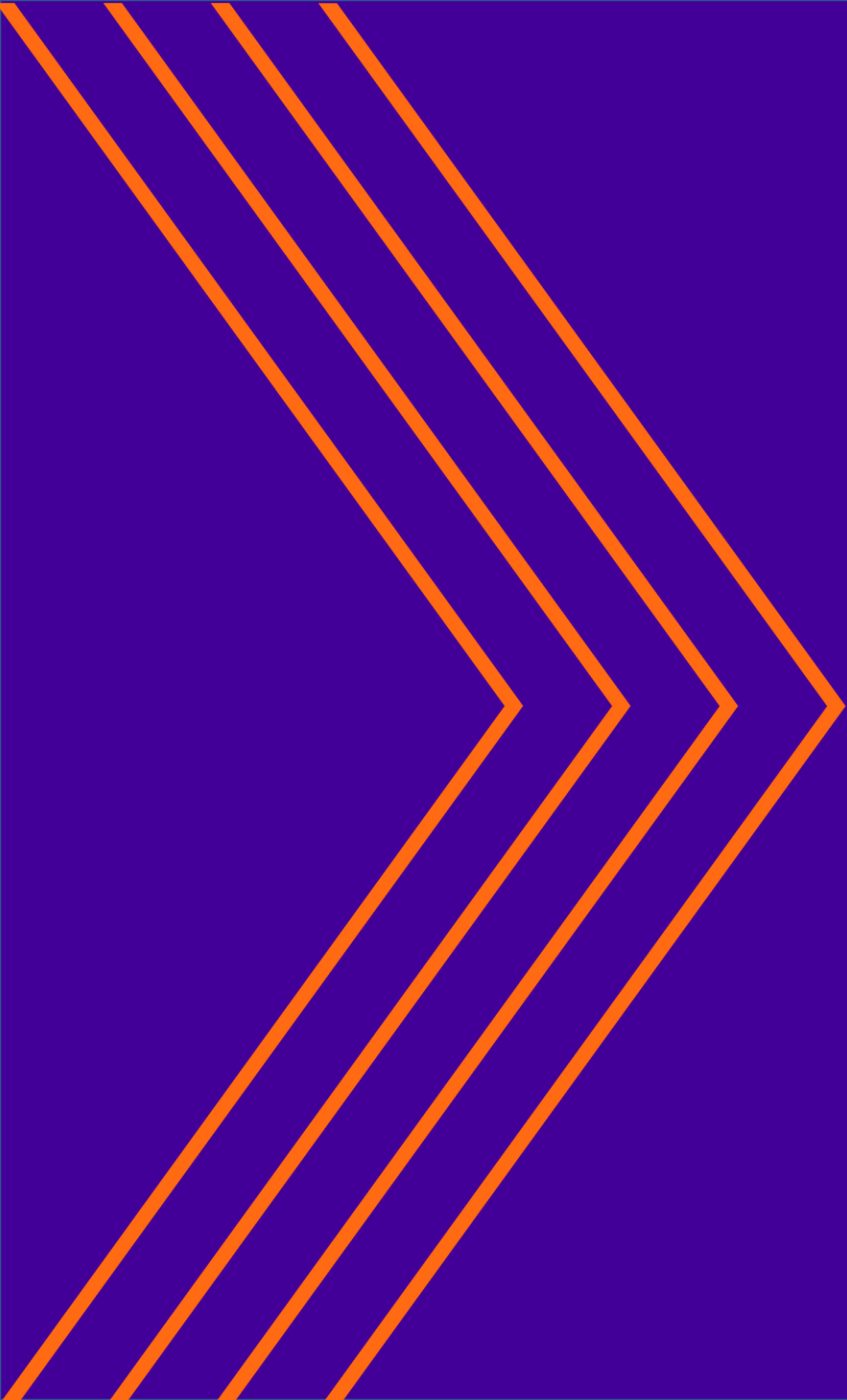




Flexibilidad del SIN y Servicios Complementarios

Congreso MEM
Cartagena, 31 de octubre de 2019





Transformación no es
solo mejorar, **es repensar y
reinventarse...**



El entorno está cambiando rápidamente



Flexibilidad del Sistema



Análisis de Servicios
Complementarios para el SIN

Tendencias de la transformación del sector eléctrico



Internacionalmente estas son las tendencias que están impulsando la transformación del sector eléctrico.

En Colombia actualmente se está trabajando en todas ellas, con mayor fuerza e impacto en lo referente a la integración de FERNC (Conceptos de conexión a 2024 por 7.4 GW, Contratos de largo plazo y OEF por 2 GW).

¿Cuánta FERNC se espera integrar a 2024?



Actual

FERNC
37.8 MW
0.2 %*



17,98 MW



19,9 MW

Conceptos de conexión UPME

FERNC
7474 MW
25.3 %*



5120 MW



2354 MW

Resultados Subastas

Obligaciones de Energía Firme 2022 – 2023
Subasta de Contratos de Energía de Largo Plazo

FERNC
2092 MW
7.1%



527 MW



1565 MW

Las FERNC han adquirido compromisos de largo plazo en el mercado en términos de confiabilidad y de contratación de energía

*Porcentaje de FERNC respecto a la capacidad instalada de generación

Impacto de las FERNC en la operación y mercado en Colombia

INERCIA

Las FERNC son fuentes no síncronas, que impactan la inercia del sistema y como consecuencia la frecuencia.

BALANCE CARGA - GENERACIÓN

Son fuentes variables que debido a su recurso primario, ocasionan incertidumbre entre la generación despachada y la requerida en tiempo real.



MERCADO

Debido a su variabilidad e incertidumbre, se debe revisar el mercado de corto plazo (acercarse al tiempo real).

Se espera que los costos variables bajos de las FERNC, disminuyan los precios promedio de la energía.

