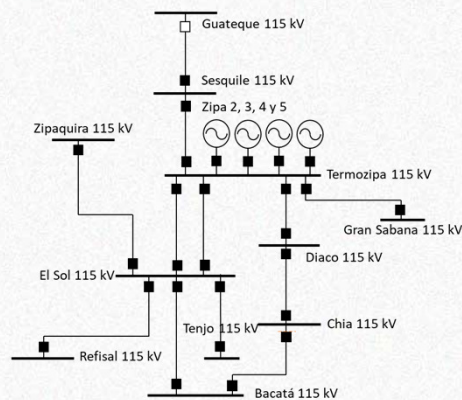
Proyecto	FPO
Repotenciación líneas ENEL	2024
Violetas (Guamal)115 kV	2024
LT Techo - Veragua 115 kV (Refuerzo de red)	2024
Cierre Guateque – Sesquilé 115 kV	2024
Subestación Montevideo 115 kV	2024
Nueva Subestación Occidente 115 kV	2024
La Aurora 115 kV	2024

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

Obras Evaluadas

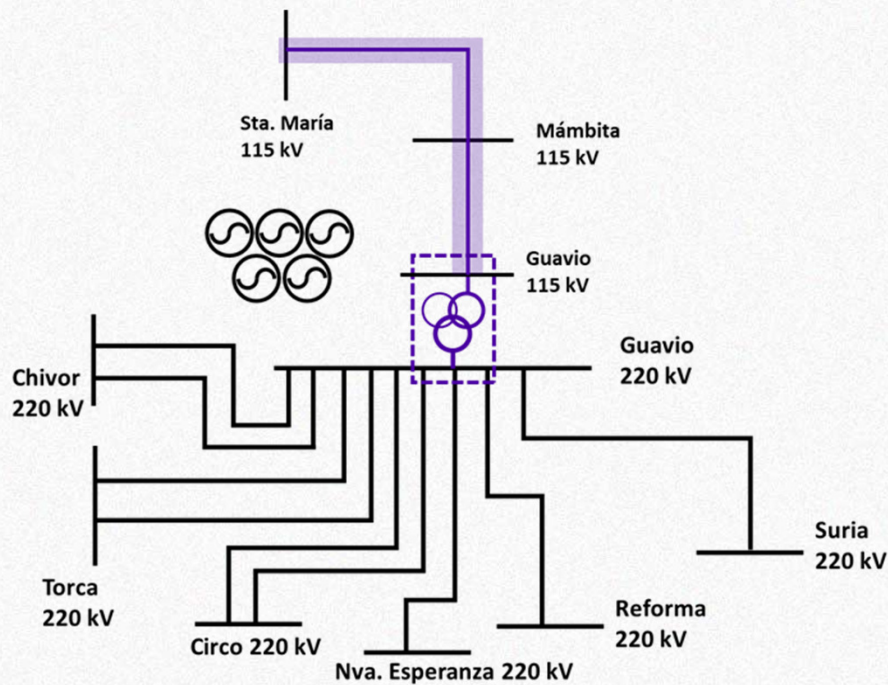
Compensación dinámica en Termo Zipa 115 kV

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.

