



**VIII** CONGRESO  
INTERNACIONAL

Incorporación de **BATERÍAS** en el  
dimensionamiento de los sistemas,  
**una realidad que no se puede aplazar**

# Análisis de flexibilidad

Suficiencia y seguridad energética para la atención de  
la demanda en Colombia

**Juan Carlos Morales**

Octubre 16 2024

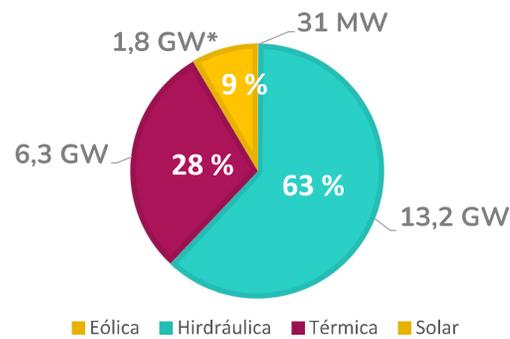
# ¿Cómo vamos con la integración de FERNC?

En 2024, la integración de generación FERNC comienza a reflejarse en la curva de demanda neta y los requerimientos de balance.

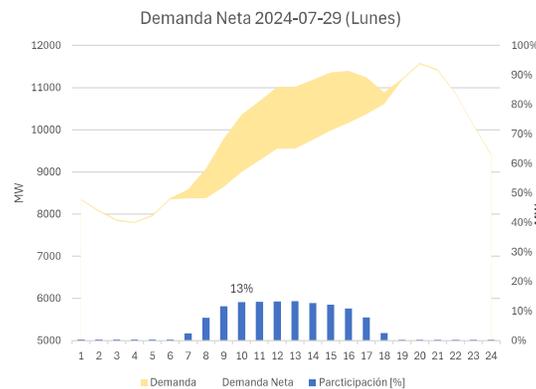
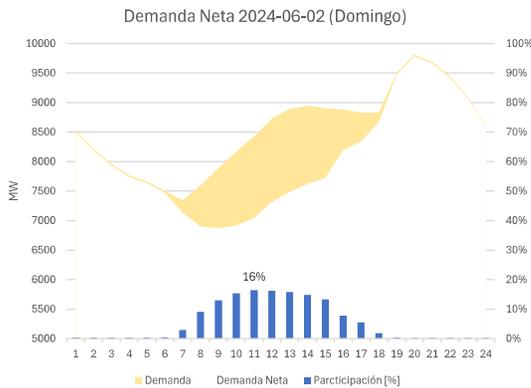
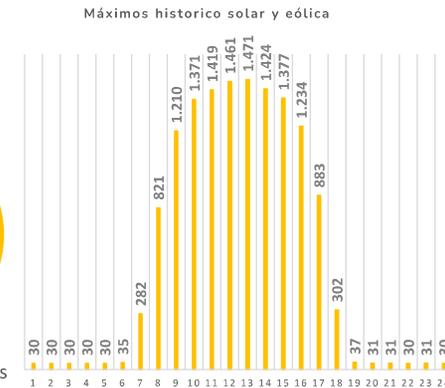
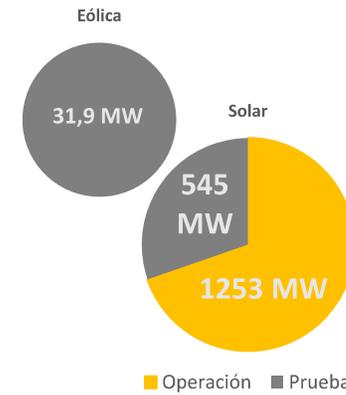
9% de capacidad efectiva neta solar y eólica (1.8GW)

32% de la capacidad efectiva neta solar y eólica en pruebas

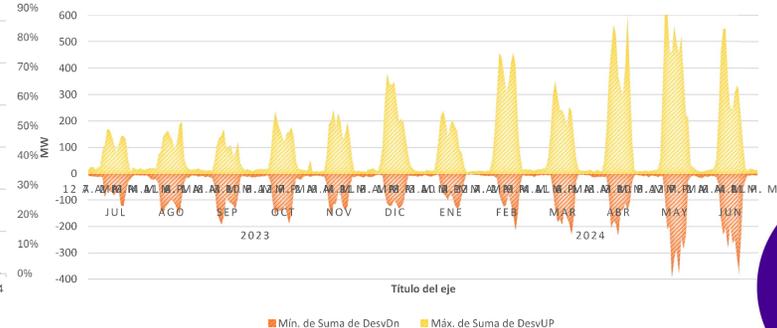
1471 MW de máximo real horario producción solar y eólica



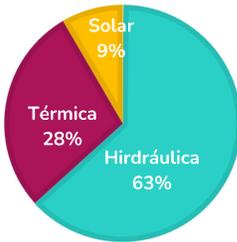
\*Corte a Agosto 01 de 2024. Considera recursos en operación y pruebas



REQUERIMIENTOS MÁXIMOS HORARIOS DE BALANCE POR DESVIACIONES SOLAR Y EÓLICA

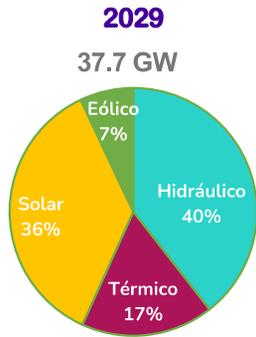


Hoy  
21.5 GW



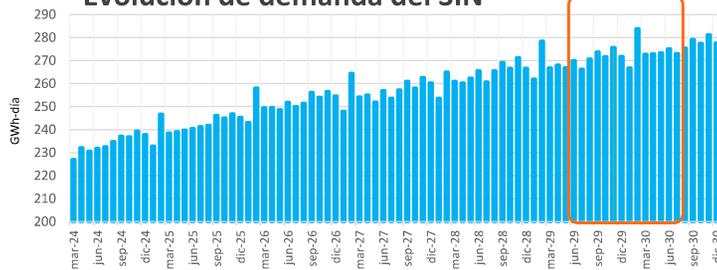
16.2 GW  
FERN C

Proyectos  
CREG  
075 de 2021



¿ A qué posibles  
escenarios nos  
enfrentamos?

Evolución de demanda del SIN



Horizonte  
estudio

Estallido



Meta 6 GW a 2026

Caribe 9.54 GW (59%)

Subárea	Eólica [MW]	Solar [MW]	TOTAL [MW]
GCM	2403	1634	4037
Cerromatoso	0	440	440
Atlántico	10	1206	1216
Bolívar	200	901	1101
Córdoba-Sucre	0	2750	2750

Nordeste 1.91 GW (12%)

Subárea	Eólica [MW]	Solar [MW]	TOTAL [MW]
Boyacá	0	588	588
Santander	0	738	738
Arauca	0	49	49
N. de Santander	0	538	538

Antioquia 1.38 GW (9%)

Subárea	Eólica [MW]	Solar [MW]	TOTAL [MW]
Antioquia	0	1382	1382

Sur 2.35 GW (15%)

Subárea	Eólica [MW]	Solar [MW]	TOTAL [MW]
Valle	0	394	394
Cauca-Nariño	0	149	149
CQR	0	687	687
Huila-Tolima	0	1119	1119

Oriental 0.84 GW (5%)

Subárea	Eólica [MW]	Solar [MW]	TOTAL [MW]
Meta	0	539	539
Bogotá	0	299	299

37.8 GW de  
capacidad  
instalada al 2029

## Estudio de flexibilidad 2029-2030

Preparar el sistema para la integración de 16 GW de generación basada en inversores, con el objetivo de lograr un abastecimiento seguro, confiable y económico de la demanda.

# ¿Cómo abordamos en XM la seguridad y suficiencia energética?

## Estudios de flexibilidad y resiliencia del Sistema

Los estudios realizados por XM permiten Identificar los principales atributos para la operación segura y confiable del sistema en un escenario de alta incorporación de FERNC



### Suficiencia energética

Capacidad de satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad de manera adecuada



#### 1 Suficiencia energética

Contar con el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo:  
Disponibilidad, Complementariedad,  
Almacenamiento

### Seguridad eléctrica

Propender por la disponibilidad y confiabilidad de suministro de energía a la sociedad, en todos los horizontes temporales



#### 2 Flexibilidad en potencia

Mantener el balance generación – demanda :  
Rampas, Desviaciones, Ciclaje.



#### 3 Capacidad de transporte

Poder transportar la energía manteniendo la seguridad:  
Congestionas, Control de voltaje, Esquemas de protección.



#### 4 Calidad, Seguridad y Confiabilidad

Capacidad del sistema para responder de forma adecuada a perturbaciones, manteniendo la estabilidad

# Estudio de flexibilidad 2029-2030



Principales atributos de la operación futura del Sistema



Año	Horizonte	Solar [MW]	Eólica [MW]	Tot. FERNC [MW]	Proyectos gen. [MW]
2019	2023-2024	527	1.565	2.092	4.287
2021-1	2024-2025	1.941	2.490	4.431	6.812
2021-2	2024-2025	5.634	2.531	8.165	10.126
2022-1	2024-2027	8.451	2.732	11.183	13.278
<b>2024-1</b>	<b>2028 - 2029</b>	<b>13.750</b>	<b>2.432</b>	<b>16.182</b>	<b>17.986</b>

2018 - IRENA hizo el primer estudio para la UPME utilizando la herramienta Flextool.

Segundo y tercer estudio de XM, ajustes metodológicos, 3 hidrologías 2021-22 y 2024-25. Recomendaciones del CNO.

Quinto estudio de XM, Consolidación de la operación con una matriz renovable (2029-2030)

2016

2017

2018

2019

2020

2021

2022

2023

2024

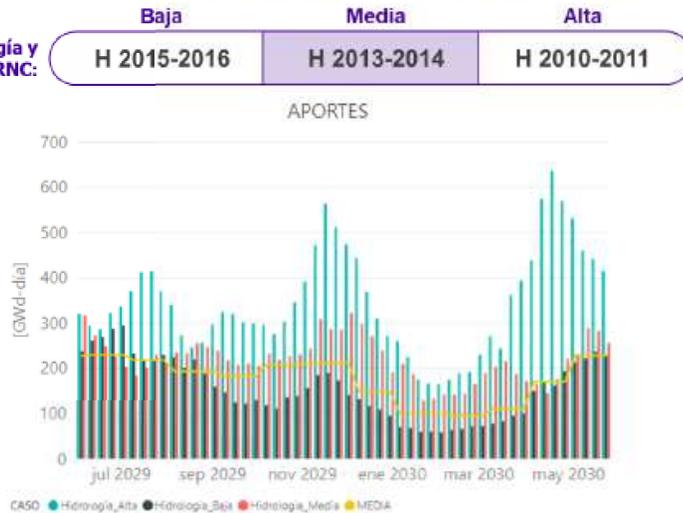
Primer estudio de XM, 3 escenarios de proyectos a 2023-24, 3 hidrologías.

