

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**FECHA:** F\_RAD\_S  
**LUGAR:** Lugar

**Se adjunta lista de asistencia**

**Nota:** Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para mayor información podrá consultar nuestra política en la página web: [https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo\\_res\\_426\\_2017\\_Politica\\_tratamiento\\_datos\\_personales.pdf](https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf)

**OBJETIVO DE LA REUNIÓN:**

Se tiene como objetivo presentar los resultados y conclusiones de los informes de las diferentes mesas que se mencionan en el quórum, así mismo, de informes operativos, cronogramas y análisis de resultados.

**ORDEN DEL DÍA**

Verificación del quórum

1. Informe Mesa técnica y regulatoria –
2. Informe Mesa ambiental -
3. Informe Convocatorias
4. Informe operativo ITR, IPOEMP y IPOELP
5. Análisis de la obra compensadores síncronos
6. Varios

**DESARROLLO**

**Verificación del quórum:**

Se verifica el quórum y se da inicio a la reunión.

**1. Informe Mesa técnica y regulatoria**

Se presentan los resultados de la mesa técnica y regulatoria realizada el 20 de octubre de 2023.

**F-DO-01**

**2022/08/12**

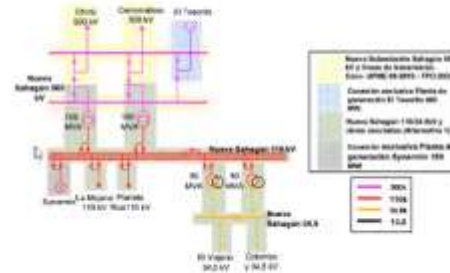
Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

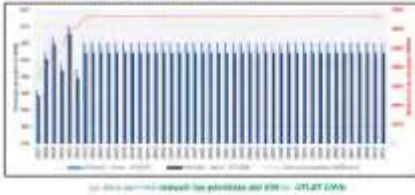
**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**Valoración de beneficios de la obra Nueva Sahagún 110 kV y líneas asociadas**

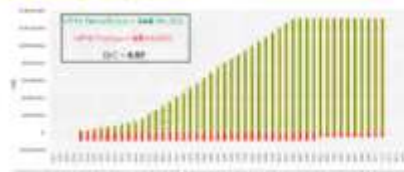
- Descripción de las alternativas propuesta por el OR – AFINIA.
- Presentación de la valoración de los costos y beneficios de la obra Nueva Sahagún y línea asociadas.
- Presentación de la relación Beneficio/Costo de la obra Nueva Sahagún 110 kV y líneas asociadas.



**Disminución de pérdidas de energía:**



**Flujo de caja del proyecto:**



El flujo de caja del proyecto se proyectó a más de 30 años.

**Avances en el análisis de compensación síncrona**

- Metodología implementada por XM para: Planteamiento del problema: Evaluación del fenómeno combinado de inestabilidad de voltaje y FIDVR
- Modelo utilizado para el análisis: algunas métricas propuestas para evaluar adecuadamente el fenómeno: SCR, CSCR, WSCR, SCRIF

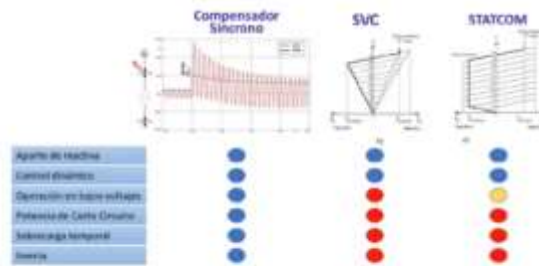


Figura 3-9. Principales características de los equipos de compensación dinámica de reactivos

Se concluye que la compensación síncrona es la tecnología más beneficiosa para el sistema frente a otras tecnologías como SVC o STATCOM.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Se presentó en la mesa técnica y regulatoria el estudio de consultoría planteando el siguiente objetivo:

### **Planeamiento Flexible**

El objeto del estudio es encontrar un plan óptimo de expansión de la transmisión del sistema eléctrico colombiano (aumento de la capacidad de flujo de potencia activa y expansión de la potencia reactiva) y evaluar la posibilidad de tener nuevos equipos flexibles más específicamente baterías, FACTS y elementos de compensación reactiva


La metodología para desarrollar el proyecto es la siguiente:

- Usa una base de datos electro-energética con la representación del sistema de transmisión de Colombia;
- Define los refuerzos de baterías, FACTS y elementos de compensación de reactivos utilizando una metodología de selección de candidatos que busca las mejores ubicaciones en la red para instalarlos (Bat-Screen e FACTS-Screen);
- Determina los costos de inversión para todos los proyectos candidatos flexibles y convencionales;
- Hace simulación integrada OptGen/SDDP/NetPlan para determinar el plan de inversión que minimiza la función de costos de inversión y operación; y
- Simula el módulo de expansión de fuentes reactivas (OptFlow) para determinar una estrategia de expansión para los elementos de compensación reactiva.

Se espera emitir el concepto de Sahagún la semana del 13 al 17 de noviembre.

## **2. Informe Mesa ambiental**

Se presentan los resultados de la mesa ambiental realizada el 13 de octubre de 2023. A continuación, se presentan los siguientes puntos tratados.

CAPT No. 202  
ACTA No. 

# Informe Mesa ambiental

## AGENDA ÚLTIMA MESA AMBIENTAL

1. Saludo de bienvenida – UPME
2. Respuesta a dudas presentadas en la mesa del grupo ambiental del CAPT el mes pasado – UPME
3. Presentación estrategia socialización convocatorias - UPME.
4. Retroalimentación Cabrera y San Lorenzo - Empresas. Siguiendo la misma dinámica de mesas pasadas, las empresas presentan el análisis socioambiental realizado a estos dos proyectos
5. Varios

Se presentó el tema de escaso aprovechamiento forestal y cambio climático, el cual, se abordó en el taller realizado el 3 y 4 de octubre del 2023.

Se realizó la mesa ambiental de la socialización de Cartagena el 31 de octubre.

Se reprogramó la mesa ambiental de Yopal para finales de noviembre.

La mesa ambiental que se realizaría en el departamento de Arauca se canceló por temas de seguridad.

### 3. Informe Convocatorias

Se presenta cronograma de convocatorias teniendo a la fecha 6 abiertas.

CAPT No. 202  
 ACTA No.

## CRONOGRAMA CONVOCATORIAS VIGENTES 2023

PROYECTO		2023												
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
STN	UPME 01-2023 - SEGUNDO TRANSFORMADOR DE PRIMAVERA				Apertura	Proceso de Selección	Adjudicación							
STN	UPME 02-2023 - CUARTO TRANSFORMADOR DE SOGAMOSO				Apertura	Proceso de Selección	Adjudicación							
STN	UPME 01-2023 - HUJILA 230 kV													
STN	UPME 07-2021 - Alcaraván 230 kV													
STN	UPME 08-2021 - La Paz 230 kV													
STN	UPME 06-2021 - Carreto 500 kV													

Se aplazó entrega de sobres 1 y 2 por parte de los inversionistas para los proyectos UPME 01-2023 segundo transformador de Primavera y UPME 02-2023 cuarto transformador de Sogamoso, debido a que no se ha recibido por parte del Ministerio la resolución oficial. Se espera la nueva FPO de los proyectos mencionados.

## CRONOGRAMA CONVOCATORIAS VIGENTES 2023

### Fechas Claves

ITEM	CONVOCATORIAS	Fecha de presentación de Ofertas para la selección del Interventor a través de la Plataforma Tecnológica (desde la 00:01 a las 14:00)	Fecha límite para Consultas sobre los Documentos de Selección del Inversionista (DSI)	Presentación de Propuestas Sobre No. 1 y 2 en el proceso de selección del Inversionista (desde la 00:01 a las 8:30)	Fecha límite para apertura del Sobre No. 2 en el proceso de selección del Inversionista en caso de fallas subsanables
1	UPME 01-2023 - SEGUNDO TRANSFORMADOR DE PRIMAVERA			20/11/2023	4/12/2023
2	UPME 02-2023 - CUARTO TRANSFORMADOR DE SOGAMOSO			24/11/2023	11/12/2023
3	UPME 07-2021 - Alcaraván 230 Kv	21/09/2023	22/09/2023	22/11/2023	6/12/2023
4	UPME 08-2021 - La Paz 230 kV	29/09/2023	2/10/2023	30/11/2023	15/12/2023
5	UPME 06-2021 - SE Carreto 500KV	23/10/2023	12/10/2023	12/12/2023	20/12/2023

F-DO-01

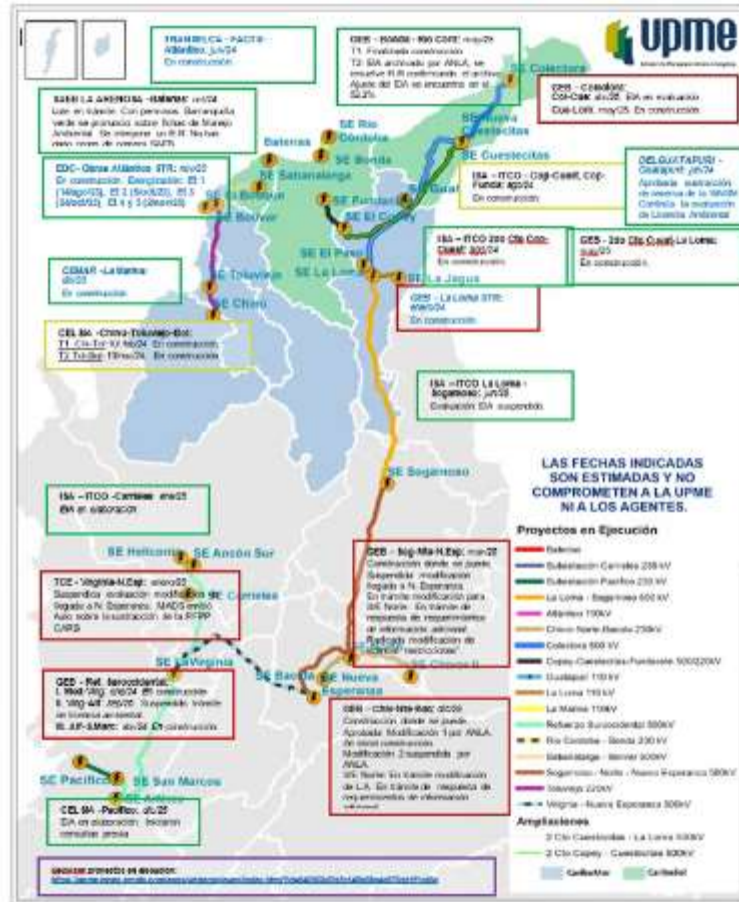
2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Las fechas indicadas son estimadas y no comprometen a la UPME ni a los agentes.