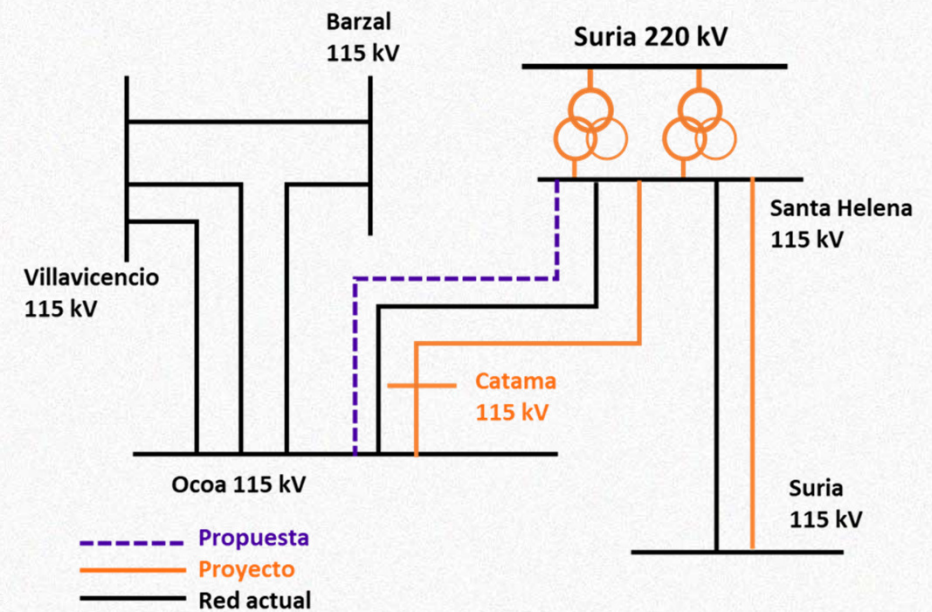


Obras Evaluadas

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

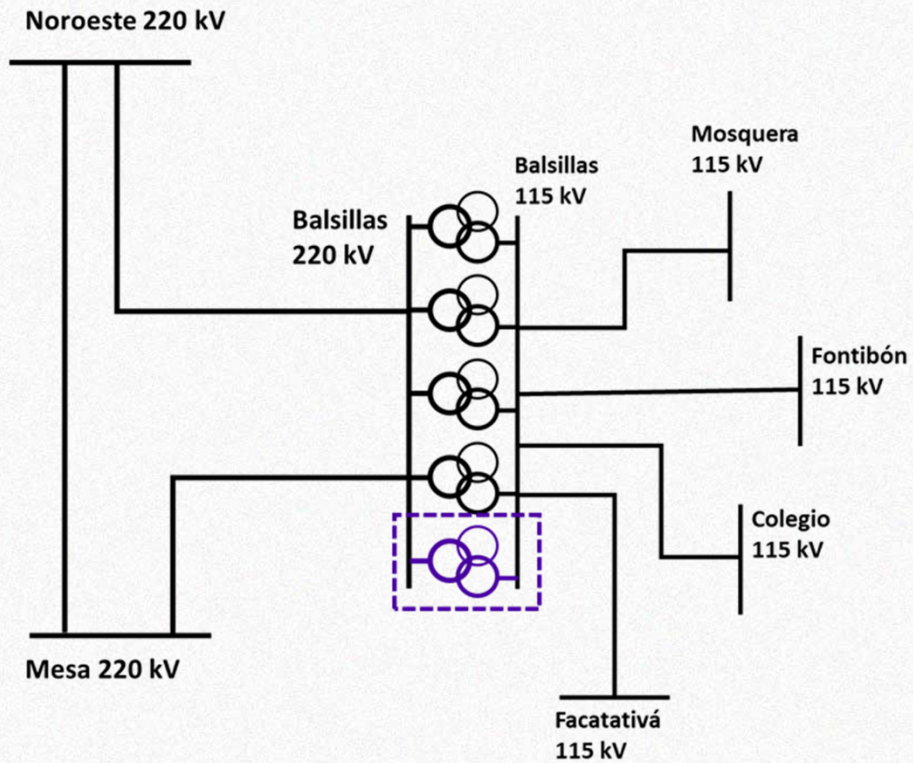


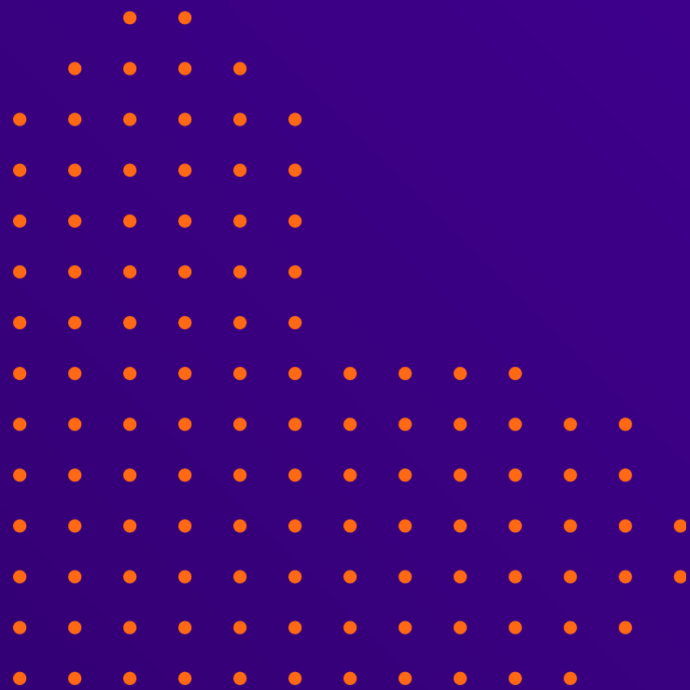
Tercer circuito Santa Helena – Ocoa 115 kV



Obras Evalaudas

Quinto transformador Balsillas 220/115 kV



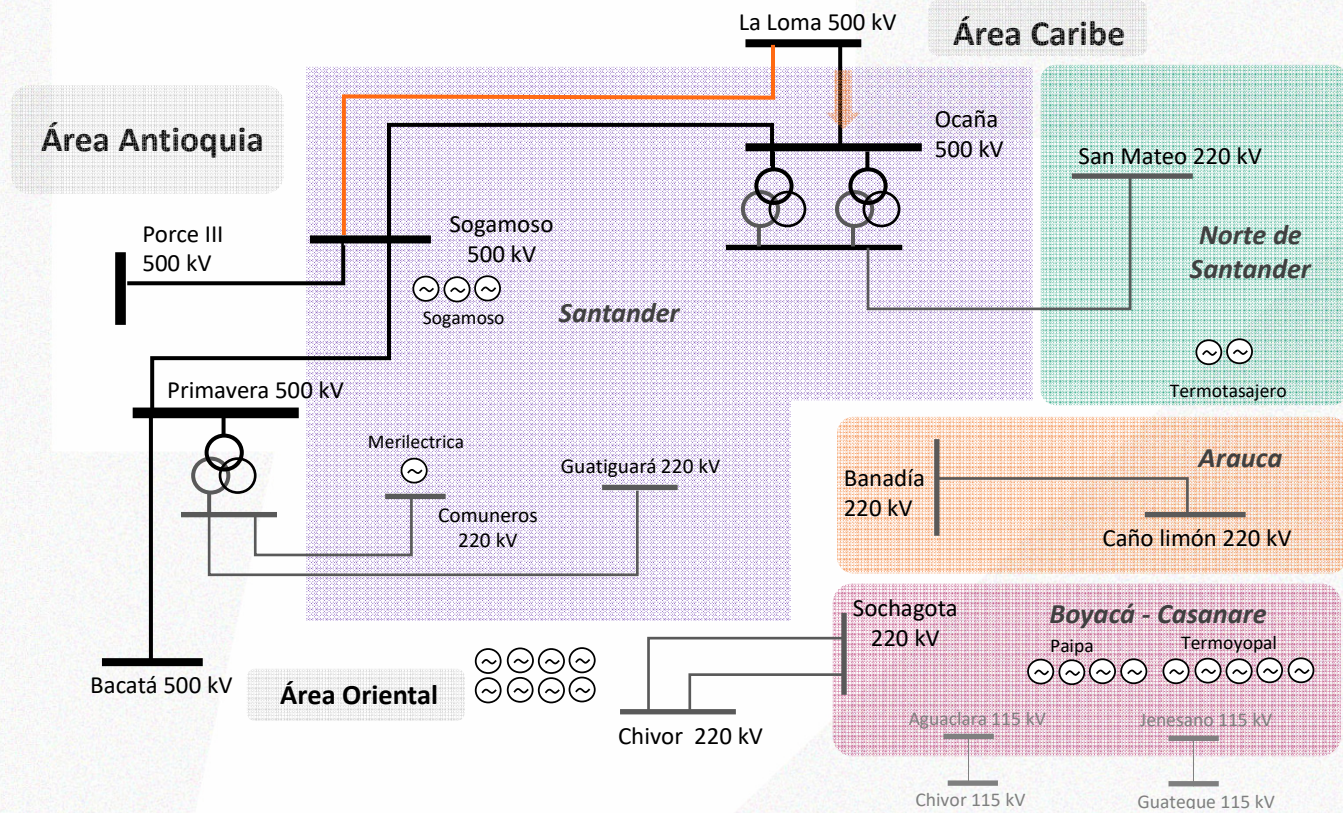


Área Nordeste



Sumamos energía,
sumamos pasión

Situación Operativa Nordeste



Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Boyacá - Casanare



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Unidades en Yopal + Villanueva (bajas tensiones en red normal y ante contingencias en Aguaclara – Chivor 115 kV, San Antonio – Yopal 115 kV o San Antonio - Toquilla – Yopal 115 kV)	SI*	Operativa
Sobrecarga en estado estable Suamox – San Antonio 115 kV	NO*	Eléctrica
Suamox -Belencito 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV Sochagota - San Antonio 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	NO	Operativa

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

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Norte de Santander



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Unidades en Paipa + Tasajero (bajas tensiones en red normal y ante contingencias en San Mateo – Sevilla 1 115 kV, Ocaña – San Mateo 1 230 kV y Belén 230/115 kV, demandas superiores a 300 MW en Convención, Cúcuta, Don Juana, Ínsula, Sevilla, San Mateo, Tibú, Tonchalá y Zulia)	SI*	Operativa
Cabrera - Guatiguará 1 o 2 230 kV / Mesa del Sol - Piedecuesta 1 115 kV	NO	Operativa
Belén 230/115 kV / San Mateo - Sevilla 115 kV Belén 230/115 kV / San Mateo 1 y 2 230/115 kV	SI	Operativa
San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén 230/115 kV	SI	Operativa
San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén - Tonchalá 115 kV	SI	Operativa
San Mateo 1 230/115 kV / San Mateo 2 230/115 kV y viceversa	SI	Operativa
Insula - Sevilla 1 115/ Cucuta 230/115	SI	Operativa

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

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Arauca



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Caño Limón 1 230/34.5 kV / Caño Limón 2 230/34.5 kV	SI	Operativa
Palos - Toledo 230 kV o Toledo Samoré 230 kV o Samoré – Banadía 230 kV / Bajas tensiones en Arauca	SI	Operativa
Caño Limón - La Paz 230 kV / Altas tensiones en subestaciones de Arauca	NO*	Operativa

Proyectos sin promotor asignado:



