

# Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN

Informe Final Actividad 1 - Análisis de  
Estabilidad de la Frecuencia

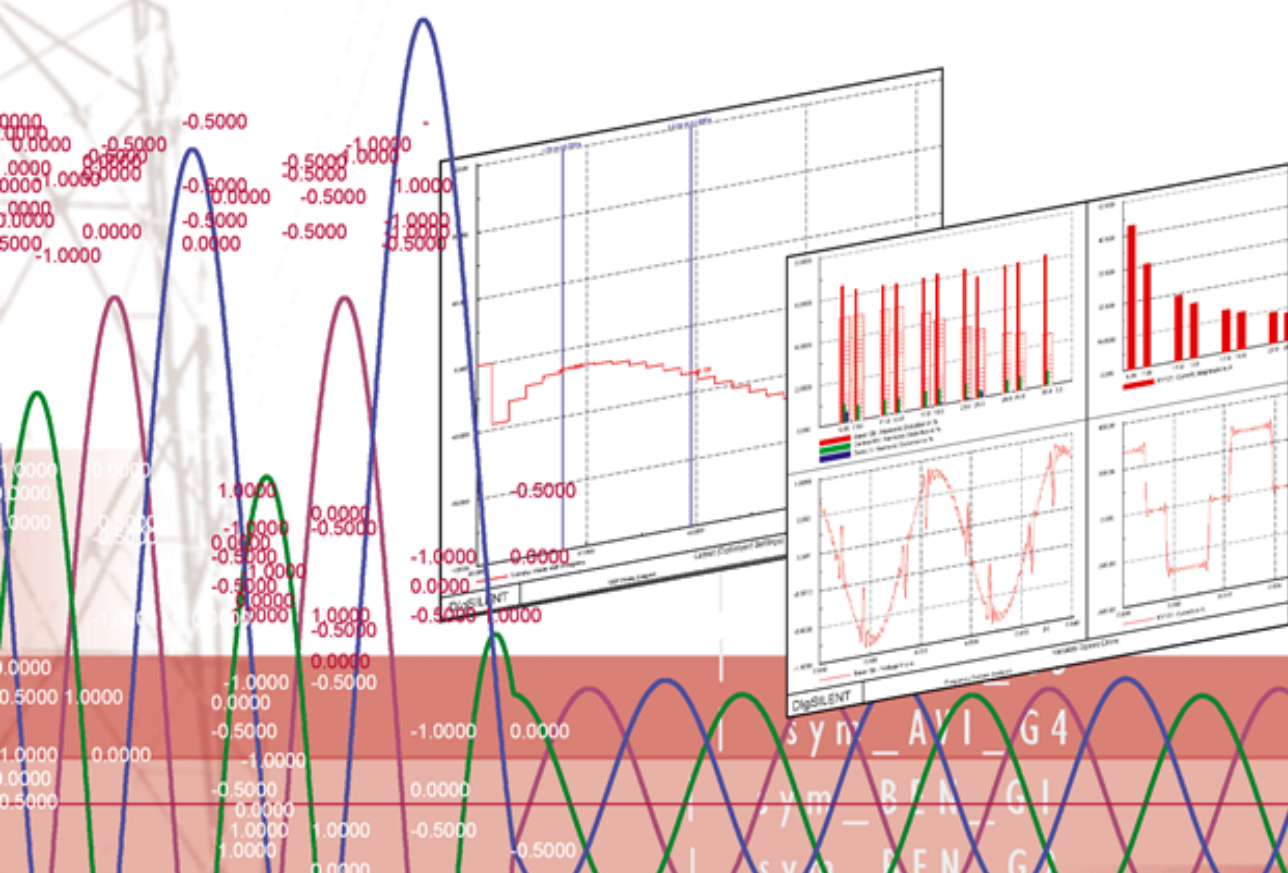
**Preparado para:**

**Coordinador Eléctrico Nacional**

**Teatinos 280, Piso 11, Santiago de Chile**

**Elaborado por:**

**Digsilent GmbH, Noviembre 2021**





**DIG SILENT GmbH**

Heinrich-Hertz-Straße 9  
D-72810 Gomaringen  
Tel.: +49 7072 9168 - 0  
Fax: +49 7072 9168- 88  
<http://www.digsilent.de>

**Contacto**

Flavio Fernández  
T: +49 (0)7072 9188-55  
[f.fernandez@digsilent.de](mailto:f.fernandez@digsilent.de)

# Historia de Revisión del Documento

| <b>Versión</b> | <b>Estado</b>                                                                                                                                       | <b>Archivo</b>                                                 | <b>Entregado</b> | <b>Preparado por</b> | <b>Revisado por</b> |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|------------------|----------------------|---------------------|
| 01             | Para comentarios                                                                                                                                    | P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Preliminar_v1.0.pdf | 12/07/2021       | F. De Marco          | F. Fernández        |
| 02             | Se revisaron los modelos dinámicos.<br>Se ajustaron los despachos mínimos de las unidades.<br>Se agregaron escenarios con compensadores sincrónicos | P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Final_v2.0.pdf      | 17/09/2021       | F. De Marco          | F. Fernández        |
| 03             | Versión final                                                                                                                                       | P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Final_r03_v3.pdf    | 15/11/2021       | F. De Marco          | F. Fernández        |
|                |                                                                                                                                                     |                                                                |                  |                      |                     |
|                |                                                                                                                                                     |                                                                |                  |                      |                     |
|                |                                                                                                                                                     |                                                                |                  |                      |                     |
|                |                                                                                                                                                     |                                                                |                  |                      |                     |

# Resumen Ejecutivo

Este informe presenta los resultados correspondientes a la Actividad 1 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN para los años 2025 y 2030. La Actividad 1 tiene como objetivo evaluar la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile para distintas combinaciones de nivel de inercia y distribución de la reserva primaria en conformidad con los estándares de desempeño mínimo establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS).

El estudio se centra en el análisis de cuatro escenarios de operación definidos por el Coordinador y correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche de los años 2025 y 2030. El estudio comprende fundamentalmente el análisis del comportamiento dinámico del SEN en el dominio del tiempo ante perturbaciones en la red utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT GmbH.

Se analizó la estabilidad de la frecuencia y se verificó la suficiencia de reservas para control primario de frecuencia (CPF) en los casos base entregados por el Coordinador para la ejecución del estudio. Además, se analizaron casos base adicionales en los que se modificó el despacho de generación de modo de reducir la cantidad de unidades sincrónicas en servicio.

Para cada caso base se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la dependencia de las reservas para CPF con la inercia sistémica ante la desconexión del ciclo combinado San Isidro 2, que es el de mayor inercia del sistema.

Se verificó que el sistema resulta estable y cuenta con recursos suficientes para el CPF para garantizar el desempeño satisfactorio de la frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 más críticas en los casos de 2025 y 2030 analizados.

El cálculo teórico de las tasas máximas de variación de la frecuencia ante desconexiones de generación en los casos base se encuentra por debajo de la tasa de activación del EDAC por decremento de la frecuencia y de la máxima variación que deben soportar los generadores sin desconectarse de la red de acuerdo a la NTSyCS.

En algunos casos de estudio adicionales de 2025 en los que se forzó la reducción de inercia sacando de servicio unidades sincrónicas de generación (hasta alcanzar inercias en el Norte Grande debajo de 3,3 GVAs y 1 GVAs en escenarios de demanda alta de día y baja de noche, respectivamente) se observa la divergencia de las tensiones en el sistema de transmisión incluso antes de implantar la contingencia. En dichos casos, el sistema resulta inestable en tensión y se alcanza un desempeño satisfactorio del control de frecuencia si se considera que las unidades de las centrales Angamos y Cochrane permanecen operando como condensadores sincrónicos (despachadas a potencia activa nula y participando del control dinámico de tensión). Esta medida de mitigación es evaluada en mayor detalle en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 del presente proyecto.

Las contingencias analizadas no derivan en la separación del sistema en áreas asincrónicas y las frecuencias medidas en las distintas áreas presentan evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. Por lo tanto, los resultados obtenidos no indican la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia y reservas para CPF por área del sistema.

La *Tabla 39* presenta los niveles sistémicos de inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio. La factibilidad de operar el sistema en dichos escenarios se verificará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2.

*Tabla 1. Inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio.*

| Año  | Demanda | Inercia SEN<br>(GVAs) | Penetración ERV<br>(%) | Generación (MW) |        |       |
|------|---------|-----------------------|------------------------|-----------------|--------|-------|
|      |         |                       |                        | PV              | Eólica | Total |
| 2025 | Alta    | 25.9                  | 62                     | 5791            | 1496   | 11840 |
|      | Baja    | 30.0                  | 37                     | 93              | 2866   | 7913  |
| 2030 | Alta    | 28.5                  | 72                     | 6548            | 2311   | 12277 |
|      | Baja    | 38.9                  | 30                     | 58              | 2654   | 9105  |

Se analizará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 la mínima fortaleza de red necesaria para garantizar el desempeño satisfactorio del sistema. Dicha fortaleza de red es directamente proporcional a la potencia de cortocircuito disponible, que en gran parte es aportada por las unidades sincrónicas de generación, y por lo tanto se relaciona indirectamente con la inercia de la red. Sin embargo, en los estudios de la Actividad 1 no se identificaron requerimientos mínimos de inercia por área del sistema debido a requerimientos de control de frecuencia desde el punto de vista del sistema en su conjunto.

# Contenido

|          |                                                            |           |
|----------|------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUCCIÓN</b>                                        | <b>8</b>  |
| <b>2</b> | <b>ESCENARIOS DE OPERACIÓN</b>                             | <b>9</b>  |
| 2.1      | GENERACIÓN E INERCIA                                       | 12        |
| 2.2      | TRANSFERENCIAS DE POTENCIA                                 | 13        |
| 2.3      | PENETRACIÓN DE GENERACIÓN ESTÁTICA                         | 14        |
| <b>3</b> | <b>ESTABILIDAD DE LA FRECUENCIA</b>                        | <b>16</b> |
| 3.1      | METODOLOGÍA                                                | 16        |
| 3.2      | INERCIA MÍNIMA ANTE CONTINGENCIAS DE GENERACIÓN            | 18        |
| 3.3      | ESCENARIO 1 DE 2025 (DEMANDA ALTA DE DÍA)                  | 19        |
| 3.3.1    | <i>Casos Base</i>                                          | 19        |
| 3.3.2    | <i>Variaciones de Inercia</i>                              | 24        |
| 3.4      | ESCENARIO 2 DE 2025 (DEMANDA BAJA DE NOCHE)                | 30        |
| 3.4.1    | <i>Casos Base</i>                                          | 30        |
| 3.4.2    | <i>Variaciones de Inercia</i>                              | 35        |
| 3.5      | ESCENARIO 1 DE 2030 (DEMANDA ALTA DE DÍA)                  | 40        |
| 3.5.1    | <i>Casos Base</i>                                          | 40        |
| 3.5.2    | <i>Variaciones de Inercia</i>                              | 44        |
| 3.6      | ESCENARIO 2 DE 2030 (DEMANDA BAJA DE NOCHE)                | 49        |
| 3.6.1    | <i>Casos Base</i>                                          | 49        |
| 3.6.2    | <i>Variaciones de Inercia</i>                              | 53        |
| <b>4</b> | <b>CONCLUSIONES</b>                                        | <b>58</b> |
| <b>5</b> | <b>REFERENCIAS</b>                                         | <b>60</b> |
| <b>6</b> | <b>ANEXOS</b>                                              | <b>61</b> |
| 6.1      | ANEXO A: CONTINGENCIAS                                     | 61        |
| 6.1.1    | <i>Definición del tipo de contingencia</i>                 | 61        |
| 6.2      | ANEXO B: REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 62        |
| 6.2.1    | <i>Recuperación dinámica</i>                               | 62        |
| 6.3      | ANEXO C: INERCIA Y GENERACIÓN DE LOS CASOS BASE            | 64        |
| 6.3.1    | <i>Despacho de generación por recurso y red</i>            | 64        |
| 6.3.2    | <i>Inercia por recurso y red</i>                           | 66        |
| 6.4      | ANEXO D: TRANSFERENCIAS E INERCIAS TÍPICAS PARA 2026 [2]   | 68        |
| 6.5      | ANEXO E: APORTES DE POTENCIA PARA CPF                      | 71        |
| 6.6      | ANEXO F: DESCRIPCIÓN CASOS DE ESTUDIO                      | 75        |

# Abreviaturas

|        |                                                                                     |
|--------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| BD     | Base de datos                                                                       |
| CC     | Ciclo combinado                                                                     |
| CEN    | Coordinador Eléctrico Nacional                                                      |
| CF     | Control de frecuencia                                                               |
| CPF    | Control Primario de frecuencia                                                      |
| CSP    | Concentración solar de potencia                                                     |
| ECFyDR | Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas                        |
| EDAC   | Esquema de desconexión automática de carga                                          |
| ERV    | Energía renovable variable                                                          |
| GNL    | Gas natural licuado                                                                 |
| HVDC   | Corriente continua en alta tensión (del inglés <i>high voltage direct current</i> ) |
| NTSyCS | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio                                    |
| PLP    | Programación de largo plazo                                                         |
| RoCoF  | Tasa de cambio de la frecuencia                                                     |
| SEN    | Sistema Eléctrico Nacional                                                          |
| S/E    | Subestación                                                                         |
| SSCC   | Servicios complementarios                                                           |

# 1 Introducción

Este informe presenta los resultados correspondientes a la Actividad 1 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN para los años 2025 y 2030. La Actividad 1 tiene como objetivo evaluar la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile para distintas combinaciones de nivel de inercia y distribución de la reserva primaria en conformidad con los estándares de desempeño mínimo establecidos en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS) [1].

El SEN es un sistema de energía hidrotérmico que se encuentra transitando a un sistema de energía con baja presencia de centrales a carbón, integrando más generación de energía renovable variable (ERV), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Actualmente, las centrales térmicas se localizan en el norte y centro de Chile, mientras que las centrales hidroeléctricas se encuentran principalmente en las regiones centro y sur. El potencial de generación solar se encuentra mayormente localizado en el norte del país, y el potencial de generación eólico está distribuido a lo largo del país.

La mayoría de las nuevas centrales ERV estarán localizadas en el norte del país, en consistencia con el potencial de recursos renovables disponibles. Dicho incremento representará nuevos desafíos para el desarrollo y la operación del SEN desde el punto de vista del control de la tensión y de la frecuencia de modo de garantizar que el SEN opere de manera estable y confiable cumpliendo los requerimientos de la NTSyCS.

El estudio se centra en el análisis de cuatro escenarios de operación definidos por el Coordinador y correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche de los años 2025 y 2030. El estudio comprende fundamentalmente el análisis del comportamiento dinámico del SEN en el dominio del tiempo ante perturbaciones en la red utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT GmbH.

Se analizó la estabilidad de la frecuencia y se verificó la suficiencia de reservas para control primario de frecuencia (CPF) en los casos base entregados por el Coordinador para la ejecución del estudio. Además, se analizaron casos base adicionales en los que se modificó el despacho de generación de acuerdo a los criterios utilizados por el Coordinador en su Estudio de Limitaciones Técnicas del Sistema para los años 2026-2028 [2].

Para cada caso base se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la dependencia de las reservas para control primario de frecuencia (CPF) con la inercia sistémica ante la desconexión del ciclo combinado (CC) San Isidro 2, que es el de mayor inercia del sistema.



## 2 Escenarios de operación

Se realizó inicialmente un análisis de los niveles de demanda, inercia y transferencia de potencia de los casos base entregados por el Coordinador para el estudio, consistentes a escenarios de demanda alta de día y baja de noche para los años 2025 y 2030. La Tabla 2 presenta la nomenclatura utilizada en el estudio y en el modelo PowerFactory para identificar los casos base. En los casos base se ajustaron las potencias mínimas de despacho de las unidades de generación de acuerdo a la información entregada por el Coordinador.

*Tabla 2. Nomenclatura utilizada para los casos base.*

| Caso | Escenario | Año  | Demanda    |
|------|-----------|------|------------|
| 25B1 | 1         | 2025 | Alta/Día   |
| 25B2 | 2         | 2025 | Baja/Noche |
| 30B1 | 1         | 2030 | Alta/Día   |
| 30B2 | 2         | 2030 | Baja/Noche |

Partiendo de los casos base entregados por el Coordinador se crearon casos base adicionales cumpliendo con los siguientes criterios de despacho de generación:

- Se despacha en el área centro sólo el CC San Isidro 2, de modo que ante su desconexión la inercia del Centro es nula.
- Despacho de generación hidroeléctrica:
  - Centrales de pasada: se distribuye el despacho de generación entre todas las unidades disponibles
  - Centrales de embalse: se despacha la mínima cantidad de unidades de generación por central respetando el mínimo técnico, que se encuentra en torno al 30 %.
- En los casos de 2030:
  - Se saca de servicio la unidad BOMBEO\_SING\_1 (111 MVA nominales).
  - Retiro unidades Angamos (ANG1 y ANG2) en enero 2026.
  - Retiro centrales Nueva Ventanas y Campiche en enero 2026.
- En el Escenario 2 de 2030 se sacan del servicio las unidades adicionales de generación CSP (despacho 700MW).

La siguiente tabla presenta la nomenclatura utilizada para los casos base adicionales e indica para cada uno de ellos el caso base a partir del cual se generó. Los casos base adicionales presentan el mismo nivel de demanda y generación eólica y solar que los respectivos casos de partida.

Tabla 3. Nomenclatura utilizada para los casos base adicionales.

| Caso base adicional | Caso base de partida | Escenario | Año  | Demanda    |
|---------------------|----------------------|-----------|------|------------|
| 25B1a               | 25B1                 | 1         | 2025 | Alta/Día   |
| 25B2a               | 25B2                 | 2         | 2025 | Baja/Noche |
| 30B1a               | 30B1                 | 1         | 2030 | Alta/Día   |
| 30B2a               | 30B2                 | 2         | 2030 | Baja/Noche |

La Tabla 4 y la Tabla 5 presentan los niveles de generación por fuente primaria, inercia total y por área, y las transferencias de potencia activa en los casos base del estudio para los años 2025 y 2030, respectivamente. La generación estática comprende las fuentes de generación conectada a la red a través de convertidores estáticos de potencia (elementos del tipo ElmGenstat en PowerFactory) pertenecientes a centrales de generación ERV y equipos de almacenamiento. El porcentaje de generación estática se calcula en relación a la generación total del sistema.

Como referencia, en las Secciones 2.1 y 2.2 se comparan los valores de dichas tablas con los encontrados por el Coordinador en el Estudio de Limitaciones Técnicas del Sistema para los años 2026 y 2028 [2], que se presentan en el Anexo D de la Sección 6.4.

De acuerdo a la versión más reciente del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva [3], el Área Centro comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500, 220 kV. Por lo tanto, se definieron las transferencias entre áreas como sigue:

- Transferencia Norte-Centro: al norte de S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV medida en las líneas Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1 y C2, y Los Vilos – Las Palmas 220 kV L1 y L2. En los casos de 2030 se adiciona el flujo de potencia por el enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal.
- Transferencia Sur-Centro: al sur de S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV medida en los siguientes elementos:
  - Líneas Ancoa - Alto Jahuel 4 x 500 kV, lado A. Jahuel
  - Líneas Maipo – A. Jahuel 2 x 220 kV, lado A. Jahuel
  - Transformador Alto Jahuel 220/154kV-300MVA, lado 220 kV

Tabla 4. Generación por fuente primaria y transferencias de potencia activa en los casos base de 2025

| Cantidad                |                            | Caso  |       |       |       |
|-------------------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                         |                            | 25B1  | 25B1a | 25B2  | 25B2a |
| Generación (MW)         | Total                      | 11820 | 11804 | 7931  | 7825  |
|                         | Term.                      | 1150  | 1241  | 1007  | 1360  |
|                         | Hidro                      | 4263  | 4156  | 4730  | 4272  |
|                         | PV                         | 5132  | 5132  | 58    | 58    |
|                         | CSP                        | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                         | Eólica                     | 1275  | 1275  | 2136  | 2136  |
| Generación Estática (%) |                            | 54    | 54    | 26    | 27    |
| Inercia (GVAs)          | Total                      | 31,3  | 32,0  | 33,8  | 36,3  |
|                         | Norte Grande               | 7,8   | 7,8   | 8,5   | 8,5   |
|                         | Centro                     | 0,0   | 3,4   | 0,0   | 3,4   |
| Transferencia (MW)      | Par – Cum 2x500 kV         | 497   | 497   | -1220 | -1183 |
|                         | Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV | 1604  | 1647  | -1408 | -1367 |
|                         | HVDC Nor ->Sur             | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                         | Total Nor->Cen             | 1872  | 1898  | -1396 | -1373 |
|                         | Total Sur->Cen             | 1263  | 870   | 3223  | 2822  |
| Norte Grande (MW)       | Generación                 | 3534  | 3534  | 1138  | 1138  |
|                         | Carga                      | 3077  | 3077  | 2641  | 2606  |
|                         | Déficit de Generación      | -457  | -457  | 1502  | 1468  |

Tabla 5. Generación por fuente primaria y transferencias de potencia activa en los casos base de 2030.

| Cantidad                |                            | Caso  |       |       |       |
|-------------------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                         |                            | 30B1  | 30B1a | 30B2  | 30B2a |
| Generación (MW)         | Total                      | 12331 | 12321 | 9166  | 9213  |
|                         | Term.                      | 1287  | 1360  | 1587  | 2106  |
|                         | Hidro                      | 2064  | 1965  | 4272  | 4645  |
|                         | PV                         | 6510  | 6510  | 100   | 40    |
|                         | CSP                        | 0     | 0     | 700   | 0     |
|                         | Eólica                     | 2470  | 2487  | 2508  | 2422  |
| Generación Estática (%) |                            | 54    | 72    | 27    | 27    |
| Inercia (GVAs)          | Total                      | 38,9  | 32,4  | 53,5  | 37,8  |
|                         | Norte Grande               | 9,1   | 5,6   | 19,9  | 8,2   |
|                         | Centro                     | 2,2   | 3,4   | 3,8   | 3,4   |
| Transferencia (MW)      | Par – Cum 2x500 kV         | -779  | -989  | 391   | -140  |
|                         | Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV | 938   | 820   | -77   | -514  |
|                         | HVDC Nor ->Sur             | 2366  | 2366  | -1509 | -1509 |
|                         | Total Nor->Cen             | 1154  | 1011  | -40   | -520  |
|                         | Total Sur->Cen             | 380   | 18    | 3346  | 3597  |
| Norte Grande (MW)       | Generación                 | 4303  | 4099  | 2132  | 1611  |
|                         | Carga                      | 3152  | 3152  | 3132  | 3132  |
|                         | Déficit de Generación      | -1152 | -948  | 999   | 1520  |

## 2.1 Generación e inercia

En la Tabla 4 y Tabla 5 se observa lo siguiente:

- La generación térmica total en todos los casos se encuentra entre 1007 MW y 2106 MW.
- Ninguno de los casos de estudio considera los BESS existentes (50 MW) en servicio ni incorpora instalaciones adicionales de almacenamiento de energía.
- La penetración de generación estática en los casos de demanda baja de noche es relativamente baja (26 %) y la generación hidroeléctrica total elevada.
- Los casos de 2030 presentan transferencias de potencia por el enlace HVDC en sentidos opuestos, siendo de Norte a Centro en los escenarios de demanda alta de día, y de Centro a Norte en los escenarios de demanda baja de noche.
- El Caso 30B2 presenta una demanda relativamente baja y considera 700 MW de generación CSP y 100 MW de generación PV, correspondiéndose con un escenario nocturno en el que se aprovecha la capacidad de almacenamiento de las centrales CSP.
- En los casos base originales 25B1 y 25B2 la inercia en el Centro es nula, y baja en el Caso 30B1. En el Caso 30B2 la inercia de 3,8 GVAs es provista por las unidades de las centrales Rapel y Campiche. Se considera como unidades aportantes a la inercia del Centro a las de los ciclos combinados conectados a la S/E San Luis, y las unidades de las centrales Campiche, Ventanas, Central Nueva Renca y Rapel.
- En los casos base adicionales la inercia del Norte Grande es igual o menor a la de los casos base originales, y la inercia del Centro (3,4 GVAs) es aportada exclusivamente por las dos unidades del CC San Isidro 2 (cuya desconexión se simula en los casos de estudio).
- En todos los casos excepto en los Casos 30B1 y 30B2 la inercia del Norte Grande se encuentra debajo del valor mínimo (9 GVAs) encontrado por el Coordinador [2] para los años 2026 y 2028 en base a análisis de estabilidad transitoria y de tensión.
- La diferencia de 11.7 GVAs de inercia entre los casos 30B2 y 30B2a se debe principalmente a que en el caso 30B2a se sacaron de servicio las unidades U16, Campiche, IEM, CSP, Santa María, Pangué U2, Angostura U2, BOMBEO\_SING\_1, Rapel U1 a U5, y Canutillar U2.

Se presentan en el Anexo de la Sección 6.3 los niveles de generación e inercia por recurso primario y red de la base de datos para cada caso base del estudio.

## 2.2 Transferencias de potencia

En relación a las transferencias de potencia entre áreas se observa lo siguiente:

- Las transferencias de potencia activa Norte – Centro positivas se asocian a escenarios de demanda alta de día, mientras que las transferencias con valores negativos (sentido Centro a Norte) se asocian a escenarios de demanda baja de noche.
- Las transferencias de potencia activa Sur – Centro son positivas en todos los escenarios de 2025, siendo mayor en los escenarios de demanda baja de noche. En los escenarios de 2030, la transferencia Sur – Centro presenta valores reducidos en escenarios de demanda alta de día, mientras que en los escenarios de demanda baja de noche presentan valores positivos y elevados.

En el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión más reciente [4] se definen los límites de transmisión del área Norte para escenarios actuales de operación presentados en la Tabla 6. En esta área los límites de los tramos Los Changos-Cumbre y Nueva Pan de Azúcar-Polpaico, debido a la longitud de estas líneas, son impuestos por condiciones de estabilidad dinámica o de regulación de tensión que se presentan ante la falla de un circuito de la misma línea, y por lo tanto, son inferiores a las máximas capacidades térmicas que soportan los conductores, condensadores serie y transformadores de corriente.

Tabla 6. Restricciones actuales en el sistema de transmisión [4].

| Tramo                                       | SS/EE         |          | Límite tramo (MVA) |                   | Causa           |
|---------------------------------------------|---------------|----------|--------------------|-------------------|-----------------|
|                                             | Origen        | Destino  | Operación Normal   | Post-contingencia |                 |
| Changos – Cumbre<br>500 kV C1 y C2          | Changos       | Cumbre   | Norte-Sur<br>1410  | Norte-Sur<br>1430 | Amortiguamiento |
|                                             |               |          | Sur-Norte<br>1780  | Sur-Norte<br>1860 | Reg. Tensión    |
| Nva. P. Azúcar – Polpaico<br>500 kV C1 y C2 | Nva P. Azúcar | Polpaico | Norte-Sur<br>1985  | Norte-Sur<br>1945 | Reg. Tensión    |
|                                             |               |          | Sur-Norte<br>2010  | Sur-Norte<br>2040 | Reg. Tensión    |

En los casos base se verifica que las transferencias de potencia por las líneas Changos – Cumbre 2x500 kV y Nva. P. Azúcar – Polpaico 2x500 kV se encuentran dentro de los límites actuales. En los escenarios de 2025 las transferencias de potencia son compatibles con los valores extremos<sup>1</sup> extraídos por el Coordinador de los escenarios PLP para 2026 [2]. Se verificará en los análisis de la Actividad 2 del

<sup>1</sup> En los casos de 2026 de menor inercia las transferencias en escenarios de día/noche en Parinas – Cumbre 2x500 kV son +500/-1500 MW, y en Nva. P. Azúcar – Polpaico 2x500 kV son +/-1500 MW.

proyecto la factibilidad de operar el sistema con las transferencias de potencia observadas en los casos base desde el punto de vista de la estabilidad transitoria y de la tensión ante contingencias de Severidad 4.

Las fallas de Severidad 6 en líneas AC de 500 kV y en el enlace HVDC son de baja probabilidad de ocurrencia y pueden clasificarse como contingencias extremas de acuerdo a la NTSyCS. Además, la desconexión de ambos circuitos de la línea de 500 kV Parinas – Cumbre implica la separación del sistema en dos áreas no sincrónicas. Considerando el déficit de generación del Norte Grande y las elevadas transferencias de potencia, el análisis de dichas contingencias resulta relativamente complejo y particular, por lo que puede requerir el diseño de planes de defensa específicos. Por lo tanto, se prescinde de su análisis en el presente estudio, que se enfoca en el análisis del control de frecuencia en las condiciones de operación más críticas con elevada probabilidad de ocurrencia.

## 2.3 Penetración de generación estática

La Tabla 7 y la Tabla 8 presentan los niveles de generación sincrónica y estática (conectada a través de inversores de electrónica de potencia) por red del modelo del sistema para los casos base de 2025 y 2030, respectivamente. En dichas tablas se observa lo siguiente:

- Los casos de demanda alta de día (25B1, 25B1a, 30B1 y 30B1a) son los de mayor penetración de generación estática total del sistema. En dichos casos la generación estática se concentra en las redes Norte Grande, Atacama y Coquimbo, en las que la penetración de generación estática se encuentra entre el 82 % y el 100 %.
- La generación estática (eólica) en el Sur (red Araucanía) aumenta en promedio 859 MW de los casos de 2025 a los de 2030. Los casos de 2030 son los que presentan la mayor penetración de generación estática en la red Araucanía.
- En los casos de demanda alta de día la penetración de generación estática total del sistema aumenta del 54 % al 72 % del 2025 al 2030.

