

TALLER

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS
CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS
OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE
SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN
EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

EQUIPO DE TRABAJO



BRAYAN AGUDELO
INGENIERO DE PROYECTOS

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA**

Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.



GUSTAVO VALLEJOS
INGENIERO DE PROYECTOS

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MEDELLÍN**



JUAN DIEGO VARGAS
INGENIERO DE PROYECTOS

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MEDELLÍN**

Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

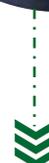


LAURA MARÍN
LÍDER DE PROYECTOS

Ingeniera Electricista de la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MEDELLÍN.**

M. Sc en Ingeniería Eléctrica e Informática Kaiserslautern, Alemania

Certificación en PMP.



PABLO CORREDOR
DIRECTOR DE PROYECTOS

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, BOGOTÁ**

M. Sc. en Ciencias con especialidad en Sistemas de Potencia Manchester, Inglaterra. Más de 40 años de experiencia en el sector



SILVIA COSSIO
LÍDER SENIOR

Ingeniera Electricista de la **UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA, MEDELLÍN.**

M. Sc en Planeación de Sistemas de Energía Florianópolis, Brasil



MAURICIO CANAL
PROFESIONAL ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y SIMULACIÓN

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.**

M. Sc. Power Systems Engineering Bradford, Inglaterra



JUAN JOSÉ LLANO
INGENIERO DE PROYECTOS

Ingeniero Electricista de la **UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, MEDELLÍN**



INTRODUCCIÓN

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

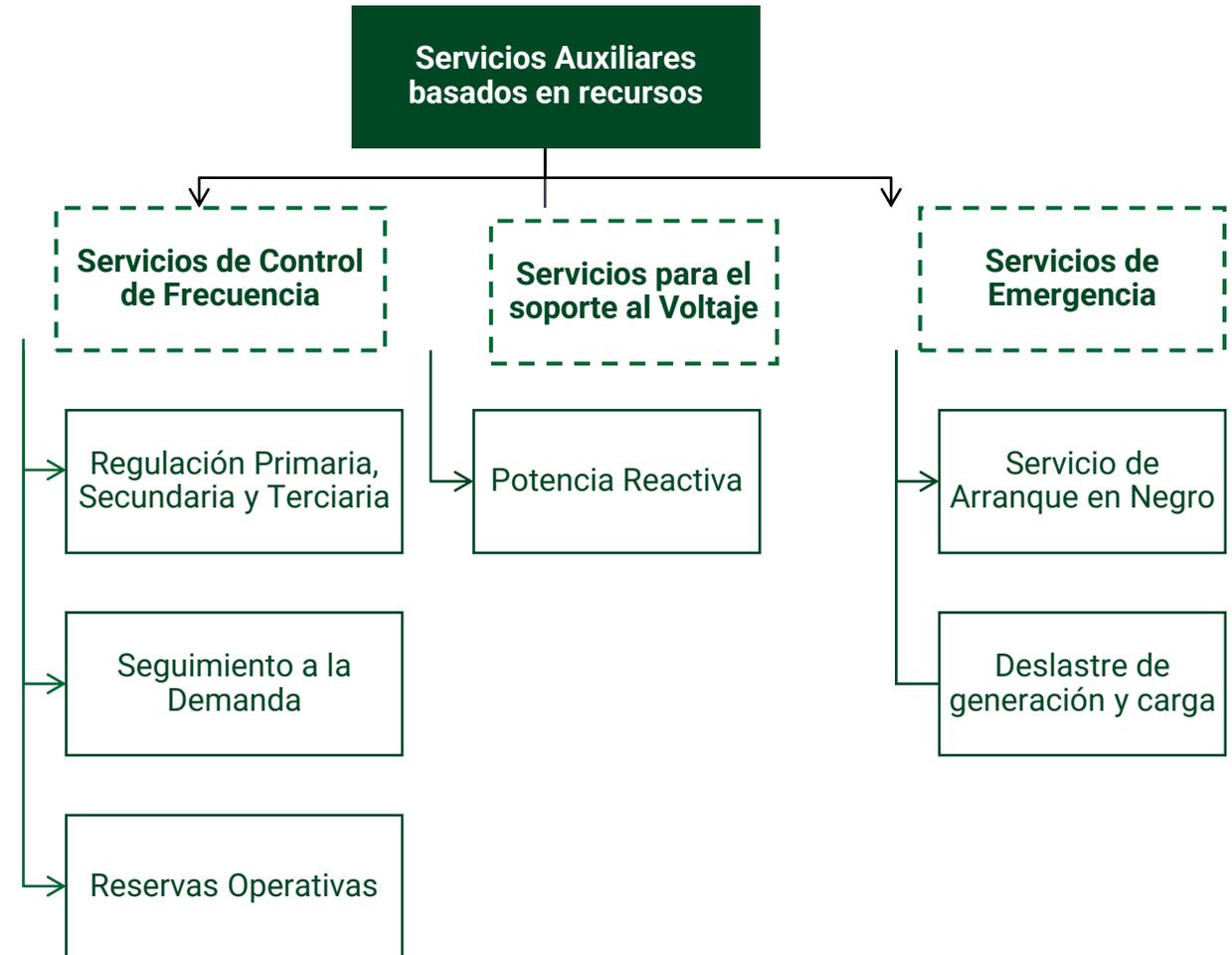
Servicios Complementarios (SSCC)



Los **servicios complementarios** son servicios utilizados en los sistemas eléctricos de potencia para garantizar la confiabilidad (suficiencia, seguridad, flexibilidad y resiliencia) operacional de la red.

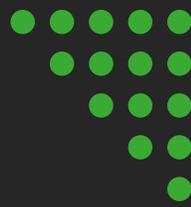
Los indicadores para medir la confiabilidad son la **Frecuencia, el Voltaje y la capacidad de recuperación**

La clasificación más sencilla que se puede hacer para los servicios complementarios es basada en recursos.



Mercado de Corto Plazo

LÍNEA DE TIEMPO



Retos de los Servicios Auxiliares con la penetración de las FERNC en el sistema



HOY



FUTURO



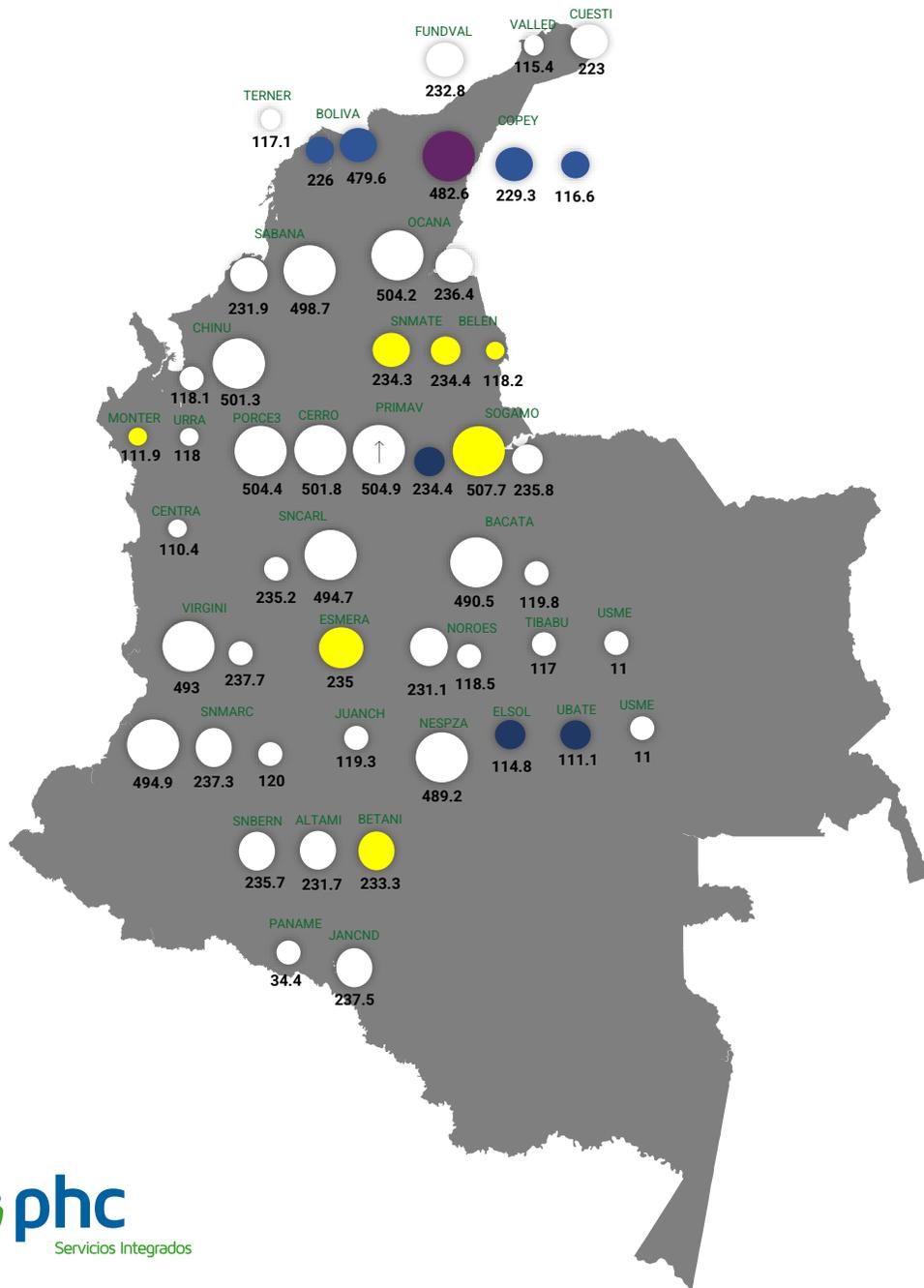
Nuevos Servicios Auxiliares

- Respuesta rápida de frecuencia
- Servicio de Inercia
- Servicios con inversores basados en grid-forming
- Contribución de corto circuito

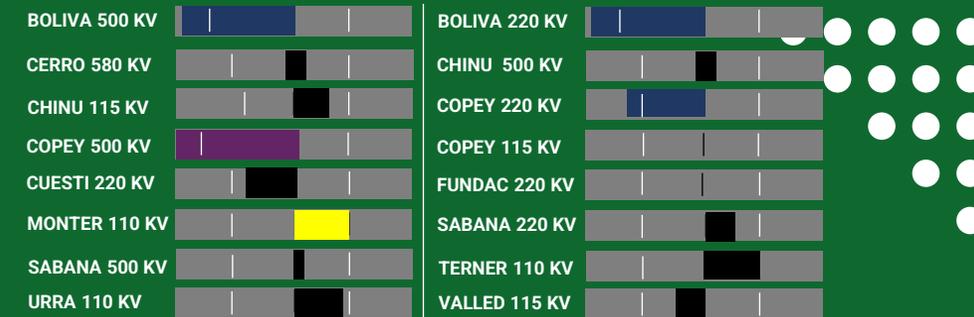
Nuevos participantes en el Mercado

- Aerogeneradores
- Plantas fotovoltaicas y SAEB
- Recursos energéticos de energía distribuida (DER)

MAPA COLOMBIA VOLTAJE NODOS PILOTO

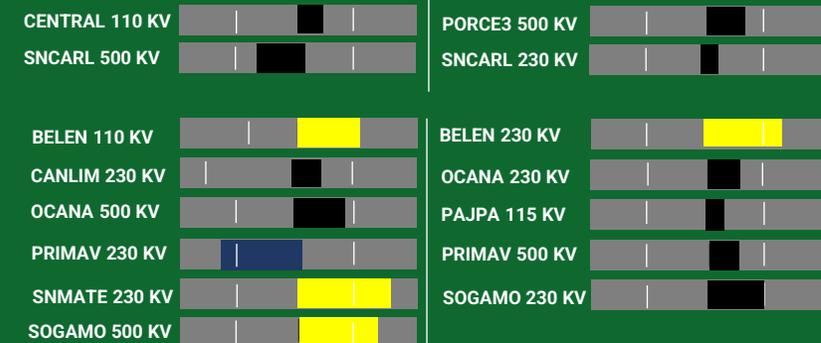


CARIBE

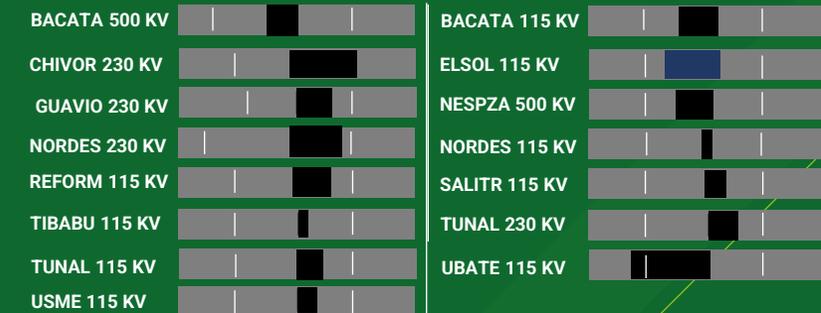


ANTIOQUIA

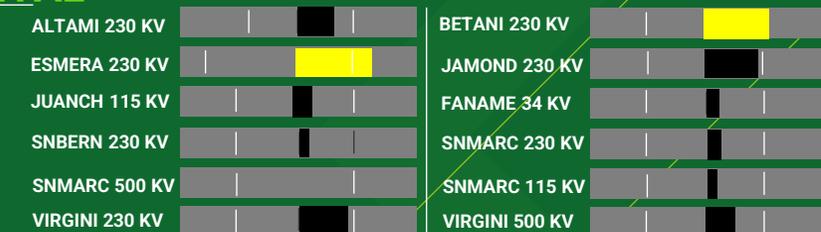
NORDESTE

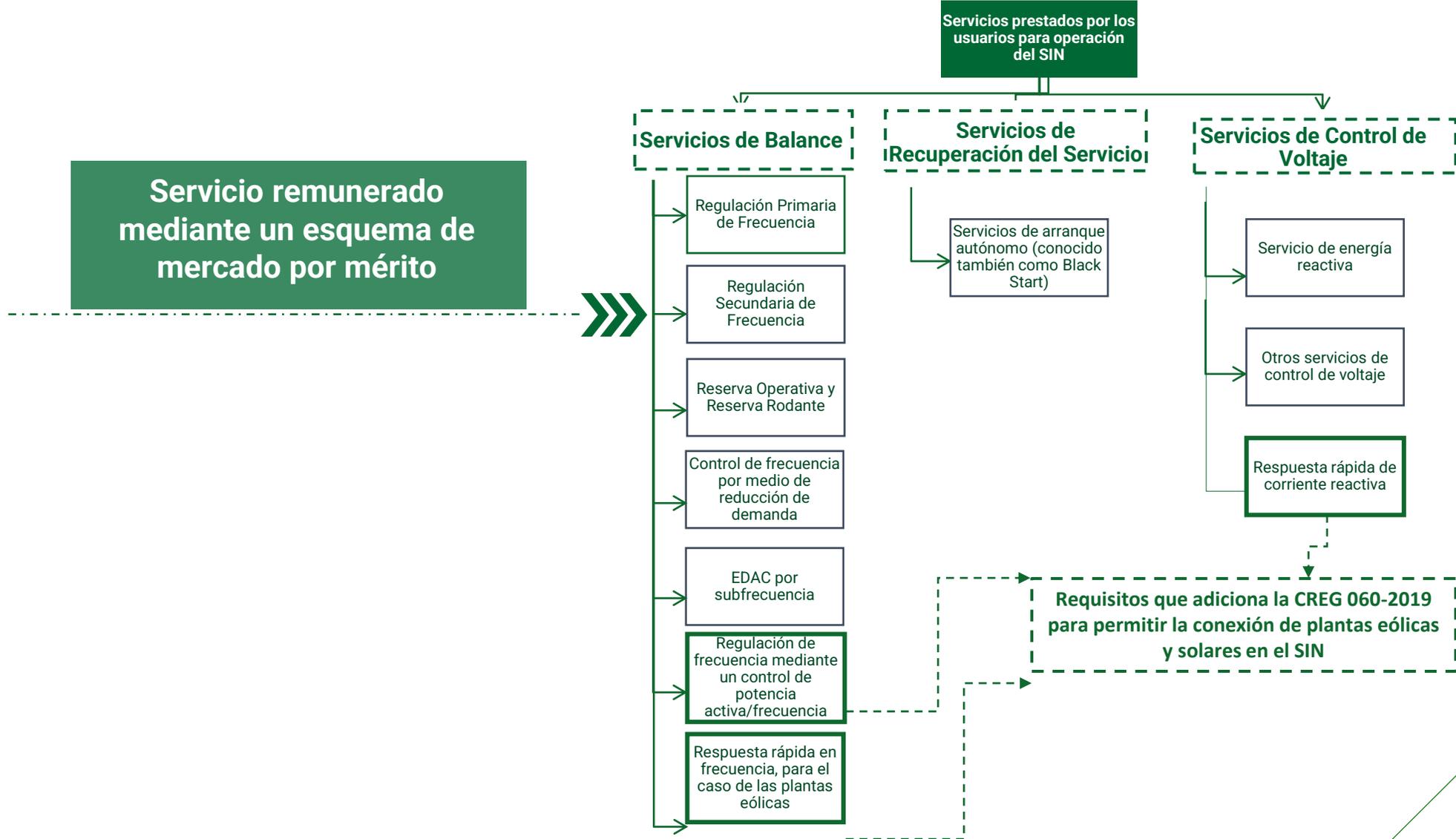


ORIENTAL

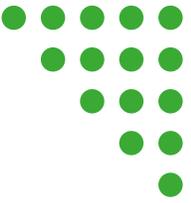


SUROCCIDENTAL





Metodología del estudio



DIAGNÓSTICO

Desempeño de los SSCC

Revisión de la regulación vigente

Revisión de documentos previos SSCC

Análisis de información entregada por XM y el CNO

REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL

Colombia, Chile, Perú, Argentina, España, Reino Unido, Portugal, Finlandia, Países Bajos, EE. UU.: (PJM, NYISO, CAISO, ISO-NE, MISO, ERCOT), Brasil

Normas internacionales, documentación pública y presentada por la CREG

SIMULACIONES

Definición de supuestos

Revisión de modelos

- Modelos de control
- Modelo del despacho económico
- Modelo del despacho para prestar el AGC
- Modelo de activación de la RTF

Simulaciones

- Regulación Primaria Frecuencia
- Regulación Secundaria Frecuencia
- Regulación Terciaria de Frecuencia
- Regulación de Voltaje

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN A LA REGULACIÓN DE LOS SSCC

Requisitos técnicos y operativos

Obligatoriedad

Habilitación

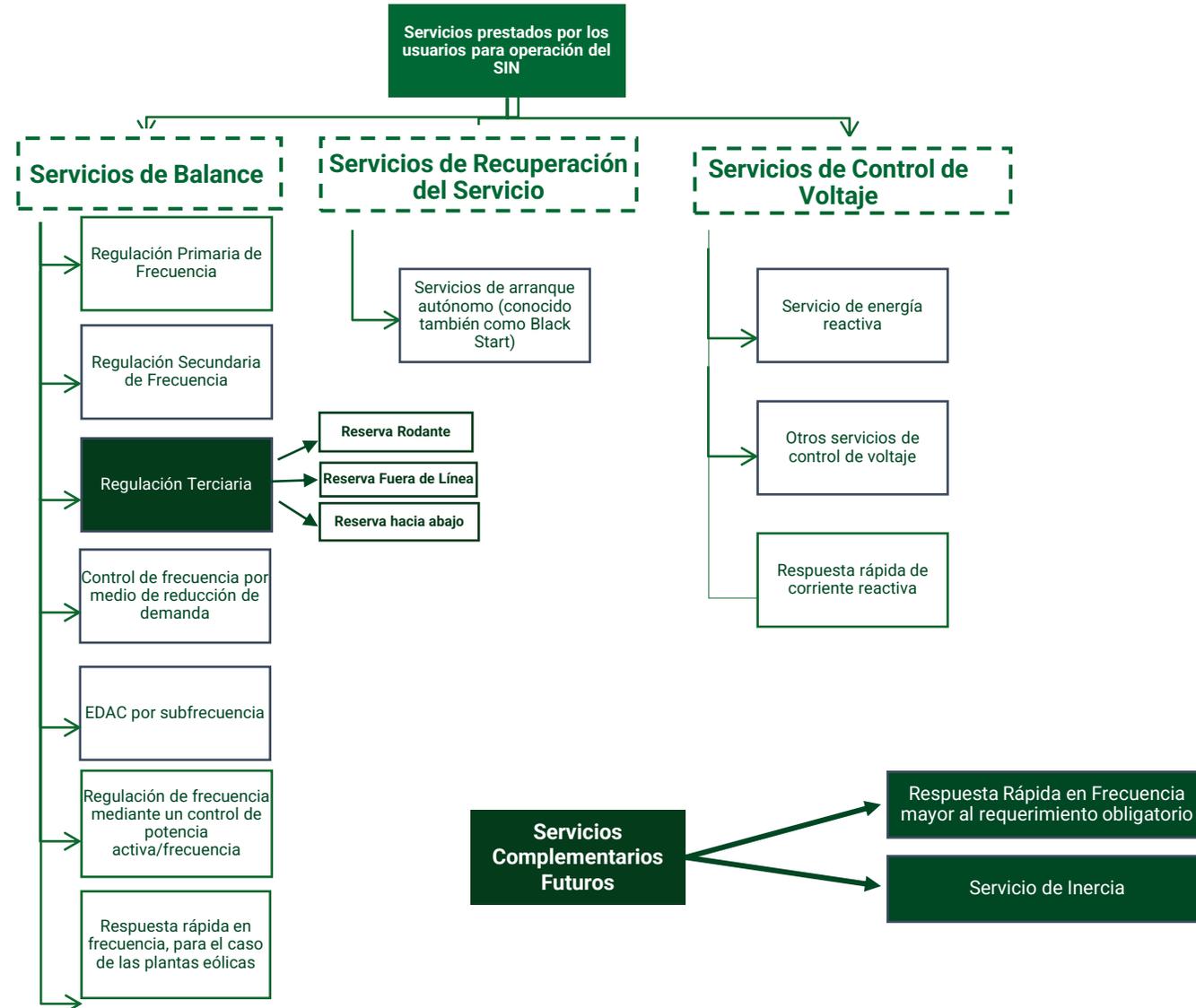
Desempeño

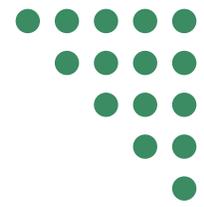
Monitoreo

Seguimiento

Evaluación

Remuneración





- 1 Proyección de demanda 
- 2 Curvas de Carga 
- 3 Generación (actual, expansión al 2025 y 2027) 
- 4 Características técnicas de los generadores convencionales, eólicos y solares 