Proyecto	FPO
UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV	2027
UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV	2027
UPME 08-2021 Nuevas subestación La Paz 230 kV	2028
UPME 09-2021 S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	2027
Transformador 4 Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA	2024

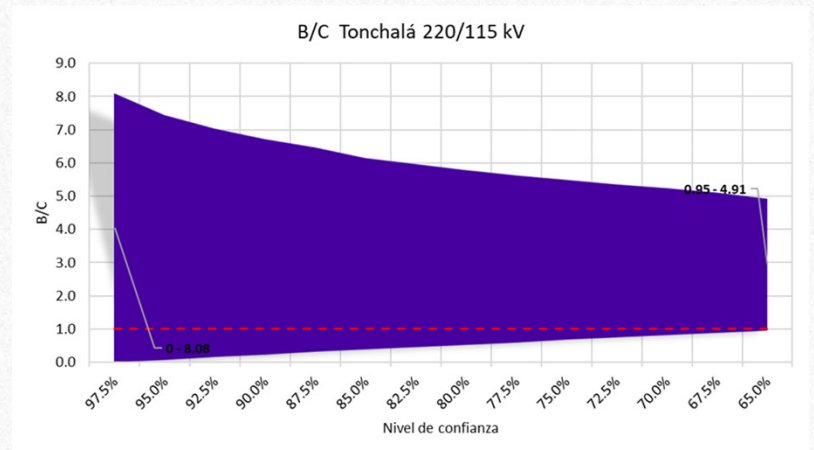
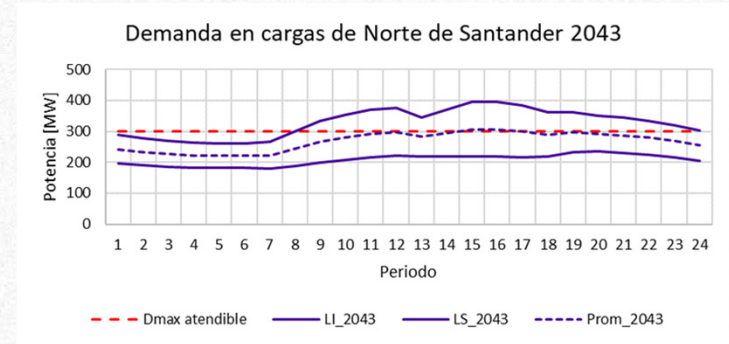
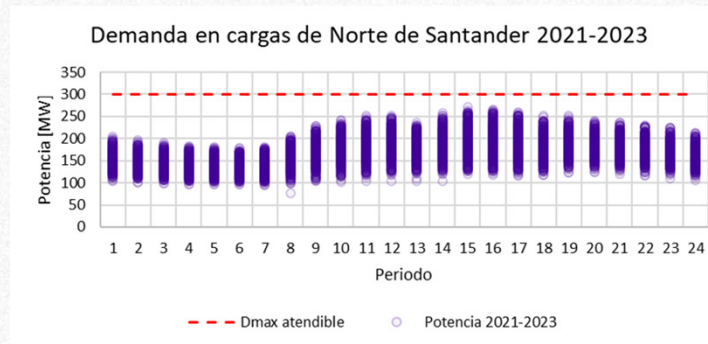
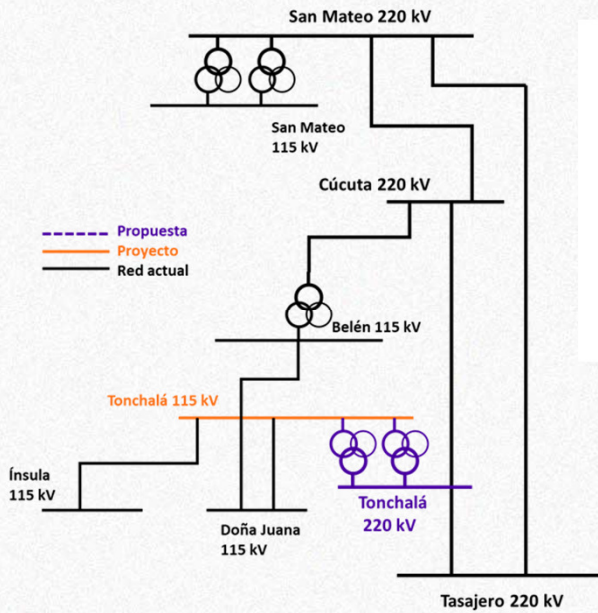
Proyectos en ejecución:

Proyecto	FPO
Interconexión Casanare - Vichada Etapa 3 S/E Santa Rosalía 115 kV	2023
SE Mesa del Sol 115 kV	2023
Reconfiguración SE Ínsula 115 kV	2023
Compensación en la subestación Ayacucho 115 kV 10 Mvar (Dos bancos de 5 Mvar)	2023
Transformador Tibú 11 MVA 115/13,8 kV	2023
Segundo circuito Paipa-Barbosa 115 kV y Bahías Asociadas	2023
Normalización de Clientes Industriales y Nueva Subestación Toquilla 115/34,5 kV - Etapa 4: BAVARIA	2023

Proyecto	FPO
Reconfiguración SE Sevilla	2025
Subestación Tonchalá 115 kV	2026
Subestación Don Juana 115 kV	2026

Obras Evaluadas

Tonchalá 220/115 kV

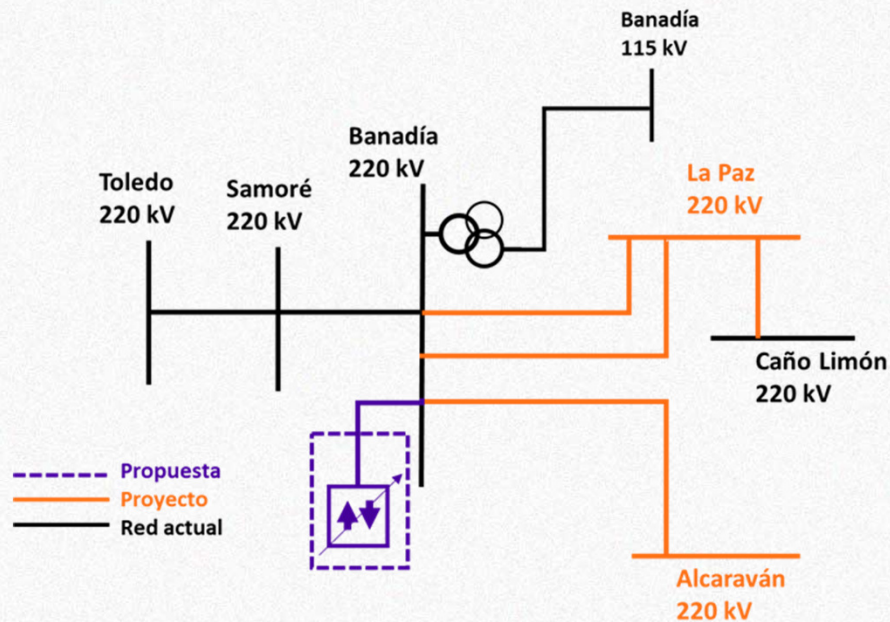


Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2028	65,102,510,334	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%

