

ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UNA RUTA DE REFERENCIA PARA ALCANZAR CERO EMISIONES EN EL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

2021-ACR-01

Preparado para:



Abril de 2022



Consultora SPEC limitada
Américo Vespucio 2700, Oficina 404
Vitacura, Santiago, Chile
info@spec.cl | +56 2 2944 4636

En colaboración con:



**Instituto Sistemas Complejos de la
Ingeniería**
República 687
Santiago, Chile
www.isci.cl



**Universidad Técnica Federico Santa
María**
Avda. Federico Santa María 6090
Viña del Mar
www.usm.cl

Tabla de Contenido

1	<u>RESUMEN EJECUTIVO.....</u>	<u>7</u>
2	<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>13</u>
2.1	OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES A REALIZAR.....	13
3	<u>ENFOQUE METODOLÓGICO GENERAL</u>	<u>15</u>
3.1	ACTIVIDAD 1: DESARROLLO DE INICIAL DE RUTAS.....	15
3.2	ACTIVIDAD 2: FACTIBILIDAD OPERACIONAL Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	18
3.2.1	ACTIVIDAD 2.1 — ANÁLISIS ESTÁTICO OPERACIÓN ECONÓMICA	18
3.2.2	ACTIVIDAD 2.1 — ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	20
3.3	ACTIVIDAD 3: VERIFICACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	23
3.4	ACTIVIDAD 4: DEFINICIÓN DE RUTA DEFINITIVA.....	24
4	<u>ESCENARIOS DE ESTUDIO Y SENSIBILIDADES</u>	<u>25</u>
5	<u>SUPUESTOS PRINCIPALES PARA EL ESTUDIO</u>	<u>27</u>
5.1	COSTOS DE INVERSIÓN TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	27
5.2	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y ELECTRIFICACIÓN	28
5.3	PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	30
5.4	DISPONIBILIDAD DE GAS PARA GENERACIÓN	33
5.5	ELECCIÓN DE ESCENARIOS HIDROLÓGICOS	33
5.6	CRONOGRAMA DE RETIRO DE CENTRALES A CARBÓN	34
5.7	EXPANSIÓN DE MEDIANO PLAZO 2021-2025.....	35
5.8	EXPANSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	38
6	<u>RESULTADOS ACTIVIDAD 1: DESARROLLO INICIAL DE RUTAS</u>	<u>39</u>
6.1	SUPUESTOS ADICIONALES DE LA ACTIVIDAD	39
6.2	CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS.....	40
6.3	SENSIBILIDAD – SIN CENTRALES A GAS.....	47
6.4	CONDICIONANTES IDENTIFICADAS.....	53

6.4.1	LOCALIZACIÓN Y DESARROLLO OPORTUNO DE INFRAESTRUCTURA DE ADAPTACIÓN	53
6.4.2	HABILITACIÓN DE GESTIÓN DE DEMANDA Y OTROS RECURSOS.....	56
7	<u>ACTIVIDAD 2.1: FACTIBILIDAD OPERACIONAL</u>	<u>58</u>
7.1	SUPUESTOS ADICIONALES DE LA ACTIVIDAD	58
7.2	RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO 2025	59
7.2.1	RESUMEN CAPACIDAD INSTALADA ADICIONAL AL AÑO 2030.....	59
7.2.2	GENERACIÓN DE ENERGÍA Y EMISIONES	61
7.2.3	COSTOS MARGINALES	66
7.2.4	VERTIMIENTO SOLAR FOTOVOLTAICO Y EÓLICO	68
7.3	RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO FUTURO.....	71
7.3.1	RESUMEN CAPACIDAD INSTALADA ADICIONAL AL AÑO 2030.....	71
7.3.2	GENERACIÓN DE ENERGÍA Y EMISIONES	73
7.3.3	COSTOS MARGINALES	78
7.3.4	VERTIMIENTO SOLAR FOTOVOLTAICO Y EÓLICO	80
7.4	CONDICIONANTES IDENTIFICADAS.....	81
7.4.1	DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES DE RESPALDO PARA COMPLEMENTAR LA VARIABILIDAD ERNC	81
7.4.2	POLÍTICAS OPERACIONALES Y GESTIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD.	82
7.4.3	CREACIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y REMUNERACIÓN DE ESTOS.....	83
8	<u>ACTIVIDAD 2.2: ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA</u>	<u>84</u>
8.1	RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO 2025	84
8.2	RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO FUTURO	87
9	<u>ACTIVIDAD 3: VERIFICACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO</u>	<u>90</u>
9.1	RESULTADOS ESCENARIO 2025.....	90
9.1.1	SELECCIÓN DE CONDICIÓN OPERACIONAL DE MAYOR CRITICIDAD	90
9.1.2	PROYECCIÓN DEL SEN EN DIGSILENT	94
9.1.3	ANÁLISIS DEL SISTEMA EN RÉGIMEN ESTACIONARIO	95
9.1.4	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL	98
9.1.5	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DE LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	99
9.1.6	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	110

9.2	RESULTADOS ESCENARIO FUTURO	118
9.2.1	SELECCIÓN DE CONDICIÓN OPERACIONAL DE MAYOR CRITICIDAD	118
9.2.2	PROYECCIÓN DEL SEN EN DIGSILENT	121
9.2.3	ANÁLISIS DEL SISTEMA EN RÉGIMEN ESTACIONARIO	122
9.2.4	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL ...	125
9.2.5	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DE LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN	126
9.2.6	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO: RESULTADOS DE LA ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	135
9.3	RESUMEN DE LAS HABILITANTES Y CONDICIONANTES IDENTIFICADAS.....	139
9.3.1	PARTICIPACIÓN ERNC EN EL CONTROL DE FRECUENCIA	139
9.3.2	NECESIDAD DE INFRAESTRUCTURA ESPECÍFICA PARA MEJORA DE DESEMPEÑO DINÁMICO	139
9.3.3	NECESIDAD DE MEJORAR LOS MODELOS DINÁMICOS DEL SEN.....	141
9.3.4	NECESIDAD DE POTENCIAR I+D Y LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y ESTRATEGIAS PILOTO.....	141
10	CONCLUSIONES	144
ANEXO A	MODELAMIENTO DE CONSUMOS ADICIONALES	148
A.1	ELECTROMOVILIDAD.....	148
A.2	HIDRÓGENO VERDE.....	149
ANEXO B	COSTO DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL.....	152
ANEXO C	OBRAS DE TRANSMISIÓN	154
ANEXO D	SITUACIÓN NORMATIVA	157
D.1	ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA	157
D.2	MÁRGENES DE SEGURIDAD Y ESTABILIDAD.....	157
D.3	CONTROL DE TENSIÓN.....	159
D.4	RANGOS DE TENSIÓN PERMANENTES	160
D.5	CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN.....	160
D.6	RANGOS DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA	160
D.7	CAPACIDAD INSTALACIONES DE GENERACIÓN	161
D.8	EDAC.....	162

ANEXO E RESULTADOS ESTABILIDAD DE Tensión..... 164

E.1 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DINÁMICA DE LAS BASES DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión.....	164
E.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión PARA LOS DIVERSOS CASOS ANALIZADOS - ESCENARIO 2025	168
E.2.1 CASO 1	168
E.2.2 CASO 2	172
E.2.3 CASO 3	176
E.2.4 CASO 4	179
E.2.5 CASO 5	183
E.2.6 CASO 6	188
E.3 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DINÁMICA DE LAS BASES DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión – ESCENARIO FUTURO.	192
E.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión PARA LOS DIVERSOS CASOS ANALIZADOS – ESCENARIO FUTURO	195

1 Resumen ejecutivo

El presente estudio tiene por objeto identificar los principales elementos **habilitantes y condicionantes**¹ para que el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que no afecte la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, conjuntamente con la eliminación de todos los combustibles fósiles de la matriz de generación eléctrica de Chile, como máximo al año 2050. Adicionalmente, propone al país y a sus autoridades, una **ruta de referencia**² desde el punto de vista técnico-económico y ambiental, y que considere el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio del SEN, y que también permita hacerse cargo de los desafíos impuestos por la NDC de Chile.

Para la consecución de los objetivos, en términos metodológicos, el estudio plantea tres actividades principales más una actividad que resume los hallazgos encontrados para definir la denominada ruta de referencia para la transición hacia un sistema eléctrico cero emisiones.

La actividad 1 - desarrollo inicial de rutas- se enmarca en el análisis inicial de distintos escenarios de expansión de la generación, almacenamiento y transmisión hasta 2050, los cuales permiten definir un cronograma de desarrollo del sistema eléctrico que permita transitar hacia un Sistema Eléctrico Nacional sin generación de fuentes contaminantes durante el periodo 2021-2050. Mediante la aplicación de modelos de planificación centralizada, se determina el nivel de inversión en generación y transmisión que se requiere para que el sistema eléctrico cuente con la energía necesaria, de modo de abastecer la demanda de forma eficiente (Sistema Adaptado).

Los resultados de esta actividad permiten sentar una base de comparación que permitirá establecer las brechas que existan entre el plan de generación requerido (Sistema Adaptado) y el programa de inversiones que actualmente está comprometido para ese año (Sistema No Adaptado).

La actividad 2 -factibilidad operacional y confiabilidad del sistema- tiene por objetivo analizar con gran detalle la operación estática horaria del sistema y los niveles de confiabilidad en vista del alto nivel de integración de energías renovables variables necesario para realizar el reemplazo de las centrales a carbón. Mediante herramientas para la simulación de la operación económica de sistemas eléctricos, se analiza la factibilidad operativa del parque de generación, el aporte horario de cada fuente de generación, el rango de variación de costos marginales, congestiones en el sistema de transmisión y nivel de recortes de ERNC, entre otros aspectos. Asimismo, se lleva a cabo un análisis acabado de la suficiencia de generación del sistema, mediante una herramienta que considera la evaluación de 1.000.000 de días de operación con distintas combinaciones de fallas de unidades -lo que representa el análisis de más de 2700 años de puntos de operación- a fin de establecer si el retiro de las centrales a carbón deja al sistema en una condición de mayor vulnerabilidad ante situaciones extremas.

¹ Se entiende por habilitantes y condicionantes a diversas medidas que permiten mantener por un lado un sistema económicamente eficiente y adaptado a la demanda, pero también la seguridad y calidad de servicio. Destacan entre las medidas posibles: Desarrollo de centrales de generación, almacenamiento y elementos del sistema de transmisión, restricciones o políticas operativas, disponibilidad de combustibles, ajuste a normativas y otros mecanismos reglamentarios, entre otros.

² Como **ruta** o trayectoria se entenderá el calendario de cierre de las unidades a carbón, gas y/o diésel (según corresponda en cada escenario de estudio), en conjunto con las medidas habilitantes y condicionantes identificadas para ese escenario.

En la actividad 3 -verificación de la seguridad y calidad de servicio- se analizan los distintos puntos de operación determinados en la actividad anterior (en torno a 35.000 puntos) determinando aquellos que son críticos desde el punto de vista del comportamiento dinámico del sistema en función de indicadores como son la inercia total disponible, demanda neta o cargabilidad de tramos relevantes del sistema de transmisión.

Se analiza la operación en condiciones normales y la respuesta dinámica bajo contingencias simples que se identifiquen como de mayor criticidad para así tener una visión acabada sobre vulnerabilidad del sistema eléctrico sin centrales a carbón ante fallas intempestivas de distintos elementos de la red, así como los recursos y condiciones necesarias para que el sistema garantice el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio del SEN.

La actividad 4 -definición de ruta definitiva- tiene por propósito hacer una revisión de los hallazgos de las actividades anteriores y consolidar una ruta definitiva, en base a las principales habilitantes y condicionantes identificadas.

Las actividades anteriormente descritas son llevadas a cabo para distintos escenarios y sensibilidades relativos a las alternativas para el cierre de las unidades a carbón.

El primer escenario (Escenario 2025) se centra en el análisis de la situación del sistema eléctrico considerando el cierre completo de las centrales a carbón al año 2025. El año de análisis para las actividades 2 y 3 corresponde al el año 2026, y que considera por lo tanto que la totalidad de las unidades a carbón no se encuentran disponibles para la operación.

El segundo escenario bajo análisis (Escenario futuro) se centra en el análisis de la situación del sistema eléctrico considerando el cierre completo de las centrales a carbón al año 2029. El año de análisis para las actividades 2 y 3 corresponde al el año 2030, donde las centrales a carbón ya no están disponibles para la operación. Se ha considerado este año por ser el primero donde estaría en servicio el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre

Los resultados de las actividades, en relación con el escenario 2025 pueden resumirse de la manera siguiente:

Respecto de la actividad 1, el desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsado por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el periodo 2022-2030, y tecnología de base como CSP y almacenamiento en el horizonte 2030-2040. Independiente de la fecha de retiro total de las centrales a carbón, los análisis realizados muestran que se requieren obras de generación adicionales, por sobre los 10.000 MW de proyectos actualmente en desarrollo para adaptar el parque de forma eficiente.

La Figura 1 muestra los incrementos en capacidad de generación proyectados para la matriz eléctrica nacional, en caso que las centrales a carbón se retiren completamente del SEN el año 2025.

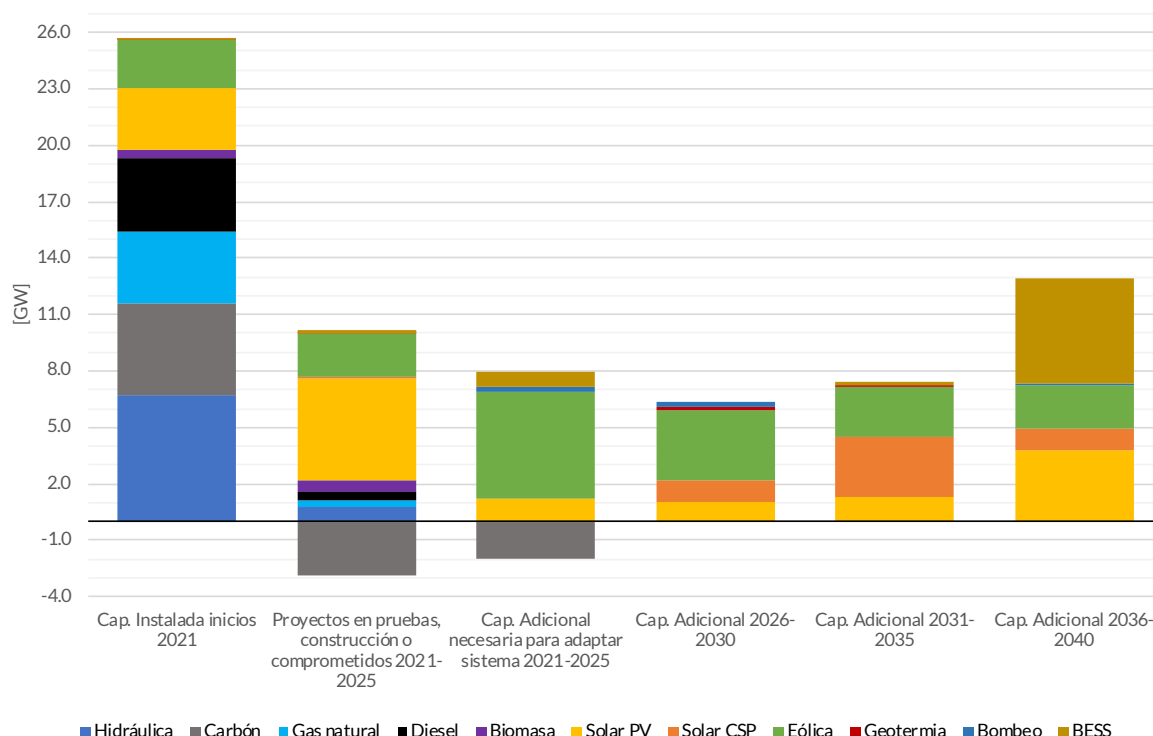


Figura 1: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar al sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. Escenario 2025.

En el escenario 2025, las estimaciones muestran que para adaptar para adaptar la matriz de forma eficiente ante la salida acelerada de unidades de carbón, se requiere una capacidad instalada adicional de 8.000 MW, impulsando la capacidad instalada total del SEN por sobre los 40 GW. Se requiere el rápido desarrollo de energía eólica distribuida a lo largo del país (+5.7 GW), pero con un fuerte desarrollo en la zona de Taltal. Asimismo, se requeriría la incorporación de 1 GW de almacenamiento en la zona del Norte Chico para alivianar restricciones de transmisión, además de la incorporación de más de 1 GW de energía solar fotovoltaica cercana a los centros de consumo.

Respecto a los análisis operacionales de la actividad 2, los principales hallazgos son: i) se requiere asegurar la presencia de gas natural para generación de manera relevante durante todo el año, de manera de evitar el uso de diésel; ii) es necesario incentivar la incorporación del almacenamiento, para así mitigar el alza de los costos marginales en horas no solares, reducir la congestión en horas solares, y también limitar la necesidad de despachar intensivamente centrales de respaldo diésel en eventos de baja extrema de generación solar-eólica; iii) Se requiere una mayor flexibilidad para la operación intradiaria de la generación hidroeléctrica, lo que requiere revisar posibles conflictos con otros usos del agua e impactos en ecosistemas locales, en conjunto con la modernización de las políticas y procedimientos de despacho intradiario del operador, y; iv) La falta los 8GW de capacidad adicional puede llevar a niveles elevados de uso de diésel que comprometerían la reducción de emisiones esperada mediante el retiro de las centrales a carbón.

Respecto a los análisis actividad 3, en primer lugar se seleccionó una condición operacional particular que resulta desafiante desde el punto de vista de estabilidad, en términos de baja inercia disponible en el sistema, con altos flujos por los corredores de 500kV y una

participación eólico-solar en torno al 90%. Los análisis realizados dan cuenta que tal condición podría ocurrir frecuentemente durante las horas de día, en particular durante agosto en condiciones de hidrología seca (con un reducido aporte de las centrales hidroeléctricas).

Bajo estas condiciones, al simular contingencias de generación, si bien se mantiene la estabilidad, se visualiza un deterioro en la respuesta del sistema. Ante la desconexión intempestiva de 300 MW de generación, se requiere desconectar consumos para mantener la estabilidad del sistema, lo que actualmente no ocurre debido a que los montos de inercia disponible son altos de manera natural, dada la cantidad de centrales convencionales despachadas.

Los análisis realizados indican que esto podría resolverse de la manera tradicional, despachando otras centrales térmicas a gas, o bien, mediante el aporte de las energías renovables al control de frecuencia. Con una contribución mínima de las energías renovables (1-3% de su capacidad) el sistema demostró no presentar problemas de estabilidad en frecuencia y prescindir de desconexión de demanda. Más aún, a medida que se aumenta su contribución es posible prescindir de parte de las unidades térmicas despachadas forzosamente en horas solares.

Por otro lado, ante contingencias en corredores de transmisión, se presentan problemas de estabilidad de voltaje. Al producirse una falla en un circuito de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, el sistema presenta una disminución sostenida de voltaje en las barras aledañas, los cuales no cumplen lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Más importantemente, dicha situación podría, en la práctica, desencadenar desconexiones adicionales en cascada por sub-tensión, hasta incluso provocar un blackout. Para asegurar la estabilidad de tensión ante fallas en líneas de transmisión, se requerirán medidas operacionales y/o activos adicionales. Entre las medidas identificadas se pueden distinguir la reutilización de centrales a carbón retiradas para que operen como condensador sincrónico, instalación de sistemas de almacenamiento y equipos de compensación de potencia reactiva, en cantidades que varían entre 500 MVA y 1000 MVA.

Los resultados de las actividades, en relación con el escenario futuro (2030) pueden resumirse de la manera siguiente:

Respecto de la actividad 1, de manera similar al escenario 2025, el desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsado por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el periodo 2022-2030, y tecnología de base como CSP y almacenamiento en el horizonte 2030-2040.

En este caso, si bien no existen retiros adicionales de centrales a carbón en el periodo 2021-2025, igualmente se requieren en torno a 5 GW en obras de generación adicionales en este periodo, por sobre los 10.000 MW de proyectos actualmente en desarrollo para adaptar el parque de forma eficiente. Esto se requiere dado que la salida de centrales a carbón en este periodo ya es importante, alcanzando casi los 3 GW. Luego, para poder adaptar el sistema a la salida total de centrales al 2030, se requiere que exista un desarrollo de capacidad adicional por 7.5 GW, dentro de los cuales se requiere en torno a 1.9 GW en sistemas de almacenamiento de gran duración, como son solar CSP y sistemas de bombeo hidráulico.

La Figura 2 muestra los incrementos en capacidad de generación proyectados para la matriz eléctrica nacional, en caso que las centrales a carbón se retiren completamente del SEN el año 2030.

Respecto a los análisis operacionales de la actividad 2 para el escenario futuro, los principales hallazgos son: i) el mix tecnológico permite una alta proporción de horas del año donde es posible tener un sistema de generación eléctrica libre de emisiones; ii) a pesar del despliegue de capacidad de tecnologías con almacenamiento, aún es necesario despachar intensivamente centrales de respaldo diésel en eventos de baja extrema de generación solar-eólica.

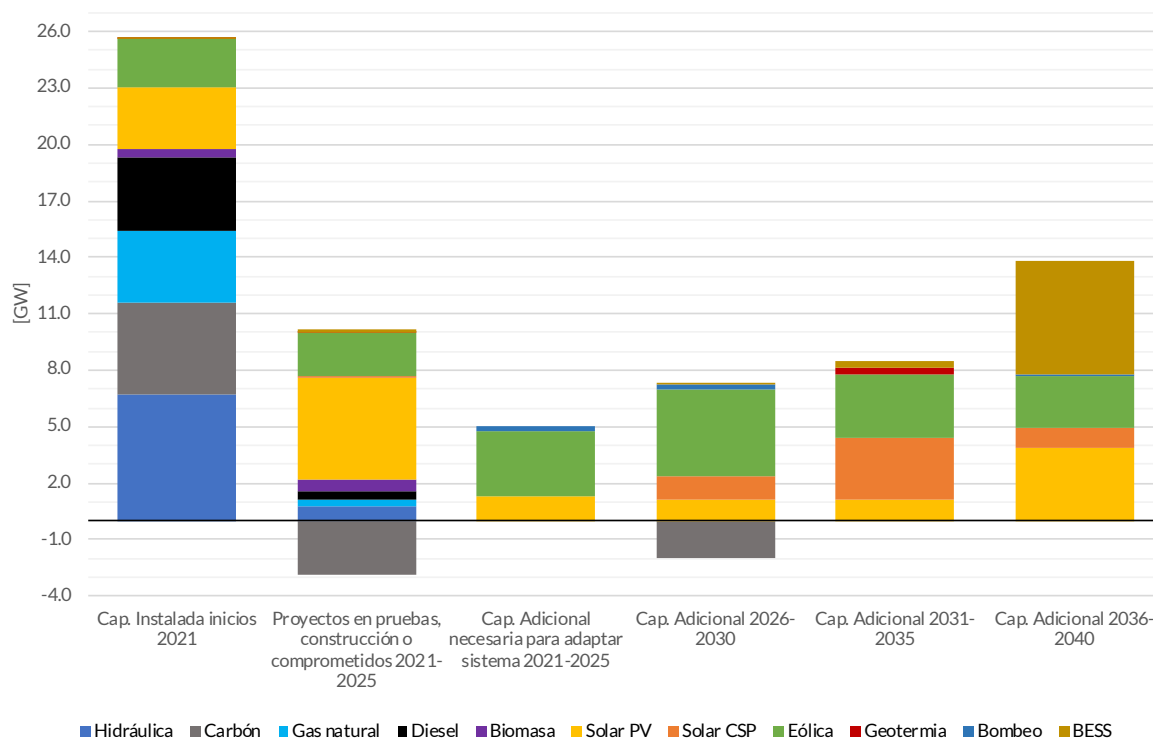


Figura 2: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar al sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. Escenario futuro.

Respecto a los análisis actividad 3, en primer lugar se seleccionó una condición operacional particular que resulta desafiante desde el punto de vista de estabilidad, principalmente debido a que corresponde a un caso donde no existen centrales térmicas despachadas, y con flujos máximos por los corredores de 500kV y por el HVDC Kimal – Lo Aguirre.

Bajo estas condiciones, al simular contingencias de generación, incluso mayores a los 300 MW analizados en el escenario 2025, si bien se mantiene la estabilidad, se visualiza un deterioro en la respuesta del sistema. Nuevamente, los análisis realizados indican que mediante el aporte de las energías renovables al control de frecuencia es posible prescindir de desconexión de demanda.

Por otro lado, ante contingencias en corredores de transmisión, se presentan problemas de estabilidad de voltaje. Al producirse una falla en un circuito de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, el sistema presenta una disminución sostenida de voltaje en las barras aledañas, los cuales no cumplen lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Más importantemente, dicha situación podría, en la práctica, desencadenar desconexiones adicionales en cascada por sub-tensión, hasta incluso provocar un blackout.

Para asegurar la estabilidad de tensión ante fallas en el enlace HVDC, se requerirán medidas operacionales y/o activos adicionales. Adicionalmente a las medidas identificadas en el escenario 2025 (STATCOM, BESS, condensadores sincrónicos) se ha demostrado que mediante la introducción de nueva tecnología y sistemas de control adecuados, los requerimientos de activos adicionales puede reducirse drásticamente.

En esta línea, el análisis realizado da cuenta de que la precisión de los modelos de simulación que sustentan este tipo de análisis son críticos, y deberán ser cada vez más representativos de la situación real del sistema. Quedó demostrado en este estudio que mediante la introducción de esquemas de control novedosos, pueden reducirse significativamente los requerimientos de infraestructura adicional para soporte dinámico del sistema ante contingencias críticas.