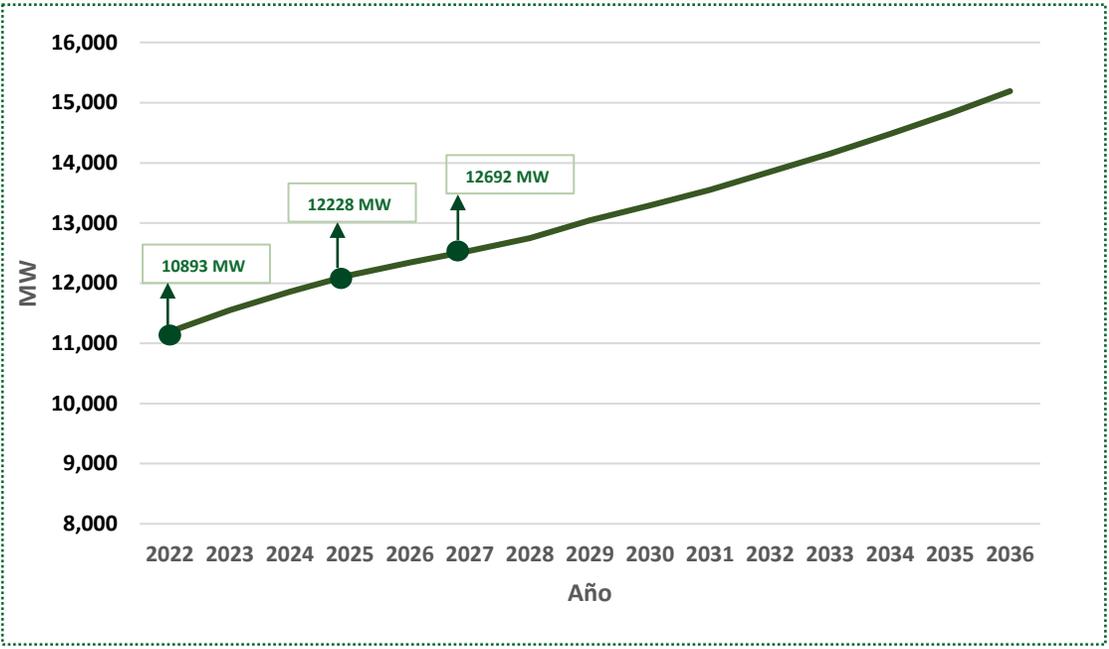
SUPUESTOS

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

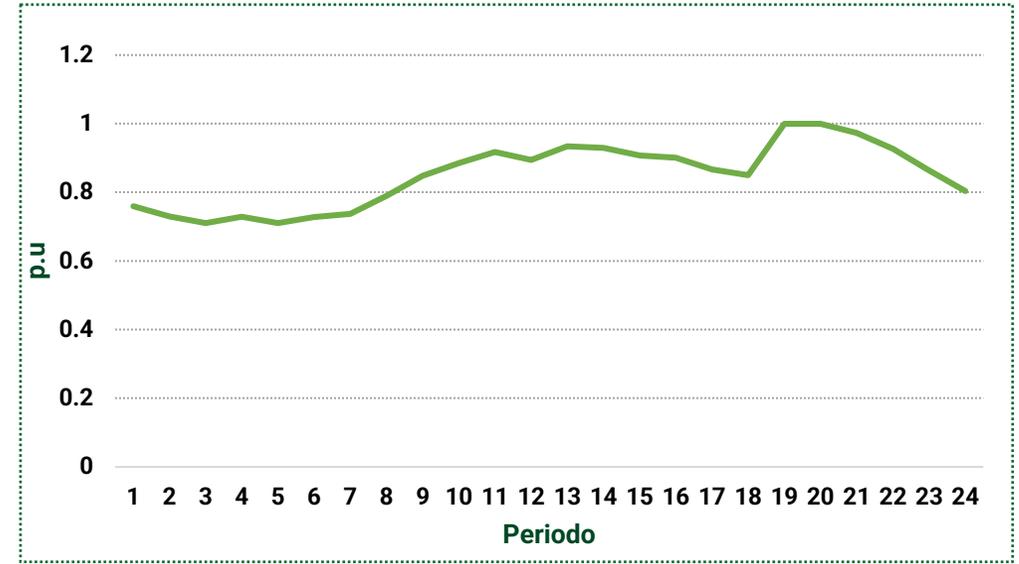
Revisión y Definición de Supuestos



Proyección Demanda Esc. Medio UPME



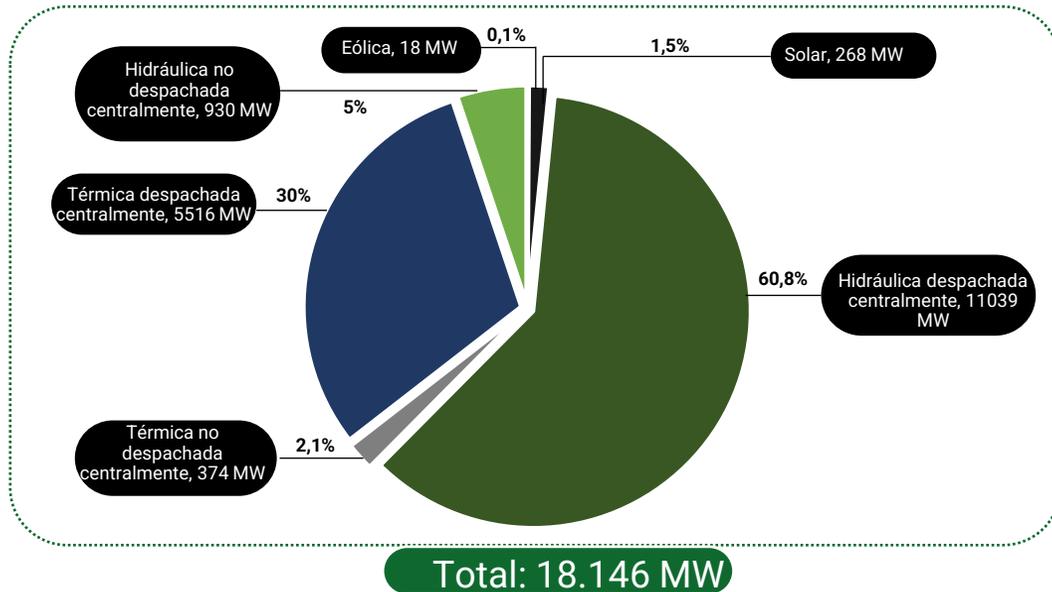
Curva de carga



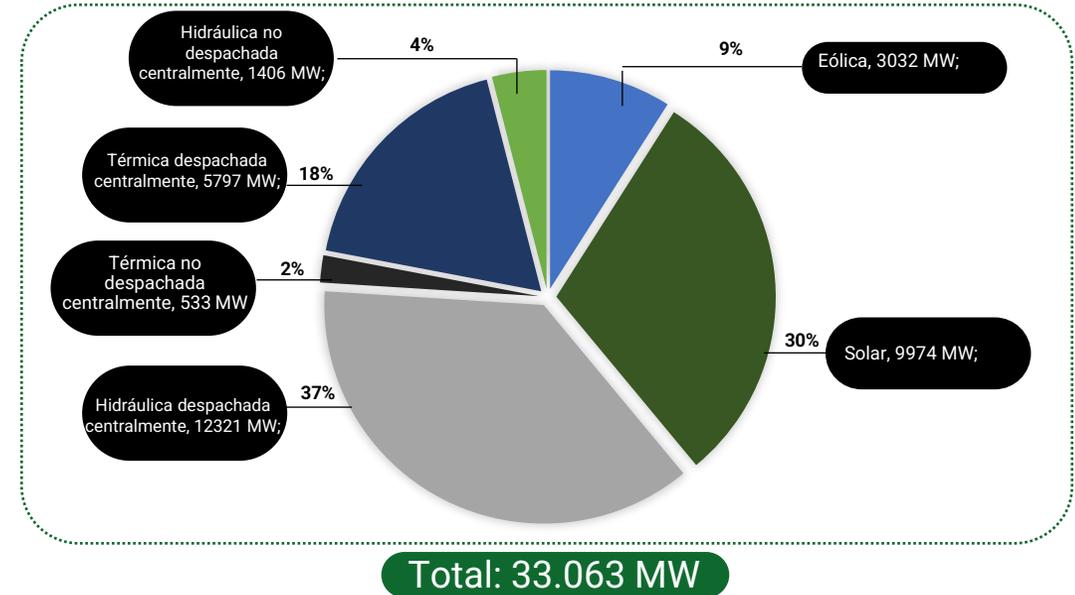
Revisión y Definición de Supuestos



CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ACTUAL



CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN 2027



(fuente XM)

***Solar incluye Solar Autogeneración a pequeña escala y Autogenerador
Térmica no despachada centralmente incluye la Biomasa (cogenerador)



Escenarios

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”



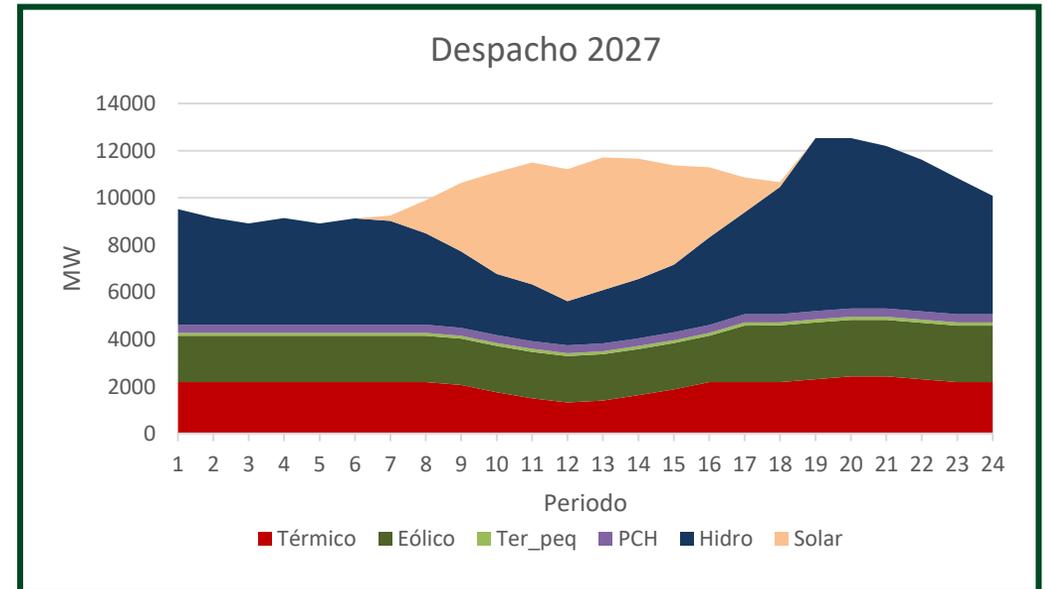
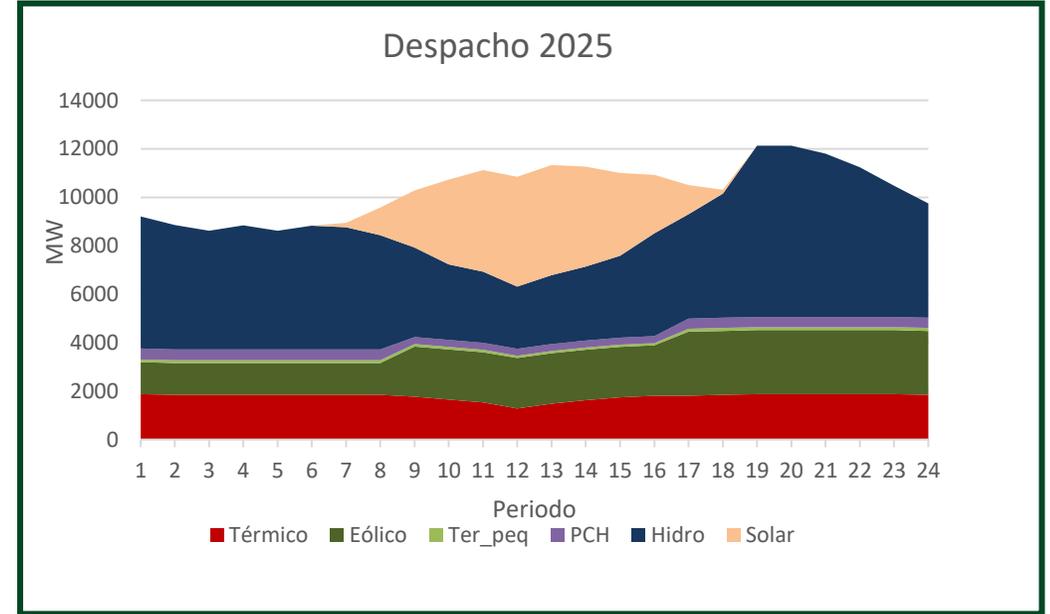
DESPACHO ECONÓMICO

FUNCIÓN OBJETIVO:

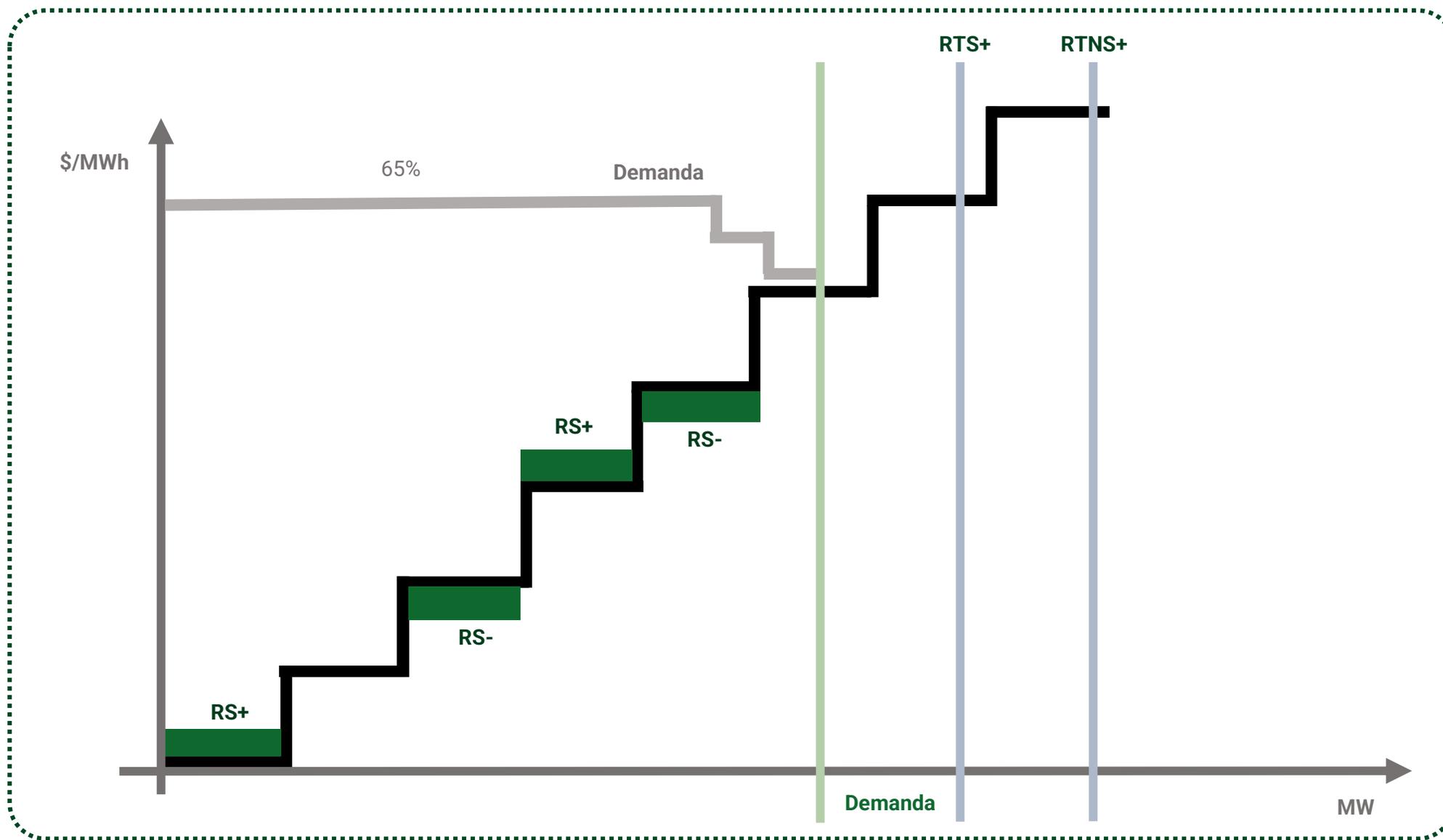
Maximizar

$$\left[\sum_h \sum_c DSO_{c,h} \times Cr_u + DCO_{c,h} \times POC_{c,h} \right]$$

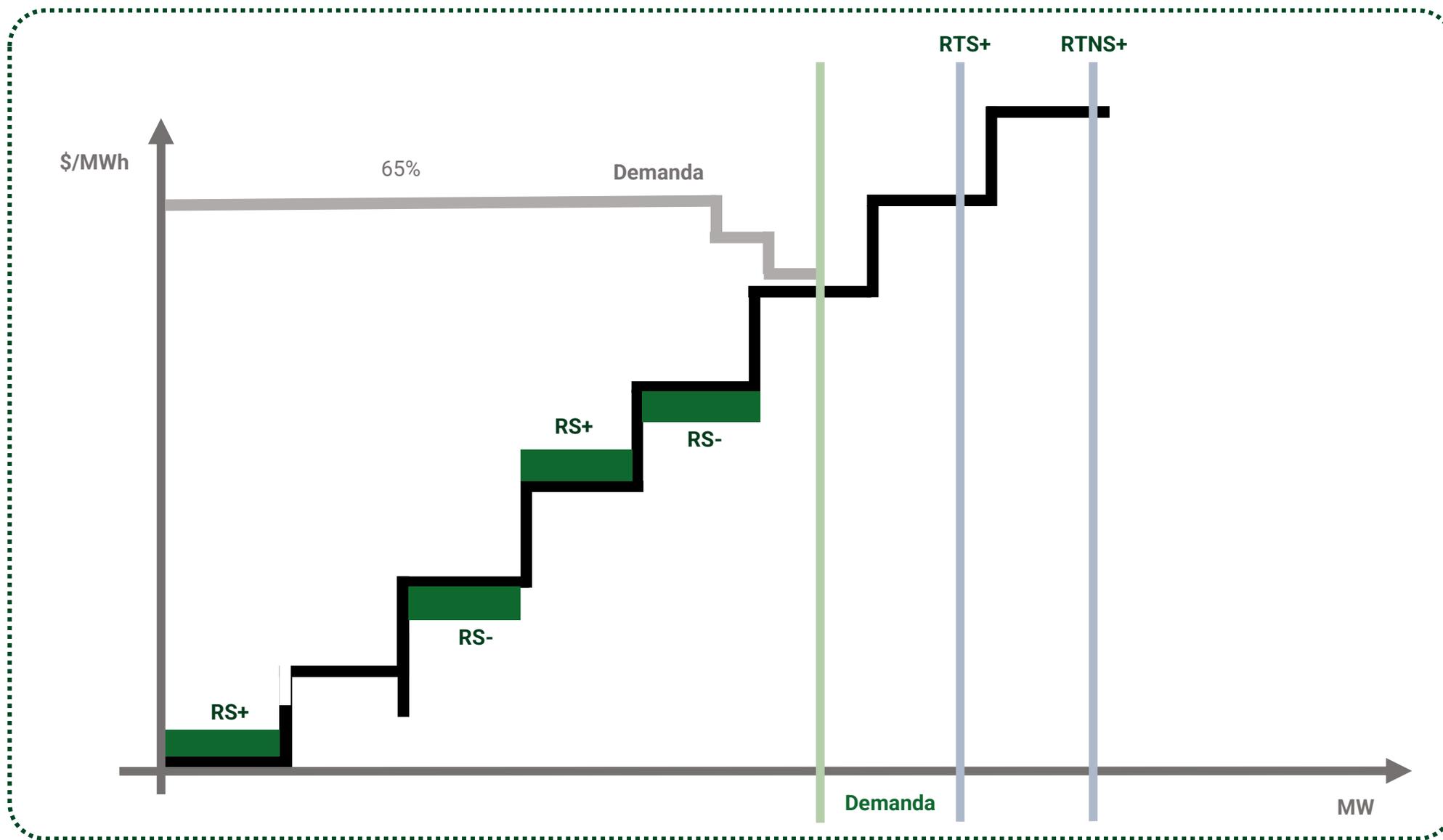
$$\begin{aligned} & - \left[\sum_h \sum_i (Pov_{i,h} \times Q_{i,h} + P_i^{RSS} \times R_{i,h}^{RSS} + P_i^{RSB} \times R_{i,h}^{RSB} \right. \\ & + P_i^{RTsinc} \times R_{i,h}^{RTsinc} + P_i^{RTNOsinc} \times R_{i,h}^{RTNOsinc} + Car_i^E \\ & \left. \times y_{i,h}) + \sum_e \sum_h Cr_e \times Q_{e,h} \right] \end{aligned}$$



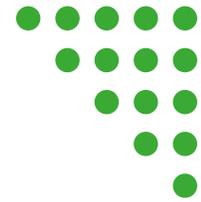
Curva oferta Demanda



Curva oferta Demanda



Características de los despachos de generación utilizados para las simulaciones



Escenario de generación	2025_P4	2025_P12	2025_P19	2027_P4	2027_P12	2027_P19
Reserva rodante sistema [%]	12,40%	11,83%	8,58%	18,98%	15,97%	8,79%
Reserva rodante sistema [MW]	1129,58	1333,36	1071,80	1786,74	1838,42	1135,50
Renovable sistema [MW]	1322,40	6865,67	2750,57	2025,98	7791,73	2532,32
Convencional sistema [MW]	7788,59	4403,34	9746,80	7386,01	3723,53	10386,07
Renovable sistema [%]	14,51%	60,93%	22,01%	21,53%	67,66%	19,60%
Renovable Caribe [MW]	1322,40	4526,49	2708,80	2025,98	4888,76	2461,40
Convencional Caribe [MW]	1378,54	1182,70	1388,20	1659,30	905,14	1957,77
Renovable Caribe [%]	49%	79%	66%	55%	84%	56%
Inercia convencionales [Hsys] @ 100 MWA	407,75	278,54	502,51	426,74	276,13	554,83
Inercia renovables [Hsys] @ 100 MWA	34,08	34,56	38,48	38,48	34,56	38,48
Inercia total [Hsys] @ 100 MWA	441,83	313,10	540,99	465,22	310,69	593,31
Gen Convencional instalada sistema [MW]	8918,18	5736,69	10818,60	9172,75	5561,95	11521,58
Pgen sistema [MW]	9110,99	11269,00	12497,37	9411,99	11515,25	12918,40
Pload sistema [MW]	8829,93	10836,39	12112,56	9127,51	11201,62	12512,79

Eventos analizados

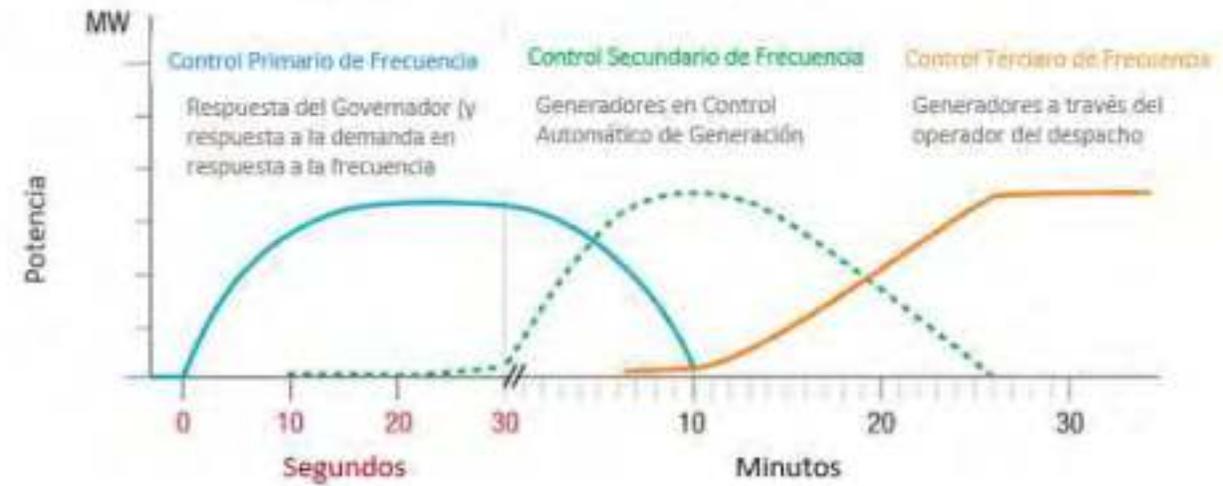
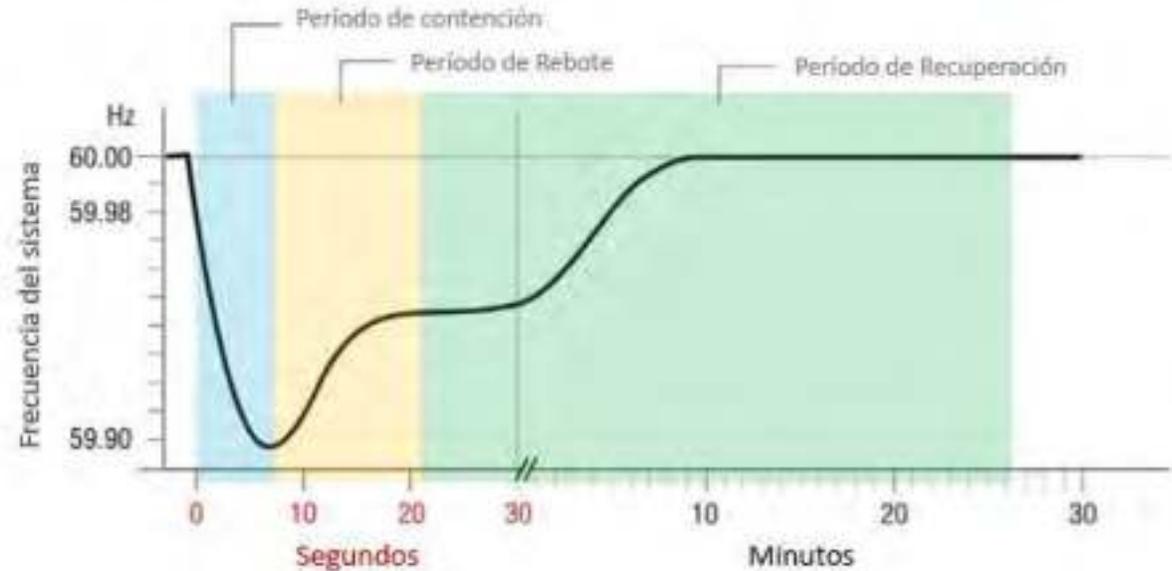
- Para los períodos 04, 12 y 19, se simularon los siguientes eventos:
- Pérdida generación de 160 MW (Paipa Maquina #4)
- Pérdida generación de 300 MW (Ituango maquina #3)
- Pérdida generación de 460 MW (Ituango maquina #3 y Paipa maquina #4)
- Pérdida carga de 170 MW (Carga Cerromatoso)



Regulación Primaria

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

Acciones secuenciales e impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario



***Traducción de PHC

Fuente:
Office of Electric Reliability Federal Energy Regulatory Commission, "Frequency Control Requirements for Reliable Interconnection Frequency Response," 2018



Requisitos técnicos y operativos actuales

Requisitos y características actuales RPF			
Prestación del Servicio para el SISTEMA			
Tiempo respuesta	< 10 segundos		
Reserva	3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente		
Requisitos y características actuales			
Prestación del Servicio por PLANTA/UNIDAD			
Parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF	Plantas eólicas y solares fotovoltaicas	Tiempo de respuesta inicial máximo (Tr)	2 segundos
		Tiempo de establecimiento máximo (Te)	15 segundos
	Banda Muerta para las plantas convencionales	menor o igual a 30 mHz	
	Banda Muerta para las plantas eólicas y solares	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz	
	Estatismo para las plantas convencionales	valor entre el 4% y el 6%	
	Estatismo para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%	
Sostenimiento	30 segundos		
Obligatoriedad	Todas las plantas/unidades de generación	Obligatoria	
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Transitoriamente se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia	
Habilitación	NO existe		
Reserva	3% de la generación horaria programada para todas las plantas despachadas centralmente		
Seguimiento	Para las plantas despachadas centralmente	- Dirección de la respuesta - Solo cuando hay eventos	
Remuneración	No hay		
Pruebas	Estatismo y Banda Muerta		
	Tiempo de establecimiento		

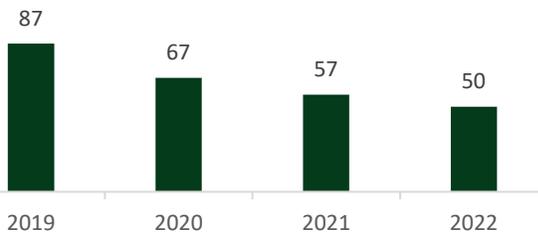
Tiempo de establecimiento**

De 145 datos de unidades de generación con el tiempo de establecimiento (Acuerdo C.N.O. 1557):

- 17% unidades tiempos ≤ 30 seg
- 37% unidades tiempos ≥ 100 seg

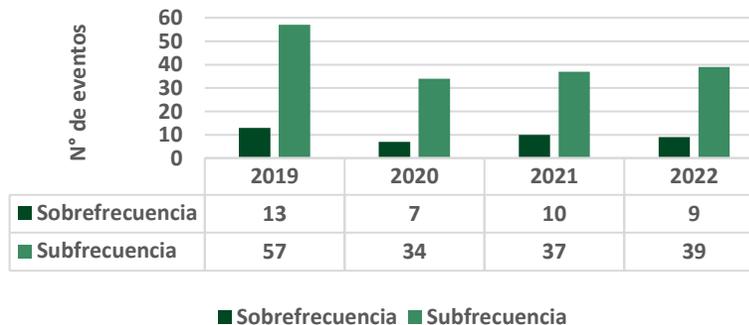
Evaluación cumplimiento RPF***

Número unidades que incumplieron con RPF

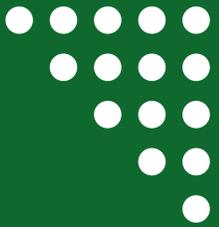


Eventos de Frecuencia***

Eventos de frecuencia



- Se evidencia un número importante de incumplimientos en la prestación del servicio Regulación Primaria de Frecuencia lo cual indica que las señales que se dan con la Resolución CREG 023 de 2001 son insuficientes.
- Se considera conveniente exigir la habilitación para prestar este servicio que es obligatorio.
- Los registros de los eventos muestran una respuesta aceptable al tener ROCOF bajos con valores menores a 0,3 HZ/seg.