Se cumple hito en el proyecto Virginia - Nueva Esperanza el 8 de noviembre quedó en firme la sustracción de reserva forestal protectora-productora de la cuenca alta del río Bogotá para la modificación de licencia ambiental de la llegada a la subestación Nueva Esperanza.

El proyecto Sogamoso Norte ya radicó la modificación de licencia ambiental, así mismo, Chivor también avanza con la modificación de licencia ambiental para la Subestación Norte.

**4. Informe operativo ITR, IPOEMP y IPOELP**

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

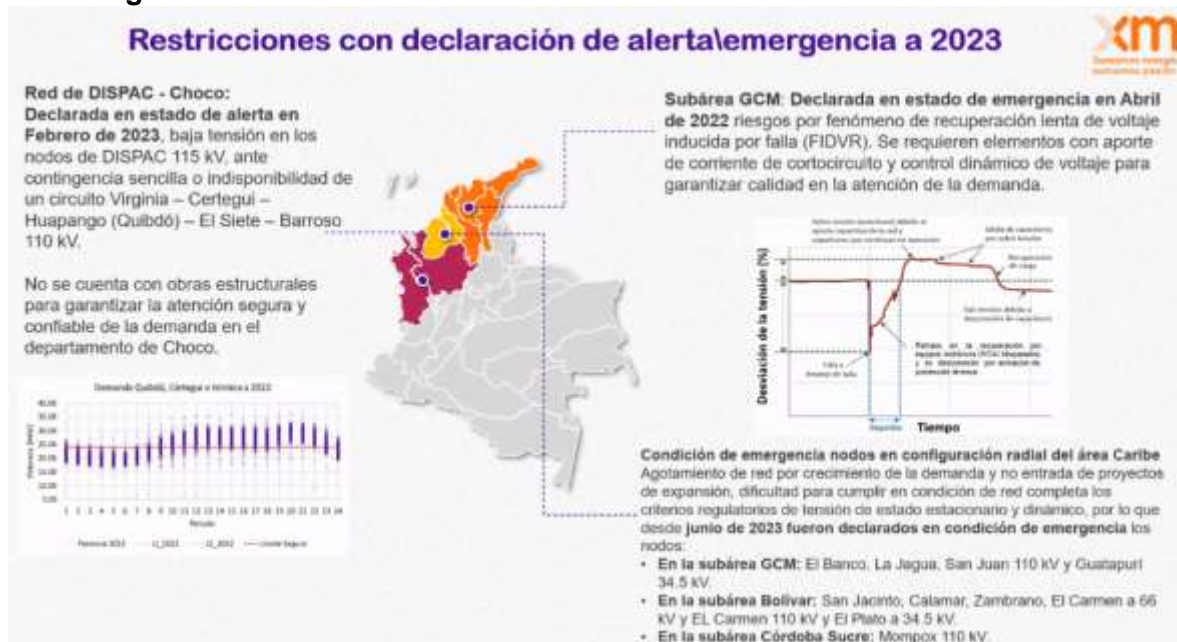
GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Oscar Cano de XM presentó el informe operativo bajo el siguiente contenido:

1. Informe general de restricciones.
2. Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo.
3. Agotamiento de red.
4. Restricciones actuales y futuras sin obra asignada.

**Informe general de restricciones.**



En el departamento del Chocó no se cuenta con obras de infraestructura que garanticen la atención segura y confiable de la demanda. Ante contingencia sencilla o ante la indisponibilidad de un circuito Virginia - Certegui-Huapango (Quibdó) - El siete - Barroso 110 kV, se presentan subtensiones en los nodos de DISPAC.

En GCM se requieren elementos con aporte de corriente de cortocircuito y control dinámico de voltaje para garantizar calidad en la atención de la demanda.

Dado el aumento de la demanda y la ausencia de obras de expansión, se dificulta el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico en red completa. Por esta razón, en Junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:


**Subárea GCM:** El Banco, La Jagua, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**Subárea Bolívar:** San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen 66 kV y El Carmen 110 kV y El Plato 34.5 kV.

**Subárea Córdoba-Sucre:** Mompox 110 kV.




Durante los últimos cuatro trimestres se han presentado las siguientes restricciones activas del SIN:

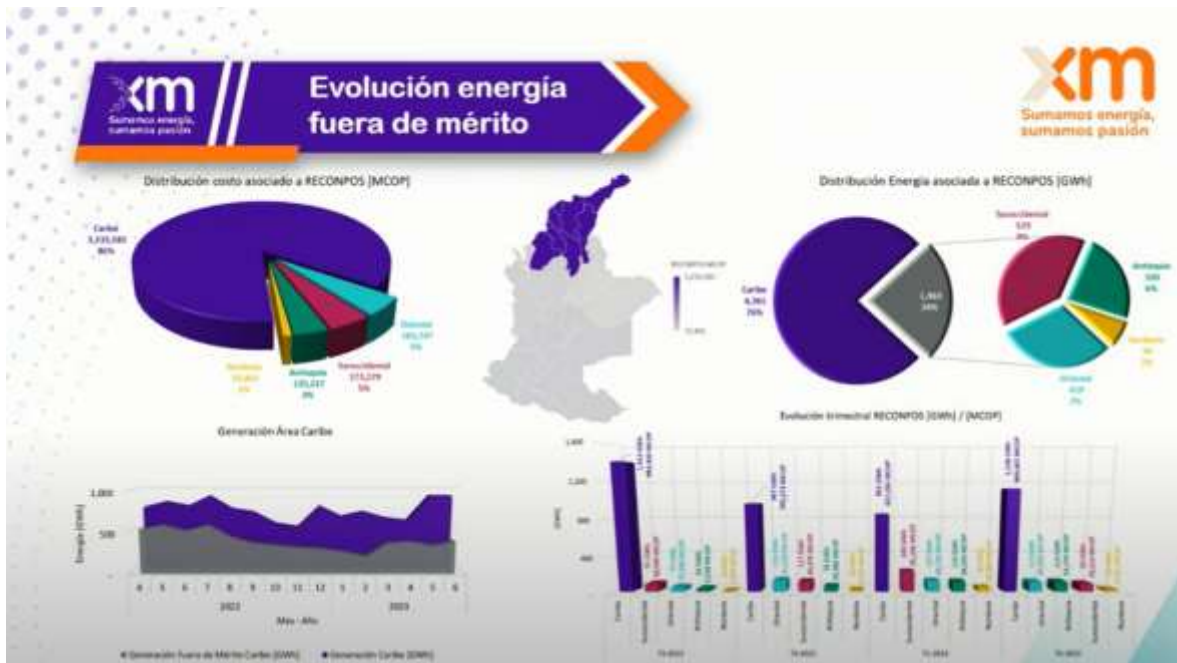
T3-2022: 160 de corte natural y 890 de corte por mantenimiento.

T4-2022: 169 de corte natural y 912 de corte por mantenimiento.

T1-2023: 163 de corte natural y 965 de corte por mantenimiento.

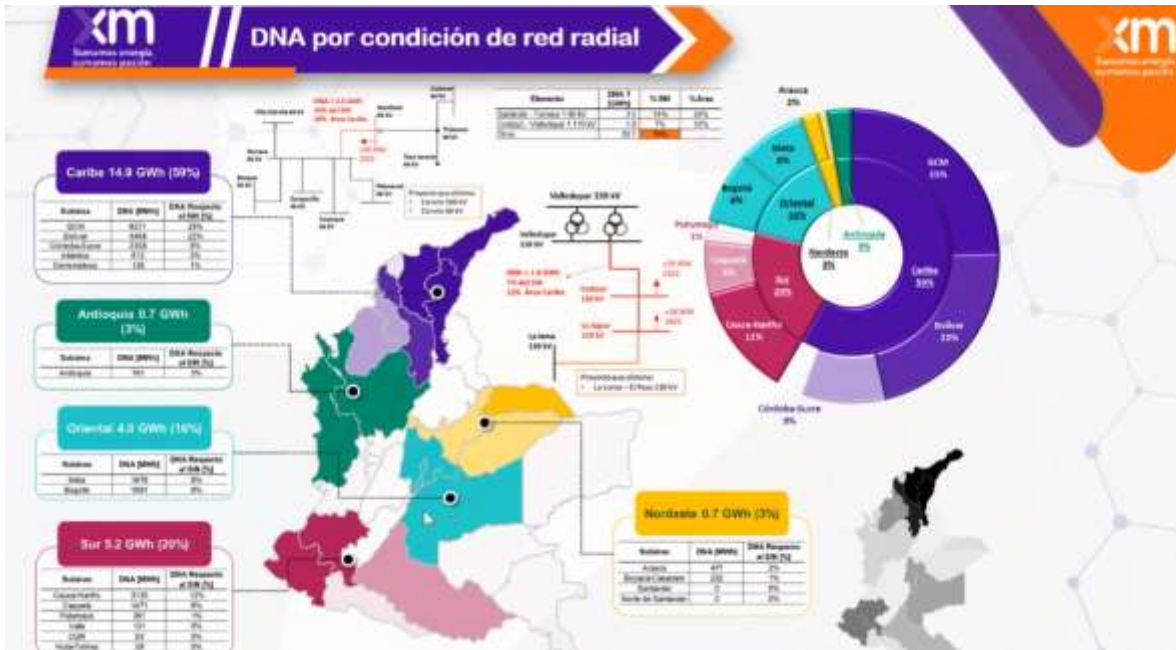
T2-2023: 163 de corte natural y 1165 de corte por mantenimiento.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