A futuro, para afrontar el desafío de incorporar soluciones tecnológicas que se encuentran en el límite del estado del arte, se espera que existan equipos y recursos dedicados a esta tarea de investigación y desarrollo, para acotar de mejor forma los riesgos asociados a la seguridad que enfrentará el sistema. Esto permitirá diseñar medidas correctivas o identificar infraestructura necesaria, junto con dimensionar adecuadamente los costos asociados, que permitan asegurar una transición energética segura y eficiente.

Si bien actualmente el rol de I+D recae por ley en el Coordinador Eléctrico Nacional, y por ende se identifica como la institución llamada a liderar esta actividad, al mismo tiempo se visualiza una responsabilidad transversal a nivel de las autoridades del sector, dado que se requerirá no solo un avanzado nivel de I+D a nivel técnico, sino que también a todo nivel en la regulación y estructura del mercado.

Con todo, la principal conclusión del estudio es que **es factible encontrar un mix tecnológico de reemplazo de las unidades a carbón** que permita abastecer la demanda a mínimo costo (adaptar el sistema), y que sea técnicamente robusto ante desbalances que puedan poner en riesgo la estabilidad del sistema.

No obstante, lo anterior solo será posible si se implementa un **gran volumen de medidas, necesarias para adaptar el sistema. Asimismo, se requiere que las medidas tengan tiempos de implementación compatibles con el retiro de las centrales a carbón, en particular en escenarios de retiro acelerado.** Es preciso por lo tanto establecer urgentemente un plan de trabajo con hitos relevantes que apunten a identificar los cambios necesarios para modernizar el mercado actual y establecer señales que vayan en línea con un sistema cero emisiones.

La incompatibilidad de tiempos entre el cierre de unidades de carbón adelantado y el despliegue de las medidas habilitantes necesarias, constituyen el principal riesgo para que dicho proceso no atente contra la eficiencia económica ni la seguridad del suministro. Si este riesgo se materializa, se tendrá como resultado un sistema eléctrico más frágil, menos eficiente y más contaminante, el cual pone en entredicho el proceso de electrificación y consecuentemente el cumplimiento de las metas asociadas a la carbono neutralidad.

2 Introducción

Son varias las ventajas que Chile tiene para convertirse en un país con un sistema de generación eléctrica con emisiones cero de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Esta situación favorable es potenciada por un conjunto de factores, tanto internos como externos.

Por una parte, Chile tiene la ventaja de contar con prácticamente todas las fuentes de energía primaria que se clasifican como renovables y limpias, es decir, sol, viento, agua, geotermia, biomasa y olas/mareas. Asimismo, las capacidades estimadas para las fuentes solares, eólicas, geotérmicas e hidroeléctricas son de tal magnitud que podrían suministrar energía eléctrica por una cantidad equivalente a más de 60 veces la demanda actual de nuestro país. Y a ellas se suman los recursos de biomasa y de energías marinas.

Dentro de los factores externos podemos señalar el bajo costo de inversión que ofrecen actualmente las energías eólica y solar fotovoltaica (FV) y la reducción sistemática de los costos de inversión de las fuentes de Concentración Solar de Potencia (CSP), Geotermia y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Los factores antes citados y la decisión política de avanzar decididamente con medidas de reducción de emisiones llevaron al acuerdo voluntario sobre el retiro de centrales a carbón alcanzado en 2019 entre el Ejecutivo y las empresas propietarias de centrales que utilizan ese combustible. Si bien de las 28 centrales en un inicio el acuerdo contempló solo 8 a cerrar al año 2025, dejando el resto para ser definido entre 2025 y 2040, recientemente nuevos anuncios han adelantado el cierre de diversas centrales, llegando a un total de 18 al 2025. Lo anterior permite pensar que el retiro total del carbón como combustible para la producción de energía eléctrica ocurrirá antes de 2040, que es la meta de dicho acuerdo.

En vista de que en el Congreso Nacional se discute un proyecto de ley que forzaría al retiro de centrales a carbón al año 2025 y que, en paralelo, se realiza la actualización de la política energética del país, la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G. ha decidido encomendar un estudio que analice y proponga la o las “rutas” que podrían llevar a nuestro país a una condición de cero emisiones del sistema de generación eléctrica nacional sustentado en evaluaciones técnica económica, considerando aspectos ambientales y sociales. Este estudio ha sido liderado por la empresa Consultora SPEC, en colaboración con especialistas del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) de la Universidad de Chile, la Universidad Técnica Federico Santa María y el apoyo internacional de renombrados académicos del Imperial College London³.

2.1 OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES A REALIZAR

El objetivo principal del estudio es identificar los principales **habilitantes y condicionantes**⁴ para que el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que no afecte la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, conjuntamente con la eliminación de todos los combustibles fósiles de la matriz de generación eléctrica de Chile, como máximo al año 2050.

³ Goran Strbac y Adrià Junyent-Ferré

⁴ El estudio, mediante sus distintas actividades y análisis, tiene por objetivo principal el identificar estas medidas habilitantes y condicionantes, las cuales dependen de cada escenario y tienen un carácter teórico, escapando del alcance del estudio realizar una proyección o predicción del futuro.

Mediante los análisis ejecutados, utilizando en su mayoría información pública, el estudio busca evaluar **rutas de referencia para el cierre de centrales a carbón y otros combustibles fósiles** desde el punto de vista técnico-económico y ambiental, considerando el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio del SEN, y que también permita hacerse cargo de los desafíos impuestos por la NDC de Chile.

En términos específicos, destacan actividades a realizar y sus objetivos se estipulan a continuación:

1. Proponer la o las “**rutas**” que podrían llevar a Chile a una condición de cero emisiones del sistema de generación eléctrica nacional.
2. Verificar el cumplimiento de los criterios de suficiencia para el parque de generación.
3. Verificar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional.
4. Verificar el cumplimiento de los desafíos impuestos por la NDC de Chile.
5. Identificar restricciones ocasionadas por el sistema de transmisión nacional y eventualmente zonal.

A continuación, se detallan las actividades necesarias a desarrollar de modo de atender las solicitudes planteadas por el Cliente.

3 Enfoque metodológico general

Para la consecución de los objetivos planteados, se han definido cuatro actividades principales las cuales se organizan según la Figura 3. En cada actividad se utiliza el estado del arte en modelos y herramientas computacionales aplicadas para la planificación y simulación de sistemas eléctricos. En las secciones siguientes se describen cada una de las actividades en mayor detalle junto con su metodología general.

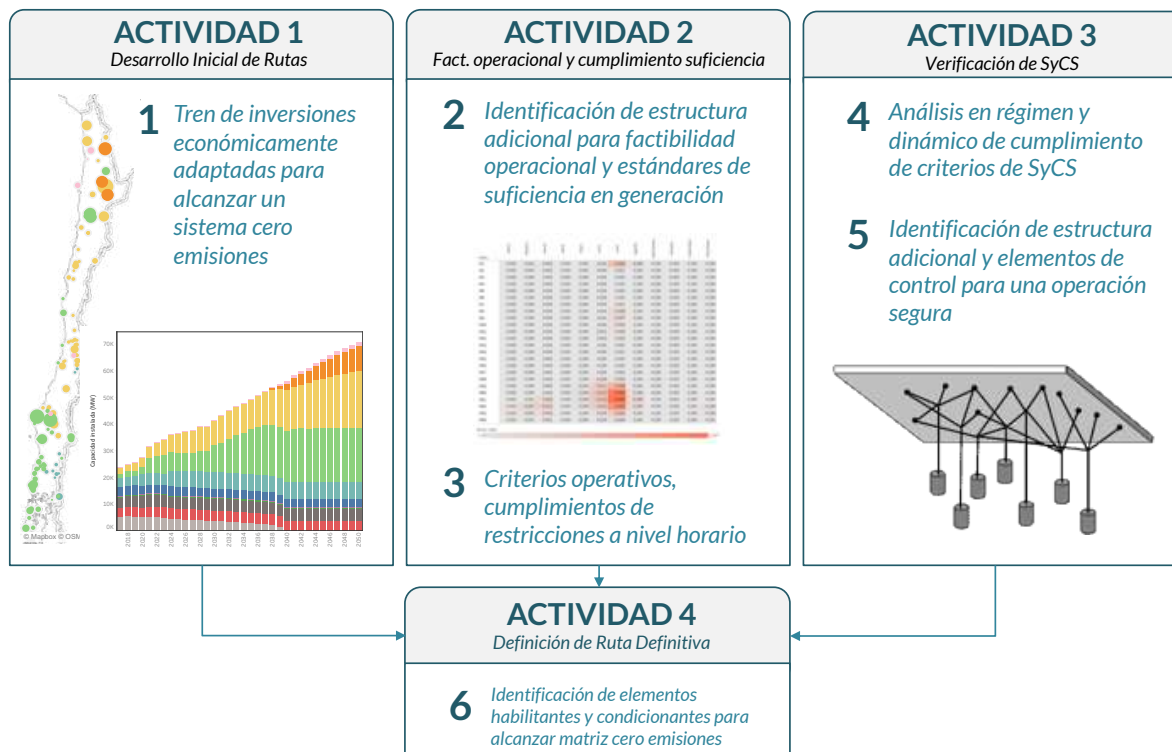


Figura 3. Actividades y marco metodológico general

3.1 ACTIVIDAD 1: DESARROLLO DE INICIAL DE RUTAS

La primera actividad del estudio se enmarca en el análisis inicial de distintos escenarios de expansión de la generación y transmisión hasta 2050, de modo de encontrar “rutas” o “caminos” que permitan transitar hacia un Sistema Eléctrico Nacional sin generación de fuentes contaminantes durante el periodo 2021-2050⁵.

Las rutas de reemplazo tecnológico son determinadas mediante la aplicación de un modelo de optimización para identificar las expansiones óptimas y más económicas del sistema eléctrico en términos de nueva generación, red y activos de almacenamiento de energía. Utilizamos el modelo operativo y de planificación a largo plazo denominado AMEBA⁶, que actualmente está siendo utilizado por el Ministerio de Energía para llevar a cabo su proceso

⁵ Durante el estudio se entenderá como “ruta” a la calendarización medidas que apunten a un sistema cero emisiones, por ejemplo, el cierre de las centrales a carbón del sistema a un determinado año.

⁶ AMEBA Plataforma online para simulación de mercados eléctricos, desarrollada por la Consultora SPEC (www.spec.cl). Más información en www.ameba.cloud

de planificación a largo plazo (PELP). Este modelo, basado en programación matemática, nos permite identificar las inversiones futuras de generación, almacenamiento y transmisión que minimizan conjuntamente el valor esperado de los costos de inversión y operación dentro de un horizonte temporal determinado desde la perspectiva de un planificador centralizado. Al respecto, y dada la relevancia futura de servicios relativos a la operación segura, se consideran requerimientos relativos a servicios de reserva e inercia de modo de incorporar unidades a la operación que brindan estos servicios y consecuentemente permiten obtener un plan que garantice una operación segura del SEN (bajo las hipótesis iniciales de seguridad).

Para ello, en primer lugar, se define una serie de parámetros de mercado que impulsarán el desarrollo futuro del sector, tales como el crecimiento de la demanda, CAPEX y OPEX de diversas tecnologías (incluyendo costos de inversión, costos de combustible, entre otros), información relativa al plan de cierre o reconversión de centrales eléctricas de carbón, entrada de nuevos activos en construcción, entre otros datos técnicos operativos. Dichos supuestos se presentan de manera extensiva en la Sección 5.

Adicionalmente a los parámetros de mercado mencionados anteriormente, se identifican y definen obras de infraestructura candidata, tanto de generación como de transmisión, de modo que el modelo de optimización decida aquellas que deben incorporarse de modo de minimizar los costos de abastecimiento eléctrico. Para ello, identificamos diversos generadores de distintas tecnologías, líneas de transmisión / transformadores e instalaciones de almacenamiento candidatas que pueden ser elegidos por el modelo de planificación para optimizar el desarrollo futuro del mercado de eléctrico. En este sentido, los parámetros más importantes utilizados son: el costo de capital y su evolución para las diferentes tecnologías, la ubicación y potenciales plantas de generación / almacenamiento que se pueden desarrollar (en MW) y los costos de acceso a la transmisión, así como posibles fechas de entrada de los proyectos, entre otros.

El modelo no solo planifica inversiones en capacidad de generación y transmisión, sino que también ejecuta despachos económicos por hora sobre la infraestructura planificada de manera óptima. Por lo tanto, debemos considerar las características operativas de las centrales eléctricas. En cuanto a los niveles de flexibilidad de la flota de generación actual, utilizamos los parámetros técnicos recolectados desde la información pública del Coordinador, en cuanto a límites de rampas, tiempos mínimos de subida y bajada, entre otros.

En cuanto a los resultados reportados producto de las simulaciones computacionales, para cada escenario, el modelo permite obtener lo siguiente:

- Plan de expansión de generación, transmisión y almacenamiento; Se obtiene un cronograma detallado que describe la tecnología, la fecha de puesta en servicio, el tamaño (en términos de MW a construir) y la ubicación en el sistema.
- Costos operacionales y de inversión totales anuales del sistema: ambos costos reportados en valor presente⁷.
- Energía producida por tecnología: generación de energía esperada de cada central – existente y nueva–, lo que permite determinar la participación de energía renovable que se alcanza con el plan de expansión obtenido.
- Precios de mercado: costos marginales de energía para cada barra durante el período de planificación, así como los costos marginales de los servicios de reserva.

⁷ Se considera una tasa anual de 6% para efectos de los cálculos de anualidades y de valor presente.

- Flujos de potencia a lo largo de la red.

La Figura 4 muestra el marco metodológico aplicado para determinar el plan de expansión óptimo de los sectores de generación, transmisión y almacenamiento en un escenario de mercado dado.

Como resultado de la presente actividad se desprende el cronograma de obras tanto de generación como de transmisión **iniciales** que permitan transitar a un sistema eléctrico libre de emisiones contaminantes. El denominativo “inicial” se refiere al hecho que las rutas identificadas deberán ser complementadas con análisis de las actividades posteriores que permitan verificar estándares la suficiencia y la factibilidad técnica de operar de forma segura bajo los estándares establecidos por la normativa vigente.



Figura 4: Descripción general de la metodología de planificación de largo plazo a través de la aplicación del modelo AMEBA.

3.2 ACTIVIDAD 2: FACTIBILIDAD OPERACIONAL Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

A partir de las rutas iniciales determinadas en la actividad anterior, se realiza un análisis de la operación económica y de la suficiencia del sistema, con un mayor detalle tanto en términos de las restricciones operacionales modeladas como en la resolución temporal utilizada para los balances generación-demanda. A continuación, se presentan los detalles metodológicos de la actividad, la cual se divide en dos partes.

3.2.1 Actividad 2.1 – Análisis estático operación económica

A partir del plan inicial identificado en la actividad anterior, se lleva a cabo, en primer lugar, simulaciones computacionales para analizar la operación factible y económica del sistema. La factibilidad operacional se establece en términos de que pueda satisfacer algunos criterios operacionales relevantes para la seguridad de suministro, como son los niveles mínimos de reservas para control de frecuencia, nivel mínimo de inercia a nivel sistémico o por áreas de control, cumplimiento de los convenios de riego, capacidad de toma y bajada de carga de las unidades (rampas), entre otros.

Estos análisis se basan en la aplicación de herramientas para simular la planificación y operación a mínimo costo del SEN, mediante la concatenación de dos etapas principales; etapa 1 de coordinación hidrotérmica (o planificación de mediano plazo) y la etapa 2 de simulación de operación de corto plazo (modelo de *unit commitment*). Estas etapas imitan el proceso actual llevado a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), y que permite por lo tanto obtener resultados representativos de la operación real del SEN.

Las dos etapas que comprenden el enfoque de simulación de operación económica mencionadas anteriormente se describen a continuación:

- **Etapla 1: Planificación de mediano plazo o coordinación hidrotérmica:** Esta etapa (denominada también como Planificación de Mediano Plazo) se lleva a cabo con el objetivo de determinar la evolución de cotas y los valores estratégicos de uso del agua embalsada ante múltiples condiciones hidrológicas para el horizonte de interés. En vista de la entrada importante de energía renovable no convencional de carácter variable, principalmente solar y eólica, las simulaciones son realizadas utilizando una caracterización de etapas mensuales y bloques de demanda separando adecuadamente el día y la noche (para una adecuada representación de la generación fotovoltaica).
- **Etapla 2: Simulaciones horarias de Unit Commitment:** Si bien los modelos de planificación de mediano han sido utilizados ampliamente en la industria durante los últimos años para realizar proyecciones del mercado, se ha verificado que modelos de simulaciones de mediano plazo, tipo PLP, OSE2000, SDDP o similares, no entregan resultados acordes con lo observado en la realidad operativa de sistemas eléctricos con altos volúmenes de energía solar y/o eólica, principalmente debido a la incapacidad de este tipo de soluciones de reproducir las restricciones relevantes de la operación en tiempo real, tales como: operación fuera de mérito económico, impacto de restricciones de seguridad como reservas, rampas de subida y bajada, entre otros⁸. Dichas restricciones, en un ambiente de retiro de centrales termoeléctricas convencionales y una alta participación de renovables variables, cobran mayor importancia.

⁸ Para más información ver: <http://www.spec.cl/#seccionArticulos/articulo/10>

Para subsanar lo antedicho, la etapa *Simulaciones horarias de Unit Commitment (UC)* se basa en modelos de tipo entero-mixto de modo de representar adecuadamente los fenómenos que se experimentan los sistemas eléctricos en relación a las demandas de flexibilidad operativa asociadas a la penetración de energía renovable. Dicho modelo de Unit Commitment es equivalente al modelo utilizado por el CEN para la programación de la operación diaria, donde se determina conjuntamente el despacho de energía y de reservas, incorporando todas las restricciones técnicas de corto plazo, así como también los requerimientos de Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia utilizados en dicho proceso⁹. Es en el corto plazo donde las restricciones técnicas cobran relevancia en la operación e introducen necesidades de flexibilidad, y por lo tanto es posible establecer los aportes de servicios de flexibilidad, como el que se desea analizar en el presente estudio.

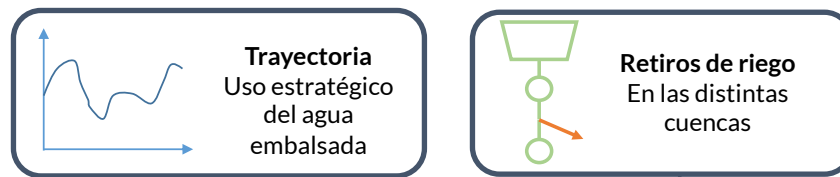
La figura siguiente representa de manera esquemática la interacción entre estas dos etapas.

⁹ La diferencia en los modelos tipo *unit-commitment* como el implementado en la suite de AMEBA y modelos de despacho económico como PLP, OSE2000 u otros, surge de la naturaleza de la implementación en ambas representaciones. En el primer caso, el modelo se funda en variables enteras (MIP) de modo de representar adecuadamente restricciones como mínimos técnicos y aporte en la provisión de reservas del sistema.

Por su parte, un modelo tipo PLP corresponde a una representación exclusivamente lineal, cuya aplicación esta orientada a problemas estocásticos de gran escala para el mediano y largo plazo. Muchos de estos modelos incorporan algoritmos de resolución tipo Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), los cuales para asegurar optimalidad, requieren una representación convexa de los problemas de optimización a resolver.

Etapa 1: Coordinación hidrotérmica

Modelo de coordinación hidrotérmica **PLP** a través de **AMEBA**
Resultados para distintas condiciones hidrológicas



Etapa 2: Simulaciones horarias de Unit Commitment (UC)

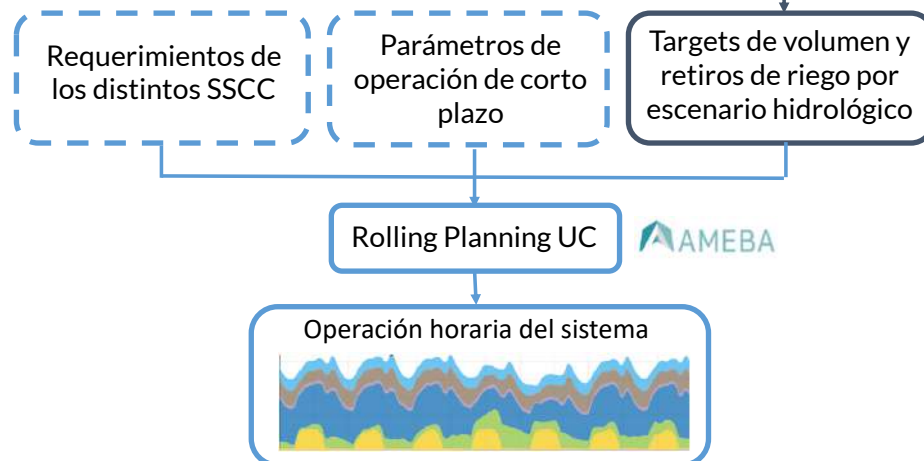


Figura 5 Esquema de dos etapas para simulaciones de operación del SEN.

Las simulaciones de la operación de la segunda etapa se ejecutarán con una resolución al horaria, lo que constituye una escala de tiempo mínima necesaria para poder representar adecuadamente los efectos de la variabilidad intradiaria eólico-solar en la operación del sistema, y dimensionar sus impactos. Los resultados de la actividad son tomados desde esta etapa, y se resumen en distintos indicadores relativos a la operación económica del SEN, tales como:

- Emisiones de CO₂
- Generación por tecnología a nivel anual y su uso a nivel horario
- Costos marginales y congestiones de transmisión en distintos tramos a lo largo del SEN.
- Vertimiento de generación eólica y solar, y su variación estacional y horaria

3.2.2 Actividad 2.1 – Análisis de confiabilidad

En esta actividad se analiza el comportamiento del sistema en términos de sus niveles de confiabilidad. Para ello, se ejecutan nuevas simulaciones computacionales tendientes a determinar la probabilidad de pérdida de carga esperada (*Lost of Load Expectation* LOLE) resultante en cada uno de los escenarios bajo análisis.

Para llevar a cabo esta tarea, el consultor ha desarrollado un modelo computacional capaz de analizar bajo distintas métricas de confiabilidad un sistema eléctrico. Para esto, se realizan una gran cantidad de simulaciones en las que el sistema eléctrico es expuesto a distintas fallas en su parque de generación, obteniendo en términos esperados, la confiabilidad a lo largo de todo el sistema eléctrico. Este modelo ha sido utilizado por distintas empresas del sector y el propio Ministerio de Energía para estudiar el uso de métricas como *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) en el marco de la implementación de la Estrategia de Flexibilidad¹⁰.

Este modelo de optimización/simulación es capaz de evaluar hora a hora distintas condiciones de disponibilidad del parque de generación para determinar la probabilidad de pérdida de carga o la energía no suministrada del sistema eléctrico. La simulación considera la evaluación de 1.000.000 de días de operación con distintas combinaciones de fallas de unidades, lo que representa el análisis de más de 2700 años de puntos de operación. La Figura 6 describe un esquema general de la metodología usada por el modelo para la determinación del LOLE/LOLP/EENS del sistema.

En términos generales, el cálculo se divide en 2 etapas:

1. **ETAPA 1 - Preparación de Datos:** en esta etapa se configura la información técnica relativa a disponibilidad de las distintas centrales del sistema, las condiciones hidrológicas a utilizar, la demanda en las distintas barras del sistema y la representación del sistema de transmisión. Con dicha información, se genera un conjunto de escenarios a analizar (1.000.000), definidos por día, hidrología e indisponibilidad del parque generador.
2. **ETAPA 2 - Optimización:** en base a la información recopilada y el set de escenarios definidos, la herramienta calcula el LOLE/EENS en cada condición de operación, para lo cual se realizan más de 1.000.000 de simulaciones (con un horizonte de 24 horas), lo que representa el análisis de más de 2700 años de puntos de operación.

En un sistema con una presencia importante de generación renovable, es necesario cuantificar los riesgos asociados a la falta de dichas energías producto del clima y de la estocasticidad de su recurso. Para esto, el modelo considera la realización de una serie de escenarios adversos, pero plausibles, de falta de recursos energéticos primarios como la energía eólica, solar e hidráulica producto de fenómenos meteorológicos (e.g. año seco y falta de viento) y también falla en las distintas unidades de generación del sistema.

¹⁰ Más info en: <https://energia.gob.cl/panel/reglamento-de-potencia>



Figura 6. Descripción metodológica de submodelo operativo para simulación de fallas y cómputo de probabilidad de pérdida de carga (Fuente: SPEC/ISCI).

En cuanto a la disponibilidad del insumo principal/secundario de unidades termoeléctricas, se ha asumido plena disponibilidad ante la totalidad de las condiciones evaluadas. Asimismo, es importante recalcar que el modelo puede reconocer una variedad de tecnologías de almacenamiento tales como baterías electroquímicas, bombeo hidráulico y concentración solar de potencia, así como centrales híbridas renovables-almacenamiento.

Si bien actualmente en el mercado eléctrico Chileno no existen métricas de confiabilidad, es posible que en algunos escenarios de retiro de centrales termoeléctricas se observe un deterioro importante de esta propiedad. En este caso, se determinará la necesidad de incorporar nueva infraestructura para dar cumplimiento a dicho criterio.