Tabla 7. Generación sincrónica y estática por red en los casos base de 2025.

| Red                     | Caso de Estudio |             |           |             |             |           |             |             |           |             |             |           |
|-------------------------|-----------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|
|                         | 25B1            |             |           | 25B1a       |             |           | 25B2        |             |           | 25B2a       |             |           |
|                         | Sinc (MW)       | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   |
| 00-Norte Grande         | 636             | 2898        | 82        | 636         | 2898        | 82        | 859         | 280         | 25        | 859         | 280         | 25        |
| 01-Atacama              | 142             | 1544        | 92        | 142         | 1544        | 92        | 161         | 28          | 15        | 116         | 28          | 19        |
| 02-Coquimbo             | 15              | 1053        | 99        | 15          | 1053        | 99        | 7           | 589         | 99        | 7           | 589         | 99        |
| 03-Chilquinta-Aconcagua | 191             | 243         | 56        | 191         | 243         | 56        | 147         | 0           | 0         | 147         | 0           | 0         |
| 04-Enel Distrib         | 426             | 80          | 16        | 426         | 80          | 16        | 336         | 0           | 0         | 335         | 0           | 0         |
| 05-Colbún               | 643             | 0           | 0         | 643         | 0           | 0         | 590         | 0           | 0         | 590         | 0           | 0         |
| 06-Troncal_Qui-Cha      | 863             | 151         | 15        | 1261        | 151         | 11        | 873         | 20          | 2         | 1163        | 20          | 2         |
| 07-Sist 154 - 66 kV     | 626             | 0           | 0         | 626         | 0           | 0         | 505         | 0           | 0         | 505         | 0           | 0         |
| 08-Charrúa              | 1712            | 41          | 2         | 1299        | 41          | 3         | 1721        | 11          | 1         | 1372        | 11          | 1         |
| 09-Concepción           | 2               | 3           | 62        | 2           | 3           | 62        | 3           | 0           | 9         | 3           | 0           | 9         |
| 10-Araucanía            | 54              | 145         | 73        | 54          | 145         | 73        | 496         | 770         | 61        | 496         | 770         | 61        |
| 11-Araucanía 66 kV      | 116             | 30          | 21        | 116         | 30          | 21        | 144         | 20          | 12        | 144         | 20          | 12        |
| 12-Zona Interc          | 0               | 80          | 100       | 0           | 80          | 100       | 0           | 0           | 0         | 0           | 0           | 0         |
| 12-SIC-SING             | 0               | 125         | 100       | 0           | 125         | 100       | 0           | 372         | 100       | 0           | 372         | 100       |
| <b>Total</b>            | <b>5427</b>     | <b>6393</b> | <b>54</b> | <b>5411</b> | <b>6393</b> | <b>54</b> | <b>5843</b> | <b>2088</b> | <b>26</b> | <b>5737</b> | <b>2088</b> | <b>27</b> |

Tabla 8. Generación sincrónica y estática por red en los casos base de 2030.

| Red                     | Caso de Estudio |             |           |             |             |           |             |             |           |             |             |           |
|-------------------------|-----------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-----------|
|                         | 30B1            |             |           | 30B1a       |             |           | 30B2        |             |           | 30B2a       |             |           |
|                         | Sinc (MW)       | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   | Sinc (MW)   | Est (MW)    | Est (%)   |
| 00-Norte Grande         | 723             | 3580        | 83        | 519         | 3580        | 87        | 1849        | 283         | 13        | 1474        | 137         | 9         |
| 01-Atacama              | 38              | 2344        | 98        | 56          | 2358        | 98        | 89          | 216         | 71        | 89          | 216         | 71        |
| 02-Coquimbo             | 0               | 807         | 100       | 0           | 807         | 100       | 7           | 112         | 94        | 7           | 112         | 94        |
| 03-Chilquinta-Aconcagua | 179             | 162         | 47        | 101         | 162         | 62        | 297         | 0           | 0         | 212         | 0           | 0         |
| 04-Enel Distrib         | 187             | 54          | 22        | 402         | 54          | 12        | 474         | 0           | 0         | 642         | 0           | 0         |
| 05-Colbún               | 262             | 0           | 0         | 187         | 0           | 0         | 385         | 0           | 0         | 427         | 0           | 0         |
| 06-Troncal_Qui-Cha      | 403             | 68          | 14        | 678         | 68          | 9         | 967         | 27          | 3         | 1207        | 27          | 2         |
| 07-Sist 154 - 66 kV     | 281             | 0           | 0         | 299         | 0           | 0         | 541         | 0           | 0         | 635         | 0           | 0         |
| 08-Charrúa              | 772             | 97          | 11        | 652         | 97          | 13        | 1533        | 284         | 16        | 1751        | 284         | 14        |
| 09-Concepción           | 23              | 3           | 11        | 59          | 3           | 5         | 58          | 3           | 5         | 58          | 3           | 5         |
| 10-Araucanía            | 374             | 1129        | 75        | 257         | 1132        | 82        | 413         | 1502        | 78        | 303         | 1502        | 83        |
| 11-Araucanía 66 kV      | 102             | 26          | 20        | 107         | 26          | 20        | 72          | 29          | 29        | 72          | 29          | 29        |
| 12-Zona Interc          | 0               | 31          | 100       | 0           | 31          | 100       | 0           | 0           | 0         | 0           | 0           | 0         |
| 12-SIC-SING             | 60              | 628         | 91        | 60          | 628         | 91        | 0           | 28          | 100       | 0           | 28          | 100       |
| <b>Total</b>            | <b>3404</b>     | <b>8927</b> | <b>72</b> | <b>3377</b> | <b>8944</b> | <b>73</b> | <b>6683</b> | <b>2483</b> | <b>27</b> | <b>6876</b> | <b>2337</b> | <b>25</b> |

Sinc: generación sincrónica incluyendo los generadores eólicos asincrónicos  
 Est: generación estática conectada a través de convertidores de potencia

### 3 Estabilidad de la frecuencia

El objetivo de esta actividad es evaluar la estabilidad de la frecuencia del SEN para distintas combinaciones de valores de inercia y distribución de la reserva para CPF en distintos grupos de unidades generadoras. Se determinan los requerimientos mínimos para que el comportamiento dinámico del sistema resulte satisfactorio frente a condiciones de exigencia operativa definidas tanto por los puntos de operación como por las perturbaciones seleccionadas.

Este análisis es complementario al análisis dinámico de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 ya que en las zonas con elevada penetración de generación ERV conectada a través de convertidores de electrónica de potencia podrían superponerse los transitorios de ángulo rotórico de generadores sincrónicos y frecuencia del sistema con los de las tensiones del sistema de transmisión.

#### 3.1 Metodología

Se analizaron en detalle las contingencias identificadas como las más críticas para el desarrollo de este estudio y la topología futura prevista para el sistema, en consistencia con la metodología de parametrización del requerimiento de inercia y CPF definida por el Coordinador en el marco de los estudios por el nuevo régimen de servicios complementarios (SSCC) [5] [6].

Las contingencias analizadas se describen en la siguiente tabla.

Tabla 9. Contingencias de severidad 5 analizadas.

| #   | Generador          | Comentario                                           |
|-----|--------------------|------------------------------------------------------|
| 23a | IEM <sup>2</sup>   | Unidad con despacho más elevado en el Norte Grande   |
| 23b | U16                | Unidad con mayor inercia en el Norte Grande          |
| 24a | Santa María        | Unidades con despachos más elevados en el Centro-Sur |
| 24b | Ralco U2           |                                                      |
| 24c | Pehuenche U1       |                                                      |
| 24d | San Isidro 2 TV+TG | Central con mayor inercia en el Centro-Sur           |

Para evaluar la contribución del CPF a la reducción de la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia en los estados estacionario y transitorio, se determinaron los siguientes requerimientos de aporte de reservas para CPF:

<sup>2</sup> Se considera la reconversión de IEM de carbón a GNL en 2025, la potencia máxima a GNL siendo 300 MW.



- A los 10 segundos luego de la perturbación con el fin de evitar la activación del primer escalón del esquema de desconexión automática de carga (EDAC), que se ajusta en 48,9 Hz.
- En estado estacionario luego de extinguido el transitorio producido por la perturbación para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 Hz.

Fueron considerados tiempos de simulación de 120 segundos y la contingencia se aplicó en  $t = 0$  s. Esto se realiza para contemplar los tiempos de establecimiento exigidos para unidades hidroeléctricas en el Artículo 3-17 de la NTSyCS.

Se buscó obtener una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho de generación. Esta respuesta crítica de la frecuencia cumple con los siguientes criterios.

- 48,9Hz < Frecuencia mínima < 49,0Hz
- 49,3Hz < Frecuencia permanente

Se analizaron los siguientes grupos de casos:

- **Casos base:** se simuló el disparo, de a uno por vez, de los generadores de mayor despacho en las áreas Norte y Centro-Sur del sistema. Se analizaron escenarios específicos en los que se forzó el despacho máximo de la U16 en el Norte y del CC San Isidro 2 en el Centro. El análisis de estos escenarios permite evaluar la suficiencia de recursos para CPF en escenarios típicos de operación extraídos de los escenarios PLP seleccionados por el Coordinador.
- **Variación de la inercia:** se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. Se consideraron los siguientes criterios:
  - Los generadores sincrónicos que se sacaron de servicio pertenecen en general al área Norte, y se priorizaron aquellos planificados para retiro o reconversión.
  - Para la resolución del flujo de potencia se definió un control secundario de frecuencia que distribuye el balance del sistema entre los generadores estáticos de acuerdo a su despacho<sup>3</sup>. De esta forma, los generadores que presentan mayor recurso primario en el escenario de estudio son los que más aumentan su potencia para compensar las variaciones en la generación sincrónica, respetando sus potencias máximas admisibles.
  - Para la resolución del flujo de potencia se consideró que los generadores estáticos operan controlando sus tensiones terminales. Esto es necesario para ajustar automáticamente el perfil de tensión luego de introducir variaciones importantes en el despacho de generación. Este supuesto y la necesidad de control de tensión/potencia reactiva se analizará en detalle en la Actividad 2.

---

<sup>3</sup> El control secundario se define sólo a los efectos de distribuir la responsabilidad del balance del sistema para la resolución del flujo de cargas. Para ello, se escoge la opción "*According to Secondary Control*" en el parámetro "*Active Power Control*" del comando de flujo de cargas de PowerFactory. Dicho control secundario no opera en las simulaciones dinámicas para controlar la frecuencia.

Los grupos de unidades que participan del control de frecuencia comprenden combinaciones de unidades con distinta velocidad de cambio de potencia en el rango de los segundos, para recuperar las pérdidas de generación en el sistema. Como referencia se consideraron inicialmente que participan del CPF los grupos de unidades definidos en el Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024 [7], los que fueron modificados en función de la evolución del parque de generación en los escenarios de estudio.

En la BD PowerFactory se creó un caso de estudio por cada condición analizada. Un caso de estudio define la contingencia y el escenario de operación a analizar. En el escenario de operación se define el nivel de demanda y compensación de potencia reactiva, despacho de generación y posición de interruptores y topes de transformadores y compensadores *shunt*. Adicionalmente, en el escenario de operación se especifica el estado (en servicio/fuera de servicio) de los elementos y sus controladores. Por lo tanto, se creó un escenario de operación adicional cuando se modifica el despacho de generación o se habilitan/deshabilitan controles de potencia-frecuencia de unidades de generación.

Se describen en el Anexo F de la Sección 6.6 los casos de estudio analizados e incluidos en la BD que forma parte de los entregables del proyecto.

Se asumió que los modelos dinámicos de las unidades sincrónicas de generación existentes representadas en la base de datos PowerFactory han sido homologados contra ensayos en campo, es decir que las unidades cuyos modelos dinámicos proporcionan control de frecuencia, efectivamente pueden hacerlo en la realidad. No se modificó el modo de control de tensión o de potencia reactiva de los modelos dinámicos de los generadores ERV.

## 3.2 Inercia Mínima ante Contingencias de Generación

Se busca determinar si es pertinente establecer requerimientos mínimos de inercia para el SEN, para efectos de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC ante contingencias simples de generación. La Tabla 10 presenta para los casos base las tasas de cambio de frecuencia (RoCoF) ante una contingencia de Severidad 5 en la que se desconecta el CC San Isidro U2 (inercia 3,4 GVAs y despacho 397,8 MW). Los valores de ROCOF se calculan mediante la siguiente expresión:

$$ROCOF = \frac{-\Delta P_{desbalance}}{2H_{Sistema(postcontingencia)}} \times f_{nominal}$$

La mayor magnitud para el ROCOF es de -0,357 Hz/s. Luego, en los escenarios base del estudio no se alcanza la tasa de caída -2 Hz/s que corresponde al límite de la tasa de cambio de la frecuencia establecida el Artículo 3-17 de la NT SSCC para la determinación de los requerimientos de inercia. Tampoco se alcanza la tasa de -0,6 Hz/s asociada a los escalones activados por tasa de variación de la frecuencia del EDAC. La inercia mínima postcontingencia requerida para evitar la activación del EDAC corresponde aproximadamente a 16,5 GVAs y la inercia mínima prevista excede ampliamente dichos montos.

Tabla 10: Tasa de cambio de la frecuencia teórica en los escenarios base de estudio.

| Caso  | Generación |              | Inercia (GVAs) | RoCoF (Hz/s) |
|-------|------------|--------------|----------------|--------------|
|       | Total (MW) | Estática (%) |                |              |
| 25B1  | 11819,6    | 54,1         | 31,3           | -0,357       |
| 25B2  | 7931,1     | 26,3         | 33,8           | -0,327       |
| 30B1  | 12331,1    | 72,4         | 38,9           | -0,28        |
| 30B2  | 9166,1     | 27,1         | 53,5           | -0,198       |
| 25B1a | 11804,1    | 54,2         | 32             | -0,347       |
| 25B2a | 7825,2     | 26,7         | 36,3           | -0,302       |
| 30B1a | 12321,3    | 72,6         | 32,4           | -0,343       |
| 30B2a | 9212,8     | 25,4         | 37,8           | -0,289       |

### 3.3 Escenario 1 de 2025 (demanda alta de día)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda alta de día de 2025.

#### 3.3.1 Casos Base

Se simuló las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Santa María (inercia 1,9 GVAs y despacho 380 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 188 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 25B1 se creó el escenario 25F1a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF (Guacolda U3, ANG2, ANG1, Antuco U1, Pangué U1 y U2, Ralco U1 y U2) que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Adicionalmente, partiendo del escenario 25F1 se crearon los escenarios adicionales 25F1c y 25F1d en los que se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 397,8 MW e inercia 3,4 GVAs) y de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs), respectivamente. En ambos casos se aumentó el despacho de Antuco U2 (no participa del CPF) para que Ralco U1 presente un despacho similar al del escenario 25B1.

### 3.3.1.1 Resumen de resultados

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

En todos los casos se consideró el siguiente grupo de unidades participando del CPF: Pangué U1 y U2, Antuco U1, Ralco U1 y U2, Guacolda U3, ANG1 y ANG2.

La Tabla 11 resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema medida en Alto Jahuel 500 kV. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 203,6 MW y 241,3 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,95 Hz (a los 8.6 s) y 49,31 Hz, respectivamente.

Tabla 11. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos de demanda alta de día de 2025.

| Caso  | Escenario | Generador desconectado |                |         | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) |       | Frecuencia |          |           |
|-------|-----------|------------------------|----------------|---------|-----------------|-----------|-----------------|-------|------------|----------|-----------|
|       |           | Nombre                 | Inercia (GVAs) | PO (MW) | Inercia* (GVAs) | Gen, (MW) | @10s            | @120s | Fmin (Hz)  | Tmin (s) | Ffin (Hz) |
| 25F1a | 25F1a     | Santa María            | 1,9            | 381     | 31,3            | 11820     | 197,4           | 231,6 | 48,97      | 8,83     | 49,31     |
| 25F1b | 25F1a     | IEM                    | 2,0            | 188     | 31,3            | 11820     | 87,2            | 119,2 | 49,53      | 8,84     | 49,76     |
| 25F1c | 25F1c     | San Isidro U2          | 3,4            | 398     | 32,8            | 11802     | 203,2           | 241,3 | 48,96      | 8,77     | 49,33     |
| 25F1d | 25F1d     | U16                    | 3,1            | 400     | 32,4            | 11877     | 183             | 223,8 | 49,07      | 8,7      | 49,44     |
| 25B1a | 25B1a     | San Isidro U2          | 3,5            | 398     | 32              | 11804     | 203,6           | 238,2 | 48,95      | 8,6      | 49,32     |

(\*) Antes de la contingencia.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

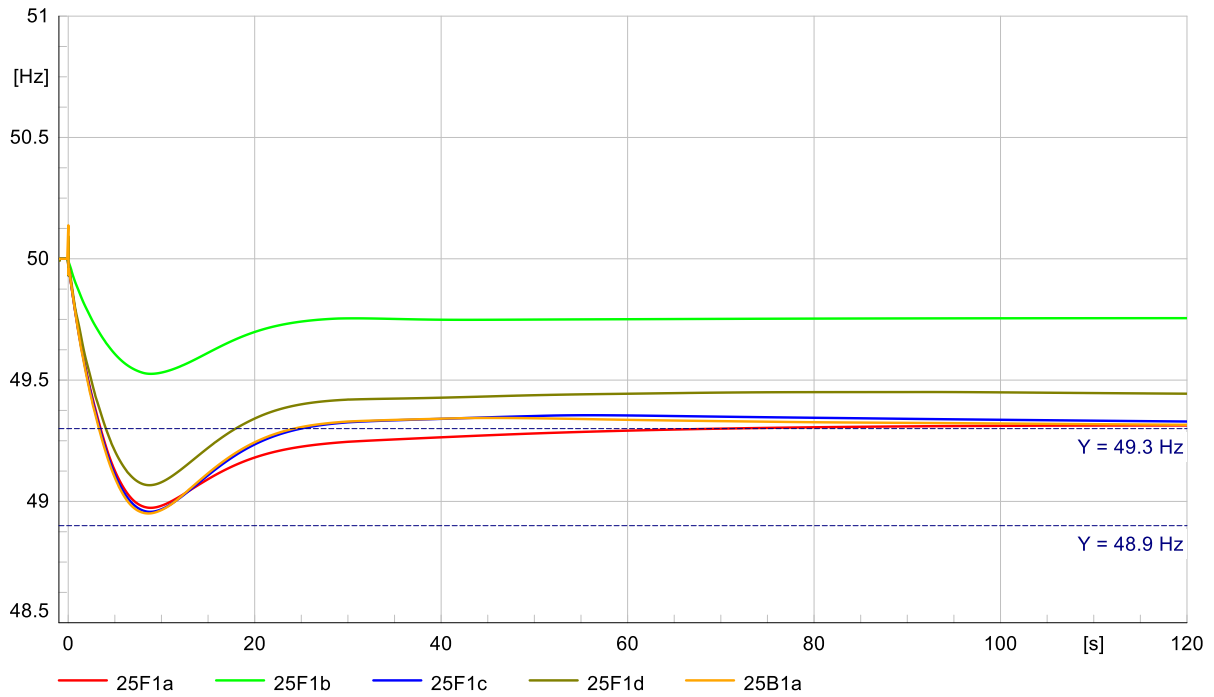


Figura 1. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los escenarios de demanda alta de día de 2025.

### 3.3.1.2 Desconexión de San Isidro 2

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de las unidades de San Isidro 2 (inercia 3,4 GVA.s y despacho 397,38 MW) en el Caso 25B1a.

La Figura 2 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,95 Hz a los 8,6 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,34 Hz.

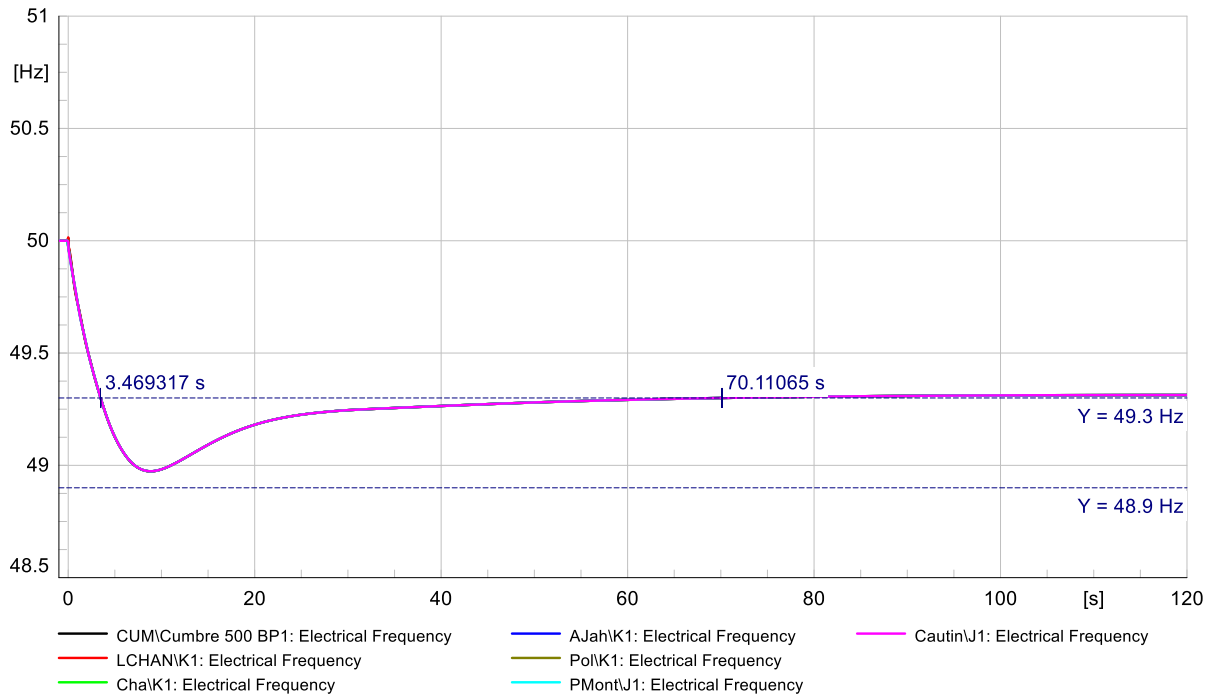


Figura 2. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en el Caso 25B1a.

La Figura 3 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de San Isidro 2 (398 MW) en el Caso 25B1a.

| Unidad                    | Generación (MW) |          |              |          |              |
|---------------------------|-----------------|----------|--------------|----------|--------------|
|                           | Inicial (t=0s)  | t = 10s  |              | t = 120s |              |
|                           |                 | Medición | Aporte CPF   | Medición | Aporte CPF   |
| Guacolda U3               | 45              | 48,8     | 3,8          | 49,5     | 4,5          |
| ANG1                      | 121,7           | 151,1    | 29,4         | 130,4    | 8,7          |
| ANG2                      | 121,7           | 151,1    | 29,4         | 130,4    | 8,7          |
| Antuco U1                 | 86              | 127,5    | 41,5         | 159,5    | 73,5         |
| Pangue U1                 | 219,9           | 226,7    | 6,7          | 228,2    | 8,3          |
| Pangue U2                 | 219,9           | 231,6    | 11,7         | 238,5    | 18,5         |
| Ralco U1                  | 311,8           | 352,9    | 41,1         | 386      | 74,2         |
| Ralco U2                  | 345             | 385      | 40           | 386,8    | 41,8         |
| <b>Total</b>              |                 |          | <b>203,6</b> |          | <b>238,2</b> |
| <b>Total Norte Grande</b> |                 |          | <b>58,9</b>  |          | <b>17,3</b>  |

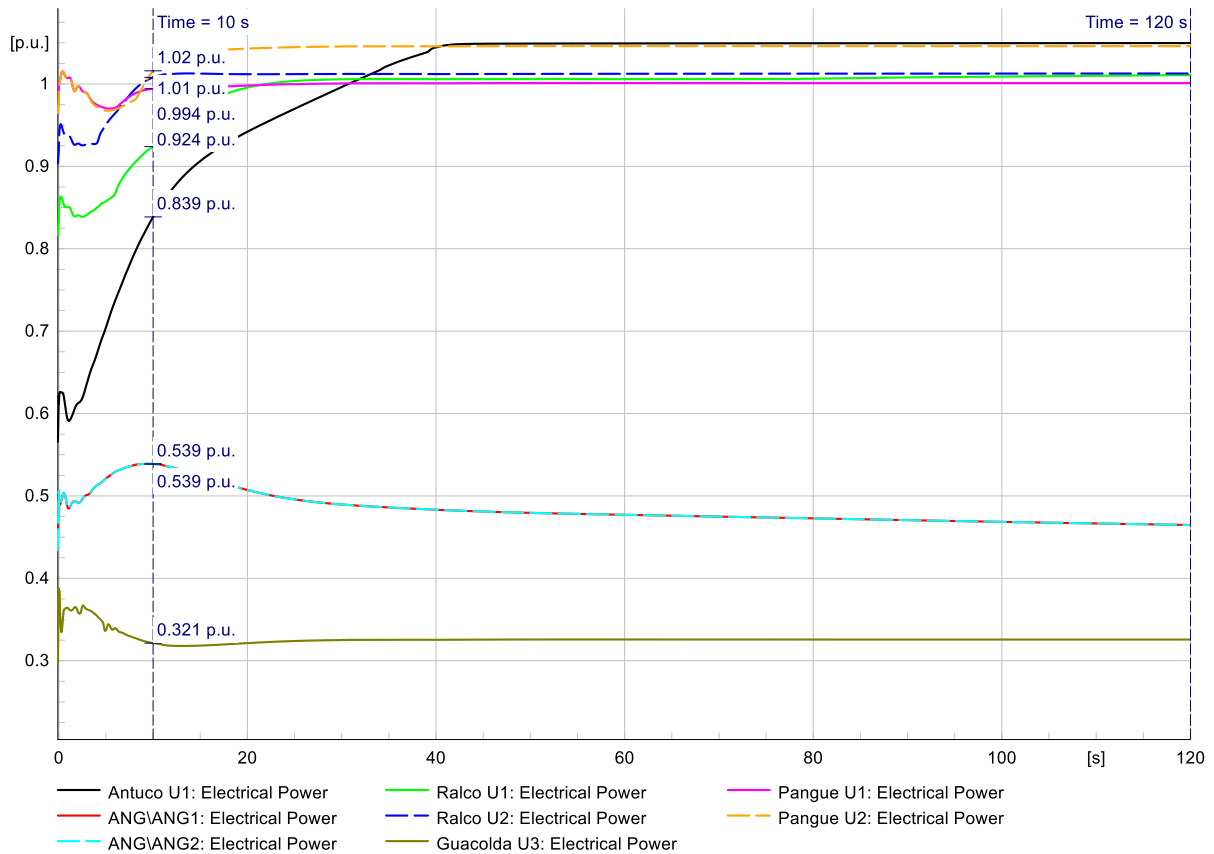


Figura 3. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de San Isidro 2 en el Caso 25B1a.

La Figura 4 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la Tabla 13.

Tabla 13. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de Santa María (380 MW) en el Caso 25B1a.

| Cantidad          | Potencia activa total (MW) |         |           |          |           |
|-------------------|----------------------------|---------|-----------|----------|-----------|
|                   | Inicial<br>(t = 0s)        | t = 10s |           | t = 120s |           |
|                   |                            | Total   | Variación | Total    | Variación |
| Generación        | 11804                      | 11597   | -208      | 11634    | -170      |
| Demanda           | 11334                      | 11115   | -219      | 11152    | -182      |
| Pérdidas          | 470                        | 482     | 12        | 483      | 13        |
| Potencia turbinas | 5399                       | 5211    | -188      | 5239     | -160      |

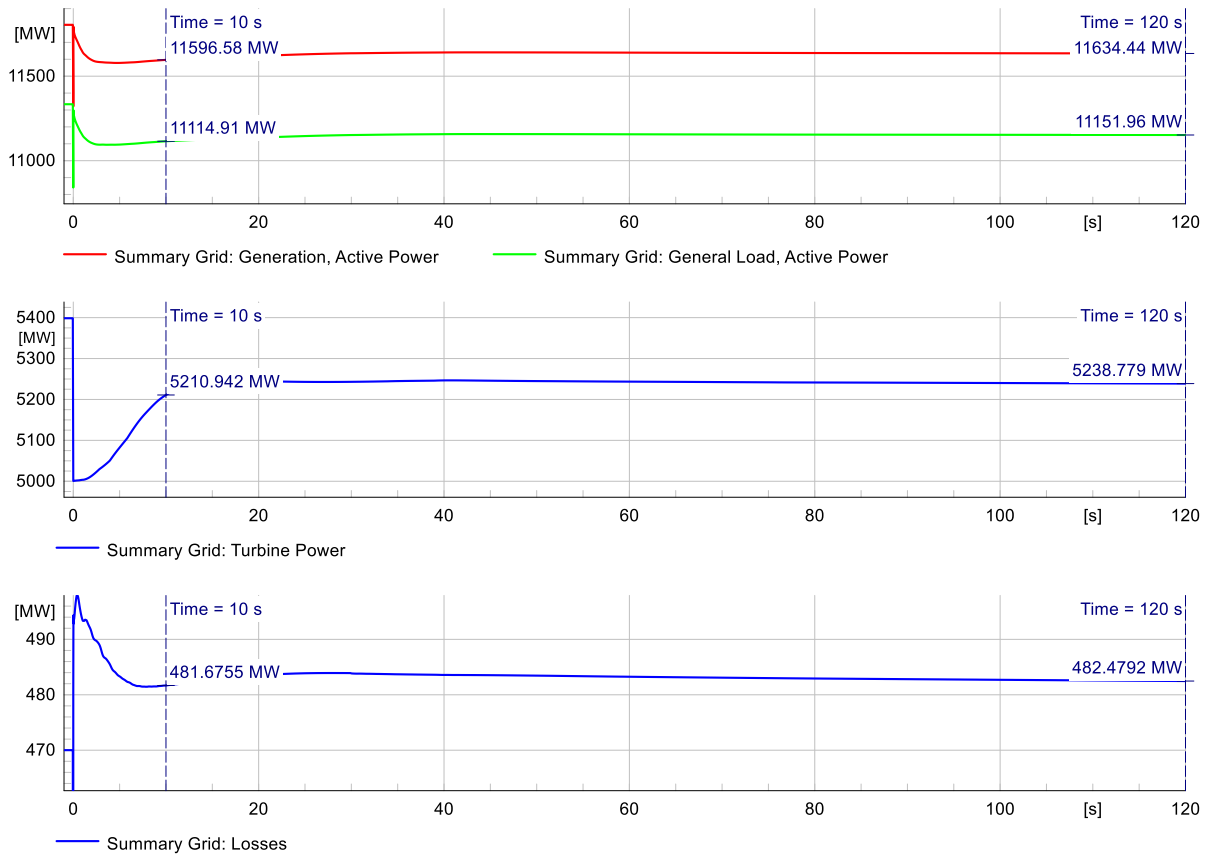


Figura 4. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de San Isidro 2 (398 MW) en el Caso 25B1a.

### 3.3.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 25F1c se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 14 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida. En el Caso 25F1c43 se sacan de servicio las unidades Pehuenche 1 y 2 y es el de menor inercia sistémica (25,88 GVAs) sin condensadores sincrónicos adicionales.

En los Casos 25F1c41 (3,2 GVAs en el Norte Grande) y 25F1c51 (2,6 GVAs en el Norte Grande) se observa la inestabilidad de las tensiones del sistema incluso antes de implantar la contingencia, como muestra la Figura 5. Dichas inestabilidades se eliminan en los Casos 25F1c42 y 25F1c52 en los que se dejan en servicio las unidades de las centrales Angamos y Cochran operando como condensadores sincrónicos (despacho de potencia activa nula y controlando la tensión terminal) y la inercia del Norte Grande es de 5,8 GVAs. Se analizará en la Actividad 2 de este proyecto la posibilidad de adoptar una estrategia alternativa de control de tensión en reemplazo de los condensadores sincrónicos.



Tabla 14. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 1 de 2025.

| Caso    | Htotal (GVAs) | Fuera de servicio |        |          |       |          | Comentario                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------|---------------|-------------------|--------|----------|-------|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|         |               | Unidad            | P (MW) | Sb (MVA) | H (s) | H (GVAs) |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c   | 32,80         | -                 | -      | -        | -     | -        | Escenario con la misma inercia que el caso base 25B1.                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 25F1c2  | 30,78         | IEM               | 188    | 442      | 4,55  | 2,01     | Partiendo del Caso 25F1c se redespachan las unidades de las centrales Ralco, Pangue y Antuco.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                                   |
| 25F1c3  | 28,20         | Guac U3           | 45     | 179      | 4,95  | 0,89     | Se parte del Caso 25F1c2.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                                                                                                       |
|         |               | Guac U4           | 38     | 179      | 4,95  | 0,89     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|         |               | Guac U5           | 56     | 181      | 4,48  | 0,81     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c41 | 25,65         | CCH1              | 85     | 330      | 3,9   | 1,27     | Se parte del Caso 25F1c3.<br>Para la resolución del flujo los generadores estáticos operan controlando tensión.<br>Se ajustan los límites máximos de despacho de generadores estáticos para que inicialicen correctamente.<br>El sistema resulta inestable en tensión antes de implantar la contingencia. |
|         |               | CCH2              | 85     | 330      | 3,9   | 1,27     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c42 | 28,20         | CCH1 **           | 85     | 330      | 3,9   | 1,27     | Se parte del Caso 25F1c41. Las unidades CCH1 y CCH2 dejan en servicio operando como condensadores sincrónicos.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                  |
|         |               | CCH2 **           | 85     | 330      | 3,9   | 1,27     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c43 | 25,88         | Peh 1             | 274    | 290      | 4     | 1,16     | Se parte del Caso 25F1c3.<br>Para la resolución del flujo los generadores estáticos operan controlando tensión <sup>4</sup> .<br>Se ajustan los límites máximos de despacho de generadores estáticos para que inicialicen correctamente.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                        |
|         |               | Peh 2             | 274    | 290      | 4     | 1,16     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c51 | 25,04         | ANG1              | 121,7  | 330      | 4,8   | 1,58     | Caso de partida: 25F1c42.<br>Ralco 1 y 2, y Pangue 1 y 2 se despachan al 80% de sus P <sub>din</sub> máx.<br>Se aumenta el despacho de Antuco 1 y 2 en 63 MW en total.<br>Se observa la inestabilidad en tensión del sistema antes de la perturbación.                                                    |
|         |               | ANG2              | 121,7  | 330      | 4,8   | 1,58     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 25F1c52 | 28,20         | ANG1 **           | 121,7  | 330      | 4,8   | 1,58     | Partiendo del Caso 25F1c51 se dejan en servicio las unidades ANG1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                               |
|         |               | ANG2 **           | 121,7  | 330      | 4,8   | 1,58     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |

(\*) Antes de la perturbación.

(\*\*) Operando como condensadores sincrónicos.

<sup>4</sup> El control de tensión se utilizó solo en el flujo de cargas (no en las simulaciones RMS) para recalculer la consigna de potencia reactiva de salida de la unidad. Esto no afecta el modo de control de los modelos dinámicos considerados en las simulaciones en el dominio del tiempo.

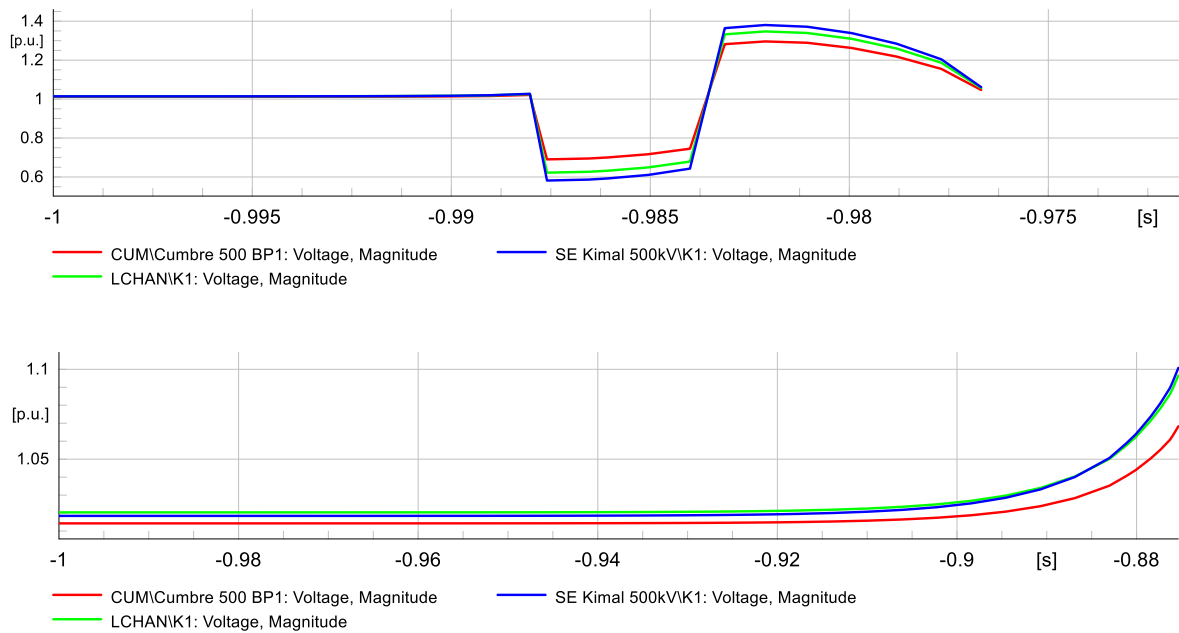


Figura 5. Tensiones en el Norte Grande antes de las contingencias en los Casos 25F1c41 (arriba) y Casos 25F1c51 (abajo) sin condensadores sincrónicos.

La Tabla 15 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 25F1c43. La generación en base a carbón consiste en las unidades de las centrales Cochrane y Angamos, y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 25B1. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base.

Tabla 15. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 25F1c43.

| Red                            | Generación (MW) por Recurso Primario |             |          |            |            |             |           |           | Total (MW)   |
|--------------------------------|--------------------------------------|-------------|----------|------------|------------|-------------|-----------|-----------|--------------|
|                                | PV                                   | Eól         | Biogas   | Carbón     | Gas        | Hidro       | Oil       | Geot.     |              |
| 00-Norte Grande                | 2691                                 | 584         | 0        | 413        | 0          | 5           | 0         | 18        | 3711         |
| 01-Atacama                     | 1744                                 | 25          | 0        | 0          | 0          | 5           | 0         | 0         | 1774         |
| 02-Coquimbo                    | 751                                  | 407         | 0        | 0          | 0          | 5           | 0         | 0         | 1163         |
| 03-Chilquinta-Aconcagua        | 268                                  | 0           | 0        | 0          | 0          | 191         | 0         | 0         | 459          |
| 04-Enel Distribución           | 91                                   | 0           | 0        | 0          | 15         | 415         | 0         | 0         | 521          |
| 05-Colbún                      | 0                                    | 0           | 0        | 0          | 0          | 643         | 0         | 0         | 643          |
| 06-Troncal_Qui-Cha             | 139                                  | 33          | 0        | 0          | 398        | 315         | 0         | 0         | 885          |
| 07-Sistema154 - 66 kV (Centro) | 0                                    | 0           | 0        | 0          | 38         | 585         | 3         | 0         | 626          |
| 08-Charrúa                     | 0                                    | 45          | 4        | 0          | 0          | 1383        | 3         | 0         | 1436         |
| 09-Concepción                  | 0                                    | 3           | 0        | 0          | 0          | 0           | 0         | 0         | 3            |
| 10-Araucanía                   | 0                                    | 166         | 0        | 0          | 0          | 62          | 0         | 0         | 228          |
| 11-Araucanía 66 kV             | 0                                    | 35          | 0        | 0          | 13         | 106         | 3         | 0         | 157          |
| 12-SIC-SING                    | 15                                   | 128         | 0        | 0          | 0          | 0           | 0         | 0         | 143          |
| 12-Zona Interconexión          | 91                                   | 0           | 0        | 0          | 0          | 0           | 0         | 0         | 91           |
| <b>Total</b>                   | <b>5791</b>                          | <b>1426</b> | <b>4</b> | <b>413</b> | <b>463</b> | <b>3715</b> | <b>10</b> | <b>18</b> | <b>11840</b> |

La Tabla 16 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 25F1c43. La inercia del Norte Grande es comparable con la del Centro y la del Sur, y es provista principalmente por las centrales Angamos y Cochrane.

Tabla 16. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 25F1c43.

| Red                            | Inercia (MVAs) por Recurso Primario |             |             |              |            |           | Total (MVAs) |
|--------------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|--------------|------------|-----------|--------------|
|                                | Biogas                              | Carbón      | Gas         | Hidro        | Oil        | Geot.     |              |
| 00-Norte Grande                | 0                                   | 5716        | 0           | 47           | 0          | 45        | 5807         |
| 01-Atacama                     | 0                                   | 0           | 0           | 2            | 0          | 0         | 2            |
| 02-Coquimbo                    | 0                                   | 0           | 0           | 38           | 0          | 0         | 38           |
| 03-Chilquinta-Aconcagua        | 0                                   | 0           | 0           | 526          | 0          | 0         | 526          |
| 04-Enel Distribución           | 0                                   | 0           | 31          | 2340         | 0          | 0         | 2372         |
| 05-Colbún                      | 0                                   | 0           | 0           | 2354         | 0          | 0         | 2354         |
| 06-Troncal_Qui-Cha             | 0                                   | 0           | 3426        | 1329         | 0          | 0         | 4755         |
| 07-Sistema154 - 66 kV (Centro) | 0                                   | 0           | 259         | 2553         | 120        | 0         | 2932         |
| 08-Charrúa                     | 40                                  | 0           | 0           | 6152         | 2          | 0         | 6194         |
| 09-Concepción                  | 0                                   | 0           | 0           | 0            | 0          | 0         | 0            |
| 10-Araucanía                   | 0                                   | 0           | 0           | 322          | 0          | 0         | 322          |
| 11-Araucanía 66 kV             | 0                                   | 0           | 96          | 474          | 5          | 0         | 575          |
| <b>Total</b>                   | <b>40</b>                           | <b>5716</b> | <b>3812</b> | <b>16137</b> | <b>127</b> | <b>45</b> | <b>25876</b> |

La Figura 6 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 7 y la Figura 8 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la Tabla 17. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

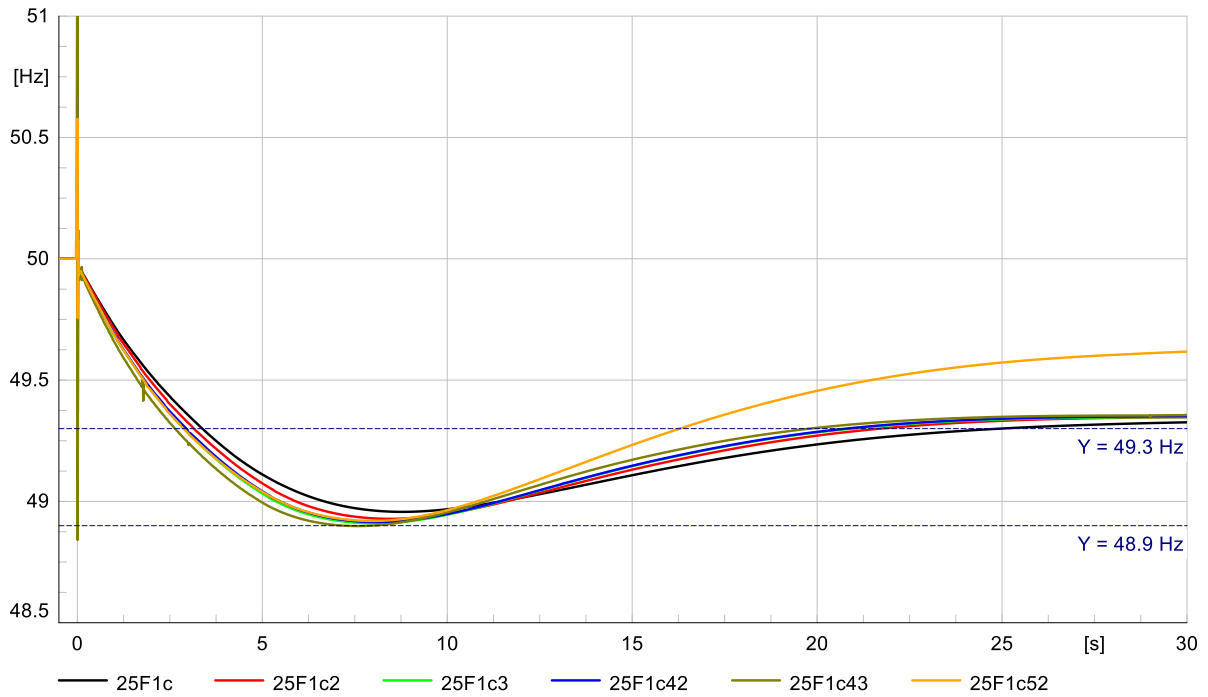


Figura 6. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda alta de día de 2025 con distinta inercia.

Tabla 17. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en casos de demanda alta de 2025 con distinta inercia.

| Caso    | Escenario | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) | Frecuencia |          |
|---------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|------------|----------|
|         |           | Inercia* (GVAs) | Gen, (MW) | @10s            | Fmin (Hz)  | Tmin (s) |
| 25B1a   | 25B1a     | 32              | 11804     | 203,6           | 48,95      | 8,60     |
| 25F1c   | 25F1c     | 32,8            | 11802     | 203,2           | 48,96      | 8,77     |
| 25F1c2  | 25F1c2    | 30,8            | 11793     | 206,9           | 48,93      | 8,45     |
| 25F1c3  | 25F1c3    | 28,2            | 11796     | 210,9           | 48,91      | 8,04     |
| 25F1c42 | 25F1c42   | 28,2            | 11795     | 209,7           | 48,91      | 8,10     |
| 25F1c43 | 25F1c43   | 25,9            | 11865     | 229,7           | 48,97      | 7,00     |
| 25F1c52 | 25F1c52   | 28,2            | 11822     | 213,9           | 48,92      | 7,96     |

(\*) Antes de la contingencia

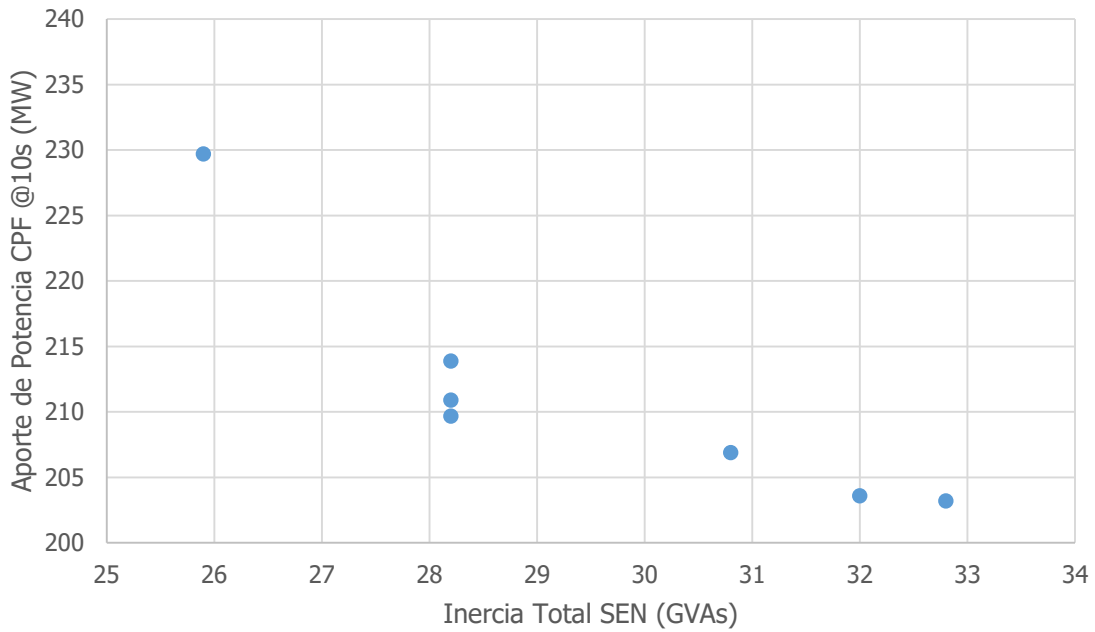


Figura 7. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2025.

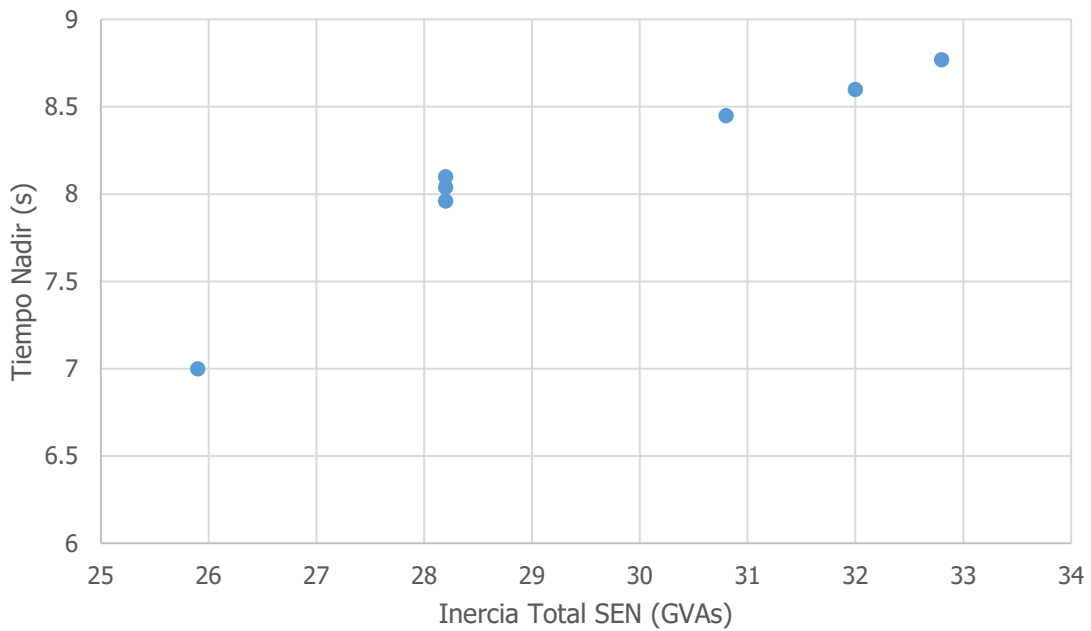


Figura 8. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2025.

### 3.4 Escenario 2 de 2025 (demanda baja de noche)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda baja de noche de 2025.

#### 3.4.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Ralco 2 (inercia 1,2 GVAs y despacho 357,3 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 187,5 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 25B2 se creó el escenario 25F2a en el que se minimizó la cantidad de unidades que participan del CPF de modo de alcanzar un desempeño aceptable de la frecuencia ante el disparo de Ralco 2. Las unidades que participan del CPF se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Adicionalmente, partiendo del escenario 25F2a se crearon los escenarios adicionales 25F2b y 25F2c en los que se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 387,7 MW e inercia 3 GVAs) y de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs), respectivamente. En ambos casos:

- Se redujo el despacho y se incorporaron al CPF las unidades de Pehuenche 1 y 2, Pangué 1 y 2, y Ralco 1 y 2.
- Se conectó el reactor Los Changos 500 kV (175 MVar).

##### 3.4.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

Tabla 18. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos de demanda baja de noche de 2025.

| Caso  | Escenario | Generador desconectado |                |         | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) |       | Frecuencia |          |           |
|-------|-----------|------------------------|----------------|---------|-----------------|-----------|-----------------|-------|------------|----------|-----------|
|       |           | Nombre                 | Inercia (GVAs) | P0 (MW) | Inercia* (GVAs) | Gen. (MW) | @10s            | @120s | Fmin (Hz)  | Tmin (s) | Ffin (Hz) |
| 25F2a | 25F2a     | Ralco U2               | 1,2            | 357,3   | 33,8            | 7934      | 194             | 252,4 | 49,01      | 10,27    | 49,45     |
| 25F2b | 25F2b     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 36,3            | 7886      | 339             | 366,4 | 49,06      | 7,04     | 49,65     |
| 25F2c | 25F2c     | U16                    | 3,1            | 400,0   | 35,9            | 7825      | 373,9           | 405,3 | 48,96      | 6,96     | 49,61     |
| 25F2d | 25F2a     | IEM                    | 2,0            | 187,5   | 33,8            | 7934      | 125,2           | 174,5 | 49,3       | 10,25    | 49,64     |
| 25B2a | 25B2a     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 36,3            | 7828      | 267,2           | 304,5 | 48,93      | 8,01     | 49,34     |

(\*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 374 MW y 405 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,93 Hz y 49,34 Hz, respectivamente.

El Caso 25F2c en el que se dispara la U16 es el más crítico ya que requiere un aporte de potencia inicial elevado por parte de las unidades que participan del CPF para contener el nadir de frecuencia. En dicho caso el nadir de frecuencia se produce en un tiempo (6,96 s) inferior al Tiempo Total de Activación del servicio de 10 s.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC, y además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

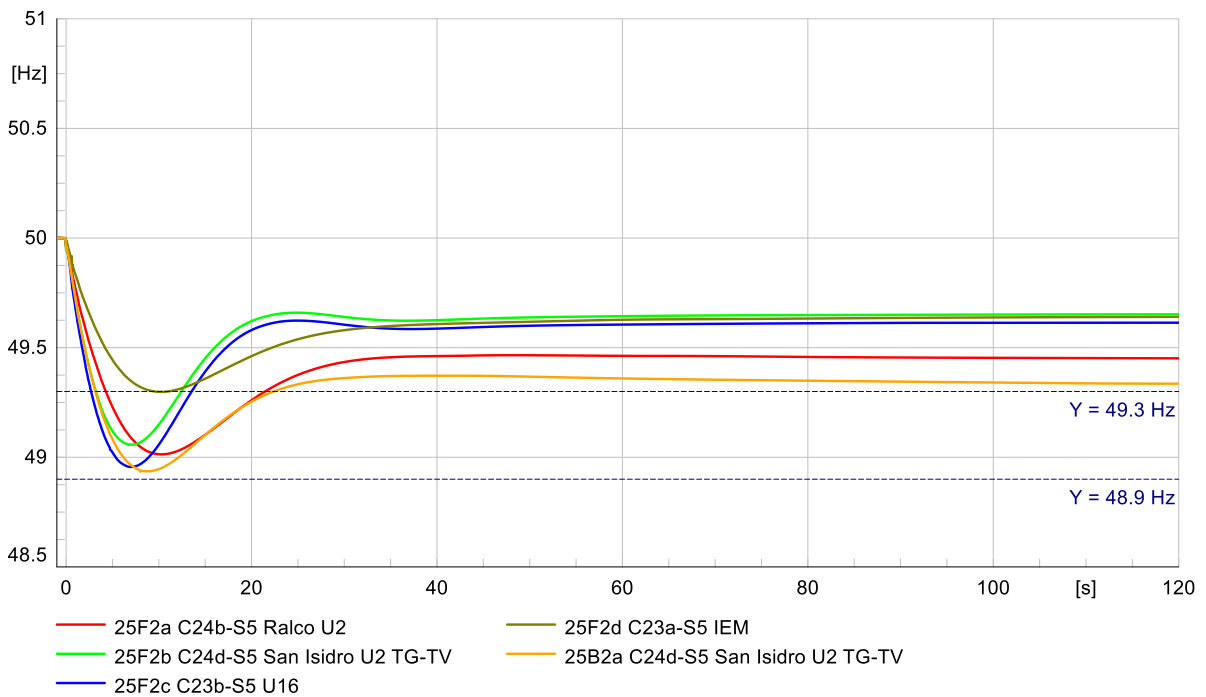


Figura 9. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 2 de 2025.

### 3.4.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVA y despacho 400 MW) en el Caso 25F2c.

La Figura 10 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,93 Hz a los 6,8 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,61 Hz.

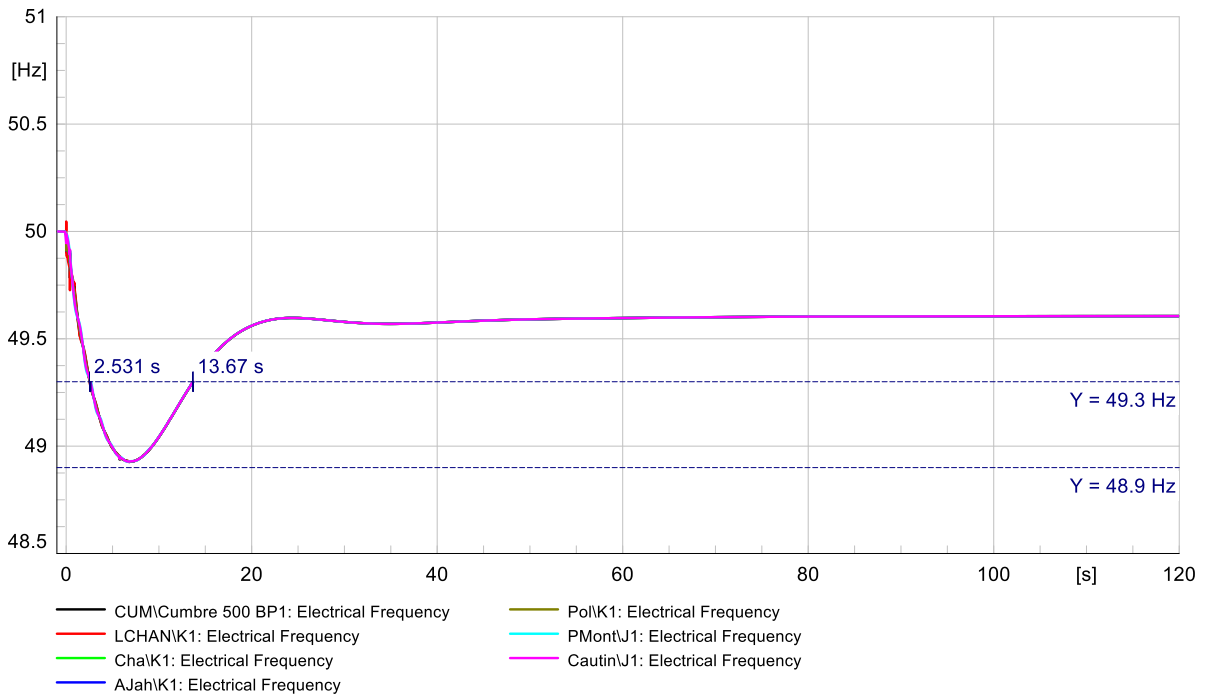


Figura 10. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

La Figura 11 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 19.

La Figura 12 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la Tabla 20.



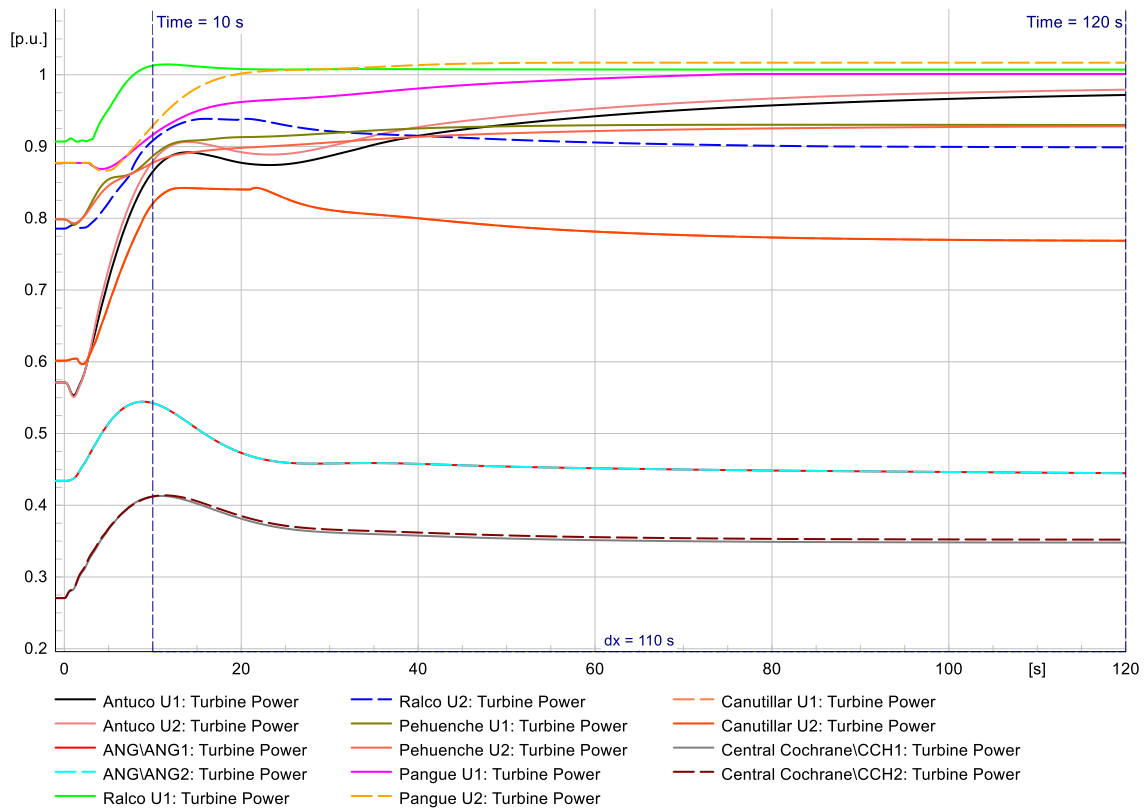


Figura 11. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c

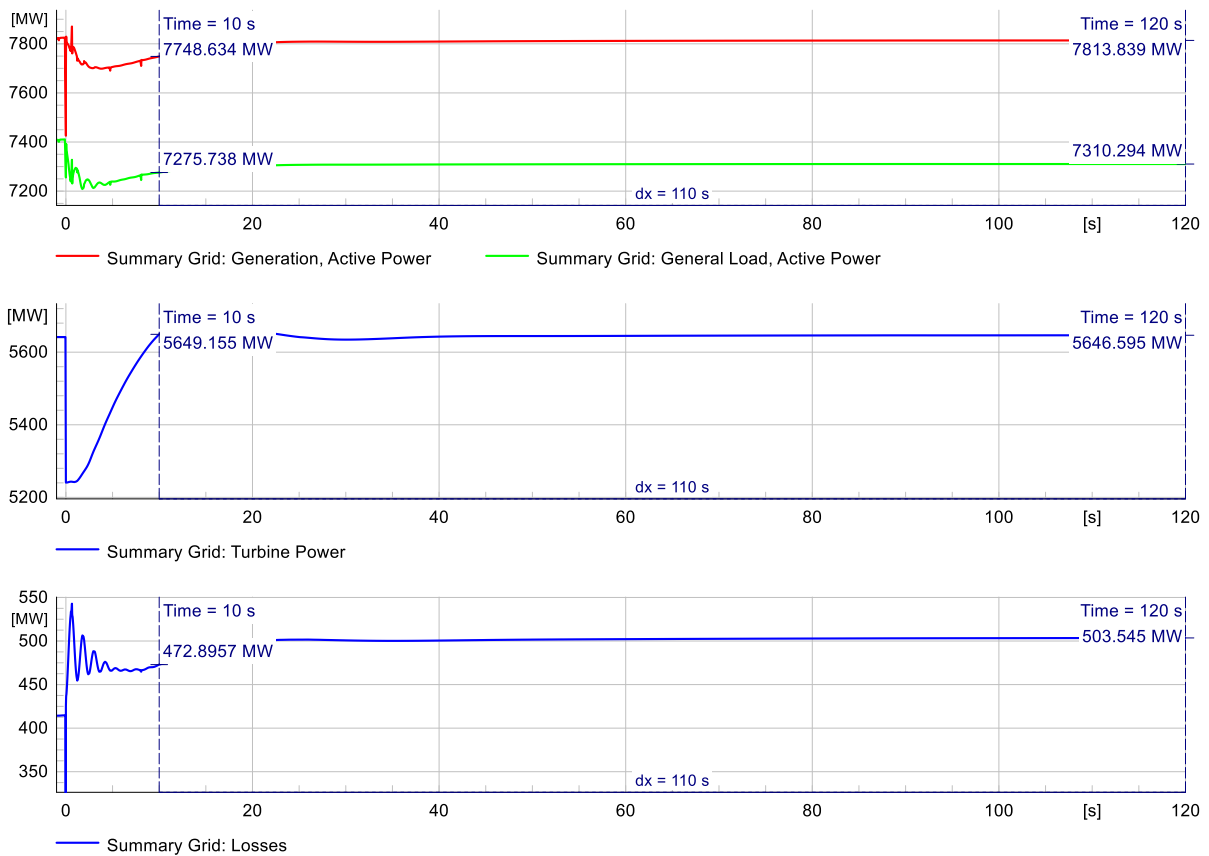


Figura 12. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c

Tabla 19. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

| Unidad                    | Generación (MW)   |          |               |          |               |
|---------------------------|-------------------|----------|---------------|----------|---------------|
|                           | Inicial<br>(t=0s) | t = 10s  |               | t = 120s |               |
|                           |                   | Medición | Aporte<br>CPF | Medición | Aporte<br>CPF |
| ANG1                      | 121,7             | 147,5    | 25,8          | 124,6    | 2,9           |
| ANG2                      | 121,7             | 147,5    | 25,8          | 124,6    | 2,9           |
| CCH1                      | 84,8              | 121,5    | 36,7          | 106,2    | 21,4          |
| CCH2                      | 84,8              | 120,3    | 35,5          | 107,3    | 22,5          |
| Pehuenche U1              | 220,1             | 241,3    | 21,2          | 255,4    | 35,4          |
| Pehuenche U2              | 220,1             | 238,3    | 18,3          | 254,9    | 34,8          |
| Antuco U1                 | 86,9              | 128,5    | 41,7          | 146,3    | 59,5          |
| Antuco U2                 | 86,9              | 130,8    | 43,9          | 147,7    | 60,8          |
| Pangue U1                 | 200,1             | 206,4    | 6,4           | 228,2    | 28,2          |
| Pangue U2                 | 200,1             | 209,2    | 9,1           | 230,9    | 30,8          |
| Ralco U1                  | 183               | 224,4    | 41,4          | 225,1    | 42,2          |
| Ralco U2                  | 182,1             | 222,7    | 40,6          | 224,3    | 42,2          |
| Canutillar U1             | 40                | 53,7     | 13,7          | 50,9     | 10,9          |
| Canutillar U2             | 40                | 53,7     | 13,7          | 50,9     | 10,9          |
| <b>Total</b>              |                   |          | <b>373,9</b>  |          | <b>405,3</b>  |
| <b>Total Norte Grande</b> |                   |          | <b>123,8</b>  |          | <b>49,7</b>   |

Tabla 20. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

| Cantidad          | Potencia activa total (MW) |         |           |          |           |
|-------------------|----------------------------|---------|-----------|----------|-----------|
|                   | Inicial<br>(t = 0s)        | t = 10s |           | t = 120s |           |
|                   |                            | Total   | Variación | Total    | Variación |
| Generación        | 7825                       | 7749    | -77       | 7814     | -11       |
| Demanda           | 7411                       | 7276    | -135      | 7310     | -100      |
| Pérdidas          | 415                        | 473     | 58        | 504      | 89        |
| Potencia turbinas | 5642                       | 5649    | 8         | 5647     | 5         |

### 3.4.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 25F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 21 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida.

En el Caso 25Fb41 (0,7 GVAs de inercia en el Norte Grande) se sacan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2. La Figura 13 muestra que las tensiones en distintos nodos del sistema presentan oscilaciones inestables incluso antes de implantar la contingencia.

Luego, partiendo del Caso 252Fb41 se creó el Caso 252Fb42 (3,9 GVAs de inercia en el Norte Grande) en el que se dejan en servicio las unidades ANG1 y ANG2 despachadas a potencia activa nula y operando como compensadores sincrónicos. Se agregan unidades adicionales al CPF y el desempeño de la frecuencia resulta satisfactorio ante la desconexión de San Isidro 2.

Tabla 21. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 2 de 2025.

| Caso    | Htotal*<br>(GVAs) | Fuera de servicio |           |             |          |             | Comentario                                                                                                                                        |
|---------|-------------------|-------------------|-----------|-------------|----------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|         |                   | Unidad            | P<br>(MW) | Sb<br>(MVA) | H<br>(s) | H<br>(GVAs) |                                                                                                                                                   |
| 25F2b   | 36,3              | -                 | -         | -           | -        | -           | Escenario con la misma inercia que el caso base 25B2.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                   |
| 25F2b2  | 34,3              | IEM               | 187       | 442         | 4,55     | 2,01        | Caso de partida: 25F2b.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                 |
| 25F2b3  | 31,7              | CCH2              | 76        | 330         | 3,86     | 1,27        | Caso de partida: 25F2b2.<br>Se incorporan al CPF las unidades Colbún 1 y 2 (despachadas al 80% de su potencia nominal), Guacolda 4 y 5.           |
|         |                   | CCH1              | 76        | 330         | 3,86     | 1,27        |                                                                                                                                                   |
| 25F2b41 | 28,6              | ANG2              | 122       | 330         | 4,80     | 1,58        | Caso de partida: 25Fb3.<br>Se desconecta un reactor de 150 MVar en Parinas 500 kV.<br>Las tensiones resultan inestables antes de la perturbación. |
|         |                   | ANG1              | 122       | 330         | 4,80     | 1,58        |                                                                                                                                                   |
| 25F2b42 | 31,7              | ANG2**            | 122       | 330         | 4,80     | 1,58        | Caso de partida: 25Fb41.<br>Se conectan ANG1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos.<br>El sistema resulta estable en tensión.            |
|         |                   | ANG1**            | 122       | 330         | 4,80     | 1,58        |                                                                                                                                                   |
| 25F2b5  | 30,0              | Guac U4           | 56        | 179         | 4,95     | 0,89        | Caso de partida: 25Fb42.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                |
|         |                   | Guac U5           | 56        | 181         | 4,48     | 0,81        |                                                                                                                                                   |

(\*) Antes de la perturbación.

(\*\*) Operando como condensadores sincrónicos

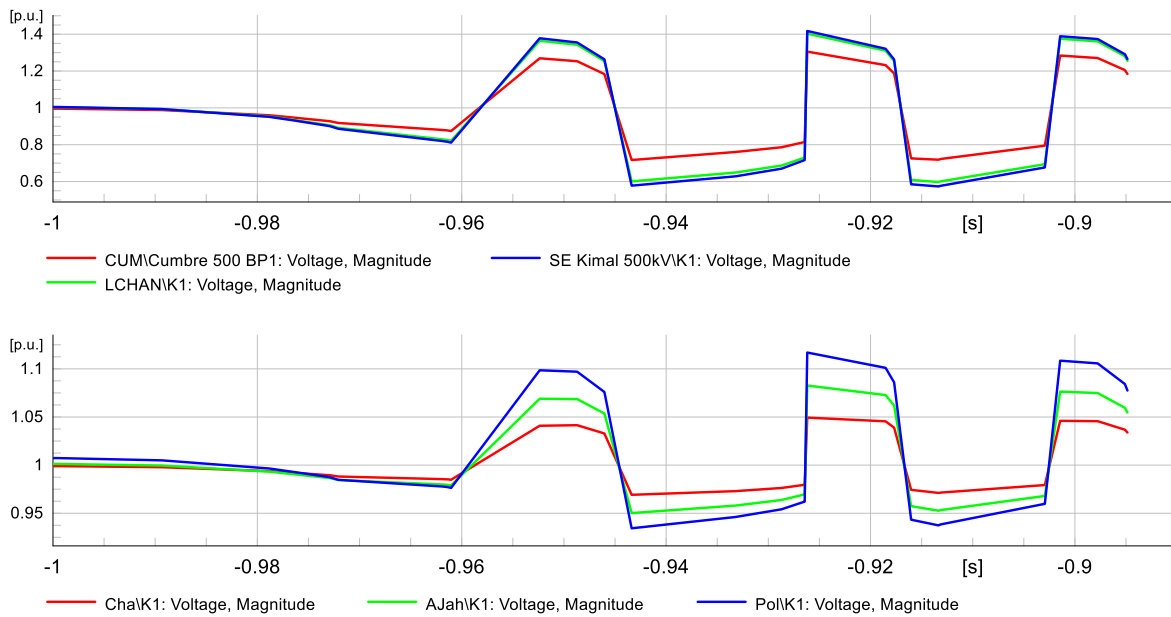


Figura 13. Tensiones en el Caso 25F2b41 (ANG 1 y ANG2 fuera de servicio) antes de implantar la contingencia.

La Tabla 22 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 25F2b5. La generación en base a carbón es nula y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 25B2. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base. La Tabla 23 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 25F2b5. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte Grande aportada principalmente por las unidades de las centrales Angamos y Cerro Dominador.

En el Caso 25F2b5 se encuentran fuera de servicio las unidades IEM, CCH1, y CCH2 en el Norte Grande y es el de menor inercia sistémica (30 GVAs). En dicho caso, las unidades ANG1 y ANG2, que se caracterizan por una respuesta inicial elevada, operan como condensadores sincrónicos y las reservas que entregaban en los casos anteriores deben ser reemplazadas por unidades más lentas que varían menos su potencia de salida al momento de producirse el nadir (5.25 s).

Tabla 22. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 25F2b5.

| Red                            | Generación (MW) por Recurso Primario |               |             |              |             |              |             | Total (MW)    |
|--------------------------------|--------------------------------------|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
|                                | PV                                   | Eól           | Biogas      | Gas          | Hidro       | Oil          | Geot        |               |
| 00-Norte Grande                | 93,1                                 | 356,6         | 0           | 0            | 5,2         | 126,2        | 42,4        | 623,4         |
| 01-Atacama                     | 0                                    | 44,6          | 0           | 0            | 3           | 0            | 0           | 47,6          |
| 02-Coquimbo                    | 0                                    | 708,8         | 0           | 0            | 7           | 0            | 0           | 715,8         |
| 03-Chilquinta-Aconcagua        | 0                                    | 0             | 0           | 0            | 147,4       | 0            | 0           | 147,4         |
| 04-Enel Distribución           | 0                                    | 0             | 0           | 14,8         | 319,9       | 0            | 0           | 334,8         |
| 05-Colbún                      | 0                                    | 0             | 0           | 0            | 492,9       | 0            | 0           | 492,9         |
| 06-Troncal_Qui-Cha             | 0                                    | 31,9          | 0           | 397,8        | 743,5       | 0            | 0           | 1173,3        |
| 07-Sistema154 - 66 kV (Centro) | 0                                    | 0             | 0           | 29,9         | 456,6       | 12,7         | 0           | 499,2         |
| 08-Charrúa                     | 0                                    | 16,8          | 3,7         | 0            | 1581        | 0,9          | 0           | 1602,5        |
| 09-Concepción                  | 0                                    | 0,5           | 0           | 0            | 0           | 0            | 0           | 0,5           |
| 10-Araucanía                   | 0                                    | 1114,1        | 10,6        | 0            | 431,4       | 0            | 0           | 1556,1        |
| 11-Araucanía 66 kV             | 0                                    | 31,3          | 0           | 6,3          | 119         | 1            | 0           | 157,6         |
| 12-SIC-SING                    | 0                                    | 561,4         | 0           | 0            | 0           | 0            | 0           | 561,4         |
| <b>Total</b>                   | <b>93,1</b>                          | <b>2866,1</b> | <b>14,3</b> | <b>448,9</b> | <b>4307</b> | <b>140,8</b> | <b>42,4</b> | <b>7912,5</b> |

Tabla 23. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 25F2b5.

| Red                            | Inercia (MVAs) por Recurso Primario |             |             |              |            |           | Total (MVAs) |
|--------------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|--------------|------------|-----------|--------------|
|                                | Biogas                              | Carbón      | Gas         | Hidro        | Oil        | Others    |              |
| 00-Norte Grande                | 0                                   | 3168        | 0           | 47           | 601        | 89        | 3905         |
| 01-Atacama                     | 0                                   | 0           | 0           | 2            | 0          | 0         | 2            |
| 02-Coquimbo                    | 0                                   | 0           | 0           | 38           | 0          | 0         | 38           |
| 03-Chilquinta-Aconcagua        | 0                                   | 0           | 0           | 526          | 0          | 0         | 526          |
| 04-Enel Distribución           | 0                                   | 0           | 31          | 2340         | 0          | 0         | 2372         |
| 05-Colbún                      | 0                                   | 0           | 0           | 2324         | 0          | 0         | 2324         |
| 06-Troncal_Qui-Cha             | 0                                   | 0           | 3426        | 3649         | 0          | 0         | 7075         |
| 07-Sistema154 - 66 kV (Centro) | 0                                   | 0           | 259         | 2898         | 120        | 0         | 3277         |
| 08-Charrúa                     | 40                                  | 0           | 0           | 7438         | 2          | 0         | 7479         |
| 09-Concepción                  | 0                                   | 0           | 0           | 0            | 0          | 0         | 0            |
| 10-Araucanía                   | 280                                 | 0           | 0           | 2192         | 0          | 0         | 2472         |
| 11-Araucanía 66 kV             | 0                                   | 0           | 96          | 474          | 5          | 0         | 575          |
| <b>Total</b>                   | <b>320</b>                          | <b>3168</b> | <b>3812</b> | <b>21929</b> | <b>728</b> | <b>89</b> | <b>30046</b> |

La Figura 14 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los casos simulados que resultan estables antes de la aplicación de la contingencia. Se presentan en la Figura 15 y la Figura 16 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia

precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la Tabla 24. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

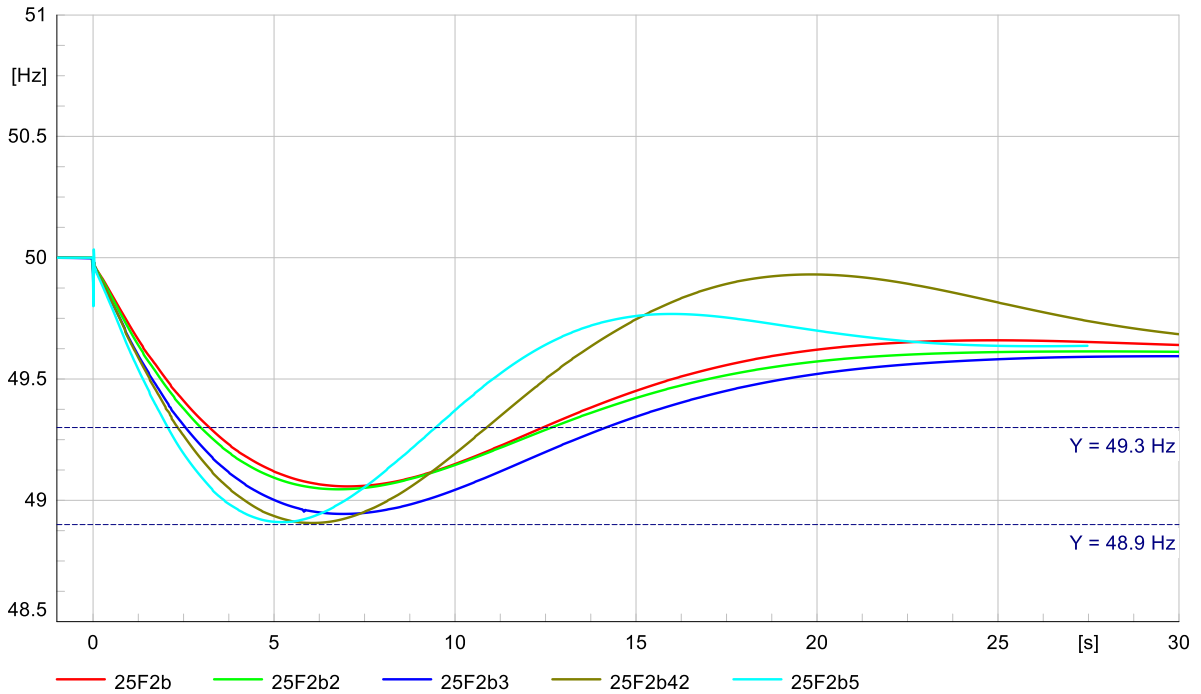


Figura 14. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda baja de noche de 2025 con distinta inercia.

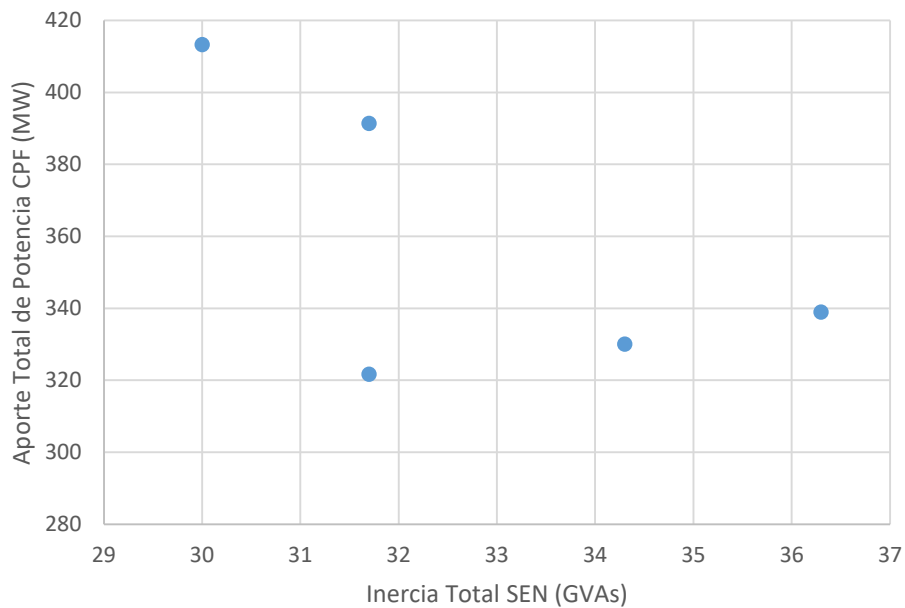


Figura 15. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2025.

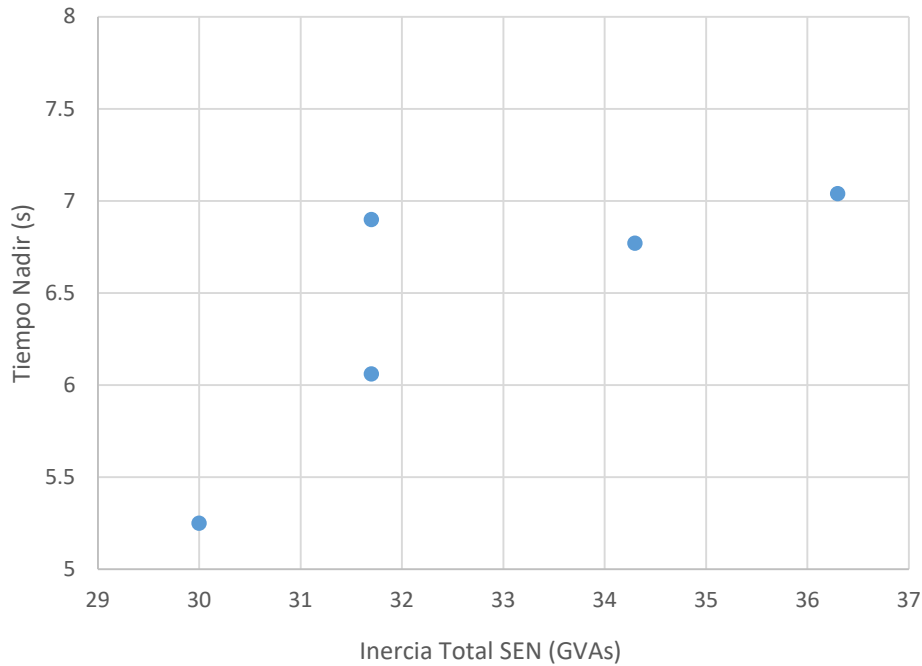


Figura 16. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2025.

Tabla 24. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda baja de noche de 2025 con distinta inercia.

| Caso     | Escenario | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) | Frecuencia |          |
|----------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|------------|----------|
|          |           | Inercia* (GVAs) | Gen, (MW) | @10s            | Fmin (Hz)  | Tmin (s) |
| 25F2b    | 25F2b     | 36,3            | 7886      | 339             | 49,06      | 7,04     |
| 25F2_b2  | 25F2b2    | 34,3            | 7925      | 330,1           | 49,05      | 6,77     |
| 25F2_b3  | 25F2b3    | 31,7            | 7958      | 321,7           | 48,94      | 6,9      |
| 25F2_b42 | 25F2b42   | 31,7            | 7992      | 391,4           | 48,91      | 6,06     |
| 25F2_b5  | 25F2b42   | 30              | 8019      | 413,3           | 48,91      | 5,25     |

(\*) Antes de la contingencia

## 3.5 Escenario 1 de 2030 (demanda alta de día)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda alta de día de 2030.

### 3.5.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Santa María (inercia 1,9 GVA y despacho 352 MW) e IEM (inercia 2 GVA y despacho 187,5 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 30B1 se creó el escenario 30F1a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Partiendo del escenario 30F1a se crearon los escenarios adicionales 30F1c y 30F1d en los que se redujeron los despachos de Santa María e IEM, y se maximizó el despacho de la U16 (se aumentó el despacho de 125 MW a 400 MW) y de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio, se despachó en 397,8 MW), respectivamente.

#### 3.5.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

Tabla 25. Aportes de generación de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos base de demanda alta de día 2030.

| Caso  | Escenario | Generador desconectado |                |         | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) |       | Frecuencia |          |           |
|-------|-----------|------------------------|----------------|---------|-----------------|-----------|-----------------|-------|------------|----------|-----------|
|       |           | Nombre                 | Inercia (GVAs) | PO (MW) | Inercia* (GVAs) | Gen. (MW) | @10s            | @120s | Fmin (Hz)  | Tmin (s) | Ffin (Hz) |
| 30F1a | 30F1a     | IEM                    | 2              | 187,5   | 38,9            | 12338     | 55,6            | 112,3 | 49,53      | 11,66    | 49,71     |
| 30F1b | 30F1a     | Santa María            | 1,9            | 352,2   | 38,9            | 12336     | 169,9           | 220,8 | 49,18      | 10,39    | 49,50     |
| 30F1c | 30F1c     | U16                    | 3,1            | 400,0   | 38,9            | 12337     | 174,3           | 234,3 | 48,98      | 11,43    | 49,30     |
| 30F1d | 30F1d     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 39,3            | 12331     | 199,7           | 258,3 | 49,02      | 11,43    | 49,34     |
| 30B1a | 30B1a     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 32,4            | 12321     | 176,8           | 226,1 | 48,98      | 10,27    | 49,30     |

(\*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 199,7 MW y 258,3 MW, respectivamente. Los menores valores de frecuencia mínima y final son 48,98 Hz (a los 10,27 s) y 49,30 Hz, respectivamente.



La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

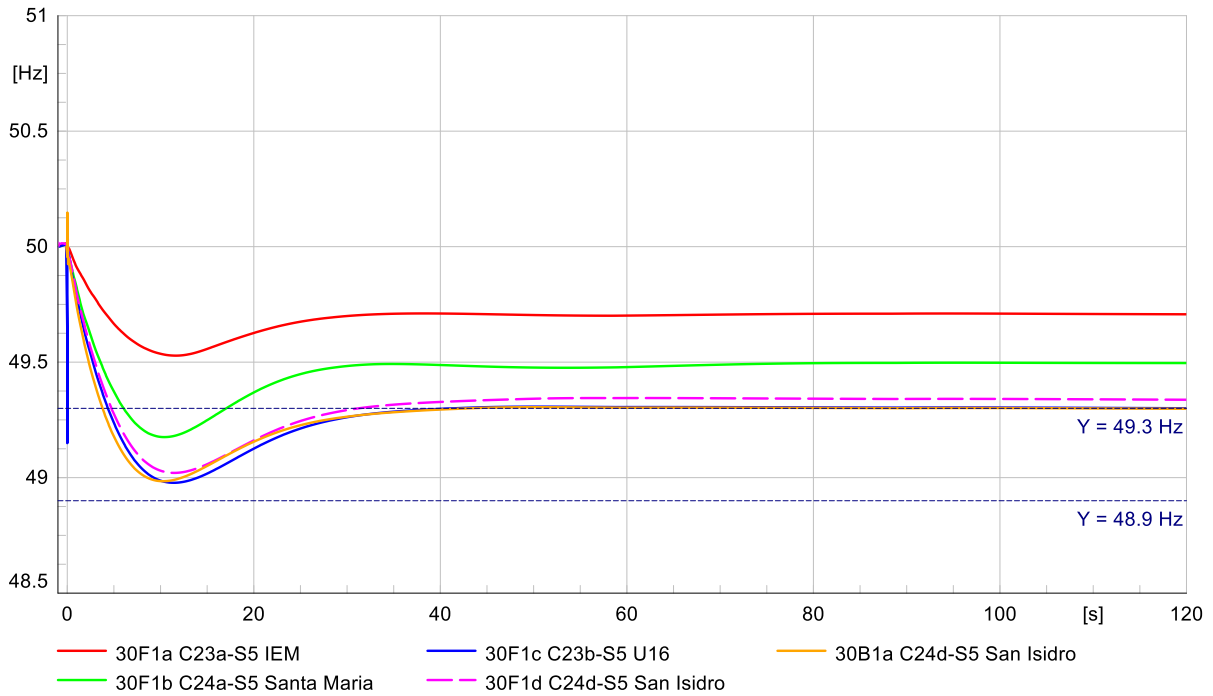


Figura 17. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 1 de 2030.

### 3.5.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW) en el Caso 30F1c.

La Figura 18 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,98 Hz a los 11,43 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,3 Hz.

La Figura 19 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 26.

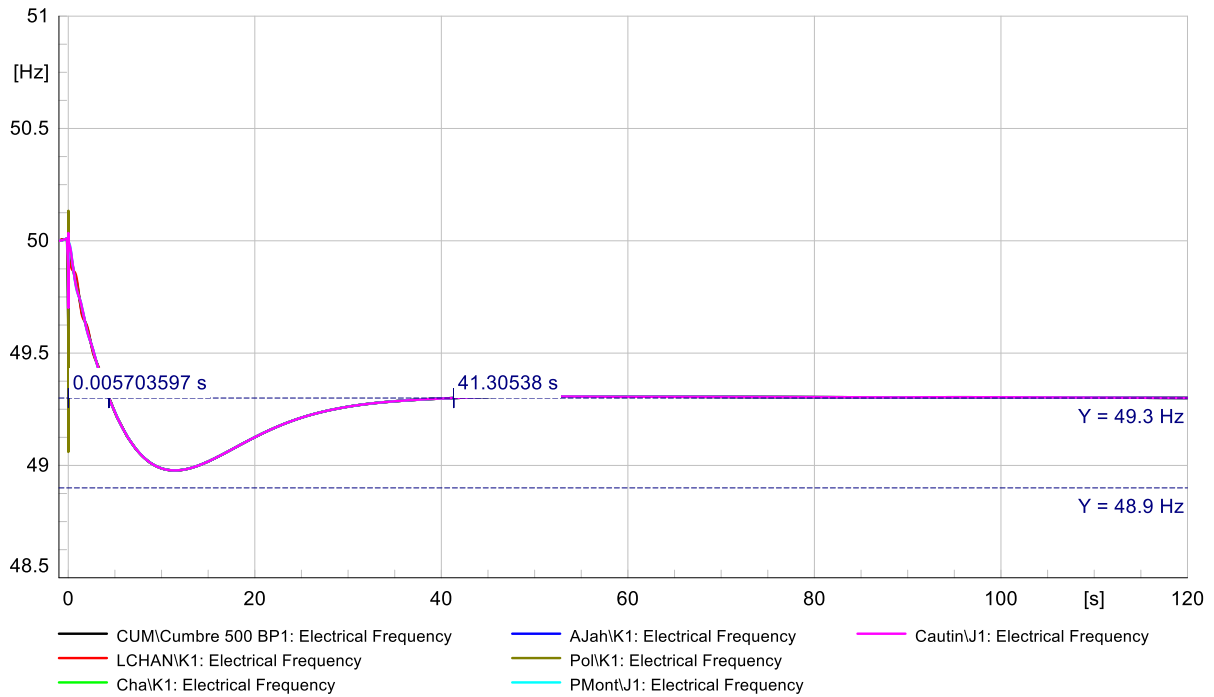


Figura 18. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

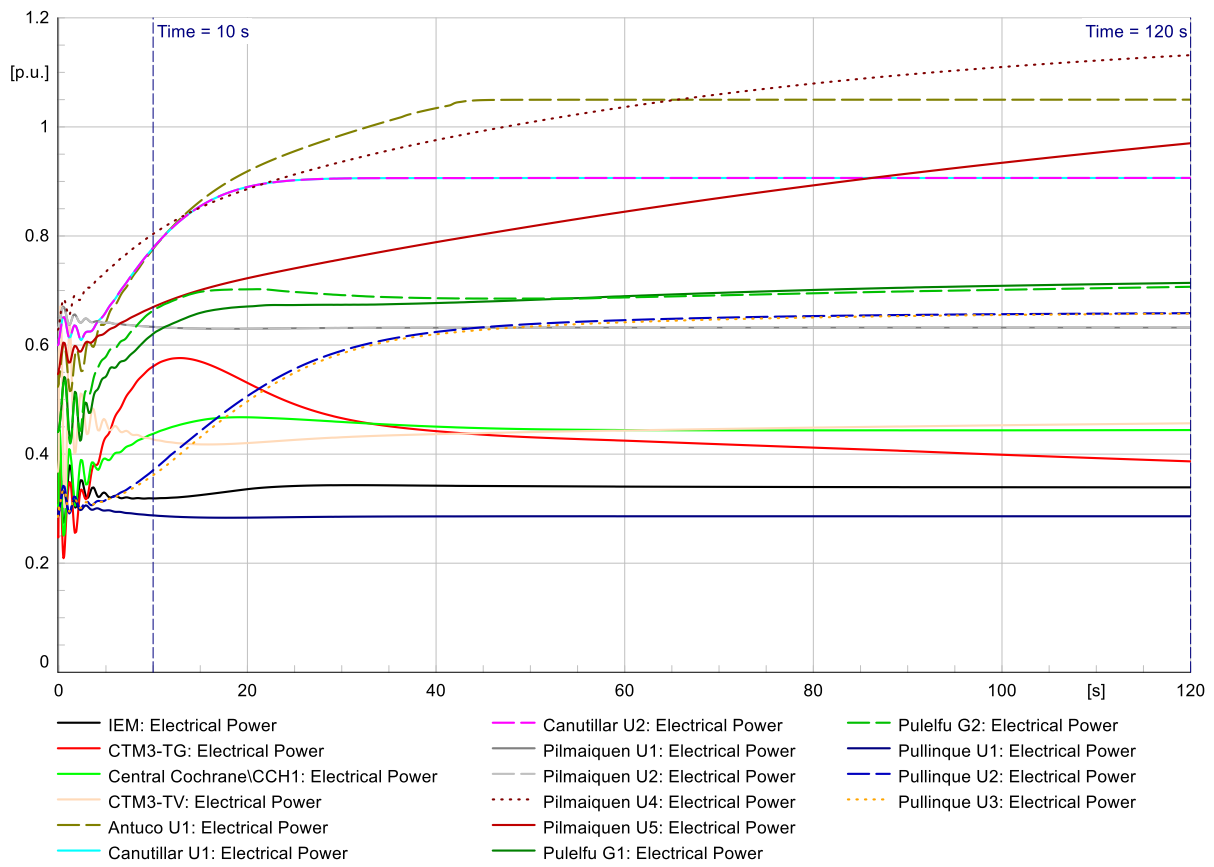


Figura 19. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

Tabla 26. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

| Unidad                    | Generación (MW)   |          |               |          |               |
|---------------------------|-------------------|----------|---------------|----------|---------------|
|                           | Inicial<br>(t=0s) | t = 10s  |               | t = 120s |               |
|                           |                   | Medición | Aporte<br>CPF | Medición | Aporte<br>CPF |
| Campiche                  | 82,9              | 85,1     | 2,2           | 84       | 1,1           |
| CTM3-TG                   | 39,3              | 88,2     | 48,9          | 60,8     | 21,5          |
| CTM3-TV                   | 34,7              | 40,3     | 5,6           | 43,1     | 8,4           |
| CCH1                      | 85,9              | 122,6    | 36,8          | 124,6    | 38,7          |
| IEM                       | 108,9             | 119,8    | 10,8          | 127,4    | 18,4          |
| Antuco U1                 | 79,6              | 118      | 38,4          | 159,6    | 80            |
| Canutillar U1             | 39,9              | 51,8     | 11,9          | 60,3     | 20,4          |
| Canutillar U2             | 39,9              | 51,8     | 11,9          | 60,3     | 20,4          |
| Pilmaiquen U4             | 6,8               | 8,7      | 1,9           | 12,2     | 5,4           |
| Pilmaiquen U5             | 6,8               | 8,3      | 1,5           | 12       | 5,3           |
| Pulelfu G1                | 2                 | 2,8      | 0,8           | 3,2      | 1,2           |
| Pulelfu G2                | 2                 | 3        | 1             | 3,2      | 1,2           |
| Pullinque U2              | 4,6               | 6        | 1,4           | 10,7     | 6,1           |
| Pullinque U3              | 4,6               | 5,9      | 1,2           | 10,7     | 6             |
| <b>Total</b>              |                   |          | <b>174,3</b>  |          | <b>234,3</b>  |
| <b>Total Norte Grande</b> |                   |          | <b>36,8</b>   |          | <b>38,7</b>   |

La Figura 20 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 27. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 25F2c.

| Cantidad          | Potencia activa total (MW) |         |           |          |           |
|-------------------|----------------------------|---------|-----------|----------|-----------|
|                   | Inicial<br>(t = 0s)        | t = 10s |           | t = 120s |           |
|                   |                            | Total   | Variación | Total    | Variación |
| Generación        | 12337                      | 12131   | -206      | 12174    | -163      |
| Demanda           | 11789                      | 11590   | -200      | 11630    | -160      |
| Pérdidas          | 548                        | 541     | -7        | 545      | -3        |
| Potencia turbinas | 3356                       | 3117    | -238      | 3182     | -174      |

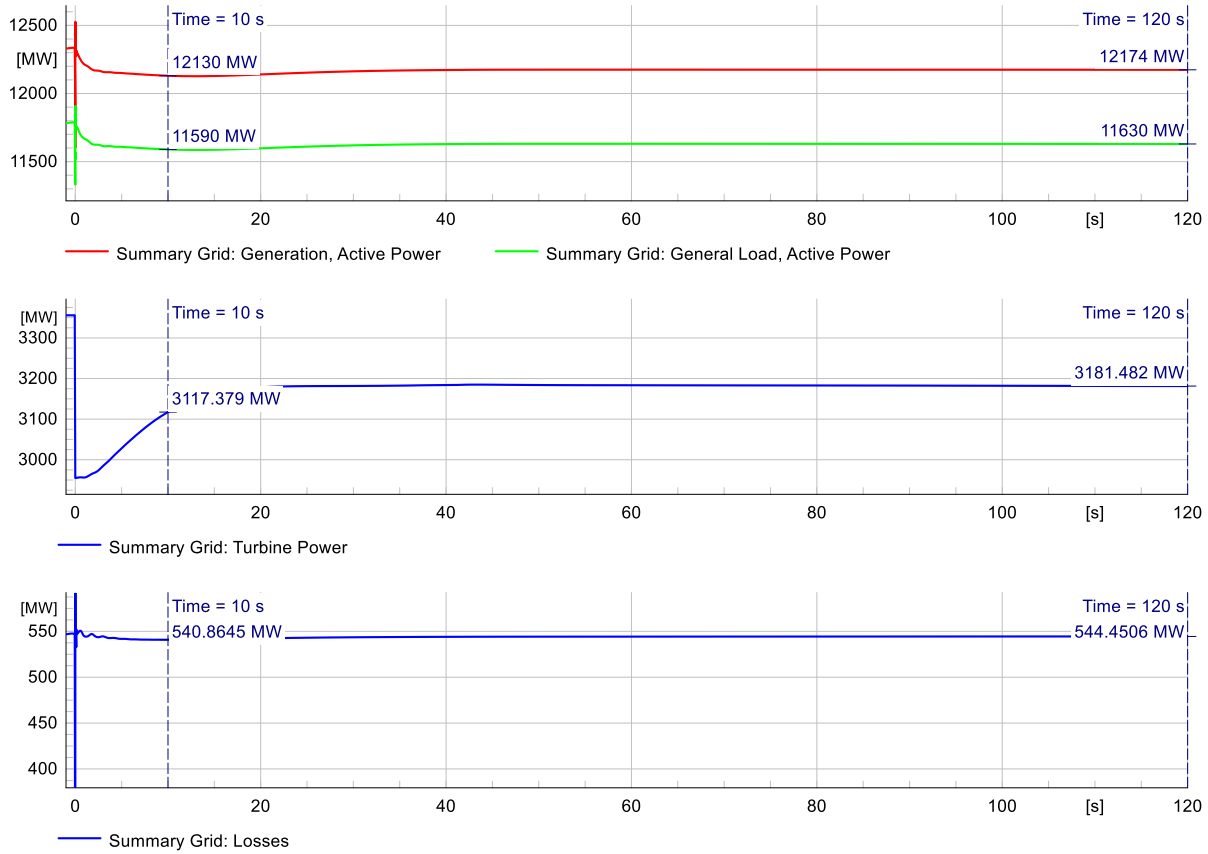


Figura 20. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F1c.

### 3.5.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 30F1d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 28 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida. La Tabla 29 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 30F1d6. La generación en base a carbón es mínima (sólo Guacolda U5 en servicio) y aumenta la generación PV y eólica en relación al Caso 30B1. La generación hidroeléctrica es similar a la del caso base.

La Tabla 30 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 30F1d6. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte es relativamente baja (2,3 GVAs). En el Caso 30F1d6 se encuentran fuera de servicio las unidades de generación de mayor inercia (superior a 1 GVAs), a excepción del CC San Isidro 2, que es el que se desconecta como parte de la contingencia simulada. Luego, para continuar reduciendo la inercia sistémica se debería sacar de

servicio un mayor número de unidades de inercia relativamente baja, lo que podría derivar en problemas locales de congestión y control de tensión. Por lo tanto, se considera que el Caso 30F1d6 es el de la menor inercia factible para el de demanda alta de día 2030.

Tabla 28. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 1 de 2030.

| Caso   | Htotal*<br>(GVAs) | Fuera de servicio |           |             |          |             | Comentario                                                                                                                                                                                                |
|--------|-------------------|-------------------|-----------|-------------|----------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|        |                   | Unidad            | P<br>(MW) | Sb<br>(MVA) | H<br>(s) | H<br>(GVAs) |                                                                                                                                                                                                           |
| 30F1d  | 38,9              | -                 | -         | -           | -        | -           | Escenario con la misma inercia que el caso base 30B2. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                              |
| 30F1d2 | 37,0              | Campiche          | 99        | 330         | 6,80     | 2,24        | Caso de partida: 30F1d. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                            |
| 30F1d3 | 35,0              | IEM               | 187       | 442         | 4,55     | 2,01        | Caso de partida: 30F1d2. Se agrega Antuco 2 al CPF. Se eliminan las unidades de CTM3, Pilmaiquen y Pullinque, además de IEM (participa del CPF en el Caso 30F1d2). La respuesta del sistema es aceptable. |
| 30F1d4 | 33,1              | Santa María       | 178       | 468         | 4,05     | 1,90        | Caso de partida: 30F1d3. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                           |
| 30F1d5 | 30,6              | CCH2              | 85        | 330         | 3,86     | 1,27        | Caso de partida: 30F1d4. Se incorporan El Toro 1 a 4 al CPF. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                       |
|        |                   | CCH1              | 85        | 330         | 3,86     | 1,27        |                                                                                                                                                                                                           |
| 30F1d6 | 28,5              | Pehuenche 2       | 126       | 290         | 4,00     | 1,16        | Caso de partida: 30F1d5. Se reduce el despacho de El Toro para aumentar el aporte al CPF. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                          |
|        |                   | Colbún 2          | 100       | 220         | 3,90     | 0,86        |                                                                                                                                                                                                           |

(\*) Antes de la perturbación.

Tabla 29. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 30F1d6.

| Red                             | Generación (MW) por Recurso Primario |             |           |           |          |            |             |            |           | Total (MW)   |
|---------------------------------|--------------------------------------|-------------|-----------|-----------|----------|------------|-------------|------------|-----------|--------------|
|                                 | PV                                   | Eólica      | Biogas    | Carbón    | Diesel   | Gas        | Hidro       | Oil        | Geot      |              |
| 00-Norte Grande                 | 62                                   | 113         | 0         | 0         | 0        | 112        | 53          | 48         | 30        | <b>3853</b>  |
| 01-Atacama                      | 2287                                 | 127         | 0         | 56        | 0        | 0          | 0           | 0          | 0         | <b>2470</b>  |
| 02-Coquimbo                     | 690                                  | 136         | 0         | 0         | 0        | 0          | 0           | 0          | 0         | <b>826</b>   |
| 03-Chilq-Aconc                  | 166                                  | 0           | 0         | 0         | 0        | 0          | 95          | 6          | 0         | <b>267</b>   |
| 04-Enel Distrib                 | 55                                   | 0           | 2         | 0         | 0        | 13         | 478         | 0          | 0         | <b>549</b>   |
| 05-Colbún                       | 0                                    | 0           | 0         | 0         | 0        | 0          | 183         | 0          | 0         | <b>183</b>   |
| 06-Troncal_Qui-Cha              | 36                                   | 28          | 1         | 0         | 2        | 398        | 277         | 0          | 0         | <b>742</b>   |
| 07 Sistema 154 - 66 kV (Centro) | 0                                    | 0           | 2         | 0         | 0        | 1          | 293         | 2          | 0         | <b>299</b>   |
| 08-Charrúa                      | 0                                    | 99          | 28        | 0         | 0        | 48         | 390         | 1          | 0         | <b>565</b>   |
| 09-Concepción                   | 0                                    | 3           | 0         | 0         | 0        | 0          | 0           | 56         | 0         | <b>59</b>    |
| 10-Araucanía                    | 0                                    | 1159        | 16        | 0         | 0        | 0          | 393         | 0          | 0         | <b>1568</b>  |
| 11-Araucanía 66 kV              | 0                                    | 27          | 0         | 0         | 0        | 14         | 84          | 1          | 0         | <b>125</b>   |
| 12-SIC-SING                     | 44                                   | 536         | 0         | 0         | 0        | 160        | 0           | 0          | 0         | <b>740</b>   |
| 12-Zona Interconexión           | 31                                   | 0           | 0         | 0         | 0        | 0          | 0           | 0          | 0         | <b>31</b>    |
| <b>Total</b>                    | <b>6548</b>                          | <b>2311</b> | <b>50</b> | <b>56</b> | <b>2</b> | <b>697</b> | <b>2174</b> | <b>113</b> | <b>30</b> | <b>12277</b> |

Tabla 30. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 30F1d6.

| Red                             | Inercia (MVAs) por Recurso Primario |            |          |             |              |             |             | Total (MVAs) |
|---------------------------------|-------------------------------------|------------|----------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
|                                 | Biogas                              | Carbón     | Diesel   | Gas         | Hidro        | Oil         | Others      |              |
| 00-Norte Grande                 | 0                                   | 0          | 0        | 365         | 506          | 515         | 89          | <b>1474</b>  |
| 01-Atacama                      | 0                                   | 812        | 0        | 0           | 0            | 0           | 0           | <b>812</b>   |
| 02-Coquimbo                     | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 0            | 0           | 0           | <b>0</b>     |
| 03-Chilq-Aconc                  | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 526          | 477         | 0           | <b>1004</b>  |
| 04-Enel Distrib                 | 4                                   | 0          | 0        | 31          | 2286         | 0           | 0           | <b>2321</b>  |
| 05-Colbún                       | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 1496         | 0           | 0           | <b>1496</b>  |
| 06-Troncal_Qui-Cha              | 2                                   | 0          | 3        | 3426        | 1779         | 0           | 710         | <b>5920</b>  |
| 07-Sistema 154 - 66 kV (Centro) | 217                                 | 0          | 0        | 7           | 2392         | 120         | 613         | <b>3349</b>  |
| 08-Charrúa                      | 702                                 | 0          | 0        | 0           | 4302         | 2           | 748         | <b>5753</b>  |
| 09-Concepción                   | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 0            | 325         | 0           | <b>325</b>   |
| 10-Araucanía                    | 280                                 | 0          | 0        | 0           | 3499         | 0           | 0           | <b>3779</b>  |
| 11-Araucanía 66 kV              | 0                                   | 0          | 0        | 96          | 474          | 5           | 0           | <b>575</b>   |
| 12-SIC-SING                     | 0                                   | 0          | 0        | 1729        | 0            | 0           | 0           | <b>1729</b>  |
| <b>Total</b>                    | <b>1204</b>                         | <b>812</b> | <b>3</b> | <b>5654</b> | <b>17261</b> | <b>1443</b> | <b>2160</b> | <b>28537</b> |

La Figura 21 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 22 y la Figura 23 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la

Tabla 31. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

En la Figura 22 se observa una discontinuidad al pasar del Caso 30F1d2 (37 GVAs) al 30F1d3 (35 GVAs) ya que en este último se saca de servicio la unidad IEM y se cambian las unidades que participan del CPF, como se indica en la Tabla 28.

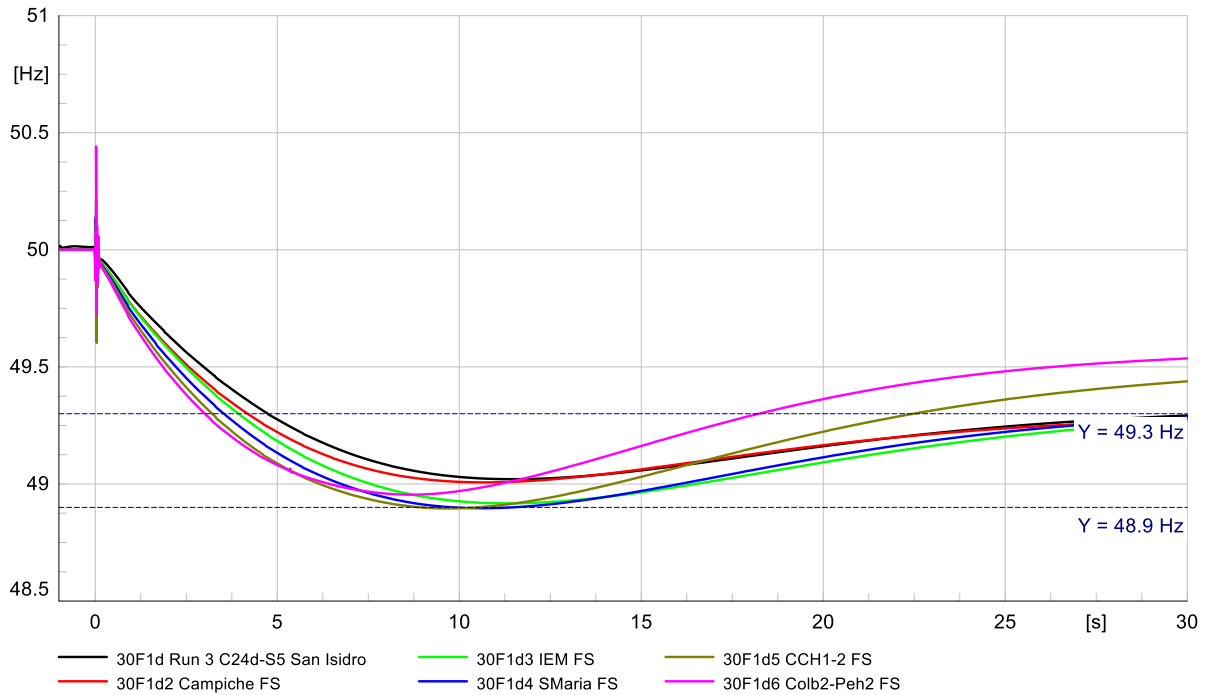


Figura 21. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda alta de día de 2030 con distinta inercia.

Tabla 31. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda alta de 2030 con distinta inercia.

| Caso    | Escenario | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) | Frecuencia |          |
|---------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|------------|----------|
|         |           | Inercia* (GVAs) | Gen, (MW) | @10s            | Fmin (Hz)  | Tmin (s) |
| 30F1c** | 30F1c     | 38,9            | 12337     | 174,3           | 48,98      | 11,43    |
| 30F1d   | 30F1d     | 38,9            | 12336     | 169,9           | 49,18      | 10,39    |
| 30F1d2  | 30F1d2    | 37              | 12311     | 175,1           | 49,01      | 10,69    |
| 30F1d3  | 30F1d3    | 35              | 12314     | 153,6           | 48,91      | 10,97    |
| 30F1d4  | 30F1d4    | 33,1            | 12315     | 156,9           | 48,9       | 10,6     |
| 30F1d5  | 30F1d5    | 30,6            | 12323     | 170,9           | 48,9       | 9,7      |
| 30F1d6  | 30F1d6    | 28,5            | 12329     | 203,1           | 48,95      | 8,66     |
| 30B1a   | 30B1a     | 32,4            | 12321     | 176,8           | 48,98      | 10,27    |

(\*) Antes de la contingencia

(\*\*) Se desconecta la U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW)

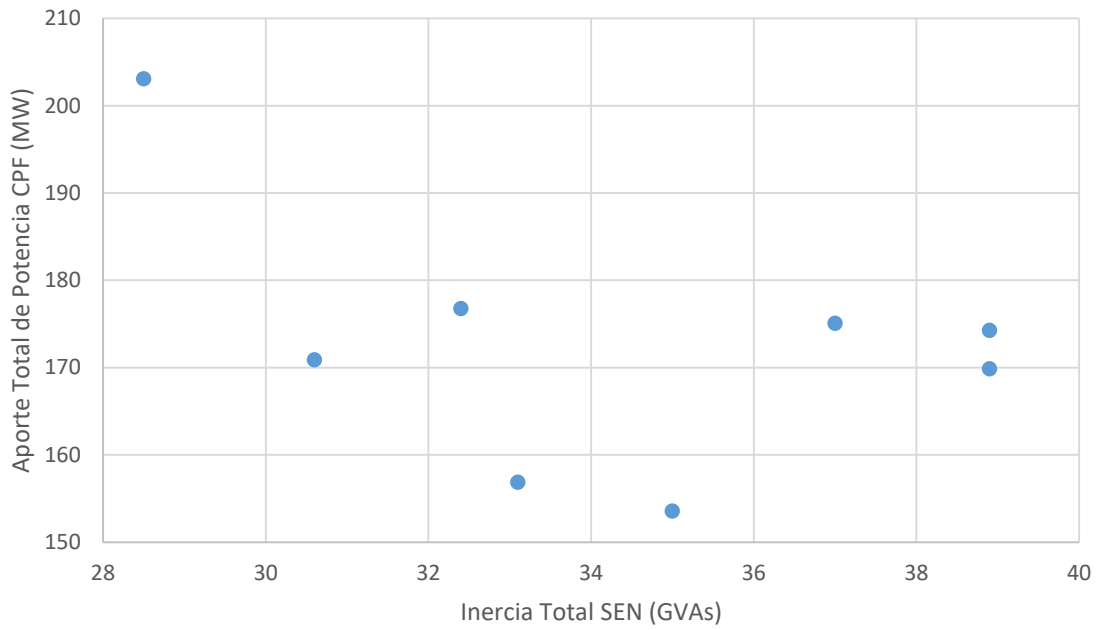


Figura 22. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2030.

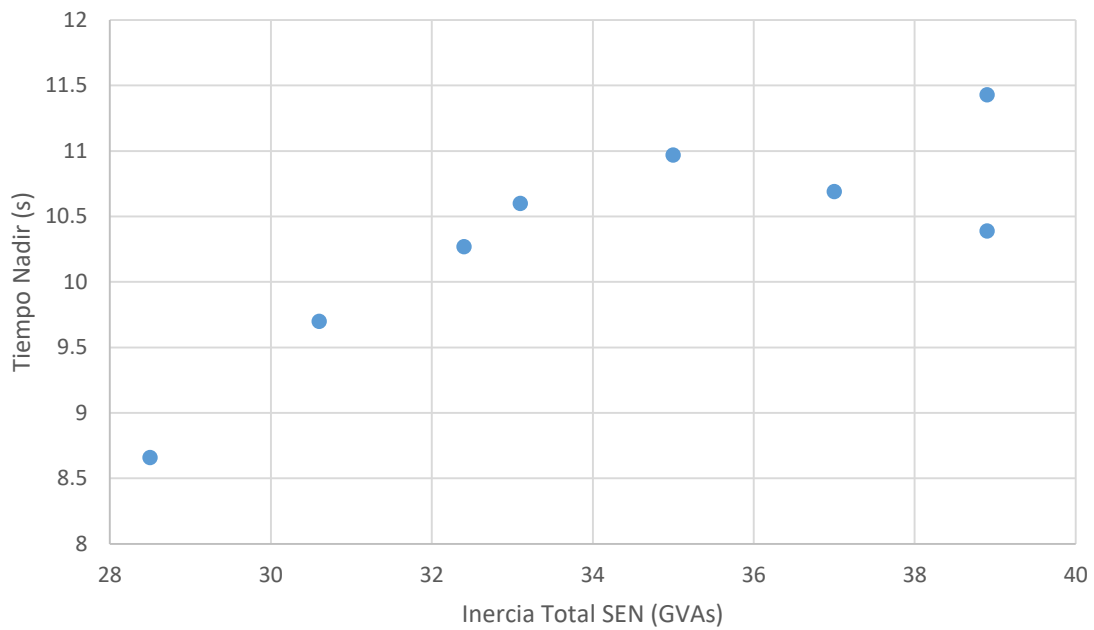


Figura 23. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda alta de día de 2030.



## 3.6 Escenario 2 de 2030 (demanda baja de noche)

Esta sección presenta el resultado del análisis de los escenarios de demanda baja de noche de 2030.

### 3.6.1 Casos Base

Se simularon las contingencias de Severidad 5 consistentes en los disparos de Pehuenche (inercia 1,16 GVAs y despacho 231,7 MW) e IEM (inercia 2 GVAs y despacho 232,7 MW), que son las unidades en servicio con los despachos más elevados en las áreas Centro-Sur y Norte, respectivamente.

Partiendo del escenario 30B2 se creó el escenario 30F2a en el que se dejaron en servicio los reguladores de velocidad sólo las unidades que participan del CPF que se indican en el Anexo E de la Sección 6.5.

Partiendo del escenario 30F2a se creó el escenario adicional 30F2c en el que se redujo el despacho de IEM y se aumentó el despacho de la U16 del valor mínimo a 400 MW. Adicionalmente, partiendo del escenario 30F2c se creó el escenario 30F2d en el que se sacó de servicio la U16 y se forzó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio) en 397,8 MW.

#### 3.6.1.1 Resumen de resultados

La siguiente tabla resume los aportes totales de generación de las unidades participando del CPF a los 10 s y 120 s luego de la desconexión de generación para cada uno de los casos simulados, junto con los valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema. El Anexo E de la Sección 6.5 presenta los aportes de potencia de cada una de las unidades.

En todos los casos el sistema permanece estable, con las frecuencias y tensiones del SEN dentro de los valores establecidos por la NTSyCS.

Tabla 32. Aportes de generación de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante desconexiones de generación en los casos base de demanda baja de noche de 2030.

| Caso  | Escenario | Generador desconectado |                |         | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) |       | Frecuencia |          |           |
|-------|-----------|------------------------|----------------|---------|-----------------|-----------|-----------------|-------|------------|----------|-----------|
|       |           | Nombre                 | Inercia (GVAs) | P0 (MW) | Inercia* (GVAs) | Gen. (MW) | @10s            | @120s | Fmin (Hz)  | Tmin (s) | Ffin (Hz) |
| 30F2a | 30F2a     | IEM                    | 2              | 232,7   | 53,5            | 9163      | 120,6           | 199,6 | 49,36      | 13,7     | 49,66     |
| 30F2b | 30F2a     | Pehuenche U1           | 1,16           | 231,8   | 53,5            | 9163      | 111,4           | 186,5 | 49,4       | 13,91    | 49,69     |
| 30F2c | 30F2c     | U16                    | 3,1            | 400,0   | 53,5            | 9162      | 221,3           | 337,7 | 48,99      | 12,97    | 49,51     |
| 30F2d | 30F2d     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 53,9            | 9148      | 221,7           | 337,8 | 48,99      | 12,95    | 49,51     |
| 30B2a | 30B2a     | San Isidro 2           | 3,4            | 397,8   | 37,8            | 9206      | 283,4           | 344,8 | 48,99      | 8,69     | 49,58     |

(\*) Antes de la contingencia.

Los aportes de generación más elevados a los 10 s y 120 s luego de las contingencias son de 283 MW y 345 MW, respectivamente, en el caso base adicional 30B2a. En dicho caso, los valores de frecuencia mínima y final son 48,99 Hz (a los 8,69 s) y 49,58 Hz, respectivamente.

La siguiente figura presenta la frecuencia eléctrica en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los cinco casos de estudio. En todos los casos se logra evitar el descenso de la frecuencia por debajo de 48,9 Hz, lo que evita el desprendimiento de carga por acción del EDAC y, además, se logra alcanzar una frecuencia de régimen permanente superior a 49,3 Hz. Por lo tanto, se verifica el cumplimiento de las exigencias de los Artículos 5-25, 5-35 y 5-37 de la NTSyCS.

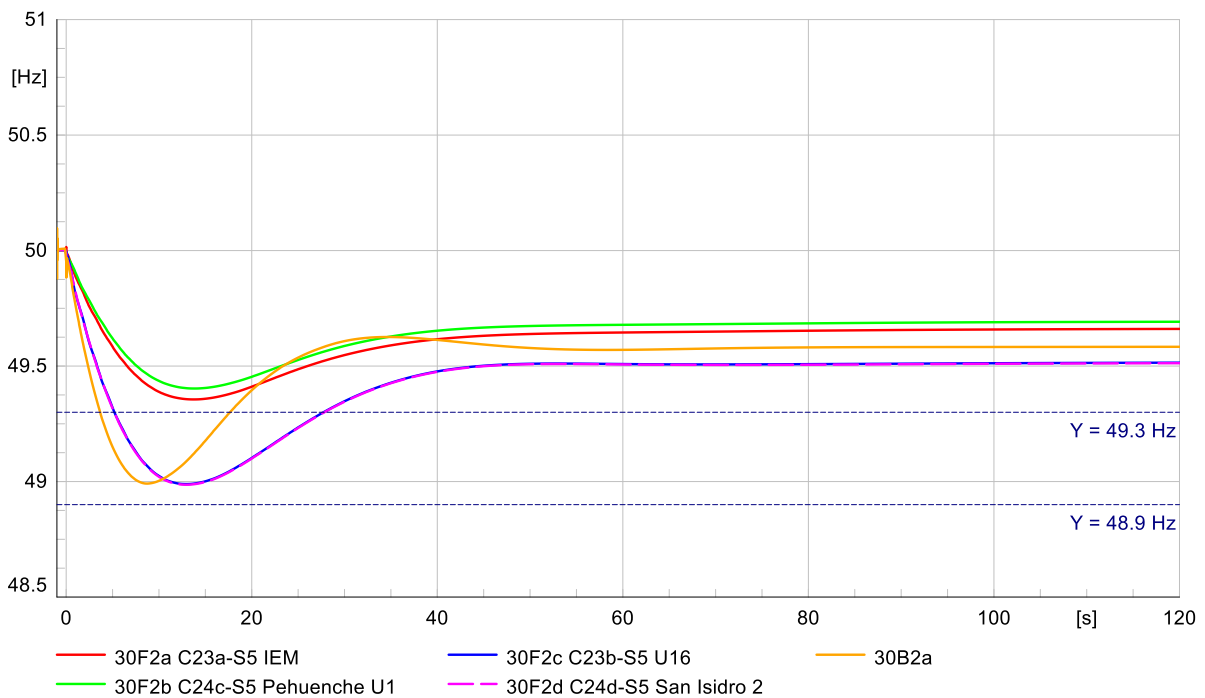


Figura 24. Frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 en los casos de estudio del Escenario 2 de 2030.