El 86% de los costos de reconciliación de los últimos trimestres han estado concentrados en la región caribe y el 76% de la energía fuera de mérito también está en esta región. Es posible que en los últimos dos trimestres del año 2023 la reconciliación positiva disminuya, como consecuencia del fenómeno del niño.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



En Caribe se tiene el 59% de la DNA, cerca del 50% entre GCM y Bolívar, en estos casos críticos; Ternera - Gambote, Valledupar - La Jagua, Copey - La Loma, entre otras de menor impacto. Se espera que la obra de expansión de 110 kV que entrará en operación en esta área dentro de los próximos meses mitigue esta situación. Las demás áreas participan en la DNA así: Antioquia 3%, Oriental 16%, Sur 20% y Nordeste 3%.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



XM propone 3 obras de expansión en Antioquia, 2 en Nordeste, 12 en caribe, 4 en oriental y 8 en suroccidente, con el propósito de aliviar las restricciones del sistema. Estas obras están orientadas a subsanar los retrasos de la infraestructura con respecto al aumento de la demanda y a mejorar las condiciones de planeación hacia el futuro.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

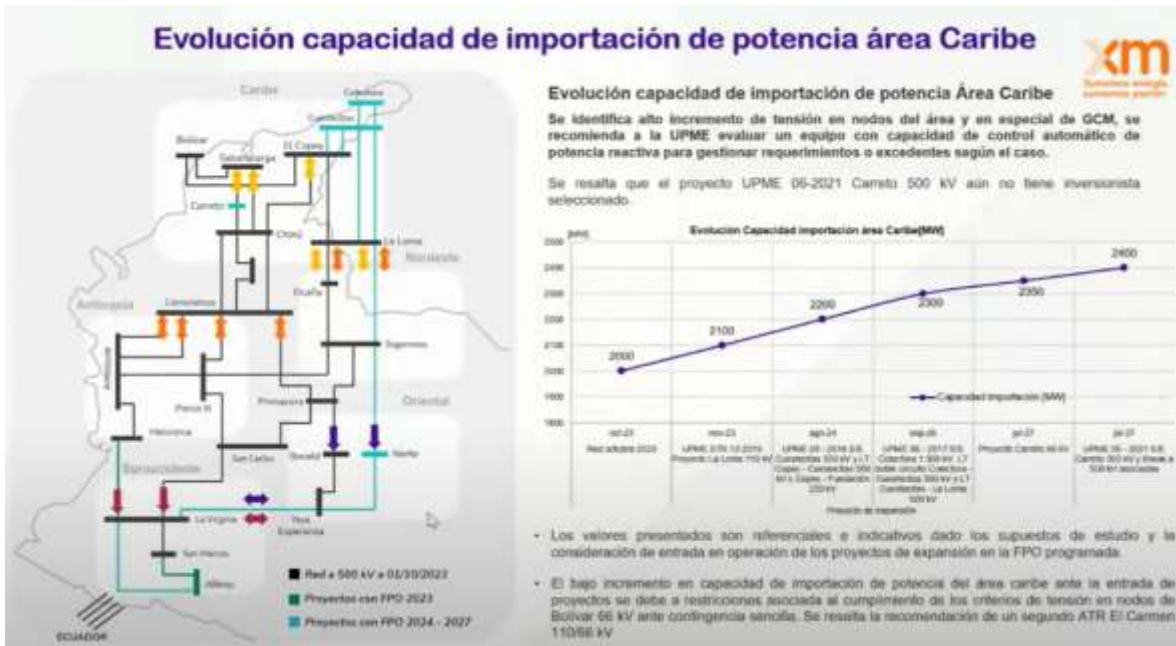
**Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo.**



Se parte de 153 restricciones activas en la actualidad y se prevé la evolución y disminución de estas a medida que los proyectos de expansión entren en operación. Se espera que a 2033 se tengan 100 restricciones activas en el sistema. En Antioquia y Nordeste es posible que las restricciones activas aumenten, mientras que en las demás áreas disminuyan. XM recomienda a La UPME adelantar proyectos que permitan aumentar la capacidad de exportación del área Caribe para cumplir las proyecciones.



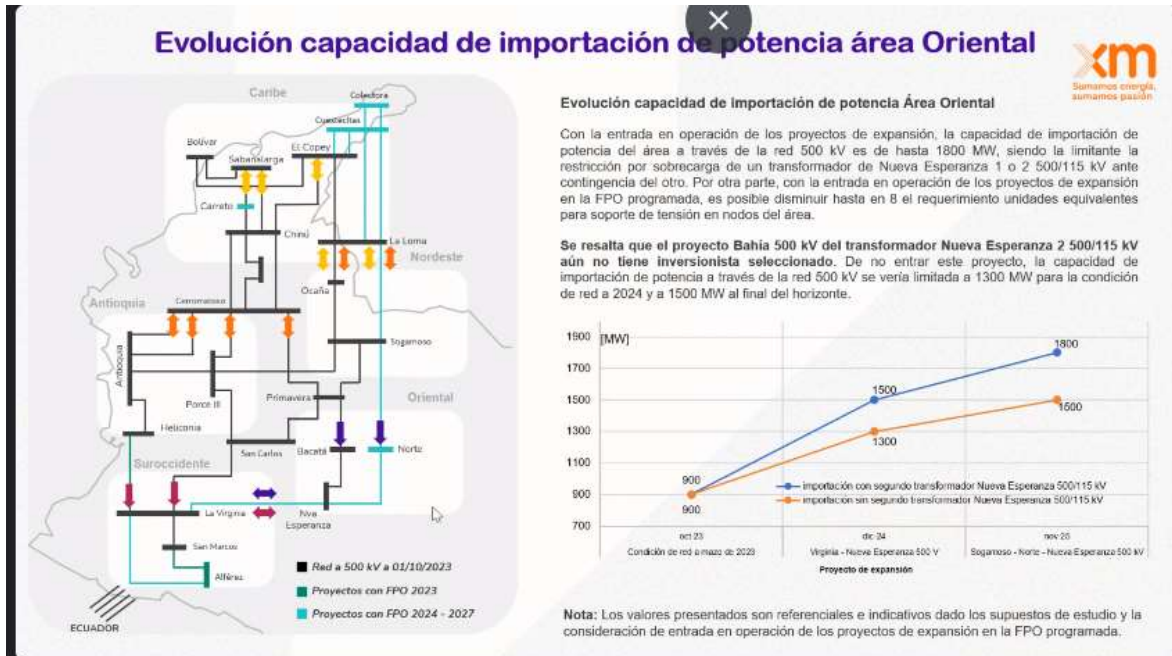
**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



El área Caribe es históricamente importadora, donde han entrado importantes proyectos para reforzar la interconexión con el resto del país. Esto ha permitido llevar energía a bajo costo hacia la región caribe y, a futuro, permitirá exportar energía renovable desde la región Caribe hacia el interior del país. A medida que entren en operación las obras aprobadas se tendrá un corredor robusto, no obstante, la falta de obras a nivel de STR y el agotamiento de red del SDL impedirá hacer un uso eficiente de estos flujos de potencia. Por esta razón es importante impulsar obras de infraestructura eléctrica a nivel de STR y de SDL.