3.3 ACTIVIDAD 3: VERIFICACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

En esta actividad se complementa el análisis de la operación económica y de la suficiencia del sistema proyectado, realizado en la actividad 2, y se realiza un estudio de estabilidad. El objetivo de este estudio es analizar el desempeño dinámico del sistema proyectado e identificar las principales habilitantes y condicionantes para que este desempeño cumpla con los criterios establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente (NTSyCS). Para ello, se utiliza el enfoque metodológico mostrado en la Figura 7, el que se detalla a continuación.

A partir de los resultados obtenidos de la actividad 2.1, se analizan los despachos horarios producidos (puntos de operación) y se identifican aquéllos potencialmente críticos desde el punto de vista de la estabilidad dinámica. De este conjunto, se selecciona la condición de operación que, en principio, es de mayor criticidad. El comportamiento dinámico del sistema proyectado en este punto de operación se simula en el software Digsilent PowerFactory. Para ello, se utiliza como base el modelo del SEN utilizado en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, elaborado por el CEN el año 2020, y se agregan las nuevas centrales y componentes de red para obtener el sistema proyectado.

Una vez cargada la condición operacional seleccionada en el modelo del sistema proyectado, se analiza la operación del sistema en régimen estacionario y se realizan los ajustes topológicos necesarios para que las tensiones en las barras y los flujos por los componentes de red cumplan con lo establecido en la NTSyCS. Asimismo, se incorporan nuevos componentes de red (líneas, transformadores, elementos de compensación reactiva), en caso de ser necesario.

Luego de verificado el desempeño del sistema en régimen estacionario, el siguiente paso consiste en la evaluación del desempeño dinámico. Para ello, la primera actividad es analizar los modos de oscilación del sistema mediante un análisis modal. Este análisis permite identificar e implementar medidas correctivas para lograr niveles de amortiguación adecuados desde el punto de vista dinámico. Luego, se analiza la estabilidad del sistema mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos en distintos puntos del sistema y la desconexión de la mayor unidad de generación en operación. Para identificar las principales habilitantes y condicionantes desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, se sigue una metodología de dos etapas. En la primera etapa, se determinan requerimientos adicionales para asegurar la estabilidad del sistema, en base a tecnologías y prácticas actuales. En esta etapa se explora la incorporación de infraestructura adicional como compensación estática (condensadores), compensación dinámica (STATCOM, SVC), y condensadores sincrónicos; así como acciones operacionales, tales como la puesta en servicio forzada de una unidad de generación, o la restricción de flujos en un determinado corredor del sistema. Luego, en la segunda etapa se evalúa el potencial de mejora de la operación económica del sistema manteniendo los niveles de estabilidad a través del apoyo de las ERNC a la estabilidad.

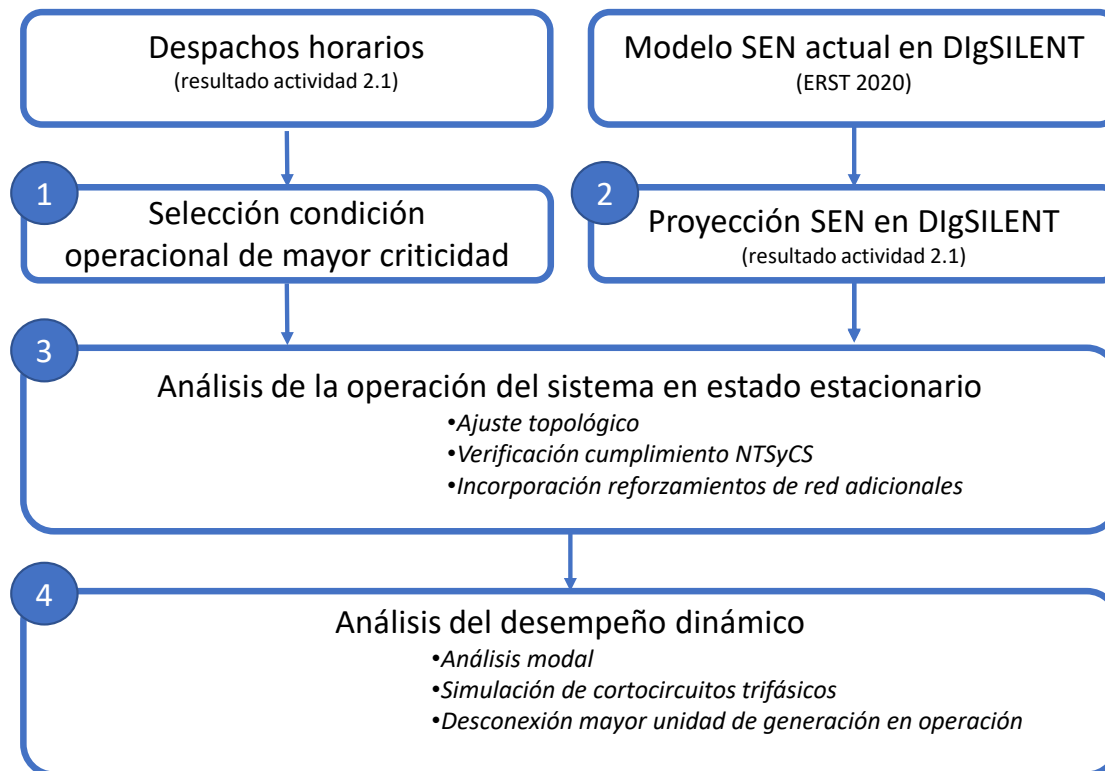


Figura 7: Enfoque metodológico para el estudio dinámico

3.4 ACTIVIDAD 4: DEFINICIÓN DE RUTA DEFINITIVA

Esta última actividad tiene por propósito realizar una adaptación de la ruta sugerida inicialmente luego de todos los hallazgos encontrado mediante los análisis cuantitativos realizados. En base a lo anterior, el Consultor identificará las principales habilitantes y condicionantes para que el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que permita que ese cierre se haga sin afectar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, conjuntamente con la eliminación de todos los combustibles fósiles de la matriz de generación eléctrica en Chile como máximo al año 2050. Se entiende por habilitantes y condicionantes a:

- Centrales de generación.
- Equipamiento necesario: Líneas de transmisión, transformadores y otros elementos del sistema de transmisión.
- Esquemas de control (*grid forming*, líneas HVDC-VSC, otros)
- Restricciones operativas.
- Requerimiento en el diseño de las instalaciones que se conectan al SEN.
- Ajustes a los criterios operacionales definidos en la Norma Técnica respectiva.
- Otros mecanismos tendientes a asegurar una operación que cumpla los criterios normativos.

4 Escenarios de estudio y sensibilidades

El presente estudio considerará dos *ESCENARIOS* de análisis que dicen relación con distintas alternativas para el cierre de las centrales a carbón. En la Figura 8 se resume el alcance del estudio y los escenarios de análisis que se describen a continuación.

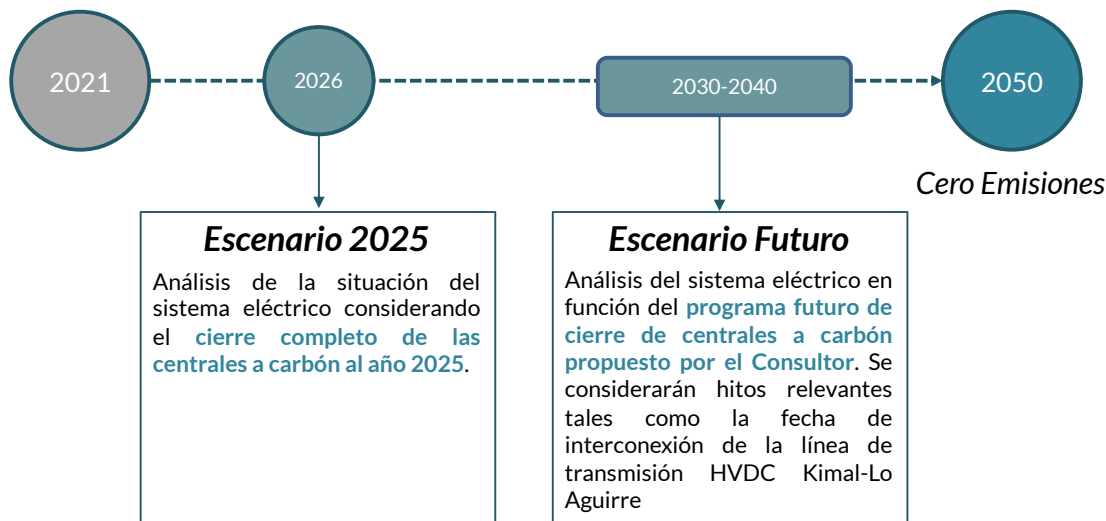


Figura 8: Escenarios de estudio bajo análisis.

- **Escenario 2025:** Análisis de la situación del sistema eléctrico considerando el cierre completo de las centrales a carbón al año 2025. El año de análisis para las actividades 2 y 3 será el año 2026, y que considera por lo tanto que la totalidad de las unidades a carbón no se encuentran disponibles para la operación.

Este escenario considera adicionalmente la ejecución de 3 sensibilidades en la actividad 2 a fin de apreciar algunos efectos relacionados con el desarrollo de capacidad de generación adicional y de disponibilidad de gas:

- **Sensibilidad 1:** Sistema sin almacenamiento
- **Sensibilidad 2:** Restricciones de gas
- **Sensibilidad 3:** Sistema sin adaptar

- **Escenario Futuro:** Análisis del sistema eléctrico en función del programa futuro de cierre de centrales a carbón propuesto por el Consultor. Para tomar la decisión del año de salida, el Consultor considerará hitos relevantes tales como la fecha de interconexión de la línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre. El año de análisis será definido como el año siguiente al retiro completo del parque a carbón.

Este escenario considera la ejecución de 2 sensibilidades que se describen a continuación:

- **Sensibilidad 1:** Análisis de modificación de lógica de control de enlace HVDC tendientes a aumentar el nivel de transferencia de potencia del enlace, en caso que ésta se vea limitada como resultado de la entrada de acelerada de fuentes ERNC.

- **Sensibilidad 2:** Análisis que considera de forma adicional la salida de las unidades fosiles que operan en base a gas/GNL y diésel o derivados de petroleo, tendientes a demostrar la factibilidad de operar el parque de forma segura sin las principales fuentes de generación en base a combustibles fósiles.

Para efectos del presente estudio, se entenderá por *SENSIBILIDAD* al análisis resultante de la variación de uno o más parámetros relevantes del modelo que, pudiendo presentar algún grado de incertidumbre, puedan tener un efecto relevante sobre los resultados y conclusiones del estudio. El análisis de sensibilidad se podrá realizar sobre cualquiera de los escenarios simulados y podrá considerar parámetros que afecten tanto a la expansión del sistema, como a los estudios de seguridad.

5 Supuestos principales para el estudio

Para la ejecución del presente estudio, el Consultor recabó información crítica respecto de distintas variables que incidirán en el desarrollo futuro de la matriz eléctrica chilena. Dicha información fue procesada y ponderada entre Consultor y el Cliente; a saber:

- Tendencias de los costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento
- Crecimiento de la demanda y electrificación.
- Proyección de precios y disponibilidad de combustibles.
- Calendario de descarbonización.
- Proyectos en construcción y fecha estimada de entrada en operación.

Diversos supuestos adicionales fueron tomados en cada una de las distintas actividades, y estos son oportunamente descritos en las secciones correspondientes. A continuación se describen los supuestos anteriores.

5.1 COSTOS DE INVERSIÓN TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Los costos de CAPEX por tecnología han sido obtenidos al compilar distintas fuentes de información disponibles:

- En primer lugar, se han utilizado los costos declarados en el proceso PELP IAA 2020¹¹ para las tecnologías eólico, solar PV, CSP, biomasa, bombeo hidráulico, geotermia e hidráulica de pasada para el **escenario medio**.
- Adicionalmente, se ha utilizado el Informe CNE costos de tecnologías 2020¹² para complementar los CAPEX de las tecnologías solar PV, eólico y biomasa, adelantando los costos presentados en el proceso PELP haciéndolos coincidir con lo publicado en el informe CNE hacia el año 2021.
- Finalmente, para los sistemas de almacenamiento BESS se ha utilizado el estudio "NREL - Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update"¹³ utilizando el escenario medio.

El resumen de los costos de inversión utilizados se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. CAPEX por tecnología período 2021 - 2040

Año	Solar PV	Eólico	CSP (11hrs)	CSP (14hrs)	BESS [USD/kWh]	Bombeo	Hidro pasada	Geotermia	Biomasa
2021	877	1,267	4,325	5,211	359	1,790	3,923	4,394	3,165
2022	864	1,257	4,259	5,132	339	1,790	3,923	4,394	3,225
2023	851	1,248	4,193	5,052	319	1,790	3,923	4,394	3,208
2024	838	1,239	4,126	4,972	300	1,790	3,923	4,394	3,197
2025	825	1,231	4,025	4,852	279	1,790	3,923	4,394	3,179
2026	812	1,224	3,959	4,772	266	1,790	3,923	4,394	3,165
2027	799	1,217	3,892	4,693	253	1,790	3,923	4,394	3,145
2028	786	1,211	3,826	4,613	239	1,790	3,923	4,394	3,133
2029	777	1,205	3,760	4,534	226	1,790	3,923	4,394	3,122
2030	768	1,200	3,694	4,455	213	1,790	3,923	4,394	3,107

11 https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf

12 <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

13 <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

2031	759	1,196	3,627	4,376	210	1,790	3,923	4,394	3,092
2032	750	1,192	3,618	4,365	208	1,790	3,923	4,394	3,079
2033	741	1,188	3,608	4,353	205	1,790	3,923	4,394	3,064
2034	732	1,186	3,599	4,341	203	1,790	3,923	4,394	3,050
2035	723	1,184	3,589	4,330	199	1,790	3,923	4,394	3,034
2036	714	1,182	3,580	4,318	196	1,790	3,923	4,394	3,019
2037	705	1,181	3,571	4,307	194	1,790	3,923	4,394	3,007
2038	696	1,181	3,561	4,295	191	1,790	3,923	4,394	2,989
2039	686	1,181	3,552	4,284	189	1,790	3,923	4,394	2,974
2040	676	1,182	3,542	4,272	186	1,790	3,923	4,394	2,959

5.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y ELECTRIFICACIÓN

En términos de crecimiento de la demanda, la Tabla 2 presenta la proyección de demanda en tanto para clientes regulados como no-regulados (libres), acompañados de proyecciones para las distintas medidas de electrificación.

Por el lado de clientes regulados y no-regulados se consideró la información reportada por la Comisión Nacional de Energía¹⁴, que basa un modelo econométrico que depende de variables macroeconómicas como el PIB y el crecimiento esperado de la población.

Por parte de los consumos por medidas de electrificación, estos están asociados a las medidas de mitigación de emisiones para alcanzar la carbono neutralidad al 2050¹⁵. De acuerdo con las medidas, más de un 80% de ellas pasa por electrificar consumos energéticos actualmente provistos por fuentes fósiles. Los montos de energía específicos y su crecimiento que se espera por cada concepto fueron obtenidos desde el Ministerio de Energía. Las medidas tienen como alcance lo siguiente:

- **Electromovilidad:** asume que al 2050 un 100% de los vehículos de transporte público serán eléctricos (taxis, colectivos y buses urbanos) y un 58% de los vehículos particulares.
- **Hidrógeno Verde:** principalmente enfocado a sustituir la demanda por Diésel del transporte de carga (71% al 2050) y el uso motriz en industria (12% al 2050) y minería (37% minas a rajo abierto, 8% en minas subterráneas)
- **Calefacción eléctrica residencial:** se proyectan medidas de electrificación con un 57% de viviendas tipo casa y 70% en viviendas tipo departamento al 2050
- **Electrificación motriz:** supone una electrificación de usos motrices en distintas industrias, llegando entre un 52 y 67%.

Tabla 2. Proyección de demanda 2021-2040 [GWh] por tipo de consumo.

Año	Cientes regulados	Cientes libres	Electrificación motriz	Electromovilidad Buses	Electromovilidad Autos	Electromovilidad Taxis	Hidrógeno	Calefacción	Sistema
2021	28,405	44,561	727	288	258	285	0	257	74,782
2022	28,299	46,848	2,397	409	217	514	0	205	78,889
2023	28,610	48,592	3,973	598	205	915	365	177	83,434

¹⁴ Informe definitivo de previsión de demanda 2020-2040. Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. Enero 2021. Comisión Nacional de Energía

¹⁵ Informe Carbono Neutralidad: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

2024	29,316	50,394	1,842	1,165	1,057	1,239	393	1,048	86,455
2025	30,040	52,091	1,998	1,532	1,427	1,611	394	1,416	90,508
2026	30,884	54,383	2,145	1,751	1,669	1,856	638	1,632	94,959
2027	31,658	56,313	2,356	1,985	1,924	2,105	1,238	1,854	99,432
2028	32,241	57,204	1,909	1,643	1,607	1,739	1,067	1,525	98,935
2029	32,770	57,979	2,127	1,876	1,856	1,975	1,496	1,734	101,813
2030	33,142	58,742	3,147	2,436	2,301	2,403	2,361	2,108	106,639
2031	33,752	59,658	3,371	2,744	2,563	2,651	2,817	2,340	109,896
2032	34,489	60,854	3,715	3,166	2,934	2,967	3,636	2,666	114,426
2033	35,367	61,903	4,269	3,711	3,511	3,456	5,672	3,164	121,053
2034	36,266	63,310	4,595	4,092	3,933	3,799	6,316	3,527	125,837
2035	37,178	64,766	5,112	4,648	4,563	4,272	7,595	4,054	132,188
2036	38,014	65,450	5,503	5,123	5,119	4,638	8,372	4,499	136,718
2037	38,846	66,721	5,903	5,644	5,721	5,049	9,150	4,975	142,010
2038	39,652	66,564	6,318	6,211	6,404	5,442	9,974	5,486	146,050
2039	40,461	68,252	6,732	6,826	7,131	5,858	10,788	6,020	152,068
2040	41,386	70,248	9,081	7,615	7,956	6,316	11,797	6,625	161,023

En la Figura 9 se presenta el crecimiento de la demanda separado por categoría, de aquí se puede observar la magnitud del crecimiento de las componentes de electrificación, las cuales llegan a constituir un 30% de la demanda total hacia 2040.

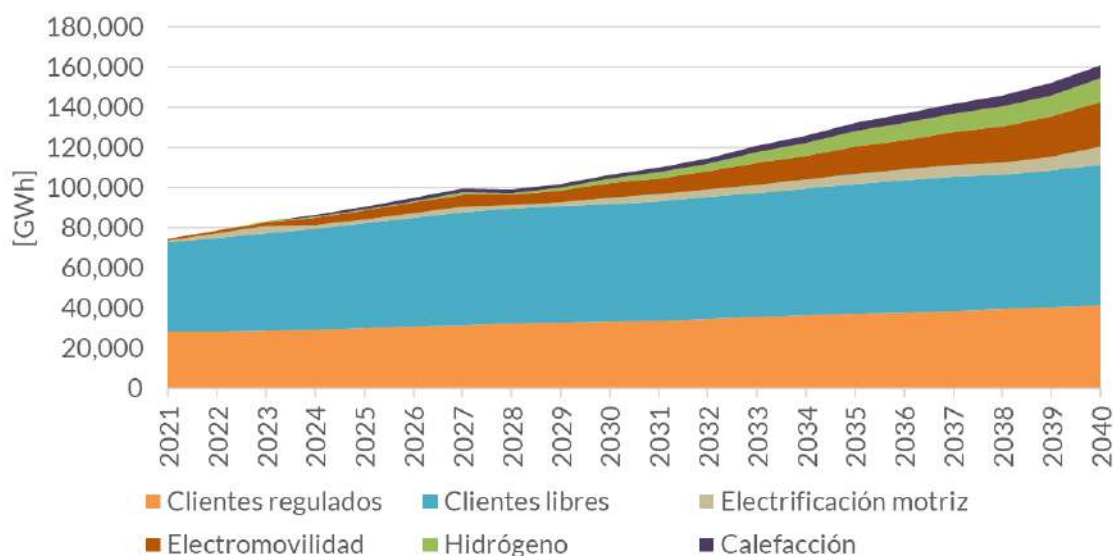


Figura 9. Proyección de demanda por tipo de consumo.

Las medidas de electrificación de los distintos sectores del país conllevará una evolución en los perfiles de demanda horario sistémicos, debido a que su uso no sería del todo alineado con los perfiles tradicionales de consumo. Los supuestos que ha desarrollado el Consultor en esta línea pueden encontrarse en el Anexo A.

Así, en la Figura 10 se presentan perfiles diarios promedio para distintos años del horizonte de análisis, donde se puede observar como cambia en promedio un día del año 2026 con respecto al del año 2040. Esto se produce principalmente en la alta demanda observada en horas de madrugada producto del gran crecimiento esperado de la electromovilidad, así como también la alta demanda en horas solares empujado por el crecimiento de demanda por hidrógeno.

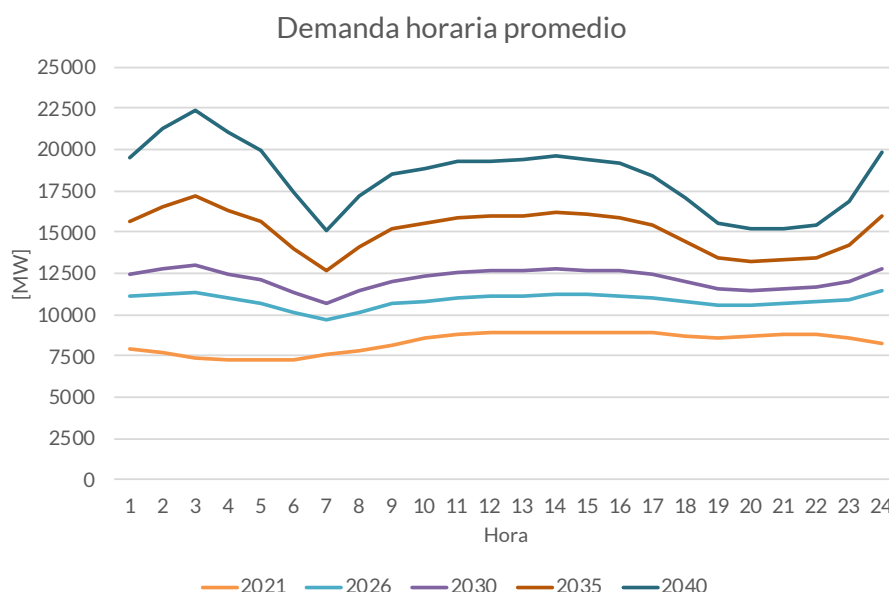


Figura 10. Demanda día promedio años 2026, 2030, 2035 y 2040.

5.3 PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para poder simular la operación económica del sistema eléctrico, se hace necesario tomar supuestos en los precios de los combustibles para las distintas centrales térmicas presentes en el sistema. El Consultor considera los precios internacionales de combustibles presentes en el *Annual Energy Outlook 2021* realizado por *U.S. Energy Information Administration*. Este reporte provee proyecciones de los mercados de energía hacia el año 2050 e incluye distintos escenarios los cuales difieren en distintos supuestos, tales como, crecimiento macroeconómico, desarrollo de tecnologías, políticas energéticas, entre otros. Para el presente caso de estudio se ha utilizado el escenario *Reference* para la proyección del precio del carbón¹⁶, precio spot Henry Hub¹⁷ y el precio Brent¹⁸ los cuales se resumen en la Tabla 3.

¹⁶ Annual Energy Outlook 2021. Table 70. Coal Minemouth Prices by Region and Type Case: Reference case. 2020 \$/st 5732 kcal/ton.

¹⁷ Annual Energy Outlook 2021. Table 13. Natural Gas Supply, Disposition and Prices. Case: Reference case. Natural Gas Henry Hub Spot Price 2020 \$/MMBtu.

¹⁸ Annual Energy Outlook 2021. Table 12. Petroleum and Other Liquids Prices. Case: Reference Case. Real Petroleum Prices Crude Oil 2020 \$/b.

Una vez reunidos los precios internacionales de los combustibles se utilizan distintas metodologías desarrolladas por la CNE¹⁹ para obtener el precio final del combustible en Chile, este proceso incluye los costos de transporte, impuestos, internación, manejo y otros (tales como, licuefacción, transporte y regasificación para el GNL). El costo de combustible individualizado para cada central se presenta en Anexo B.

Tabla 3. Precios internacionales de combustibles AEO 2021 Reference. Precios en dólares 2020.