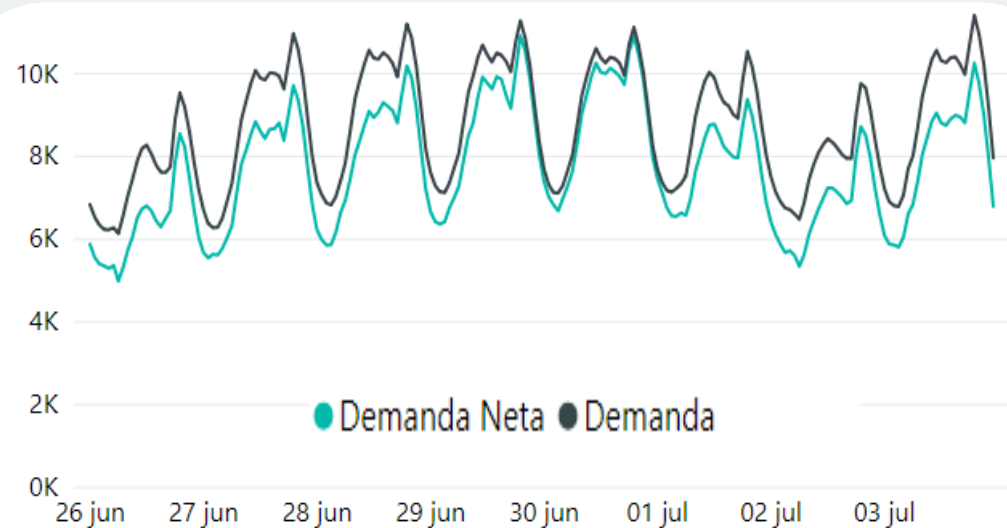
TENSIONES DEL SISTEMA

Las FERNC concentradas como en el caso del área Caribe, generan mayores requerimientos para el control de tensión del Sistema.

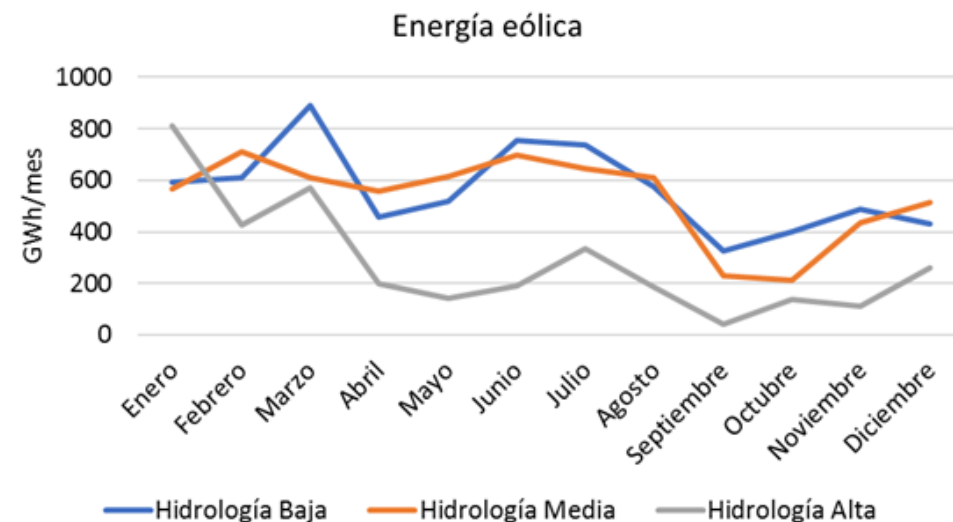
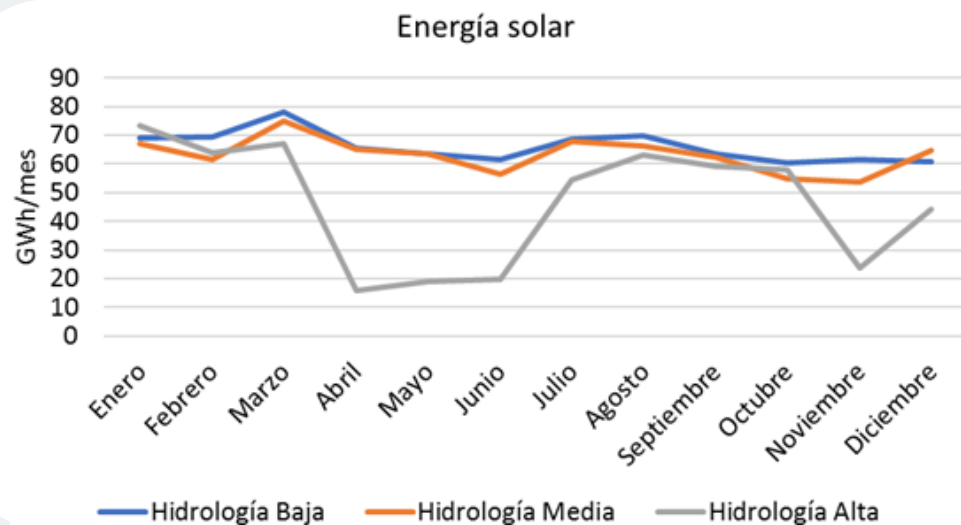
REDES DÉBILES

Al ubicarse en redes débiles, con bajo nivel de corto circuito, generan retos para mantener la estabilidad del SIN.

¿Cómo cambia el Sistema con la entrada de las FERNC a 2023-2024?



- La demanda neta es la diferencia entre la demanda y las FERNC.
- La demanda neta se cubre con fuentes de generación convencionales.
- Incrementos en la FERNC, por su fuente primaria variable, incrementa la variabilidad e incertidumbre de la demanda neta a cubrir en el sistema y genera nuevos retos.



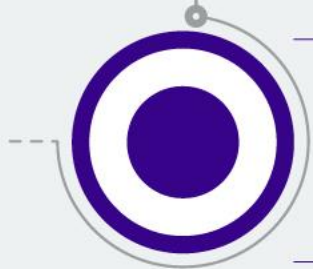
Fuentes: Escenario UPME demanda media. ERA5.



El entorno está cambiando rápidamente



Flexibilidad del Sistema



Análisis de Servicios
Complementarios para el SIN

¿Qué es flexibilidad?

Se refiere a la habilidad que tienen los Sistemas Eléctricos de Potencia, para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación-demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo.

¿Por qué es importante?