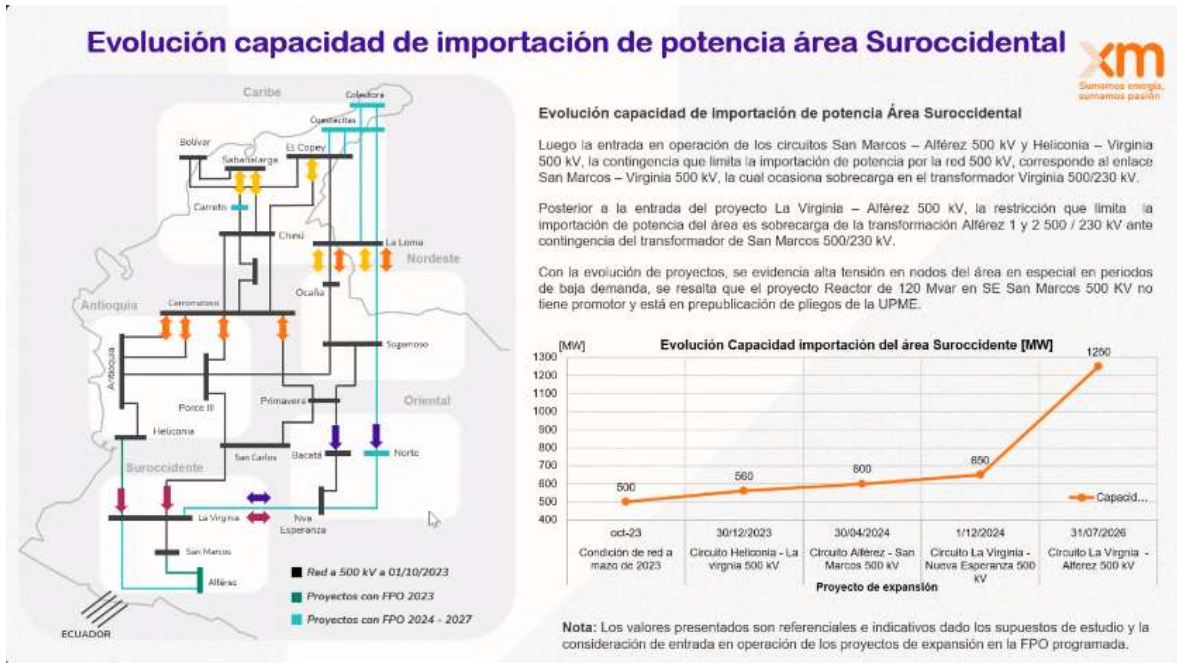


**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



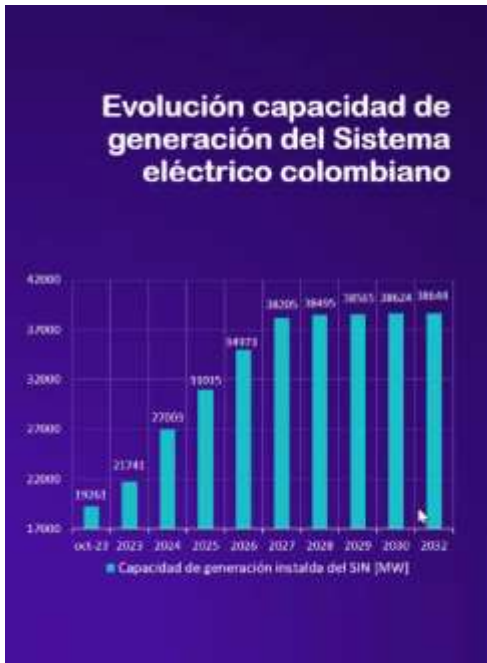
Con la entrada en operación de las obras de expansión en el área, la capacidad de importación a través de la red de 500 kV es de hasta 1800 MW. Con la entrada en operación de un nuevo transformador en Nueva Esperanza, este límite puede aumentar, de lo contrario, la capacidad de importación se vería limitada a 1500 MW en 2024 y a 1300 MW al final del horizonte de análisis. Esta obra de expansión aún no tiene un inversionista seleccionado.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



Se espera que el límite de importación aumente de 500 MW a 1250 MW, a medida que los proyectos de expansión entren en operación. Esta proyección está sujeta a que las obras no presenten retrasos y queden activas en las FPO actualmente programadas.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



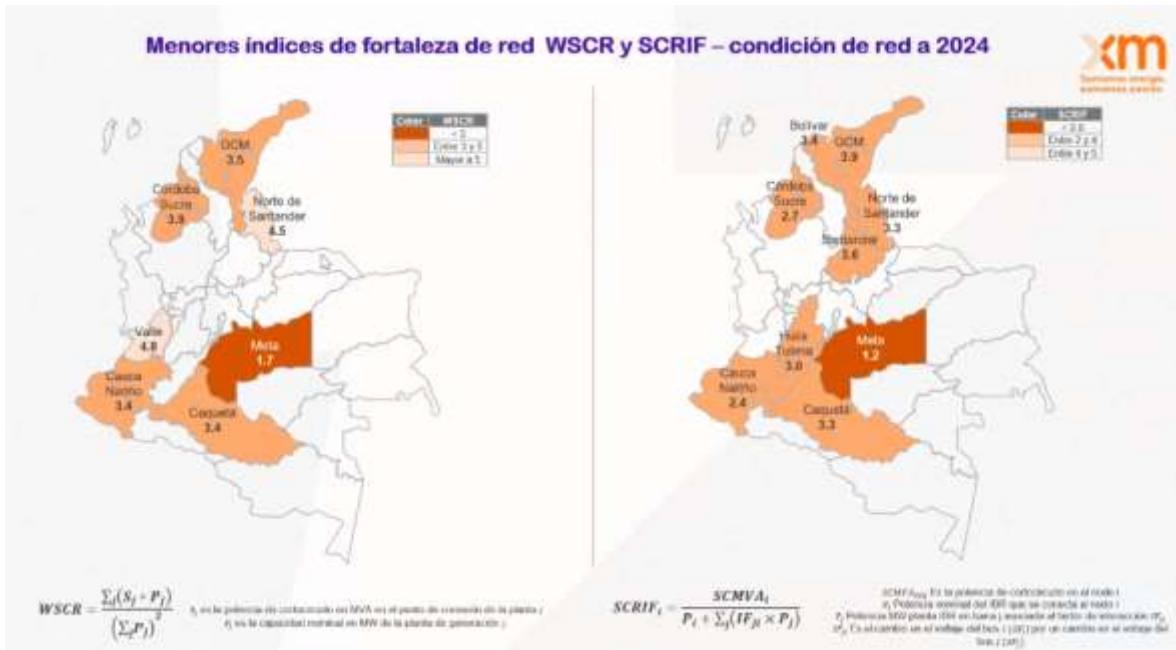
Considerando el cumplimiento de la totalidad de los requisitos de conexión exigidos en la Resolución CREG 090 de 2019, así como el estado actual y futuro de la red de transmisión, se recomienda a la CREG definir valores límite de corto circuito o umbrales para la métrica SCR. Los valores de la tabla a continuación corresponden a valores referenciales propuestos por el CND.

Métrica	Límite	Análisis Excepcional
SCR y SCR <sub>lim</sub>	3	Entre 3 y 5, se recomienda a los generadores validar con estudios de detalle (EDT) la operación estable de la planta en la condición de red separada.
WSCR	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los generadores validar con estudios de detalle (EDT) la operación estable de la planta en la condición de red separada.
SCR <sub>lim</sub>	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los generadores validar con estudios de detalle (EDT) la operación estable de la planta en la condición de red separada.

En cuanto a la evolución de la capacidad de generación del sistema eléctrico colombiano, se espera que a nivel de cogeneración se tenga poco incremento para los próximos años, al igual que para la generación térmica. El mayor incremento se va a dar en fuentes de generación de tipo solar, mientras que la generación con fuentes hidráulicas y eólicas va a tener sólo un ligero incremento. Dado que el mayor incremento se dará en fuentes de generación a base de inversores, se requiere que el regulador defina unos criterios mínimos para la operación segura y confiable del sistema, ante las nuevas condiciones operativas que estas tecnologías implican.

**CAPT No. 202**

**ACTA No.** 



Es importante que los promotores conozcan los índices de fortaleza de la red WSCR y SCRIF, con el fin de que implementen equipos adecuados para operar de manera segura y confiable ante las condiciones del sistema interconectado.

XM hace las siguientes recomendaciones a la UPME para fortalecer la red eléctrica colombiana:

**F-DO-01**

**2022/08/12**

*Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.*

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**

**ACTA No.** 

- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red, en especial de GCM que presenta además susceptibilidad a FIDVR.
- Realizar evaluaciones dinámicas integrales para garantizar la operación estable, segura y confiable del SIN y el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la regulación vigente, en condiciones de bajos niveles de cortocircuito e inercia. Incorporando análisis de red débil y propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL).
- Solicitar simulaciones RMS y EMT, como parte de los estudios de conexión, que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables e instalación de equipos idóneos para las condiciones de operación esperadas.
- Revisar la incorporación de valores de SCR, CSCR, SCRIF y WSCR, los cuales podrán disminuir ante la entrada progresiva de proyectos de generación basados en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de cortocircuito como pueden ser compensadores síncronos.
- Es de resaltar que, de no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y aporte de cortocircuito que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de cortocircuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERN.

CAPT No. 202  
ACTA No. 

**Evolución de requerimiento de fortaleza de red y del control de Mvar** 

**Fortaleza de red – Mitigar ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR)**  
Dada la evidencia en algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de la subred GCM y Bolívar, los cuales son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), es importante tener en cuenta que el fortalecimiento de la red contribuye a mitigar las condiciones propicias para la ocurrencia de dicho fenómeno, al reducir tanto la caída de tensión como su duración.

**Fortaleza de red – Índices con métricas SCR**  
Con la previsión de una mayor incorporación de fuentes de generación renovable en el futuro, los análisis de fortaleza de la red en los horizontes de mediano y largo plazo revelan valores preocupantes en las métricas SCR (SCRIF, WSCR) que indican la posibilidad de condiciones relacionadas con la inestabilidad en los controladores.

**Control de Mvar y tensión**  
Ante la entrada de los proyectos de transmisión en los horizontes de mediano y largo plazo, se anticipa una alta contribución de reactivos inherentes a la transmisión, lo cual se traducirá en un aumento de la tensión en nodos del área Caribe. Por lo tanto, se sugiere a UPME tener en cuenta esta situación y evaluar la posibilidad de conectar equipos con capacidad de respuesta dinámica para la regulación reactiva. Entre las opciones de equipos adecuados para este propósito, se recomienda considerar aquellos que pueden aportar inercia y capacidad de cortocircuito, como los compensadores síncronos u otras tecnologías de aporte similar.