Año	(1) Carbón [USD/st]	(2) Henry Hub Spot Price [USD/MMBTU]	(3) Brent [USD/b]
2021	44.00	3.10	46.58
2022	45.28	3.23	49.83
2023	43.76	2.99	54.86
2024	43.66	2.80	58.33
2025	44.09	2.88	61.12
2026	44.23	2.98	64.11
2027	44.26	3.04	66.33
2028	44.36	3.18	68.65
2029	44.40	3.29	70.64
2030	44.44	3.34	72.76
2031	44.45	3.36	74.34
2032	44.57	3.42	76.38
2033	44.58	3.49	77.59
2034	44.42	3.52	78.84
2035	44.18	3.53	79.67
2036	43.81	3.54	81.09
2037	43.19	3.53	82.69
2038	43.00	3.55	84.25
2039	42.56	3.55	84.55
2040	42.65	3.55	87.10

Precio del carbón en Chile:

Se ha asumido la siguiente relación para determinar el precio de carbón puesto en Chile a partir de los precios internacionales, junto con otros indicadores:

$$Precio_{Chile} = \frac{Pcal_{obj}}{Pcal_{datos}} * \left(\left(\frac{Precio_{int}}{Factor_{\frac{st}{mt}}} + F_r \right) \cdot (1 + L + C_a) \cdot (1 + S_m) + D_s + M_a \right)$$

Donde:

$Pcal_{obj}$: Poder calorífico objetivo
 $Pcal_{datos}$: Poder calorífico del dato
 $Precio_{int}$: Precio del carbón en AEO 2021 (USD/st)

¹⁹ Informe de proyecciones de precios de combustibles 2018-2032. Diciembre 2017. Comisión Nacional de Energía. <http://www.cne.cl>

$Factor_{\frac{st}{mt}}$	: Factor de conversión de unidad st/mt.
F_r	: Flete
L	: Pérdidas
C_a	: Agente de aduanas
S_m	: Seguro marítimo
D_s	: Costo de almacenamiento y descarga
M_a	: Costo de muestreo y análisis

Precio del GNL en Chile:

Se ha asumido la siguiente relación para determinar el precio del GNL puesto en Chile a partir de los precios internacionales, junto con otros indicadores:

$$Precio_{chile} \left[\frac{USD}{MMBTU} \right] = ((HH_{AEO} \cdot \%HH + Brent_{AEO} \cdot \%Brent + LT) \cdot (1 + FTA) + RG) \cdot (1 + RG_l) \cdot (1 + CM_l) \cdot (1 + C_a) \cdot (1 + T)$$

Donde:

$Brent_{AEO}$	: Precio Brent en AEO 2021 [USD/b]
HH_{AEO}	: Precio Henry Hub en AEO 2021 [USD/ MMBTU]
$\%HH$	: Porcentaje de Henry Hub [%]
$\%Brent$	: Porcentaje de Brent [%]
LT	: Licuefacción y transporte [\$/MMBTU]
FTA	: Impuesto internación [%]
RG	: Regasificación [\$/MMBTU]
RG_l	: Pérdidas por regasificación [%].
CM_l	: Comercialización y pérdidas [%].
C_a	: Aduana
T	: Impuestos

Precio del Diésel y Fuel Oil en Chile:

Se ha asumido la siguiente relación para determinar el precio de diésel y fueloil puesto en Chile a partir de los precios internacionales, junto con otros indicadores:

$$Precio_{chile} \left[\frac{USD}{m^3} \right] = B_0 + B_1 \cdot Brent_{AEO}$$

Donde:

B_0	: Estimación por OLS
B_1	: Rezago del Brent

Con:

Tabla 4. Parámetros de indexación Diésel y Fuel Oil en Chile.

Parámetro	Diésel	Fuel Oil
B_0	91.40	-14.35

B_1	6.68	5.71
-------	------	------

5.4 DISPONIBILIDAD DE GAS PARA GENERACIÓN

El estudio considera que existe plena disponibilidad a lo largo del año de volúmenes de gas para generación eléctrica. Las restricciones consideradas

- Terminal de Mejillones: Centrales U16, CTM3, Kelar y IEM (reconvertida a ciclo abierto a gas)
- Terminal de Quintero; Centrales San Isidro 1 y 2, Nehuenco 1 y 2

El resto de unidades de ciclo combinado o ciclos abiertos que están habilitados para funcionar con gas, no se considera disponible con este combustible, sino que con diésel..

Asimismo, no se toman consideraciones respecto de la calidad inflexible del gas, y por lo tanto el despacho de estas unidades generadoras se realiza en función de los costos variables de las centrales, según lo indicado en el Anexo B.

5.5 ELECCIÓN DE ESCENARIOS HIDROLÓGICOS

La elección de la estadística hidrológica es de alta importancia debido al impacto que tiene la generación hidroeléctrica en el sistema eléctrico. Esto dado que la mayor o menor presencia de generación térmica está altamente condicionada según la disponibilidad de generación hidroeléctrica.

Tomando la estadística de energía afluente histórica, se tiene que en promedio un año hidrológico tiene una energía afluente total cercana a los 30.2 TWh, con máximo y mínimo de 40.0 TWh y 17.9 TWh respectivamente, según se muestra en la Tabla 5. Sin embargo, se ha observado una disminución en la energía afluente total en los últimos años según se presenta en la Tabla 6.

Tabla 5. Estadística histórica de energía afluente total [GWh].

Promedio histórico	30193
Máximo histórico	40004
Mínimo histórico	17969

Tabla 6. Estadística de los últimos 20 años de energía afluente total [GWh]

Promedio últimos 20 años	28369
Máximo últimos 20 años	37867
Mínimo últimos 20 años	21042

Es por esto, y de acuerdo con el estudio "Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía"²⁰ del 31 de marzo de 2020, utilizado actualmente por la Comisión Nacional de Energía para el proceso de "Fijación de Precios Nudos de Corto Plazo" de enero de 2021, se proyecta una generación hidroeléctrica esperada a los 29 TWh para el año 2021, y se señala que el caudal medio de proyección respecto a la estadística histórica disminuye entre un 12% aun 22% en las cuencas principales por efecto del cambio climático entre los años 2020 y 2050.

Con estos antecedentes, se decide conformar los escenarios hidrológicos según se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Escenarios hidrológicos seleccionados.

Escenario	Año escogido	Energía afluente GWh	Probabilidad de excedencia
Extremo seco	1968	17969	100%
Seco	2019	21042	97%
Medio	2007	25236	83%
Húmedo	1975	33230	32%

5.6 CRONOGRAMA DE RETIRO DE CENTRALES A CARBÓN

En cuanto al proceso de cierre de centrales a carbón que enfrentará Chile durante las próximas décadas, el Consultor realizó un análisis de vida útil de las distintas unidades que operan en base a carbón a fin de determinar un calendario de desmantelamiento de las unidades de carbón. Asimismo, se consideró a firme el Cronograma de la Primera Fase 2019-2024 (que contempla cerca de 1900 MW), además de los anuncios realizados por Engie y AES Gener durante el primer semestre de 2021, presentado por el Ministerio de Energía que adiciona una salida de unos 1800 MW adicionales, totalizando 18 unidades que salen de servicio antes del 1/1/2026. El remanente de 10 unidades se quedaría por definir, y se considerará con distintas fechas en los estudios prospectivos.

- Año 2019: U12, U13 y Central Tarapacá.
- Año 2020: Ventanas 1 y Bocamina 1
- Año 2022: U14, U15, Bocamina 2, Ventanas 2
- Año 2024: CTM1 y CTM2
- Año 2025: reconversión de unidades IEM, CTH y CTA
- Año 2025: Salida de unidades Campiche, Nueva Ventanas, Angamos I y II.

Tabla 8. Definición de retiro/reconversión centrales a carbón

Nombre	Retiro / Reconversión	Fecha de retiro o reconversión	Capacidad [MW]
U13	Retiro	1/7/19	84
U12	Retiro	1/7/19	83
CTTAR	Retiro	31/12/19	148
Ventanas 1	Retiro	29/12/21	110

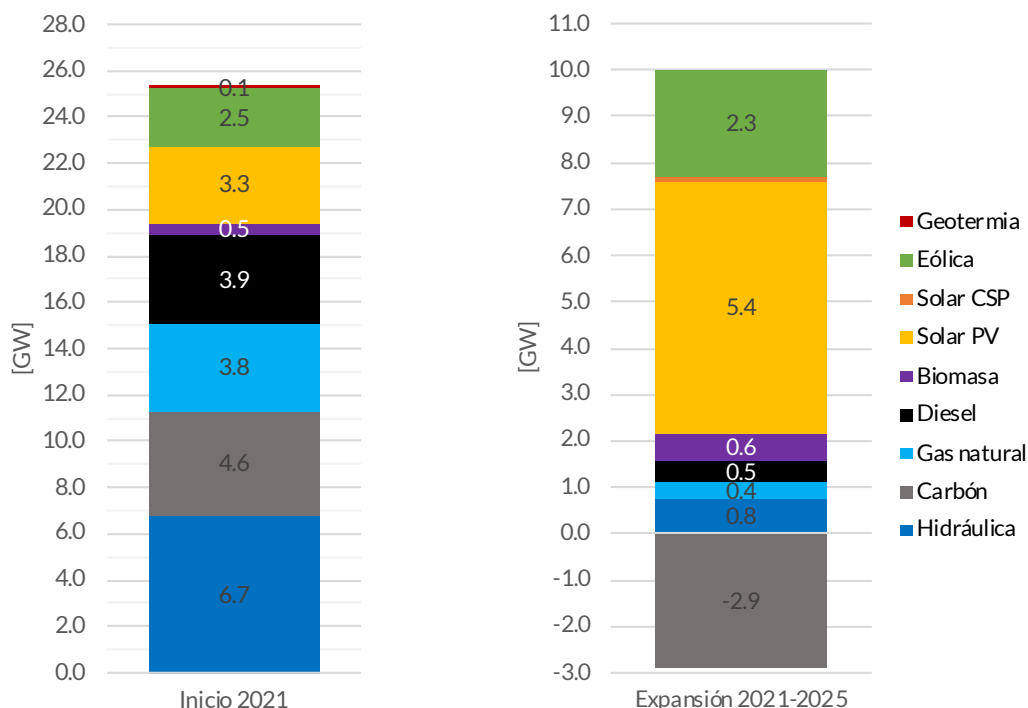
²⁰ Estudio Análisis de la Estadística Hidrológica 2020". Fijación de precio nudo de corto plazo, 2021 primer semestre. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>

Bocamina 1	Retiro	31/12/20	127
Ventanas 2	Retiro	1/8/21	207
U15	Retiro	1/2/22	132
U14	Retiro	1/2/22	136
Bocamina 2	Retiro	1/6/22	350
CTM 2	Retiro	1/1/25	164
CTM 1	Retiro	1/1/25	155
IEM	Reconversión	1/1/26	375
CTH	Reconversión	1/1/26	170
CTA	Reconversión	1/1/26	165
Campiche	Retiro	1/1/26	272
Nueva Ventanas	Retiro	1/1/26	272
Angamos II	Retiro	1/1/26	272
Angamos I	Retiro	1/1/26	268
Guacolda 1	-	Por decidir	152
Guacolda 2	-	Por decidir	152
NTO 1	-	Por decidir	136
NTO 2	-	Por decidir	132
Guacolda 3	-	Por decidir	152
Guacolda 4	-	Por decidir	152
Santa María	-	Por decidir	370
Guacolda 5	-	Por decidir	152
Cochrane 1	-	Por decidir	266
Cochrane 2	-	Por decidir	266

5.7 EXPANSIÓN DE MEDIANO PLAZO 2021-2025

Como punto de partida para el estudio, se ha considerado la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a inicios del 2021 que acumula una capacidad instalada de 25.4 GW según se presenta en la Figura 11 (a). Las tecnologías con mayor presencia en el sistema son hidráulica, carbón, diésel y gas natural, con 6.7, 4.6, 3.9 y 3.8 GW de capacidad instalada

respectivamente. Cabe destacar capacidad renovable instalada, alcanzando 3.3 GW para la tecnología solar fotovoltaica y 2.5 GW para la tecnología eólica.



(a) Capacidad instalada al año 2021.

(b) Capacidad en construcción y/o comprometida.

Figura 11. Capacidad instalada del SEN al año 2021 separada por tecnología.

Entre los años 2021 y 2025 se adiciona nueva capacidad al sistema de distintas tecnologías según se presenta en la Figura 11 (b) Dicha expansión se obtiene de acuerdo con la información levantada por el Consultor respecto de proyectos en pruebas, construcción o comprometidos de entrar en servicio producto de licitaciones de suministro ya adjudicadas. Asimismo, entre los años 2021 y 2025 se materializa la salida de distintas centrales a carbón por un total de 2.9 GW de capacidad, según Tabla 8. Con todo, se proyecta que en este periodo existe una acelerada expansión de la capacidad instalada, con la incorporación de en torno a 10 GW de nueva capacidad, principalmente de energía renovable solar y eólica.²¹

La distribución de la nueva capacidad determinada por las principales tecnologías se presenta en la Figura 12. Las zonas ilustradas corresponden a:

- **Zona A:** Desde Región de Arica y Parinacota hasta Región de Antofagasta
- **Zona B:** Región de Atacama
- **Zona C:** Región de Coquimbo
- **Zona D:** Desde Región de Valparaíso hasta Región del Maule.

²¹ La Figura 11 contiene como capacidad retirada (valores negativos) y como adicionada (valores positivos) las reconversiones de centrales a carbón.

- **Zona E:** Desde Región de Ñuble hasta Región de los Ríos
- **Zona F:** Región de Los Lagos

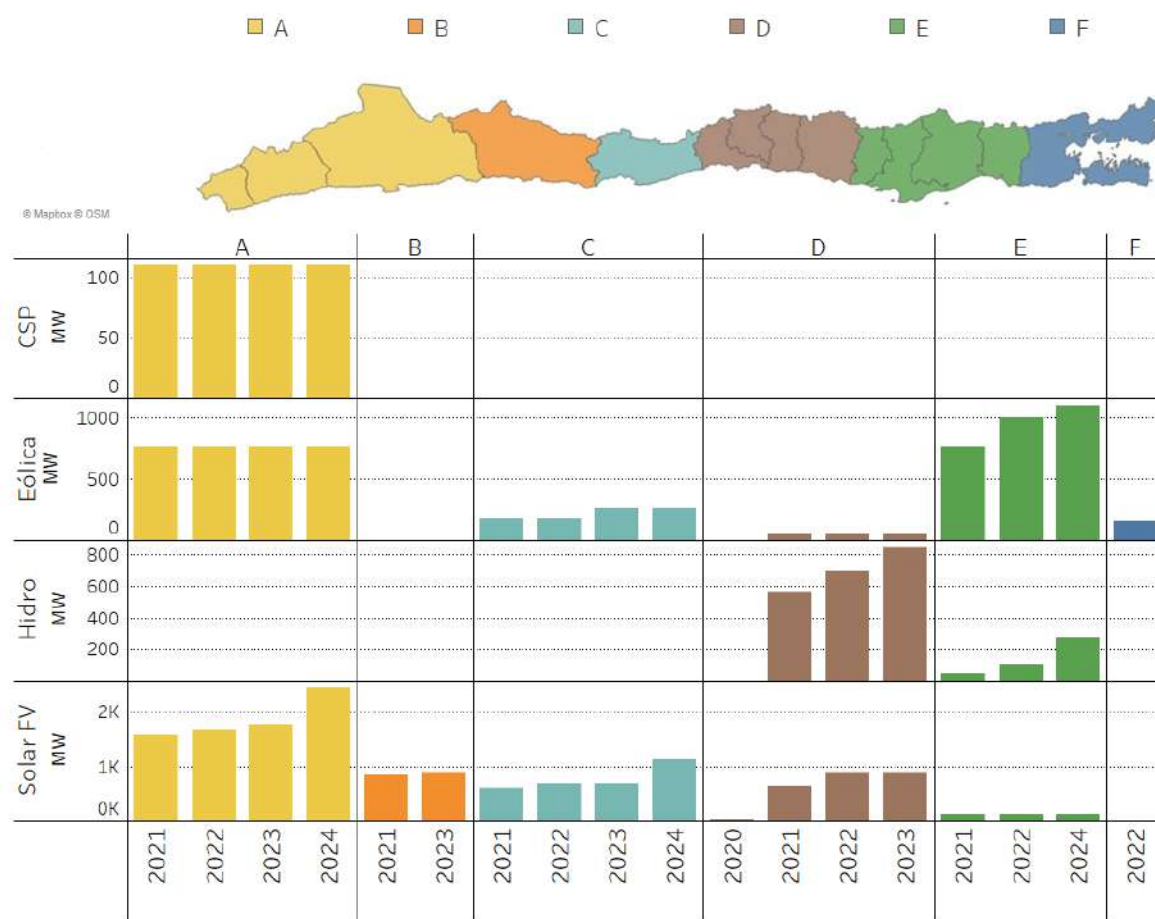


Figura 12. Expansión mediano plazo 2021-2024 por zonas, capacidad acumulada por año.

Para cada zona identificada, se despliega la evolución de la capacidad instalada acumulada por año para el periodo 2021-2025, considerando las tecnologías de mayor relevancia durante el periodo de análisis. Como se observa, parte importante de los proyectos identificados corresponden a proyectos solares ubicados en la zona norte del país (**Zona A**).

Asimismo, es posible observar desarrollo de la tecnología solar PV en la **Zona D**, la cual se encuentra geográficamente cercana al centro de carga del SEN. Lo anterior, ante el desarrollo de proyectos por parte de algunos actores que buscan puntos de conexión cerca del consumo, las congestiones de transmisión que experimentaría la parte norte del país, que podrían restringir el desarrollo solar PV en la zona norte del país durante los próximos años hasta que los proyectos de transmisión de gran escala entren en operación entre 2022 y 2030.

Con respecto a la incorporación de nueva generación eólica, observamos que gran parte de la nueva infraestructura para satisfacer la demanda en el largo plazo se concentraría específicamente en las **Zona A**, **Zona C** y **Zona E** durante el periodo de evaluación. Un fuerte polo de desarrollo se espera en la zona de Taltal, caracterizado con altos factores de planta

para la producción de electricidad, aunque sin proyectos en construcción a la fecha del análisis.

También en la **Zona A** se presenta la primera planta de tecnología CSP del país con 110 MW correspondiente al proyecto Cerro Dominador que entra en operación el año 2021. Por último en la **Zona D** y **Zona E** entran en operación centrales hidráulicas, entre ellas la central Los Cóndores con 150 MW y otros proyectos hidráulicos de pasada.

5.8 EXPANSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Consultor ha reunido la información sobre las principales obras de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha, o que hayan sido decretadas a través de los planes de expansión de transmisión por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Asimismo, se han revisado también aquellas obras que han sido propuestas por el Coordinador para el plan de expansión.

El detalle de las obras de transmisión consideradas en el presente estudio se presentan en el Anexo C, sin embargo, las principales fuentes de información utilizadas son las siguientes, tanto para los proyectos de interés como para su fecha estimada de puesta en servicio:

- Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2018
- Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2020
- Propuesta de Expansión de la Transmisión al Sistema Eléctrico Nacional 2021 del Coordinador Eléctrico Nacional
- Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Informe Técnico Definitivo, Enero 2021

6 Resultados actividad 1: desarrollo inicial de rutas

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al evaluar distintas rutas o equivalentemente escenarios para el cierre de centrales termoeléctricas a carbón, analizando los resultados de la expansión de largo plazo de las distintas tecnologías de generación y almacenamiento, junto con los refuerzos de transmisión identificados en cada caso, para el periodo 2021-2040.

Estos escenarios permiten reemplazar la salida de las unidades a carbón en conjunto con continuar adaptando la oferta de generación para abastecer la demanda y su crecimiento proyectado, en consideración de las distintas medidas de electrificación asumidas como parte de los supuestos del estudio

Es preciso señalar que las rutas presentadas en esta sección corresponden a propuestas iniciales para el reemplazo de las centrales a carbón, las cuales serán complementadas con análisis posteriores resumidos en las actividades 2 y 3, que permitan verificar estándares la suficiencia y la factibilidad técnica de operar de forma segura bajo los estándares establecidos por la normativa vigente.

6.1 SUPUESTOS ADICIONALES DE LA ACTIVIDAD

Adicionalmente a los distintos supuestos de mercado descritos en la sección 5, se ha considerado necesario tomar una serie de supuestos adicionales, que están enfocados a reflejar restricciones de desarrollo de tecnologías y de proyectos de transmisión en el mediano plazo, dados sus tiempos de desarrollo y construcción, que pueden ser incompatibles con los requerimientos ante escenarios de cierre de centrales a carbón.

Así, las restricciones principales para tecnologías de generación en la etapa de expansión 2021-2030 son las siguientes:

Concentración solar de potencia: sólo proyectos con aprobación ambiental pueden considerarse posibles dentro del periodo 2027-2028, a saber:

- Likana (450 MW): con fecha más próxima de entrada en operación el año 2027.
- Tamarugal (240 MW): con fecha más próxima de entrada en operación el año 2028.
- Copiapó solar (450 MW): con fecha más próxima de entrada en operación el año 2028.

Bombeo hidráulico: Se considera el proyecto Espejo de Tarapacá (300 MW) con fecha posible de entrada en operación a partir de 2026. Otras ubicaciones con fecha posible de entrada de **operación** a partir de 2028, con potenciales genéricos desde la IV región al norte.

Geotermia: Sólo se consideran a partir del año 2028, en diversas ubicaciones con potenciales totales de 1.7 GW según la Tabla 9.

Almacenamiento de corta duración: se considera:

- Tecnología de ion-litio, eficiencia de ciclo de 95%.
- Posible de desarrollar en módulos de 2 hrs (incrementalmente) en todos los nodos de la red.

Tabla 9: Resumen de potenciales considerados de geotermia.

Nodo red de transmisión	Región	Potencial [MW]
Parinacota	Arica y Parinacota	198
Lagunas	Tarapacá	274
Kimal	Antofagasta	526
Candelaria	O'Higgins	198
Ancoa	Maule	289
Temuco	Araucanía	99
Charrúa	Biobío	97

Respecto al desarrollo de proyectos de ampliación y nueva infraestructura de transmisión, se considera lo siguiente:

- Para periodo 2021-2027, se considera infraestructura de Tx actualmente adjudicada y parte de planes de expansión. Fechas de entrada en operación de principales refuerzos de transmisión según Anexo C.
- Entre 2027-2030 se consideran posibles refuerzos a tramos de infraestructura actual o disponible a esa fecha, como aumentos de capacidad (cambio de conductor u otras soluciones).
- Nuevos proyectos de gran escala sólo podrían entra en operación a partir de 2030.
- No se consideran alternativas de almacenamiento como parte de transmisión para esquemas de operación tipo N+BESS+EDAG.²²

6.2 CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS

Si bien el objetivo general del estudio es determinar **una ruta óptima** de retiro de las centrales a carbón en el periodo 2025-2040, metodológicamente se ha optado por abordar este objetivo mediante una exploración exhaustiva de distintas rutas. La ventaja de este enfoque, a pesar de ser computacionalmente demandante, es que permitirá entender de mejor manera las implicancias y los cambios observados entre una ruta u otra, para así poder realizar recomendaciones más informadas respecto de una ruta particular.

Así, para iniciar este ejercicio, en primer lugar se considera como dato de entrada distintas trayectorias posibles de cierre de las unidades a carbón en el periodo 2026-2040. Las trayectorias de cierre consideradas se presentan Figura 13, las cuales fueron construidas tomando en cuenta lo siguiente:

- El retiro o reconversión de 18 unidades hacia 2025 ya anunciado (a la fecha de elaboración de este estudio) es común a las distintas rutas. Esto se observa en la figura donde las distintas rutas tienen un tramo común hasta 2026, salvo el caso de ruta

²² Ver más detalle de este tipo de soluciones en www.spec.cl/SPEC-TX-ESS.pdf

2025 donde se retira la totalidad hacia fin de ese año, es decir, al 1/1/2026 no existen centrales a carbón disponibles para la operación.

- Un ordenamiento equi-espaciado de la salida de unidades hasta cumplir un año objetivo, retirando de manera lineal según su vida útil. Por ejemplo, si el objetivo es el año 2033 como último año de operación, se establecen fechas de retiro de las centrales, priorizando aquellas con más años en operación. Cada ruta recibe el nombre donde se finaliza la salida de la capacidad actual de carbón.

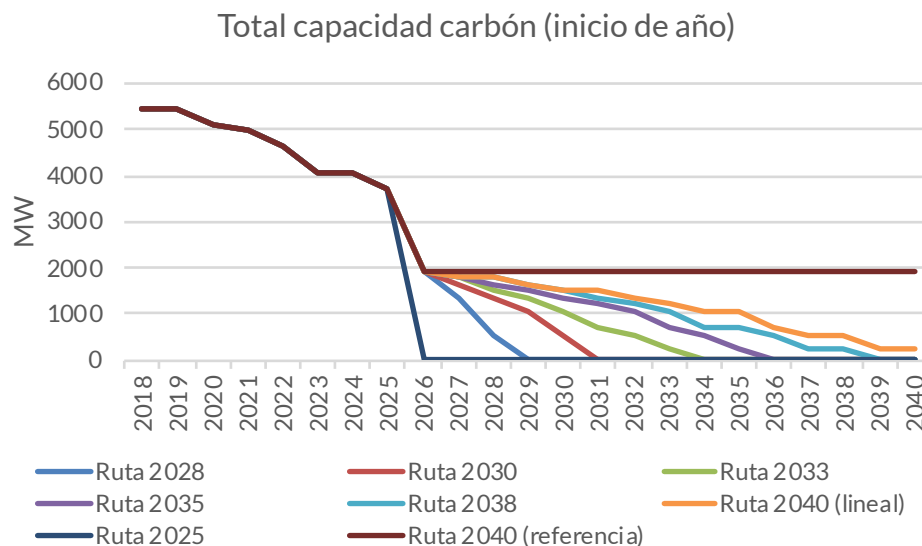


Figura 13: Trayectorias de retiro de centrales a carbón para distintos años en el periodo 2025-2040.

Cada ruta anterior define un cronograma de salida de las unidades a carbón. A partir de dicho supuesto, se lleva entonces a cabo la planificación de largo plazo de acuerdo con la metodología descrita en la Sección 3.1, desde donde se obtiene un calendario de desarrollo de distintas tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión, así como distintos indicadores tales como; costo total de inversión, costo total de operación, emisiones de CO₂eq, entre otros.

En la Figura 14 siguiente se presenta el resultado de la planificación de largo plazo en términos de la capacidad adicional de generación y almacenamiento que se requiere desarrollar en cada uno de los escenarios anteriores de retiro, agrupado por periodos cada 5 años.