El método de evaluación del servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia es deficiente por las siguientes razones:

01

No es continuo sino discreto ya que se realiza solamente cuando ocurren eventos de subfrecuencia o sobrefrecuencia.

02

La frecuencia de muestreo es muy pequeña dado que es igual a la del SCADA (una muestra cada 4 segundos). Por tanto, es conveniente realizar las mediciones con sistemas de medición fasorial (PMU's) para que la frecuencia de muestreo sea mucho mejor.

- A pesar de que es obligatorio considerar una reserva para Regulación Primaria de Frecuencia de 3% en las unidades despachadas centralmente, no está regulado a nivel de sistema como se programa esta reserva para la operación
- No existe en la regulación definición de los parámetros que caracterizan la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia de las plantas convencionales. Dichos parámetros son: tiempo de reacción, tiempo de respuesta inicial, amortiguamiento y tiempo de establecimiento.

Referenciamiento - RPF



PJM

RPF:
Respuesta: Debe garantizarse un mínimo de 258.3 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia.
Banda muerta: máximo +- 36mHz.
Estatismo: 5%.

NYISO

RPF:
Respuesta: Debe garantizarse un mínimo de 48.8 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia.

CAISO

RPF:
Respuesta: Debe garantizarse un mínimo de 197.6 MW/0.1Hz de respuesta en frecuencia.

Colombia

RPF:
T respuesta: 0-10 seg
T sostenimiento: 30 seg después de ocurrido el evento
Estatismo: 4% y 6% (convencionales) 2% y 6% (no convencionales)
Banda muerta: 30 mHz (convencionales) – 0-120 mHz (no convencionales)
Reserva Regulación: 3%

Perú

RPF:
T respuesta: 0-10 seg
T sostenimiento: 100% al menos 30 segundos después de ocurrido el evento y del 85% 10 minutos adicionales.
Banda muerta: 50 mHz.
Reserva de regulación: 2 al 3.1% de la generación.
ROCOF: 1 Hz/s.

Chile

RPF:
T respuesta: 0-10 seg
T sostenimiento: 5 min después de ocurrido el evento
Banda muerta: 20 mHz

Reino Unido

RPF:
T respuesta: 0-10 seg
T sostenimiento: 20 seg
Estatismo: 3%-5%
Banda muerta: ≤ 30 mHz

España

RPF:
T respuesta: 15 s ante perturbaciones que provoquen variaciones de frecuencia inferiores a 100 mHz y linealmente entre 15 y 30s para variaciones entre 100 y 200 mHz.
Estatismo: Máximo un 13.3%, aunque típicamente suele estar entre 3 y 5%.
Reserva de regulación primaria: 1.5%.
ROCOF: 2 Hz/s.

Argentina

RPF:
T respuesta: 0-30 seg
Estatismo: 4%-7%
Banda muerta: 50 mHz.
Reserva de regulación: % de la generación por planta y entre 3 y 3.3% para el total del sistema.
ROCOF: 1.8 Hz/s.

Países Bajos

RPF:
T respuesta: 0 a 30s.
Tiempo de sostenimiento: 30s
Banda muerta: ≤ 30 mHz
Estatismo: 2 - 12%.

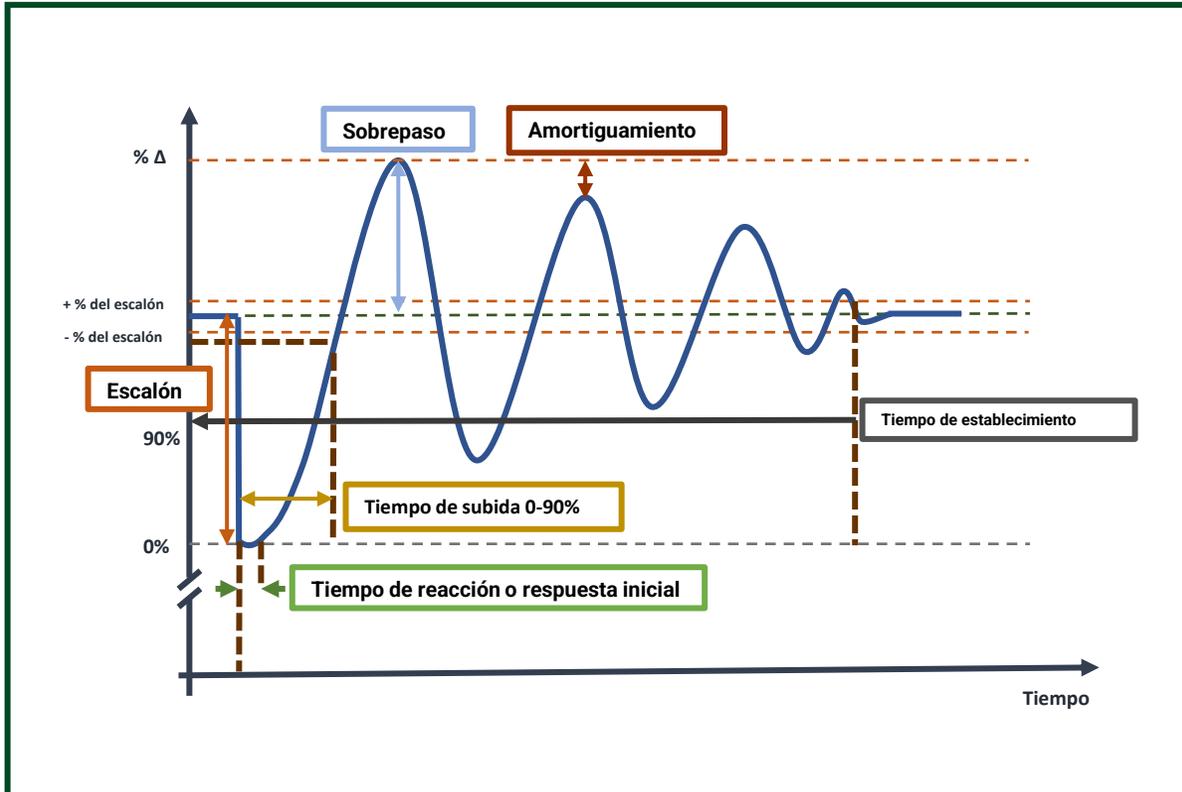
Simulación de Controles Validados



<u>Tipo tecnología</u>	<u>Tiempo establecimiento para entrar a una banda del 5% (seg)</u>			<u>Tiempo de subida de 0-90%</u>		
	Valor máximo	Valor mínimo	Mediana	Valor máximo	Valor mínimo	Mediana
Hidráulicos	165.35	7.28	49.41	90.47	0.51	26.52
Térmicas de ciclo combinado	51.07	40.43	45.75	37.83	29.05	33.44
otras Térmicas	252.92	204.51	228.715	175.81	2.28	89.045

Eliminando los valores extremos

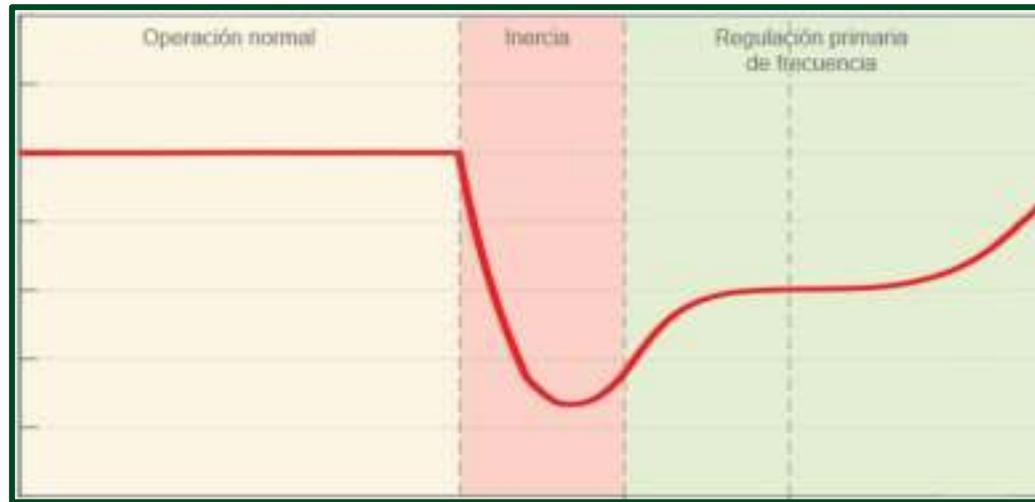
Parámetros RPF



Tiempo de reacción o respuesta inicial	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 1 segundo
	Valor rango máximo según norma IEEE Std C37.118.1 es 1 segundo	
Tiempo de subida 0-90%	Convencionales (hidráulicas y térmicas)	< 3 segundos
	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	< 4 segundos
	Convencionales (hidráulicas y turbinas de gas y de vapor)	Ts<30 segundos
Tiempo de establecimiento	Térmicas de ciclo combinado	Ts<35 segundos
	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	menor 15 segundos
	Convencionales – Térmicas (turbinas de gas y unidades de vapor)	menor a 30 segundos
Amortiguamiento	Convencionales – Hidráulicas y ciclos combinados	menor a 60 segundos
	Plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	30%
	Convencionales (hidráulicas y térmicas)	30%
Banda Muerta para las plantas convencionales (hidráulicas y térmicas)	Menor o igual a 30 mHz	
Banda Muerta para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre 0 y 120 mHz	
Estatismo para las plantas convencionales (hidráulicas y térmicas)	Valor entre el 4% y el 6%	
Estatismo para las plantas basadas en inversores (generadores y SAEB)	Configurable en un rango entre el 2% y el 6%	
Sostenimiento	30 segundos	



Respuesta característica de la frecuencia ante desbalances de generación-carga negativos considerando sólo la RPF



$$\Delta F(t) = (-\Delta T / \beta) [1 - e^{(-\beta / 2H)t}]$$

$\Delta F(t)$: Evolución de la frecuencia en función del tiempo (HZ)

ΔT : Desbalance (MW)

B : Constante combinada del sistema $D+1/R$ (MW/HZ)

D : Constante de amortiguamiento de las cargas más las turbinas (MW/HZ)

R : Estatismo equivalente de los generadores con reguladores de velocidad libres (HZ/MW)

H : Constante de inercia de los generadores (MVA-s/MVA)

DEFINICIONES

- 01 **Nadir (Hz)**: valor mínimo de subfrecuencia producido por el evento
- 02 **Cenit (Hz)**: valor máximo de sobrefrecuencia producido por el evento
 t_{Nadir} : tiempo en donde ocurre el Nadir
- 03 **ROCOF (Rate of Change of Frequency) Nadir**: valor del Rocof calculado en el Nadir
- 04 **ROCOF (Rate of Change of Frequency)**: Se hace el cálculo del Rocof en 500 ms para el máximo desbalance que no produzca eyección de carga
- 05 **Tiempo de respuesta del Sistema**: tiempo en que la evolución de la frecuencia del sistema se recupera al 90% del *valor esperado de estado estacionario* una vez actúen los reguladores de velocidad de acuerdo con su estatismo.
El valor esperado de estado estacionario de la frecuencia en teoría es igual a la frecuencia del sistema antes del evento menos el delta de frecuencia esperado calculado como el inverso de la constante de regulación β multiplicado por el Delta del desbalance debido al evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia.

$$\left(\text{valor esperado} = \text{frecuencia}_{\text{sistema antes del evento}} - \left(\frac{\Delta \text{ del desbalance}}{\beta} \right); \text{ donde } \beta = D + \frac{1}{R} \right)$$

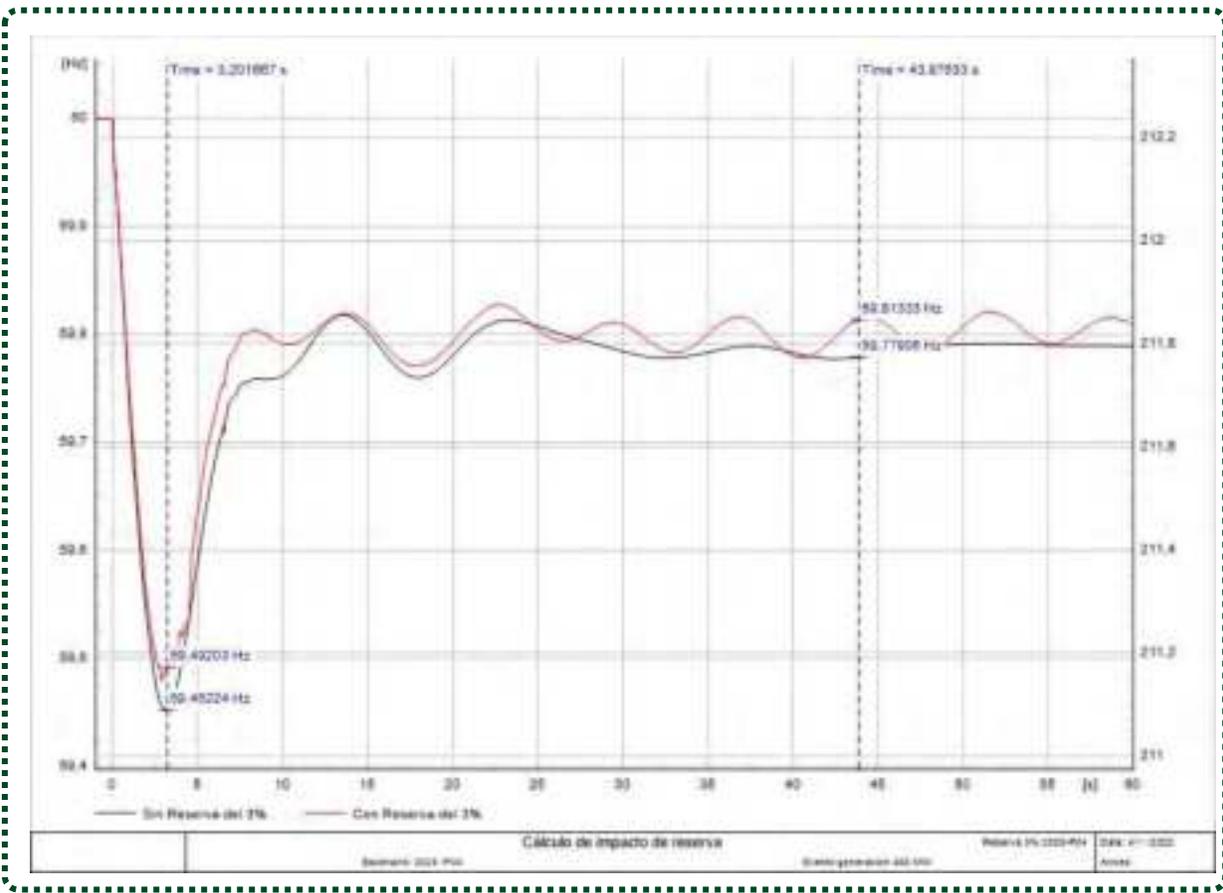
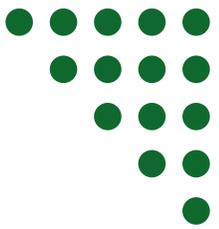
Considerando que no se conoce con exactitud el valor de D , y el R equivalente es variable, el valor esperado se calcula como el valor de la frecuencia promedio entre los 50 y 60 segundos del tiempo de simulación o de los registros del evento.

Constante de regulación calculada en el Nadir:

$$RFP = \frac{\Delta P}{|f(0) - f(t_{Nadir})|} \quad [MW/HZ]$$

- 06 **Constante de tiempo de la respuesta exponencial inicial**: es igual a $2H/D$ Para el cálculo de esta constante, se assume un valor de $D=1.5$ p.u.

Cambios en los márgenes de reserva asignados a las unidades de generación



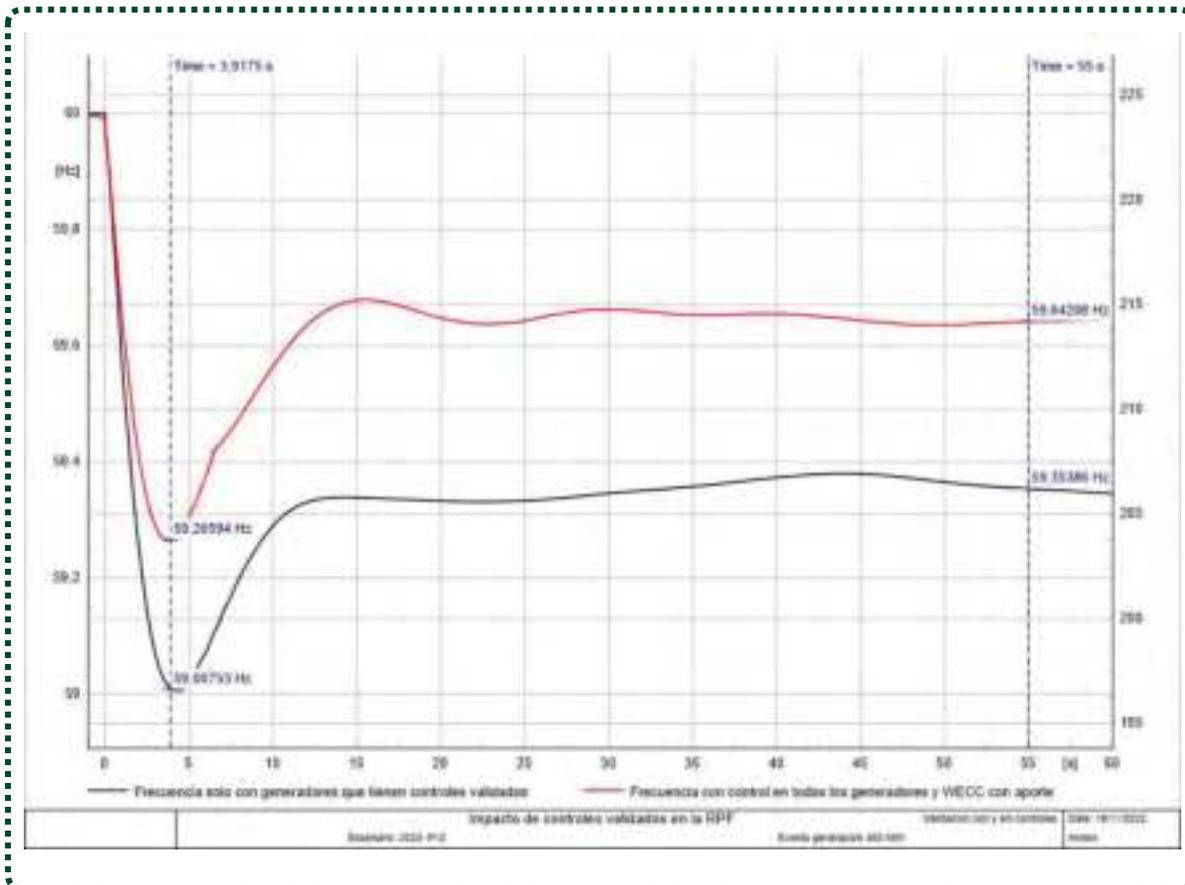
- Escenario: 2025-P04
- Evento: salida de 460 MW de generación.
- Dejando el margen de reserva del 3% en las unidades de generación del Sistema
- Sin dejar el margen de reserva del 3% en las unidades de generación del sistema suponiendo que todas las unidades pueden responder en el valor de potencia máxima declarado

Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	RoCoF_500ms [Hz/s]	RoCoF_nadir [Hz/s]	Tiempo de respuesta de 0-90% (s)
2025-P4 - Sin reserva del 3%	441.83	460	59.452	0.277	0.171	7.967
2025-P4 - Con reserva del 3%	441.83	460	59.474	0.27	0.182	6.745

Participación en la RPF

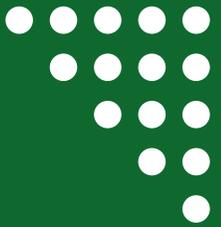


Se simuló la condición en la cual solamente los generadores que tienen los modelos validados según la Base de Datos del DigSilent suministrada por XM participan de la RPF.



Escenario	Inercia sistema [Hsys] @100MVA	Desbalance potencia [MW]	Nadir [Hz]	Tiempo Nadir [s]	RoCoF_500ms [Hz/s]	Tiempo de respuesta de 0-90% (s)
2025-P12_ Con controles validados en todos los generadores convencionales y eólicos y solares	313.1	460	59,26	4	0,351	11.006
2025-P12_ Solo con los generadores que tienen controles validados	313.1	460	59,01	5	0,422	11.242

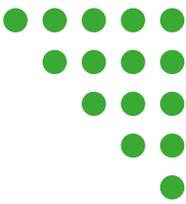
Cambios en la reserva rodante del sistema



Simulación para el escenario 2025-P12 con un evento de pérdida de generación de 300 MW considerando diferentes valores de reserva rodante

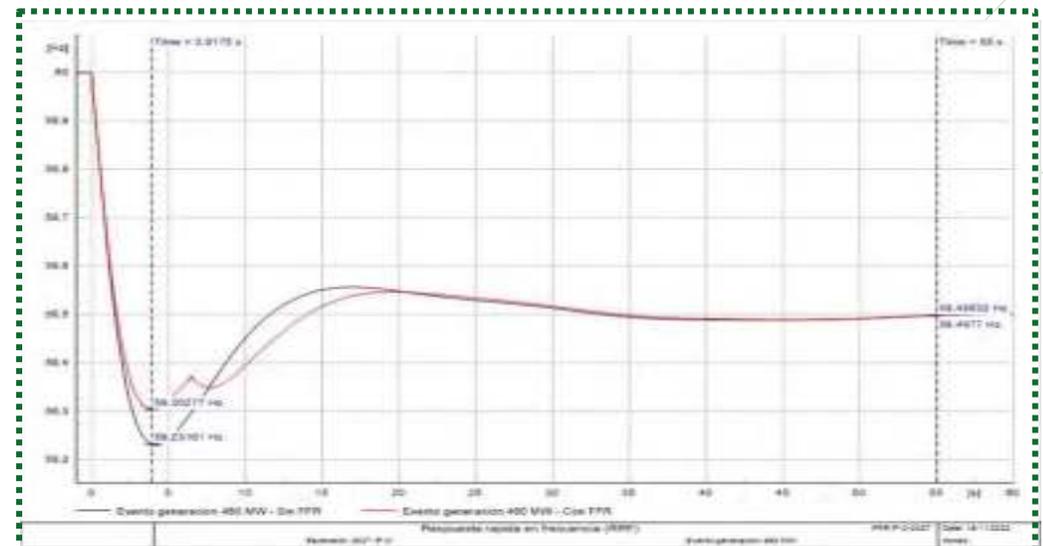
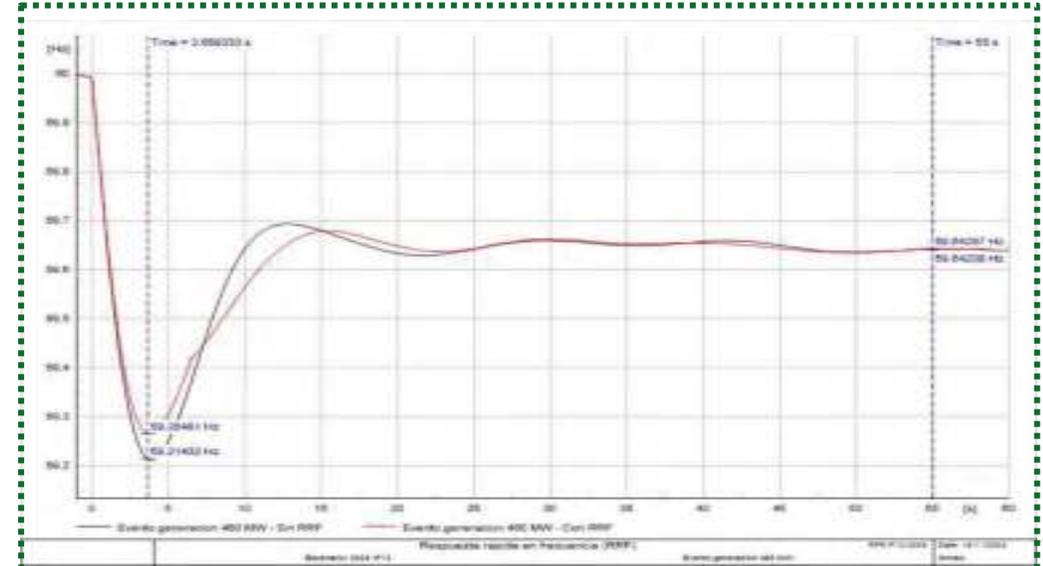
Tiempo de respuesta 0-90%: 11.4 - 12.1 s