**Compensador Síncrono**



**SVC**



**STATCOM**



Aporte de reactivos	●	●	●
Control dinámico	●	●	●
Operación en bajos voltajes	●	●	●
Potencia de Corto Circuito	●	●	●
Salida de energía	●	●	●
Inercia	●	●	●

Se recomienda considerar la inclusión de equipos con capacidad de aporte de cortocircuito **independientes del despacho de generación** como pueden ser compensadores síncronos o cualquier otra tecnología que UPME identifique.

Fortalecer la red va a permitir mitigar la ocurrencia de fenómenos de huecos de tensión y de recuperación lenta inducida de tensión. Además, dadas las condiciones que implicarán los nuevos proyectos de generación basados en inversores, se requiere una red robusta que opere de manera estable, confiable y segura. Por otro lado, se requiere el fortalecimiento de la red para controlar de manera segura la alta contribución de reactivos inherentes a la transmisión de potencia, dados los proyectos de transmisión que entrarán a operar en el mediano y en el largo plazo. Por estas razones, XM recomienda a la UPME evaluar la posibilidad de instalar en el sistema compensadores síncronos u otras tecnologías de aporte similar de inercia y de capacidad de cortocircuito.


## Agotamiento de RED

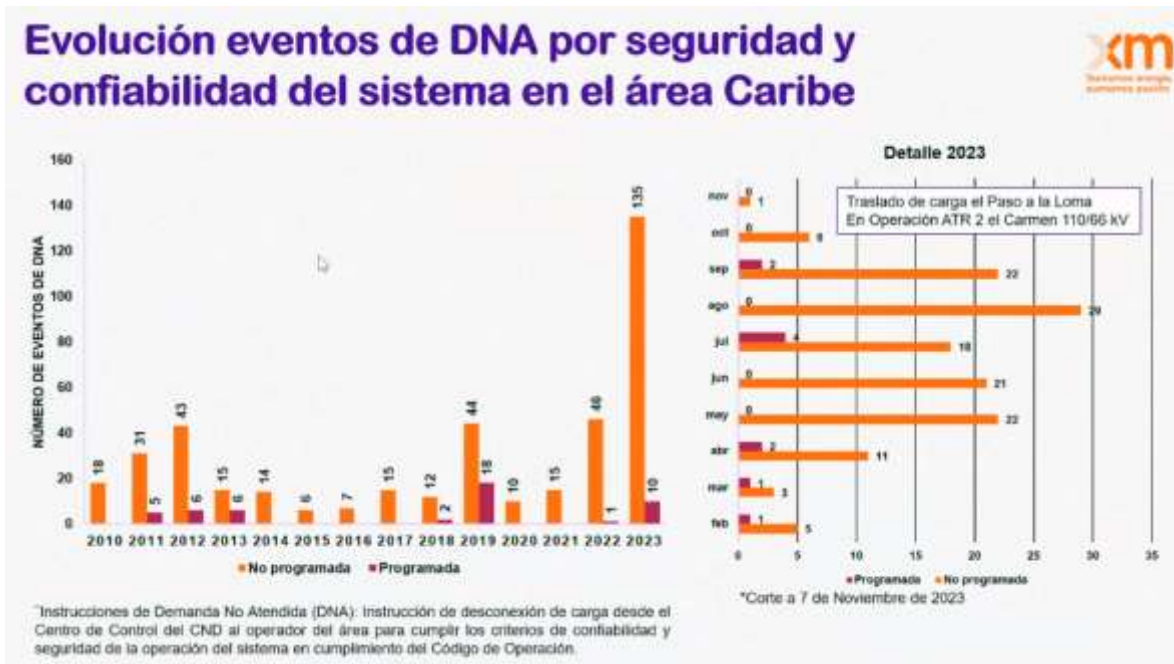
F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 



En 2023 se han dado 135 instrucciones de desconexión de carga por agotamiento de red en el área Caribe. Gracias a medidas de mitigación implementadas por AFINIA, fue posible que este número no fuese mayor, sin embargo, la situación es crítica en esta zona, dadas las condiciones de radialidad imperantes.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.**

**Potencia segura atendible en nodos en configuración radial**  
**Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión**

Subárea	Nodo	Corredor	I [A] a tensión nominal	P [MW]	Restricción	Proyecto que aliviana la restricción
OCM	El Bongo 110 kV	El Paso - El Bongo 110 kV	220	38	$U < 0.9$ p.u.	No hay obra de expansión prevista.
	La Jague 110 kV	Velutaba - Córdoba - La Jague 110 kV	260	45	Recuperación transitoria de tensión $U < 0.8$ p.u.	La Loma - La Jague (FPO 110523).
	San Juan 110 kV	Vigobugan - San Juan 110 kV	300	57	Recuperación transitoria de tensión $U < 0.8$ p.u.	Nuevo San Juan 220/110 kV (FPO 11100030).
Belívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/33 kV	310	disminuido 66 kV	Recuperación transitoria de tensión	Carmen 66 kV (FPO: 2027) y Carmen 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin preliminar asignado.
	Colonia 66 kV					Con el segundo transformador 18/10/2022 se mitigó la restricción más no se elimina
	Zarzalero 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
Zarzalero 66 kV	El Carmen - Zarzalero 66 kV	190	19	Sobrecarga $U < 0.9$ p.u.	Carmen 66 kV (FPO: 2027) y Carmen 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin preliminar asignado.	
Gambú 66 kV	Terrera - Gambú 66 kV	280	28	$U < 0.9$ p.u.	Carmen 66 kV (FPO: 2027) y Carmen 500 kV (FPO: 2027) proyecto sin preliminar asignado.	
Córdoba Barras	Mompox 110 kV	Chiva-Soco - Mompox - Mompox 110 kV	430 (*)	75 (*)	$U < 0.8$ p.u. Sobrecarga	No hay obra de expansión prevista.

(\*) Capacidad de demanda con tensión de operación en CHNA de 117 kV. A tensión nominal del nodo el valor de demanda atendible es del orden de 56 MW.

El valor presentado fue calculado a partir de las siguientes consideraciones:

- Demanda máxima atendible calculada con la tensión nominal en el nodo al inicio del corredor. Es de resaltar que la tensión de operación debe ser la mayor dentro lo posible, ya que permite disminuir carga de los equipos y favorecer la recuperación de tensión.
- Cumplimiento en los nodos de los criterios regulatorios de tensión en estado estacionario y de recuperación transitoria de tensión ante falla.
- Cumplimiento capacidad nominal declarada de los equipos que componen el corredor (línea de transmisión, transformador).
- Estabilidad de tensión a partir de evaluación por curvas PV en el nodo fuente.

**El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de carga (FP)**

Se han identificado barras donde la demanda es superior a la potencia máxima atendible, lo que implica la necesidad de implementar, con urgencia, obras que mitiguen las restricciones y disminuyan la DNA. En total, se han definido 5 obras prioritarias para mejorar las condiciones operativas por la configuración radial de la red.

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**Agotamiento de red en equipos del área Caribe**

**Cumplimiento criterios de operación dentro capacidad declarada [A]** 

Equipos que en red completa presentan carga cercana a su capacidad nominal. La capacidad segura presentada en MW es indicativa, calculada a tensión nominal y validando el cumplimiento de los criterios asociados a carga de equipos y respuesta segura ante contingencia sencilla.

Equipo	P (MW)	ESPS	Proyecto que elimina la restricción
★ Transformadores China 1, 2 y 3 800/110 kV	270	SI	PTRA00304 Tulaviego 220/110 kV (FPO 31/12/2025), Mllgs, pero no elimina la restricción
Circuito China - Smol 110 kV	75	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito China - San Marcos 110 kV	34	NO	No hay obra de expansión definida.
Circuito Terreta - Gambole 66 kV (su principal restricción es tensión)	22	NO	Careto 88 kV (FPO: 2027) y Careto 500 kV (FPO: 2027) proyecta en promotor asignado.
Derivado 34.5 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	
Derivado 13.8 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	SI	PTRA00302 Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 31/12/2026), Traslado de carga y ampliación por 34.5 kV
Transformador Valledupar 9 220/110 kV	27	NO	
Circuito Tebas - Unión 110 kV (en configuración radial)	110	NO	PTRA00689 - UPME STR (2. Admisión etapa 5 (noviembre 2023) elimina esta restricción.
Circuito Tebas - Unión 110 kV (en condición de red completa)	86	NO	
Circuito Bolívar - Villa Estrella 88 kV	31	NO	AFINA tiene proyectado aumento de capacidad del circuito.
Transformador Cerritos 110/34.5 kV 30 MVA.	27	NO	No hay obra de expansión definida. Se recomienda instalar un transformador en paralelo.

El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de carga (F.P.)

Se han identificado barras donde la demanda es superior a la potencia máxima atendible, lo que implica la necesidad de implementar, con urgencia, obras que mitiguen las restricciones y disminuyan la DNA. En total, se han definido 6 obras prioritarias para mejorar las condiciones operativas por agotamiento de red en equipos del área Caribe.