Cuarto estudio de XM, nuevos indicadores, 3 periodos de análisis desde el 2024 hasta el 2027.

# Estudio de flexibilidad 2029-2030



3 Hidrología y Series FERNC:



<b>Condición Inicial Embalse</b>  Promedio histórico 01-Jun	<b>Proyección demanda</b>  Escenario Medio UPME	<b>Mantenimientos</b>  No se consideran	<b>Información combustibles</b>  Precios UPME 2023 Disponibilidad libre	<b>Costos O&amp;M</b>  Térmicas: Reportado Hidro: Diferencial
---	---	---	--	--

<b>Red de transmisión</b> 	<b>Expansión</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Corte Sep 1-2023</li> <li>Sin sensibilidad a retrasos de obras</li> </ul>	<b>Restricciones</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Cortes eléctricos STN y STR</li> <li>Requerimiento de unidades equivalentes</li> </ul>
-------------------------------	---	--

**Periodo de simulación** **Junio 2029 - Junio 2030**

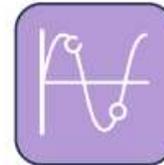
Simulaciones de un año iniciando en junio y terminando en mayo.  
 Condición terminal año adicional.  
 Corte para proyectos: 01 octubre 2023



3

## Suficiencia Energética

Asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo: Disponibilidad, Complementariedad, Almacenamiento



4

## Flexibilidad en Potencia

Mantener el balance generación – demanda : Rampas, Desviaciones, Ciclaje.



5

## Capacidad de transporte

Habilidad para transportar energía manteniendo la seguridad: Congestionamientos, Vertimientos, Control de voltaje, Esquemas de protección.



6

## Seguridad y Confiabilidad

Capacidad del sistema para responder de forma adecuada a perturbaciones, manteniendo la estabilidad.

# Indicadores estudios de flexibilidad

Estallido **6GW**

Seguridades	Indicadores estudio de flexibilidad		2019	2021-I	2021-II	2022-I	2024-I
			2 GW	4.4 GW	8.2 GW	11 GW	16.2 GW
Suficiencia energética	1	Atención de la demanda	Green	Green	Green	Green	Yellow
	2	Complementariedad	Green	Green	Green	Green	Red
Flexibilidad de potencia	3	Demanda neta (déficit de reserva a bajar)	Green	Green	Green	Green	Red
	4	Capacidad de coordinación de cambios de generación	Green	Yellow	Red (1)	Red	Red
	5	Rampas horarias	Yellow	Yellow	Red (2)	Red	Red
	6	Rampas cinco minútales	Green	Green	Green	Green	Yellow
	7	Desbalances intrahorarios	Yellow	Yellow	Red (3)	Red	Red
	8	Desviaciones	Yellow	Yellow	Red (4)	Red	Red
	9	Reserva caliente y fría	Green	Green	Green	Green	Yellow
	10	Reservas de AGC (Horarias)	Green	Green	Green	Green	Yellow
	11	Restricciones	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Capacidad de transporte	12	Vertimientos por red (atrapamientos)	Green	Green	Green	Green	Yellow
	13	Impacto de desviaciones en límites de seguridad	Green	Green	Green	Green	Red
Seguridad	14	Inercia	Green	Green	Green	Green	Red
	15	Regulación primaria	Green	Green	Green	Green	Red
	16	Corto circuito máximo	Green	Green	Red (5)	Red	Red
	17	Fortaleza de red	Green	Green	Yellow (6)	Red	Red
	18	Soportabilidad de la frecuencia (NADIR )	Green	Green	Yellow (7)	Red	Red
	19	Soportabilidad derivada de la frecuencia (ROCOF)	Green	Green	Yellow (8)	Red	Red
	20	Suficiencia EDAC	Green	Green	Green	Green	Yellow
	21	Oscilaciones	Green	Green	Green	Green	Yellow
	22	Propagación huecos de tensión	Green	Green	Yellow (9)	Red	Red
	23	Recuperación lenta inducida por fallas (Frecuencia y Voltaje)	Red	Red	Red (10)	Red	Red
24	Estabilidad transitoria	Green	Green	Green	Green	Yellow	
25	Protecciones	Green	Green	Green	Green	Red	

Los resultados del presente estudio, representados en 25 indicadores de los cuales 24 se identifican con riesgo, ratifican la necesidad de tomar **acciones frente a la incorporación de la generación no síncrona**, para lo cual, se requieren cambios en los modelos operativos y de mercado para garantizar el abastecimiento seguro, confiable y económico de la electricidad.

1 Acercar las declaraciones de disponibilidad y necesidades de consumo a la operación real del sistema, crear mecanismos de ajustes operativos con una menor granularidad a la horaria (despacho de tiempo real, con granularidad de 5 minutos). Avanzar en la automatización del control de generación.

5 Definir las obras necesarias para la repotenciación de la infraestructura y/o aportes de CC.

6 Habilitar la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia para eventos de sub frecuencia en la solar y la eólica, desplegar equipos que fortalezcan la red con aporte de inercia y fortaleza (condensadores síncronos), garantizar los requisitos de conexión y soportabilidad de los IBR's.

## Suficiencia Energética

### Entrada oportuna de proyectos

Coordinación interinstitucional para la entrada de proyectos de generación y transmisión

### Generación térmica

Disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos ante periodos de escasez de los recursos renovables

### Complementariedad estacional

Políticas de mercado que garanticen una expansión de la generación con la complementariedad requerida

### Almacenamiento

Instalación de generación solar y eólica con almacenamiento, para el traslado de energía intradiario

### Concentración de producción

Asignación de puntos de conexión con criterios de complementariedad energéticas y de potencia

### Variables y pronósticos

Capacidad institucional para la medición y pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico



## Flexibilidad en Potencia

### Flexibilización de generación

Flexibilización del parque térmico e hidráulico, de tal forma que exista mayor competencia para valores de demanda neta bajos

### Observabilidad el sistema

Incentivos regulatorios para mejorar la observabilidad del consumo y generación del sistema durante la operación real

### Coordinación con los SDL's

Mejorar la capacidad de los operadores de red para gestionar los altos volúmenes de generación que se integrará a los SDL's

### Coordinación operativa

- Mecanismo de ajustes horarios, y permitir que la generación y la demanda puedan realizar redespachos en cercanías a la operación real
- Instancias operativas con una menor granularidad y más cercanas a la operación del sistema (despacho operativo de 5 minutos)
- Establecer que todas las plantas despachadas centralmente se integren al control automático de generación del CND

### Plantas autodespachadas

Disminuir el umbral de participación en el despacho central a 5 MW y fortalecer los mecanismos de control operativo

## Capacidad de Transporte

### Exportación Área Caribe

Infraestructura de red necesaria para evacuar la generación disponible en el área Caribe

### Capacidad de Corto Circuito

Repotenciar la infraestructura de transporte con agotamiento de la capacidad de corto circuito

### Restricciones eléct. y oper.

Infraestructura de red requerida para minimizar las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

### Obras urgentes

Fortalecer la ejecución rápida de obras de mitigación que compensen el retraso en la ejecución de proyectos

### Aplanamiento de la curva

Baterías para mitigar de transporte y/o aplanamiento de la curva de consumo y producción

### Expansión de red

Análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados



## RECOPIACIÓN DE ACCIONES » REQUERIDAS «

## Calidad, Seguridad y Confiabilidad

### Inercia y Corto Circuito

Regular los servicios de aporte de nivel de cortocircuito y aporte de inercia

### Regulación primaria de frecuencia

Incentivos requeridos para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de regulación primaria en todas las tecnologías

### Desempeño dinámico del sistema

Despliegue a gran escala de equipos que garanticen la fortaleza e inercia requeridos

### Índices de fortaleza

Incorporar en la asignación de puntos de conexión criterios de estabilidad transitoria y dinámica del SIN

### Fortalecer el área GCM

Definir la instalación de condensadores síncronos para fortalecer la red de la subárea GCM

### Desarrollo de nuevos mercados

Desarrollar mercados de largo y corto plazo que permitan garantizar la disponibilidad de servicios de inercia y cortocircuito

### Estudios para puntos de conexión

Solicitar a los promotores como parte de los estudios de conexión simulaciones RMS y EMT

### Resiliencia del sistema frente a fallas

Incorporar en el desarrollo de los planes de expansión, criterios de resiliencia frente a eventos de gran magnitud

### Soportabilidad y curvas de desempeño

- Regular la soportabilidad ante cambio de la frecuencia (ROCOF).
- Regular la soportabilidad ante huecos de tensión
- Regular los deltas de tensión máximos permitidos frente a variaciones en potencia e incorporar curvas de desempeño dinámico de la tensión