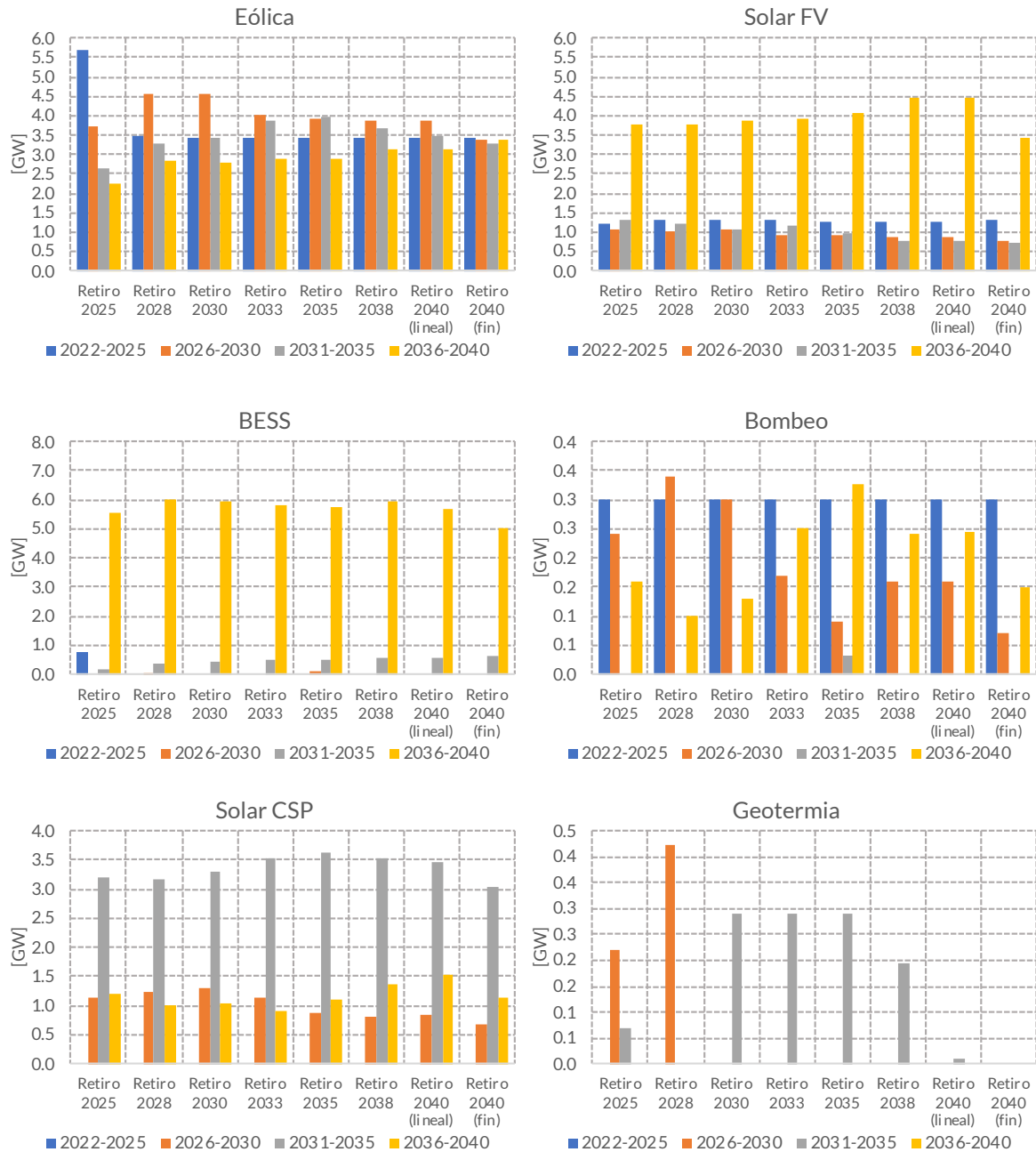


Figura 14: Capacidad instalada por tecnología resultante de la planificación de largo plazo para los distintos escenarios de retiro de centrales a carbón.

De los planes de expansión obtenidos en función de las distintas trayectorias de retiro pueden desprenderse los siguientes aprendizajes:

- Se observa en los distintos escenarios que se requiere un monto significativo de capacidad adicional en el periodo 2022-2025. Por ejemplo, en el caso de retiro lineal 2040, en el periodo 2022-2025 se requieren en torno a 3.5 GW adicionales de capacidad de generación eólica, 0.3 GW de centrales a bombeo y casi un 1.3 GW adicional de solar fotovoltaica.

Esto puede llamar la atención en virtud de los 10 GW de capacidad que están en construcción, pruebas o como proyectos comprometidos según la Figura 11. Puede, por lo tanto, concluirse de estos resultados, que este volumen significativo de proyectos ya comprometidos que ingresarían en operación **no sería capaz por si solo de adaptar el parque de generación hacia 2026, ya sea con un retiro de las centrales a carbón a 2025 o bien a 2040**. Esta capacidad adicional sería necesaria producto del efecto combinado del crecimiento de la demanda hacia ese año y el retiro o reconversión de las 18 centrales actualmente anunciado, lo que totalizará una salida de más de 3 GW de generación a carbón.

- En línea con lo anterior, es posible observar como al adelantar el retiro de las centrales a carbón hacia el año 2025, las opciones tecnológicas de reemplazo son diferentes. En el caso extremo de retiro 2025, se requeriría desarrollar una capacidad adicional de generación eólica en torno a los 5.7 GW, monto significativamente superior al de los otros escenarios. Cabe destacar que entre la capacidad en operación a inicios del 2021 es de 2.5 GW y lo que se proyecta entre en operación entre 2021 y 2024 es de 2.3 GW, por lo que en términos simples, adaptar al sistema ante un retiro total de las centrales a 2025 requiere **duplicar la capacidad eólica** en este periodo, lo que constituye un importante desafío para la industria.

Más aún, el adaptar el parque de generación al 2026 cuando se retira la totalidad de centrales a carbón en el año 2025, la adición de 0.7 GW de sistemas de almacenamiento de tipo BESS entre 2 y 4 horas de duración, en conjunto con 0.3 GW de bombeo hidráulico, resultan en una inversión económicamente eficiente. Cabe destacar que en la actualidad el sistema cuenta con una baja capacidad de almacenamiento de duración considerable (BESS asociado a central hidroeléctrica Alfalfal, de 10 MW/5 horas) y no se proyecta en construcción o comprometido otros proyectos de tamaño significativo, salvo la iniciativa de la planta solar fotovoltaica Andes IIB con 112 MW y los proyectos adjudicados en el proceso de Licitación 2021-01 a clientes regulados (comprometidos hacia 2027).

Dicha combinación de alta instalación de generación eólica y centrales de almacenamiento tipo BESS se dan en virtud de la imposibilidad técnica/administrativa de contar con tecnologías como CSP o bombeo Hidráulico (aparte de los 0.3 GW) dentro del periodo 2021-2025, las cuales tienen características relevantes en cuanto a la duración de almacenamiento.

- En los casos de retiro post 2028, dados los supuestos tomados, es posible desarrollar tecnologías como CSP, bombeo hidráulico y geotermia, bajando los requerimientos de desarrollo de energía eólica y almacenamiento tipo BESS.

Los retiros de centrales a carbón junto con el desarrollo de distintas tecnologías, resumido en la Figura 14, resultan consecuentemente en modificaciones en la matriz de generación que suministra la demanda año a año. Como efecto asociado, se producen impactos en las emisiones totales de CO₂ equivalente (CO₂eq) las cuales son estimadas según factores de emisión de las distintas centrales termoeléctricas participantes en los despachos en cada periodo. En la Figura 15 se presenta el nivel de emisiones anuales asociadas a la generación de electricidad en el SEN, resultantes en cada caso de retiro de centrales a carbón. En ella puede apreciarse el efecto del retiro anticipado de centrales a carbón y el reemplazo con

tecnologías renovables y almacenamiento en la cantidad total de emisiones. Estas son reducidas desde un monto en torno a las 16 millones de toneladas (Mton) anuales en el caso de referencia donde no se retiran centrales a carbón (adicionales a las 18 ya definidas hasta 2025), hasta un valor en torno a las 5 Mton anuales. Dichas emisiones remanentes en cada caso están asociadas a la operación de las centrales a gas natural y diésel en menor medida, para cumplir con el balance de generación/demanda y apoyar la variabilidad de la generación renovable y restricciones del tipo reserva en giro e inercia (se profundiza sobre estos aspectos en la Sección 7.1).

Respecto a los costos totales de operación (OPEX) y de inversión en capacidad de generación y de transmisión (CAPEX) adicionales a los 10 GW comprometidos y las obras de transmisión ya definidas como base para cada una de las rutas, en la Tabla 10 se resumen estos indicadores.

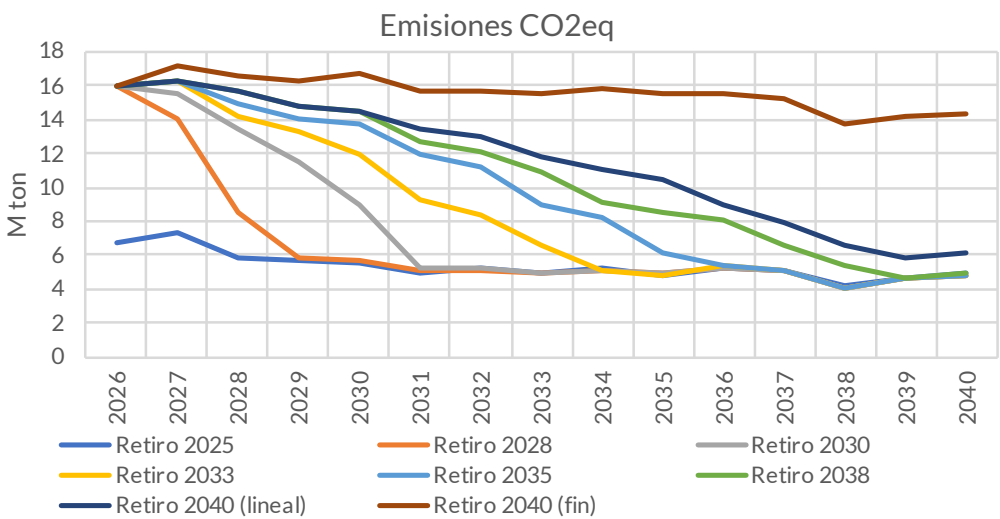


Figura 15: Emisiones anuales totales en el periodo de planificación estudiado 2026 – 2040.

Tabla 10: Resumen de costos totales de operación, inversión y emisiones totales.

	Retiro 2025	Retiro 2028	Retiro 2030	Retiro 2033	Retiro 2035	Retiro 2038	Retiro 2040 (lineal)	Retiro 2040 (final)
Costo de operación OPEX [MUSD]	6,704	6,975	7,317	7,585	7,941	8,160	8,321	9,091
Costo de inversión CAPEX generación [MUSD]	25,385	24,197	23,473	22,898	22,155	21,648	21,229	19,215
Costo de inversión CAPEX transmisión [MUSD]	264	220	244	227	233	215	218	231

TOTAL OPEX+CAPEX [MUSD] (1)	32,353	31,392	31,035	30,709	30,330	30,024	29,767	28,537
Emisiones totales [M ton CO ₂ eq] (2)	80	99	115	130	145	160	172	234

De los resultados anteriores, se puede desprender que:

- Costos totales de operación (OPEX) bajan a medida que se adelanta el cierre de las centrales a carbón, esto producto del menor uso de combustible para generación eléctrica y su reemplazo por tecnologías de generación renovable a costo cero (o bien, sin costo de combustible)
- Costos totales de inversión en nueva capacidad de generación (CAPEX generación)²³ son crecientes a medida que se adelanta el cierre de las centrales a carbón, dadas las mayores necesidades de desarrollar capacidad de generación para continuar abasteciendo la demanda a mínimo costo.
- Costos totales de inversión en nueva capacidad de transmisión (CAPEX transmisión). No muestran una tendencia clara de aumento o decrecimiento según el nivel de retiro de centrales a carbón, dado que el sistema se adapta según el reemplazo tecnológico el cual puede contar con sinergias entre sistemas de almacenamiento y transmisión, así como la ubicación de los nuevos proyectos de generación.
- Emisiones totales de CO₂: Tal como se presentó anteriormente en la Figura 15, las emisiones totales son menores al adelantar el retiro de las centrales a carbón.

En virtud de los resultados anteriores, al calcular el costo total de OPEX+CAPEX es posible observar que el monto total es creciente a medida que se adelanta el año de retiro de las centrales a carbón. Esto indica que los ahorros en costos de operación, por el hecho de dejar de usar carbón para generación y usar energía renovable de costo cero, no compensan totalmente los costos de la capacidad de generación necesaria a desarrollar. Por lo tanto, la decisión del retiro de las centrales no sería racional solo desde el punto de vista de los costos totales de operación y de inversión.

Lo anterior está asociado a que las centrales a carbón (y otras tecnologías en base a combustibles fósiles) funcionan durante periodos muy acotados de baja disponibilidad eólico-solar. Así, resulta más económico pagar los costos de operar centrales termoeléctricas **ya existentes** por un bajo número de horas, que desarrollar nueva capacidad de otra tecnología (CSP o almacenamiento) la cual sería de utilidad para abastecer la demanda en dichos periodos, mientras que el resto del año no serían estrictamente necesarias.

No obstante, en dicha evaluación no se está considerando ninguna valoración de las externalidades negativas, dado que si bien se observa que mientras más se adelanta el retiro los costos totales son mayores, también se logra una mayor reducción de las emisiones. Es posible con una valorización adecuada de esta externalidad, llegar a un estado de equilibrio que permita compensar el costo extra. Para dar cuenta de este efecto, en cada ruta de retiro (desde Retiro 2025 a Retiro 2040) se ha calculado el valor del CO₂ para un efecto de *break-even* entre los costos totales, a través de la siguiente fórmula, resumiendo los resultados en la Tabla 11.

²³ Los costos totales de inversión se calculan como el valor presente de las anualidades que corresponden según el año específico donde se realiza la inversión. Se utiliza una tasa de 6% anual.

$$Valor\ CO2_{Retiro\ Año\ i} = \frac{(OPEX + CAPEX)_{Retiro\ Año\ i} - (OPEX + CAPEX)_{Retiro\ 2040\ final}}{Emisiones_{Retiro\ 2040\ final} - Emisiones_{Retiro\ Año\ i}}$$

Tabla 11 Resumen de costos totales de OPEX y CAPEX, emisiones y valor de CO2 para equilibrio

	Retiro 2025	Retiro 2028	Retiro 2030	Retiro 2033	Retiro 2035	Retiro 2038	Retiro 2040 (lineal)	Retiro 2040 (final)
TOTAL OPEX+CAPEX [MUSD] (1)	32,353	31,392	31,035	30,709	30,330	30,024	29,767	28,537
Emisiones totales [M ton CO2eq] (2)	80	99	115	130	145	160	172	234
Valor CO2 USD/ton CO2eq (Δ1)/(Δ2)	24.8	21.1	21.0	20.9	20.2	20.1	19.8	-

De los resultados anteriores se desprende entonces que, para los distintos casos de retiro anticipado, existe un valor asociado a las emisiones de CO2eq que compensa el alza en los costos totales. Dicho valor oscila entre los 24.8 USD/tonCO2eq para el caso de retiro al 2025 y 19.8 USD/tonCO2eq en el caso de retiro lineal hacia 2040.

Es importante enfatizar que los costos de operación e inversión que han sido estimados mediante un modelo de optimización, el cual obtiene la solución de mínimo costo en cada caso para **adaptar** la generación y la demanda en cada caso de retiro de las centrales a carbón. El concepto de sistema adaptado es clave para entender que estos valores de la externalidad donde se alcanza el punto de equilibrio en comparación con el caso de referencia son calculados en base a dichos costos. En el caso en que el sistema no sea capaz de adaptarse al retiro de las centrales desarrollando suficiente capacidad de reemplazo, no solo se perderá eficiencia económica por cuanto se requerirá un mayor uso de combustibles fósiles como gas o diésel, sino que también se tendrían mayores niveles de emisiones finales.

6.3 SENSIBILIDAD – SIN CENTRALES A GAS

En esta sección se presentan los resultados de la sensibilidad que apunta a identificar las necesidades para reemplazar adicionalmente la generación a gas. Se consideraron tres casos sobre la Ruta 2030 (cierre carbón a más tardar el 1/1/2031) para un cierre paulatino de las centrales a gas, incluyendo adicionalmente un escenario de retiro de centrales a diésel al 2036.

- Cierre centrales a gas a más tardar el 1/1/2041
- Cierre centrales a gas a más tardar el 1/1/2036
- Cierre centrales a gas y diésel a más tardar el 1/1/2036

En ambos casos, la capacidad de gas tanto de ciclos combinados como ciclos abiertos fue retirada de manera lineal, conforme la vida útil de las centrales, comenzando el año 2031 (post retiro de centrales a carbón). Las fechas específicas de salida para las centrales a gas (consideradas con disponibilidad de GNL²⁴) se resumen en la Tabla 12, mientras que para el tercer caso, las centrales a diésel son retiradas de operación en su totalidad a más tardar el 1/1/2036.

Tabla 12: Cronogramas de cierre de centrales con disponibilidad de gas para generación.

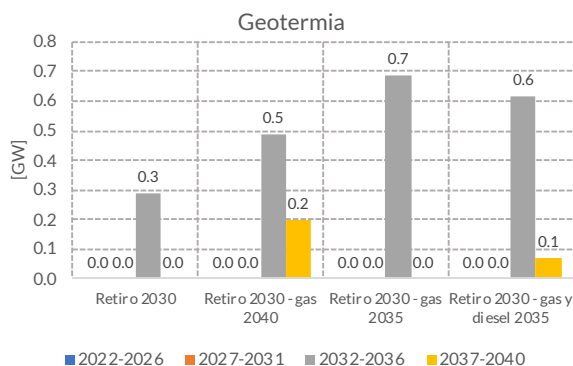
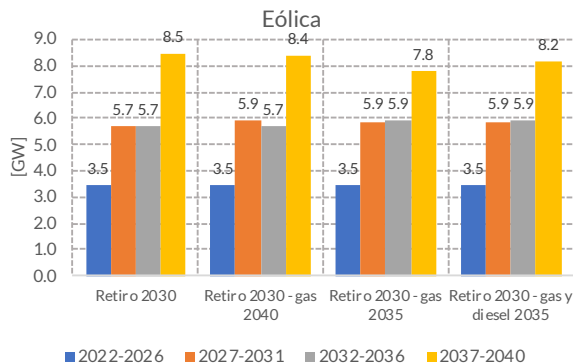
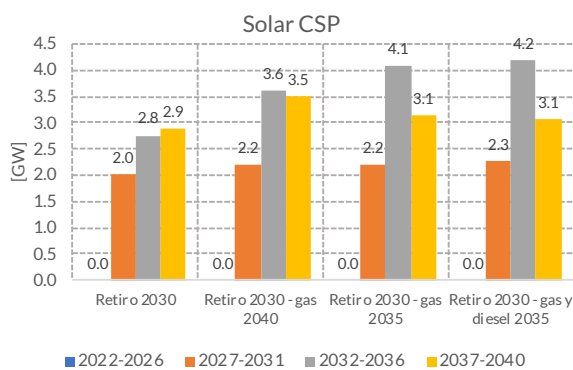
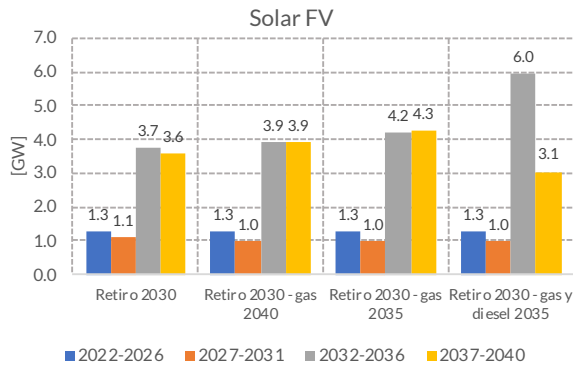
Nombre central	Salida caso 2040	Salida caso 2035
Nehuenco 01	2031-01	2031-01
San Isidro 01	2032-01	2032-01
Mejillones (CTM3)	2033-01	2032-01
Tocopilla U16	2034-01	2033-01
Nehuenco 02	2036-01	2034-01
San Isidro 02	2037-01	2034-01
Kelar	2038-01	2035-01
Enap Aconcagua	2039-01	2036-01
IEM CA GNL	2041-01	2036-01

Para ambos casos, se llevó a cabo la actividad 1 de adaptación de parque (planificación de largo plazo) y los resultados se resumen en la Figura 21 siguientes, donde se notan distintos efectos tanto en el aumento de la capacidad total de tecnologías, como en el adelantamiento según el caso de retiro.

Por ejemplo, la capacidad de CSP total al 2040 en el caso en que solo se retiran las centrales a carbón llega a los 5.6 [GW], mientras que en los casos en que se retiran centrales a gas y diésel adicionalmente, llega a los 7.3 [GW], con un adelantamiento según el caso en los años previos al retiro. Otras tecnologías que aumentan su capacidad y se adelanta su desarrollo

²⁴ Otras centrales con capacidad de usar gas para generación han sido mantenidas con solo operación con Diesel.

son el bombeo (+0.5 GW), bess (+1.95 GW), geotermia (+0.4 GW) y solar fotovoltaica (+1.6 GW), mientras que la energía eólica presenta un leve descenso.



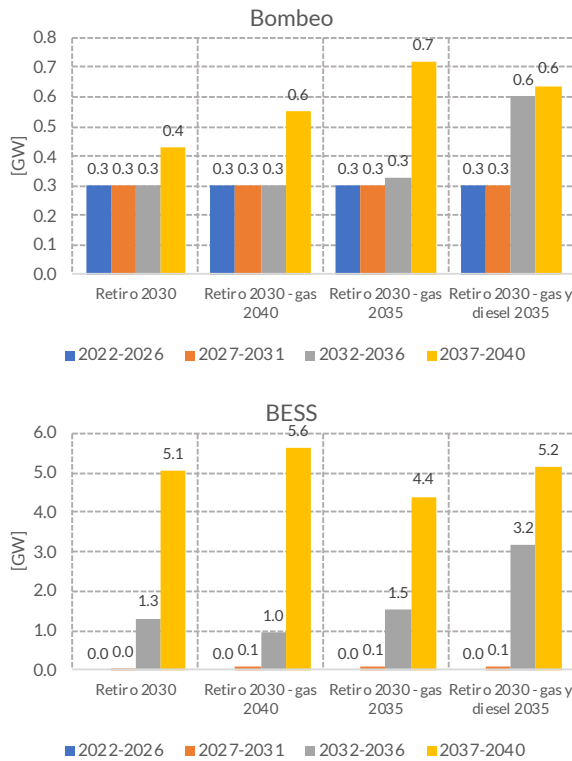


Figura 16: Inversión necesaria por tecnología para retiro de centrales a carbón 2030 y los casos de retiro de centrales a gas y diesel.

Como efecto del reemplazo de las tecnologías de generación termoeléctrica por renovables más almacenamiento, se tiene una reducción importante de las emisiones esperadas de Co2eq. En la Figura 17 se aprecia el resultado en el periodo 2026-2040, observando que el caso de referencia donde solo se retiran las centrales a carbón presenta emisiones en torno a los 5 millones de toneladas de CO2 post cierre de las centrales (2031 en adelante). Adicionalmente, que el retiro de las centrales a gas, ya sea en 2035 o en 2040, permite bajar las emisiones a un valor en torno a 1 millón de toneladas. Es decir, el retiro de las centrales a carbón tiene un gran impacto, y permite bajar de 30 (valor actual 2020) a 5 millones de toneladas, mientras que el retiro de las centrales a gas tiene un efecto mas acotado, bajando de 5 a 1 millón de toneladas, destacando que esta medida no permite llevar a **cero las emisiones totales**.

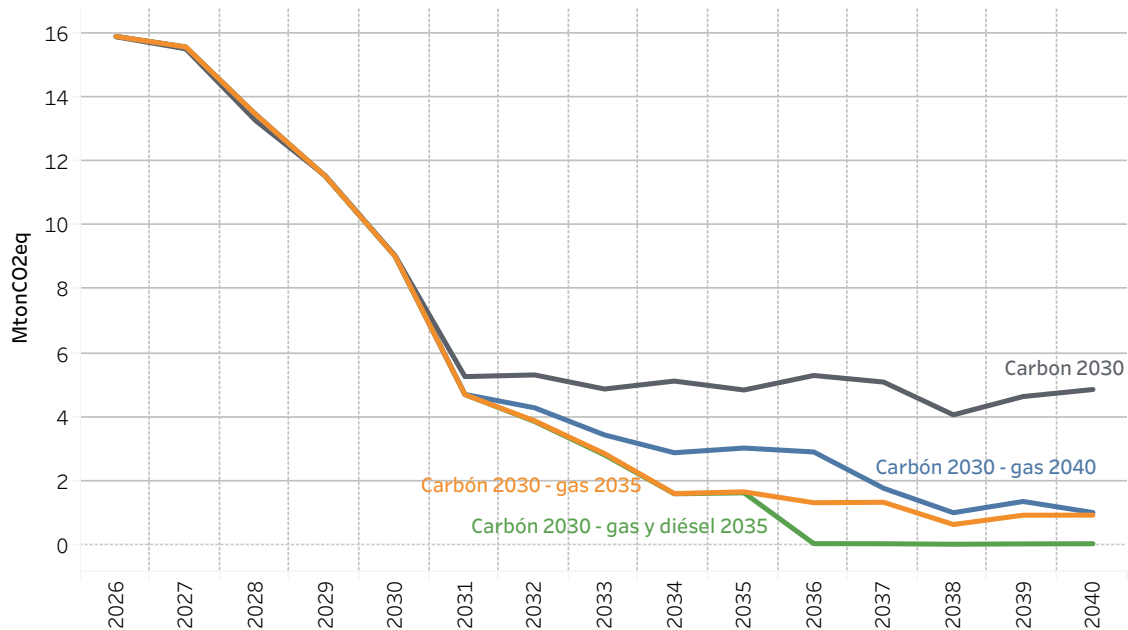


Figura 17: Emisiones anuales esperadas de CO₂eq (en millones de toneladas) para los distintos casos de retiro de centrales a gas y diésel.

Lo anterior está relacionado con que se hace el reemplazo de la generación a gas. La Figura 18 presenta el resultado de la energía anual generada por las centrales a gas y diésel, donde se observa que la generación a gas disminuye asintóticamente hacia 2040 a un valor en torno a los 10 TWh anuales en el escenario donde solo se retira el carbón. No obstante, en los distintos casos de retiro este es reemplazado por un aumento en la generación en base a diésel, desde un valor en torno a 0.25 TWh hasta valores superiores a 1 TWh en algunos años.

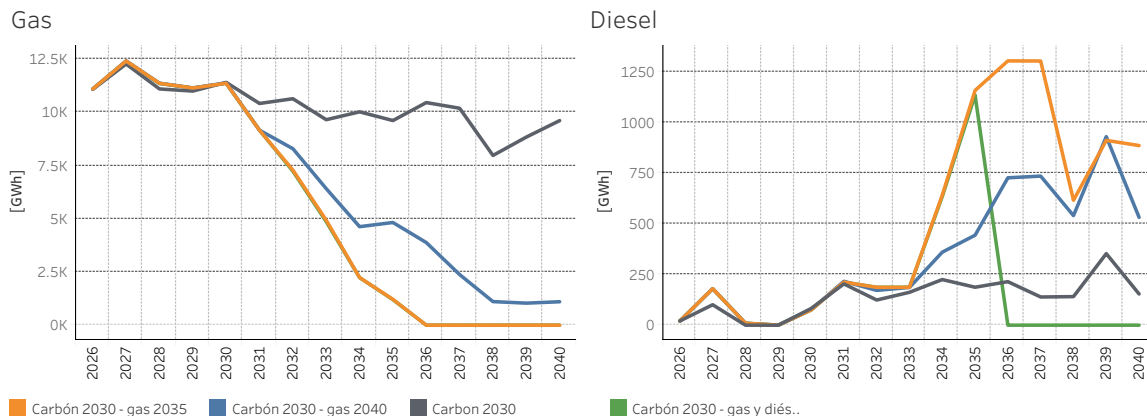


Figura 18: Generación anual esperada centrales a gas y diésel, en los distintos escenarios de retiro de centrales a gas y diésel.

Lo anterior quiere decir que, si bien existe una mayor expansión de la generación renovable y almacenamiento que permite desplazar gran parte de la generación termoeléctrica -y las emisiones de CO₂- existe un remanente que es parte de la solución eficiente, donde se

alcanza un equilibrio entre el costo de desarrollar capacidad de generación/almacenamiento adicional y el costo de utilizar combustible (diésel) en centrales ya existentes.

Esto ocurre debido a que el uso de diésel es muy poco frecuente y solo sirve para cubrir eventos particulares de indisponibilidad eólica/solar, que en su conjunto representan menos de un 2% de las horas del año. Desarrollar nueva capacidad de generación/almacenamiento que tenga un mismo nivel de gestión (es decir, que pueda despacharse en cualquier momento crítico) y que se utilice solo unas pocas horas al año no hace sentido desde el punto de vista económico.

En la Figura 19 se muestra la distribución de los despachos esperados del total de las centrales a gas y diésel, a través de gráficos de caja para cada año entre 2026-2040. Como se observa, la generación a diésel es virtualmente cero salvo algunos puntos de operación aislados. No obstante, estos instantes aislados requieren de apoyo intensivo de generación de respaldo, pudiendo llegar a tenerse horas del año donde se requieren más de 3.5 [GW] de generación en base a diésel.

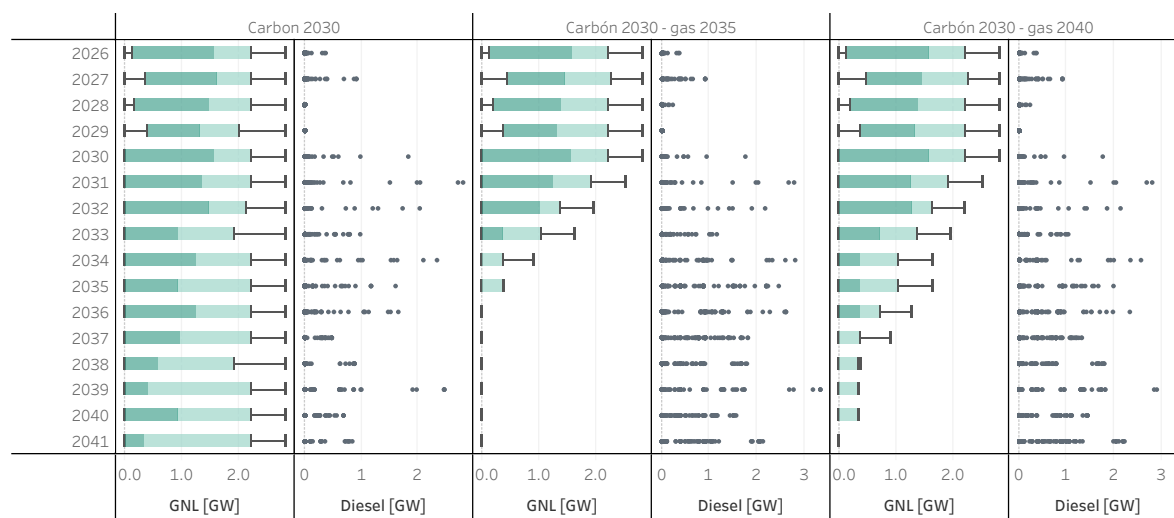


Figura 19: Variabilidad en el despacho total (en GW) de la generación en base a gas (GNL) y diésel, para los escenarios de retiro de centrales a gas.

En principio, si bien podría forzarse la construcción de capacidad adicional de alguna tecnología (por ejemplo, CSP o sistemas de bombeo o BESS) para eliminar por completo el uso de diésel, la solución obtenida mediante el modelo de planificación, en el caso donde se retiran las centrales a diésel, resulta en una expansión adicional de capacidad, pero que no es capaz de abastecer **completamente la demanda en todos los momentos de baja generación eólica** recurriendo a la **desconexión de demanda** en dichos periodos.

Lo anterior queda ejemplificado en la Figura 20 donde se muestra el despacho horario por tecnología para dos días de demanda horaria similar en el mes de mayo de 2036, pero con aportes de generación eólica muy diferentes. Se observa en los primeros dos casos, como el aporte del remanente de centrales a gas, sistemas de almacenamiento y diésel son utilizados en conjunto con un cambio en la gestión de la hidroelectricidad para abastecer la demanda en todas las horas, en particular fuertemente en las horas de madrugada donde se tiene una alta demanda asociada a la electromovilidad, pero una baja considerable en la generación

eólica. En el tercer caso, a pesar de la capacidad adicional de BESS, bombeo y CSP, es necesario recortar o **gestionar la demanda**.

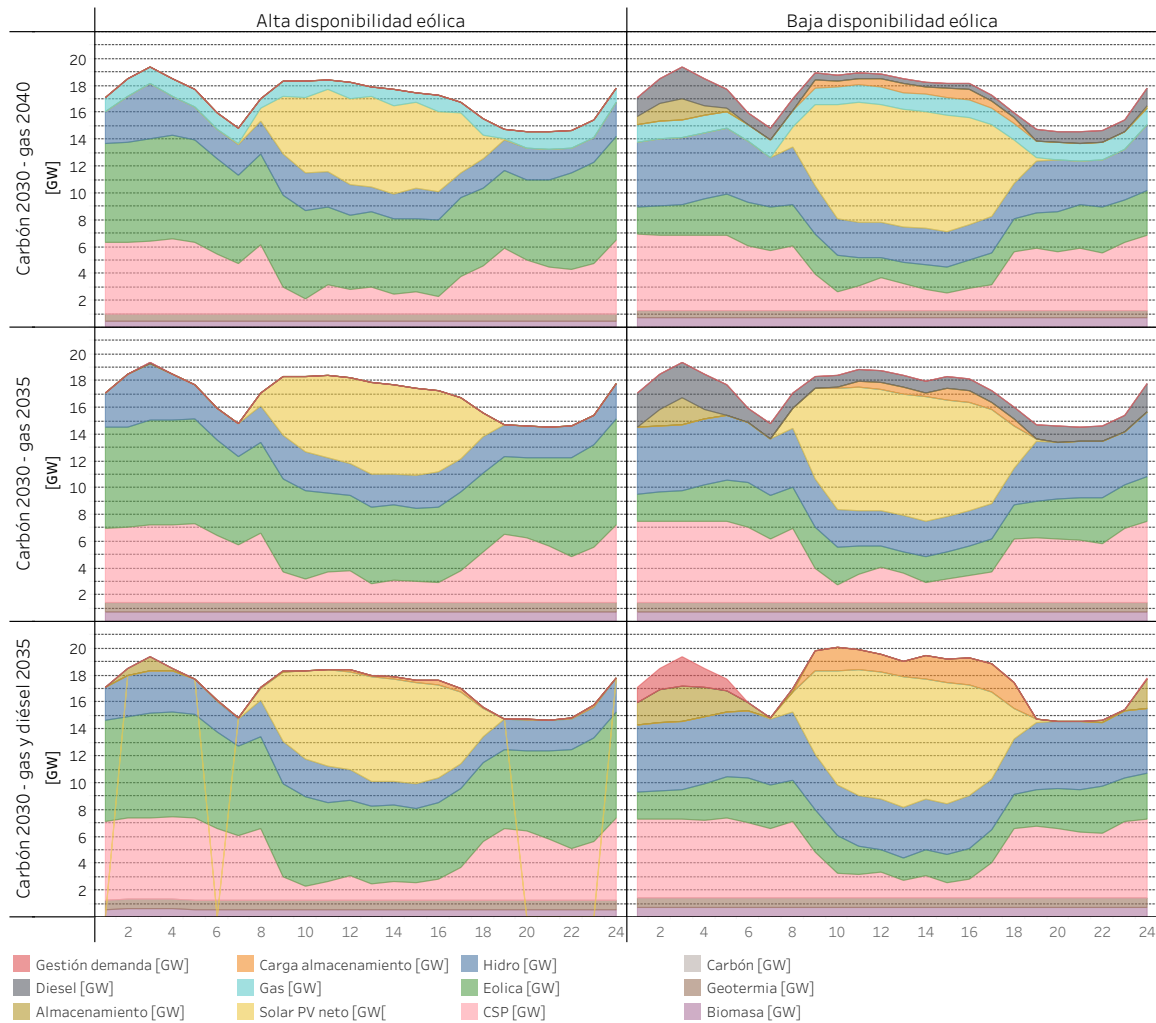


Figura 20: Despacho horario por tecnología para dos días de alta y baja disponibilidad eólica al año 2036, para los escenarios de retiro de centrales a gas y diesel.

Si bien, la desconexión de demanda es -a priori- una solución indeseada, el modelo de planificación detecta que, ante eventos de muy baja disponibilidad eólica que ocurren con baja frecuencia, no es conveniente desarrollar más capacidad adicional y es conveniente incurrir en costos por desconectar demanda.

Esto sería equivalente a mirarlo desde el punto de vista de los privados que desarrollan proyectos; los recursos tradicionales de generación y /o almacenamiento adicionales que se requerirían no podrían recuperar sus costos, dado que operarían en tan solo algunas horas del año, siendo más conveniente poner el foco en recursos existentes a pesar de que puedan tener un costo por operar. Este resultado está asociado a que el modelo emula un mercado de energía perfectamente competitivo con agentes racionales que recuperan sus costos de inversión y operación (junto con la rentabilidad de la inversión), y no considera por ejemplo

incentivos del tipo pagos por capacidad que podrían incentivar niveles mayores de tecnologías como almacenamiento, dado que parte de sus costos podrían recuperarse de ese tipo de mercados.

De esta forma, los resultados anteriores sugieren que, para poder retirar las centrales a diésel del sistema y mantener un sistema cero emisiones económicamente eficiente con altos niveles de penetración de generación renovable variable, se requiere que, ante eventos de baja probabilidad de ocurrencia, se pueda recurrir a recursos que ya existen en el sistema como es el caso de la gestión de la demanda.

Finalmente, en la Tabla 13 se presenta el resumen de los costos totales de inversión y de operación, junto con las emisiones totales del periodo 2026-2040, donde se comparan los casos de retiro de gas respecto del caso donde solo se retiran las centrales a carbón al 2030. Dado que gran parte de las emisiones fueron reducidas por el retiro de las centrales a carbón el esfuerzo adicional en desarrollo de infraestructura resulta en un valor superior para el CO₂, de modo de alcanzar un equilibrio donde el costo extra sea compensado con la reducción de emisiones.

De estos resultados se evidencia un efecto de saturación, dado que es más costoso eliminar las emisiones remanentes vía desarrollo de nueva capacidad, por lo que se requiere recurrir a medidas que sean más costo-efectivas.

Tabla 13 Resumen de costos totales de OPEX y CAPEX, emisiones y valor de CO₂ para equilibrio en casos de retiro de centrales a gas y diesel.

	Retiro Carbón 2030	Retiro Carbón 2030 y gas 2040	Retiro Carbón 2030 y gas 2035	Retiro Carbón 2030, gas y diesel 2040
TOTAL OPEX+CAPEX [MUSD] (1)	31,035	31,942	32,445	32,909
Emisiones totales [M ton CO₂eq] (2)	115	92.01	85.47	80.36
Valor CO₂ USD/ton CO₂eq (Δ1)/(Δ2)	-	39.8	48.0	54.4

6.4 CONDICIONANTES IDENTIFICADAS

6.4.1 Localización y desarrollo oportuno de infraestructura de adaptación

Dados los análisis anteriores, es posible identificar condicionantes que representan riesgos, de mayor o menor importancia, en cada ruta según el año límite del retiro de las centrales a carbón. En general, las condicionantes identificadas en esta etapa de planificación dicen relación con **tiempos de desarrollo/financiamiento** e incentivos para **adaptar** el sistema con nuevos desarrollos de generación, transmisión y almacenamiento.

En esta línea, es preciso observar el caso particular del caso de retiro 2025. Dadas las limitaciones al desarrollo de diversas tecnologías habilitantes, principalmente por incompatibilidades en sus tiempos de desarrollo, el reemplazo de las unidades de carbón debe realizarse con una mayor capacidad de energía eólica y de un monto significativo de almacenamiento de energía en base a baterías (BESS) junto con bombeo hidráulico. Por esta razón, en comparación con otros escenarios de retiro, el monto de inversión adicional que debe realizarse en este caso es significativamente mayor.

En la Figura 21, se comparan los montos totales de inversión para cuatro casos de retiro, donde se observa que los montos de inversión necesaria para adaptar el sistema hacia 2026 en el caso del retiro al 2025 resulta en +3000 MMUSD superior a casos menos acelerados. Se observa que la inversión necesaria es mayor cuando el retiro se fuerza al año 2028 y lo mismo ocurre en el caso de retiro al 2030. Sin embargo, son montos comparativamente menores a lo que se proyecta necesario adicionalmente para el caso de retiro 2025.

Si bien el costo extra puede justificarse según el nivel de valorización de las externalidades – en vista del análisis presentado anteriormente y resumido en la Tabla 11– a la luz de los resultados se puede recomendar que no solo se debe considerar este indicador, sino que también aspectos de exposición a distintos riesgos, condición que es particular a cada una de las rutas o fechas de retiro de las centrales a carbón.

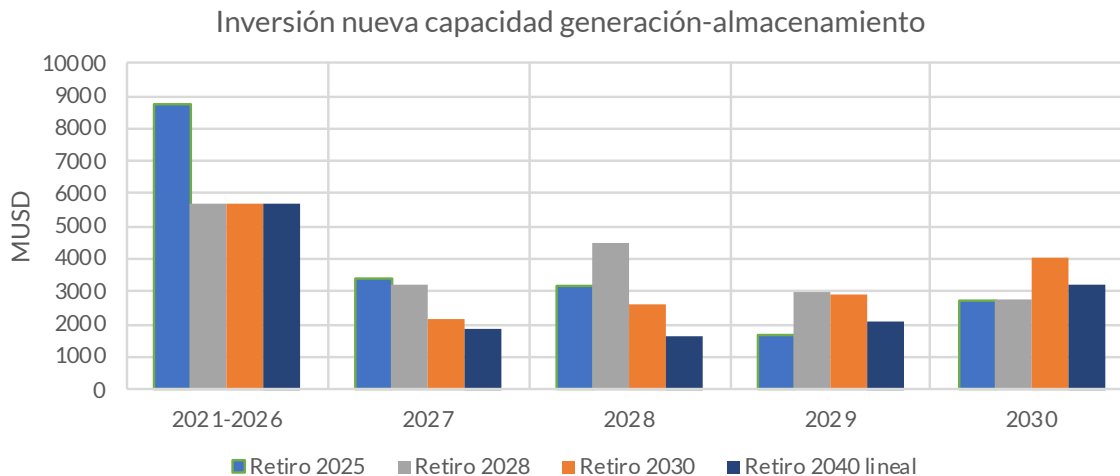


Figura 21: Inversión necesaria por cada año y para casos de retiro 2025, 2028, 2030 y 2040 lineal.

En particular en el caso Retiro 2025, existe un mayor riesgo asociado al esfuerzo de adaptar el sistema en un horizonte menor, lo cual se suma a los mayores montos de capacidad de generación a desarrollar y también a la necesidad de tener sistemas de almacenamiento de energía de manera masiva, tecnología que se encuentra en un estado incipiente de desarrollo a la fecha.

Lo anterior, es particularmente relevante dado que las decisiones de inversión no están integradas en un solo agente centralizado sino que dependen de las decisiones que toman agentes privados. Si bien hay procesos centralizados que han sido exitosos para atraer inversión en generación renovable, como han sido las licitaciones de suministro a clientes regulados, la licitación más reciente (2021/01) considera un inicio de suministro hacia 2026. Por lo tanto, **se requerirán de otro tipo de acciones de coordinación conjunta público-privada para lograr incentivar de manera oportuna el desarrollo de capacidad adicional.**

En otra línea igualmente importante, se encuentra el desarrollo de proyectos claves de transmisión, algunos con fechas esperadas de entrada en operación muy próximas a 2025. Tal es el caso de la nueva subestación seccionadora Parinas y la nueva línea 2x500 kV Parinas-Likanantai que permitirá integrar al sistema la generación eólica en la zona de Taltal y transmitirla hacia los centros de consumo tanto en la zona del norte grande como hacia la zona central.

Para dimensionar la importancia de esta obra de transmisión, en la Figura 22 se presenta la capacidad instalada de generación eólica a desarrollar en la zona de Taltal que resulta del proceso de expansión del sistema. Se observa, por ejemplo, que la capacidad a desarrollar en la zona como mínimo sería de 3.5 GW hacia 2025, post puesta en servicio de la subestación, y se agregan por lo menos otros 4.6 GW hacia 2030. Más aún, la capacidad a conectar en la zona en el caso del retiro 2025 es significativamente mayor y más anticipada, lo que requerirá incluso revisar ampliaciones en la subestación.

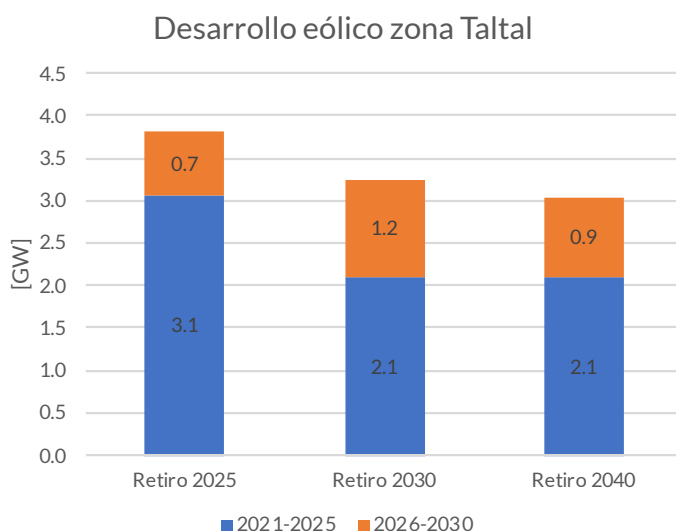


Figura 22: Capacidad instalada de generación eólica en zona de Taltal, para casos de retiro 2025, 2030 y 2040.

Es preciso en esta línea comentar que recientemente se han propuesto ampliaciones de la subestación en el plan de expansión 2020 por la Comisión Nacional de Energía (CNE) las que han sido objeto de discrepancias acogidas por el Panel de Expertos²⁵. De esta forma, se pone en evidencia de que (1) es una obra crítica que a pesar de que aún no se ha comenzado su construcción, el planificador de transmisión y ha identificado que se requerirán expansiones. (2) Dichas ampliaciones pueden estar sujeta a atrasos y no llegar hacia el año 2025. Los retrasos en el desarrollo de este proyecto y sus ampliaciones necesarias generarían a su vez atrasos en el desarrollo de parques eólicos en esa zona, con la consecuente des-adaptación del sistema, lo que es significativamente más relevante en el caso de retiro 2025.

Otras zona relevante corresponde al nuevo sistema de 500kV desde Charrúa al sur, el cuál se espera entre en operación en torno al año 2030. Dicho proyecto será objeto de estudio

²⁵ <https://www.revistaei.cl/2021/07/21/panel-de-expertos-acoge-discrepancia-presentada-por-gremio-de-clientes-libres-industriales/>

de franja dentro del marco de la ley de transmisión 20.936 del año 2016, proceso sin experiencia previa para proyectos de gran envergadura.

En definitiva, el plan de retiro de las centrales a carbón requiere de desarrollo de nueva capacidad de generación, almacenamiento y transmisión a fin de adaptar el sistema y mantener un suministro seguro y eficiente. **El retiro en una fecha determinada debe ser acompañado de iniciativas que coordinen e incentiven el desarrollo de nuevos proyectos de generación y almacenamiento**, sino que también se debe tener en cuenta que existen proyectos claves de transmisión que pueden experimentar retrasos que pueden gatillar desadaptaciones en toda la cadena de desarrollo del sistema. Dicho riesgo, será mayor en tanto el retiro de centrales a carbón sea más anticipado.

6.4.2 Habilitación de gestión de demanda y otros recursos

De acuerdo con los análisis realizados en el estudio de la salida de las centrales a gas, se concluye que a medida que las emisiones son más bajas, los esfuerzos necesarios por incorporar capacidad adicional de reemplazo de la generación termoeléctrica remanente, se van incrementando. En otras palabras, los costos de abatimiento son cada vez mayores, lo que se relaciona con que el uso de la generación termoeléctrica tiende a ser muy puntual en algunas horas del año, pero por su gran magnitud requiere un despliegue considerable de nueva capacidad.

Esto lleva a revisar los supuestos relacionados con la demanda del sistema. Hasta el momento, se ha asumido que la demanda no participa de manera flexible en el mercado, y tiene que ser abastecida hora a hora, a todo evento. De acuerdo con la Figura 10, donde se presenta el patrón general de la demanda eléctrica sistémica y sus cambios producto de las medidas de electrificación, se observa un gran cambio principalmente por la electromovilidad (concentrada en la madrugada) y la producción de hidrógeno (concentrada en horas solares).

Es posible pensar que, con las señales económicas adecuadas, los consumos eléctricos asociados al proceso de electrificación -así como otros sectores productivos- podrían apoyar al sistema en sus requerimientos de flexibilidad para manejar eventos extremos de indisponibilidad de energía renovable variable.

El concepto de demanda gestionable ha sido abordado por diversos mercados desde hace años, donde los consumidores participan activamente en un amplio rango de servicios de red y tiempos de despliegue. Es decir, la demanda es un recurso técnicamente capaz, y además es altamente competitivo frente a los recursos tradicionales de generación. En Chile, la participación de la demanda ha estado acotada a los esquemas de desconexión automática de carga (EDAG) para asistir al sistema en eventos particulares de sub-frecuencia, que por su magnitud no pueden ser resueltos completamente solo con reserva en giro en generadores y sistemas de almacenamiento. Es decir, tenemos una participación incipiente, asociada más a eventos extremos y la seguridad del sistema que a la competitividad misma del recurso.

Dicho esto, la participación extendida de la demanda en el mercado eléctrico será una de las principales armas que deberán explorarse. Esto representa un cambio de paradigma en la forma en que la demanda participa en el mercado, y por lo tanto es necesario sortear ciertas barreras de ejecución. Podría existir una curva de aprendizaje asociada a los procesos necesarios a aplicar para procurar y remunerar dichos servicios, de manera que los costos asociados sean eficientes

Un punto de partida es la consideración de proyectos pilotos que sirvan para demostrar, en la práctica, que la participación de la demanda puede ser técnicamente efectiva y mejorar la

eficiencia global del mercado para hacer frente a eventos extremos de indisponibilidad de energía renovable variable.

7 Actividad 2.1: Factibilidad operacional

En esta actividad se presentan los resultados de las simulaciones operacionales realizadas con resolución horaria, para el escenario 2025 y el escenario futuro, de acuerdo con la metodología definida anteriormente en la Sección 3.2.1. En vista de cómo cambian los desarrollos de la matriz eléctrica obtenidos en la actividad anterior, se han considerado rutas de cierre diferentes, con foco de análisis en el primer año posterior al cierre total de las centrales. Esto permite comparar efectivamente dos situaciones de desarrollo diferentes. Para efectos comparativos, se considera el caso Ruta 2040 lineal como caso de referencia.

Para el denominado escenario 2025, los casos de análisis son los siguientes

- **Ruta 2025 – caso sin carbón:** Se retiran todas las centrales a carbón antes del 1/1/2026
- **Ruta 2040 lineal – caso con carbón:** Se considera el calendario de 18 centrales ya comprometidas e indicada en la Tabla 8. El resto de las centrales son retiradas de manera lineal entre 2026 y 2040 según su vida útil como se muestra en la Figura 13. Dado que se analiza el sistema al año 2026, no son retiradas más centrales de carbón aparte de las 18 ya comprometidas.

Los análisis de simulación horaria se enfocan en el año 2026, y adicionalmente a los casos anteriores se reportan las sensibilidades definidas, que apuntan a ilustrar impactos en la operación y eficiencia económica del sistema en caso que el sistema no logre adaptarse incorporando la capacidad adicional de energía renovable y/o almacenamiento determinada en cada ruta, así como restricciones a la disponibilidad de gas para generación.

Para el denominado escenario futuro, el análisis se centra en el año 2030 y los casos de análisis son los siguientes:

- **Ruta 2030 – caso sin carbón:** Se retiran todas las centrales a carbón antes del 1/1/2030
- **Ruta 2040 lineal – caso con carbón:** Se considera el calendario de 18 centrales ya comprometidas e indicada en la Tabla 8. El resto de las centrales son retiradas de manera lineal entre 2026 y 2040 según su vida útil como se muestra en la Figura 13, lo que resulta en que al 2030 se retiran 0.45 GW (3 unidades) adicionales a las 18 comprometidas.

7.1 SUPUESTOS ADICIONALES DE LA ACTIVIDAD

Para esta actividad, el equipo Consultor ha contemplado considerar requerimientos mínimos de inercia al momento de realizar las simulaciones de la operación. Esto por cuanto es posible anticipar que, sin un requerimiento mínimo y dada la alta disponibilidad de generación renovable en particular en horas solares, la programación de la operación podría resultar en momentos donde exista baja inercia presente en el sistema. Esta situación podría ocurrir a pesar de que puedan cumplirse las restricciones de reserva en giro o de reserva terciaria, lo cual obligaría a considerar redespacho de recursos a fin de no tener problemas de estabilidad.

Así, el equipo ha considerado los siguientes supuestos en torno a la inercia mínima

- 25,000 MVAs para todo el SEN
- 6,000 MVAs al norte de S/E Diego Almagro. Este requerimiento en particular debe abastecerse por lo tanto solo con los recursos disponibles en dicha zona.

Estos valores se han definido en vista de lo publicado durante 2020 por el Coordinador Eléctrico Nacional en su estudio de descarbonización.²⁶

Se considera que las unidades que aportan inercia son los generadores sincrónicos (térmica, hidro, CSP y geotermia). Para el caso de las unidades eólicas y FV, se asume que hacia 2026 aún no contribuyen a cumplir los requerimientos de inercia. De igual forma, estos supuestos tanto a nivel de requerimiento como el aporte solar-eólico aquí indicados se revisarán en los análisis respectivos de la Actividad 3.

7.2 RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO 2025

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones de la operación para el escenario 2025. En primer lugar se comienza por detallar los montos de capacidad de generación y almacenamiento que se agregan al sistema y que son resultado de la actividad 1, para cada ruta bajo análisis. Luego, en los resultados de las simulaciones se comienza por la generación de energía por tecnología, señalando los cambios en la matriz en cada ruta, y las emisiones de CO₂ resultantes. Luego se presenta un análisis sobre los cambios observados a nivel de costos marginales del sistema y de vertimientos de energía eólica y solar. Asimismo, se presentan algunos resultados comparativos con las sensibilidades realizadas.

7.2.1 Resumen capacidad instalada adicional al año 2030

En la Figura 33 se resume la capacidad instalada por tecnología que se adiciona (o retira) al sistema de manera adicional en el periodo 2021-2025 y que fue obtenida en el proceso de la actividad 1, para los escenarios futuros Ruta 2025 y el caso de referencia Ruta 2040. Como diferencia al año 2025 se observa un retiro adicional de 1.8 GW aproximadamente de centrales a carbón y un mayor desarrollo eólico (+2.2 GW) y de sistemas de almacenamiento tipo BESS (+0.7 GW).

La distribución de la nueva capacidad determinada por las principales tecnologías se presenta en la Figura 24. Se observa que las distribuciones geográficas son similares, donde el desarrollo de sistemas de almacenamiento se concentra en la zona norte del país (zonas A y B) con un fuerte desarrollo eólico en la zona B (Taltal) y la zona E (VIII región), mientras que el desarrollo solar fotovoltaico se concentra en la zona centro sur, cercano a los centros de consumo.

Esta capacidad, y según su ubicación, se adiciona al sistema y se llevan a cabo las simulaciones de la operación conforme a la metodología descrita en la sección 3.2.

²⁶ Coordinador Eléctrico Nacional. Sept 2020. **Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025.** https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/Informe_An%C3%A1lisis_de_Escenarios_Descarbonizaci%C3%B3n_ver_20200917.pdf

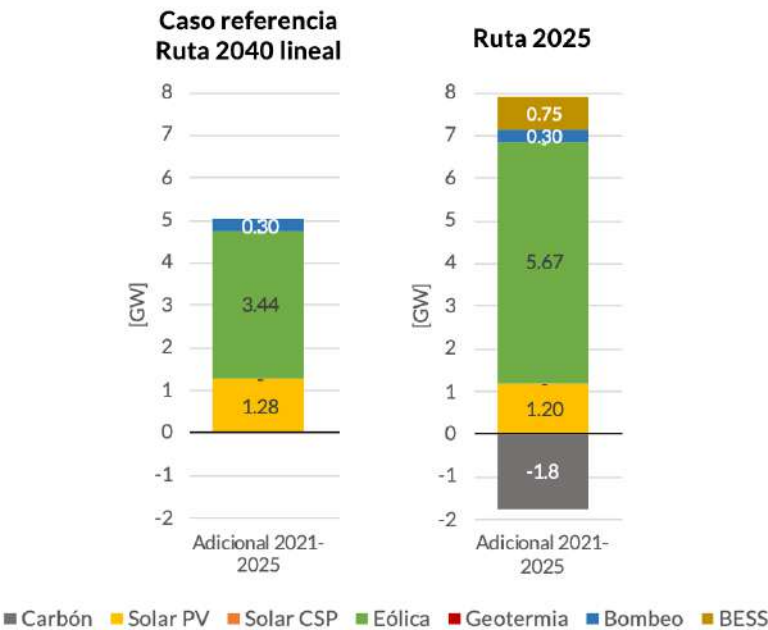


Figura 23: Capacidad instalada adicional por tecnología al año 2026 para ruta 2040 y ruta 2025.

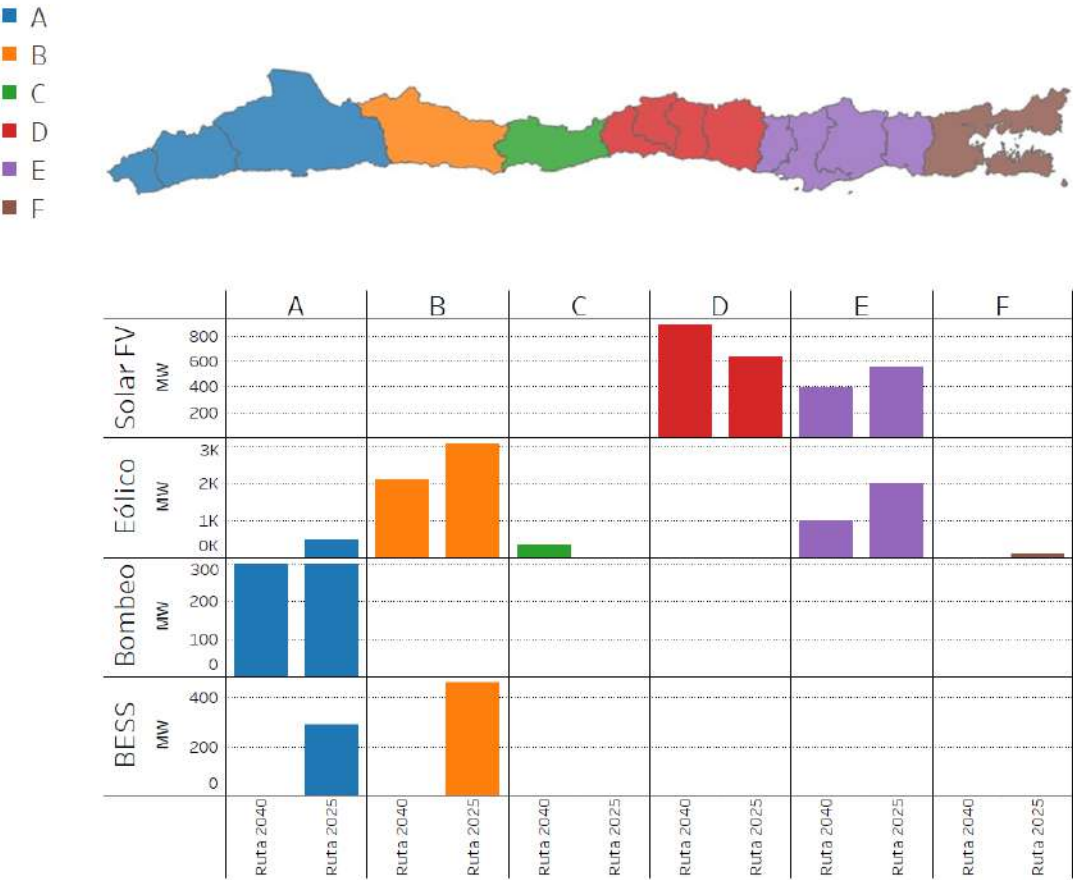


Figura 24: Ubicación geográfica por zonas de la capacidad instalada adicional por tecnología al año 2026 para ruta 2040 y ruta 2025.

7.2.2 Generación de energía y emisiones

En la Figura 35 se presenta la generación anual por tecnología (en términos porcentuales) que se obtiene de las simulaciones horarias de la operación, para los dos casos de retiro de centrales a carbón y para las 4 hidrologías consideradas. Se observa en primer lugar en el caso Ruta 2040 (con carbón) como dada la salida ya programada de 18 unidades, y un crecimiento considerable de la capacidad instalada de generación eólica y solar dados los proyectos en construcción (ver Figura 12) y aquellos resultantes de la expansión determinada en la actividad anterior (ver Figura 14) la participación del carbón decrece significativamente. En condiciones hidrológicas comparables al año 2020, las estimaciones realizadas indican que su participación podría llegar a reducirse a un 17%, alcanzando unos 16.3 TWh anuales.

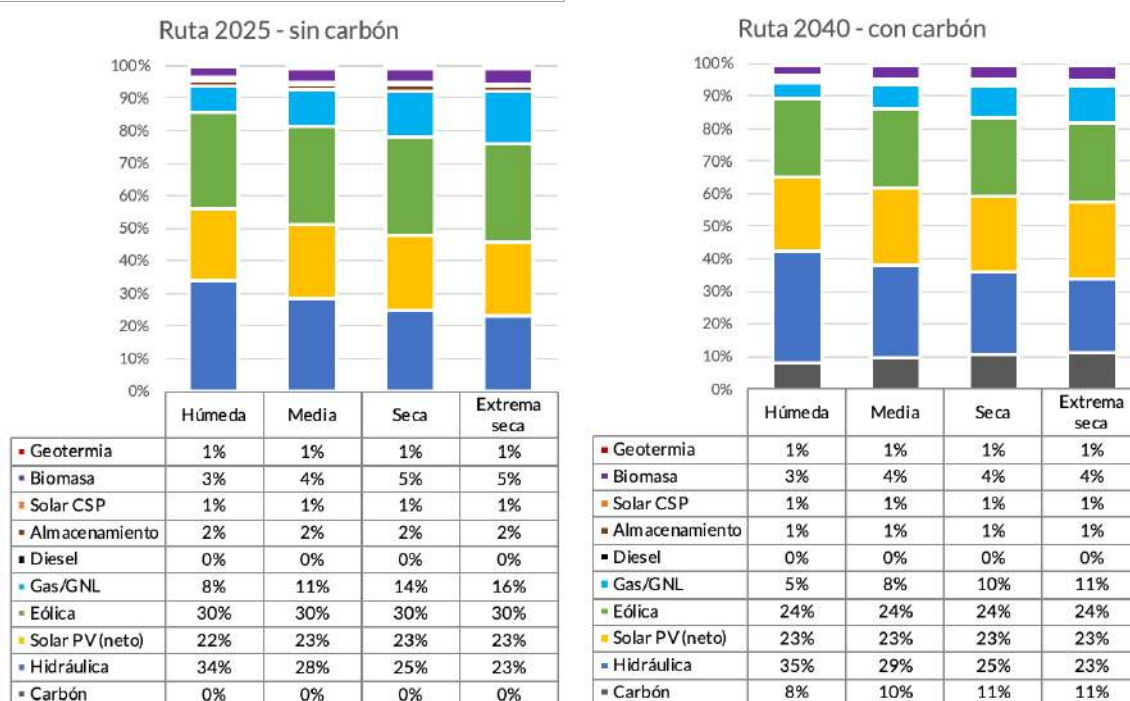


Figura 25: Participación porcentual por tecnología resultante de las simulaciones al año 2026 para los casos de ruta 2025 (sin carbón) y ruta 2040 (con carbón) para las hidrologías simuladas.

Por otro lado, en el caso sin carbón, dada la expansión adicional del sistema en base a energía eólica principalmente, esta pasa a constituirse como la principal fuente de energía (31%) seguida de la energía solar fotovoltaica y almacenamiento (25%), llegando en conjunto con otras fuentes renovables a representar en torno al 75% (o mayor, dependiendo de la hidrología) de la matriz eléctrica.

Es preciso notar que el gas tiene una participación en torno a un 50% mayor a la obtenida en el caso con carbón, producto de un mayor uso intensivo para balancear la variabilidad de la generación eólica y solar. Esto es de particular importancia en vista de que la disponibilidad de gas para generación observada. En la Figura 36 (a) se presenta a modo de ejemplo la disponibilidad de gas para generación que se observó durante el año 2020, donde destaca el fuerte decrecimiento que tuvo en el ultimo trimestre del año.

Por otro lado, en la Figura 36 (b) y (c) se presenta la comparación de la generación total con gas a nivel mensual observada en 2020 con los cuatro escenarios hidrológicos simulados para las rutas 2025 y 2040. Se puede observar como una restricción similar de disponibilidad a la

observada en 2020 puede afectar de manera importante en el caso de Ruta 2025 en hidrologías media, seca o extrema seca, faltando en torno a los 800 GWh/mes en el caso más extremo. En este caso particular, dado que no se tienen las centrales a carbón disponibles, dicha indisponibilidad de gas se tendría que cubrir principalmente mediante un mayor uso de diésel.

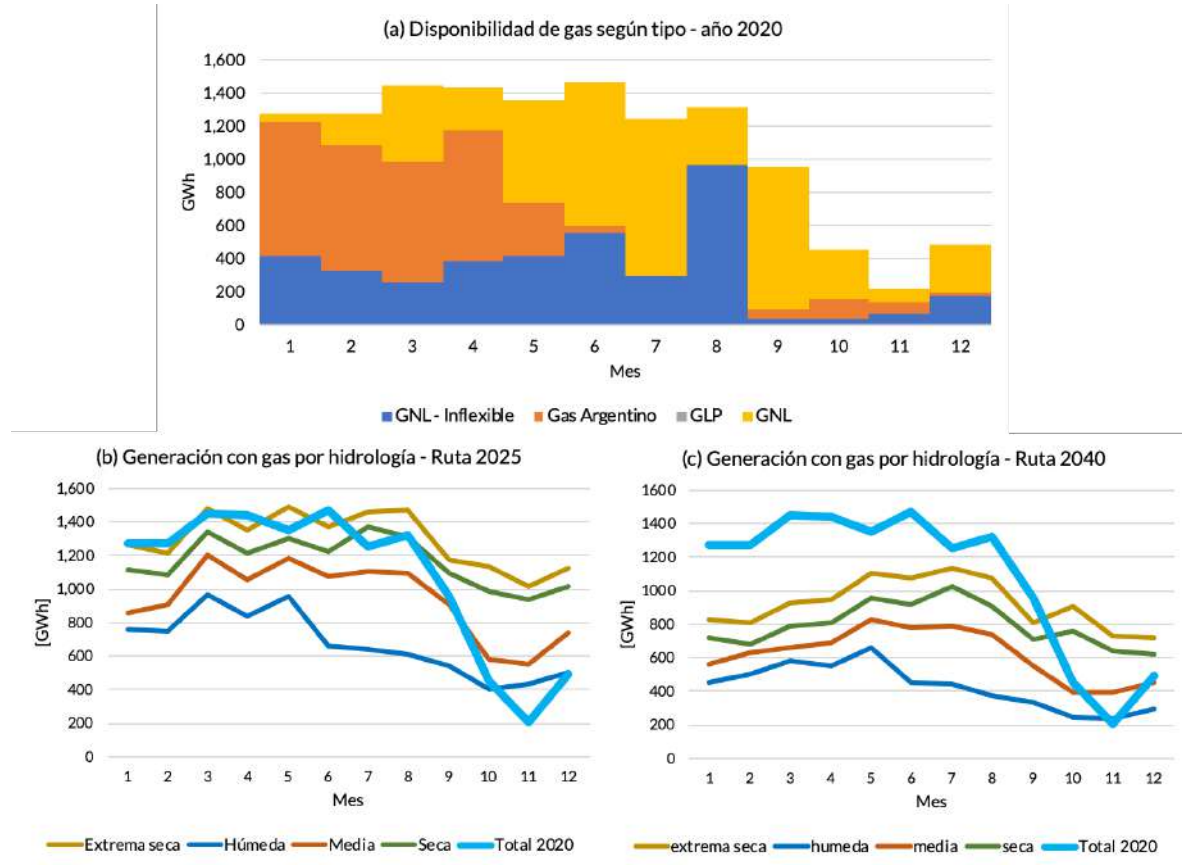


Figura 26: (a) Disponibilidad observada en 2020 de gas para generación (b) Generación mensual resultante de las simulaciones para el caso Ruta 2025. (c) Generación mensual resultante de las simulaciones para el caso Ruta 2040.

A nivel horario se puede apreciar también el uso en modo ciclaje de la generación a gas para balancear las diferencias intrahorarias de la generación solar. Se presenta en la Figura 37 los perfiles de generación horarios esperados por tecnología.

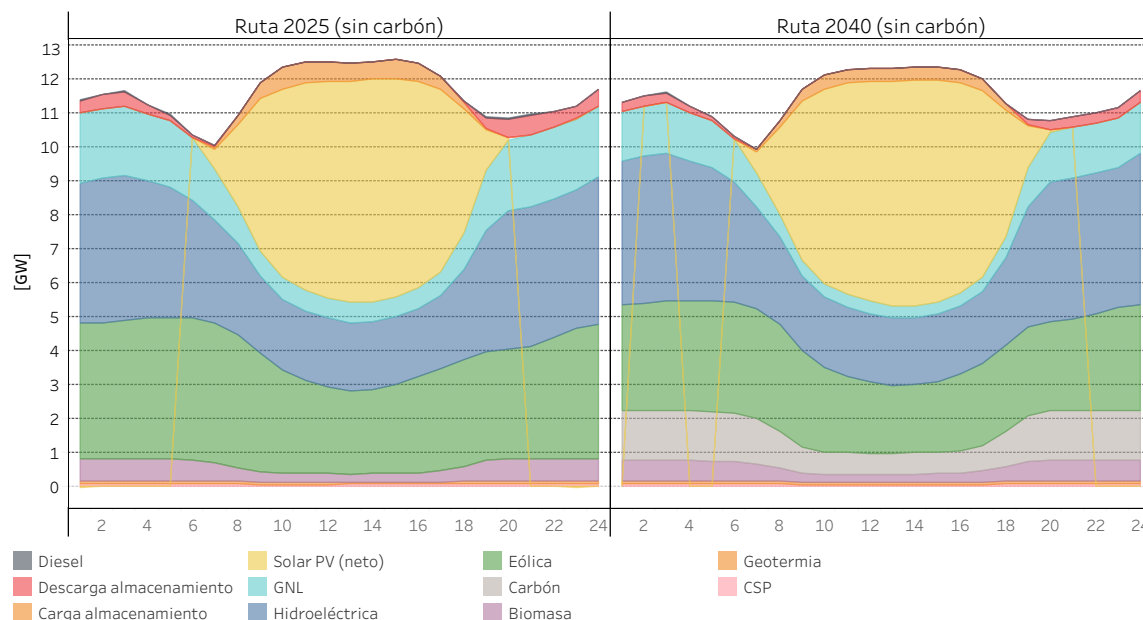


Figura 27: Perfiles horarios esperados de generación por tecnología al año 2026 para los casos de ruta 2025 (sin carbón) y ruta 2040 (con carbón).

Es preciso observar como el mayor uso de generación térmica se extiende desde las tradicionales horas de punta en la noche hasta varias horas de la madrugada, esto está principalmente relacionado con los supuestos tomados relacionados con los cambios en los patrones de consumo producto de la electrificación de ciertos sectores (ver Figura 10).

Dado que en la figura anterior se presentan valores esperados de la generación horaria, en la Figura 37 siguiente se presenta una secuencia consecutiva de 10 días de operación en el mes de abril 2026, para el caso de hidrología extrema seca a fin de ilustrar como el sistema reacciona ante la variabilidad de la generación ERNC.

Si bien los promedios permiten apreciar que a nivel horario se requiere mayor uso de gas para compensar la falta de generación renovable en horas de la noche, es importante notar como pueden existir casos donde puede requerirse un intensivo uso de centrales diésel por algunos días, durante las horas de punta que coinciden con una baja considerable en los aportes de la generación solar y eólica. Si bien el caso Ruta 2025 cuenta con una capacidad total instalada por sobre los 11 GW totales de energía eólica, con una amplia distribución geográfica, puede presentar varios días del año donde la generación es menor al 10% de la capacidad instalada.

Por ejemplo puede observarse el día 4 donde en las horas de madrugada la generación eólica puede llegar hasta los 4 GW, para luego dos días después no supera los 0.5 GW en esas horas. En dichas condiciones, los sistemas de almacenamiento BESS y bombeo junto con las centrales a gas no dan abasto para abastecer la demanda y por lo tanto se requiere el apoyo de generación en base a diésel.

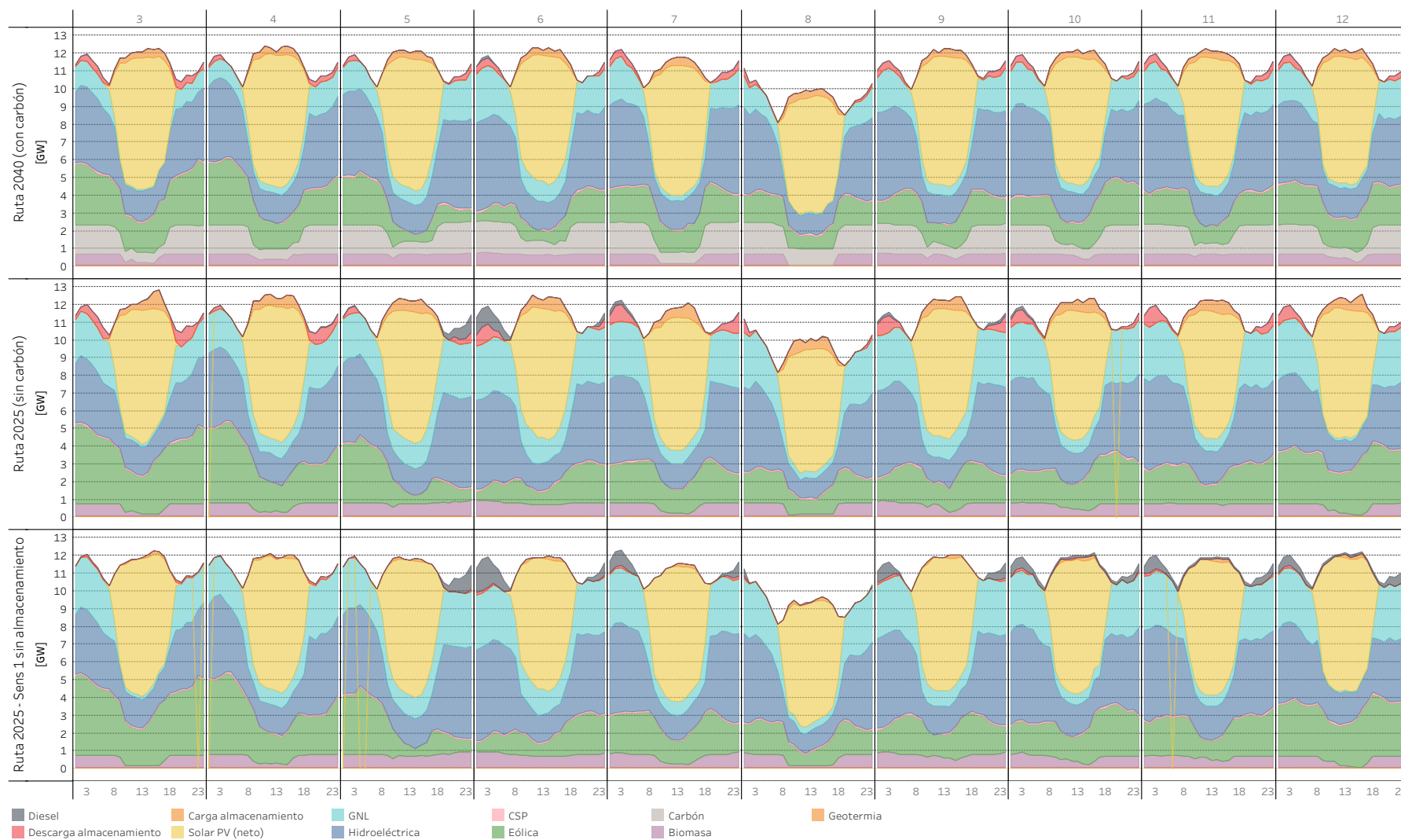


Figura 28: Generación horaria por tecnología para una muestra de 10 días consecutivos en abril 2026 para los casos de ruta 2025 (sin carbón) ruta 2040 (con carbón) y sensibilidad Ruta 2025 sin sistemas de almacenamiento.