## Restricciones actuales y futuras sin obra asignada

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.**

Restricciones sin obras activas en el 2023			Restricciones sin obras activas en el 2023		
Area	Restricción sin obra de ejecución activa	Año estimado de inicio de ejecución	Area	Restricción sin obra de ejecución activa	Año estimado de inicio de ejecución
Caribe	Defa tensión en redes de la red de Altavoz 110 KV (Reparación de unidades al interior de la subest.)	2023	Antioquia	Tulamestí - Damay 910 KV / Tambo - El Valle 110 KV / Guatá - El Valle 110 KV / Corrego - Ingona 110 KV / Bajo tensión 110 KV / Depto. ...	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Silencio - Riosucro - Las Flores 110/34.5 KV	2023	Antioquia	Sobrecarga en estado estable de Noroná - Coronado 110 KV	2023
Caribe	Balsena 1 220/110 KV / Balsena 1 220/110 KV	2023	Antioquia	Balsena - La Tazuela 1 220 KV / Balsena - Noroná 110 KV	2023
Caribe	Ternoboleros - Las Flores 2 110 KV / Ternoboleros - Las Flores 1 110 KV	2023	Antioquia	Valle y río 1 220/34.5 KV / Valle y río 2 220/34.5 KV	2023
Caribe	Cartagena - Zangradilla 66 KV / Cartagena - Zangradilla 66 KV	2023	Antioquia	Medellín en Tránsito - Medellín (zona industrial en el barrio) y en contingencia en Aguafina - Olaya 110 KV / San Andrés - Tigua 110 KV / San Andrés - Tigua - Tigua 110 KV	2023
Caribe	Tarima 2 66/33.85 KV / Tarima 1 66/33.85 KV	2023	Caribe	Chiriví - Guatavío 2 230 KV / Chiriví - Guatavío 1 230 KV	2023
Caribe	Defa tensión en la red de Bolívar 66 KV (Reparación de unidades)	2023	Caribe	Chiriví - Guatavío 1 230 KV / Chiriví - Guatavío 2 230 KV	2023
Caribe	Interconexión a FICM (Cartago, El Carmen, San Andrés, Zaraturo, Calamar 66 KV)	2023	Caribe	Chiriví - Guatavío 1 150 MVA 230/115/33.8 KV / Guatavío - Manatía 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chiriví - San Marcos 110 KV	2023	Caribe	Chiriví - Guatavío 1 150 MVA 230/115/33.8 KV / Guatavío - T40 MVA 230/115/33.8 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chiriví - San Marcos 110 KV / Sección - Abagangalé 110 KV y baja tensión en Montaña 110 KV	2023	Caribe	Sobrecarga en estado estable de Cuatrecasas - Tunga 110 KV y Cuatrecasas - Sotogrande 110 KV (con guatavío - Sotogrande conexión)	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chiriví - Chiriví Páramo 110 KV	2023	Caribe	Puerto López - Santa 1 110 KV / Puerto López - Santa 2 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del circuito Chiriví - San Marcos 110 KV	2023	Caribe	Santa - Santa Helena 1 110 KV / Santa - Santa Helena 2 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en red completa del ATR de Camarotalar 110/34.5 KV	2023	Caribe	Santa Helena - Catama 110 KV / Santa Helena - Olaya 110 KV	2023
Caribe	Nuevo Montaña - Río Siso 110 KV / Baja tensión en Río Siso 110 KV	2023	Caribe	Problemas de recuperación de tensión ante contingencia en la red de Sabana Norte - Contingencia Sabana - Primavera 220 KV - Chiriví	2023
Caribe	Sobrecarga en transformación Chiriví 1,2,3 500/110 KV ante salida de un transformador	2023	Caribe	Chiriví - Sabana - Tunga 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en circuito Chiriví - Boven 1 y 2 110 KV ante la contingencia del otro	2023	Caribe	El Zaque - Páramo 1 110 KV / El Zaque - San Martín 1 110 KV	2023
Caribe	Indisponibilidad de Chiriví - Montaña 220 KV o el ATR de Chiriví 500/220 KV, genera riesgo para la atención de la Sub Área Córdoba - Sucre	2023	Caribe	Páramo - San Martín 1 110 KV / Catamburo - San Martín 1 110 KV	2023
Caribe	Río Siso - Tierra Alta 110 KV / Alta tensión en Uribá 110 KV y Tierra Alta 110 KV	2023	Caribe	Protopán - Río Mayo 1 110 KV / El Zaque - San Martín 1 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en la transformación Sabana Norte 1,2,3 220/110/34.5 KV ante contingencia de uno de ellos y baja tensión en redes de Sabana Norte	2023	Caribe	Catamburo - Jaramilla 1 110 KV / Jaramilla - Páramo 1 110 KV	2023
Caribe	Defa tensión ante contingencia de Dopey - La Loma 500 KV, Coque - Chiriví 500 KV (Reparación de unidades)	2023	Caribe	Jaramilla - Páramo 1 110 KV / Páramo 220/110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en estado estable del ATR 9 110/34.5 de Valledupar	2023	Caribe	Albania - Florencia - Florencia - Cotacachi 110 KV	2023
Caribe	Problemas de recuperación de tensión inducida por falla	2023	Caribe	Albania - El Valle 1 110 KV / Albania - Toluca 1 110 KV	2023
Caribe	Defa tensión en el nodo El Paso 110 KV en red completa	2023	Caribe	Paraguaná - Páramo 1 110 KV / El Valle - Tunga 1 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en el nodo El Paso 110 KV en red completa	2023	Caribe	Medellín - Tuluca 1 110 KV / Colombia - El Valle 1 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en el nodo El Paso 110 KV en red completa	2023	Caribe	Aguafina - Albania 1 110 KV / Albania II - Medellín 1 110 KV	2023
Caribe	Sobrecarga en el nodo El Paso 110 KV en red completa	2023	Caribe	Catamburo - Juanchito 2 110 KV / Catamburo - Juanchito 1 110 KV (Baja respecto al otro)	2023
Caribe	Sobrecarga en el nodo El Paso 110 KV en red completa	2023	Caribe	Depto. - San Marcos 1 110 KV / San Marcos - Viteri 1 110 KV (Baja respecto al otro)	2023


Para 2023 se han identificado restricciones sin obra asignada, las cuales deben ser revisadas con el OR y con la UPME para identificar e implementar alternativas de mitigación y de solución. En Caribe se han identificado 25 restricciones, en Antioquia 3, en Nordeste 2, en Oriental 9 y en Suroccidente 13.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**Restricciones sin obras**

Área	Operador de Rest. OR / UPME	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidencia
Caribe	ARL E	Caracasí - Malambo 110 kV / Caracasí - Malambo 2 110 kV	2024
Caribe	AFINSA	Bosque - Chambacú 66 kV / Chambacú - La Maná 66 kV	2024
Caribe	AFINSA	Chambarú - La Maná 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	2024
Caribe	AFINSA	Cartagena - La Maná 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV	2024
Caribe	AFINSA	Bosque - Bocagrande 66 kV / Cartagena - La Maná 66 kV	2024
Caribe	AFINSA	Sobrecarga de un transformador Nueva Montaña 1 y 2 220/110 kV ante la contingencia de uno de ellos.	2024
Caribe	AFINSA/UPME	Unid - Unid 230 kV / Unid - Tierra Alta 110 kV	2024
Caribe	ARE-AFINSA/UPME	Contingencia transformador Cuatrecasas 500/220 kV - Baja tensión en nodos de GCM	2025
Caribe	ARE-AFINSA/UPME	Alta tensión en nodos del GCM en condición de red completa	2025
Caribe	ARL E	Santa Marta - Manzaneros 110 kV / Santa Marta - Libertador 110 kV	2026
Caribe	ARL E	Santa Marta Libertador 110 kV / Santa Marta - Manzaneros 110 kV	2026
Caribe	AFINSA	El Carmen 110/66 kV / Carriño - San Jacinto 66 kV y Baja tensión en nodos de la red 66 kV	2027
Caribe	AFINSA	El Carmen - Nip Tolomeo 110 / Carriño - San Jacinto 66 kV y Baja tensión en nodos de la red 66 kV	2027
Caribe	AFINSA	Carriño - Gambóide 66 kV / Timera - Gambóide 66 kV y Baja tensión en Gambóide 66 kV	2027
Caribe	AFINSA/UPME	Carriño - Sabana 500 kV / Timera - Gambóide 66 kV	2027
Caribe	UPME	Sobrecarga en red completa ATR Cuatrecasas 500/220 kV	2027
Caribe	ARL E	Cuatrecasas 5 220/110 108MVA / Cuatrecasas 7 220/110 40MVA	2030+
Caribe	ARL E	Baja tensión en Manco 110 kV ante contingencia servida	2030+
Caribe	ARL E	Transformador de San Juan 220/110 kV / Vallelupar - Guatapuz 110 kV	2030+
Caribe	ARL E	San Juan - Vallelupar 220 kV / Guatapuz - Vallelupar 110 kV	2030+
Caribe	ARL E	Baja tensión en Guatapuz 110 kV y San Juan 110 kV ante contingencia del transformador San Juan 220/110 kV	2030+
Caribe	AFINSA	Baja tensión en Cofezú 110 kV ante contingencia Cofezú - Vallelupar 110 kV	2030+
Caribe	AFINSA	La Jague - La Loma 110 / Cofezú - Vallelupar 110 kV	2030+
Caribe	ARE/UPME	San Juan - Vallelupar 220 kV / Nueva San Juan - Guatapuz 110 kV	2030+

Estas restricciones serán revisadas con el OR y la UPME para identificar alternativas de mitigación y solución.

