

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Informe Final

Preparado para:



Asociación de Generadoras de Chile (AG)

Marzo, 2018

Contenido

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
2	INTRODUCCIÓN	12
2.1	EL DESAFÍO DE LA FLEXIBILIDAD.....	12
2.2	OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	14
3	EL MARCO REGULATORIO Y LA FLEXIBILIDAD EN CHILE	15
3.1	SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD RECONOCIDOS HOY EN CHILE	16
3.2	DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTOS Y ASIGNACIÓN	22
3.3	CUANTIFICACIÓN Y METODOLOGÍA DE PAGO	25
4	ANÁLISIS DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN DISCUSIÓN.....	28
4.1	SERVICIOS EN DISCUSIÓN Y NUEVA REGULACIÓN	28
4.2	REVISIÓN DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD	30
4.3	NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA FLEXIBILIDAD	37
5	CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE FLEXIBILIDAD.....	42
5.1	REVISIÓN DE LA BIBLIOGRAFÍA INTERNACIONAL.....	42
5.2	CLASIFICACIÓN DE COSTOS Y METODOLOGÍA	43
5.3	DESCRIPCIÓN Y FORMULACIÓN DE LOS COSTOS DE FLEXIBILIDAD	44
6	METODOLOGÍA DEL ESTUDIO.....	52
6.1	PASO 1 – DEFINICIÓN DE LOS SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	52
6.2	PASO 2 – EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN, RESERVAS Y TRANSMISIÓN	53
6.3	PASO 3 – SIMULACIÓN HORARIA DETALLADA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	63
6.4	PASOS 4 Y 5 – CÁLCULO DE LOS COSTOS DE FLEXIBILIDAD.....	63
6.5	HERRAMIENTAS ANALÍTICAS.....	64
7	SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.....	66
7.1	SISTEMA EXISTENTE	66
7.2	DEMANDA	68
7.3	CANDIDATOS PARA LA EXPANSIÓN: RENOVABLES	71
7.4	COSTOS DE COMBUSTIBLES	75
7.5	RESTRICCIONES DE COMBUSTIBLE.....	75
7.6	ZONAS DE CONTROL DE RESERVAS	75
7.7	OTROS SUPUESTOS PARA LA EXPANSIÓN.....	75
7.8	RED DE TRANSMISIÓN	77
7.9	RESTRICCIONES AMBIENTALES	77
8	RESULTADOS DEL ESTUDIO	78
8.1	NOMENCLATURA PARA LA DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	78
8.2	EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN	78
8.3	NIVELES DE PENETRACIÓN ERV PROYECTADOS.....	78
8.4	EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN (PASO 2, FASE 1)	79
8.5	EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE RESERVA (PASO 2, FASE 2)	82
8.6	COSTOS OPERATIVOS	85
8.7	REFUERZOS EN LA TRANSMISIÓN (PASO 2, FASE 3).....	86

8.8	SIMULACIÓN HORARIA DETALLADA	88
8.9	COSTOS MARGINALES	93
8.10	CICLOS DE ENCENDIDO DE LAS UNIDADES TERMOELÉCTRICAS	98
8.11	COSTOS DE FLEXIBILIDAD	104
8.12	EMISIONES DE CO ₂	107
8.13	EFFECTO DE PENETRACIÓN ERV EN COSTOS OPERATIVOS.....	108
9	ESTUDIOS ELÉCTRICOS	109
9.1	INTRODUCCIÓN.....	109
9.2	ESTUDIOS DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA	110
9.3	ESTUDIOS DE ESTABILIDAD	113
10	CONCLUSIONES	119
A.	SENSIBILIDADES.....	127
B.	ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS.....	139
C.	RESUMEN REUNIONES CON EMPRESAS.....	144
D.	CATEGORIZACIÓN DE UNIDADES DEL SISTEMA CHILENO.....	146
E.	CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO	147
F.	RESTRICCIONES OPERATIVAS NCP	148
G.	ASIGNACIÓN DE RESERVAS	153
H.	EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	164
I.	RESULTADOS DESAGREGADOS POR HIDROLOGÍA	166
J.	PLANES DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	167
K.	RESULTADOS POR CASO E HIDROLOGÍA	181
L.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS	183
M.	DETALLE COSTOS DE FLEXIBILIDAD POR COMPONENTE.....	256

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Asociación de Generadoras de Chile, en adelante **AG**, ha encargado al consorcio PSR-Moray (el “**Consultor**”) el desarrollo del estudio denominado “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes” (el “**Estudio**”).

El Estudio tiene por finalidad establecer una cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad por parte del sector generación, necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico bajo 81 escenarios proyectados, los que contemplan distinto grado de penetración de fuentes de energía variable (“**ERV**”) en el tiempo (hasta 2030), entre otras variables.

Para los efectos de este Estudio, por servicios de flexibilidad se entenderá la capacidad del sistema eléctrico para responder a los cambios en el equilibrio de la oferta y la demanda de una manera eficiente en tiempo y costo. Las fuentes de flexibilidad pueden ser: (i) tecnologías de generación que pueden ser encendidas, apagadas y controladas con frecuencia; (ii) respuesta de la demanda (*demand response*); (iii) tecnologías de almacenamiento; e (iv) interconexiones. Este Estudio se concentra en la flexibilidad que puede ser aportada por la generación.

Este documento, corresponde al informe final (el “**Informe Final**”) del Estudio y aborda las siguientes materias:

- i) Analizar la situación de los servicios de flexibilidad en Chile, incluyendo su regulación y la forma en que se asignan y remuneran.
- ii) Revisa la experiencia en otros mercados internacionales en definición de nuevos servicios de flexibilidad.
- iii) Identifica los principales costos adicionales que se originan producto de la necesidad de proveer dichos servicios y que serán evaluados por el Consultor y desarrolla una metodología para evaluar cada uno de los costos.
- iv) Explica la metodología empleada para la modelación de la expansión y operación del sistema eléctrico chileno en los distintos escenarios y presenta los supuestos y escenarios de modelación para los cuales se harán los análisis.
- v) Analiza los principales resultados obtenidos de las simulaciones.
- vi) Analiza la sensibilidad de estos resultados ante variables de interés (incorporación de costos indirectos de partida y límite de emisiones en la partida).
- vii) Incluye los estudios eléctricos de estabilidad necesarios para verificar la factibilidad técnica de los escenarios críticos simulados.
- viii) Presenta las conclusiones del Estudio.

En el Capítulo 2 se realiza una introducción general y se explican los objetivos del Estudio.

En el Capítulo 3 se analiza el marco regulatorio actual de servicios de flexibilidad en Chile. Se detectan algunos aspectos de interés, tales como la falta de criterios de error de pronóstico de generación en la determinación de los servicios de balance, la experiencia positiva de la utilización de baterías (BESS) para el control de frecuencia, la necesidad de mantener control de tensión por zonas dada las características geográficas y de consumo del país y las exigencias contenidas en la NTSyCS para que las fuentes ERV (eólicas y fotovoltaicas) participen en el control de frecuencia, incluyendo limitaciones al rango de velocidad de toma de carga (20% de la capacidad nominal del parque por minuto), entre otros. Asimismo, se describen los mecanismos de definición y remuneración previstos en la normativa. Se incluye en este capítulo una referencia a las modificaciones introducidas por la Ley 20.936/2016 en relación con estas materias que, entre otras cosas, permite la definición de nuevos servicios complementarios y su remuneración mediante mecanismos de subasta.

En el Capítulo 4 se analizan algunos servicios de flexibilidad que están siendo implementados en algunos mercados como el de California, Australia y Europa. Se destacan servicios de Rampas Flexibles, Inercia y Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR por Fast Frequency Response). Adicionalmente, se revisan nuevas tecnologías que en un futuro podrían proveer servicios de flexibilidad. En particular, las tecnologías revisadas son: centrales de bombeo, baterías, volantes de inercia (FESS) e inercia virtual o sintética.

En el Capítulo 5 se identifican los costos adicionales en los que incurren las unidades de generación ante escenarios de mayor penetración de energías renovables variables. De acuerdo con lo revisado por el Consultor, los costos adicionales pueden clasificarse en las siguientes categorías:

1. Costos directos de encendido
2. Costos indirectos de encendido
3. Costos indirectos por seguimiento
4. Costos por menor eficiencia
5. Costos de oportunidad

En el Capítulo 6 se hace una revisión general de la metodología para simular la expansión y operación del sistema eléctrico chileno considerando distintos escenarios. Los pasos empleados para el desarrollo de la modelación y cálculo de los costos de flexibilidad son los siguientes:

- Paso 1 – Definición de los supuestos y escenarios de simulación
- Paso 2 – Expansión de la generación, determinación de reservas y expansión de la transmisión
- Paso 3 – Simulación horaria detallada de la operación del sistema
- Paso 4 y 5 – Caracterización y cálculo de los costos de flexibilidad

En el Capítulo 7 se presentan los principales supuestos utilizados en el estudio, los que fueron acordados con AG. Para la definición de supuestos se utilizó exclusivamente información públicamente disponible. Los escenarios a modelar son construidos a partir de tres niveles de crecimiento de demanda y tres curvas de evolución de costos de inversión para las tecnologías de generación. Luego, para cada combinación de crecimiento de la demanda y evolución de costos de inversión, se evalúan los años 2021, 2025 y 2030, cada uno para hidrologías húmeda, media y seca. En la Figura 1-1 se presenta el árbol de escenarios simulados en el presente estudio.

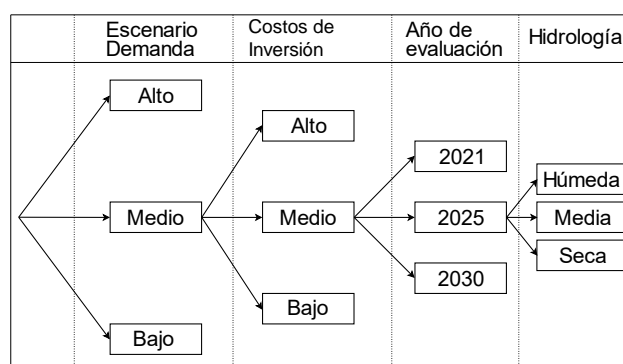


Figura 1-1 Árbol de escenarios de simulación¹

Para identificar los escenarios se adoptó la siguiente convención: **DXCY** es el plan con escenario de demanda **X** y escenario de reducción de los costos de inversión **Y**. Los valores de **X** pueden variar entre: A (demanda alta), M (promedio), B (baja). A su vez, los valores de **Y** pueden variar entre: A (costo alto); M (promedio); B (bajo).

En el Capítulo 8 se muestran los principales resultados obtenidos en el estudio. Respecto de la expansión de la generación, en todos los escenarios evaluados se aprecia una expansión predominantemente renovable. En particular, la expansión solar es la principal tecnología escogida, con un mínimo de 6.550 MW y un máximo de 10.455 MW en nueva capacidad al año 2030. Por su parte, la energía eólica tiene una participación relevante en los planes de expansión, con un mínimo de 300 MW y un máximo de 2.950 MW al año 2030, para los casos de demanda media y alta, dependiendo el nivel penetración de los costos de inversión.

Los resultados muestran que se hace necesaria la inversión en capacidad de generación para proveer reserva en el SING, no así en el SIC. Dependiendo del escenario modelado, la inversión adicional necesaria para entregar reserva tiene como mínimo 200 MW y como máximo 1.000 MW al año 2030, siendo la inversión necesaria a partir del año 2025 en los casos donde la inversión renovable es más agresiva (baja). Entre las alternativas tecnologías estudiadas, y bajo los supuestos de costo empleados, resulta eficiente en el plan de expansión plantas térmicas de ciclo abierto. Para cada una de las horas de los años en estudio se determinó

¹ Por simplicidad algunas ramas no han sido dibujadas.

reserva operativa, la cual está asociada a la falla de los equipos de generación y a la variabilidad de las fuentes ERV, utilizando para cada hora el máximo entre los valores de cada reserva.

La simulación horaria detallada de la operación revela que plantas hidroeléctricas y termoeléctricas operan de manera flexible para acomodar el patrón de generación de las ERV solares y eólicas. Los ciclos de encendidos de las unidades termoeléctricas a carbón se mantienen limitados, presentando un promedio inferior a 15 encendidos por año en hidrología media. Sin embargo, estas plantas profundizan un patrón de operación a mínimo técnico a medida que aumenta la penetración ERV. Por su parte, las centrales de ciclo combinado presentan un aumento sostenido de los ciclos de encendido, particularmente para los casos de demanda media y alta, aumentando considerablemente hacia el año 2030, pudiendo llegar a aproximadamente 200 encendidos (en promedio) en condiciones de demanda alta e hidrología media. Similar patrón de evolución de encendido se aprecia en las unidades consideradas *peakers*.

La determinación de los costos de flexibilidad resulta en valores que podrían llegar a aproximadamente 350 millones de dólares en valores promedio anuales para el año 2030, con una dispersión significativa dependiendo del horizonte evaluado². En la Figura 1-2 se observa que el costo de flexibilidad aumenta en el horizonte analizado. Al analizar la descomposición de los costos de flexibilidad, resultan particularmente relevantes los costos directo e indirecto de encendido, representando más del 50% del costo total de flexibilidad. Al realizar un ejercicio simplificado, se determina que en 2030 el valor de los costos de flexibilidad por unidad de consumo (promedio de las tres series hidrológicas) es de 3.23 US\$/MWh³ en el caso DACB.

² Para el escenario de mayor demanda y mayor penetración (DACB), las proyecciones para los costos de flexibilidad varían entre US\$ 317 millones para un escenario de hidrología seca y US\$ 412 millones para el escenario de hidrología húmeda. El anexo K presenta los resultados para los costos de flexibilidad para los tres escenarios de hidrología considerados.

³ El valor de 3.23 US\$/MWh es solo un valor referencia del impacto de los costos de flexibilidad y no constituye una propuesta de asignación de los mismos.

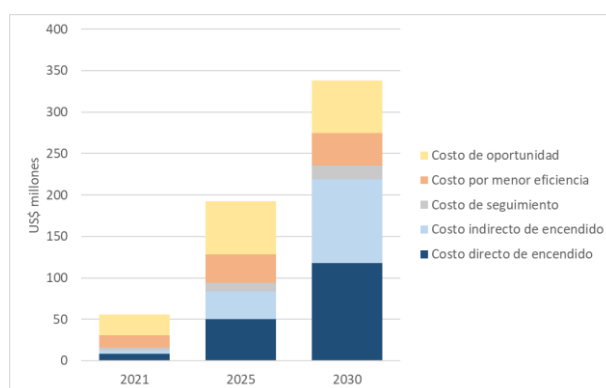


Figura 1-2 Costo de flexibilidad por componente – caso DACB, promedio de series hidrológicas, en millones de dólares

Producto de la operación de unidades a mínimo técnico, se produce un sobrecosto de operación, el cual, si bien es remunerado por la regulación chilena, tiene un aumento significativo en todos los escenarios analizados. El sobrecosto de operación aumenta desde valores entre 0.18 y 0.34 US/MWh en el año 2021 hasta valores de 2.69 y 3.39 US\$/MWh en el año 2030.

Como resultados adicionales del estudio se determinaron los costos marginales, costos de operación, costos de expansión de transmisión y las emisiones de CO₂. Se destaca la reducción de las emisiones de CO₂ en prácticamente todos los escenarios analizados.

En el Anexo A se presentan los resultados de los siguientes análisis adicionales que fueron realizados a partir de consultas de AG:

- Inclusión de costos indirectos de partida;
- Limitación de las emisiones durante las partidas de las centrales térmicas;
- Verificación de la viabilidad económica de baterías;
- Verificación de la viabilidad económica de la central dual – EDT;
- Verificación de la viabilidad económica de una línea HVDC entre el SING y el SIC-Centro.

En el Capítulo 9 se presentan los resultados de los estudios eléctricos practicados para verificar la estabilidad de la solución encontrada. Se analizaron aquellos casos más críticos. En el Anexo K se presentan los resultados por hidrología para los escenarios estudiados.

En base a los análisis desarrollados en el Estudio, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

- Sobre la base de criterios de mínimo costo de inversión y operación del sistema, se proyecta una expansión dominada por las fuentes de generación ERV alcanzando una capacidad instalada conjunta que fluctuaría entre los 8,800 MW y 16,000 MW a 2030

(considerando obras en construcción o adjudicadas bajo PPA hasta 2022). Este potencial equivale aproximadamente a niveles de inversión que fluctuarían entre US\$ 8,000 y US\$ 18,000 millones de dólares.

- De esta forma el Estudio confirma que las fuentes ERV son la opción más competitiva para la expansión y estima que aportarían entre un 37% y 46% del suministro hacia 2030, aprovechando la complementariedad solar-eólica observada en los perfiles de generación considerados.
- Este aporte de generación ERV, sumado a otras fuentes renovables (hidroeléctrica y otras), permitirían reducir el aporte termoeléctrico a un 25% del consumo (actualmente supera el 50% a nivel nacional) en condiciones de hidrología media.
- Los requerimientos de reserva se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y la estimación probabilística y dinámica pasa a ser un tema de gran importancia para el manejo eficiente de la incertidumbre en el pronóstico de generación ERV.
- Esta reducción del aporte térmico pasa por una transición desde un perfil de generación relativamente constante hacia uno flexible con bajos factores de planta. Dado lo anterior, se observa un aumento relevante en el número de arranques y en patrón de ciclaje de las plantas térmica en la medida que aumenta la penetración de las ERV, generando costos de flexibilidad crecientes.
- Los costos de flexibilidad asociados a este nuevo rol de la generación térmica podrían llegar a los US\$ 350 millones el 2030⁴, equivalente a 3.23 US\$/MWh si se divide por el consumo total de ese año. Cabe señalar que la mayor parte, sobre 65%, corresponden a costos directos e indirectos de encendidos que se incrementan de forma importante. Asimismo, es importante notar que este nivel de costos es relevante si se compara con el costo operativo total (sin incluir costos de flexibilidad) que a la misma época oscilaría entre los 637 y los 927 millones de dólares, dependiendo del escenario.
- Debido a la entrada de las renovables, se observa que las emisiones de CO₂ se reducen a lo largo del tiempo, a pesar de un aumento significativo en la demanda. La reducción unitaria se estima entre 27% y 40% entre 2021 y 2030. En términos totales la reducción se estima entre 1% – 14%.
- Con respecto a otros contaminantes se verificó que la operación termoeléctrica flexible proyectada no excede la normativa de emisiones en la partida regulada mediante el DS13, que establece límites de emisiones de gases contaminantes (CO₂, NO_x y SO_x) y el porcentaje del tiempo en que estos límites pueden ser violados para cada tecnología y antigüedad.

⁴ Caso DACB.

- En términos netos, los costos operativos unitarios, considerando el incremento en costos de flexibilidad y los costos de emisiones, caerían aproximadamente entre un 11 y 20% en 2030 con respecto al año 2021 por mayor aporte de generación ERV. Es decir, la mayor penetración ERV produce una baja de costo operativo y de emisiones que supera los mayores costos asociados a la flexibilidad aportada por el parque generador convencional.
- La operación de unidades carboneras a mínimo técnico resulta en un incremento de los llamados “sobrecostos de operación” no cubiertos por la remuneración a costo marginal, incrementándose desde valores entre 0.18 US/MWh y 0.34 US/MWh en el año 2021 hasta valores de 2.69 US/MWh y 3.39 US\$/MWh en el año 2030.
- La expansión óptima resultante, en base a generación ERV, resulta en un perfil de costos marginales cada vez más oscilante entre el horario solar y el resto de las horas. En el largo plazo, es posible observar un posible colapso del costo marginal en horario solar. Esto sugiere que para alcanzar el parque óptimo de generación puede ser necesario desarrollar señales de inversión complementarias o alternativas al costo marginal.
- Los sistemas de almacenamiento (centrales de bombeo y baterías) no resultaron opciones competitivas en el horizonte de análisis. Este resultado está condicionado por los supuestos de costos de inversión adoptados, los que están basados en las estimaciones del Ministerio de Energía en su informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Es posible que trayectorias de costo más optimistas en relación a estas tecnologías viabilicen su incorporación con anterioridad a 2030.
- Como resultado de la gran inserción de renovables, especialmente aquella asociada a centrales solares fotovoltaicas en el norte del SIC y en el SING, resulta necesario efectuar expansiones de los sistemas de transmisión a partir de 2025. Al año 2030, se estima que será necesaria la instalación de más de 3,000 km de nuevas líneas (aproximadamente 2,000 km en 500 kV). Una de las ampliaciones más relevantes resulta ser el aumento de capacidad entre la zona SIC-Norte y la zona SIC Centro, estimada en 4900 MW al año 2025. No se vislumbran incrementos de capacidad entre el sistema SING y el sistema SIC-Norte durante el horizonte analizado.
- Los estudios eléctricos efectuados confirman que, considerando las reservas previstas en el Estudio, no existen limitaciones a la expansión propuesta en el análisis en términos de estabilidad e inercia, manteniéndose las tasas de amortiguamiento de acuerdo con lo especificado en la NTSyCS.
- Es importante notar que la metodología implementada para el Estudio buscó estimar los costos de flexibilidad a partir de una penetración óptima determinada sin considerar estos costos en la señal de expansión de los sistemas, toda vez que el objetivo del estudio solicitado es justamente cuantificar dicho impacto en el contexto de una discusión pública. Es posible que, si la regulación requiere que los agentes internalicen estos costos en sus decisiones de inversión y operación, se produzcan correcciones en la expansión o bien se desarrollen alternativas para reducirlos. En cualquier caso, es importante que

existan mecanismos que permitan a los agentes recuperar los costos de flexibilidad para viabilizar la expansión óptima considerada en el Estudio.

- Es relevante señalar que la expansión y operación óptima proyectada en este análisis podría verse modificada por cambios en los siguientes factores:
 - Cambios en el tratamiento y nivel de impuestos al CO₂
 - Políticas corporativas de descarbonización
 - Efectos de cambio climático sobre la hidrología
 - Mayor competitividad de sistemas de almacenamiento
 - Desarrollo de interconexiones internacionales (eléctricas o gasíferas⁵)

⁵ Por ejemplo, un suministro confiable de gas natural regional a precios significativamente más económicos.

2 INTRODUCCIÓN

La Asociación de Generadoras de Chile, en adelante **AG**, ha encargado al consorcio PSR-Moray (el “**Consultor**”) el desarrollo del estudio denominado “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes” (el “**Estudio**”).

El Estudio tiene por finalidad establecer una cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad por parte del sector generación, necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico bajo 81 escenarios proyectados que contemplan distinto grado de penetración de fuentes de energía variable (en adelante “**ERV**”) en el tiempo, entre otras variables.

Para los efectos de este Estudio, por servicios de flexibilidad se entenderá la capacidad del sistema eléctrico para responder a los cambios en el equilibrio de la oferta y la demanda de una manera eficiente en tiempo y costo. Las fuentes de flexibilidad pueden ser: (i) tecnologías de generación que pueden ser encendidas, apagadas y controladas con frecuencia; (ii) respuesta de la demanda; (iii) tecnologías de almacenamiento; e (iv) interconexiones. Este Estudio se concentra en la flexibilidad que puede ser aportada por la generación.

2.1 El desafío de la flexibilidad

La reducción de costos de las ERV, en particular las asociadas a tecnologías solar fotovoltaica y eólica, han creado una nueva oportunidad para un suministro eléctrico económico y limpio.

En el caso chileno, durante los últimos años, se ha incorporado una importante cantidad de ERV al sistema a una tasa media de crecimiento compuesto de 40 % por año desde 2010, alcanzando aproximadamente un 10% de la producción de energía anual en 2017⁶.

Si los costos de energía eólica y fotovoltaica continúan disminuyendo, se podría esperar una incorporación masiva de estas tecnologías en los próximos 10 años. Por ejemplo, en febrero de 2017, el informe de precios de nudo de corto plazo, que es un informe semestral preparado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), presentó un plan de expansión de generación que sugiere que los nuevos proyectos de las tecnologías convencionales serán desplazadas por los recursos ERV. La expansión propuesta por la CNE incluye una potencia solar fotovoltaica adicional de alrededor de 3.500 MW (aproximadamente 250 MW por año) y una potencia eólica adicional de alrededor de 1.350 MW (aproximadamente 100 MW por año), que se desplegará entre 2017 y 2030.

Sin embargo, esta oportunidad viene acompañada de un desafío operacional asociado a la capacidad de gestión de la variabilidad e incertidumbre inherente a la producción de ERV, lo que obliga a los sistemas a adaptarse debiendo desarrollar atributos de flexibilidad.

⁶ En base a la generación bruta total del SEN durante el 2017, considerando a la tecnología solar y eólica solamente.

En efecto, a medida que la penetración de ERV aumenta, se producen efectos sobre el resto del parque generador, entre los que típicamente podemos observar los siguientes:

- Mayor número de partidas y paradas de las unidades termoeléctricas
- Reducción del factor de planta de la generación termoeléctrica
- Operación de unidades termoeléctricas en niveles de eficiencia bajos (mínimo técnico)
- Requerimientos más exigentes de toma y reducción de carga
- Aumento de requerimientos de reservas

Estos fenómenos generan inquietud en los operadores de centrales generadoras en relación con la posibilidad de enfrentar costos adicionales, introducen mayor complejidad para la coordinación realizada por el operador del sistema en términos de mantener el balance entre oferta y demanda, y han derivado en casi todas partes del mundo en un debate regulatorio respecto de la necesidad de generar señales que hagan sostenible una operación económica en estas nuevas condiciones operativas más flexibles.

Adicionalmente, el nuevo escenario asociado a la mayor penetración de ERV, introduce desafíos metodológicos para los procesos de modelación de la operación y expansión del sistema eléctrico, tales como:

- i) Modelación detallada de la variación horaria (o más corta) de la producción eólica y solar y de su complementariedad en diferentes regiones, así como con otras fuentes, como la hidroeléctrica. En conjunto a lo anterior, evaluar el beneficio de la "cartera" de tener fuentes renovables a lo largo del país (con diversos patrones meteorológicos e hidrológicos), lo que conduce a una producción energética global que es menos variable que la de cada una de las centrales eléctricas.
- ii) Representación de aspectos operativos que en el pasado eran más comunes en estudios de corto plazo tales como restricciones de reserva, despacho económico de carga o restricciones de toma de carga.
- iii) Representación de problemas de tensión y estabilidad causados por las características de la generación eólica y otras tecnologías.
- iv) Evaluar el beneficio del almacenamiento (a partir de los embalses hidroeléctricos, el almacenamiento por bombeo, baterías a nivel de red y otras tecnologías) para reducir el efecto de la estacionalidad y la variabilidad de las fuentes renovables (no desarrollado aún en Chile).

Es importante señalar que el desafío de la flexibilidad del parque generador para enfrentar el aumento de penetración de ERV es un fenómeno mundial cuya solución aún no está definida con claridad y puede diferir dependiendo de las características de cada mercado. Avanzar en la comprensión y cuantificación de los impactos asociados a esta nueva realidad es muy

relevante para sostener una discusión fundamentada y arribar a un desarrollo sustentable del sector eléctrico futuro.

2.2 Objetivos del estudio

Este documento, aborda las siguientes materias:

- i) Analizar la situación de los servicios de flexibilidad en Chile, incluyendo su regulación y la forma en que se asignan y remuneran.
- ii) Revisa la experiencia en otros mercados internacionales en definición de nuevos servicios de flexibilidad.
- iii) Identifica los principales costos adicionales que se originan producto de la necesidad de proveer dichos servicios y que serán evaluados por el Consultor y desarrolla una metodología para evaluar cada uno de los costos.
- iv) Explica la metodología empleada para la modelación de la expansión y operación del sistema eléctrico chileno en los distintos escenarios y presenta los supuestos y escenarios de modelación para los cuales se harán los análisis.
- v) Analiza los principales resultados obtenidos de las simulaciones.
- vi) Para los resultados obtenidos, verifica la estabilidad del sistema.
- vii) Presenta las conclusiones finales del estudio.

3 EL MARCO REGULATORIO Y LA FLEXIBILIDAD EN CHILE

La remuneración de los productos de flexibilidad en Chile ha evolucionado gradualmente. Hasta febrero de 2016, un reconocimiento de las velocidades de toma de carga y tiempos de partida se mezclaba con el mecanismo de remuneración de la potencia de suficiencia. Desde entonces, el régimen regulado de servicios complementarios, definido bajo el decreto supremo 130 de 2013 (DS130), ha permitido separar los pagos por capacidad de los atributos que proveen flexibilidad al sistema. Cabe señalar que esta flexibilidad reconocida en el actual régimen de servicios complementarios, históricamente, ha estado vinculada fundamentalmente al desafío de mantener la confiabilidad del suministro frente a variaciones de la demanda o contingencias, mientras que crecientemente comienza a ser necesaria para abordar una mayor volatilidad e incertidumbre en la oferta asociada a la penetración de tecnologías ERV.

El DS130 definió ciertos servicios complementarios básicos incluyendo la regulación de frecuencia, la regulación de tensión, el plan de recuperación del servicio (**PRS**) y el desprendimiento automático de carga (**EDAC**) y le dio al operador del sistema el poder para instruir la instalación de equipamiento para proveer tales servicios y definir la remuneración correspondiente mediante (i) estudios de costo (el Panel de Expertos es responsable por resolver cualquier disputa al respecto) y (ii) normas específicas en el caso de la reserva (costos de oportunidad) y el EDAC (costo de falla de corto plazo). El costo de los servicios provistos bajo el DS 130 es asumido por los generadores a prorrata de sus inyecciones excepto en el caso de la infraestructura para el PRS que es pagado a prorrata de los pagos por capacidad. Este régimen fue concebido hace más de diez (10) años cuando la generación de fuentes de ERV no era relevante y en general existió la percepción que resultaría insuficiente para promover la inversión en atributos de flexibilidad en un contexto de alta penetración ERV. Por esa razón, en julio de 2016, el regulador aprobó una reforma al régimen de servicios complementarios (o **SSCC**) como parte de la última modificación⁷ de la Ley de General de Servicios Eléctricos (**LGSE**) que regirá a partir del año 2020, e introduce la posibilidad de establecer precios de los servicios mediante subastas y además le otorga al operador del sistema la facultad para identificar nuevos servicios complementarios, entre otros ajustes. La modificación legal también introdujo algunos cambios en la forma de financiar el pago de los servicios, asignando los costos de prestaciones de recursos técnicos a los comercializadores a prorrata de sus retiros y el costo de la nueva infraestructura, a la demanda como un cargo directo. La reglamentación de esta modificación legal está actualmente en discusión y en el Capítulo 4, se indica el estado de dicho proceso, que incluye una modernización de los servicios básicos contemplados originalmente.

⁷ Ley 20.936-2016.

3.1 Servicios de flexibilidad reconocidos hoy en Chile

En esta sección se describen los servicios de flexibilidad que actualmente se reconocen en la operación del sistema eléctrico. En general estos servicios son categorizados en la legislación chilena como SSCC con un régimen de remuneración definido, aunque existen algunas prestaciones que aún no han sido contempladas dentro de esa categoría, y por lo tanto aún no son remunerados.

La norma le otorga al operador del sistema (**Coordinador**⁸) un rol fundamental en la definición y determinación de los SSCC. En efecto, con el objetivo de garantizar que la operación del sistema cumpla con las exigencias y condiciones de aplicación definidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (**NTSyCS**) [1], el DS130 [2] le otorga al Coordinador la atribución de definir, administrar y operar los SSCC. Actualmente utiliza para estos efectos el denominado Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (**IDPSSCC**)

El esquema de la Figura 3-1 muestra y agrupa los servicios de flexibilidad que son prestados actualmente en el sistema eléctrico chileno. En el caso de los SSCC, estos han sido agrupados según la finalidad del servicio y de acuerdo al DS 130.

⁸ En general la normativa aún no está completamente adaptada al régimen del Coordinador que entró en vigencia recientemente. Según la LGSE, el Coordinador es el continuador legal del CDEC, y por tanto en este informe, ambos términos son utilizados indistintamente.

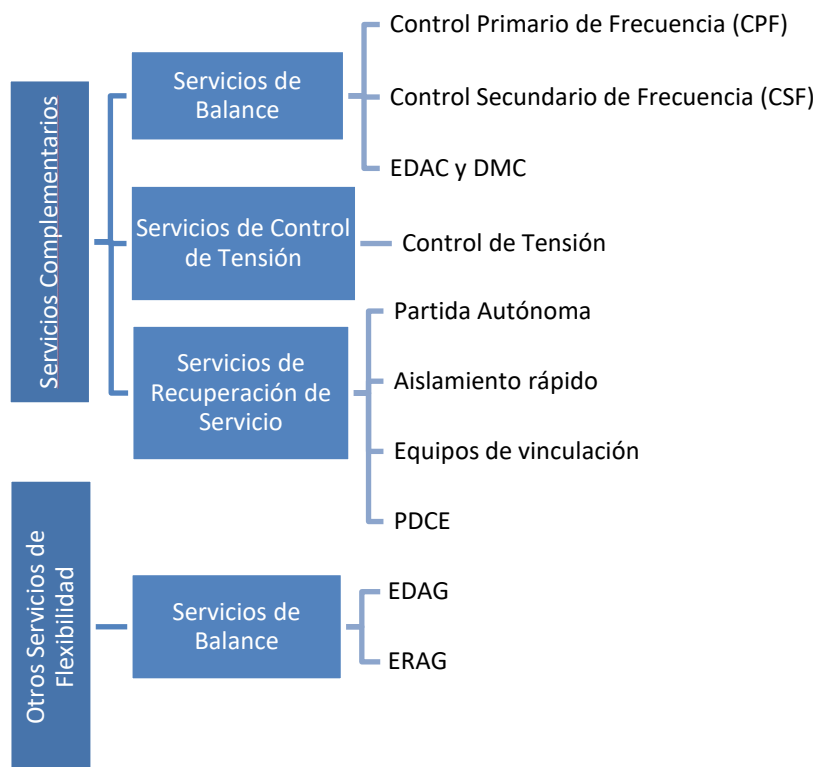


Figura 3-1 Servicios de flexibilidad reconocidos actualmente en Chile de acuerdo a DS 130

Existen algunos servicios de flexibilidad, fundamentalmente atribuibles a la categoría de balance, que aún no han sido contemplados dentro de la normativa de SSCC. Éstos corresponden a servicio de Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) y Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG).

En el esquema de la Figura 3-1 no se ha incluido la operación a mínimo técnico como un servicio de flexibilidad, aunque ello es discutible. Por una parte, este tipo de operación puede ser visto como una restricción y más bien una inflexibilidad. Desde otra óptica, considerando que las unidades termoeléctricas por naturaleza presentan complejidades al operar en niveles distintos a su carga nominal tal como lo señala un estudio del Electric Power Research Institute (EPRI) [6] (sufren una degradación de su eficiencia o heat rate y una mayor erosión en la caldera, dentro de otros efectos), pero al mismo tiempo son importantes apoyos para la operación en horas de disminución de ERV o en términos de inercia, la posibilidad de contar con máquinas termoeléctricas con menores niveles de restricción de mínimo técnico se transforma en un atributo valioso para el cual podrían perfectamente existir señales económicas asociadas a un servicio. Al respecto, una posibilidad es considerar que el mercado de control de frecuencia debiera entregar señales suficientes para que los agentes tomen decisiones independientes para reducir sus mínimos técnicos sin necesidad de definir un servicio específico.

A modo de referencia, existen estudios (Universidad de Chile [5]) que analizan el impacto sistémico de variar la potencia mínima de las unidades a carbón y GNL. Se determina que el hecho de reducir la potencia mínima de las unidades (hasta un 40%) reduce los costos anuales del sistema entre un 0,2% y 1,1%.

A continuación, se definirá cada uno de los servicios de flexibilidad mostrados en la figura anterior.

3.1.1 Control de Frecuencia (CF)

Corresponde al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida (en torno a la frecuencia de referencia⁹). Éste es uno de los servicios clave para mejorar la flexibilidad ante un aumento en la penetración de ERV, ya que las rápidas variaciones en generación necesitan de elementos preparados para absorber dichos cambios. El CF se separa en dos servicios:

a) Control Primario de Frecuencia (CPF): Corresponde a la acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras síncronas y por los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de energía activa (ECEA¹⁰), habilitados para modificar en forma automática su nivel de producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia del SEN.

El objetivo principal es controlar las desviaciones instantáneas de frecuencia y restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda en un tiempo acotado, ya sea en condiciones normales de operación o ante contingencias que provoquen un aumento o disminución relevante de la frecuencia del sistema.

Para las fuentes ERV, se destaca la exigencia que la normativa establece para los parques eólicos y fotovoltaicos, los que deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

⁹ La NTSyCS establece en su Artículo 3-10 que las unidades o parques generadores deberán ser a lo menos capaces de: a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0[Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques generadores (Eólicos o fotovoltaicos) a cualquier nivel de potencia. b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz]. c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

¹⁰ Según el último Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios de marzo de 2017, publicado como versión para observaciones de los Coordinados, llevado a cabo por el Coordinador, para el 2016 se encontraban 6 unidades con un ECEA habilitado para regular frecuencia, ubicadas en la zona norte de Chile.

b) Control Secundario de Frecuencia: Corresponde a la acción manual o automática (AGC¹¹) destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF.

El objetivo del CSF es restablecer la frecuencia del SEN en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a los valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.

La acción del CSF debe estar sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora, o unidades, que hayan sido determinadas en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos [1].

3.1.2 Control de Tensión (CT)

Se define como el conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos en el capítulo N°5 de la NTSyCS. Los recursos que se disponen para realizar el control de tensión son los elementos que se indican a continuación:

3.1.2.1 Elementos de Generación

a) **Unidades generadoras sincrónicas:** El control de tensión se realiza mediante la actuación del controlador de tensión de una unidad generadora sobre la salida de la excitatriz, a través de la modificación de la corriente de campo, para contribuir a mantener la tensión de operación de una barra de referencia, en régimen permanente y ante la ocurrencia de contingencia, de acuerdo a la consigna previamente establecida por el Coordinador.

b) **Parques eólicos y fotovoltaicos:** El control de tensión se realiza mediante la actuación del regulador de tensión de un parque eólico o solar sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva, para contribuir a mantener la tensión de operación en los niveles admisibles establecidos en la NTSyCS, tanto en régimen permanente como ante contingencias, de acuerdo a la consigna previamente establecida por el Coordinador y conforme a lo establecido en los artículos 3-7 y 3-8 de la NTSyCS vigente.

3.1.2.2 Elementos de compensación reactiva

Corresponden a elementos que permiten prestar el servicio de control de tensión, en régimen permanente y ante la ocurrencia de una contingencia, mediante la disponibilidad y/o

¹¹ La acción automática es realizada por medio del control automático de generación (AGC), el cual permite que, de forma simultánea, más de una unidad esté encargada de restablecer la frecuencia a su valor nominal. Debido a los bajos tiempos de actuación, en comparación con el control manual, y a que la acción del AGC considera la tasa de toma de carga de un conjunto de unidades, este control automático provee un mejor desempeño en el CSF que el control manual.

utilización de compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de condensadores o reactores fijos y/o desconectables, compensadores síncronos y reguladores estáticos o dinámicos de tensión (SVC, STATCOM, etc.), entre otros.

Estos elementos son clasificados como recursos para realizar el Control de Tensión y se identifican en el IDPSSC [3], pero hasta el momento no han sido remunerados como Servicios Complementarios ya que se pagan como elementos de transmisión y la normativa prohíbe el doble pago.

3.1.3 Desconexión de Carga (DC)

Corresponde a dispositivos ubicados en las cargas para desconexión en casos de eventos de subtensión, subfrecuencia o contingencias.

La prestación del servicio de flexibilidad asociado a dichos dispositivos se enmarca dentro de la aplicación del criterio N-1 asociado a la programación de la operación que realiza el Coordinador. Conforme a dicho criterio, una contingencia simple debe ser controlada, entre otros mecanismos, mediante la activación de automatismos EDAC por señal específica, no permitiendo que la falla se propague al resto de las instalaciones del SEN, evitando la salida descontrolada de las mismas y permitiendo, además, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

3.1.4 Plan de Recuperación de Servicio (PRS)

El PRS considera la participación de prestadores de este servicio constituidos por instalaciones orientadas a restablecer el suministro eléctrico de manera segura, confiable y organizada, en el menor tiempo posible, luego de ocurrido un Apagón Total o Parcial en el SEN.

Las instalaciones que participan en el PRS deben contar con las siguientes características:

- a) Partida autónoma. Es la capacidad que tiene una central generadora que, estando fuera de servicio, le permite llevar adelante el proceso de partida de sus unidades generadoras, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse al sistema, sin contar con suministro eléctrico externo a la central.
- b) Aislamiento rápido. Es la capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.
- c) Equipamiento de vinculación. Es el conjunto de equipos primarios, de medición, supervisión y control que permite el cierre de un vínculo redundante o la sincronización de sistemas eléctricos aislados.

3.1.5 Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE).

Es el conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del sistema ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.

3.1.6 Esquemas de Desconexión y Reducción Automática de Generación (EDAG y ERAG)

De acuerdo al Artículo 3-5 de la NTSyCS vigente, las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SEN, deben cumplir con exigencias mínimas de diseño, dentro de las cuales se especifica que deben disponer de los equipamientos necesarios para participar en el EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea¹² en función de las necesidades que el Coordinador identifique para el SEN como resultado del Estudio para el Plan de Defensa ante Contingencias Extremas (PDCE). También se señala en su Artículo 5-5 que *“En los estudios de planificación, la aplicación del criterio N-1 sólo puede utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión”*.

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia debe ser controlado prioritariamente con los recursos de CPF, y en la medida que sea necesario, deben implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora sincrónica o los parques eólicos o fotovoltaicos.

Cabe considerar que de acuerdo al DS130, los esquemas de desconexión o reducción de generación (EDAG y ERAG) no han sido incluidos en el sistema de remuneración que establece el reglamento vigente, y sólo para los casos en que se utilicen producto de una contingencia o sobrefrecuencia, sin embargo, para los casos en que se utilicen como medio para aumentar las capacidades de las líneas, no están considerados como SSCC.

3.1.7 Operación a Mínimo Técnico

La operación de unidades a mínimo técnico permite tener mayor reserva en giro, y por ende tener una mayor tasa de subida de carga para compensar la salida imprevista de una unidad o compensar la disminución de penetración solar que se produce en las tardes. En Chile existen incentivos a mantener unidades a mínimo técnico, toda vez que, aunque las unidades operando en esa condición no marcan precio, sí tienen derecho a recuperar sus costos variables declarados¹³ y mantienen una mejor posibilidad de despacho en horas punta. Para

¹² Corresponde al conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de enmallamientos, activados por órdenes remotas de desenganche directo.

¹³ El Decreto 291 [4], que entró en vigencia el año 2013, previa modificación del Decreto 130 [2] el 2012, en su artículo 46° establece que: “En caso de que el sistema eléctrico se encuentre operando con una o más centrales en

efectos de este estudio se ha considerado que la operación de unidades a mínimo técnico ¹⁴es una restricción operativa y que la gestión de reducir mínimos técnicos se enmarca dentro de acciones que los agentes pueden realizar para participar en la prestación de servicios de flexibilidad de tipo balance (como control primario de frecuencia). Sin embargo, es importante mencionar que la operación a mínimo técnico significa un menor nivel de eficiencia y mayor nivel de emisiones para las centrales térmicas, lo que podría resultar en que ante una operación prolongada en este nivel de potencia se violen los límites de emisiones contaminantes que imponen el DS N°13, las RCA de cada proyecto o los planes de descontaminación de cada zona en particular. Lo anterior se puede considerar como una razón para aumentar los valores de mínimos técnicos de las unidades, lo que afectaría la flexibilidad del sistema eléctrico.

3.2 Determinación de requerimientos y asignación

El Cuadro 3-1 resume los principales estudios efectuados por el Coordinador para la determinación de requerimientos por SSCC y los criterios para asignarlos.

Cuadro 3-1 Principales estudios para determinar los requerimientos de SSCC.

Servicio	Estudio	Criterios de Asignación
Control de Tensión	Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	Reducir en lo posible el tránsito de potencia reactiva por el SEN.
		En Estado Normal ¹⁵ , deben mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.
		Ante condiciones de Contingencia Simple ¹⁶ deben mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.

¹⁴ Un nivel mínimo de inyección o mínimo técnico, el cálculo del costo marginal a que se refiere el presente artículo deberá excluir a las señaladas centrales. En tal caso, el costo marginal deberá ser determinado de acuerdo con el costo variable de operación de las restantes centrales que se encuentren operando en el sistema. Sin perjuicio de lo anterior, las centrales que se encuentren operando a un mínimo técnico, con un costo variable superior al costo marginal del sistema que resulta en sus barras de inyección, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables de operación no cubiertos, por las empresas que realizan retiro para dar suministro a clientes finales, sean estos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con lo dispuesto para el pago de los servicios complementarios.

¹⁵ Estado del sistema en que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones: a) No existe energía no suministrada. b) Las tensiones en todas las barras del SEN se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal. c) La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal. d) Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados. e) El SEN puede superar sin pérdida de sincronismo una de las contingencias establecidas en el Artículo 5-36 de la NTSyCS.

¹⁶ Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un elemento serie del Sistema de Transmisión, una barra de consumo, o elemento paralelo del Sistema de Transmisión, entre otros y que puede ser controlada con los recursos generales de control de contingencias. Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del SI.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Servicio	Estudio	Criterios de Asignación
		<p>En aquellos puntos del sistema donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante una Contingencia Simple, se debe conservar un margen de potencia reactiva que maximice la distancia al nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.</p> <p>El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple debe ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta¹⁷.</p> <p>Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidos en la presente norma técnica, se deben definir programas de reducción o desconexión de consumos.</p>
EDAC	Estudio Esquemas de Desconexión Automática de Carga	Se debe velar por que la activación de la última etapa del EDAC por subfrecuencia, como mínimo deben ser 4 etapas, sea capaz de cubrir la contingencia más severa probable. Se entiende como tal, una falla con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años. Esta contingencia puede estar dada por la pérdida de un bloque de generación o la desconexión de un tramo del ST.
Control de Frecuencia	Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas	<p>La reserva para el CPF debe ser determinada de forma que el costo de operación más el costo por energía no suministrada sea mínimo.</p> <p>La reserva para el CSF es establecida por el Coordinador en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables¹⁸.</p>
Plan de Recuperación de Servicio	Estudio de Plan de Defensa contra Contingencias Extremas	<p>Se consideran las fallas de baja probabilidad que clasifican como Contingencias Extremas: a) Fallas de transformadores de poder o secciones de barra; b) Falla que provoca la apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito; c) Falla de un elemento serie y sus protecciones seguida de la operación del sistema de protecciones de respaldo local o remoto.</p> <p>El impacto de la contingencia se caracteriza en dos tipos: a) Efecto sistémico en lo que respecta a operación de EDAC, pérdida de consumos, estabilidad angular,</p>

¹⁷ Estado que se alcanza luego de una o más contingencias, encontrándose el SI previamente en Estado Normal, en el cual: a) no existe Energía No Suministrada; b) el SI puede superar sin pérdida de sincronismo una nueva contingencia simple de severidad 2; c) el SI se encuentra operando en forma estable sin estar disgregado en islas; d) y adicionalmente se cumple al menos una de las dos condiciones siguientes: Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no se encuentran fuera de los rangos de Estado de Alerta; Se ha perdido reserva en giro de modo que, frente a cambios en la demanda, la frecuencia del SEN excede los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos de Estado de Alerta.

¹⁸ De acuerdo a lo establecido en el artículo 6-50 de la NTSyCS.

Servicio	Estudio	Criterios de Asignación
		estabilidad de frecuencia y de tensión; b) Potencia estimada que se desconectará directamente producto de la falla.
		Se analiza el plan vigente de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el apagón total del sistema al momento de ocurrir una perturbación.
	Estudio para Plan de Recuperación de Servicio	Se determinan las zonas y áreas afectadas para la recuperación de servicio.
		Se debe considerar la simultaneidad de recuperación de servicio en las distintas zonas y áreas afectadas, toda vez que ello sea posible.
		Determinación de los organismos y centros de control encargados en cada zona o área definida.
		Definición de las vías de comunicación expresas (Hot-Line).
		Los PRS deben recuperar las barras esenciales principales de mayor nivel de tensión.
		Deben abastecer las cargas críticas para el proceso de recuperación de servicio.
		Se debe suministrar energía a las centrales que no cuentan con partida autónoma o recuperar en el menor tiempo posible a las centrales térmicas.
		Se debe energizar los Servicios Auxiliares preferenciales en los casos así establecidos.
Debe existir una recuperación paulatina del resto de los consumos.		

Uno de los estudios más relevantes para efectos de este trabajo corresponde al Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. El Anexo B detalla los elementos relevantes con respecto a este estudio.

3.2.1 Observaciones al caso chileno de los productos de flexibilidad

A continuación, se presentan algunas observaciones sobre el caso chileno que son de interés para el desarrollo del Estudio.

- **Error de pronóstico de generación.** Los mecanismos actuales de definición de requerimientos de servicios complementarios para control de frecuencia no consideran criterios de error de pronóstico de generación. Sólo se ha considerado el error de pronóstico de demanda.
- **Utilización de baterías para CPF.** En Chile existe experiencia relevante en el aporte de sistemas de baterías al servicio de control primario de frecuencia. En los últimos años algunas máquinas termoeléctricas del SING han podido operar a niveles más altos por una

reducción del nivel de reserva asociada a la respuesta rápida del sistema de baterías (BESS).

- **Control de tensión por zonas.** Las particulares características del SIC, tales como, una topología longitudinal muy extendida, líneas de interconexión de gran longitud, una distribución concentrada y no uniforme de los consumos y la generación, además de recursos de potencia reactiva muy disímiles, deriva en una separación en 5 áreas de control de tensión (ACT), en donde se contemplan escenarios base de operación para cada una, con una estimación para la hora de mayor demanda zonal en 4 distintos períodos estacionales y un escenario para la hora de menor demanda anual del SIC. En el caso del SING se realiza el mismo estudio [7], separando el sistema en tres zonas: zona norte, zona centro y zona sur-cordillera.
- **Control de frecuencia para fuentes ERV.** Los parques eólicos y fotovoltaicos deben contar con un controlador de Frecuencia/Potencia en el rango de sobrefrecuencias, que en su punto de conexión permita:
 - El retardo inicial debe ser inferior a 2 segundos, desde la detección de la sobre frecuencia, hasta el comienzo de la acción.
 - Para sobre frecuencia, la acción del controlador frecuencia/potencia debe tener una reducción proporcional de la producción de potencia activa con un gradiente de hasta un 55% por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50.2 [Hz] hasta 51.5 [Hz].
 - Controlar la tasa de crecimiento de la potencia inyectada al SEN durante el arranque y en operación normal de los parques eólicos y fotovoltaicos, limitándola a no más de 20% de la capacidad nominal del parque por minuto.
- **Distribución de reservas para el CPF en el SEN.** El estudio [4] recomienda utilizar la combinación de unidades generadoras hidráulicas y térmicas, a efectos de obtener los beneficios técnicos de ambas tecnologías para el CPF. A su vez, recomienda que dicha reserva sea distribuida simultáneamente en la mayor cantidad posible de unidades generadoras.

3.3 Cuantificación y metodología de pago

La siguiente Cuadro 3-2 resume el tratamiento correspondiente al régimen actual de prestación de servicios complementarios (DS130).

Cuadro 3-2. Resumen DS130

SSCC reconocido	¿Qué se paga?	¿Quién paga?	¿Cómo?
Control de Frecuencia (Primario y secundario)	Costo de Inversión	Empresas que inyectaron energía al sistema durante el período en que se prestó el servicio complementario	A prorrata de sus inyecciones físicas de energía
	Costo adicional anual de mantenimiento		
	Costo de combustible adicional		
	Reserva en Giro cuando ésta no se distribuya de manera homogénea	Empresas con Valor por Reserva en Giro positivo	Se paga el Valor por Reserva en Giro ¹⁹ positivo correspondiente a dicha empresa.
Control de Tensión	Costo de Inversión	Empresas que inyectaron energía al sistema durante el período en que se prestó el servicio complementario	A prorrata de sus inyecciones físicas de energía
	Costo adicional anual de mantenimiento		
Plan de Recuperación de Servicio	Costo de Inversión	Empresas que participen en las transferencias de potencia del CDEC	A prorrata de su Potencia de Suficiencia
	Costo adicional anual de mantenimiento		
	Costo de combustible adicional	Empresas que inyectaron energía al sistema durante la hora previa a la interrupción del suministro	A prorrata de sus inyecciones físicas de energía
Unidades que por prestar un servicio complementario deban operar a costo variable superior al costo marginal del sistema.	Costo de combustible adicional	Empresas que retiraron energía durante el período en que se prestó el servicio complementario	A prorrata de sus retiros físicos de energía
Desprendimiento Manual de Carga	Costo de falla de corta duración por cada kW desconectado que estuviera consumiendo	Empresas generadoras que inyectaron energía durante el período de	A prorrata de sus inyecciones físicas de energía
EDAC por Subfrecuencia			

¹⁹ El Valor por Reserva en Giro de una unidad generadora corresponde a la diferencia, que puede resultar negativa o positiva, entre su cuota de reserva en giro y su margen de reserva efectivo durante el período de operación, valorizada utilizando la diferencia entre el respectivo costo marginal horario vigente y el costo unitario por MWh utilizado en la operación para el despacho de dicha unidad. Se entiende por margen de reserva efectivo como aquella limitación real de potencia de despacho disponible producto de la prestación del servicio de control de frecuencia. Por otro lado, la cuota de reserva en giro corresponde a la cantidad asignada de reserva en giro de la unidad, respecto de la reserva total en giro y determinada a prorrata de su potencia despachada, más el margen de reserva efectivo de cada unidad que operó durante el período de evaluación.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

SSCC reconocido	¿Qué se paga?	¿Quién paga?	¿Cómo?
	el usuario al momento de la desconexión (sólo una vez superado el número de desconexiones y/o el tiempo de duración acumulado que la NTSyCS defina)	control que defina la NTSyCS	
EDAC por Contingencia Específica		Empresas generadoras que inyectaron energía dentro de la zona afectada durante la hora previa a la operación de los EDAC.	A prorrata de sus inyecciones físicas de energía
EDAC por Subtensión			

Ley 20.936 de julio de 2016, introduce cambios a este régimen, los que actualmente se encuentran en fase de reglamentación. A continuación, se resume, en el Cuadro 3-3 el tratamiento propuesto según dicha norma que entrará en vigencia a partir de 2020.

Cuadro 3-3 Resumen Ley 20.936 (SS.CC.)

¿Qué se paga?	¿Quién paga?	¿Cómo?
Inversiones asociadas a nueva infraestructura	Usuarios finales	A través de un cargo de Servicios Complementarios, el cual será incorporado al cargo único por uso del sistema de transmisión al que se refiere la LGSE.
Costos anuales de mantenimiento eficiente		
Prestación de recursos técnicos de las instalaciones existentes que sean requeridos en la operación del sistema eléctrico	Empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales	A prorrata de sus retiros físicos de energía.

4 ANÁLISIS DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD EN DISCUSIÓN

A medida que la integración de ERV crece en sistemas de energía, los desafíos de variabilidad e incertidumbre se hacen más evidentes y tienen efectos en otros generadores de energía en el mercado, asociados a los requerimientos de flexibilidad para sostener el funcionamiento del sistema. Casos como el de Alemania o Dinamarca, indican que la complejidad aumenta, y la estabilidad del sistema de potencia y la capacidad de afrontar las perturbaciones en escalas de tiempo muy cortas se convierten en una preocupación importante.

Todavía queda mucho por debatir sobre el mejor enfoque para abordar estos temas. Sin embargo, se reconoce que cada mercado debe encontrar su propia solución adaptada, como el diseño del mismo, la cartera de generación, el crecimiento de la demanda y otras características clave son únicas. Por lo tanto, no hay soluciones únicas.

Algunos de los servicios de flexibilidad en discusión hoy en Chile serán revisados a continuación, junto con otros servicios que se encuentran en estudio o implementación en otros mercados internacionales.

4.1 Servicios en discusión y nueva regulación

Desde el mes de marzo de 2017, se han llevado a cabo Mesas de Trabajo organizadas por la CNE [5] para discutir el futuro Reglamento de Servicios Complementarios. En dichas mesas se han discutido nuevos servicios complementarios a considerar en Chile, tales como el Control Terciario de Frecuencia, Control Rápido de Frecuencia, Cargas Interrumpibles y los EDAG (actualmente el EDAG y ERAG existen como servicio, pero no se remuneran como un Servicio Complementario). En la siguiente sección se revisan los servicios actualmente en discusión.

4.1.1 Control Terciario de Frecuencia

El control terciario cumple la función de restablecer y distribuir las reservas necesarias para hacer frente a las incertidumbres de demanda y generación de fuentes ERV. Esta acción permite que el control secundario de frecuencia, manual o automático tenga las reservas suficientes para reestablecer el balance de demanda y generación.

En la actualidad el control terciario no se encuentra definido en la NTSyCS, sin embargo, este servicio es prestado por las unidades que quedan fuera del despacho económico y que tienen la capacidad de partir en un tiempo definido.

En marzo del 2016, el CDEC-SING, a través del Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, visualizó la necesidad de incorporar y remunerar este servicio con el objetivo de garantizar que efectivamente se contara con esta reserva en el sistema. En dicho informe se señala que las unidades que podrán prestar el SSCC de control terciario de frecuencia corresponderá a aquellas unidades que:

- Se encuentren detenidas y que puedan entrar en servicio en un tiempo menor a 90 minutos.

- Se encuentren generando con cierta holgura para aumentar o disminuir su nivel de generación y que no se encuentre prestando el servicio de CSF.

El informe contempla una propuesta para remunerar el servicio mencionado, el cual da una señal a aquellas unidades que pueden entregar de manera rápida su aporte. Por otra parte, hace responsable a aquellas centrales que se hayan desviado de su predicción diaria. La propuesta de remuneración es la siguiente:

- 1) A cada unidad que participe se le remunerará el costo de la energía efectivamente utilizada para el control terciario de frecuencia.
- 2) Esta remuneración, además de cubrir el costo de operación de la unidad, se ponderará por un factor entre 1 y 2, que dependerá del tiempo en que demore en aportar energía al sistema.
- 3) El pago de la energía efectivamente utilizada multiplicada por su factor, será con cargo a los Coordinados que se desvíen de su predicción, tal que sea necesario la utilización de esta reserva en el sistema (ya sea generación o demanda).
- 4) En el caso en que el desvío implique un aumento de generación, el pago de energía por la o las unidades que sea necesario despachar será cubierto por el o los causantes de dicha desviación.
- 5) En el caso en que el desvío implique una disminución de generación, y por tanto sea necesario reducir generación en alguna unidad que no esté participando del CSF, el costo de oportunidad de esta energía no vendida será remunerado por el Coordinado que se haya desviado de su predicción diaria.
- 6) En el caso en que una falla ya sea de generación como de consumo, active el control terciario del sistema, esta será pagado a prorrata de las inyecciones del sistema en su conjunto, solo mientras la tasa de falla de la instalación que haya sufrido la contingencia se mantenga dentro de los límites establecidos por la NTSyCS.
- 7) Si un coordinado prevé que habrá alguna desviación en su generación o demanda, deberá informarlo con un mínimo de 3 horas de anticipación. En este caso, si se activara el control terciario de frecuencia, el pago del servicio será realizado a prorrata de las inyecciones del sistema

Si bien en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios del SING [6] se define el Control Terciario de Frecuencia, la CNE a través de la Resolución Exenta N°939 [7] rechazó la sección 7.1.3 de dicho informe, en donde se define dicho servicio, debido a que su contenido no cumplía ni se compatibilizaba con las exigencias y condiciones de aplicación previstas para estos servicios en el Reglamento de SSCC (DS130).

Esta estructura de reconocimiento y remuneración para el control terciario de frecuencia, presentada por el Coordinador (en ese momento el CDEC-SING), entrega una señal para

mejorar la flexibilidad del sistema: incentivar la inversión en reservas rápidas por medio de la bonificación al tiempo en que se demore la unidad en aportar la energía al sistema.

Es relevante tener en consideración, que el SING presenta más dificultades que el SIC en términos de balance, ya que las unidades hidroeléctricas tienen menos restricciones y mejor respuesta para hacer frente a los cambios de demanda del sistema. Luego de realizada la interconexión SIC-SING, la zona norte del país ha contado con el apoyo del aporte hídrico, por lo que esta necesidad de contar con reserva terciaria más rápida sería menos urgente.

4.1.2 Cargas Interrumpibles

Con las herramientas adecuadas y en conjunto con señales de precios, o por medio de una compensación financiera, se puede flexibilizar la demanda de los clientes finales y proporcionar dicha flexibilidad al sistema.

Un cliente industrial, por ejemplo, puede reducir su consumo durante las horas de alta demanda y ayudar al sistema a evitar el uso, o incluso la construcción, de centrales de respuesta rápida. Los comercios y clientes residenciales también podrían en el futuro, con el aumento de los recursos distribuidos de energía y la digitalización de las redes, participar de esta medida.

Los mercados se vienen desarrollando para hacer de éste un proceso más eficiente, mientras que los sistemas automatizados de control permiten una respuesta cada vez más fiable y rápida. Luego, del lado de la demanda existe una flexibilidad potencial que se puede aprovechar.

Si bien hoy existen exigencias que vienen en la NTSyCS, las cuales tiene por objetivo preservar la seguridad del sistema, en el corto-mediano plazo los grandes clientes libres podrían participar en un mercado voluntario de flexibilidad, si existiesen las reformas e incentivos necesarios.

4.2 Revisión de la experiencia internacional en servicios de flexibilidad

En esta sección se resume la experiencia de distintos sistemas eléctricos que a través de distintos mecanismos y/o propuestas buscan aumentar la flexibilidad de sus sistemas. A continuación, el Consultor presenta posibles servicios y mecanismos que pudiesen ser estudiados para su correcta incorporación en el mercado chileno.

La revisión destaca las rampas flexibles del sistema de California; el mercado australiano de inercia y respuesta rápida de frecuencia; el manejo de servicios de balance en los sistemas europeos, dónde se revisan los mercados de control de frecuencia de Italia y Bélgica.

4.2.1 Rampas Flexibles

Las altas variaciones de demanda en la tarde ya están emergiendo como una preocupación para el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) y es probable que sea un

desafío continuo. En las estaciones de primavera y otoño este efecto es más pronunciado en California, y es atribuido al uso del aire acondicionado en horas donde la generación solar está disminuyendo.

En verano, la generación solar persiste en las horas de la tarde y está mejor correlacionada con la carga. La rampa de la tarde de tres horas, que se verifica aproximadamente entre las 5pm y las 8pm, es actualmente de 6 GW en días promedio, pero esta podría ser mayor al doble de este valor para el año 2020, superando los 13GW. En el día más severo de 2030, las rampas de tres horas podrían alcanzar el 60% de la demanda máxima anual. En 2050, esta cifra podría llegar al 80%. Lo anterior implica un alto requerimiento en niveles de reservas de potencia para afrontar estos cambios de demanda neta. Por otro lado, la prevalencia de la energía solar residencial, que hoy no puede ser medida con exactitud por el operador del sistema, aumenta la incertidumbre en la rampa.

Producto de este requerimiento, el primero de noviembre del 2016, el CAISO implementó dos nuevos productos en los mercados de 5 y 15 minutos. Estos productos son *Flexible Ramp Up* y *Flexible Ramp Down* [8], que permite que los generadores puedan ofertar y así proporcionar una capacidad adicional para aumentar y disminuir la generación para hacer frente a las desviaciones e incertidumbres de proyección de demanda y generación renovable.

De acuerdo al “Estudio ERNC: Flexibilidad y Sistemas de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021”, realizado por el Coordinador en diciembre del 2016 [4], los requerimientos de toma de carga podrían llegar a alcanzar los 15MW/min en dicho año. Este requerimiento en Chile para el año 2021, es menor a la mitad de la toma de carga que hoy enfrenta el CAISO. Debido a lo anterior, y sumado a la alta capacidad de toma de carga de las centrales hidroeléctricas, no se ve la necesidad en el corto-mediano plazo de implementar un mercado de rampas flexibles.