Inyección Rápida de Frecuencia para la Respuesta Rápida en Frecuencia (RRF)

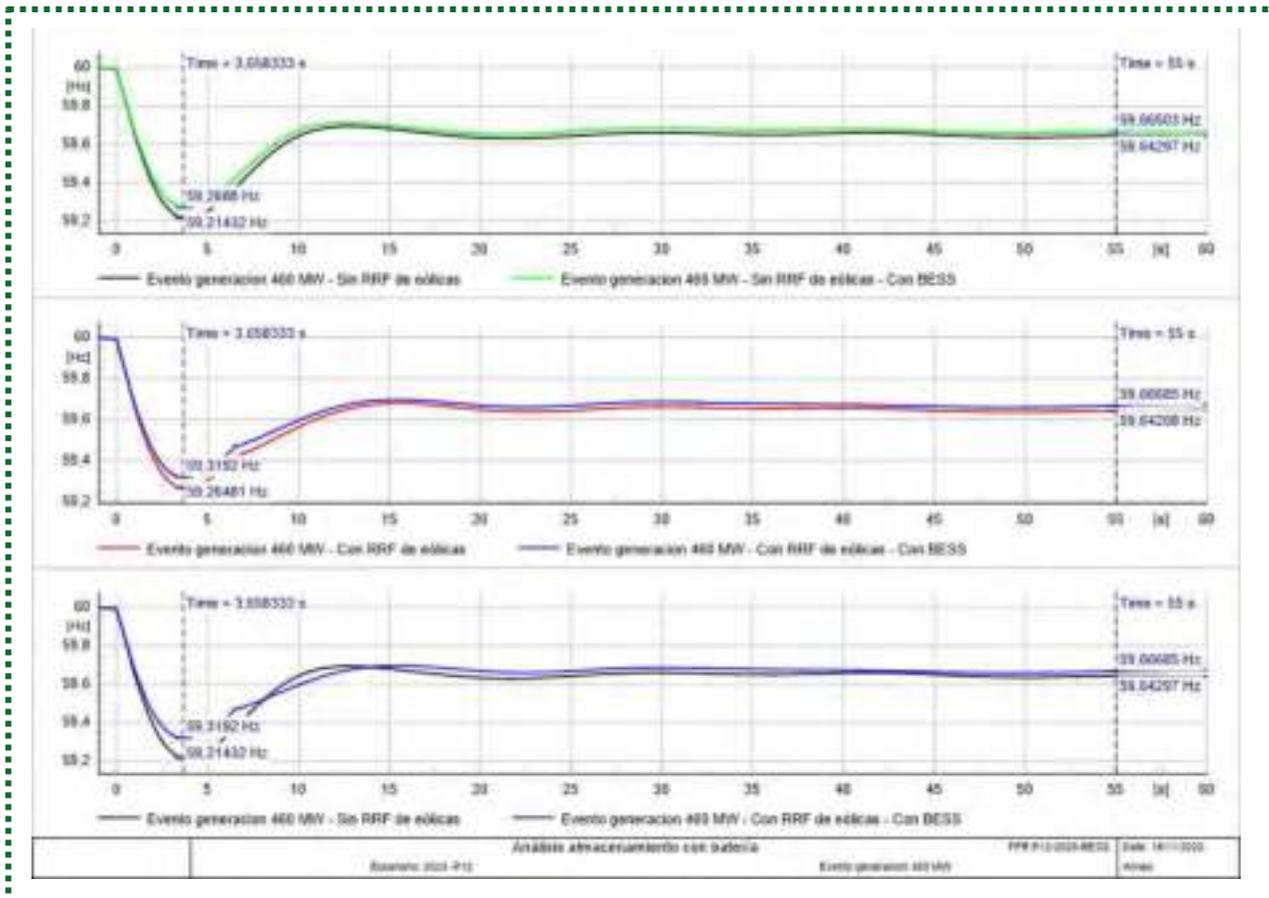
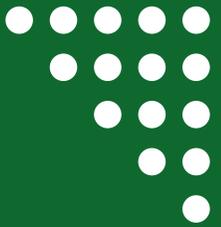


Se considera lo que se encuentra actualmente en la resolución CREG 060 de 2019, donde las plantas eólicas pueden aportar a la recuperación de la frecuencia del sistema ante la ocurrencia de eventos que produzcan subfrecuencia

- La frecuencia del Nadir es más alta con la RRF
- La frecuencia tiene una caída en el tiempo en el cual se está recuperando debido al retiro de la RRF según lo establecido en la resolución CREG 060-2019
- El valor del estado estacionario tiende a ser el mismo con y sin RRF
- El valor del ROCOF es menor considerando la RRF



Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) »»



- Se utiliza un SAEB de 30 MWh con los parámetros estipulados para las plantas eólicas y solares de la resolución CREG 060 de 2019[6], estatismo de 2.5%, banda muerta de 30 mHz y los tiempos de respuesta descritos en dicha resolución.
- Se realizan simulaciones para el P12 años 2025 y 2027, donde se tiene mayor penetración de Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERNC). Se considera un evento de pérdida de generación de 460 MW.



Prestación del Servicio para el SISTEMA

Tiempo respuesta sistema	<p>Es el tiempo en que la evolución de la frecuencia del sistema se recupera al 90% del valor esperado de estado estacionario una vez actúen los reguladores de velocidad de acuerdo con su estatismo.</p> <p>El valor esperado es igual a la frecuencia del sistema antes del evento menos el delta de frecuencia esperado calculado como el inverso de la constante de regulación β multiplicado por el Delta del desbalance debido al evento de subfrecuencia o sobrefrecuencia</p> $\left(\text{valor esperado} = \text{frecuencia}_{\text{sistema antes del evento}} - \left(\frac{\Delta \text{ del desbalance}}{\beta} \right); \text{ donde } \beta = D + \frac{1}{R} \right)$ <p>Este tiempo de respuesta debe ser menor a 15 segundos.</p>
ROCOF	Menor a 0.5 Hz/seg calculado a los 500 ms después de ocurrido el evento
Reserva	<p>El mayor valor entre:</p> <ul style="list-style-type: none">- El 3% de la generación total horaria programada en el despacho factible.- La suma del pronóstico de: (i) máxima desviación porcentual horaria esperada de la demanda programada en el despacho factible; y (ii) máxima desviación horaria esperada de la generación variable programada en el despacho factible. <p>Para garantizar la seguridad del SIN, en el despacho se debe asignar la reserva entre los generadores habilitados y los SAEB que presten el servicio de RPF. Dependiendo de las características técnicas de los generadores habilitados, estos pueden cumplir con su asignación de reserva en el valor máximo de potencia declarada o en caso contrario, dejando el margen de reserva correspondiente. En caso de que a un generador se le asigne un valor de reserva superior al que está obligado, este valor adicional será remunerado por los generadores NO habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF.</p>



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Obligatoriedad	Plantas Convencionales (hidráulicas y térmicas)	Obligatoria
	Plantas solares fotovoltaicas y eólicas	Obligatoria
	Independiente de que la planta/unidad no esté habilitada para la prestación del servicio de RPF, debe operar con el regulador en modo libre	
Habilitación	Procedimiento de habilitación para prestar la regulación primaria de frecuencia, si no lo cumple, debe contratarlo con un tercero o pagar la compensación.	
	Este procedimiento debe consistir en pruebas que permitan verificar el cumplimiento de los parámetros técnicos para prestar el servicio de RPF para un número suficiente de escalones y de puntos de operación de tal forma que estadísticamente se puedan obtener resultados confiables utilizando un protocolo similar al establecido en los acuerdos vigentes del CNO para las pruebas de estatismo y banda muerta, donde se incluya adicionalmente la medición y verificación de los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. Esto debe cumplirse tanto para las pruebas como para la validación de los modelos.	
	Una unidad de generación puede ser habilitada si instala SAEB para cumplir con los requisitos para prestar el servicio de RPF. Una planta se encuentra HABILITADA cuando mediante las pruebas y la validación de los modelos se verifica que cumple con los parámetros: Tiempo de reacción o respuesta inicial, Tiempo de subida 0-90%, Tiempo de establecimiento. La habilitación determinará la potencia máxima a la cual puede cumplir con la prestación del servicio de RPF.	



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Reserva	Obligación de Reserva para plantas mayores a 5 MW	<p>3% de la Generación Programada.</p> <p>Los generadores que NO están habilitados para la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o a un tercero.</p>
	Reserva Asignada para plantas mayores a 5 MW	<p>La Reserva de RPF del SISTEMA, se distribuirá entre los generadores habilitados en proporción a su disponibilidad declarada.</p> <p>Los generadores que NO están habilitados y los habilitados que incumplan con la prestación del servicio de RPF, TENDRÁN que comprar el margen de reserva correspondiente en la bolsa de energía o contratarlo con un tercero.</p> <p>El despacho no se verá afectado por la reserva de aquellas plantas habilitadas que en su capacidad máxima puedan prestar el servicio de RPF; este se verá afectado por la reserva de las plantas que NO están habilitadas para prestar el servicio valor de reserva que será asignado entre las plantas habilitadas y los SAEB.</p>
Evaluación	Para las plantas mayores a 5 MW	<ul style="list-style-type: none"> - Dirección de la respuesta - Tiempo de respuesta - Magnitud de aporte de la reserva - Transitoriamente se hace seguimiento solo cuando hay eventos en el SIN - Hacerlo tecnológicamente viable para que sea de forma continua. <p>La evaluación se hará con base en la información recolectada de los PMU's, los cuales deben estar conectados al sistema SCADA del CND.</p> <p>El CND debe implementar el software que, con base en dicha información, calcule los parámetros de RPF para cuando la frecuencia salga de la banda de 59.8Hz y 60.2Hz y mediante dicho software determinar el cumplimiento de la RPF (Este debe medir dirección, tiempos y magnitud)</p>
Remuneración	<p>No hay para la obligatoria.</p> <p>Para los servicios adicionales si hay remuneración</p>	



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS		
Pruebas	Se requiere un número de muestras suficiente tanto de escalones como de valores de potencia para poder determinar el valor medio de los parámetros y su desviación estándar.	Parámetros medidos en las pruebas:
		• Estatismo y Banda Muerta
		• Tiempo de reacción o respuesta inicial
		• Tiempo de subida 0-90%
		• Tiempo de establecimiento
Validación de modelos	Para la validación de los modelos de control se requiere un número de muestras suficiente tanto de escalones como de valores de potencia para poder determinar el valor medio de los parámetros y su desviación Estándar	Parámetros medidos en las pruebas:
		• Estatismo y Banda Muerta
		• Tiempo de reacción o respuesta inicial
		• Tiempo de subida 0-90%
		• Tiempo de establecimiento
Medición	Obligatoriedad de tener sistemas de medición fasorial (PMU's) en el punto individual de conexión del generador y cuando son conexiones compartidas y embebidas, se hará en el punto de conexión físico de cada uno de los generadores a los sistemas compartidos o embebidos. Esto será mediante un canal de comunicación con un protocolo compatible con el SCADA, los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos con 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1.	



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Supervisión

La supervisión la hará el CND con la información adquirida de las PMU´s e integrada al sistema SCADA del CND. Para las conexiones compartidas y embebidas el CND supervisará en el punto de conexión físico de cada uno de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas o las embebidas.

Se harán pruebas de integración antes de la puesta de operación de cada una de las plantas. Para las plantas existentes se harán pruebas de PMU´s una vez se instalen. Se debe reglamentar un período de transición (3 años) para la integración de este sistema de supervisión. El CNO debe definir el protocolo de pruebas de esta integración.

El CND definirá los indicadores de disponibilidad y desempeño (frecuencia de cumplimiento del servicio). Estos indicadores los debe normalizar con base en los indicadores establecidos por NERC.

La periodicidad del intercambio de información es continua en Tiempo Real y las variables a supervisar son: potencia activa y frecuencia.

Prestadores del servicio

Plantas convencionales y no convencionales, SAEB

Indicadores de seguimiento

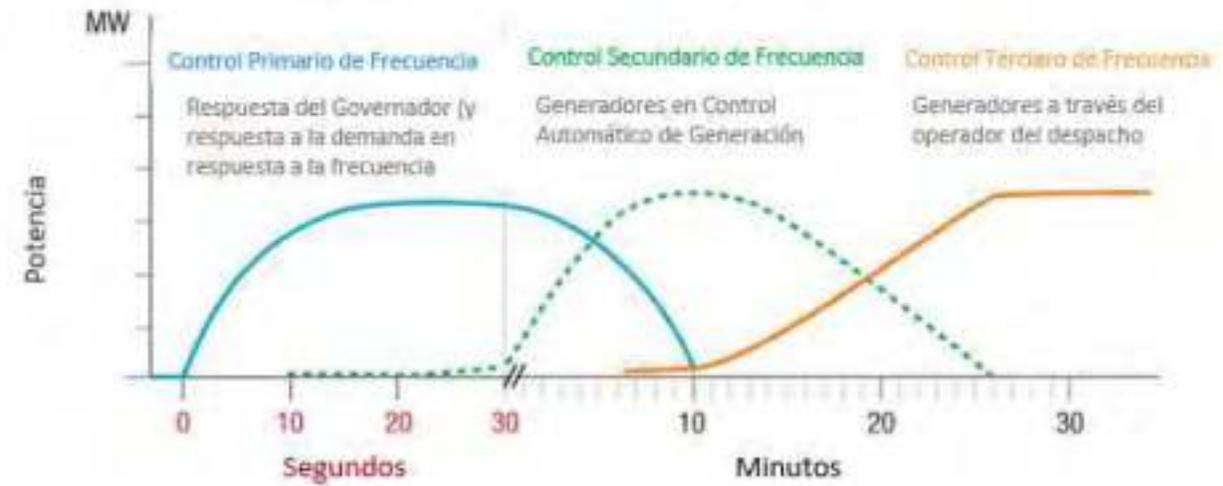
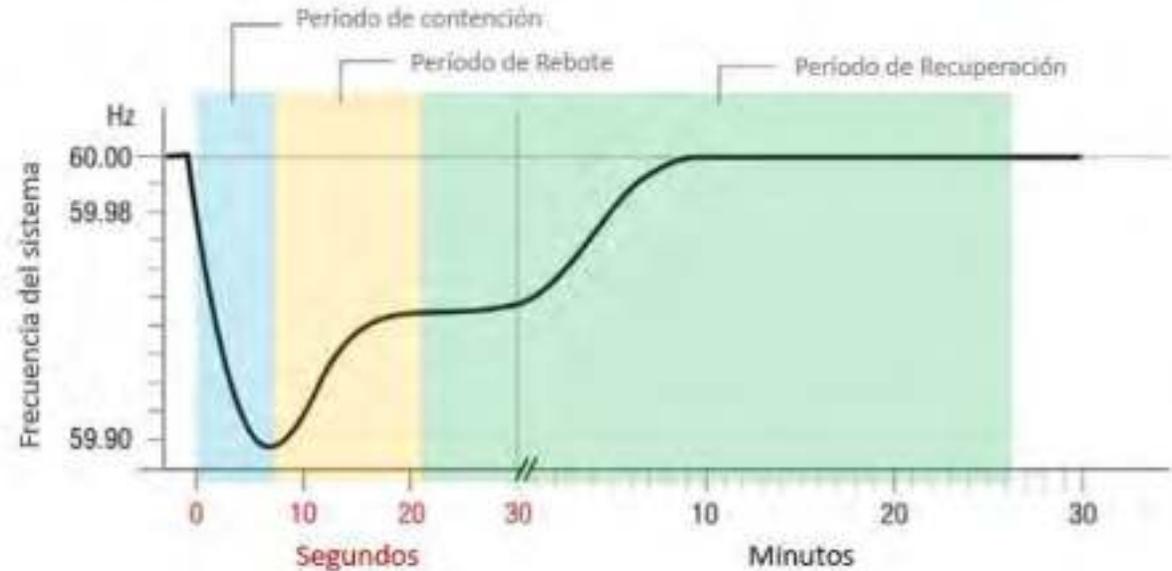
Nombre indicador	Cálculo	Meta	Periodicidad
ROCOF	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el ROCOF/ # eventos de frecuencia en el año *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
Tiempo de repuesta	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el tiempo de respuesta/ # eventos de frecuencia en el año *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	>95%	Anual
Habilitación servicio RPF	# de unidades que están habilitadas para prestar el servicio de RPF / total de unidades que pueden prestar el servicio de RPF	>90%	Anual
MW habilitación servicio RPF	Cantidad en MW de las plantas habilitadas / Total de MW instalados	>90%	Anual



Regulación Secundaria

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

Acciones secuenciales e impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario



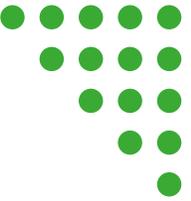
***Traducción de PHC

Fuente:
Office of Electric Reliability Federal Energy Regulatory Commission, "Frequency Control Requirements for Reliable Interconnection Frequency Response," 2018



Criterios definidos anualmente por el CND y aprobados por el CNO

- El valor mínimo para ser habilitado para prestar el servicio de AGC se mantiene en 6 MW a pesar de que ya no existen barreras tecnológicas.
- La restricción de tres unidades por planta carece de justificación creando una barrera para que participen plantas con capacidad menor a 18 MW.
- Calcular las holguras para cada hora en forma anual conduce a una asignación que puede ser ineficiente. Debería calcularse diariamente considerando tanto la componente de regulación (Desviaciones de los programas de generación o consumo, Rampas de demanda neta y Rampas de cambio de programa) y la de contingencia (salida creíble de la unidad más grande).
- De los valores que se muestran en el documento del CND se observa que de los 24 períodos la holgura es igual a 273 MW en la mayoría de periodos que es la capacidad de las unidades de Sogamoso y 5 períodos son valores superiores que coinciden con aquellos que tienen mayores rampas como el período 1 y 24 que corresponden al cambio de un día para el otro.
- El mínimo número de unidades debe corresponder sólo a que la velocidad de toma y reducción de carga sea igual o superior a la máxima variación de velocidad de carga del sistema.
- Es importante que el CND con base en los ajustes y pruebas del AGC defina también la máxima velocidad de toma y reducción de carga por unidad para garantizar la calidad y estabilidad del AGC.
- Como criterio de confiabilidad que sea más de una unidad es correcto lo mismo el criterio n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la holgura necesaria; adicionalmente es conveniente incluir el criterio que la holgura no se concentre en una sola planta
- Es conveniente incluir el criterio que la holgura no se concentre en una sola planta
- La asignación de la reserva de regulación secundaria de frecuencia es en estricto orden de mérito, lo que puede llevar a que ocurra que todas las reservas de regulación sean asignadas a una sola planta.
- Es importante que el CND con base en los ajustes y pruebas del AGC defina también la máxima velocidad de toma y reducción de carga por unidad para garantizar la calidad y estabilidad del AGC
- Dadas las características de las unidades existentes no es factible que en 30 segundos se tenga disponible toda la Reserva secundaria de frecuencia o holgura asignada. En el mejor de los casos se podría tener en un tiempo mínimo de un minuto



Recursos actuales elegibles para hacer AGC

Actualmente se encuentran habilitadas 64 unidades de generación para hacer AGC, todos son recursos hidráulicos

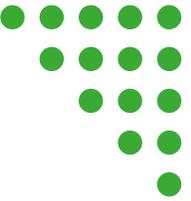
- En promedio las unidades actuales elegibles para hacer AGC cuentan con un estatismo del 5% y una velocidad de cambio de AGC promedio de 17 MW/min.
- La mayoría de las unidades de generación presentan un mínimo técnico para hacer AGC en un rango entre 20-60 MW, excepto algunas unidades que tienen un mínimo técnico para hacer AGC de 0 MW y otras con valores superiores a 120 MW
- 36 unidades tienen una velocidad de carga igual o mayor a 48 MW/min y 35 unidades una velocidad de descarga igual o mayor a 48 MW/min
- Todas las unidades que están habilitadas para hacer AGC tienen velocidad de cambio de AGC mayor a 12.27 MW/min
- Con el fin de evitar rampas muy grandes en carga y descarga se han limitado las velocidades de las unidades rápidas a valores entre 12,27 MW/min y 20 MW/min. Es conveniente fijar un valor máximo que puede ser 20 MW/min el cual el CND evalúe periódicamente.

Recursos actuales elegibles para hacer AGC

El Acuerdo CNO 1428 [50] define el procedimiento para el retiro de una unidad de generación cuando se detecte una anomalía en la prestación del servicio

Para los años 2019 y 2022 se ha reportado en 61 ocasiones el retiro de unidades de generación del AGC por distintas causas:

- Pérdida o intermitencia de una planta que está haciendo AGC (39% de los reportes)
- Problemas de regulación en AGC (validación de salida de consigna (pulsos o set point) (13% de los reportes)
- Aplicación del Acuerdo CNO 1023 (15% de los reportes)
- Reasignación por indisponibilidad de recursos/ Seguridad del SIN (21% de los reportes)
- Problemas con un punto a punto de voz (10% de los reportes)
- Regulación de Frecuencia o Retiro de Unidades (2% de los reportes)



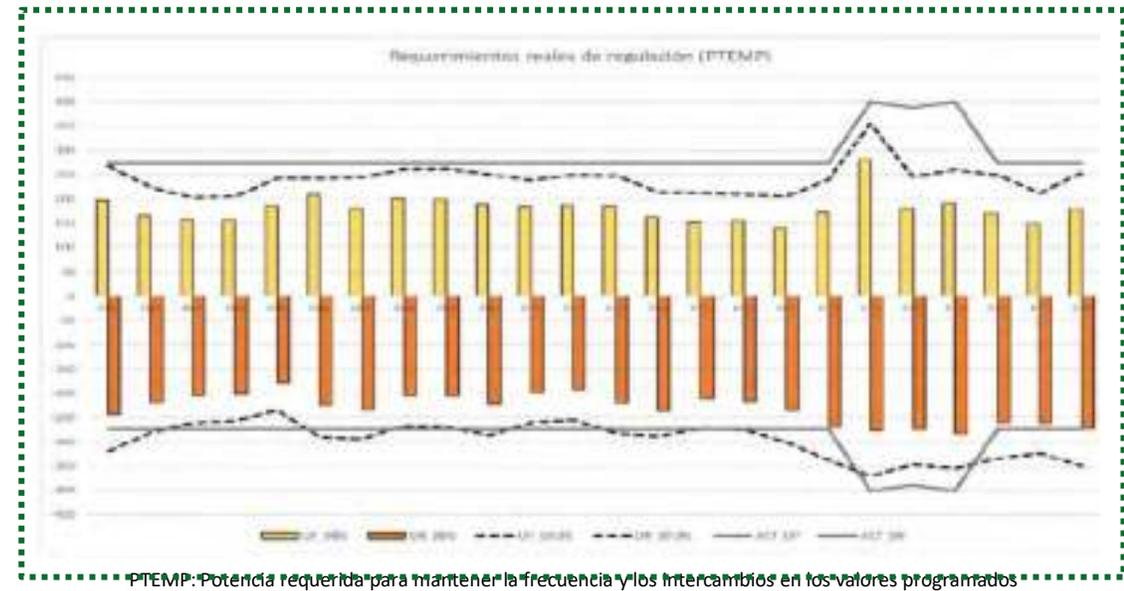
Estadísticas de fallas de la unidad más grande

Estadísticas de falla de la unidad más grande del SIN, esto es Sogamoso 1, 2 y 3 para el periodo 01/01/2019 al 31/10/2022

- Las unidades 1 y 2 de Sogamoso estando en valores de potencia mayores a 250 MW han fallado 4 veces, mientras que la unidad 3 ha salido por falla con ese rango de potencia 3 veces.
- La unidad que más ha presentado fallas en el rango de fechas analizado es Sogamoso 1 con 25 salidas, mientras que Sogamoso 2 ha presentado 12 y Sogamoso 1 10 salidas.

Análisis de requerimientos de reserva de regulación

Análisis sobre requerimientos de reserva de regulación durante la operación del SIN, Requerimientos Operativos de Regulación - Propuesta de Procedimiento para el cálculo de reservas de regulación (AGC) - XM-sept. 2021



En general la potencia programada para mantener el balance demanda/frecuencia son suficientes, pero se observa mayores requerimientos de reservas para bajar:

- En los P01, P08-P09 y P24 se presenta posible agotamiento de las capacidades de reserva secundaria a subir
- P01, y P22 al P24, presentan requerimientos adicionales de reserva secundaria a bajar y P20 al P21, presentan subutilización de la reserva a subir.

Referenciamiento - RSF



PJM

Reserva de Regulación:
T Activación: 2 s
Duración: 15 min
Existe un número constante de adquisición por hora "Horas de rampa" de 800 MW.

NYISO

Reserva de regulación (AGC): Entre 175 MW y 300 MW.

CAISO

Reserva de regulación (AGC): Desde 350 MW hasta un porcentaje calculado a partir de la carga proyectada.

Colombia

RSF:
T respuesta: Disponible a los 30 seg
T sostenimiento: 30 min después de ocurrido el evento
Reserva Regulación: El CND lo establece y lo aprueba el CON
mínimo unidades: 5

Perú

RSF:
T Activación: menor a 10 seg
T sostenimiento: 30 min.
Toma de carga y descarga: mayor a 8 MW/min
Ciclos combinados, toma de carga y descarga: mayor a 16 MW/min

Chile

RSF:
T respuesta: 10 seg luego de la instrucción
T sostenimiento: 15 min después de ocurrido el evento
Reserva Regulación: Mayor valor entre los montos requeridos para atender variaciones intrahorarias y la reserva mínima del AGC

Reino Unido

RSF:
T respuesta: 30 seg
T sostenimiento: 30 min
Rampa de reserva de bajada: mayor a 25 MW/min

España

RSF:
T respuesta: 30 s
T sostenimiento: 15 min hasta que su uso sea sustituido por la Reg. Terciaria
Reserva Regulación: El CND lo establece y lo aprueba el CON
Valores mínimos de banda: Subida 500 MW y Bajada 400 MW

Argentina

RSF:
Reserva: determinado por el operador, es un porcentaje de la demanda horaria (generalmente cercano a 1.5%)
T sostenimiento: 3 horas

Países Bajos

RSF:
T respuesta: 0 a 5 min.