Para los próximos años se han identificado restricciones sin obra asignada, las cuales deben ser revisadas con el OR y con la UPME para identificar e implementar alternativas de mitigación y de solución. En Caribe se han identificado 24 restricciones, en Antioquia 5, en Nordeste 13, en Oriental 5 y en Suroccidente 2.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

**Restricciones sin obras**



Área	Operador de Red-OR / UPME	Restricción sin obra de expansión definida	Año estimado en que se evidenciará
Antioquia	UPME-UPME	Subestación en estado crítico de Medellín - Gestión 220 kv	2024
Antioquia	UPME-UPME	Medellín - Medellín 230 kv / Guatapé - Medellín 220 kv	2022
Antioquia	UPME-UPME	Subestación en estado crítico Nariño - San Carlos 220 kv	2020
Antioquia	UPME-UPME	Barro - Primavera 220 kv / Bello - San Carlos 220 kv	2020
Antioquia	ENELCAR/UPME	Antioquia - Medellín 220 kv / Bajo tensión red 110 kv de Antioquia, recuperación de tensión en la red de Cauca, desconexión en línea superior a 1000 km	2020+
Bogotá	ESSA	Sabana - Balneario 110 kv / Sumaco - San Antonio 110 kv	2024
	ESSA	Sochogota - San Antonio 110 kv / Sumaco - San Antonio 110 kv	2024
	ESSA	Sochogota - San Antonio 110 kv / Sumaco - San Antonio 110 kv	2024
	CENSA-UPME	Operación en Taja y Tajo (bajas tensiones no en red normal y alto contingencia) en San Mateo - Soacha 110 kv, Occidente - San Mateo 120 kv y Bello 220 kv, Arboledas superiores a 200 MW en Comendador, Guaca, Guatavita, Jirón, Soacha, San Mateo, TBA, Tonzalá y Zúnia	2026
	CENSA	Bello 220 kv / San Mateo - Soacha 110 kv	2024
	CENSA	Bello 220 kv / San Mateo 1 y 2 220 kv	2024
	CENSA	San Mateo - Soacha 110 kv / Bello 220 kv	2024
	CENSA	San Mateo - Soacha 110 kv / Bello - Eschobar 110 kv	2024
	CENSA	San Mateo 1 220 kv / San Mateo 2 220 kv y Soacha	2024
	CENSA	Soacha - Soacha 110 kv / Soacha 220 kv	2024
Caldas	ESSA-UPME	Cabecera - Guatapé 1 a 2 220 kv / Mesa del Sol - Piedecuesta 110 kv	2024
	ENELCAR/UPME	Palma - Toledo 220 kv y Toledo - San José 220 kv y San José - Medellín 220 kv / Bajo tensión en Antioquia	2024
	ENELCAR/UPME	Caldo Lindero - La Paila 220 kv / Otras tensiones en subestaciones de Antioquia	2024
	ESSA	Subestación en estado crítico Sumaco - San Antonio 110 kv	2024
	SMSA-UPME	Suré - Restrepo 220 kv / Suré - Restrepo - Ocaña 110 kv	2024
	ESSA	Pradera 120 kv / Pradera 2 220 kv	2024
	ENELCAR	Nueva Esperanza 110 kv / En estado crítico de operación	2024
	ENELCAR	Nueva Esperanza 110 kv / Nueva Esperanza 2 110 kv y en estado de recuperación	2024
	SMSA	Ocaña - Ocaña 110 kv, Ocaña - Sumaco 110 kv / Bajo tensión de Soacha y Sumaco 110 kv	2024
	ENELCAR/UPME	Hula - Ocaña 110 kv / Ocaña - Hula 110 kv	2024
ENELCAR/UPME	Pradera - Hula y Pradera / Hula - Ocaña 110 kv	2024	

Estas restricciones serán revisadas con el OR y la UPME para identificar alternativas de mitigación y solución.

**5. Análisis de la obra compensadores síncronos**

Se presenta el análisis de localización y dimensionamiento de compensadores síncronos para GCM, realizado por la Unidad en conjunto con XM. Para todo esto se presenta la agenda que consta de condiciones de análisis, localización, resultados y finalmente algunas conclusiones.

Dentro de las condiciones operativas tenidas en cuenta para el análisis, se pueden enumerar las siguientes:

- El área operativa Caribe presenta el mayor nivel de crecimiento, con un escenario medio del 3%.
- Asignación de generación basada en inversores asignada hasta 2022 de 4408 MW con FPO hasta 2026 (eólica on-shore y fotovoltaica).
- Presencia del fenómeno FIDVR.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

- Subtensiones en el área GCM.
- Necesidad de la generación de seguridad en el área caribe.
- Ocurrencia de DNA asociada a contingencias.
- No se tienen en cuenta plantas eólicas off-shore.
- Se tomaron como referencia los informes trimestrales de evaluación de restricciones T1-2022 y T4-2022.
- Escenarios de demanda mínima, media y máxima.
- Escenario de generación mínima en GCM.
- Año de FPO para los compensadores 2026 y 2027.
- Se busca determinar beneficios por DNA y costos asociados a la implementación. El modelo de evaluación se encuentra en desarrollo.
- Se deben mantener los niveles de tensión y flujos dentro de los límites normales de operación.

Para la ubicación de los compensadores síncronos se tuvo en cuenta las siguientes ubicaciones y su respectivo valor en MVar. Igualmente, se aclaró que se utilizaron las localizaciones propuestas por XM, dado que al considerar más alternativas no se encontraron mejores propuestas. Estas ubicaciones fueron determinadas a partir de ensayos de prueba y error, con el objetivo de disminuir el fenómeno de tensión inducida de recuperación lenta.

Subestación	Capacidad MVar
Cuestecitas 230 kV	60
Valledupar 230 kV	60
El Banco 110 kV	30
La Jagua 110 kV	30
Guatapurí 110 kV	30
Riohacha 110 kV	30
Santa Marta 110 kV	30

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Se muestra el resultado de los compensadores síncronos con el fenómeno de tensiones inducidas de recuperación lenta. Para ello se utilizan gráficas que muestren el comportamiento dinámico de las tensiones ante fallas en las barras principales de GCM. Se concluye que la incorporación de los compensadores síncronos permite una recuperación rápida de las tensiones de la zona dentro de los límites establecidos.

A continuación se listan los cinco fenómenos de tensión que hasta la fecha han provocado DNA. Dentro de ellos se han tenido cuatro con valores de importantes y uno de ellos con un valor realmente grave. El listado se muestra a continuación:

- Fallas en Sabana 220 kV, con pérdida de 1900 MW,
- Disparo unidad Termoguajira 1, con pérdida de 170 MW,
- Falla Tebsa-La Unión 110 kV, con pérdida de 188 MW,
- Falla Ternera-Cospique 1 66 kV, con pérdida de 273 MW,
- Disparo unidad Tebsa 11, con pérdida de 390 MW.

Por otro lado, se explica que el análisis realizado por la UPME de los compensadores síncronos, no solo pretende evaluar los beneficios generados por evitar generación de seguridad, sino también los beneficios asociados al DNA en contingencias que dan lugar al fenómeno FIDVR. De igual forma, se trata de estimar los beneficios de los compensadores asociados con DNA y el incremento de la demanda en operación normal. Por el lado de los costos se consideran los asociados con la implementación de estos, con un rango de 120 a 270 dolares por kVAR.

Se presentan los beneficios calculados por la reducción de la DNA en la zona de GCM, considerando un incremento del 3%. Los resultados obtenidos dan evidencia de que los compensadores síncronos pueden ayudar al soporte de tensión en la zona, evitando en cierta medida la generación de seguridad. No obstante, dentro de los análisis de la UPME se encontró que al tener en cuenta obras de expansión estructurales, los beneficios por DNA podrían ser no tan altos como se esperaba. En algunos casos, se evidencio incluso que la DNA aumentaba, por lo que se está buscando como asignar o realizar una adecuada repartición de los beneficios asociados a la reducci6n de la DNA.

Dentro de las conclusiones presentadas se pueden resaltar las siguientes:

- El proceso de evaluación de este tipo de obras es nuevo y aún se encuentra en desarrollo.
- La relación beneficio costo de los compensadores síncronos podría ser mayor a 1 bajo las condiciones operativas consideradas.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**

**ACTA No.** 

- En contingencias que den lugar al fenómeno FIDVR, existen beneficios asociados al DNA que deben ser considerados en la evaluación.
- Es importante poder discriminar qué porcentaje de los beneficios va para el STN y qué beneficio va para el STR, para evaluar apropiadamente el proyecto.

***Preguntas e inquietudes:***

¿Para las ubicaciones de los compensadores síncronos se consideraron ubicaciones diferentes a las propuestas por XM?. R/ Se tuvo como punto de partida las ubicaciones propuestas por XM, no obstante, se evaluaron diferentes alternativas de los puntos de conexión sin encontrar mejoras significativas. Por tal motivo, se sigue manejando el listado de alternativas planteadas por XM.

Dentro de las alternativas consideradas, ¿se ha evaluado la disponibilidad de espacio físico en las subestaciones?. R/ Se han realizado averiguaciones iniciales, sin embargo, no se cuenta con una respuesta oficial por parte de los propietarios de los sistemas sobre si hay o no espacio físico para la instalación de estas obras.

Se sugiere que dentro de la evaluación también se considere el aporte de corto circuito de estos equipos en las subestaciones cercanas. Para esto se propone que al momento de definir la ubicación de los compensadores se incluya este análisis para evitar afectaciones no intencionadas a las capacidades de corto del sistema.

En el caso de colectora y teniendo en cuenta que la generación allí presente no aporta inercia al sistema, ¿es necesario también implementar soluciones como esta?. R/ Las discusiones con XM se han centrado en problemas de tensión y aportes de capacidad de cortocircuito, no obstante, el tema de inercia se ha considerado propiamente dentro de la capacidad de los equipos. Es decir, se consideran equipos que en caso de ser necesario se puedan complementar con motores de masas rotantes que incrementen los niveles de inercia.