# Suficiencia energética

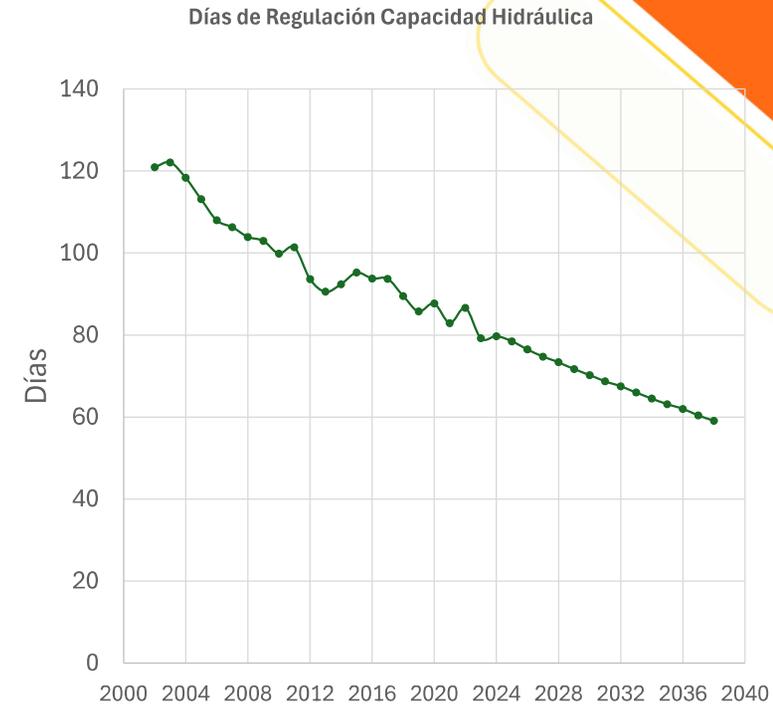
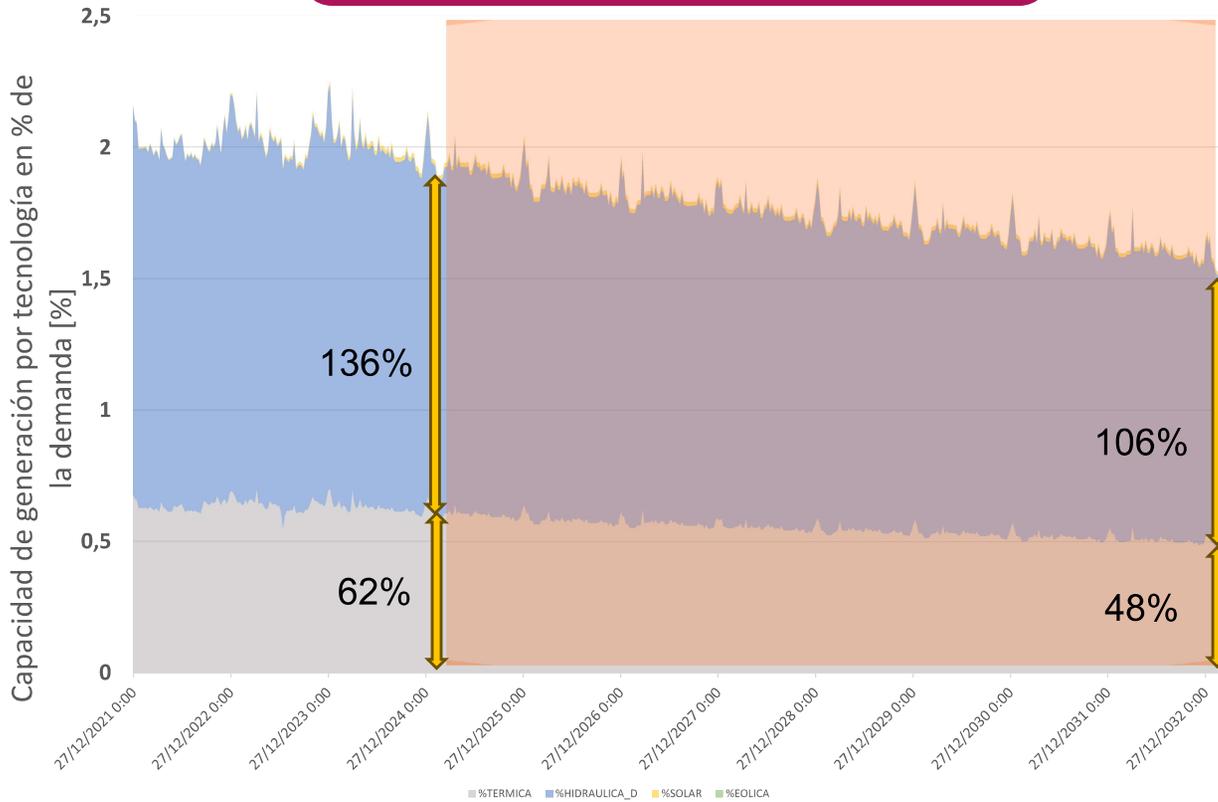
Se debe mantener una matriz diversificada, con fuentes de producción renovable a lo largo del territorio y aprovechar la complementariedad estacional y diaria de los recursos hidráulicos, térmicos, eólicos y solares frente a condiciones meteorológicas como los fenómenos de El Niño y La Niña.





# ➤ Evolución de la capacidad instalada

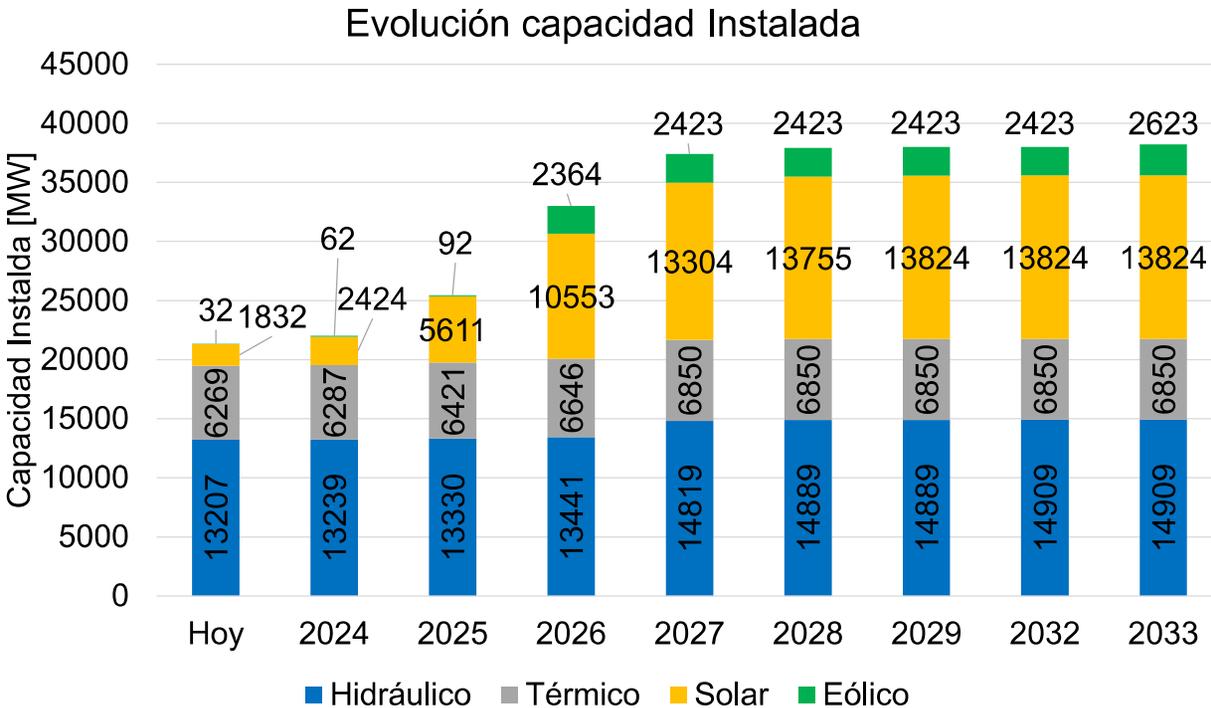
Escenario sin la inclusión de nuevos proyectos



De no materializar los planes de expansión de generación en los próximos años, la capacidad instalada del sistema respecto a la demanda se ubicará en mínimos históricos (156% Aproximadamente).

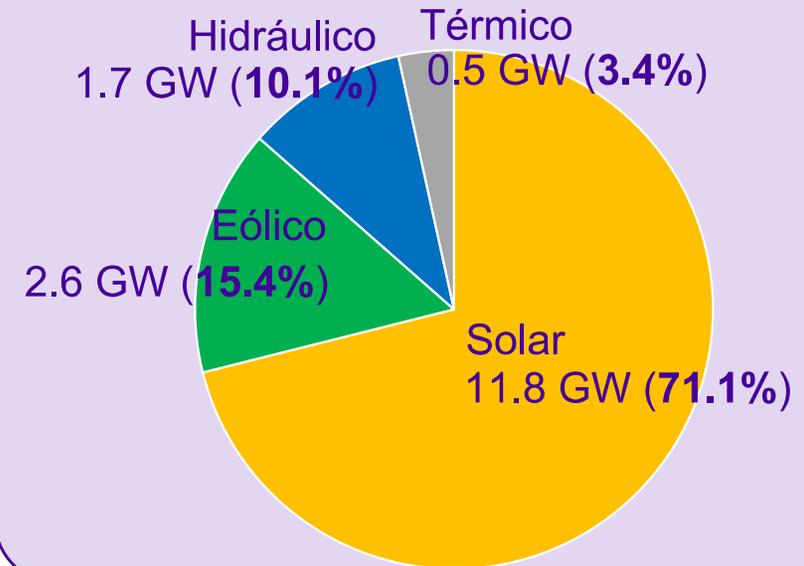


## ➤ Evolución de la capacidad instalada



\*Corte a 30 de Octubre de 2024, contiene la información de plantas en pruebas

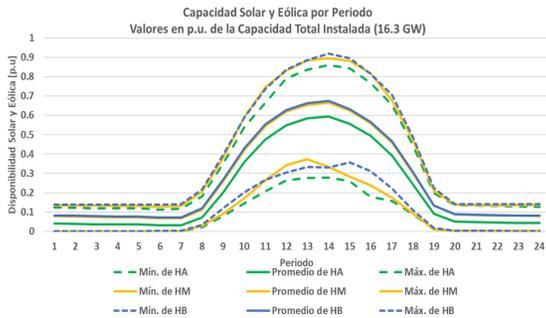
### Nueva Capacidad a Instalar en el Sistema a 2033



Teniendo en cuenta los puntos de conexión aprobados por UPME, **más del 70% de la expansión de la generación será solar**; en este entorno, el almacenamiento está llamado a convertirse en el habilitador de la transición energética, como mecanismo de administración de la variabilidad de este tipo de fuentes.