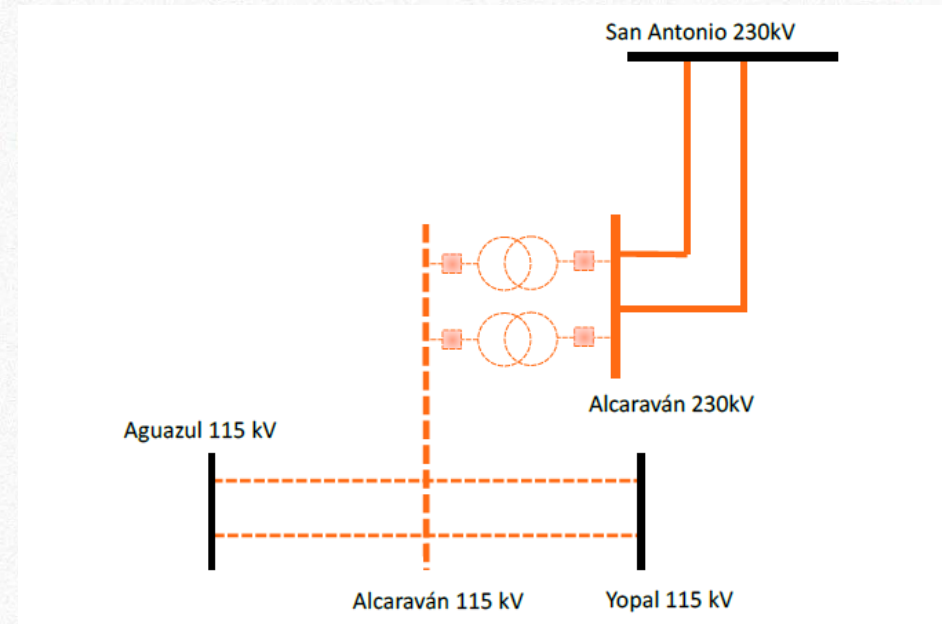
Obra alineada con iniciativa del OR aun en desarrollo

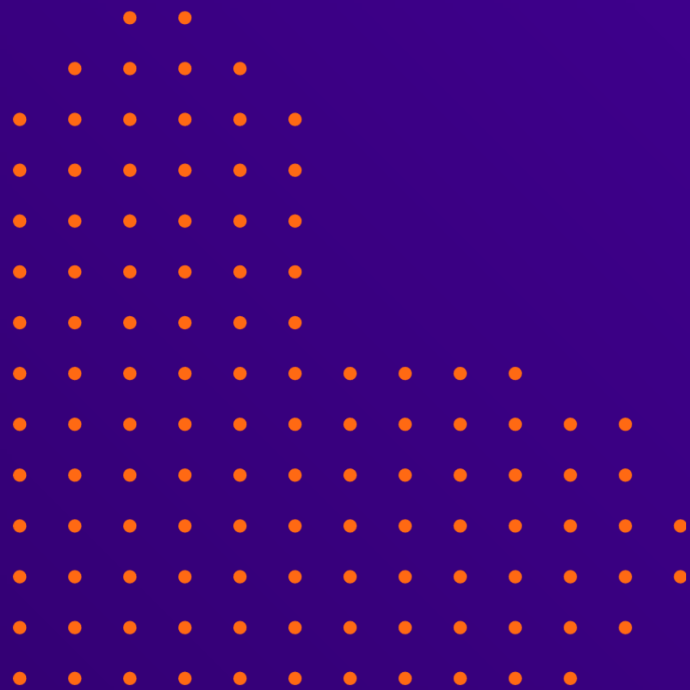
Obras Evaluadas

Compensación dinámica +/- 50 Mvar en Banadía 220 kV



Alcaraván 230/115 y obras asociadas



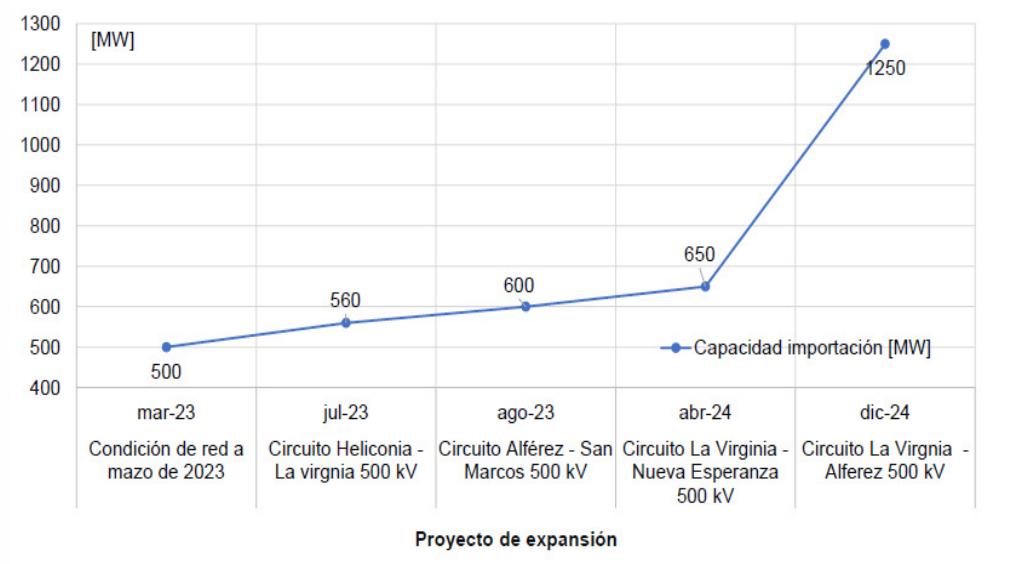
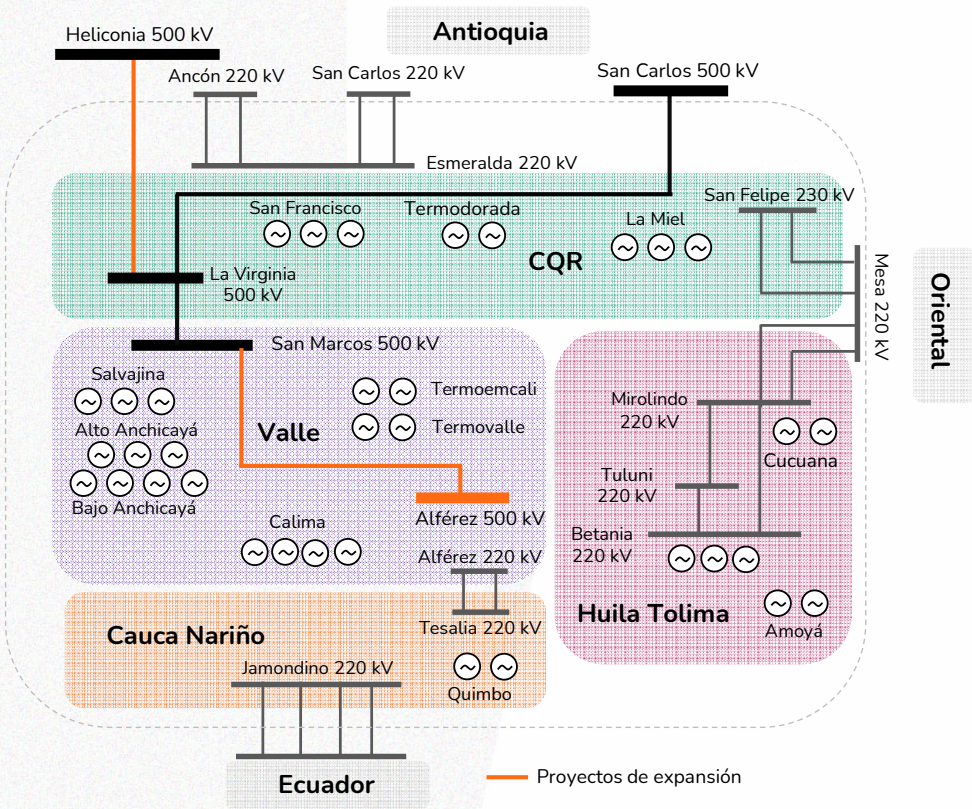