4.2.2 Inercia y respuesta rápida de frecuencia

Históricamente, la inercia ha sido abundante en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM) de Australia, ya que ha sido proporcionada como consecuencia de tener generadores sincrónicos operando a la frecuencia del sistema. Sin embargo, los generadores no sincrónicos tienen poca o ninguna inercia física y, por lo tanto, están limitados para amortiguar los rápidos cambios de frecuencia.

A medida que estas nuevas tecnologías de generación alcancen mayores niveles de penetración en el NEM, se experimentará un mayor nivel de tasa inicial de cambio de frecuencia (RoCoF) para un evento de contingencia dado y, en consecuencia, habrá menos tiempo disponible para detener el aumento o disminución de frecuencia antes de que se mueva fuera de las bandas operativas permitidas.

Debido a lo anterior, la AEMC planea introducir dos servicios adicionales:

- Inercia: con el objetivo de reducir el RoCoF y así aumentar el tiempo disponible para poder restablecer la frecuencia.

- Respuesta rápida de frecuencia (FFR): este mecanismo actuaría para detener el cambio de frecuencia de manera más rápida que el servicio auxiliar de control de frecuencia de contingencia (FCAS) de actuación más rápida, que tiene un tiempo de respuesta de hasta seis segundos.

La AEMC reconoce que, en cierta medida, estos servicios son sustitutos entre sí, ya que más inercia permitiría una respuesta más lenta, y una respuesta más rápida permitiría menos inercia. Sin embargo, incluso las tecnologías de respuesta de frecuencia más rápidas implican un retardo de tiempo para medir el cambio inicial de frecuencia y luego activar la respuesta. Aunque este retraso puede ser sólo del orden de cientos de milisegundos, significa que existe un nivel mínimo de inercia que no puede ser reemplazado por el FFR.

El nivel de inercia que es requerido para mantener el RoCoF dentro de ciertos límites contempla dos aspectos:

1. Umbral mínimo del sistema: El nivel mínimo de inercia requerido para mantener la operación segura del sistema.
2. Beneficios del mercado: Tener inercia adicional por encima del umbral mínimo permitiría flujos de interconexión adicionales, mejoraría la confiabilidad y reduciría el costo total de la provisión de energía al aliviar las restricciones del sistema.

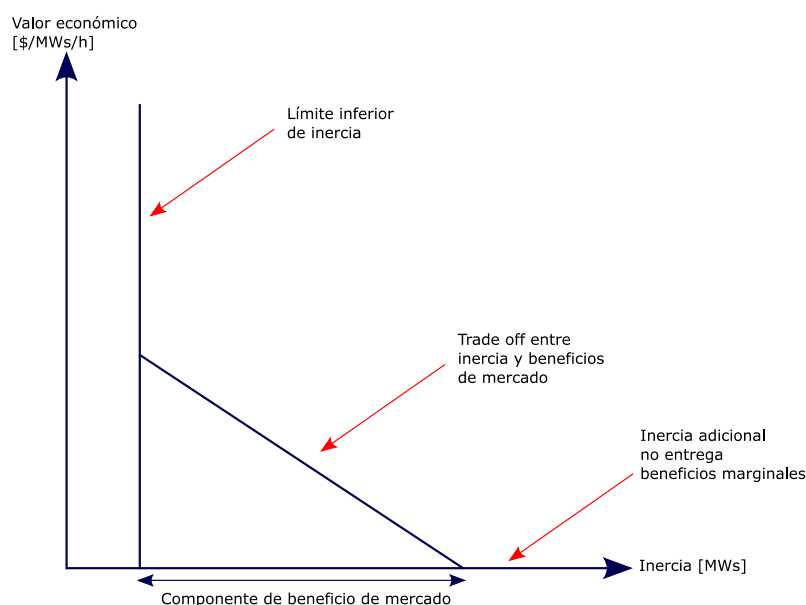


Figura 4-1 Curva que representa la relación entre la inercia del sistema y el costo que tiene para él

En la Figura 4-1 se presenta la curva que relaciona el nivel de inercia en el sistema con el valor que tiene ésta. La línea vertical de la izquierda representa el umbral mínimo de inercia del sistema que podría ser requerido para operar el sistema dentro de los límites de operación permitidos. Más allá de este nivel, la línea inclinada representa el trade-off que existe entre

los costos de suministrar más inercia y otras opciones para administrar la seguridad del sistema, tales como restringir el sistema u obtener servicios FFR. Una continuación de la línea muestra que cualquier inercia adicional suministrada al mercado no tiene efecto para aliviar aún más las limitaciones del sistema y, por lo tanto, no proporciona ningún beneficio adicional para mantener la seguridad del sistema, mejorar la confiabilidad o reducir el costo total de la producción de energía.

Plan de Implementación

El enfoque propuesto por la AEMC para abordar el control de frecuencias consiste en dos paquetes de medidas complementarias que se implementarían de manera escalonada: un paquete inmediato (0 a 3 años) y un paquete subsiguiente.

El paquete inmediato representa un enfoque práctico que se podrá adoptar con relativa rapidez y que proporcionará un alto grado de confianza de que el sistema podrá seguir funcionando de manera segura. Este paquete consiste en las siguientes medidas:

- **Nivel de inercia operacional requerido:** Requerimiento de los Proveedores de Servicio de Red de Transmisión (TNSP) de proporcionar y mantener un nivel operativo de inercia definido en todo momento [9]. Los niveles de inercia requeridos se determinarían mediante un proceso prescrito por el operador del mercado eléctrico australiano (AEMO).
- **Adquisición de respuesta de frecuencia rápida por los TNSPs:** Como medida provisional, se permitiría a los TNSP contratar con proveedores terceros de servicios de Respuesta de Frecuencia Rápida (FFR) donde el TNSP lo considere, y si AEMO está de acuerdo, que un servicio FFR pueda usarse para cumplir con el nivel de inercia operativo requerido. El período de tiempo durante el cual podrían establecerse contratos se limitaría a tres años con el fin de proporcionar un medio para el desarrollo y ensayo de tecnologías FFR.
- **Obligaciones de los generadores para la capacidad FFR:** Obligación de los nuevos generadores no sincrónicos de tener la capacidad de proporcionar servicios de FFR. Los generadores no tendrían la obligación de proveer el servicio, pero se requerirá instalar la capacidad para proporcionar el servicio en el momento de la construcción. La especificación exacta de la capacidad del servicio FFR dependería probablemente del tipo de tecnología. Una obligación de esta naturaleza aumentaría el nivel de FFR disponible en el sistema y proporcionaría una base para establecer un mercado competitivo para los servicios FFR.

La AEMC también propone que se implementen dos mecanismos adicionales para mejorar el paquete inmediato. Estos dos mecanismos tendrían como objetivo mejorar la eficacia y la eficiencia generales con que se obtienen los servicios de inercia y FFR a largo plazo:

- **Marco de incentivos para orientar las inversiones en la inercia:** Para la inercia adicional proporcionada por los TNSPs por encima del nivel operativo requerido, se desarrollaría un marco de incentivos para guiar la inercia proporcionada al nivel más eficiente. Bajo el marco de incentivos, los TNSPs serían recompensados por la entrega de beneficios de

mercado de un proyecto para proporcionar inercia adicional que permita una mayor capacidad de transferencia de energía en la red.

- **Enfoque de mercado para FFR:** Se establecería un mercado para la provisión de servicios FFR para optimizar la cantidad de FFR de acuerdo con los requisitos de seguridad del sistema y los niveles de inercia del sistema y otros servicios complementarios de control de frecuencia.

La AEMC reconoce que es probable que ambas medidas requieran de un trabajo considerable para desarrollar e implementar. Siendo lo más importante, el estado incipiente de las tecnologías FFR y el pequeño número de proveedores potenciales de servicios FFR actuales, ya que esto significa que sería prematuro definir los servicios FFR y tratar de obtenerlos mediante un enfoque de abastecimiento de mercado en este momento.

Se espera que durante este año la AEMC defina el marco regulatorio necesario para la implementación del servicio de inercia. En Chile se prevé que el SEN estará expuesto a variaciones de la inercia sistémica a nivel intra-diario [4], producto del aumento de penetración de ERV que no aportan inercia en forma natural al sistema. Dicho estudio concluye que: *“... para mayores montos de integración generación solar FV y eólica, se evidencia una menor inercia sistémica aumentando el gradiente de disminución de frecuencia (Rocof) que si bien, no deteriora significativamente el desempeño del control de frecuencia ante contingencias, si podría obtenerse respuestas oscilatorias con bajo nivel de amortiguamiento, por lo que es necesario estudiar la factibilidad y los beneficios de implementar una restricción de inercia mínima sistémica para garantizar una operación segura de acuerdo a lo estándares establecidos en la NT”*.

4.2.3 Servicios de balance en Europa

En Europa, la responsabilidad de la seguridad y confiabilidad de la transmisión se asigna a los operadores de los sistemas de transmisión (TSO) para sus zonas de control. Los TSO son responsables de todas las medidas necesarias para preservar la seguridad del sistema y mejorar la adaptación del sistema a nuevos mercados de la electricidad [10].

Hoy en día, el *European Network of Transmission System Operators* (ENTOSO-E) representa 43 TSOs de 36 países europeos. Este organismo, dentro de otras funciones, establece un mínimo de requerimientos operacionales y servicios complementarios para que sean implementados por los TSOs. Actualmente, el ENTOSO-E no establece requerimientos para las unidades renovables no despachables. En términos de este estudio, destacan las exigencias al control primario de frecuencia, control secundario y tasas de toma de carga.

En lo que respecta al control primario de frecuencia, se acepta una desviación máxima de frecuencia de 200 mHz en el continente europeo [11]. El estatismo²⁰ exigido oscila entre un 2 a un 12 % para unidades convencionales, similar a las exigencias que establece la NTSyCS. Por otra parte, la banda muerta²¹ exigida a las unidades del continente europeo debe ser menor o igual a ± 10 mHz (en Chile la exigencia es de ± 25 mHz).

Debido a que hay interconexión entre redes de transmisión de distintos países europeos, al control secundario de frecuencia se le exige, además de restablecer la frecuencia a su valor nominal como en el caso del SEN, que vele por mantener la potencia de intercambio programada entre áreas de control.

En lo que respecta a las tasas de toma de carga, se les exige a los operadores, en coordinación con los TSO, que establezcan los límites mínimos y máximos de toma de carga. Esto incluye definir límites de velocidad para aumentar y disminuir la generación de las unidades, lo cual debe considerar el tipo de tecnología.

Italia

En Italia, es el operador del sistema de transmisión (TERNA) quien posee los recursos necesarios para administrar, operar, monitorear y controlar el sistema eléctrico. En el caso del mercado de servicios complementarios (MSD, Mercato dei Servizi di Dispacciamento), TERNA actúa como contraparte comprando y vendiendo contratos con el objetivo de disponer de los recursos necesarios para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio [10].

Como principio general, las centrales pueden elegir participar en servicios complementarios específicos, con excepción del control primario de frecuencia el cual es obligatorio. Para que una central pueda participar de cierto servicio, se requiere que esta cumpla con las exigencias respectivas para proveer dicho servicio.

En el MSD, las ofertas son aceptadas de acuerdo al orden de mérito, tomando en consideración la necesidad de la operar de manera adecuada el sistema y el valor de la oferta (*Pay as bid pricing*). TERNA acepta las ofertas de este mercado minimizando los costos de selección, que es representativo no sólo de los costos de adquisición, sino también de los costos esperados en el despacho diario producto del uso de recursos. Además, el operador del sistema de transmisión considera la eficiencia y confiabilidad de los recursos respectivos.

En el MSD de control terciario de frecuencia, las centrales habilitadas para proveer de este servicio están obligadas a ofertar su capacidad disponible, siendo ofertas para aumentar y/o disminuir generación. Como referencia, el volumen de este servicio fue de 8,99 TWh en el

²⁰ El estatismo de una unidad generadora es el parámetro que determina su variación porcentual de potencia frente a variaciones porcentuales de frecuencia del sistema. A menor estatismo, mayor será el cambio porcentual de la potencia generada de una unidad frente a cambios en la frecuencia del sistema.

²¹ Banda muerta corresponde al rango de frecuencia, con respecto a la frecuencia nominal del sistema, dentro del cual no se activa el CPF.

2014 [12], siendo la reserva total disponible para el control terciario de frecuencia de aproximadamente 3,5 GW. Es importante señalar que se realiza una división en la definición de frecuencia para el control terciario, dependiendo de la velocidad de la reserva:

- Reserva terciaria rápida (*Riserva Terziaria Pronta*), la cual debe estar disponible a los 15 minutos. Esta es entregada principalmente por centrales de bombeo.
- Reserva terciaria de reemplazo (*Riserva Terziaria di Sostituzione*), principalmente entregada por centrales a gas. La limitación técnica en este caso es proveer la carga ofertada en el tiempo especificado en el contrato (no necesariamente en 15 minutos), siendo el tiempo máximo de encendido de 120 min. En términos prácticos, el tiempo de encendido de las centrales térmicas no es un parámetro clave para este servicio.

La remuneración de las unidades térmicas consiste en una compensación por la energía aportada y un monto indexado a la disponibilidad de la unidad para seguir una toma de carga para subir o disminuir su generación.

Bélgica

En el sistema eléctrico de Bélgica, el operador del sistema de transmisión (ELIA), debe asegurar el balance entre oferta y demanda. Sin embargo, se designan ARP, Access Responsible Parties, en cada punto de acceso a la red, con el objetivo de apoyar a ELIA [10]. Los ARP tienen las siguientes características:

- Están a cargo de mantener el balance entre todos los usuarios conectados a su punto de acceso, con una resolución de 15 minutos.
- Podría ser un generador, un gran consumidor, un proveedor de electricidad o un comercializador.
- Puede utilizar una plataforma para intercambiar energía con otros ARPs para el mismo día o el siguiente, con el objetivo de mantener el balance en su área. La plataforma que utilizan es libre de cargos.

Actualmente hay un total de 76 ARPs en el sistema eléctrico de Bélgica [13]. Estos ARP pueden utilizar distintas centrales con el objetivo de cumplir sus obligaciones de balance y servicios complementarios con la red eléctrica.

En el caso de Bélgica, los servicios de control primario, secundario y terciario son en base a ofertas, pudiendo la demanda, al igual que la generación, participar en estos tres mercados. Es de interés señalar respecto al control primario, que el TSO propone 4 tipos de productos a las ARP sólo para este mercado:

- Simétrica ± 200 mHz: la cual cumple con las exigencias en la ENTSO-E, dónde el CPF empieza en ± 10 mHz, y se activa por completo a los ± 200 mHz.
- Simétrica ± 100 mHz: empieza en ± 10 mHz, y se activa por completo a los ± 100 mHz. Para las unidades térmicas no es difícil cumplir con este requerimiento.

- Asimétrica de bajada +100 mHz: empieza en +100 mHz, y se activa por completo a los +200 mHz. Las unidades que están operando a su máxima capacidad son capaces de participar de este mercado.
- Asimétrica de subida -100 mHz: empieza en +100 mHz, y se activa por completo a los +200 mHz. Los clientes industriales pueden participar de este producto bajando sus niveles de consumo.

La combinación de estos cuatro productos ha permitido que ELIA cumpla con los requerimientos establecidos por la ENTO-E. Además, este mecanismo de descomponer los requerimientos de control primario ha permitido aumentar la competencia en este mercado, lo que ha disminuido los precios de proveer este servicio.

Si bien la definición de los servicios de control de frecuencia utilizada en Chile es similar a la que se utilizan los países europeos, salvo por el control terciario de frecuencia que no es reconocido en Chile, los mecanismos que definen quienes realizan el aporte es completamente distinto. En Alemania, Noruega, Bélgica e Italia los generadores ofertan por proveer estos servicios (salvo el CPF en Italia que es obligatorio) y en varios de estos mercados, se realiza una descomposición de los requerimientos de estos servicios para que los generadores puedan ofertar según sus disponibilidades y capacidades. Tanto en Alemania como en Noruega las ofertas para participar en el control secundario de frecuencia dependen de si la necesidad de reserva es para aumentar o disminuir la generación [14] [15].

El reconocimiento del control terciario de frecuencia en Chile, en conjunto con la subdivisión de necesidades e incentivos para los controles de frecuencia (primario, secundario y terciario), permitiría establecer señales más claras y precisas para que unidades de distintas naturalezas compitan y aporten para establecer las exigencias establecidas por la NTSyCS. Las unidades hidroeléctricas y posibles unidades de bombeo, podrían ofrecer reservas rápidas, con bandas muertas de frecuencia más reducidas y rangos de frecuencia mayores de operación que las unidades térmicas. Por otra parte, las unidades a gas y carbón podrían apuntar reservas más lentas y con bandas muertas mayores de modo que no perjudiquen su vida útil.

4.3 Nuevas tecnologías para la flexibilidad

En el futuro la incorporación de nuevas tecnologías para aportar a la flexibilidad puede ser una opción competitiva dependiendo de la evolución de costos de las distintas tecnologías. En esta sección se realiza un breve resumen de las potenciales tecnologías que podrían ser un apoyo en el mediano-largo plazo para la flexibilidad del sistema.

4.3.1 Centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo (PSH por Pumped Storage Hydroplant) tradicionalmente han sido diseñadas para entregar energía en las horas de punta (mayor costo de energía) y para luego bombear o embalsar agua en períodos de menor demanda (a un menor costo de energía). Estas plantas pueden involucrar bombas y turbinas por separado, o

de forma más reciente, utilizan equipos reversibles que pueden cumplir ambas funciones según se requiera.

Existen varias centrales de este tipo en el mundo, siendo una de las más grandes la Bath County Pumped Storage Station, EE.UU., con una capacidad instalada de 3.003 MW. En el caso de la red eléctrica de España se realiza la distinción entre centrales de bombeo y centrales de bombeo mixto. Las centrales de bombeo, a diferencia de las mixtas, no reciben ningún aporte natural de agua [32] y, hasta la fecha, la potencia instalada de las centrales sólo de bombeo es de 3.329 MW, lo que equivale al 3,16% de la potencia total instalada en España [33].

A partir del aumento de penetración de fuentes ERV las centrales de bombeo han sido revisitadas a nivel mundial bajo una perspectiva renovada con un objetivo adicional de flexibilidad permitiendo acomodar la generación solar o eólica de bajo costo variable y utilizarla en la forma de energía hidráulica en horarios en que es más valorada. También permite acomodar generación para evitar problemas de congestión en sistemas de transmisión, por ejemplo, dependiendo de su ubicación.

En Chile existe el proyecto Espejo de Tarapacá, de 300 MW, cuya operación esperada contempla el bombeo durante el día agua de mar mediante equipos de bombeo-generación, a través de túneles submarinos y subterráneos hasta una depresión natural que constituirá un reservorio a partir de los 585 m.s.n.m., lugar donde se acumulará el agua extraída. Posteriormente, cuando se requiera el agua acumulada en el reservorio se conducirá mediante los mismos túneles subterráneos hasta los equipos de bombeo-generación para generar energía eléctrica, restituyéndola finalmente al mar. La operación considera el mismo punto en el mar para efectos de toma y descarga del agua. De acuerdo al SEIA, el monto de inversión de este proyecto es de 385 millones de dólares, lo que es cercano a 1,283 USD/kW.

En octubre de 2016, fue publicado el Decreto 128 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica, que establece un régimen de coordinación y remuneración en el marco de la regulación del mercado chileno. El mecanismo está orientado a dar señales de inversión en contexto privado para el desarrollo de este tipo de tecnologías y ha sido propuesto como base para la reglamentación de sistemas de almacenamiento privados que actualmente se discute en virtud de la Ley 20.936 de 2016.

Los servicios de flexibilidad que puede aportar una central PSH son los mismo que puede aportar una central de embalse, tal como se realiza en Italia. Sin embargo, una ventaja sobre las unidades de embalse es que no necesariamente es dependiente de la hidrología (como el caso del proyecto mencionado).

El Consultor considerará los proyectos conocidos de centrales de bombeo en las alternativas de expansión del sistema, así como candidatos a ser proveedores de servicios de flexibilidad en caso de que así sea requerido.

4.3.2 Baterías

Durante el 2016, se instalaron 221 MW en baterías en Estados Unidos. El mayor crecimiento de esta capacidad está concentrado en proyectos de almacenamiento en California, siendo su objetivo principal ayudar a proveer energía en horas de alta demanda, compensando la energía que no pueden generar las centrales con falta de disponibilidad de gas natural [16].

En Japón, durante el 2016 se construyó la planta de baterías (Mitsubishi Electric Corp.) más grande en el mundo hasta el momento [17], con capacidad de 300 MWh y una potencia despachable de 50 MW durante 6 horas.

De acuerdo al Bloomberg New Energy Finance [18], se espera que el costo de inversión de las baterías de litio este en torno a los 350 USD/kWh en el año 2025, incluyendo un costo por el "battery pack" de 109 US\$/kWh que se reduciría a 73 USD/kWh para el año 2030.

El desarrollo de las baterías de litio estará fuertemente impulsado por las aplicaciones de transporte, donde la producción a escala masiva impulsará los precios fuertemente a la baja.

En diciembre del 2011, la empresa AES Gener puso en servicio un sistema de baterías de 20 MW/5 MWh conectadas a la subestación eléctrica de la central Angamos. Esta capacidad de batería permite aportar 20 MW durante 15 minutos en caso de contingencias [19]. De acuerdo a reportes del Coordinador, este sistema de baterías responde de manera rápida frente a contingencias en la red [20].

Estos equipos pueden proveer varios servicios complementarios en sistemas de potencia, tales como en el plan de recuperación de servicios, regulación de tensión y regulación de frecuencia [21]. Además, en comparación con otras tecnologías, tienen menores restricciones y requerimientos para su instalación, lo que simplifica su contribución a descongestionar la transmisión.

En el caso particular de Chile, los sistemas de baterías pueden tener aportes relevantes tanto para ayudar a descongestionar el sistema de transmisión como para aportar flexibilidad al sistema. En este último punto, debido a que las baterías pueden trabajar en los cuatro cuadrantes del diagrama P-Q, pueden aportar tanto a los servicios de balance como en el de control de tensión.

El Consultor considerará el almacenamiento en baterías como una alternativa para la provisión de servicios de flexibilidad en la modelación del sistema chileno.

4.3.3 Volantes de inercia (FESS)

Otro tipo de tecnología de almacenamiento son los volantes de inercia o flywheels (FESS por Flywheel Energy Storage System). Esta tecnología se utilizaba inicialmente para almacenar energía en los trolebuses, los cuales a través de las catenarias y del frenado regenerativo alimentaban el flywheel. Cuando necesitaban potencia se alimentaban de la energía almacenada en dicho sistema.

Un FESS almacena energía que se basa en el principio de una masa rodante. Es un dispositivo de almacenamiento mecánico el cual emula el almacenamiento de energía eléctrica al convertirla en energía mecánica. La energía se almacena en forma de energía cinética. La energía llega normalmente desde una fuente eléctrica proveniente desde una red eléctrica o cualquier otra fuente de energía eléctrica. El FESS acelera a medida que almacena energía y desacelera cuando se descarga, para entregar la energía acumulada. El volante de inercia va acoplado a una máquina eléctrica que puede funcionar como motor o generador, dependiendo de si está cargando o descargando energía en el sistema.

El FESS tiene atributos como una larga vida útil, gran eficiencia, gran potencia en menores tamaños en comparación a otras tecnologías como los BESS actuales, bajo impacto ambiental y pueden almacenar grandes cantidades de energía sin límite superior cuando son almacenadas en bancos.

Con capacidades de hasta 500 MJ (138.89 kWh) y rangos de potencia desde kW hasta GW, pueden realizar una variedad importante de aplicaciones de almacenamiento de energía en sistemas de potencia [22]. El uso más común de los FESS es para los UPS y mejora de la calidad de la potencia.

Aplicaciones como servicio de flexibilidad que puede aportar un FESS son la regulación de frecuencia, control de tensión y toma de carga [23]. Asisten en la penetración de la energía solar y eólica al mejorar la estabilidad del sistema ya que pueden amortiguar las fluctuaciones debido a la intermitencia de dichas tecnologías.

Debido al estado temprano en el que se encuentra esta tecnología para aplicaciones de gran escala, es el que el Consultor inicialmente no considerará esta alternativa en las simulaciones del sistema chileno.

4.3.4 Inercia virtual o sintética

A medida que las energías renovables desplazan cada vez más a la generación convencional, los sistemas eléctricos han comenzado a ver reducida las máquinas eléctricas con masa rodante que tradicionalmente han ayudado a suavizar los desbalances entre generación y demanda que repercuten en cambios de frecuencia del sistema. Una solución a esto ha sido las mantener unidades generadoras más antiguas girando en sincronismo con la red [24]. Otra opción emergente es la denominada inercia virtual, sintética o artificial.

Los generadores eólicos utilizan convertidores electrónicos de potencia para poder operar a distintas velocidades del viento de manera de capturar su energía dentro de un amplio rango de velocidades [25]. Sin embargo, los convertidores aíslan al eje de la máquina de la frecuencia de la red de manera que los generadores no pueden ofrecer una respuesta natural a la frecuencia. La manera de lograr esto es reprogramando los inversores de manera de que puedan emular las masas rodantes de los generadores sincrónicos [24].

El operador canadiense en Quebec (Hydro-Québec TransÉnergie o HQ) fue el primero en instruir un requerimiento de inercia de parte de los generadores eólicos en 2005, en donde se

requirió que las nuevas turbinas eólicas deben ser capaz de aumentar su potencia inyectada en un 6% de su capacidad nominal en eventos de baja frecuencia. Los fabricantes respondieron con nuevos diseños de inercia sintética, y la primera fue instalada en 2011. Hoy en día, dos tercios de la capacidad eólica instalada en Quebec participa con inercia sintética.

En diciembre de 2015 una falla de un transformador en Quebec dejó más de 1,600 MW de generación fuera de servicio, en donde la inercia sintética entregó 126 MW extra para contrarrestar la bajada de frecuencia. Se estima que sin la inercia sintética la frecuencia hubiese caído 0.1-0.2 Hz adicionales y que su contribución fue similar a la que hubiesen aportado las plantas convencionales [24].

Si bien la inercia sintética se ve como una contribución para el sistema, en Chile no ha surgido como nuevo elemento hasta el momento.

5 CARACTERIZACIÓN DE LOS COSTOS DE FLEXIBILIDAD

A medida que la integración de ERV crece en sistemas de potencia, los desafíos de variabilidad e incertidumbre se hacen más evidentes y la flexibilidad para sostener el funcionamiento del sistema se transforma en un atributo cada vez más relevante.

Lo anterior, se ha traducido en exigencias operacionales que implican un mayor número de partidas y detenciones (fenómeno de “Ciclado” o “Ciclaje”) de centrales termoeléctricas (ciclos combinados y turbinas de vapor), provisión de seguimiento de carga, así como la reducción de sus niveles mínimos de operación. Además, la solicitud de energía de respaldo implica que la generación por combustibles fósiles tendrá un factor de carga reducido.

El incremento acelerado de la penetración ERV implicará costos adicionales para las plantas de generación existentes, los cuales no son remunerados actualmente en Chile.

El objetivo de este capítulo es identificar los costos adicionales en los que incurren las unidades de generación ante escenarios de mayor penetración de energías renovables variables y para ser posteriormente evaluados.

Esta evaluación se efectuará, de acuerdo a la metodología explicada en la Figura 6-1, es decir, a partir de los resultados de la simulación de la operación del sistema se evaluarán funciones de costo de flexibilidad que se describen en la sección 5.3.

5.1 Revisión de la bibliografía internacional

El Consultor realizó una revisión internacional de la literatura y experiencias en otros sistemas respecto de la identificación y caracterización de costos incurridos en centrales de generación como consecuencia del fenómeno del ciclado. A continuación, se resumen algunas de las principales fuentes revisadas:

- a) El estudio *“Power Plant Cycling Costs”* [26], desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), analiza la estadística para unidades térmicas en Estados Unidos, examinando los costos históricos de operación de cientos de unidades de generación eléctrica convencionales. Este estudio identificó factores, según tipo de unidad, que permiten aproximar los costos asociados a proveer servicios de flexibilidad. Los factores que proporciona el estudio permiten estimar costos indirectos de encendido, costos por seguimiento de carga y aumento de la indisponibilidad de la unidad producto del aumento de encendidos. El estudio sólo proporciona información para determinar los costos de centrales a carbón y a gas (ciclo combinado, simple y aero-derivativas).
- b) En el estudio *“Hydrogenerator Start/Stop Costs”* [27], se realizó una caracterización de los costos de encendido y detención para centrales hidroeléctricas.
- c) El estudio *“Cycling of Conventional Power Plants: Technical Limits and Actual Costs”* [28], cuantifica los costos en que incurren las centrales convencionales en Alemania debido al aumento de mayor penetración renovable variable. Para lograr este objetivo, se simulan

distintos niveles de penetración renovable, alcanzando hasta un 50% de penetración. De acuerdo al estudio, los costos por seguimiento de carga y eficiencia de las unidades no se ven aumentados de manera significativa por el aumento de ERV, a diferencia de los costos de encendido directos e indirectos.

d) El estudio “*On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables*” [29], cuantificó el aumento de encendidos de unidades térmicas convencionales en escenarios de mayor penetración de energías renovables variables. Se analizó el despacho en el sistema eléctrico de Alemania en los años 2010, 2020 y 2030. En el estudio se concluyó, pese a que parece contra intuitivo, que la suma total de partidas de las unidades térmicas disminuyó en los años con mayor penetración renovable. Los autores atribuyen dicha disminución principalmente a los cambios en el portafolio de generación, dónde se destaca la salida definitiva de operación de las centrales nucleares en el año 2030, lo que obligo a despachar como base a varias centrales a carbón. Las unidades que vieron más incrementadas sus partidas fueron las centrales a gas de ciclo combinado.

5.2 Clasificación de costos y metodología

En base a la revisión efectuada por el Consultor, los costos adicionales incurridos por las unidades de generación identificados que no están siendo remunerados y que se evaluarán en el estudio son los siguientes:

1. Costos directos de encendido
2. Costos indirectos de encendido
3. Costos indirectos por seguimiento
4. Costos por menor eficiencia
5. Costos de oportunidad

Algunas categorías de costo identificadas por algunos estudios no fueron consideradas porque se consideraron incluidas en otras²² o porque se consideraron de menor relevancia. El Consultor efectuó una ronda de discusión con las empresas de AG para recoger las distintas opiniones que pudiesen tener al respecto, las cuales se recogieron en el Anexo C.

Para determinar aquellos costos directos e indirectos asociados al encendido y seguimiento, el Consultor analizó dos aproximaciones metodológicas, cada una con sus ventajas y limitaciones, las cuales se revisan continuación:

- **Benchmark internacional:** esta aproximación considera la utilización de estudios y publicaciones internacionales para la determinación de los costos adicionales de las

²² Por ejemplo, el impacto del ciclado en la tasa de falla se consideró cubierto por el impacto en costos directos e indirectos de encendido asociados a mayor mantenimiento.

unidades. La ventaja de esta metodología es que se puede de manera sencilla determinar los costos a partir de pocos parámetros resultantes de la simulación, como, por ejemplo, el número de partidas. Otra ventaja de esta metodología es que se utiliza información pública y disponible para revisión. En esa misma línea, las principales desventajas son que las referencias no necesariamente son la mejor representación de costos incurridos en Chile, que no siempre se cuenta con toda la información necesaria y que los niveles de costos dependen en buena medida de las características de cada sistema.

- **Bottom-Up:** Esta metodología se basa en la construcción de los costos desde las variables explicativas individuales para agregarlas hasta determinar los costos buscados. Esta metodología implica conocer una gran cantidad de información, la cual no siempre está disponible públicamente, lo cual constituye su principal desventaja, sumado al esfuerzo requerido para su elaboración. Si se utilizara esta metodología, se podría caracterizar de mejor manera los costos efectivos incurridos en Chile.

Finalmente, debido a complejidades para acceder a información el enfoque *Bottom-Up* fue descartado. Por lo tanto, los costos de flexibilidad asociados a encendido y seguimiento han sido estimados utilizando aproximaciones basadas en el *benchmark* internacional. En las siguientes secciones se caracterizan cada uno de los costos de flexibilidad.

5.3 Descripción y formulación de los costos de flexibilidad

5.3.1 Costos de encendido

Los costos de encendido (y detención) son un costo significativo incurrido por las centrales generadoras, no reconocido explícitamente. Los principales elementos de costo son el combustible utilizado, emisiones y los servicios auxiliares necesarios para encender y detener la unidad.

Para la caracterización de los costos de encendido y detención se considera lo señalado en el “Anexo Técnico: Determinación de Parámetros Para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” publicado por la CNE [30]. En dicho informe, se utilizan las siguientes definiciones, las que se recogen para efectos de este estudio:

- **Procesos de partida:** es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de operación a Mínimo Técnico, inyectando energía al sistema de manera segura y estable. Se distingue entre partida en estado caliente y estado frío.
- **Proceso de detención:** es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo del punto de operación a Mínimo Técnico hasta quedar en estado apagado. En el caso de unidades térmicas, corresponde al proceso que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema y alcance los distintos estados hasta llegar a detener por completo los procesos térmicos y alcanzar su estado apagado.

En este estudio se ha considerado el costo de encendido y detención, como un solo costo asociado a un ciclo de encendido-detención.

Las empresas generadoras deben informar al Coordinador los parámetros de partida y detención de sus unidades, de acuerdo a lo que se establece en el dicho Anexo Técnico. Los parámetros de partida y detención son utilizados en la programación de la operación de corto plazo (PCP) por el Coordinador. Los parámetros que las empresas deben informar al Coordinador son los siguientes:

1. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.
2. Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida.
3. Tiempo requerido para el proceso de partida.
4. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.
5. Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención.
6. Tiempo requerido para el proceso de detención.
7. Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.

A partir de la revisión de metodología internacional [31] y considerando la información que disponen y entregan las empresas de generación en Chile al Coordinador, para cada ciclo de encendido, el Consultor utilizó la siguiente función para determinar los costos directos de encendido de unidades termoeléctricas:

$$C_{DE} = (C_{Encendido} + C_{Emisiones}) \cdot P_{max} \left[\frac{USD}{Partida} \right]$$

Dónde,

- C_{DE} : Costo directo de encendido, en USD por encendido.
- $C_{Encendido}$: Costo asociado a la cantidad de combustible utilizado en cada proceso de encendido, normalizado a la potencia máxima bruta, en USD/MW.
- $C_{Emisiones}$: Costo asociado a la cantidad de emisiones de CO2 emitidas en cada proceso de encendido, normalizado a la potencia máxima bruta, en USD/MW.
- P_{Max} : Potencia máxima bruta de la unidad, en MW.

El Cuadro 5-1 y el Cuadro 5-2 incluyen los coeficientes de costo unitario necesarios para evaluar la fórmula de costos directos de encendido.

Cuadro 5-1 . $C_{Encendido}$ en dólares americanos de 2017

Tipo	Año	$C_{Encendido}$ [USD/MW]
Carbón	2021	299,47
Carbón	2025	319,37

Tipo	Año	$C_{Encendido}$ [USD/MW]
Carbón	2030	339,21
Diésel	2021	97,58
Diésel	2025	106,16
Diésel	2030	114,96
Gas Natural	2021	82,52
Gas Natural	2025	83,5
Gas Natural	2030	87,79

Cuadro 5-2 $C_{emisiones}$ en dólares americanos de 2017

Tipo	Tipo Encendido	Costo Emisiones [USD/MW]
Carbón	Frio	4,61
Carbón	Tibio	4,42
Carbón	Caliente	4,41
Diésel	-	4,38E-05
Gas Natural	Frio	9,99E-03
Gas Natural	Tibio	5,20E-03
Gas Natural	Caliente	5,20E-03

No se consideraron costos de encendido para unidades hidroeléctricas.

5.3.2 Costos indirectos de encendido

El aumento de ciclado de las unidades de generación produce un aumento en la tasa de falla de componentes, genera inspecciones y períodos de mantenimiento más frecuentes y un mayor consumo de partes y piezas de repuesto [32].

Para realizar el *benchmark* internacional se propone utilizar el estudio *Power Plant Cycling Cost del 2012* [26], realizado para el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* por la empresa Intertek APTECH para estimar los costos indirectos de encendido. En dicho estudio, se presentan distintos factores que permiten determinar los costos indirectos de encendido y los costos por seguimiento de carga para centrales a carbón y a gas. El estudio discrimina según el tipo de unidad y, en el caso de los costos indirectos por ciclo de encendido, distingue según el estado previo a la operación (frío, tibio o caliente). La diferenciación en el caso de las unidades a carbón también depende de si es supercrítica o sub-crítica, además del rango de

tamaño. Para las unidades a gas, la distinción es realizada dependiendo del modo de operación y el tipo de turbina.

Para llegar a estos factores, Intertek APTECH realizó un estudio detallado sobre la estructura de costos de cientos de unidades de distinto tipo ubicadas en Estados Unidos, el cual fue complementado con su propia experiencia.

Con base en lo anterior, el Consultor determinó los costos indirectos de encendido de cada unidad a carbón y gas considerando la siguiente fórmula:

$$C_{IE} = P_{Max} \cdot C\&M \left[\frac{USD}{Partida} \right]$$

Donde se tiene que:

- C_{IE} : Costo indirecto de encendido, en USD/Partida. Se considerarán sólo costos asociados a unidades a carbón y gas.
- P_{Max} : Potencia máxima bruta de la unidad, en MW.
- $C\&M$: CAPEX y mantenimiento adicional por encendido, los cuales dependen del estado previo de la unidad (frío, tibio y caliente), normalizado a la potencia máxima bruta de la unidad, en USD/MW.

Para aplicar esta metodología, se requiere que el Consultor disponga de la siguiente información adicional para su correcta aplicación al sistema chileno:

- Clasificación de cada unidad del SEN de acuerdo las categorías que define Intertek APTECH:
 - Pequeñas unidades a carbón sub-críticas (35-299 MW)
 - Grandes unidades a carbón sub-críticas (300-900 MW)
 - Unidades a gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
 - Unidades a gas de ciclo simple (large frame CT) (GE 7/9, N11, V94.3A, 501 y modelos similares)
 - Unidades a gas de ciclo simple aero-derivativas CT (LM 6000, 5000, 2500 y modelos similares)
 - Unidades a gas (50-700 MW)
 - Alguna de las anteriores que pueda ser clasificada como unidad con bajo costo de ciclaje, debido a su diseño específico y/o procedimientos de operación
- Rango de tiempo en que las distintas unidades del SEN se considera que permanecen en estado tibio, por tecnología y en horas.

En el Anexo D se incluye la Categorización de las unidades a carbón y gas utilizada por el Consultor en este estudio de acuerdo con la clasificación del estudio Intertek para cálculo de costo indirecto de encendido y costo de seguimiento.

El Cuadro 5-3 presenta los parámetros que permiten determinar los costos indirectos de encendido.

Cuadro 5-3 C&M en dólares americanos de 2017

Tipo de unidad	C&M Unidades Estándar [USD/MW-partida]			C&M Unidades Eficientes [USD/MW-partida]		
	Caliente	Tibio	Frío	Caliente	Tibio	Frío
Carbón sub-críticas (25-299 MW)	105	176	165	65	106	105
Carbón sub-críticas (300-900 MW)	66	73	118	44	68	100
Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)	39	62	88	35	49	67
Gas de ciclo simple	36	141	115	25	31	43
Gas de ciclo simple aero-derivativas CT	21	27	36	13	13	13
Gas (50-700 MW)	40	65	84	29	52	65

A su vez, el Cuadro 5-4 presenta los rangos de tiempo en los cuales las unidades permanecen tibios. Cabe señalar que a partir de los rangos de tiempo de estado tibio se deducen los rangos de tiempo de operación en caliente y frío, es decir, si la unidad ha estado fuera de operación por un tiempo menor que su límite inferior de estado tibio, significa que la unidad partiría en caliente. En caso contrario, si tu tiempo fuera de operación es mayor al límite superior del rango de estado en tibio, implica que si la unidad ya se encuentra en estado frío.

Cuadro 5-4 Rango de tiempo en estado tibio

Tipo de Unidad	Rango de horas en que la unidad se considera en estado tibio [horas]
Carbón sub-críticas (25-299 MW)	4 a 24
Carbón sub-críticas (300-900 MW)	12 a 40
Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)	5 a 40
Gas de ciclo simple	2 a 3
Gas de ciclo simple aero-derivativas CT	0 a 1
Gas (50-700 MW)	4 a 48

5.3.3 Costo por seguimiento

La adopción de una visión con mayor penetración ERV requerirá que ciertas unidades de generación originalmente destinadas a mantenerse como generadores de base tengan que operar en un régimen constante de seguimiento de carga (o rampas de carga).

El estudio de Intertek APTECH para NREL [26] señala que se pueden realizar dos clasificaciones de la magnitud del seguimiento: significativo o superficial. Dependiendo de la unidad, este

estudio considera como significativo a las rampas que superen el rango de 15 a 20% de su capacidad bruta.

El Consultor calculó los costos por seguimiento unitarios para las unidades que operan a carbón y gas como:

$$C_S = P_{max} \cdot C_{ramp} \left[\frac{USD}{Evento} \right]$$

Donde:

- C_S : Costo por seguimiento, en USD por evento. Se considerarán sólo costos asociados a unidades a carbón y gas. Por otra parte, estos costos considerarán sólo las rampas que superan un 20% de la capacidad bruta para cada unidad.
- P_{max} : Corresponde a la potencia máxima bruta de la unidad, en MW.
- C_{ramp} : Corresponde al costo de seguimiento normalizado por la capacidad bruta, diferenciado por tipo de unidad térmica (carbón o gas) y medido en USD por MW de capacidad.

El Cuadro 5-5 presenta los valores del parámetro C_{ramp} que permiten determinar el costo de seguimiento para las distintas tecnologías.

Cuadro 5-5 C_{ramp} en dólares americanos de 2017.

Tipo de unidad	C_{ramp} Unidades Estándar [USD/MW-evento]	C_{ramp} Unidades Eficiente [USD/MW-evento]
Carbón sub-críticas (25-299 MW)	3,74	2,53
Carbón sub-críticas (300-900 MW)	2,74	2,23
Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)	0,72	0,37
Gas de ciclo simple	1,78	0,99
Gas de ciclo simple aero-derivativas CT	0,71	0,53
Gas (50-700 MW)	2,15	1,75

No se han considerado costos adicionales por seguimiento de carga para centrales hidroeléctricas. Esta definición es consistente con lo observado en la literatura internacional [27]. En las reuniones con las empresas de AG no se observó cuestionamiento a este supuesto.

5.3.4 Costo por menor eficiencia

Este costo es incurrido por las unidades que, por aportar reserva en giro al sistema, operan en puntos de menor eficiencia al nominal.

Se debe señalar que en el caso de Chile se presenta un problema adicional, el cual consiste en aproximar las curvas de eficiencia de las unidades a tramos discretos, lo que repercute en que

los costos incurridos por el uso de combustible no son correctamente capturados en el costo variable de operación.

Ante escenarios con mayor penetración de energías renovables de fuente variable, se espera que el sistema requiera de mayor reserva en giro, con más unidades operando en puntos menores de eficiencia para así aportar al control primario y secundario de frecuencia. Estos aportes adicionales de reserva implicarán costos aún mayores por concepto de eficiencia.

La metodología propuesta para contabilizar este mayor costo consiste en identificar para cada hora todas aquellas unidades que están prestando reserva en giro, y así determinar la cantidad adicional de combustible o agua utilizada producto de operar en un punto de menor eficiencia.

El Consultor calculó el costo de eficiencia para cada hora de simulación y para todas las unidades que operan a carbón y gas como:

$$C_{E,i} = \left(CE(P_{neta,i}) - CE(P_{neta,i} + R_i) \right) \cdot P_{neta,i} \cdot CC [USD]$$

Dónde se tiene que:

- $C_{E,i}$: Costo de eficiencia de la unidad en la hora i , en USD. Se considerarán sólo costos asociados a unidades a carbón y gas.
- $CE()$: Curva de consumo específico de combustible para la central, en función de su generación.
- $P_{neta,i}$: Generación neta de la unidad en la hora i , en MWh.
- R_i : Monto de reserva que aporta la unidad en la hora i , en MWh.
- CC : Costo de combustible del tipo de unidad y para el año respectivo.

Para utilizar esta metodología, se consideró la siguiente expresión para evaluar el consumo específico.

$$CE(P) = a_0 + a_1 \cdot P + a_2 \cdot P^2 + a_3 \cdot P^3$$

Los coeficientes se incluyen en el Anexo E para cada central.

5.3.5 Costo de oportunidad

Este costo hace referencia a que una unidad, para proveer reserva en giro, debe operar a niveles menores de generación. Por ello, la unidad incurre en un costo de oportunidad producto de la energía que podría haber generado en caso de un despacho sin considerar reservas o como unidad de base.

Es importante recalcar que este costo es aplicable en los casos que la unidad esté despachada y tenga disponible reserva en giro para aumentar la generación y, a su vez, no sea la unidad

que está marginando en el sistema. No se ha estimado costo de oportunidad para unidades hidroeléctricas²³.

En línea con lo señalado por NREL [33], el Consultor calculó el costo de oportunidad para cada hora de simulación y para todas las unidades de generación de la siguiente manera:

$$C_O = (P_{net,i} + R_i) \cdot (CMg_i - CV(P_{net,i} + R_i)) - P_{net,i} \cdot (CMg_i - CV(P_{net,i})) \quad [USD]$$

$$CV(x) = CE(x) \cdot CC + CVNC \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Donde:

- C_O : Costo de oportunidad, en USD. Se calculó en los casos que la unidad esté despachada y tenga disponible reserva en giro para aumentar la generación y, a su vez, no sea la unidad que esté marginando en el sistema.
- $CE(x)$: Curva de consumo específico de combustible de la unidad, en función de su generación x , en unidad de combustible por MWh.
- $P_{net,i}$: Generación neta de la central en la hora i , en MWh.
- R_i : Monto de reserva que aporta la central en la hora i , en MWh.
- CC : Costo de combustible para el año respectivo, en USD por unidad de combustible.
- CMg_i : Costo marginal en la barra de inyección de la central en la hora i , en USD/MWh.
- $CV()$: Costo variable de la unidad, en función de la generación en la hora i , en USD/MWh.
- $CVNC$: Costo variable no combustible utilizado en la simulación, en USD/MWh.

Para utilizar esta metodología, se consideró la siguiente expresión para evaluar el consumo específico.

$$CE(P) = a_0 + a_1 \cdot P + a_2 \cdot P^2 + a_3 \cdot P^3$$

Los coeficientes se incluyen en el Anexo E para cada central.

²³ Centrales hidroeléctricas no tienen una pérdida directa de oportunidad por la asignación de una restricción de reserva en giro pues pueden almacenar el agua para utilizarla en el futuro.

6 METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

En esta sección se describe la metodología del estudio. La figura a continuación muestra los pasos principales del estudio.

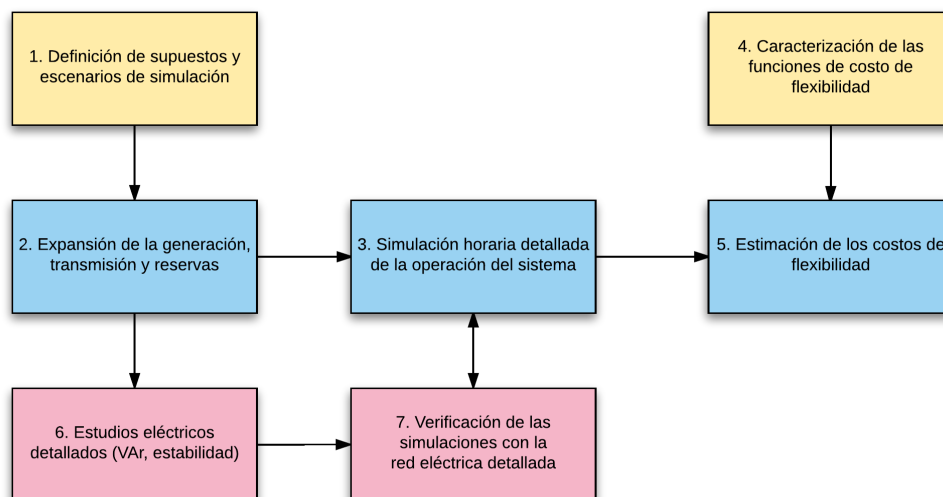


Figura 6-1 Principales pasos del estudio

6.1 Paso 1 – Definición de los supuestos y escenarios de simulación

El objetivo de este primer paso es definir las informaciones y datos para la creación de nueve escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema chileno hasta el año 2030. Estos nueve escenarios resultan de la combinación de tres escenarios de crecimiento de la demanda y tres escenarios de reducción de los costos de las tecnologías de generación, en especial de las fuentes eólica y solar. Adicionalmente, los costos de flexibilidad se calculan para tres años del período – 2021, 2025 y 2030 – y para tres escenarios hidrológicos, correspondientes a situaciones húmeda, promedio y seca. Como muestra la figura a continuación, el número total de simulaciones detalladas para el cálculo de los costos de flexibilidad es $3^4 = 81$.

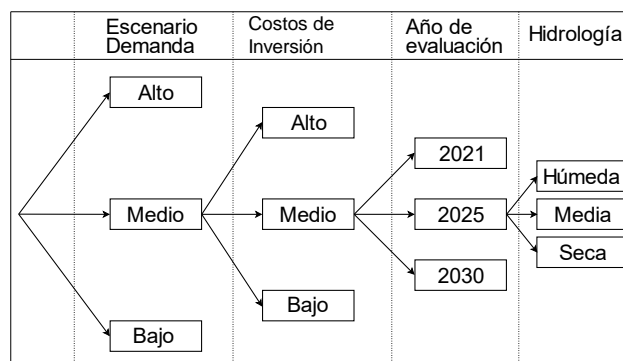


Figura 6-2 Árbol de escenarios de simulación²⁴

La sección 7 desarrolla los supuestos específicos del estudio.

6.2 Paso 2 – Expansión de la generación, reservas y transmisión

Considerando los supuestos y escenarios de expansión previstos para el estudio, en el segundo paso se define la expansión de la oferta para dichos escenarios. Este paso se implementa en tres fases consecutivas: (i) expansión de la generación; (ii) expansión de la reserva; y (iii) expansión de la transmisión.

6.2.1 Fase 1 – Expansión de la generación

La figura a continuación muestra la metodología de optimización para la fase 1.

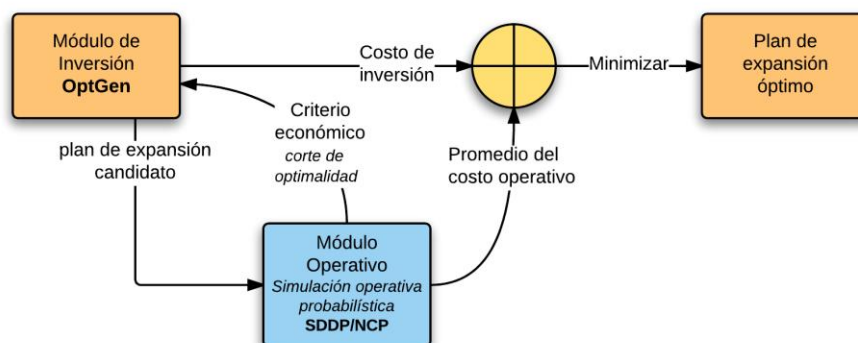


Figura 6-3 Fase 1 (expansión de la generación) – Metodología de optimización

Como muestra la figura, la expansión óptima se calcula a partir de la solución iterativa del módulo de expansión y del módulo operativo. De manera simplificada, el módulo de expansión determina en cada iteración un plan de expansión candidato, a partir de una representación

²⁴ Por simplicidad algunas ramas no han sido dibujadas.

detallada de las características del problema de inversión (costos de inversión, fechas mínimas y máximas etc.) y de una representación *aproximada* de los costos operativos resultantes de las decisiones de inversión. El módulo de inversión se resuelve como un problema de optimización entero mixto, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos de inversión y los costos (aproximados) de operación. El módulo de inversión corresponde al modelo OptGen, de PSR (la Figura 6-14 muestra el conjunto de herramientas analíticas utilizadas en el estudio).

Para cada plan de expansión candidato definido por el módulo de inversión, se ejecuta a continuación el módulo operativo. Como sugiere el nombre, el objetivo de este módulo es calcular el costo operativo “real”²⁵ resultante de este plan de expansión. Para esto, se utiliza el modelo de simulación operativa probabilística SDDP (ver Figura 6-14). El modelo SDDP calcula la política operativa estocástica óptima, esto es, que minimiza el valor esperado del costo operativo, tomando en cuenta la variabilidad de los caudales y de la producción ERV y las ecuaciones y restricciones del sistema de generación y transmisión.

A continuación, el costo operativo “real” (estimado por el módulo operativo) se compara con el costo operativo aproximado (calculado por el módulo de inversión). Si ambos costos están próximos (si la diferencia entre los costos operativos es menor que una tolerancia pre-especificada), se tiene la solución óptima global de la expansión, dada por la suma del costo de inversión y costo operativo “real”.

Si los costos no están dentro de los rangos aceptables (su diferencia es mayor que la tolerancia), los resultados de la operación “real” se utilizan para perfeccionar el costo operativo aproximado del módulo de inversión, y se hace una nueva iteración del algoritmo. Se puede demostrar que la solución mejora a cada iteración y, por lo tanto, siempre se puede llegar al óptimo global.

En este Paso 2, se consideran simulaciones con granularidad mensuales, detallada con una representación en bloques de demanda/producción renovable en cada mes.

En términos del modelo de expansión para la transmisión, en esta Fase 1 se utiliza una red simplificada con regiones. En este caso fueron representadas seis regiones, con los límites de transferencia indicados en la Figura 7-9.

6.2.1.1 Escenarios integrados caudales / ERV

Los estudios de simulación operativa probabilística con el modelo SDDP requieren una modelación estocástica de los caudales. En el caso del SDDP, se ajusta un modelo PAR-p (*autoregressive periodic model with variable lag*). El modelo PAR-p representa tanto la llamada *correlación temporal* (e.g. si los caudales en este mes son inferiores al promedio, hay

²⁵ Costo operativo “real” corresponde al costo operativo calculado por el módulo operativo para el plan de expansión candidato.

una tendencia para los caudales en el próximo mes también estarán abajo del promedio) como la correlación espacial, esto es, las variaciones de los caudales en diferentes regiones.

Cuando hay fuentes renovables en el sistema, es necesario extender la modelación estocástica a las mismas. Si la correlación espacial entre los caudales y las renovables es cero, esta modelación estocástica se puede hacer en separado. Sin embargo, si hay una correlación entre caudales y renovables, se requiere una *modelación estocástica integrada* de los mismo.

Como muestran las figuras a continuación, hay correlaciones espaciales entre caudales y renovables en Chile. Además, estas correlaciones son tanto *positivas* (caudales y renovables varían en la misma dirección) como *negativas* (variaciones en direcciones opuestas).

La primera figura muestra la máxima correlación positiva entre (alguna) estación hidrológica y (alguna) estación renovable para cada mes del año. Estas correlaciones fueron calculadas a partir de los registros históricos de caudales y renovables. (el Time Series Lab, en adelante TSL, fue utilizado en un paso anterior para extender los registros de renovables (con 30 años de duración) para registros con el mismo tamaño del histórico de caudales.)



Figura 6-4 Máxima correlación espacial positiva entre caudales y renovables para cada mes

Se observa que hay correlaciones positivas muy elevadas, del orden de 0.8. La figura a continuación muestra las mayores correlaciones *negativas* entre caudales y renovables. Se observa que hay valores muy significativos, del orden de 0.6. (Por supuesto, las parejas de estaciones hidrológicas/renovables con correlación negativa son diferentes de las parejas con correlación positivas).

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes



Figura 6-5 Máxima correlación espacial positiva entre caudales y renovables para cada mes

En teoría, se podría aplicar el modelo estocástico PAR-p conjuntamente a los caudales y producción renovable. Sin embargo, se observa en la práctica que el número más grande de parámetros de la matriz de correlación espacial es mucho mayor que el número de registros históricos que se utilizan para estimar estos parámetros. (La razón es que el número de parámetros aumenta con el cuadrado del número de estaciones hidrológicas y renovables.) En estas situaciones ocurren las llamadas correlaciones espurias, esto es, valores de los parámetros incorrectos.

El TSL evita este problema representando la correlación espacial por una red Bayesiana. En esta red, hay estaciones principales, donde se representa la correlación de la manera usual, y estaciones “satélites”, donde sólo se representa la correlación de las mismas con sus respectivas estaciones principales. Por ejemplo, cada rama de la figura a continuación representa una correlación entre estaciones de caudales y de renovables que tendríamos que estimar en la metodología tradicional.

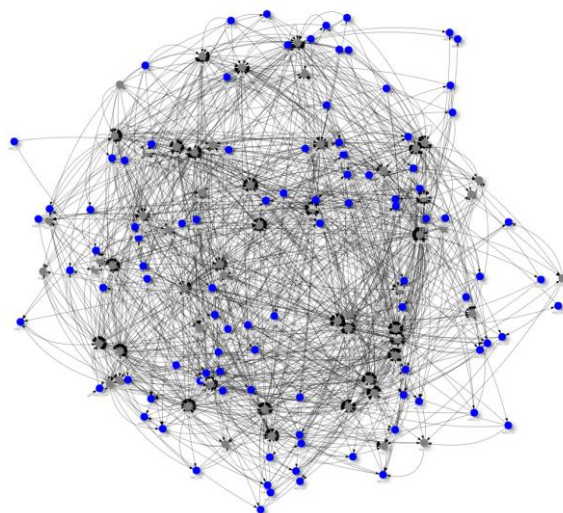


Figura 6-6 Estimación de la correlación espacial caudales × renovables – metodología tradicional

La figura de abajo muestra lo que es necesario estimar con una red Bayesiana. Se observa que el número de ramas es mucho menor, lo que permite la modelación estocástica integrada de caudales y renovables.

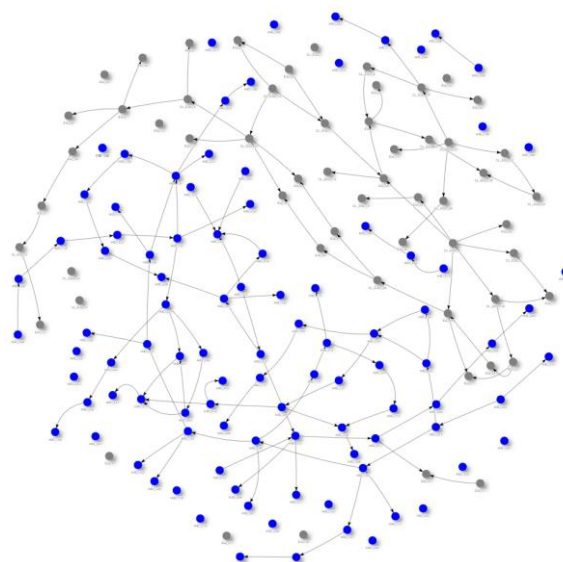


Figura 6-7 Estimación de la correlación espacial caudales × renovables – red Bayesiana

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

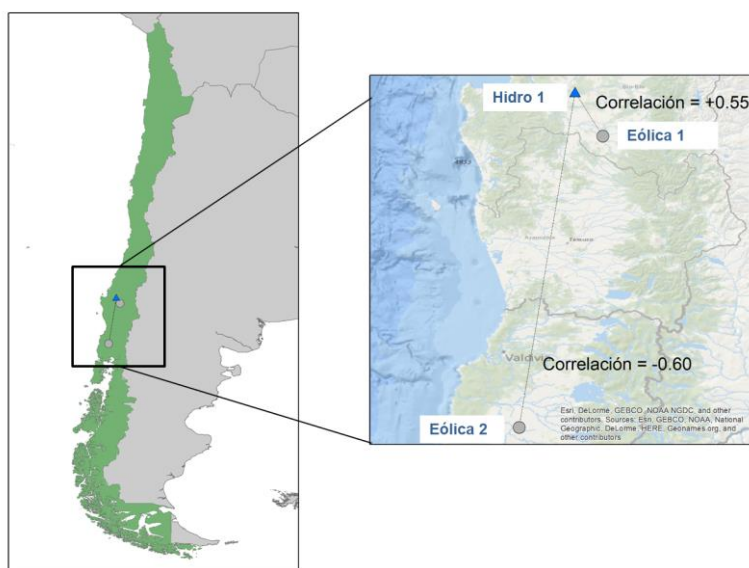


Figura 6-8 Correlación entre caudales y eólicas (ubicación de los sitios de medición)

En la Figura 6-8 se muestra una hidroeléctrica (Las Lajas o Hidro 1 en la figura) cuyos aportes de caudales para los meses de enero presentan una alta correlación positiva (+0.55) con los escenarios de producción (velocidad del viento) de una determinada eólica (San Gabriel o Eólica 1 en la figura) y una alta correlación negativa (-0.60) con otra eólica (Aurora, identificada por Eólica 2 en la figura).

Las observaciones históricas de los caudales y de la producción estimada en la hidro y en los sitios eólicos para el mes de enero se muestra en la secuencia.

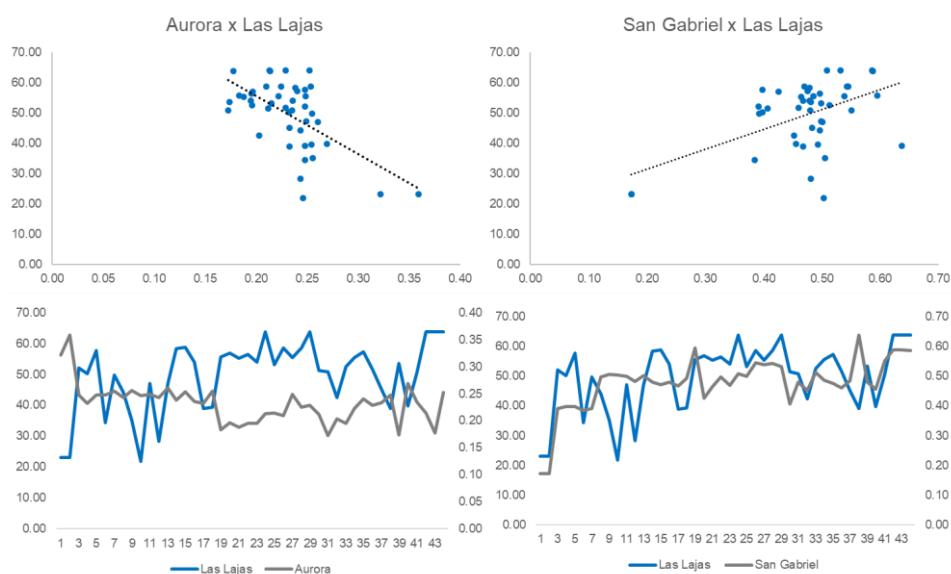


Figura 6-9 Registros históricos y evaluación de la correlación Eólica x Caudal

La adopción del procedimiento utilizando red Bayesiana posibilitaría generar caudales sintéticos para las centrales hidroeléctricas y escenarios sintéticos para las centrales eólicas preservando esta correlación que se estima en los escenarios históricos.

6.2.2 Fase 2 – Expansión de las reservas

Para el estudio se ha supuesto que la reserva operativa será determinada de forma independiente para las regiones SING y SIC.

En términos generales, el requisito de reserva que determina el Coordinador puede ser descompuesto en 3 componentes:

- i) En función del error de pronóstico de la demanda (CSF);
- ii) En función de la fluctuación de variaciones de la demanda en cada uno de los sistemas;
- iii) En función de la pérdida de generación considerando el costo de la energía no suministrada asociada a niveles de reserva insuficientes (ajustados por la probabilidad de dicho evento) y el aporte de la reserva para CSF verificada con la contingencia de salida intempestiva de la unidad más grande del sistema.

6.2.2.1 Metodología de reserva dinámica operativa (en giro)

La metodología sugerida por el Consultor propone una modelación simplificada para reflejar estos componentes y adicionalmente agrega el cálculo de una componente asociada a las variaciones de la producción de las centrales renovables (eólicas y solares) o reserva para el manejo de la variabilidad de las ERV (actualmente no considerada en el cálculo de reservas en Chile).

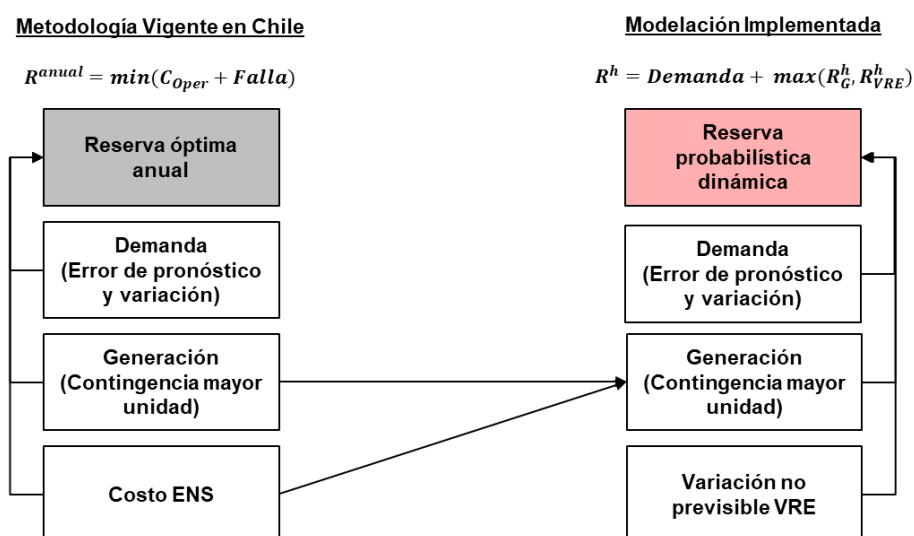


Figura 6-10. Modelación de reservas implementada por el Consultor

Conforme a ello, la reserva mínima se define hora a hora como la suma entre la reserva para compensar variaciones no previsibles de la demanda y el máximo entre (i) la reserva para soportar la contingencia de generación y (ii) la reserva determinada para manejar la variabilidad ERV²⁶. Cabe señalar que se considera que (i) representa un nivel conservador comparado con la metodología actualmente empleada en el estudio de determinación de reservas aplicado anualmente en Chile descrito en el Anexo B.

Dado lo anterior, se representa la necesidad de determinar criterios de reserva para manejar la variabilidad de las ERV. Esto se hace a través de dos pasos:

- i) Determinación de la reserva operativa necesaria para el manejo de la variabilidad
- ii) Optimización del costo del manejo de esta reserva operativa

6.2.2.2 Determinación de la reserva operativa para manejo de variabilidad ERV

Como se ha mencionado, la reserva operativa debe ser: (i) *probabilística*, esto es, tomar en cuenta el proceso estocástico de variación de la producción ERV en horas consecutivas; y (ii) *dinámica*, esto es, tomar en cuenta el hecho que la producción ERV varía a lo largo de las horas del día y a lo largo de los meses del año. En términos prácticos, esto significa que la reserva operativa debido a las ERV se representa como un *perfil horario* (24 horas) que varía por mes (debido al patrón estacional de producción de las ERV) y por año (debido a la entrada de nueva capacidad ERV).

El cálculo de la reserva operativa probabilística para cada mes se compone de los siguientes pasos:

1. Determine el *perfil de producción horaria promedio* de las ERV – este cálculo se hace utilizando los escenarios horarios de generación ERV producidos por el Time Series Lab (ver capítulo 2). Por ejemplo, suponiendo que hay 54 escenarios, y que cada uno se compone de 30 días \times 24 horas/día = 720 horas de producción ERV, tendremos $54 \times 30 = 1620$ muestras de la producción ERV para la primera hora; ídem para la segunda hora; e así por delante. El perfil de producción horaria es el promedio de estos 1620 valores para cada hora.
2. Determine el conjunto de *desviaciones* horarias con respecto al perfil de producción – Por ejemplo, suponga que la producción ERV en la hora 1, para un escenario puntual, es de 9200 MW, y que el perfil de producción de la hora 1 es 9000 MW. En este caso, tendremos una desviación de $9200 - 9000 = 200$ MW. Estos 200 MW correspondiente al componente “estocástico” (no previsible) de la producción ERV, y que por tanto requiere una reserva de generación para su manejo. El cálculo de las desviaciones se repite para cada uno de los 1620 escenarios de la hora 1; hora 2; etc. El resultado final es una matriz con 1620

²⁶ Se define como el máximo entre la reserva para soportar contingencias simples de generación y la reserva para manejar la variabilidad horaria de las ERV debido a la bajísima probabilidad de ocurrencia de los dos eventos de forma simultánea, dado que son eventos independientes.

líneas (escenarios) y 24 columnas (horas del día). Cada elemento de esta matriz contiene una desviación en MW, positiva o negativa, con respecto al perfil horario promedio.

3. Determine las *variaciones no previsibles* de la producción ERV entre horas consecutivas – Por ejemplo, suponga que la desviación para la hora 1, escenario 1 sea 200 MW; y que para la hora siguiente (hora 2, escenario 1), sea -300 MW (valor negativo). Esto significa que ocurrió una *reducción no previsible* de $-300 - 200 = -500$ MW de la producción ERV entre las horas 1 y 2. A su vez, esto señala la necesidad de una reserva UP (esto es, posibilidad de *aumento* de la generación para compensar) de 500 MW para la hora 1, escenario 1. Suponga ahora que los valores para el escenario 2 sean: hora 1, desviación de 50 MW; hora 2, desviación de 250 MW. En este caso, habría un *aumento* no previsible de $250 - 50 = 200$ MW entre las horas 1 y 2, que requiere una reserva DOWN (posibilidad de reducción de la generación) de los mismos 200 MW. Este proceso se repite para los 1620 escenarios de las horas 1 y 2, y el resultado final son *dos* vectores, uno con los requerimientos de reserva UP, y el otro con los de reserva DOWN. El número de elementos de cada vector es, *en promedio*, mitad del tamaño de la muestra, esto es, $1620/2 = 810$. (Debido a la variación muestral, es probable que los números sean un poco diferentes, por ejemplo, 805 para la reserva UP y 815 para la DOWN.)
4. Determine el valor de la reserva probabilística UP y DOWN de cada hora, R^* , como la siguiente expresión:

$$R^* = \lambda E(R) + (1 - \lambda) CVaR_{90\%}(R)$$

Donde $E(R)$ en la expresión es el promedio de los valores de la reserva UP (o DOWN) para cada hora. Usando el ejemplo arriba para la hora 1, sería el promedio de los 805 valores de reserva UP. A su vez, $CVaR_{90\%}(R)$ es el promedio de los 10% “peores” valores del conjunto de reservas, esto es, los $0.1 \times 805 \approx 8$ valores más altos del conjunto. El índice CVaR, que significa “*conditioned value at risk*”, es ampliamente utilizado para representar los valores extremos de una distribución.

Finalmente, el peso λ representa el *criterio de riesgo* del planificador. En la experiencia de la PSR con este tipo de criterio, $\lambda = 0.8$ representa un compromiso razonable entre confiabilidad y costo.

6.2.2.3 Optimización del costo de manejo de la reserva operativa

Como se sabe, un aumento en los requerimientos de reserva resulta en un aumento de los costos operativos, pues más recursos de generación tienen que ser “inmovilizados” para cumplir estos requerimientos. Esto significa que la solución más económica para el sistema puede ser una combinación de inversiones en nueva capacidad (por ejemplo, térmicas o baterías) que posiblemente se utilizará para reserva y, por lo tanto, permite el uso de una fracción menor de los generadores existentes en esta función. Esta solución más económica se plantea como un problema de expansión de la generación Fase 2, como muestra la Figura 6-11.

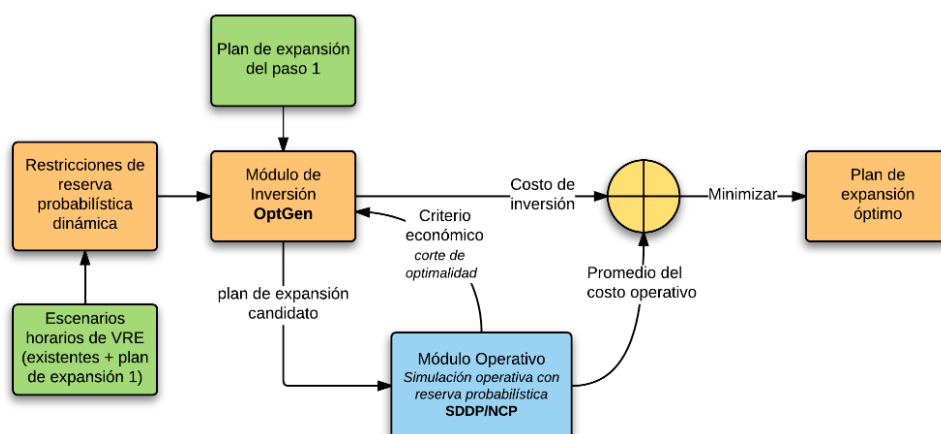


Figura 6-11 Planificación de las inversiones para manejo de la variabilidad de las ERV

Se observa que el problema de la Fase 2 es muy parecido con el de la Fase 1. Las diferencias son: (i) en la expansión de la Fase 2 se incorporan los refuerzos de generación de la Fase 1; (ii) el objetivo del problema es minimizar la suma de los costos de inversión más operación, sujeto a cumplir las restricciones de reserva calculadas en la sección anterior; y (iii) los candidatos para expansión son térmicas (ciclo abierto y combinado) y baterías.

6.2.3 Fase 3 – Expansión de la transmisión

Una vez conocidos los refuerzos (nuevas obras) de la generación de la Fase 1 y de los servicios de reserva de la Fase 2, se calculan los refuerzos necesarios en la red de transmisión.

El cálculo de este plan se hace con un modelo de expansión de mínimo costo de inversión en la red de transmisión. Este modelo utiliza una representación de flujo de potencia activa linealizado, semejante al de la red de los estudios operativos (PLP).

En un paso posterior del estudio se utiliza la red AC completa del sistema para los refuerzos de potencia reactiva y de estabilidad.

La figura a continuación muestra la metodología utilizada por el modelo de planificación NetPlan: (i) la simulación operativa del plan de expansión de las Fases 1 y 2 (generación + reserva) con el modelo SDDP produce *escenarios* de generación/demanda para cada barra de la red de transmisión²⁷. Con esos resultados, el modelo NetPlan determina los refuerzos de transmisión de mínimo costo de inversión que acomodan (esto es, que no llevan a sobrecargas) este conjunto de escenarios. Este problema se formula como una optimización entera mixta (MIP) de gran tamaño, que se resuelve por descomposición de Benders.

²⁷ El número de escenarios por año es 12 (número de meses) × 54 (número de escenarios de caudales & generación renovable) × 21 (número de bloques de demanda & escenarios en cada mes) ~13 mil.

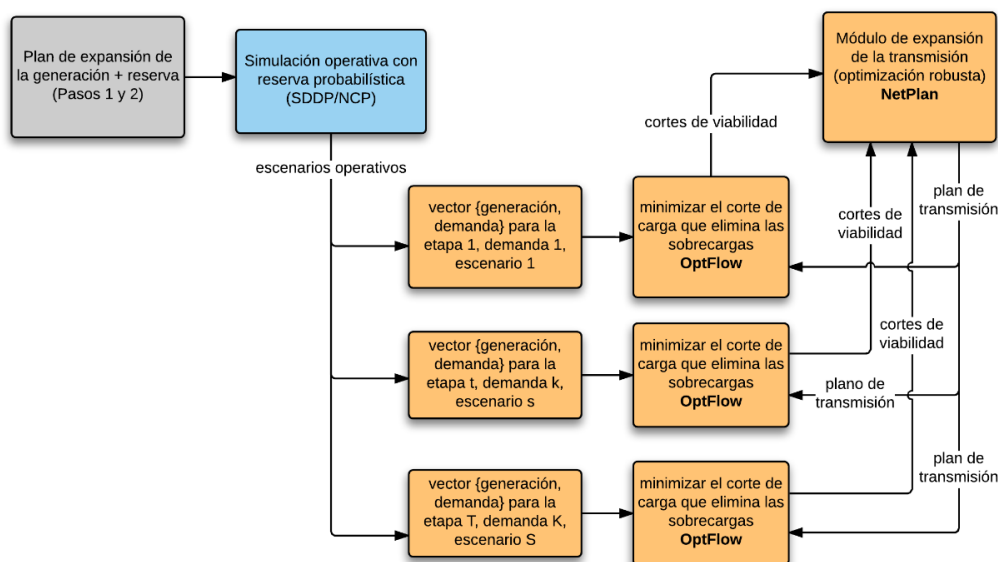


Figura 6-12 Planificación de los refuerzos de la transmisión (metodología de optimización robusta)

6.3 Paso 3 – Simulación horaria detallada de la operación del sistema

En este Paso 3, con ayuda del modelo de simulación operativa detallada NCP, se refinan las simulaciones operativas anteriores para ciertos años y condiciones hidrológicas de interés a través de un modelo operativo detallado con resolución horaria, representación del *commitment* (costos de arranque, mínimo *uptime*, *downtime* etc.), red de transmisión, operación detallada de los embalses etc.

El NCP minimiza el costo operativo a lo largo de cada etapa, con un detalle horario. Este costo operativo se compone de los costos térmicos (costo de combustible, costo de arranque etc.), de las externalidades (por ejemplo, costos de emisión) y del costo asociado al almacenamiento en el sistema al final de la etapa (conocido como función de costo futuro, calculada por el modelo de simulación probabilística SDDP).

El problema de simulación operativa detallada se plantea como una optimización entera mixta (MIP) y se resuelve por algoritmos especializados del paquete Xpress. El modelo operativo representa un amplio conjunto de restricciones operativas incluidas en Anexo F.

6.4 Pasos 4 y 5 – Cálculo de los costos de flexibilidad

Con los resultados detallados de la operación obtenidos en el Paso 3 de la metodología, es posible evaluar los costos de flexibilidad para cada uno de los escenarios relevantes de acuerdo con las funciones de costo establecidas en la sección 5 de este informe.

La Figura 6-13 muestra los cinco componentes de los “costos por flexibilidad” identificados por los Consultores.

I	Costos Directos Encendido	Combustible, emisiones y otros costos.
II	Costo Indirecto Encendido	CAPEX y mantenimientos adicionales.
III	Costo de Seguimiento	CAPEX y mantenimientos adicionales.
IV	Costo de Eficiencia	Costos por operación en rangos de menor eficiencia
V	Costo de Oportunidad	Costo de oportunidad por aporte de reservas

Figura 6-13 Costos de flexibilidad

Aunque se trata de un costo remunerado en Chile, el Consultor ha estimado también pertinente estimar el costo operativo no cubierto (operaciones a costos variables superior al costo marginal), por cuanto, la penetración ERV estaría produciendo un aumento importante de la operación de centrales a mínimo técnico y de estos, también llamados, “sobre costos” operativos.

6.5 Herramientas analíticas

La figura a continuación muestra el conjunto de herramientas analíticas del sistema de planificación PSR Core (Co Optimización de Recursos Energéticos) utilizado en el estudio.

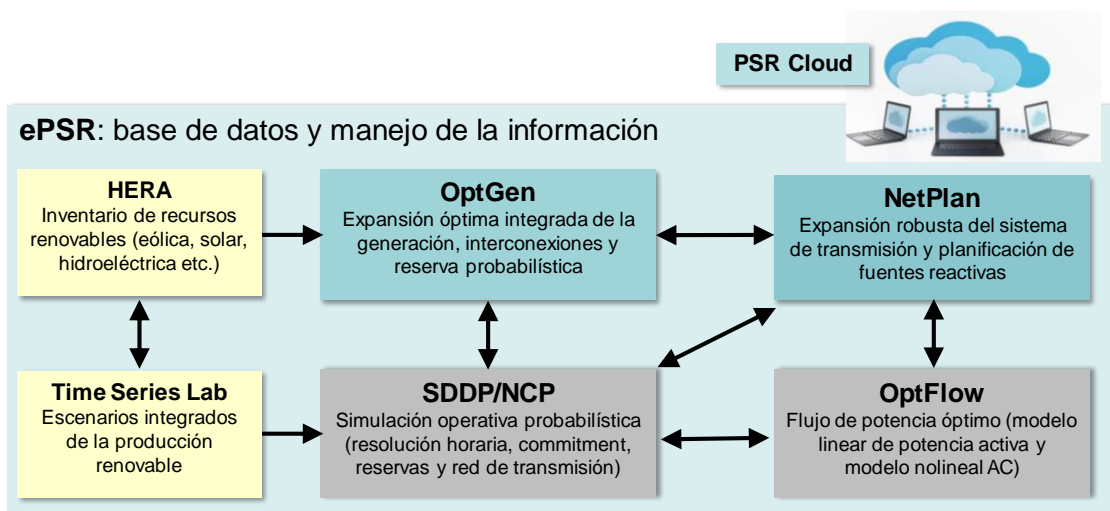


Figura 6-14 Herramientas analíticas utilizadas en el estudio

El modelo HERA fue utilizado para preparar los registros históricos de producción (30 años con resolución horaria) de cada planta ERV existente y candidata para la expansión. Este modelo fue utilizado en el Paso 1 del estudio.

A su vez, el Time Series Lab (TSL) se utilizó en el Paso 2 del estudio, de manera de: (i) extender los registros históricos producidos por el HERA para coincidir con los registros históricos de caudales; y (ii) producir escenarios estocásticos integrados de caudales y ERV para uso en el modelo de simulación operativa probabilística SDDP.

El modelo OptGen fue utilizado en el Paso 2, para los estudios de expansión de la generación y de las reservas (Fases 1 y 2 del Paso 2). Como fue comentado y como se observa en la Figura 6-14, el OptGen se ejecuta en conjunto con el modelo operativo SDDP. A continuación, el modelo NetPlan se utiliza para la Fase 3, que determina la expansión óptima robusta de la red de transmisión. De manera análoga al OptGen, que se ejecuta de manera iterativa con el SDDP, el NetPlan se ejecuta de manera iterativa con el modelo de flujo de potencia óptima OptFlow. Para los estudios de planificación de la transmisión de la Fase 3 se utiliza la representación de potencia activa lineal de la red.

Finalmente, el modelo NCP se utiliza en el Paso 3, donde se hace una simulación operativa horaria detallada para algunos años y escenarios seleccionados del estudio. Se observa en la Figura 6-14 que el NCP está integrado al modelo operativo SDDP. Los resultados de la simulación operativa detallada se utilizan en el cálculo de los costos de flexibilidad.

7 SUPUESTOS Y ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

7.1 Sistema existente

7.1.1 Configuración de generación y transmisión

Para todos los efectos, se supone que la generación y transmisión hasta el año 2021 ya están definidas. Las informaciones sobre estos equipos (capacidad instalada, curvas de eficiencia, topología de las plantas hidroeléctricas, barras y circuitos de la red de transmisión etc.) fueron recopilados a partir de la base de datos del PLP. Estas informaciones, en formato del modelo de simulación SDDP, estarán disponibles en formato electrónico.

7.1.2 Registros históricos de caudales y producción renovable

El archivo histórico de caudales (etapas mensuales) también fue extraído del PLP. La definición de los años húmedo, medio y seco, utilizados en las simulaciones detalladas fue hecha a través del siguiente procedimiento: (i) para cada año hidrológico se calculó la energía total afluente para la configuración hidroeléctrica del año 2017; (ii) se ordenó las energías; (iii) el año seco corresponde al valor más bajo; el medio, a la mediana (muy cercana al promedio). Como muestra el Cuadro a continuación, el año seco 1968; el medio, 1963; y el húmedo, 1972.

Cuadro 7-1 Selección de años seco, promedio y húmedo

Orden Creciente	EA(GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	EA(GWh)	Año Histórico	Orden Creciente	EA(GWh)	Año Histórico
1	19,464.8	1968	19	32,992.8	1974	37	39,945.4	1979
2	22,029.5	1998	20	33,805	1967	38	40,297.4	1984
3	22,784.3	1996	21	34,008.9	1969	39	40,914.7	1987
4	24,659.4	2012	22	34,202.3	1971	40	41,453.9	1966
5	26,259.1	2013	23	34,396.1	2009	41	41,597.2	1992
6	26,890.4	1962	24	35,028.8	2008	42	42,010.9	2005
7	27,062.3	2010	25	35,644	1985	43	42,075	1986
8	27,653.4	2007	26	35,823.2	1963	44	42,236.4	1997
9	27,717.7	2011	27	35,999.5	2003	45	42,277.4	1977
10	27,924.4	1999	28	36,588.1	1991	46	43,034.1	2001
11	28,238.5	1989	29	37,373.5	1975	47	43,612.2	1978
12	28,420.5	1960	30	37,464.6	1973	48	44,631.2	1993
13	28,507.1	1990	31	38,140.8	1995	49	45,849.3	2002
14	29,920.5	1970	32	38,174.3	1994	50	46,258.3	1965
15	30,052.3	1976	33	38,266	2000	51	46,406.1	2006
16	30,937.8	1964	34	38,945.3	1981	52	46,554	1982
17	31,312.4	1988	35	39,096.5	1983	53	47,992.6	1980
18	31,777.8	2004	36	39,260.1	1961	54	48,087.2	1972

7.1.2.1 Perfiles de producción renovable

En el caso de las fuentes eólicas y solar, tanto existentes como candidatas, se creó un histórico horario con el mismo tamaño del histórico de caudales, a través del siguiente procedimiento: (i) a partir de la posición geográfica de cada planta, se obtuvieron los datos del recurso eólico considerando una ventana de 30 años; (ii) estos valores de viento fueron transformados en valores de producción de energía a través de un modelo de simulación donde los datos de entrada son las características del generador eólico y la altura de la torre eólica; (iii) (solamente para las plantas existentes): a partir de los datos de medición real de los equipos, se hizo un “scaling” de los valores de producción de energía; y (iv) se utilizó el Times Series Lab (TSL) de PSR para extender la serie histórica horaria para coincidir con el histórico de caudales.

Las figuras abajo ilustran los perfiles diarios solares agregados y ejemplos de perfiles diarios eólicos para las regiones SING y SIC-Norte.

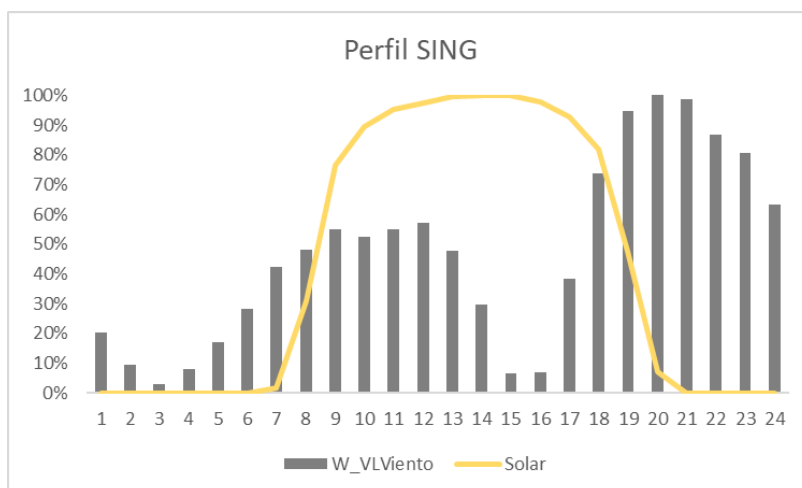


Figura 7-1 - Perfil solar agregado y ejemplo de perfil eólico del SING

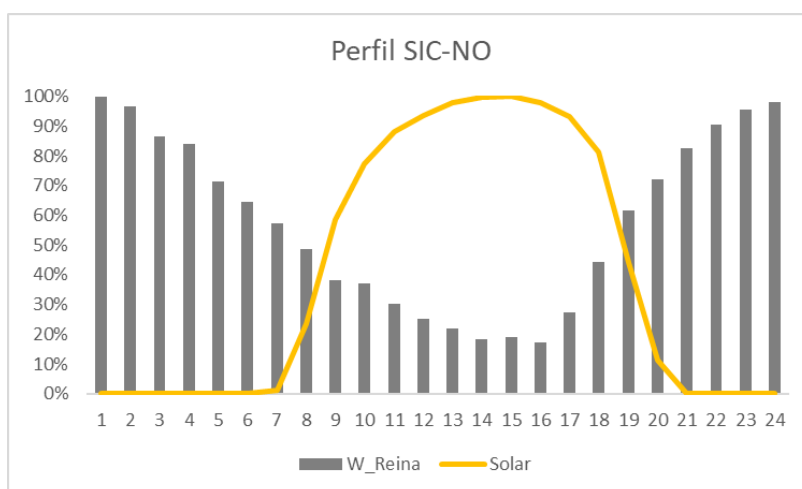


Figura 7-2- Perfil solar agregado y ejemplo de perfil eólico del SIC-Norte

7.2 Demanda

La Figura 7-3 muestra los tres escenarios de demanda utilizados en el estudio.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

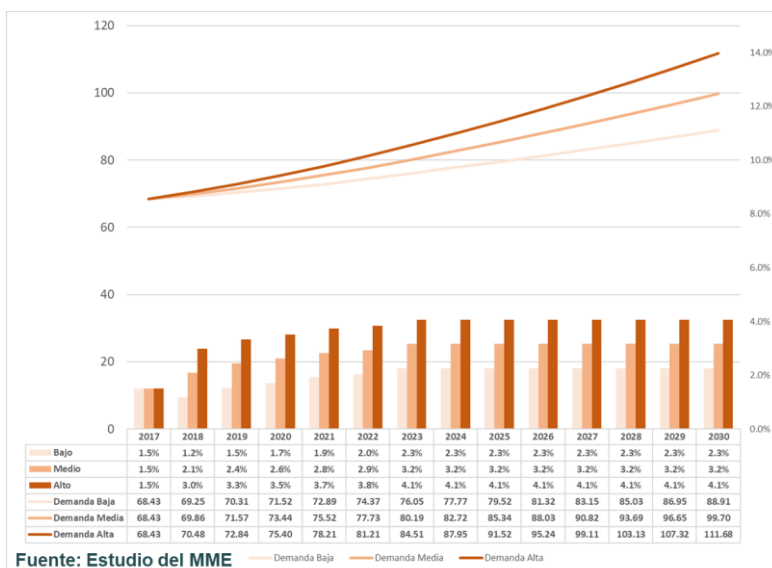


Figura 7-3 Escenarios de demanda

7.2.1.1 Perfiles de demanda

La Figura 7-4 muestra, para cada uno de los meses de 2030, el perfil de demanda horario del sistema chileno.

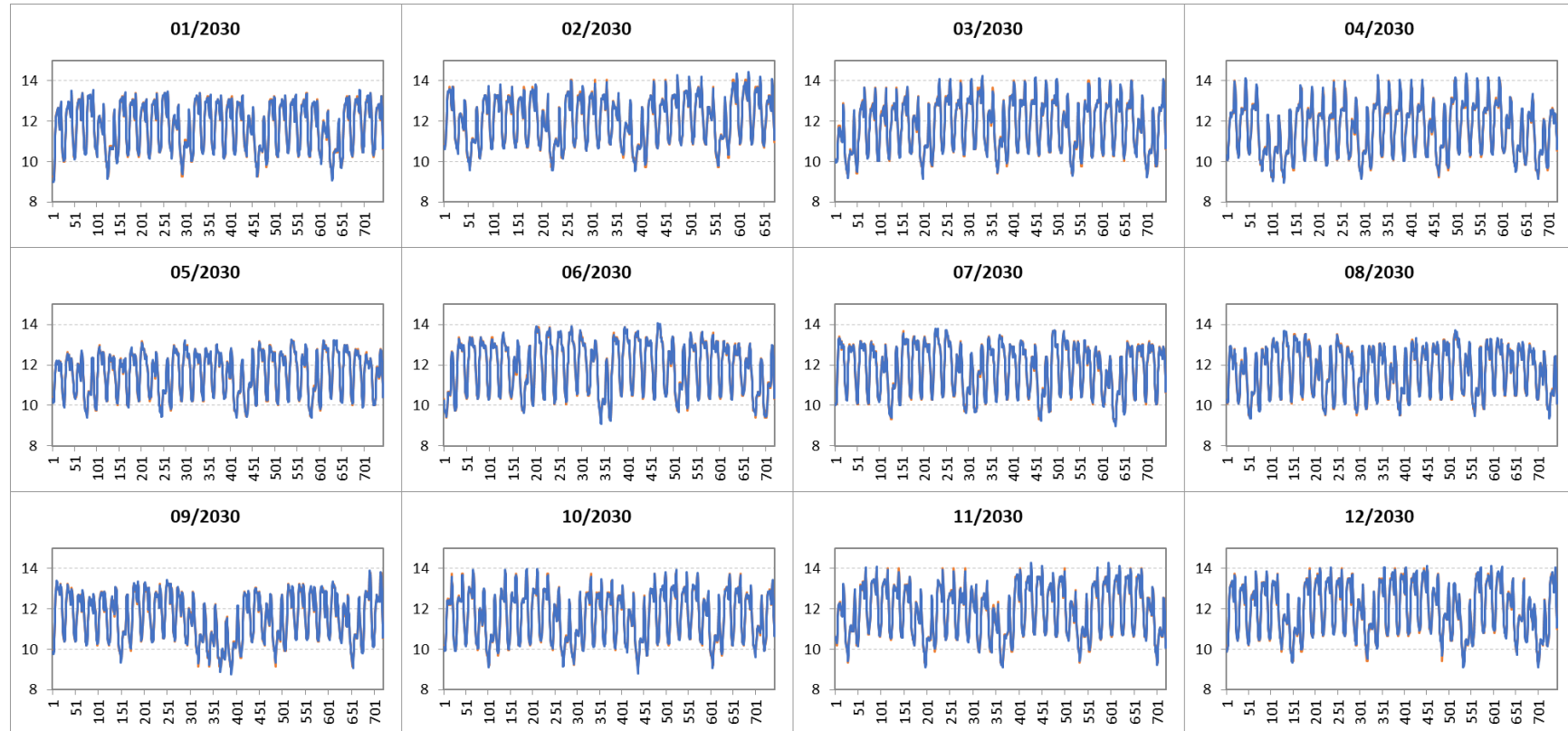


Figura 7-4 - Demanda de 2030 horaria (en azul) y por bloques (en naranja), escenario medio (GW)

Una comparación de la curva de carga mensual (demanda horaria ordenada del mayor valor horario para el menor valor horario para el menor valor) con la representación por bloques (21 escalones) se muestra en la siguiente figura para el mes de diciembre de 2030.

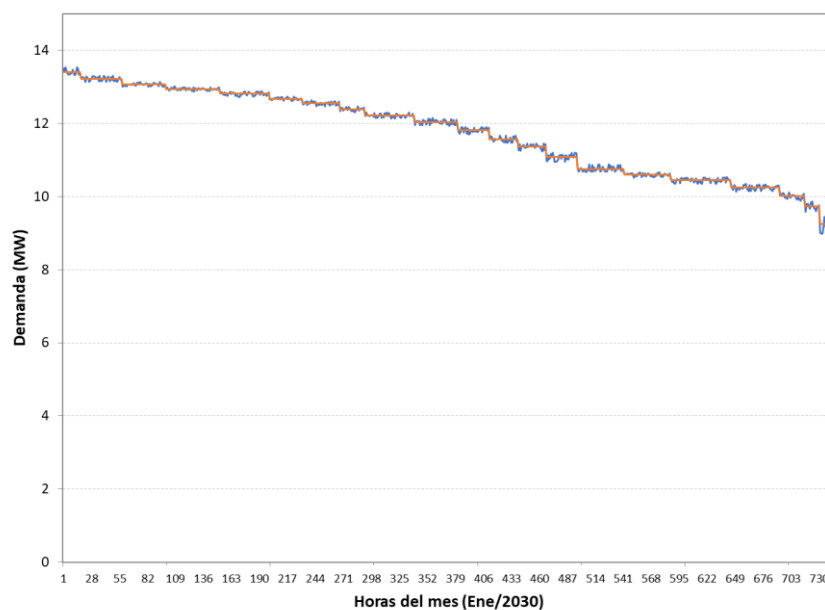


Figura 7-5 - Demanda de 2030 horaria (en azul) y por bloques (en naranja), escenario medio (GW)

Como se puede ver en la figura, la representación de la carga mensual es consistente con la representación por 21 bloques.

7.3 Candidatos para la expansión: renovables

7.3.1 Potencial

Se utilizó como candidatos la ubicación de plantas no adjudicadas en los procesos de licitación para suministro de energía y potencia de clientes sometidos a regulación de precio 2015/01 y 2015/02, más la incorporación de proyectos genéricos en zonas cercanas (ver Figura 7-6).

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

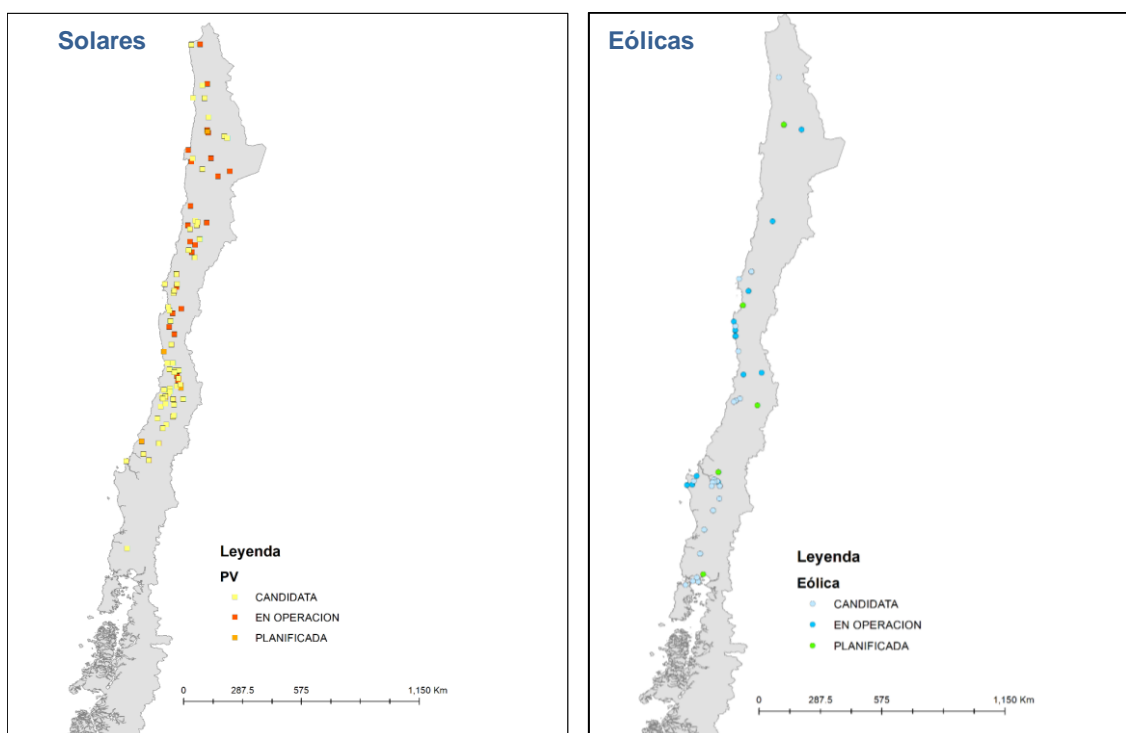


Figura 7-6 Candidatos renovables

Los Cuadros a continuación presentan respectivamente el potencial total de candidatos por región para las plantas solares y eólicas.

Cuadro 7-2 Potencial de candidatos solares por región

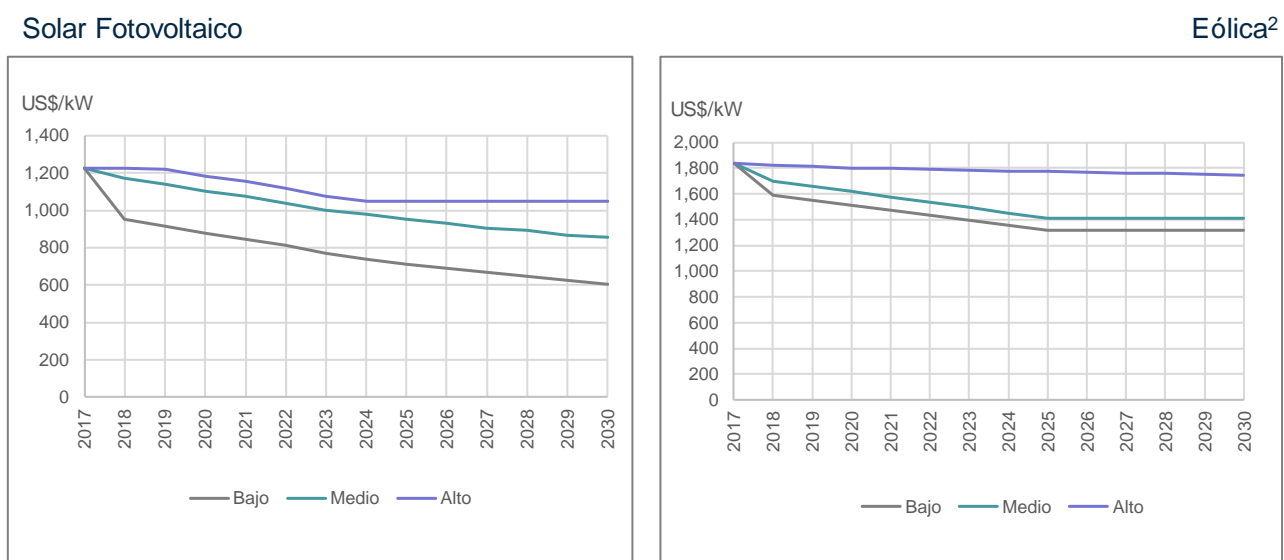
Región	Nombre región	Factor planta mínimo	Factor planta máximo	Potencial considerado (MW)
XV	Arica y Parinacota	27%	33%	275
I	Tarapacá	29%	33%	3,115
II	Antofagasta	31%	37%	2,275
III	Atacama	18%	34%	6,225
IV	Coquimbo	21%	38%	3,450
V	Valparaíso	21%	28%	900
RM	Metropolitana de Santiago	24%	29%	2,100
VI	Libertador General Bernardo O'Higgins	24%	37%	875
VIII	Bío Bío	24%	25%	150
Total país		18%	38%	19,365

Cuadro 7-3 Potencial de candidatos eólicos por región

Región	Nombre región	Factor planta mínimo	Factor planta máximo	Potencial considerado (MW)
II	Antofagasta	31%	41%	1,000
III	Atacama	34%	49%	1,650
IV	Coquimbo	32%	41%	2,300
VI	Libertador General Bernardo O'Higgins	40%	40%	200
VIII	Bío Bío	33%	48%	2,770
IX	Araucanía	33%	39%	2,850
XIV	de los Ríos	34%	34%	200
X	de los Lagos	27%	35%	1,600
Total país		27%	49%	12,570

7.3.2 Costos de inversión

Se utilizaron los valores del Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía (versión Preliminar publicada en junio de 2017). Los valores para las plantas eólica fueron ajustados para el caso bajo (ver nota en Figura 7-7).



Nota: (1) Valores ajustados a US\$ real de 2017. (2) En la curva de costos de inversión de la tecnología eólica los niveles de caso Alto y Medio corresponden a los valores alto y medio respectivamente, propuestos por el Ministerio de Energía. Para el caso Bajo, se consideró una reducción de un 9% a partir del caso Medio, para así alcanzar el valor mínimo proyectado al 2030 por el estudio IEA Wind Task 26, Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts, junio 2016.

Figura 7-7 Escenarios de costos de inversión solar y eólica

7.3.3 Costos fijos de operación y mantenimiento

Además de los costos de inversión para los proyectos candidatos, ilustrados anteriormente, también se representaron en las decisiones de inversión costos fijos de operación y mantenimiento que fueron estimados con base en información del consultor. Para centrales solares se modeló los gastos fijos anuales relacionados a operación y mantenimiento en 1.5% del costo de inversión de los proyectos; y, para los proyectos eólicos el gasto anual con operación y mantenimiento fue modelado en 2% de los costos de inversión.

7.3.4 WACC

Para el cálculo de anualidades equivalentes de inversión se ha utilizado una tasa de descuento estimada por el Consultor representativa del costo de capital promedio utilizado en la industria eléctrica. La estimación de WACC resultó igual a 7.8% nominal en dólares y fue efectuada con la metodología CAPM, según se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros para Estimación de WACC

Concepto	Valor	Fuente información/comentarios
Beta desapalancado (Bu)	0.53	Beta desapalancado (Promedio Bu para compañías del sector generación)
Porcentaje de deuda (objetivo)	50%	Razón de endeudamiento referencial de largo plazo
Ratio apalancamiento (objetivo)	1.0	D/E
Tasa de impuestos	27%	Tasa vigente en Chile (reforma tributaria)
Beta apalancado	0.9	
Tasa libre de riesgo LP (USA)	2.7%	T-Bills 30 años al 11/09/2017
Premio de mercado	6.4%	Retorno de mercado considerando los valores del IPSA en US\$
Riesgo País (Chile)	1.3%	Spread Chile para el mes de julio 2017. Fuente: Banco Central
Proyecto Greenfield	1.0%	Referencial para proyectos de generación nuevos
Tasa retorno del patrimonio (@US\$ nominal)	10.96%	
Tasa deuda (US\$ nominal)	6.3%	Memorias anuales y otras referencias de empresas del sector generación para las obligaciones en US\$ con acreedores internacionales
WACC (@US\$ nominal)	7.8%	
WACC (@US\$ real)	5.7%	

7.4 Costos de combustibles

Los costos de combustible se muestran en la Figura 7-8.

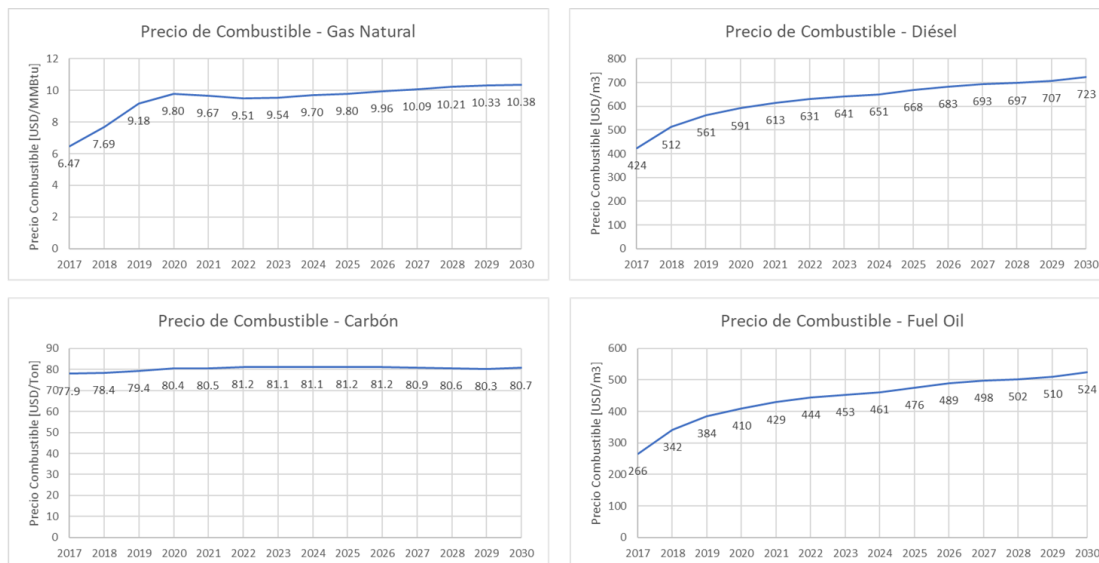


Figura 7-8 Precios de combustibles FOB. Fuente: Estudio de Planificación Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía (versión Preliminar, junio 2017).

7.5 Restricciones de combustible

No se consideraron limitaciones al suministro de combustibles ni condiciones de consumo mínimo (*take or pay*) a largo plazo.

7.6 Zonas de control de reservas

Para efectos de reserva operativa, se consideraron dos zonas de control, el SING y el SIC, es decir, se determinaron los requisitos de reserva utilizando la metodología explicada anteriormente tanto para el SING, como también para el SIC y se asignó la reserva a los generadores ubicados en cada una de las zonas.

7.7 Otros supuestos para la expansión

El análisis del sistema existente y de los proyectos de expansión “firmes” (ej.: en construcción, en cierre de financiamiento y/o contratos de suministro adjudicados) indicó que sólo es necesario definir refuerzos a partir del año 2022 (hasta 2030). La definición de estos refuerzos debe representar, de la mejor manera posible, el proceso competitivo de entrada de nueva capacidad de generación en el mercado chileno. Para ello, se asume lo siguiente:

- El primer supuesto para esta modelación del mercado es que los generadores no tienen “poder de mercado”. En este caso, el mercado competitivo se puede representar por una

expansión óptima centralizada del sistema de generación, que minimiza el valor presente de los costos de inversión más el promedio de los costos operativos (básicamente, los costos operativos de las plantas térmicas más una penalidad por fallas de suministro de la energía).

- El segundo supuesto es que, de acuerdo con la ley de transmisión chilena, la planificación de la red se hace de manera proactiva y robusta, esto es, la misma se planea con anticipo y con “holguras” de capacidad. Además, todos los costos de transmisión se cargan a los consumidores. En términos de la modelación de esta primera fase, esto significa que, *en teoría*, se podría ejecutar una expansión óptima de la generación sin tomar en cuenta (en este punto) los límites de la red de transmisión. Sin embargo, es importante tomar en cuenta el hecho que el tiempo de construcción de los refuerzos de transmisión puede ser de varios años, debido a los requerimientos ambientales y otros. La solución adoptada fue suponer que los nuevos refuerzos de transmisión (adicionales a los que ya están en construcción o con sus permisos ambientales ya definidos) sólo pueden entrar en operación a partir del año 2025.
- En términos del modelo de expansión de la Fase 1, se representaron las restricciones de transmisión (sin refuerzos) para el período 2017-2024, como muestra la Figura 7-9.

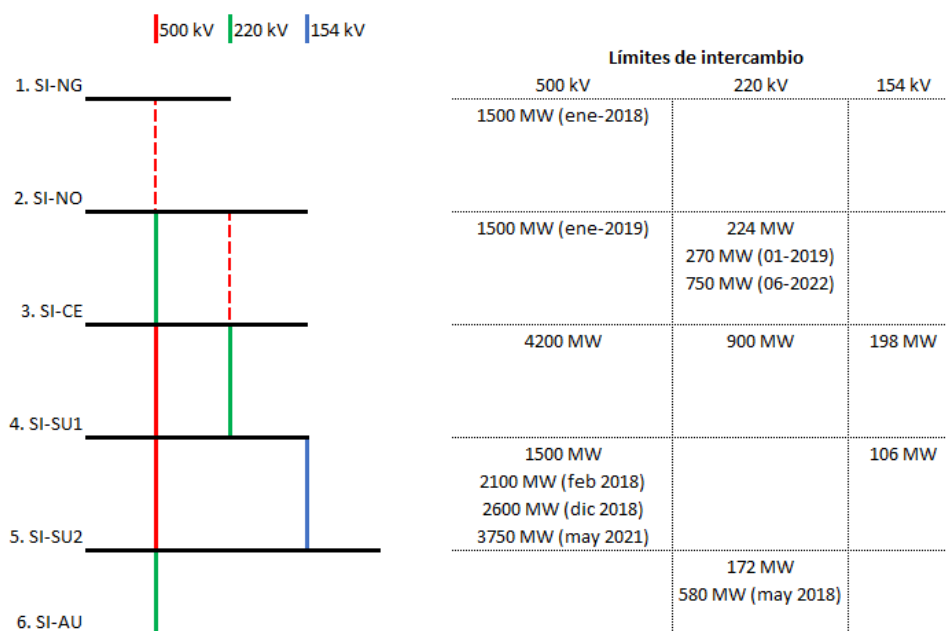


Figura 7-9 Representación del sistema chileno por seis áreas con restricciones de intercambio

7.8 Red de transmisión

Para los estudios de expansión y simulación operativa (Fases 1, 2 y 3 del Paso 2 y Paso 3) se utilizó la red considerada por el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional en su modelo PLP. Esta red (configuración de 2017) tiene 308 barras y 460 circuitos.

Como mencionado, para los estudios con la red PLP se utilizó un modelo de flujo de potencia activa linealizado.

A su vez, los estudios de refuerzo de fuentes reactivas y de estabilidad utilizan la red AC completa del sistema, con 2,600 barras y 3,100 circuitos.

7.9 Restricciones ambientales

El estudio considera los valores de mínimo técnico declarados por los distintos agentes al Coordinador.

Para considerar restricciones ambientales (emisión de gases como CO₂), se consideró un estudio de sensibilidad restringiendo el número de partidas de las centrales térmicas. En el Anexo A.2 se presenta los resultados de dicho estudio de sensibilidad.

8 RESULTADOS DEL ESTUDIO

8.1 Nomenclatura para la definición de escenarios de expansión

Para identificar los escenarios se adoptó la siguiente convención: **DXCY** es el plan con escenario de demanda **X** y escenario de reducción de los costos de inversión **Y**. Los valores de **X** pueden variar entre: A (demanda alta), M (promedio), B (baja). A su vez, los valores de **Y** pueden variar entre: A (costo alto); M (promedio); B (bajo).

8.2 Evolución de la oferta de generación

La Figura 8-1 presenta gráficamente la distribución de la generación por tecnología para los años 2021, 2025 y 2030, para el caso DMCM, bajo condiciones hidrológicas medias. Se puede apreciar que, de producirse una expansión de fuentes eólicas y solares fotovoltaicas como la proyectada, en el año 2030 la componente renovable se aproximará al 75% (considerando la hidroelectricidad), y la generación térmica se reduciría a un 25% aproximadamente.

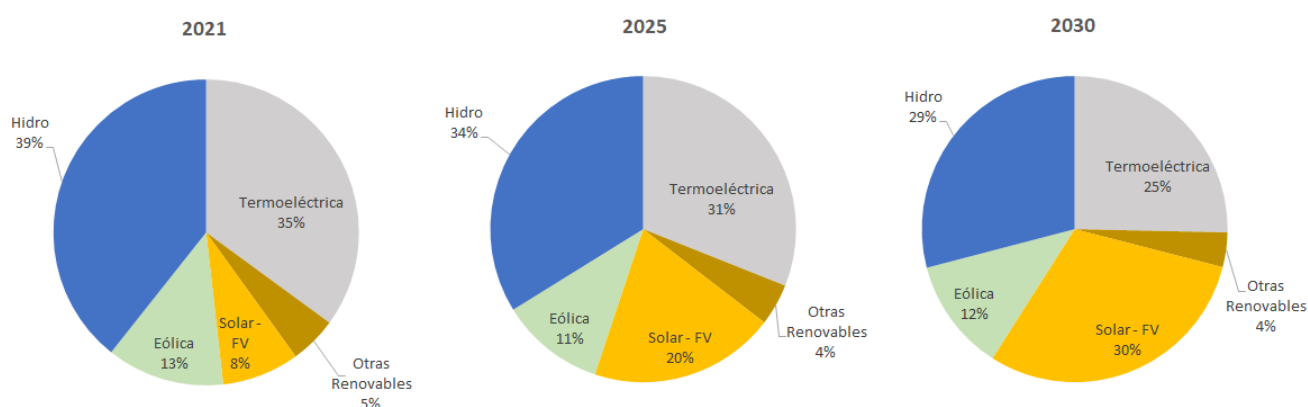


Figura 8-1 Generación por tecnología, caso DMCM, escenario promedio

Es importante hacer notar que el aporte termoeléctrico continúa siendo relevante a 2030, y en hidrológicas secas su participación es mayor (en torno al 33%). En el Anexo H se presenta esta información por condición hidrológica.

8.3 Niveles de Penetración ERV proyectados

Los niveles de penetración ERV, medidos como el porcentaje de la demanda anual que es abastecida por fuentes solares y eólicas para los años 2021, 2025 y 2030 se indica en el Cuadro 8-1. Como puede apreciarse, se estima que en el año 2030 el nivel óptimo, que tiende al mínimo costo de operación e inversión, fluctúa entre el 37% y 46% de penetración.

Cuadro 8-1. Nivel de penetración VER por hidrología y año del Estudio (%)

		Nivel de penetración ERV (%)								
Año	Hidrología	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
2021	Seca	20.2%	20.2%	20.2%	21.0%	21.0%	21.0%	21.7%	21.7%	21.7%
	Media	20.1%	20.1%	20.1%	20.9%	20.9%	20.9%	21.6%	21.6%	21.6%
	Húmeda	20.3%	20.3%	20.3%	21.0%	21.0%	21.0%	21.8%	21.8%	21.8%
2025	Seca	33.1%	33.6%	33.7%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
	Media	32.9%	33.4%	33.5%	31.0%	31.1%	31.7%	29.1%	29.1%	29.4%
	Húmeda	33.0%	33.5%	33.6%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
2030	Seca	43.5%	45.9%	46.0%	39.9%	41.3%	41.5%	37.1%	37.5%	37.8%
	Media	43.0%	45.4%	45.6%	39.4%	40.9%	41.1%	36.8%	37.1%	37.5%
	Húmeda	43.1%	45.6%	45.6%	39.4%	40.9%	41.2%	36.9%	37.2%	37.6%

8.4 Expansión de la capacidad de generación (paso 2, fase 1)

Los resultados de esta fase de análisis indicaron una expansión dominada por centrales solares y eólicas (sin perjuicio de inversiones adicionales en reservas indicadas en la sección 8.5). Se estima que estas fuentes aportarían entre un 37% y 46% del suministro hacia 2030, aprovechando la complementariedad solar-eólica observada en los perfiles de generación considerados. El Anexo K.2 contiene los niveles de penetración para los escenarios considerados y para cada condición hidrológica.

El Cuadro 8-2 presenta la capacidad instalada acumulada de estos equipos. La columna 2018-2021 representa los proyectos que tienen alta probabilidad de ejecución en este período por encontrarse en fase de financiamiento, construcción o adjudicados bajo PPA. La columna “2022-2025” presenta la suma de las capacidades instaladas del año 2022 (primero año con algún refuerzo) hasta 2025; la columna “2026-2030” presenta la suma de las capacidades instaladas del año 2026 hasta 2030. Se agrega una columna con el total agregado en el período 2018-2030.

Cuadro 8-2 Capacidad eólica añadida para cada plan de expansión, en MW

Eólicas	2018-2021	2022-2025	2026-2030	Total
DACA	2,088	-	1,850	3,938
DACM	2,088	150	2,800	5,038
DACB	2,088	-	2,750	4,838
DMCA	2,088	-	300	2,388
DMCM	2,088	-	750	2,838
DMCB	2,088	-	450	2,538
DBCA	2,088	-	-	2,088
DBCM	2,088	-	-	2,088
DBCB	2,088	-	-	2,088

Cuadro 8-3 Capacidad solar añadida para cada plan de expansión, en MW

Solar	2018-2021	2022-2025	2026-2030	Total
DACA	561	5,225	5,230	11,016
DACM	561	5,175	5,205	10,941
DACB	561	5,500	5,255	11,316
DMCA	561	3,750	4,975	9,286
DMCM	561	3,800	4,925	9,286
DMCB	561	4,000	5,505	10,066
DBCA	561	2,500	3,750	6,811
DBCM	561	2,500	3,900	6,961
DBCB	561	2,600	3,950	7,111

Los cuadros Cuadro 8-4 y Cuadro 8-5 a continuación presentan los costos de inversión acumulados asociados a la expansión eólica y solar. De manera análoga a los cuadros de capacidad instalada, La columna 2018-2021 representa los proyectos que tienen alta probabilidad de ejecución en este período por encontrarse en fase de financiamiento, construcción o adjudicados bajo PPA, la columna “2022-2025” presenta la suma de los costos de inversión del año 2022 hasta 2025; y la columna “2026-2030”, la suma de los costos del año 2026 hasta 2030. Se agrega una columna con el total agregado en el período 2018-2030.

Cuadro 8-4 Monto de inversión eólica para cada plan de expansión, en millones de US\$

Eólicas	2018-2021	2022-2025	2026-2030	Total
DACA	3,834	-	3,878	7,712
DACM	3,749	315	5,897	9,961
DACB	3,291	-	5,784	9,075
DMCA	3,834	-	500	4,334
DMCM	3,749	-	1,257	5,006
DMCB	3,291	-	752	4,043
DBCA	3,834	-	-	3,834
DBCM	3,749	-	-	3,749
DBCB	3,291	-	-	3,291

Cuadro 8-5 Monto de inversión solar para cada plan de expansión, en millones de US\$

Solares	2018-2021	2022-2025	2026-2030	Total
DACA	648	5,732	5,680	12,060
DACM	605	5,677	5,654	11,936
DACB	474	6,043	5,704	12,221
DMCA	648	3,787	4,582	9,017
DMCM	605	3,849	4,545	8,999
DMCB	474	4,053	5,055	9,582
DBCA	648	1,911	2,480	5,039
DBCM	605	1,915	2,587	5,107
DBCB	474	1,997	2,612	5,083

Como es posible observar el potencial para la capacidad instalada conjunta eólica y solar fotovoltaica fluctuaría entre los 8,800 y 16,000 MW a 2030 (considerando la expansión de corto plazo, de 2017 a 2021). Este potencial equivale aproximadamente a niveles de inversión que fluctuarían entre \$8 y \$21 mil millones de dólares²⁸.

Adicionalmente a lo anterior, se agregaron alrededor de 1.750 MW de capacidad en otras tecnologías:

²⁸ Montos consideran obras en construcción o adjudicadas bajo PPA hasta 2021.

Cuadro 8-6 Expansión en otras tecnologías

Tecnología	Capacidad MW
Concentración Solar	110
Hidroeléctrica	681
Carbón	375
CCGNL	580
Total	1,746

8.5 Expansión de la capacidad de reserva (paso 2, fase 2)

La expansión óptima de equipos para reserva en el período de análisis correspondió a plantas térmicas ciclo abierto (los otros candidatos eran térmicas ciclo combinado y dos tipos de batería, con almacenamiento de 3 horas y de 14 horas). Se observa además que todos los refuerzos fueron en el SING.

Los Cuadros a continuación muestran la capacidad instalada de reserva (MW) y el respectivo costo de inversión (millones de US\$). De manera análoga a los Cuadros anteriores, la columna “2022-2025” es la suma de la capacidad instalada (o costo de inversión) del año 2022 hasta 2025; y la columna “2036-2030” es la suma de los valores del año 2026 hasta 2030. Se agrega una columna con el total agregado en el período 2022-2030.

Cuadro 8-7 Capacidad instalada de reserva para cada plan de expansión – SING, en MW

Reserva	2022 - 2025	2026 - 2030	Total
DACA	-	700	700
DACM	-	1,000	1,000
DACB	100	900	1,000
DMCA	-	300	300
DMCM	100	400	500
DMCB	100	500	600
DBCA	-	200	200
DBCM	-	200	200
DBCB	-	200	200

Cuadro 8-8 Costo de inversión en la reserva para cada plan de expansión – SING, en millones de US\$

Reserva	2022 - 2025	2026 - 2030	Total
DACA	-	603	603
DACM	-	862	862
DACB	86	776	862
DMCA	-	259	259
DMCM	86	345	431
DMCB	86	431	517
DBCA	-	172	172
DBCM	-	172	172
DBCB	-	172	172

8.5.1 Requerimientos de reserva operativa

La reserva operativa requerida se determinó para cada escenario considerando el criterio metodológico explicado en la sección 6.2.2, que combina la reserva asociada a la falla de los equipos convencionales de generación con la reserva asociada a la variabilidad de las fuentes ERV²⁹. Para cada hora se utiliza el máximo entre los valores de cada reserva. La Figura 8-2 y la Figura 8-3 muestran los requerimientos para un caso a modo de ejemplo.

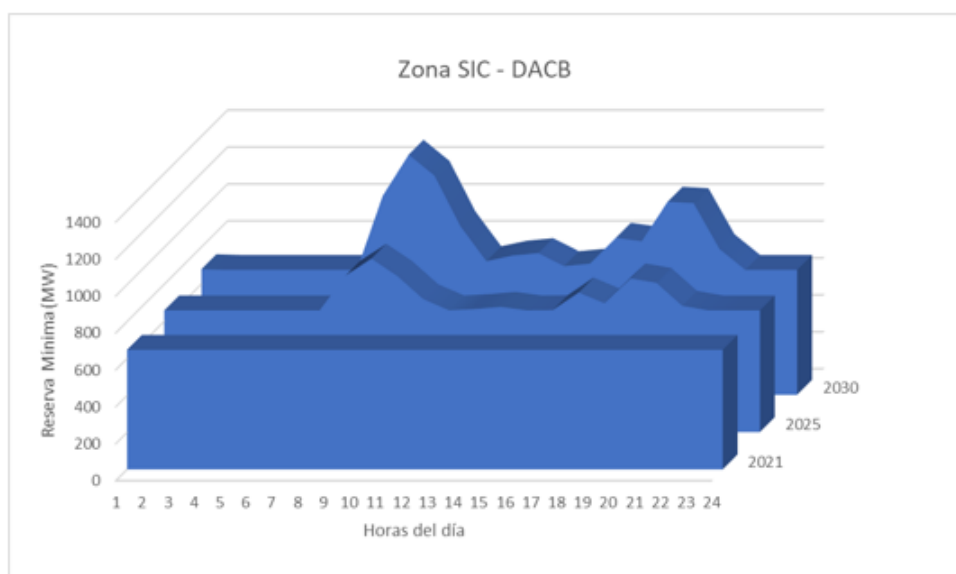


Figura 8-2 Reserva total (ERV y generación) – SIC, escenario DACB (MW)

²⁹ El Consultor entregará los datos desagregados por tipo de reserva en formato electrónico.

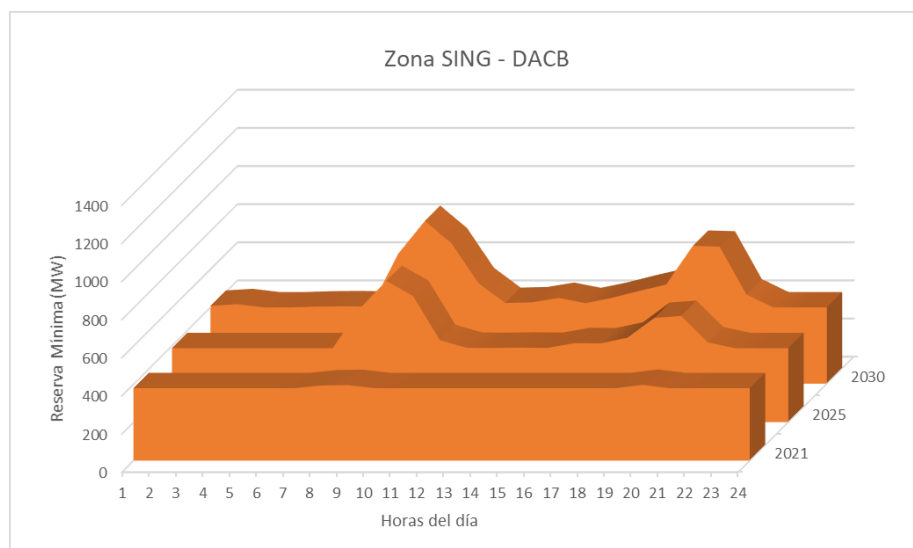


Figura 8-3 Reserva total (ERV y generación) – SING, escenario DACB (MW)

8.5.1.1 Violación de restricciones de reserva

Los cuadros a continuación muestran el porcentaje de las horas donde ocurrió un incumplimiento de las restricciones de reserva. Se observa que son valores bastante reducidos, lo que confirma la adecuación del proceso de cálculo de la reserva probabilística.

Cuadro 8-9 Porcentaje (%) de las horas de las simulaciones detalladas con incumplimiento de las restricciones de reserva - SING

	2021	2025	2030
DACA	0.01%	0.36%	0.95%
DACM	0.00%	0.44%	1.05%
DACB	0.00%	0.32%	1.18%
DMCA	0.01%	0.11%	0.64%
DMCM	0.00%	0.19%	1.31%
DMCB	0.01%	0.20%	1.36%
DBCA	0.02%	0.13%	1.13%
DBCM	0.06%	0.13%	1.12%
DBCB	0.06%	0.18%	1.13%

Cuadro 8-10 Porcentaje (%) de las horas de las simulaciones detalladas con incumplimiento de las restricciones de reserva - SIC

	2021	2025	2030
DACA	0.00%	0.01%	0.08%
DACM	0.00%	0.03%	0.13%
DACB	0.00%	0.03%	0.16%
DMCA	0.00%	0.02%	0.10%
DMCM	0.00%	0.01%	0.05%
DMCB	0.00%	0.02%	0.13%
DBCA	0.00%	0.00%	0.04%
DBCM	0.00%	0.00%	0.02%
DBCB	0.00%	0.00%	0.01%

8.6 Costos operativos

El Cuadro 8-11 a continuación presenta el costo operativo (promedio para las 54 series hidrológicas utilizadas en las simulaciones operativas probabilísticas) para los años 2021, 2025 y 2030 para cada uno de los planes de expansión.

Cuadro 8-11 Costo operativo promedio, en millones de US\$³⁰

Escenarios	2021	2025	2030
DACA	907	878	927
DACM	910	833	815
DACB	910	875	797
DMCA	821	808	788
DMCM	827	794	745
DMCB	832	788	715
DBCA	771	700	660
DBCM	770	702	649
DBCB	762	684	639

³⁰ Los valores ilustrados en la tabla anterior corresponden a los gastos variables de combustible y no combustible de las centrales térmicas e hidroeléctricas en cada uno de los años indicados.

8.7 Refuerzos en la transmisión (paso 2, fase 3)

Los cuadros en la secuencia presentan un resumen la expansión de la transmisión hasta 2030 para los nueve planes en longitud (km) por nivel de voltaje y capacidad (MW) de transformación.

Cuadro 8-12. Refuerzo de las líneas de transmisión hasta el año 2030 (km)

Tensión [kV]	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
500	2,054	1,994	2,072	1,994	1,994	1,994	1,866	1,994	1,994
220	1,438	1,570	1,039	1,052	273	1,024	219	255	160
154	103	92	92	47	58	92	47	47	47
110	157	146	143	73	20	27	38	26	37
Total	3,752	3,801	3,345	3,166	2,345	3,137	2,170	2,322	2,238

Cuadro 8-13 Refuerzo de los transformadores hasta el año 2030 (MW)

Tensión [kV]	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
500/220	3,000	2,250	2,250	750	750	2,250	750	750	-
220/154	1,290	990	990	900	300	990	300	300	300
220/110	2,488	2,888	2,488	2,182	800	1,446	500	500	500
Total	6,778	6,128	5,728	3,832	1,850	4,686	1,550	1,550	800

El Cuadro a continuación presenta los costos de inversión total de los refuerzos en el sistema de transmisión (suma directa de los costos de cada año, sin ajuste monetario).

Cuadro 8-14 Costos de refuerzos en la transmisión (años 2025-2030), en millones de US\$

Equipo	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
LT 500 kV	621	594	626	594	594	594	553	594	594
LT 220 kV	260	265	198	203	65	196	62	69	42
LT 154 kV	15	12	12	7	10	12	7	7	7
LT 110 kV	39	33	33	24	7	7	15	9	13
TR 500/220 kV	36	24	24	11	11	24	11	11	-
TR 220/154 kV	23	18	18	17	6	18	6	6	6
TR 220/110 kV	45	52	45	35	17	23	11	11	11
Total	1,040	998	956	892	709	874	665	707	672

Las principales líneas de interconexión entre las regiones consideradas en la representación del sistema chileno, incluyendo las expansiones consideradas, se ilustran en la Figura 8-4.

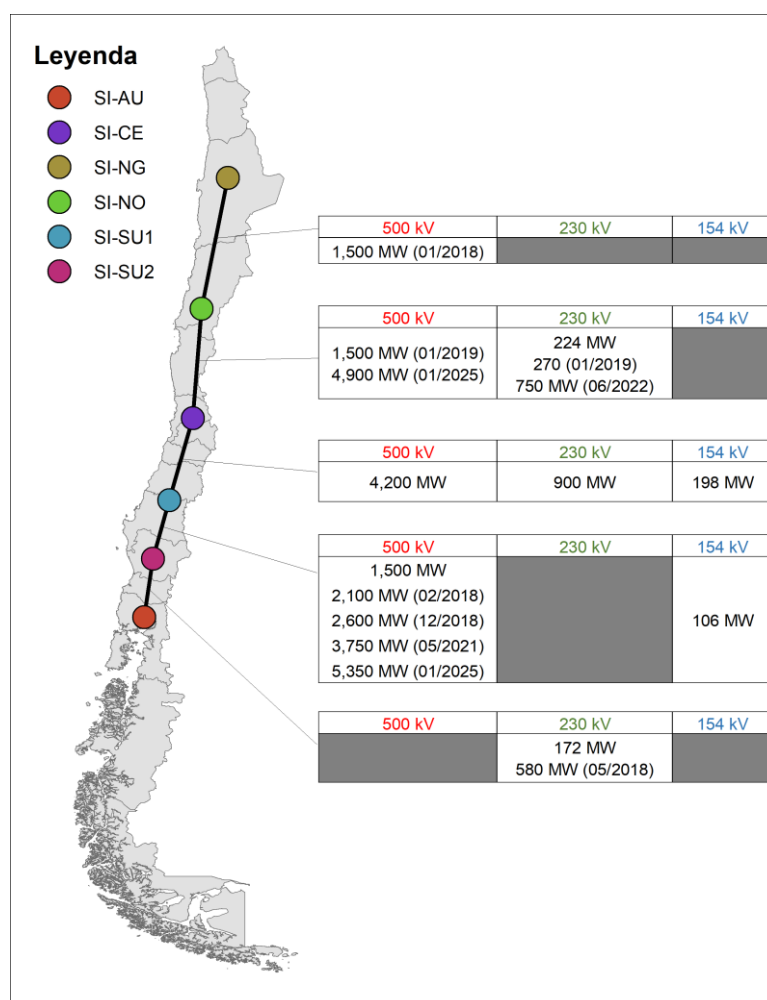


Figura 8-4 Expansiones de las principales interconexiones chilenas

Las expansiones de las interconexiones están indicadas con la fecha prevista para la entrada en operación – los valores siempre indican la capacidad total, por ejemplo, la capacidad existente entre los sistemas SI-AU y SI-SU2 es de 172 MW (en 220 kV), capacidad que será ampliada en Mayo/2018 a 580 MW, resultado de expansiones que están en construcción.

Con respecto a los planes de expansión de la transmisión evaluados en el largo plazo se destacan las ampliaciones entre SIC-CE y el SIC-NO (en 500 kV), ampliando la capacidad de interconexión entre estos sistemas de 1,500 MW a 4,900 MW. Igualmente, importante resulta la expansión entre los sistemas SIC-SU1 y SIC-SU2 (en 500 kV) que amplía la capacidad de transferencia considerada a 5,350 MW.

Este resultado de expansión de las interconexiones es común a todos los 9 escenarios analizados. Para los escenarios de demanda alta (3 escenarios, costo alto, medio y bajo) también se evaluó una expansión adicional entre los sistemas SI-CE y SI-SU1 (en 230 kV) para el año de 2019, aumentando la capacidad de interconexión de 1,500 MW a 1,580 MW, como ilustrado en la Figura 8-5.

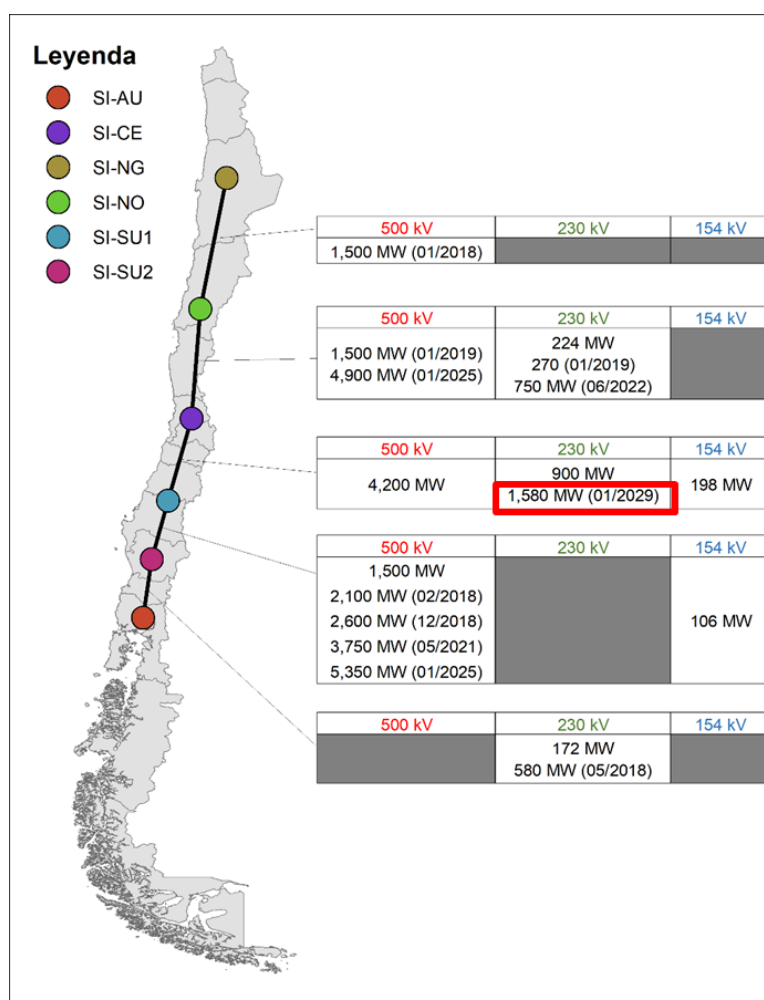


Figura 8-5 Expansiones de las principales interconexiones escenarios de demanda alta

Los planes de expansión de la transmisión detallados para todos los 9 escenarios están listados en el Anexo J.

8.8 Simulación horaria detallada

Las figuras a continuación (Figura 8-6, Figura 8-7, Figura 8-8, Figura 8-9, Figura 8-10 y Figura 8-11) muestran el perfil de generación horaria para el sistema chileno a lo largo de un día para un mes húmedo y un mes seco en los años 2021, 2025 y 2030. Se observa que las plantas hidroeléctricas y también las termoeléctricas operan de manera a acomodar el patrón de generación de las ERV solares y eólicas.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

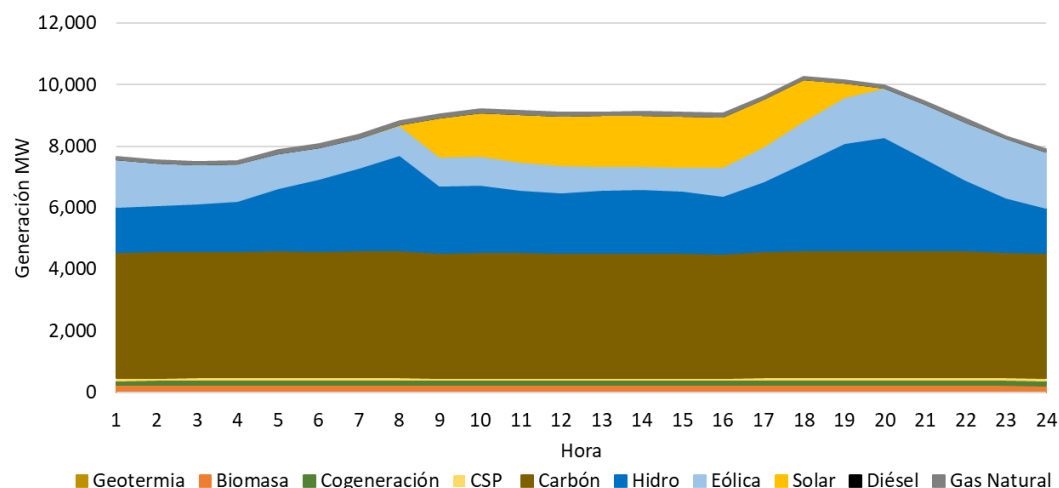


Figura 8-6 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2021 (abril)

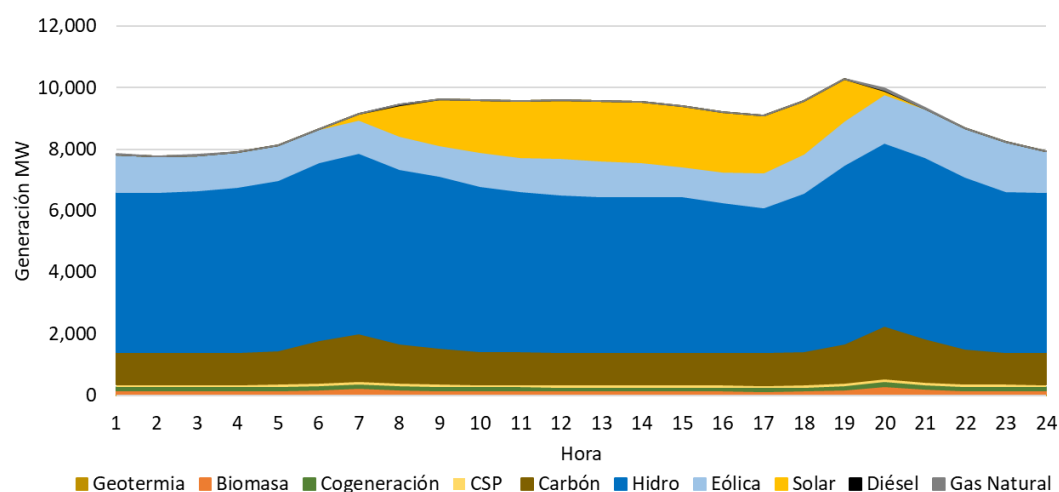


Figura 8-7 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2021 (noviembre)

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

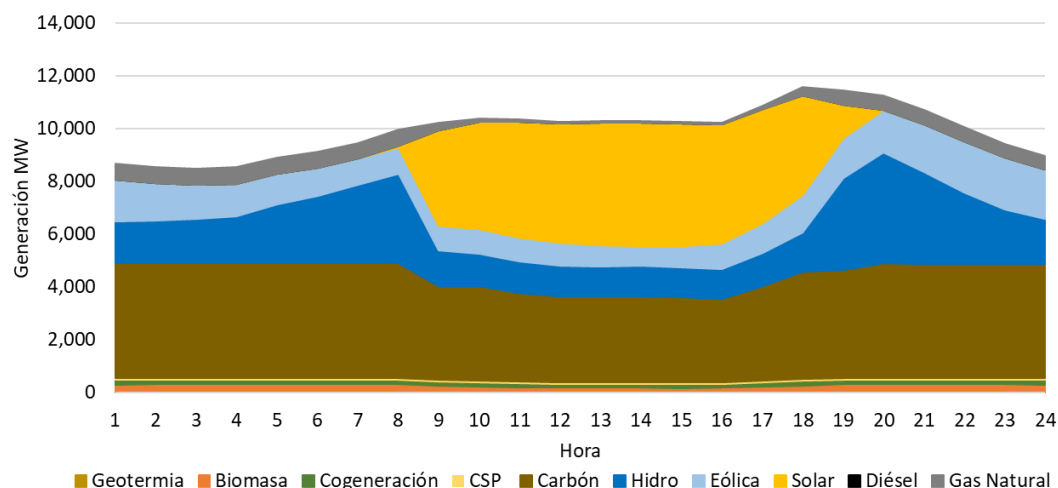


Figura 8-8 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2025 (abril)

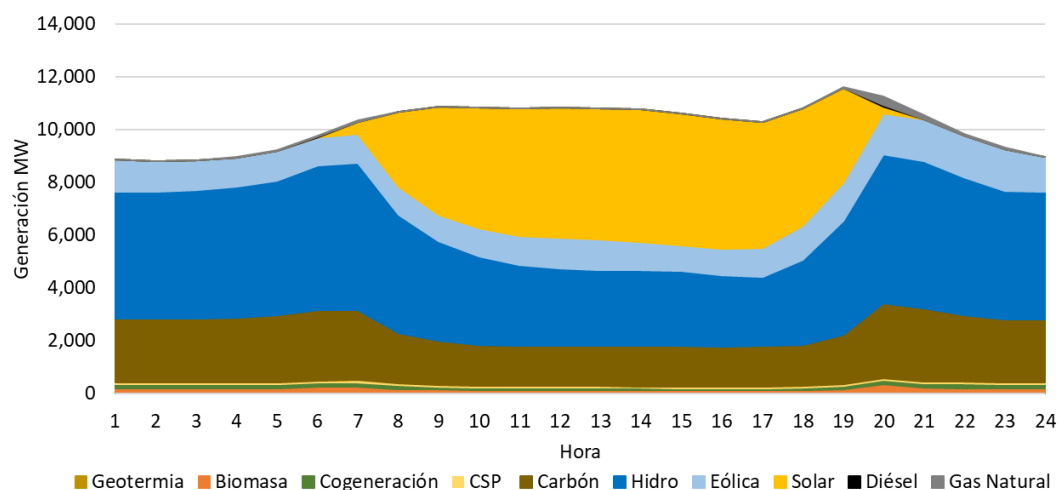


Figura 8-9 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2025 (noviembre)

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

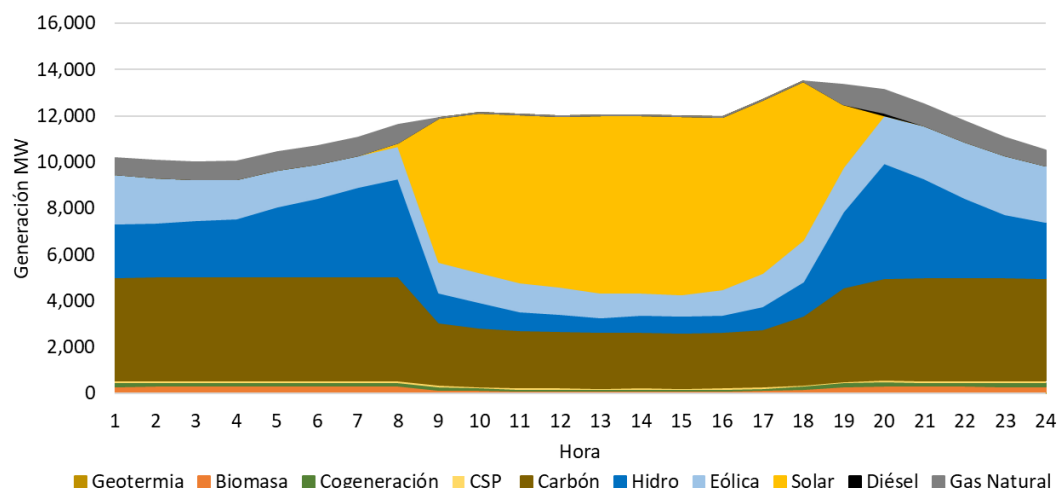


Figura 8-10 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2030 (abril)

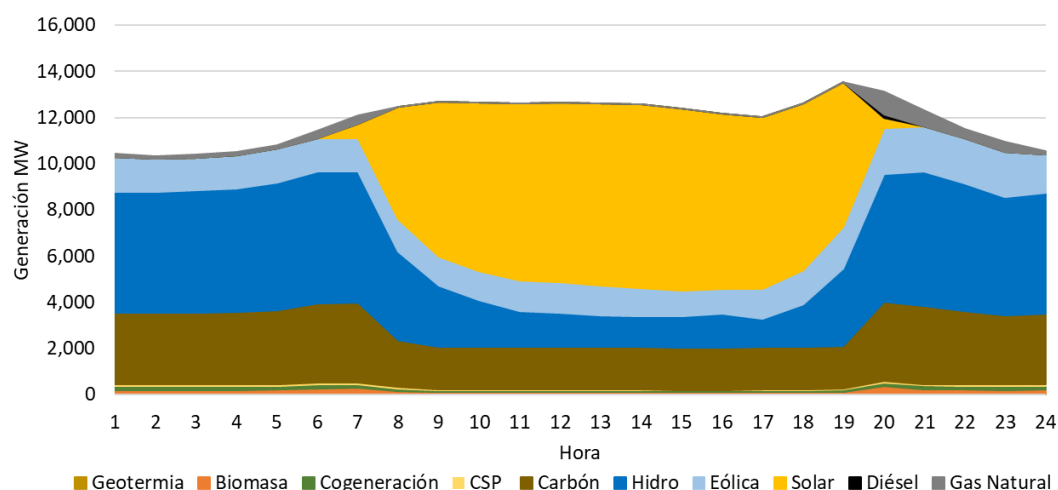


Figura 8-11 Perfil diario de generación - escenario DMCM, año 2030 (noviembre)

Otro tema relevante que se verificó y fue considerado por el modelo de planificación de la expansión es la complementariedad entre la producción eólica y solar en el sistema chileno. Por ejemplo, se muestra a continuación la complementariedad observada para algunos perfiles en las regiones SING, SIC-NO y SIC-AU respectivamente. Los gráficos de las Figura 8-12, Figura 8-13 y Figura 8-14 permiten visualizar la complementariedad para niveles equivalentes de capacidad instalada entre ambas tecnologías.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

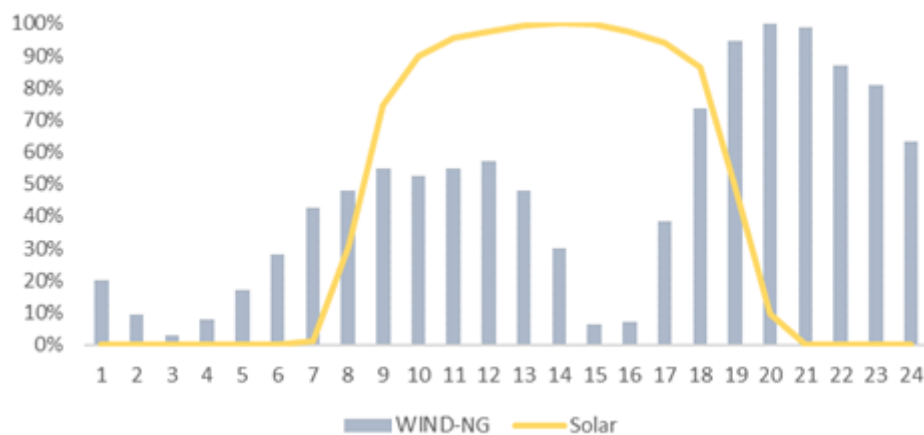


Figura 8-12 Perfil generación promedio eólico y solar en el SING para el mes de diciembre

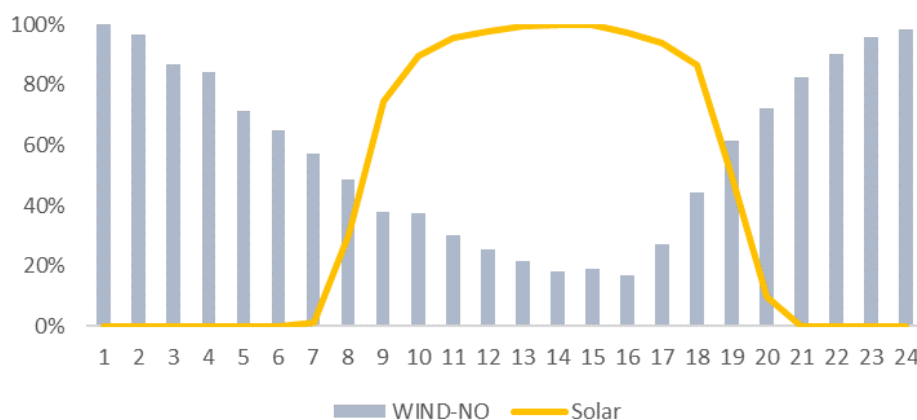


Figura 8-13 Perfil generación promedio eólico y solar en el SIC-NO para el mes de diciembre

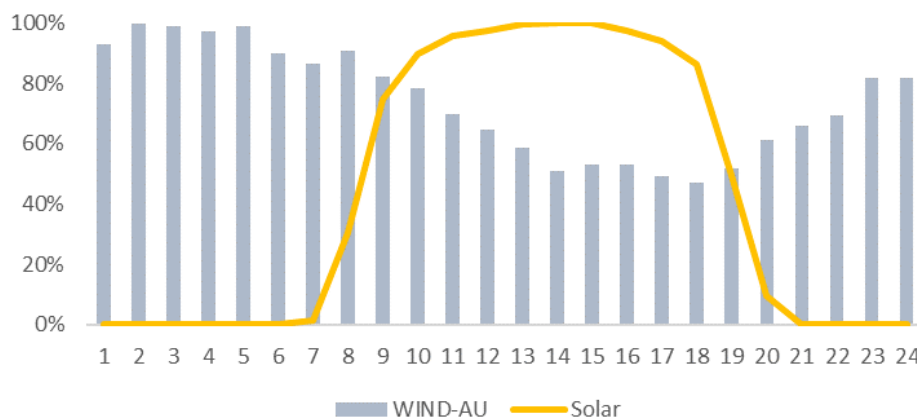


Figura 8-14 Perfil generación promedio eólico y solar en el SIC-AU para el mes de diciembre

Como se muestra en las figuras anteriores, el perfil promedio de generación eólica en las regiones SING, SIC-NO y SIC-AU concentra los mayores factores de producción para las horas de la noche o horas de menor producción solar (en promedio). Lo inverso también se verifica, es decir, para las horas con alta intensidad solar promedio, la producción eólica es menor en términos promedios.

8.9 Costos marginales

A continuación, se muestran en la Figura 8-15 el perfil de los costos marginales mensuales para el caso DMCM, para una hidrología promedio. Se observa una estacionalidad marcada en el segundo trimestre.

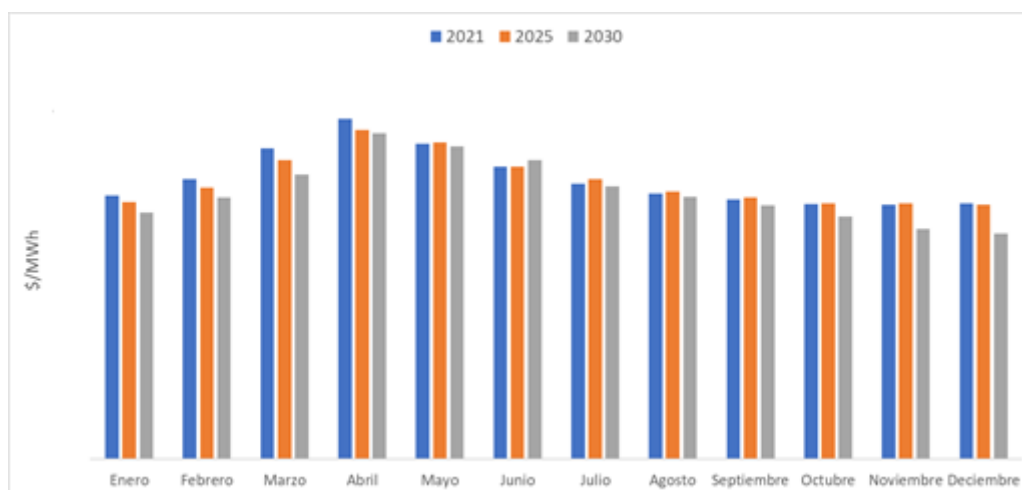


Figura 8-15 Perfil de costo marginal mensual, escenario DMCM

Posteriormente, se incluyen en las Figura 8-16, Figura 8-17 y Figura 8-18 el perfil de los costos marginales horarios para cada hora de un mes, para cada año. El valor horario representa el promedio de esa hora en todos los meses del año. Se observa que, para los supuestos considerados en el estudio, los valores muestran una creciente variabilidad intradiaria.

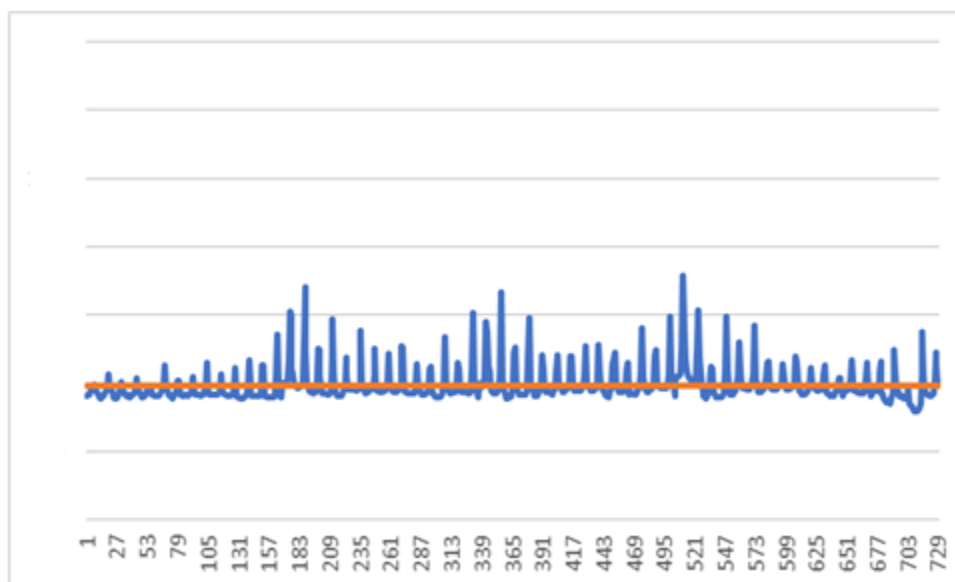


Figura 8-16 Perfil de costo marginal horario para un mes (valor promedio anual), escenario DMCM, año 2021

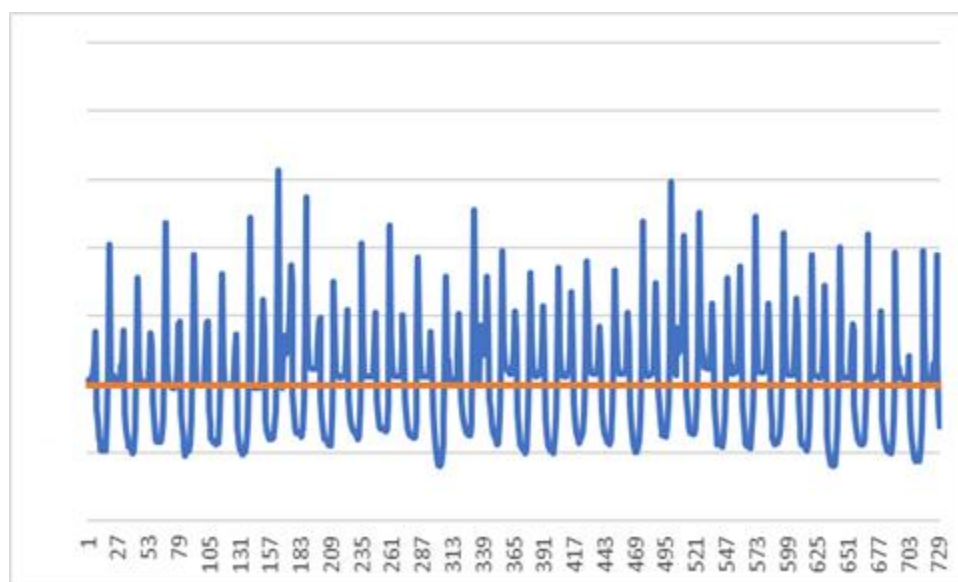


Figura 8-17 Perfil de costo marginal horario para un mes (valor promedio anual), escenario DMCM, año 2025

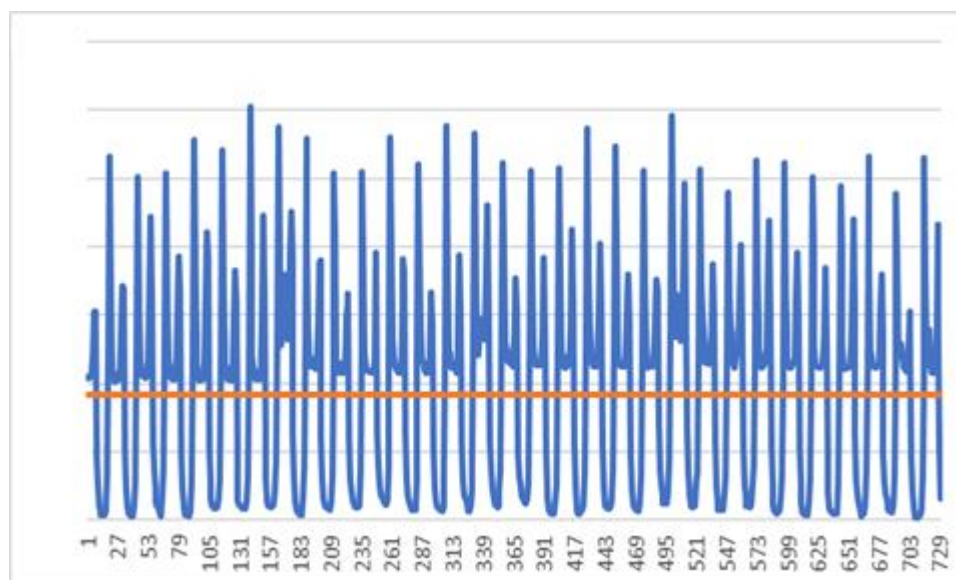


Figura 8-18 Perfil de costo marginal horario para un mes (valor promedio anual), escenario DMCM, año 2030

8.9.1 Colapso de costos marginales en horas solares

Como es posible observar en la sección anterior, la expansión en base a generación ERV resulta en un perfil de costos marginales cada vez más oscilante entre el horario solar y el resto de las horas. En el largo plazo, es posible observar un colapso del costo marginal en horario solar. Esto sugiere que para alcanzar el mix óptimo de generación puede ser necesario desarrollar señales de inversión distintas al costo marginal.

Esta característica en sistemas que funcionan sin una referencia de costo marginal no es una novedad, por ejemplo:

- El suministro de la demanda de electricidad en el sistema brasilero, hasta fines de los años 80, era 100% hidroeléctrico por varios años;
- Actualmente, en Islandia, la demanda de electricidad se suministra en base a hidroeléctricas y geotérmicas, que básicamente no tienen costos variables.

Además, resultado de la gran inserción de centrales renovables en los últimos años, se observan costos marginales negativos en algunas horas del día. Este fenómeno ya ha sido observado en Estados Unidos y Europa.

La inexistencia de una referencia basada en el costo operativo del sistema también se verifica en otros sectores en que el costo fijo para el desarrollo de la infraestructura se remunera por otros esquemas de precio.

Para explicar cómo se produce este resultado, la Figura 8-19 representa de manera simplificada el problema de expansión óptima, donde sólo hay una variable de decisión, que es la capacidad de generación g_{max} . Se observa en la figura que el costo de inversión varía

linealmente con la capacidad. A su vez, el costo operativo varía de manera no-lineal con la capacidad. Esto se debe al hecho de que, en la medida que se aumenta la capacidad g_{max} , se desplaza la generación existente más cara (que incluso puede ser el costo por la energía no suministrada); la segunda más cara; y así en adelante. Como también se muestra en la figura, la solución óptima es la que minimiza la suma del costo de inversión y costo operativo. Esta condición de optimalidad equivale a decir que el costo incremental de aumentar la capacidad es igual (con la señal opuesta) a la reducción marginal del costo operativo resultante de este aumento de capacidad.

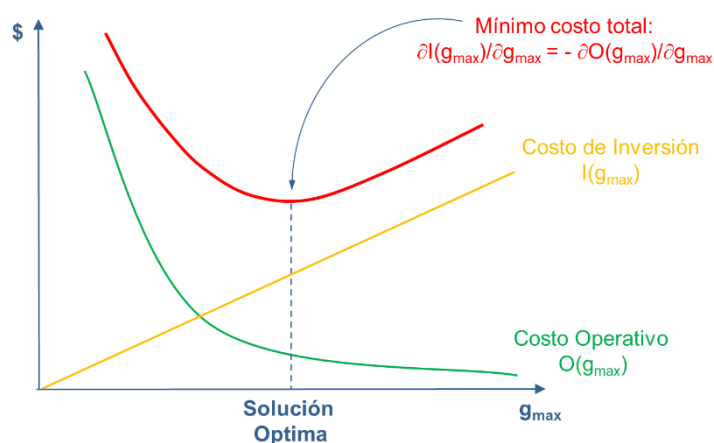


Figura 8-19 Determinación de la Solución Óptima de Expansión

La condición de optimalidad mencionada se puede escribir en términos de la variación marginal de la demanda: resulta lo mismo suministrar un aumento marginal de la demanda con un aumento (también marginal) de la capacidad instalada que no hacer inversiones y aumentar el costo operativo. Esta equivalencia respalda la conocida expresión “costo marginal de largo plazo (relacionado con la inversión) = costo marginal de corto plazo (relacionado con el precio spot).”

La igualdad entre los costos marginales de largo y corto plazo llevó al concepto de que el ingreso promedio de un generador en el mercado *spot* debería (en el óptimo) remunerar sus costos de inversión y operación. Nuevamente y de manera muy simplificada, el hecho de que una expansión competitiva basada en el ingreso *spot* resulte en la misma expansión de la planificación centralizada justificó la liberación de los mercados. (La única excepción era la térmica más cara, cuyos ingresos *spot* sólo compensaban su costo operativo, pero no su costo de inversión. Esto se arregló con un pago en separado, conocido como *uplift* en la reforma inglesa y *pago por capacidad* en la América Latina.)

Los conceptos arriba funcionan razonablemente bien si la mayoría de los equipos son plantas térmicas. Sin embargo, si el sistema es, por ejemplo, 100% hidroeléctrico, como era el caso de Brasil, la curva de expansión óptima era más parecida a lo mostrado en la Figura 8-20.

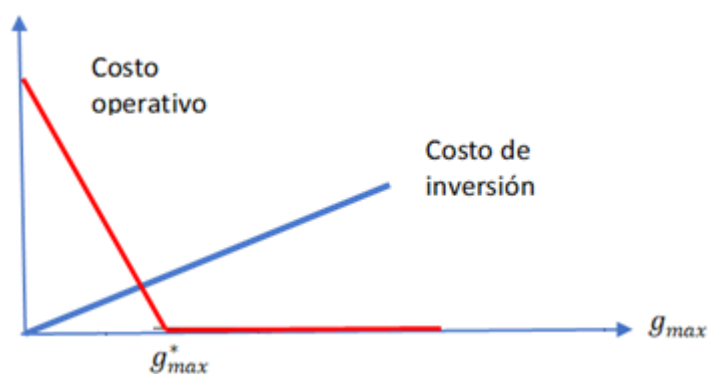


Figura 8-20 Solución Óptima de Expansión con Costo Operativo Nulo

Se observa en la figura que el costo de inversión es una función lineal de la capacidad instalada, como en el caso anterior, mientras que el costo operativo es una función lineal por partes, con dos segmentos. El primer segmento representa típicamente el costo de la energía no suministrada (como fue mencionado, estamos suponiendo que el sistema es 100% hidroeléctrico). Esto significa que la pendiente es elevada. El segundo segmento tiene pendiente cero, pues representa el costo operativo después que se eliminó el déficit de suministro.

Se observa en la figura que la capacidad óptima global está en el punto de quiebre. Sin embargo, es evidente que los ingresos *spot* de este generador serían cero. ¿Esto significa que la condición de optimalidad “del mercado” (costo marginal de largo plazo = costo de corto plazo) ya no es válida? La respuesta es que la derivada del costo operativo en el punto de “quiebre” es el llamado *subgradiente*, que es una combinación lineal de las pendientes a la izquierda y a la derecha del quiebre. Por ejemplo, si el costo por falla tiene pendiente -100 y el costo de inversión tiene pendiente +20, el subgradiente del costo operativo en el óptimo será $(\lambda = 0.2) \times 100 + (1 - \lambda = 0.8) \times 0.0 = 20$ (pendiente del costo de inversión).

En otras palabras, la igualdad de los costos marginales de largo y corto plazo se mantiene en los modelos de planificación óptima. La diferencia es que, en este caso, es como si tuviéramos dos precios *spot*: uno de valor 100, con peso (o probabilidad) 0.2; y otro con valor cero, con peso 0.8. Es evidente que, en la operación real, sólo se observaría el precio cero, lo que llevaría a un problema de remuneración *spot* de las inversiones.

En resumen, es perfectamente posible que la expansión óptima global resulte en un “mix” de generación cuyos ingresos *spot* no remuneren de manera adecuada la inversión. En este caso, se debe crear otros mecanismos de remuneración, tales como contratos. Dicho de otra manera, la expansión encontrada por el modelo es la óptima para el consumidor. Lo que se tiene que perfeccionar son los mecanismos de remuneración de la inversión para acceder a esa expansión óptima.

Tal como fue mencionado, el fenómeno de precios *spot* cero ya ocurrió en el pasado, con sistemas de predominancia hidroeléctrica. Con la entrada de las plantas térmicas de ciclo

combinado a gas, el “mix” ha cambiado a hidrotérmico, lo que facilitó los esquemas de remuneración *spot* puros. De una cierta manera, el ingreso masivo de renovables es un regreso al pasado. Finalmente, se observa que el fenómeno de “colapso del precio *spot*” se observa en muchos países, y fue incluso tema destacado de la revista *Economist* y discutida en libros como *The Zero Marginal Cost Society*.

8.10 Ciclos de encendido de las unidades termoeléctricas

La evolución del despacho horario resulta en un aumento de los ciclos de encendido de las unidades termoeléctricas. A continuación, se muestra la evolución del ciclo de encendidos promedio que las unidades termoeléctricas que participan en este proceso (excluyendo las que no están despachadas o aquellas que no ciclan y permanecen en la base), haciendo una distinción entre unidades a carbón, ciclos combinados a gas natural (o CCGT) y unidades de punta³¹ (o *peakers*).

Se hace presente que la modelación no ha incorporado una restricción de número de ciclos de encendido por unidad, y por tanto algunas unidades pueden superar (dependiendo de los supuestos de costo operativo) significativamente ese promedio. Sin embargo, se estima que, dada la relativa homogeneidad de costos operativos entre unidades de la misma tecnología, la incorporación de una limitación al número de encendidos tendría un efecto distributivo, repartiendo la generación termoeléctrica a carbón para evitar que los encendidos se concentren en una unidad particular, pero sin alterar el equilibrio del mercado de forma perceptible. Lo anterior fue verificado con una sensibilidad orientada a verificar el cumplimiento del DS13, en la que se limitó el número de encendidos (ver Anexo A).

La Figura 8-21 muestra el número de ciclos de encendido promedio de una planta a carbón (que participan del ciclaje) para los escenarios analizados.

³¹ Considera todo el resto del parque de unidades termoeléctricas que aparecen ciclando en el resultado de la modelación de detalle horario (tales como turbinas en ciclo abierto, motores diesel, motores fuel oil).

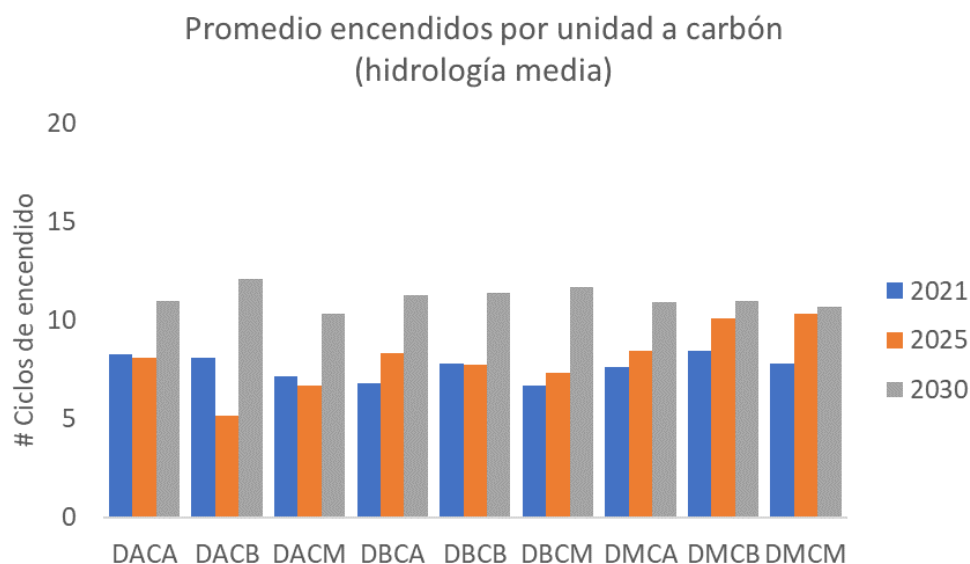


Figura 8-21. Promedio de ciclos de encendido para unidades a carbón (hid. media)

Se observa que el promedio de encendidos para las unidades carboneras que efectivamente participan del ciclaje, está por debajo de 15 al año en todos los escenarios para hidrología media.

La Figura 8-22 muestra el número de ciclos de encendido promedio de CCGT (que participan del ciclaje) para los escenarios analizados.

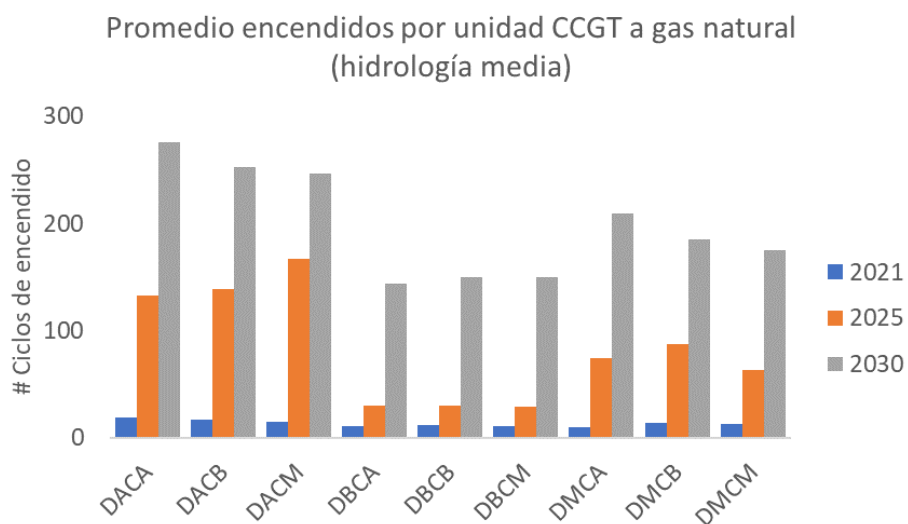


Figura 8-22 Promedio de ciclos de encendido para CCGT (hid. media)

Se observa que los ciclos de encendido para unidades CCGT es bastante bajo en 2021. Esto refleja un mercado sobre-ofertado que mantiene un despacho de ciclos combinados más bien

limitado. En este caso las necesidades de flexibilidad todavía son factibles de abordar con centrales hidroeléctricas, peakers y centrales carbón. Cuando el mercado se equilibra un poco más, a partir de 2025, los ciclos de encendido para CCGT comienzan a incrementarse, salvo en los casos de demanda baja.

La Figura 8-23 muestra el número de ciclos de encendido promedio de unidades peakers (que participan del ciclaje) para los escenarios analizados.

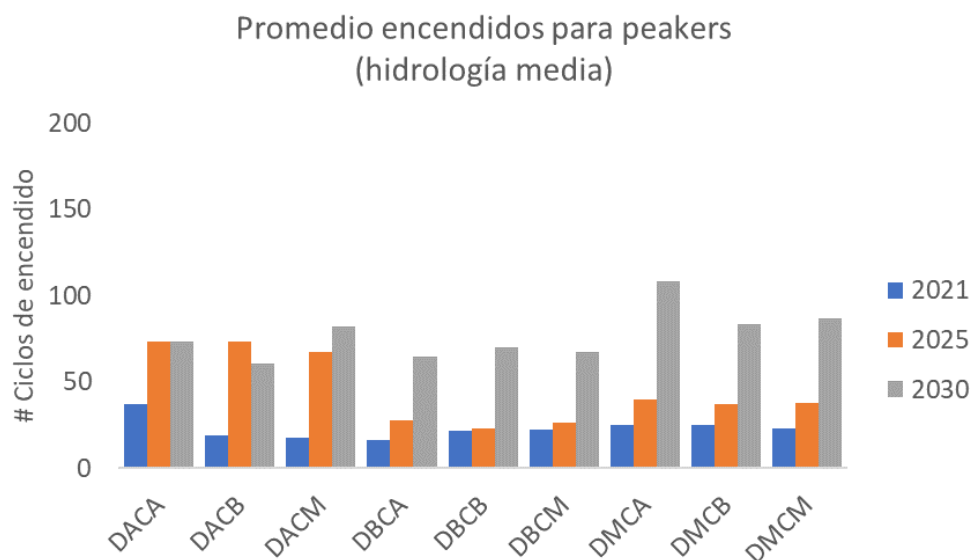


Figura 8-23 Promedio de ciclos de encendido para unidades peakers (hid. media)

El ciclaje de los *peakers* tiene un comportamiento parecido al de los CCGT. Se incrementa de forma consistente con el aumento de demanda y aumento de la penetración ERV.

8.10.1 Ejemplos de despacho horario con ciclaje

Este cambio en el ciclaje se confirma en las figuras a Figura 8-24 a Figura 8-29, que muestran la operación horaria de dos térmicas a lo largo de una semana para los años 2021, 2025 y 2030.

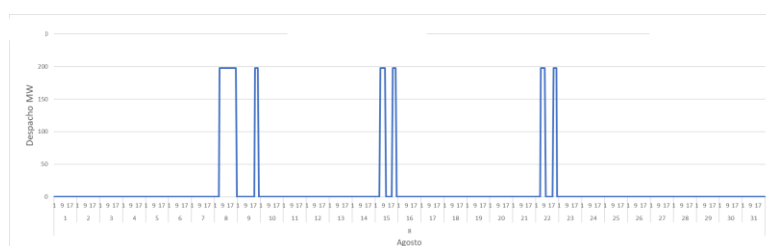


Figura 8-24 Operación horaria de una central CCGT del SIC a lo largo de una semana, caso DACB, año 2021

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

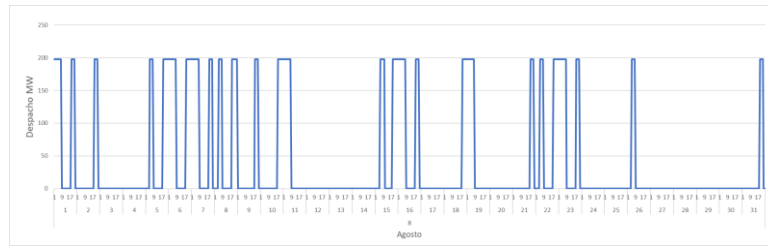


Figura 8-25 Operación horaria de una central CCGT del SIC a lo largo de una semana, caso DACB, año 2025

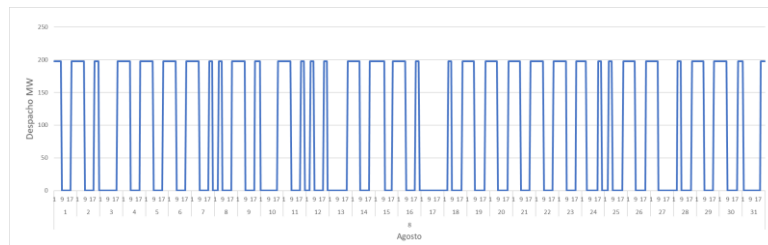


Figura 8-26 Operación horaria de una central CCGT del SIC a lo largo de una semana, caso DACB, año 2030

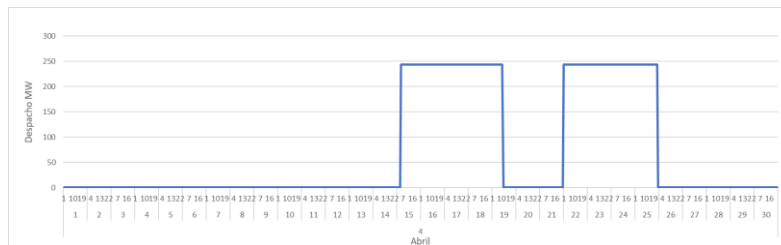


Figura 8-27 Operación horaria de una central CCGT del SING a lo largo de una semana, caso DACB, año 2021

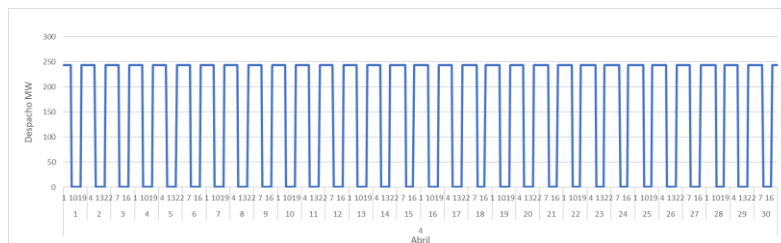


Figura 8-28 Operación horaria de una central CCGT del SING a lo largo de una semana, caso DACB, año 2025

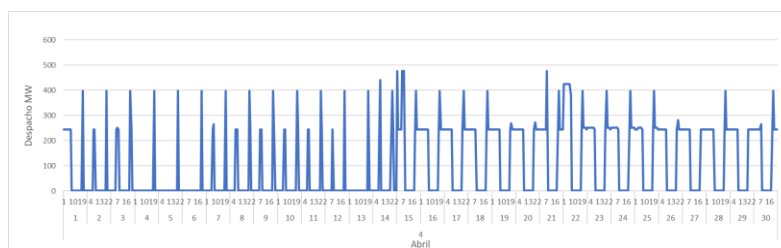


Figura 8-29 Operación horaria de una central CCGT del SING a lo largo de una semana, caso DACB, año 2030

Se observa que la térmica del SIC, es accionada con una frecuencia creciente a lo largo del tiempo. Lo mismo ocurre a la térmica CCGT SING, donde también se observa un aumento de operación a mínimo técnico en 2030.

8.10.2 Restricciones Operativas

A continuación, se muestran algunos ejemplos de la operación resultante para centrales a carbón, en donde se puede ver que el modelo representa correctamente las limitaciones técnicas de este tipo de unidades, tales como tiempos mínimos de detención, tiempos mínimos de operación y rampas máximas de toma de carga. Lo anterior, en base a la información pública disponible en la página web del Coordinador.

Como promedio, las unidades a carbón se encuentran con una limitación de tiempo mínimo de detención de 43 horas y tiempo mínimo de operación de 53 horas.

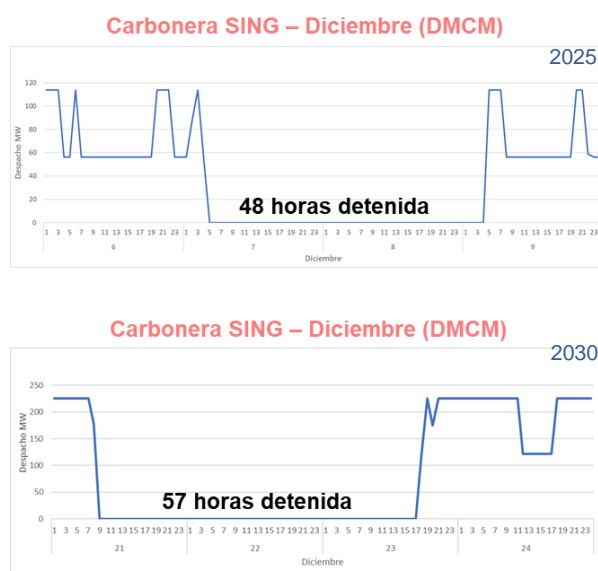


Figura 8-30 Restricción de tiempo mínimo de detención de 48 horas SING (Diciembre – DMCM)

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

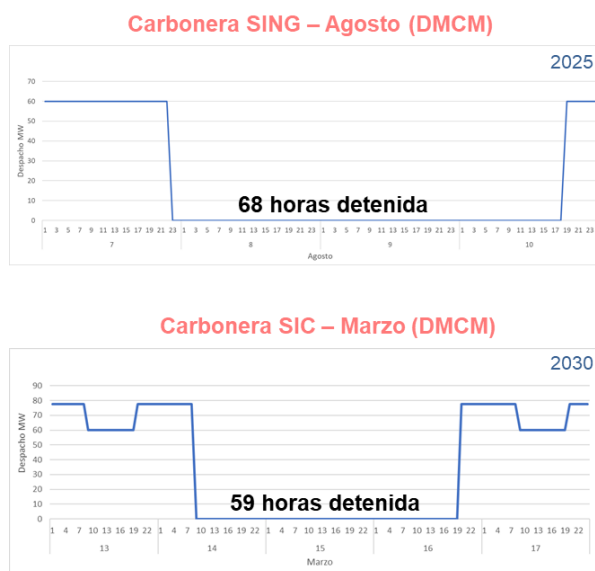


Figura 8-31 Restricción de tiempo mínimo de detención de 48 horas SIC (agosto y marzo – DMCM)

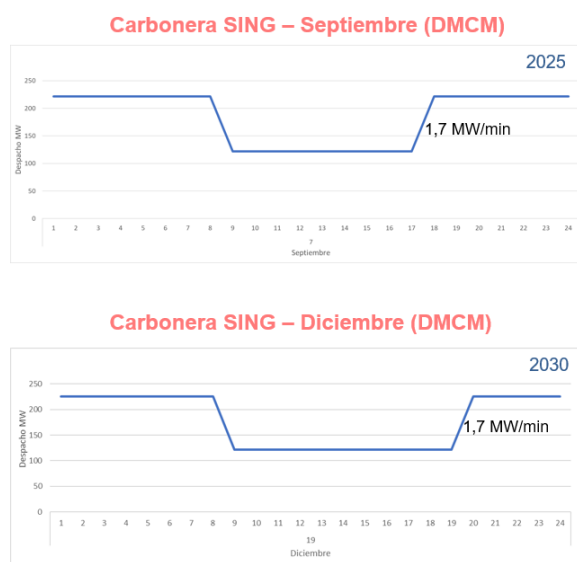


Figura 8-32 Restricción de toma de carga SING (Septiembre y Diciembre – DMCM)

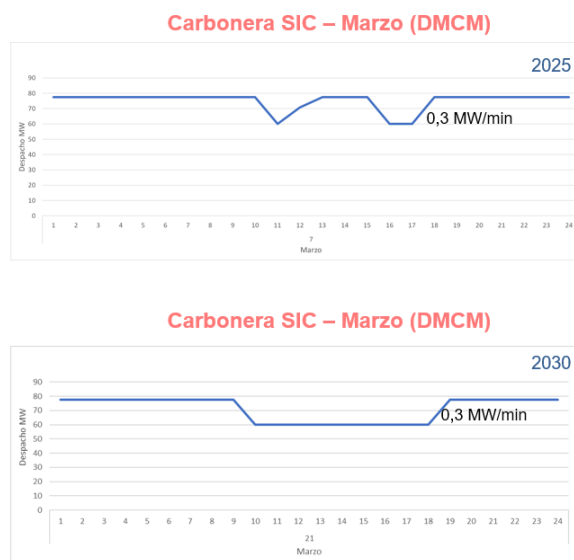


Figura 8-33 Restricción de toma de carga SIC (Marzo – DMCM)

8.11 Costos de flexibilidad

El Cuadro 8-15 a continuación presenta los costos de flexibilidad (promedio para los 3 escenarios hidrológicos) para los años 2021, 2025 y 2030 en cada uno de los nueve planes de expansión. Los resultados se presentan para categoría de unidad “eficiente” y “estándar”³².

Cuadro 8-15 Costos de flexibilidad por plan de expansión (US\$ millones)

Eficiente	2021	2025	2030	Estándar	2021	2025	2030
DACA	61.9	157.2	308.5	DACA	64.8	167.2	349.6
DACB	59.4	142.8	308.8	DACB	62.2	154.7	358.7
DACM	58.5	154.1	294.3	DACM	61.2	164.1	341.5
DMCA	53.6	108.8	246.0	DMCA	56.4	115.9	271.4
DMCB	60.9	114.4	241.5	DMCB	63.8	123.2	274.5
DMCM	56.9	112.5	231.8	DMCM	59.7	121.1	260.6
DBCA	43.6	74.4	158.8	DBCA	46.0	79.4	173.1
DBCB	46.0	75.9	163.9	DBCB	48.5	81.1	178.7
DBCM	45.2	74.3	163.6	DBCM	47.7	79.3	178.3

Los resultados para los 81 casos se muestran en el Anexo K.

³² El estudio de Intertek APTECH realiza la distinción entre unidades estándar y eficientes. Estas últimas se distinguen por tener menores costos de ciclaje que las unidades estándar, lo cual es atribuido a mejoras o modificaciones de componentes claves y al uso de mejores procedimientos en la operación.

8.11.1 Costos de flexibilidad por componente

A continuación, se muestra gráficamente una apertura de los costos de flexibilidad para los escenarios DACB (demanda alta y costos de inversión bajos), DMCM (demanda media y costos de inversión medios) y DBCA (demanda baja y costos de inversión altos). Se ha considerado el caso estándar.

Se observa que los componentes más relevantes corresponden a los costos directos e indirectos de encendido.

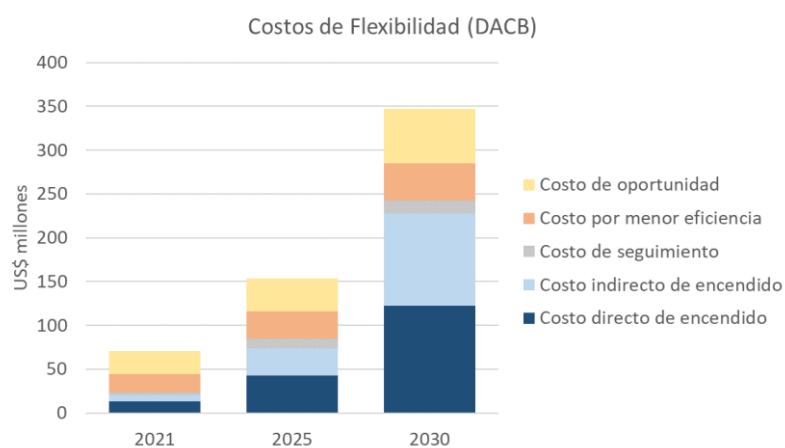


Figura 8-34 Costo de flexibilidad por componente – DACB (hid. media), en millones de US\$

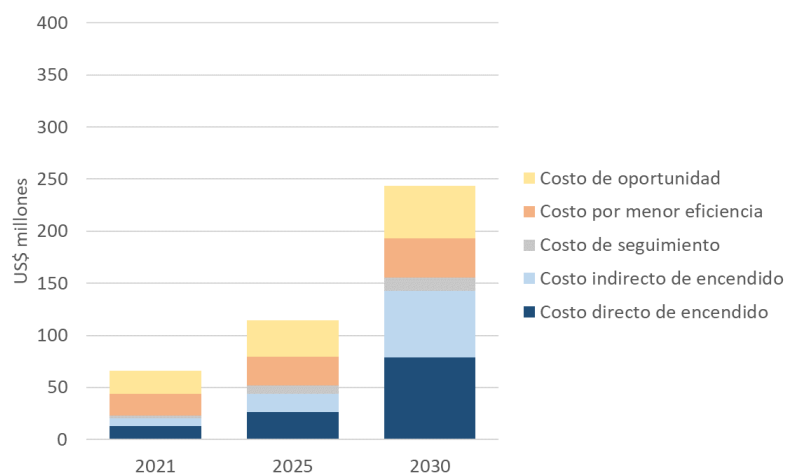


Figura 8-35 Costo de flexibilidad por componente – DMCM (hid. media), en millones de US\$

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

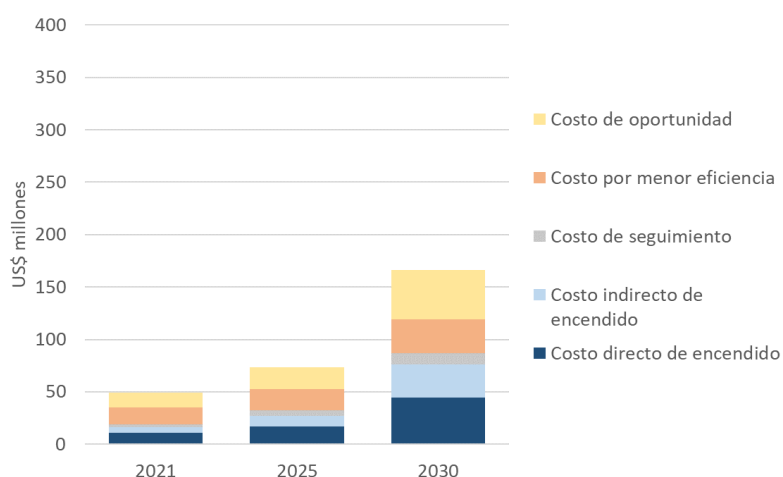


Figura 8-36 Costo de flexibilidad por componente – DBCA (hid. media), en millones de US\$

En el Anexo M se presenta un detalle de los costos de flexibilidad por componente para cada uno de los casos estudiados, separados por tipo de unidad (estándar o eficiente).

8.11.2 Costo unitario de flexibilidad

El Cuadro a continuación presenta una estimación simplificada del valor promedio de los costos de proveer servicios de flexibilidad por unidad de demanda (US\$/MWh).

Cuadro 8-16 Impacto (simplificado) de los costos unitarios de flexibilidad, en US\$/MWh

Eficiente	2021	2025	2030	Estándar	2021	2025	2030
DACA	0.8	1.7	2.8	DACA	0.8	1.8	3.1
DACB	0.8	1.6	2.8	DACB	0.8	1.7	3.2
DACM	0.7	1.7	2.6	DACM	0.8	1.8	3.1
DMCA	0.7	1.3	2.5	DMCA	0.7	1.4	2.7
DMCB	0.8	1.3	2.4	DMCB	0.8	1.4	2.8
DMCM	0.8	1.3	2.3	DMCM	0.8	1.4	2.6
DBCA	0.6	0.9	1.8	DBCA	0.6	1.0	1.9
DBCB	0.6	1.0	1.8	DBCB	0.7	1.0	2.0
DBCM	0.6	0.9	1.8	DBCM	0.7	1.0	2.0

8.11.3 Costo operativo no cubierto por el costo marginal

La penetración ERV produce un aumento de la operación a mínimo técnico. Aunque el costo no recuperado por esta operación es actualmente remunerado en Chile, se ha estimado

relevante mostrar su evolución. Se ha evaluado este sobrecosto en términos totales para los años 2021, 2025 y 2030. Los resultados en términos unitarios (por unidad de demanda) se muestran a continuación para el caso de hidrología media.

Cuadro 8-17 Costos operativos no cubiertos por el costo marginal, en US\$/MWh

SC Unitario	2021	2025	2030
DACA	0.18	1.68	3.07
DACM	0.18	1.89	3.02
DACB	0.25	1.97	3.13
DMCA	0.24	1.35	3.15
DMCM	0.25	1.36	3.23
DMCB	0.25	1.43	3.39
DBCA	0.34	0.98	2.69
DBCM	0.29	0.89	2.80
DBC B	0.28	0.89	2.87

8.12 Emisiones de CO2

El Cuadro a continuación presenta las emisiones de CO2 (promedio para los 54 escenarios utilizados en las simulaciones operativas probabilísticas) para los años 2021, 2025 y 2030 para cada uno de los planes de expansión. Debido a la entrada de las renovables, se observa que las emisiones se reducen a lo largo del tiempo, a pesar de un aumento significativo en la demanda.

Cuadro 8-18 Emisiones promedio de CO2 para los años 2021, 2025 y 2030, en millones de toneladas

	2021	2025	2030
DACA	24	23	23
DACM	24	22	21
DACB	24	23	20
DMCA	22	22	21
DMCM	22	21	20
DMCB	22	21	19
DBCA	21	19	18
DBCM	21	19	18
DBC B	21	19	17

La reducción unitaria se estima entre 27 y 40% entre 2021 y 2030. En términos totales la reducción se estima entre 1 – 14%.

8.13 Efecto de penetración ERV en costos operativos

Al analizar la evolución de los costos operativos por unidad de demanda (unitarios), es decir el costo de suministrar un MWh en el sistema, en el período de análisis, se observa que, aun cuando la penetración ERV implica efectivamente el incremento importante de costos de flexibilidad (se triplican en el año 2030 con respecto al año 2021), estos costos son inferiores a los ahorros asociados a menor uso de combustibles fósiles y sus costos por emisiones de CO2 (valoradas a la tasa de impuesto vigente).

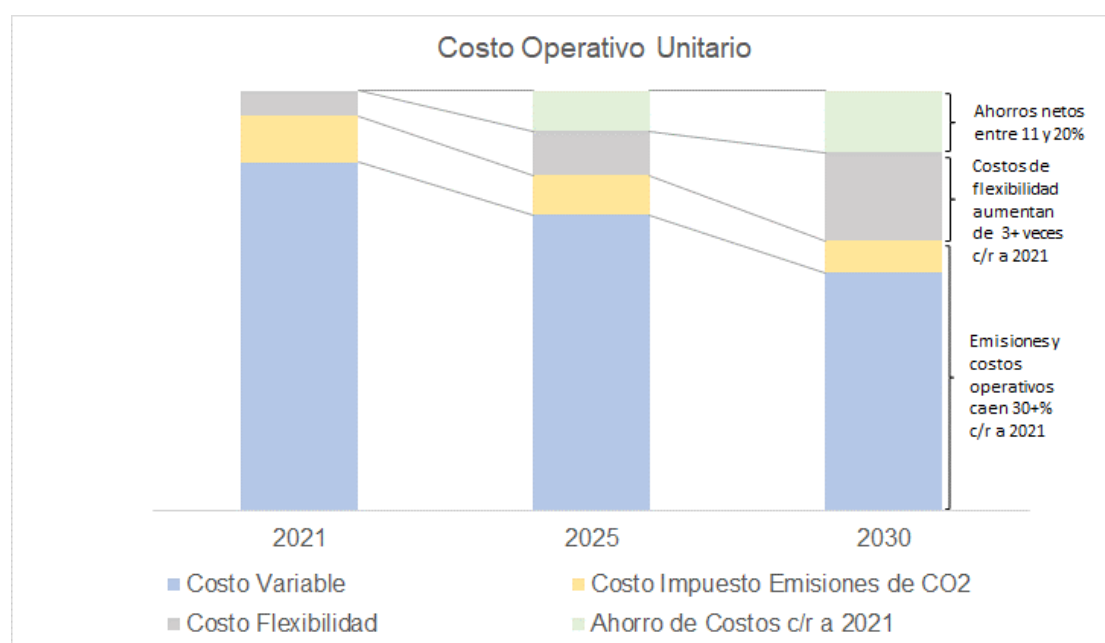


Figura 8-37 Evolución de costos operativo por unidad de demanda

Como es posible observar en la Figura 8-37, los costos operativos unitarios, considerando el incremento en costos de flexibilidad y los costos de emisiones, caerían aproximadamente entre un 11 y 20%, dependiendo del caso, entre 2021 y 2030 por mayor aporte ERV (incluyendo costos de flexibilidad).

Es importante notar que la metodología implementada buscó estimar los costos de flexibilidad a partir de una penetración óptima determinada sin considerar esta variable. Es probable que, si la regulación permite a los agentes internalizar estos costos en sus decisiones de inversión, se produzcan correcciones en la expansión o bien se desarrollen mecanismos alternativos para reducirlos.

En cualquier caso, es importante que existan mecanismos que permitan a los agentes recuperar los costos de flexibilidad para viabilizar la expansión óptima considerada en el Estudio.

9 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

9.1 Introducción

Este capítulo presenta los principales resultados de los **estudios eléctricos detallados** (paso 6) y **verificación de las simulaciones con la red eléctrica detallada** (paso 7) de la metodología para modelación del sistema chileno (Figura 9-1).

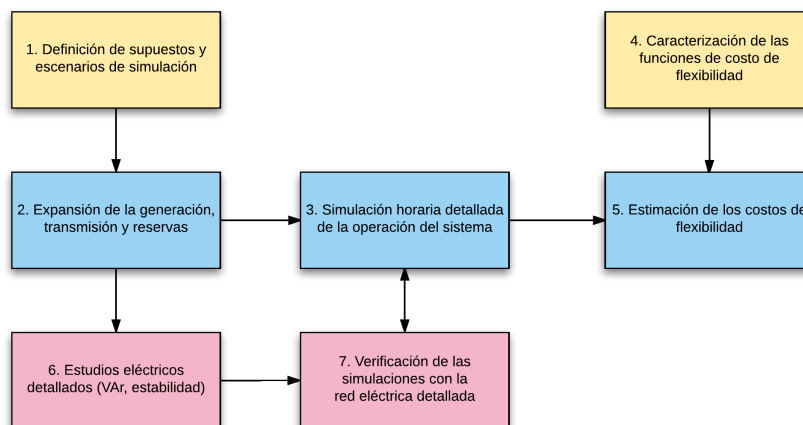


Figura 9-1 Visión general de la metodología

Estos estudios detallados se realizaron con el objetivo de determinar las necesidades de expansión de potencia reactiva y verificar la estabilidad del sistema chileno a través de los siguientes estudios:

- **Expansión de potencia reactiva:** evaluar las necesidades de expansión de potencia reactiva;
- **Estabilidad transitoria:** evaluar si el sistema es capaz de soportar grandes perturbaciones como cortocircuitos en líneas eliminados por el disparo de la protección;
- **Estabilidad de frecuencia:** evaluar la capacidad del sistema para restaurar la frecuencia después de un desequilibrio repentino de potencia activa;
- **Estabilidad de pequeña señal:** evaluar las frecuencias y el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

En las siguientes secciones se presentan la metodología y los resultados de los estudios eléctricos realizados. Para los estudios de las necesidades de potencia reactiva se utilizó la herramienta NetPlan OptFlow (desarrollada por PSR) y para los análisis de sistemas eléctricos el modelo DlgSILENT PowerFactory (versión 15.2).

La base de datos DlgSILENT utilizada para representar el sistema chileno en los estudios eléctricos descritos en la secuencia es la publicada en el portal del Coordinador Eléctrico

Nacional y proveniente del estudio “Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados” de marzo 2017³³.

9.2 Estudios de soporte de potencia reactiva

9.2.1 Metodología

Los estudios de soporte de potencia reactiva tienen por objetivo determinar las deficiencias de reactivo de la red, identificando las inyecciones mínimas necesarias y su ubicación, de forma a mantener los voltajes en niveles aceptables y garantizar de esta forma la seguridad operativa del sistema.

Para este estudio fue utilizado el modelo OptFlow, el cual representa la red de transmisión AC, contemplando los siguientes elementos de potencia reactiva: generación de potencia reactiva de sus generadores, control de tap de sus transformadores, control de condensadores síncronos y bancos de capacitores y reactores. Dada una configuración de la red AC se determina una solución que atienda la operación de forma segura, identificando las posibles deficiencias de reactivo de la misma una vez que todos los controles de potencia reactiva y sus límites operativos son llevados en consideración. Las deficiencias de reactivo son penalizadas y representadas por inyecciones adicionales capacitivas e inductivas en las barras de la red. La solución del modelo indica las deficiencias de reactivo a un costo mínimo mientras que garantiza al mismo tiempo un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa solución del modelo de transmisión DC. Estas diferencias de despacho entre las soluciones DC y AC reflejan las diferencias de pérdidas entre los modelos lineal (DC) y no lineal (AC) de la red de transmisión.

El estudio de soporte de potencia reactiva fue realizado para los nueve escenarios de expansión previamente definidos (la combinación de los escenarios – alto, promedio y bajo – para el crecimiento de la demanda con los escenarios de evolución de los costos de inversión en nuevos proyectos – alto, medio y bajo), considerando la configuración del caso base. Para cada uno de ellos el estudio consistió en las siguientes dos etapas.

Etapas 1: Identificación de deficiencia de reactivo

Se determinaron las deficiencias de potencia reactiva en la red a mínimo costo y en base a ello, y a valores padrón de costo y capacidad, se definieron bancos de capacitores y reactores candidatos para inversión de forma a contemplar el conjunto de escenarios analizados. Todos los controles de potencia reactiva fueron accionados al mismo tiempo que se mantenía un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa, solución del modelo de flujo de potencia DC.

³³ Datos a los que accedió el Consultor en julio de 2017 a través del siguiente enlace:

<https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/>

Etapla 2: Inversión en bancos de capacitores/reactores

Para el mismo conjunto de escenarios de la Etapa 1 se realizó un estudio de mínima inversión en equipos de potencia reactiva, de forma que la solución indicada por el modelo resulte en una solución de mínimo costo que garantiza la operación segura de la red para todas las configuraciones representadas. De la misma forma, en este análisis de inversión todos los controles de potencia reactiva disponibles fueron utilizados de forma a operar la red dentro de sus límites operativos, manteniendo un mínimo desvío del punto de despacho del modelo DC para cada uno de los escenarios analizado.

9.2.2 Supuestos básicos considerados

El control de tensión consiste en acciones de elementos de los sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de mantener las tensiones en los nudos dentro de los márgenes especificados (criterios de seguridad y calidad de servicio). Los principales recursos disponibles en los sistemas eléctricos de potencia para el control de tensión corresponden a los siguientes equipamientos:

- Unidades generadoras sincrónicas;
- Condensadores sincrónicos;
- Condensadores y reactores conectados en derivación y equipos de compensación reactiva;
- Controladores estáticos de reactivos (CER, SVC, STATCOM);
- Taps de transformadores y desfasadores, y;
- Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Para los límites operativos de la tensión de las barras del sistema eléctrico de potencia, tomaron en cuenta los estándares de la NT de SyCS relacionados con el control de tensión y reservas de potencia reactiva, que determinan que los sistemas deben operación con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- 0.97 y 1.03 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- 0.95 y 1.05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.

Para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV se consideraron los límites iguales a 0.93 y 1.07 p.u. de la Tensión de Servicio.

Los requisitos operativos arriba mencionados se consideraron en la identificación de las barras candidatas (etapa 1) y en el estudio de mínima inversión en reactivo (etapa 2). En la etapa 2

del estudio se consideraron como candidatos de compensación para potencia reactiva equipos shunt capacitores/reactores, con un costo de 20 mil dólares por MVar³⁴.

9.2.3 Resultados de las necesidades de soporte de potencia reactiva

Para cada uno de los escenarios de expansión del sistema chileno, se estudió las necesidades adicionales de soporte de potencia reactiva buscando minimizar los costos de inversión. Se estudiaron los años de interés, definidos en los términos de referencia, 2021, 2025 y 2030.

Los resultados obtenidos por caso y año se presentan en el Cuadro 9-1, mientras que los costos totales de cada plan de expansión del soporte de reactivo en el Cuadro 9-2.

Cuadro 9-1 Refuerzo en el soporte de potencia reactiva (años 2021, 2025 y 2030)

Capacidad total en inversión en potencia reactiva [MVar]										
Año	Tipo	DBC B	DBC M	DBC A	DMCB	DMCM	DMCA	DACB	DACM	DACA
2021	Capacitor	10	70	20	25	20	20	20	50	80
	Reactor	10	10	10	10	-	10	10	10	110
2025	Capacitor	20	160	20	105	20	20	-	230	110
	Reactor	-	-	-	822	10	-	-	840	40
2030	Capacitor	180	125	245	115	175	80	245	90	420
	Reactor	1,050	690	630	335	1,755	1,391	1,030	110	2,055
Total	Capacitor	210	355	285	245	215	120	265	370	610
	Reactor	1,060	700	640	1,167	1,765	1,401	1,040	960	2,205

Cuadro 9-2 Costos de refuerzos en el soporte de potencia reactiva hasta el año 2030

Costo Total de los Planes de Expansión en Reactivo [millones de USD]									
Tipo	DBC B	DBC M	DBC A	DMCB	DMCM	DMCA	DACB	DACM	DACA
Capacitor	4,200	7,100	5,700	4,900	4,300	2,400	5,300	7,400	12,200
Reactor	21,200	14,000	12,800	23,340	35,300	28,020	20,800	19,200	44,100
Total	25,400	21,100	18,500	28,240	39,600	30,420	26,100	26,600	56,300

En el Anexo L se ilustran los resultados detallados de la expansión por barra/año considerado.

³⁴ El SVC consiste en llaves tiristores que controlan la corriente en reactores y / o condensadores, produciendo compensación dinámica shunt, que actúa más rápidamente que bancos de condensadores o reactores y, en consecuencia, proporciona una mayor estabilidad de tensión al sistema. Este resultado, en la opinión de los Consultores, es adecuado a los objetivos del estudio, que es la verificación de la estabilidad del sistema chileno para escenarios de grande penetración de centrales VRE. Sin embargo, se nota que para el dimensionamiento final de los compensadores serán necesarias simulaciones adicionales considerando diferentes tipos de compensadores.

9.3 Estudios de estabilidad

9.3.1 Metodología

Esta sección presenta la metodología empleada por el Consultor para analizar el impacto de la integración de RES en el desempeño dinámico del sistema chileno. Los diferentes pasos de este análisis se presentan en la figura a continuación.

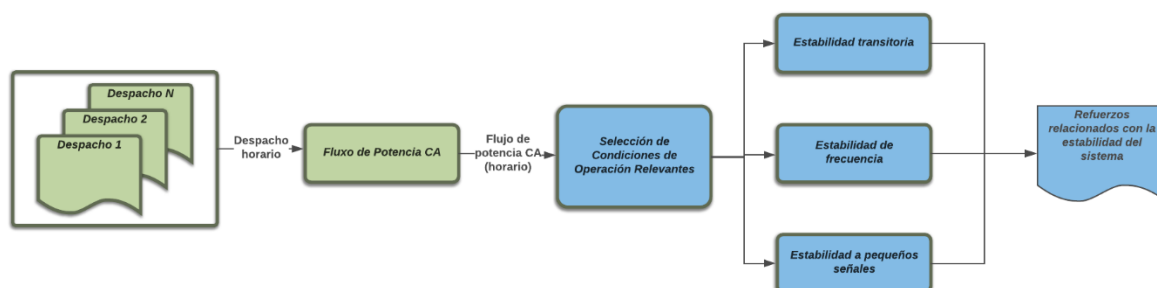


Figura 9-2 Visión general de la metodología (estudios eléctricos)

Las siguientes secciones describen con más detalles la metodología adoptada para cada uno de los pasos mencionados anteriormente.

9.3.2 Selección de condiciones operativas relevantes

La selección de las condiciones operativas relevantes para el análisis de estabilidad del sistema se realiza de la siguiente manera: para todos los despachos de generación generados por SDDP, realice un análisis dedicado para seleccionar las condiciones de funcionamiento que provocan un gran stress del sistema (desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, de frecuencia y de pequeña señal). Esto permitirá garantizar el análisis de las condiciones operativas más relevantes desde el punto de vista de la integración de fuentes de ERNC.

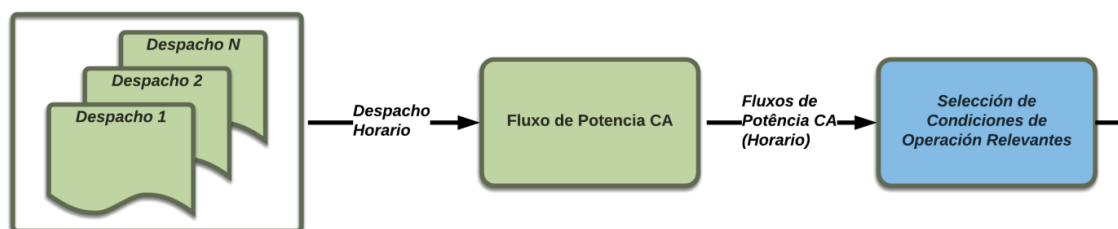


Figura 9-3 Selección de condiciones operativas relevantes

Los indicadores del stress del sistema (desde el punto de vista de la estabilidad) considerados para la selección de las condiciones de operación relevantes son los siguientes:

- Baja inercia global del sistema

- Flujos de potencia elevados a través de los ejes principales de transmisión (alto estrés en la red)
- Soporte de potencia reactiva y reserva rotante limitados

Estabilidad transitoria

El objetivo del análisis de estabilidad transitoria es evaluar la capacidad del sistema para superar fallas y recuperar una condición de equilibrio estable después de la eliminación de las fallas. El análisis de estabilidad transitoria permite la verificación de los esquemas de protección con respecto a la estabilidad de los generadores.

En este estudio, el análisis de estabilidad transitoria se analizará mediante una evaluación de la seguridad dinámica (“Dynamic Security Assessment – DSA”), cuyo objetivo es evaluar la seguridad del sistema desde un punto de vista dinámico. Se puede ver como una evolución de la evaluación de seguridad estática (criterio N-1).

En este estudio, el enfoque del DSA está en la estabilidad angular del sistema y la recuperación del voltaje después de fallas. Se simulan los siguientes incidentes para las líneas de 500 kV y 220 kV más fuertemente cargadas³⁵:

- **Severidad 3:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito sin enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de su Sistema de Protecciones, admitiendo la actuación del EDAC, EDAG o ERAG.
- **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, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG.

Se supervisan dos parámetros clave para evaluar la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina: el ángulo máximo del rotor y la tensión transitoria mínima.

- **Ángulo máximo del rotor (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48):** se considera como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120º eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.
- **Tensión transitoria mínima (NTSyCS Art. 5-39):** después de una contingencia, el voltaje en las barras colectoras del sistema de transmisión no puede caer por debajo de 0,70 pu durante más de 50 ms ni permanecer por debajo de 0,80 pu durante más de 1,00 segundo después de la eliminación de la falla.

³⁵ Incidentes normativos definidos en el código de red chileno (Referencia: “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – NTSyCS”, enero de 2016)

Estabilidad de frecuencia

El análisis de estabilidad de frecuencia tiene como objetivo evaluar la evolución de la frecuencia del sistema después de desequilibrios de potencia activa.

El objetivo de este análisis es evaluar la capacidad del sistema para superar los fenómenos transitorios que siguen desequilibrios de potencia activos que vuelven a una condición operativa estable y, en la medida de lo posible, sin activar los planes de defensa del sistema como los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC). En tales condiciones, la inercia del sistema y el tamaño, las características de asignación y rendimiento de la reserva primaria son extremadamente importantes.

En el caso de la planificación del sistema de potencia en presencia de fuentes de ERNC, el análisis de estabilidad de frecuencia se vuelve aún más importante. Es bien sabido que las fuentes de ERNC tienen capacidades limitadas de proporcionar inercia y reservas operativas. La mayoría de las plantas de energía ERNC solo están equipadas con capacidad de regulación descendente.

En este estudio, el análisis se llevará a cabo simulando la desconexión de la unidad más grande del sistema interconectado (el incidente más crítico desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia)³⁶:

- **Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica de mayor tamaño admitiendo la actuación de EDAC.

De acuerdo con el código de red (NTSyCS Art. 3-9, Art. 5-40), los criterios a verificar para el análisis de estabilidad de frecuencia son los siguientes:

- En caso de una contingencia simple, la estabilidad de frecuencia se evalúa asegurando que la frecuencia mínima del sistema sea mayor o igual a 48,3 Hz ($U > 200$ kV). Para subtransmisión y sistema de transmisión adicional, se acepta una caída de la frecuencia por debajo de 48.3Hz por no más de 200 ms.
- La frecuencia en las barras colectoras de generación debe ser superior a 47,5Hz dentro de los primeros 5 segundos después de que ocurre la falla y debe estar dentro del rango (50.0 ± 1.0) Hz en no más de 90 segundos después del comienzo de la falla.

Estabilidad de pequeña señal

El análisis de la estabilidad de pequeña señal se ocupa de la evaluación de la estabilidad del sistema frente a perturbaciones de pequeña amplitud, como variaciones naturales de la carga o pequeños cambios topológicos en la red. Normalmente, las oscilaciones electromecánicas provocadas por estas perturbaciones deben mostrar una relación de amortiguación mínima

³⁶ Incidente normativo definido en el código de red chileno (Referencia: "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – NTSyCS", enero de 2016)

en todas las condiciones de funcionamiento creíbles. Siempre que no se cumpla la amortiguación mínima de la oscilación, se deben tomar medidas para mejorar la amortiguación. Usualmente, el ajuste adecuado de los estabilizadores del sistema de potencia (“Power System Stabilizer – PSS”) permite alcanzar el umbral preespecificado para la amortiguación de las oscilaciones.

En el contexto de este estudio, una característica bien conocida de las fuentes de ERNC es su baja inercia. La integración de estas fuentes en el sistema eléctrico chileno podría conducir a modificaciones significativas de la firma (frecuencia de oscilación y amortiguación) de los modos de oscilación electromecánica local e interárea del sistema.

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal, la amortiguación mínima admisible (ζ) se evalúa de acuerdo con los artículos relacionados del código de red:

- $\zeta \geq 10\%$ en condición de operación normal (N). Art. 5-49 NTSyCS;
- $\zeta \geq 5\%$ en condición de contingencia simples (N-1). Art. 5-43 NTSyCS.

9.3.3 Resultados de las simulaciones

Los resultados detallados se presentan en el Anexo L. Las principales **conclusiones** derivadas de los diferentes resultados de los estudios de simulación eléctrica son:

- Año 2021:
 - Se identificó la necesidad de agregar de 10 a 80 MVar de capacitores y de 0 a 110 MVar de reactores (controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;
 - El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
 - La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;
 - Las tasas de amortiguamiento observadas a lo largo de las diferentes simulaciones están de acuerdo con el especificado en la NTSyCS.
- Año 2025:
 - Es necesario adicionar de 0 a 230 MVar de capacitores y de 0 a 840 MVar de reactores (equipos controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;

- El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
- La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;
- La tasa de amortiguamiento del modo SIC-SING se muestra muy baja en el Caso 10:
 - Despacho predominante de unidades hidroeléctricas asociado con largas distancias de transmisión: condición favorable para oscilaciones interárea poco amortiguadas.
- Año 2030:
 - Es necesario adicionar de 80 a 245 MVar de capacitores y de 110 a 1,755 MVar de reactores (equipos controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;
 - El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
 - La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;
 - Las tasas de amortiguamiento observadas a lo largo de las diferentes simulaciones están de acuerdo con el especificado en la NTSyCS.

Las principales **recomendaciones** derivadas de los diferentes resultados de simulación presentados anteriormente son:

- Las centrales ENR deben participar en el control de tensión:
 - Modo de control estándar: V;
 - Modos de control opcionales: Q y PF.
- Las centrales ENR deben participar en el control primario de frecuencia:
 - Obligatorio (solar FV y eólica): reserva primaria “downward” → reducción de la producción en caso de sobrefrecuencia;
 - Recomendado (eólica): inercia sintética;
 - Reserva “upward”: solo cuando esté justificado técnica y económicamente (resultado de los estudios de impacto en la red y de conformidad al código de red).

- Ajuste de PSS:
 - El ajuste robusto de PSS debe analizarse cuidadosamente dados los cambios significativos en las características del modo SIC-SING entre condiciones con alta y baja penetración de energías renovables;
 - Todas las nuevas unidades generadoras convencionales (hidroeléctricas y térmicas) deben estar equipadas con un PSS. Este PSS debe ajustarse adecuadamente para amortiguar los modos locales de la planta, así como los modos interárea del sistema.
- Monitoreo en línea de la seguridad del sistema (WAMS)
 - Atención especial a tasa de amortiguamiento de oscilaciones interárea (principalmente el modo SIC-SING);
- Implementación de una función de monitoreo de la inercia global del sistema en línea para garantizar un nivel mínimo de inercia en la operación en tiempo real.

10 CONCLUSIONES

A partir de los análisis desarrollados en el Estudio, se pueden destacar las siguientes conclusiones:

- Sobre la base de criterios de mínimo costo de inversión y operación del sistema, se proyecta una expansión dominada por las fuentes de generación ERV alcanzando una capacidad instalada conjunta que fluctuaría entre los 8,800 MW y 16,000 MW a 2030 (considerando obras en construcción o adjudicadas bajo PPA hasta 2022). Este potencial equivale aproximadamente a niveles de inversión que fluctuarían entre US\$ 8,000 y US\$ 21,000 millones de dólares.
- De esta forma el Estudio confirma que las fuentes ERV son la opción más competitiva para la expansión y estima que aportarían entre un 37% y 46% del suministro hacia 2030, aprovechando la complementariedad solar-eólica observada en los perfiles de generación considerados.
- Este aporte de generación ERV, sumado a otras fuentes renovables (hidroeléctrica y otras), permitirían reducir el aporte termoeléctrico a un 25% del consumo (actualmente supera el 50% a nivel nacional) en condiciones de hidrología media.
- Los requerimientos de reserva se incrementan sostenidamente por mayor penetración ERV, y la estimación probabilística y dinámica pasa a ser un tema de gran importancia para el manejo eficiente de la incertidumbre en el pronóstico de generación ERV.
- Esta reducción del aporte térmico pasa por una transición desde un perfil de generación relativamente constante hacia uno flexible con bajos factores de planta. Dado lo anterior, se observa un aumento relevante en el número de arranques y en patrón de ciclaje de las plantas térmica en la medida que aumenta la penetración de las ERV, generando costos de flexibilidad crecientes.
- Los costos de flexibilidad asociados a este nuevo rol de la generación térmica podrían llegar a los US\$ 350 millones el 2030³⁷, equivalente a 3.23 US\$/MWh. Cabe señalar que la mayor parte, sobre 65%, corresponden a costos directos e indirectos de encendidos que se incrementan de forma importante. Asimismo, es importante notar que este nivel de costos es relevante si se compara con el costo operativo total (sin incluir costos de flexibilidad) que a la misma época oscilaría entre los 637 y los 927 millones de dólares, dependiendo del escenario.
- Debido a la entrada de las renovables, se observa que las emisiones de CO₂ se reducen a lo largo del tiempo, a pesar de un aumento significativo en la demanda. La reducción unitaria se estima entre 27% y 40% entre 2021 y 2030. En términos totales la reducción se estima entre 1% – 14%.

³⁷ Caso DACB.

- Con respecto a otros contaminantes se verificó que la operación termoeléctrica flexible proyectada no excede la normativa de emisiones en la partida regulada mediante el DS13, que establece límites de emisiones de gases contaminantes (CO₂, NO_x y SO_x) y el porcentaje del tiempo en que estos límites pueden ser violados para cada tecnología y antigüedad.
- En términos netos, los costos operativos unitarios, considerando el incremento en costos de flexibilidad y los costos de emisiones, caerían aproximadamente entre un 11 y 20% en 2030 con respecto al año 2021 por mayor aporte de generación ERV. Es decir, la mayor penetración ERV produce una baja de costo operativo y de emisiones que supera los mayores costos asociados a la flexibilidad aportada por el parque generador convencional.
- La operación de unidades carboneras a mínimo técnico resulta en un incremento de los llamados “sobrecostos de operación” no cubiertos por la remuneración a costo marginal, incrementándose desde valores entre 0.18 US/MWh y 0.34 US/MWh en el año 2021 hasta valores de 2.69 US/MWh y 3.39 US\$/MWh en el año 2030.
- La expansión óptima resultante, en base a generación ERV, resulta en un perfil de costos marginales cada vez más oscilante entre el horario solar y el resto de las horas. En el largo plazo, es posible observar un posible colapso del costo marginal en horario solar. Esto sugiere que para alcanzar el parque óptimo de generación puede ser necesario desarrollar señales de inversión complementarias o alternativas al costo marginal.
- Los sistemas de almacenamiento (centrales de bombeo y baterías) no resultaron opciones competitivas en el horizonte de análisis. Este resultado está condicionado por los supuestos de costos de inversión adoptados, los que están basados en las estimaciones del Ministerio de Energía en su informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Es posible que trayectorias de costo más optimistas en relación a estas tecnologías viabilicen su incorporación con anterioridad a 2030.
- Como resultado de la gran inserción de renovables, especialmente aquella asociada a centrales solares fotovoltaicas en el norte del SIC y en el SING, resulta necesario efectuar expansiones de los sistemas de transmisión a partir de 2025. Al año 2030, se estima que será necesaria la instalación de más de 3,000 km de nuevas líneas (aproximadamente 2,000 km en 500 kV). Una de las ampliaciones más relevantes resulta ser el aumento de capacidad entre la zona SIC-Norte y la zona SIC Centro, estimada en 4,900 MW al año 2025. No se vislumbran incrementos de capacidad entre el sistema SING y el sistema SIC-Norte durante el horizonte analizado.
- Los estudios eléctricos efectuados confirman que, considerando las reservas previstas en el Estudio, no existen limitaciones a la expansión propuesta en el análisis en términos de estabilidad e inercia, manteniéndose las tasas de amortiguamiento de acuerdo con lo especificado en la NTSyCS.
- Es importante notar que la metodología implementada para el Estudio buscó estimar los costos de flexibilidad a partir de una penetración óptima determinada sin considerar estos

costos en la señal de expansión de los sistemas, toda vez que el objetivo del estudio solicitado es justamente cuantificar dicho impacto en el contexto de una discusión pública. Es posible que, si la regulación requiere que los agentes internalicen estos costos en sus decisiones de inversión y operación, se produzcan correcciones en la expansión o bien se desarrollen alternativas para reducirlos. En cualquier caso, es importante que existan mecanismos que permitan a los agentes recuperar los costos de flexibilidad para viabilizar la expansión óptima considerada en el Estudio.

- Es relevante señalar que la expansión y operación óptima proyectada en este análisis podría verse modificada por cambios en los siguientes factores:
 - Cambios en el tratamiento y nivel de impuestos al CO2
 - Políticas corporativas de descarbonización
 - Efectos de cambio climático sobre la hidrología³⁸
 - Mayor competitividad de sistemas de almacenamiento
 - Desarrollo de interconexiones internacionales (eléctricas o gasíferas³⁹)

³⁸ El Estudio considera una estadística de 54 hidrologías que incluyen un importante número de series anuales con hidrologías históricas más abundantes que las observadas en los últimos 10 años en Chile.

³⁹ Por ejemplo, un suministro confiable de gas natural regional a precios significativamente más económicos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» 2016.
- [2] Ministerio de Energía, *Decreto 130 (DS130)*, 2012.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios,» 2017.
- [4] CDEC-SING, «Estudio ERNC: Flexibilidad y Sistemas de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021,» 2016.
- [5] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Reglamento de Servicios Complementarios,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/12735-2/reglamento-de-servicios-complementarios/>.
- [6] CDEC-SING, «Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios,» 2016.
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Resolución Exenta N°939,» 2016.
- [8] CAISO, «Flexible Ramping Product,» [En línea]. Available: <https://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/FlexibleRampingProduct.asp>.
- [9] Australian Energy Market Commission (AEMC), «Transmission: who does what?,» 2013.
- [10] Engie Lab, «GIZ – Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile,» 2017.
- [11] THE EUROPEAN COMMISSION, «COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators,» 2016.
- [12] Smart Energy Demand Coalition, «Mapping Demand Response in Europe Today,» 2015.
- [13] ELIA, «List of Access Responsible Parties (ARPs) for the year 2017. Situation on June 14, 2017,» [En línea]. Available: http://publications.elia.be/upload/List_Arp.html?_ga=2.224530323.866779135.1498675186-1342166232.1498675186.
- [14] S. Just, «The German Market for System Reserve Capacity and Balancing Energy,» University of Duisburg-Essen, 2015.
- [15] M. Crona, «Evaluation of flexibility in hydropower stations,» Uppsala Universitet, 2012.
- [16] Utility Dive, «Is battery energy storage at a 'turning point' for US utilities?,» 11 Abril 2017. [En línea]. Available: <http://www.utilitydive.com/news/is-battery-energy-storage-at-a-turning-point-for-us-utilities/440055/>. .
- [17] Electronics 360, «Mitsubishi Installs 50MW Energy Storage System to Japanese Power Company,» Marzo 2016. [En línea]. Available: <http://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>.

- [18] M. Liebreich, «Bloomberg New Energy Finance Summit,» New York, 2017.
- [19] AES Gener, «AES Gener inauguró banco de baterías de litio en Mejillones,» 30 05 2012. [En línea]. Available: <http://www.aesgener.cl/SalaPrensa/Paginas/AES-Gener-inauguro-banco-de-bater%C3%ADas-de-litio-en-Mejillones.aspx>.
- [20] Energy Storage Association, «AES Energy Storage Angamos Battery Energy Storage System (BESS),» [En línea]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/case-studies/aes-energy-storage-angamos-battery-energy-storage-system-bess>. [Último acceso: 29 06 2017].
- [21] Rocky Mountain Institute, «The Economics of Battery Energy Storage,» 2015.
- [22] M. E. A. y. K. R. Pullen, «A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications,» Applied Sciences, 2017.
- [23] D. G. A. Eller, «Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets,» IFC and ESMAP, 2017.
- [24] IEEE Spectrum, «Zombie Coal Plants Reanimated to Stabilize the Grid,» 24 7 2015. [En línea]. Available: <http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/zombie-coal-plants-reanimated-to-stabilize-the-grid>. [Último acceso: 29 06 2017].
- [25] Solar Energy, «Synthetic or Artificial Inertia,» [En línea]. Available: <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=39365>. [Último acceso: 29 6 2017].
- [26] Intertek APTECH, «Power Plant Cycling Costs,» NREL, 2012.
- [27] Bureau of Reclamation, «Hydrogenerator Start / Stop Costs,» Reclamation, 2014.
- [28] E. D. Kenneth Van den Bergh, «Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs,» University of Leuven (KU Leuven) - Energy Institute, Celestijnenlaan, 2015.
- [29] W.-P. Schill, M. Pahle y C. Gambardella, «On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables,» Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2016.
- [30] Comisión Nacional de Energía, «Anexo Técnico: Determinación de Parámetros Para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras,» 2015.
- [31] PJM, «Cost Development Guidelines,» May 15, 2017.
- [32] J. Janawitz, J. Masso y C. Childs, «Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations,» GE Power & Water, Atlanta, GA, 2015.
- [33] M. Hummon, P. Denholm, J. Jorgenson y D. Palchak, «Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves,» NREL, 2013.
- [34] CDEC-SIC, «Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas,» 2016.

- [35] CDEC-SING, «Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas,» 2016.
- [36] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto 291*, 2008.
- [37] CDEC-SIC, «Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva,» 2016.
- [38] CDEC-SING, «Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva,» 2016.
- [39] CDEC-SING, «Estudio de EDAC por Subfrecuencia,» 2015.
- [40] CDEC-SING, «Estudio de EDAC por Subtensión,» 2015.
- [41] CDEC-SIC, «Estudio Esquemas de Desconexión Automática de Carga,» 2015.
- [42] CDEC-SIC, «Estudio para PRS,» 2016.
- [43] CDEC-SING, «Estudio para Plan de Recuperación de Servicio del SING,» 2016.
- [44] Dirección de Peajes CDEC-SIC, «Remuneraciones de Servicios Complementarios,» 2014.
- [45] Ministerio de Energía, *Ley 20.936 - Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional*, 2016.
- [46] Australian Energy Market Commission (AEMC), «System Security Market Frameworks Review,» 2017.
- [47] Electronics 360, «Mitsubishi Installs 50MW Energy Storage System to Japanese Power Company,» marzo 2016. [En línea]. Available: <http://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>.
- [48] Rocky Mountain Institute (RMI), «THE ECONOMICS OF BATTERY ENERGY STORAGE,» 2015.
- [49] M. E. A. y. K. R. Pullen, «A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications,» Applied Sciences, 2017.
- [50] A. Veiga, P. Rodilla, I. Herrero y B. Carlos, Intermittent RES-E, cycling and spot prices: The role of pricing rules, Electric Power Systems Research, 2015.
- [51] CDEC-SIC, Procedimiento DO: Cálculo de la Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del SIC, Junio 2016.
- [52] NETL, «Impact of Load Following on Power Plant Cost and Performance: Literature Review and Industry Interviews,» 2012.
- [53] P. Rodilla, S. Cerisola y C. Battle, «Modeling the Major Overhaul Cost of Gas-Fired Plants in the Unit Commitment Problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 3, pp. 1001-1011, 2014.

- [54] D. Lew, G. Brinkman, N. Kumar, S. Lefton, G. Jordan y S. Venkataraman, «Finding Flexibility: Cycling the Conventional Fleet,» *IEEE Power & Energy Magazine*.
- [55] J. Hentschel, U. Babic y H. Spliethoff, «A parametric approach for the valuation of power plant flexibility,» *Energy Reports*, 2016.
- [56] Coordinador Eléctrico Nacional, «Programación del Corto Plazo o Programa Diario,» Manual de Procedimientos MP-12, 2006.
- [57] Coordinador Eléctrico Nacional, «Modelos para la Planificación y Programación de la Operación del SIC,» 2016. [En línea]. Available: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/en/informes-y-documentos/fichas/modelos-para-la-planificacion-y-programacion-de-la-operacion-del-sic/>. [Último acceso: 28 06 2017].
- [58] M. Matus, C. Benavides, C. Rahmann y e. al., «Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional,» Santiago, 2016.
- [59] Electric Power Research Institute, «Impact of Minimum Load Operation on Steam Turbines,» 2013.
- [60] Red Eléctrica de España, «Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español,» 2016.
- [61] R. E. d. España, «Estadísticas del sistema eléctrico,» [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>. [Último acceso: 29 06 2017].
- [62] Sönke Engelken, «Inertial Response with Improved Variable Recovery Behaviour Provided by Type 4 Wind Turbines,» 10 2015. [En línea]. Available: http://sw.pg2.at/abstracts/a0071.html?zoom_highlight=.
- [63] ENERCON, «ENERCON wind energy converters Technology & Service,» 2015.

ANEXOS

A. SENSIBILIDADES

Como parte de los estudios adicionales, fueron analizados cinco casos de sensibilidad:

- Inclusión de costos indirectos de partida;
- Limitación de las emisiones durante las partidas de las centrales térmicas;
- Verificación de la viabilidad económica de baterías;
- Verificación de la viabilidad económica de la central dual – EDT;
- Verificación de la viabilidad económica de una línea HVDC entre el SING y el SIC-Centro.

En la secuencia se presentan más detalles de cómo fueron modelados cada uno de los casos de sensibilidad y los resultados obtenidos.

A.1 Costos Indirectos de Partida

El Estudio contempla los costos directos de partida en el cálculo del despacho y expansión del sistema (tal como ocurre hoy en la operación del sistema chileno, aunque no sea remunerado). El Consultor desarrolla un cálculo de los costos indirectos de partida como parte de los costos de flexibilidad que deben ser entregados como resultado del estudio. Es posible incorporar estos costos indirectos de partida en los resultados por la vía de alterar el parámetro de costo de partida o el de costo variable no combustible de las unidades, mediante procesos iterativos de convergencia. Según lo acordado con AG, el Consultor desarrolló una estimación simple incrementando los costos de partida en un valor representativo de los costos indirectos estimados a partir de una simulación inicial, para el caso promedio (DMCM) y para el año 2030.

A partir de los resultados de la simulación horaria con los costos de partida aumentados se reestimó los costos de flexibilidad, que resultan como se muestra en la siguiente tabla.

Cuadro A-10-1 Costos de flexibilidad, caso con costos indirectos de partida, DMCM-2030 (US\$ millones)

Costos flexibilidad	US\$ millones
Costo de oportunidad	70.7
Costo de seguimiento	12.2
Costo indirecto de encendido	43.4
Costo directo de encendido	62.9
Costo por menor eficiencia	38.8
Total	228.1

En la figura siguiente se presenta una comparación de las proyecciones de los costos de flexibilidad reestimados, de los costos indirectos de partida y los costos de flexibilidad estimados para el caso DMCM base.

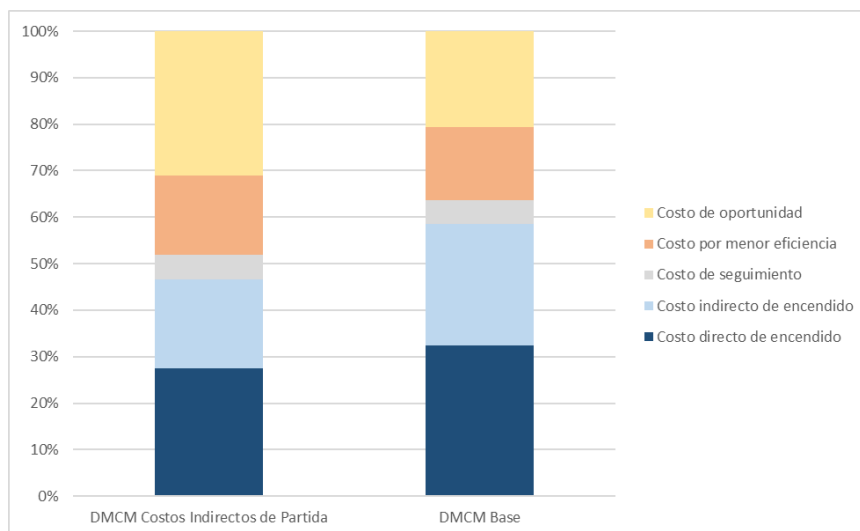


Figura A-10-1 Comparación de los costos de flexibilidad con el caso DMCM base

Como se puede ver por los resultados de la figura, el aumento de los costos de partida produce una reducción en las proyecciones de los costos directos, indirectos de encendido y de seguimiento y un aumento de los costos de oportunidad.

En cuanto al impacto en valor del costo de flexibilidad resultante, este varía con la condición hidrológica siendo mayor para la hidrológica húmeda y menor para la hidrológica seca, como lo muestra la siguiente tabla para el caso DMCM.

Cuadro A-10-2 Efecto de mayores costos de arranque en el costo operativo total, DMCM

Hidrología	Efecto
Seca	Aumento de 2.9%
Media	Aumento de 3.8%
Húmeda	Aumento de 5.3%

Efectos calculados en base a los costos operativos de la simulación base para el caso DMCM

Este resultado es esperable, ya que en hidrológica húmeda la generación térmica tiende a ser más variable que en condición seca, porque el nivel de agua disponible desplaza la generación térmica y el sistema por consiguiente requiere de menor capacidad despachada para estas tecnologías, lo que se traduce en un mayor número de encendido y apagado de centrales térmicas.

A.2 Límite de Emisiones durante las Partidas

En términos medioambientales, las centrales termoeléctricas deben cumplir con los límites impuestos por la resolución de calificación ambiental y con otras disposiciones legales, entre las cuales se encuentra el Decreto Supremo N°13 del año 2011 (DS13), que establece limitaciones a las emisiones.

En general, la penetración renovable produce una reducción de generación termoeléctrica y por tanto una baja de emisiones. Sin embargo, AG manifestó interés en comprender el efecto que la mayor frecuencia de ciclos de encendido-apagado produce en términos de emisiones y si cumple con los límites que se establecen para esa condición (partidas) en el DS13. En efecto, el DS13 autoriza a los propietarios de centrales termoeléctricas a exceder los límites de emisiones de Material Particulado (MP), Óxido de Nitrógeno (NOx) y Dióxido de Azufre (SO2) durante un 5% de las horas de funcionamiento para las centrales nuevas y durante un 30% para las centrales existentes, en la medida que éstas correspondan a horas de encendido, apagado o probables fallas (a excepción del NOx para centrales existentes, el cual no es necesario justificar).

En base a un análisis de la normativa, se acordó con AG representar el efecto de DS13 por la vía de introducir restricciones a las partidas en la forma de un número máximo de encendido para los ciclos combinados a gas natural. El siguiente cuadro incluye los límites considerados en esta sensibilidad tanto para centrales existentes como para centrales nuevas⁴⁰.

Cuadro A-10-3 Número Máximo de Encendidos para CCGT

Hidrología	Centrales existentes	Centrales nuevas
Húmeda	220	268
Promedio	261	459
Seca	352	614

⁴⁰ Fuente emisora existente: Unidad de generación eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro N° 4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras de generación en construcción, y Cuadro N° 2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente. Este plazo podrá ampliarse por una sola vez para cada fuente y por el plazo máximo de un año, previo informe fundado del Ministerio de Energía, mediante decreto dictado por orden del Presidente de la República y expedido por el Ministerio del Medio Ambiente.

Fuente emisora nueva: Unidad de generación eléctrica que no cumple con los requisitos para ser considerada fuente emisora existente.

A partir de los resultados operativos horarios, se reestimaron los valores para los costos de flexibilidad, los que son mostrados en la tabla siguiente.

Cuadro A-10-4 Costos de flexibilidad, caso con límite de emisiones durante las partidas, DMCM-2030 (US\$ millones)

Costos flexibilidad	US\$ millones
Costo de oportunidad	63.5
Costo de seguimiento	12.6
Costo indirecto de encendido	60.0
Costo directo de encendido	76.6
Costo por menor eficiencia	42.7
Total	255.2

La figura en la secuencia presenta una comparación de las proyecciones de los costos de flexibilidad cuando se implementa un límite para el número de encendidos con los costos estimados para el caso promedio (DMCM) base.

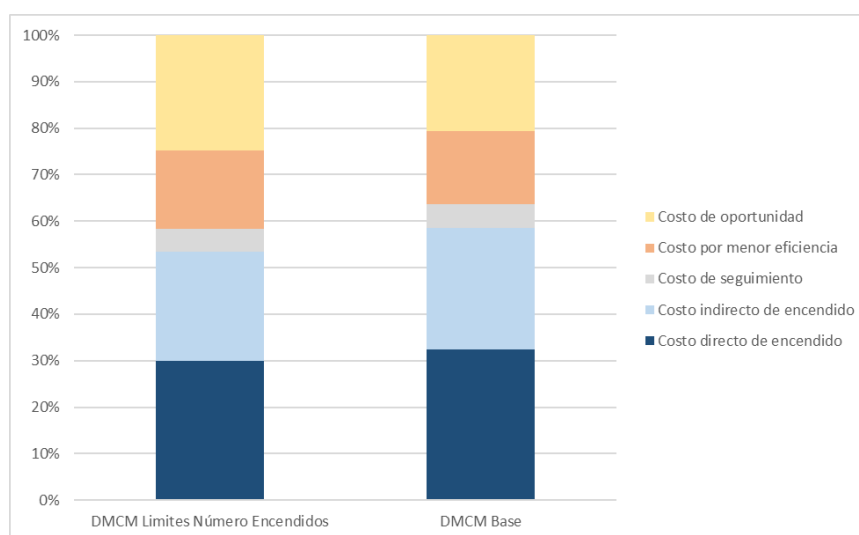


Figura A-10-2 Comparación de los costos de flexibilidad con el caso DMCM base

Comparando los resultados mostrados en la figura anterior, se observan pequeñas reducciones en los costos directo/indirecto de encendidos (curvas en azul oscuro y claro) y un aumento en los costos de oportunidad mientras que los costos por pérdida de eficiencia y de seguimiento permanecen constantes.

En cuanto al impacto en valor del costo de flexibilidad resultante, este varía con la condición hidrológica al igual que en la sensibilidad anterior, siendo mayor para la hidrología húmeda y menor para la hidrología seca, como lo muestra la siguiente tabla para el caso DMCM.

Cuadro A-10-5 Efecto de aplicar límite de partidas en el costo operativo total, DMCM

Hidrología	Efecto
Seca	Aumento de 0.1%
Media	Aumento de 0.3%
Húmeda	Aumento de 0.6%

Nota: Efectos calculados en base a los costos operativos de la simulación base para el caso DMCM

Se puede ver por los resultados, que el efecto de aplicar esta metodología sobre lo establecido en el DS13 y que se traduce en un límite para las partidas anuales de cada central, es muy pequeño

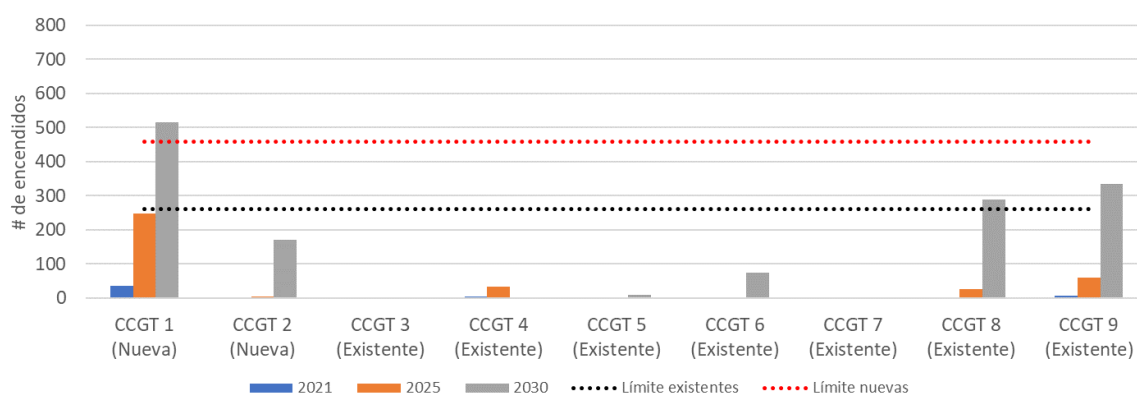


Figura A-10-3: Violaciones del límite máximo de número de partidas en el caso DMCM – Hidrología Media

En hidrologías húmedas podrían producirse eventos de superación de los límites como se muestra a continuación.

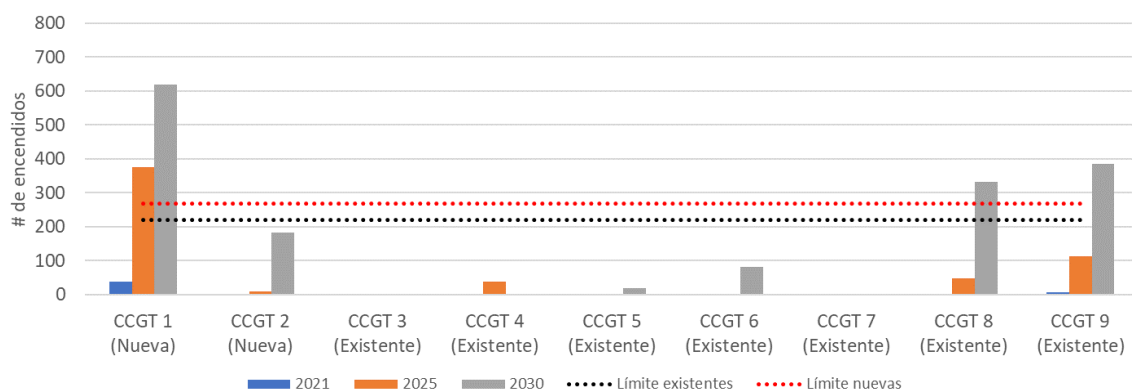


Figura A-10-4: Violaciones del límite máximo de número de partidas en el caso DMCM – Hidrología Húmeda

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

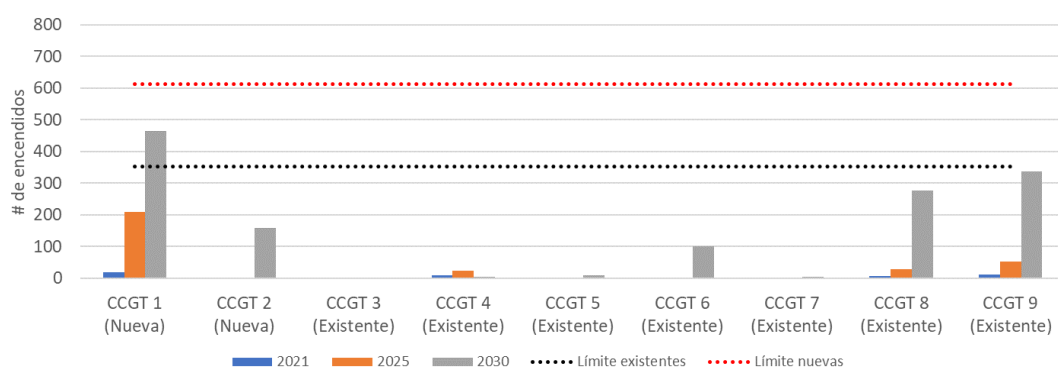


Figura A-10-5: Violaciones del límite máximo de número de partidas en el caso DMCM – Hidrología Seca

Por otro lado, al aplicar límites a los números de partidas, el modelo despacha nuevas centrales y se produce una redistribución del despacho que afecta de forma muy marginal los costos operativos totales.

Se observa una cierta dependencia de los valores con respecto a la condición hidrológica, la que se explica porque en condición húmeda es esperable que haya un mayor número de partidas y por lo tanto las restricciones de número de partidas se estarían activando con mayor frecuencia para esta hidrología.

A.3 Verificación de la viabilidad económica de baterías

Los niveles de inversión considerados en el estudio no resultan compatibles con la incorporación de almacenamiento en el horizonte de análisis para el caso DMCM. Estos valores se ubican en rangos sobre los 350 US\$/kWh de almacenamiento (en el caso más optimista - caso bajo) y se requeriría que estuvieran en niveles de 100 US\$/kWh a 2030 para remunerar sus costos, bajo un supuesto de operación diaria de 3 horas de almacenamiento, (asumiendo que compra en las horas de menor precio y vende en las horas de mayor precio). En el anexo se incluye un detalle del cálculo simplificado de competitividad que identifica el precio de equilibrio (al que la batería requiere vender su inyección para recuperar los costos de inversión, operación y compra de energía) para los casos considerados en el estudio y un caso objetivo que busca determinar el nivel de inversión que viabiliza el almacenamiento.

Para verificar si esto se cumple, se utilizaron los resultados de la operación horaria del NCP para las proyecciones de costo marginal y se calculó para todo el año 2030, los ingresos para una batería de 150 MWh (50 MW) asumiendo que el equipo opera una vez al día, es decir, se cargue en las horas en que el precio es más bajo (horas de producción solar) y produzca en las horas de mayor precio. Con base en esta regla y asumiendo que la producción de la batería no altera el comportamiento de los precios, se estimó que la ganancia anual para las baterías

(en 2030) sólo cubriría en torno al 30% de sus costos, bajo los supuestos de inversión utilizados.

Es relevante mencionar que existe en la actualidad un nivel importante de incertidumbre sobre la evolución del costo de las baterías de litio, y existen algunas visiones que apuestan por valores en torno a los 100 US\$/kWh para el año 2030.

El análisis se basa en la referencia de costo de almacenamiento entregada por el Ministerio de Energía en su proceso de Planificación de Energía de Largo Plazo 2017 (PELP), que considera tres escenarios: Bajo, Referencial y Alto, según se describe a continuación.

Cuadro A-10-6: Inversión en almacenamiento con baterías de litio – Informe PELP, Ministerio de Energía

Caso	Id.	Bajo	Referencial	Alto
Inversión Año 2030 (Bat. 14 horas)	US\$/kW	4,922	5,977	7,031

Nota: fuente PELP - Ministerio de Energía 2017

Como se observa, el PELP consideró una batería de 14 horas. Para aproximar la inversión equivalente en una batería de 3 horas de duración, se ha determinado el múltiplo equivalente en US\$/kWh, dividiendo los valores indicados por 14, y luego se han multiplicado por 3 (es decir se ha utilizado un enfoque proporcional). El Cuadro A-10-7 muestra este cálculo. También se ha incluido una estimación del punto de equilibrio que haría competitiva esta opción (Break-even), según los cálculos efectuados en este anexo.

Cuadro A-10-7: Inversión equivalente en almacenamiento con baterías de litio para 3 horas (estimación proporcional)

Valores equivalentes para batería de 3 horas (Proporcional)

Caso	Id.	Bajo	Referencial	Alto	Break-Even
Inversión Eq. Almacenamiento	US\$/kWh	352	427	502	100
Inversión Año 2030 (Bat 3 horas)	US\$/kW	1,055	1,281	1,507	300

El desarrollo del cálculo del punto de equilibrio para cada caso busca estimar el precio al que la batería debe ser descargada diariamente durante 3 horas para recuperar sus costos de inversión y operación (incluyendo compra en horario solar). Se ha utilizado como referencia de costo de compra para energía, un valor de costo de desarrollo de energía solar en torno a 20 US\$/MWh consistente con los escenarios de costo bajo analizados en el estudio para proyectos con alto factor de planta, en el largo plazo.

La tabla siguiente detalla los supuestos y resultados del cálculo efectuado para derivar el precio de equilibrio correspondiente a cada caso.

Cuadro A-10-8 Estimación de precio de equilibrio para cada caso

Ítem	Id	Bajo	Referencial	Alto	Break-Even
Capacidad	MW	50	50	50	50
Capex	US\$/kW	1,055	1,281	1,507	300
Coma	US\$/kW-año	10	10	10	10
Inversión	US\$ 000	52,734	64,034	75,334	15,000
Vida útil	años	10	10	10	10
Tasa de descuento	% real	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%
Costo de Compra	US\$/MWh	20.7	20.7	20.7	20.7
Ciclos x año	#	365	365	365	365
AVI	US\$ 000	7,057	8,569	10,081	2,007
COMA	US\$ 000	500	500	500	500
AVI + COMA	US\$ 000	7,557	9,069	10,581	2,507
Capacidad	horas	3.00	3.00	3.00	3.00
Eficiencia	%	90%	90%	90%	90%
Energía Retirada	MWh/día	150.0	150.0	150.0	150.0
Energía Vendida	MWh/día	135.0	135.0	135.0	135.0
Energía Retirada Anual	GWh/año	54.8	54.8	54.8	54.8
Energía Inyectada Anual	GWh/año	49.3	49.3	49.3	49.3
Potencia de Suficiencia	MW	9.10	9.10	9.10	9.10
Precio Capacidad	US\$/kW-mes	8.00	8.00	8.00	8.00
Costo Anual	US\$ 000	8,690	10,202	11,714	3,641
Cargo por Capacidad	US\$ 000	-	-	-	-
Ingreso por Capacidad	US\$ 000	874	874	874	874
Ingreso Anual Requerido	US\$ 000	7,816	9,329	10,841	2,767
Impuestos	US\$ 000	788	891	994	443
Precio Equilibrio	US\$/MWh	174.6	207.4	240.2	65.1

Nota: (1) Asume ajuste proporcional por hora de almacenamiento
 (2) Asume 100% de profundidad de descarga - DoD
 (3) Asume potencia inicial de 28% de Pmax según Art. 33 Borrador modificación DS62 y ajuste a demanda de 65%

Se concluye que los casos considerados en el Estudio, basados en la estimación de inversión del PELP, requieren niveles de precio de inyección de la energía almacenada que son muy elevados y superiores a los costos marginales anuales observados en el estudio (considerando un promedio anual para cada hora).

Se observa que si la inversión en la batería estuviera en torno a 100 US\$/kWh, requeriría un precio de inyección promedio en torno a 65 US\$/MWh (bajo un supuesto de costo de compra de 20 US\$/MWh), valor competitivo con el costo variable de unidades existentes operando con GNL. De este modo, para que la batería resulte rentable, se requiere que la inversión se reduzca significativamente con respecto al valor proyectado por el PELP (Desde 427 a un rango cercano a 100 US\$/kWh).

A.4 Verificación de la viabilidad económica de la central reversible en el SING – EDT

La metodología para verificar la atractividad económica de EDT (Espejo de Tarapacá) fue simular el modelo de expansión para el sistema chileno considerando la entrada en operación del proyecto EDT como obligatorio, es decir, como un proyecto decidido, y comparar los resultados con el resultado en que el proyecto EDT se considera como una decisión de inversión no obligatoria⁴¹.

Los supuestos económicos considerados para modelar EDT fueron:

- Tiempo de construcción: 5 años
- Inversión: 525 M US\$ (anualidad – 33.70 M US\$, 50 años)
- Costo fijo de operación y mantenimiento: 10.5 M US\$/año (2% del total de inversión);
- Ingresos por capacidad: 18.72 M US\$/año (65% × CapInst (kW) × 8 \$/kW-mes × 12)

Los resultados del caso SIN/CON EDT se ilustran en la tabla en la secuencia.

Cuadro A-10-9 Costos de inversión y operativos – sensibilidad línea EDT⁴²

Casos	Millones de dólares		
	Costos de Inversión	Costos Operativos	Costo Total
Caso promedio sin EDT	1,505	7,900	9,405
Caso promedio con EDT	1,504	7,922	9,455
Diferencia	-0.09%	+0.28%	0.23%

⁴¹ Como se ilustró, bajo los supuestos económicos considerados para el proyecto candidato EDT (ilustrados anteriormente, pero sin considerar los pagos por capacidad), el proyecto no fue incluido en los planes de expansión del sistema chileno.

⁴² Los valores ilustrados en la tabla anterior corresponden a las anualidades de los costos de inversión y operación (incluyendo penalizaciones por violación de restricciones operativas definidas en el modelo de simulación operativa probabilística) referidas para el año inicial del análisis 2017.

Con base en los resultados de la evaluación económica indicados en la tabla anterior, calculados a partir de los supuestos ilustrados y variables estimadas a partir del modelo de expansión del sistema chileno, se concluye que el valor presente en 2017 del costo total del escenario de expansión considerando EDT es 0.23% superior que el costo total de la expansión óptima – en que EDT no fue considerado.

Es importante destacar que la diferencia de los costos de las dos alternativas, con y sin EDT, es bastante pequeña, y bastaría una pequeña reducción en su costo de inversión (se estimó en aproximadamente 20%) para que la solución considerando EDT fuera la solución óptima para la expansión del sistema chileno. Sin embargo, también se nota que el análisis considera un ingreso por capacidad para la central EDT estimado en base a un reconocimiento de 65% de la capacidad instalada bruta, valorada a un precio de potencia de 8 US\$/kW-mes – valor similar al de una central gestionable (térmica). Caso este ingreso adicional no fuera reconocido, el costo total de la expansión con EDT pasaría de 0.28% para 0.53% más caro que la solución óptima (en que EDT no está en la expansión).

A.5 Verificación de la viabilidad económica de una línea HVDC entre el SING y el SIC-Centro

El objetivo de este estudio es verificar la viabilidad económica de una línea entre los sistemas SING y SIC-Centro, comparando con la solución propuesta en el capítulo anterior. El proyecto candidato consiste en la línea HVDC Huelquen-Kimal propuesto como parte del estudio de expansión del sistema de transmisión (año 2017) de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La metodología utilizada para verificar la viabilidad de la línea fue simularon la expansión del sistema chileno considerando la entrada en operación de la línea como una decisión fija (en 2027) y optimizar la expansión de los otros proyectos de generación (los mismos considerados en el capítulo anterior) y comparar los resultados con el resultado con el caso en que la línea no fue incluida como parte de la expansión óptima.

Los supuestos de costo de inversión considerados para la construcción de esta línea fueron:

- Tiempo de construcción: 7 años;
- Costo de inversión: 1,837 M US\$ (anualidad – 136.4 M US\$ por 30 años)
- Costo fijo de operación y mantenimiento: 29.4 M US\$/año (1.6% de la inversión);

Los resultados para la simulación del caso en que la línea se considera como un proyecto obligatorio, comparando con el caso anterior, se ilustran en la tabla a continuación:

Cuadro A-10-10 Costos de inversión y operativos – sensibilidad línea HVDC SING=SIC-CE⁴³

Casos	Millones de dólares		
	Costos de Inversión	Costos Operativos	Costo Total
Caso promedio sin HDVC	1,505	7,900	9,405
Caso promedio con HDVC	1,684	7,854	9,538
Diferencia	11.91%	-0.58%	1.42%

Por los resultados ilustrados en la tabla anterior se demuestra que el valor presente del costo total (inversión + operación) de la solución óptima (que no considera la línea HDVC Huelquen-Kimal) es 1.42% menor que el valor de la alternativa en que la línea HDVC es parte de la expansión.

Esta diferencia es aún más importante cuando analizamos más en detalle la expansión de la transmisión (figura a continuación).

⁴³ Los valores ilustrados en la tabla anterior corresponden a las anualidades de los costos de inversión y operación (incluyendo penalizaciones por violación de restricciones operativas definidas en el modelo de simulación operativa probabilística) referidas para el año inicial del análisis 2017.

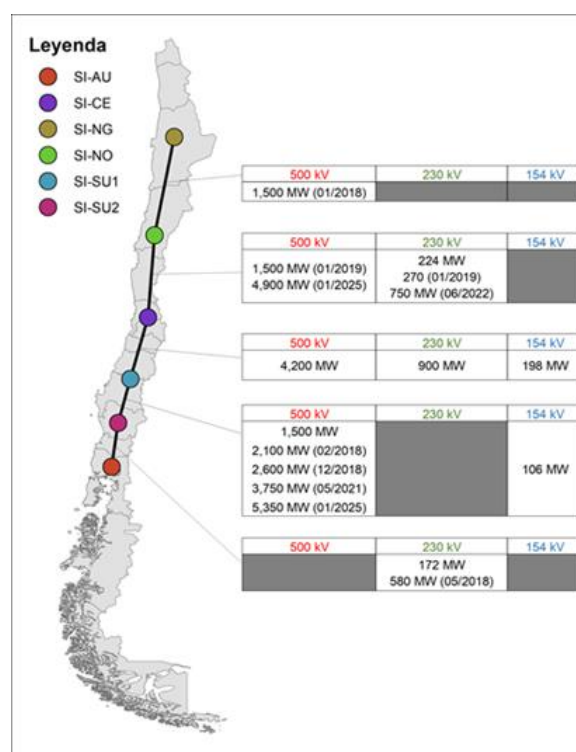


Figura A-10-6 Principales líneas de interconexión – expansión del sistema de transmisión

Se nota que para conectar la nueva generación renovable que entra en operación entre los años 2022-25 se necesitan ampliaciones en el sistema de transmisión a partir de 2025 tal como indicado en la figura anterior – más específicamente: ampliar a 4,900 MW la interconexión entre las áreas SIC-Centro y SIC-Norte.

Dado que la fecha más próxima para la entrada de la expansión SING=SIC-CE es 2028, su entrada no modifica la decisión de la expansión SIC-CE = SIC-NO, que es necesaria para conectar las nuevas renovables desde 2025, excepto si se retrasa todo el programa de expansión solar de generación en función de cuellos de botella en la transmisión – con grandes impactos en términos económicos.

Por último, se nota que el horizonte de nuestro análisis es hasta 2030 y no se verificó el desempeño de la interconexión SINC=SIC-CE en casos en que el crecimiento de la demanda (y oferta) va más allá de 2030.

B. ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

La NTSyCS establece que el Coordinador debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, cuya periodicidad es al menos anual y que tiene por objetivo efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N°5 de la NTSyCS. Los dos informes más actualizados al respecto, y que por lo tanto tienen vigencia durante el año 2017, son:

- a) Estudio de CFyDR - Informe final – SIC 2016 [34].
- b) Estudio de CFyDR - Informe año 2016 – SING [35].

B.1 Sistema Interconectado Central - SIC

Se aplican tres procedimientos diferentes para calcular las reservas para el CSF, CPF ante variaciones naturales de frecuencia, y CPF ante salidas intempestivas de generación.

a) Requerimientos para Control Secundario de Frecuencia

La reserva de potencia para el CSF, según lo establecido en el artículo 6-50 de la NTSyCS, debe ser determinada por el Coordinador en función del mayor error estadístico en la previsión de demanda, considerando que, en la operación real del sistema, el despacho de generación se ajusta en cada hora a la demanda real que tiene el sistema. Dicho ajuste, se realiza a partir de una programación de la generación horaria denominada pre-despacho de generación horario, el cual normalmente difiere del despacho de generación real. La diferencia entre estos dos despachos da origen a un error denominado error de previsión de demanda, el cual tiene diferentes valores hora a hora con una característica aleatoria. Debido a la característica aleatoria de dicho error, se debe determinar el error estadístico de la previsión de la demanda, error que se determina a partir de la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Los registros de generación real que se deben emplear no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

b) Requerimientos para Control Primario de Frecuencia

Se identifican dos tipos de reserva primaria, una de ellas está destinada para atender las variaciones naturales instantáneas de la demanda y la otra, para restablecer el equilibrio generación-demanda provocada por la desconexión intempestiva de generación. La magnitud de la segunda reserva es el resultado de igualar los menores costos de operación al reducir dicha reserva con respecto al aumento de los costos asociados a la Energía No Suministrada (ENS), debido a la desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC) por déficit de generación

(reserva en giro) [34]. En términos económicos, la reserva primaria óptima, debe ser determinada de forma que el costo de operación más el costo por energía no suministrada sea mínimo.

Los resultados de las reservas se encuentran detalladas en el informe sobre el Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del SIC [34], como también en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios [3].

B.2 Sistema Interconectado del Norte Grande – SING

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas se enmarca dentro de las exigencias establecidas en la NTSyCS y consideraciones de aplicación práctica en el SING provenientes de la experiencia adquirida por el Coordinador. En este sentido se ha realizado una revisión de los siguientes aspectos:

- Requerimientos de reservas para el CPF ante contingencia y operación normal.
- Requerimientos de reservas y tasa de toma de carga para el CSF.
- Exigencias a parques eólicos y fotovoltaicos para participar en el CPF en el rango de sobrefrecuencias.

a) Requerimientos para Control Primario de Frecuencia

El aporte a la reserva primaria se mide en ensayos específicos que aíslan el comportamiento de la unidad de la respuesta del resto del sistema. El monto de reserva primaria resultante depende de las características de la unidad, siendo relevantes aquellas asociadas al tipo de turbina y los ajustes dispuestos en el regulador de velocidad, y en particular los ajustes de estatismo, banda muerta, ganancias, constantes de control y saturaciones. El aporte de reserva primaria de una unidad generadora que opera interconectada depende entre otros parámetros, del despacho existente en el sistema y de las condiciones de operación de la unidad, previo a la perturbación. El estudio señala que a través de los análisis realizados en los Estudios para Análisis de Falla a la respuesta primaria de las unidades y las pruebas realizadas sobre los modelos homologados de las unidades generadoras, se observa que el aporte al CPF de cada unidad se deteriora fuertemente a medida que el nivel de despacho se acerca al valor de potencia máxima de ésta, por lo que resulta fundamental despachar las unidades en un valor de consigna que permita preservar su capacidad para responder ante variaciones intempestivas de la frecuencia.

En el caso particular del SING, se consideran los siguientes aspectos asociados al CPF:

- Todas las unidades generadoras sincrónicas presentes en el despacho participan en el CPF.
- Se establece una potencia máxima de despacho para cada unidad, inferior a su potencia bruta máxima, con el fin de asegurar la disponibilidad de reserva para realizar el CPF.

- Los Coordinados informan los montos de reserva para CPF en función de las pruebas realizadas a sus unidades generadoras, sin embargo, el Coordinador puede modificar estos valores en función del desempeño verificado en la operación de tiempo real.
- Se mantiene el requerimiento mínimo de reserva para CPF de un 7% de la potencia nominal bruta de la unidad. En el caso de las unidades que reemplazan su aporte al CPF por equipos BESS, el requerimiento de reserva de cada unidad es inferior al 7%, pero se mantiene un requerimiento de aporte a la reserva primaria en estado normal.
- Los parques fotovoltaicos y eólicos deberán participar del CPF en el régimen de sobrefrecuencias, tal como lo indica la NTSyCS en su Art. 3-16 y siguiendo las especificaciones indicadas en los puntos siguientes.

Para calcular el monto óptimo necesario para realizar CPF ante contingencias, se realiza un análisis técnico-económico, considerando para ello las características de las unidades generadoras indicadas anteriormente.

La metodología utilizada en el estudio consiste en determinar, para el horizonte de evaluación, el costo de operación del sistema y el costo de la energía no suministrada (ENS), considerando la variación de reserva primaria sistémica para contingencia en un rango entre 30 a 90 [MW] con pasos de 30 [MW] y en el rango de 90 a 150 [MW] se consideran pasos de 15 [MW]. Por otro lado, todas las simulaciones realizadas consideran un monto de reserva primaria para estado normal de 42 [MW], adicionales a los requeridos para cubrir las contingencias.

El valor óptimo de reserva primaria es aquel que entregue el mínimo costo resultante de la suma entre el costo de operación y el costo de energía no suministrada y satisfaga todas las restricciones dinámicas del sistema.

Para el caso de CPF durante la operación normal, es necesario que el CPF esté diseñado para soportar las fluctuaciones instantáneas de la demanda, manteniendo la frecuencia dentro del rango permitido por NTSyCS.

Con ese fin, el estudio realiza un análisis estadístico de las fluctuaciones cada 2 segundos, para determinar el valor mínimo de CPF que debe estar disponible en la operación real, para soportar dichas variaciones. Este valor no debe considerar los aportes de los BESS Angamos, Andes y Cochrane, asociados a las unidades de Angamos, Norgener y Cochrane, respectivamente, debido a que estos dispositivos están ajustados para actuar solamente ante fallas (bandas muertas de ± 300 mHz) y no en la operación normal.

Para el cálculo del CPF ante fluctuaciones instantáneas de la demanda, el estudio consideró un horizonte de evaluación comprendido entre el 1 de marzo y el 20 de septiembre de 2016, que corresponde al período de 6 meses hacia atrás para el cual existen datos disponibles con la resolución de 2 segundos, necesaria para el análisis mencionado.

Por otra parte, la NTSyCS establece en su Artículo 3-16, que los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar con un controlador de Frecuencia/Potencia en el rango de sobrefrecuencias, que en su punto de conexión permita:

- El retardo inicial debe ser inferior a 2 segundos, desde la detección de la sobre frecuencia, hasta el comienzo de la acción.
- Para sobre frecuencia, la acción del controlador frecuencia/potencia debe tener una reducción proporcional de la producción de potencia activa con un gradiente de hasta un 55% por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50.2 [Hz] hasta 51.5 [Hz].
- Controlar la tasa de crecimiento de la potencia inyectada al ST durante el arranque y en operación normal de los parques eólicos y fotovoltaicos, limitándola a no más de 20% de la capacidad nominal del parque por minuto.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos precedentes, extraídos de la NTSyCS, en el presente estudio se precisa lo siguiente:

- a) Cada parque debe contar con un control que sea proporcional al error de frecuencia del sistema respecto de su valor nominal más la banda muerta, para sobrefrecuencias.
- b) El control Frecuencia/Potencia debe tener una banda muerta de 0.2 [Hz], es decir, no debe operar para frecuencias del sistema bajo los 50.2 [Hz].
- c) El gradiente de reducción de potencia activa del parque debe ser igual al 50%/Hz (o equivalente a un estatismo del 4%), una vez que la frecuencia alcance el valor de 50.2 [Hz]. Dicho de otra forma, el parque debe disminuir su inyección de potencia activa, en forma proporcional a la desviación de frecuencia a partir de los 50.2 [Hz].
- d) Cada parque eólico o fotovoltaico debe anular su inyección de potencia activa cuando la frecuencia del sistema alcance los 52,2 [Hz] y se puede desconectar a los 52 [Hz], solo en caso de que el fabricante indique que el parque no puede mantenerse conectado a frecuencias superiores. De otro modo, el parque debe mantenerse conectado hasta los 52.2 [Hz], bajo la premisa de que siempre es conveniente que se mantenga conectado anulando su inyección de potencia activa que, una vez que el control secundario reestablezca la frecuencia a su valor nominal, pueda aumentar su inyección de potencia de manera automática, solo limitado por la tasa de crecimiento de la potencia de 20%/min.

b) Requerimientos para Control Secundario de Frecuencia

De acuerdo a lo establecido en el artículo 6-50 de la NTSyCS, la reserva para el CSF es establecida por el Coordinador en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables. Por lo tanto, el monto de reserva para realizar CSF se define de acuerdo a lo siguiente:

- A partir de las desviaciones entre la demanda real y programada en estado normal, se determina el requerimiento de reserva en giro del sistema.
- Respecto del requerimiento asociado a la reserva en giro, se establece una tasa mínima de subida/bajada de carga, asociada a las unidades que realizan el CSF de forma manual.

- A partir del análisis de las contingencias más probables, se define un monto mínimo de reserva pronta más reserva detenida de corto plazo.

Los resultados del estudio anterior se encuentran detallados en su respectivo informe [35] y en el Informe de Definición y Programación de los SSCC [3].

C. RESUMEN REUNIONES CON EMPRESAS

Como parte de las actividades del desarrollo del estudio, el equipo Consultor se reunió con las empresas asociadas de AG. Las empresas fueron: AES Gener, Colbún, Enel Chile, Engie, Orazul Energy, Pacific Hydro y Statkraft. Las reuniones tuvieron lugar en dependencias de cada una de las empresas entre el 13 y el 20 de junio de 2017.

El objetivo de las reuniones fue el reunir la experiencia de las empresas, recoger desafíos identificados y analizar los costos de proveer servicios de flexibilidad. A continuación, se presentan de manera resumida los temas más relevantes destacados por las empresas:

1. El costo más relevante en el que incurren las unidades de generación térmica es el costo de encendido y detención de las unidades, el cual no es reconocido en la actualidad explícitamente en la remuneración. Las empresas anticipan que la mayor penetración de ERV producirá un aumento en el número de encendidos y detenciones, y con los correspondientes costos directos e indirectos (por mantenimiento). El apagado de la unidad también genera costos que son similares a los de encendido.
2. El costo de encendido y detención no ha sido adecuadamente caracterizado para unidades hidroeléctricas. En particular, no existe consenso sobre la magnitud de los costos. Algunas empresas señalaron que no ven costos adicionales para centrales hidroeléctricas de embalse por prestar servicios de flexibilidad.
3. Existe consenso que las centrales hidroeléctricas de embalse seguirán siendo los grandes aportantes de flexibilidad del sistema chileno. Junto con ellas, los ciclos combinados serán aportantes de flexibilidad al sistema mientras no se desarrollen sistemas de almacenamiento competitivos y flexibles. Podrían ser necesarias algunas inversiones adicionales para los nuevos modos de operación propios del ciclaje.
4. A objeto de operar en rangos menores de potencia, algunas centrales hidroeléctricas han debido invertir en equipos de inyección de aire para evitar cavitación. Estas inversiones han estado motivadas por una disminución de los caudales o por solicitudes del Coordinador de aportes de reactivos para regulación de tensión en algunas zonas del sistema.
5. Existe preocupación por la creciente operación de unidades térmicas a carbón a mínimo técnico y de las rampas que deben entregar al sistema.
6. Las partidas llevan asociadas mayores niveles de emisiones por parte de las unidades térmicas, lo que podría hacer menos flexible su operación.
7. Se señala que, en la actualidad, en el caso de las centrales hidroeléctricas, no se utiliza adecuadamente su capacidad de regulación pues se valoriza a un único valor del agua, calculado semanalmente por el Coordinador. Lo anterior, genera que centrales con capacidad de regulación intradiaria sufran un costo de oportunidad al utilizar su capacidad de regulación en horas distintas a las de punta del sistema. En esta línea, el

almacenamiento de respuesta rápida no está siendo reconocido actualmente, el que puede ser entregado a través de baterías o hidroeléctricas. Hoy en día se solicita que sea prestado, pero se valoriza por concepto de energía y no por una optimización como Servicio Complementario.

8. Los costos que pueden ser declarados al Coordinador como costos variables no combustibles (CVNC) debieran ser revisados, pues algunas empresas señalan que son mayores que los que se les permite declarar.
9. Se espera que las baterías se transformen en un proveedor de servicio de flexibilidad importante para el sistema en la próxima década, lo cual dependerá de la evolución de costos de dicha tecnología.
10. Las empresas manifestaron su conformidad con la clasificación de costos identificados por el Consultor. Algunas empresas señalan que se deben considerar el costo de oportunidad de los mantenimientos adicionales que ocasionará el mayor ciclado de las unidades.

D. CATEGORIZACIÓN DE UNIDADES DEL SISTEMA CHILENO

Categorización de las unidades a carbón y gas de acuerdo con la clasificación del estudio Intertek para cálculo de costo indirecto de encendido y costo de seguimiento.

Cuadro D-10-11 Categorización de las centrales térmicas.

Central Modelo	Clasificación Intertek
AES_ANG1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
AES_ANG2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
AES_COCH1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
AES_COCH2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
AES_NTO1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
AES_NTO2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Ara_HorcTGN	Gas de ciclo simple
BHP_KelarIng	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
BioCruz	Gas de ciclo simple
Bocamina	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Bocamina2	Carbón sub-críticas (300-900 MW)
Campesino	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
Campiche	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
CMPC_Cord1	Gas de ciclo simple
CMPC_Cord2	Gas de ciclo simple
CMPC_Cord3	Gas de ciclo simple
ECL_CTA	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_CTH	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_CTM1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_CTM2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_CTM3_LNG	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
ECL_RED1	Carbón sub-críticas (300-900 MW)
ECL_U12	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_U13	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_U14	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_U15	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ECL_U16	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
ENE_CTTAR	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
ENE_GACC1GNL	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
ENE_GACC2GNL	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
Guacolda1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Guacolda2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Guacolda3	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Guacolda4	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
GuacoldaV	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Nehuenco1GNL	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
Nehuenco2GNL	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
NRencaGNL	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
Slidro1	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
Slidro2	Gas de ciclo combinado (CT-ST y HRSG)
StaMaria1	Carbón sub-críticas (300-900 MW)
Tapihue	Gas de ciclo simple
Ventanas1	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Ventanas2	Carbón sub-críticas (25-299 MW)
Ventanas3	Carbón sub-críticas (25-299 MW)

E. CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO

Cuadro E-10-12 curvas de consumo específico de las centrales térmicas

Central	Tipo	Unidad Consumo Específico	a0	a1	a2	a3
StaMaria1	Carbón	Ton/MWh	8.2E-01	-4.1E-03	1.2E-05	-1.3E-08
ENE_Bocamina1	Carbón	Ton/MWh	5.0E-01	-2.9E-03	2.1E-05	-4.3E-08
ENE_Bocamina2	Carbón	Ton/MWh	7.7E-01	-3.6E-03	1.2E-05	-1.3E-08
ENE_CTTAR	Carbón	Ton/MWh	6.8E-01	-5.2E-03	3.3E-05	-5.7E-08
AES_ANG1	Carbón	Ton/MWh	5.7E-01	-1.6E-03	6.3E-06	-8.6E-09
AES_ANG2	Carbón	Ton/MWh	4.8E-01	-2.7E-04	-1.8E-06	7.3E-09
AES_Ventanas1	Carbón	Ton/MWh	5.1E-01	-2.5E-03	2.0E-05	-4.3E-08
AES_Ventanas2	Carbón	Ton/MWh	5.1E-01	-1.5E-03	7.3E-06	-1.3E-08
AES_Ventanas3	Carbón	Ton/MWh	5.6E-01	-2.1E-03	8.8E-06	-1.3E-08
AES_Campiche	Carbón	Ton/MWh	5.6E-01	-2.1E-03	8.8E-06	-1.3E-08
AES_COCH1	Carbón	Ton/MWh	6.4E-01	-3.0E-03	1.5E-05	-2.6E-08
AES_COCH2	Carbón	Ton/MWh	6.4E-01	-3.0E-03	1.5E-05	-2.6E-08
AES_Guacolda1	Carbón	Ton/MWh	5.5E-01	-3.8E-03	2.3E-05	-4.3E-08
AES_Guacolda2	Carbón	Ton/MWh	5.5E-01	-3.8E-03	2.3E-05	-4.3E-08
AES_Guacolda3	Carbón	Ton/MWh	5.2E-01	-3.5E-03	2.3E-05	-4.3E-08
AES_Guacolda4	Carbón	Ton/MWh	5.3E-01	-3.6E-03	2.3E-05	-4.3E-08
AES_Guacolda5	Carbón	Ton/MWh	5.8E-01	-3.6E-03	2.3E-05	-4.3E-08
AES_NTO1	Carbón	Ton/MWh	6.0E-01	-5.3E-03	5.0E-05	-1.6E-07
AES_NTO2	Carbón	Ton/MWh	7.6E-01	-1.0E-02	1.0E-04	-3.5E-07
ECL_CTM2	Carbón	Ton/MWh	4.4E-01	1.3E-03	-2.5E-05	1.0E-07
ECL_CTM1	Carbón	Ton/MWh	1.5E-01	1.1E-02	-1.4E-04	4.9E-07
ECL_CTH	Carbón	Ton/MWh	5.8E-01	-3.6E-03	2.3E-05	-5.1E-08
ECL_CTA	Carbón	Ton/MWh	8.0E-01	-1.0E-02	9.3E-05	-2.9E-07
ECL_IEM1	Carbón	Ton/MWh	1.0E+00	-5.0E-03	1.4E-05	-1.3E-08
ECL_U14	Carbón	Ton/MWh	7.1E-01	-7.0E-03	7.3E-05	-2.7E-07
ECL_U15	Carbón	Ton/MWh	5.7E-01	-1.9E-03	-7.6E-06	1.1E-07
ECL_U13	Carbón	Ton/MWh	4.9E-01	3.7E-03	-1.2E-04	8.7E-07
ECL_U12	Carbón	Ton/MWh	4.5E-01	6.2E-03	-1.4E-04	9.3E-07
Campesino	Gas Natural	MMBtu/MWh	2.0E+01	-7.8E-02	1.6E-04	-1.1E-07
BHP_KelarIng	Gas Natural	MMBtu/MWh	1.6E+01	-5.9E-02	1.4E-04	-1.1E-07
ENE_GACC1GNL	Gas Natural/Diesel	MMBtu/MWh	1.1E+01	-2.9E-02	9.5E-05	-1.1E-07
ENE_GACC2GNL	Gas Natural/Diesel	MMBtu/MWh	1.1E+01	-2.7E-02	9.2E-05	-1.1E-07
Ssidro2	Gas Natural	MMBtu/MWh	1.0E+01	-2.6E-02	9.0E-05	-1.1E-07
Ssidro1	Gas Natural	MMBtu/MWh	1.0E+01	-2.5E-02	8.9E-05	-1.1E-07
Nehuenco2GNL	Gas Natural	MMBtu/MWh	9.4E+00	-2.5E-02	8.8E-05	-1.1E-07
ECL_U16	Gas Natural	MMBtu/MWh	9.2E+00	-2.3E-02	8.4E-05	-1.1E-07
Nehuenco1GNL	Gas Natural	MMBtu/MWh	9.2E+00	-1.9E-02	7.5E-05	-1.1E-07
NRencaGNL	Gas Natural	MMBtu/MWh	8.9E+00	-1.5E-02	6.7E-05	-1.1E-07
CCGT_SIC_SING	Gas Natural	MMBtu/MWh	7.8E+00	-9.2E-03	5.0E-05	-1.1E-07
ECL_CTM3_LNG	Gas Natural	MMBtu/MWh	7.6E+00	-6.3E-03	4.0E-05	-1.1E-07
OCTG_SIC_SING	Gas Natural	MMBtu/MWh	9.7E+00	-1.5E-03	1.1E-06	-1.1E-07
Ara_HorcTGN	Gas Natural	MMBtu/MWh	2.0E+01	-3.2E-03	-2.4E-05	-1.1E-07
CMPC_Cord3	Gas Natural	MMBtu/MWh	5.3E+00	-3.8E-03	-2.8E-05	-1.1E-07
CMPC_Cord2	Gas Natural	MMBtu/MWh	5.3E+00	-4.0E-03	-2.9E-05	-1.1E-07
Tapihue	Gas Natural	MMBtu/MWh	1.1E+01	-4.1E-03	-2.9E-05	-1.1E-07
CMPC_Cord1	Gas Natural	MMBtu/MWh	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
BioCruz	Gas Natural	MMBtu/MWh	7.4E+00	-4.4E-03	-3.1E-05	-1.1E-07

F. RESTRICCIONES OPERATIVAS NCP

Centrales hidráulicas

- Balance de agua para centrales aisladas o en cascadas
- Capacidad instalada y consumo propio
- Caudal turbinado mínimo y máximo
- Caudal de erogación mínimo y máximo
- Caudal vertido mínimo
- Tiempo de viaje del agua que se turбина o se vierte hacia la central aguas abajo (propagación de la “ola”)
- Cronogramas de mantenimiento / Factor de indisponibilidad
- Rampas máximas de subida y bajada de potencia
- Generación mínima y restricciones de generación genéricas
- Zonas prohibidas de generación
- Reserva secundaria y reserva fría
- Restricciones de commitment y número máximo de arranques
- Rampa fría para subida de potencia
- Límites mínimos y máximos para reserva secundaria
- Condiciones iniciales de generación
- Embalses asociados para centrales de pasada
- Generación limitada al volumen de la cámara de compensación o pequeño embalse
- Mínima / Máxima potencia para asignación de reserva secundaria
- Margen de regulación de reserva secundaria

Unidades hidráulicas

- Unit commitment hidro
- Generación mínima y máxima
- Curva de desfogue × eficiencia
- Pérdidas hidráulicas en los conductos forzados
- Relación cota × almacenamiento

- Elevación del nivel del canal de desfogue
- Costos de arranque por unidad
- Restricciones de precedencia de despacho
- Condiciones iniciales de generación
- Restricciones de generación genéricas
- Zonas prohibidas de generación
- Rampas máximas de subida y bajada de potencia
- Número máximo de arranques
- Límites mínimos y máximos para reserva secundaria
- Restricciones genéricas de generación
- Cronograma de mantenimiento
- Rampa fría para subida de potencia
- Ahogamiento del canal de desfogue (central aguas abajo)
- Límites de generación por cota del embalse
- Unidades de bombeo

Embalses

- Nivel de almacenamiento físico (mínimo y máximo)
- Nivel de almacenamiento de seguridad (volumen de alerta y de control de inundaciones)
- Nivel de almacenamiento operativo (mínimo y máximo)
- Intervalo para el volumen almacenado al final del horizonte del estudio (volumen meta)
- Caudales de irrigación
- Evaporación
- Vertimiento controlable / no-controlable
- Máxima rampa para subida / bajada del caudal defluente total

Centrales térmicas

- Costos de producción no-lineales que dependen de la curva de consumo de combustible
- Generación mínima y máxima
- Costos de arranque caliente / tibio / frío

- Cronogramas de mantenimiento / Factor de indisponibilidad
- Restricciones de commitment: tiempo mínimo y máximo de operación y tiempo mínimo de parada
- Máximo número de arranques (diario y/o por horizonte)
- Rampas máximas de subida y bajada de potencia
- Disponibilidad individual / conjunta de los combustibles
- Centrales con múltiples combustibles
- Generación forzada
- Tiempo mínimo con carga estable
- Consumo propio
- Relación entre temperatura ambiente y eficiencia; así como temperatura ambiente y potencia aprovechable
- Oferta de reserva secundaria y reserva fría
- Modelación de plantas operando en ciclo combinado, incluso con retirada de vapor para suministro de demanda de vapor (plantas CHP)
- Límites mínimos y máximos para reserva secundaria
- Tiempo mínimo para arranque frío / tibio / caliente
- Tiempo mínimo para extracción de vapor (plantas CHP)
- Zonas prohibidas de generación
- Acoplamiento de generadores en centrales ciclo combinado
- Arranque frío / tibio / caliente
- Costo de parada
- Coeficientes de la función cuadrática de consumo de combustible
- Coordenadas de la función consumo de combustible
- Restricciones de generación genéricas
- Restricciones de precedencia de despacho
- Máximo número de paradas (diario y/o por horizonte)
- Mínima / Máxima potencia para asignación de reserva secundaria
- Margen de regulación de reserva secundaria

- Ofertas de reserva secundaria hasta dos bloques y para ambos los sentidos
- Emisión de combustibles (CO₂ / SO_x / NO_x)
- Contratos diarios de combustible

Commitment

- Generación mínima: la planta debe estar o apagada o encendida generando por lo menos su generación mínima.
- Mínimo/Máximo uptime: tiempo que la planta térmica debe permanecer encendida una vez que entró en operación.
- Mínimo downtime: tiempo mínimo que la planta térmica debe permanecer apagada una vez que salió de operación.
- Máximo número de arranques / paradas permitidos para la planta (térmica o hidro) durante el horizonte de estudio y/o diario

Centrales renovables

- Costo de vertimiento
- Costo de operación y mantenimiento
- Escenarios de generación (horario / medio horario / cuarto horario)
- Restricción de generación máxima individual y/o en conjunto (% de la demanda o MW)

Transmisión

- Representación de líneas AC y enlaces CC
- Demanda por barra
- Restricciones de suma de flujos en circuitos seleccionados
- Mantenimiento de los circuitos
- Importación / exportación entre áreas eléctricas
- Representación lineal / entera de las pérdidas
- Verificación y corrección automática para posibles “incoherencias” en las pérdidas
- Acoplamiento con el modelo AC de PSR (Optflow)
- Costos de transmisión en enlaces CC

Restricciones del sistema

- Servicios ancilares (reserva primaria / secundaria / fría)
- Generación meta

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

- Restricciones generales de generación (< / > / =)
- Ofertas para importación / exportación de energía
- Compra y venta / oferta de reserva secundaria
- Demanda / oferta elástica
- Precios de venta de energía por sistema y por nodo de la red
- Fuentes renovables / baterías con restricciones específicas
- Oferta de reserva secundaria en grupos

G. ASIGNACIÓN DE RESERVAS

G.1 Centrales candidatas a aportar reserva operativa

La tabla a continuación presenta la lista de centrales que pueden aportar reserva operativa para el sistema. Se seleccionaron todas las centrales hidroeléctricas y centrales térmicas (combustible gas natural y carbón).

La asignación de la reserva operativa a las centrales candidatas⁴⁴ a aportar reserva es una decisión del modelo de simulación horaria tomando en consideración los datos operativos (costo de producción, mínimo técnico, restricciones de rampas (up y down), mínimo uptime y downtime, costos de arranque etc.). La reserva que cada central aporta al sistema se calcula como la diferencia entre la capacidad disponible y la generación hora a hora de cada central candidata a aportar reserva.

Cuadro G-10-13 Centrales del SIC que participan de las restricciones de reserva operativa

Central	Tipo	Sistema	Capacidad (MW)
Abanico	Hidro	SIC	136.0
Alfalfal	Hidro	SIC	178.0
Alfalfal2	Hidro	SIC	264.0
Ancoa	Hidro	SIC	27.0
Angostura	Hidro	SIC	321.0
Antuco	Hidro	SIC	320.0
Blanco	Hidro	SIC	52.9
Canutillar	Hidro	SIC	171.6
Capullo	Hidro	SIC	11.8
Carena	Hidro	SIC	10.0
Chacabuquito	Hidro	SIC	25.7
Chacayes	Hidro	SIC	111.7
Chiburgo	Hidro	SIC	19.2
Cipreses	Hidro	SIC	105.8
Colbun	Hidro	SIC	472.8
Confluencia	Hidro	SIC	163.2

⁴⁴ El análisis de reservas considera que las centrales hidroeléctricas son candidatas a proveer este tipo de servicios mediante almacenamiento y/o gestión de su vertimiento. Las centrales cuya capacidad es menor o igual a 9 MW fueron consideradas como PMGD con auto despacho, y se excluyen de este aporte.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Tipo	Sistema	Capacidad (MW)
Curillinque	Hidro	SIC	91.8
El Paso	Hidro	SIC	60.0
ElToro	Hidro	SIC	450.0
Florida	Hidro	SIC	26.1
Guayacan	Hidro	SIC	11.8
Hornito	Hidro	SIC	60.9
Isla	Hidro	SIC	69.9
Itata	Hidro	SIC	19.4
Juncal	Hidro	SIC	32.0
La_Mina	Hidro	SIC	35.4
LaHiguera	Hidro	SIC	155.0
Laja I	Hidro	SIC	34.3
Las Lajas	Hidro	SIC	267.0
Lican	Hidro	SIC	18.0
Lircay	Hidro	SIC	19.0
LomaAlta	Hidro	SIC	39.9
Los_Hierros	Hidro	SIC	25.1
LosCondores	Hidro	SIC	150.0
LosLagos	Hidro	SIC	46.0
LosMolles	Hidro	SIC	18.0
LosQuilos	Hidro	SIC	39.9
Machicura	Hidro	SIC	94.8
Maitenes	Hidro	SIC	30.9
Mampil	Hidro	SIC	54.9
Nuble	Hidro	SIC	136.0
Osorno	Hidro	SIC	42.0
Palmucho	Hidro	SIC	32.0
Pangue	Hidro	SIC	465.8
Pehuenche	Hidro	SIC	568.3
Peuchen	Hidro	SIC	84.9
Picoiquen	Hidro	SIC	19.5
Pilmaiquen	Hidro	SIC	40.7
Providencia	Hidro	SIC	14.1
Pullinque	Hidro	SIC	51.2
Puntilla	Hidro	SIC	21.7

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Tipo	Sistema	Capacidad (MW)
Quilleco	Hidro	SIC	70.7
R_Colorado	Hidro	SIC	16.5
Ralco	Hidro	SIC	690.0
Rapel	Hidro	SIC	375.0
Rucalhue	Hidro	SIC	90.0
Rucatayo	Hidro	SIC	59.3
Rucue	Hidro	SIC	178.4
San Andres	Hidro	SIC	40.1
SanIgnacio	Hidro	SIC	36.9
SanMiguel	Hidro	SIC	48.0
Sauzal	Hidro	SIC	37.6
SauzalAJ	Hidro	SIC	51.2
Vol+Quel	Hidro	SIC	62.0
Bocamina	Carbón	SIC	122.2
Bocamina2	Carbón	SIC	322.5
Campesino	Gas	SIC	580.0
Campiche	Carbón	SIC	249.0
CCGT_SIC	Gas	SIC	250.0
Guacolda1	Carbón	SIC	142.9
Guacolda2	Carbón	SIC	142.9
Guacolda3	Carbón	SIC	137.1
Guacolda4	Carbón	SIC	139.1
GuacoldaV	Carbón	SIC	131.7
OCGT_SIC	Gas	SIC	100.0
SIsidro1	Gas	SIC	367.6
SIsidro2	Gas	SIC	372.9
StaMaria1	Carbón	SIC	342.0
Ventanas1	Carbón	SIC	113.4
Ventanas2	Carbón	SIC	208.6
Ventanas3	Carbón	SIC	249.0
Nehuenco1GNL	Gas	SIC	327.4
Nehuenco2GNL	Gas	SIC	365.0
NRencaGNL	Gas	SIC	310.2

Cuadro G-10-14 Centrales del SIC que participan de las restricciones de reserva operativa

Central	Tipo	Sistema	Capacidad (MW)
EDT	Hidro	SING	300.0
BHP_KelarIng	Gas	SING	511.2
CCGT_SING	Gas	SING	250.0
ECL_CTM3_LNG	Gas	SING	218.4
ENE_GACC1GNL	Gas	SING	389.5
ENE_GACC2GNL	Gas	SING	378.3
OCGT_SING	Gas	SING	100.0
ENE_CTTAR	Carbón	SING	148.5
ECL_RED1	Carbón	SING	375.0
AES_ANG1	Carbón	SING	248.6
AES_ANG2	Carbón	SING	253.0
AES_COCH1	Carbón	SING	244.9
AES_COCH2	Carbón	SING	244.7
ECL_CTA	Carbón	SING	160.8
ECL_CTH	Carbón	SING	161.3
ECL_CTM1	Carbón	SING	148.6
ECL_CTM2	Carbón	SING	162.8
AES_NTO1	Carbón	SING	127.4
AES_NTO2	Carbón	SING	131.9
ECL_U12	Carbón	SING	81.2
ECL_U13	Carbón	SING	79.9
ECL_U14	Carbón	SING	126.9
ECL_U15	Carbón	SING	121.9
ECL_U16	Gas	SING	354.1

G.2 Resumen de la asignación de la reserva operativa

Se presenta en la secuencia los resultados (promedios anuales) para los aportes de reserva operativa de cada central, de acuerdo con los resultados del modelo de simulación horaria, para el caso DMCM. Se hace notar que estos resultados, se presentan para fines referenciales y no son coincidentes en términos horarios.

Cuadro G-10-15 Aporte de reserva operativa por central año 2021

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Angostura	65.1	43.5	38.1
Antuco	0	0.1	0
Canutillar	18	38.9	77.9
Cipreses	27	33.3	20.8
Colbun	205.4	82.2	63.8
ElToro	144.3	105.4	116.8
LaHiguera	0	0.1	0
LosCondores	27	51.9	54.2
Pangue	126.5	83.7	90.5
Pehuenche	186.6	131.9	55.6
Pilmaiquen	0	0.1	0
Ralco	179.8	108.8	142.5
Rapel	143.4	101.9	70.1
Rucatayo	0	0.1	0
Sauzal	2.4	2.5	1.6
Bocamina	0.4	0.1	0.2
Bocamina2	2.5	8	13.3
Campiche	2.6	35.5	36.7
Guacolda1	2.4	16.4	20.1
Guacolda2	2.9	13.3	18.5
Guacolda3	0	14.9	9.5
Guacolda4	0	18.9	15
GuacoldaV	0	15.7	12.9
Slidro1	2.8	0.2	0.1
Slidro2	3	0.6	0.5
StaMaria1	0	7.1	23.5
Ventanas1	0.3	1.7	1.5
Ventanas2	0	7.2	13.8
Ventanas3	1.5	35	41.6
SantaMarta	0	1.7	0.9
Ara_NAldea1	0	0.1	0
BHP_KelarIng	77.8	27.6	13.3
ENE_CTTAR	0	6	10.4
ECL_RED1	0.8	110.9	161.8

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
AES_ANG1	0	18.5	8.6
AES_ANG2	0	24.5	17.4
AES_COCH1	69.7	96.4	104.3
AES_COCH2	99.3	104.3	109.8
ECL_CTA	0	15.1	26
ECL_CTH	53.8	38.4	29.7
ECL_CTM1	37.2	16.1	8.2
ECL_CTM2	7.1	19.4	29.6
AES_NTO1	0.1	16.6	29.3
AES_NTO2	0	19.1	17.4
ECL_U12	19.2	10.2	6.2
ECL_U13	17.1	7.3	3.4
ECL_U14	0	11.1	17.2
ECL_U15	0	9.4	16.8

Cuadro G-10-16 Aporte de reserva operativa por central año 2025

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Abanico	0.2	0.6	1.1
Alfalfal	0.1	0.2	0.2
Alfalfal2	0.1	0.2	0.1
Ancoa	0.1	0.1	0.1
Angostura	65.8	46.5	36.9
Antuco	0.3	1.4	3
Blanco	0.2	0.6	0.8
Canutillar	34.7	26.7	20.6
Carena	0.1	0.1	0.1
Chacabuquito	0.1	0.3	0.3
Chacayes	0	0.1	0.1
Chiburgo	0.1	0.4	0.7
Cipreses	24.8	33.6	19.1
Colbun	226.3	154	50.8
Confluencia	0	0.6	1
Curillínque	0.1	0.3	0.6
ElToro	154.9	167.9	201.2
Florida	0	0.1	0.1

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Hornito	0.1	0.5	0.4
Isla	0	0.2	0.4
Itata	0.1	0.3	0.6
Juncal	0.1	0.2	0.1
La_Mina	0	0.4	0.7
LaHiguera	0	0.7	1.2
Laja I	0.1	0.5	1
Las Lajas	0.1	0.1	0.2
Lircay	0.1	0.1	0
LomaAlta	0	0.2	0.5
Los_Hierros	0	0.1	0.2
LosCondores	5.3	40.5	52.1
LosMolles	0	0.1	0.1
LosQuilos	0.2	0.5	0.9
Machicura	0	0.3	0.9
Maitenes	0	0.1	0
Mampil	0	0.3	0.7
Palmucho	0	0.2	0.7
Pangue	126.1	116.5	83
Pehuenche	164.9	118.9	68.5
Peuchen	0.1	0.5	1
Picoiquen	0	0	0.1
Pilmaiquen	0.2	0.6	1.1
Providencia	0	0	0.1
Pullinque	0	0.1	0.6
Puntilla	0	0.1	0.1
Ralco	203.2	180.8	111.2
Rapel	124.7	106.9	71.1
Rucatayo	0.2	0.6	1.2
SanIgnacio	0	0.2	0.8
Sauzal	1.7	1.9	1.2
SauzalAJ	0.2	0.6	1
Vol+Quel	0.1	0.2	0.2
Bocamina	2.8	2	0.3
Bocamina2	22.6	27.3	23.5
Campesino	0.6	0.5	1.4

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Campiche	38.7	63.4	84.9
Guacolda1	23.5	32.5	43.7
Guacolda2	24.4	31.5	43.3
Guacolda3	4.6	12.2	23.2
Guacolda4	5.7	14.2	27.8
GuacoldaV	5	12	22.7
Slsidro1	2.5	1.5	3.2
Slsidro2	4.5	4.7	7.9
StaMaria1	10.3	17	23.4
Ventanas1	4.7	4.9	3.7
Ventanas2	5.4	9.1	14.2
Ventanas3	31.6	55.3	75.2
SantaMarta	0.5	1.3	2.5
Ara_NAldea1	0	0.1	0
BHP_KelarIng	71.4	49.8	20.8
OCGT_SING 1	11.3	5.8	2.3
ENE_CTTAR	6.5	7.5	15.3
ECL_RED1	59.6	104.4	191.1
AES_ANG1	6	16.6	31.4
AES_ANG2	7.9	20.4	38.5
AES_COCH1	84.5	104.5	123.2
AES_COCH2	106.3	118.7	123.4
ECL_CTA	7.1	14.7	30
ECL_CTH	46.9	46.8	38.3
ECL_CTM1	44.8	30.2	13.1
ECL_CTM2	22.5	32.4	47.2
AES_NTO1	8.4	17.6	33.7
AES_NTO2	6.6	15.6	32
ECL_U12	21	16	8.3
ECL_U13	20.1	13.3	5.9
ECL_U14	4.5	9.4	19.3
ECL_U15	5	10	18.3

Cuadro G-10-17 Aporte de reserva operativa por central año 2030

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Abanico	2	2.5	3.4
Alfalfal	3.4	6	5.8
Alfalfal2	2.8	5.2	4.4
Ancoa	1.4	2.3	3.1
Angostura	59.1	52.9	43.1
Antuco	2.7	6.9	12.6
Blanco	2.4	4.9	6.5
Canutillar	18.4	21.7	29.8
Capullo	0.2	0.2	0.2
Carena	0.8	1.2	1.2
Chacabuquito	1.3	2.8	3.4
Chacayes	2.3	2.9	3.2
Chiburgo	1	1.4	1.8
Cipreses	23.4	27.2	20.5
Colbun	170.6	133.1	57.8
Confluencia	0.3	2	2.4
Curillinque	0.5	1	1.6
El Paso	1.4	1.7	2.3
ElToro	99.4	126.5	161.9
Florida	0.7	1.8	2.4
Guayacan	0.3	0.8	1.1
Hornito	2.2	5	5.2
Isla	0.3	0.7	1.2
Itata	0.7	1.3	2.1
Juncal	0.9	2.2	2.4
La_Mina	0	1	1.7
LaHiguera	0.5	2.6	3.7
Laja I	0.8	2.4	2.9
Las Lajas	3.7	8.9	9.8
Lican	0.3	0.4	0.3
Lircay	1.1	1.8	2
LomaAlta	0.3	0.6	1
Los_Hierros	0.2	0.4	0.5
LosCondores	13	29.6	19

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
LosMolles	0	0.1	0.2
LosQuilos	2	4.3	4.5
Machicura	0	0.4	1.4
Maitenes	0.9	1.5	1.7
Mampil	0.4	1.1	1.4
Palmucho	0	0.4	0.8
Pangue	116.4	117.8	98.4
Pehuenche	162.1	116.6	96.7
Peuchen	0.7	1.8	2.2
Picoiquen	0.5	1.2	1.7
Pilmaiquen	1.5	2.2	2.8
Providencia	0	0.1	0.2
Pullinque	0.1	0.7	1.3
Puntilla	0.9	1.5	1.9
R_Colorado	0.2	0.4	0.6
Ralco	151	187.2	127.8
Rapel	125.1	87.3	80.4
Rucatayo	1.6	2.6	3.3
San Andres	0.8	1	1.2
SanIgnacio	0	0.3	0.9
Sauzal	2.7	2.7	1.8
SauzalAJ	1.2	2.2	2.8
Vol+Quel	2.5	4.7	5.5
Bocamina	2.5	2.3	0.6
Bocamina2	31.6	36.2	39.7
Campesino	17	24.4	22.6
Campiche	62.1	74.5	103.5
Guacolda1	34.7	46.8	59.4
Guacolda2	35.7	48.7	57.9
Guacolda3	21.2	24.7	30.4
Guacolda4	22.5	26	32.4
GuacoldaV	19.4	22.3	27.4
SIsidro1	18.3	23.4	26.2
SIsidro2	23.3	30.7	38.4
StaMaria1	30.4	26.7	28.6
Ventanas1	5.6	4.5	4.3

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Central	Seco (MW)	Promedio (MW)	Húmedo (MW)
Ventanas2	13.8	14.4	19.1
Ventanas3	55.1	55.9	87.1
SantaMarta	2.4	2.8	3.4
BHP_KelarIng	85.6	69.3	33
OCGT_SING 1	17.4	13.9	6.4
OCGT_SING 2	16.5	13.1	5.7
OCGT_SING 3	15	11.3	5.2
OCGT_SING 4	4.2	4.2	4.4
OCGT_SING 5	3.5	3.8	4
ENE_CTTAR	14	14	15.6
ECL_RED1	112.8	119.4	154.2
AES_ANG1	33.5	37.6	43.4
AES_ANG2	36.3	40.7	46.7
AES_COCH1	85.2	94.4	118.7
AES_COCH2	93.4	105.4	128.1
ECL_CTA	24	25.6	29.5
ECL_CTH	41.1	46.1	48.6
ECL_CTM1	32.7	32.1	29.9
ECL_CTM2	31.8	33.9	43.9
AES_NTO1	23.7	25	30.5
AES_NTO2	26.2	28.3	32.4
ECL_U12	17.1	16	15.7
ECL_U13	14.1	13.1	8.8
ECL_U14	17	18.1	20.9
ECL_U15	15.3	15.9	18.3

H. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

Las figuras a continuación ilustran la evolución de la generación por tecnología para los años de evaluación del Estudio y diferentes escenarios hidrológicos, caso DMCM

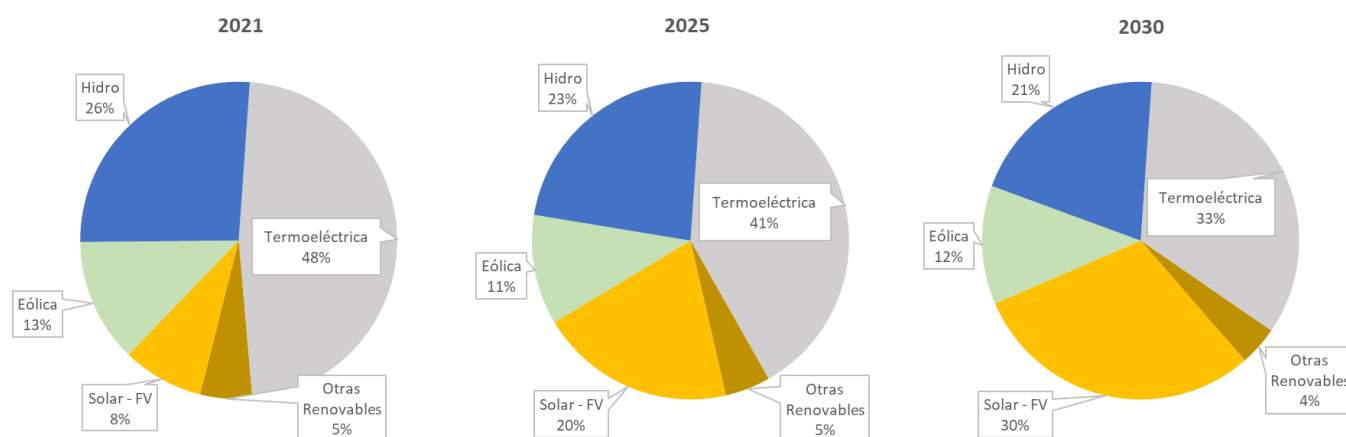


Figura H-10-7 Generación por tecnología, caso DMCM, escenario seco

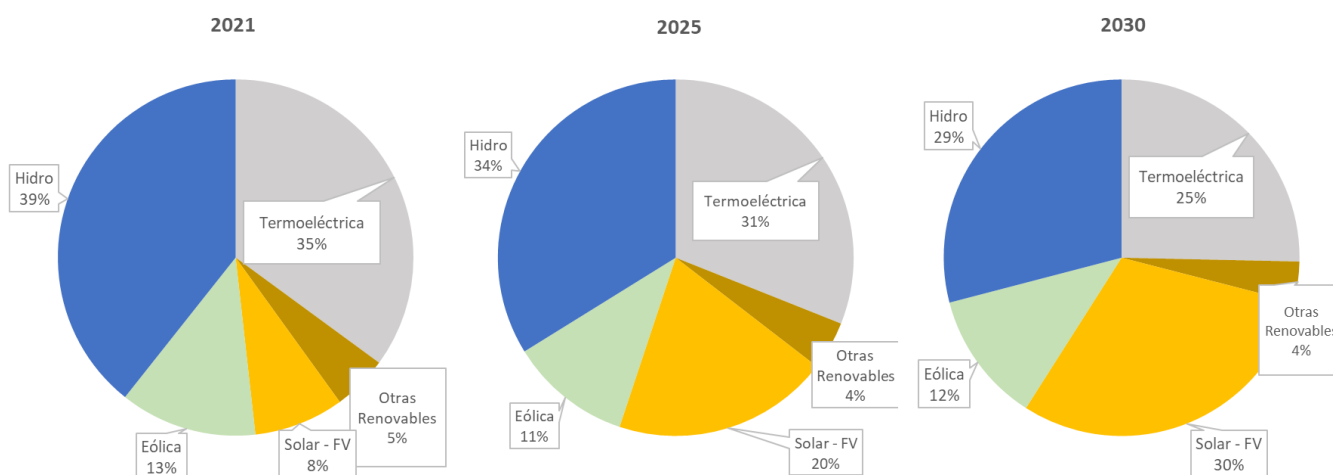


Figura H-10-8 Generación por tecnología, caso DMCM, escenario promedio

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

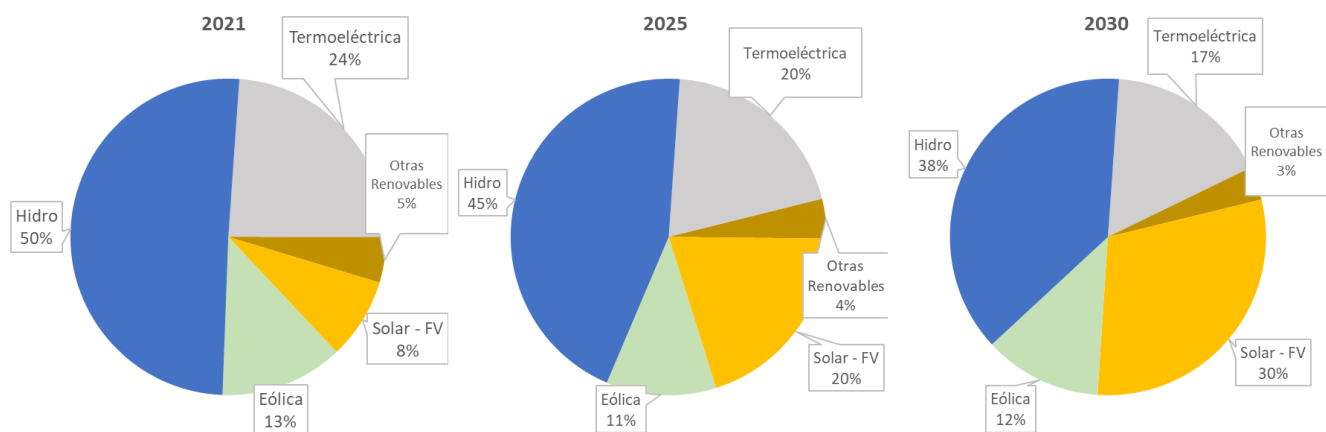


Figura H-10-9 Generación por tecnología, caso DMCM, escenario húmedo

I. RESULTADOS DESAGREGADOS POR HIDROLOGÍA

Se presenta a continuación los resultados del caso promedio (DMCM) desagregado por cada una de las series hidrológicas (seca, promedio y húmeda) consideradas en las simulaciones.

Caso DMCM

Cuadro I-10-18 Porcentaje (%) de las horas de las simulaciones detalladas con incumplimiento de las restricciones de reserva por hidrología, caso DMCM, SING

Hidrología	2021	2025	2030
Seco	0.00%	0.00%	0.06%
Promedio	0.02%	0.00%	0.09%
Húmedo	0.00%	0.08%	0.22%

Cuadro I-10-19 Porcentaje (%) de las horas de las simulaciones detalladas con incumplimiento de las restricciones de reserva por hidrología, caso DMCM, SIC

Hidrología	2021	2025	2030
Seco	0.00%	0.00%	0.01%
Promedio	0.00%	0.00%	0.02%
Húmedo	0.00%	0.02%	0.11%

Cuadro I-10-20 Emisiones de CO2 por hidrología (millones de toneladas), caso DMCM

Hidrología	2021	2025	2030
Seco	32	31	31
Promedio	24	24	23
Humedo	17	16	16

Cuadro I-10-21 Costo operativo por hidrología, caso DMCM (millones de US\$)

Hidrología	2021	2025	2030
Seco	1,303	1,272	1,227
Promedio	943	952	918
Húmedo	623	586	580

J. PLANES DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

DACA

Cuadro J-10-22 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DACA

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Batuco110	PPeuco110	LT	110	210	3.6
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	Quillota110	Miraflore110	LT	110	98	5.2
2025	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1
2025	Cumbres500	NTalta500	LT	500	1,500	29.0
2025	Polpaico220	ElSalto110	TR	220/110	800	7.2
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2026	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2026	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2026	Charrua154	LosAngele154	LT	154	115	5.1
2026	Polpaico500	Polpaico220	TR	500/220	1,500	13.0
2026	AJahuel220	AJahuel154	TR	220/154	300	5.8
2026	ElSalto110	SCristoba110	LT	110	425	3.0
2027	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2027	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2027	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2028	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2028	PAzucar220	PAzucar110	TR	220/110	246	5.5
2028	PMontt220	Molinos110	TR	220/110	60	4.5
2029	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2029	Tarapaca220	Lagunas220	LT	220	366	7.5
2029	LPalmas220	LVilos220	LT	220	656	10.4
2029	Nogales220au	Nogales220	LT	220	656	2.7
2029	PColorada220	PAzucar220	LT	220	359	10.4
2029	DonaCarmen22	Nogales220au	LT	220	328	5.9
2029	LVilos220	DonaCarmen22	LT	220	328	9.5
2029	LVilos220	Nogales220au	LT	220	328	12.7
2029	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2029	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2029	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2029	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2029	MRedondo220	PuntaSier220	LT	220	328	4.3
2029	Talinay220	LaCebada220	LT	220	328	4.6
2029	LaCebada220	PuntaSier220	LT	220	328	4.6
2029	LaCebada220	MRedondo220	LT	220	328	3.0
2029	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2029	Tinguirir220	Tinguirir154	TR	220/154	300	5.8
2029	DonGoyo220	LaCebada220	LT	220	328	8.0
2029	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2029	Nogales220	Quillota220	LT	220	328	5.9
2029	Chena110	LoEspejo110	LT	110	450	2.2
2029	Paposo220	ETaltal220	LT	220	285	4.7
2029	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	9.9
2029	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2029	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	10.0
2029	Cardones220	Cardones110	TR	220/110	270	5.6
2029	StaRosa110	AJahuel110	LT	110	302	3.7
2029	PNegro220	Candela220	LT	220	680	7.5
2029	DonGoyo220	Talinay220	LT	220	328	6.1
2029	Colbun220	Ancoa220	LT	220	600	2.7
2029	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8
2029	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2029	Malloa154	Tinguirir154	LT	154	198	3.0
2029	AJahuel500	AJahuel500_A	LT	500	1,920	5.7
2029	Encuentro220	Lagunas220	LT	220	580	32.4
2029	Quillota220	Quillota110	TR	220/110	312	5.8
2029	Maitencil220	Maitencil22A	LT	220	660	2.8

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2029	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.4
2029	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2029	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2029	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2029	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2029	Antofag110	Capricorn110	LT	110	76	3.9
2029	Oeste110	Minsal110	LT	110	50	4.1
2030	Charrua220	Charrua154	TR	220/154	390	6.2
2030	Colbun220	PNegro220	LT	220	680	7.5
2030	AJahuel500	Polpaico500	LT	500	1,800	21.6

DACM

Cuadro J-10-23 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DACM

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Batuco110	PPeuco110	LT	110	210	3.6
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	MariaElen220	Quillagua220	LT	220	366	9.1
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2025	Quillota110	Miraflore110	LT	110	98	5.2
2025	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1
2025	Paposo220	ETaltal220	LT	220	285	4.7
2025	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	Polpaico220	ElSalto110	TR	220/110	800	7.2
2026	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2026	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2026	Charrua154	LosAngele154	LT	154	115	5.1
2026	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2026	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2027	PNegro220	Candela220	LT	220	680	7.5
2027	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2027	ElSalto110	SCristoba110	LT	110	425	3.0
2027	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2028	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2028	PMontt220	Molinos110	TR	220/110	60	4.5
2028	Polpaico500	Polpaico220	TR	500/220	1,500	13.0
2029	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2029	LPalmas220	LVilos220	LT	220	656	10.4
2029	Nogales220au	Nogales220	LT	220	656	2.7
2029	DonaCarmen22	Nogales220au	LT	220	328	5.9
2029	LVilos220	DonaCarmen22	LT	220	328	9.5
2029	LVilos220	Nogales220au	LT	220	328	12.7
2029	MRedondo220	PuntaSier220	LT	220	328	4.3
2029	Talinay220	LaCebada220	LT	220	328	4.6
2029	LaCebada220	PuntaSier220	LT	220	328	4.6
2029	DonGoyo220	LaCebada220	LT	220	328	8.0
2029	Nogales220	Quillota220	LT	220	328	5.9
2029	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	9.9
2029	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	10.0
2029	DonGoyo220	Talinay220	LT	220	328	6.1
2029	Antofag110	Capricorn110	LT	110	76	3.9
2029	Oeste110	Minsal110	LT	110	50	4.1
2029	Charrua220	Charrua154	TR	220/154	390	6.2
2029	PAzucar220	PAzucar110	TR	220/110	246	5.5
2029	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8
2030	Tarapaca220	Lagunas220	LT	220	366	7.5
2030	PColorada220	PAzucar220	LT	220	359	10.4
2030	NvaVictor220	Lagunas220	LT	220	183	4.2
2030	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2030	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2030	Quillagua220	Lagunas220	LT	220	183	12.7
2030	Quillagua220	NvaVictor220	LT	220	183	10.8

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2030	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2030	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2030	LaCebada220	MRedondo220	LT	220	328	3.0
2030	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2030	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2030	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2030	Colbun220	PNegro220	LT	220	680	7.5
2030	Kimal220	MariaElen220	LT	220	366	3.4
2030	Maitencil220	Maitencil22A	LT	220	660	2.8
2030	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2030	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2030	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2030	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2030	Cardones220	Cardones110	TR	220/110	270	5.6
2030	AJahuel220	Buin110	TR	220/110	400	6.2
2030	AJahuel220	AJahuel154	TR	220/154	300	5.8
2030	Quillota220	Quillota110	TR	220/110	312	5.8

DACB

Cuadro J-10-24 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DACB

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Batuco110	PPeuco110	LT	110	210	3.6
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	Quillota110	Miraflore110	LT	110	98	5.2
2025	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1
2025	Cumbres500	NTalta500	LT	500	1,500	29.0
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	Polpaico220	ElSalto110	TR	220/110	800	7.2
2026	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2026	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2026	Charrua154	LosAngele154	LT	154	115	5.1
2026	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2026	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2026	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2027	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2027	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2028	ElSalto110	SCristoba110	LT	110	425	3.0
2028	PAzucar220	PAzucar110	TR	220/110	246	5.5
2028	PMontt220	Molinos110	TR	220/110	60	4.5
2028	Polpaico500	Polpaico220	TR	500/220	1,500	13.0
2028	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8
2029	Tarapaca220	Lagunas220	LT	220	366	7.5
2029	LPalmas220	LVilos220	LT	220	656	10.4
2029	LVilos220	Nogales220au	LT	220	328	12.7
2029	DonGoyo220	LaCebada220	LT	220	328	8.0
2029	Nogales220	Quillota220	LT	220	328	5.9
2029	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2029	Antofag110	Capricorn110	LT	110	76	3.9
2029	Oeste110	Minsal110	LT	110	50	4.1
2029	Encuentro220	Lagunas220	LT	220	580	32.4
2029	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2030	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2030	Nogales220au	Nogales220	LT	220	656	2.7
2030	PColorada220	PAzucar220	LT	220	359	10.4
2030	DonaCarmen22	Nogales220au	LT	220	328	5.9
2030	LVilos220	DonaCarmen22	LT	220	328	9.5
2030	MRedondo220	PuntaSier220	LT	220	328	4.3
2030	Talinay220	LaCebada220	LT	220	328	4.6
2030	LaCebada220	PuntaSier220	LT	220	328	4.6
2030	LaCebada220	MRedondo220	LT	220	328	3.0
2030	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2030	Chena110	LoEspejo110	LT	110	450	2.2

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	9.9
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	10.0
2030	DonGoyo220	Talinay220	LT	220	328	6.1
2030	Maitencil220	Maitencil22A	LT	220	660	2.8
2030	AJahuel500	Almendros500	LT	500	1,800	15.3
2030	Almendros500	Polpaico500	LT	500	1,800	16.9
2030	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2030	Charrua220	Charrua154	TR	220/154	390	6.2
2030	Cardones220	Cardones110	TR	220/110	270	5.6
2030	AJahuel220	AJahuel154	TR	220/154	300	5.8
2030	Quillota220	Quillota110	TR	220/110	312	5.8

DMCA

Cuadro J-10-25 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DMCA

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2025	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2025	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2026	MariaElen220	Quillagua220	LT	220	366	9.1
2026	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2026	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2026	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2026	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2026	Tinguirir220	Tinguirir154	TR	220/154	300	5.8
2027	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2027	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2027	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0
2027	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2029	StaRosa110	AJahuel110	LT	110	302	3.7
2029	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2029	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2030	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2030	LPalmas220	LVilos220	LT	220	656	10.4
2030	Nogales220au	Nogales220	LT	220	656	2.7
2030	PColorada220	PAzucar220	LT	220	359	10.4
2030	DonaCarmen22	Nogales220au	LT	220	328	5.9
2030	LVilos220	DonaCarmen22	LT	220	328	9.5
2030	LVilos220	Nogales220au	LT	220	328	12.7
2030	Batuco110	PPeuco110	LT	110	210	3.6
2030	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2030	MRedondo220	PuntaSier220	LT	220	328	4.3
2030	Talinay220	LaCebada220	LT	220	328	4.6
2030	Quillota110	Miraflore110	LT	110	98	5.2
2030	LaCebada220	PuntaSier220	LT	220	328	4.6
2030	LaCebada220	MRedondo220	LT	220	328	3.0
2030	DonGoyo220	LaCebada220	LT	220	328	8.0
2030	Nogales220	Quillota220	LT	220	328	5.9
2030	Chena110	LoEspejo110	LT	110	450	2.2
2030	Paposo220	ETaltal220	LT	220	285	4.7
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	9.9
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	10.0
2030	DonGoyo220	Talinay220	LT	220	328	6.1
2030	Maitencil220	Maitencil22A	LT	220	660	2.8
2030	ElSalto110	SCristoba110	LT	110	425	3.0
2030	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2030	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2030	Cardones220	Cardones110	TR	220/110	270	5.6
2030	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2030	AJahuel220	AJahuel154	TR	220/154	300	5.8
2030	Quillota220	Quillota110	TR	220/110	312	5.8
2030	Polpaico220	ElSalto110	TR	220/110	800	7.2

DMCM

Cuadro J-10-26 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DMCM

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2025	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2026	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2026	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1
2026	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0
2026	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2026	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2027	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2027	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2027	Malloa154	Tinguirir154	LT	154	198	3.0
2028	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2028	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2029	Almendros220	AJahuel220	LT	220	409	6.5
2030	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2030	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2030	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8

DMCB

Cuadro J-10-27 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DMCB

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	PuntaSier220	LPalmas220	LT	220	656	3.2
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	LPalmas220	LVilos220	LT	220	656	10.4
2025	LVilos220	DonaCarmen22	LT	220	328	9.5
2025	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	MRedondo220	PuntaSier220	LT	220	328	4.3
2025	Nogales220	Quillota220	LT	220	328	5.9
2025	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2025	Polpaico220	ElSalto110	TR	220/110	800	7.2
2026	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2026	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2026	PAzucar110	ElPenon110	LT	110	93	4.1
2026	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2026	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2026	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2027	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2027	Cumbres500	NTalta500	LT	500	1,500	29.0
2028	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2028	Tinguirir220	Tinguirir154	TR	220/154	300	5.8
2029	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2029	Charrua154	LosAngele154	LT	154	115	5.1
2029	ElSalto110	SCristoba110	LT	110	425	3.0
2029	Charrua220	Charrua154	TR	220/154	390	6.2

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2029	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2029	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2029	PAzucar220	PAzucar110	TR	220/110	246	5.5
2029	Polpaico500	Polpaico220	TR	500/220	1,500	13.0
2030	Tarapaca220	Lagunas220	LT	220	366	7.5
2030	PColorada220	PAzucar220	LT	220	359	10.4
2030	DonaCarmen22	Nogales220au	LT	220	328	5.9
2030	LVilos220	Nogales220au	LT	220	328	12.7
2030	Talinay220	LaCebada220	LT	220	328	4.6
2030	LaCebada220	PuntaSier220	LT	220	328	4.6
2030	DonGoyo220	LaCebada220	LT	220	328	8.0
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	9.9
2030	PAzucar220au	DonGoyo220	LT	220	328	10.0
2030	DonGoyo220	Talinay220	LT	220	328	6.1
2030	Encuentro220	Lagunas220	LT	220	580	32.4
2030	Ventanas220	Ventanas110	TR	220/110	300	5.8

DBCA

Cuadro J-10-28 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DBCA

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2025	Chena110	LoEspejo110	LT	110	450	2.2
2025	StaRosa110	AJahuel110	LT	110	302	3.7
2026	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2026	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2026	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2026	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2026	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2026	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2026	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2026	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2026	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2027	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2027	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2027	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2028	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0
2028	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2028	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2029	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2029	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2030	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8

DBCM

Cuadro J-10-29 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DBCM

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A1	SanAndres220	LT	220	400	9.4
2025	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2025	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2026	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2026	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2026	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2026	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2026	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2026	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2026	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2026	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2026	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2
2027	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	400	8.9
2027	Cardones500	Cardones220	TR	500/220	750	11.3
2028	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2028	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2028	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2028	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0
2028	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2028	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2029	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2029	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2030	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8

DBC

Cuadro J-10-30 Plan de Expansión de la Transmisión para el caso DBC

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2025	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2025	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2025	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2025	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	CPinto220	CPinto220_Au	LT	220	732	2.7
2025	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2025	EntreRios500	Ancoa500AuxS	LT	500	1,600	57.7
2025	SanAndres220	CPinto220_Au	LT	220	343	8.9
2025	Cardones22A2	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2025	Ancoa500AuxS	Ancoa500	LT	500	2,600	5.7
2025	LoEspejo110	Ochagavia110	LT	110	409	2.7
2025	StaRosa110	AJahuel110	LT	110	302	3.7
2026	Cardones22A2	SanAndres220	LT	220	343	6.8
2026	CNavia110	Batuco110	LT	110	210	3.8
2026	Cardones220	Cardones22A1	LT	220	732	2.7
2026	Capricorn220	Capricorn110	TR	220/110	100	4.7
2027	Lagunas220	Collahuas220	LT	220	202	8.5
2027	Cumbres500	Cardones500	LT	500	1,500	55.9
2028	Itahue154	Maule154	LT	154	142	6.8
2028	Cumbres500	NTaltal500	LT	500	1,500	29.0

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

Año	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Costo [M US\$]
2028	PAzucar500	Polpaico500	LT	500	1,700	113.7
2028	PAzucar500	Maitencil500	LT	500	1,700	61.9
2029	LoAguirre500	Polpaico500	LT	500	2,800	11.9
2030	Almendros110	Apoquindo110	LT	110	425	2.6
2030	Maitencil500	Cardones500	LT	500	1,700	41.1
2030	Ancoa220	Itahue154	TR	220/154	300	5.8
2030	Almendros220	Almendros110	TR	220/110	400	6.2

K. RESULTADOS POR CASO E HIDROLOGÍA

K.1 Costos de flexibilidad

Cuadro K-10-31 Costos de flexibilidad por caso e hidrología, caso estándar

		Costos de flexibilidad US\$ millones								
Año	Hidrología	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
2021	Seca	44.2	44.9	43.4	33.6	41.9	45.3	33.1	33.0	33.0
	Media	72.7	68.2	70.4	65.3	65.8	71.6	48.9	51.4	53.2
	Húmeda	77.4	70.4	72.9	70.2	71.2	74.6	55.9	58.8	59.3
2025	Seca	141.8	129.0	129.5	82.3	93.4	96.4	53.6	54.1	57.7
	Media	165.2	165.2	153.8	119.4	114.3	119.8	73.3	71.9	73.6
	Húmeda	194.7	198.1	180.8	146.0	155.6	153.4	111.3	112.0	111.9
2030	Seca	318.1	305.6	317.1	242.1	227.3	252.1	151.0	155.9	158.1
	Media	338.4	330.7	347.3	251.7	243.7	255.2	166.2	172.3	170.6
	Húmeda	392.3	388.3	411.7	320.4	310.6	316.2	202.0	206.7	207.5

Cuadro K-10-32: Costos de flexibilidad por caso e hidrología, caso eficiente

		Costos de flexibilidad US\$ millones								
Año	Hidrología	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
2021	Seca	43.5	44.0	42.5	32.8	41.0	44.1	32.3	32.2	32.2
	Media	69.4	65.2	67.1	62.1	62.6	68.2	46.2	48.6	50.3
	Húmeda	72.9	66.4	68.6	65.8	67.1	70.4	52.4	54.9	55.6
2025	Seca	133.4	121.3	120.2	77.6	87.0	89.7	50.8	51.2	54.6
	Media	155.6	155.3	141.7	112.5	106.6	111.6	68.8	67.5	69.0
	Húmeda	182.5	185.8	166.6	136.3	143.9	141.7	103.6	104.3	104.1
2030	Seca	280.2	262.5	272.3	218.8	201.7	222.5	138.7	143.1	144.9
	Media	298.1	284.7	298.5	227.2	215.8	223.8	152.7	158.4	156.8
	Húmeda	347.1	335.7	355.7	292.1	277.9	278.1	185.1	189.3	190.1

K.2 Penetración ERV

Cuadro K-10-33 Penetración ERV por caso e hidrología

		Nivel de penetración ERV (%)								
Año	Hidrología	DACA	DACM	DACB	DMCA	DMCM	DMCB	DBCA	DBCM	DBCB
2021	Seca	20.2%	20.2%	20.2%	21.0%	21.0%	21.0%	21.7%	21.7%	21.7%
	Media	20.1%	20.1%	20.1%	20.9%	20.9%	20.9%	21.6%	21.6%	21.6%
	Húmeda	20.3%	20.3%	20.3%	21.0%	21.0%	21.0%	21.8%	21.8%	21.8%
2025	Seca	33.1%	33.6%	33.7%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
	Media	32.9%	33.4%	33.5%	31.0%	31.1%	31.7%	29.1%	29.1%	29.4%
	Húmeda	33.0%	33.5%	33.6%	31.1%	31.2%	31.8%	29.2%	29.2%	29.5%
2030	Seca	43.5%	45.9%	46.0%	39.9%	41.3%	41.5%	37.1%	37.5%	37.8%
	Media	43.0%	45.4%	45.6%	39.4%	40.9%	41.1%	36.8%	37.1%	37.5%
	Húmeda	43.1%	45.6%	45.6%	39.4%	40.9%	41.2%	36.9%	37.2%	37.6%

L. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

L.1 Estudios de soporte de potencia reactiva

L.1.1 Metodología

Los estudios de soporte de potencia reactiva tienen por objetivo determinar las deficiencias de reactivo de la red, identificando las inyecciones mínimas necesarias y su ubicación, de forma a mantener los voltajes en niveles aceptables y garantizar de esta forma la seguridad operativa del sistema.

Para este estudio fue utilizado el modelo OptFlow, el cual representa la red de transmisión AC, contemplando los siguientes elementos de potencia reactiva: generación de potencia reactiva de sus generadores, control de tap de sus transformadores, control de condensadores síncronos y bancos de capacitores y reactores. Dada una configuración de la red AC se determina una solución que atienda la operación de forma segura, identificando las posibles deficiencias de reactivo de la misma una vez que todos los controles de potencia reactiva y sus límites operativos son llevados en consideración. Las deficiencias de reactivo son penalizadas y representadas por inyecciones adicionales capacitivas e inductivas en las barras de la red. La solución del modelo indica las deficiencias de reactivo a un costo mínimo mientras que garantiza al mismo tiempo un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa solución del modelo de transmisión DC. Estas diferencias de despacho entre las soluciones DC y AC reflejan las diferencias de pérdidas entre los modelos lineal (DC) y no lineal (AC) de la red de transmisión.

El estudio de soporte de potencia reactiva fue realizado para los nueve escenarios de expansión previamente definidos (la combinación de los escenarios – alto, promedio y bajo – para el crecimiento de la demanda con los escenarios de evolución de los costos de inversión en nuevos proyectos – alto, medio y bajo), considerando la configuración del caso base. Para cada uno de ellos el estudio consistió en las siguientes dos etapas.

Etap 1: Identificación de deficiencia de reactivo

Se determinaron las deficiencias de potencia reactiva en la red a mínimo costo y en base a ello, y a valores padrón de costo y capacidad, se definieron bancos de capacitores y reactores candidatos para inversión de forma a contemplar el conjunto de escenarios analizados. Todos los controles de potencia reactiva fueron accionados al mismo tiempo que se mantenía un mínimo desvío del punto de despacho de potencia activa, solución del modelo de flujo de potencia DC.

Etap 2: Inversión en bancos de capacitores/reactores

Para el mismo conjunto de escenarios de la Etapa 1 se realizó un estudio de mínima inversión en equipos de potencia reactiva, de forma que la solución indicada por el modelo resulte en

una solución de mínimo costo que garantiza la operación segura de la red para todas las configuraciones representadas. De la misma forma, en este análisis de inversión todos los controles de potencia reactiva disponibles fueron utilizados de forma a operar la red dentro de sus límites operativos, manteniendo un mínimo desvío del punto de despacho del modelo DC para cada uno de los escenarios analizado.

L.1.2 Supuestos básicos considerados

El control de tensión consiste en acciones de elementos de los sistemas eléctricos de potencia con el objetivo de mantener las tensiones en los nudos dentro de los márgenes especificados (criterios de seguridad y calidad de servicio). Los principales recursos disponibles en los sistemas eléctricos de potencia para el control de tensión corresponden a los siguientes equipamientos:

- Unidades generadoras sincrónicas;
- Condensadores sincrónicos;
- Condensadores y reactores conectados en derivación y equipos de compensación reactiva;
- Controladores estáticos de reactivos (CER, SVC, STATCOM);
- Taps de transformadores y desfasadores, y;
- Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Para los límites operativos de la tensión de las barras del sistema eléctrico de potencia, tomaron en cuenta los estándares de la NT de SyCS relacionados con el control de tensión y reservas de potencia reactiva, que determinan que los sistemas deben operación con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- 0.97 y 1.03 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- 0.95 y 1.05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.

Para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV se consideraron los límites iguales a 0.93 y 1.07 p.u. de la Tensión de Servicio.

Los requisitos operativos arriba mencionados se consideraron en la identificación de las barras candidatas (etapa 1) y en el estudio de mínima inversión en reactivo (etapa 2). En la etapa 2 del estudio se consideraron como candidatos de compensación para potencia reactiva equipos shunt capacitores/reactores, con un costo de 20 mil dólares por MVar.

L.1.3 Resultados de las necesidades de soporte de potencia reactiva

Para cada uno de los escenarios de expansión del sistema chileno, se estudiaron las necesidades adicionales de soporte de potencia reactiva buscando minimizar los costos de inversión. Se estudiaron los años de interés, definidos en los términos de referencia, 2021, 2025 y 2030.

Los resultados obtenidos para cada año se presentan en la siguiente tabla.

Cuadro L.10-34 Refuerzo en el soporte de potencia reactiva (años 2021, 2025 y 2030)

Capacidad total en inversión en potencia reactiva [MVar]										
Año	Tipo	DBC B	DBC M	DBC A	DMCB	DMCM	DMCA	DACB	DACM	DACA
2021	Capacitor	10	70	20	25	20	20	20	50	80
	Reactor	10	10	10	10	-	10	10	10	110
2025	Capacitor	20	160	20	105	20	20	-	230	110
	Reactor	-	-	-	822	10	-	-	840	40
2030	Capacitor	180	125	245	115	175	80	245	90	420
	Reactor	1,050	690	630	335	1,755	1,391	1,030	110	2,055
Total	Capacitor	210	355	285	245	215	120	265	370	610
	Reactor	1,060	700	640	1,167	1,765	1,401	1,040	960	2,205

Los costos totales de cada plan de soporte de potencia reactiva se muestran en la tabla que sigue.

Cuadro L.10-35 Costos de refuerzos en el soporte de potencia reactiva hasta el año 2030

Costo Total de los Planes de Expansión en Reactivo [millones de USD]									
Tipo	DBC B	DBC M	DBC A	DMCB	DMCM	DMCA	DACB	DACM	DACA
Capacitor	4,200	7,100	5,700	4,900	4,300	2,400	5,300	7,400	12,200
Reactor	21,200	14,000	12,800	23,340	35,300	28,020	20,800	19,200	44,100
Total	25,400	21,100	18,500	28,240	39,600	30,420	26,100	26,600	56,300

El anexo L.4 ilustra los resultados detallados para las necesidades de soporte de potencia reactiva adicional.

L.2 Estudios de estabilidad

L.2.1 Metodología

Esta sección presenta la metodología empleada por el Consultor para analizar el impacto de la integración de RES en el desempeño dinámico del sistema chileno. Los diferentes pasos de este análisis se presentan en la figura a continuación.

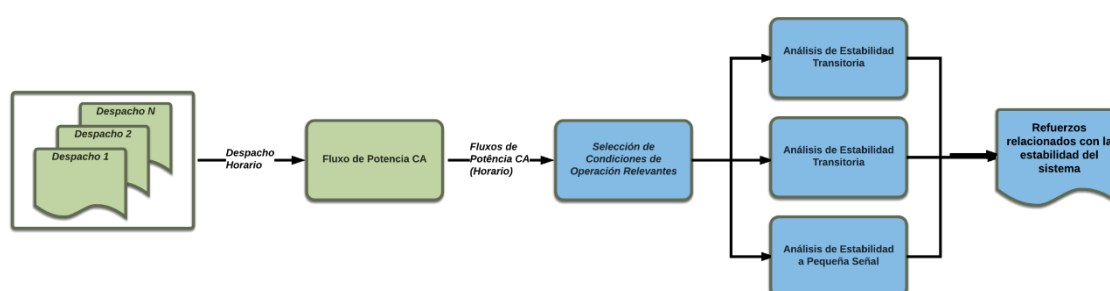


Figura L-10-10 Visión general de la metodología (estudios eléctricos)

Las siguientes secciones describen con más detalles la metodología adoptada para cada uno de los pasos mencionados anteriormente.

L.2.2 Selección de las condiciones operativas relevantes

La selección de las condiciones operativas relevantes para el análisis de estabilidad del sistema se realiza de la siguiente manera: para todos los despachos de generación generados por SDDP, realice un análisis dedicado para seleccionar las condiciones de funcionamiento que provocan un gran stress del sistema (desde el punto de vista de la estabilidad transitoria, de frecuencia y de pequeña señal). Esto permitirá garantizar el análisis de las condiciones operativas más relevantes desde el punto de vista de la integración de fuentes de ERNC.

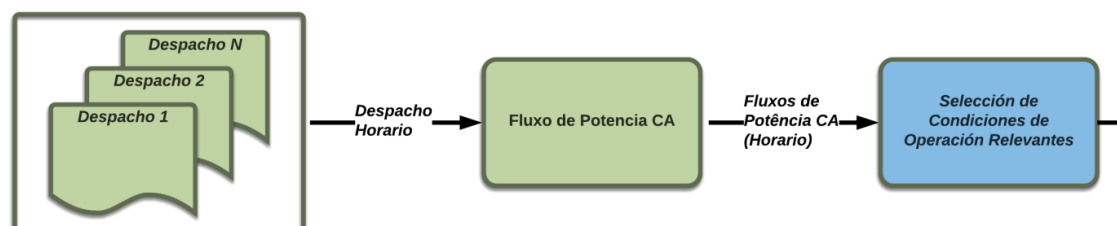


Figura L-10-11 Selección de condiciones operativas relevantes

Los indicadores del stress del sistema (desde el punto de vista de la estabilidad) considerados para la selección de las condiciones de operación relevantes son los siguientes:

- Baja inercia global del sistema
- Flujos de potencia elevados a través de los ejes principales de transmisión (alto estrés en la red)
- Soporte de potencia reactiva y reserva rotante limitados

Estabilidad transitoria

El objetivo del análisis de estabilidad transitoria es evaluar la capacidad del sistema para superar fallas y recuperar una condición de equilibrio estable después de la eliminación de las fallas. El análisis de estabilidad transitoria permite la verificación de los esquemas de protección con respecto a la estabilidad de los generadores.

En este estudio, el análisis de estabilidad transitoria se analizará mediante una evaluación de la seguridad dinámica (“Dynamic Security Assessment – DSA”), cuyo objetivo es evaluar la seguridad del sistema desde un punto de vista dinámico. Se puede ver como una evolución de la evaluación de seguridad estática (criterio N-1).

En este estudio, el enfoque del DSA está en la estabilidad angular del sistema y la recuperación del voltaje después de fallas. Se simulan los siguientes incidentes para las líneas de 500 kV y 220 kV más fuertemente cargadas⁴⁵:

- **Severidad 3:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito sin enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de su Sistema de Protecciones, admitiendo la actuación del EDAC, EDAG o ERAG.
- **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, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG.

Se supervisan dos parámetros clave para evaluar la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina: el ángulo máximo del rotor y la tensión transitoria mínima.

- **Ángulo máximo del rotor (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48):** se considera como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.

⁴⁵ Incidentes normativos definidos en el código de red chileno (Referencia: “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – NTSyCS”, enero de 2016)

- Tensión transitoria mínima (NTSyCS Art. 5-39): después de una contingencia, el voltaje en las barras colectoras del sistema de transmisión no puede caer por debajo de 0,70 pu durante más de 50 ms ni permanecer por debajo de 0,80 pu durante más de 1,00 segundo después de la eliminación de la falla.

Estabilidad de frecuencia

El análisis de estabilidad de frecuencia tiene como objetivo evaluar la evolución de la frecuencia del sistema después de desequilibrios de potencia activa.

El objetivo de este análisis es evaluar la capacidad del sistema para superar los fenómenos transitorios que siguen desequilibrios de potencia activos que vuelven a una condición operativa estable y, en la medida de lo posible, sin activar los planes de defensa del sistema como los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC). En tales condiciones, la inercia del sistema y el tamaño, las características de asignación y rendimiento de la reserva primaria son extremadamente importantes.

En el caso de la planificación del sistema de potencia en presencia de fuentes de ERNC, el análisis de estabilidad de frecuencia se vuelve aún más importante. Es bien sabido que las fuentes de ERNC tienen capacidades limitadas de proporcionar inercia y reservas operativas. La mayoría de las plantas de energía ERNC solo están equipadas con capacidad de regulación descendente.

En este estudio, el análisis se llevará a cabo simulando la desconexión de la unidad más grande del sistema interconectado (el incidente más crítico desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia)⁴⁶:

- **Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica de mayor tamaño admitiendo la actuación de EDAC.

De acuerdo con el código de red (NTSyCS Art. 3-9, Art. 5-40), los criterios a verificar para el análisis de estabilidad de frecuencia son los siguientes:

- En caso de una contingencia simple, la estabilidad de frecuencia se evalúa asegurando que la frecuencia mínima del sistema sea mayor o igual a 48,3 Hz ($U > 200$ kV). Para subtransmisión y sistema de transmisión adicional, se acepta una caída de la frecuencia por debajo de 48.3Hz por no más de 200 ms.
- La frecuencia en las barras colectoras de generación debe ser superior a 47,5Hz dentro de los primeros 5 segundos después de que ocurre la falla y debe estar dentro del rango (50.0 ± 1.0) Hz en no más de 90 segundos después del comienzo de la falla.

⁴⁶ Incidente normativo definido en el código de red chileno (Referencia: "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio – NTSyCS", enero de 2016)

Estabilidad de pequeña señal

El análisis de la estabilidad de pequeña señal se ocupa de la evaluación de la estabilidad del sistema frente a perturbaciones de pequeña amplitud, como variaciones naturales de la carga o pequeños cambios topológicos en la red. Normalmente, las oscilaciones electromecánicas provocadas por estas perturbaciones deben mostrar una relación de amortiguación mínima en todas las condiciones de funcionamiento creíbles. Siempre que no se cumpla la amortiguación mínima de la oscilación, se deben tomar medidas para mejorar la amortiguación. Usualmente, el ajuste adecuado de los estabilizadores del sistema de potencia (“Power System Stabilizer – PSS”) permite alcanzar el umbral preespecificado para la amortiguación de las oscilaciones.

En el contexto de este estudio, una característica bien conocida de las fuentes de ERNC es su baja inercia. La integración de estas fuentes en el sistema eléctrico chileno podría conducir a modificaciones significativas de la firma (frecuencia de oscilación y amortiguación) de los modos de oscilación electromecánica local e interárea del sistema.

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal, la amortiguación mínima admisible (ζ) se evalúa de acuerdo con los artículos relacionados del código de red:

- $\zeta \geq 10\%$ en condición de operación normal (N). *Art. 5-49 NTSyCS;*
- $\zeta \geq 5\%$ en condición de contingencia simples (N-1). *Art. 5-43 NTSyCS.*

L.2.3 Resultados de las simulaciones

Esta sección presenta los resultados de los estudios de estabilidad del sistema para los siguientes años objetivo: 2021, 2025 y 2030. Los casos de estudio se presentan en las tablas a continuación. Una descripción más detallada de cada caso de estudio se da en las siguientes subsecciones.

Debe enfatizarse que se seleccionaron más casos para los análisis a más corto plazo. El motivo de esta distribución asimétrica de los casos en el horizonte de estudio es que cuanto más avanzamos en el horizonte de estudio, mayores son las incertidumbres asociadas con el desarrollo del sistema en ese horizonte. Teniendo esto en cuenta, los análisis más detallados de la estabilidad del sistema para esos horizontes de tiempo se vuelven menos precisos y significativos.

Cuadro L.10-36 Descripción general de los casos de estudio⁴⁷

Escenario	Año	Descripción	Demanda [MW]	Reserva Rotante Min. [MW]
1	2021	DA - Menor Demanda	6,928	1,027
2	2021	DM - Mayor Demanda	10,343	1,041
3	2021	DM - Menor Demanda	6,690	1,023
4	2021	DM - Máximo Flujo N->S	10,035	1,023
5	2021	DM - Máximo Flujo S->N	6,840	1,023
6	2021	DB - Menor Demanda	6,457	1,020
7	2025	DM - Mayor Demanda	11,668	1,230
8	2025	DM - Menor Demanda	7,587	1,076
9	2025	DM - Máximo Flujo N->S	11,666	1,127
10	2025	DM - Máximo Flujo S->N	7,730	1,038
11	2030	DM - Mayor Demanda	13,572	1,496
12	2030	DM - Menor Demanda	8,946	1,136

Cuadro L.10-37 Casos de estudio: generación y demanda

Caso	Año	Demanda [MW]			Generación [MW]			Generación [%]			Inercia [MVAs]
		SIC	SING	Total	ERNC	Hidro	Térmico	ERNC	Hidro	Térmico	
1	2021	4,652	2,277	6,928	883	2,460	3,586	13%	35%	52%	44,925
2	2021	8,051	2,292	10,343	2,671	5,289	2,383	26%	51%	23%	40,293
3	2021	4,491	2,198	6,690	902	2,795	2,993	13%	42%	45%	39,868
4	2021	7,846	2,188	10,035	2,563	5,236	2,236	26%	52%	22%	39,876
5	2021	4,641	2,199	6,840	975	3,026	2,840	14%	44%	42%	40,530
6	2021	4,335	2,122	6,457	902	3,011	2,544	14%	47%	39%	38,303
7	2025	8,981	2,687	11,668	5,050	5,060	1,558	43%	43%	13%	33,059
8	2025	5,010	2,577	7,587	1,462	3,547	2,578	19%	47%	34%	41,409
9	2025	8,962	2,704	11,666	4,143	4,036	3,488	36%	35%	30%	44,925
10	2025	5,316	2,413	7,730	1,003	5,438	1,289	13%	70%	17%	33,144
11	2030	10,120	3,452	13,572	6,675	3,425	3,471	49%	25%	26%	44,917
12	2030	5,657	3,289	8,946	2,101	3,424	3,421	23%	38%	38%	43,712

⁴⁷ Nomenclatura:

- Escenario de pronóstico de demanda: DB (Demanda Baja), DM (Demanda Media), DA (Demanda Alta).
- Nivel de carga sobre la curva de carga anual: carga máxima o carga mínima.
- Dirección de máximo flujo en la interconexión SIC-SING: N→S (SING al SIC), S→N (SIC al SING).

L.2.4 Año 2021

Los resultados de la simulación para los seis casos de estudio para el año 2021 se presentan en esta subsección.

Caso 1

Las principales características del Caso 1 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: alta (DA)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Penetración de ERNC: baja
- Indicadores principales:
 - Demanda: 6,928 MW (SIC: 4,652 MW; SING: 2,277 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 883 MW (13%)
 - Hidro: 2,460 MW (35%)
 - Térmico: 3,586 MW (52%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con baja penetración relativa de ERNC, utilizado como caso de referencia para la evaluación del impacto de las ERNC en condiciones de demanda baja.
 - Inercia equivalente del sistema: alta para una condición de carga baja.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en el cuadro en la secuencia. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-38 Caso 1: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras a continuación ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en el la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

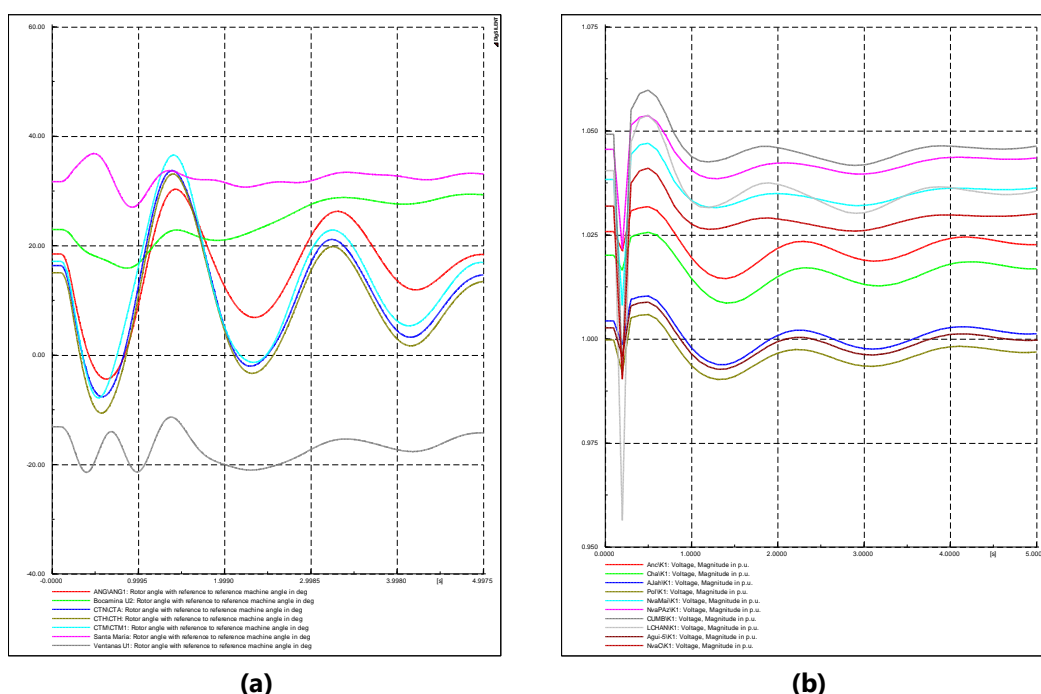


Figura L-10-12 Caso 1: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad "Red Dragon", llevando a la pérdida de alrededor de 330 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.69 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,90 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

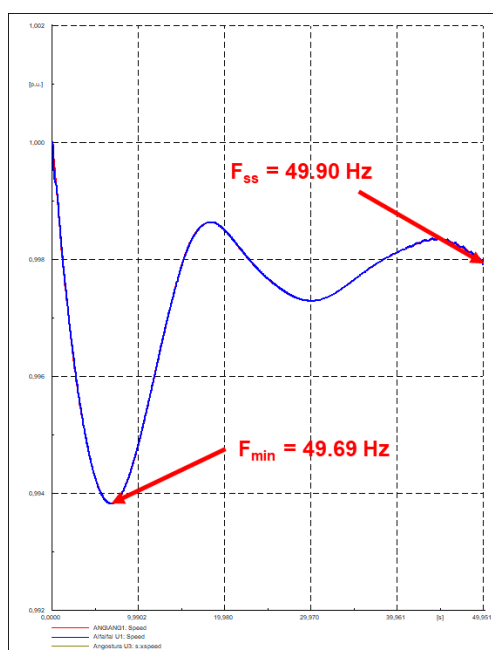


Figura L-10-13 Caso 1: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 1, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.544 Hz
- Amortiguamiento: 13.0 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

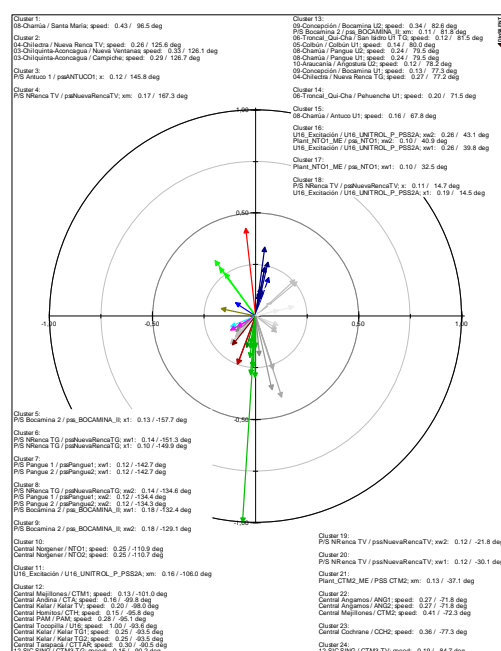


Figura L-10-14 Caso 1: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 2

Las principales características del Caso 2 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga alta
 - Penetración de ERNC: moderada / alta
- Indicadores principales:
 - Demanda: 10,343 MW (SIC: 8,051 MW; SING: 2,292 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 2,671 MW (26%)
 - Hidro: 5,289 MW (51%)
 - Térmico: 2,383 MW (23%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con penetración relativa de ERNC moderada a alta en carga elevada.
 - Inercia equivalente del sistema: alta a pesar de la alta penetración de ERNC (alta carga, que requiere el despacho de una cantidad significativa de generación convencional).

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- Ángulo máximo del rotor (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- Tensión transitoria mínima (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-39 Caso 2: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

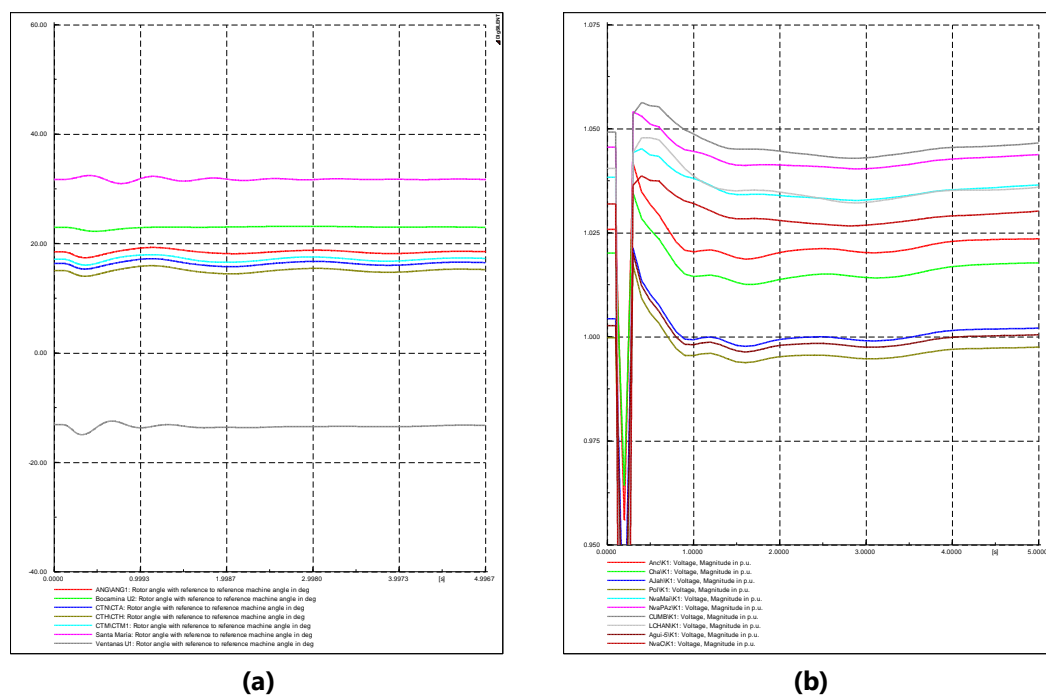


Figura L-10-15 Caso 2: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Red Dragon”, llevando a la pérdida de alrededor de 330 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.87 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,94 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

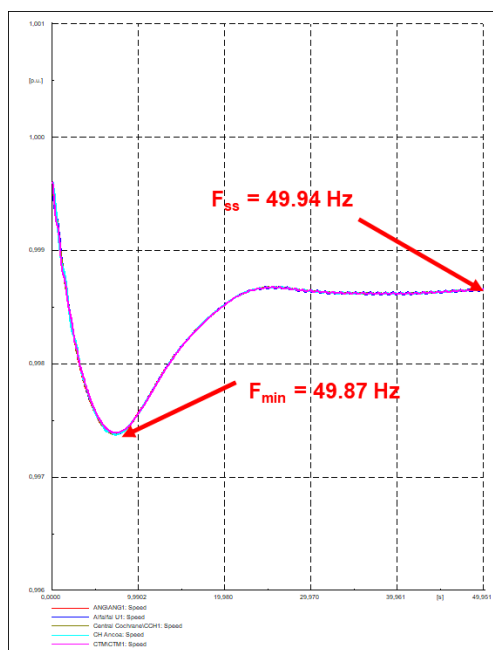


Figura L-10-16 Caso 2: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 2, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.604 Hz
- Amortiguamiento: 13.2 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

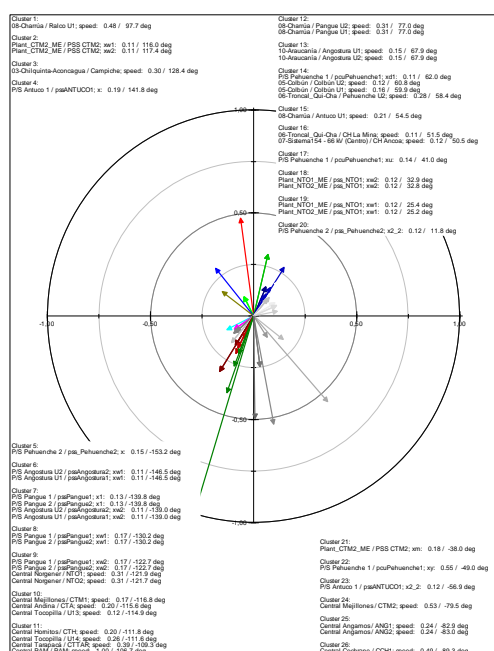


Figura L-10-17 Caso 2: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 3

Las principales características del Caso 3 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Penetración de ERNC: baja
- Indicadores principales:

Demanda: 6,690 MW (SIC: 4,491 MW; SING: 2,198 MW)

- Generación:
 - ERNC: 902 MW (13%)
 - Hidro: 2,795 MW (42%)
 - Térmico: 2,993 MW (45%)

- Análisis cualitativo:
 - Escenario con baja penetración relativa de ERNC, utilizado como caso de referencia para la evaluación del impacto de las ERNC en condiciones de demanda baja y despacho de generación hidroeléctrica alto.
 - Inercia equivalente del sistema: alta para una condición de carga baja.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-40 Caso 3: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

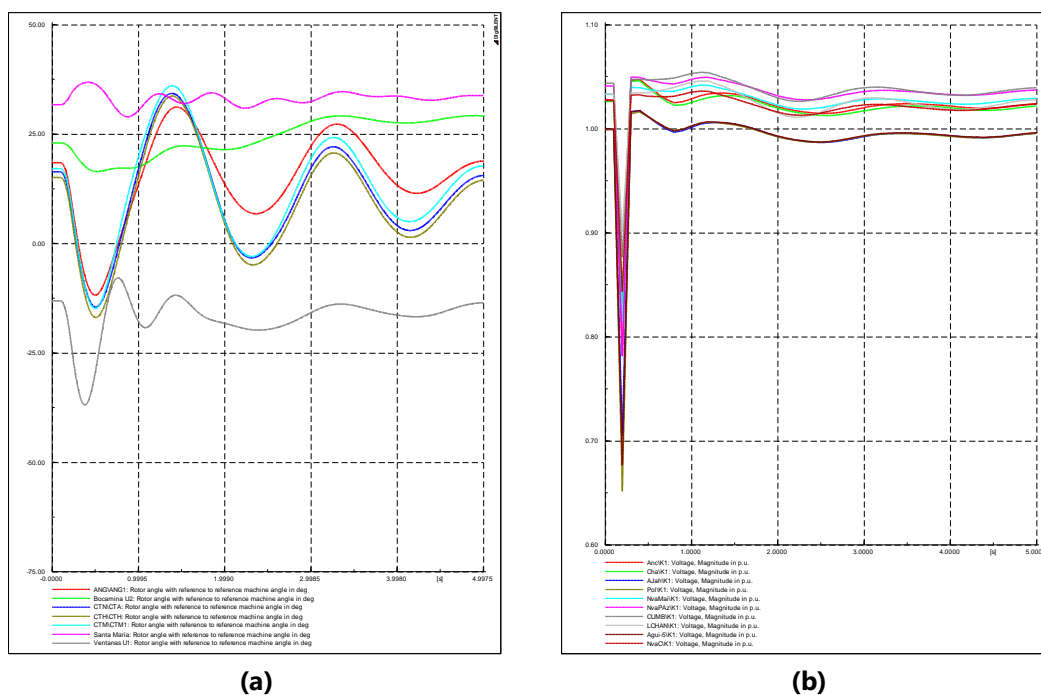


Figura L-10-18 Caso 3: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Ralco U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 335 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.59 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,85 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

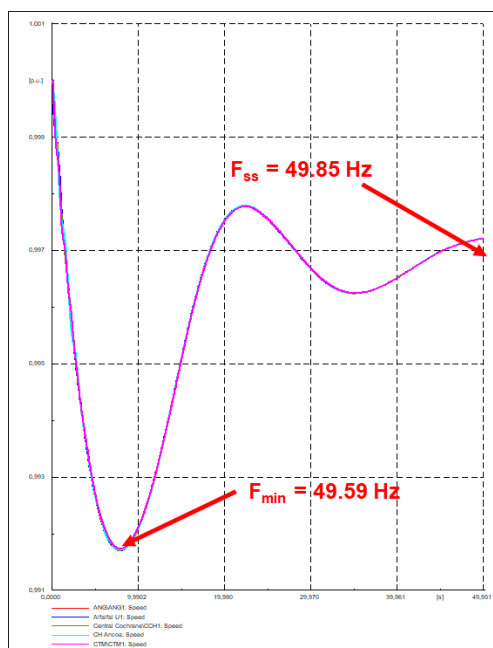


Figura L-10-19 Caso 3: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 3, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.564 Hz
- Amortiguamiento: 12.2%

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

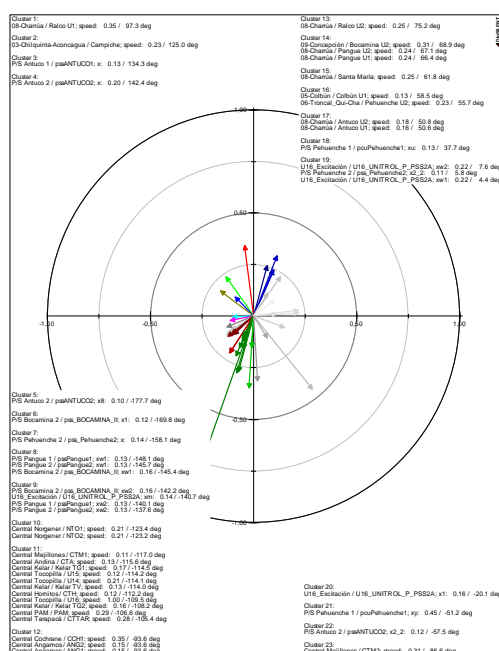


Figura L-10-20 Caso 3: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 4

Las principales características del Caso 4 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga alta
 - Máximo flujo en la interconexión (SING → SIC)
 - Penetración de ERNC: moderada / alta
- Indicadores principales:
 - Demanda: 10,035 MW (SIC: 7,846 MW; SING: 2,188 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 2,563 MW (26%)
 - Hidro: 5,236 MW (52%)
 - Térmico: 2,236 MW (22%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con alta penetración relativa de ERNC en demanda elevada e intercambio elevado en la interconexión SIC-SING.
 - Inercia equivalente del sistema: alta a pesar de la alta penetración de ERNC (alta carga, que requiere el despacho de una cantidad significativa de generación convencional).
 - Elevado flujo de potencia en la interconexión SIC-SING.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

Ángulo máximo del rotor (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.

Tensión transitoria mínima (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

CuadroL.10-41 Caso 4: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

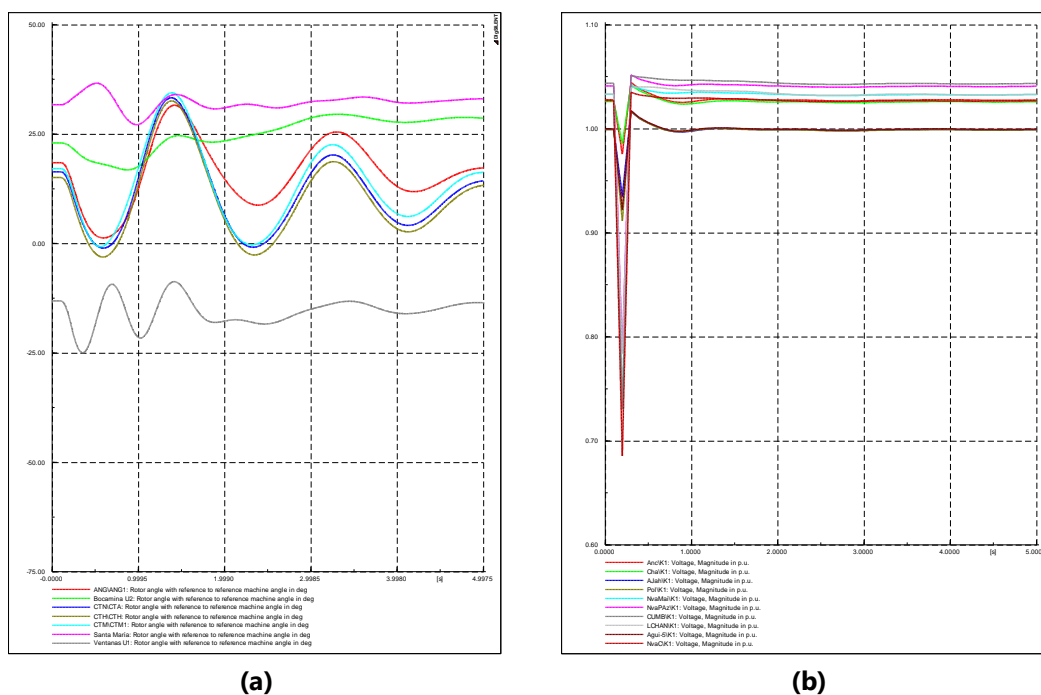


Figura L-10-21 Caso 4: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Ralco U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 335 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.59 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,85 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

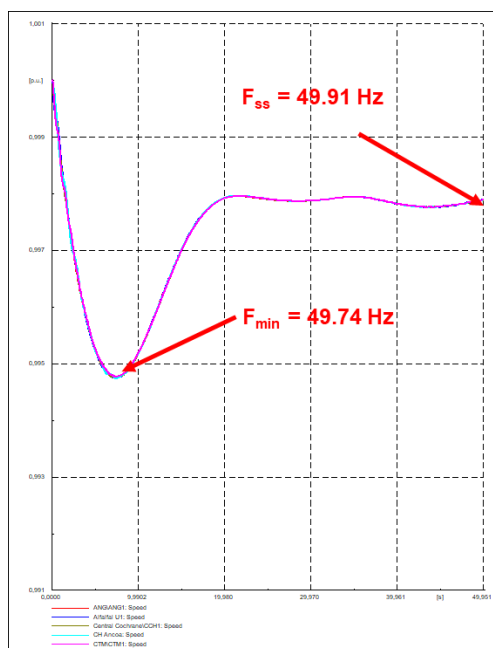


Figura L-10-22 Caso 4: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 4, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.608 Hz
- Amortiguamiento: 10.1 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

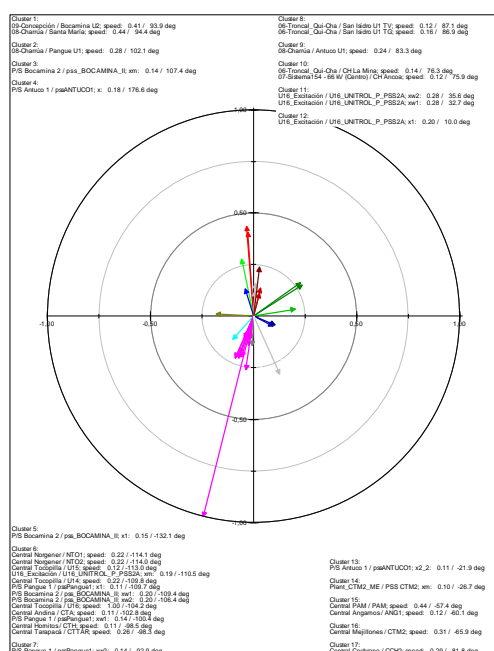


Figura L-10-23 Caso 4: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 5

Las principales características del Caso 5 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Máximo flujo en la interconexión (SIC → SING)
 - Penetración de ERNC: baja
- Indicadores principales:
 - Demanda: 6,840 MW (SIC: 4,641 MW; SING: 2,199 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 975 MW (14%)
 - Hidro: 3,026 MW (44%)
 - Térmico: 2,840 MW (42%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con baja penetración relativa de ERNC, utilizado como caso de referencia para la evaluación del impacto de las ERNC en condiciones de demanda baja e intercambio elevado en la interconexión SIC-SING.
 - Inercia equivalente del sistema: alta para una condición de demanda baja.
 - Elevado flujo de potencia en la interconexión SIC-SING.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-42 Caso 5: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

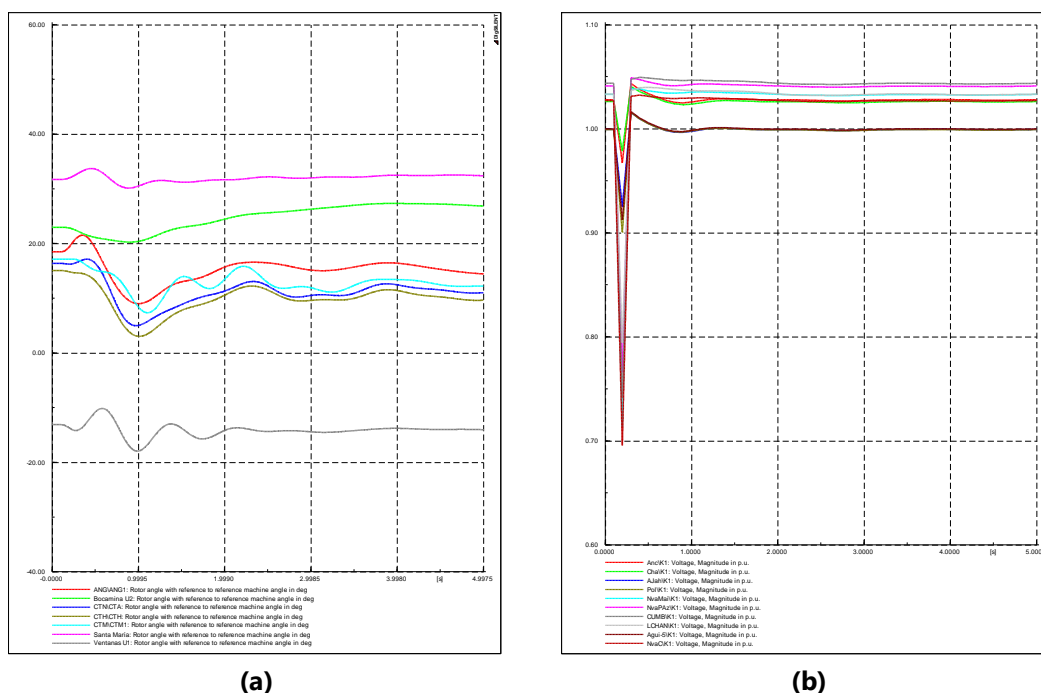


Figura L-10-24 Caso 5: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Red Dragon”, llevando a la pérdida de alrededor de 270 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.68 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,86 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

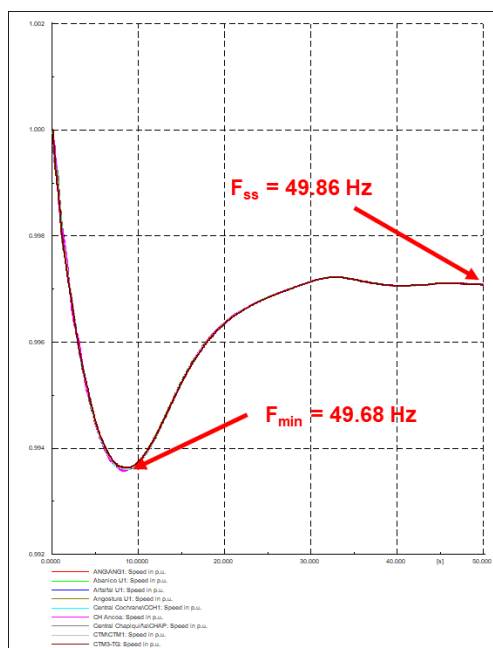


Figura L-10-25 Caso 5: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 5, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.555 Hz
- Amortiguamiento: 10.6 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

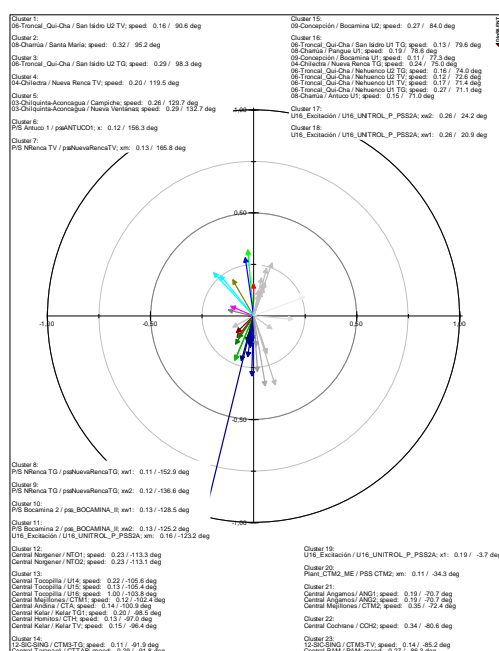


Figura L-10-26 Caso 5: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 6

Las principales características del Caso 6 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: baja (DB)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Penetración de ERNC: baja
- Indicadores principales:
 - Demanda: 6,457 MW (SIC: 4,335 MW; SING: 2,122 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 883 MW (14%)
 - Hidro: 2,460 MW (47%)
 - Térmico: 3,586 MW (39%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con baja penetración relativa de ERNC y alta participación de generación hidroeléctrica (generación alta en el SIC).
 - Inercia equivalente del sistema: alta para una condición de demanda baja.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-43 Caso 6: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

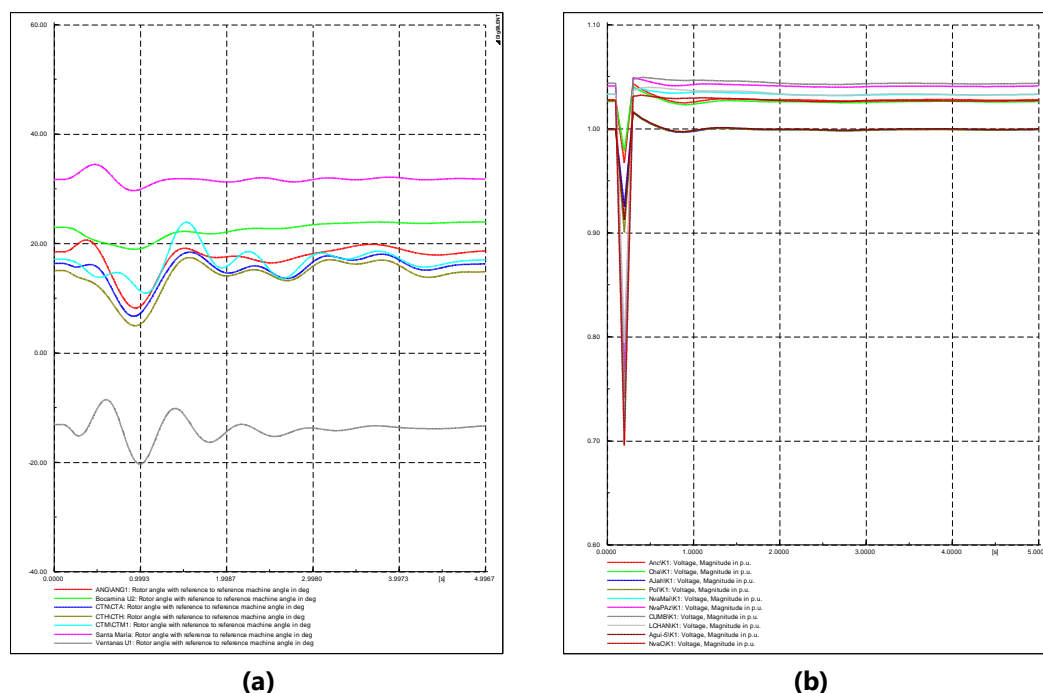


Figura L-10-27 Caso 6: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Ralco U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 315 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.35 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,80 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

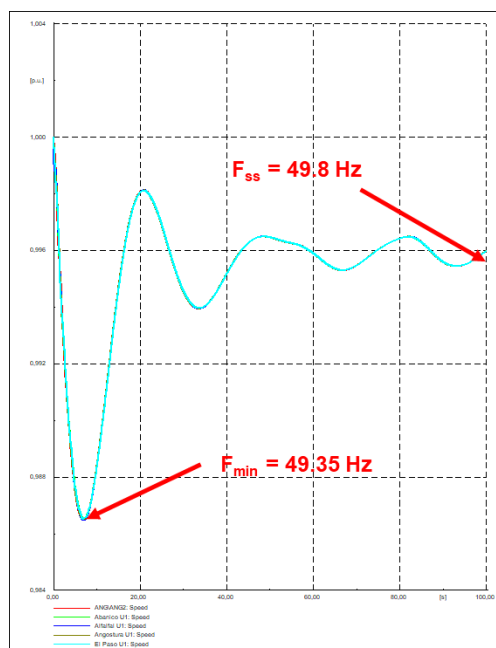


Figura L-10-28 Caso 6: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 6, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.601 Hz
- Amortiguamiento: 12.3 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

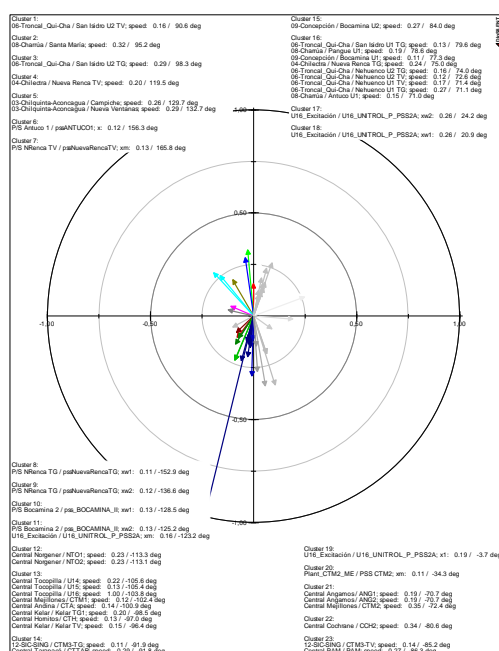


Figura L-10-29 Caso 6: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

L.2.5 Año 2025

Los resultados de la simulación para los seis casos de estudio para el año 2025 se presentan en esta subsección.

Caso 7

Las principales características del Caso 7 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga alta
 - Penetración de ERNC: alta
- Indicadores principales:
 - Demanda: 11,668 MW (SIC: 8,981 MW; SING: 2,687 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 5,050 MW (43%)
 - Hidro: 5,060 MW (43%)
 - Térmico: 1,558 MW (14%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con alta penetración relativa de ERNC en demanda elevada.

- Inercia equivalente del sistema: reducida debido a la alta penetración de ERNC.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DiGSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DiGSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-44 Caso 7: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

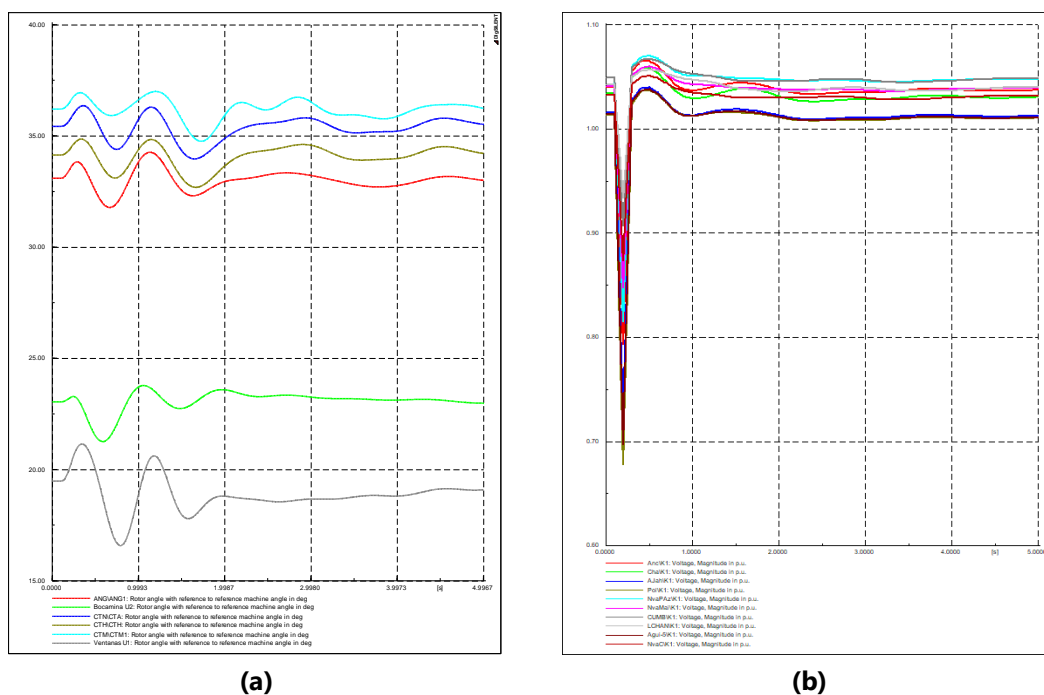


Figura L-10-30 Caso 7: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Ralco U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 340 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 48.85 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,70 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

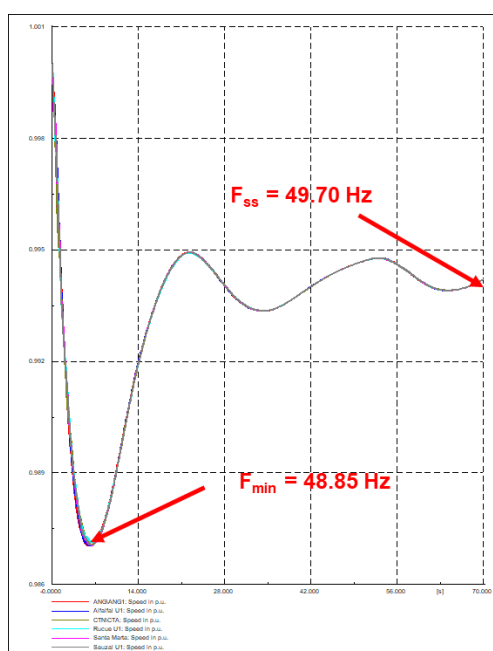


Figura L-10-31 Caso 7: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 7, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.713 Hz
- Amortiguamiento: 11.7 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

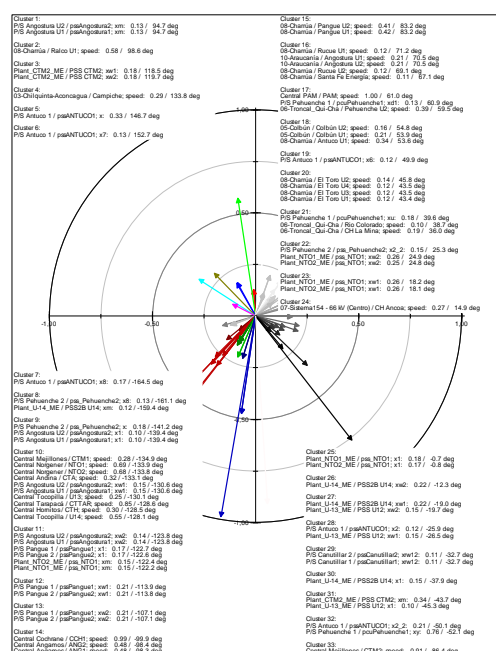


Figura L-10-32 Caso 7: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 8

Las principales características del Caso 8 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Penetración de ERNC: moderada
- Indicadores principales:
 - Demanda: 7,587 MW (SIC: 5,010 MW; SING: 2,577 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 1,462 MW (19%)
 - Hidro: 3,547 MW (47%)
 - Térmico: 2,578 MW (34%)
- Análisis cualitativo:
 - Inercia equivalente del sistema: relativamente alta para un escenario con penetración moderada de ERNC.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a

tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-45 Caso 8: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

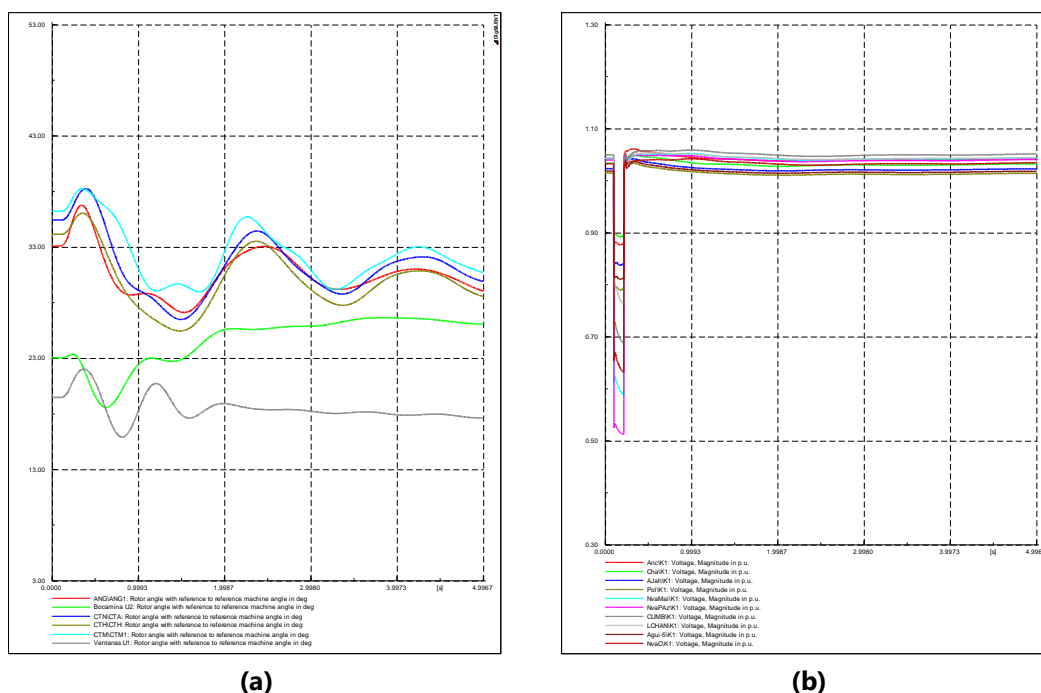


Figura L-10-33 Caso 8: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Ralco U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 235 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.65 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,83 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

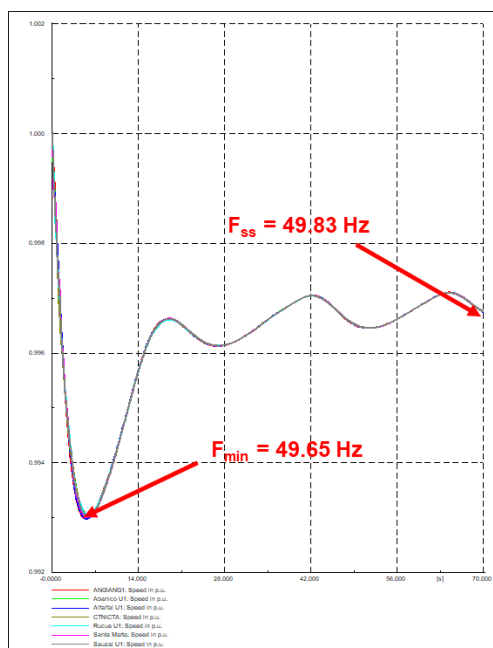


Figura L-10-34 Caso 8: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 8, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.573 Hz
- Amortiguamiento: 12.1 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

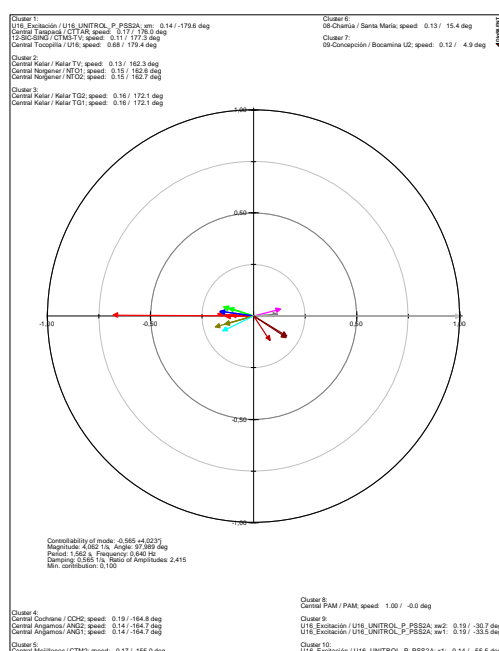


Figura L-10-35 Caso 8: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 9

Las principales características del Caso 9 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga alta
 - Máximo flujo en la interconexión (SING → SIC)
 - Penetración de ERNC: alta
- Indicadores principales:
 - Demanda: 11,666 MW (SIC: 8,962 MW; SING: 2,704 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 4,143 MW (36%)
 - Hidro: 4,036 MW (35%)
 - Térmico: 3,488 MW (29%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con alta penetración relativa de ERNC en demanda elevada.
 - Inercia equivalente del sistema: considerada moderada para un escenario de alta penetración de ERNC.
 - Elevado flujo de potencia en la interconexión SIC-SING.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-46 Caso 9: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

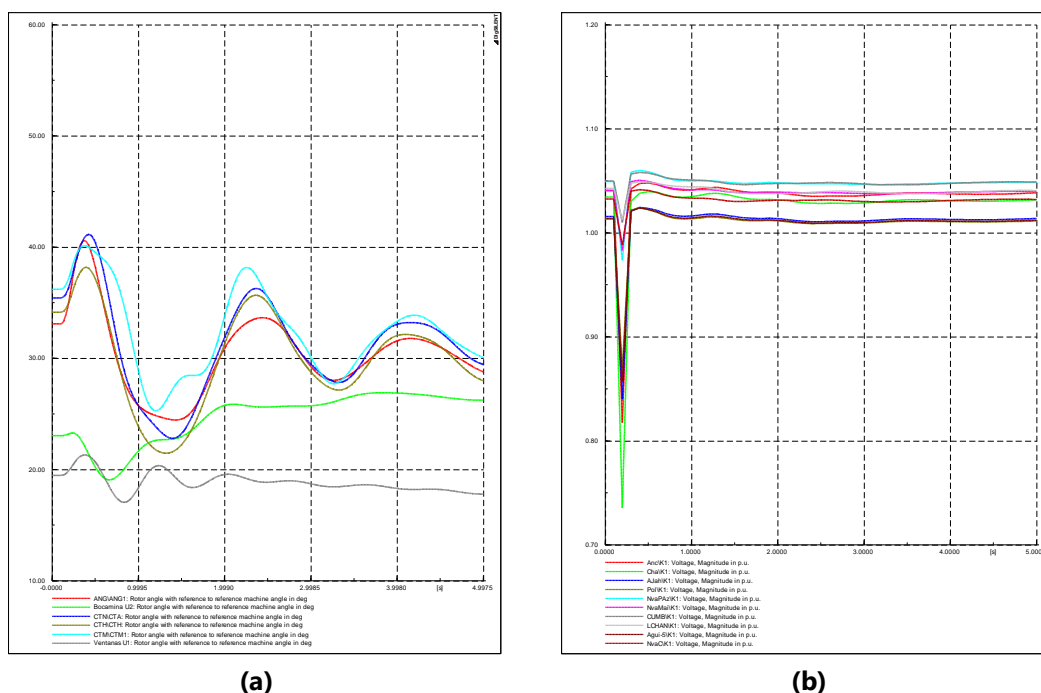


Figura L-10-36 Caso 9: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Red Dragon”, llevando a la pérdida de alrededor de 330 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.67 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,81 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

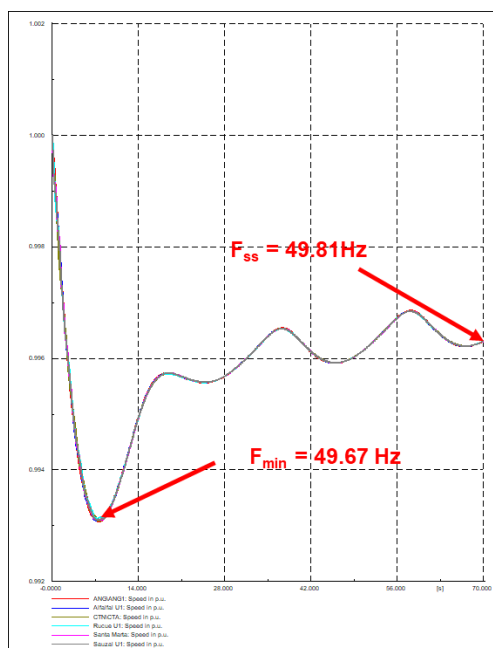


Figura L-10-37 Caso 9: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 9, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.678 Hz
- Amortiguamiento: 10.4 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

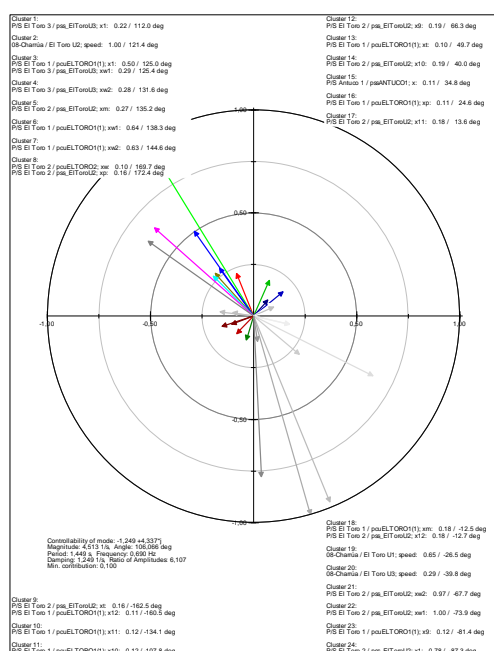


Figura L-10-38 Caso 9: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 10

Las principales características del Caso 10 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Máximo flujo en la interconexión (SIC → SING)
 - Penetración de ERNC: baja
- Indicadores principales:
 - Demanda: 7,730 MW (SIC: 5,316 MW; SING: 2,413 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 1,003 MW (13%)
 - Hidro: 5,438 MW (70%)
 - Térmico: 1,289 MW (17%)
- Análisis cualitativo:
 - Escenario con baja penetración relativa de ERNC, utilizado como caso de referencia para la evaluación del impacto de las ERNC en condiciones de demanda baja y alto stress en la interconexión SIC-SING.
 - Inercia equivalente del sistema: alta para una condición de demanda baja.
 - Alta penetración de hidro.

- Elevado flujo de potencia en la interconexión SIC-SING.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DiGSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DiGSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-47 Caso 10: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

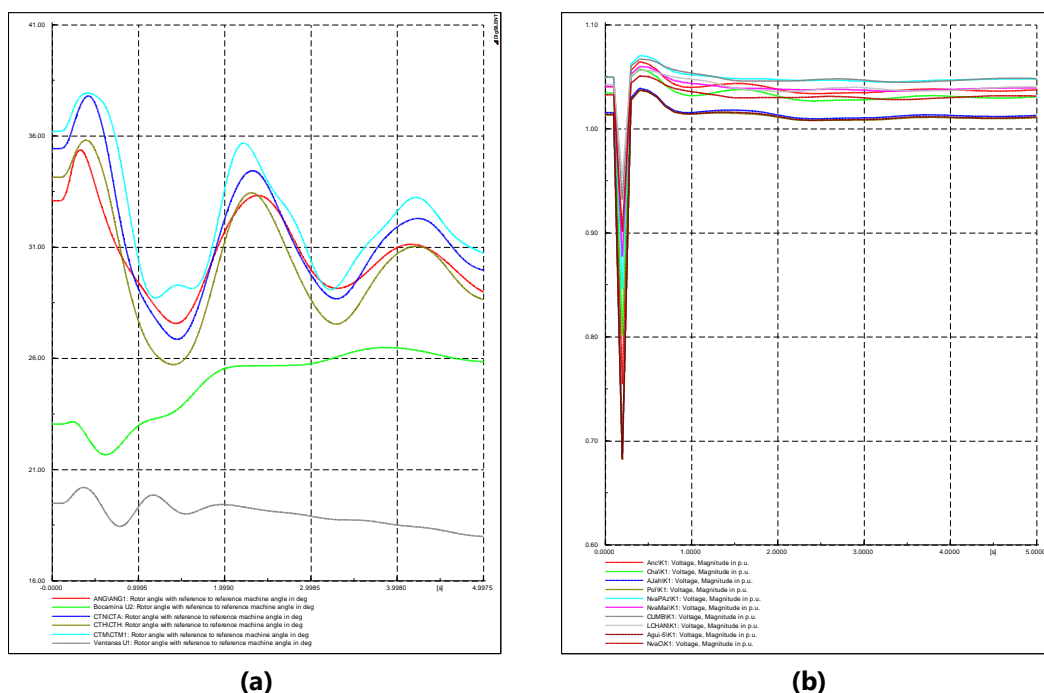


Figura L-10-39 Caso 10: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Pehuenche U1”, llevando a la pérdida de alrededor de 260 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.76 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,90 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

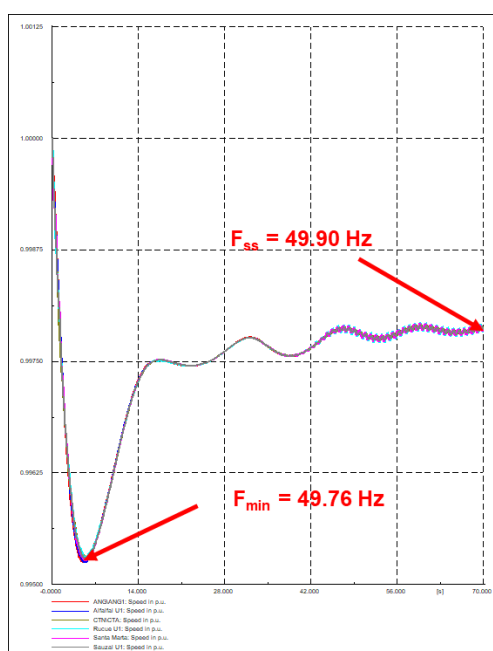


Figura L-10-40 Caso 10: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 10, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.587 Hz
- Amortiguamiento: 6.5 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

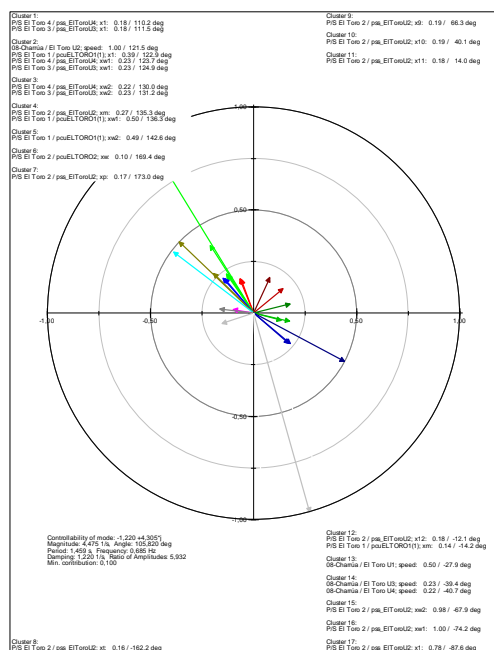


Figura L-10-41 Caso 10: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

L.2.6 Año 2030

Los resultados de la simulación para los seis casos de estudio para el año 2030 se presentan en esta subsección.

Caso 11

Las principales características del Caso 11 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga alta
 - Penetración de ERNC: alta
- Indicadores principales:
 - Demanda: 13,572 MW (SIC: 10,120 MW; SING: 3,452 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 6,675 MW (49%)
 - Hidro: 3,425 MW (25%)
 - Térmico: 3,471 MW (26%)
- Análisis cualitativo:

- Escenario con alta penetración relativa de ERNC en demanda elevada.
- Inercia equivalente del sistema: moderada debido a la alta penetración de ERNC.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respetado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-48 Caso 11: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

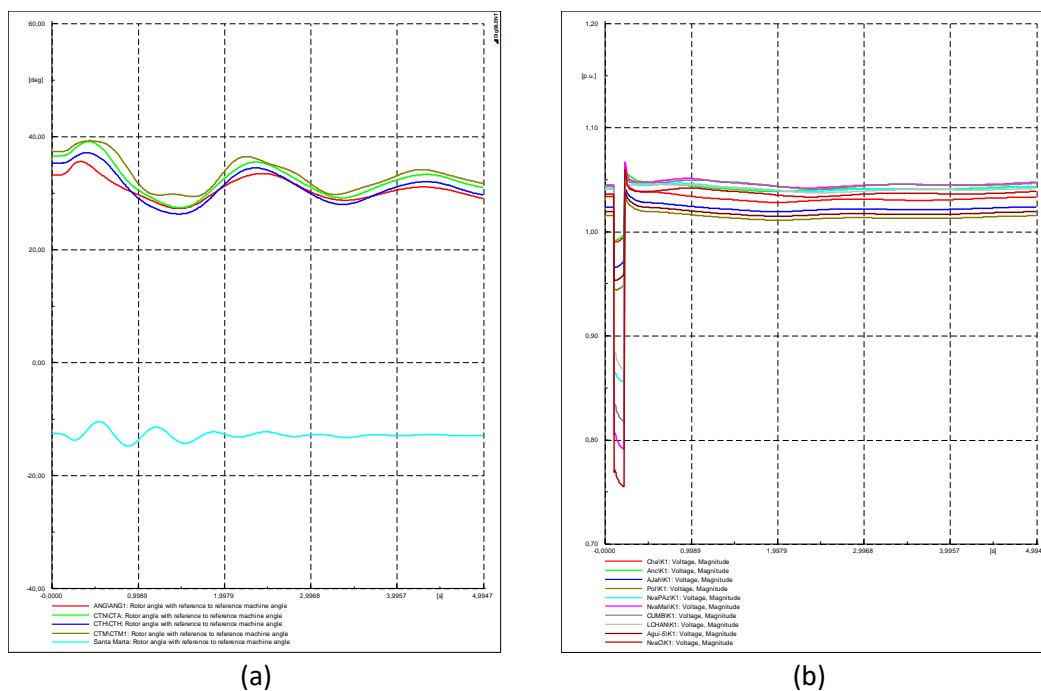


Figura L-10-42 Caso 11: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Santa María”, llevando a la pérdida de alrededor de 310 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.80 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,30 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

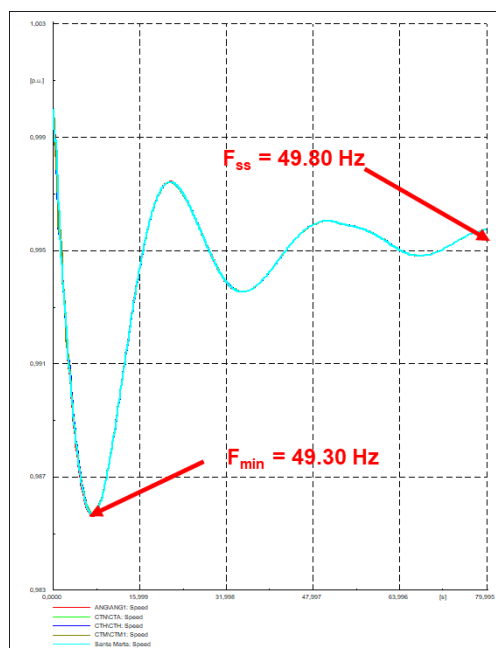


Figura L-10-43 Caso 11: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 11, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.732 Hz
- Amortiguamiento: 11.3 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

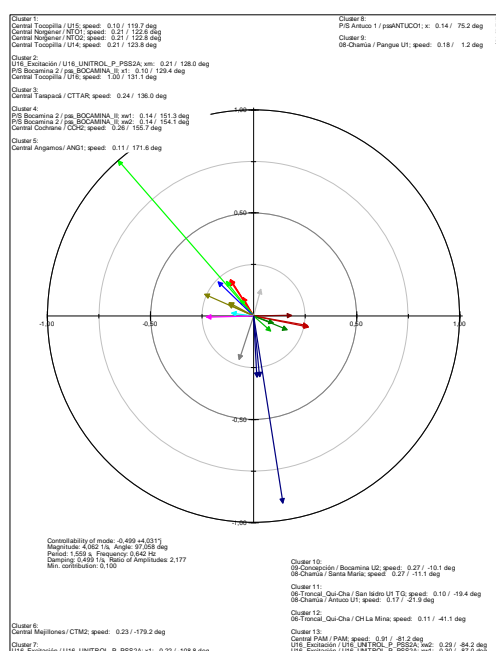


Figura L-10-44 Caso 11: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

Caso 12

Las principales características del Caso 12 son las siguientes:

- Descripción general:
 - Escenario de pronóstico de demanda: media (DM)
 - Estado de carga sobre la curva de carga anual: carga leve
 - Penetración de ERNC: moderada
- Indicadores principales:
 - Demanda: 8,946 MW (SIC: 5,657 MW; SING: 3,289 MW)
 - Generación:
 - ERNC: 2,101 MW (23%)
 - Hidro: 3,424 MW (38%)
 - Térmico: 3,421 MW (37%)
- Análisis cualitativo:
 - Inercia equivalente del sistema: moderada para un escenario de carga baja y penetración moderada de ERNC.

Estabilidad transitoria

Los resultados del análisis de estabilidad transitoria se sintetizan en la tabla a continuación. Los resultados muestran que el sistema permanece estable frente a cortocircuitos bifásicos a tierra despejado en 120 ms para las líneas seleccionadas, conforme verificación de los criterios siguientes:

- *Ángulo máximo del rotor* (NTSyCS Art. 1-7/35, Art. 5-48): esta condición es verificada usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory para la verificación de la variable de estado “ángulo del rotor” durante las simulaciones.
- *Tensión transitoria mínima* (NTSyCS Art. 5-39): este criterio también es respectado para todos los incidentes simulados (verificado usando script desarrollado por el Consultor en la herramienta DigSILENT PowerFactory).

Cuadro L.10-49 Caso 11: Estabilidad transitoria (DSA) – síntesis de los resultados

Línea	Estable?
Línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Cumbre – N.Cardones” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Cardones – N.Maitencillo” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N.Maitencillo – N. Pan de Azucar” (C1, 500 kV)	✓
Línea “N. Pan de Azucar - Polpaico” (C1, 500 kV)	✓
Línea “Encuentro – Atacama” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Lagunas – Crucero” (C1, 220 kV)	✓
Línea “Cardones – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓
Línea “P. Colorada – Maitencillo” (C1, 220 kV)	✓

Las figuras en la secuencia ilustran los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para un cortocircuito bifásico a tierra en la línea “L.Changos – Cumbre” (C1, 500 kV) despejado en 120 ms. Se obtuvieron resultados similares para todos los incidentes enumerados en la tabla anterior. Sin embargo, las tramas se omiten en el informe para evitar la repetición innecesaria de información.

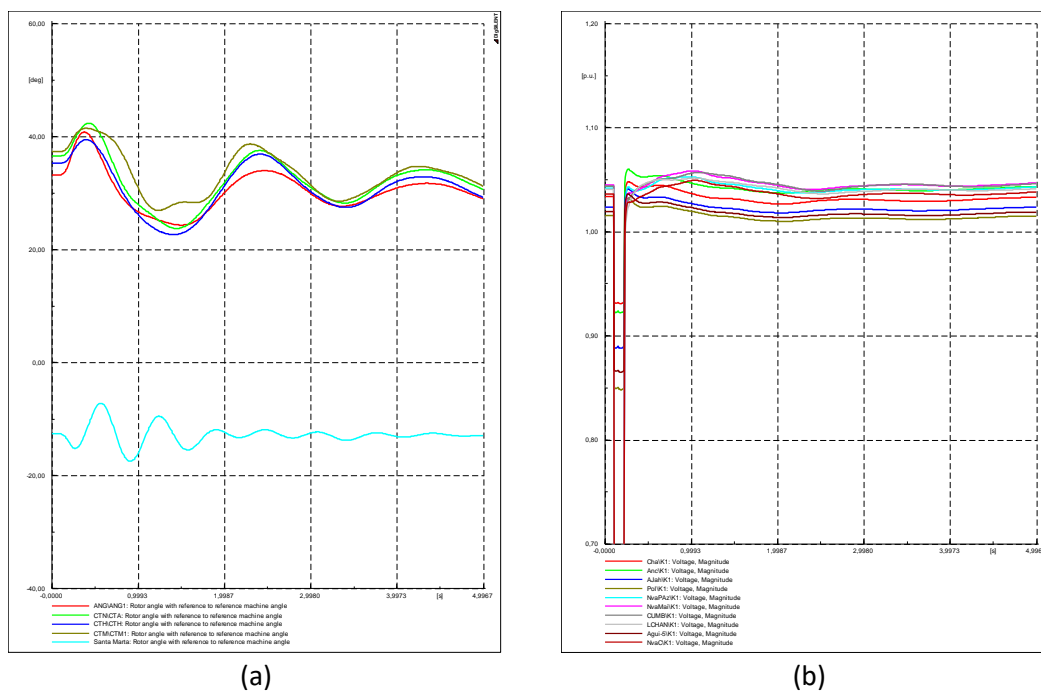


Figura L-10-45 Caso 12: Estabilidad transitoria – (a) Ángulo del rotor (b) Tensión transitoria

Estabilidad de frecuencia

La figura a continuación muestra la evolución temporal de la frecuencia del sistema para la simulación de la desconexión de la unidad “Santa María”, llevando a la pérdida de alrededor de 310 MW de generación.

Después de la desconexión de la unidad, la frecuencia del sistema desciende a 49.43 Hz. Las reservas primarias se activan para estabilizar el equilibrio de potencia activa en el sistema y, como consecuencia, la frecuencia del sistema se estabiliza a 49,75 Hz. Este resultado confirma que el sistema es estable para la pérdida de la unidad más grande del sistema para este caso.

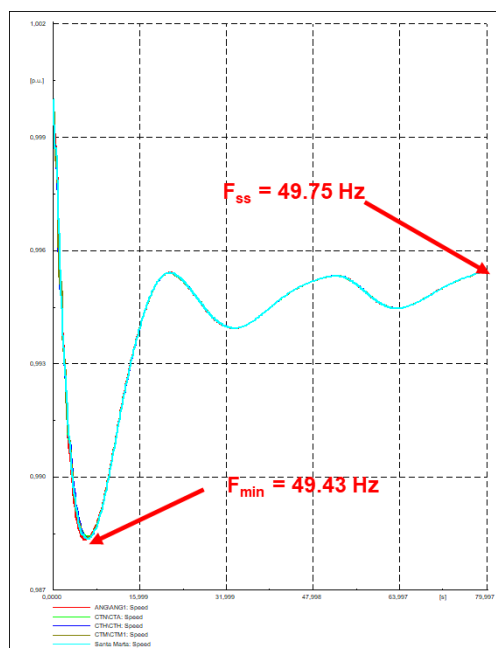


Figura L-10-46 Caso 12: Estabilidad de frecuencia

Estabilidad de pequeña señal

En este estudio, el análisis de estabilidad pequeña de señal se centra en el impacto de la integración ERNC en el modo de oscilación electromecánica interárea SIC-SING.

En el Caso 12, las características de este modo son las siguientes:

- Frecuencia de oscilación: 0.614 Hz
- Amortiguamiento: 10.7 %

La gráfica del "mode shape" de este modo se presenta en la secuencia.

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

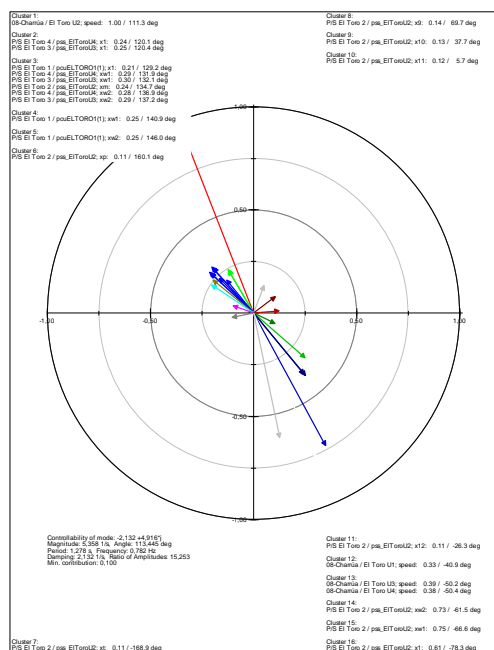


Figura L-10-47 Caso 12: Estabilidad de pequeña señal - "mode shape" del modo SIC-SING

L.3 Conclusiones y recomendaciones

Las principales **conclusiones** derivadas de los diferentes resultados de simulación presentados anteriormente son:

- Año 2021:
 - Se identificó la necesidad de agregar de 10 a 80 MVar de capacitores y de 0 a 110 MVar de reactores (controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;
 - El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
 - La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;

- Las tasas de amortiguamiento observadas a lo largo de las diferentes simulaciones están de acuerdo con el especificado en la NTSyCS.
- Año 2025:
 - Es necesario adicionar de 0 a 230 MVar de capacitores y de 0 a 840 MVar de reactores (equipos controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;
 - El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
 - La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;
 - La tasa de amortiguamiento del modo SIC-SING se muestra muy baja en el Caso 10:
 - Despacho predominante de unidades hidroeléctricas asociado con largas distancias de transmisión: condición favorable para oscilaciones interárea poco amortiguadas.
- Año 2030:
 - Es necesario adicionar de 80 a 245 MVar de capacitores y de 110 a 1,755 MVar de reactores (equipos controlables) en los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda / costo de inversión;
 - No es necesario ningún reforzamiento adicional a la red para hacer frente a los problemas de estabilidad del sistema;
 - El monto y la asignación de las reservas primarias como resultado de las simulaciones de despacho de generación resultaron ser correctas;
 - La cantidad de inercia en todos los casos simulados fue suficiente para evitar grandes caídas de frecuencia;
 - Las tasas de amortiguamiento observadas a lo largo de las diferentes simulaciones están de acuerdo con el especificado en la NTSyCS.

Las principales **recomendaciones** derivadas de los diferentes resultados de simulación presentados anteriormente son:

- Las centrales ENR deben participar en el control de tensión:
 - Modo de control estándar: V;
 - Modos de control opcionales: Q y PF.

- Las centrales ENR deben participar en el control primario de frecuencia:
 - Obligatorio (solar FV y eólica): reserva primaria “downward” → reducción de la producción en caso de sobrefrecuencia;
 - Recomendado (eólica): inercia sintética;
 - Reserva “upward”: solo cuando esté justificado técnica y económicamente (resultado de los estudios de impacto en la red y de conformidad al código de red).
- Ajuste de PSS:
 - El ajuste robusto de PSS debe analizarse cuidadosamente dados los cambios significativos en las características del modo SIC-SING entre condiciones con alta y baja penetración de energías renovables;
 - Todas las nuevas unidades generadoras convencionales (hidroeléctricas y térmicas) deben estar equipadas con un PSS. Este PSS debe ajustarse adecuadamente para amortiguar los modos locales de la planta, así como los modos interárea del sistema.
- Monitoreo en línea de la seguridad del sistema (WAMS)
 - Atención especial a tasa de amortiguamiento de oscilaciones interárea (principalmente el modo SIC-SING);
 - Implementación de una función de monitoreo de la inercia global del sistema en línea para garantizar un nivel mínimo de inercia en la operación en tiempo real.

L.4 Resultados detallados – expansión reactivo

Se presenta a continuación los resultados de expansión de potencia reactiva detallados por barra del sistema de transmisión, para cada uno de los escenarios (demanda/costo de inversión) considerados.

Demanda alta, costo de inversión alto (DACA)

Cuadro A-10-50: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DACA

DACA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
274	LVega/B	C	20	400	1/1/2021
277	S/E El Man/B	C	20	400	1/1/2021
356	Rap/B1	C	10	200	1/1/2021
500	Rap/B2	C	10	200	1/1/2021
621	S/E Quelen/C	R	20	400	1/1/2021

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DACA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
659	Ita/C1	R	20	400	1/1/2021
700	LA/C2	R	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
2294	Espera/O	R	10	200	1/1/2021
2312	P.Talagante_	C	10	200	1/1/2021
2513	S/E Placil01	R	10	200	1/1/2021
2515	S/E Quinta01	R	10	200	1/1/2021
3876	Talinay Poni	R	20	400	1/1/2021
4070	Tap San Fe04	C	10	200	1/1/2021
250	B	C	10	200	1/1/2025
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2025
1711	Escondida 01	C	10	200	1/1/2025
1831	Ind/H	R	10	200	1/1/2025
1972	CaboL/J	R	10	200	1/1/2025
2089	Kelar TG1 6.	C	10	200	1/1/2025
2091	Kelar TG2 6.	C	10	200	1/1/2025
2151	Lagunas Nort	C	50	1000	1/1/2025
2312	P.Talagante_	C	10	200	1/1/2025
2324	PE San Juan	R	10	200	1/1/2025
4242	Can I/Z	R	10	200	1/1/2025
152	ANG1 6.9(1)	C	10	200	1/1/2030
154	ANG2 6.9(1)	C	10	200	1/1/2030
256	S/E Paniah/B	C	30	600	1/1/2030
262	Cauq/B	C	10	200	1/1/2030
265	I.Maip/B	C	10	200	1/1/2030
285	S/E Rangul/B	C	10	200	1/1/2030
326	LUni/B	C	10	200	1/1/2030
330	Imperi/B	C	5	100	1/1/2030
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2030
530	Pull/B2	C	10	200	1/1/2030
536	SAndr/B2	R	50	1000	1/1/2030
558	AJah/B5	C	70	1400	1/1/2030
562	Cha/B7	C	30	600	1/1/2030
622	Chi/C	R	5	100	1/1/2030
639	Central Ti/C	R	70	1400	1/1/2030
680	C.Tal/C1	R	10	200	1/1/2030
717	C.Tal/C2	R	5	100	1/1/2030
719	DdA/C2	C	10	200	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	100	2000	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	100	2000	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DACA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
753	CCEE PdAzú01	R	150	3000	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	150	3000	1/1/2030
838	COLECTOR_M49	R	50	1000	1/1/2030
839	COLECTOR_M50	R	50	1000	1/1/2030
878	Caserones	R	100	2000	1/1/2030
894	Cerro Domi01	C	10	200	1/1/2030
924	Chimborazo01	C	5	100	1/1/2030
925	Chimborazo02	C	5	100	1/1/2030
1607	Quir/D	C	5	100	1/1/2030
1621	E	R	5	100	1/1/2030
1635	DdA/E	C	5	100	1/1/2030
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2030
1723	Escondida 02	R	10	200	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	10	200	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2030
1875	S/E Calder/H	R	10	200	1/1/2030
1876	S/E Los Lo/H	R	10	200	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	50	1000	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	50	1000	1/1/2030
1972	CaboL/J	R	40	800	1/1/2030
2025	NvaPAz/J2	R	200	4000	1/1/2030
2071	Jorquera	R	50	1000	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	100	2000	1/1/2030
2147	Laberinto 02	C	10	200	1/1/2030
2168	Licancabur 3	C	5	100	1/1/2030
2177	Llano de Lla	R	200	4000	1/1/2030
2213	Pain/M1	C	5	100	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	40	800	1/1/2030
2304	OLAP 13.8 B1	C	5	100	1/1/2030
2305	OLAP 13.8 B2	C	5	100	1/1/2030
2323	PE Pelicano	R	20	400	1/1/2030
2324	PE San Juan	R	40	800	1/1/2030
2325	PE Sarco 220	R	30	600	1/1/2030
2372	Pitruquen 6	C	10	200	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	30	600	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	10	200	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	15	300	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	50	1000	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	150	3000	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	50	1000	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DACA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
2498	S/E El Array	R	40	800	1/1/2030
2736	TERMINAL_B58	C	5	100	1/1/2030
2745	TERMINAL_B67	R	10	200	1/1/2030
2746	TERMINAL_B68	R	10	200	1/1/2030
2759	Neh/TG3	C	20	400	1/1/2030
3876	Talinay Poni	R	5	100	1/1/2030
3967	Tap Las Cabr	C	10	200	1/1/2030
4195	Totalalillo	R	30	600	1/1/2030
4197	Traiguén 66	C	10	200	1/1/2030
4226	Vicuña	C	10	200	1/1/2030

Demanda alta, costo de inversión medio (DACM)

Cuadro A-10-51: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DACM

DACM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2021
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2021
730	Tem/C3	C	10	200	1/1/2021
737	Tem/C4	C	10	200	1/1/2021
1711	Escondida 01	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
229	Rap/Aux_J2	C	20	400	1/1/2025
250	B	C	10	200	1/1/2025
277	S/E El Man/B	C	10	200	1/1/2025
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2025
558	AJah/B5	C	50	1000	1/1/2025
737	Tem/C4	C	10	200	1/1/2025
751	CCEE Pan d01	R	20	400	1/1/2025
752	CCEE Pan d02	R	20	400	1/1/2025
753	CCEE PdAzú01	R	10	200	1/1/2025
754	CCEE PdAzú02	R	10	200	1/1/2025
853	CUMB_C1B02	R	50	1000	1/1/2025
857	CUMB_C2B02	R	50	1000	1/1/2025
1871	S/E Refugi/H	C	10	200	1/1/2025
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2025
1876	S/E Los Lo/H	R	10	200	1/1/2025
1897	Huas/H1	R	20	400	1/1/2025
1937	L.Piuq/J	C	50	1000	1/1/2025
2013	CGua/J1	R	100	2000	1/1/2025

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DACM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
2052	CGua/J2	R	100	2000	1/1/2025
2074	NvaPAz/K1	R	150	3000	1/1/2025
2079	NvaMai/K1	R	150	3000	1/1/2025
2291	Nva. P. Azuc	R	100	2000	1/1/2025
2311	P.Talagante	C	20	400	1/1/2025
2478	Río Huasco 6	R	10	200	1/1/2025
2730	TERMINAL_B52	R	20	400	1/1/2025
4197	Traiguén 66	C	10	200	1/1/2025
4226	Vicuña	C	10	200	1/1/2025
4226	Vicuña	R	10	200	1/1/2025
4267	Rap/aStaBar	C	20	400	1/1/2025
256	S/E Paniah/B	C	5	100	1/1/2030
262	Cauq/B	C	5	100	1/1/2030
277	S/E El Man/B	C	5	100	1/1/2030
331	Pucon/B	C	5	100	1/1/2030
737	Tem/C4	C	5	100	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	5	100	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	5	100	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	5	100	1/1/2030
1712	Escondida 02	C	5	100	1/1/2030
1897	Huas/H1	C	5	100	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	40	800	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	5	100	1/1/2030
2144	Laberinto 02	C	5	100	1/1/2030
2145	Laberinto 03	C	5	100	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	30	600	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	30	600	1/1/2030
2455	Reactor LV01	R	5	100	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	5	100	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	5	100	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	5	100	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	5	100	1/1/2030
4070	Tap San Fe04	C	5	100	1/1/2030

Demanda alta, costo de inversión bajo (DACB)

Cuadro A-10-52: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DACB

DACB					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2021
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
229	Rap/Aux_J2	C	20	20	1/1/2030
250	B	C	5	100	1/1/2030
256	S/E Paniah/B	C	5	100	1/1/2030
262	Cauq/B	C	5	100	1/1/2030
265	I.Maip/B	C	20	200	1/1/2030
277	S/E El Man/B	C	10	200	1/1/2030
331	Pucon/B	C	5	100	1/1/2030
558	Alah/B5	C	40	600	1/1/2030
682	S/E Cardo/C1	R	5	100	1/1/2030
720	S/E Cardo/C2	R	5	100	1/1/2030
732	C3 Cardones	R	5	100	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	100	2000	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	100	2000	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	5	100	1/1/2030
853	CUMB_C1B02	R	50	1000	1/1/2030
857	CUMB_C2B02	R	50	1000	1/1/2030
1711	Escondida 01	C	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	10	200	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2030
1873	Cop/H	R	5	100	1/1/2030
1876	S/E Los Lo/H	R	30	600	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	60	1200	1/1/2030
1897	Huas/H1	R	50	200	1/1/2030
1913	Huas/H2	R	20	400	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	100	2000	1/1/2030
2013	CGua/J1	R	30	600	1/1/2030
2052	CGua/J2	R	30	600	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	5	100	1/1/2030
2079	NvaMai/K1	R	10	200	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	110	2200	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	150	2200	1/1/2030
2372	Pitruquen 6	C	5	100	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	20	400	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DACB					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
2455	Reactor LV01	R	5	100	1/1/2030
2456	Reactor LV02	R	5	100	1/1/2030
2458	Reactor Ma01	R	50	1000	1/1/2030
2459	Reactor Ma02	R	50	1000	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	5	100	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	5	100	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	5	100	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	5	100	1/1/2030
2498	S/E El Array	R	20	400	1/1/2030
3949	Tap Impulsió	R	10	200	1/1/2030
4058	Tap Rio Huas	R	10	200	1/1/2030
4070	Tap San Fe04	C	5	100	1/1/2030
4197	Traiguén 66	C	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	C	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	R	5	100	1/1/2030

Demanda media, costo de inversión alto (DMCA)

Cuadro A-10-53: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DMCA

DMCA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2025
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2025
558	AJah/B5	C	30	600	1/1/2030
680	C.Tal/C1	R	5	100	1/1/2030
682	S/E Cardo/C1	R	20	400	1/1/2030
720	S/E Cardo/C2	R	10	200	1/1/2030
732	C3 Cardones	R	10	200	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	20	400	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	160	3200	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	1	20	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	150	3000	1/1/2030
853	CUMB_C1B02	R	70	1400	1/1/2030
857	CUMB_C2B02	R	70	1400	1/1/2030
878	Caserones	R	50	1000	1/1/2030
1642	S/E Agros/E1	R	5	100	1/1/2030
1650	S/E Agros/E2	R	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DMCA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
1870	S/E Ceniza/H	R	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	20	400	1/1/2030
1876	S/E Los Lo/H	R	30	600	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	80	1600	1/1/2030
1897	Huas/H1	R	5	100	1/1/2030
1899	S/E Cardo/H1	R	5	100	1/1/2030
1913	Huas/H2	R	5	100	1/1/2030
1915	S/E Cardo/H2	R	5	100	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	50	1000	1/1/2030
1970	S/E Agrosu/J	R	5	100	1/1/2030
1972	CaboL/J	R	5	100	1/1/2030
2013	CGua/J1	R	5	100	1/1/2030
2052	CGua/J2	R	5	100	1/1/2030
2054	NvaMai/J2	R	5	100	1/1/2030
2055	Maite/J2	R	5	100	1/1/2030
2071	Jorquera	R	5	100	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	20	400	1/1/2030
2079	NvaMai/K1	R	20	400	1/1/2030
2136	La Mesa 220	R	5	100	1/1/2030
2289	Nva. Cardone	R	5	100	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	150	3000	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	150	3000	1/1/2030
2323	PE Pelicano	R	5	100	1/1/2030
2324	PE San Juan	R	5	100	1/1/2030
2325	PE Sarco 220	R	5	100	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	20	400	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	20	400	1/1/2030
2455	Reactor LV01	R	5	100	1/1/2030
2456	Reactor LV02	R	5	100	1/1/2030
2458	Reactor Ma01	R	20	400	1/1/2030
2459	Reactor Ma02	R	80	1600	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	20	400	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	10	200	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	20	400	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	20	400	1/1/2030
2478	Rio Huasco 6	R	10	200	1/1/2030
3881	Tap Abasol	R	5	100	1/1/2030
3949	Tap Impulsió	R	20	400	1/1/2030
4226	Vicuña	R	5	100	1/1/2030

Demanda media, costo de inversión medio (DMCM)

Cuadro A-10-54: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DMCM

DMCM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2021
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2025
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2025
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2025
229	Rap/Aux_J2	C	20	400	1/1/2030
250	B	C	5	100	1/1/2030
277	S/E El Man/B	C	10	200	1/1/2030
558	AJah/B5	C	30	600	1/1/2030
720	S/E Cardo/C2	R	5	100	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	20	400	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	250	5000	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	30	600	1/1/2030
853	CUMB_C1B02	R	40	800	1/1/2030
857	CUMB_C2B02	R	40	800	1/1/2030
878	Caserones	R	150	3000	1/1/2030
1831	Ind/H	C	5	100	1/1/2030
1870	S/E Ceniza/H	R	20	400	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	10	200	1/1/2030
1874	S/E Cerril/H	R	30	600	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	150	3000	1/1/2030
1881	S/E Hernán/H	R	10	200	1/1/2030
1899	S/E Cardo/H1	R	10	200	1/1/2030
1915	S/E Cardo/H2	R	10	200	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	50	1000	1/1/2030
1972	CaboL/J	R	70	1400	1/1/2030
2013	CGua/J1	R	60	1200	1/1/2030
2052	CGua/J2	R	90	1800	1/1/2030
2071	Jorquera	R	30	600	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	20	400	1/1/2030
2079	NvaMai/K1	R	10	200	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	250	5000	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	350	7000	1/1/2030
2311	P.Talagante	C	20	400	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	30	600	1/1/2030
2478	Rio Huasco 6	R	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DMCM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
3949	Tap Impulsio	R	70	1400	1/1/2030
4197	Traiguén 66	C	5	100	1/1/2030
4267	Rap/aStaBar	C	20	400	1/1/2030

Demanda media, costo de inversión bajo (DMCB)

Cuadro A-10-55: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DMCB

DMCB					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
331	Pucon/B	C	5	100	1/1/2021
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
229	Rap/Aux_J2	C	20	400	1/1/2025
274	LVega/B	C	5	100	1/1/2025
558	AJah/B5	C	10	200	1/1/2025
751	CCEE Pan d01	R	10	200	1/1/2025
752	CCEE Pan d02	R	70	1400	1/1/2025
753	CCEE PdAzú01	R	7	140	1/1/2025
754	CCEE PdAzú02	R	5	100	1/1/2025
853	CUMB_C1B02	R	50	1000	1/1/2025
857	CUMB_C2B02	R	50	1000	1/1/2025
1831	Ind/H	R	5	100	1/1/2025
1871	S/E Refugi/H	C	5	100	1/1/2025
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2025
1876	S/E Los Lo/H	R	20	400	1/1/2025
1878	S/E Tierra/H	R	80	1600	1/1/2025
1897	Huas/H1	R	10	200	1/1/2025
1913	Huas/H2	R	20	400	1/1/2025
1937	L.Piuq/J	C	40	800	1/1/2025
2074	NvaPAz/K1	R	10	200	1/1/2025
2079	NvaMai/K1	R	20	400	1/1/2025
2290	Nva. Maitenc	R	180	3600	1/1/2025
2291	Nva. P. Azuc	R	200	4000	1/1/2025
2312	P.Talagante_	C	5	100	1/1/2025
2401	Central Pu/Q	R	20	400	1/1/2025
2478	Rio Huasco 6	R	5	100	1/1/2025
4195	Totalillo	R	50	1000	1/1/2025
4267	Rap/aStaBar	C	20	400	1/1/2025
274	LVega/B	C	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DMCB					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	K\$/Uni	Data de entrada
277	S/E El Man/B	C	10	200	1/1/2030
331	Pucon/B	C	5	100	1/1/2030
558	AJah/B5	C	30	400	1/1/2030
1800	CGua/G5	R	40	800	1/1/2030
1897	Huas/H1	R	5	100	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	40	800	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	170	3400	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	70	1400	1/1/2030
2312	P.Talagante_	C	20	200	1/1/2030
2334	PF Valleland	R	50	1000	1/1/2030
4070	Tap San Fe04	C	5	100	1/1/2030

Demanda baja, costo de inversión alto (DBCA)

Cuadro A-10-56: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DBCA

DBCA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2021
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2025
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2025
277	S/E El Man/B	C	130	2600	1/1/2030
371	SVTT/B1	R	20	400	1/1/2030
536	SAndr/B2	R	20	400	1/1/2030
558	AJah/B5	C	30	600	1/1/2030
719	DdA/C2	C	30	600	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	10	200	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	200	4000	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	5	100	1/1/2030
838	COLECTOR_M49	R	5	100	1/1/2030
839	COLECTOR_M50	R	5	100	1/1/2030
878	Caserones	R	50	1000	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2030
1875	S/E Calder/H	R	20	400	1/1/2030
1876	S/E Los Lo/H	R	30	600	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	60	1200	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	40	800	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DBCA					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
1972	CaboL/J	R	10	200	1/1/2030
2071	Jorquera	R	20	400	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	10	200	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	10	200	1/1/2030
2323	PE Pelicano	R	5	100	1/1/2030
2324	PE San Juan	R	5	100	1/1/2030
2325	PE Sarco 220	R	5	100	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	20	400	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	10	200	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	10	200	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	10	200	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	10	200	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	10	200	1/1/2030
4195	Totalillo	R	50	1000	1/1/2030
4197	Traiguén 66	C	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	C	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	R	5	100	1/1/2030

Demanda baja, costo de inversión medio (DBCM)

Cuadro A-10-57: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DBCM

DBCM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
274	LVega/B	C	5	100	1/1/2021
331	Pucon/B	C	15	300	1/1/2021
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
2170	Lincanten 66	C	40	600	1/1/2021
277	S/E El Man/B	C	150	3000	1/1/2025
1676	El Peñon UGs	C	5	100	1/1/2025
1712	Escondida Q2	C	5	100	1/1/2025
229	Rap/Aux_J2	C	20	400	1/1/2030
256	S/E Paniah/B	C	5	100	1/1/2030
265	I.Maip/B	C	5	100	1/1/2030
266	S/E El Mon/B	C	5	100	1/1/2030
274	LVega/B	C	5	100	1/1/2030
371	SVTT/B1	R	5	100	1/1/2030
512	SVTT/B2	R	5	100	1/1/2030
558	AJah/B5	C	30	600	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DBCM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
752	CCEE Pan d02	R	5	100	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	5	100	1/1/2030
852	CUMB_C1B01	R	5	100	1/1/2030
853	CUMB_C1B02	R	50	1000	1/1/2030
856	CUMB_C2B01	R	5	100	1/1/2030
857	CUMB_C2B02	R	50	1000	1/1/2030
878	Caserones	R	5	100	1/1/2030
1032	Cub_0.1(1)	R	5	100	1/1/2030
1642	S/E Agros/E1	R	5	100	1/1/2030
1650	S/E Agros/E2	R	5	100	1/1/2030
1831	Ind/H	R	5	100	1/1/2030
1870	S/E Ceniza/H	R	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2030
1872	S/E Magnet/H	R	5	100	1/1/2030
1874	S/E Cerril/H	R	5	100	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	5	100	1/1/2030
1897	Huas/H1	R	5	100	1/1/2030
1913	Huas/H2	R	5	100	1/1/2030
1915	S/E Cardo/H2	R	5	100	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	30	600	1/1/2030
1970	S/E Agrosu/J	R	5	100	1/1/2030
1972	CaboL/J	R	5	100	1/1/2030
2013	CGua/J1	R	50	1000	1/1/2030
2017	Maite/J1	R	5	100	1/1/2030
2021	S/E Punta/J2	R	5	100	1/1/2030
2052	CGua/J2	R	5	100	1/1/2030
2054	NvaMai/J2	R	5	100	1/1/2030
2055	Maite/J2	R	5	100	1/1/2030
2071	Jorquera	R	5	100	1/1/2030
2073	NvaC/K1	R	5	100	1/1/2030
2074	NvaPAZ/K1	R	5	100	1/1/2030
2079	NvaMai/K1	R	5	100	1/1/2030
2136	La Mesa 220	R	5	100	1/1/2030
2289	Nva. Cardone	R	100	2000	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	80	1600	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	100	2000	1/1/2030
2324	PE San Juan	R	5	100	1/1/2030
2325	PE Sarco 220	R	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DBCM					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
2365	Pelícano	R	5	100	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	5	100	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	5	100	1/1/2030
2455	Reactor LV01	R	5	100	1/1/2030
2456	Reactor LV02	R	5	100	1/1/2030
2458	Reactor Ma01	R	10	200	1/1/2030
2459	Reactor Ma02	R	10	200	1/1/2030
2472	PAzu/Reg 2	R	5	100	1/1/2030
2478	Río Huasco 6	R	5	100	1/1/2030
2503	S/E Gallegui	R	5	100	1/1/2030
3949	Tap Impulsio	R	5	100	1/1/2030
4198	Travesía	R	5	100	1/1/2030
4223	Valle Solar	R	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	R	5	100	1/1/2030
4267	Rap/aStaBar	C	20	400	1/1/2030

Demanda baja, costo de inversión bajo (DBCB)

Cuadro A-10-58: Resultados detallados expansión reactiva, escenario DBCB

DBCB					
#Barra	Nome	Tipo	MVAr	k\$	Data de entrada
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2021
1911	Meli/H2	R	10	200	1/1/2021
274	LVega/B	C	10	200	1/1/2025
1712	Escondida 02	C	10	200	1/1/2025
229	Rap/Aux_J2	C	20	400	1/1/2030
265	I.Maip/B	C	10	200	1/1/2030
277	S/E El Man/B	C	10	200	1/1/2030
331	Pucon/B	C	10	200	1/1/2030
397	Pull/B1	C	10	200	1/1/2030
558	AJah/B5	C	10	200	1/1/2030
558	AJah/B5	C	30	600	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	5	100	1/1/2030
751	CCEE Pan d01	R	5	100	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	5	100	1/1/2030
752	CCEE Pan d02	R	5	100	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
753	CCEE PdAzú01	R	5	100	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	150	3000	1/1/2030
754	CCEE PdAzú02	R	20	400	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DBC					
#Barra	Nome	Tipo	MVA	k\$	Data de entrada
853	CUMB_C1B02	R	70	1400	1/1/2030
857	CUMB_C2B02	R	70	1400	1/1/2030
878	Caserones	R	5	100	1/1/2030
1831	Ind/H	C	5	100	1/1/2030
1831	Ind/H	R	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	C	5	100	1/1/2030
1871	S/E Refugi/H	R	10	200	1/1/2030
1876	S/E Los Lo/H	R	10	200	1/1/2030
1878	S/E Tierra/H	R	40	800	1/1/2030
1897	Huas/H1	R	5	100	1/1/2030
1913	Huas/H2	R	5	100	1/1/2030
1937	L.Piuq/J	C	40	800	1/1/2030
2013	CGua/J1	R	5	100	1/1/2030
2052	CGua/J2	R	5	100	1/1/2030
2071	Jorquera	R	5	100	1/1/2030
2072	CUMB/K1	R	5	100	1/1/2030
2073	NvaC/K1	R	5	100	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	5	100	1/1/2030
2074	NvaPAz/K1	R	5	100	1/1/2030
2079	NvaMai/K1	R	20	400	1/1/2030
2111	LCHANG_C1A(7	R	5	100	1/1/2030
2278	NCARD_C1	R	5	100	1/1/2030
2279	NCARD_C2	R	5	100	1/1/2030
2289	Nva. Cardone	R	40	800	1/1/2030
2290	Nva. Maitenc	R	120	2400	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	50	1000	1/1/2030
2291	Nva. P. Azuc	R	120	2400	1/1/2030
2343	Paipote	R	5	100	1/1/2030
2401	Central Pu/Q	R	10	200	1/1/2030
2404	S/E Ceniza/Q	R	10	200	1/1/2030
2443	Reactor Ca01	R	5	100	1/1/2030
2444	Reactor Ca02	R	5	100	1/1/2030
2455	Reactor LV01	R	5	100	1/1/2030
2456	Reactor LV02	R	5	100	1/1/2030
2458	Reactor Ma01	R	70	1400	1/1/2030
2459	Reactor Ma02	R	70	1400	1/1/2030
2461	Reactor Pa01	R	5	100	1/1/2030
2462	Reactor Pa02	R	5	100	1/1/2030
2463	Reactor Pa03	R	5	100	1/1/2030
2464	Reactor Pa04	R	5	100	1/1/2030

Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes

DBC					
#Barra	Nome	Tipo	MVar	k\$	Data de entrada
2478	Rio Huasco 6	R	5	100	1/1/2030
2503	S/E Gallegui	R	5	100	1/1/2030
3949	Tap Impulsió	R	5	100	1/1/2030
4197	Traiguén 66	C	5	100	1/1/2030
4198	Travesía	R	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	C	5	100	1/1/2030
4226	Vicuña	R	5	100	1/1/2030
4267	Rap/aStaBar	C	20	400	1/1/2030

M. DETALLE COSTOS DE FLEXIBILIDAD POR COMPONENTE

A continuación, se presenta el detalle de los costos de flexibilidad para cada uno de los casos estudiados.

Cuadro E-10-59 Detalle de los costos de flexibilidad (M US\$)-hidrología Media – caso estándar

Case	Año	Costo Directo de Encendido	Costo Indirecto de Encendido	Costo de Seguimiento	Costo por menor Eficiencia	Costo de Oportunidad
DACA	2021	13.5	7.7	2.8	19.4	29.2
DACA	2025	41.0	28.3	9.5	33.5	52.9
DACA	2030	115.2	93.4	14.9	42.7	72.3
DACB	2021	13.1	7.4	3.1	21.1	25.7
DACB	2025	42.3	31.8	10.4	31.7	37.5
DACB	2030	122.2	105.0	15.4	42.3	62.3
DACM	2021	11.7	6.5	2.9	20.9	26.1
DACM	2025	42.1	29.6	9.8	34.1	49.6
DACM	2030	115.2	99.3	15.5	41.5	59.2
DBCA	2021	10.8	5.8	2.8	16.0	13.6
DBCA	2025	16.9	9.9	5.4	20.5	20.6
DBCA	2030	44.4	31.7	10.5	32.3	47.3
DBCB	2021	11.4	6.1	2.8	16.9	16.0
DBCB	2025	16.2	9.6	5.9	21.1	20.8
DBCB	2030	46.0	32.7	10.5	32.3	49.2
DBCM	2021	10.8	5.9	2.8	16.2	15.7
DBCM	2025	15.4	9.2	5.6	20.2	21.5
DBCM	2030	46.4	32.9	10.3	32.5	50.1
DMCA	2021	12.5	6.8	2.8	19.4	23.8
DMCA	2025	26.6	17.5	7.6	29.3	38.4
DMCA	2030	81.8	62.5	13.0	40.6	53.9
DMCB	2021	13.5	7.5	3.0	21.5	26.0
DMCB	2025	28.7	19.7	8.0	29.5	33.9
DMCB	2030	85.2	70.2	13.4	39.4	47.0
DMCM	2021	12.9	7.1	2.9	21.0	21.9
DMCM	2025	26.2	17.9	7.9	27.9	34.5
DMCM	2030	78.8	63.7	12.9	38.0	50.3

Cuadro E-10-60 Detalle de los costos de flexibilidad (M US\$)-hidrología Media – caso eficiente

Case	Año	Costo Directo de Encendido	Costo Indirecto de Encendido	Costo de Seguimiento	Costo por menor Eficiencia	Costo de Oportunidad
DACA	2021	13.5	5.3	1.9	19.4	29.2
DACA	2025	41.0	21.7	6.6	33.5	52.9
DACA	2030	115.2	58.0	10.0	42.7	72.3
DACB	2021	13.1	5.0	2.2	21.1	25.7
DACB	2025	42.3	23.0	7.1	31.7	37.5
DACB	2030	122.2	61.4	10.3	42.3	62.3
DACM	2021	11.7	4.5	2.0	20.9	26.1
DACM	2025	42.1	22.8	6.7	34.1	49.6
DACM	2030	115.2	58.5	10.3	41.5	59.2
DBCA	2021	10.8	3.9	1.9	16.0	13.6
DBCA	2025	16.9	6.9	3.8	20.5	20.6
DBCA	2030	44.4	21.4	7.2	32.3	47.3
DBCB	2021	11.4	4.0	1.9	16.9	16.0
DBCB	2025	16.2	6.8	4.1	21.1	20.8
DBCB	2030	46.0	22.1	7.2	32.3	49.2
DBCM	2021	10.8	3.9	1.9	16.2	15.7
DBCM	2025	15.4	6.5	4.0	20.2	21.5
DBCM	2030	46.4	22.3	7.1	32.5	50.1
DMCA	2021	12.5	4.5	2.0	19.4	23.8
DMCA	2025	26.6	13.0	5.3	29.3	38.4
DMCA	2030	81.8	42.2	8.8	40.6	53.9
DMCB	2021	13.5	5.0	2.1	21.5	26.0
DMCB	2025	28.7	13.9	5.6	29.5	33.9
DMCB	2030	85.2	43.2	9.0	39.4	47.0
DMCM	2021	12.9	4.8	2.1	21.0	21.9
DMCM	2025	26.2	12.5	5.5	27.9	34.5
DMCM	2030	78.8	39.9	8.7	38.0	50.3