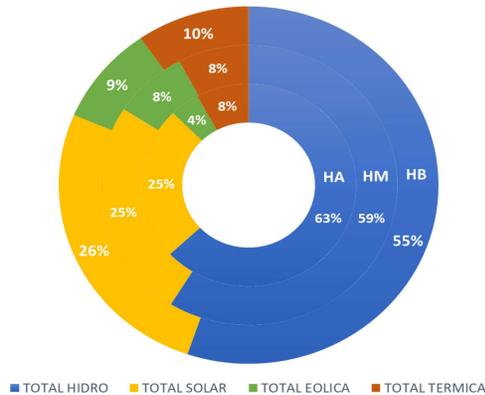


## ➤ Suficiencia Energética

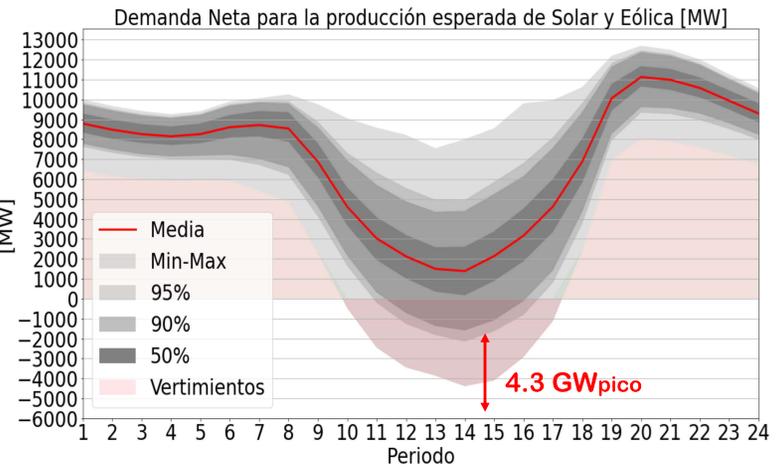


Los resultados indican alta variabilidad del recurso eólico y solar, con disponibilidades del recurso que varían a nivel horario entre el **90%** y el **22%** de la capacidad instalada.

CASOS 2029-2030



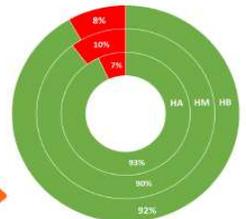
Las fuentes solares y eólicas atienden entre el **29%** y el **35%** de la demanda energética en todos los escenarios, con valores de máxima producción horaria que superan el **85%** de la demanda, el parque térmico complementa los periodos de baja capacidad de producción solar, eólica e hídrica.



En los tres escenarios evaluados en el estudio, se encuentran vertimientos de generación solar y eólica superiores al 8% de la capacidad en todas las hidrologías.

En los tres escenarios, los vertimientos solares y eólicos alcanzan al menos 7.8 GWh por día.

Vertimientos Solar y Eólica 2029-2030



La instalación de recursos de generación solar y eólica con capacidad de almacenamiento ayudaría a que la energía disponible en periodos de alta radiación y viento puedan ser inyectadas al sistema en periodos en los cuales se cuente con menor recurso primario, evitando vertimientos y mejor uso de la infraestructura.



## ➤ Acciones requeridas

### Suficiencia Energética



#### ➤ Entrada oportuna de proyectos

Realizar **coordinación interinstitucional** para asegurar la **entrada en operación de los proyectos de generación y transmisión** que permitan atender el crecimiento de la demanda con los niveles de calidad, confiabilidad y economía esperados por la sociedad.

#### ➤ Almacenamiento

Incentivar la **instalación de recursos de generación solar y eólica con capacidad de almacenamiento**, de tal forma que la energía disponible en periodos de altos niveles de sol y viento puedan ser trasladados a periodos en los cuales se cuente con menor recurso primario.

#### ➤ Generación térmica

Garantizar la **disponibilidad y flexibilidad en la producción y transporte de los combustibles requeridos por la generación térmica** para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, brindando la suficiencia necesaria en periodos de escasez del recurso solar, eólico o hídrico. Esto será esencial en los primeros años de la transición energética, especialmente si los retrasos en la entrada en operación de proyectos de generación y transmisión continúan.

#### ➤ Evitar la concentración de producción

Tener en cuenta en la **asignación de puntos de conexión** criterios de **complementariedad** energéticas y de potencia, con el fin de disminuir los riesgos de reducciones masivas de la producción durante condiciones atmosféricas adversas en regiones con alta concentración de recursos solares y eólicos.

#### ➤ Evaluar complementariedad estacional

La afectación a la capacidad de producción de las fuentes hídricas (fenómeno del niño) y la solar y eólica (fenómeno de la niña y temporada de lluvias) acentúan la vulnerabilidad de la matriz energética, frente a lo cual, es necesario desarrollar políticas de mercado de largo plazo que **garanticen una expansión de la capacidad de generación con la complementariedad requerida**.

#### ➤ Variables y pronósticos meteorológicos

Mejorar la **capacidad institucional para la medición y pronósticos de variables meteorológicas** de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo de libre acceso que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala. Lo anterior, para mejorar la capacidad de reacción frente a la variabilidad del recurso primario en el largo, mediano, corto y muy corto plazo.



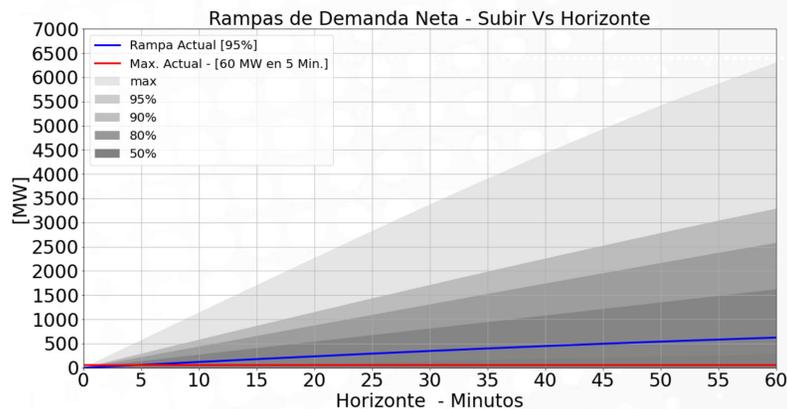
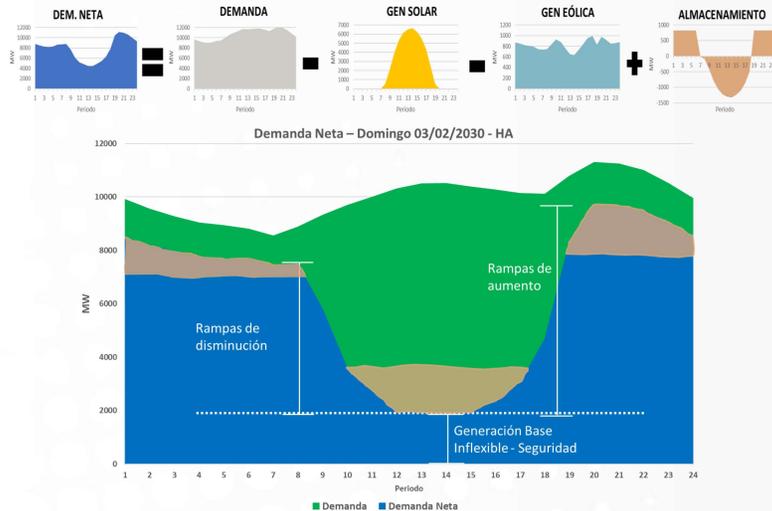
# Flexibilidad en potencia

Con la incorporación de 16 GW de generación renovable, el patrón de balance entre la carga y generación a lo largo del día cambia significativamente, producto principalmente del ciclo diario de producción de la generación solar.

Se observan requerimientos de rampas de bajada de generación en la mañana, y de rampas de subida en la tarde, que exigirán mayor flexibilidad del parque generador existente, así como otras dinámicas y comportamientos que revisten importancia para la atención segura y confiable de la demanda.



# Flexibilidad en potencia



## Complementariedad intra-horaria

Evaluar la viabilidad de mecanismos que incentiven la integración de **plantas de generación que incorporen baterías con la capacidad regular la variabilidad e incertidumbre** inherentes a este tipo de recursos durante el día operativo.

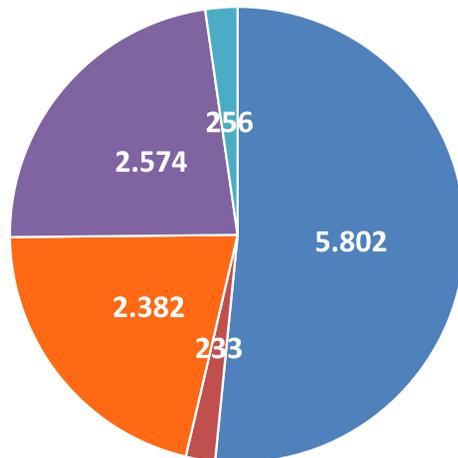
## Reducción de rampas de demanda neta

Mantener la flexibilidad de las plantas hídricas, así como desarrollar **servicios que sea posible prestar con las Baterías**, plantas solares y eólicas, incluyendo servicios como rampas, regulación primaria y AGC.

**A 2024**, Colombia cuenta con 11.3 TWh de almacenamiento en embalses\*, con una potencia pico de 11 GW aproximadamente.

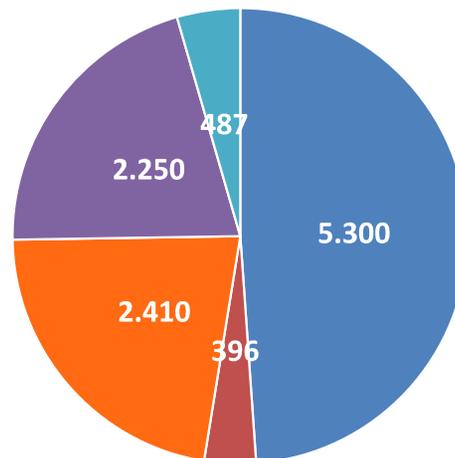
## Capacidad del almacenamiento hidráulico

Capacidad de almacenamiento - GWh



**11254 GWh**

Potencia MW



**11 GW pico**



Contar con capacidad de almacenamiento hidráulico, le permite al sistema eléctrico colombiano administrar de forma eficiente la variabilidad e incertidumbre asociada a las fuentes renovables no convencionales, permitiendo el traslado de grandes bloques de energía a nivel diario, horario y entre las temporadas secas y lluviosas.



\* Se considera únicamente embalse principal de cada planta (exceptuando Urra, Salvajina, Betania y Ituango), no se consideran aportes ni acoplamientos hidráulicos como cadenas. El ejercicio es comparativo frente a una situación similar de una batería.