Área Suroccidente



Sumamos energía,
sumamos pasión

Impacto proyectos de expansión en la capacidad de importación del área Suroccidente



Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Suroccidente - Valle



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Aguablanca - Alférez II 1 115 kV / Alférez II - Meléndez 1 115 kV	NO	Operativa
Estambul - Juanchito 2 115 kV / Estambul - Juanchito 1 115 kV (Uno respecto al otro)	NO	Operativa
Buga - San Marcos 1 115kV / San Marcos - Vijes 1 115 kV (Uno respecto al otro)	NO	Operativa

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Suroccidente - Huila -Tolima



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Altamira – Florencia + Florencia – Doncello 115 kV.	SI	Eléctrica
Betania - El Bote 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV	NO	Operativa
Natagaima - Prado 1 115 kV / El Bote - Tenay 1 115 kV	NO	Operativa
Betania - TSeboruco 1 115 kV / Betania - El Bote 1 115 kV	NO	Operativa
Huila - Oriente 1 115 kV / El Bote - Huila 1 115 kV	NO	Operativa
El Bote - Huila 1 115 kV / Huila - Oriente 1 115 kV	NO	Operativa

Restricciones sin obra de expansión reportada a XM Suroccidente - Cauca Nariño



Restricción sin obra de expansión definida	DNA	Tipo de restricción (eléctrica/operativa)
Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV	SI	Eléctrica
El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martin 1 115 kV	NO	Operativa
Pasto - San Martin 1 115 kV / -Catambuco - San Martin 1 115 kV	NO	Operativa
Popayán - Rio Mayo 1 115 kV / El Zaque - San Martin 1 115 kV	NO	Operativa
Catambuco - Jamondino 1 115 kV / Jamondino - Pasto 1 115 kV	NO	Operativa
Jamundí - Pance 1 115 kV / Páez 220/115 kV	NO	Operativa

Proyectos sin promotor asignado (4):

Proyecto	FPO
Subestación Salamina 230 kV	2027
Subestación Huila 230 kV	2026
Subestación Estambul 230 kV	2026
Reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 kV	2024

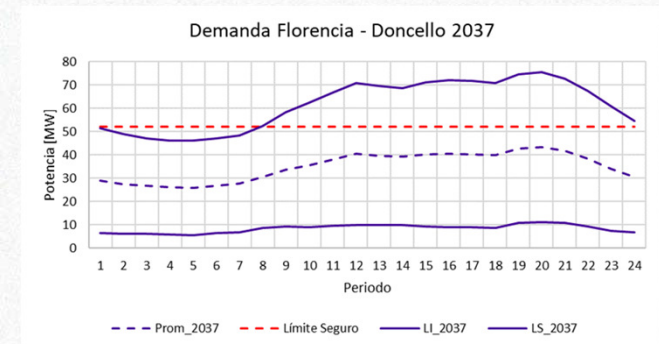
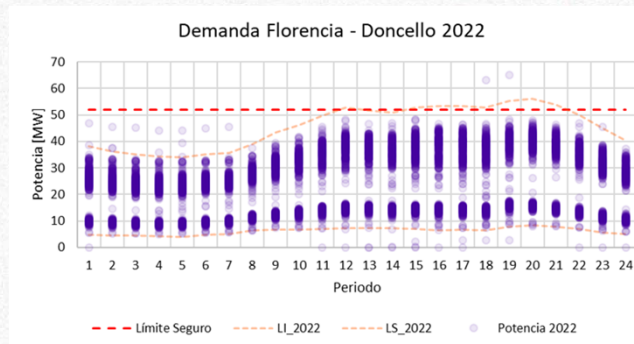
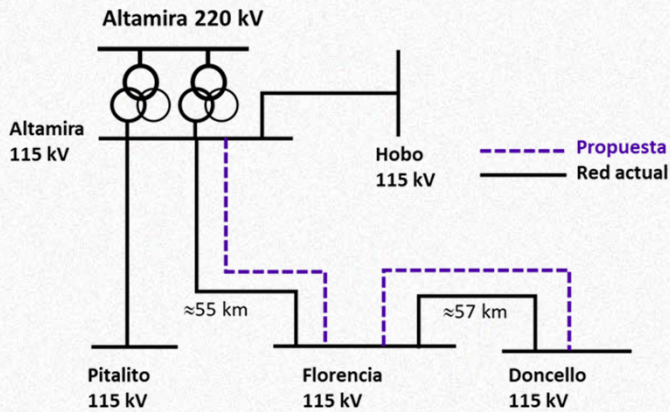
Proyectos en ejecución (15):

Proyecto	FPO
Subestación Renacer 230/115/34.5 kV	2023
Segundo ATR San Felipe 220/115 kV	2023
Ampliación SE Tenay 115 kV	2023
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)	2023
Subestación Renacer 230/115/34.5 kV - Etapa 2	2023
Bahía de línea en San Marcos segundo circuito San Marcos-Codazzi	2023
S/E Arroyohondo 115 kV, LT doble circuito Arroyohondo - Termoyumbo 115 kV y dos transformadores 62.5 MVA 115/34.5/13.2 kV.	2023
Mirolindo – Brisas 2 115 kV	2023

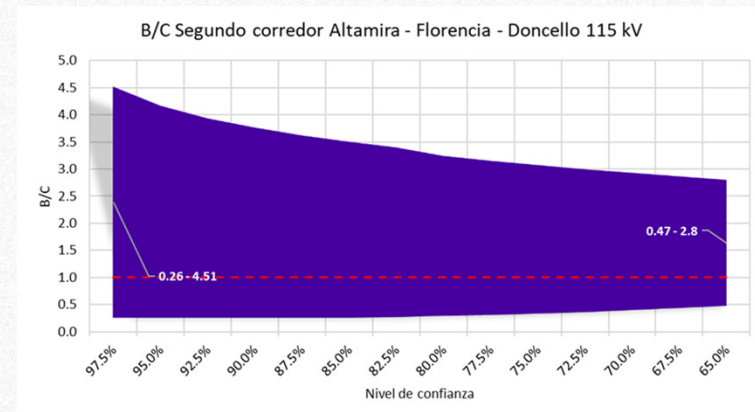
Proyecto	FPO
Estambul 115 kV	2023
Mulaló 115 kV	2023
Segundo acople de barras en subestación Guachal	2023
Segundo acople de barras en S/E Termoyumbo	2023
Doble circuito Cerrito – Vijos 115 kV	2023
UPME 04 - 2014 S/E Alférez 500 kV, LT Heliconia (anterior Medellín) - La Virginia 500 kV, La Virginia – Alférez 500 kV, transformadores Alférez 500/230 kV 2x450 MVA (Refuerzo 500 kV Suroccidente) - Etapa 3: Reconfiguración Juanchito - Pance 230 kV	2023
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) - Etapa 3: Tramo La Virginia – Alférez	2026