Se complementa la respuesta a la pregunta sobre los aportes de corto de estos equipos. Si bien los compensadores son propuestos para dar solución a un problema actual, dentro de los análisis realizados también están las afectaciones a las corrientes de cortocircuito en el área GCM y todas las demás que muestren un agotamiento en las capacidades de corto. Dentro de los resultados no se observaron problemáticas principalmente por dos situaciones particulares. La primera, GCM es el área operativa con menor capacidad de cortocircuito de todo el sistema ya que solo las unidades Guajiras y Termonorte aportan al cortocircuito, y estas unidades se encuentran eléctricamente lejos de las zonas con el

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

fenómeno FIDVR. La segunda es respecto a la entrada de renovables en la subestación colectora. El CND identificó la condición anteriormente mencionada sobre la baja inercia en zonas de alta inyección de energías renovables y propuso la implementación de equipos que brindaran soporte de tensión tales como los compensadores síncronos.

**6. Varios**

Para el espacio de temas varios se va a presentar el seguimiento a las obras de red STN-STR, con énfasis en el área oriental.

Para la subestación Intexzona 115 kV, se le realizó una reunión con ENEL el 13 de octubre del 2023. En dicha reunión se consolidaron las factibilidades del área de influencia para tenerla presente en los beneficios que esta representa para el sistema. De igual manera se socializo por parte de ENEL el alcance de la obra y se aclararon las inquietudes presentadas por la UPME.

Otra obra sobre la que han habido avances es la subestación Sopó 230/115 kV. Via comunicación se le solicitó a ENEL la justificación de los transformadores de 300 MVA, conforme uno de los compromisos del CAPT. El día viernes 3 de octubre sobre las horas de la tarde llegó el comunicado de ENEL, el cual se encuentra en revisión por parte de la UPME.

De igual manera se han realizado diferentes reuniones sobre la subestación Corzo 500/115 kV. En este caso se revisaron el 28 de septiembre las etapas de la subestación con base en la propuesta hecha en el CAPT. El 13 de octubre se socializaron los análisis iniciales basados en las etapas previamente definidas y se resolvieron las inquietudes presentadas por la UPME.

Otra obra en verificación son los nuevos circuitos Santa Helena - Puerto López 2 y Puerto López - Campobonito 2 todo en 115 kV, junto con una compensación de 12.5 MVA<sub>r</sub> en la subestación Campobonito. Para estas obras se realizó un acercamiento con EMSA, partiendo del radicado con el estudio de conexión. A esto se les indicó que debían actualizar los datos según lo establece la 014 y se plantearon dudas e inquietudes por parte de la UPME sobre el estudio de conexión.

Se realizó una reunión el 25 de octubre sobre la verificación de las alternativas de mitigación del área oriental, en dicha reunión participaron algunos transportadores. Se definieron compromisos sobre las medidas de mitigación. La UPME tiene pendiente enviar el documento final para socializarlo y analizarlo en la siguiente reunión del área oriental junto

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

con los compromisos adquiridos por los diferentes involucrados, respecto a los espacios en las subestaciones.

***Preguntas e inquietudes:***

Se propone la posibilidad de revisar las situaciones anómalas, que de acuerdo con XM no tienen obras identificadas en el siguiente comité asesor, para ir buscando alternativas de solución. R/ Se plantea la posibilidad de analizar internamente y dar respuesta en el acta de la reunión.

Considerando la problemática ya evidenciada en toda la zona de Sabana Norte, ¿se ha podido avanzar en las opciones a corto plazo que ayuden a solventarla?. R/ En la reunión que se sostuvo el 25 de octubre de 2023, se depuraron algunas obras que se ven viables de implementar. Se espera poder presentar un listado consolidado en la siguiente reunión de área oriental. Sin embargo, es importante mencionar que son soluciones de mediano plazo (3 años en adelante), por lo que se siguen evaluando alternativas para dar una pronta respuesta a este problema.

Se aclara el comentario sobre las situaciones anómalas que no tienen obras identificadas. Cuando se menciona que no tienen obras, se refiere a obras en curso. Sin embargo, sí se han evaluado opciones que resultan no viables por la baja DNA. Entonces es necesario depurar la propuesta sobre ir revisando soluciones, porque ya se han buscado y han resultado no viables ya sea económicamente o por restricciones. Por otro lado se propone programar la segunda revisión de estas alternativas consideradas en el área oriental, para tener propuestas más concretas. La UPME propone enviar la semana del 14 de noviembre la invitación para adelantar esa reunión.

Con respecto a los análisis de los STR en otras zonas del país, ¿ya existe una agenda para iniciar dichos análisis y acercamientos?. R/ Se menciona el cronograma de la UPME. La unidad se compromete a enviarlo para tratar de ir dando cumplimiento al mismo.

Se propone incluir en el acta una mención a las obras sobre las cuales se están adelantando análisis pero que no cuentan con una obra particular como tal. Para ello la UPME se compromete a revisar esto de manera interna y mencionarlo en el acta propiamente.

Se propone una tabla que resuma las afectaciones identificadas por XM, obras asociadas que den solución, si se descartó dicha obra o si está pendiente de análisis.

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Sobre los comentarios a las solicitudes de conexión de proyectos de egeneración que llegan por la ventanilla única, algunas de dichas solicitudes no están llegando con el plazo regulatorio de 20 días hábiles, sino con 15 días. Se solicita revisar eso. Por otro lado, se solicita que se comparta las presentaciones y actas de las reuniones, considerando que al enviarlas muy tarde se complica su revisión y ajustes.

Sobre la problemática de información duplicada en ventanilla, se propone dejar únicamente la información de la red existente en el PARATEC y en la ventanilla dejar la información de las obras que se encuentran en ejecución. En el momento en que los inversionistas declaran en operación sus activos, estos pasan de la ventanilla única al PARATEC. R/ La UPME planea emitir una carta a la CREG para la unificación de estos sistemas de información, para dar solución a la problemática que existe de diferencia de parámetros y la información duplicada. De igual forma, se le solicita a todos los representantes presentes en el CAPT dar respuesta a las solicitudes de la UPME para actualizar la información de la red.

Se propone coordinar una agenda para el siguiente año, que permita definir metas y tareas del comité técnico regulatorio. Definir un plan anual, que bien puede no cumplirse a cabalidad pero que permita plantear las expectativas del comité. La UPME se compromete a revisar este tema.

Se propone compartir un listado de los operadores de red (según la representación que tengan en el CAPT) que no han dado respuesta a la UPME, para dar apoyo en la gestión de dicha información. La UPME se compromete a compartir dicha información para poder agilizar el trámite de esta actualización.

Después de haber recibido todas las solicitudes y adelantado parte del cronograma del 2023, ¿existe alguna actualización de los tiempos para revisión del plan de los operadores de red y también para la publicación de comentarios del plan de expansión?. R/ Se está planteando correr el cronograma mostrado en los anteriores CAPT, aproximadamente mes a mes y medio. Por supuesto todo esto bajo previa autorización.

El líder de trabajo de la línea HVDC híbrida convocará la semana del 14 de noviembre del 2023 una reunión a los miembros del grupo. Con respecto a la nueva subestación San Juan, que fue aprobada para AIR-E, esta última no ha formalizado la decisión de construir la subestación porque solicitó a la CREG la aprobación de ciertas unidades constructivas especiales. Hasta el momento la fecha asignada para esa obra es diciembre del 2025, pero no ha iniciado por la razón ya expuesta.

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

**CAPT No. 202**

**ACTA No.** 

¿Cómo es la agenda de las mesas técnicas regulatorias por lo que resta del año?. R/ Se espera tener otra mesa técnica regulatoria para revisar el avance de la sub mesa en el tema del HVDC. De igual manera, se espera tener otro CAPT en el mes de diciembre para presentar esas nuevas obras que se están evaluando.

Se propone retomar la experiencia frente a la 075 que sirva de retroalimentación para el siguiente año. Todo esto en caso de un replanteamiento o reconfiguración de la normativa. De ser posible se programa para la primera semana de diciembre del 2023.

Se propone compartir las presentaciones que se van a usar en el CAPT con antelación al comité. R/ por parte de la UPME no hay inconveniente, sin embargo, no se sabe si sea posible por parte de las demás entidades que tengan temas por presentar.

**CONCLUSIONES / DECISIONES CAPT**

Se solicita que se compartan las presentaciones y actas de las reuniones. Se propone una solución para evitar la información duplicada sobre parámetros técnicos, tratando de dejar en PARATEC los activos existentes y en ventanilla únicamente los que están en propuesta. La UPME aclara que se va a emitir un comunicado a la CREG para abordar ese tema.

Se propone coordinar una agenda para el siguiente año, para definir las metas y tareas del comité técnico y regulatorio.

Se solicita un listado de los operadores de red que no han dado respuesta a la solicitud de la UPME, para tratar de dar trámite.

La semana del 13 al 17 de noviembre se programará una reunión para el tema de la línea HVDC.


Se espera tener otra mesa técnica regulatoria, para tratar el tema del HVDC para diciembre del presente año.

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

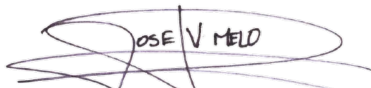
**CAPT No. 202**  
**ACTA No.** 

Se propone enviar las presentaciones utilizadas en el CAPT con anterioridad para poderlas revisar.

**COMPROMISOS - PARTICIPANTES**

TAREA	RESPONSABLE	FECHA INICIO	FECHA FIN
	Debe ser un participante en la reunión		

**FIRMAS**



José Vicente Melo  
(Juan Jacobo Rodríguez)  
Presidente



Javier Andrés Martínez Gil  
Secretario Técnico

**Elaboró:** (Nombres Apellidos)  
**Revisó:** (Nombres Apellidos)

**F-DO-01**

**2022/08/12**

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).