# Acciones requeridas

## Flexibilidad en potencia



### Flexibilización del parque de generación

Desarrollar mecanismos para la **flexibilización del parque térmico e hidráulico**, de tal forma que exista mayor competencia para valores de demanda neta bajos (Mínimos técnicos, tiempo en línea, tiempo fuera de línea, tiempos de aviso).

### Flexibilidad del parque hidráulico

Trabajar interinstitucionalmente para **garantizar que la flexibilidad en el manejo de los embalses se mantenga**, y en caso de ser necesario, se complementa con otras fuentes de flexibilidad.

### Flexibilidad del parque térmico

Flexibilizar la capacidad de acceso al combustible primario será fundamental para enfrentar la variabilidad e incertidumbre de la generación solar y eólica. Se recomienda **flexibilizar el sistema de transporte de gas para que las plantas térmicas a gas puedan ofrecer productos y servicios requeridos**.

### Flexibilidad del parque solar y eólico

Incentivar desde la asignación de puntos de conexión o desde mecanismos de mercado la integración de **plantas de generación mixtas que incorporen baterías con la capacidad regular la variabilidad e incertidumbre** inherentes a este tipo de recursos durante el día operativo.

### Coordinación operativa

En el corto plazo se requieren **nuevos elementos regulatorios y tecnológicos de coordinación operativa** para mantener el balance entre la carga y la generación. Entre ellos:

- Implementar el mecanismo de **ajustes horarios**, y permitir que la generación variable y la demanda puedan realizar redespachos en cercanías a la operación real del sistema; lo anterior, acompañado de mecanismos de mercado que incentiven la provisión de la mejor información disponible.
- Incluir instancias de ajustes operativos con una menor granularidad y más cercanas a la operación del sistema (**despacho operativo de 5 minutos**).
- Establecer que todas las plantas despachadas centralmente se integren al **control automático de generación** del CND, y reciban consignas de potencia enviadas digitalmente para su implementación en sitio.

### Observabilidad del sistema

Generar Incentivos regulatorios para **mejorar la observabilidad del consumo y generación** del sistema durante la operación real, de tal forma que los requerimientos de balance puedan ser establecidos con precisión.

### Coordinación con los SDL's

Mejorar la **capacidad de los operadores de red para gestionar los altos volúmenes de generación que se integrará a los SDL's** y administrar los servicios que estos pueden prestar al sistema, para lo cual se recomienda avanzar en la estructuración de las funciones y servicios que se pueden **desarrollar mediante la figura de DSO**.

### Plantas autodespachadas

**Disminuir el umbral de participación en el despacho central** a 5 MW, así mismo, fortalecer los mecanismos de coordinación y control operativo de este tipo de recursos, mediante figuras como el agregador.

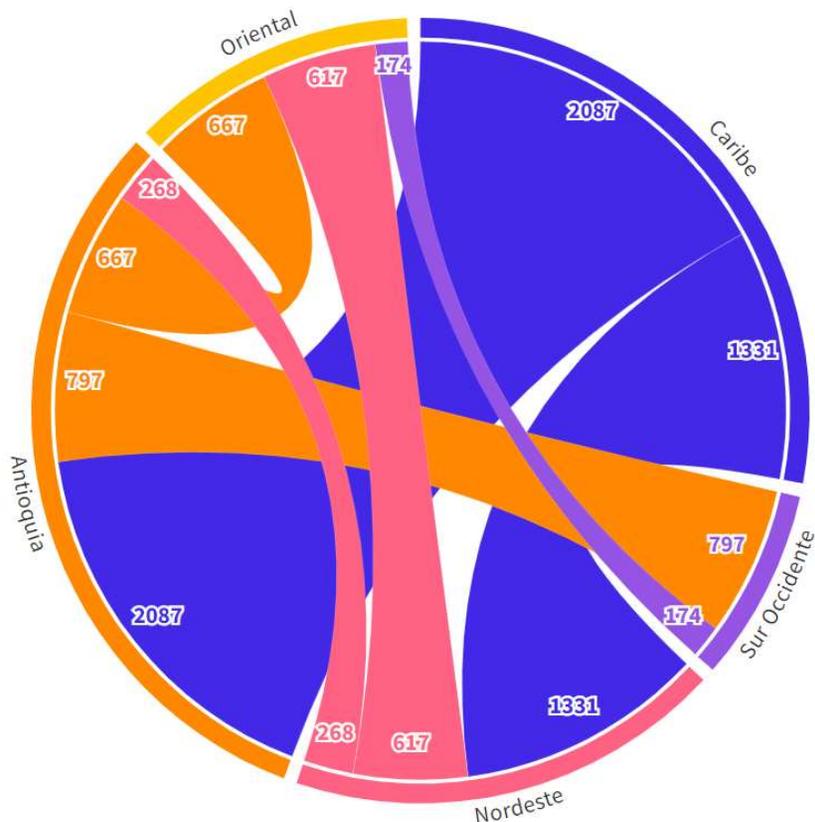


# Capacidad de transporte

La red de transporte es un actor clave para el aprovechamiento eficiente de la matriz de generación, garantizar la entrada oportuna de proyectos de expansión, desplegar nuevas tecnologías, repotenciar la red existente y abordar las problemáticas asociadas al envejecimiento de la infraestructura y el aumento de los niveles de cortocircuito, resulta indispensable para integrar mayor capacidad de FERNC al sistema.



## ► Capacidad de transporte



Distribución de los intercambios [MW] por los cortes entre áreas  
[2030-02-16 HB]  
6.8 GW de generación en caribe

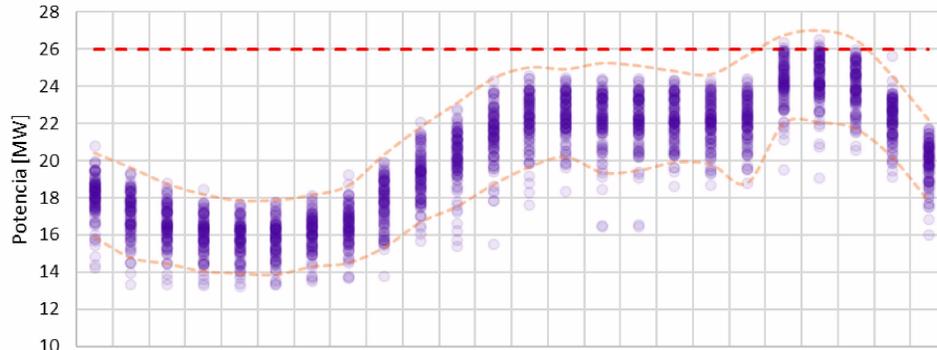
Las baterías se pueden considerar como mecanismo para mitigar problemas de infraestructura de transporte y/o gestión de la curva de consumo y producción, frente a lo cual se hace viable:

- Considerar en la asignación de puntos de conexión, la **entrada de proyectos de generación** con capacidad de almacenamiento.
- Incentivar que los planes de expansión de los Operadores de Red **incluyan soluciones de generación localizada**, para atender el crecimiento en la **demanda de electricidad** y mitigar problemáticas de **agotamiento de la red de transmisión**, en aquellos casos que sea una solución viable y eficiente.

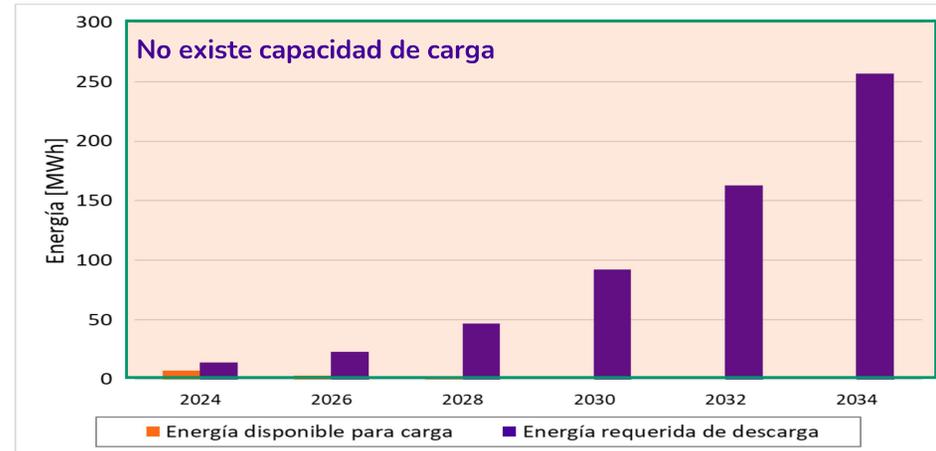
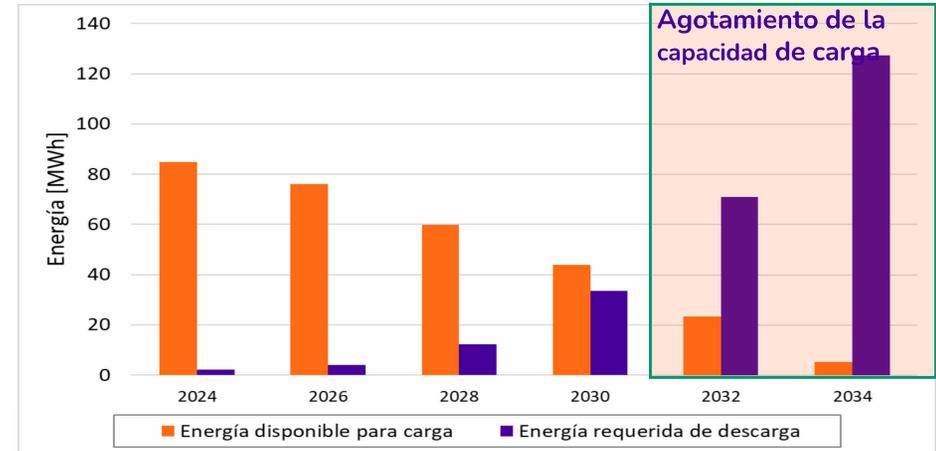
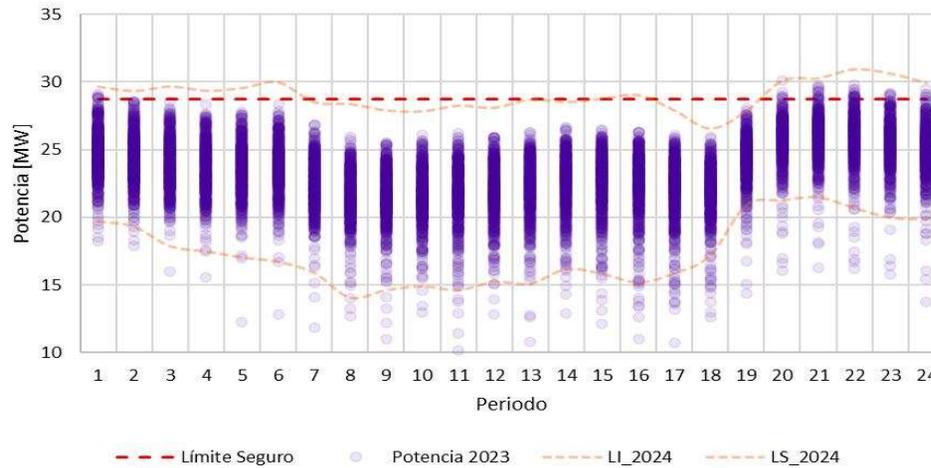