Obras Evaluadas:

Segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV

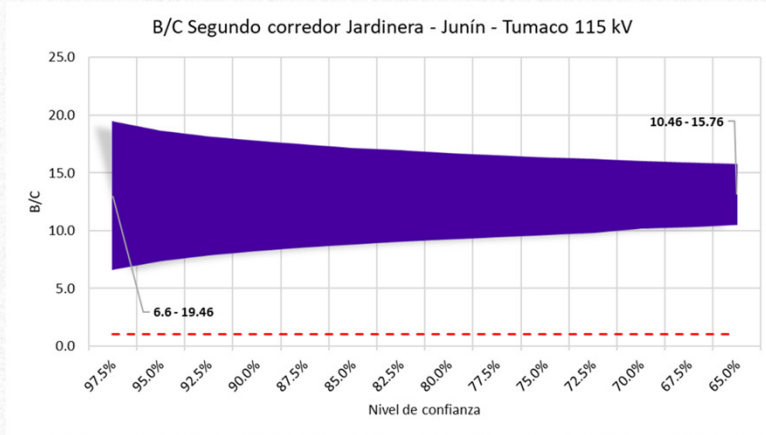
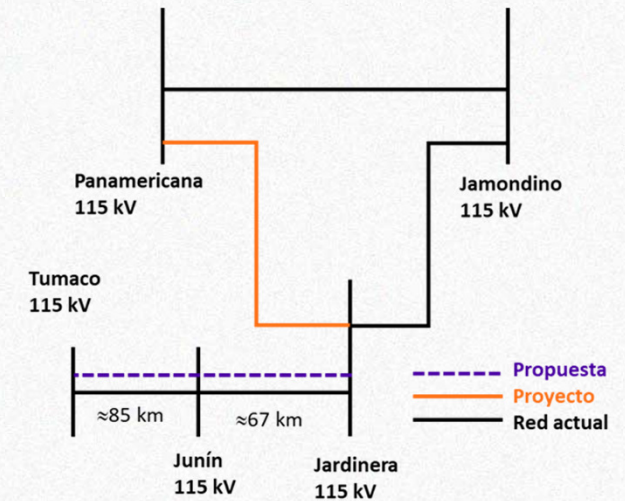
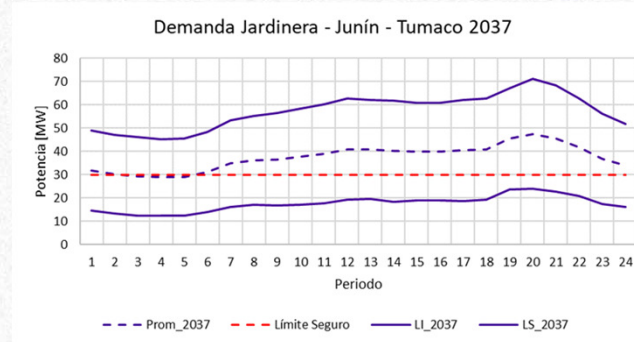
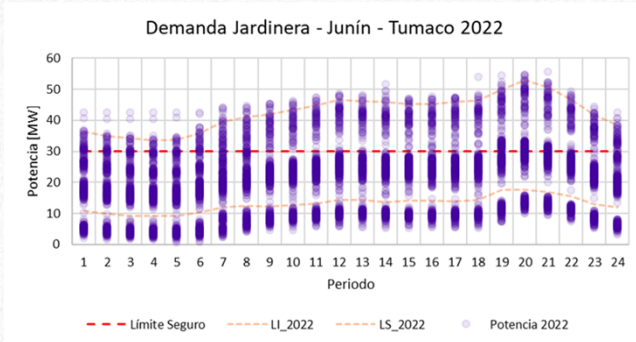


Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	50,872,913,335	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%



Obras Evaluadas:

Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV



Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2027	66,221,931,918	COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%

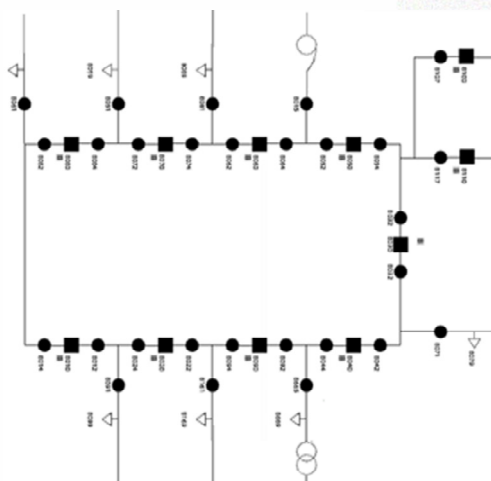
Riesgos operativos asociados a configuración de subestaciones



Sumamos energía,
sumamos pasión

Subestaciones en configuración en anillo en el SIN

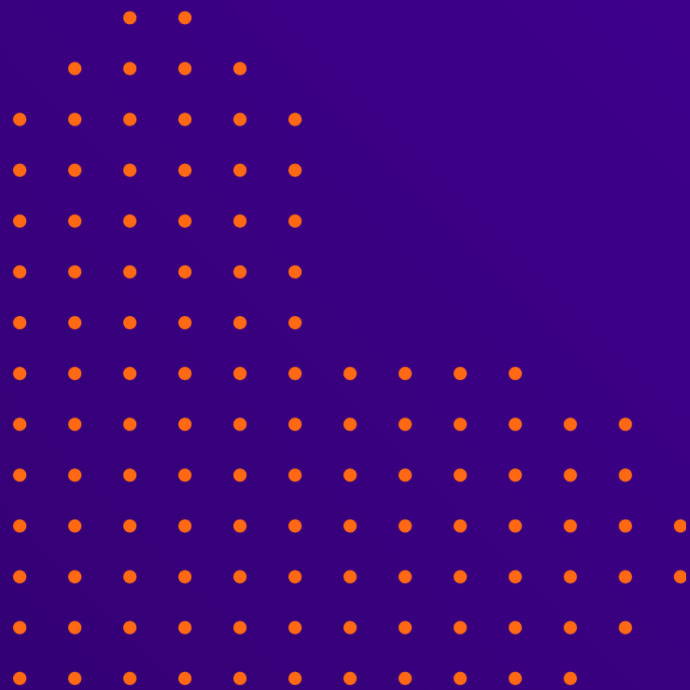
- Ante falla o indisponibilidad de un elemento se presenta apertura del anillo causando riesgos para la confiabilidad del sistema.
- Se generan nuevas restricciones ante contingencia sencilla que son difíciles de gestionar (salida N-K ante N-1).
- Desde el punto de vista de la flexibilidad la subestación es similar a una barra sencilla.