### 3.6.1.2 Contingencia C23b: Desconexión de la U16

Esta sección presenta los requerimientos de CPF inicial y permanente ante la desconexión de la unidad U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW) en el Caso 30F2c, que es el que requiere el mayor aporte de potencia 10 s luego de la perturbación de los casos base originales.

La Figura 25 presenta la frecuencia eléctrica en diferentes nodos del SEN. El valor mínimo que alcanza la frecuencia es de 48,97 Hz a los 12,45 s luego de la contingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia al final de la simulación es de 49,43 Hz.

La Figura 26 presenta la potencia eléctrica de las unidades que participan del CPF. Los valores de potencia activa medidos antes de la contingencia y a los 10 s y 120 s luego de la contingencia se resumen en la Tabla 33.

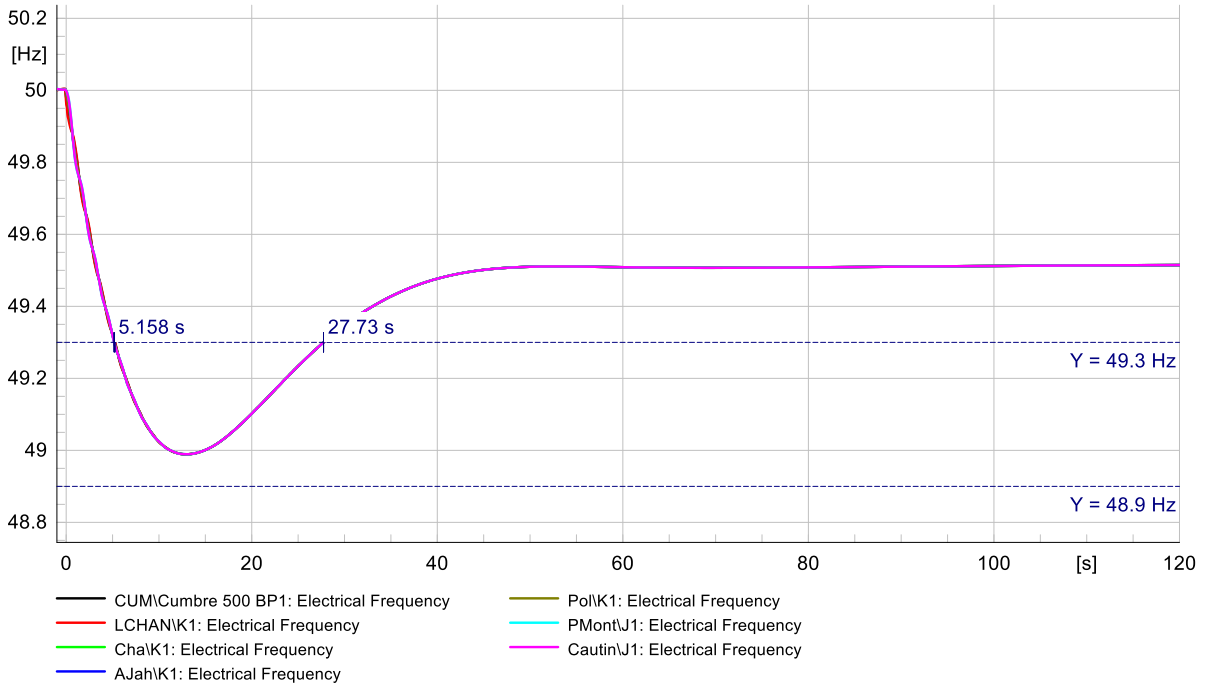


Figura 25. Frecuencia ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

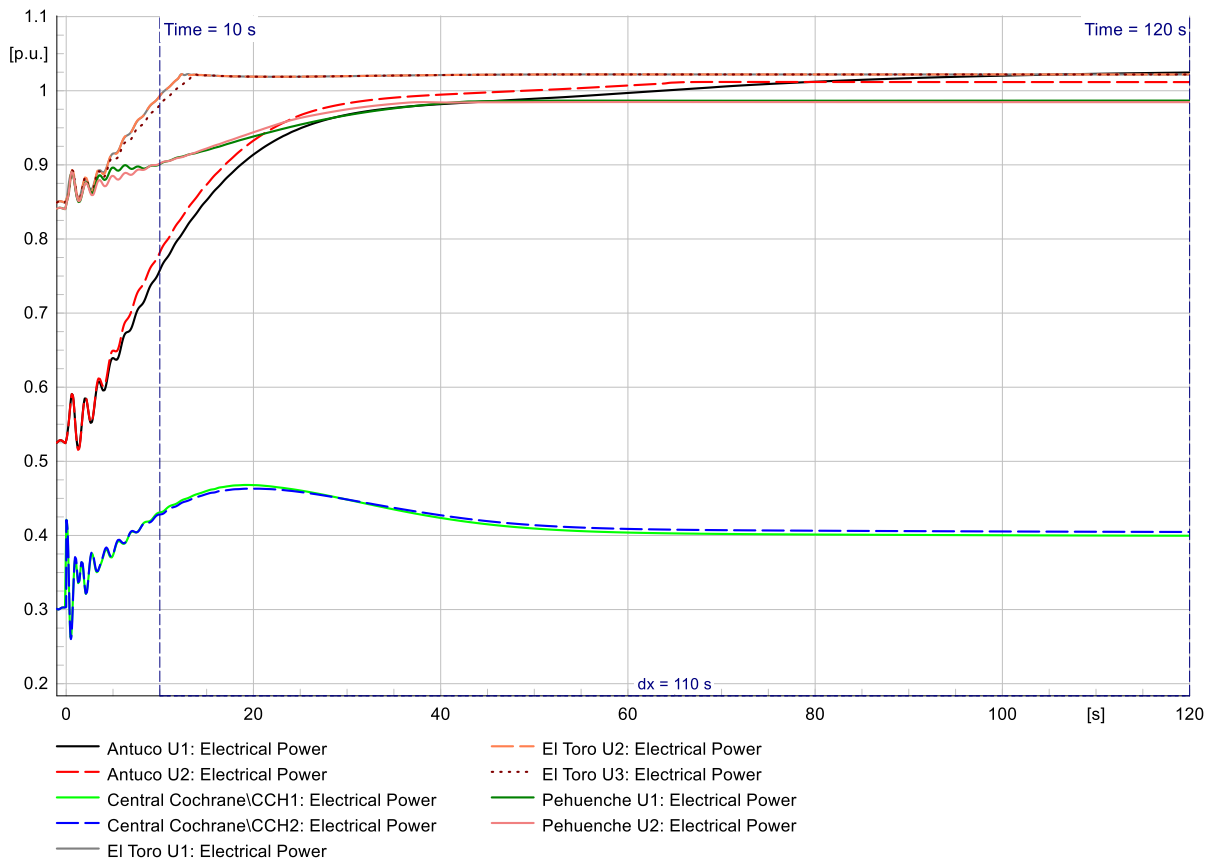


Figura 26. Potencias activas de las unidades bajo CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

Tabla 33. Requerimientos de reservas para CPF ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

| Unidad                    | Generación (MW)   |          |               |          |               |
|---------------------------|-------------------|----------|---------------|----------|---------------|
|                           | Inicial<br>(t=0s) | t = 10s  |               | t = 120s |               |
|                           |                   | Medición | Aporte<br>CPF | Medición | Aporte<br>CPF |
| CCH1                      | 85                | 120,9    | 35,9          | 112,1    | 27,1          |
| CCH2                      | 85                | 120,2    | 35,2          | 113,5    | 28,5          |
| Pehuenche U1              | 231,5             | 248,2    | 16,7          | 271,8    | 40,4          |
| Pehuenche U2              | 231,5             | 248,4    | 16,9          | 271,3    | 39,8          |
| Antuco U1                 | 79,7              | 115,2    | 35,5          | 155,7    | 76            |
| Antuco U2                 | 79,7              | 118,8    | 39,1          | 153,8    | 74            |
| El Toro U1                | 84,9              | 99,3     | 14,4          | 102,2    | 17,3          |
| El Toro U2                | 84,9              | 99,3     | 14,4          | 102,2    | 17,3          |
| El Toro U3                | 84,9              | 98,1     | 13,2          | 102,2    | 17,3          |
| <b>Total</b>              |                   |          | <b>221,3</b>  |          | <b>337,7</b>  |
| <b>Total Norte Grande</b> |                   |          | <b>71,1</b>   |          | <b>55,7</b>   |

La Figura 27 presenta los valores totales de generación, demanda, potencia de las turbinas de los generadores sincrónicos y pérdidas del SEN. Los valores iniciales junto con las mediciones a los 10 s y 120 s luego de la perturbación se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 34. Balance de potencias del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

| Cantidad          | Potencia activa total (MW) |         |           |          |           |
|-------------------|----------------------------|---------|-----------|----------|-----------|
|                   | Inicial<br>(t = 0s)        | t = 10s |           | t = 120s |           |
|                   |                            | Total   | Variación | Total    | Variación |
| Generación        | 9162,5                     | 9033,5  | -129      | 9100,7   | -61,8     |
| Demanda           | 8685,7                     | 8550    | -135,7    | 8603,4   | -82,3     |
| Pérdidas          | 476,8                      | 483,5   | 6,7       | 497,3    | 20,5      |
| Potencia turbinas | 6571,5                     | 6384,3  | -187,2    | 6507,5   | -64       |

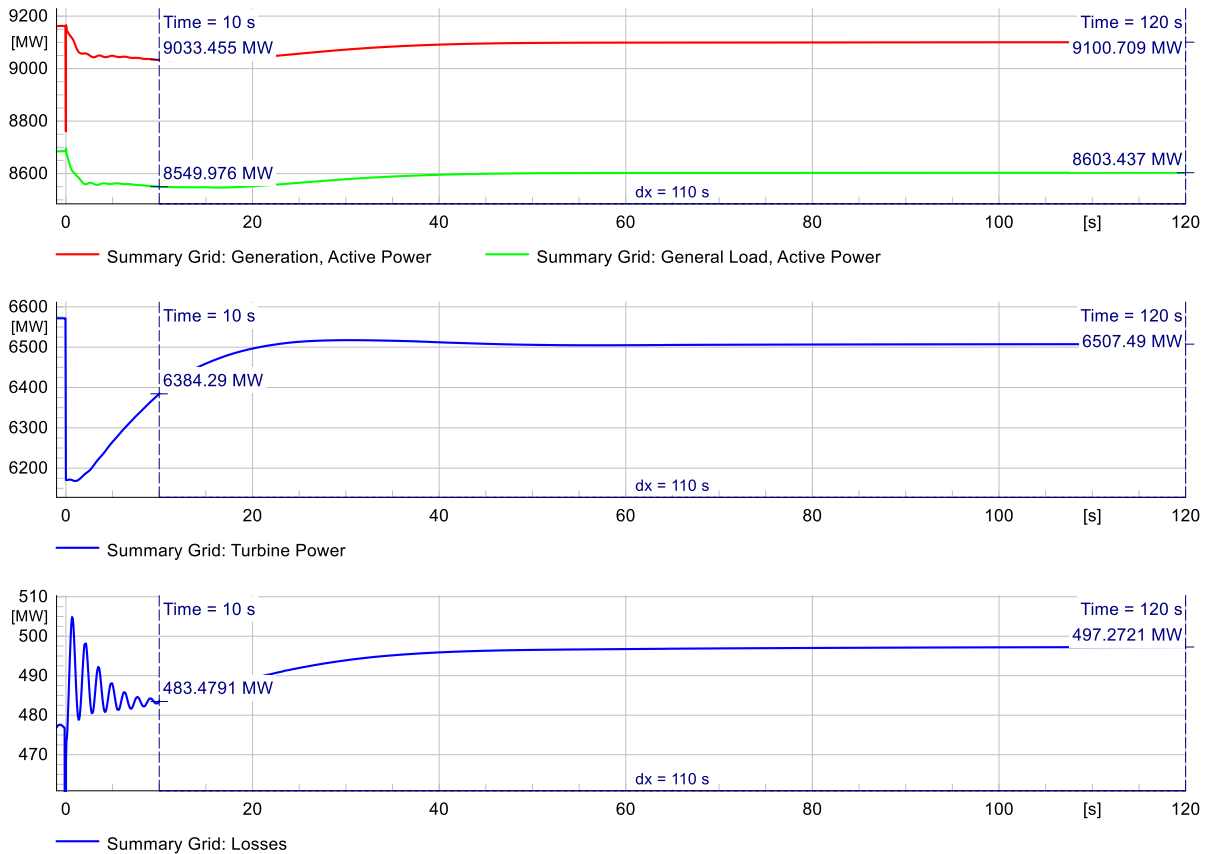


Figura 27. Balance de Potencia del SEN ante la desconexión de la U16 (400 MW) en el Caso 30F2c.

### 3.6.2 Variaciones de Inercia

Partiendo del Caso 30F2d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos se simuló la desconexión del CC San Isidro 2 despachado a máxima potencia.

La Tabla 35 indica para cada caso de estudio la inercia del sistema antes de la perturbación y las unidades que se sacan de servicio respecto al caso de estudio de partida.

La Tabla 36 presenta la generación total por red y recurso primario para el Caso 30F2d7. La generación en base a carbón es mínima (sólo Guacolda U5 en servicio) y aumenta la generación eólica en relación al Caso 30B2. La generación hidroeléctrica aumenta respecto al caso base para reducir la reserva rodante de las unidades que participan del CPF. La generación solar PV es prácticamente nula, y la generación CSP se reduce respecto al caso base ya que se sacó de servicio una unidad CSP.

La Tabla 37 presenta la inercia total por red y recurso primario para el Caso 30F2d7. La inercia del sistema se concentra en el Centro y en el Sur, siendo la inercia en el Norte es relativamente baja (6,7 GVAs). En el Caso 30F2d7 los transformadores Charrúa 500/220 kV se encuentran cargados cerca del 100 % de sus capacidades nominales. Luego, como la reserva para CPF se concentra en el Sur,

dichos transformadores se sobrecargan levemente luego de la desconexión de generación en el Centro. Los límites de sobrecarga permanente de los transformadores se podrían sobrepasar transitoriamente (hasta un 20% de la potencia nominal del transformador) parar para realizar ajustes manuales al despacho y volver a una condición de carga permanente dentro de una ventana de tiempo en el orden de los minutos.

En el Caso 30F2d7 permanecen en servicio unidades hidroeléctricas despachadas a baja carga como las pertenecientes a las centrales Ralco, Pangué, Colbún.

Tabla 35. Casos de estudio variando la inercia sistémica para el Escenario 2 de 2030.

| Caso   | Htotal* (GVAs) | Fuera de servicio  |        |          |       |          | Comentario                                                                                                                                                                                                                                              |
|--------|----------------|--------------------|--------|----------|-------|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|        |                | Unidad             | P (MW) | Sb (MVA) | H (s) | H (GVAs) |                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 30F2d  | 53,80          | -                  | -      | -        | -     | -        | Escenario con la misma inercia que el caso base 30B2. La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                            |
| 30F2d2 | 51,9           | IEM                | 110    | 442      | 4,55  | 2,01     | Caso de partida: 30F2d<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                                                        |
| 30F2d3 | 50,0           | Santa María        | 120    | 468      | 4,05  | 1,90     | Caso de partida: 30F2d2<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                                                       |
| 30F2d4 | 47,7           | Campiche           | 137    | 330      | 6,80  | 2,24     | Caso de partida: 30F2d3.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                                                                      |
| 30F2d5 | 45,2           | CCH2               | 103    | 330      | 3,86  | 1,27     | Caso de partida: 30F2d4.<br>Se agregan al CPF Ralco 1, y Pehuenche 1 y 2.<br>La respuesta del sistema es aceptable.                                                                                                                                     |
|        |                | CCH1               | 96     | 330      | 3,86  | 1,27     |                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 30F2d6 | 40,8           | Kelar TG2          | 74     | 225      | 6,59  | 1,48     | Caso de partida: 30F2d5.<br>Se agrega Ralco 2 al CPF.<br>Se desconectan capacitores en Kimal 220 kV para que la tensión en barras de la subestación HVDC lado Kimal se encuentre cercana a 1 pu.<br>La respuesta del sistema es aceptable.              |
|        |                | Kelar TG1          | 74     | 225      | 6,59  | 1,48     |                                                                                                                                                                                                                                                         |
|        |                | Kelar TV           | 53     | 212      | 6,52  | 1,38     |                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 30F2d7 | 38,9           | SOLAR_CSP SING_6_A | 200    | 275      | 6,93  | 1,91     | Caso de partida: 30F2d6.<br>Se limita la generación estática en el Sur ya que se saturan los transformadores Charrúa 500/220 kV.<br>Se reduce el despacho de El Toro y Antuco para aumentar el aporte al CPF.<br>La respuesta del sistema es aceptable. |

(\*) Antes de la perturbación.

Tabla 36. Despacho de generación por recurso y red de la BD en el Caso 30F2d7.

| Red                                | Generación (MW) por Recurso Primario |             |           |           |          |            |             |            |           |            | Total (MW)  |
|------------------------------------|--------------------------------------|-------------|-----------|-----------|----------|------------|-------------|------------|-----------|------------|-------------|
|                                    | PV                                   | Eólica      | Biogas    | Carbón    | Diesel   | Gas        | Hidro       | Oil        | Geo       | CSP        |             |
| 00-Norte Grande                    | 58                                   | 142         | 0         | 0         | 0        | 228        | 78          | 136        | 42        | 500        | 1183        |
| 01-Atacama                         | 0                                    | 311         | 0         | 86        | 0        | 0          | 3           | 0          | 0         | 0          | 399         |
| 02-Coquimbo                        | 0                                    | 163         | 0         | 0         | 0        | 0          | 7           | 0          | 0         | 0          | 170         |
| 03-Chilqu-Aconc                    | 0                                    | 0           | 0         | 0         | 0        | 0          | 192         | 21         | 0         | 0          | 213         |
| 04-Enel Distrib                    | 0                                    | 0           | 7         | 0         | 0        | 15         | 629         | 0          | 0         | 0          | 650         |
| 05-Colbún                          | 0                                    | 0           | 0         | 0         | 0        | 0          | 427         | 0          | 0         | 0          | 427         |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 0                                    | 35          | 2         | 0         | 4        | 398        | 972         | 0          | 0         | 0          | 1411        |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                                    | 0           | 0         | 0         | 0        | 2          | 628         | 5          | 0         | 0          | 635         |
| 08-Charrúa                         | 0                                    | 371         | 4         | 0         | 0        | 41         | 1428        | 1          | 0         | 0          | 1845        |
| 09-Concepción                      | 0                                    | 3           | 0         | 0         | 0        | 0          | 0           | 55         | 0         | 0          | 57          |
| 10-Araucanía                       | 0                                    | 1551        | 5         | 0         | 0        | 0          | 408         | 0          | 0         | 0          | 1964        |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                                    | 37          | 0         | 0         | 0        | 12         | 60          | 0          | 0         | 0          | 110         |
| 12-SIC-SING                        | 0                                    | 41          | 0         | 0         | 0        | 0          | 0           | 0          | 0         | 0          | 41          |
| <b>Total</b>                       | <b>58</b>                            | <b>2654</b> | <b>17</b> | <b>86</b> | <b>4</b> | <b>695</b> | <b>4832</b> | <b>217</b> | <b>42</b> | <b>500</b> | <b>9105</b> |

Tabla 37. Inercia en MVAs por recurso y red de la BD en el Caso 30F2d7.

| Red                                | Inercia (MVAs) por Recurso Primario |            |          |             |              |             |           |             |              | Total (MVAs) |
|------------------------------------|-------------------------------------|------------|----------|-------------|--------------|-------------|-----------|-------------|--------------|--------------|
|                                    | Biogas                              | Carbón     | Diesel   | Gas         | Hidro        | Oil         | Geot      | CSP         |              |              |
| 00-Norte Grande                    | 0                                   | 0          | 0        | 365         | 506          | 775         | 89        | 4242        | 5977         |              |
| 01-Atacama                         | 0                                   | 812        | 0        | 0           | 2            | 0           | 0         | 0           | 814          |              |
| 02-Coquimbo                        | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 38           | 0           | 0         | 0           | 38           |              |
| 03-Chilq-Aconc                     | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 526          | 477         | 0         | 0           | 1004         |              |
| 04-Enel Distrib                    | 4                                   | 0          | 0        | 31          | 2286         | 0           | 0         | 0           | 2321         |              |
| 05-Colbún                          | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 2354         | 0           | 0         | 0           | 2354         |              |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 2                                   | 0          | 3        | 3426        | 5646         | 0           | 0         | 0           | 9077         |              |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                                   | 0          | 0        | 259         | 2898         | 60          | 0         | 0           | 3217         |              |
| 08-Charrúa                         | 40                                  | 0          | 0        | 748         | 8648         | 2           | 0         | 0           | 9438         |              |
| 09-Concepción                      | 0                                   | 0          | 0        | 0           | 0            | 325         | 0         | 0           | 325          |              |
| 10-Araucanía                       | 280                                 | 0          | 0        | 0           | 3499         | 0           | 0         | 0           | 3779         |              |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                                   | 0          | 0        | 96          | 474          | 5           | 0         | 0           | 575          |              |
| <b>Total</b>                       | <b>325</b>                          | <b>812</b> | <b>3</b> | <b>4924</b> | <b>26878</b> | <b>1644</b> | <b>89</b> | <b>4242</b> | <b>38918</b> |              |

La Figura 28 presenta la evolución de la frecuencia en el nodo Alto Jahuel 500 kV para los distintos casos simulados. Se presentan en la Figura 29 y la Figura 30 los aportes de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y con los valores de frecuencia mínima alcanzados, respectivamente, en función de la inercia precontingencia del sistema. Dichos valores se resumen en la

Tabla 38. Se verifica que al reducirse la inercia sistémica aumenta el aporte de potencia de las unidades que participan del CPF 10 s luego de la contingencia y se reduce el tiempo al nadir de frecuencia mínima.

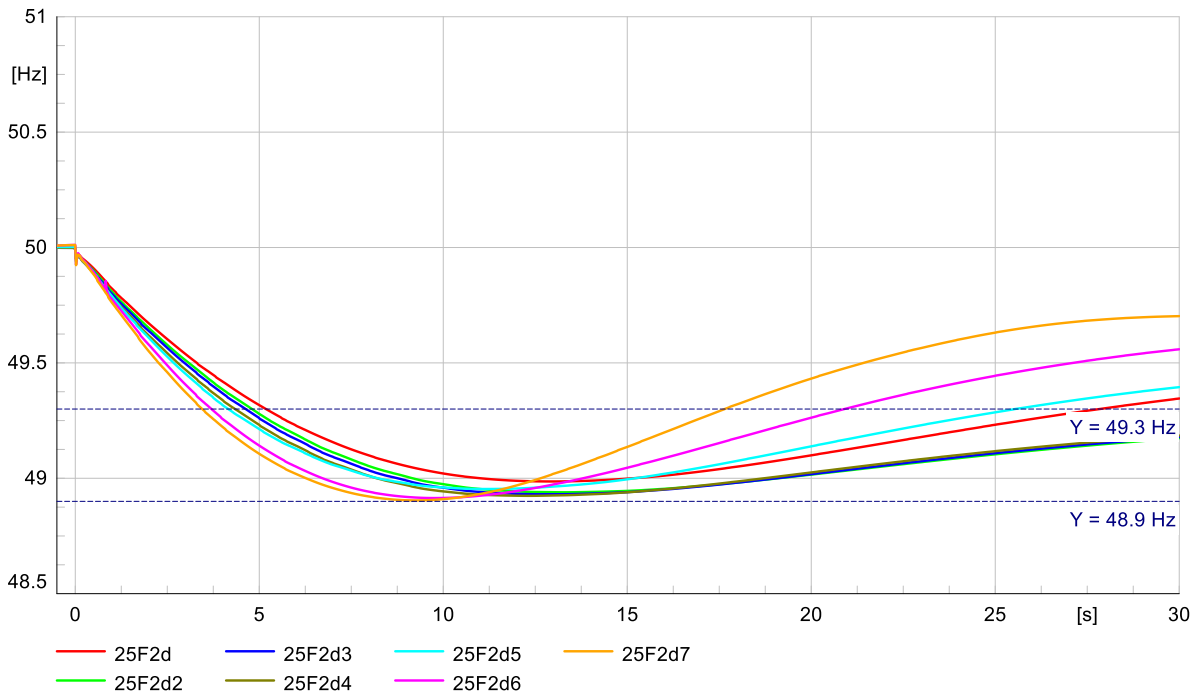


Figura 28. Frecuencia ante la desconexión de San Isidro 2 en escenarios de demanda baja de noche de 2030 con distinta inercia.

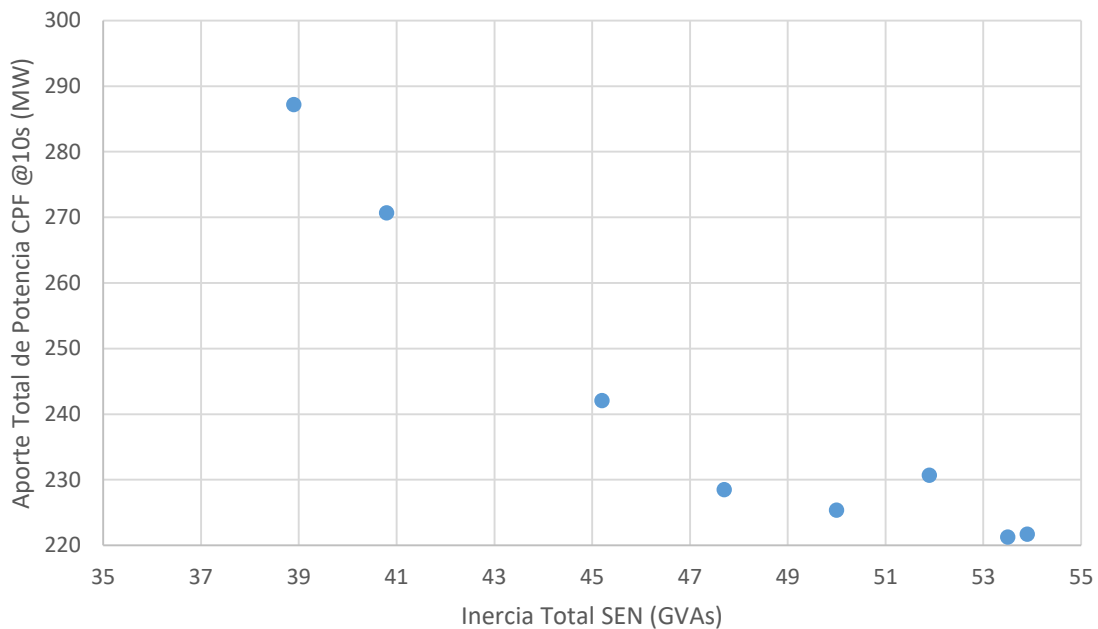


Figura 29. Aportes de potencia a los 10 s en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2030.



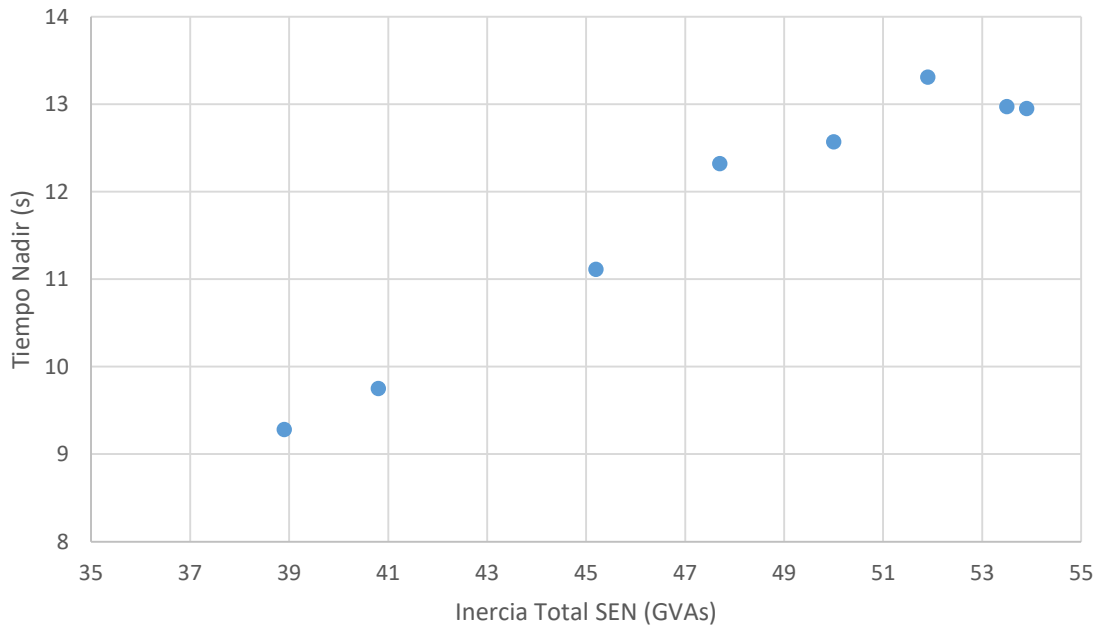


Figura 30. Tiempo al nadir en función de la inercia escenarios de demanda baja de noche de 2030.

Tabla 38. Aportes de potencia de las unidades participando del CPF y valores mínimos y finales de la frecuencia del sistema ante la desconexión de San Isidro 2 en casos de demanda baja de noche de 2030 con distinta inercia.

| Caso    | Escenario | Total SEN       |           | Aporte CPF (MW) | Frecuencia |          |
|---------|-----------|-----------------|-----------|-----------------|------------|----------|
|         |           | Inercia* (GVAs) | Gen. (MW) | @10s            | Fmin (Hz)  | Tmin (s) |
| 30F2c** | 30F2c**   | 53,5            | 9162      | 221,3           | 48,99      | 12,97    |
| 30F2d   | 30F2d     | 53,9            | 9148      | 221,7           | 48,99      | 12,95    |
| 30F2d2  | 30F2d2    | 51,9            | 9140      | 230,7           | 48,94      | 13,31    |
| 30F2d3  | 30F2d3    | 50              | 9139      | 225,4           | 48,93      | 12,57    |
| 30F2d4  | 30F2d4    | 47,7            | 9154      | 228,5           | 48,92      | 12,32    |
| 30F2d5  | 30F2d5    | 45,2            | 9188      | 242,1           | 48,95      | 11,11    |
| 30F2d6  | 30F2d6    | 40,8            | 9210      | 270,7           | 48,91      | 9,75     |
| 30F2d7  | 30F2d7    | 38,9            | 9222      | 287,2           | 48,9       | 9,28     |

(\*) Antes de la contingencia

(\*\*) Se desconecta la U16 (inercia 3,1 GVAs y despacho 400 MW)

## 4 Conclusiones

Se verificó que el sistema resulta estable y cuenta con recursos suficientes para el control primario de frecuencia para garantizar un desempeño satisfactorio ante las contingencias de Severidad 5 más críticas en los casos de 2025 y 2030 analizados.

El cálculo teórico de las tasas máximas de variación de la frecuencia (ROCOF) ante la desconexión de 400 MW generación en los casos base se encuentra por debajo de la tasa de activación del EDAC por decremento de la frecuencia y de la máxima variación que deben soportar los generadores sin desconectarse de la red de acuerdo a la NTSyCS. Se verifica que dichos valores teóricos no exceden el máximo valor admisible en ninguno de los escenarios adicionales analizados.

En los escenarios de 2025 las transferencias de potencia por las líneas de 500 kV Parinas – Cumbre y Nva. P. Azúcar - Polpaico son coherentes con los valores extremos extraídos por el Coordinador de los escenarios PLP para 2026. En los casos base adicionales la inercia del Norte Grande es menor a 9 GVAs y la del Centro es provista sólo por el CC San Isidro 2, cuya desconexión se simula para analizar la estabilidad del sistema. Luego, se considera que los escenarios analizados son representativos de las condiciones críticas de operación con alta probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto, deberá verificarse en los análisis de la Actividad 2 del estudio la factibilidad de operar el sistema con las transferencias de potencia observadas en los casos base desde el punto de vista de la estabilidad transitoria y de la tensión ante contingencias de Severidad 4.

En algunos casos de estudio adicionales de 2025 en los que se forzó la reducción de inercia sacando de servicio unidades sincrónicas de generación (hasta alcanzar inercias en el Norte Grande debajo de 3,3 GVAs y 1 GVAs en escenarios de demanda alta de día y baja de noche, respectivamente) se observa la divergencia de las tensiones en el sistema de transmisión incluso antes de implantar la contingencia. En dichos casos el sistema resulta inestable en tensión y se alcanza un desempeño satisfactorio del control de frecuencia si se considera como medida de mitigación que las unidades de las centrales Angamos y Cochrane permanecen operando como condensadores sincrónicos (despachadas a potencia activa nula y participando del control dinámico de tensión). Esta medida de mitigación es evaluada en mayor detalle en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 del presente proyecto.

Las contingencias analizadas no derivan en la separación del sistema en áreas asincrónicas y las frecuencias medidas en las distintas áreas presentan evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. Por lo tanto, los resultados obtenidos no indican la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia y reservas para CPF por área del sistema.

La *Tabla 39* presenta los niveles sistémicos de inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio. La factibilidad de operar el sistema en dichos escenarios se verificará en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2.

Tabla 39. Inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio.

| Año  | Demanda | Inercia SEN (GVAs) | Penetración ERV (%) | Generación (MW) |        |       |
|------|---------|--------------------|---------------------|-----------------|--------|-------|
|      |         |                    |                     | PV              | Eólica | Total |
| 2025 | Alta    | 25.9               | 62                  | 5791            | 1496   | 11840 |
|      | Baja    | 30.0               | 37                  | 93              | 2866   | 7913  |
| 2030 | Alta    | 28.5               | 72                  | 6548            | 2311   | 12277 |
|      | Baja    | 38.9               | 30                  | 58              | 2654   | 9105  |

Se analiza en los estudios de estabilidad de la tensión de la Actividad 2 la mínima fortaleza de red necesaria para garantizar el desempeño satisfactorio del sistema. Dicha fortaleza de red es directamente proporcional a la potencia de cortocircuito disponible, que en gran parte es aportada por las unidades sincrónicas de generación, y por lo tanto se relaciona indirectamente con la inercia de la red. Sin embargo, en los estudios de la Actividad 1 no se identificaron requerimientos mínimos de inercia por área del sistema debido a requerimientos de control de frecuencia desde el punto de vista del sistema en su conjunto.

## 5 Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio," Santiago de Chile, Septiembre 2020.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Integración de ERV al SEN - Limitaciones Técnicas del Sistema – Años 2026-2028," 2 de julio de 2021.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, "ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA, Informe Preliminar," Mayo 2021.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión," Dic. 2020.
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional, "ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS," Junio 2020.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe de Servicios Complementarios Año 2021," Diciembre 2020.
- [7] Estudios Energéticos Consultores para el Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024," Julio 2020.

## 6 Anexos

### 6.1 Anexo A: Contingencias

#### 6.1.1 Definición del tipo de contingencia

Las contingencias de severidad 4, 5 y 6 se definen en la NTSyCS como sigue:

- Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo.
- Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.
- Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los Sistemas de Protecciones de este último; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo.

## 6.2 Anexo B: Requerimientos de Seguridad y Calidad de Servicio

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el Coordinador y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

### 6.2.1 Recuperación dinámica

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final,

---

ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 de la NT de SSCC, se establece que "Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples." Al respecto, teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva es más exigente que lo dispuesto en el artículo 5-35 de la NT SyCS.

El factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

## 6.3 Anexo C: Inercia y generación de los casos base

### 6.3.1 Despacho de generación por recurso y red

Tabla 40. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 25B1.

| Red                                | Recurso primario |             |          |             |           |             |          |           | Total        |
|------------------------------------|------------------|-------------|----------|-------------|-----------|-------------|----------|-----------|--------------|
|                                    | PV               | Eólica      | Biogas   | Carbón      | Gas       | Hidro       | Oil      | Geot      |              |
| 00-Norte Grande                    | 2388             | 510         | 0        | 601         | 0         | 5           | 0        | 18        | 3522         |
| 01-Atacama                         | 1522             | 22          | 0        | 139         | 0         | 3           | 0        | 0         | 1686         |
| 02-Coquimbo                        | 684              | 370         | 0        | 0           | 0         | 5           | 0        | 0         | 1058         |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 243              | 0           | 0        | 0           | 0         | 191         | 0        | 0         | 434          |
| 04-Enel Distribución               | 80               | 0           | 0        | 0           | 15        | 412         | 0        | 0         | 506          |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0        | 0           | 0         | 643         | 0        | 0         | 643          |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 122              | 29          | 0        | 0           | 0         | 863         | 0        | 0         | 1013         |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0           | 0        | 0           | 38        | 585         | 3        | 0         | 626          |
| 08-Charrúa                         | 0                | 41          | 4        | 306         | 0         | 1401        | 1        | 0         | 1753         |
| 09-Concepción                      | 0                | 3           | 0        | 0           | 0         | 0           | 0        | 0         | 3            |
| 10-Araucanía                       | 0                | 145         | 0        | 0           | 0         | 54          | 0        | 0         | 199          |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 30          | 0        | 0           | 13        | 102         | 1        | 0         | 146          |
| 12-SIC-SING                        | 13               | 112         | 0        | 0           | 0         | 0           | 0        | 0         | 125          |
| 12-Zona Interconexión              | 80               | 0           | 0        | 0           | 0         | 0           | 0        | 0         | 80           |
| <b>Total</b>                       | <b>5132</b>      | <b>1261</b> | <b>4</b> | <b>1046</b> | <b>65</b> | <b>4263</b> | <b>5</b> | <b>18</b> | <b>11796</b> |

Tabla 41. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 25B2.

| Red                                | Recurso primario |             |           |            |           |             |            |           | Total       |
|------------------------------------|------------------|-------------|-----------|------------|-----------|-------------|------------|-----------|-------------|
|                                    | PV               | Eólica      | Biogas    | Carbón     | Gas       | Hidro       | Oil        | Geot      |             |
| 00-Norte Grande                    | 58               | 222         | 0         | 601        | 0         | 5           | 126        | 42        | 1054        |
| 01-Atacama                         | 0                | 28          | 0         | 158        | 0         | 3           | 0          | 0         | 189         |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 589         | 0         | 0          | 0         | 7           | 0          | 0         | 596         |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 0                | 0           | 0         | 0          | 0         | 147         | 0          | 0         | 147         |
| 04-Enel Distribución               | 0                | 0           | 0         | 0          | 15        | 321         | 0          | 0         | 336         |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0         | 0          | 0         | 590         | 0          | 0         | 590         |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 0                | 20          | 0         | 0          | 0         | 873         | 0          | 0         | 893         |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0           | 0         | 0          | 30        | 463         | 13         | 0         | 505         |
| 08-Charrúa                         | 0                | 11          | 4         | 0          | 0         | 1717        | 1          | 0         | 1732        |
| 09-Concepción                      | 0                | 0           | 0         | 0          | 0         | 0           | 0          | 0         | 0           |
| 10-Araucanía                       | 0                | 770         | 11        | 0          | 0         | 485         | 0          | 0         | 1266        |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 20          | 0         | 0          | 6         | 119         | 1          | 0         | 146         |
| 12-SIC-SING                        | 0                | 372         | 0         | 0          | 0         | 0           | 0          | 0         | 372         |
| <b>Total</b>                       | <b>58</b>        | <b>2030</b> | <b>14</b> | <b>759</b> | <b>51</b> | <b>4730</b> | <b>141</b> | <b>42</b> | <b>7826</b> |



Tabla 42. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 30B1.

| Red                                | Recurso primario |             |           |            |          |            |             |           |           | Total        |
|------------------------------------|------------------|-------------|-----------|------------|----------|------------|-------------|-----------|-----------|--------------|
|                                    | PV               | Eól         | Biogas    | Carbón     | Diesel   | Gas        | Hid         | Oil       | Geo       |              |
| 00-Norte Grande                    | 3278             | 302         | 0         | 358        | 0        | 233        | 53          | 20        | 20        | 4263         |
| 01-Atacama                         | 2234             | 110         | 0         | 38         | 0        | 0          | 0           | 0         | 0         | 2382         |
| 02-Coquimbo                        | 674              | 133         | 0         | 0          | 0        | 0          | 0           | 0         | 0         | 807          |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 162              | 0           | 0         | 84         | 0        | 0          | 89          | 6         | 0         | 341          |
| 04-Enel Distrib                    | 54               | 0           | 2         | 0          | 0        | 13         | 171         | 0         | 0         | 241          |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0         | 0          | 0        | 0          | 262         | 0         | 0         | 262          |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 35               | 33          | 1         | 0          | 2        | 0          | 400         | 0         | 0         | 471          |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0           | 2         | 0          | 0        | 1          | 276         | 2         | 0         | 281          |
| 08-Charrúa                         | 0                | 97          | 28        | 352        | 0        | 20         | 371         | 1         | 0         | 868          |
| 09-Concepción                      | 0                | 3           | 0         | 0          | 0        | 0          | 0           | 20        | 0         | 23           |
| 10-Araucanía                       | 0                | 1129        | 10        | 0          | 0        | 0          | 364         | 0         | 0         | 1503         |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 26          | 0         | 0          | 0        | 14         | 79          | 1         | 0         | 120          |
| 12-SIC-SING                        | 43               | 585         | 0         | 0          | 0        | 60         | 0           | 0         | 0         | 688          |
| 12-Zona Interc                     | 31               | 0           | 0         | 0          | 0        | 0          | 0           | 0         | 0         | 31           |
| <b>Total</b>                       | <b>6510</b>      | <b>2417</b> | <b>44</b> | <b>832</b> | <b>2</b> | <b>340</b> | <b>2064</b> | <b>50</b> | <b>20</b> | <b>12279</b> |

Tabla 43. Despacho de generación (MW) por recurso y red de la BD en el Caso 30B2.

| Red                                | Recurso primario |             |           |            |          |            |             |            |           |            | Total       |
|------------------------------------|------------------|-------------|-----------|------------|----------|------------|-------------|------------|-----------|------------|-------------|
|                                    | PV               | Eólica      | Biogas    | Carbón     | Diesel   | Gas        | Hidro       | Oil        | Geot      | CSP        |             |
| 00-Norte Grande                    | 100              | 183         | 0         | 403        | 0        | 479        | 78          | 136        | 42        | 700        | 2121        |
| 01-Atacama                         | 0                | 216         | 0         | 86         | 0        | 0          | 3           | 0          | 0         | 0          | 305         |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 112         | 0         | 0          | 0        | 0          | 7           | 0          | 0         | 0          | 119         |
| 03-Chilq-Aconc                     | 0                | 0           | 0         | 84         | 0        | 0          | 192         | 21         | 0         | 0          | 297         |
| 04-Enel Distrib                    | 0                | 0           | 7         | 0          | 0        | 15         | 453         | 0          | 0         | 0          | 474         |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0         | 0          | 0        | 0          | 385         | 0          | 0         | 0          | 385         |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 0                | 27          | 2         | 0          | 4        | 0          | 961         | 0          | 0         | 0          | 994         |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0           | 0         | 0          | 0        | 2          | 534         | 5          | 0         | 0          | 541         |
| 08-Charrúa                         | 0                | 284         | 4         | 178        | 0        | 48         | 1192        | 1          | 0         | 0          | 1706        |
| 09-Concepción                      | 0                | 3           | 0         | 0          | 0        | 0          | 0           | 55         | 0         | 0          | 58          |
| 10-Araucanía                       | 0                | 1502        | 5         | 0          | 0        | 0          | 408         | 0          | 0         | 0          | 1914        |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 29          | 0         | 0          | 0        | 12         | 60          | 0          | 0         | 0          | 101         |
| 12-SIC-SING                        | 0                | 28          | 0         | 0          | 0        | 0          | 0           | 0          | 0         | 0          | 28          |
| <b>Total</b>                       | <b>100</b>       | <b>2383</b> | <b>17</b> | <b>751</b> | <b>4</b> | <b>555</b> | <b>4272</b> | <b>217</b> | <b>42</b> | <b>700</b> | <b>9041</b> |

## 6.3.2 Inercia por recurso y red

Tabla 44. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25B1.

| Red                                | Recurso primario |              |            |              |            |           | Total        |
|------------------------------------|------------------|--------------|------------|--------------|------------|-----------|--------------|
|                                    | Biogas           | Carbón       | Gas        | Hidro        | Oil        | Others    |              |
| 00-Norte Grande                    | 0                | 7727         | 0          | 47           | 0          | 45        | <b>7818</b>  |
| 01-Atacama                         | 0                | 2582         | 0          | 2            | 0          | 0         | <b>2584</b>  |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 0            | 0          | 38           | 0          | 0         | <b>38</b>    |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 0                | 0            | 0          | 526          | 0          | 0         | <b>526</b>   |
| 04-Enel Distribución               | 0                | 0            | 31         | 2340         | 0          | 0         | <b>2372</b>  |
| 05-Colbún                          | 0                | 0            | 0          | 2354         | 0          | 0         | <b>2354</b>  |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 0                | 0            | 0          | 3649         | 0          | 0         | <b>3649</b>  |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0            | 259        | 2553         | 120        | 0         | <b>2932</b>  |
| 08-Charrúa                         | 40               | 1895         | 0          | 6152         | 2          | 0         | <b>8089</b>  |
| 09-Concepción                      | 0                | 0            | 0          | 0            | 0          | 0         | <b>0</b>     |
| 10-Araucanía                       | 0                | 0            | 0          | 322          | 0          | 0         | <b>322</b>   |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 0            | 96         | 474          | 5          | 0         | <b>575</b>   |
| <b>Total</b>                       | <b>40</b>        | <b>12204</b> | <b>386</b> | <b>18457</b> | <b>127</b> | <b>45</b> | <b>31259</b> |

Tabla 45. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25B2.

| Red                                | Recurso primario |              |            |              |            |           | Total        |
|------------------------------------|------------------|--------------|------------|--------------|------------|-----------|--------------|
|                                    | Biogas           | Carbón       | Gas        | Hidro        | Oil        | Geot      |              |
| 00-Norte Grande                    | 0                | 7727         | 0          | 47           | 601        | 89        | <b>8464</b>  |
| 01-Atacama                         | 0                | 2582         | 0          | 2            | 0          | 0         | <b>2584</b>  |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 0            | 0          | 38           | 0          | 0         | <b>38</b>    |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 0                | 0            | 0          | 526          | 0          | 0         | <b>526</b>   |
| 04-Enel Distribución               | 0                | 0            | 31         | 2340         | 0          | 0         | <b>2372</b>  |
| 05-Colbún                          | 0                | 0            | 0          | 2324         | 0          | 0         | <b>2324</b>  |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 0                | 0            | 0          | 3649         | 0          | 0         | <b>3649</b>  |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0            | 259        | 2898         | 120        | 0         | <b>3277</b>  |
| 08-Charrúa                         | 40               | 0            | 0          | 7438         | 2          | 0         | <b>7479</b>  |
| 09-Concepción                      | 0                | 0            | 0          | 0            | 0          | 0         | <b>0</b>     |
| 10-Araucanía                       | 280              | 0            | 0          | 2192         | 0          | 0         | <b>2472</b>  |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 0            | 96         | 474          | 5          | 0         | <b>575</b>   |
| <b>Total</b>                       | <b>320</b>       | <b>10309</b> | <b>386</b> | <b>21929</b> | <b>728</b> | <b>89</b> | <b>33761</b> |

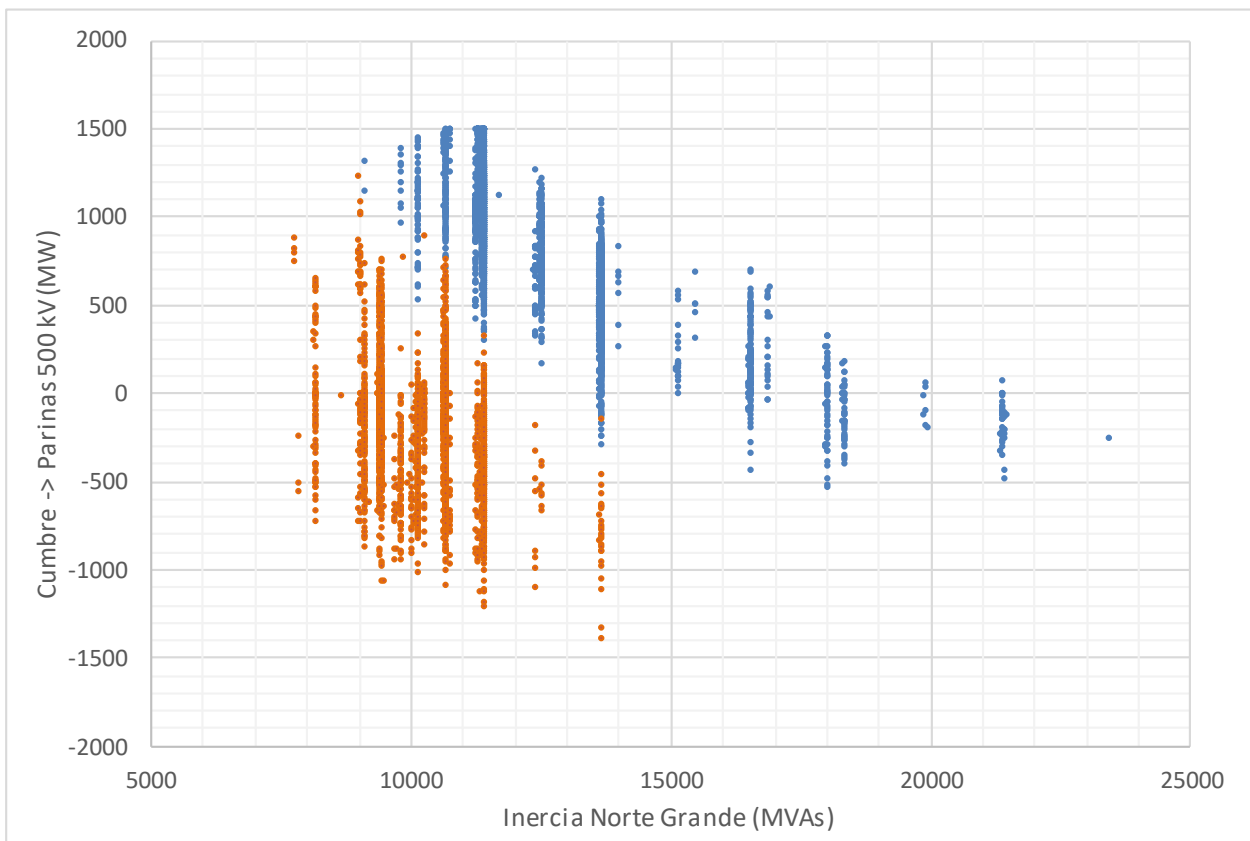
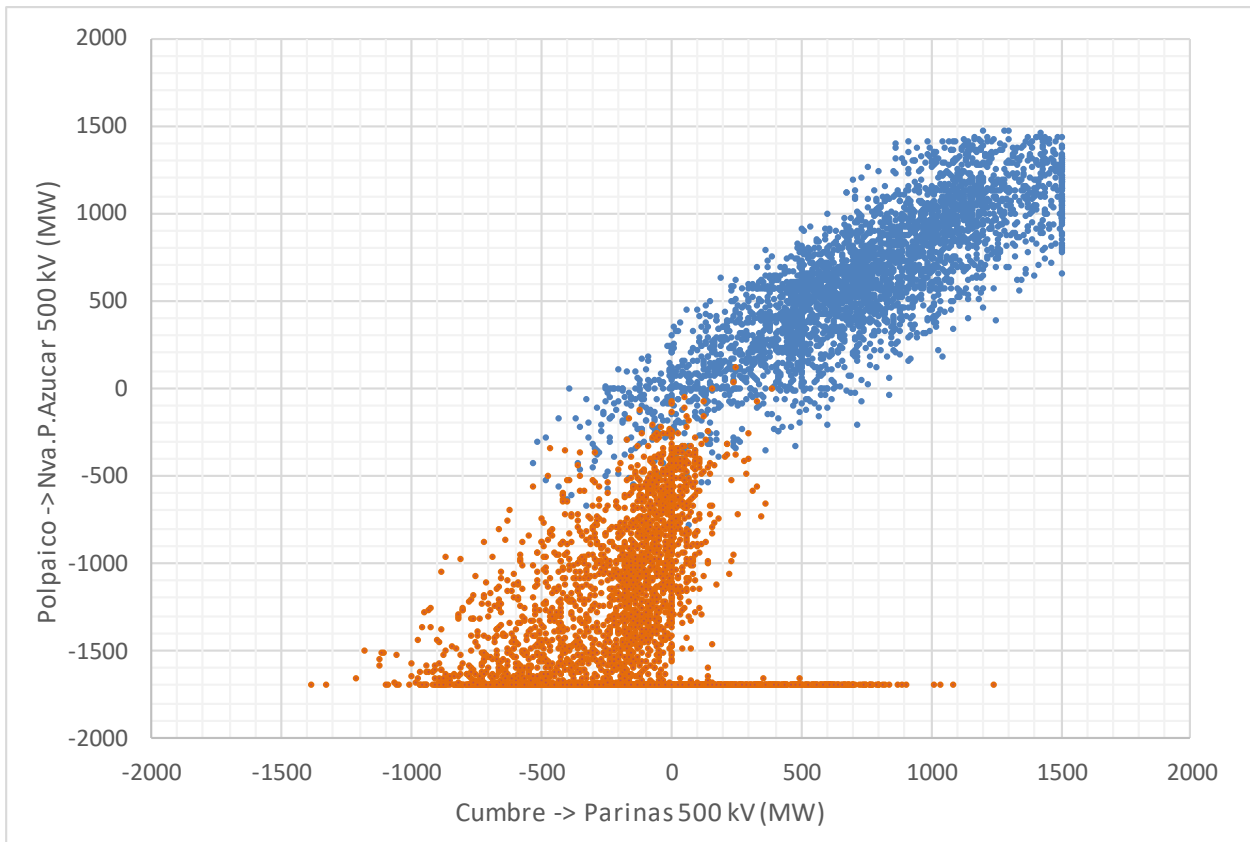
Tabla 46. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30B1.

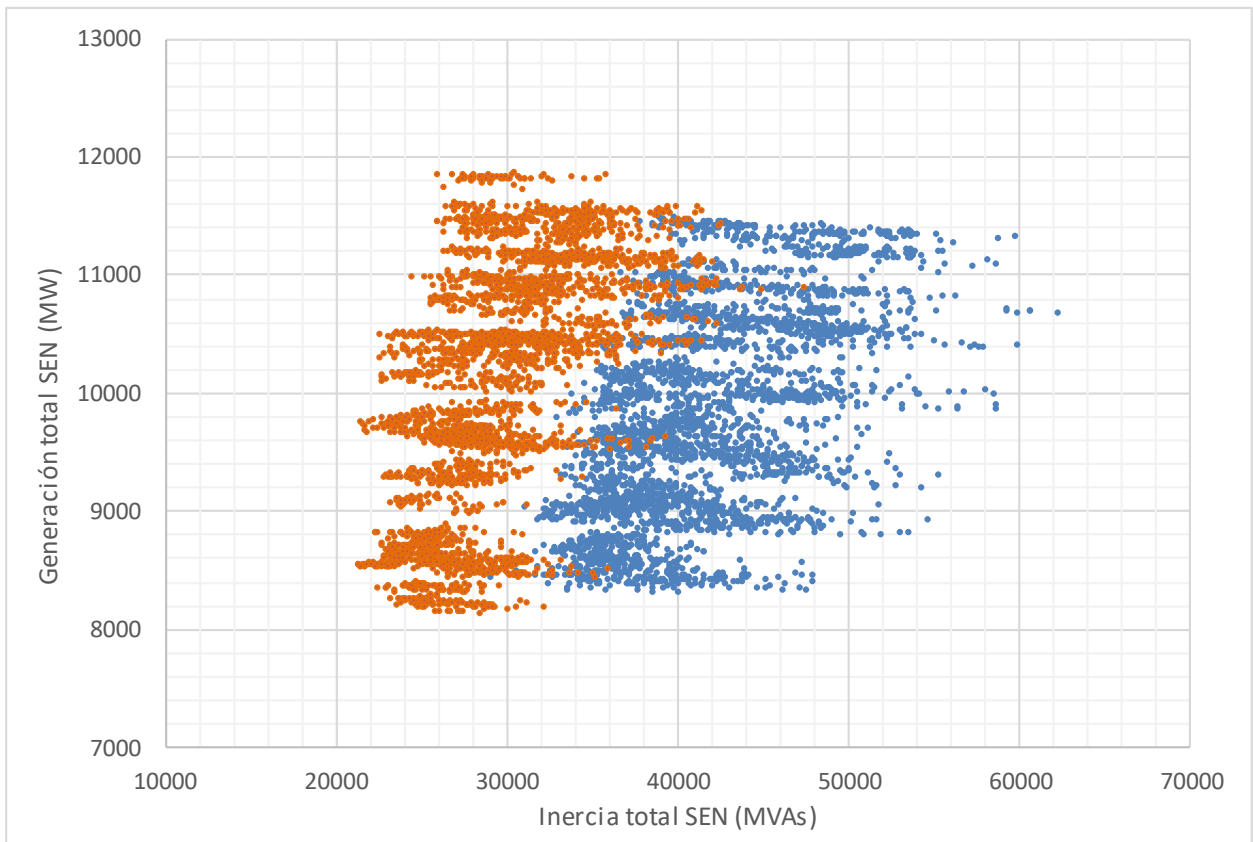
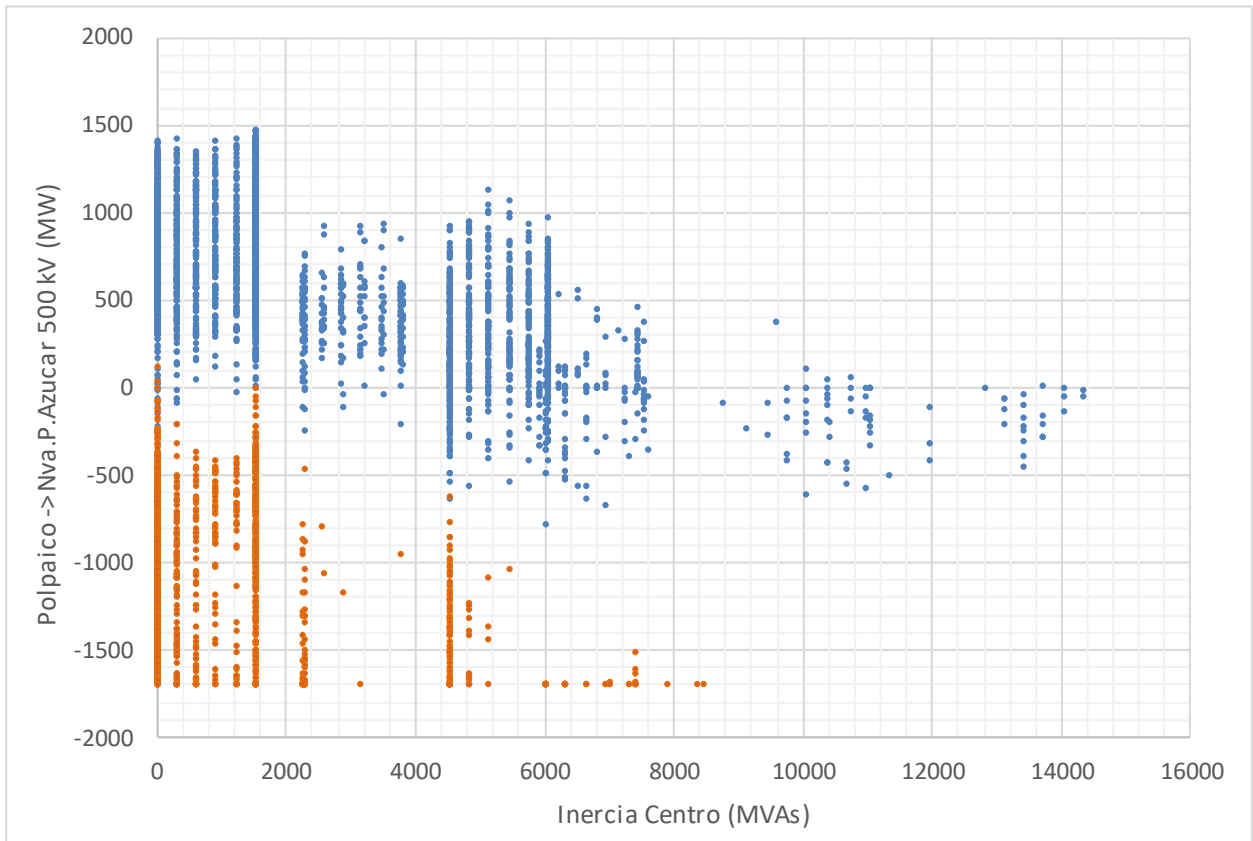
| Red                                | Recurso primario |             |          |             |              |             |           | Total        |
|------------------------------------|------------------|-------------|----------|-------------|--------------|-------------|-----------|--------------|
|                                    | Biogas           | Carbón      | Diesel   | Gas         | Hidro        | Oil         | Geot      |              |
| 00-Norte Grande                    | 0                | 4559        | 0        | 3430        | 506          | 515         | 89        | <b>9098</b>  |
| 01-Atacama                         | 0                | 812         | 0        | 0           | 0            | 0           | 0         | <b>812</b>   |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 0           | 0        | 0           | 0            | 0           | 0         | <b>0</b>     |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 0                | 2244        | 0        | 0           | 526          | 477         | 0         | <b>3248</b>  |
| 04-Enel Distribución               | 4                | 0           | 0        | 31          | 2286         | 0           | 0         | <b>2321</b>  |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0        | 0           | 2354         | 0           | 0         | <b>2354</b>  |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 2                | 0           | 3        | 0           | 3649         | 0           | 0         | <b>3654</b>  |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 217              | 0           | 0        | 7           | 3005         | 120         | 0         | <b>3349</b>  |
| 08-Charrúa                         | 702              | 1895        | 0        | 748         | 4302         | 2           | 0         | <b>7649</b>  |
| 09-Concepción                      | 0                | 0           | 0        | 0           | 0            | 325         | 0         | <b>325</b>   |
| 10-Araucanía                       | 280              | 0           | 0        | 0           | 3499         | 0           | 0         | <b>3779</b>  |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 0           | 0        | 96          | 474          | 5           | 0         | <b>575</b>   |
| 12-SIC-SING                        | 0                | 0           | 0        | 1729        | 0            | 0           | 0         | <b>1729</b>  |
| <b>Total</b>                       | <b>1204</b>      | <b>9510</b> | <b>3</b> | <b>6041</b> | <b>20601</b> | <b>1443</b> | <b>89</b> | <b>38892</b> |