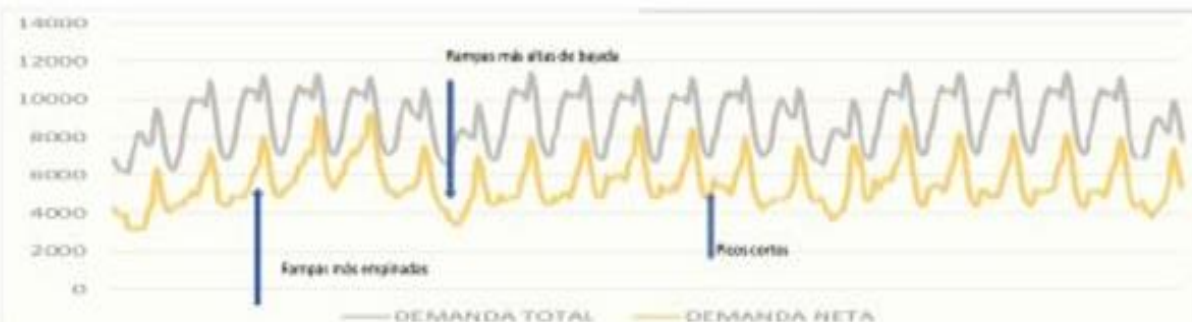
Ante el aumento recursos variables



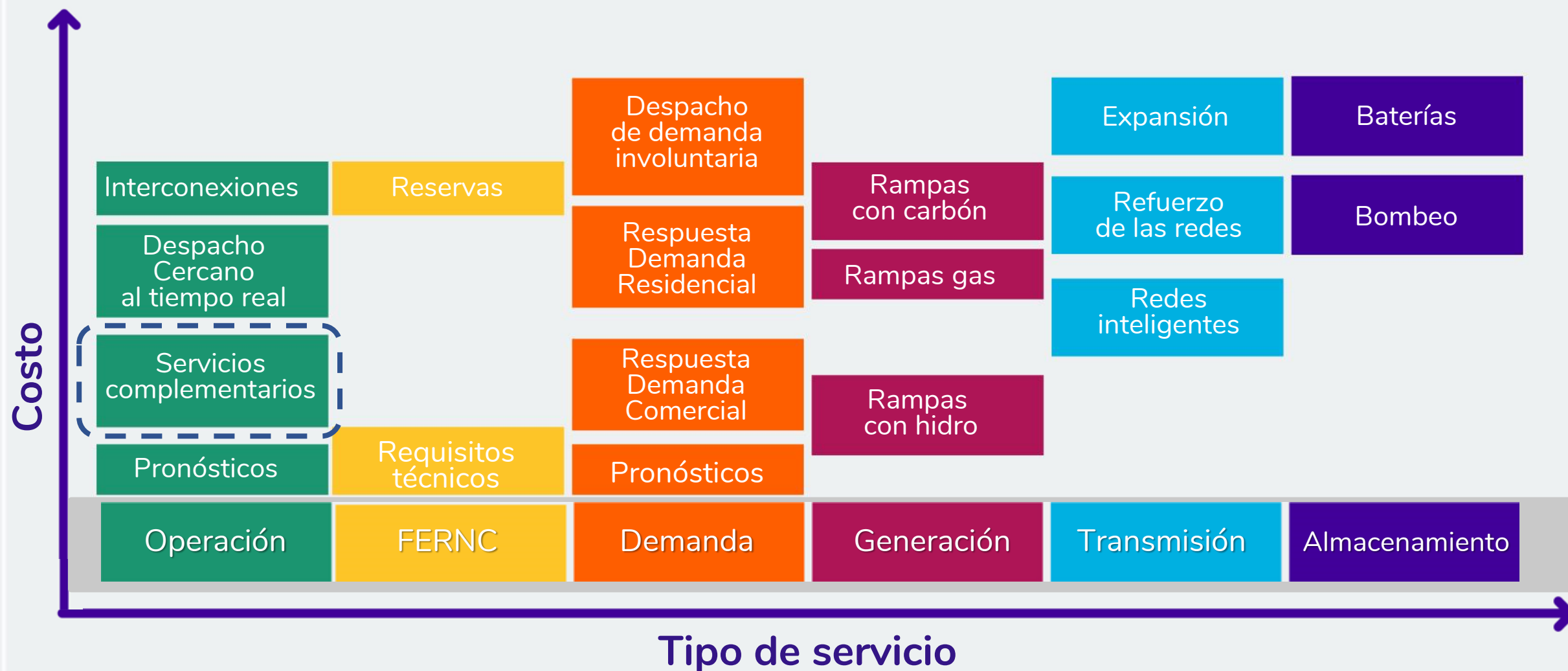
Permite conservar el balance instantáneo generación-demanda de forma económica, segura y confiable.



Y atender el cambio de rampas en el SIN



¿Cómo se puede incrementar la flexibilidad del SIN?



Fuente: Adaptado de NREL

¿Qué tan flexible es nuestro sistema?

Análisis de flexibilidad del SIN a 2024



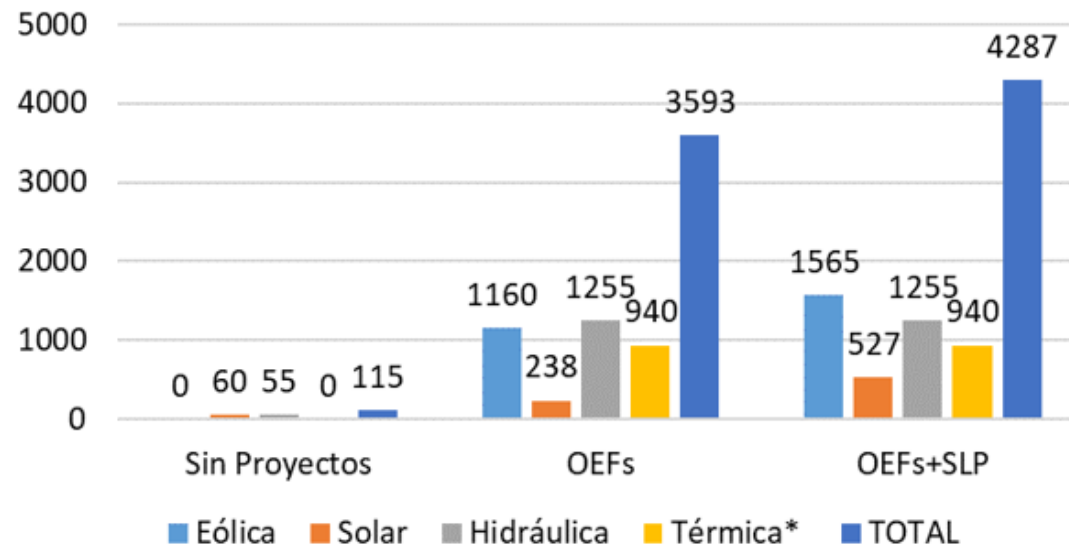
- Escenarios considerados

		Proyectos**		
		Sin Proyectos	OEfs	OEfs+SLP
Hidrología	Baja		x	
	Media	x	x	x
	Alta		x	

SLP: Subasta de contratos de Largo Plazo

Hidrología
Media: 2013-2014
Baja: 2015-2016
Alta: 2010-2011

Capacidad proyectos por escenario



Hidráulica

55MW Escuela de minas.

1200MW Ituango.

*Termoyopal se consideran 150 MW en asignaciones. (40 MW nuevos y 110 MW actuales).

** No se consideran los DER y los proyectos con conceptos diferentes a los de las subastas de OEF y de largo plazo.

Restricciones de red y generación de seguridad arialar



Suroccidental 1200 MW 2023
Importación 500 kV 500 MW 2019

Año	Demanda (MW)	Un
2023	2716	3
2023	2309	1
2023	1476	4



Oriental 1400 MW 2023
Importación 500 kV 900 MW 2019

Año	Demanda (MW)	Un
2023	3372	14.2
2023	3124	12.2
2023	2084	1.2



Nordeste 1470 MW 2023
Importación 1065 MW 2019

Año	Demanda (MW)	Un
2023	1334	1.5
2023	1232	1.5
2023	928	1.5



Caribe 2600 MW 2023
Importación 1500 MW 2019

Año	Demanda (MW)	Límite (MW)	Un
2023	3093	2600	4
2023	2929	2600	4
2023	2308	2600	1

Con la expansión esperada a 2023 – 2024, la red brindará una mayor flexibilidad al sistema.

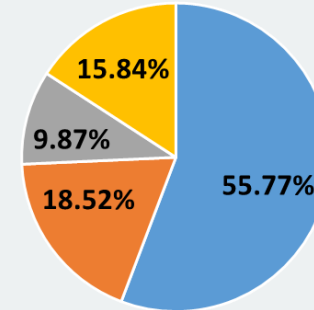
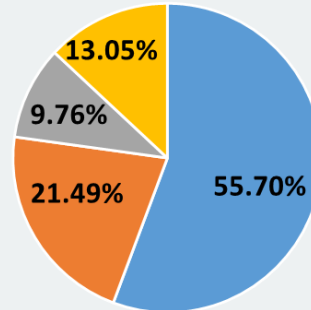
Principales resultados

(Balance energético)

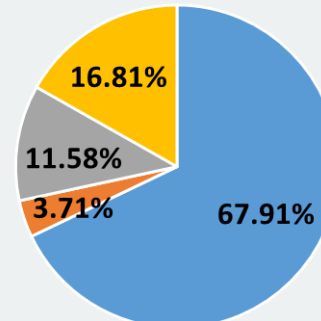
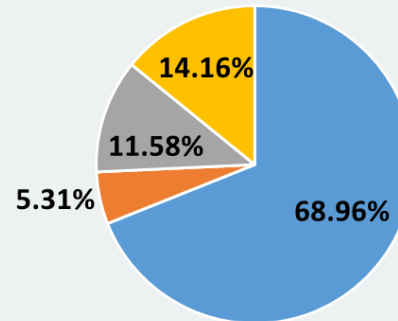
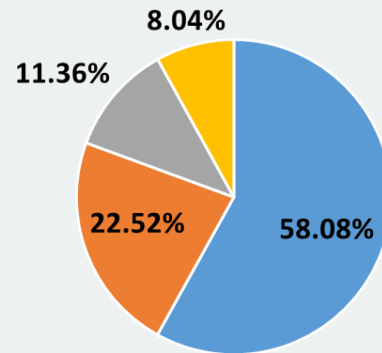


■ Hid. Convencional ■ Térmica ■ Filo de Agua ■ Menores y FERNC

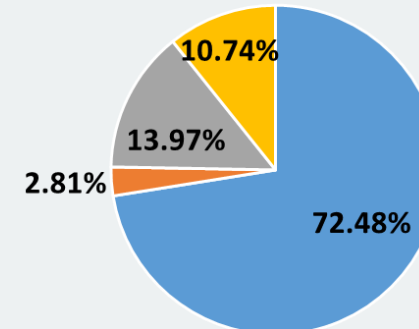
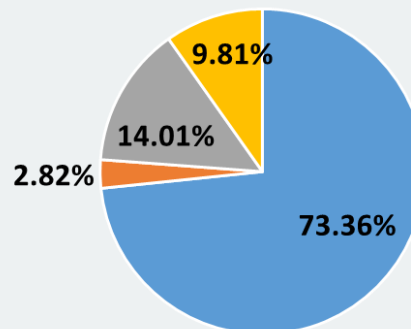
Hidrología
baja



Hidrología
media



Hidrología
alta



Menores y
renovables incluye:

- Eólica
- Solar
- Menores hidráulicas
- Menores térmicas
- Autogeneradores
- Cogeneradores
- Biomasa

Principales resultados (OEF+SLP)

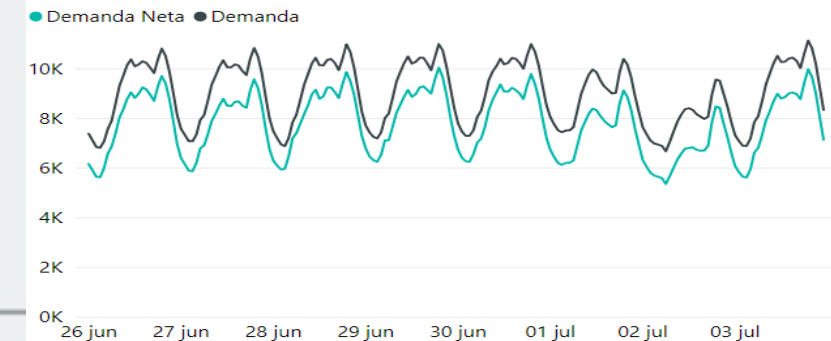
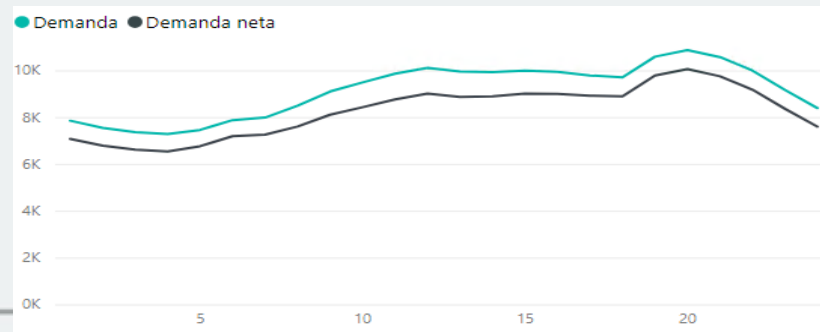
Demanda Neta (MWh)



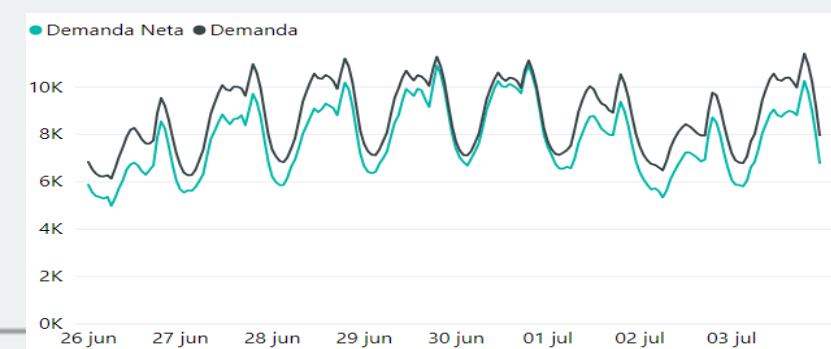
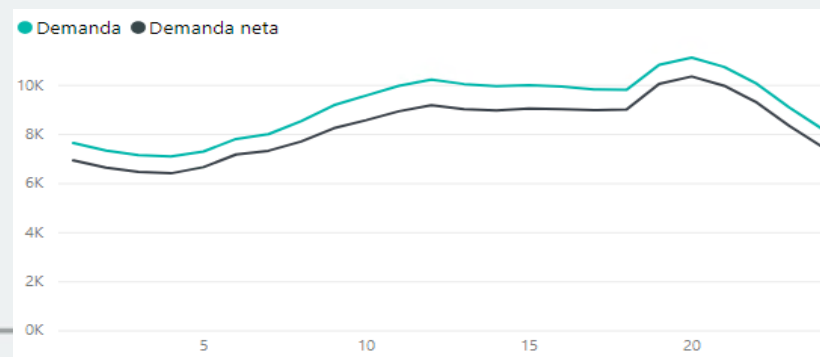
Diario

Semanal

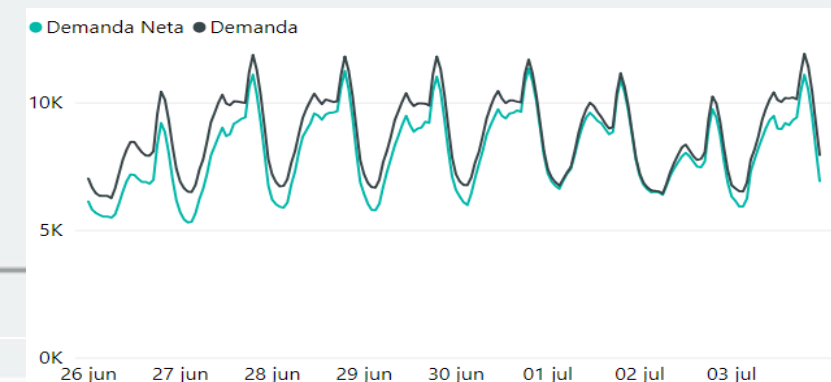
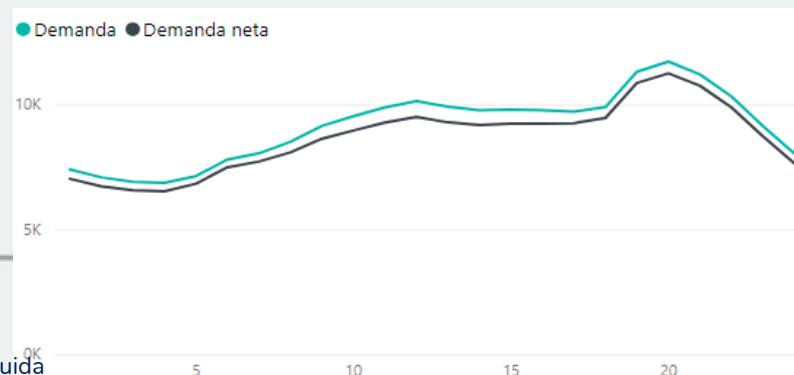
Hidrología
baja



Hidrología
media



Hidrología
alta



Demanda UPME Escenario medio Feb. 2019
Con Grandes Consumidores de Energía y Generación distribuida

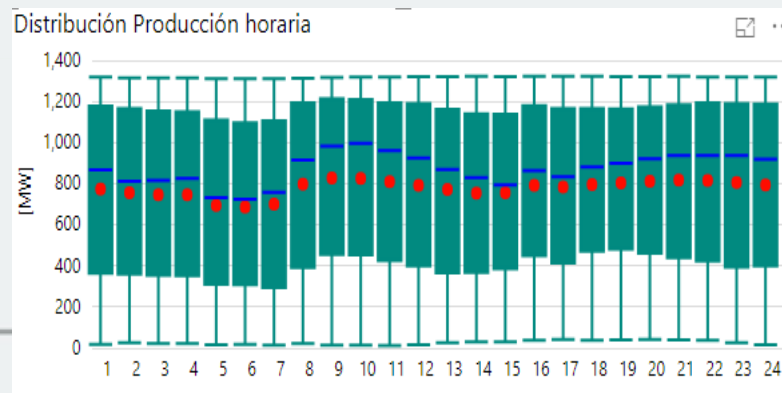
Principales resultados

(Detalle eólica)

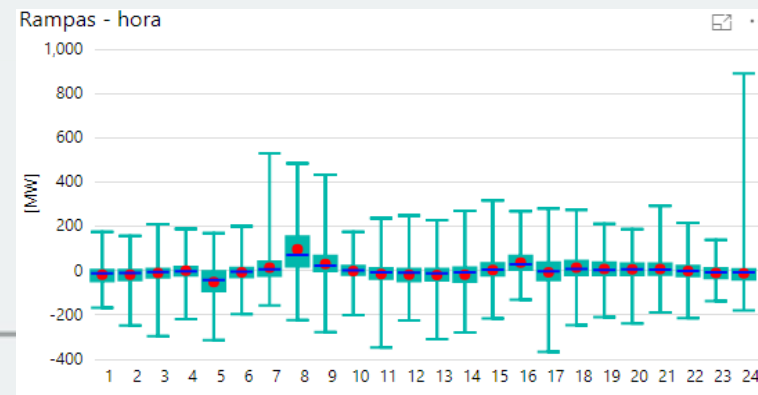


Hidrología
baja

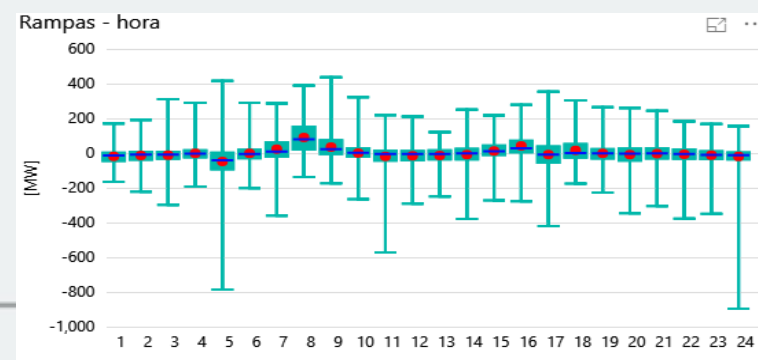
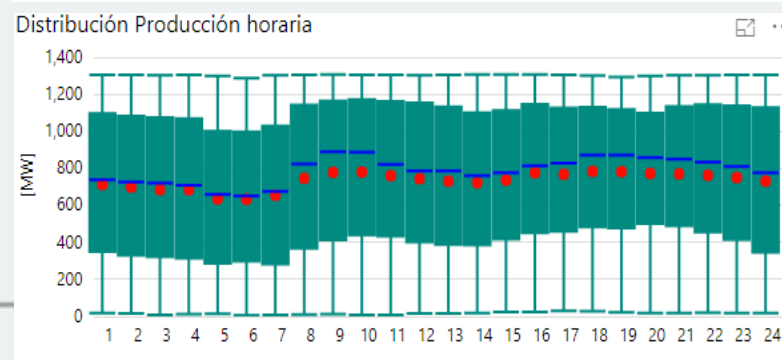
Producción



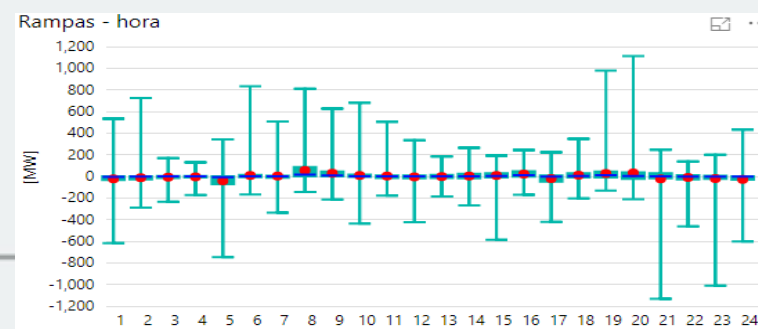
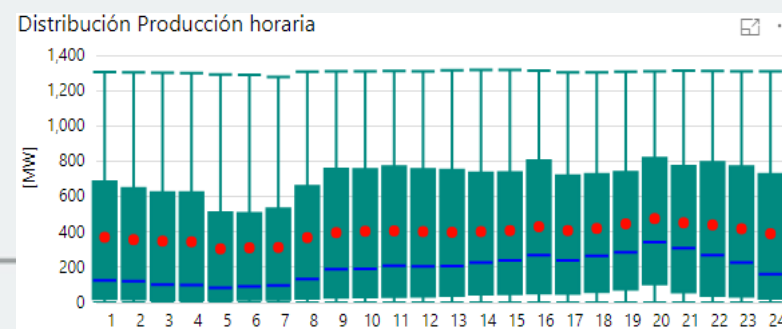
Rampas inter-horarias



Hidrología
media



Hidrología
alta



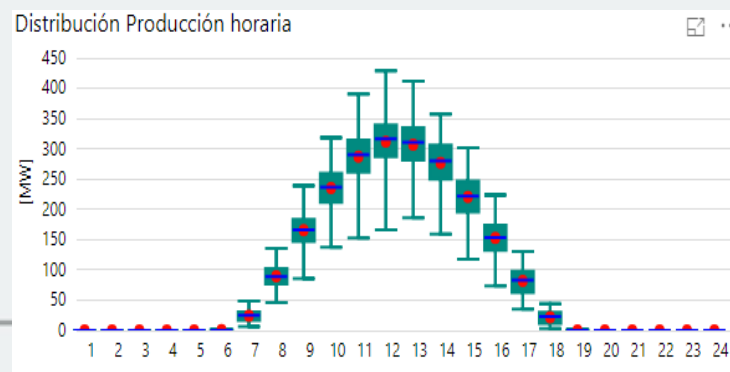
Principales resultados

(Detalle solar)

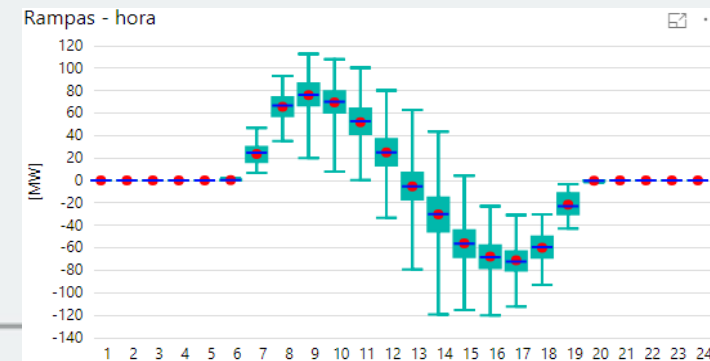


Hidrología
baja

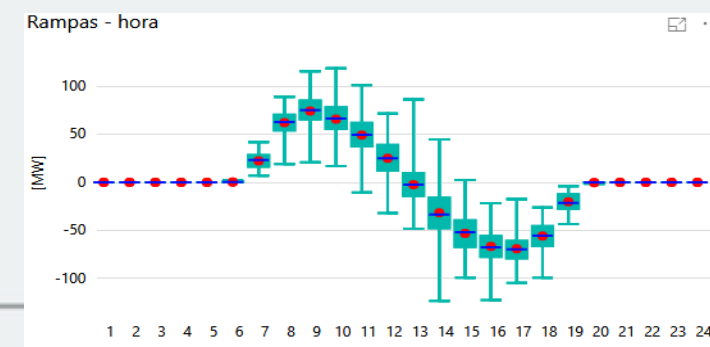
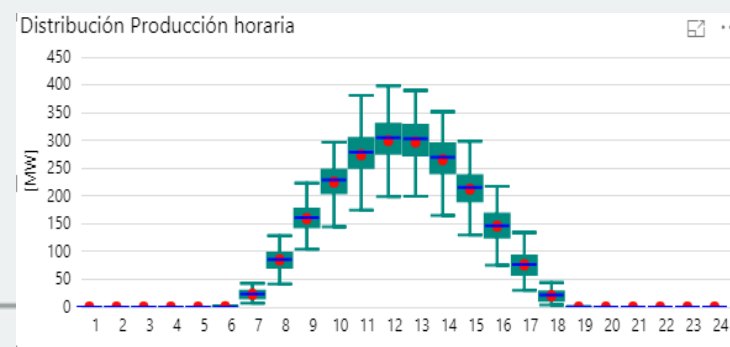
Producción



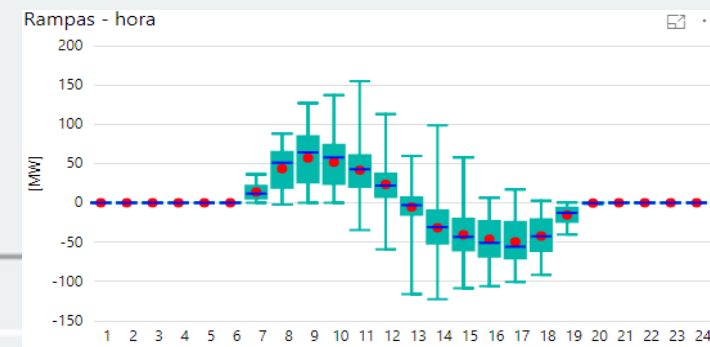
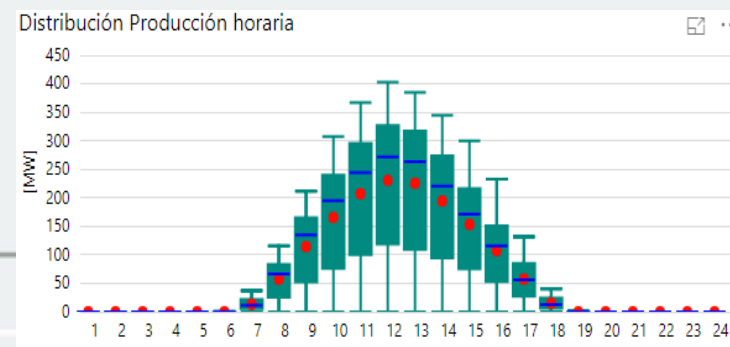
Rampas inter-horarias



Hidrología
media



Hidrología
alta



Conclusiones



Bajo los supuestos considerados, el SIN tiene la flexibilidad suficiente para integrar las FRNC.



La variabilidad de las FRNC es asumida principalmente por la generación hidráulica convencional.



El aumento del límite de importación del área Caribe es esencial para garantizar la flexibilidad del SIN.



El incremento a la variabilidad e incertidumbre asociada a la integración de FERNC hace necesario dotar la operación de herramientas de pronóstico y ajustes a los servicios complementarios para mantener una operación flexible cumpliendo con los criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el SIN.



Los niveles de integración solar considerados en este análisis (max. 3347MW) aún no conllevarían a una demanda neta con perfil de “duck curve”.



La generación térmica se proyecta como generación base en la operación del SIN y garantiza la seguridad del sistema.



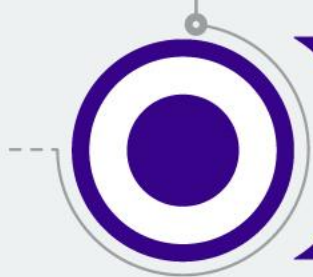
Se requiere información para determinar el efecto en la flexibilidad del Sistema ante la integración de los DER, así como los proyectos con concepto de conexión diferentes a los de las subastas de OEF y de contratos de largo plazo.



El entorno está cambiando rápidamente



Flexibilidad del Sistema



Análisis de Servicios
Complementarios para el SIN

Son mecanismos que soportan los requerimientos de confiabilidad y estabilidad de los sistemas de potencia, pueden obtenerse mediante requisitos del sistema o mercado.