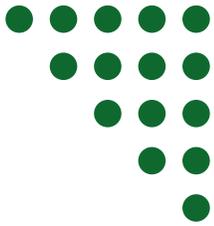
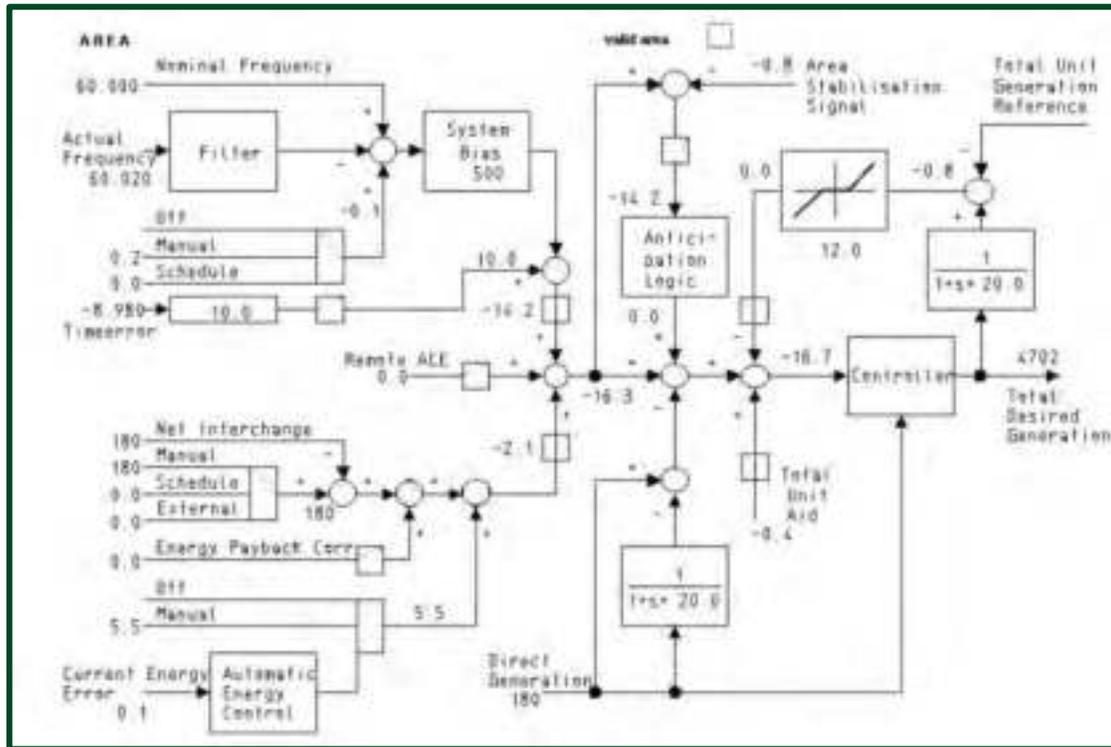
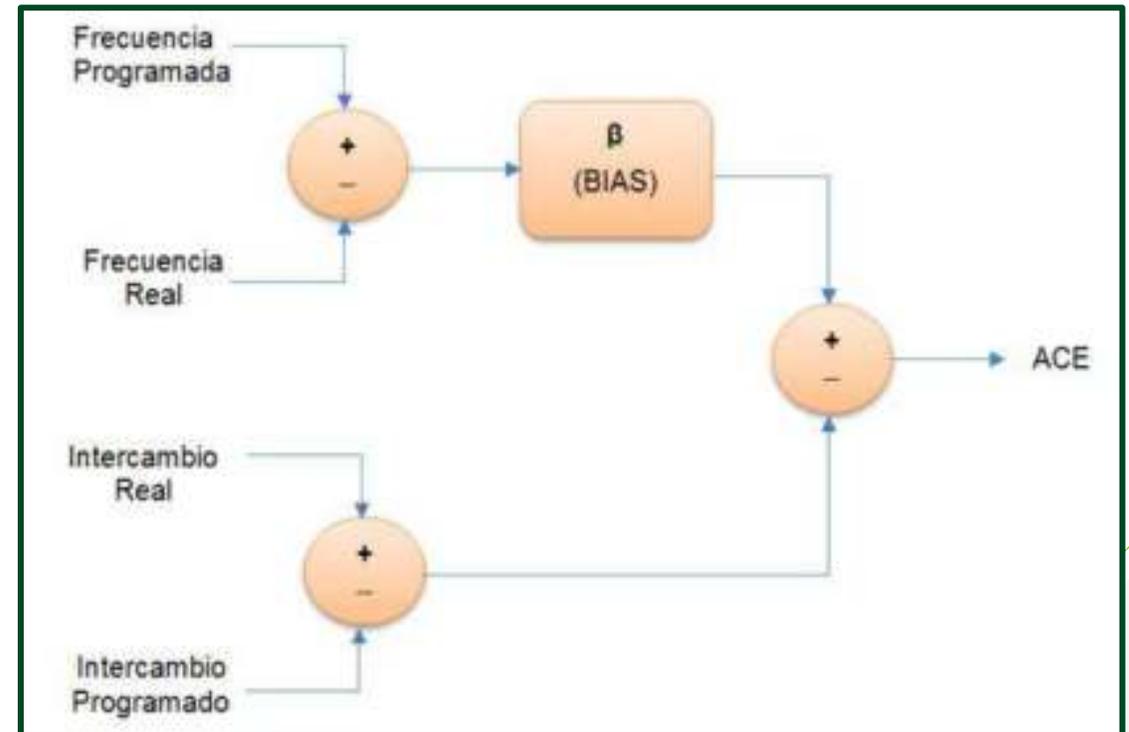
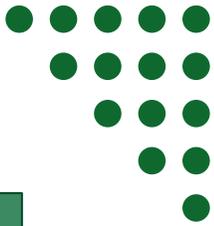


Diagrama de bloques del Acuerdo CNO 1428



Detalle de los bloques requeridos para el cálculo del Error de Control de Área





Simulaciones dinámicas de eventos de frecuencia representativos del SIN incorporando la acción de Control AGC, con un tiempo de simulación de larga duración del orden de 10 minutos

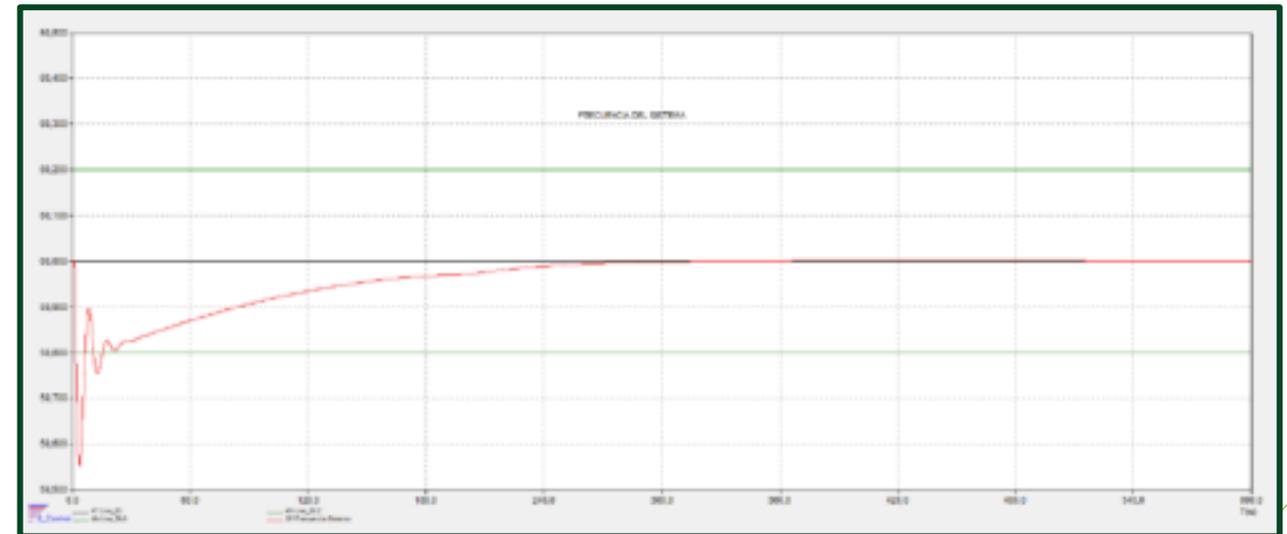
- Las simulaciones se realizan en software de simulación dinámica de sistemas complejos de control desarrollado por el Ingeniero Mauricio Canal



- 3 unidades de Guavio más 3 unidades de 5 MW para el Control Secundario de Frecuencia



- La perturbación es la pérdida de 1 unidad de Ituango con 300 MW



❖ Tiempo de respuesta (tiempo en que la frecuencia entra al rango de 59.8 – 60.2 Hz = 5.64 seg

❖ Tiempo en que la frecuencia retorna a 60 Hz = 5.69 min



Prestación del Servicio para el SISTEMA	
Tiempo respuesta	Recuperación de la frecuencia dentro de la banda de regulación 59.8Hz y 60.2Hz en 30 segundos después de ocurrido el evento
Sostenimiento	Mínimo 30 minutos después de ocurrido el evento
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Parámetros técnicos para la prestación del servicio	Tiempo de Retardo de la Unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.
	Criterios establecidos por el CND y aprobados por el CNO Anualmente	Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema
		Velocidad Mínima y Máxima de Cambio de Carga por Unidad para las plantas convencionales y para las basadas en inversores (eólicas, solares y SAEB)
	Número Mínimo de Unidades	Calculado en el despacho por el CND de tal manera que la sumatoria de las rampas de cada unidad individual sea mayor o igual al cambio máximo de carga
Holgura Mínima por Unidad	Este criterio debe estar ligado a la unidad mínima que puede entrar al despacho que pueda hacer AGC (5 MW)	
Requisitos técnicos	Respuesta de velocidad de toma de carga sostenida	Debe estar entre el máximo y mínimo definido por el CND
	Estatismo	El valor definido para RPF según cada tecnología



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Control

Automático y la señal enviada por el AGC del CND debe ser para modificar el set point de potencia de la unidad, no se permite variación por pulsos.

Se permite control manual solo en caso de emergencias, cuando todas las unidades habilitadas para hacer AGC hayan perdido comunicación con el CND.

Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RSF deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND

Obligatoriedad

Las plantas y/o unidades que cumplan con los requisitos y pruebas según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya para ser habilitadas se denominan elegibles para prestar el servicio.

Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir a la reserva hacia arriba y hacia abajo asignada en el proceso de cooptimización del despacho factible vinculante. La reserva asignada tanto hacia arriba como hacia abajo se distribuirá a los generadores en proporción a su despacho.

La pueden prestar con sus propios activos o comprándola en el mercado.

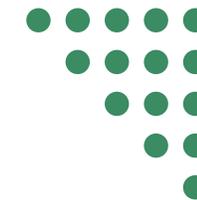
Habilitación

Plantas habilitadas para hacer AGC (pasan las pruebas de habilitación según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique lo sustituya)



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Cálculo de la reserva	<p>La reserva de regulación secundaria hacia arriba debe ser suficiente para reemplazar la reserva primaria programada durante la operación normal del sistema y para contribuir a cubrir la pérdida creíble de la generación más grande despachada en el sistema.</p> <p>La reserva secundaria horaria del sistema hacia arriba debe ser al menos igual al valor máximo entre:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Reserva para regulación (el mayor entre 3% de la generación programada y las desviaciones de los programas de generación o consumo, las rampas de cambios de programa tanto de subida, y las rampas de demanda neta.) y(ii) Reserva de contingencia: el 100% de la mayor salida de generación creíble de una unidad o importación por un enlace internacional, según las estadísticas de salidas forzadas de las unidades o de los enlaces internacionales que hayan sido programados los últimos 18 meses. <p>La reserva de regulación secundaria hacia abajo debe poder cubrir la desviación esperada hacia arriba de la generación variable en la operación normal del sistema, las rampas de cambio de programa de bajada y la mayor pérdida de carga esperada en el sistema por una contingencia simple. Dicha reserva secundaria podrá determinarse a través de un método probabilístico de análisis de desviaciones de la generación variable y de contingencias de carga N-1.</p> <p>El cálculo de las holguras se debe calcular diariamente.</p>
Criterio de confiabilidad	<p>Criterios:</p> <ul style="list-style-type: none">• n-1, es decir que con la salida de una unidad se conserve la reserva necesaria• La holgura no se concentre en una sola planta
Evaluación	<p>La deberá realizar el CND y deberá calcular indicadores de desempeño a nivel mensual que midan la calidad de la prestación del servicio, la frecuencia de fallas de la prestación del servicio, las causas de las fallas, estadísticas de la activación.</p>



Prestación del Servicio por UNIDADES Y/O PLANTAS

Supervisión	La deberá realizar el CND en tiempo real con el sistema SCADA.
Remuneración	Servicio remunerado mediante un esquema de mercado por mérito
Pruebas	Pruebas de habilitación de AGC según el Acuerdo CNO 1428 o el que lo modifique o sustituya.
Medición	SCADA

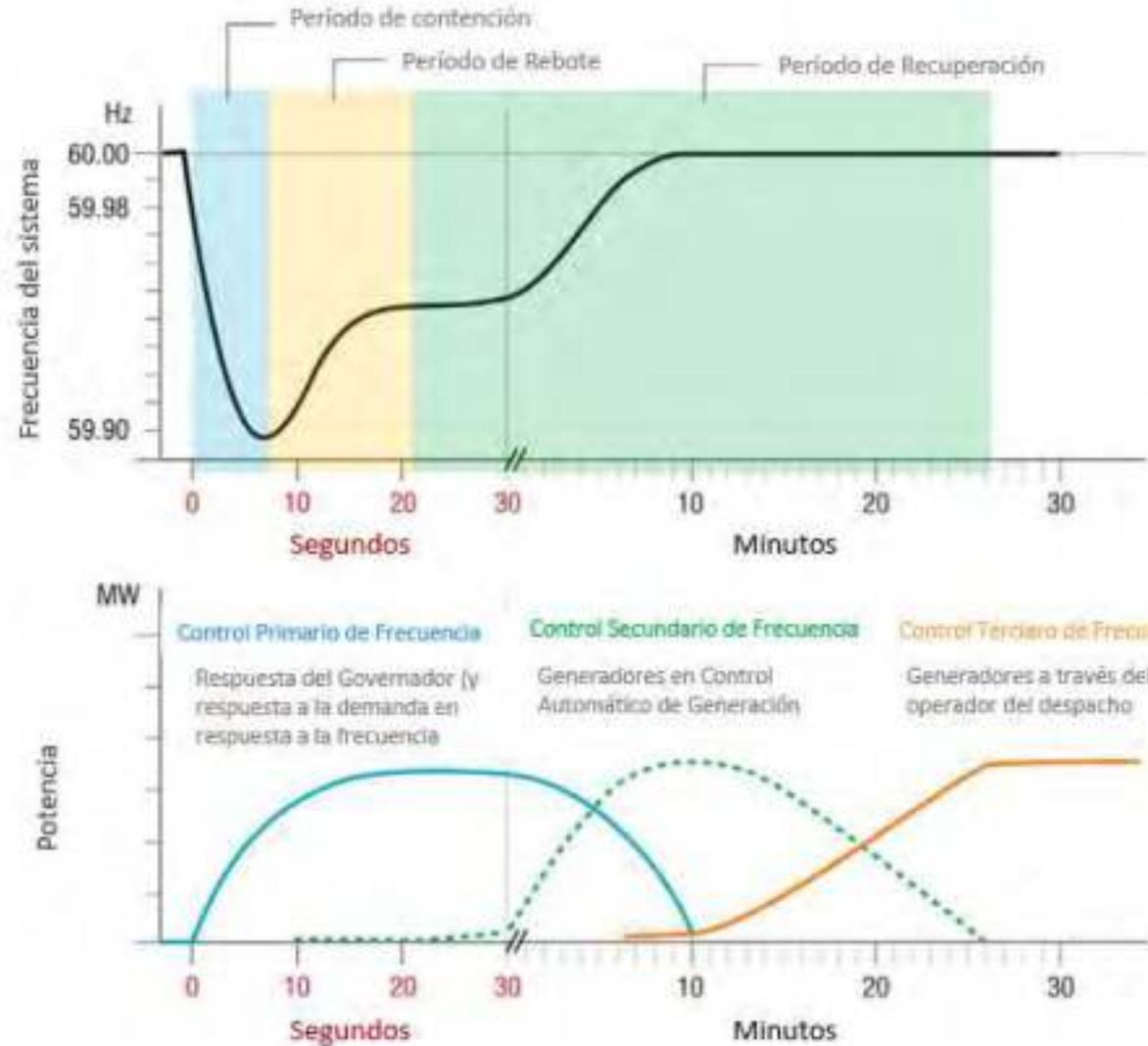
Indicadores de seguimiento	Nombre indicador	Cálculo	Meta	Periodicidad
	Tiempo de respuesta	# eventos de frecuencia en los que se cumple con el tiempo de respuesta / # eventos de frecuencia en el año *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
	Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC	# de eventos en los que se cumple con los Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC / # eventos de frecuencia en el año *Para eventos en los que no haya eyección de carga por baja frecuencia	99%	Anual
	Reserva secundaria	Activación de reserva secundaria / Reserva secundaria asignada	>90%	Mensual
	Unidades retiradas del servicio de AGC	# de unidades que estando habilitadas para prestar el servicio de AGC son retiradas del servicio en la operación / # de unidades que prestan el servicio de en la operación	5%	Mensual
	Variaciones lentas de frecuencia	# de veces que la frecuencia está por fuera del rango de 59.8-60.2 Hz por más de un minuto	3	Anual



Regulación Terciaria

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”

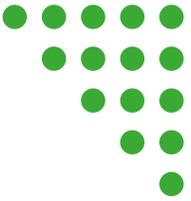
Acciones secuenciales e impactos en la frecuencia del sistema del control de frecuencia primario, secundario y terciario



***Traducción de PHC

Fuente:
Office of Electric Reliability Federal Energy
Regulatory Commission, "Frequency Control
Requirements for Reliable Interconnection
Frequency Response," 2018

Diagnóstico



No se tiene definido en la regulación actual la RT

Las autorizaciones son el mecanismo que actualmente utiliza el CND para garantizar el balance oferta demanda en los intervalos de tiempo entre un redespacho y otro para garantizar el balance oferta demanda

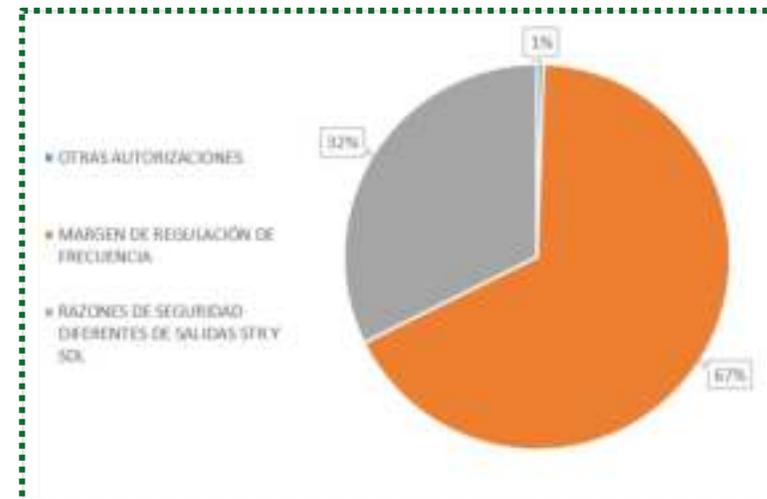
Causas para asociar las autorizaciones de los recursos de generación:

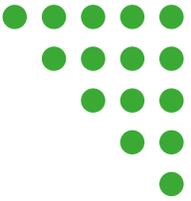
- Razones de seguridad diferentes de salidas STR y SDL,
- Planta aislada eléctricamente del SIN,
- Autorización por disponibilidad,
- Razones de seguridad por salidas forzadas STR y SDL y
- Margen de regulación de frecuencia



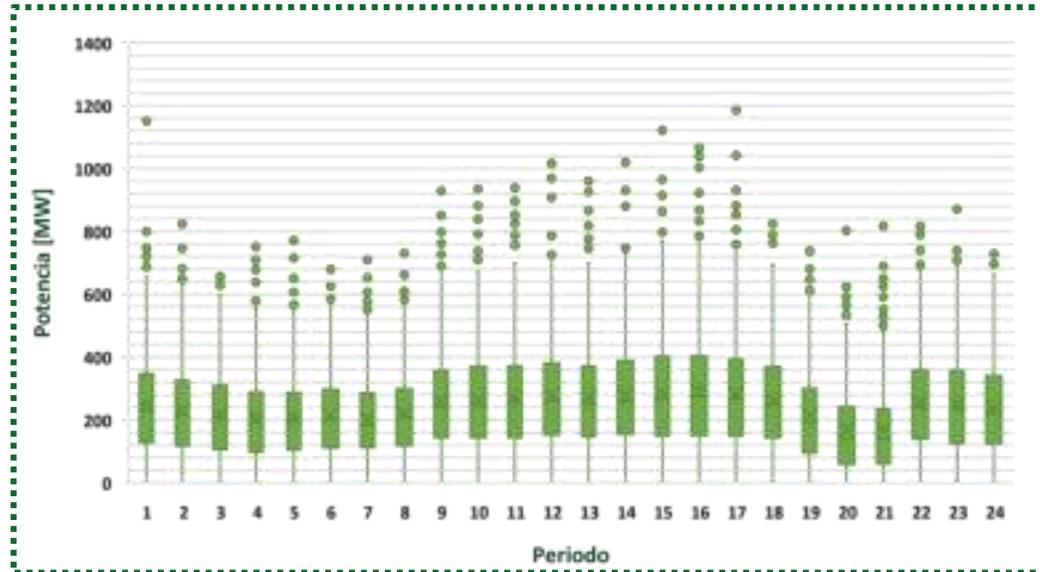
- El periodo en el que menos autorizaciones se presentan es el P05
- El P24 es el que más autorizaciones requiere

Autorizaciones impartidas por el CND desde el 01/01/2019 al 30/09/2022

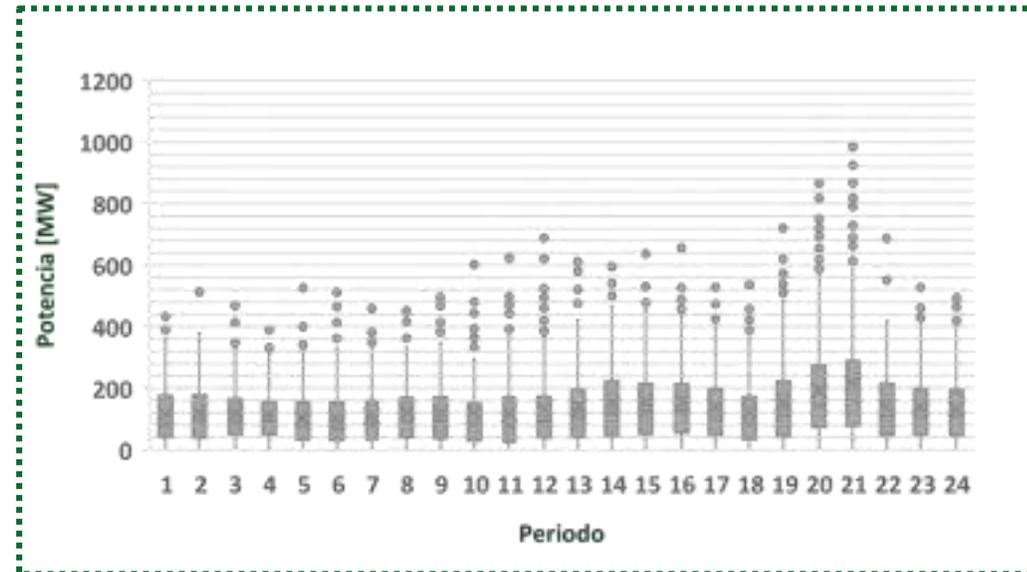




Desviaciones totales de los programas de generación o consumo hacia arriba

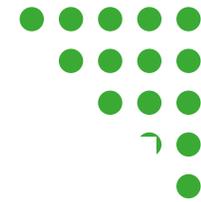


Desviaciones totales de los programas de generación o consumo hacia abajo



- En promedio en los últimos tres años, se tienen desviaciones de generación que requieren autorizaciones hacia arriba de un promedio de 244 MW y hacia abajo de 147 MW.
- La mayor desviación de los programas de generación o consumo hacia arriba es de 1185 MW (P17).
- La mayor desviación de los programas de generación o consumo hacia abajo es de 985 MW (P21).

Referenciamiento – RTF



PJM

RTF

Bias: 30 min a 1 hora.

Remuneración: Precio marginal

Tecnologías: Prestado por generadores que pueden o no estar en línea, RD, Baterías.

NYISO

RTF:

Bias: La reserva operativa de 30 min más la reserva operativa de 10 min deben ser mayores a 2 veces la mayor contingencia individual 2620 MW.

Remuneración: Se asigna por mercado del día siguiente/intradiario y tiempo real.

Tecnologías: Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.

ISO-NE

Bias: La reserva operativa de 30 minutos debe ser 1.5 veces la mayor contingencia, generalmente va de 2300 MW a 2600 MW.

Tecnologías: Plantas de generación, eólicas y solares, Baterías.

Autorizaciones

- **T respuesta:** Acorde a las autorizaciones que se le da al recurso de generación por parte del operador del sistema.
- **Remuneración:** Pago por autorizaciones.
- **Tecnologías:** Todos los recursos de generación.

RTF:

- Es solicitada a una unidad de generación, por el tiempo que requiera el operador, al ser insuficiente las dos primeras medidas, La RTF opera de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 15 minutos.
- **Tecnologías:** Plantas de generación.

RTF:

- Acción de control destinada a restablecer las reservas del CSF. El CTF deberá operar de forma centralizada y manual. Asimismo, dicha prestación deberá activarse dentro de un tiempo de 5 [min], luego de la instrucción. Los coordinados que participen del CTF deberán entregar el 100% de lo comprometido dentro de un tiempo de 15 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 60 [min].
- **Remuneración:** Precio marginal.
- **Tecnologías:** Plantas de generación.