# ➤ Capacidad de transporte – Ejemplos baterías

Demanda Junín - Tumaco 2024

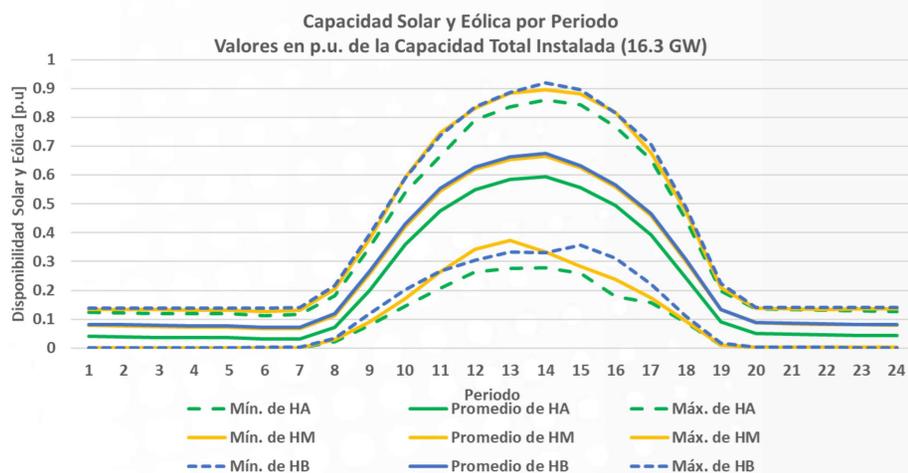


Demanda Gambote 2024

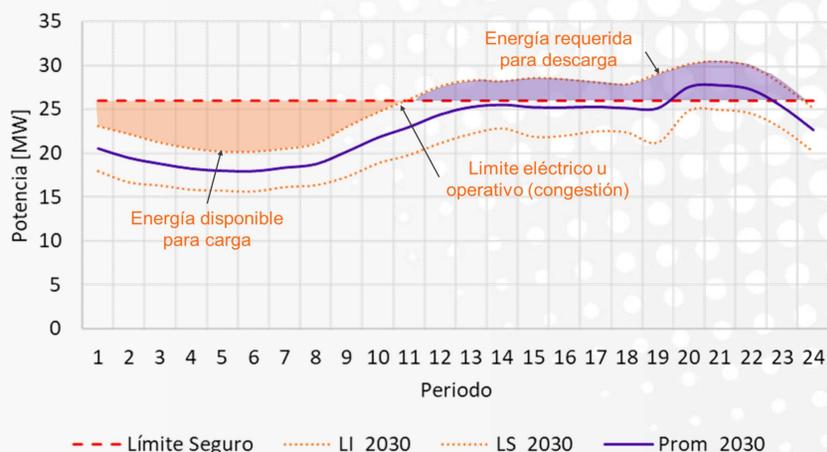


## ➤ Capacidad de transporte

Reto: Disponibilidad del recurso para efectuar ciclos de carga.



Reto: Disponibilidad de capacidad de transporte de energía para efectuar ciclos de carga/descarga



En escenarios de amplia integración de generación variable y retrasos en el desarrollo de la infraestructura, la utilización de baterías para mitigar restricciones eléctricas y operativas no elimina la necesidad de desarrollar la red de transporte. Administrar de forma eficiente la variabilidad de las fuentes primarias de producción y la capacidad de transporte de la red, y coordinar estas acciones con el desarrollo de la infraestructura de transportes es fundamental en un escenario de transición energética acelerada.





# Acciones requeridas

## Capacidad de transporte



### Capacidad de exportación área Caribe

Desarrollar la **infraestructura de red necesaria para evacuar la generación disponible en el área Caribe** y llevarla a las demás áreas. Los retrasos en la entrada de los proyectos considerados en este estudio pueden modificar considerablemente los resultados respecto a los vertimientos de solar y eólica y disponibilidad del recurso para la atención segura y confiable de la demanda.

### Capacidad de corto circuito

**Repotenciar la infraestructura de transporte**, sobre la cual se observa un agotamiento de la capacidad de corto circuito producto de una mayor dispersión en la ubicación de las inyecciones de corriente en la red de transmisión relacionada directamente con la integración de fuentes de generación variable. Se recomienda generar los mecanismos necesarios para la materialización de las reposiciones, reconfiguraciones y/o instalación de equipos limitadores de corriente de corto, que garanticen la sostenibilidad en el largo plazo de la infraestructura requerida para la transición energética.

### Restricciones eléctricas y operativas

Desarrollar la infraestructura de red requerida para **minimizar las restricciones eléctricas y operativas del sistema**. En particular, desarrollar la red que permita **eliminar los agotamientos de las redes de los sistemas de transmisión regionales** que comprometen la atención segura y confiable de la demanda se torna fundamental para la transición energética, por lo que un trabajo articulado institucional es requerido para la definición y puesta en funcionamiento de dicha infraestructura.

### Desarrollo de obras urgentes

Las experiencias nacionales e internacionales indican que desarrollos “urgentes” en la red serán necesarios en la medida que las condiciones de operación cambian y el sistema evoluciona hacia una red más renovable y con una demanda creciendo a ritmos más elevados. En este sentido, se torna fundamental **fortalecer la ejecución rápida de obras de mitigación que compensen el retraso en la ejecución y/o definición de proyectos**, frente a lo cual se requiere una amplia coordinación institucional para desarrollar de forma rápida y oportuna este tipo de infraestructura.

### Aplanamiento de la curva de demanda

Considerar las **baterías como mecanismo para mitigar problemas de infraestructura de transporte y/o aplanamiento de la curva de consumo y producción**, frente a lo cual se recomienda:

- Considerar en la asignación de puntos de conexión, la **priorización de proyectos de generación mixtos**, con capacidad de almacenamiento y ubicados en cercanía a la demanda.
- Incentivar que los planes de expansión de los Operadores de Red **incluyan baterías y/o soluciones de generación localizada, para atender el crecimiento en la demanda de electricidad y mitigar problemáticas de agotamiento de la red de transmisión**, en aquellos casos que aplique.

### Planes de expansión de la red

Considerar realizar **análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados**, para definir nuevas obras o limitar aprobación de nuevos puntos.



# Calidad, seguridad y confiabilidad

La calidad seguridad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico con la integración de 16 GW de generación no síncrona, será posible en la medida que los déficits de fortaleza de red (aporte de corto circuito “real”), inercia y servicios de contención de la frecuencia sean abordados desde la regulación y la planeación de la expansión, y desplegadas las herramientas requeridas para mantener la operación estable en este escenario.





# ➤ Déficit de corto circuito e inercia



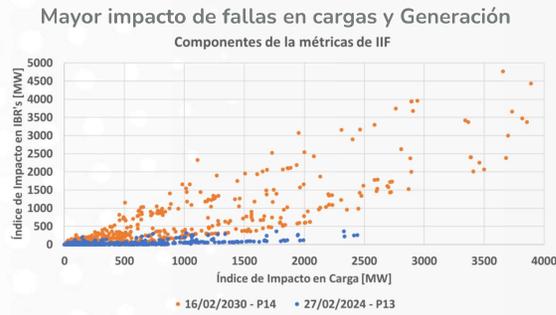
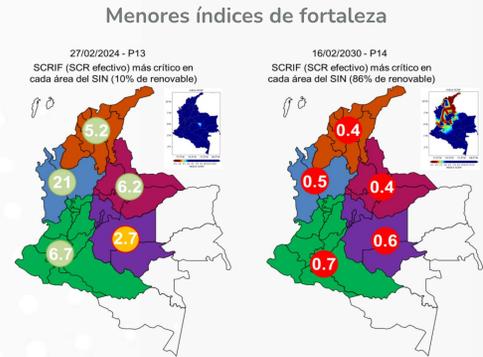
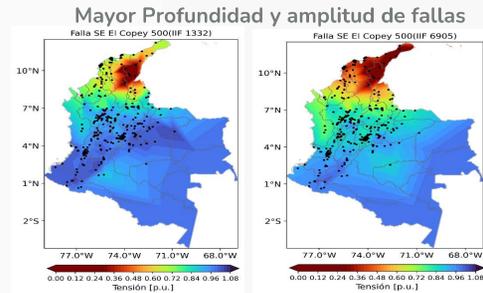
100% Síncrono  
0% IBR's