Antioquia	LA TASAJERA	220	6
Antioquia	OCCIDENTE	230	6
Atlántico	BARANOA	110	3
Atlántico	CORDIALIDAD	110	4
Atlántico	MALAMBO	110	6
Atlántico	SILENCIO	110	6
Bolívar	NUEVA COSPIQUE	110	6
Bolívar	TERNERA	220	8
Bolívar	TERNERA	66	11
Córdoba - Sucre	CERROMATOSO 3.2	110	3
Córdoba - Sucre	GECELCA III	110	4
Córdoba - Sucre	RIO SINU	110	4
Córdoba - Sucre	COVENAS	110	4
Córdoba - Sucre	SIERRA FLOR	110	3
Córdoba - Sucre	TOLUVIEJO	110	5
GCM	GAIRA	110	3
GCM	FUNDACION	110	5
GCM	VALLEDUPAR	110	5
GCM	FUNDACION	220	9
GCM	VALLEDUPAR	220	9
Norte de Santander	BELEN (CUCUTA)	230	3
Norte de Santander	BELEN	115	9
Santander	BUCARAMANGA	230	5
Santander	BUCARAMANGA	115	5
Boyacá	PAIPA	230	6
Boyacá	VASCONIA	115	3

Se recomienda:

- Definir criterios para el número máximo de campos en esta configuración.
- Definir acciones para reconfigurar subestaciones existentes en configuraciones que brinden mayor confiabilidad a la demanda en red completa y ante indisponibilidad de un elemento



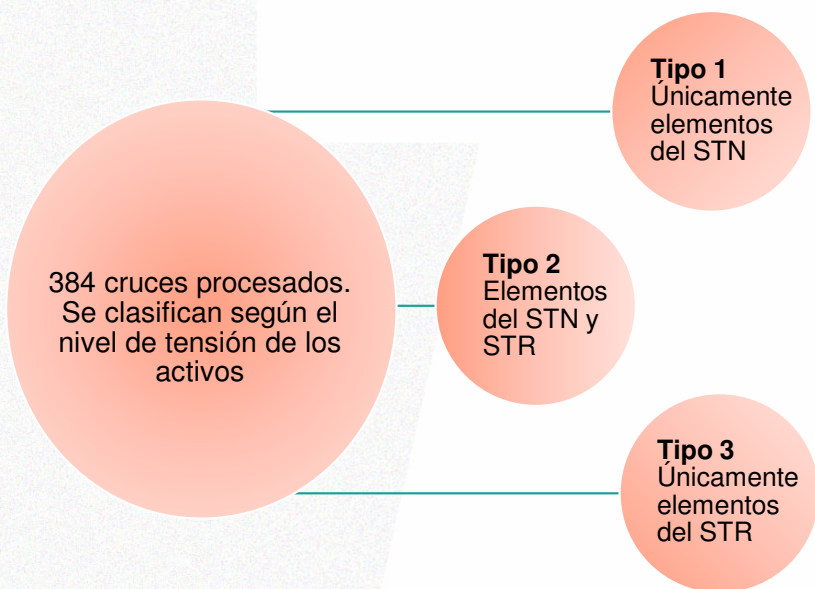
Cruces de líneas



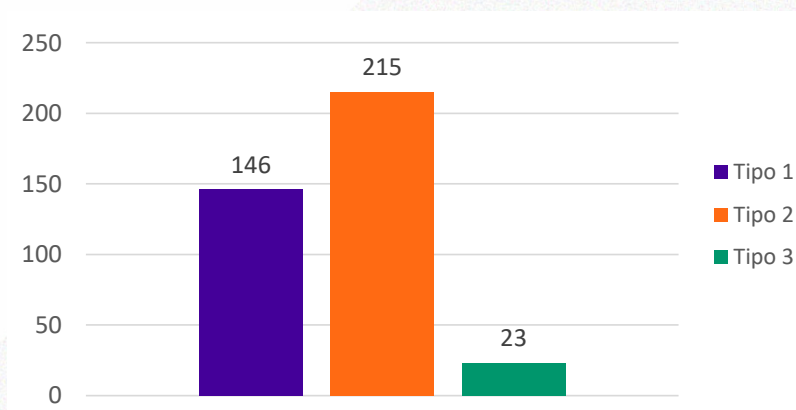
Sumamos energía,
sumamos pasión

Inventario realizado desde el CNO:

1398 registros de posibles cruces en el SIN fueron recibidos, **384 (27% de los datos)** contaban con información suficiente para ser clasificados y analizados.



Tipo	Total
1	146
2	215
3	23
Total	384



Inventario realizado

Cruces tipo 1

Corresponden a los cruces donde todos los activos involucrados son del STN. De los 146 cruces identificados, 67 involucran 3 elementos o más

n-k	Total
5	1
4	14
3	52
2	79

El cruce de más elementos identificado corresponde a:

- Caracoli - Sabanalarga 1 220/Nv Barranquilla - Sabanalarga 1 220/Sabanalarga - Tebsa 1 220/Sabanalarga - Tebsa 2 220/Sabanalarga - Tebsa 3 220

Cruces tipo 2

Corresponden a los cruces que involucran tanto elementos del STN como del STR. De los 215 cruces identificados, 112 involucran 3 elementos o más

n-k	Total
6	2
5	10
4	19
3	81
2	103

Los cruces con más elementos involucrados son los siguientes

Cruce	Elemento 1	Elemento 2	Elemento 3	Elemento 4	Elemento 5	Elemento 6
1	Bosa - Tunal 1 115	Muzu - Tunal 1 115	Muzu - Tunal 2 115	La Reforma - Tunal 1 230	La Reforma - Tunal 2 230	Tunal - Veraguas 1 115
2	Colegio - Usme 1 115	Muña 3 - Salto II 1 115	Circo - Nva Esperanza 1 230	Nva Esperanza - Paraiso 1 230	Nva Esperanza - Paraiso 2 230	Nva Esperanza - San Mateo 1 230

Inventario realizado

Cruces tipo 3

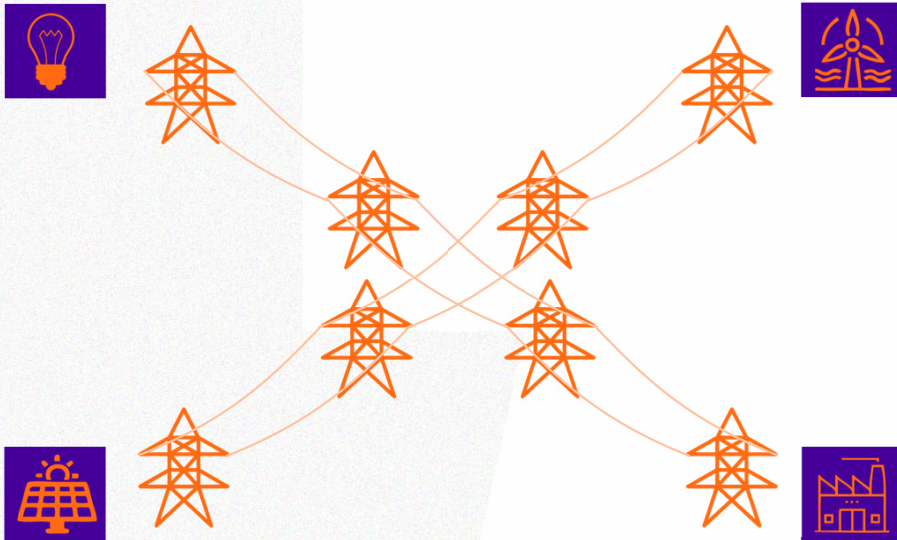
n-k	Total
4	5
3	1
2	17

Los cruces con más elementos involucrados son los siguientes

Corresponden a los cruces que involucran únicamente elementos del STR. De los 23 cruces identificados, 6 involucran 3 elementos o más