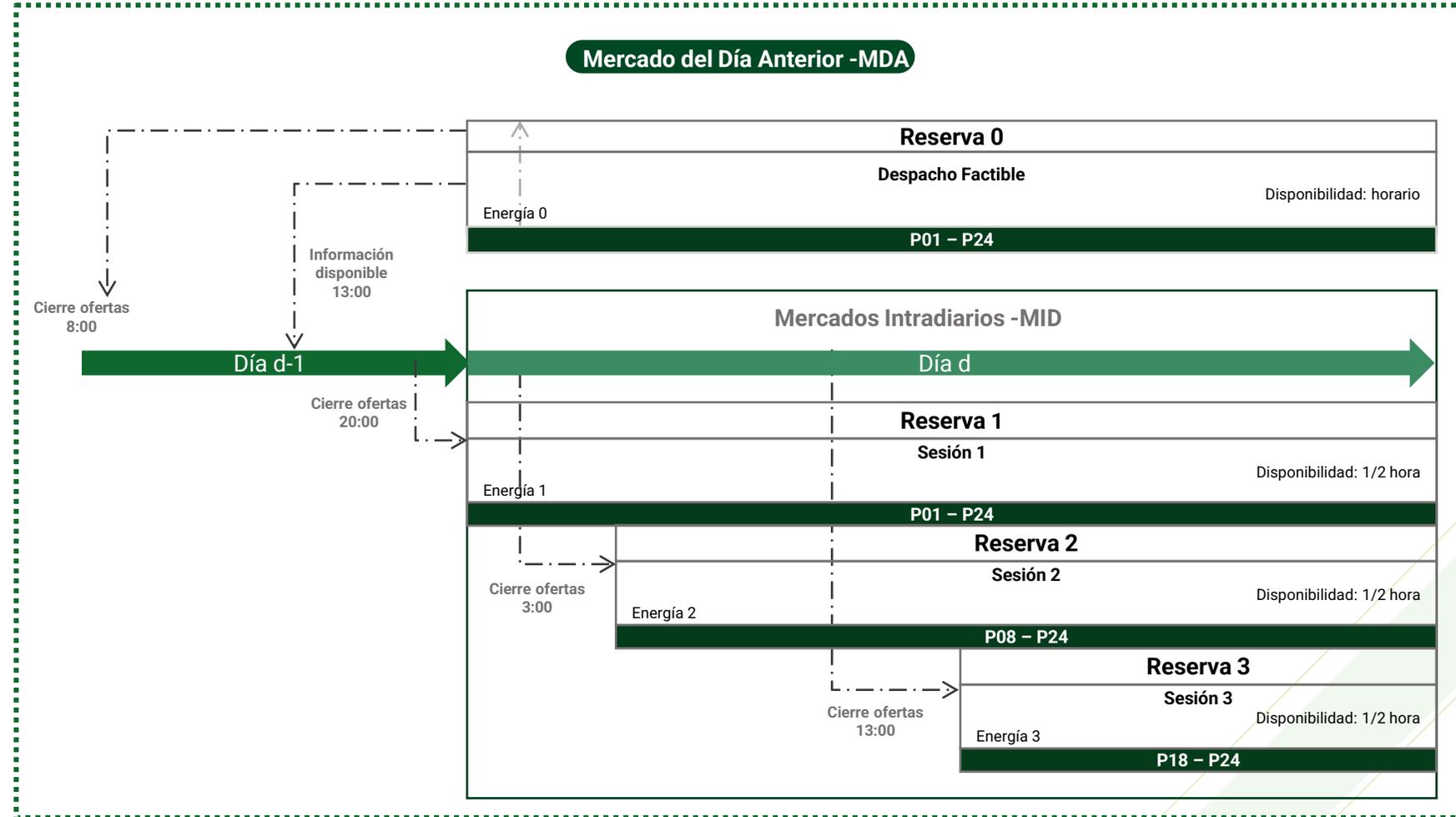


Asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria

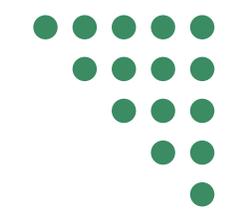


Con el fin de simular la asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria se siguió el siguiente procedimiento:

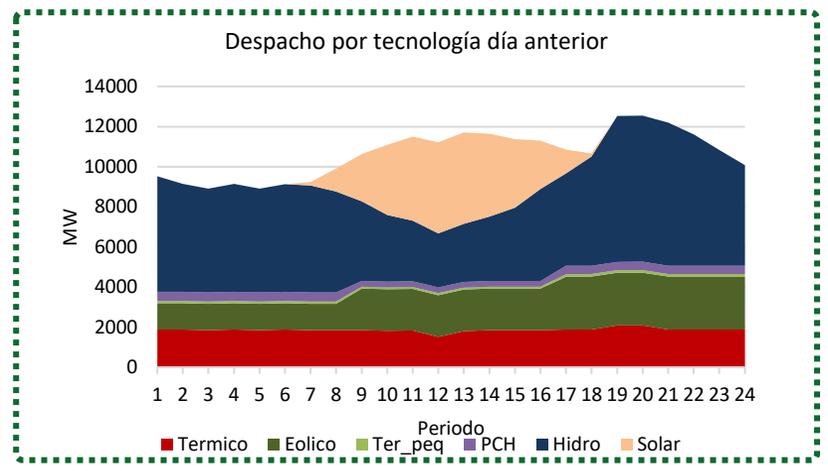
- Se seleccionó las condiciones de demanda y generación para un día típico del año 2025
- Para este día típico se calculó el despacho vinculante del día anterior y los despachos factibles vinculantes de tres sesiones intradiarias tal como se propone en la Resolución CREG 143 de 2021



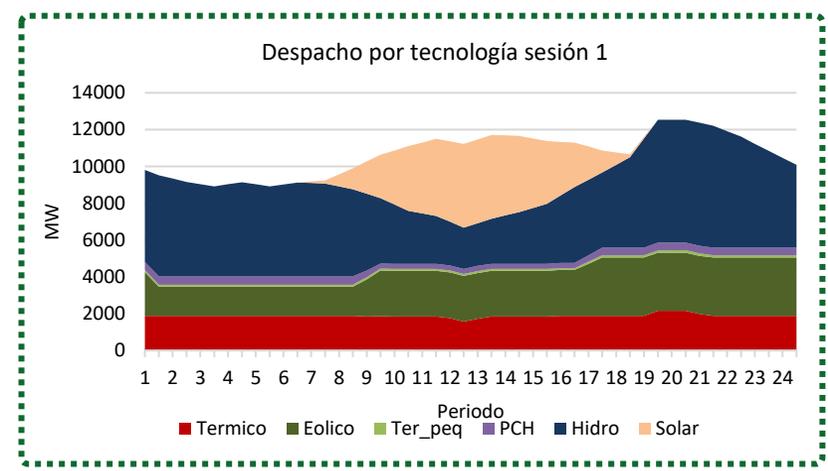
Asignación de las reservas de regulación secundaria y terciaria



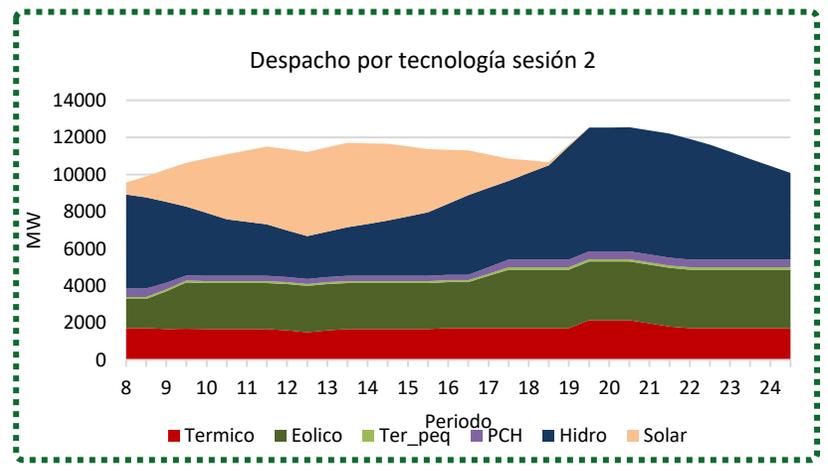
Despacho Día Anterior



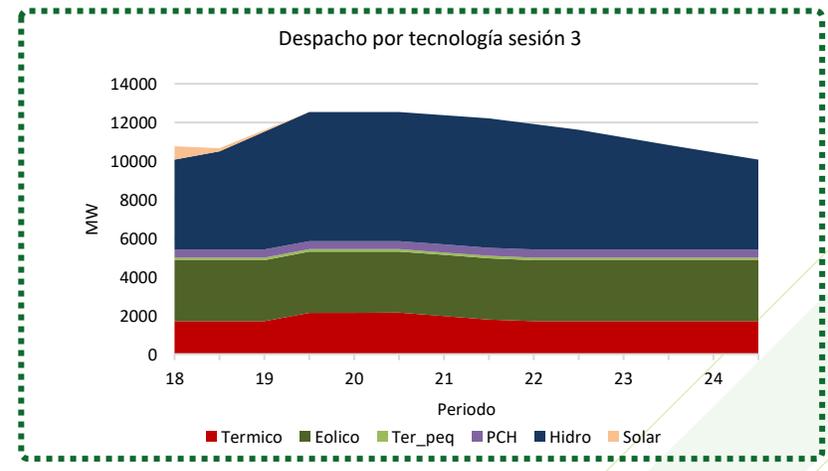
Despacho de la Sesión Intradiaria 1



Despacho de la Sesión Intradiaria 2



Despacho de la Sesión Intradiaria 3

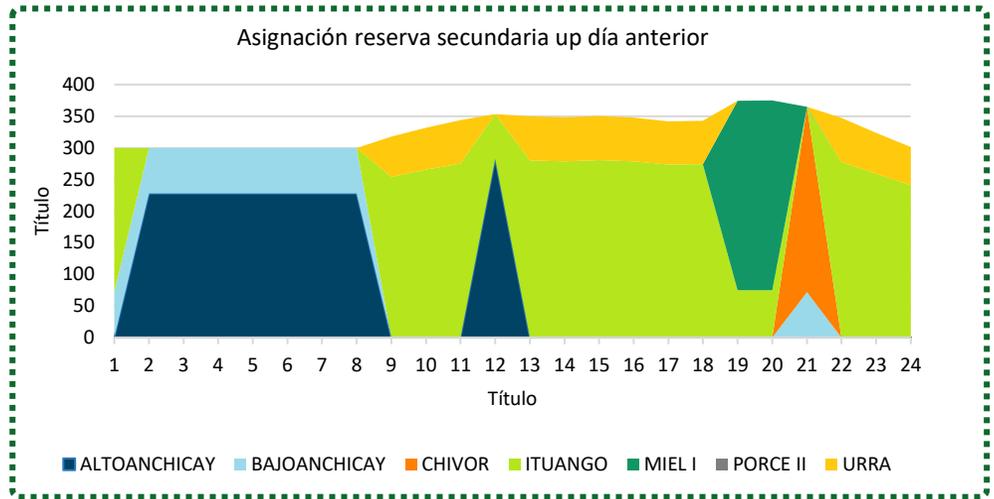


Asignación de las reservas de regulación

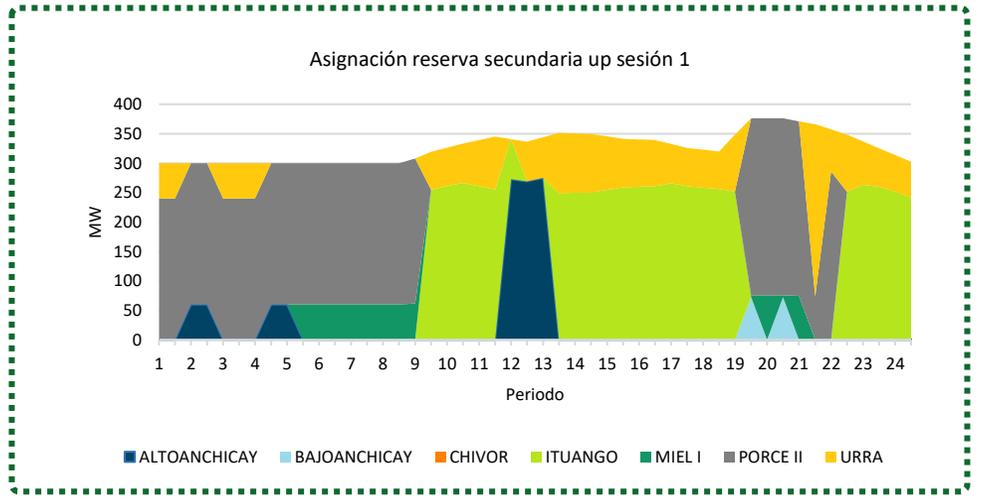
SECUNDARIA hacia arriba



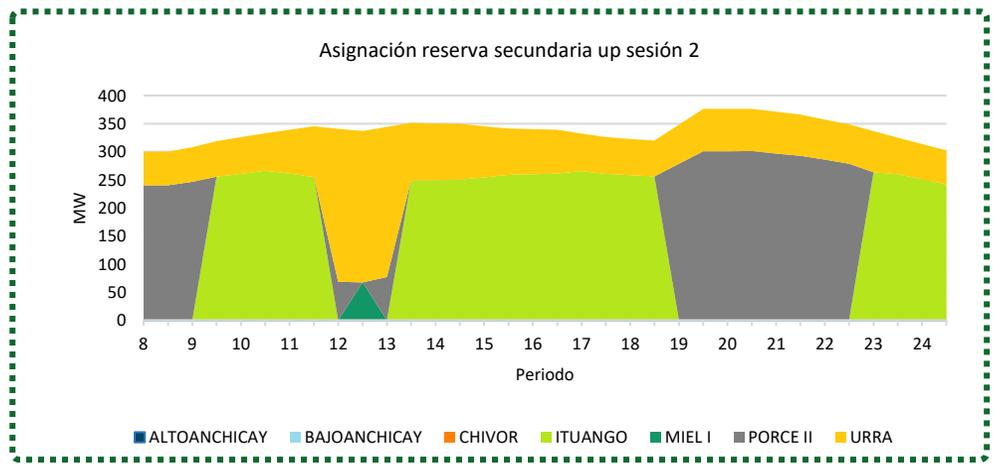
Asignación reserva secundaria up día anterior



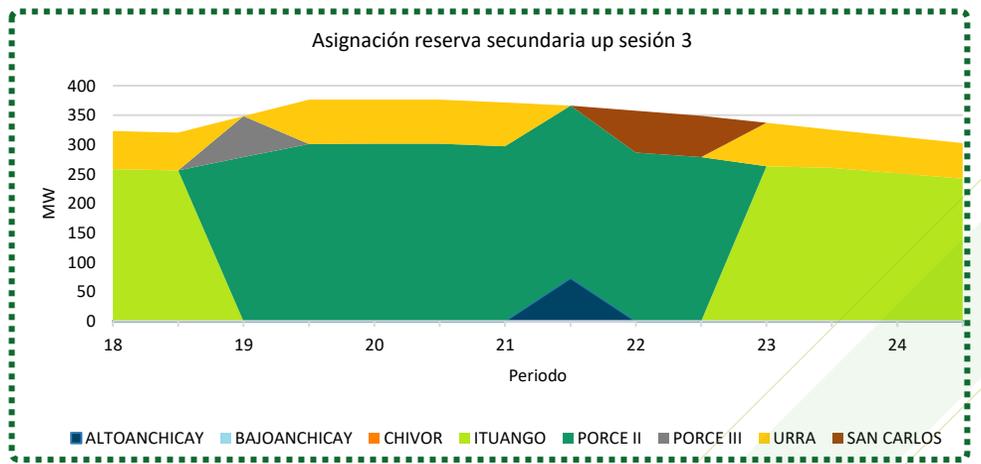
Asignación reserva secundaria up sesión 1



Asignación reserva secundaria up sesión 2



Asignación reserva secundaria up sesión 3

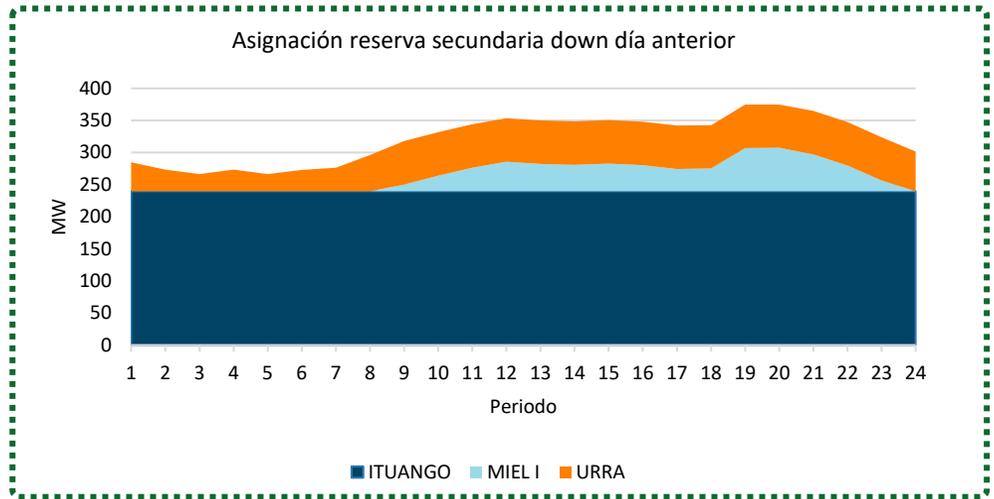


Asignación de las reservas de regulación

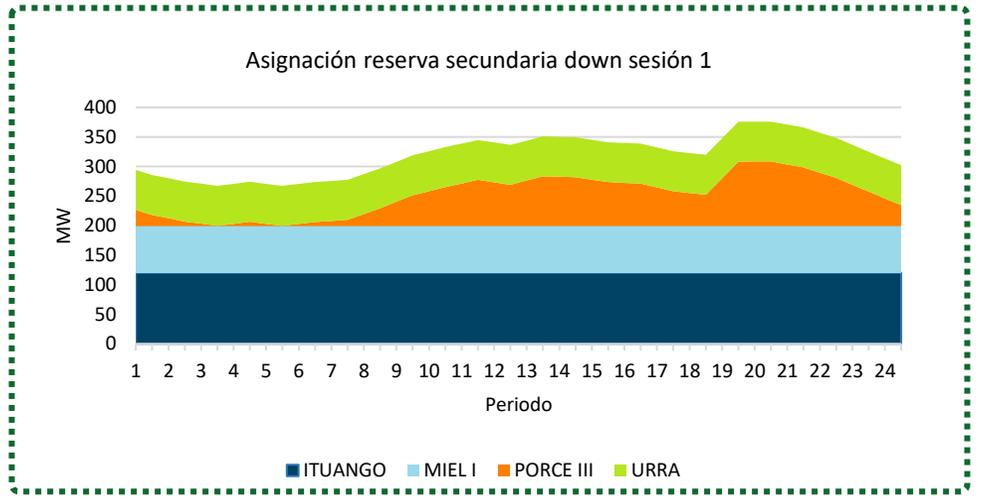
SECUNDARIA hacia abajo



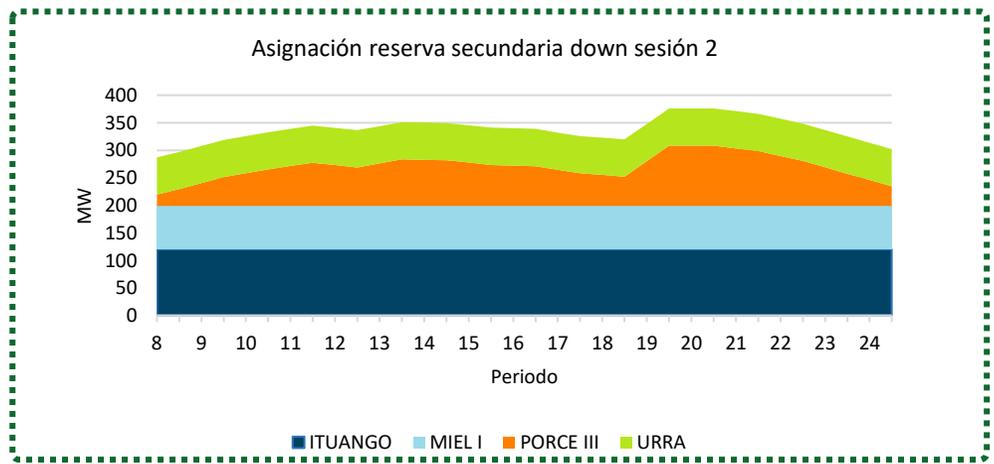
Asignación reserva secundaria down día anterior



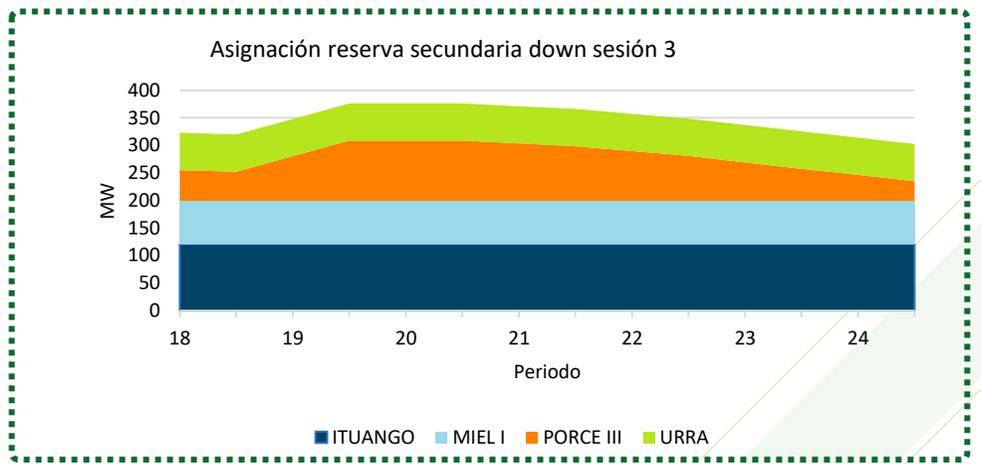
Asignación reserva secundaria down sesión 1



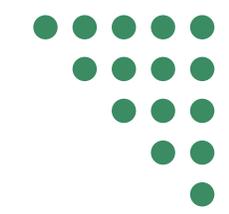
Asignación reserva secundaria down sesión 2



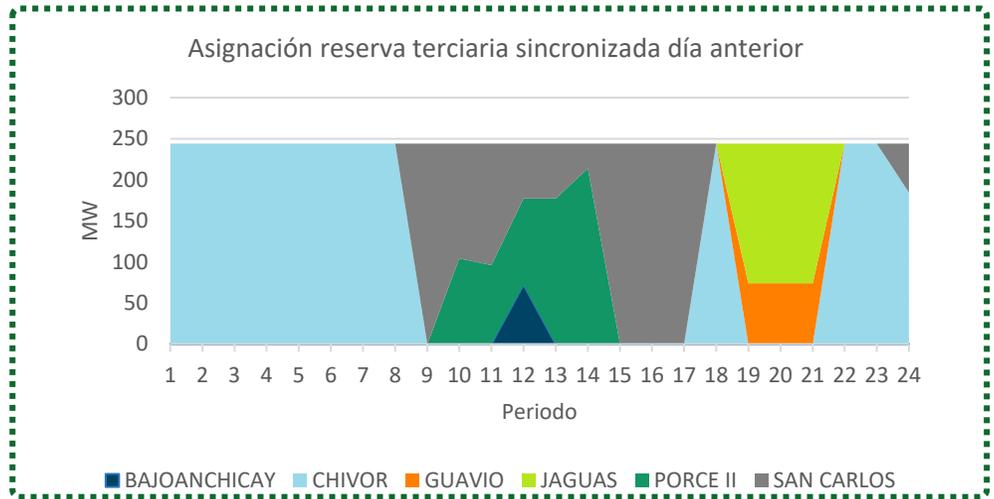
Asignación reserva secundaria down sesión 3



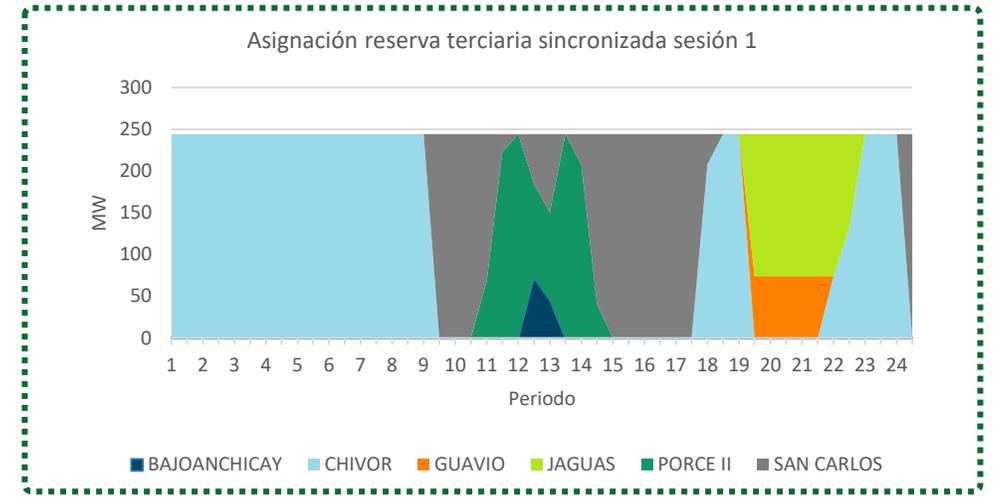
Asignación de las reservas de regulación TERCIARIA hacia arriba sincronizada



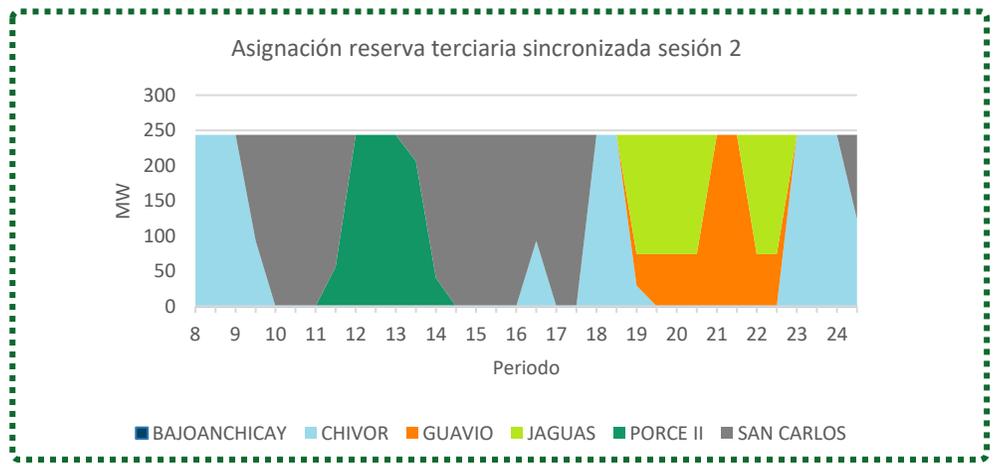
Asignación reserva terciaria sincronizada día anterior



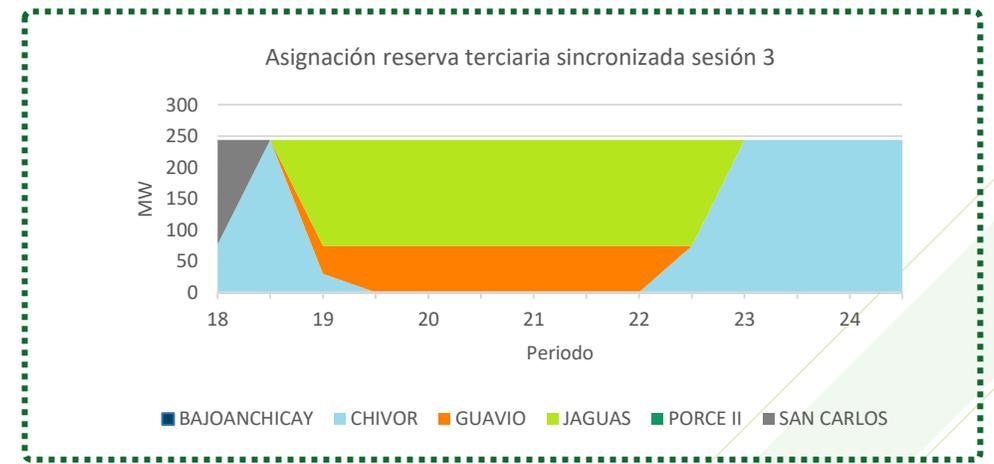
Asignación reserva terciaria sincronizada sesión 1



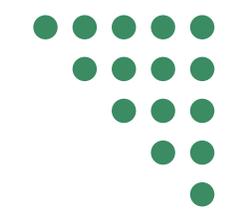
Asignación reserva terciaria sincronizada sesión 2



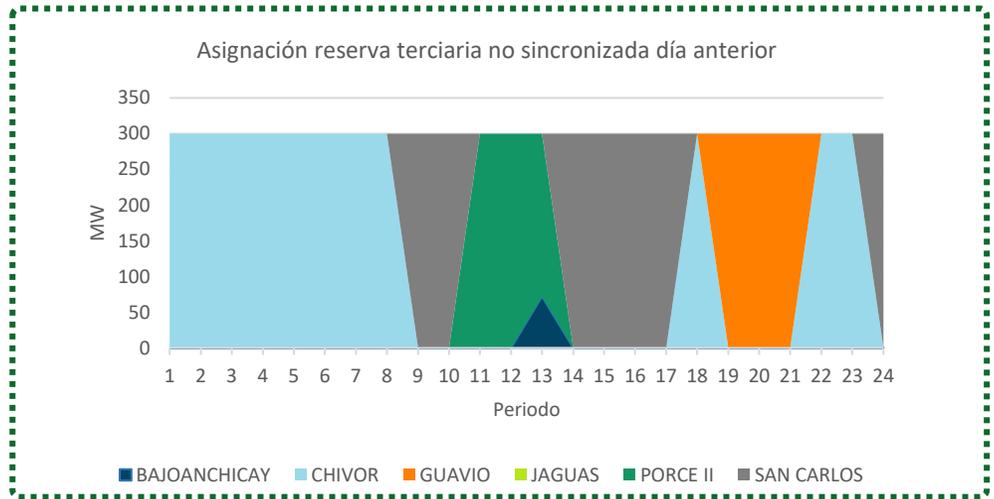
Asignación reserva terciaria sincronizada sesión 3



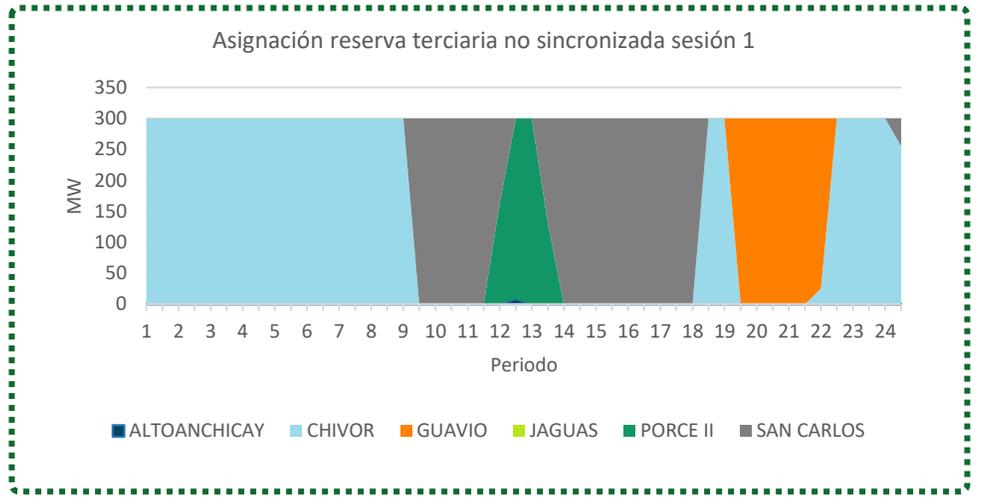
Asignación de las reservas de regulación TERCIARIA hacia arriba no sincronizada



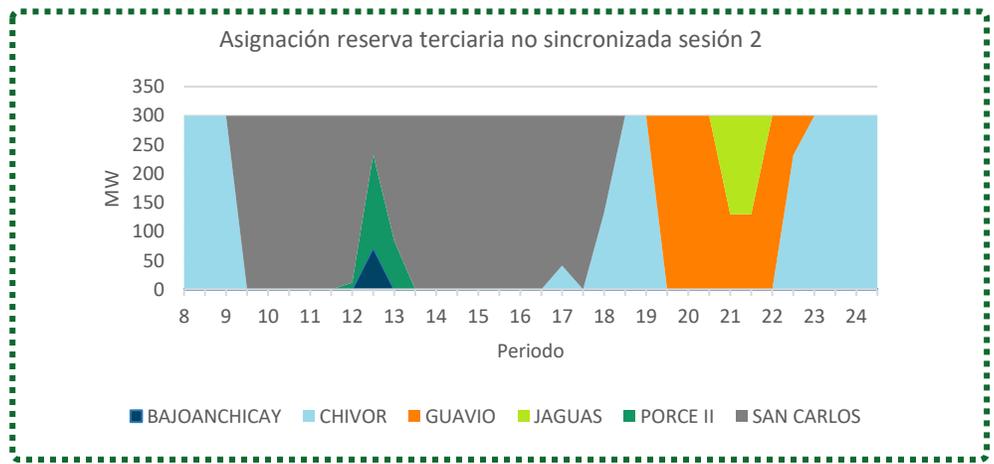
Asignación reserva terciaria no sincronizada día anterior



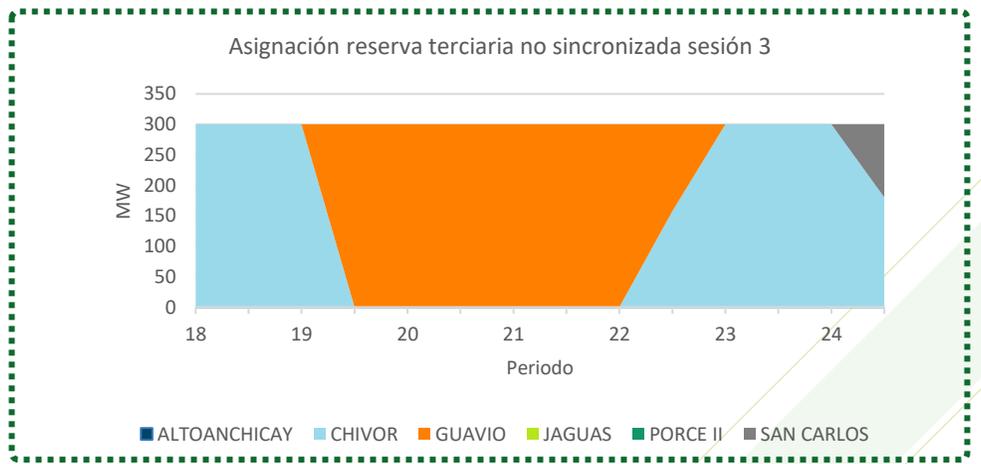
Asignación reserva terciaria no sincronizada sesión 1



Asignación reserva terciaria no sincronizada sesión 2

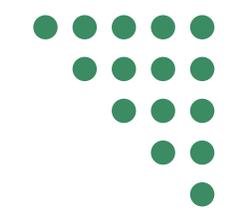


Asignación reserva terciaria no sincronizada sesión 3

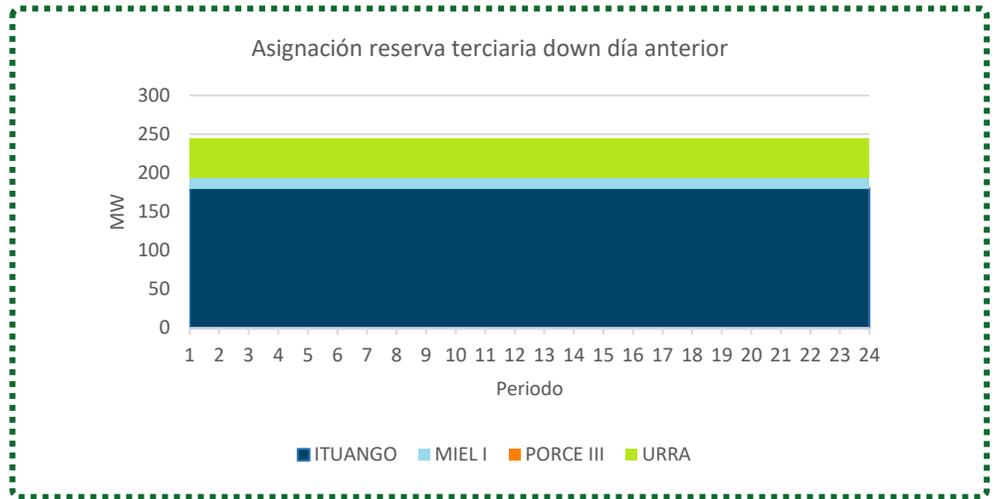


Asignación de las reservas de regulación

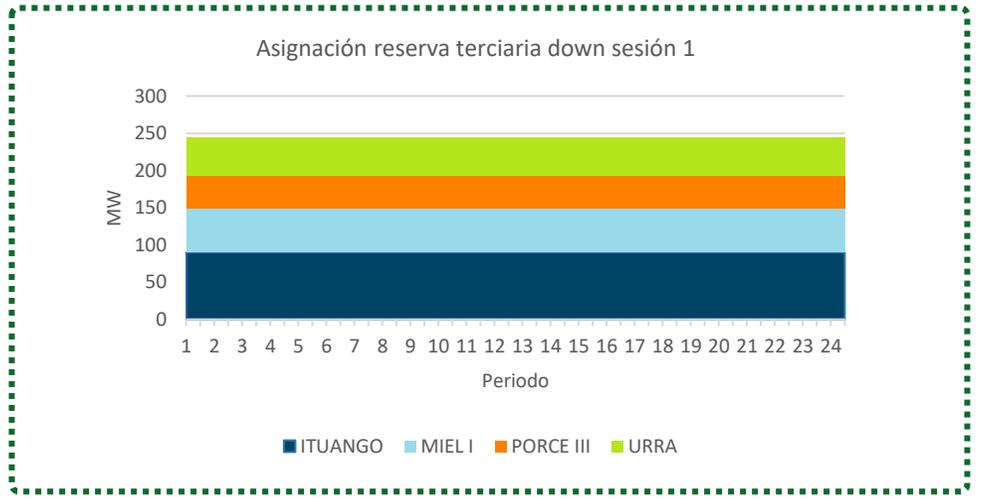
TERCIARIA hacia abajo



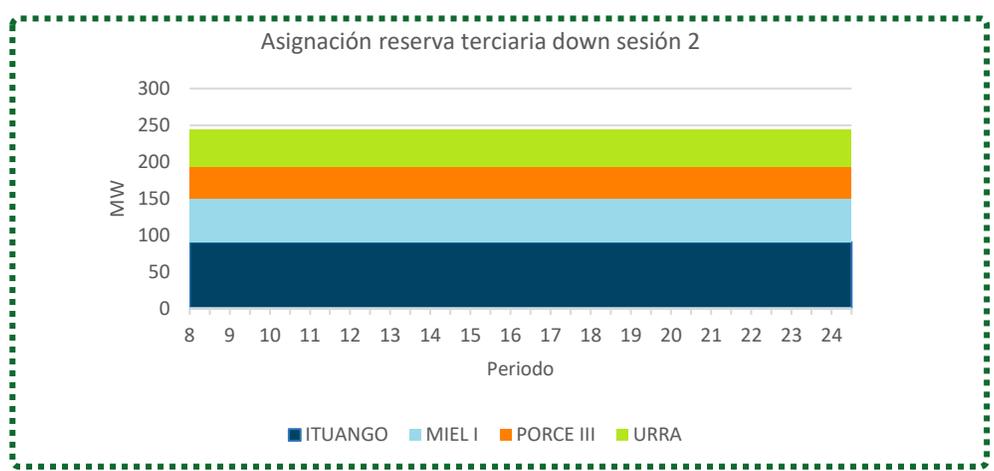
Asignación reserva terciaria hacia abajo día anterior



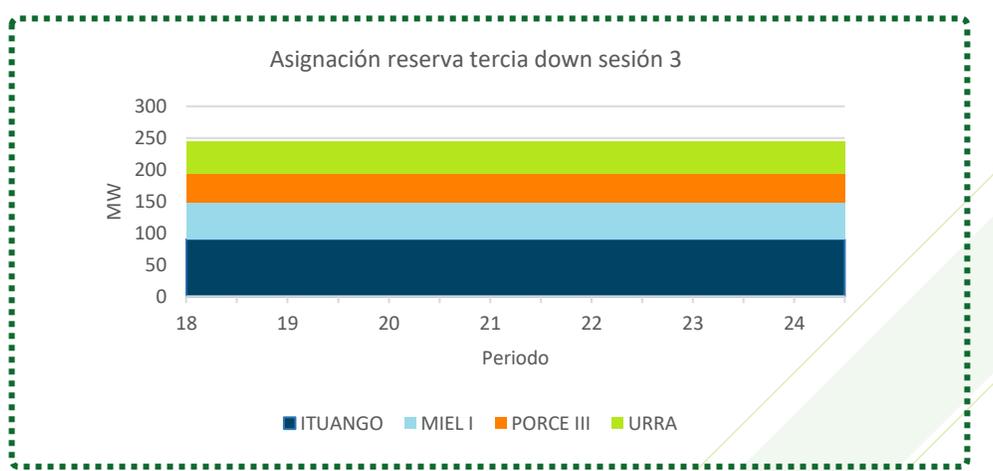
Asignación reserva terciaria hacia abajo sesión 1



Asignación reserva terciaria hacia abajo sesión 2



Asignación reserva terciaria hacia abajo sesión 3



Activación de la Regulación Terciaria



Con el fin de minimizar los cambios de las asignaciones de generación de las sesiones intradiarias y optimizar la activación de la regulación terciaria sincronizada y la fuera de línea se formuló el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} PAi \cdot \Delta Qi^{+,p} + \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} PBi \cdot \Delta Qi^{-,p} \\ & + \sum_{j=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} Pj \cdot \Delta Q_{sync,j,p} \\ & + \sum_{k=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} (PK \cdot \Delta Q_{no_sync,k,p} + PAPk) + \sum_{m=1}^{\# \text{ plantas}} \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} PT \cdot \Delta Q_{ter_down,m,p} \\ & + \sum_{p=1}^{\# \text{ periodos}} C_{aut} \cdot Q_{aut,p} \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \Delta Qi^{+,p} + \sum_{j=1}^{\# \text{ plantas}} \Delta Q_{sync,j,p} + \\ & \sum_{k=1}^{\# \text{ plantas}} \Delta Q_{no_sync,k,p} + C_{aut} \geq \text{Req. Reservahacia arriba}_p \\ & \sum_{i=1}^{\# \text{ plantas}} \Delta Qi^{-,p} + \sum_{m=1}^{\# \text{ plantas}} \Delta Q_{ter_down,m,p} \geq \text{Req. Reservahacia abajo}_p \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{oi} + \Delta Qi^{+} - \Delta Qi^{-} + \text{Res. Sec. up } i &\leq Q_{declarada } i \\ Q_{oi} + \Delta Qi^{+} - \Delta Qi^{-} &\geq \text{Res. sec. down } i \\ Q_{oj} + \Delta Q_{sync,j,p} + \text{Res. Sec. up } j &\leq Q_{declarada } j \\ Q_{om} + \Delta Q_{m}^{+} + \Delta Q_{m}^{-} + \Delta Q_{ter_down,m,p} &\geq \text{Res. sec. down } m \end{aligned}$$

Donde:

p = índice de los periodos de duración de 15 minutos

i = índice de las plantas asignadas en el despacho intradiario que no ofertaron RT hacia abajo

j = índice de las plantas asignadas para prestar el servicio de RT sincronizado

k = índice de las plantas asignadas para prestar el servicio de RT no sincronizado

m = índice de las plantas asignadas en el despacho intradiario que ofertaron RT hacia abajo

P_i = Precio energía oferta por el recurso i

PA_i = Precio de oferta + $\max(P_{i, \text{reservado}}, P_{e, \text{autorizado}})$

PT = Costo de Racionamiento - P_i

$PBi = PT + \max(F_{e, \text{reservado}})$

PK = Precio de oferta de energía de las plantas con asignación de RT hacia arriba no sincronizada

Pj = Precio de oferta de energía de las plantas con asignación de RT hacia arriba sincronizada

$\Delta Qi^{+,p}$ = Incremento de despacho de la planta i

$\Delta Qi^{-,p}$ = decremento de despacho de la planta i

$\Delta Q_{sync,i,p}$ = Activación reserva terciaria ups sincronizada recurso i , periodo p

$\Delta Q_{no_sync,i,p}$ = Activación reserva up no sincronizada recurso i , periodo p

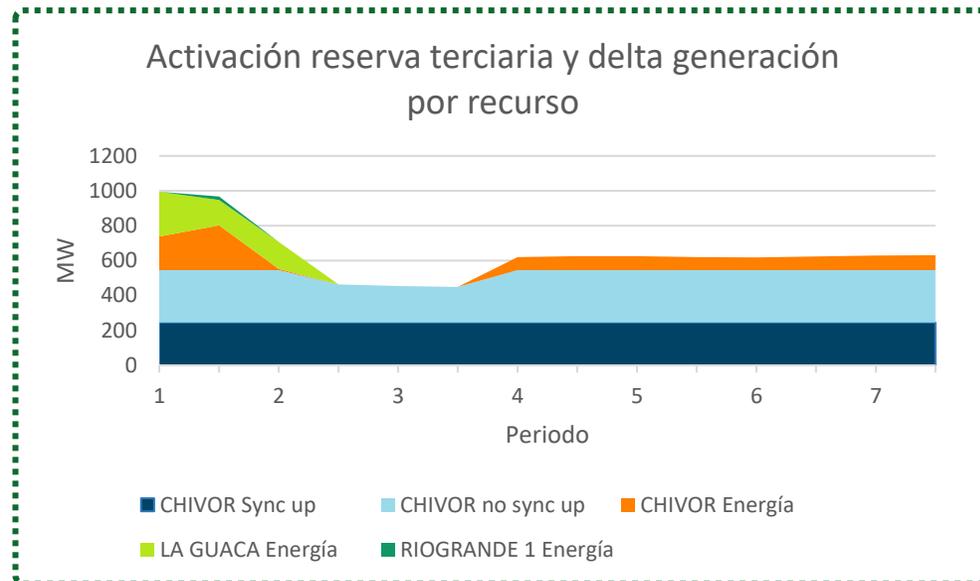
$\Delta Q_{ter_down,i,p}$ = Activación reserva terciaria down recurso i , periodo p

PAP_i = Precio arranque recurso i

C_{aut} = Costo de las autorizaciones: este costo es mayor al precio de oferta de la planta más costosa asignada como NO sincronizada

Q_{aut} = Cantidad de demanda atendida con autorizaciones de generación en el periodo p

Activación de la Regulación Terciaria

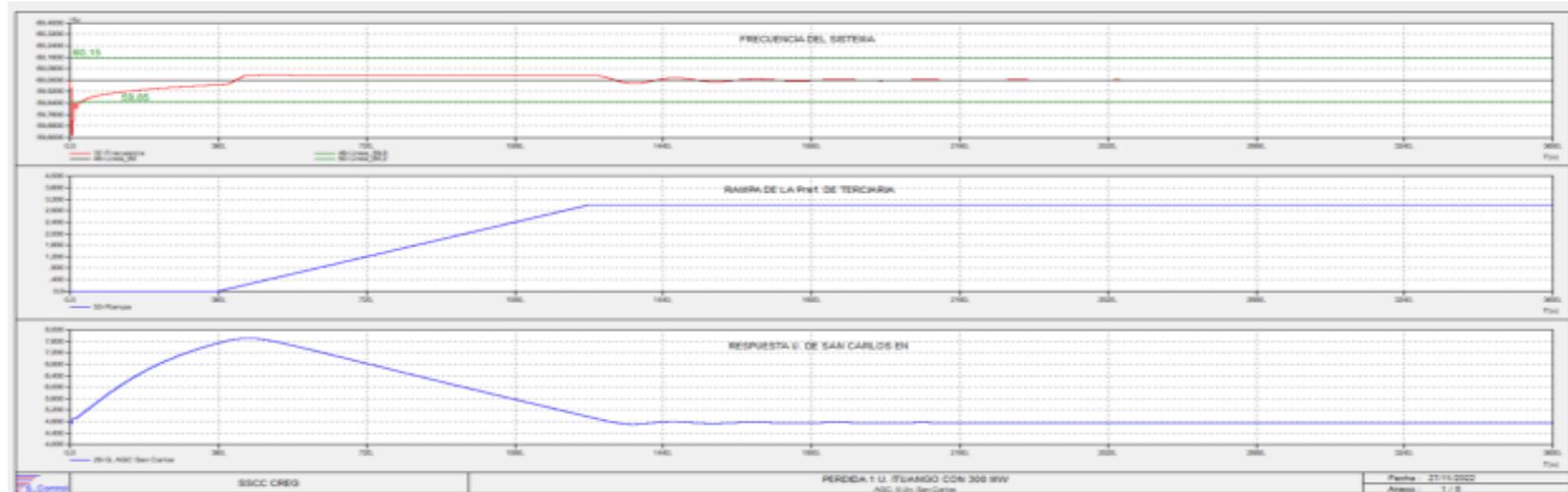


Respuesta Dinámica de la RTF



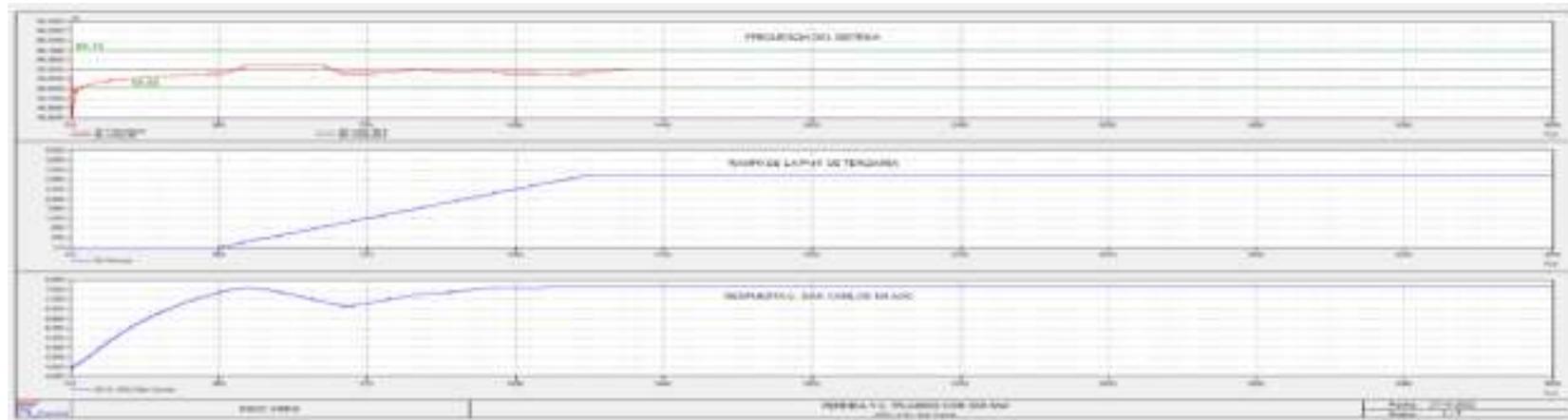
1. Rampa de Terciaria de 300 MW para recuperar la Holgura:

inicia a los 6 min con una velocidad de 20 MW/min.



1. Rampa de Terciaria de 300MW para recuperar la Holgura: inicia a los 6 min con una velocidad de 20 MW/min.

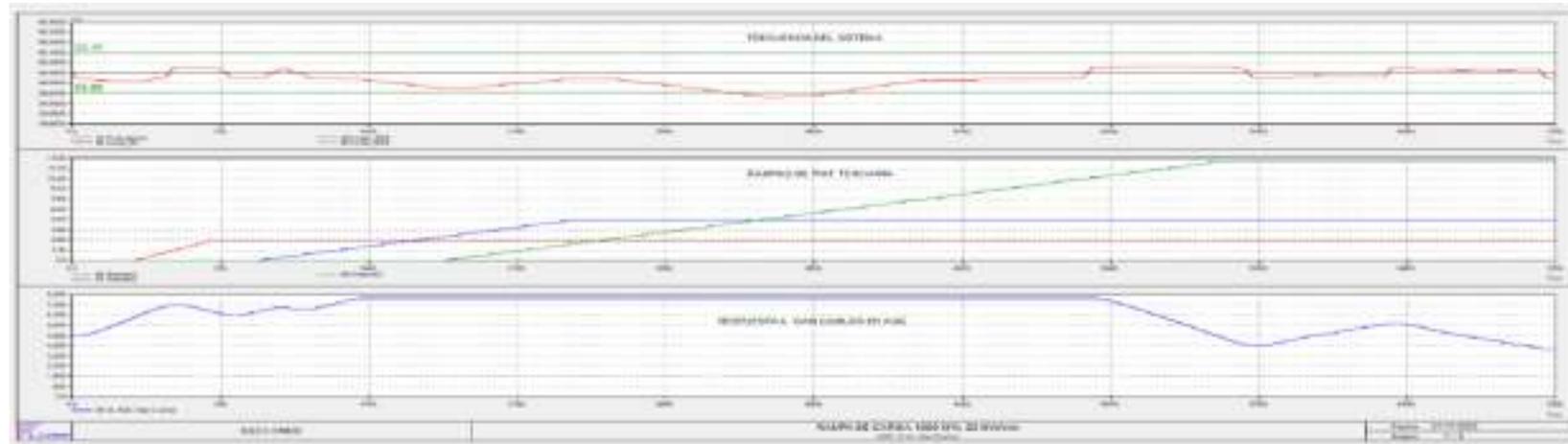
2. **Rampa de carga** de 300MW: **inicia a los 10 min** con una velocidad de 30 MW/min



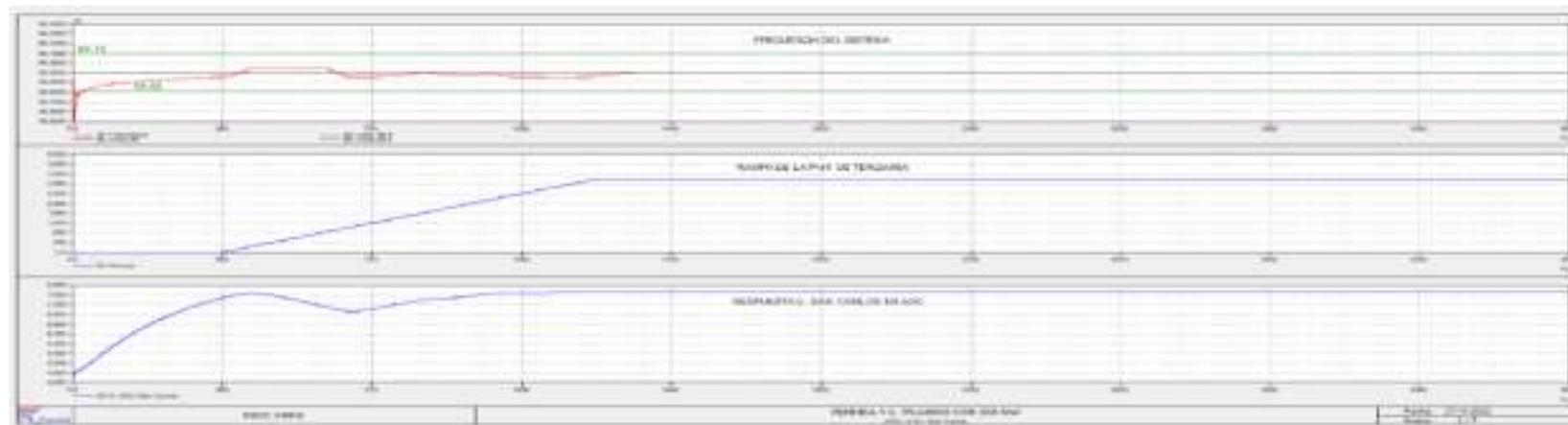
Respuesta Dinámica de la RTF



1. **Rampa de Carga** de 2000 MW, 33.33 MW/min **iniciando en cero**
2. **1ra. Rampa de Terciaria** de 250 MW iniciando a los **5 min** con velocidad de 40 MW/min.
3. **2da. Rampa de Terciaria** de 500 MW iniciando a los **15 min** con velocidad de 20 MW/min.
4. **3ra. Rampa de Terciaria** de 1250 MW iniciando a los **30 min** con velocidad de 20 MW/min
5. Perturbación permanente iniciado en cero con fuente Triangular Amp.=100 MW Freq.=0,0006666 Hz.



1. Rampa de Carga de 2000 MW, 33.33 MW/min iniciando en cero.
2. **1ra. Rampa de Terciaria** de 750 MW iniciando a los **5 min** con velocidad de 40 MW/min.
3. **2da. Rampa de Terciaria** de 500 MW iniciando a los **10 min** con velocidad de 20 MW/min.
4. **3ra. Rampa de Terciaria** de 500 MW iniciando a los **15 min** con velocidad de 20 MW/min
5. **4ta. Rampa de Terciaria** de 250 MW iniciando a los **30 min** con velocidad de 20 MW/min
6. Perturbación permanente iniciado en cero con fuente Triangular Amp.=100 MW Freq.=0,0006666 Hz.



Liquidación de la RTF

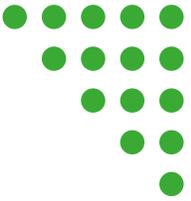


	Liquidación		Liquidación
Desviaciones positivas autorizadas	A un precio máximo entre; el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa de la última sesión de mercado del periodo de tiempo que corresponda.	Activación RT+ Sincrónica	La energía asociada a la disponibilidad asignada se pagará precio de oferta si no fue intervenido con el análisis de poder de mercado, en ese caso se pagará a PR, más el pago por disponibilidad de RT+ Sincrónica al marginal de la asignación de esta RT+sincrónica. No se pagará el exceso de energía sobre la disponibilidad asociada Se pagarán los costos de arranque asociados
		Activación RT+ no sincrónica	La energía asociada a la disponibilidad asignada se pagará al precio de oferta si no fue intervenido con el análisis de poder de mercado, en ese caso se pagará a PR, más el pago por disponibilidad de RT+ Sincrónica al marginal de la asignación de esta RT+ no sincrónica. No se pagará el exceso de energía sobre la disponibilidad asociada. Se pagarán los costos de arranque asociados
Desviación negativa autorizada	Débito= el valor del producto de la desviación negativa al precio al que fue reconocida la cantidad programada del despacho factible en la última sesión de mercado del periodo de tiempo que corresponda Crédito = 0	Activación RT-	Débito = el valor del producto de la desviación negativa al precio al que fue reconocida la cantidad programada del despacho factible en la última sesión de mercado del periodo de tiempo que corresponda Crédito = la disponibilidad asignada de RT- se le pagará al costo marginal de la asignación

Propuesta RTF



Tiempo respuesta	Tiempo medido desde que inicia el arranque hasta que termina la rampa de subida desde el mínimo técnico hasta la máxima potencia declarada.		
Parámetros técnicos para prestar el servicio	Reserva Rodante o sincronizada	Tiempo de respuesta muy rápido	< 5 minutos
	Reserva fuera de línea o no sincronizada	Tiempo de respuesta	< 30 minutos
	Tiempo de sostenimiento	Mayor a 30 minutos	
Obligatoriedad	Obligatorio la presentación de ofertas de disponibilidad de reserva terciaria y oferta de precios de energía y arranque y parada para todos los recursos habilitados para cada una de las reservas.		
Habilitación	Plantas habilitadas que cumplen con las pruebas de los tiempos de respuesta y sostenimiento de acuerdo al procedimiento que defina el CON mediante acuerdo		
Reserva	Reserva rodante	Inicialmente será el valor promedio horario de las autorizaciones de los últimos seis meses (transitorio). El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación de los promedios móviles horarios de los últimos seis meses.	
	Reserva fuera de línea	Inicialmente será el máximo valor de las autorizaciones horaria de los últimos seis meses (transitorio). El CND calculará dicha reserva con las estadísticas de activación del valor máximo móvil horario de los últimos seis meses.	
	Reserva terciaria hacia abajo	Debe poder recuperar la reserva de regulación secundaria hacia abajo	
Activación	Despachos de períodos de duración de 15 minutos que sólo optimicen los faltantes o excedentes debido a indisponibilidades totales de generación o variaciones en los programas de las importaciones o exportaciones o contingencias en la red de transporte. Para tiempos menores a 15 minutos o si hay faltantes por déficit en la asignación de la reserva, el CND hará las autorizaciones necesarias.		
Evaluación	La realiza el CND		
Control	Todas las plantas habilitadas para prestar el servicio de RTF sincrónica o no sincrónica deben ser integradas a la función de control automático de generación del CND		
Supervisión	SCADA		



Remuneración

Para los recursos asignados como reserva rodante, se les pagará la disponibilidad como el marginal del mercado de reserva rodante resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.

Para los recursos que estén fuera de línea se les pagará la disponibilidad como el marginal del mercado de reserva fuera de línea resultante del modelo de optimización del despacho factible vinculante y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.

A los recursos de generación que resulten autorizados se les pagará la disponibilidad al precio de oferta de reserva fuera de línea y la activación al precio de oferta de energía de la sesión intradiaria y además se le reconocerán los costos de arranque y parada.

Indicadores de seguimiento

Nombre indicador	Cálculo	Meta	Periodicidad
Reserva terciaria sincrónica	Activación de reserva terciaria sincrónica / Reserva terciaria sincrónica asignada	>90%	Mensual
Reserva terciaria no sincrónica	Activación de reserva terciaria no sincrónica / Reserva terciaria no sincrónica asignada	>90%	Mensual
Incumplimiento de la reserva Terciaria sincrónica	porcentaje de unidades que estando asignadas en el despacho factible o intradiario cumplan con la Reserva Rodante cuando se le solicite la activación	>90%	Mensual
Incumplimiento de la reserva terciaria no Sincrónica	porcentaje de unidades que estando asignadas en el despacho factible o intradiario cumplan con Reserva Fuera de Línea cuando se le solicite la activación	>90%	Mensual
Autorizaciones	Autorizaciones en MW / Total de reserva terciaria no sincrónica MW	Menor del 10%	Mensual



Servicio Control Voltaje

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”



Eventos de tensión

- Los eventos de tensión más relevantes que se presentaron en el SIN en los años 2020, 2021 y lo que va del 2022, en su mayoría fueron en el área Caribe, específicamente en la subárea GCM.
- Los eventos de subtensión en el STN y STR en su mayoría son causadas por variación en la demanda/generación
- Los eventos de sobretensión en el área Caribe en su mayoría reportan causa disparo de líneas/equipos

Regulación de voltaje en la operación

- Es necesario revisar los procedimientos para bajar voltaje y subir voltaje establecido en la Resolución CREG 025 de 1995
- Para dar cumplimiento a la Resolución CREG 080 de 1999, en cuanto a la responsabilidad que tiene el CND del Control Automático de Voltaje (CAV), es necesario que el CND tenga el acceso directo a las señales de variación de los set point de los reguladores de voltaje de todos los generadores despachados centralmente y de los equipos de compensación de control continuo instalados en el STN y STR y de los taps que se pueden cambiar en forma automática bajo carga del STN y de conexión del STN con el STR.
- Es importante que el CND implemente para el CAV por lo menos tres lazos de control para regular tensión:
 - Nivel I: AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo
 - Nivel II: Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores y condensadores operados con interruptores, tiempo de control de 1 a 5 minutos.
 - Nivel III: Taps de transformadores con cambios automáticos bajo carga, tiempo de control entre 1 y 15 minutos

Referenciamiento – Control de Tensión



PJM

- La salida reactiva de la planta se controla para mantener un nivel de voltaje específico en terminales del generador o punto de interconexión.
- **Remuneración:** Obligatorio cumplimiento. Se asigna por contrato con TSO (No mecanismo de mercado).
- **Tecnologías:** Plantas de generación y otros recursos

Colombia

- Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación.
- Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Operación dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT).
- **Remuneración:** Obligatorio cumplimiento.
- **Tecnologías:** Plantas de generación y otros recursos.

Perú

- Banda de reactivos, fp = 0.95 atraso y 0.99 adelante.
- **Remuneración:** Fuera de la banda de reactiva.
- **Tecnologías:** Generadores, Reactores de barra, banco de capacitores shunt, SVC y/o compensadores síncronos.

Chile

- Capacidades establecidas por la curva PQ de cada instalación.
- **Remuneración:** Precio marginal, se asigna por licitación.
- **Tecnologías:** Plantas de generación

Reino Unido

- Ser capaz de suministrar su salida de potencia nominal (MW) con fp 0.85 atraso y 0.95 adelante, tener la relación de cortocircuito de la BMU inferior a 0,5, mantener la salida de potencia reactiva en condiciones de estado estable completamente disponible dentro del rango de voltaje $\pm 5\%$.
- Servicio obligatorio (Provisión de Código de Red) para generadores convencionales y parques eólicos conectados al sistema de transmisión.

Portugal

- Todos los generadores convencionales tienen que proporcionar soporte de tensión.
- **Tecnologías:** Generadores.

Países Bajos

Las centrales eléctricas no están obligadas a proporcionar control de voltaje.

Argentina

- Cada generador se compromete a entregar en forma permanente, hasta el 90% del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la curva de capacidad para la máxima presión de refrigeración en forma transitoria, el 100% durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.
- **Remuneración:** Obligatorio cumplimiento.



Cálculo de la reserva estática de reactivos

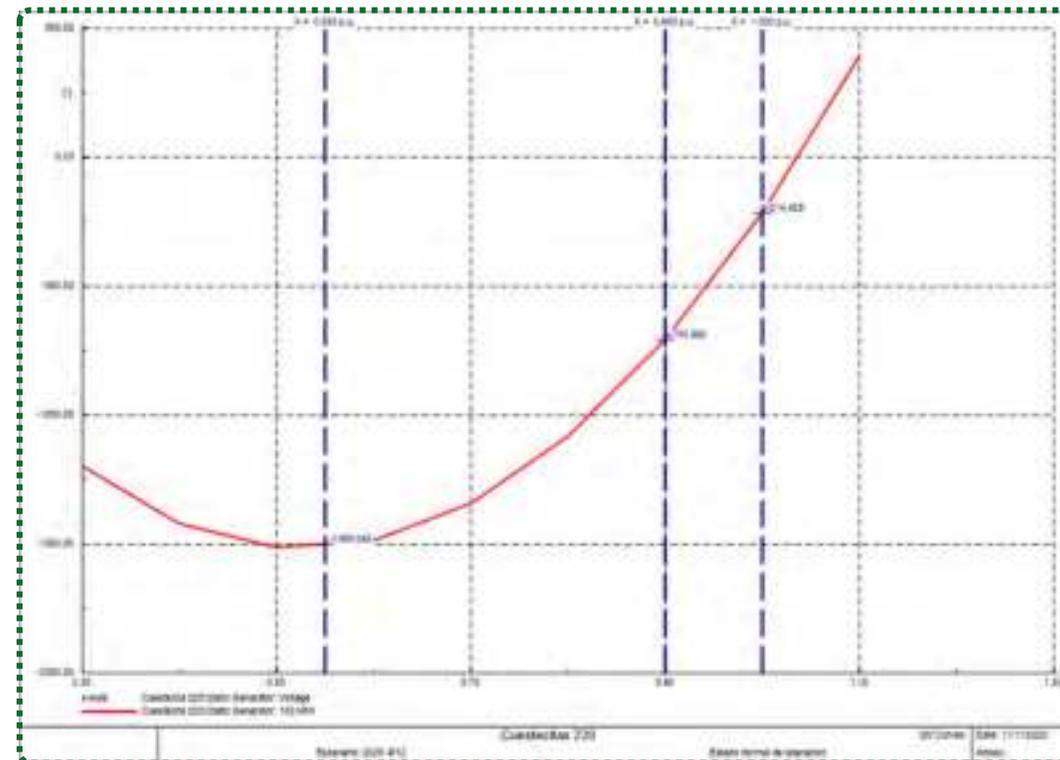


Reservas de potencia reactiva

Escenario	2025-P12	2027-P12
Reserva Inductiva generadores [Mvar]	6343.28	6679.68
Reserva Capacitiva generadores [Mvar]	-5597.81	-5792.50
Reserva Inductiva Reactores [Mvar]	1934.75	1870.00
Reserva Capacitiva Capacitores [Mvar]	-369.90	-514.70
Reserva Inductiva STATCOM y SVS's [Mvar]	498.66	563.69
Reserva Capacitiva STATCOM y SVS's [Mvar]	-619.59	-588.67

Metodología de curvas QV sistémica: En cada uno de los nodos piloto

- **Margen de reactivos:** 1499 Mvar capacitivos
- **Voltaje crítico:** 0.55 p.u.



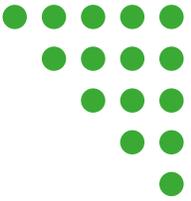
Análisis, 2025-P12:
Estado normal
de operación y
ante contingencia N-1



- El sistema tiene una buena reserva de reactivos tanto estática como dinámica para responder ante eventos y tener una buena regulación de voltaje en estado estacionario
- El margen de reactivos en los nodos piloto supera el valor de 4700 Mvar capacitivos
- Los voltajes críticos están entre 0.5 y 0.7 p.u.
- Valledupar 220 kV es el que presenta un menor margen de reactivos capacitivos con 729 Mvar en estado estacionario y 720 Mvar ante la contingencia N-1 Cuestecitas – La loma 500 kV, alcanzando un voltaje crítico de 0.7 p.u.



- **Reserva de Reactivos Dinámica:** margen u holgura de reactivos disponible en generadores con su Control de Tensión a Automático.
- **Reserva de Reactivos Dinámica Rápida:** margen u holgura de reactivos disponible en elementos FACTS tales como Statcom's, SVC's y terminales HVDC con tecnología VSC.
- **Banda de Flotación:** Rango de operación normal de un Statcom o SVC para garantizar reservas de reactivos dinámicas rápidas tanto capacitivas como inductivas.
- **Reserva de Reactivos Estática:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados en forma manual.
- **Reserva de Reactivos Estática Rápida:** Margen u holgura de reactivos disponibles en elementos maniobrados mecánicamente con interruptores, tales como Bancos de Capacitores y Reactores controlados con controles VQC y/o Controles de Tensión Automáticos, los cuales pueden estar efectivamente conectados en un segundo o menos.



Planeación de la expansión	<ul style="list-style-type: none">- Definición de equipos de compensación (Condensadores, reactores, condensadores síncronos (SVC), STATCOM, FACTS, baterías) para garantizar los niveles de voltaje en n y n-1 y garantizar la estabilidad de voltaje- Subastas
Planeación de la operación	<ul style="list-style-type: none">- Definición de áreas y subáreas eléctricas- Definición de nodos pilotos en cada área y subárea utilizando los siguientes criterios para la selección de nodos piloto:<ul style="list-style-type: none">• Selección de los nodos con la mayor capacidad de cortocircuito, para ello se evalúa el nivel de cortocircuito trifásico, que es el que representa el mayor aporte• Selección de los nodos que impongan variación de tensión a los nodos eléctricamente cercanos, la inyección de potencia reactiva en ellos debe traducirse en una variación de tensión también en los nodos próximos. Para ello se utilizan las matrices de sensibilidad de la tensión debido a los cambios en potencia reactiva para los nodos definidos- Evaluación de las reservas estáticas y dinámicas en cada nodo piloto para el largo, mediano y corto plazo para soportar contingencias n-1- Identificación de instalación de equipos para suministro de reactivos, incremento de inercia, inyección rápida de corto circuito y control- Cálculo de las curvas QV, voltajes críticos, márgenes de estabilidad de tensión- Cálculo del SCR
Programación	<ul style="list-style-type: none">- Despacho de reactivos del Despacho Factible Vinculante, optimización de reactivos minimizando pérdidas- Cálculo de reserva a nivel horario de cada nodo piloto- Cálculo de las curvas QV, voltajes críticos, márgenes de estabilidad de tensión en cada nodo piloto
Coordinación	Modificación al procedimiento operativo para subir y bajar voltaje

Propuesta



Supervisión	<ul style="list-style-type: none"> - Voltajes en todos los nodos del STN y STR en tiempo real - Estabilidad de tensión en TR - Para conexiones compartidas y embebidas el CND supervisará los nodos de las conexiones individuales de los generadores que hacen parte de las conexiones compartidas - Las variables a supervisar serán: potencia activa y reactiva, voltajes (magnitud y ángulo) y frecuencia.
Control	<ul style="list-style-type: none"> - Control automático jerárquico distribuido y separado en espacio y tiempo de mínimo tres niveles: <p>Nivel I: AVR (Automatic Voltage Regulator), Statcom y SVC. Tiempo de control instantáneo a 1.0 segundo</p> <p>Nivel II: Cambio automático del setpoint de los AVR, Statcom y SVC. Y maniobras remotas de reactores, condensadores y taps de transformadores (VQC). Tiempo de control de 1 a 5 minutos.</p> <p>Nivel III: Cambio manual de taps de transformadores con cambios bajo carga. Tiempo de control entre 5 y 15 minutos.</p>
Medición	<ul style="list-style-type: none"> - PMU's en todos los nodos del STN - PMU's en todos los nodos de los generadores mayores a 5MW <p>Los PMU's deben corresponder a medidores Clase M de por lo menos 48 muestras por segundo de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE Std C37.118.1</p>
Pruebas	<ul style="list-style-type: none"> - Curvas PQ: generadores, SVC, STATCOM, FACTS, Baterías - Pruebas de supervisión, desempeño de las PMU's, conectividad <p>Estas pruebas serán definidas por el C.N.O,</p>

	Nombre del indicador	Cálculo	Meta	Periodicidad
Indicadores de seguimiento	Nodos piloto con voltajes fuera del rango	# de nodos piloto con voltajes fuera del rango en condiciones normales de operación	0	Mensual
	Nodos piloto sin margen de reactivos	# de nodos piloto sin margen de reactivos en condiciones normales de operación	0	Mensual
	Voltaje crítico en nodos piloto	Nodos piloto con voltaje crítico menor a 0.8 p.u.	0	Mensual
	Eventos de Tensión	# de eventos de tensión cuando esta queda por fuera de los rangos definidos en el Código de Operación (90 - 110% para 220/230 kV y entre 90 - 105% para 500 kV) por un lapso mayor de un minuto	20	Anual
	SCR	SCR en los nodos pilotos	Mayor a 5	Semestral



Otros Servicios

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”



DIAGNÓSTICO

- No se encuentra en la regulación vigente aspectos asociados con el servicio de arranque en negro, como características dependiendo del tipo de generación, atributos requeridos como tiempo de arranque después de ser requerido por el Sistema, etc.
- No se encuentra en las características técnicas reportadas por los agentes si el recurso de generación cuenta con Arranque en Negro y las características, esto solo es conocido por el CND para la elaboración de las guías operativas de restablecimiento.
- No se tiene información de pruebas de cumplimiento de arranque en negro de los agentes generadores en el SIN, aunque el CND las considera para la elaboración de guías de restablecimiento, no se tiene información de la periodicidad en la revisión del cumplimiento y resultados de las características requeridas para la correcta prestación de este servicio.



Propuesta

- Servicio que podrá ser prestado por generadores nuevos o existentes
- Recursos localizados en puntos estratégicos del sistema, acordados por el CNDO y cada uno de los agentes
- El CNDO deberá recibir una solicitud del agente generador de participar en este servicio, y evaluará la posibilidad de que este pueda prestar el servicio
- El AN se asignaría a quienes cumplan con los requisitos definidos para la prestación del servicio
- La remuneración tendrá los siguientes componentes:
 - **Disponibilidad:** valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual o un valor regulado por la CREG
 - **Activación:** se pagará los costos variables y arranque y parada al precio de reconciliación declarado para la unidad de AN
 - **Precio de pruebas:** se paga a precio de reconciliación declarado para la unidad de AN cuando se utiliza la unidad de generación para la realización de una prueba de AN (\$/MW)



Respuesta Rápida en Frecuencia (RRF) Mayor al Requerimiento Obligatorio

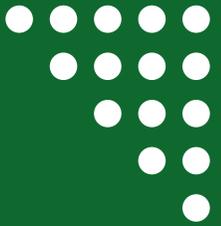
Generadores eólicos que puedan tener un aporte adicional a los mencionados en la Resolución CREG 060 de 2019 en cuanto a la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia

- RRF se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, luego del aporte obligatorio del 12% de la Pnominal, se puede tener un servicio adicional donde se tengan ofertas de estos generadores con un aporte superior a ese 12% para la recuperación de la frecuencia cuando se supere dicho umbral
- Esquema de remuneración debe considerar lo siguiente:
 - Disponibilidad: valor que puede ser resultante de una subasta que puede ser realizada a nivel anual
 - Activación: se pagará al precio de reconciliación declarado por la unidad que ofrece este servicio.

Servicio de Inercia

Opción de establecer este servicio cuando se considere que debido a la integración de las FERNC sea necesario, con una alta probabilidad:

- Requerir fijar una inercia mínima en el despacho factible vinculante
 - Buscar soluciones de agregar inercia al sistema que permita que el servicio sea prestado de forma competitiva tanto por recursos convencionales de generación, o recursos con inversores o compensadores sincrónicos
-
- Esto será evaluado por el CND de acuerdo a la evolución del SIN
 - Antes de ser considerado un servicio complementario debe ser parte de la asignación de generación de seguridad.



GRACIAS

“REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS
CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS
OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE
SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN
EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”