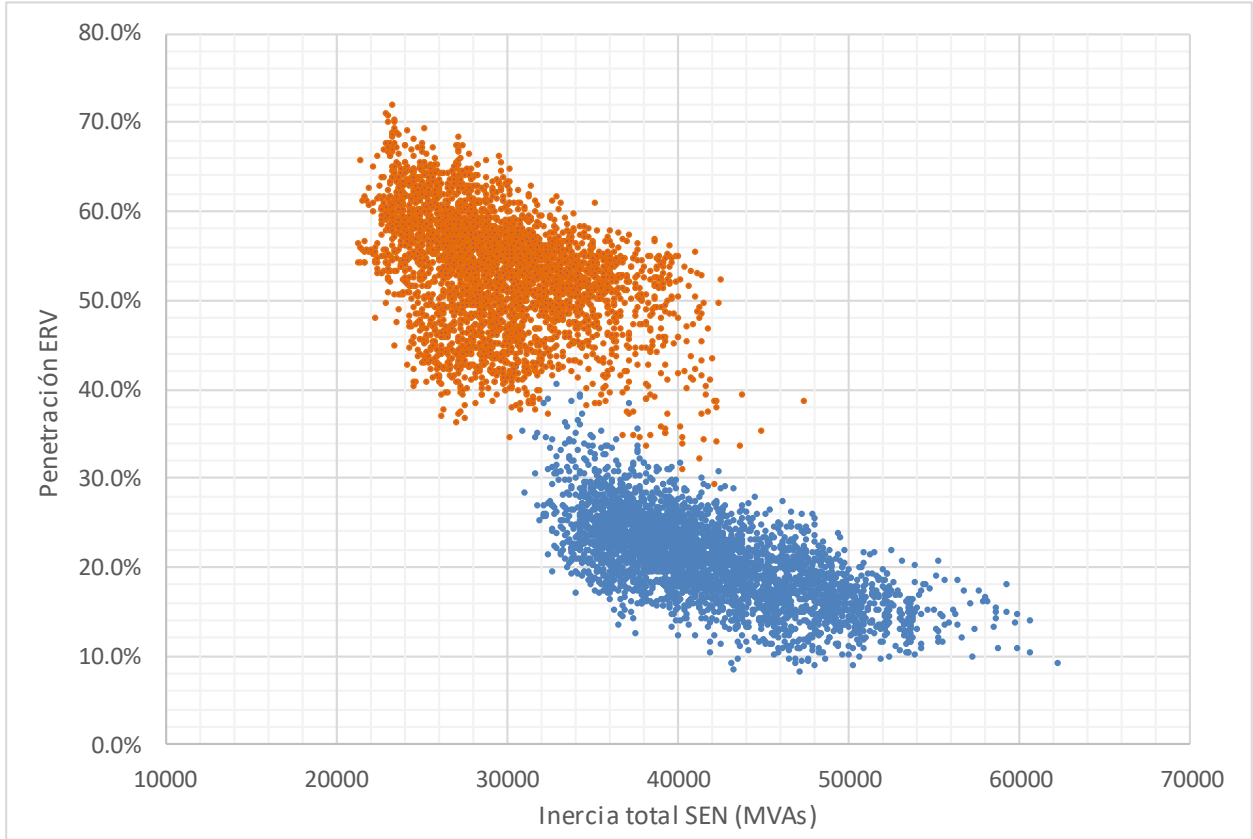
Tabla 47. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30B2.

| Red                                | Recurso primario |             |          |             |              |             |           |             | Total        |
|------------------------------------|------------------|-------------|----------|-------------|--------------|-------------|-----------|-------------|--------------|
|                                    | Biogas           | Carbón      | Diesel   | Gas         | Hidro        | Oil         | Geot      | CSP         |              |
| 00-Norte Grande                    | 0                | 4559        | 0        | 7780        | 506          | 775         | 89        | 6148        | <b>19856</b> |
| 01-Atacama                         | 0                | 812         | 0        | 0           | 2            | 0           | 0         | 0           | <b>814</b>   |
| 02-Coquimbo                        | 0                | 0           | 0        | 0           | 38           | 0           | 0         | 0           | <b>38</b>    |
| 03-Chilquinta-Aconcagua            | 0                | 2244        | 0        | 0           | 526          | 477         | 0         | 0           | <b>3248</b>  |
| 04-Enel Distribución               | 4                | 0           | 0        | 31          | 2286         | 0           | 0         | 0           | <b>2321</b>  |
| 05-Colbún                          | 0                | 0           | 0        | 0           | 2354         | 0           | 0         | 0           | <b>2354</b>  |
| 06-Troncal_Qui-Cha                 | 2                | 0           | 3        | 0           | 5646         | 0           | 0         | 0           | <b>5651</b>  |
| 07-Sistema<br>154 - 66 kV (Centro) | 0                | 0           | 0        | 259         | 2898         | 60          | 0         | 0           | <b>3217</b>  |
| 08-Charrúa                         | 40               | 1895        | 0        | 748         | 8648         | 2           | 0         | 0           | <b>11333</b> |
| 09-Concepción                      | 0                | 0           | 0        | 0           | 0            | 325         | 0         | 0           | <b>325</b>   |
| 10-Araucanía                       | 280              | 0           | 0        | 0           | 3499         | 0           | 0         | 0           | <b>3779</b>  |
| 11-Araucanía 66 kV                 | 0                | 0           | 0        | 96          | 474          | 5           | 0         | 0           | <b>575</b>   |
| <b>Total</b>                       | <b>325</b>       | <b>9510</b> | <b>3</b> | <b>8913</b> | <b>26878</b> | <b>1644</b> | <b>89</b> | <b>6148</b> | <b>53511</b> |

## 6.4 Anexo D: Transferencias e inercias típicas para 2026 [2]







## 6.5 Anexo E: Aportes de potencia para CPF

Las tablas del presente anexo presentan los aportes de potencia en MW de las unidades que participan del CPF en cada caso de estudio. Para cada unidad se presentan los siguientes valores:

- P0: despacho inicial en MW
- dP10: diferencia en MW entre el despacho inicial y la potencia inyectada 10 s luego de la contingencia
- dP120: diferencia en MW entre el despacho inicial y la potencia inyectada 120 s luego de la contingencia

Se completan con un guión ("-") los casilleros correspondientes a los escenarios en los que la unidad no participa del CPF.

Tabla 48. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda alta de día de 2025

| Generador   | Caso   |       |        |        |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |
|-------------|--------|-------|--------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|
|             | 25F1a  |       |        | 25F1b  |       |       | 25F1c  |       |       | 25F1d  |       |       | 25B1a  |       |       |
|             | P0     | dP10  | dP120  | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 |
| Guacolda U3 | 45     | 4,01  | 4,5    | 45     | 4,2   | 3,45  | 45     | 3,91  | 4,51  | 44,99  | 3,89  | 4,52  | 45     | 3,85  | 4,51  |
| ANG2        | 121,7  | 28,93 | 8,12   | 121,7  | 10,76 | 1,12  | 121,7  | 29,3  | 8,39  | 121,71 | 25,63 | 6,15  | 121,7  | 29,43 | 8,66  |
| ANG1        | 121,7  | 28,93 | 8,12   | 121,7  | 10,76 | 1,12  | 121,7  | 29,3  | 8,39  | 121,71 | 25,63 | 6,15  | 121,7  | 29,43 | 8,66  |
| Antuco U1   | 42,86  | 38    | 100,29 | 42,86  | 17,1  | 33,1  | 80     | 41,42 | 79,5  | 79,99  | 37,19 | 79,09 | 86     | 41,48 | 73,54 |
| Pangue U1   | 219,94 | 6,86  | 8,3    | 219,94 | 2,62  | 8,32  | 219,94 | 6,79  | 8,32  | 219,93 | 6,52  | 8,32  | 219,94 | 6,75  | 8,31  |
| Pangue U2   | 219,94 | 11,27 | 18,52  | 219,94 | 3,56  | 18,54 | 219,94 | 11,48 | 18,54 | 219,93 | 8,97  | 18,54 | 219,94 | 11,71 | 18,53 |
| Ralco U1    | 345    | 39,79 | 41,96  | 345    | 19,17 | 26,77 | 235,74 | 41,13 | 72,05 | 305,18 | 37,97 | 60,21 | 311,82 | 41,05 | 74,19 |
| Ralco U2    | 345    | 39,65 | 41,77  | 345    | 19,02 | 26,77 | 345    | 39,84 | 41,66 | 344,99 | 37,23 | 40,77 | 345    | 39,95 | 41,76 |

Tabla 49. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda baja de noche de 2025

| Generador     | Caso   |       |       |        |       |       |        |       |       |       |       |       |        |       |       |
|---------------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|
|               | 25F2a  |       |       | 25F2b  |       |       | 25F2c  |       |       | 25F2d |       |       | 25B2a  |       |       |
|               | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0    | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 |
| CCH1          | 84,65  | 37,05 | 31,07 | 84,79  | 32,52 | 19,21 | 84,84  | 36,67 | 21,39 | 84,65 | 25,72 | 20,05 | 84,73  | 39,9  | 37,74 |
| CCH2          | 84,65  | 36,12 | 32,64 | 84,78  | 31,92 | 20,21 | 84,84  | 35,5  | 22,51 | 84,65 | 26,32 | 21,09 | 84,73  | 38,91 | 38,6  |
| IEM           | 187,33 | 20,63 | 18,15 | -      | -     | -     | -      | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     |
| Antuco U1     | 86,89  | 37,21 | 72,16 | 86,86  | 37,69 | 53,76 | 86,87  | 41,66 | 59,47 | 86,89 | 27,15 | 55,8  | 86,87  | 41,9  | 72,6  |
| Antuco U2     | 86,89  | 39,65 | 67,12 | 86,86  | 40,1  | 55,38 | 86,87  | 43,91 | 60,8  | 86,89 | 30,01 | 57,32 | 86,87  | 44,15 | 67,57 |
| Canutillar U1 | 40,03  | 11,68 | 15,61 | 40,02  | 12,02 | 9,72  | 40,02  | 13,72 | 10,85 | 40,03 | 7,99  | 10,12 | -      | -     | -     |
| Canutillar U2 | 40,03  | 11,68 | 15,61 | 40,02  | 12,02 | 9,72  | 40,02  | 13,72 | 10,85 | 40,03 | 7,99  | 10,12 | -      | -     | -     |
| ANG2          | -      | -     | -     | 121,68 | 23    | 2,36  | 121,72 | 25,81 | 2,89  | -     | -     | -     | 121,68 | 29,97 | 8,34  |
| ANG1          | -      | -     | -     | 121,68 | 23    | 2,36  | 121,72 | 25,81 | 2,89  | -     | -     | -     | 121,68 | 29,97 | 8,34  |
| Pehuenche U1  | -      | -     | -     | 220,06 | 21,2  | 31,95 | 220,07 | 21,21 | 35,37 | -     | -     | -     | -      | -     | -     |
| Pehuenche U2  | -      | -     | -     | 220,06 | 16,54 | 31,45 | 220,07 | 18,27 | 34,83 | -     | -     | -     | -      | -     | -     |
| Pangue U1     | -      | -     | -     | 200,05 | 5,53  | 26,35 | 200,05 | 6,36  | 28,19 | -     | -     | -     | -      | -     | -     |
| Pangue U2     | -      | -     | -     | 200,05 | 7,93  | 27,84 | 200,05 | 9,13  | 30,82 | -     | -     | -     | -      | -     | -     |
| Ralco U1      | -      | -     | -     | 214,48 | 38,1  | 38,06 | 182,96 | 41,45 | 42,19 | -     | -     | -     | 185,09 | 42,37 | 71,3  |
| Ralco U2      | -      | -     | -     | 214,08 | 37,5  | 38,07 | 182,07 | 40,63 | 42,19 | -     | -     | -     | -      | -     | -     |



Tabla 50. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda alta de día de 2030

| Generador     | Caso   |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |       |       |       |
|---------------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
|               | 30F1a  |       |       | 30F1b  |       |       | 30F1c  |       |       | 30F1d  |       |       | 30B1a |       |       |
|               | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0     | dP10  | dP120 | P0    | dP10  | dP120 |
| U16           | 120,48 | 8,06  | 26,53 | 128,28 | 18,2  | 34,46 | -      | -     | -     | -      | -     | -     | -     | -     | -     |
| CCH1          | 83,77  | 17,36 | 16,92 | 85,84  | 28,83 | 27,29 | 85,85  | 36,79 | 38,73 | 76,23  | 44,66 | 46,18 | 85    | 38,24 | 39,7  |
| CCH2          | 83,66  | 1,8   | 1,35  | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 75,19  | 10,51 | 9,82  | -     | -     | -     |
| Antuco U1     | 80,11  | 17,36 | 44,22 | 79,57  | 31,87 | 76,6  | 79,56  | 38,43 | 80,04 | 82,61  | 33,65 | 76,85 | 80    | 39,52 | 79,59 |
| Canutillar U1 | 39,94  | 4,52  | 8,1   | 39,89  | 9,51  | 14,8  | 39,89  | 11,87 | 20,39 | 40,46  | 10,67 | 18,91 | 40    | 12,38 | 20,19 |
| Canutillar U2 | 39,94  | 4,52  | 8,1   | 39,89  | 9,51  | 14,8  | 39,89  | 11,87 | 20,39 | 40,46  | 10,67 | 18,91 | -     | -     | -     |
| Pullinque U2  | 4,62   | 0,57  | 2,41  | 4,61   | 1,12  | 4,34  | 4,61   | 1,39  | 6,06  | 4,81   | 1,11  | 5,52  | 4,63  | 1,45  | 6,05  |
| Pilmaiquen U4 | 6,78   | 0,86  | 2,27  | 6,78   | 1,54  | 3,95  | 6,78   | 1,9   | 5,44  | 6,86   | 1,73  | 5,08  | 6,8   | 1,92  | 5,43  |
| Pullinque U3  | 4,62   | 0,51  | 2,4   | 4,61   | 1     | 4,33  | 4,61   | 1,24  | 6,04  | 4,73   | 1,05  | 5,6   | 4,63  | 1,29  | 6,04  |
| Campiche      | -      | -     | -     | 95,83  | 1,4   | 1,11  | 82,88  | 2,2   | 1,14  | -      | -     | -     | -     | -     | -     |
| CTM3-TG       | -      | -     | -     | 39,24  | 38,28 | 9,78  | 39,29  | 48,9  | 21,51 | 36,9   | 48,72 | 21,63 | 40    | 49,29 | 21,02 |
| CTM3-TV       | -      | -     | -     | 34,63  | 5,34  | 7,09  | 34,69  | 5,58  | 8,38  | 33,83  | 6,47  | 8,98  | 20    | 19,96 | 23,08 |
| IEM           | -      | -     | -     | 186,43 | 22,13 | 19,06 | 108,94 | 10,83 | 18,45 | 101,43 | 18,36 | 25,96 | 106,2 | 9,44  | 17,38 |
| Pilmaiquen U5 | -      | -     | -     | 6,78   | 1,16  | 3,14  | 6,78   | 1,53  | 5,25  | 6,9    | 1,32  | 4,73  | 6,8   | 1,54  | 5,24  |
| Pulelfu G2    | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 1,98   | 1     | 1,2   | -      | -     | -     | 2     | 1,01  | 1,18  |
| Pulelfu G1    | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 1,98   | 0,81  | 1,23  | 2,13   | 0,62  | 1,01  | 2     | 0,82  | 1,22  |

Tabla 51. Aportes de potencia para CPF (en MW) en los casos base de demanda baja de noche de 2030

| Generador     | Caso  |       |       |       |       |       |        |       |       |        |       |       |        |       |       |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|
|               | 30F2a |       |       | 30F2b |       |       | 30F2c  |       |       | 30F2d  |       |       | 30B2a  |       |       |
|               | PO    | dP10  | dP120 | PO    | dP10  | dP120 | PO     | dP10  | dP120 | PO     | dP10  | dP120 | PO     | dP10  | dP120 |
| CCH1          | 84,96 | 21,61 | 18,55 | 84,96 | 19,81 | 16,71 | 84,97  | 35,94 | 27,11 | 85,04  | 35,84 | 27,18 | 264,11 | 1,15  | 1,9   |
| CCH2          | 84,97 | 22,47 | 19,52 | 84,97 | 20,75 | 17,59 | 84,97  | 35,19 | 28,54 | 85,06  | 35,03 | 28,61 | 263,86 | 1,48  | 2,14  |
| Antuco U1     | 79,85 | 22,41 | 53,48 | 79,85 | 20,7  | 48,72 | 79,73  | 35,45 | 76    | 79,81  | 35,64 | 76,27 | 115,8  | 37,49 | 42,77 |
| Antuco U2     | 79,85 | 25,5  | 56,3  | 79,85 | 23,56 | 51,75 | 79,74  | 39,1  | 74,04 | 79,81  | 39,25 | 73,97 | 115,78 | 36,62 | 37,74 |
| El Toro U1*   | 84,93 | 9,84  | 17,26 | 84,93 | 9,18  | 17,26 | 84,89  | 14,4  | 17,31 | 84,92  | 14,44 | 17,28 | 95,12  | 6,87  | 7,08  |
| El Toro U2*   | 84,97 | 9,84  | 17,22 | 84,97 | 9,14  | 17,22 | 84,91  | 14,4  | 17,29 | 84,93  | 14,44 | 17,27 | 95,04  | 6,95  | 7,16  |
| El Toro U3*   | 84,97 | 8,9   | 17,22 | 84,97 | 8,25  | 17,22 | 84,91  | 13,19 | 17,29 | 84,93  | 13,23 | 17,27 | -      | -     | -     |
| Pehuenche U1  | -     | -     | -     | -     | -     | -     | 231,48 | 16,72 | 40,35 | 231,55 | 16,8  | 40,27 | 231,94 | 16,06 | 37,81 |
| Pehuenche U2  | -     | -     | -     | -     | -     | -     | 231,49 | 16,93 | 39,77 | 231,55 | 17,04 | 39,71 | 231,92 | 16,03 | 37,25 |
| Kelar TG2     | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 160,98 | 34,57 | 33,47 |
| Kelar TG1     | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 160,98 | 34,57 | 33,47 |
| Kelar TV      | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 160,89 | 1,01  | 1,67  |
| Ralco U1      | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 305,15 | 40,15 | 45,29 |
| Ralco U2      | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 252,29 | 38,05 | 45,29 |
| Canutillar U1 | -     | -     | -     | -     | -     | -     | -      | -     | -     | -      | -     | -     | 44,04  | 12,4  | 11,74 |

(\*) El parámetro "Trate" del modelo de la turbina de las unidades de El Toro se ajustó en 99.99 MW.

## 6.6 Anexo F: Descripción casos de estudio

### Casos base y base adicionales

| Caso  | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-------|-----------|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25B1  | 25B1      | 2025 Scen. E1        | Demanda alta de día de 2025 entregado por el Coordinador                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| 25B2  | 25B2      | 2025 Scen. E2        | Demanda baja de noche de 2025 entregado por el Coordinador                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 30B1  | 30B1      | 2030 Scen. E1        | Demanda alta de día de 2030 entregado por el Coordinador                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| 30B2  | 30B2      | 2030 Scen. E2        | Demanda baja de noche de 2030 entregado por el Coordinador                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 25B1a | 25B1a     | 25B1                 | <p>Casos base adicionales cuyos escenarios se crearon a partir de los escenarios originales entregados por el Coordinador. Se mantuvieron los niveles de demanda y se aplicaron los siguientes criterios de despacho de generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se despacha en el área centro sólo el CC San Isidro 2, de modo que ante su desconexión la inercia del Centro es nula.</li> <li>• Despacho de generación hidroeléctrica: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Centrales de pasada: se distribuye el despacho de generación entre todas las unidades disponibles</li> <li>o Centrales de embalse: se despacha la mínima cantidad de unidades de generación por central respetando el mínimo técnico, que se encuentra en torno al 30 %.</li> </ul> </li> <li>• En los casos de 2030: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Se saca de servicio la unidad BOMBEO_SING_1 (111 MVA nominales).</li> <li>o Retiro unidades Angamos (ANG1 y ANG2) en enero 2026.</li> <li>o Retiro centrales Nueva Ventanas y Campiche en enero 2026.</li> </ul> </li> <li>• En el 30B2a se sacan del servicio las unidades adicionales de generación CSP (despacho 700MW).</li> </ul> <p>En los cuatro casos se simula la desconexión del generador San Isidro 2.</p> |
| 25B2a | 25B2a     | 25B2                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 30B1a | 30B1a     | 30B1                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 30B2a | 30B2a     | 30B2                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |

### Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda alta de día de 2025.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

| Caso  | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                                                |
|-------|-----------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25F1a | 25F1a     | 25B1                 | Se simula la desconexión del generador Santa María                                                                                                                                         |
| 25F1b | 25F1a     | 25B1                 | Se simula la desconexión del generador IEM                                                                                                                                                 |
| 25F1c | 25F1c     | 25B1                 | Se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 397,8 MW e inercia 3,4 GVAs).<br>Se simula la desconexión del generador San Isidro U2 |
| 25F1d | 25F1d     | 25B1                 | Se sacó de servicio la unidad Santa María (381 MW) y se forzó el despacho de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs).<br>Se simula la desconexión del generador U16.                  |
| 25B1a | 25B1a     | 25B1a                | Se simula la desconexión del generador San Isidro U2                                                                                                                                       |

Partiendo del Caso 25F1c se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

| Caso    | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                 |
|---------|-----------|----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25F1c2  | 25F1c2    | 25F1c                | Se saca de servicio el generador IEM                                                        |
| 25F1c3  | 25F1c3    | 25F1c2               | Se sacan de servicio los generadores Guacolda 3, 4 y 5.                                     |
| 25F1c41 | 25F1c41   | 25F1c3               | Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2.                                           |
| 25F1c42 | 25F1c42   | 25F1c41              | Las unidades CCH1 y CCH2 dejan en servicio operando como condensadores sincrónicos.         |
| 25F1c43 | 25F1c43   | 25F1c3               | Se sacan de servicio los generadores Pehenche 1 y 2                                         |
| 25F1c51 | 25F1c51   | 25F1c42              | Se sacan de servicio los generadores Angamos 1 y 2                                          |
| 25F1c52 | 25F1c52   | 25F1c51              | Se dejan en servicio los generadores Angamos 1 y 2 operando como condensadores sincrónicos. |

### Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda baja de noche de 2025.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

| Caso  | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                                               |
|-------|-----------|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25F2a | 25F2a     | 25B2                 | Se simula la desconexión del generador Ralco U2                                                                                                                                           |
| 25F2b | 25F2b     | 25B2                 | Se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, se forzó el despacho de San Isidro U2 (despacho 387,7 MW e inercia 3 GVAs).<br>Se simula la desconexión del generador San Isidro 2 |
| 25F2c | 25F2c     | 25B2                 | Se sacaron de servicio las unidades IEM y Guacolda U3, y se forzó el despacho de la U16 (despacho 400 MW e inercia 3,14 GVAs).<br>Se simula la desconexión del generador U16              |
| 25F2d | 25F2a     | 25B2                 | Se simula la desconexión del generador IEM                                                                                                                                                |

Partiendo del Caso 25F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

| Caso    | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                               |
|---------|-----------|----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25F2b2  | 25F2b2    | 25F2b                | Se saca de servicio el generador IEM                                                      |
| 25F2b3  | 25F2b3    | 25F2b2               | Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2                                          |
| 25F2b41 | 25F2b41   | 25F2b3               | Se sacan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2                                         |
| 25F2b42 | 25F2b42   | 25F2b41              | Se dejan de servicio los generadores ANG 1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos |
| 25F2b5  | 25F2b5    | 25F2b42              | Se sacan de servicio los generadores Guacolda 4 y 5                                       |

### Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda alta de día de 2030.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

| Caso  | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                                                        |
|-------|-----------|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 30F1a | 30F1a     | 30B1                 | Se simula la desconexión del generador IEM                                                                                                                                                         |
| 30F1b | 30F1a     | 30B1                 | Se simula la desconexión del generador Santa María                                                                                                                                                 |
| 30F1c | 30F1c     | 30B1                 | Se redujo el despacho de Santa María y se maximizó el despacho de la U16 (se aumentó el despacho de 125 MW a 400 MW).<br>Se simula la desconexión del generador U16                                |
| 30F1d | 30F1d     | 30B1                 | Se redujo el despacho de Santa María y se maximizó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio, se despachó en 397,8 MW).<br>Se simula la desconexión del generador San Isidro 2 |

Partiendo del Caso 30F1d se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos.  
En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

| Caso   | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                                          |
|--------|-----------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 30F1d2 | 30F1d2    | 30F1d                | Se saca de servicio el generador Campiche                                                                                                                                            |
| 30F1d3 | 30F1d3    | 30F1d2               | Se saca de servicio el generador IEM.<br>Se agrega Antuco 2 al CPF. Se eliminan las unidades de CTM3, Pilmaiquen y Pullinque, además de IEM (participa del CPF en el Caso 30F1d2).   |
| 30F1d4 | 30F1d4    | 30F1d3               | Se saca de servicio el generador Santa María                                                                                                                                         |
| 30F1d5 | 30F1d5    | 30F1d4               | Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2                                                                                                                                     |
| 30F1d6 | 30F1d6    | 30F1d5               | Se sacan de servicio los generadores Pehuenche 2 y Colbún 2.<br>Se aumenta el despacho de las unidades de Pehuenche y Colbún que se encuentran descargadas y permanecen en servicio. |

### Estudios de estabilidad de frecuencia en escenarios de demanda baja de noche de 2030.

Partiendo de los casos base, se dejan en servicio los controles de potencia/frecuencia sólo de las unidades que participan del CPF.

| Caso  | Escenario | Escenario de Partida | Descripción                                                                                                                                                               |
|-------|-----------|----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 30F2a | 30F2a     | 30B2                 | Se simula la desconexión del generador IEM                                                                                                                                |
| 30F2b | 30F2a     | 30B2                 | Se simula la desconexión del generador Pehuenche U1                                                                                                                       |
| 30F2c | 30F2c     | 30F2a                | Se redujeron los despachos de Santa María e IEM y se aumentó el despacho de la U16 de 125 MW a 400 MW.<br>Se simula la desconexión del generador U16                      |
| 30F2d | 30F2d     | 30F2c                | Se sacó de servicio la U16 y se forzó el despacho de San Isidro U2 (originalmente fuera de servicio) en 397,8 MW.<br>Se simula la desconexión del generador San Isidro 2. |

Partiendo del Caso 30F2b se crearon casos adicionales en los que se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades sincrónicas de generación y aumentando la generación renovable conectada a través de convertidores estáticos. En todos los casos de estudio se simula la desconexión de ambas unidades de San Isidro 2.

| <b>Caso</b> | <b>Escenario</b> | <b>Escenario de Partida</b> | <b>Descripción</b>                                                                                                                                                                                                          |
|-------------|------------------|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 30F2d2      | 30F2d2           | 30B2                        | Se saca de servicio el generador IEM                                                                                                                                                                                        |
| 30F2d3      | 30F2d3           | 30F2d2                      | Se saca de servicio el generador Santa María                                                                                                                                                                                |
| 30F2d4      | 30F2d4           | 30F2d3                      | Se saca de servicio el generador Campiche                                                                                                                                                                                   |
| 30F2d5      | 30F2d5           | 30F2d4                      | Se sacan de servicio los generadores CCH1 y CCH2. Se agregan al CPF Ralco 1, y Pehuenche 1 y 2                                                                                                                              |
| 30F2d6      | 30F2d6           | 30F2d5                      | Se sacan de servicio los generadores Kelar TG2, TG1 y TV. Se agrega Ralco 2 al CPF. Se desconectan capacitores en Kimal 220 kV para que la tensión en barras de la subestación HVDC lado Kimal se encuentre cercana a 1 pu. |
| 30F2d7      | 30F2d7           | 30F2d6                      | Se sacan de servicio los generadores SOLAR_CSP y SING_6_A. Se limita la generación estática en el Sur ya que se saturan los transformadores Charrúa 500/220 kV.                                                             |