Cruce	Elemento 1	Elemento 2	Elemento 3	Elemento 4
1	Bello - Riogrande 1 110	El Salto (EPM) - Zamora 1 110	Barbosa - Girardota 1 110	Girardota - Riogrande 1 110
2	El Salto (EPM) - Zamora 1 110	Barbosa - Girardota 1 110	Girardota - Riogrande 1 110	Girardota - P Blancas 1 110
3	Bello - Central 1 110	Castilla - Central 1 110	Castilla - Central 2 110	Bello - Central 2 110
4	Bello - Riogrande 1 110	El Salto (EPM) - Zamora 1 110	Girardota - Zamora 1 110	Girardota - P Blancas 1 110
5	Caucasia - Cerromatoso 1 110	Cerromatoso - Gecelca 1 110	Cerromatoso - Gecelca 2 110	Caucasia - Cerromatoso 2 110

Riesgos asociados a cruce de circuitos.



Conocer los riesgos permitirá evaluar la pertinencia de implementar las acciones técnicas necesarias para disminuir la probabilidad de falla y minimizar los cruces

Se deben buscar alternativas económicamente viables para minimizar los cruces existentes y futuros entre líneas del STN y STR.

Se recomienda realizar inventario y análisis de cruces existentes y posibilidades técnicas para eliminarlos, mitigar posibilidad de falla y de impacto. (Análisis regulatorio).

Se recomienda establecer los criterios que deben ser incluidos desde los DSI para que las soluciones técnicas y de mitigación a los cruces se incluyan en las propuestas económicas de los agentes, junto con los costos de las adecuaciones que se deban realizar en la infraestructura existente en cumplimiento de estos lineamientos.

Se recomienda evaluar los riesgos de los cruces actuales, y establecer las acciones necesarias par administrarlos.

Capacidad y nivel de corto circuito en subestaciones del SIN.



Sumamos energía,
sumamos pasión

Nivel de corto circuito subestaciones del SIN.

Consideraciones:

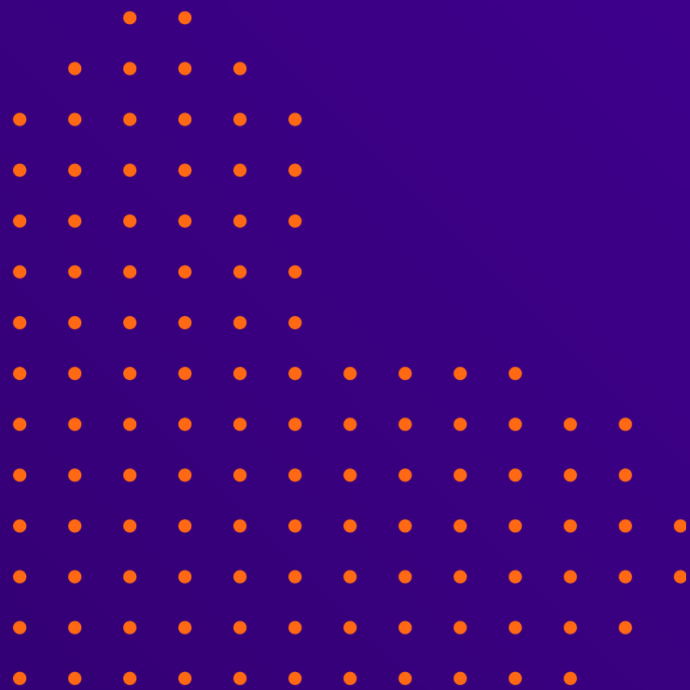
- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Condición de red a agosto de 2024 teniendo en cuenta la entrada de proyectos previstos.
- Método de análisis IEC 60909 de 2016, calculando las máximas corrientes de cortocircuito al realizar fallas monofásicas y trifásicas francas.
- Se cuenta con información de capacidad de cortocircuito de 442 subestaciones.

Para el año 2024, se encontró que 45 subestaciones tienen niveles de cortocircuito superiores al 90% y 23 subestaciones tienen niveles de cortocircuito superiores al 100%

Se recomienda a los operadores y propietarios de las subestaciones realizar estudios de detalle del nivel de cortocircuito y trabajar de forma conjunta con XM y la UPME en evaluar acciones tendientes a incrementar la capacidad de cortocircuito de las subestaciones.

Subestaciones con niveles de cortocircuito superior al 90% - condición agosto 2024

Subestación	Cortocircuito 3f [kA]	Cortocircuito 1f [kA]	Nivel de cortocircuito [%]
Gorgonzola 57.5 kV	15,17	14,39	180,60
Concordia 57.5 kV	13,69	18,57	147,38
Paipa 115 kV	21,91	28,27	141,35
Tebesa 220 kV	36,92	41,71	132,41
Cerromatoso 110 kV	22,11	30,68	122,72
Sabanalarga 220 kV	41,93	48,28	120,70
Bosque 66 kV	37,15	12,05	117,94
Juanchito 220 (115) kV	28,19	28,99	115,96
Juanchito 115 kV	30,11	29,65	114,92
Las Flores 110 kV	32,71	35,82	113,71
S Antonio (Boyacá) 115 kV	14,59	16,54	110,27
Oasis 110 kV	33,34	33,97	107,84
Flores 220 kV	31,33	33,92	107,68
Cospique 66 kV	19,28	12,13	107,11
Mesa 220 kV	26,86	27,68	105,65
Guatapé 220 kV	32,99	32,50	104,73
Circo 115 kV	29,59	32,76	104,00
Termoyumbo 115 kV	28,99	32,72	103,87
Salitre 115 kV	32,71	29,59	103,84
Sochagota 115 kV	19,01	20,63	103,15
Cartagena 220 kV	26,39	32,05	101,75
Tunal 115 kV	29,27	32,04	101,71
Silencio 110 kV	31,28	31,78	100,89
San Facon 57.5 kV	14,24	13,05	98,21
Nv Barranquilla 220 kV	30,71	30,68	97,49
Copey 110 kV	9,90	12,08	96,64
San Diego 110 kV	30,09	25,54	95,52
Cartagena 66 kV	29,74	20,21	94,41
Termoflores 110 kV	33,55	37,64	94,10
Balsillas 115 kV	27,75	29,63	94,06
Centro 110 kV	29,60	29,48	93,97
Guavio Gen 220 kV	32,01	37,43	93,58
Ternerera 220 kV	24,71	29,45	93,49
Guavio 220 kV	32,06	37,37	93,42
Central 110 kV	29,33	24,75	93,11
Torca 115 kV	31,50	36,97	92,42
Guayabal 110 kV	36,96	34,66	92,40
Copey 220 kV	20,43	23,09	92,36
Tebesa 110 kV	31,80	36,88	92,20
Mosquera 115 kV	22,12	18,67	92,17
Chinú 110 kV	23,03	28,77	91,33
Noroeste 115 kV	25,48	28,64	90,92
Torca 220 kV	23,76	23,41	90,69
Veraguas 115 kV	28,55	27,58	90,63
San Marcos 115 kV	24,63	28,41	90,19



Muchas gracias

Julio 18 de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión