

Análisis de flexibilidad del SIN

Escenarios de operación 2021-2022 y 2024-2025

CNO - febrero 2021

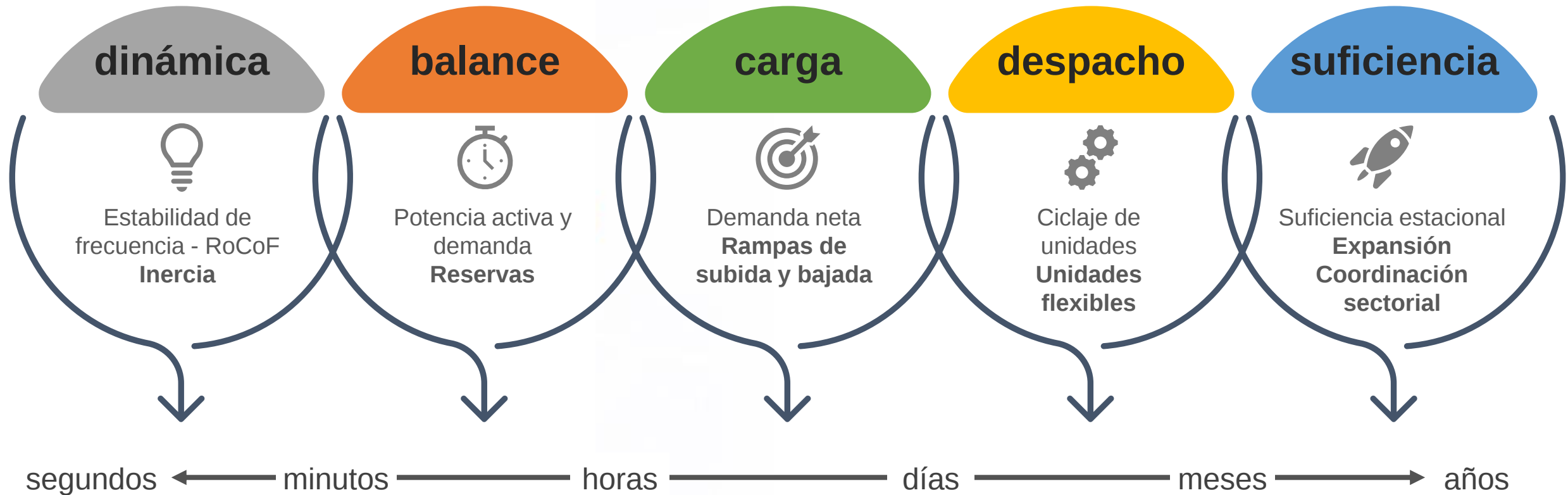
Contenido

1. Motivación
2. Definición de flexibilidad
3. Metodología para el cálculo de la flexibilidad en el SIN
4. Análisis de flexibilidad
 - Horizonte de operación 2021-2022
 - Horizonte de operación 2024-2025
 - Sensibilidad con la entrada en operación de Ituango
5. Conclusiones y recomendaciones

Motivación



Incertidumbre – Variabilidad – Generación no síncrona y distribuida



Antecedentes

- En el año 2018, **IRENA** hizo el primer estudio de flexibilidad para el SIN, utilizando la herramienta Flextool.
- En el año 2019, **XM** realizó su primer estudio de flexibilidad teniendo en cuenta el portafolio de proyectos de generación y transmisión a 2023.
- A 2020, el portafolio de **proyectos** ha cambiado, el **estado del arte** ha avanzado y XM recibió **comentarios** por parte de los Agentes que permitieron mejorar el modelo y supuestos usado en el primer estudio.
- La flexibilidad se debe **evaluar periódicamente** para dar señales oportunas sobre la atención confiable de la demanda.



COLOMBIA POWER SYSTEM FLEXIBILITY ASSESSMENT

IRENA FLEXTOL CASE STUDY



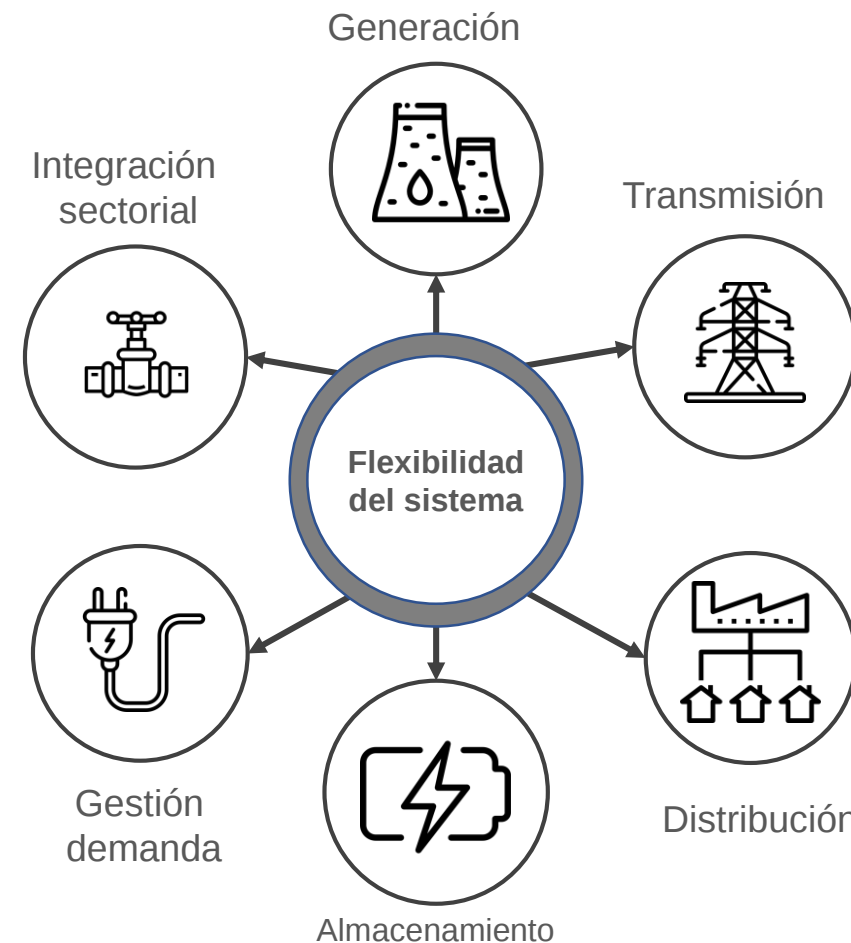
October 2018

Definición de flexibilidad

La habilidad que tiene el sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación-demanda, en todas las escalas y horizontes de tiempo (XM-CNO-UPME)

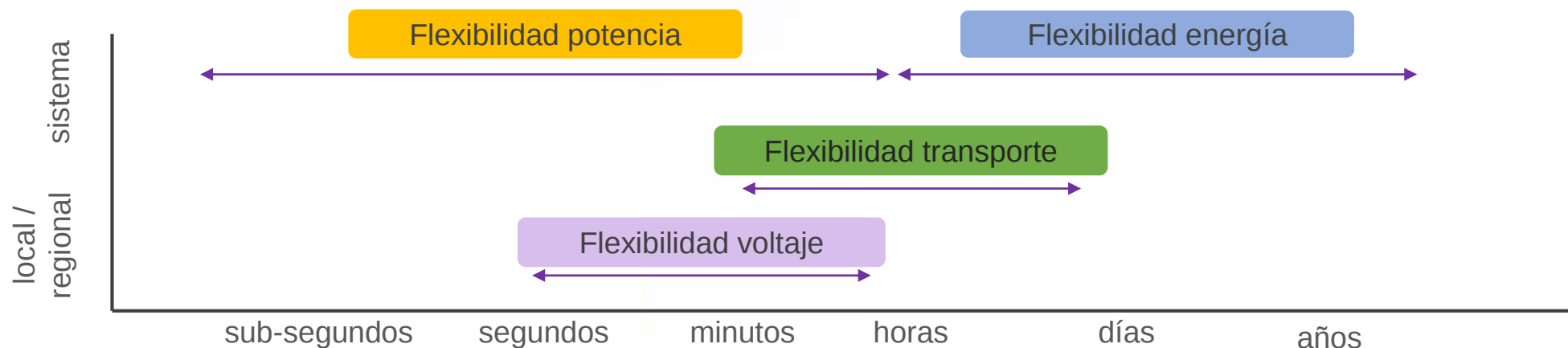
Un sistema se considera flexible si puede, de forma económica y confiable [3-4]:

- ☐ Satisfacer picos de demanda **evitando energía no suministrada**
- ☐ **Mantener el equilibrio** de la oferta y la demanda
- ☐ Garantizar disponibilidad de **rampas**
- ☐ Contar con **almacenamiento** suficiente para gestionar horas de baja demanda y alta producción de FERNC y viceversa
- ☐ **Ajustar la demanda** para responder a ante escasez de suministro o sobregeneración
- ☐ Mitigar posibles eventos manteniendo **reservas** adecuadas



Clases de flexibilidad

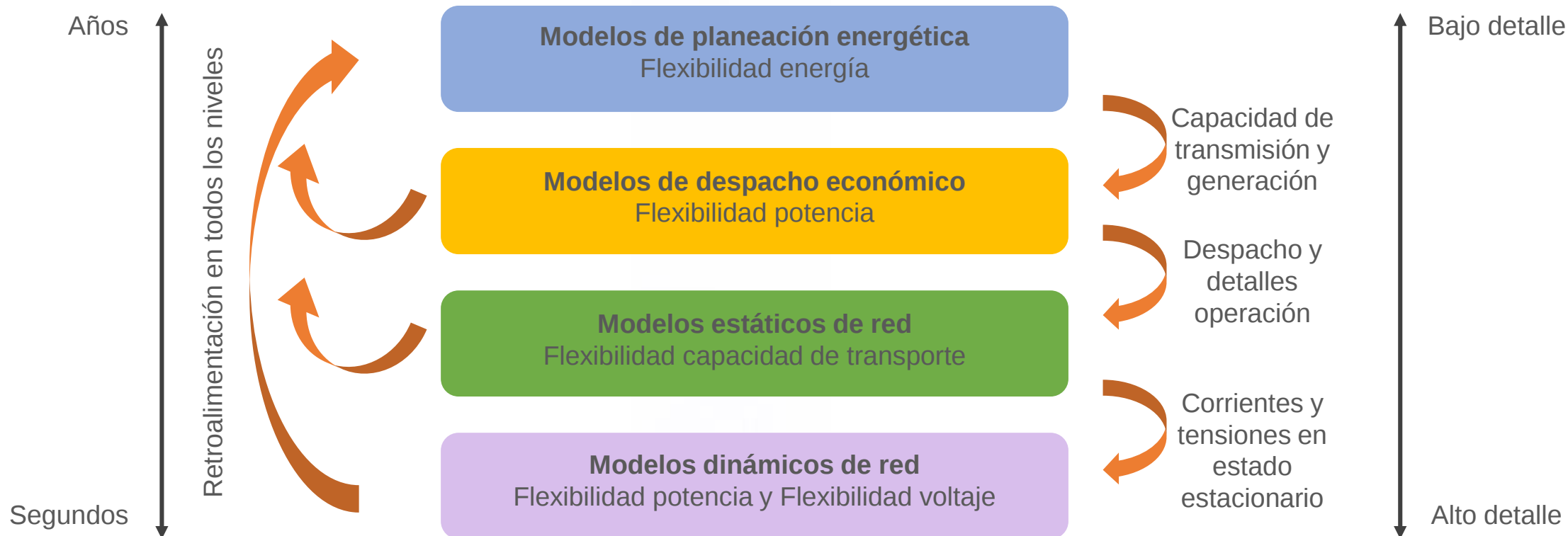
Necesidad de potencia, energía, voltaje y capacidad de transporte



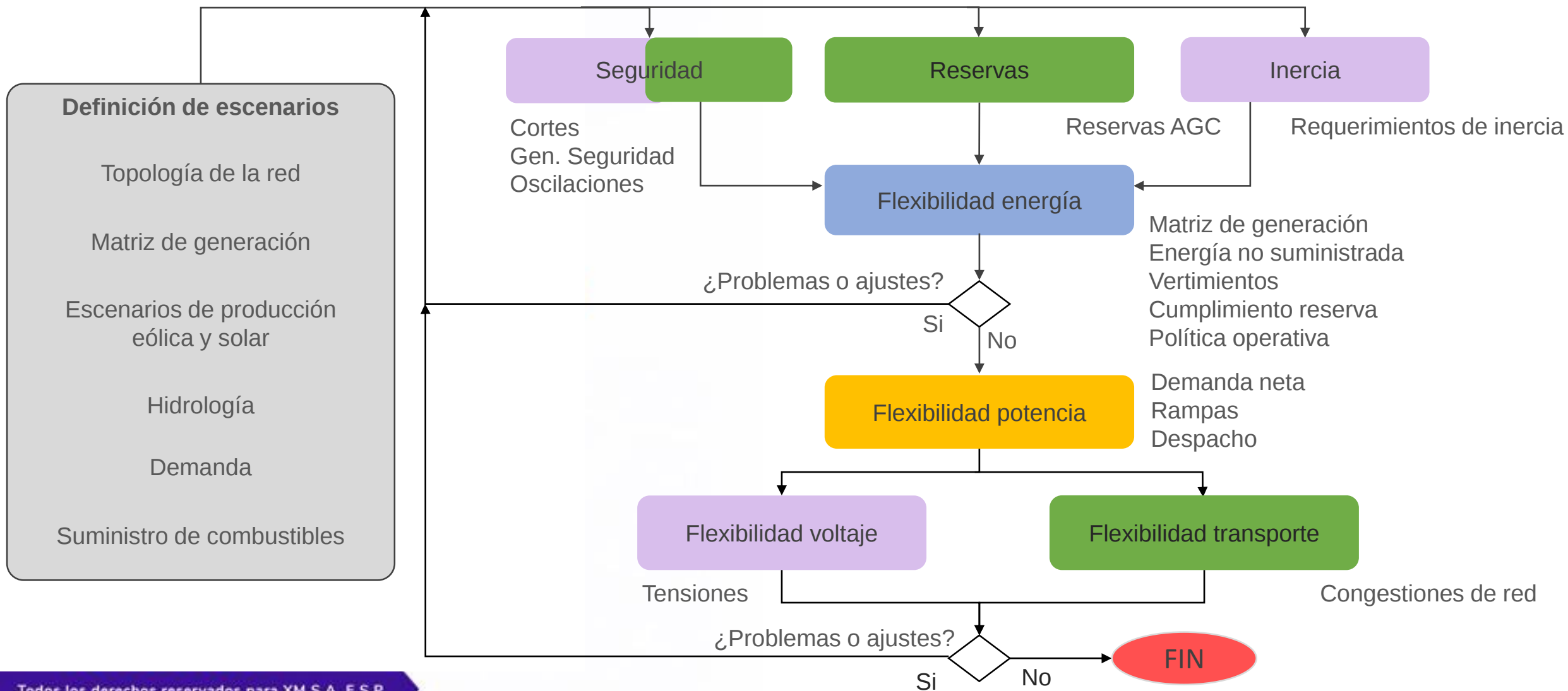
- **Flexibilidad por energía:** Asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo: almacenamiento, combustibles, mantenimientos.
- **Flexibilidad por potencia:** Mantener el balance generación – demanda garantizando estabilidad de frecuencia: Control de potencia activa, reservas, demanda, rampas.
- **Flexibilidad por capacidad de transporte:** Habilidad para transportar energía manteniendo la seguridad: congestiones, n-1, estabilidad, esquemas de protección.
- **Flexibilidad por voltaje:** Habilidad de proveer potencia reactiva para mantener los niveles de tensión: FACTS, taps, reactiva.

Evaluación la flexibilidad

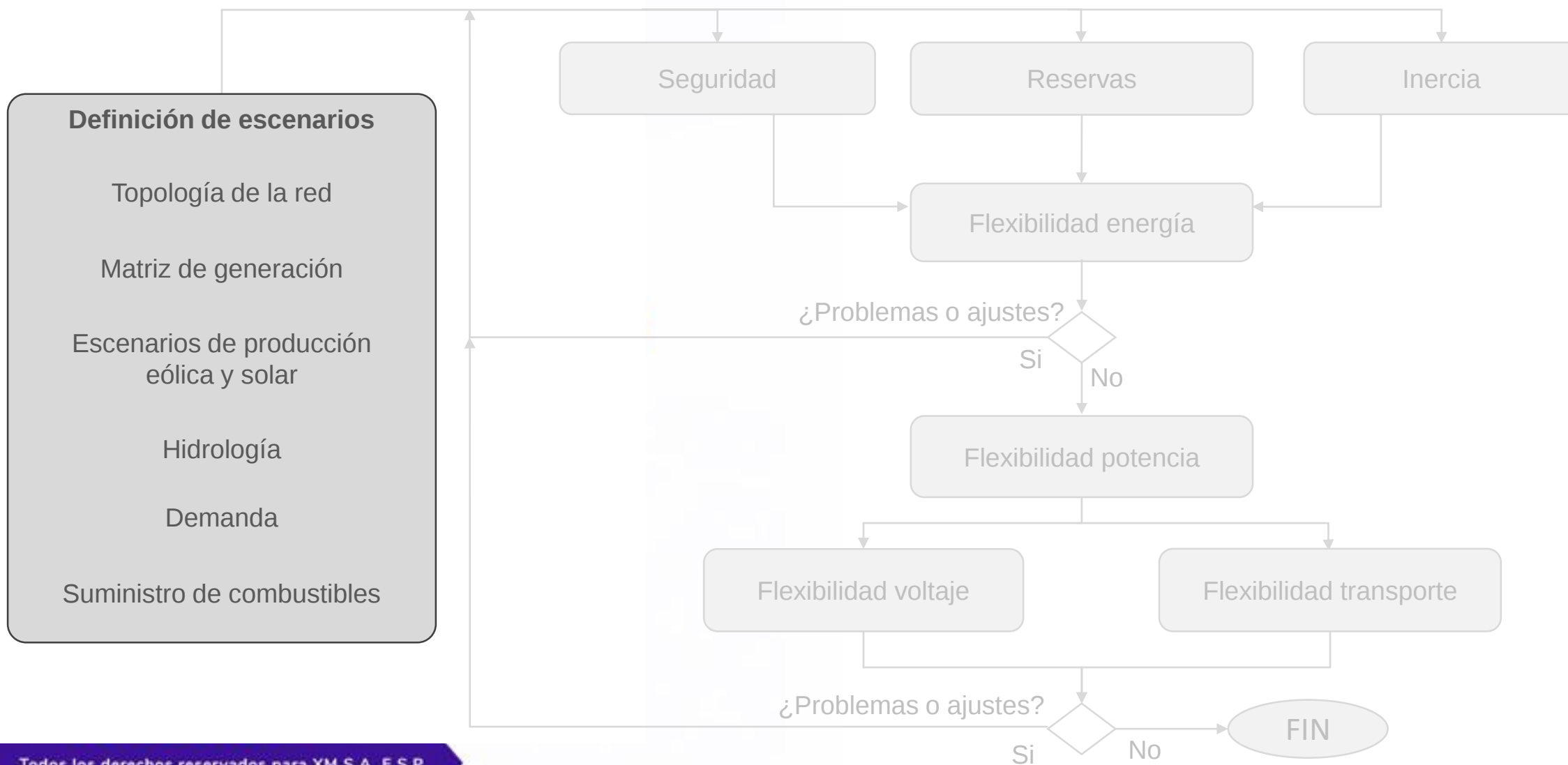
Modelos y horizontes



Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Definición de escenarios



Objetivo y escenarios

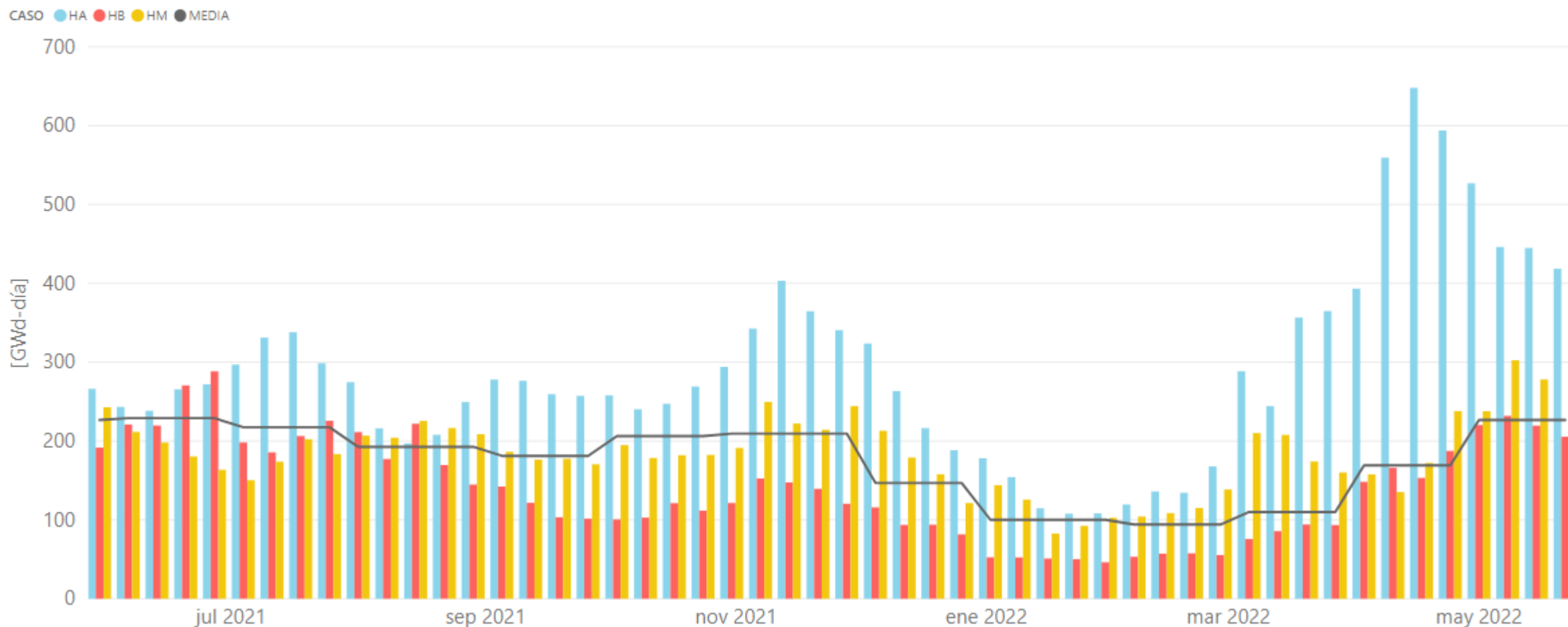
Evaluar los diferentes tipos de flexibilidad en el sistema eléctrico Colombiano para los años 2021-2022 y 2024-2025* ante la integración de FERNC y desarrollo de proyectos de transmisión en diferentes condiciones climáticas.

Año histórico	Hidrología	Series FERNC	Proyectos de Generación y Transmisión	
			2021-2022*	2024-2025*
2015-2016	Baja	Histórico 2015-2016		
2013-2014	Media	Histórico 2013-2014		
2010-2011	Alta	Histórico 2010-2011		
Demanda UPME Resultante				
Gas: Costos y disponibilidad de combustible y contratos usados en el planeamiento operativo XM				
Características técnicas reportadas por los agentes (hidráulicas y térmicas)				
Interconexión: autónomo				
Curva CAR y desbalances usados en el planeamiento operativo XM				

Definición de escenarios



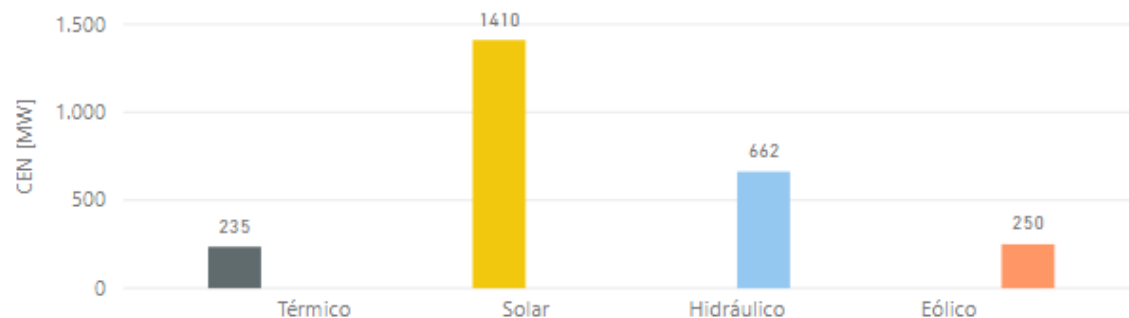
Insumos: Escenarios de aportes



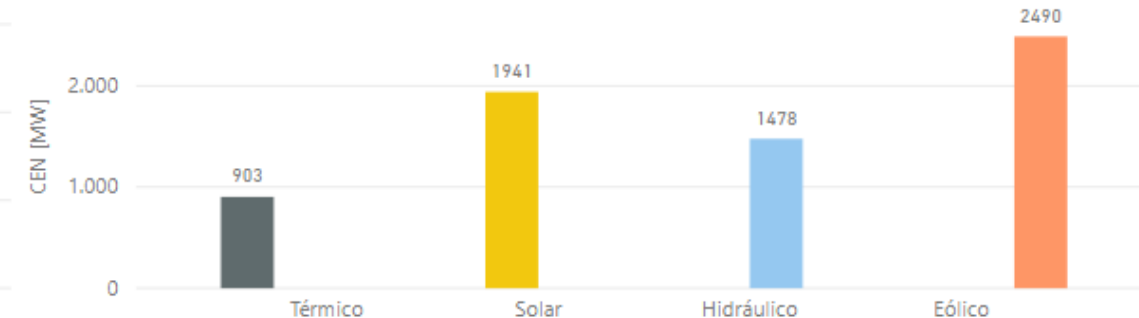
Definición de escenarios

Insumos: Escenarios de proyectos de generación

Proyectos Junio 2022



Proyectos Junio 2025



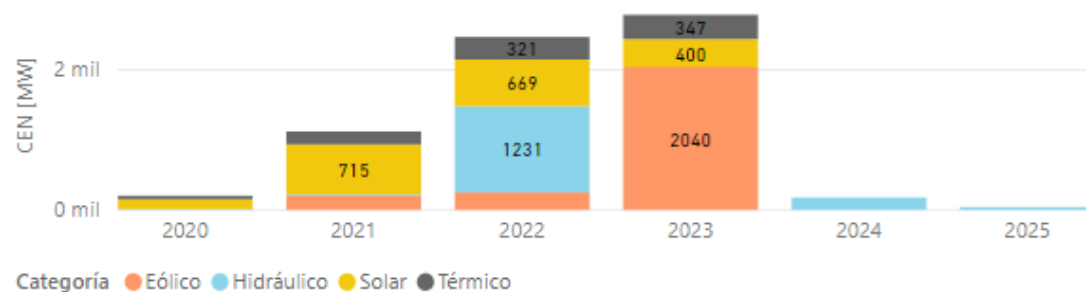
Solar	Eólico	Total
1.410	250	1.660

Solar	Hidráulico	Eólico	Térmico	Total
1.410	662	250	235	2.558

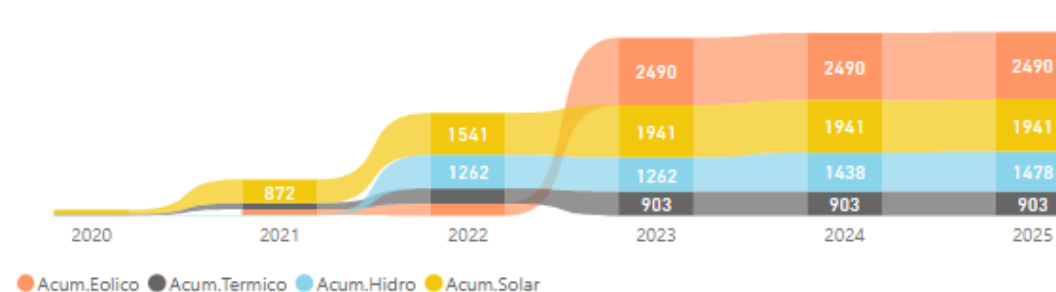
Eólico	Solar	Hidráulico	Térmico	Total
2.490	1.941	1.478	903	6.812

Eólico	Solar	Total
2.490	1.941	4.431

CEN por fecha



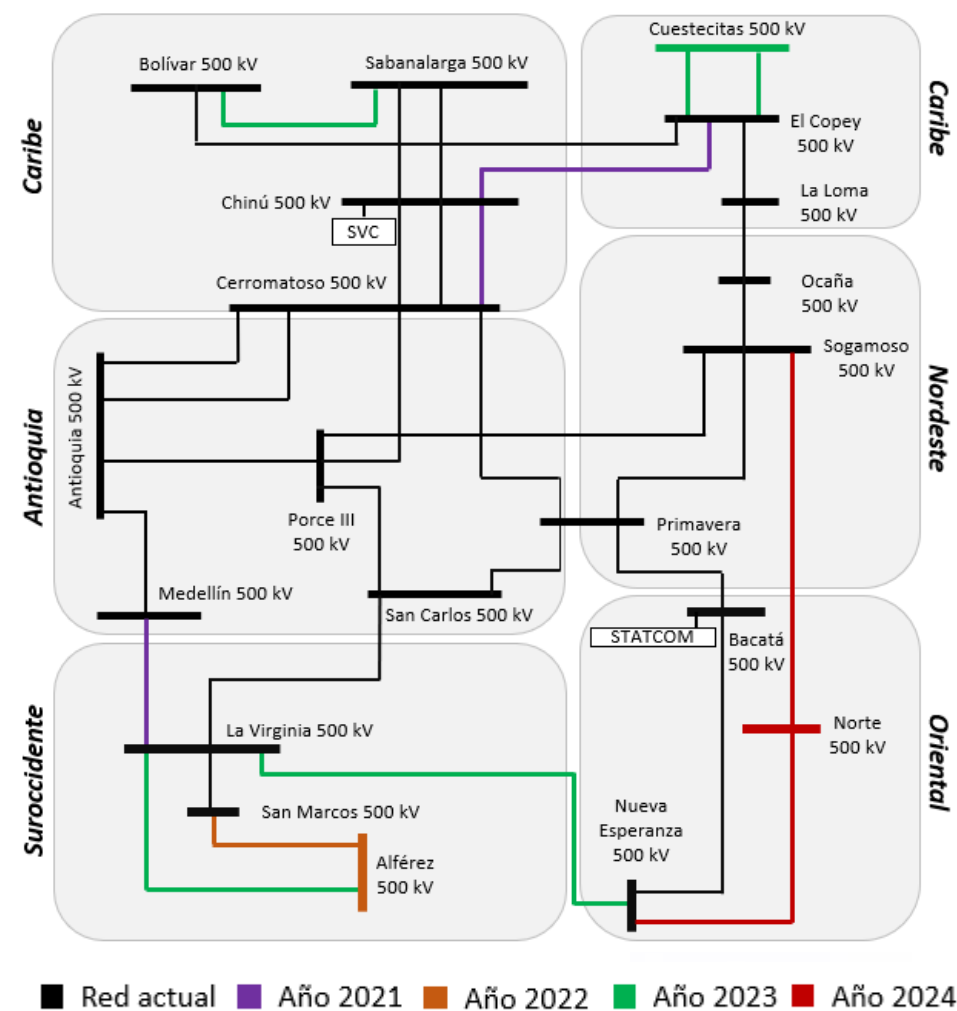
CEN Acumulada [MW]



Definición de escenarios



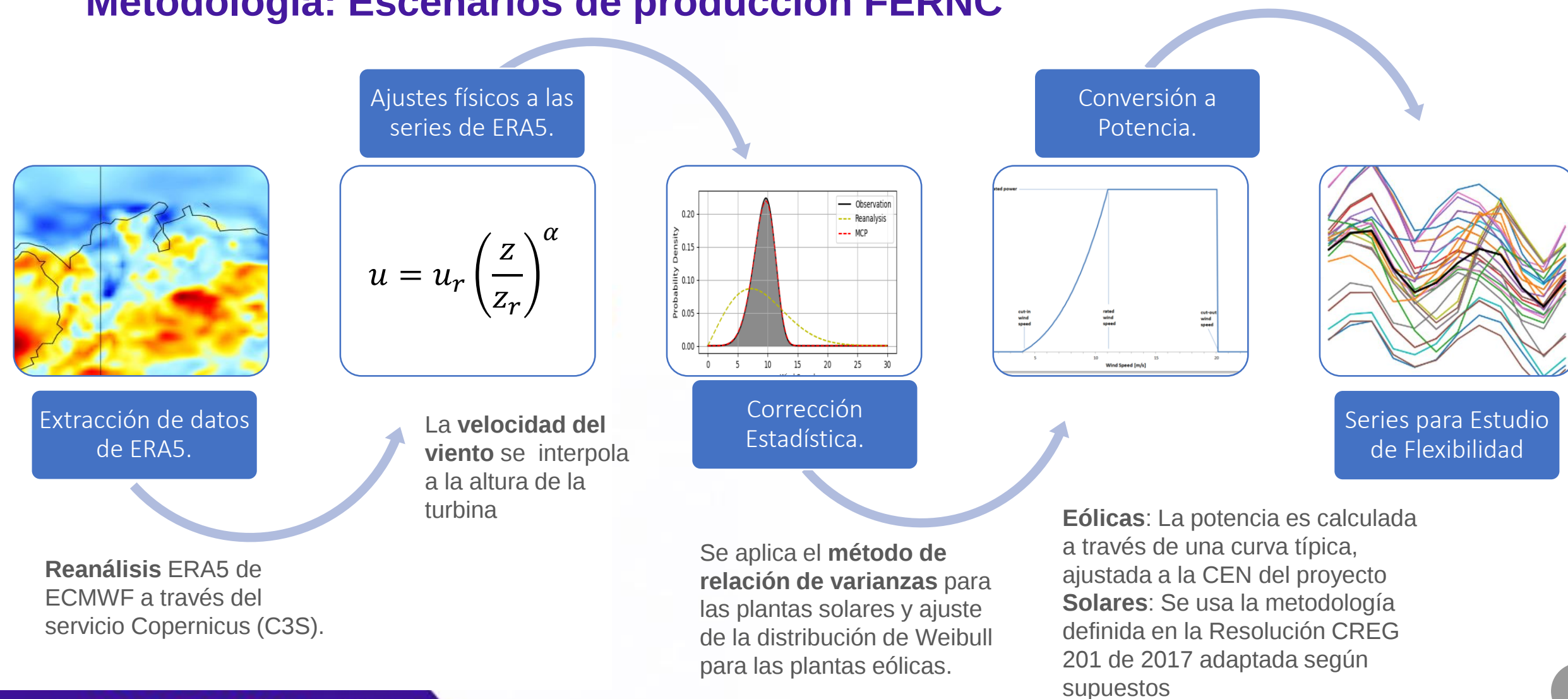
Insumos: Escenarios de proyectos de transmisión



Proyecto	L km	FPO
Chinú – Cerromatoso 3 500 kV	136	Marzo 2021
Chinú – El Copey 500 kV	232	Marzo 2021
Medellín – La Virginia 500 kV	158	2021
San Marcos – Alférez 500 kV	35	2022
Sabalalarga - Bolívar 500 kV	64	2022
La Virginia – Alférez 500 kV	183	2023
La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	200	2023
El Copey - Cuestecitas 1 500 kV	215	2023
El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	220	2023
Colectora – Cuestecitas 1 500 kV	220	2023
Colectora – Cuestecitas 2 500 kV	220	2023
La Loma – Cuestecitas 1 500 kV	220	2023
La Loma – Cuestecitas 2 500 kV	220	2023
Sogamoso – Norte 500 kV	257	2024
Norte – Nueva Esperanza 500 kV	85	2024

Definición de escenarios

Metodología: Escenarios de producción FERNC

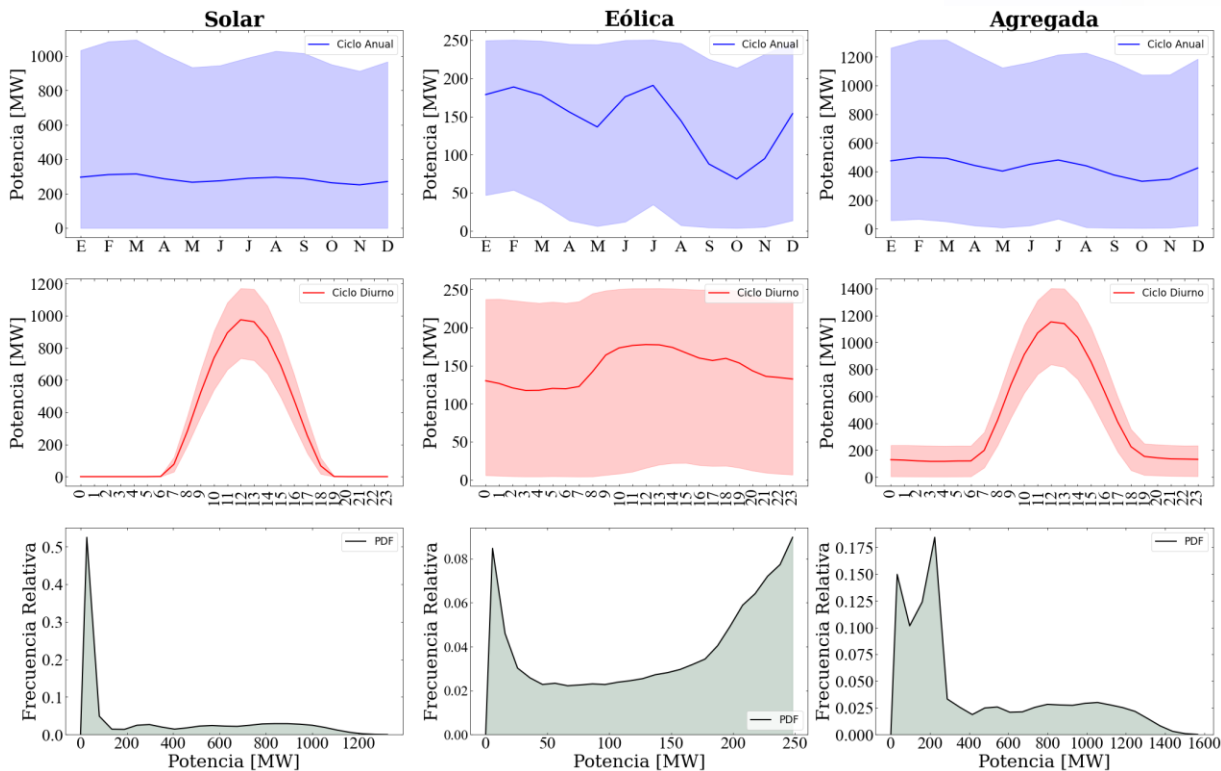


Definición de escenarios

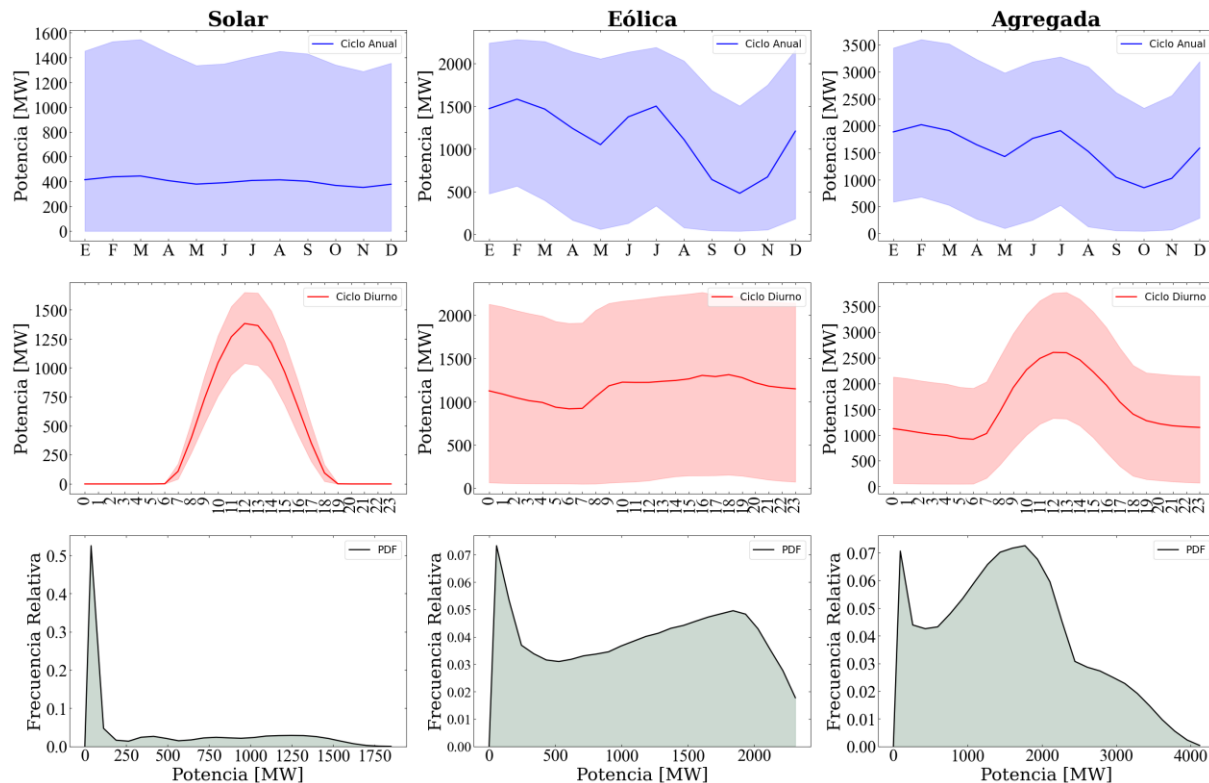


Resultados: Comportamiento histórico de las series

Proyectos 2021 - 2022



Proyectos 2024 - 2025



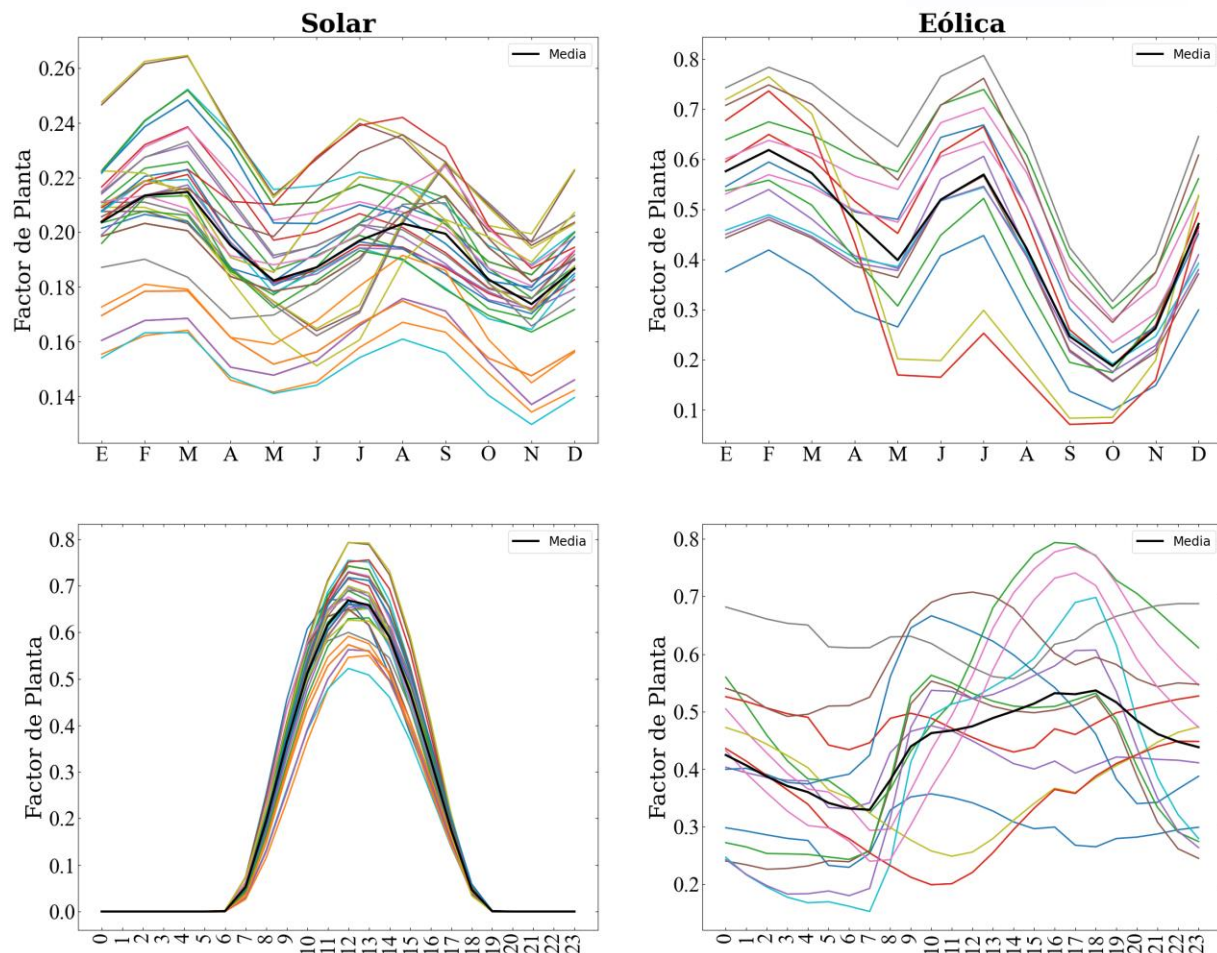
Mayor injerencia de generación solar. Mayor generación media en Febrero y Julio. Menor generación media en Octubre.

	2021-2022	2024-2025
Generación total mas probable	0-400 MW	0-1600 MW
Variaciones ciclo diurno promedio	1000 MW	2000 MW
Ciclo mensual medio	500 MW	1500 MW

Definición de escenarios

Resultados: Factor de planta según histórico de las series

Proyectos 2024 - 2025



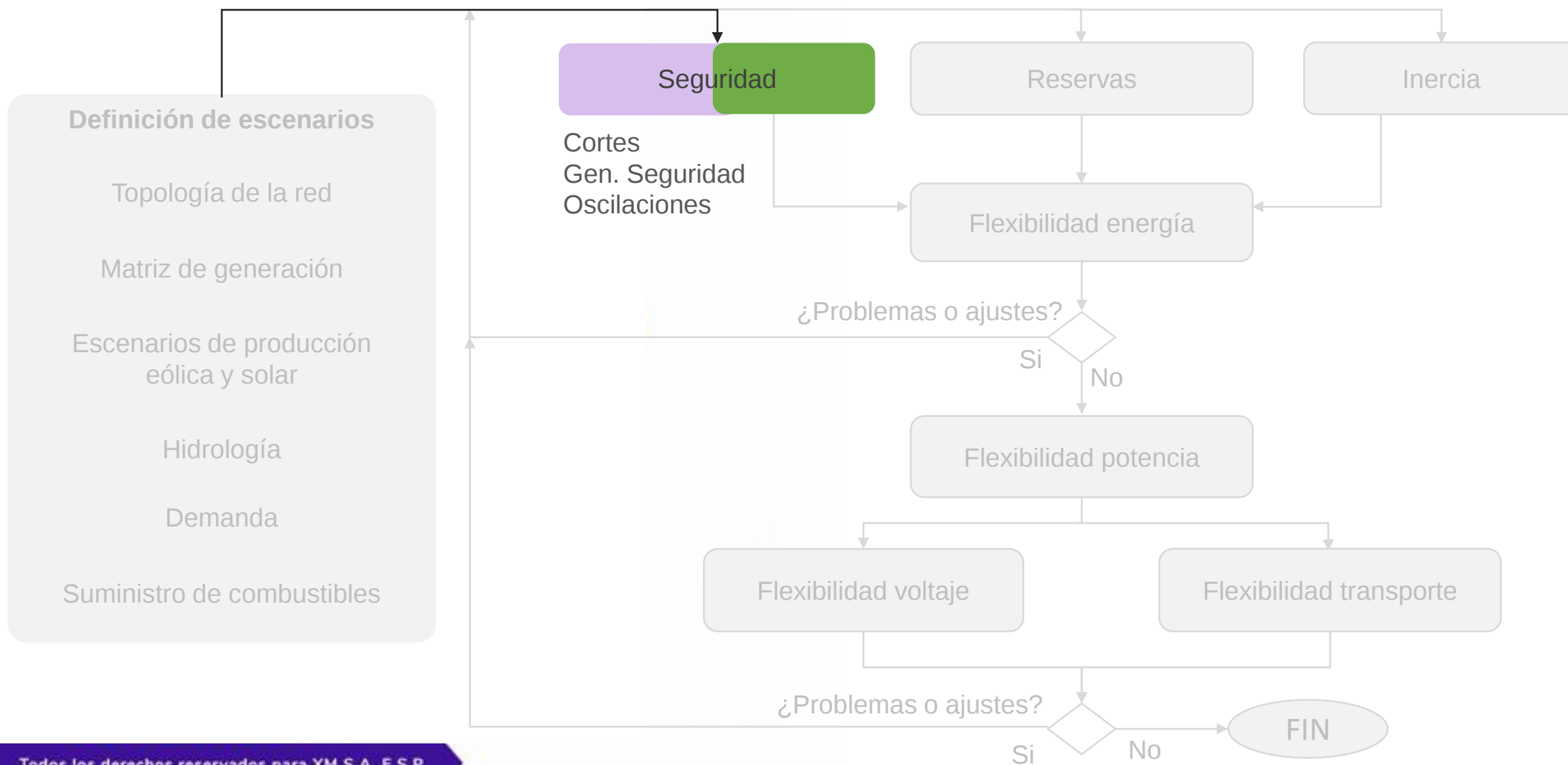
PLANTAS SOLARES

- El FP de las plantas solares varía entre **0.1 y 0.27** (valores medios) a lo largo del año.
- Los **mayores** valores de FP de las plantas solares se observan en los meses de **Febrero y Agosto** (meses de mayor generación).
- A nivel **horario**, las plantas solares presentan mayor FP entre las **11 am y la 1 pm**, variando alrededor de 0.5 a 0.8 aproximadamente.

PLANTAS EÓLICAS

- El FP de las plantas eólicas, a lo largo del año, varía entre 0.2 y 0.75 para el escenario 2021-2022 y **0.1 y 0.8** escenario 2024-2025 (valores medios).
- Los **menores** valores de FP de las plantas eólicas se observan en el mes de **Octubre** (menor generación).
- A nivel **horario**, las plantas eólicas presentan mayor FP durante el día, es decir, entre las **7 am y las 7 pm**, variando alrededor de 0.25 y 0.8 aproximadamente.

Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



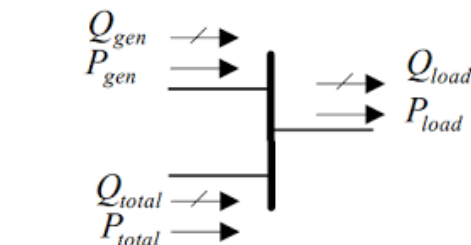
Generación de seguridad

Metodología

-Selección días críticos

-Análisis de contingencia N-1

-Variación de escenarios de generación



Flujo de carga

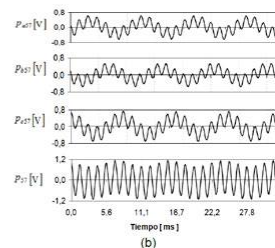
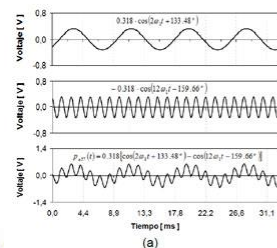
- Sobrecarga de elementos por debajo del límite de emergencia
- Tensiones precontingencia dentro de los rangos operativos
- Tensiones postcontingencia dentro de los rangos operativos

Verificación de variables eléctricas

Simulación dinámica

Red de transmisión STN y STR

-Restricciones eléctricas
-Límites de importación
-Unidades mínimas



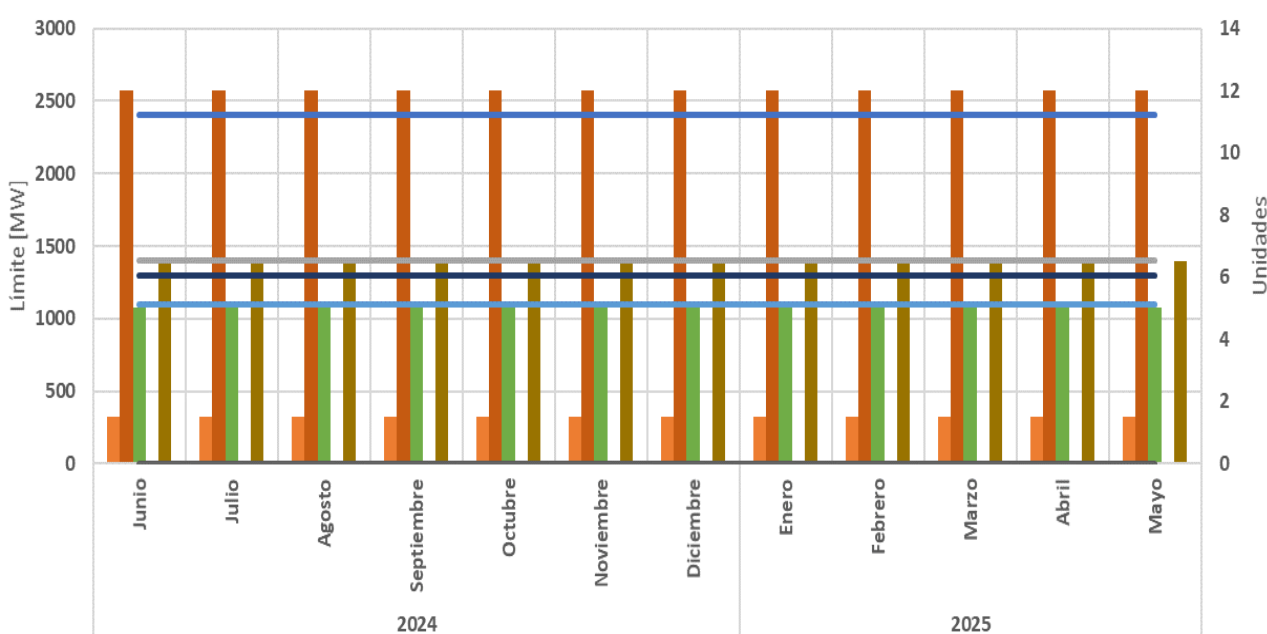
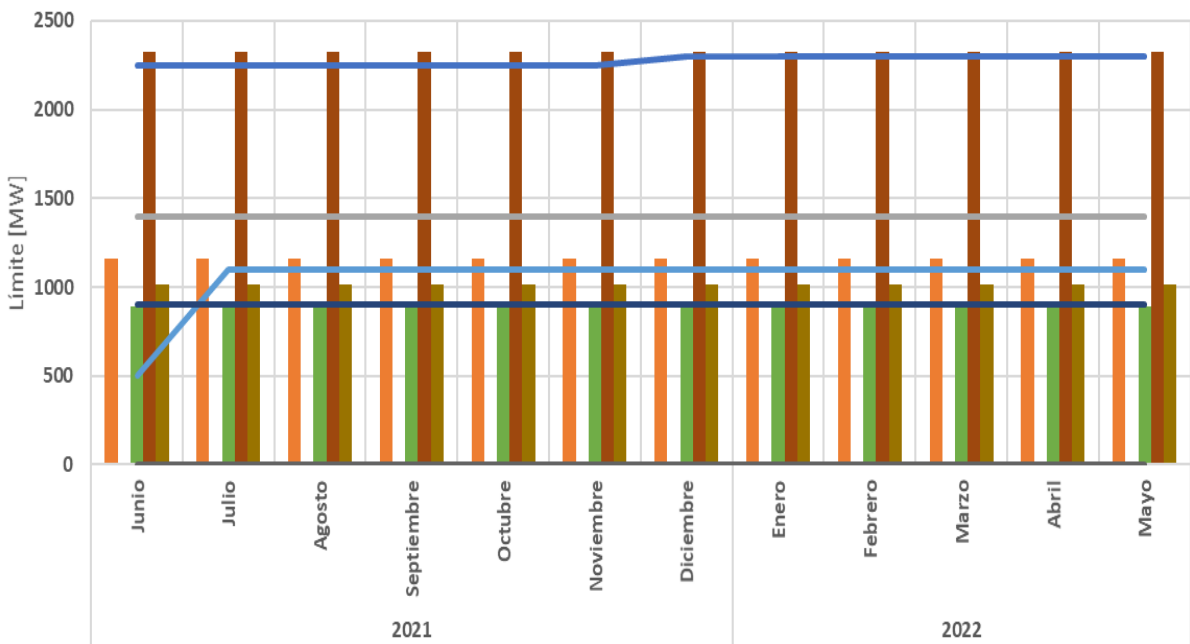
Contingencias

- Estabilidad de tensión
- Frecuencia

Generación de seguridad



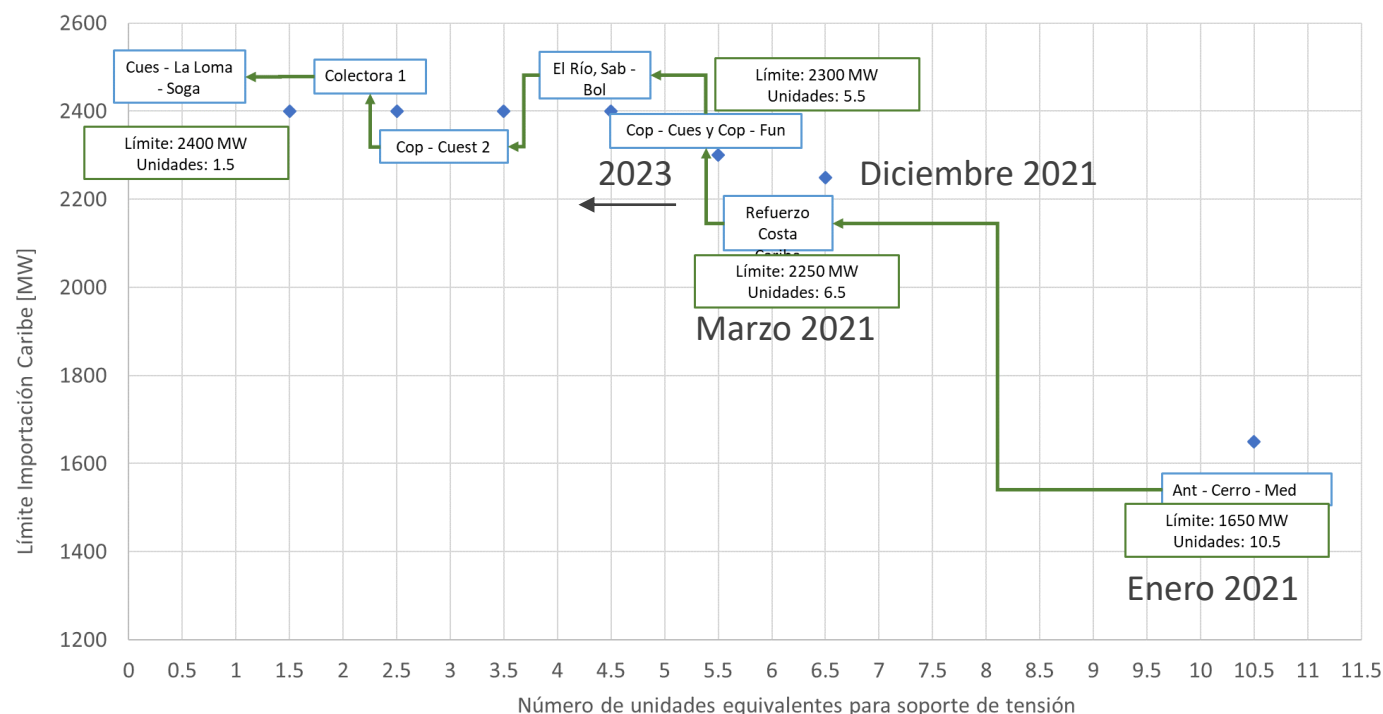
Resultados Límites de importación y unidades mínimas



- Caribe Unidades
- Nordeste Unidades
- Suroccidental Unidades
- Oriental Unidades
- Antioquia Unidades
- Caribe Límite
- Nordeste Límite
- Suroccidental Límite
- Oriental Límite
- Antioquia Límite

Generación de seguridad

Área Caribe

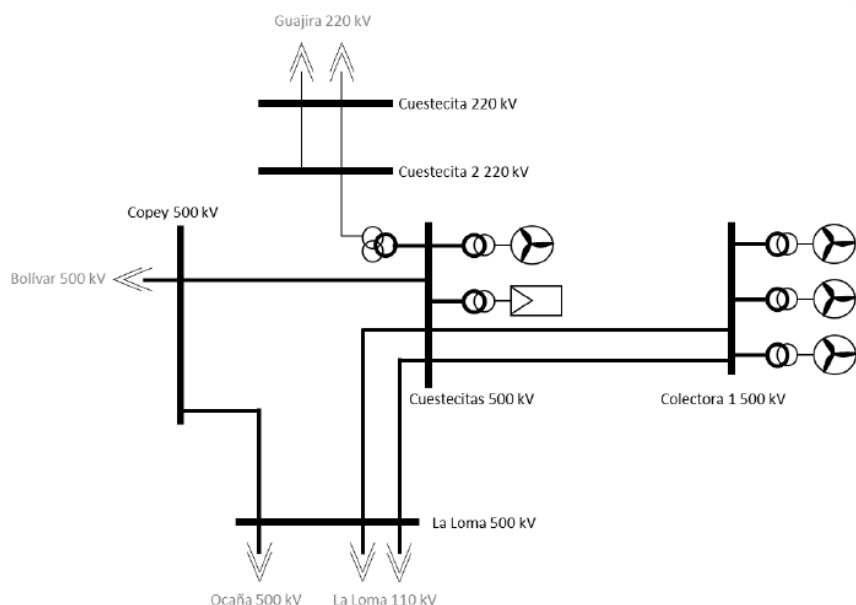


- La expansión definida permite **incrementar el límite** de importación de 1500 MW a 2400 MW, además la **reducción** considerable de 10.5 a 1.5 **unidades** en escenarios de demanda máxima en el horizonte 2024-2025.
- Los proyectos de expansión definidos en la red de **500kV** ocasionan **altas tensiones** en la subárea GCM en escenarios de **baja demanda** y baja producción eólica y solar. Por lo tanto, se requiere de **elementos adicionales** que permitan mantener la tensión dentro del rango regulatorio.
- Los **recursos renovables** no convencionales pueden ser considerados como **generación de seguridad** tanto para brindar soporte de tensión como para controlar el límite de transferencia.

Generación de seguridad

Estabilidad de tensión en GCM: Análisis de contingencias

Se simulan 8 eventos de corto circuito trifásico en Cuestecitas y Colectora para máxima generación de FERNC, demanda máxima y mínima en Caribe a 2025



Demanda máxima

Evt	V_{max} [p.u.]	V_{min} [p.u.]	Sc_{max} [%]
1	1.04	0.94	97.90
2	1.08	0.92	98.30
3	1.09	0.92	98.37
4	1.08	0.92	98.36
5	1.08	0.91	101.2*
6	1.07	0.93	99.01
7	1.08	0.91	98.10
8	1.08	0.93	98.66

*Sobrecarga de emergencia del 120% para este activo.

Demanda mínima

Evt	V_{max} [p.u.]	V_{min} [p.u.]	Sc_{max} [%]
1	1.04	0.95	69.50
2	1.04	0.94	69.50
3	1.06	0.96	80.32
4	1.06	0.95	69.81
5	1.05	0.94	96.91
6	1.08	0.97	70.83
7	1.03	0.92	68.77
8	1.03	0.90	68.81

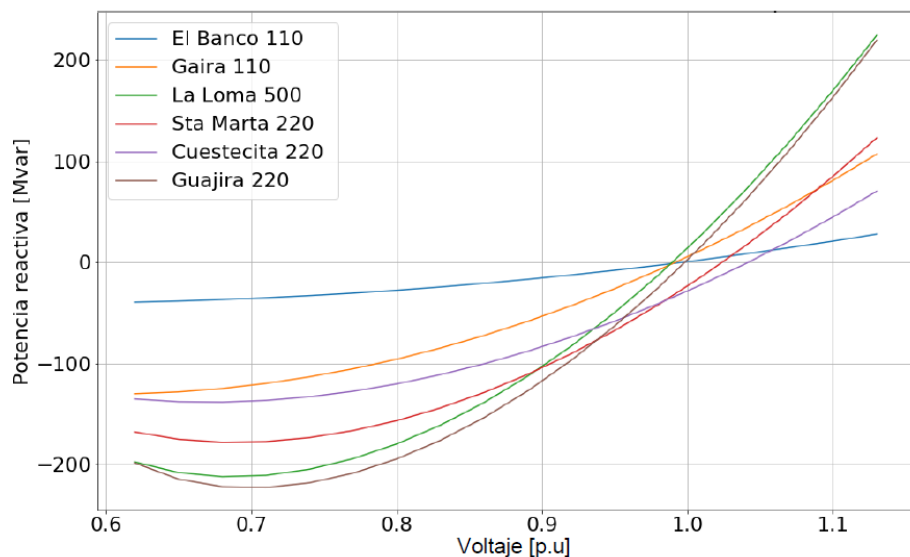
- Se espera que las contingencias en los activos próximos a las subestaciones Cuestecitas y Colectora 500 kV **no ocasionen problemas importantes en la estabilidad de tensión en el área**, aún en escenarios limítrofes para la seguridad y confiabilidad de esta.

Generación de seguridad

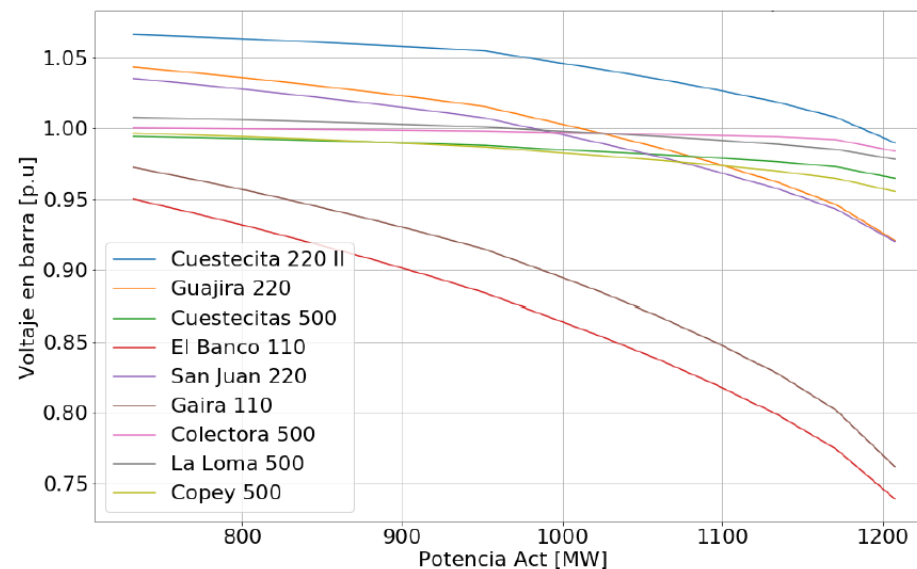


Estabilidad de tensión en GCM: Límites de estabilidad

Demanda mínima, 2022 red completa



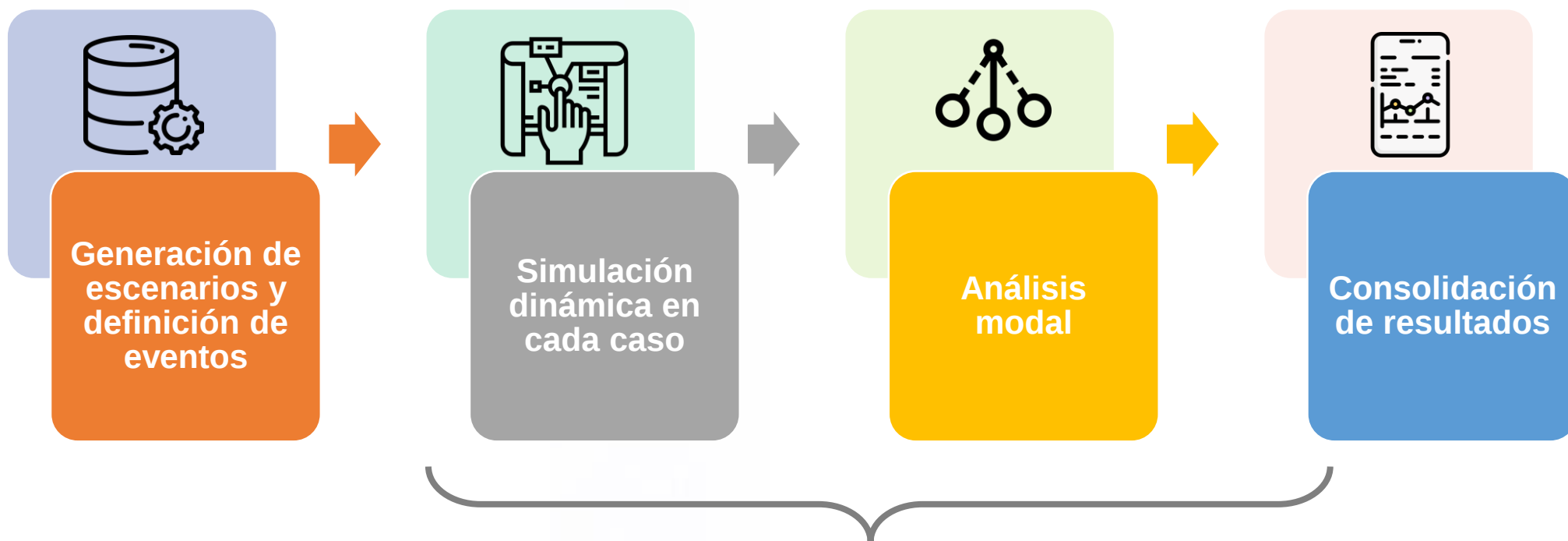
Demanda máxima 2025, red completa y eólica máxima



- Se espera que **las FERNC no introduzcan problemas de estabilidad de tensión en la subárea de GCM.**
- **Los márgenes de estabilidad se amplían** entre el 2022 y el 2025, situación asociada a las expansiones en red a 500 kV.
- Se **mejora la estabilidad por colapso de tensión** ante niveles de demanda activa entre el 2022 y el 2025
- En los periodos de **demanda mínima**, tanto para el 2022 como el 2025, se **esperarían altas tensiones** y sensibilidades débiles de V y Q (es decir, gran variación de V a pequeños cambios de Q). Esta **situación no es atribuible a la FERNC.**

Análisis modal

Metodología



Presente: 2021
Futuro: 2024

Se filtraron modos con amortiguamiento $< 5\%$

Análisis modal

Supuestos



Año	Caso	P4	P12	P19/P20
2021	Sin Ecuador	X		X
	Importando 450 MW	X	X	X
	Exportando 450 MW	X		X
2024	Sin Ecuador con FERNC	X	X	
	Sin Ecuador sin FERNC		X	X
	Importando 450 MW con FERNC	X	X*	X*
	Importando 450 MW sin FERNC	X	X	X
	Exportando 450 MW con FERNC		X	X
	Exportando 450 MW sin FERNC	X	X	X

Eventos

- N-1 Cocacodo Sinclair
- N-1 Sogamoso
- N-1 Ituango
- N-1 San Carlos – Virginia
- N-1: Colectora – Cuestecitas
- N-4: Jamondino - Pomasqui

24 casos de estudio

*Con y sin RRF

Análisis modal



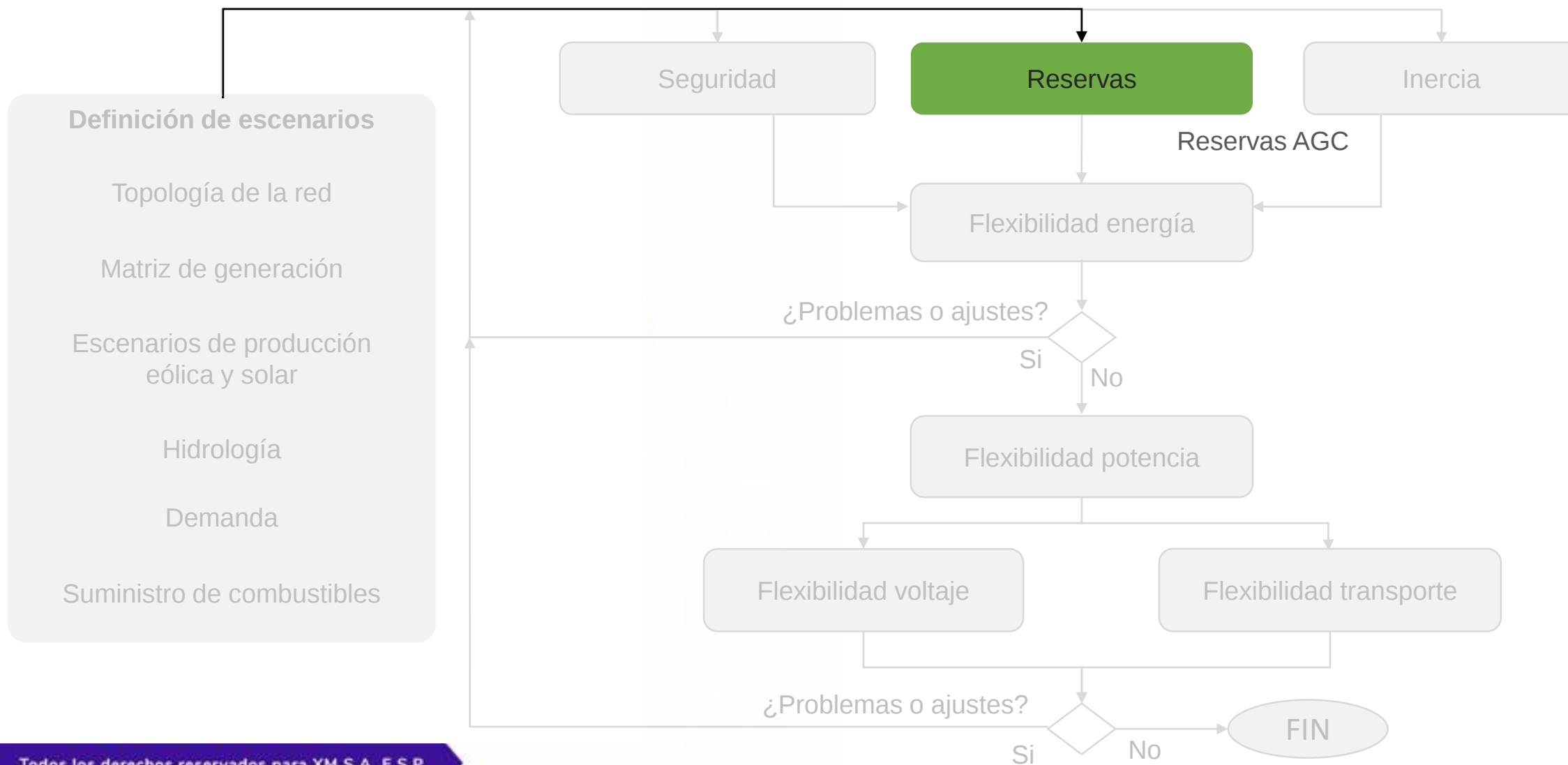
Resultados

Al comparar los resultados del análisis modal considerando los casos de estudio asociados al 2021 con los asociados al 2024, se encuentra que:

- **No se evidencia la excitación futura de un modo de bajo amortiguamiento** que afecte la estabilidad del sistema.
- En el futuro **se presentan modos de oscilación de alta frecuencia con amortiguamiento del orden del 3%** que, según lo visto en las simulaciones dinámicas, **no trascienden** a las variables eléctricas de la red **independientemente de la integración de FERN C**.
- Ante la activación de la Respuesta Rápida de Frecuencia de las unidades de generación eólica, **se presenta un modo en el futuro de 1,006 Hz el cual está asociado al modelo típico WECC**. Este modo no trasciende a la red según las simulaciones dinámicas realizadas y, en caso de presentarse, **se puede amortiguar a través del ajuste de los sistemas de control**.

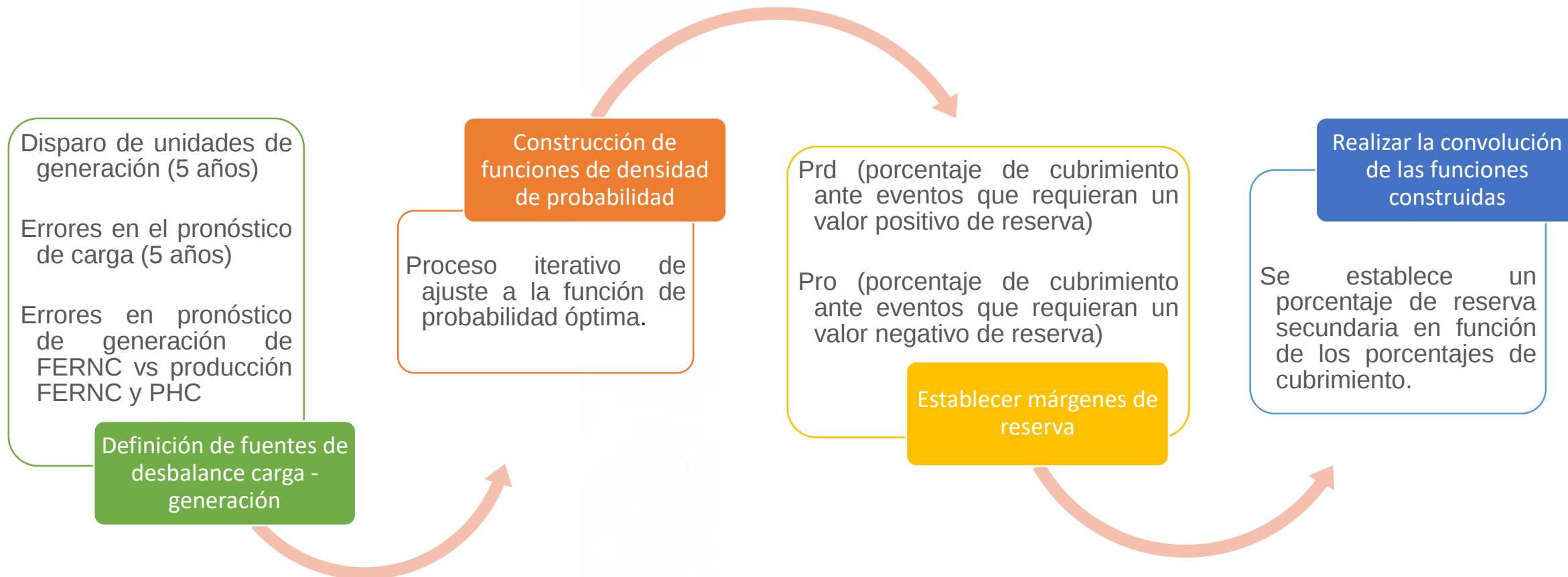
*Dada la incertidumbre sobre las condiciones de operación futura y las limitaciones que tienen los programas de simulación para representar todas las dinámicas asociadas a los elementos del sistema, es posible que se exciten modos no encontrados en los estudios realizados. En estos casos, un **ajuste de PSSs o de controles de generación** puede realizarse para mejorar el amortiguamiento de los modos de oscilación.*

Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Estimación de reservas

Metodología



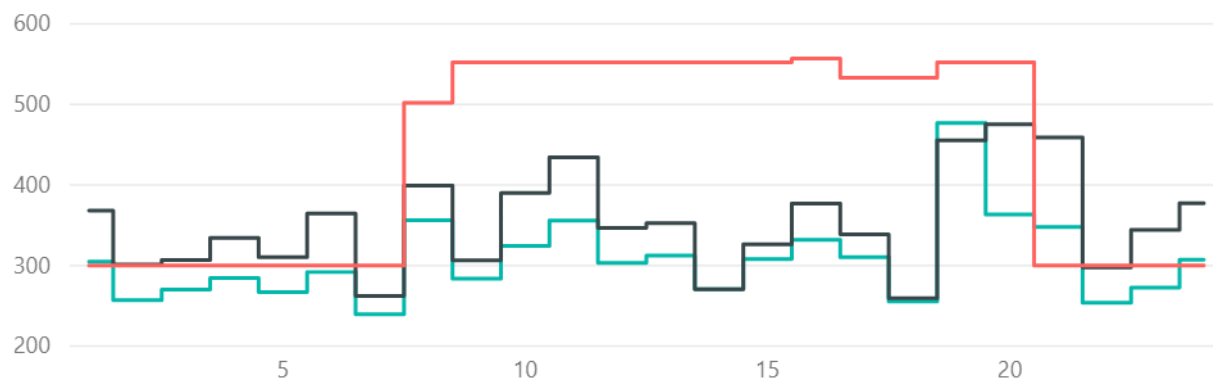
Estimación de reservas

Requerimientos de AGC



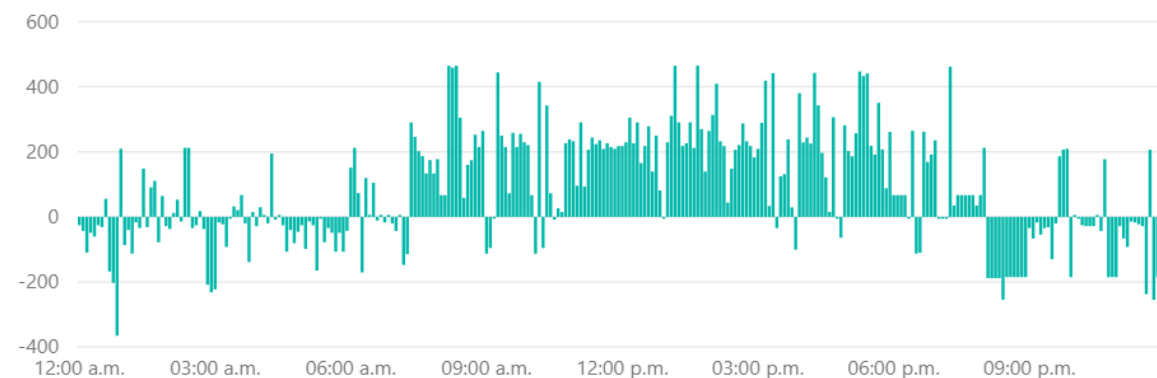
AGC por HORA

HORIZONTE ● 2020-2021 ● 2021-2022 ● 2024-2025



Delta de reservas

HORIZONTE ● DIF 25-22



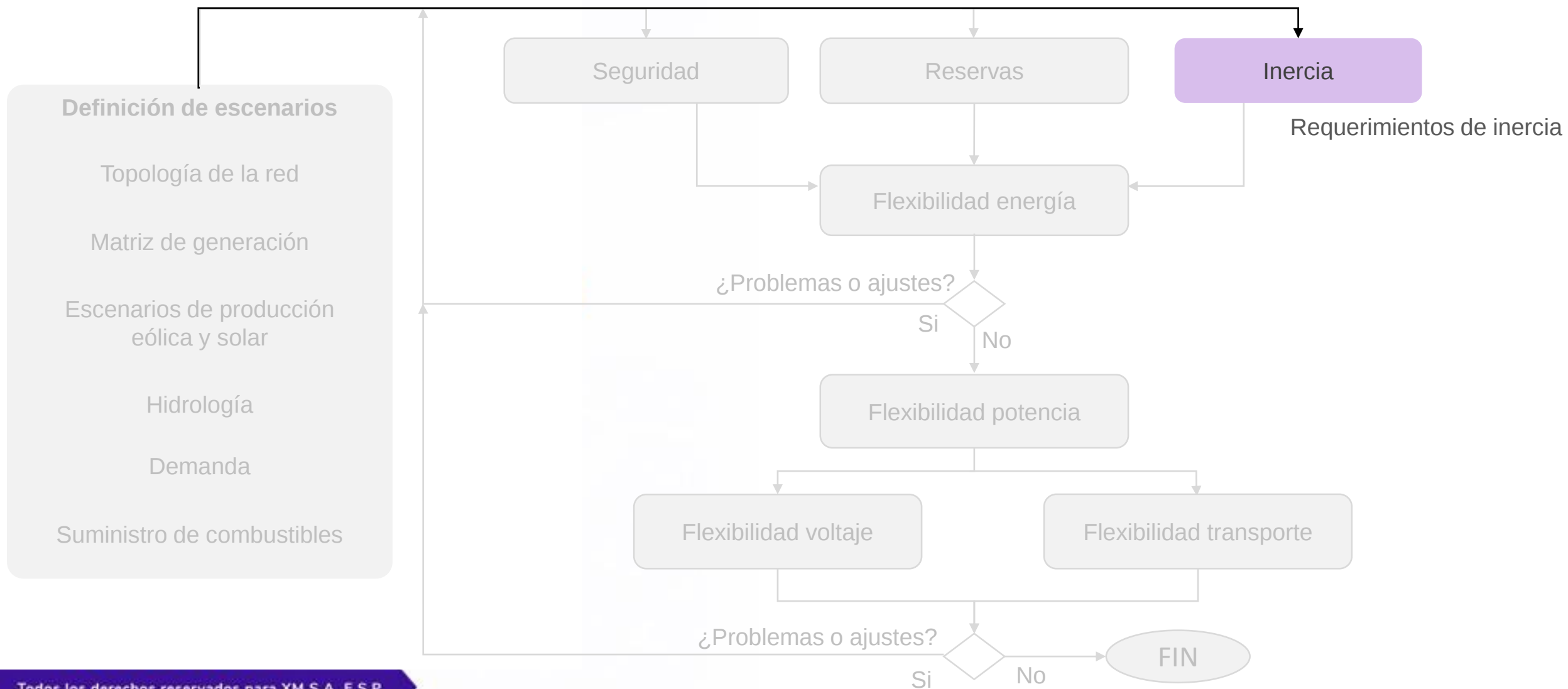
Variaciones intra-horarias

HORIZONTE ● 2020-2021 ● 2021-2022 ● 2024-2025



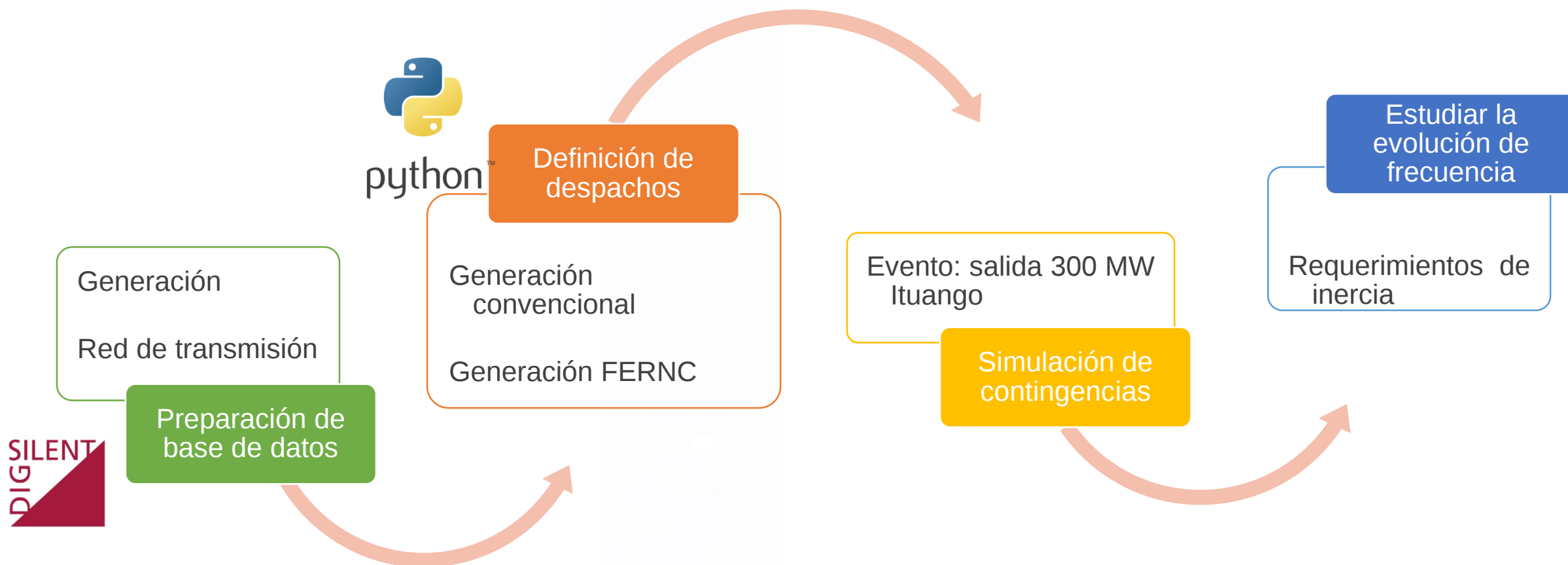
- El resultado del estudio 2024-2025 refleja la alta componente de generación fotovoltaica que se tendrá para este horizonte de tiempo.
- Al acercarse la fecha de operación se contará con mejor información asociada a la desviación de generación de cada tecnología, lo que permitirá actualizar los resultados del estudio.
- Al analizar el resultado del cálculo de reservas con una estampa de 5 minutos se evidencia una alta variabilidad intra-horaria.

Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Requerimientos de Inercia

Metodología



Requerimientos de Inercia

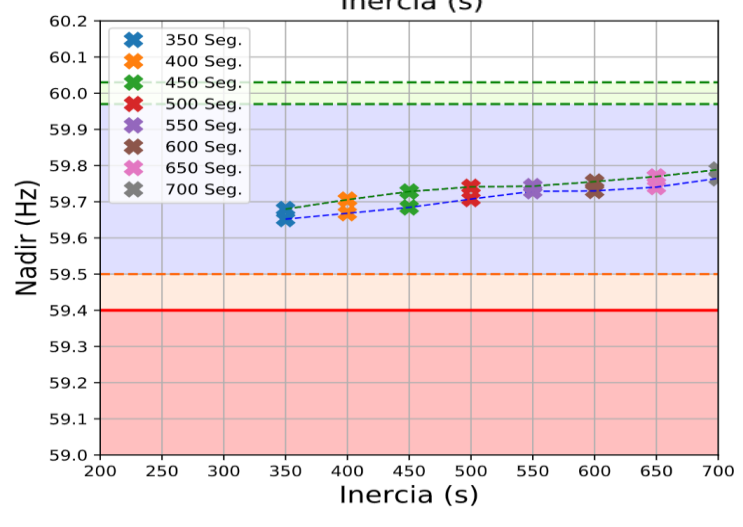
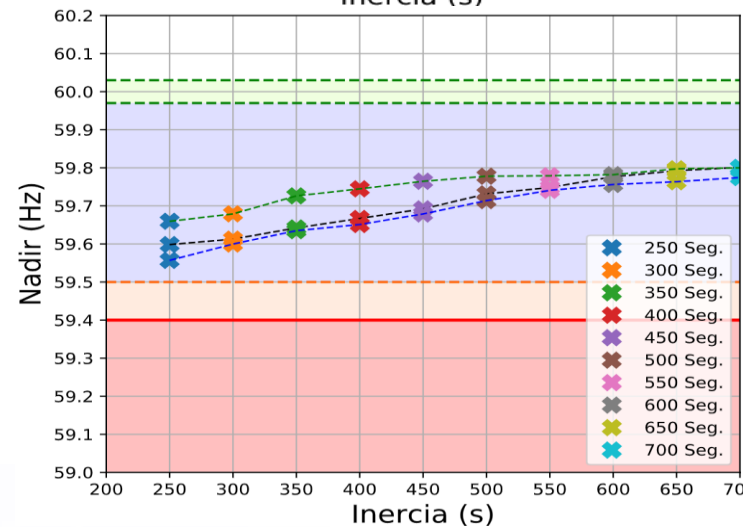
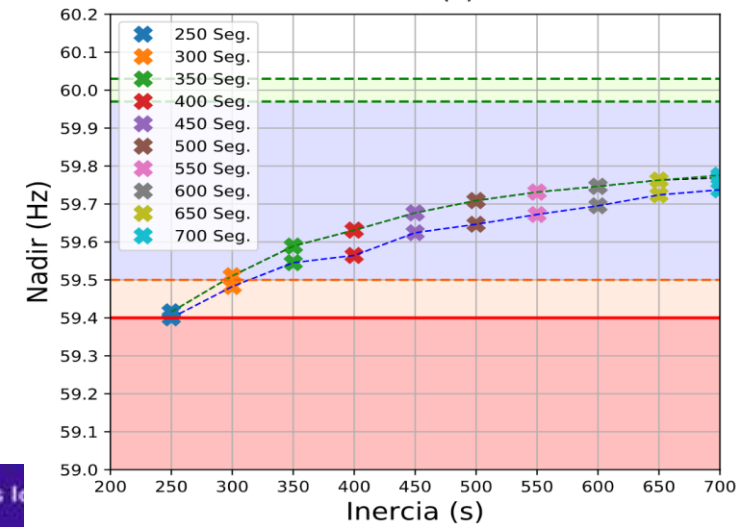
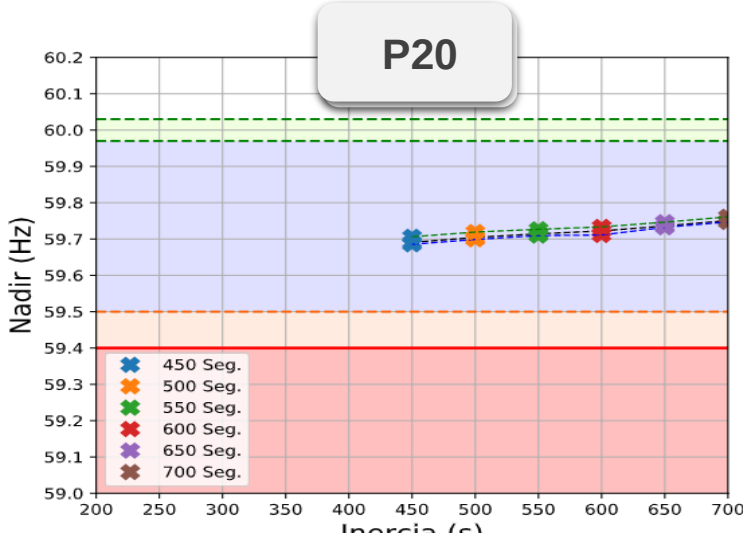
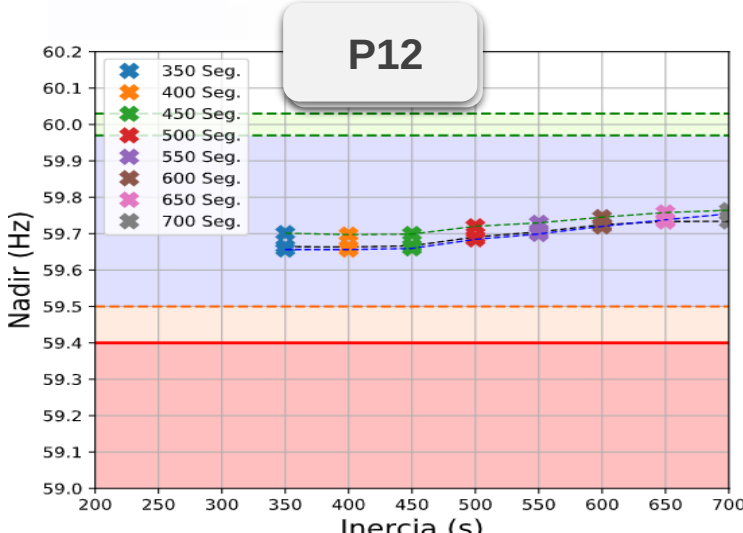
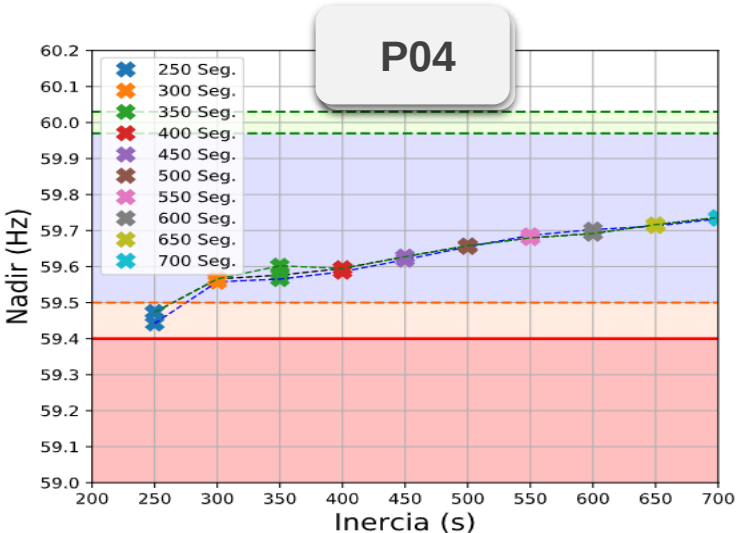


Resultados frecuencias mínimas: Evento 300 MW

* En todos los casos se mantiene habilitada la RPF de generación sincrónica.

2021-2022

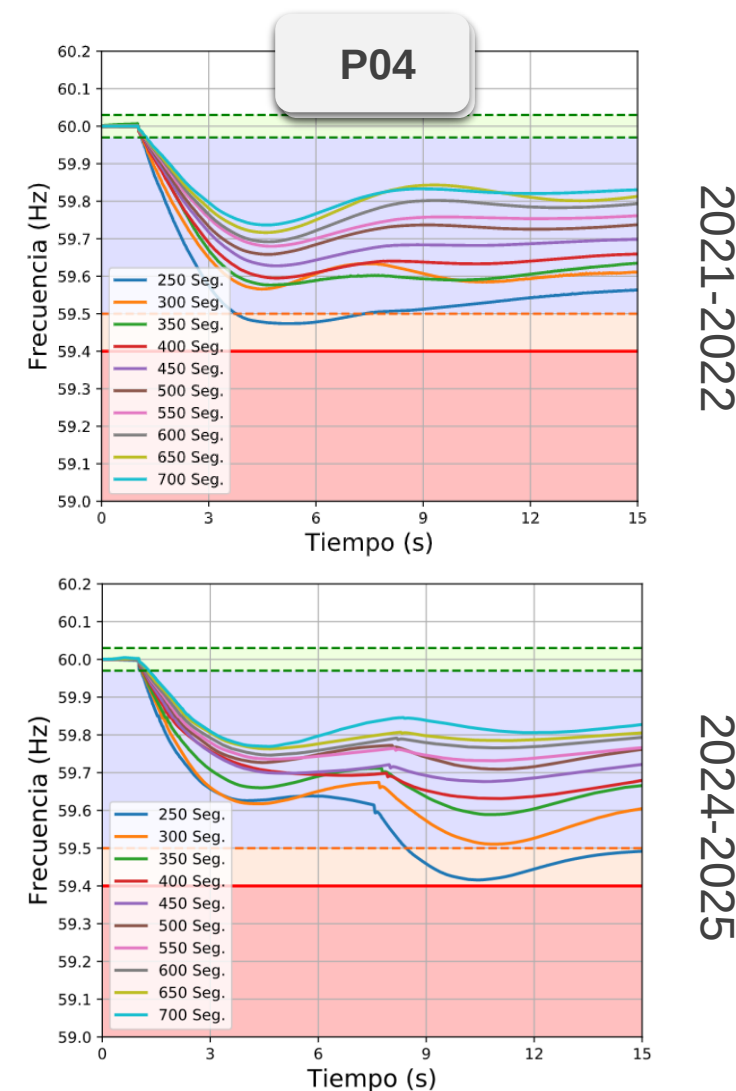
2024-2025



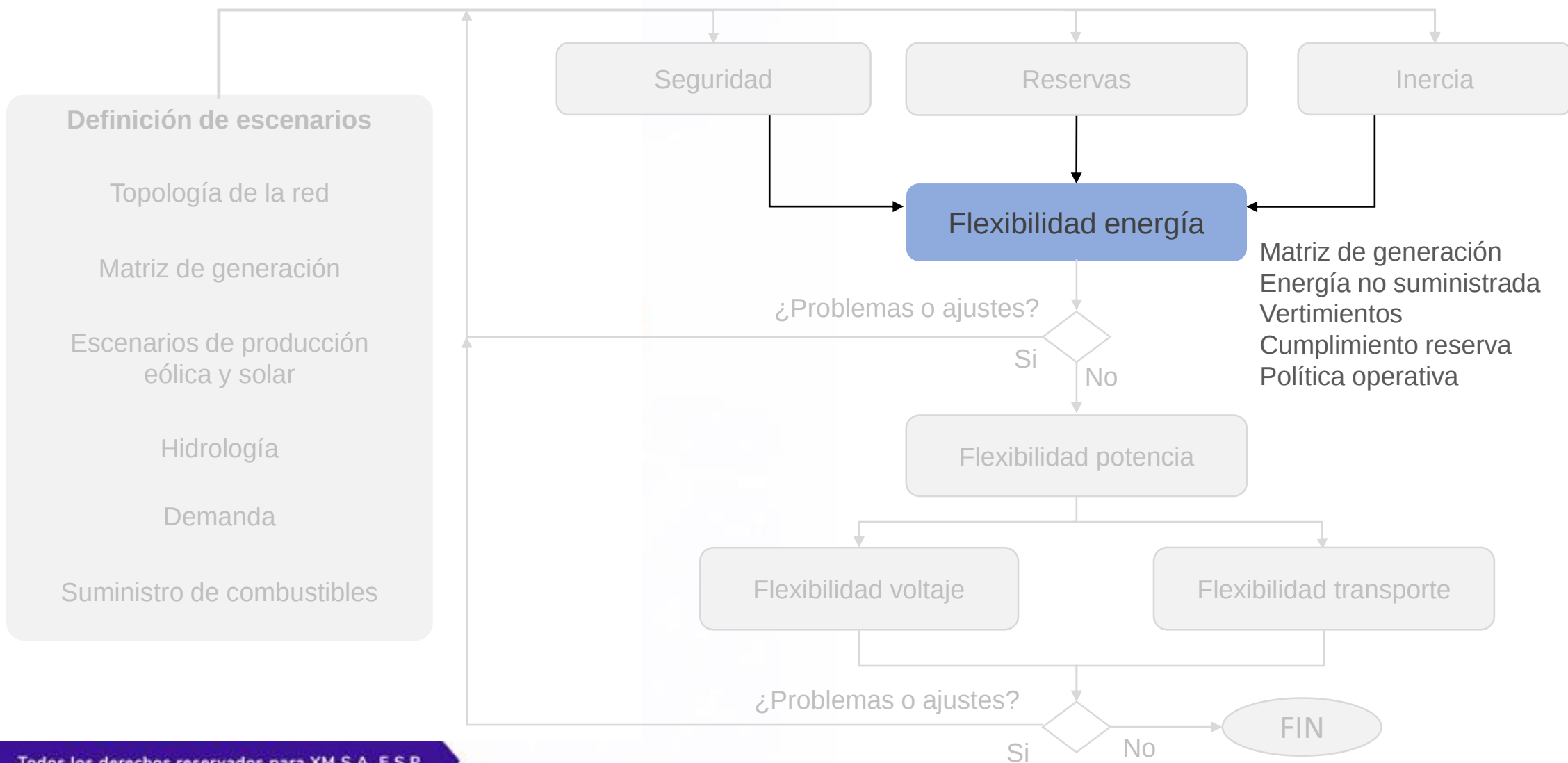
Requerimientos de Inercia

Resultados

- Con los requisitos definidos a través de la Resolución CREG 060 del 2019 para las FERNC asociadas a RRF y RPF, se presenta un efecto positivo en el control de la frecuencia del SIN.
- Para el horizonte **2021 - 2022** desde el punto de vista del control de frecuencia, se pueden incorporar al SIN 1.5 GW de generación FERNC, dado que **la inercia y RPF asociada a la generación requerida para suplir la demanda es suficiente** para evitar la actuación del EDAC ante eventos de frecuencia.
- Se observa que para el horizonte **2024 - 2025** desde el punto de vista del control de frecuencia, se pueden incorporar al SIN 4.4 GW de generación FERNC, siempre que se garantice en demanda mínima un valor de **inercia base de 300 segundos**, dado que la inercia y RPF asociada a la generación requerida para suplir la demanda es suficiente para evitar la actuación del EDAC ante eventos de frecuencia.



Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Flexibilidad por energía

Metodología



Modelo de planeación energética

Función objetivo

- Minimización del costo de operación

Variables de decisión

- Producción de las unidades de generación

Restricciones

- Balance generación-demanda
- Control del nivel del embalse
- Límites de generación
- Disponibilidad de combustibles
- Límites en los flujos de transmisión
- Generación de seguridad

Variables de estado

- Costos de operación
- Nivel de los embalses
- Flujos por las líneas
- Consumo de combustible

Horizonte de optimización: 1 año

Condición terminal: año adicional con hidrología media

Paso de optimización: semanal

HM: año histórico con Hidrología Media (2013-2014)

HA: año histórico con Hidrología Alta (2010-2011)

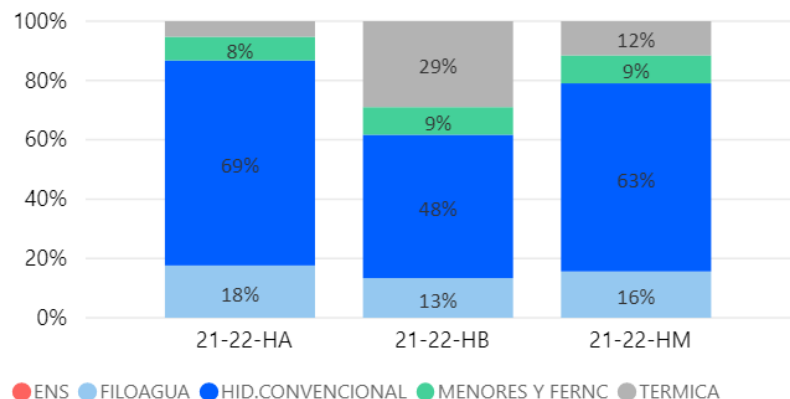
HB: año histórico con Hidrología Baja (2015-2016)

Flexibilidad por energía

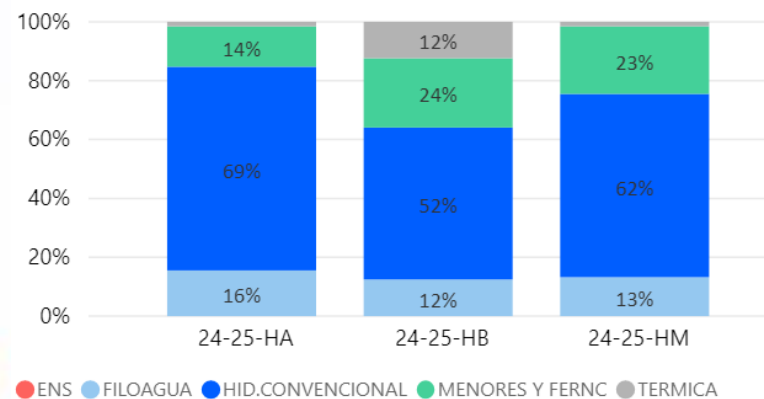
Suficiencia energética



% Atención de la demanda



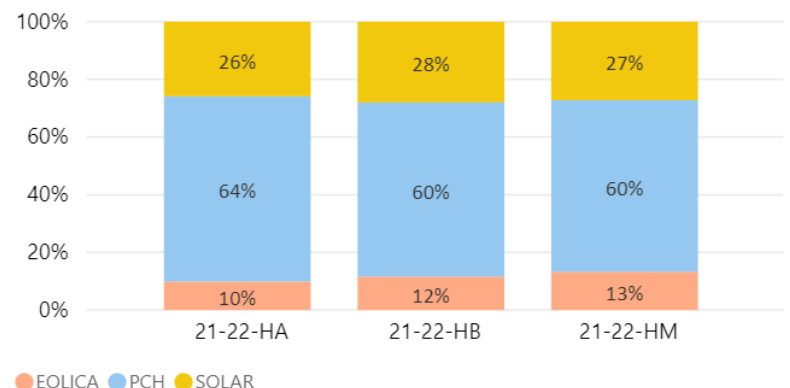
% Atención de la demanda



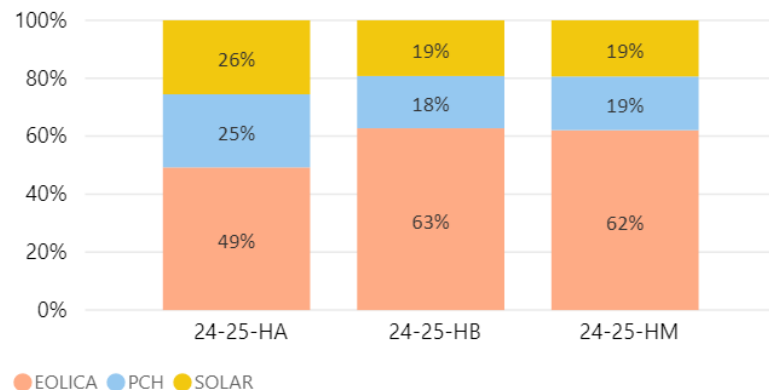
Vertimientos FERN [GWh-día]

CASE	EOLICA	SOLAR
21-22-HA	9	32
21-22-HB	0	0
21-22-HM	0	0
Total	9	32

% Despacho renovable



% Despacho renovable



Vertimientos FERN [GWh-día]

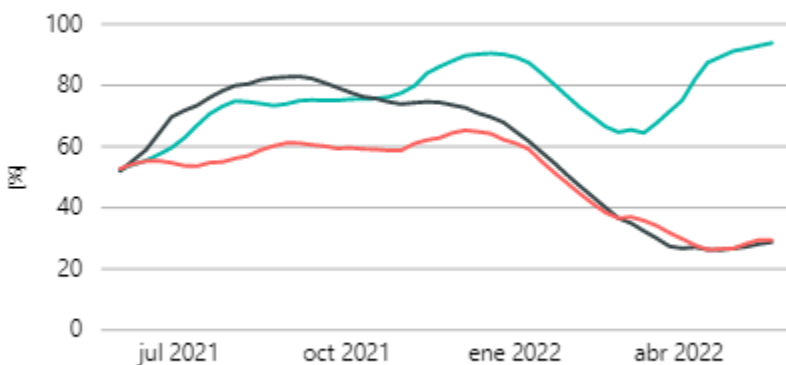
CASE	EOLICA	SOLAR
24-25-HA	170	80
24-25-HB	0	0
24-25-HM	0	0
Total	170	80

Flexibilidad por energía

Generación y vertimientos

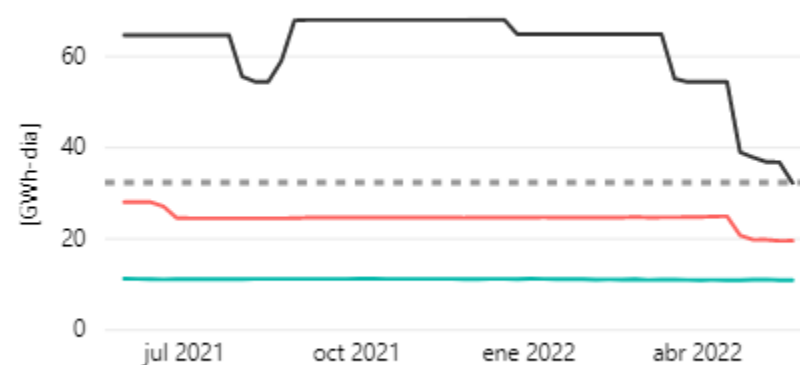


Embalse



● 21-22-HA ● 21-22-HB ● 21-22-HM

Generación térmica

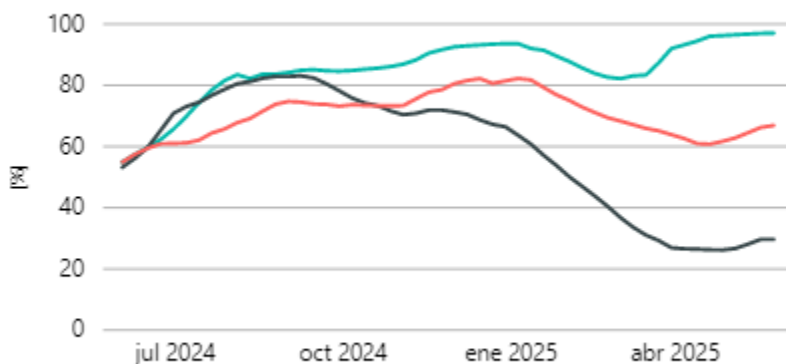


● 21-22-HA ● 21-22-HB ● 21-22-HM

Total vertimientos solar y eólica

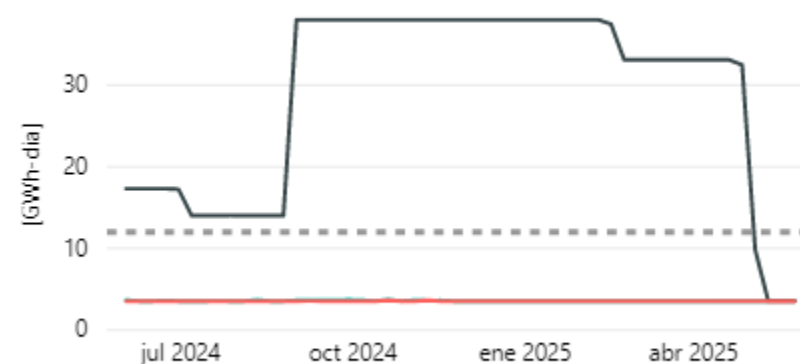


Embalse



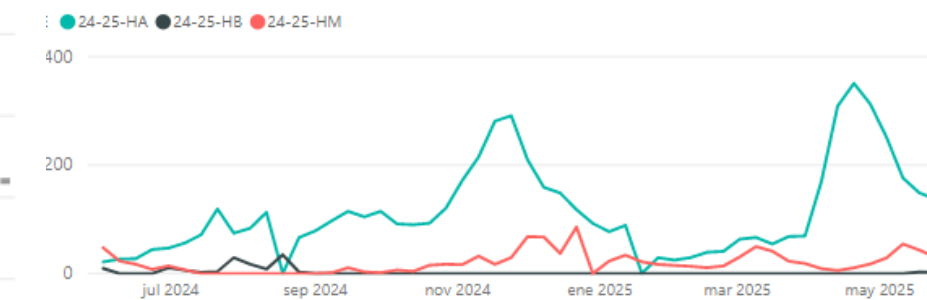
● 24-25-HA ● 24-25-HB ● 24-25-HM

Generación térmica



● 24-25-HA ● 24-25-HB ● 24-25-HM

Total vertimientos hidráulica



Flexibilidad por energía

Principales resultados

- **No se presenta demanda no atendida** en ningún caso de estudio.
- **Se presentan vertimientos de FERN** en el caso de **Hidrología Alta**. Ambos horizontes presentaron vertimientos en el mes de mayo, cuando los aportes alcanzan los 600 GWh-día aprox. En el 2024-2025 se presentaron vertimientos adicionales en los meses noviembre – diciembre cuando también se presenta un aumento considerable de aportes.
- La **generación térmica es necesaria** para abastecer la demanda cuando los **aportes son deficitarios**:
 - 2021-2022: pasa del 12% de atención de la demanda en hidrología media al 29% en hidrología baja.
 - 2024-2025: pasa del 1.5% de atención de la demanda en hidrología media al 12% en hidrología baja.
- El embalse, en todos los casos de hidrología baja, alcanza la CAR en el verano. En el horizonte 2021-2021, el caso de hidrología media también llega a valores mínimos.
- En el horizonte 2024-2025, cuando se tiene mayor eólica instalada, se observa una reducción en la producción de esta tecnología, para el caso de hidrología alta.

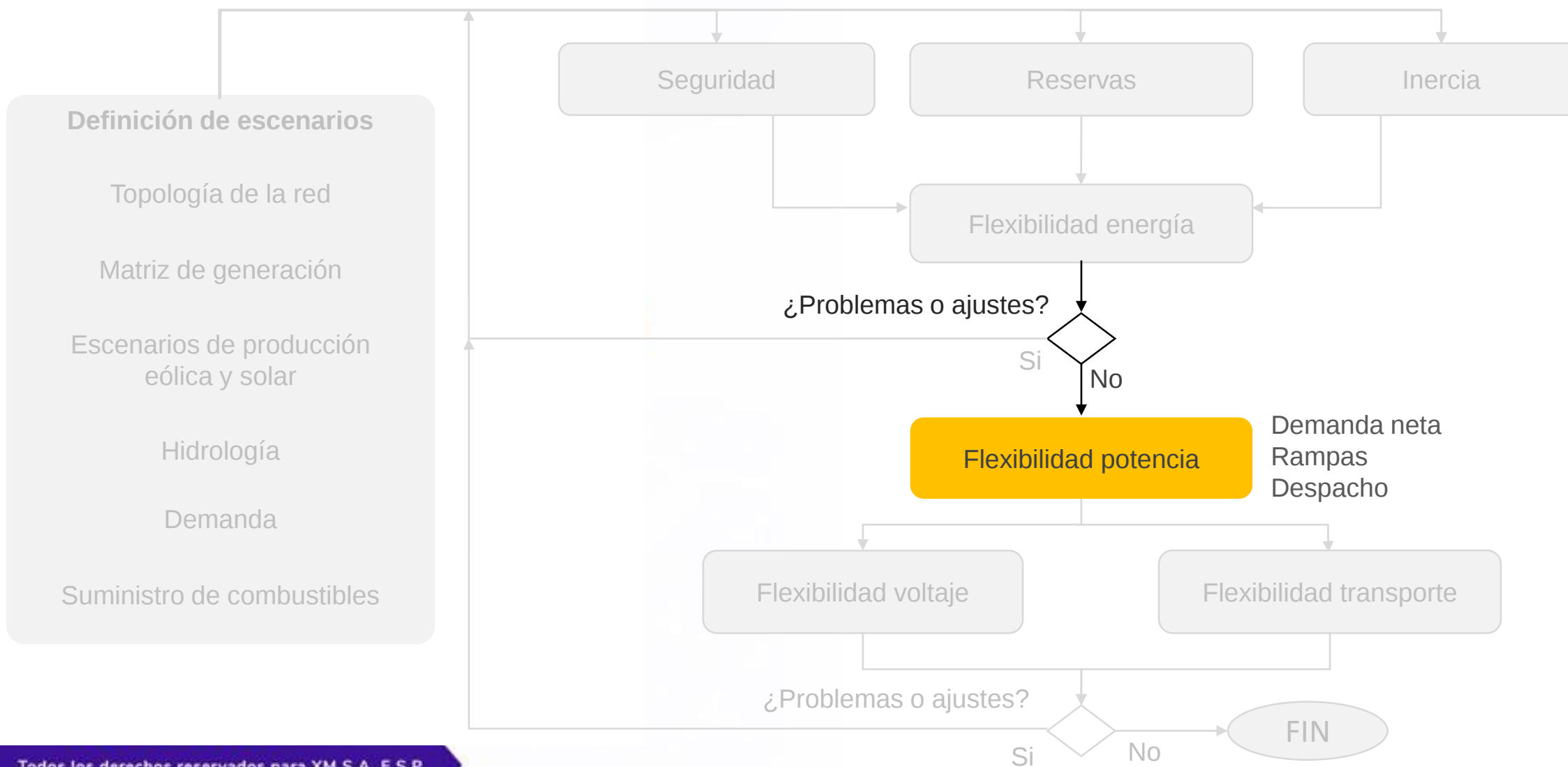
VERTIMIENTOS FERN [GWh-día]

CASE	EOLICA	SOLAR	Total
21-22-HA	9	32	40
21-22-HB	0	0	0
21-22-HM	0	0	0
Total	9	32	40

VERTIMIENTOS FERN [GWh-día]

CASE	EOLICA	SOLAR	Total
24-25-HA	170	80	250
24-25-HB	0	0	0
24-25-HM	0	0	0
Total	170	80	250

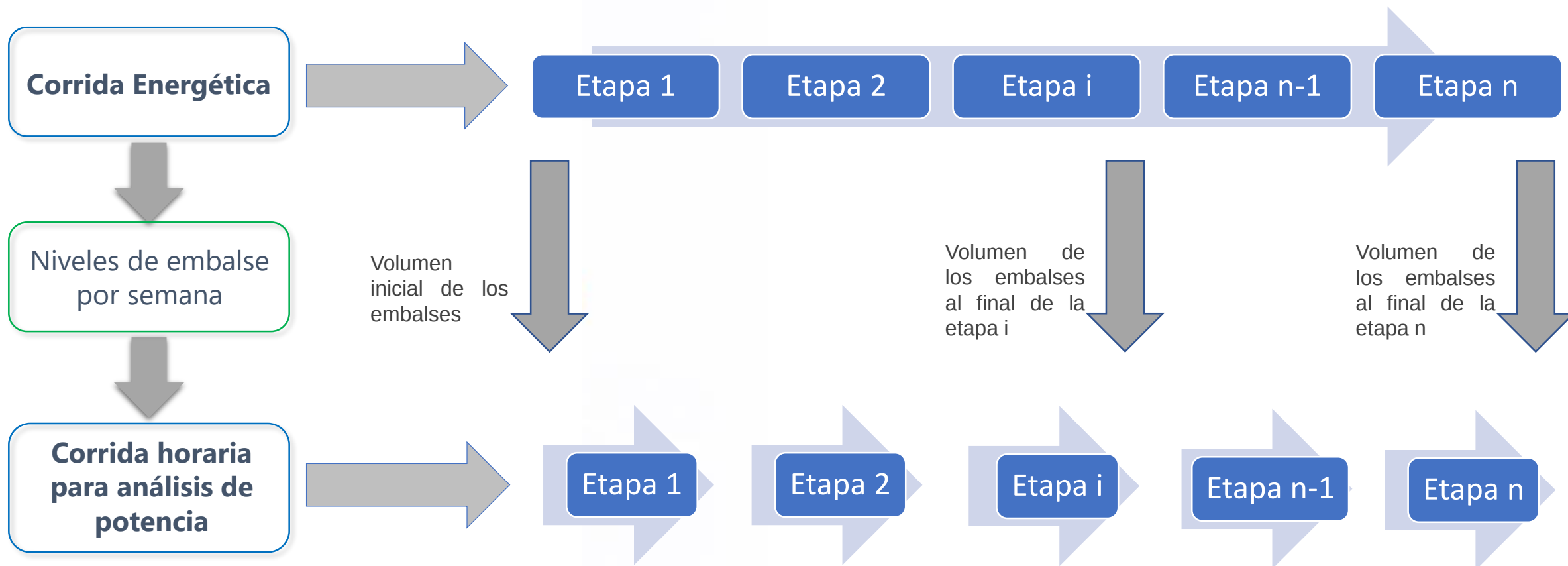
Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Flexibilidad por potencia



Metodología



- Despacho horario con horizonte de un año
- Características técnicas de las plantas térmicas e hidráulicas
- Minimización de costos

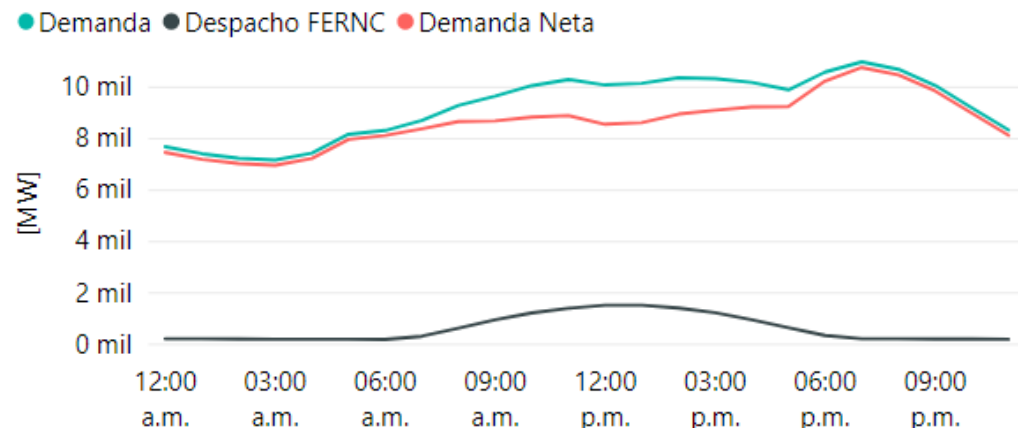
- Red de transmisión STN
- Cortes y generación de seguridad
- Configuración combustible principal
- Sin mantenimientos ni índices de indisponibilidad



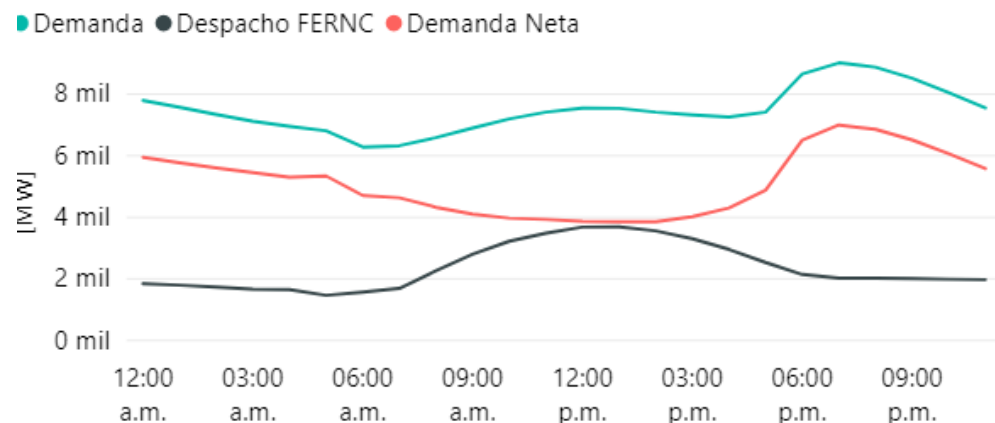
Flexibilidad por potencia

Demanda neta

28 de marzo 2022

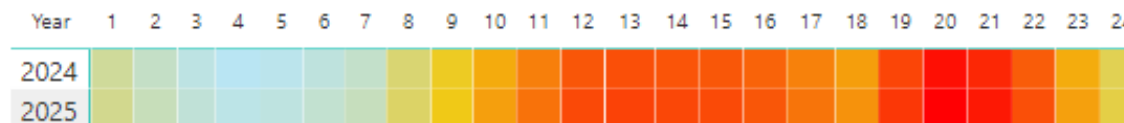


1 de enero 2025

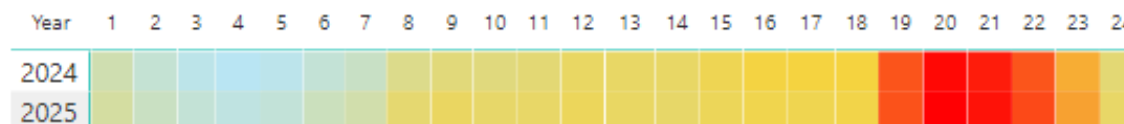


- Día con **menor demanda neta** 10 am a 1 pm: 16 de abril de 2022 HM, 24 de marzo de 2025 HB.
- Día con **menor demanda total** 10 am a 1 pm: 1 de enero.
- Día con **mayor producción de FERN**: 28 de marzo de 2022, 1 pm HM, 25 de marzo de 2025 a la 1 pm HB.
- **Se observa un aplanamiento de la curva neta de demanda** en las horas del medio día con respecto a la curva de demanda total.
- **La curva del pato y requerimientos de rampas de bajada** empiezan a aparecer en el horizonte 2024-2025.

Demanda promedio / hora año 2024-2025



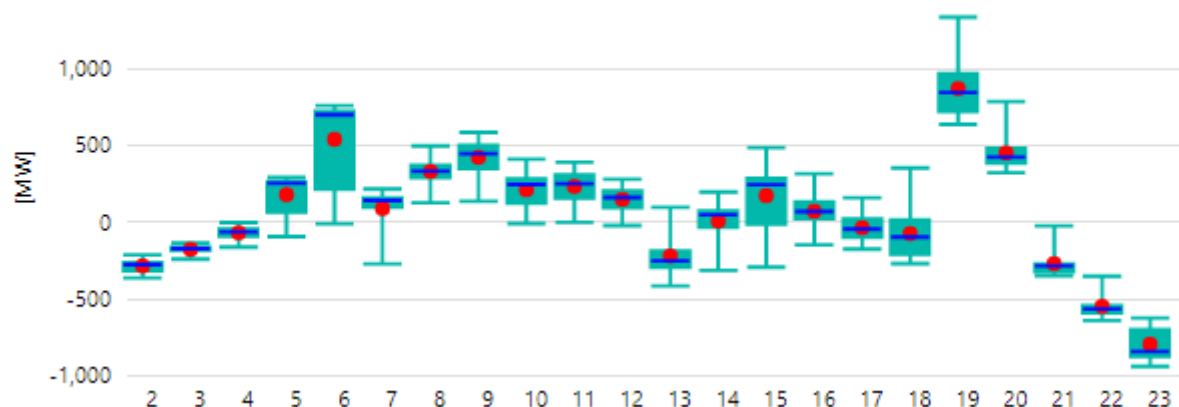
Demanda Neta promedio / hora año 2024-2025 HB



Flexibilidad por potencia

Rampas para atender la demanda neta

Rampas demanda neta HM 2021-2022



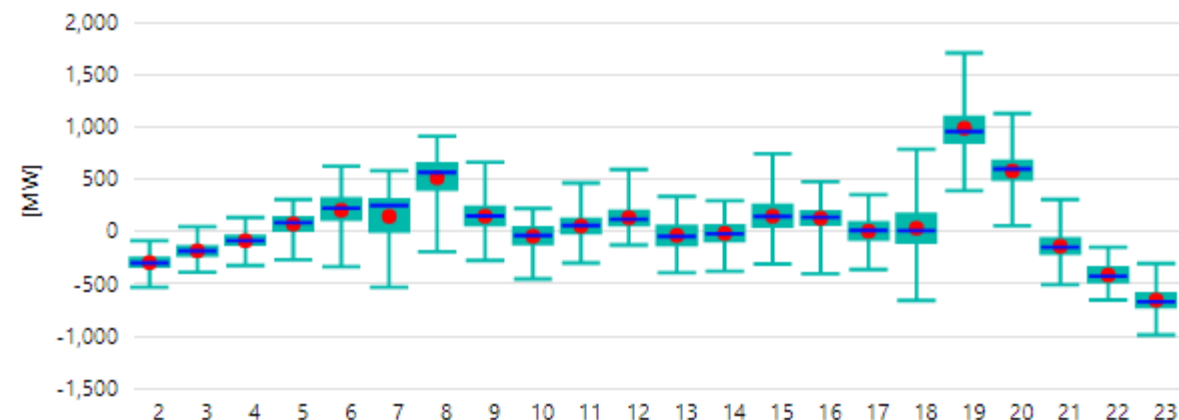
2021-2022 (HM)

- La máxima rampa para atender la demanda total se da entre los períodos 18 y 19, con valores máximos de 1085 MW, mientras que la demanda neta presenta, para los mismos períodos, valores máximos de 1341 MW.

2024-2025 (HB)

- La máxima rampa para atender la demanda total se da entre los períodos 18 y 19, con valores máximos de 1378 MW, mientras que la demanda neta presenta, para los mismos períodos, valores máximos de 1705 MW.
- La mínima rampa para atender la demanda total en la hora 6 es de -137 MW. La mínima rampa en esa hora para la demanda neta es de -337 MW.

Rampas demanda neta HB 2024-2025



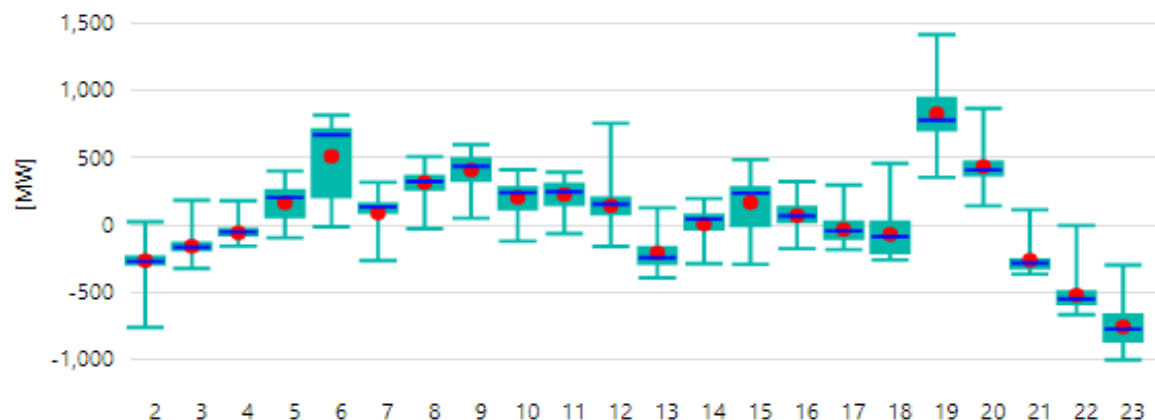
Las rampas para atender la demanda neta son provistas por la generación hidráulica. La generación térmica se despacha en la mayoría del tiempo en valores constantes. Sin embargo, se observa un aumento de rampas provistas por plantas térmicas en el escenario de hidrología baja.

Flexibilidad por potencia

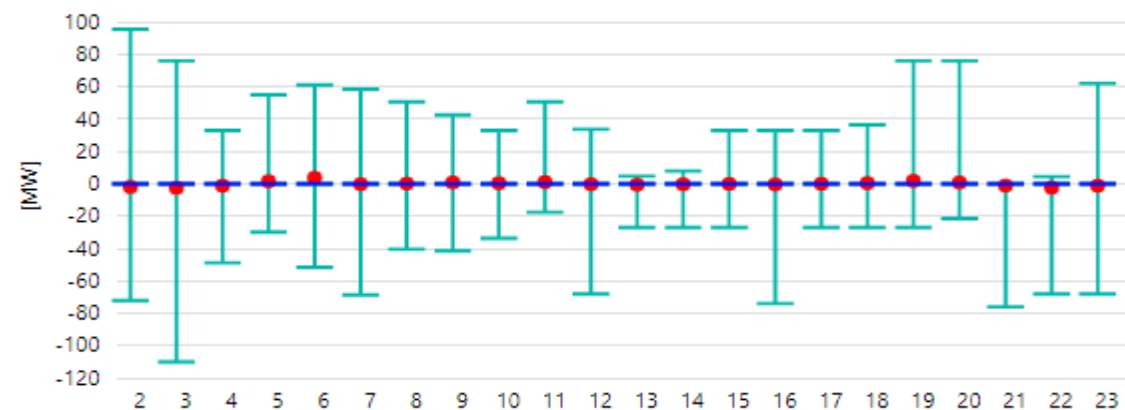
Rampas para atender la demanda neta

Rampas de generación hidráulica

2021-2022

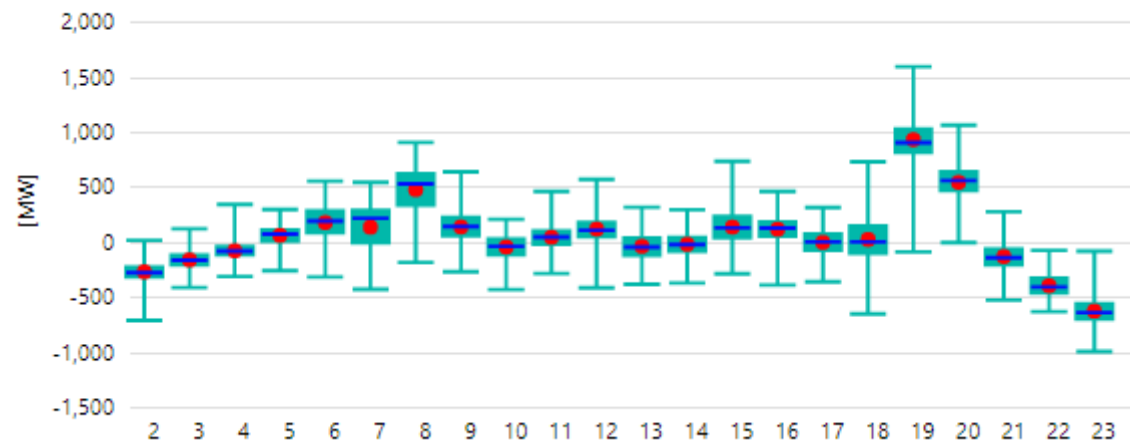


Rampas de generación térmica

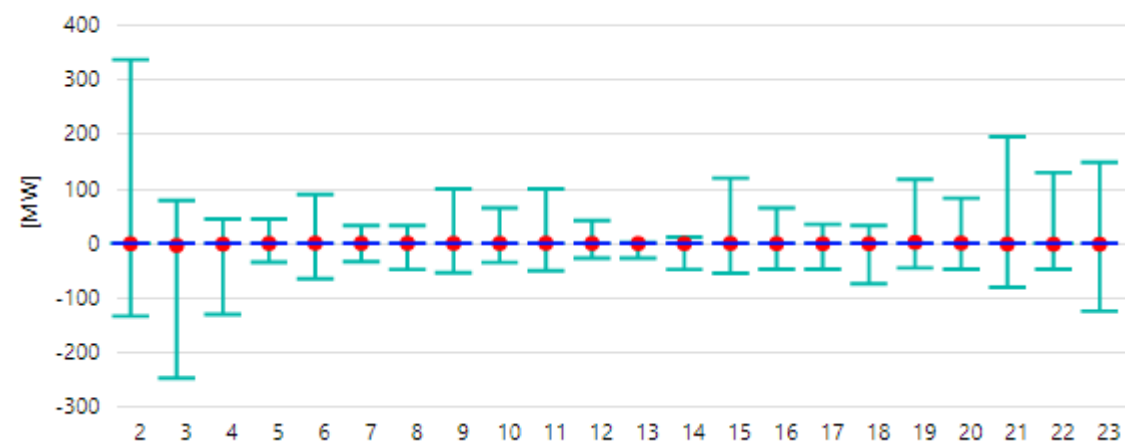


Rampas de generación hidráulica

2024-2025



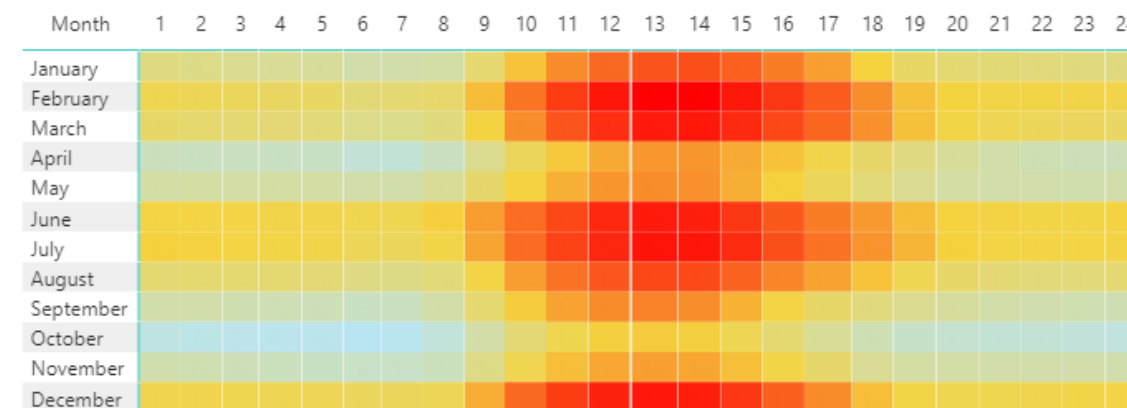
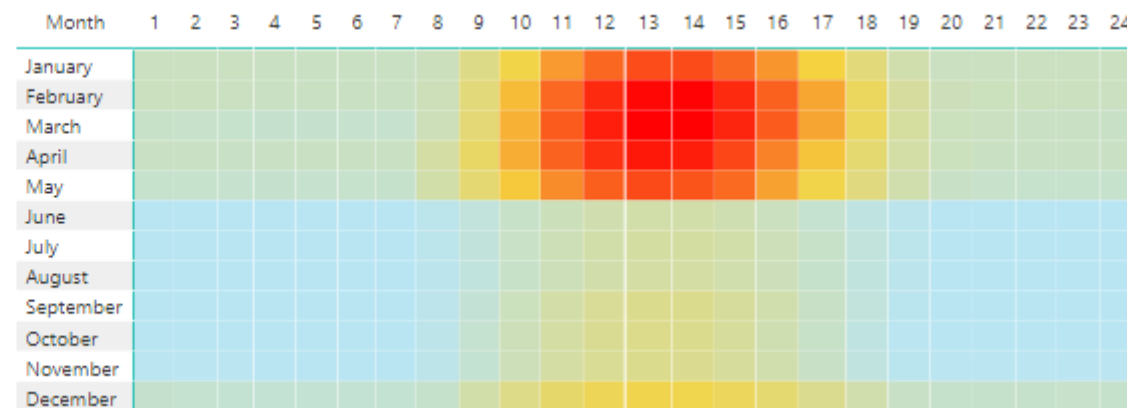
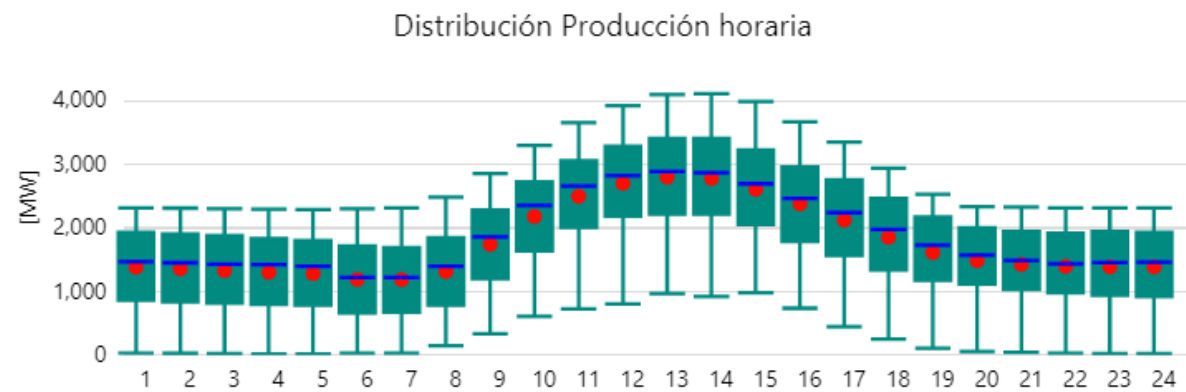
Rampas de generación térmica



Generación FERNC - HM

Distribución Producción horaria

Hour	Min	Q1	Median	Q3	Max	Outlier
1	0	0	0	200	200	0
2	0	0	0	200	200	0
3	0	0	0	200	200	0
4	0	0	0	200	200	0
5	0	0	0	200	200	0
6	0	0	0	200	200	0
7	0	0	0	200	200	0
8	0	0	0	200	400	0
9	0	0	150	450	650	0
10	0	0	250	700	950	0
11	0	200	350	950	1250	550
12	0	250	400	1100	1400	650
13	0	300	420	1150	1550	700
14	0	300	420	1150	1550	700
15	0	250	380	1050	1400	650
16	0	200	300	900	1250	550
17	0	100	200	700	950	400
18	0	50	100	450	650	250
19	0	0	0	200	400	0
20	0	0	0	200	200	0
21	0	0	0	200	200	0
22	0	0	0	200	200	0
23	0	0	0	200	200	0
24	0	0	0	200	200	0



Flexibilidad por potencia

Generación



2021-2022

- En el escenario de hidrología media, el mayor despacho de FERNC fue de 1531 MW y el promedio fue de 710 MW.
- El máximo porcentaje de demanda atendido por FERNC fue de 17.7% para el caso de hidrología media, en la hora 13. El menor porcentaje, a esa hora para ese caso, fue de 1.85%.
- El caso de hidrología alta es el que mas arranques y paradas presenta.
- El caso de hidrología baja presenta menos arranques y paradas, con mas generación térmica en línea de forma constante.

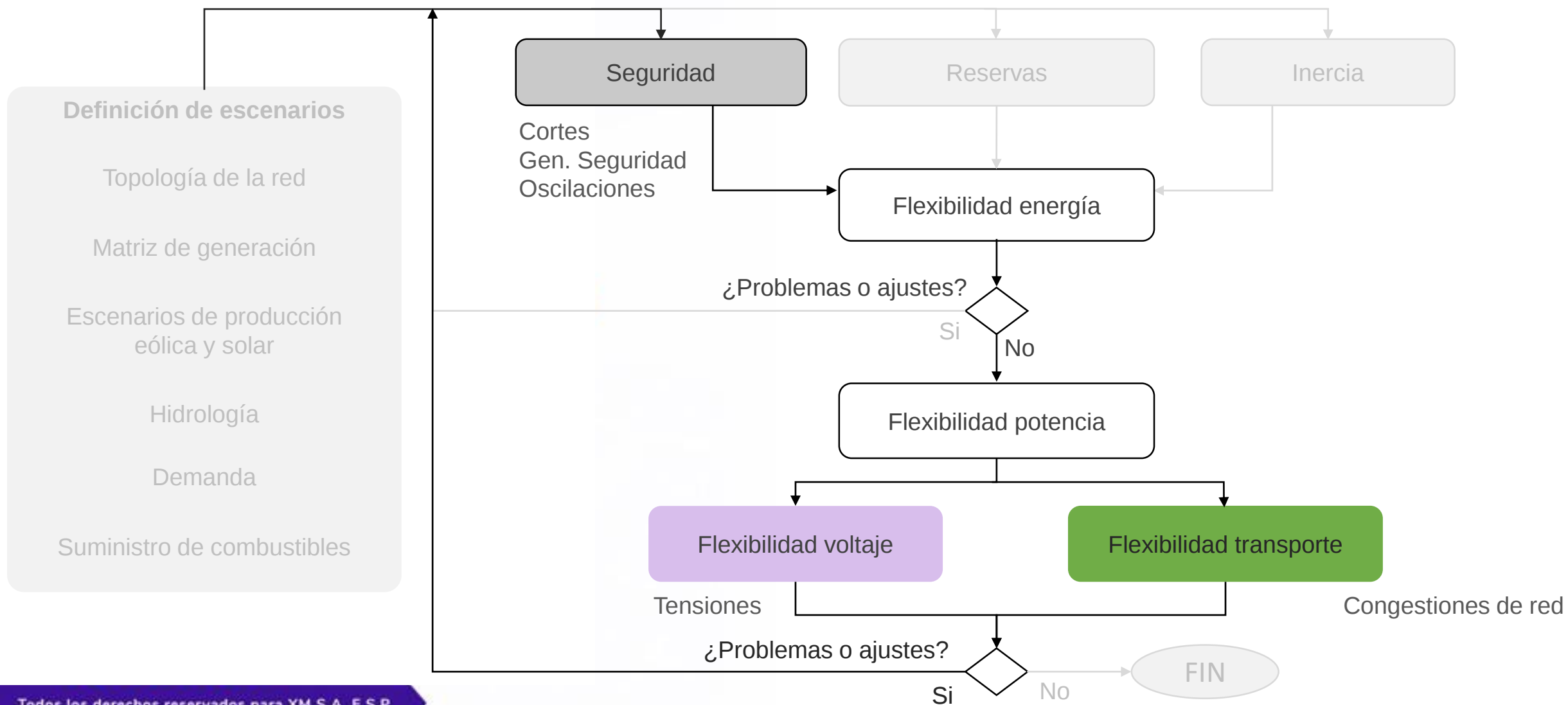
RESUMEN COMMIT			
CASE	COMMIT	ARRANQUE	PARADA
21-22-HA	34052	15	15
21-22-HB	177845	17	30
21-22-HM	109273	56	63

2024-2025

- En el escenario de hidrología baja, el mayor despacho de FERNC fue de 4108 MW y el promedio fue de 2800 MW.
- El máximo porcentaje de demanda atendido por FERNC fue de 48% para el caso de hidrología baja en la hora 13. El menor porcentaje, a esa hora para ese caso, fue de 8%.
- El caso de hidrología baja es el que mas arranques y paradas presenta y mas horas en línea de las unidades.
- Los casos de hidrología alta y media tienen un comportamiento de térmica similar.

RESUMEN COMMIT			
CASE	COMMIT	ARRANQUE	PARADA
24-25-HA	35621	39	39
24-25-HB	121863	73	80
24-25-HM	39419	29	28

Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Revisión: Flexibilidad de voltaje y transporte



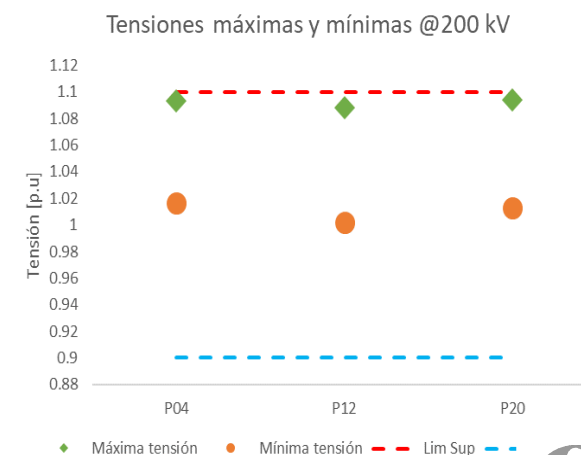
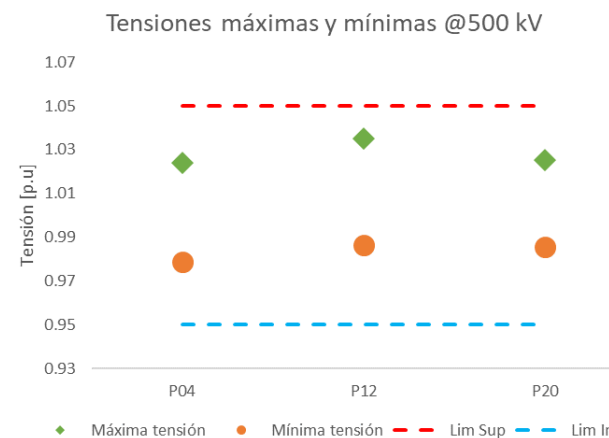
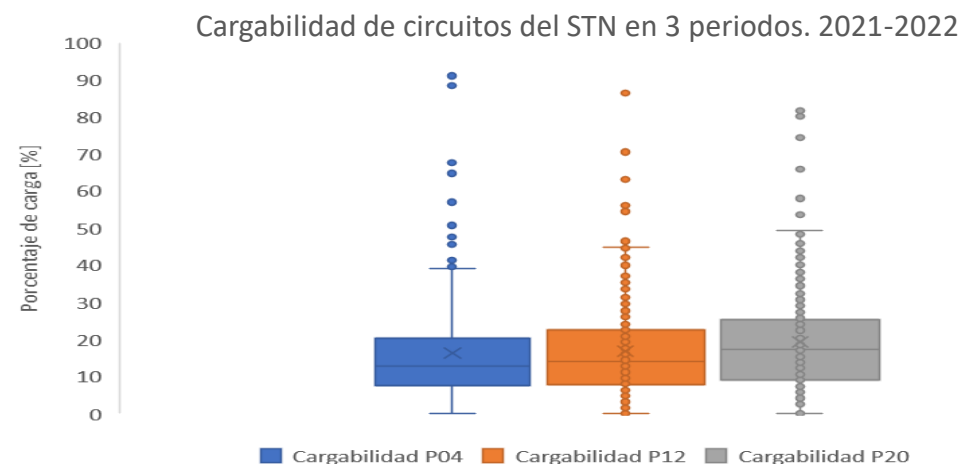
Conclusiones

Los escenarios de generación han sido probados con los métodos de análisis eléctrico utilizados en el CND, donde, basados en flujos de potencia y análisis de contingencia **se valida la seguridad eléctrica** de estos en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

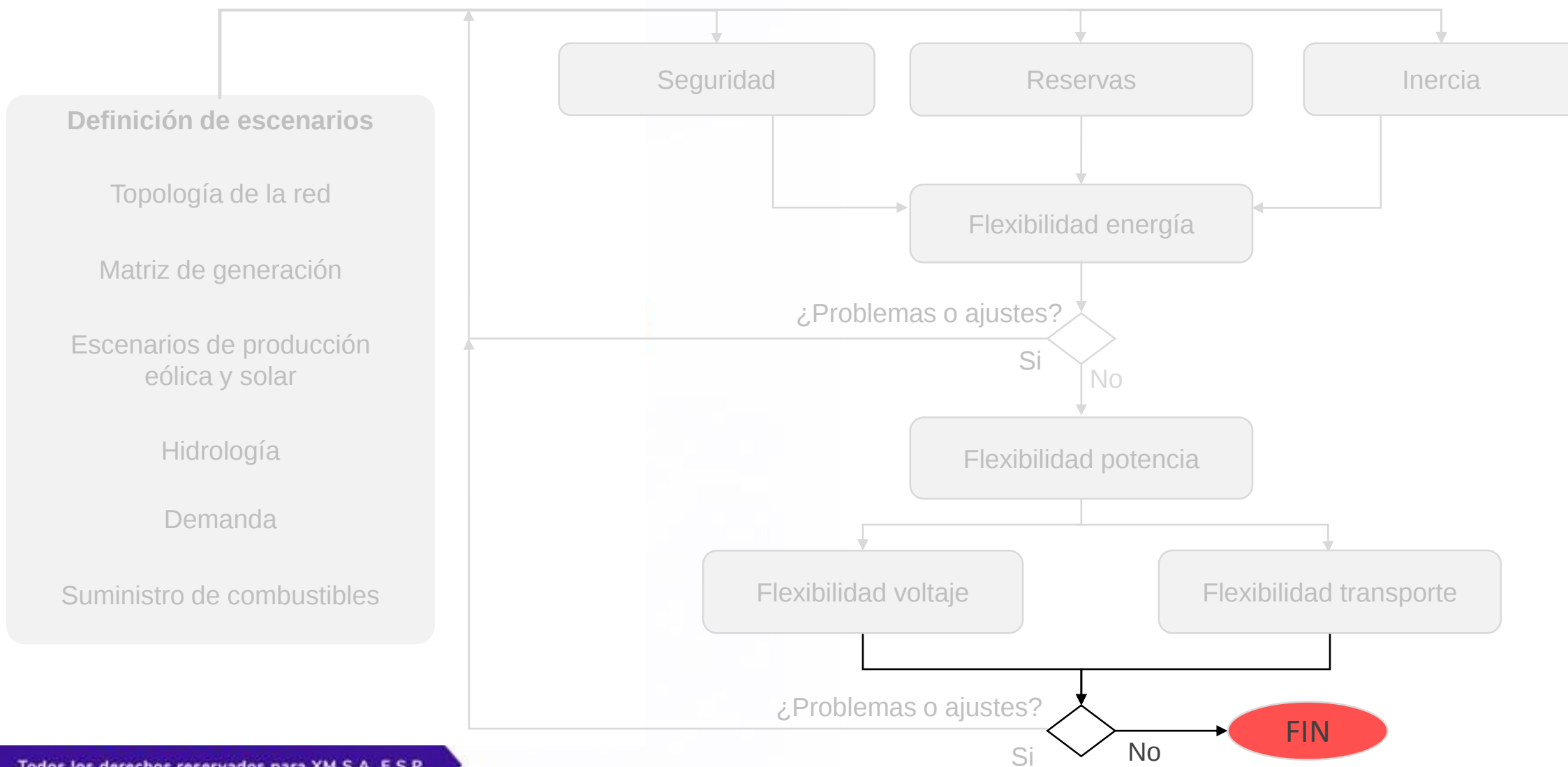
Los eventos de generación expuestos en el presente estudio **cumplen con el criterio N-1 y con las recomendaciones de niveles de tensión, mínimo número de unidades y límites máximos** de importación en las áreas para los escenarios del 2022 y 2024.

No se encontró ninguna restricción eléctrica para las sobrecargas de los elementos del sistema atribuible al perfil de generación.

Existen restricciones detectadas en los escenarios del 2024, pero que son propias de la transmisión. Se deben a aquellas condiciones que ante una N-1 importante quedan en una topología radial que presenta agotamiento en su capacidad de transporte debido al incremento de carga proyectado por la UPME para un escenario de alta demanda. Dichas condiciones ya han sido previamente detectadas y reportadas en los informes de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP) presentados en el 2020.



Metodología de XM para la evaluación de flexibilidad



Entrada en operación de Ituango

1. Atraso del proyecto para el horizonte 2021-2022 con hidrología media.
 - HM: año histórico con Hidrología Media (2013-2014) CEN de Ituango igual a 600 MW.
 - HMsI: año histórico con Hidrología Media (2013-2014) sin considerar la entrada del proyecto Ituango.
2. Entrada de todo el proyecto (2400 MW) para el horizonte 2024-2025 con hidrología alta.
 - HA: año histórico con Hidrología Alta (2015-2016) CEN de Ituango igual a 1200 MW.
 - HAcl: año histórico con Hidrología Alta (2015-2016) CEN de Ituango igual a 2400 MW según la siguientes fechas:

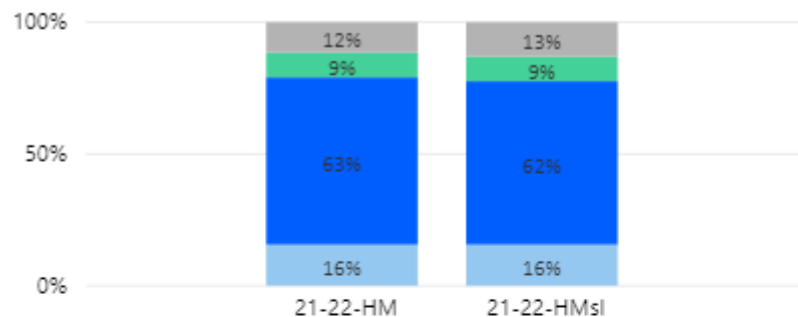
	Proyecto	Categoría	FPO (Fecha puesta en operación)	CEN	Área operativa	Punto de conexión	Sistema de transporte
ETAPA 1	Ituango U1	Hidráulico	10/03/2022	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U2	Hidráulico	22/05/2022	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U3	Hidráulico	15/08/2022	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U4	Hidráulico	13/11/2022	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
ETAPA 2	Ituango U5	Hidráulico	10/01/2024	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U6	Hidráulico	10/03/2024	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U7	Hidráulico	8/06/2024	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN
	Ituango U8	Hidráulico	6/09/2024	300	Antioquia	Antioquia 500 kV	STN

Atraso Ituango 2021-2022



Flexibilidad por energía

% Atención de la demanda

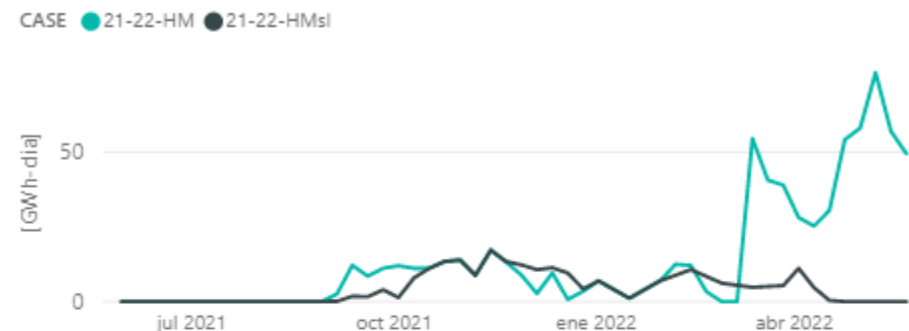


● ENS ● FILOAGUA ● HID.CONVENCIONAL ● MENORES Y FERN ● TERMICA

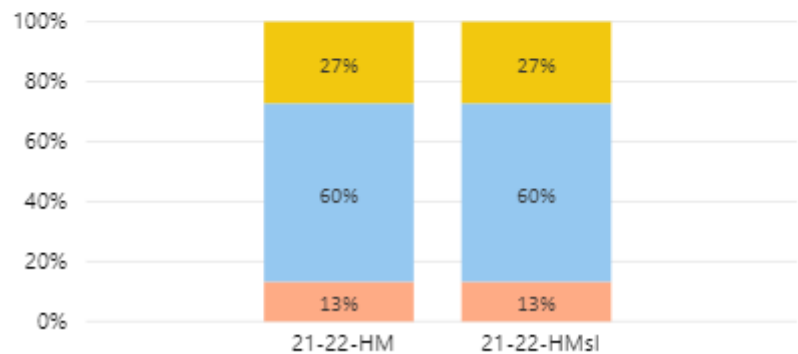
Vertimientos FERN [GWh-día]

CASE	EOLICA	SOLAR
21-22-HM	0	0
21-22-HMsl	0	0
Total	0	0

Total vertimientos hidráulica

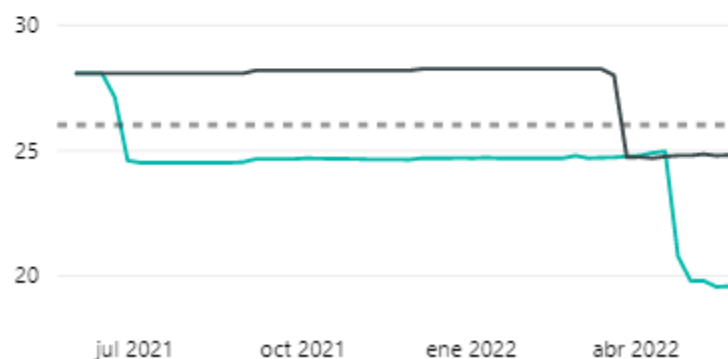


% Despacho renovable



● EOLICA ● PCH ● SOLAR

Generación térmica

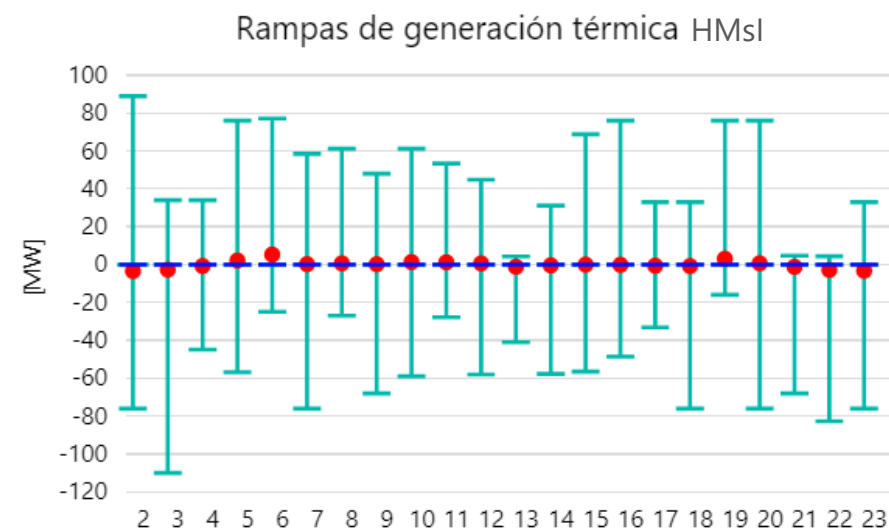
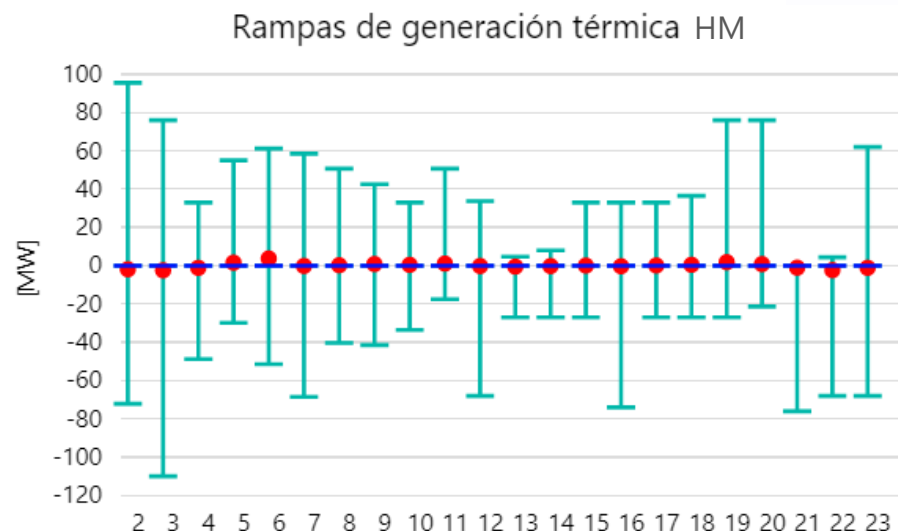


● 21-22-HM ● 21-22-HMsl

- El efecto de un atraso de Ituango se ve reflejado en el **incremento de generación térmica**, con valores cercanos a los 6GWh-día de más, en el segundo semestre de 2021.
- La generación de **FERN** no tiene **cambios significativos**.

Atraso Ituango 2021-2022

Flexibilidad por potencia



RESUMEN COMMIT			
CASE	COMMIT	ARRANQUE	PARADA
21-22-HM	109273	56	63
21-22-HMsl	124799	43	47

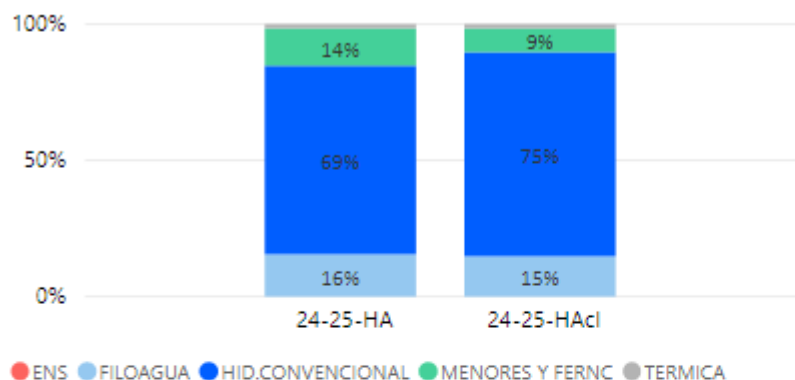
- El despacho de máximos y mínimos de FERNC no sufre cambios entre los dos casos y por ende, la demanda neta tampoco tiene cambios significativos.
- Las rampas para atender la demanda neta son provistas por la generación hidráulica.
- Se observan algunos cambios en las rampas suministradas por la generación térmica, especialmente en la amanecida y al final de cada día.
- El caso sin Ituango muestra un mayor despacho de térmica y menos arranques y paradas.

Ituango 2400 MW 2024-2025

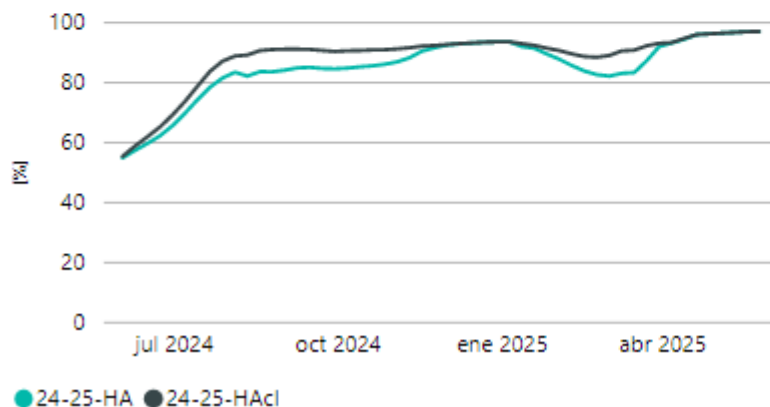


Flexibilidad por energía

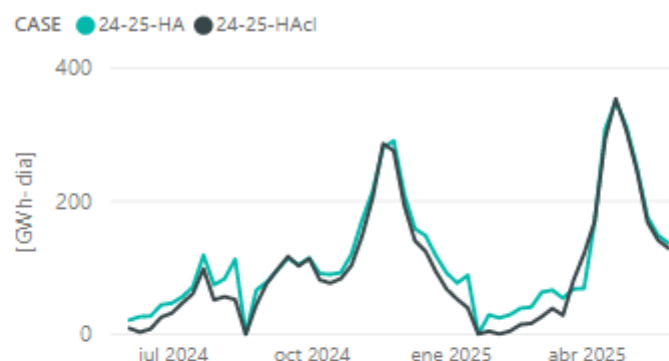
% Atención de la demanda



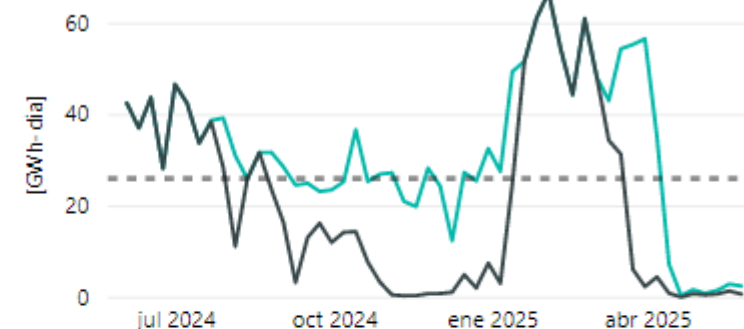
Embalse



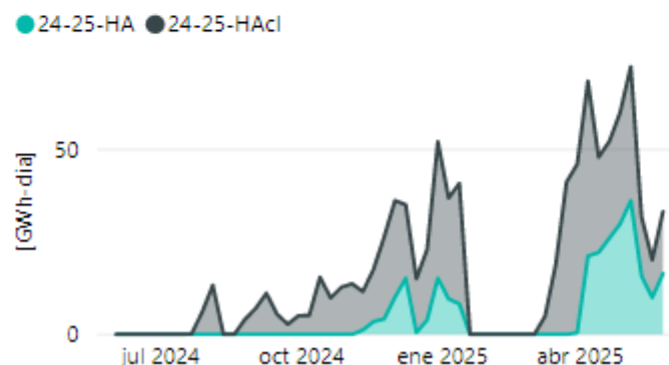
Total vertimientos hidráulica



Generación menor y renovable



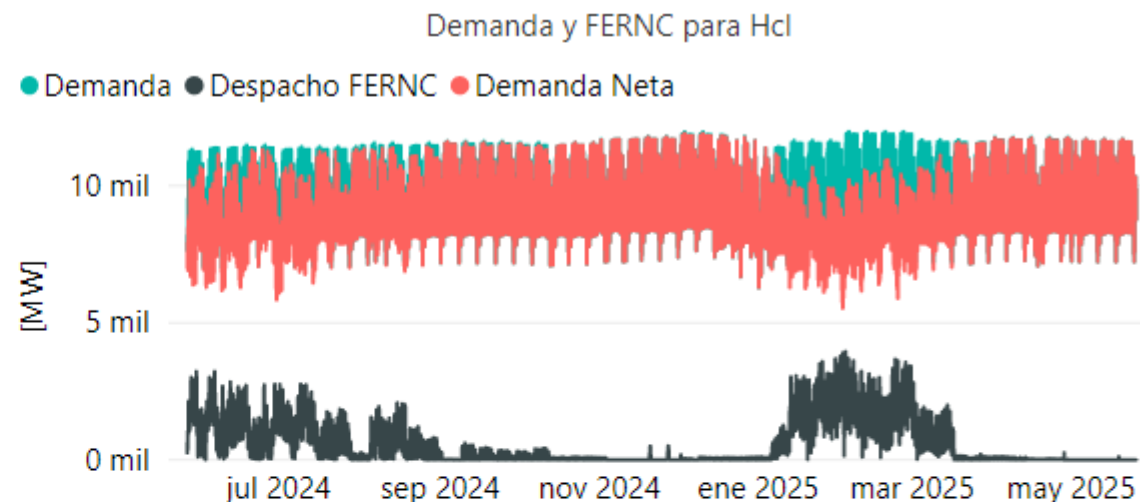
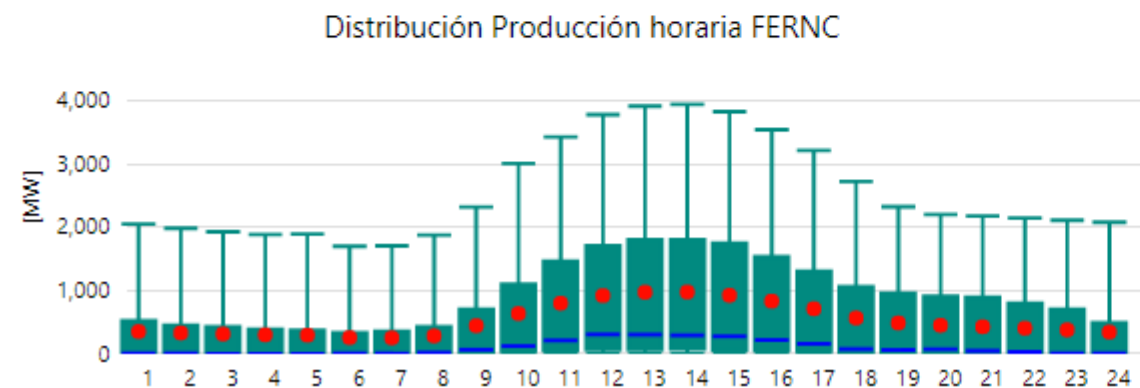
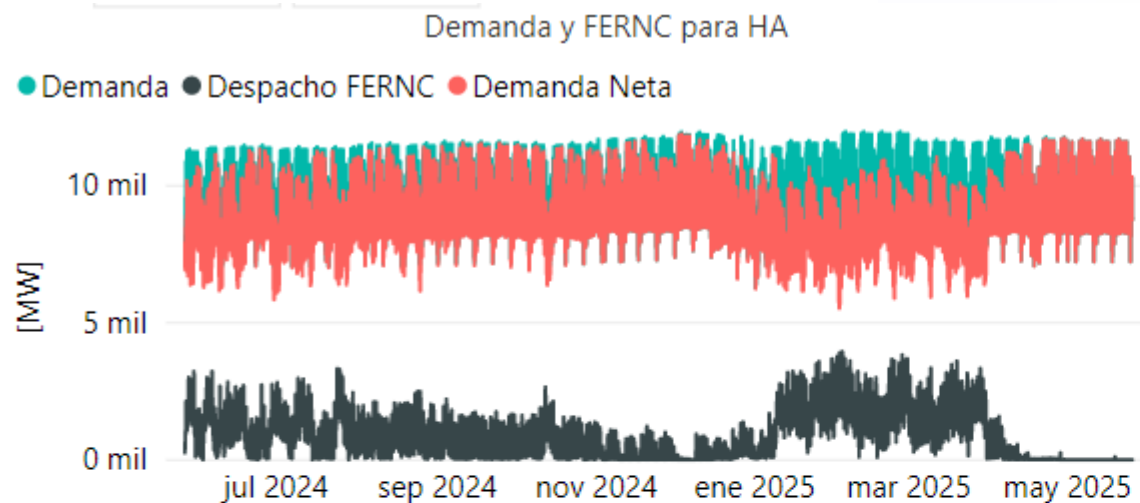
Total vertimientos solar y eólica



- El efecto de la entrada de todo el proyecto Ituango, según las fechas informadas, es el **aumento de generación hidráulica (de 69% a 75%)** y, por ende, la **reducción de generación FERNC (de 14% a 9%)**.
- Mayor generación de Ituango **reduce los vertimientos de agua pero aumenta los vertimientos de viento y sol**.
- El **exceso de generación renovable** origina despachos de FERNC iguales a cero en algunas horas

Ituango 2400 MW 2024-2025

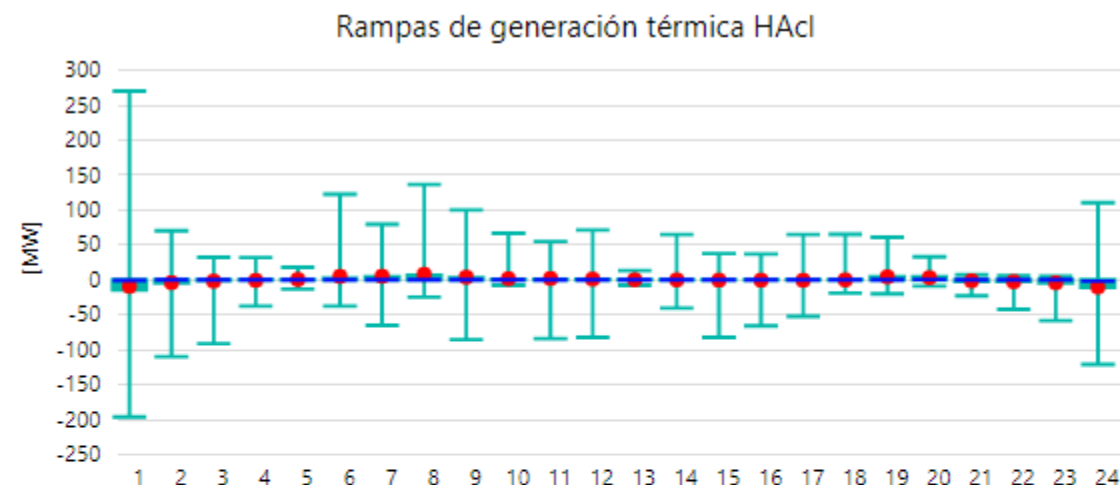
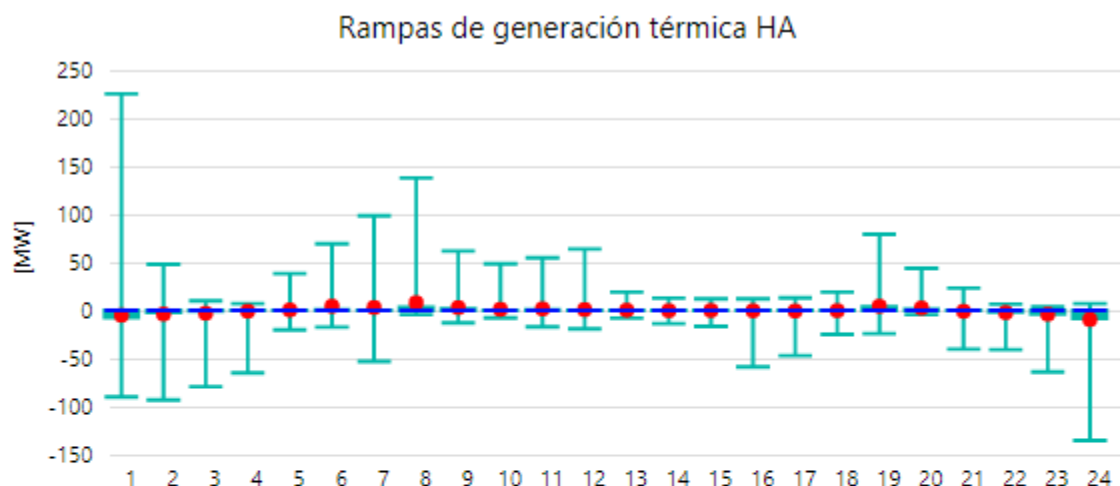
Flexibilidad por potencia



- **La entrada de todo el proyecto Ituango tiene impacto sobre el despacho de FERNC y por ende sobre la demanda neta.**
- Se observa un cambio en el patrón de despacho de FERNC y la cantidad de días de demanda neta con curva de pato.
- Se observan cambios en el promedio del despacho de FERNC (1590 MW con 1200 de Ituango y 980 MW con 2400 MW de Ituango)

Ituango 2400 MW 2024-2025

Flexibilidad por potencia



- Las rampas para atender la demanda neta son provistas en su mayoría por la generación hidráulica.
- Se observan algunos cambios en las rampas suministradas por la generación térmica, especialmente en las horas de la tarde.
- El caso con 2400 MW Ituango muestra un mayor número de horas de térmica en línea, mas arranques y paradas, lo que origina el aumento en las rampas.

RESUMEN COMMIT			
CASE	COMMIT	ARRANQUE	PARADA
24-25-HA	35057	32	32
24-25-HAcl	42468	66	66

Conclusiones generales del estudio



Según los escenarios y los horizontes analizados, se puede concluir que el sistema colombiano cuenta con suficiente flexibilidad por su capacidad de:

- ✓ Satisfacer picos de demanda **evitando energía no suministrada**
- ✓ **Mantener el equilibrio** de la oferta y la demanda
- ✓ Garantizar disponibilidad de **rampas**
- ✓ Contar con **almacenamiento** suficiente para gestionar horas de baja demanda y alta producción de FERNC y viceversa
- ✓ Mitigar posibles eventos manteniendo **reservas** adecuadas

Con los escenarios simulados y los supuestos adoptados, la demanda proyectada para los años 2021-2022 y 2024-2025 **se puede atender con los criterios de seguridad y confiabilidad** establecidos en la regulación vigente ante la integración de 1660 MW y 4431 MW de FERNC respectivamente.

En las condiciones simuladas de **hidrología alta** (histórico 2010-2011) **se presentan vertimientos de agua, viento y sol** debido a los altos aportes hídricos.

En condiciones de red completa, se estima que **las rampas requeridas** por la demanda neta sean provistas en su mayoría por la **generación hidráulica**.

Conclusiones generales del estudio



Para el horizonte 2024 – 2025, **se pueden incorporar 4431 MW** de generación FERNC, siempre que se garantice en demanda mínima un valor de **inercia base de 300 segundos**.

Ante los niveles de FERNC considerados, **no se evidencia la excitación futura de un modo de bajo amortiguamiento** que afecte la estabilidad del sistema.

Un eventual **atraso de Ituango** implicaría despachar generación térmica adicional para atender la demanda.

La integración de la totalidad del proyecto Ituango, podría desplazar generación proveniente de FERNC.

En la medida que se cuente con **mejor información de las series meteorológicas** y de las **características técnicas de los proyectos**, es posible tener mayor certeza en la estimación de la generación futura de las plantas renovables y reservas requeridas.

Se deben **integrar estudios** como este a futuros estudios **de resiliencia** para evaluar la flexibilidad del sistema ante eventos de baja probabilidad y alto impacto así como restricciones futuras (como las reglas ambientales)

Referencias



- [1] HFLEX HYDRO. Flexibility, technologies and scenarios for hydro power. Institute for Systems and Computer Engineering, Technology and Science. 25/11/2020
- [2] Emil Hillberg et.al. Flexibility needs in the future power system. ISGAN. Marzo 2019.
- [3] IRENA. Planificación operacional del sistema eléctrico. Análisis de flexibilidad con IRENA FlexTool. 27 de octubre de 2020
- [4] IRENA. Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética. Opciones tecnológicas para la integración de renovables. 28 de octubre de 2020
- [5] EPRI. Electric Power System Flexibility. Challenges and opportunities. Febrero 2016
- [6] Nexus-E. The role of flexibility providers in shaping the future energy system. 2016-2020.



15 AÑOS >>> Sumando energías

Definición de escenarios

Supuestos

Localización de los proyectos: Coordenadas aproximadas de acuerdo con el punto de conexión y con información de certificaciones disponibles en la web.

Factores de pérdidas: Factor de pérdidas por indisponibilidad 0,94 (6% de la generación).

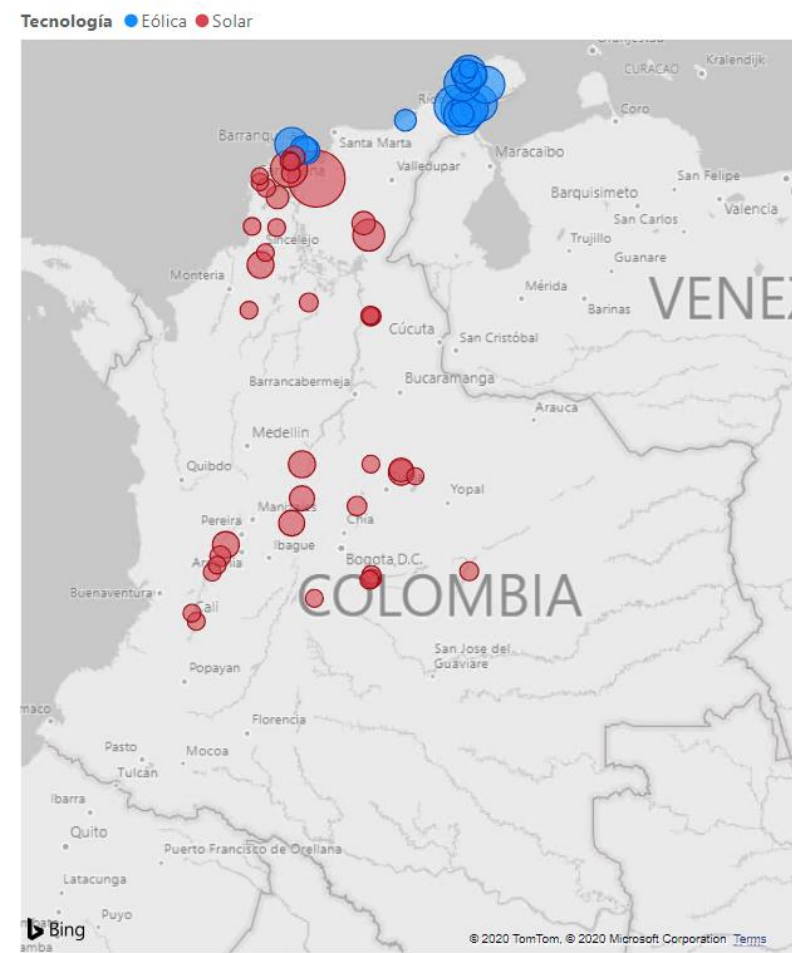
Escenarios de análisis: Períodos de 1 año determinados por las condiciones hidrológicas.

Series de reanálisis: Información meteorológica obtenida del reanálisis ERA5 para el período de 1978 a 2019, con resolución temporal horaria

Series observadas: Información meteorológica medida en campo para 2 proyectos solares y 3 eólicos, con resolución temporal horaria.

Resultado: Serie de energía horaria para las plantas de generación renovable (solares y eólicas) para tres escenarios diferentes.

Localización proyectos FERN C 2025



Generación de seguridad



Detalle Metodología

Límites de importación

1. Identificar los circuitos para la intercambio de energía con otras áreas.
2. Se realiza análisis de contingencias y se identifica la contingencia critica entre estos elementos.
 - La contingencia critica puede estar asociada a sobrecargas o niveles no permitidos de tensión.
3. Se hace un análisis de sensibilidad en la generación al interior del área de estudio para identificar el límite máximo de importación ante la contingencia encontrada en 2.

Unidades mínimas

1. Establecer límite de importación
2. Analizar el cumplimiento de los valores de tensiones dentro de rangos permitidos en condiciones de red completa y N-1
3. De no cumplirse el punto 2 en todos los escenarios se procede requerir un mínimo de unidades de generación en línea para garantizar un nivel de reserva de potencia reactiva en el área.
 - i.Cada unidad del área recibe un peso dependiendo de la cuantificación de su aporte al soporte de tensión en el área de estudio
 - ii.Con la tabulación de requerimientos de unidades de generación en línea y el peso de cada unidad se procede a despachar las unidades hasta cumplir con el requerimiento

Restricciones eléctricas

- Asociada a limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica como limites térmicos admisibles de equipos de transporte o transformación.
1. Análisis de contingencias sencillas (N-1)
 2. Verificación de los criterios de cargabilidad y sobrecarga establecidos en la regulación.
 3. Se evalúan restricciones eléctricas y Operativas y se generan recomendaciones eléctricas **RECELE**: cortes, número mínimo de unidades, MW max, MW min de generación, tensiones objetivo, políticas operativas, y reconfiguraciones topológicas.



Insumos: Reserva secundaria

Supuestos

- **Desviación de generación:**
 - Generación no convencional: distribución normal con media 0 MW y desviación estándar de 6,7% de la potencia total generada en cada periodo.
 - Generación convencional: distribución normal con media 0 MW y desviación estándar de 7% de la potencia total generada en cada periodo.
- **Desviación entre la demanda real y demanda pronosticada:** solo se toman valores en los que la demanda real está por encima de la pronosticada, ya que al tomar los valores negativos se introduce un sesgo.
- **Histórico de datos:** 1 de enero del 2019 - 1 de octubre del 2020.
- **Día de referencia** con generación de renovables considerando el percentil 99: 26 de marzo del 2022 del escenario de hidrología baja y el 27 de marzo del 2025 del escenario de hidrología baja.

	RMSE [% CEN]	MAE [% CEN]	SESGO [% CEN]	Fecha inicial	Fecha Final	PLANTAS CONSIDERADAS
Solar	10.4	5.7	-1.4	nov-19	nov-20	El Paso
Eólica	13.2	8.7	2.7	nov-19	nov-20	Jepirachi
FDA	13.6	10	2.2	ene-17	nov-20	Agregado plantas filo de agua

Insumos: Inercia



Supuestos

- Pronóstico para P04, P12 y P20.
- Los generadores eólicos realizan respuesta rápida de frecuencia y no prestan el servicio de regulación primaria.
- Se utiliza el modelo de FERNc desarrollado por XM, el cual a su vez se basa en el modelo WECC. Se usa el modelo de carga típico de PowerFactory.
- Evento: Salida de 300 MW de generación convencional. Salida de mayor cantidad de generación por evento N-1 (Proyecto Ituango).

Escenario 2021-2022

Periodo	Demanda (GW)	Inercia COL (s)	Hidrología	FERNc /Demanda (%)	FERNc (GW)	
					Eólica	Solar
P04	6.905	250 a 700 Seg.*	Baja	3.65	251.8	0
P12	9.876			14.06	249.9	1138.8
P20	10.696			2.37	250.6	3.2

Escenario 2024-2025

Periodo	Demanda (GW)	Inercia COL (s)	Hidrología	FERNc /Demanda (%)	FERNc (GW)	
					Eólica	Solar
P04	7,26	250 a 700 Seg.*	Baja	34,64	2,29	0
P12	10,22			38,96	2,23	1,75
P20	11,13			20,94	2,33	0



Principales características del modelo de potencia



Parámetro	Descripción
Demanda	Información horaria
Menores y no convencionales	Información horaria
Hidrología	Caudal semanal promedio
Mantenimientos (red y generación)	No se consideran
Proyectos	Se consideran
Restricciones eléctricas operativas	Según planeamiento operativo
AGC	Información horaria
Restricciones operativas plantas térmicas	Mínimo técnico, rampa a subir, rampa a bajar, tiempo mínimo en línea, tiempo mínimo fuera de línea.
Restricciones operativas plantas hidráulicas	Las del planeamiento operativo de MP
Disponibilidad y contratos de combustibles	Según planeamiento operativo
Horizonte	1 año



Validación: Flexibilidad de voltaje y transporte

Ajustes a las recomendaciones

Escenarios 2021-2022

Demanda mínima

Por problemas de tensión en Cuestecitas 220 kV y Cuestecitas II 220 kV, se recomienda redistribuir el despacho en las unidades de Caribe

Demanda media

Sin ajustes

Demanda máxima

Por problemas de tensión en Cuestecitas 220 kV y Cuestecitas II 220 kV, se recomienda redistribuir el despacho en las unidades de Caribe y despachar una unidad adicional

Escenarios 2024-2025

No se requiere ajuste a la recomendación inicial. Se cumplen el mínimo número de unidades y los límites de importación