75% Síncrono  
25% IBR's

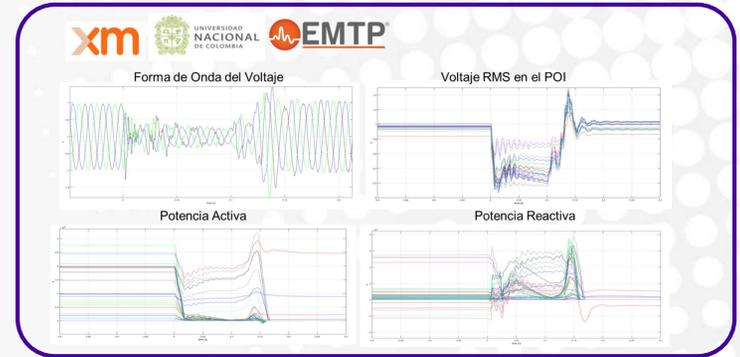
25% Síncrono  
75% IBR's

0% Síncrono  
100% IBR's

Adaptada de : <https://www.youtube.com/@PowerSystemsOperation/videos>



## Desconexión masiva de inversores frente a contingencias

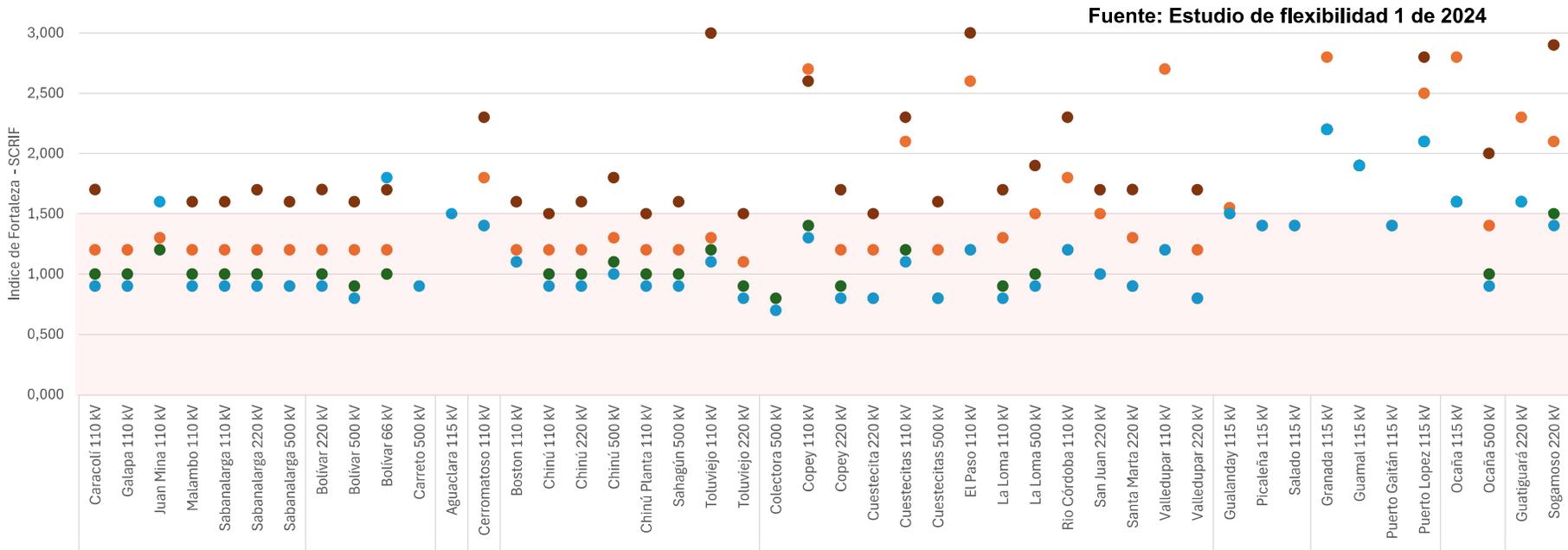


Definir los servicios de aporte de inercia y cortocircuito real, así como otros mecanismos de contención de la frecuencia (como regulación rápida de frecuencia) y habilitar nuevas tecnologías para proveer los mismo (Condensadores síncronos o baterías formadoras de red -GridFormming\*).

\* La tecnología GridFormming se encuentra en desarrollo, y promete ser una pieza fundamental de la TE



# ➤ Evolución de la fortaleza de red (SCRIF)



**2024**  
3.5 GW de FERNC

**2025**  
7.5 GW de FERNC

**2026**  
10.6 GW de FERNC

**2027**  
12.1 GW de FERNC

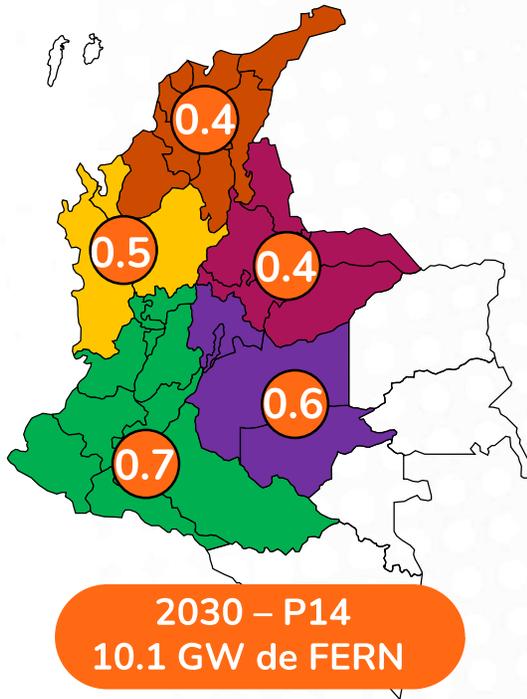
En la medida que el nivel de FERNC se incrementa y reemplaza el parque síncrono, disminuirán los niveles de fortaleza del sistema, en los casos donde el índice de fortaleza SCRIF sea inferior a 1.5, se requeriría generación de seguridad adicional y/o cortes de producción de la generación conectada mediante inversores para garantizar la operación segura y estable del sistema.



## ➤ Recuperación de los niveles de fortaleza

### Caso Base

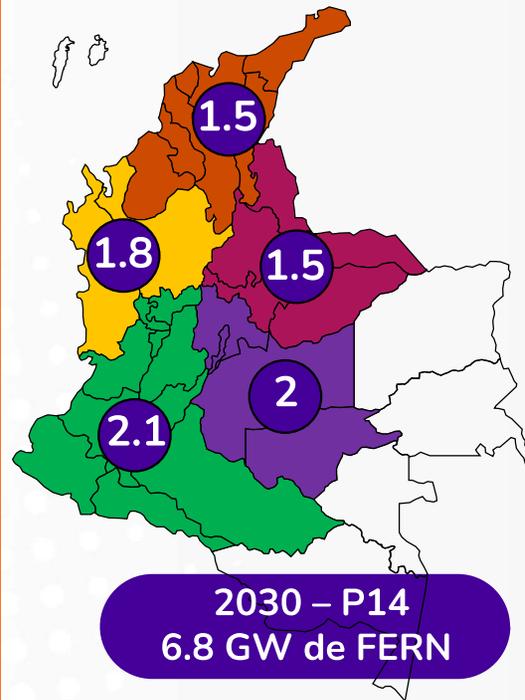
SCRIF (SCR efectivo) más crítico en cada área del SIN (86% de renovable)



2030 – P14  
10.1 GW de FERN

### Medidas Operativas

SCRIF (SCR efectivo) más crítico en cada área del SIN (Medias Operativas)



2030 – P14  
6.8 GW de FERN

Fuente: Estudio de flexibilidad 1 de 2024

En algunos escenarios de generación no será posible garantizar los niveles de fortaleza requeridos con el despacho natural:

En este caso, fue necesario realizar **cortes de producción de 3.3 GW de FERNC**, así como programar **generación de seguridad para aporte de corto circuito e inercia** en las subáreas con mayor incorporación de generación renovable:

**GCM:** Guajira 1 y 2, Termonorte

**Atlántico:** Tebsa y Flores 4

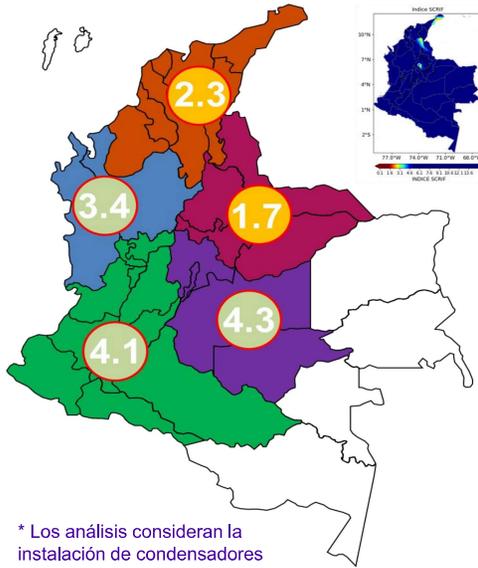
**Bolívar:** Proelectrica

**Cordoba – Sucre:** Tesorito



## ➤ Recuperación de los niveles de fortaleza

16/02/2030 - P14 (acciones Operativas)  
SCRIF (SCR efectivo) más crítico en cada  
área del SIN (Condensadores Síncronos)



ATLÁNTICO	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
SABANALARGA 500	1111 – (> 1.3 kA)
NV BQUILLA 220	439 – (> 1.2 kA)
TEBSA 220	439 – (> 1.2 kA)
CARACOLI 110	233 – (> 1.2 kA)
MALAMBO 110	233 – (> 1.2 kA)

**2.5 GVA**

CÓRDOBA SUCRE	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
SAHAGÚN 500	2194 – (> 2.4 kA)
CHINÚ 500	1179 – (> 1.3 kA)
TOLUVIEJO 220	449 – (> 1.2 kA)

**3.8 GVA**

GCM	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
COLECTORA 500	2326 – (> 2.7 kA)
CUESTECITAS 500	2326 – (> 2.7 kA)
CUESTECITAS 220	892 – (> 2.3 kA)
COPEY 220	449 – (> 1.2 kA)
VALLEDUPAR 220	439 – (> 1.2 kA)
EL BANCO 110	200 – (> 1 kA)
GUATAPURÍ 110	200 – (> 1 kA)
SANTA MARTA 110	200 – (> 1 kA)
LA JAGUA 110	200 – (> 1 kA)
RIOHACHA 110	200 – (> 1 kA)

**7.5 GVA**

BOLÍVAR	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
CARRETO 500	2326 – (> 2.7 kA)
BOLÍVAR 220	878 – (> 2.4 kA)

**3.2 GVA**

**17  
GVA**  
déficit Corto  
Circuito

Mantener las condiciones de estabilidad del sistema y aumentar la capacidad de incorporación de segura de fuentes de generación conectadas mediante inversores sin depender de la generación de seguridad del parque síncrono, implica el **aprovisionamiento a gran escala de equipos que aporten cortocircuito**, principalmente en el área Caribe. 17 GVA de aporte de CC se estiman que sean necesarios para habilitar 10 GVA de generación conectada mediante inversores.