Otros servicios

Reserva reactiva

Black Start

Reservas para cubrir seguridad

Inyección de corriente de corto circuito

Servicios para regulación de frecuencia

Inercia

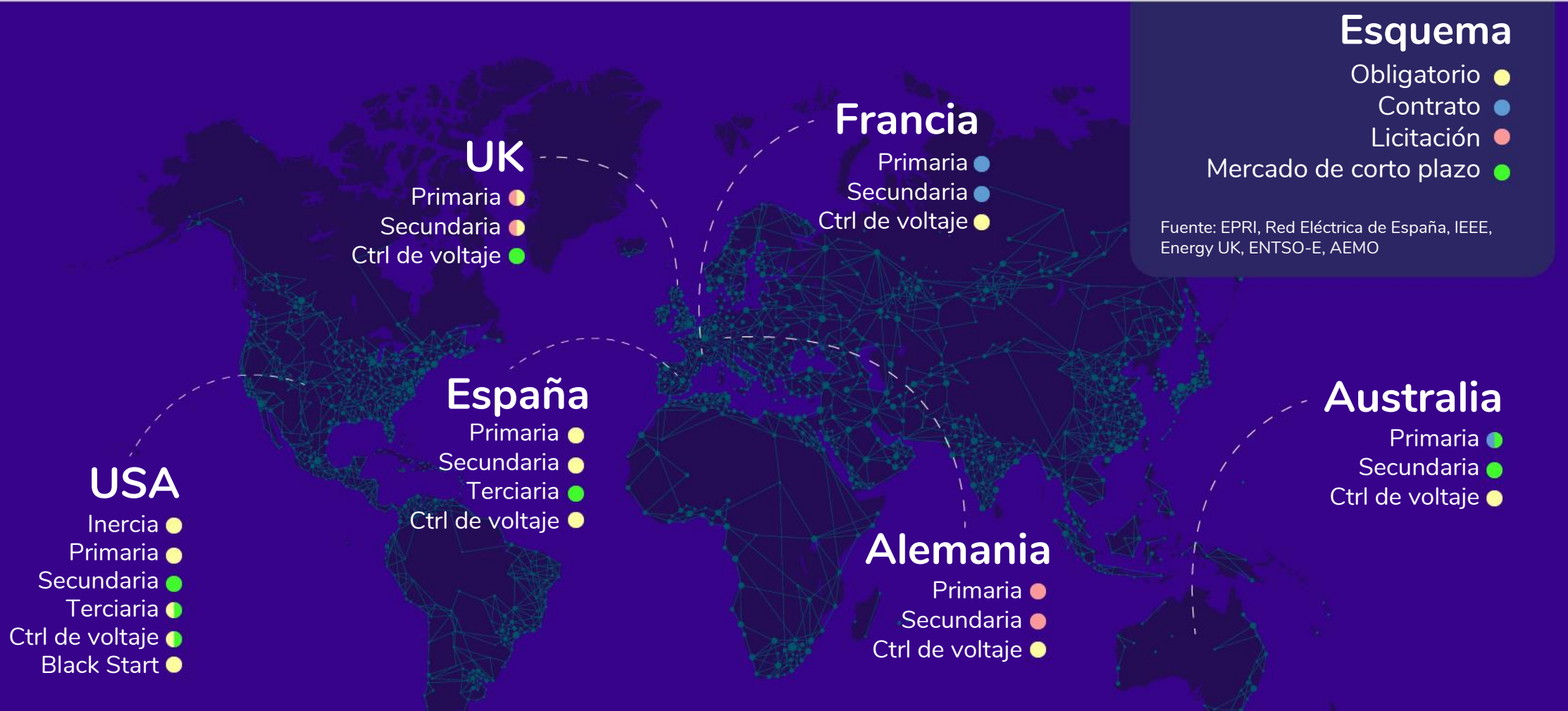
Respuesta rápida

Primaria

Secundaria

Terciaria

Esquemas de asignación de algunos Servicios Complementarios



Cada país debe contar con los servicios complementarios que se ajusten a sus propios requerimientos.

Respecto a los mecanismos de asignación de estos servicios, no se trata de incorporar un mercado por “crearlo”, se deben analizar las condiciones de la naturaleza, la abundancia del bien y la eficiencia económica.

¿Qué cambios se requieren en los servicios de regulación de frecuencia en el SIN?



Inercia

Propiedad mecánica que tienen los generadores con masas giratorias, que permite oponerse a cambios en la frecuencia.

Respuesta Rápida (RRF)

Aporte en MW proporcional a la variación de frecuencia en un tiempo igual ≤ 2 a segundos, y mantenerse al menos 4 segundos, aportando la potencia requerida.



Requisito



Actualmente

Plantas convencionales



Propuesta

Monitoreo constante de la inercia del sistema, para determinar si se necesita garantizar un valor mínimo de inercia en el SIN, según los diferentes escenarios que se presentan, y en caso de que se necesite, cuantificar este valor y despacharlo.



Actualmente

Plantas eólicas según la Res. CREG 60 2019



Propuesta

El CND realice periódicamente un estudio de RRF, con el fin de cuantificar si se requiere aporte de otras fuentes a este servicio.

¿Qué cambios se requieren en los servicios

de regulación de frecuencia en el SIN?



Requisito



Regulación Primaria (RPF)

Control local automático, realizado por el controlador de velocidad de cada unidad generadora convencional y mediante un control de planta de potencia activa/frecuencia para las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR.

Motivación de la propuesta

Uso eficiente de los recursos, la participación de otros agentes y tecnologías, el incremento de los niveles de cumplimiento del servicio.



Actualmente

- Plantas convencionales para todos los eventos y FERN C para eventos de sobre-frecuencia.
- Reserva definida 3 % y tiempos de respuesta fijos.



Propuesta

- Reserva calculada por el CND, donde se definen cantidades y tiempos de respuestas según las condiciones operativas.
- Complementariedad del uso de los recursos de un mismo agente, para prestar efectivamente RPF.
- Regla de incentivo económico para mejorar el cumplimiento de la RPF.

¿Qué cambios se requieren en los servicios de regulación de frecuencia en el SIN?



Regulación secundaria

Es el Control Automático de Generación (AGC), que lleva la frecuencia a su valor nominal a causa de desviaciones en el balance carga-generación o después de ocurrida una perturbación.

Motivación de la propuesta

- Manejar la variabilidad de las FERNC en los diferentes horizontes de la planeación operativa, incluyendo los pronósticos de la FERNC.
- Que los precios del mercado reflejen la valoración asimétrica de la holgura, por medio de un despacho unificado de energía y reservas.



Mercado



Actualmente

- Reserva rodante disponible a los 30 segundos luego de ocurrir el evento y sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos.
- Reserva simétrica calculada por XM.
- Asignación secuencial con el despacho económico.



Propuesta

- Se propone modificar tiempos, cantidades y metodología por el CND donde se incluya los pronósticos de FERNC en los diferentes horizontes de planeación y operación.
- Ofertas independientes con cantidades y precio a subir y bajar.
- Reserva asimétrica cooptimizada.

¿Qué cambios se requieren en los servicios de regulación de frecuencia en el SIN?



Respuesta Rápida (RRF)

Reserva que tiene como objetivo recuperar la potencia utilizada en la regulación secundaria.

Motivación de la propuesta

Ante la variabilidad de las FERNC se requiere contar con despachos sub-horarios que tengan en cuenta los pronósticos de generación y demanda.



Regla de liquidación



Actualmente

- Autorizaciones a desviarse de las plantas requeridas para recuperar la regulación secundaria.
- Actualmente se remunera de acuerdo a las reglas de liquidación del mercado de energía.



Propuesta

- Despachos Operativos en Tiempo Real.
- El CND defina la metodología para cuantificarla y proponer tiempos de respuesta.





Eficiencia

La disminución de los costos de las FERNC, debe traducirse en esquemas que generen precios eficientes.



Flexibilidad

Nuestros estudios de flexibilidad y reservas nos muestran que estamos preparados para afrontar los retos.



Confiabilidad

Los servicios complementarios son esenciales y requieren ajustes para facilitar la incorporación de las FERNC.



Flexibilidad del SIN y
Servicios Complementarios
Congreso MEM
Cartagena, 31 de octubre de 2019



xmsaesp



XM_SA_ESP



XM Filial de ISA



XM SA ESP