# ➤ Acciones requeridas

Calidad, Seguridad y Confiabilidad



## ➤ Servicio de inercia y Corto Circuito

Regular los servicios de aporte de nivel de cortocircuito y aporte de inercia, así como los niveles mínimos de fortaleza de red y propagación de huecos de tensión aceptables para el sistema.

## ➤ Regulación primaria de frecuencia

- **Habilitar el servicio de regulación primaria de frecuencia en plantas de generación solar y eólica**, ya sea mediante el aprovisionamiento de la capacidad requerida o mediante la instalación de baterías que amplíen la capacidad de este tipo de recursos.
- Establecer los **incentivos requeridos para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de regulación primaria en todas las tecnologías**, incluidos los mecanismos de habilitación, seguimiento y retiro de las plantas de generación que prestan el servicio.

## ➤ Protecciones

- Generar los mecanismos requeridos para **actualizar los sistemas de protecciones, de tal forma que se incremente la confiabilidad y seguridad en el nivel de tensión 4 o superior** y con el fin de despejar las fallas de manera oportuna, minimizando la afectación sobre la demanda y la generación.
- Regular los aspectos asociados a los **tiempos máximos permitidos para el despeje de fallas en el sistema**, los equipos y redundancias necesarios para garantizarlos y el proceder frente a pérdida de efectividad por indisponibilidades de componentes.

## ➤ Desplegar equipos para mejorar los índices de desempeño dinámico del sistema

Desarrollar el fortalecimiento del sistema mediante el despliegue a gran escala de **equipos que garanticen los niveles de fortaleza e inercia requeridos para la operación con altos volúmenes de generación solar y eólica.**

## ➤ Implementación de índices de fortaleza

➤ **Incorporar en la asignación de puntos de conexión criterios de estabilidad transitoria y dinámica del sistema**, para lo cual se recomienda utilizar los límites SCR presentados en este estudio. Se recomienda mantener el indicador de fortaleza SCRIF en valores superiores a 1.5, ya sea mediante el desarrollo de proyectos de fortalecimiento a nivel del STR y STN o mediante requisitos a las plantas solares y eólicas para proveer estos servicios.

## ➤ Fortalecer el área GCM

**Definir a la menor brevedad la instalación de condensadores síncronos para para fortalecer la red de la subárea GCM** y garantizar la estabilidad del sistema frente a contingencia. Desarrollar además la articulación institucional requerida para estas obras **se desarrollen en el menor tiempo posible.**

## ➤ Desarrollo de nuevos mercados

Se recomienda evaluar la necesidad de **desarrollar mercados de largo y corto plazo** que permitan garantizar la disponibilidad futura de los servicios de inercia y cortocircuito.



# ➤ Acciones requeridas

Calidad, Seguridad y Confiabilidad



## ➤ Estudios para la aprobación de puntos de conexión

Solicitar a los promotores como parte de los estudios de conexión simulaciones RMS y EMT que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y las posibles interacciones con otros IBG's del sistema, validando que los desarrollos dispongan los equipos requeridos para la operación con bajos niveles de cortocircuito. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras o limitar aprobación de nuevos puntos.

## ➤ Requisitos generación solar y eólica

Incorporar en la reglamentación nuevos requisitos de conexión necesarios para garantizar la incorporación segura de FERNC en condiciones de red débil, incluida la posibilidad adoptar para Colombia los estándares IEEE 2800 e IEEE 1547, así como:

- Regular los análisis de transitorios electromagnéticos (EMT), en los escenarios de planeación de la expansión y operación, particularmente, el reporte de modelos RMS y EMT de los inversores provistos por los fabricantes y que representen el detalle de la operación de las nuevas tecnologías.
- Regular los casos en los cuales, son necesarios equipos adicionales como condensadores síncronos y/o baterías para garantizar el cumplimiento de los requisitos técnicos, la operación estable de los parques que se integran, así como el mantenimiento de los niveles de cortocircuito e inercia del sistema.

## ➤ Resiliencia del sistema frente a fallas

Incorporar en el desarrollo de los planes de expansión, criterios de resiliencia frente a eventos de gran magnitud que puedan comprometer la seguridad y confiabilidad, como, por ejemplo, **limitar el impacto de las fallas en los nodos críticos frente a posibles desconexiones masivas de renovales y/o fenómenos de colapso rápido de tensión por inestabilidad en la carga.**

## ➤ Soportabilidad y curvas de desempeño

- Regular en los generadores síncronos y la demanda la soportabilidad ante ratas de cambio de la frecuencia (ROCOF).
- Regular en las cargas y en los generadores síncronos la soportabilidad ante huecos de tensión.
- Regular los deltas de tensión máximos permitidos frente a variaciones en la potencia activa o reactiva e incorporar curvas de desempeño dinámico de la tensión para la planeación de la expansión.

## ➤ Nuevos servicios para la soportabilidad de la frecuencia sistema

- Evaluar la necesidad de **servicios de respuesta continua (algunas veces llamado respuesta rápida en frecuencia)**, con tiempo de activación inferiores a 1 segundo (se recomiendan 200 ms) y regulación continua de la frecuencia.
- Evaluar la necesidad de **servicios remunerados de desconexión rápida de carga**, como medida de contención antes de la actuación del EDAC.

# Aspectos clave para la transición

Para minimizar posibles riesgos para la atención de la demanda futura ante periodos de bajos aportes tipo El Niño, se debe contar con la entrada en operación de las redes, equipos que aporten fortaleza a la red y plantas de generación en las fechas esperadas.

Mantener un parque de generación **complementario** a las fuentes de generación Solar y Eólica es fundamental para el abastecimiento futuro de la demanda.

Mantener la **flexibilidad** en la operación de los embalses es fundamental para mitigar riesgos en el abastecimiento seguro y confiable de la demanda y evitar limitaciones a las FNCER.

**Materializar la definición y puesta en operación oportuna de planes de expansión de generación y transmisión.**

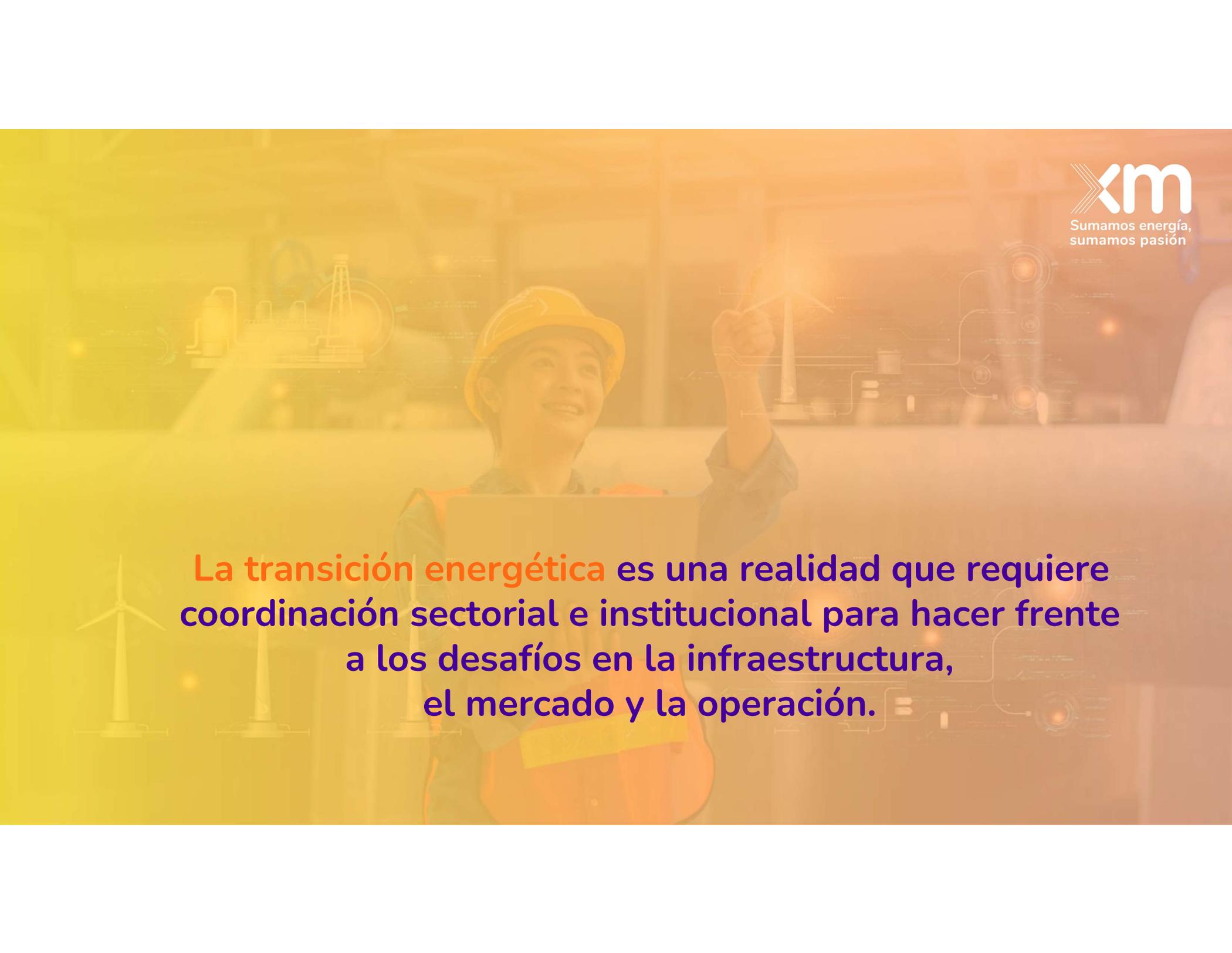
Avanzar en el uso de simulaciones EMT por parte de los promotores y su uso en escenarios de planeación de la expansión.

**Actualizar los códigos de planeación, redes y operación**, para enfrentar las nuevas dinámicas asociadas a la mayor participación de generación solar y eólica.

Definir planes de **trabajo interinstitucionales articulados** para la implementación de las medidas y equipos requeridos para lograr una incorporación exitosa de las nuevas fuentes de generación.

**Definir nuevos mecanismos de mercado y servicios complementarios.**

**Preparar el talento humano requerido para afrontar los nuevos desafíos que plantea la transición a una matriz con mayor participación solar y eólica.**



**La transición energética** es una realidad que requiere coordinación sectorial e institucional para hacer frente a los desafíos en la infraestructura, el mercado y la operación.



Sumamos **energía,**  
sumamos **pasión**