En la Figura 38 se aprecia como en el escenario Ruta 2040, al contar con las unidades a carbón para apoyar en dichos periodos, puede prescindir casi por completo del uso de diésel, complementando la generación renovable variable con gas y con los sistemas de almacenamiento desarrollados.

Adicionalmente en la Figura 38 puede apreciarse los resultados de la Sensibilidad 2 donde se ha restringido la entrada de sistemas de almacenamiento adicionales a aquellos en operación o construcción (0.3 GW bombeo y 0.7 GW BESS) a fin de poder entender los impactos de no poder adaptar el sistema hacia 2025 con esta tecnología. Se observa que el uso de diésel es mucho más frecuente, incluso en días de alta disponibilidad eólica. De la figura también puede deducirse que la falta de sistemas de almacenamiento tendría mayor impacto en el caso sin centrales a carbón.

Lo anterior, además de redundar en una mayor cantidad de emisiones, es de particular interés desde el punto de vista de las medidas de electrificación. La demanda adicional en horas de madrugada, producto de un mayor consumo por electrificación del transporte, estaría siendo abastecida principalmente con energía termoeléctrica gas/diésel, lo que iría en contra del objetivo de electrificar este sector para poder reducir las emisiones totales a nivel país.

Finalmente, en la Figura 29 se presentan los resultados agregados de energía anual y de las emisiones totales de CO₂eq, comparando las simulaciones del 2025 con los valores históricos del año 2020, en condiciones hidrológicas similares. Se observa como la reducción de la generación a carbón en el caso de ruta 2040 lleva a reducir las emisiones casi a la mitad con respecto al año 2020, mientras que en el caso 2025 la reducción es aún mayor, siendo casi un cuarto con respecto al año 2020. En ambos casos, es preciso recordar que el sistema ha sido adaptado en cada caso con las capacidades estimadas de las distintas tecnologías, resumidas en la Figura 14.

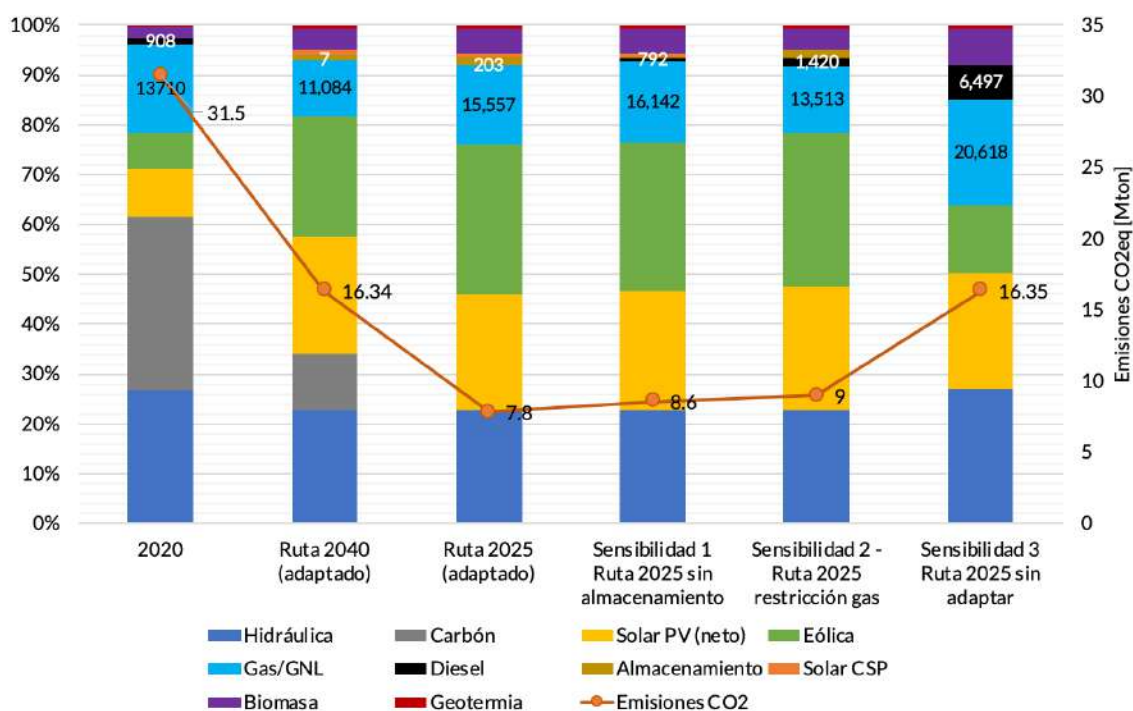


Figura 29: Energía anual por tecnología (participación porcentual) y emisiones de CO₂eq [millones de toneladas].

En la Figura 29 se presentan también las sensibilidades llevadas a cabo para la ruta 2025. En el caso de la Sensibilidad 1, la falta de almacenamiento redundante en un aumento de la generación en base a gas y diesel, mientras que en el caso de la sensibilidad 2 al restringir la disponibilidad de gas en el último trimestre, se da origen a una importante alza del uso de diesel. En ambos casos, las emisiones totales son ligeramente superiores, no obstante dan luces sobre los tipos de reemplazos esperados en caso de que las indisponibilidades ocurran, y por lo tanto constituyen riesgos que deben ser abordados.

La sensibilidad 3 por otra parte muestra el efecto de no adaptar el parque de generación y solo integrar aquellos proyectos que están en un estado de desarrollo avanzado (pruebas, construcción o comprometidos). Este caso extremo permite apreciar que el retiro de carbón al 2025 sin un significativo esfuerzo de la industria por desarrollar capacidad de generación y almacenamiento adicionales resultaría en una completa contradicción, debido a que el uso adicional de gas y en particular de diésel que sería necesario dejaría al sistema en un orden de magnitud de emisiones totales incluso levemente superior al caso de Ruta 2040 adaptado, incumpliendo el objetivo fundamental del retiro anticipado.

7.2.3 Costos marginales

En esta sección se presenta el impacto del retiro de centrales a carbón y su reemplazo según cada ruta en los costos marginales del sistema. La Figura 40 resume los efectos presentando los promedios anuales para los cuatro escenarios hidrológicos simulados y para un subconjunto de nodos de la red que son representativos del estado del sistema desde norte a sur. Se presenta de manera simplificada el efecto intradiario a través de la definición de bloques A (mañana) B (día) y C (noche) para el cálculo del promedio anual²⁷.

Los resultados obtenidos están en línea con los despachos de las distintas tecnologías observados en la sección anterior, y los principales hallazgos son:

- Se observa que los costos marginales en horarios fuera de las horas solares (bloques A y B) experimentan un alza en el caso sin carbón (Ruta 2025), la cual se va acrecentando a medida que es más seca la hidrología. Por ejemplo, en bloque C en un nodo representativo como Polpaico 220, el costo marginal es un 16% mayor en hidrología húmeda, pero llega a ser un 40% mayor en hidrología extrema seca. Dicha alza se relaciona con la ausencia de centrales a carbón y al mayor uso de gas y/o diésel -de costo variable más alto- durante esas horas para cubrir la baja de la generación solar.
- Se observa notoriamente como existe congestión en horas solares, con un límite claro entre los nodos Maitencillo y Pan de Azúcar, debido principalmente a restricciones de transmisión de norte a sur, a pesar de las obras de expansión de los sistemas de 220kV que a la fecha están entrando desde esa zona hasta el centro de carga. De acuerdo con los resultados obtenidos, en el caso de ruta 2025 ante la salida de las centrales a carbón, dicha congestión tiende a ser menor. Esto producto de que la generación a carbón tiene una participación durante las horas solares, producto de sus tiempos mínimos de operación y mínimos técnicos, lo que contribuye a las congestiones. Asimismo, el caso ruta 2025 cuenta con mayor capacidad de

²⁷ Bloque Horario A entre las 23:00 hrs y las 8:00 hrs Bloque Horario B entre las 8:00 hrs y las 18:00 hrs, Bloque Horario C entre las 18:00 hrs y las 23:00 hrs

almacenamiento, lo que contribuye a reducir la transmisión norte-sur en hora solar, y traspasarla a las horas de los bloques B y C.

- Asimismo, existe una congestión en sentido sur-norte que hace que los nodos Ancoa y Charrúa tengan costos marginales levemente menores a lo que se observa en el centro del sistema. Esto se debe a por un lado el mayor desarrollo renovable eólico en la zona sur del sistema que requiere capacidad de transmisión, pero también al aumento considerable de la inyección de generación hidroeléctrica en esas horas para compensar la baja de la generación solar.

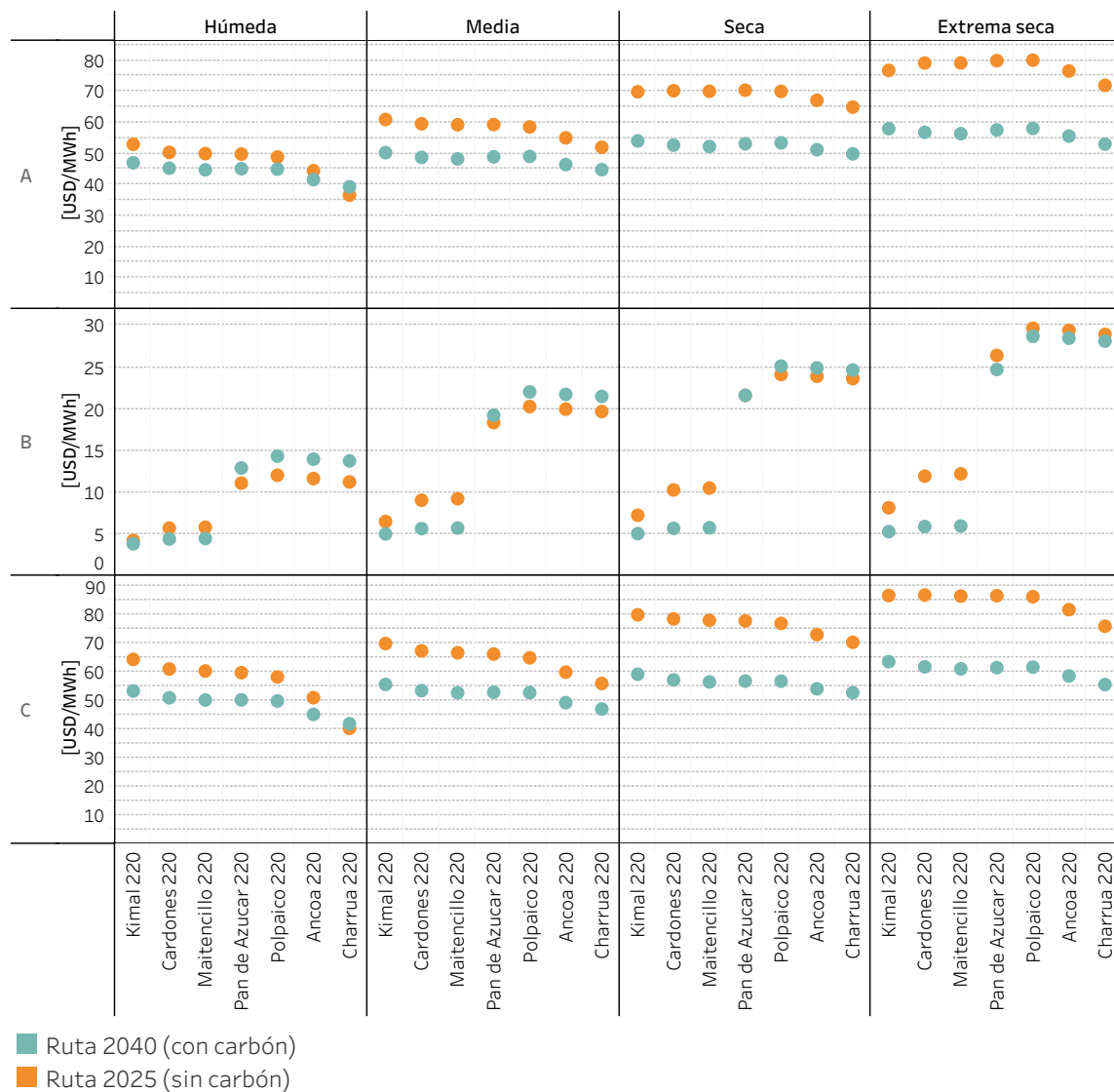


Figura 30: Costo marginal anual estimado para el año 2026, por hidrología, por bloque horario A-B-C y para algunos nodos de la red desde norte a sur, comparación de rutas 2025 y ruta 2040.

Respecto de las sensibilidades realizadas al caso 2025 en la condición de hidrología extrema seca, la Figura 31 presenta los resultados para tres nodos representativos en términos del promedio mensual para los bloques A-B-C. Se observa en la figura siguiente:

- En la Sensibilidad 1 sin sistemas de almacenamiento, se aprecia un costo marginal en bloque B levemente menor en nodos de la zona norte (Kimal), pero principalmente se observa que el reemplazo de la generación de los sistemas de almacenamiento significa un alza en torno a un 9% en bloques A y C.
- En la Sensibilidad 2 donde se ajusta la disponibilidad de gas para generación según lo observado en el año 2020, dadas las restricciones en el último trimestre del año, se observa un alza importante en torno a un 25% en los bloques A y C
- En la Sensibilidad 3 donde el sistema no se adapta con capacidad de generación y almacenamiento, se observan alzas importantes en los costos marginales en todos los bloques y nodos del sistema, con valores permanentes sobre los 100 USD/MWh en términos promedios mensuales para bloques A y C, representando un alza en torno al 60% con respecto al caso adaptado.

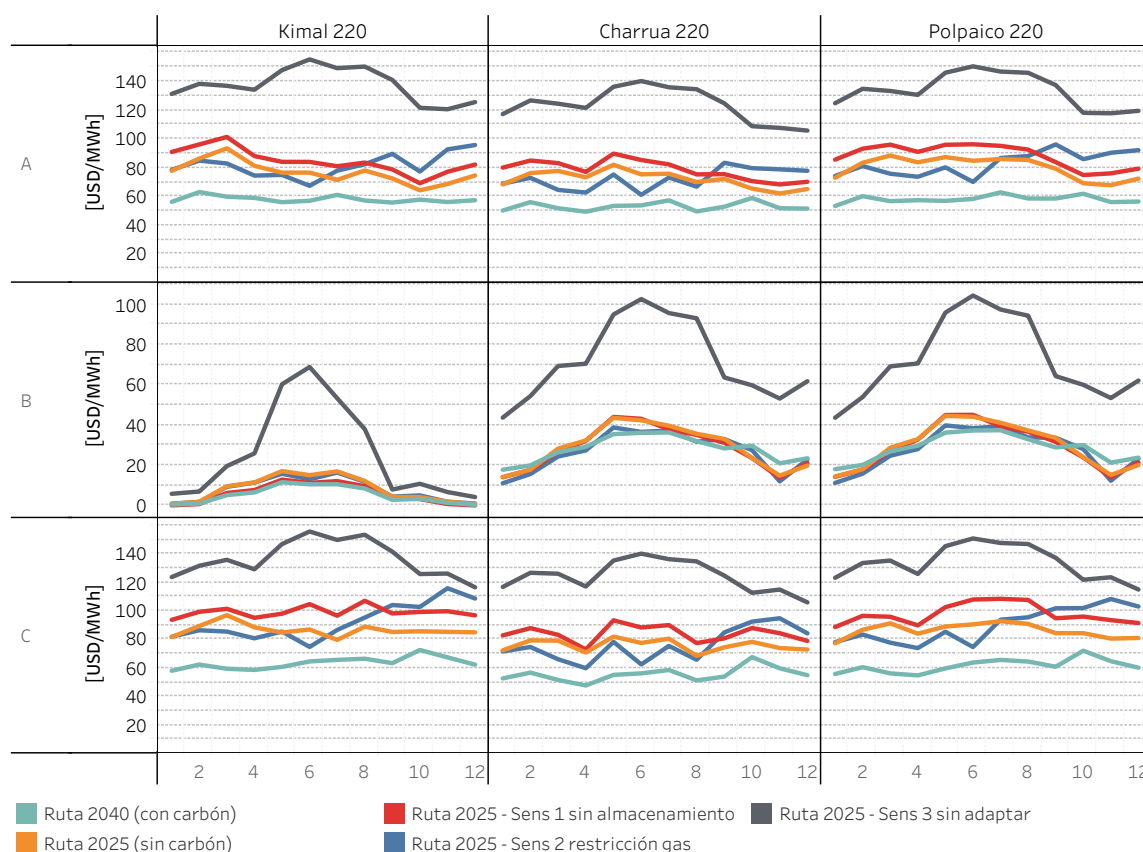


Figura 31: Costo marginal mensual estimado para el año 2026, para hidrología extrema seca, por bloque horario A-B-C y para algunos nodos de la red desde norte a sur, comparación de rutas 2025 y sensibilidades.

7.2.4 Vertimiento solar fotovoltaico y eólico

En relación a los vertimientos eólicos y solares anuales que se obtienen en cada caso, en la tabla siguiente se presentan los resultados en términos del valor esperado de las hidrologías

simuladas, y al mismo tiempo desagregando los promedios anuales según los periodos horarios ABC definidos previamente.

	Ruta 2025 (sin carbón)			Ruta 2040 (con carbón)		
	Generación [GWh]	Recorte [GWh]	% Recortes	Generación [GWh]	Recorte [GWh]	% Recortes
Anual	54266	3423	6.3%	48275	3134	6.5%
Anual - Bloque A	13124	218	1.7%	10644	135	1.3%
Anual - Bloque B	32976	3162	9.6%	30945	2979	9.6%
Anual - Bloque C	8166	42	0.5%	6687	20	0.3%

Tabla 14: Recortes esperados a nivel anual en términos de energía y porcentuales de la generación total eólica y solar fotovoltaica, escenario 2025.

De los resultados puede observarse que, si bien porcentualmente los montos de recortes son similares entre casos, el recorte en el caso ruta 2025 es mayor en términos de energía total dada la capacidad extra de desarrollo eólico principalmente. Cabe destacar que el nivel de recorte anual está principalmente concentrado en horas solares dado el gran volumen de energía variable que se integra al sistema en esas horas, y niveles comparativamente bajos de sistemas de almacenamiento.

En la Tabla 15 se presenta como cambian los recortes de acuerdo con las sensibilidades en la hidrología seca, observándose un importante incremento en el caso de la sensibilidad 1 sin almacenamiento, llegando a un 8% a nivel anual. En el caso de la sensibilidad 2 con restricciones a la disponibilidad de gas no se ven mayores efectos, mientras que en la sensibilidad 3 se observan menores recortes a nivel porcentual, lo que es esperable dado que no se agregan montos extras de generación renovable que adaptan el sistema.

Tabla 15: Recortes esperados a nivel anual en términos de energía y porcentuales de la generación total eólica y solar fotovoltaica . Sensibilidades para ruta 2025 en hidrología seca.

Recortes [%]	Ruta 2040	Ruta 2025	Ruta 2025 - Sens 1 Sin almacenamiento	Ruta 2025 - Sens 2 restricción gas	Ruta 2025 - Sens 3 sin adaptar
Anual	6.1%	5.6%	8.0%	5.8%	3.4%
Anual - Bloque A	0.9%	1.3%	1.7%	1.4%	0.1%
Anual - Bloque B	9.2%	8.5%	12.5%	8.8%	4.7%
Anual - Bloque C	0.1%	0.4%	0.4%	0.4%	0.0%

Al respecto de cómo cambian a lo largo del año los recortes, la Figura 41 presenta la desagregación a nivel mensual, donde se observa la estacionalidad. En horas solares (bloque B) son mayores en los meses del cuarto trimestre del año, lo que está relacionado

propiamente con el aumento de la generación solar en este periodo en conjunto con la generación hidroeléctrica.

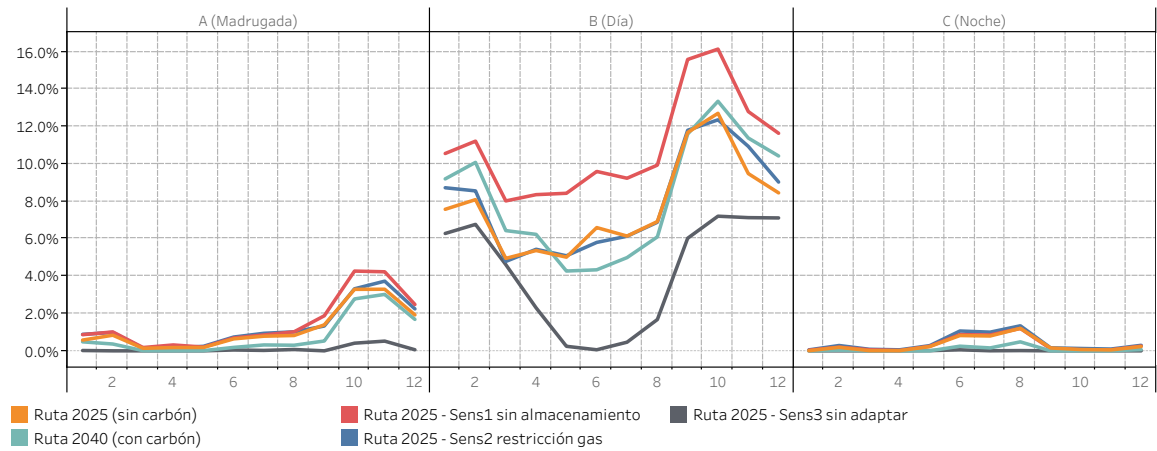


Figura 32: Recortes mensuales en términos porcentuales de generación eólica y solar fotovoltaica, para el caso Ruta 2025 y sus sensibilidades

7.3 RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO FUTURO

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones de la operación para el **denominado escenario futuro (ver Figura 8)**. En vista de los resultados presentado en la actividad anterior y de los análisis realizados para el escenario 2025, se ha determinado que el escenario futuro, para cualquier año posterior al 2030, presenta composiciones estructurales de la matriz eléctrica que son bien similares, con una alta presencia de CSP y almacenamiento, y un menor uso del gas para generación eléctrica en horas solares, lo que junto con la disponibilidad para operación del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, constituyen las principales diferencias respecto del escenario 2025.

Así, se ha determinado que el año 2030 sin centrales a carbón constituye el caso de análisis. Igualmente que en el escenario 2025, se considera el caso **Ruta 2040 lineal – caso con carbón** como caso de referencia para comparar los distintos resultados.

Los resultados del escenario futuro comienzan por un resumen de la capacidad instalada adicional, luego para pasar a los resultados de las simulaciones horarias, presentando la generación de energía por tecnología, señalando los cambios en la matriz en cada ruta. Luego se presenta un análisis sobre los cambios observados a nivel de costos marginales del sistema y de vertimientos de energía eólica y solar.

7.3.1 Resumen capacidad instalada adicional al año 2030

En la Figura 33 se resume la capacidad instalada por tecnología que se adiciona al sistema y que fue obtenida en el proceso de la actividad 1, para los escenarios futuros Ruta 2030 y el caso de referencia Ruta 2040. Como diferencia al año 2030 se observa un retiro adicional de 1.4 GW aproximadamente de centrales a carbón, y un mayor desarrollo eólico (+0.7 GW), solar CSP (+0.46 GW), solar fotovoltaico (+ 0.24 GW) y bombeo hidráulico (+0.14 GW), principalmente en el periodo 2026-2030.

La distribución de la nueva capacidad determinada por las principales tecnologías se presenta en la Figura 34. Se observa que las distribuciones geográficas son similares, donde el desarrollo de sistemas de bombeo y de CSP se concentra en la zona norte del país (zonas A y B) con un fuerte desarrollo eólico en la zona B (Taltal), zona C (IV región costa) la zona E (VIII región), mientras que el desarrollo solar fotovoltaico se proyecta en la zona centro sur, cercano a los centros de consumo, y con un menor desarrollo en la zona norte.

Esta capacidad, y según su ubicación, se adiciona al sistema y se llevan a cabo las simulaciones de la operación conforme a la metodología descrita en la sección 3.2.

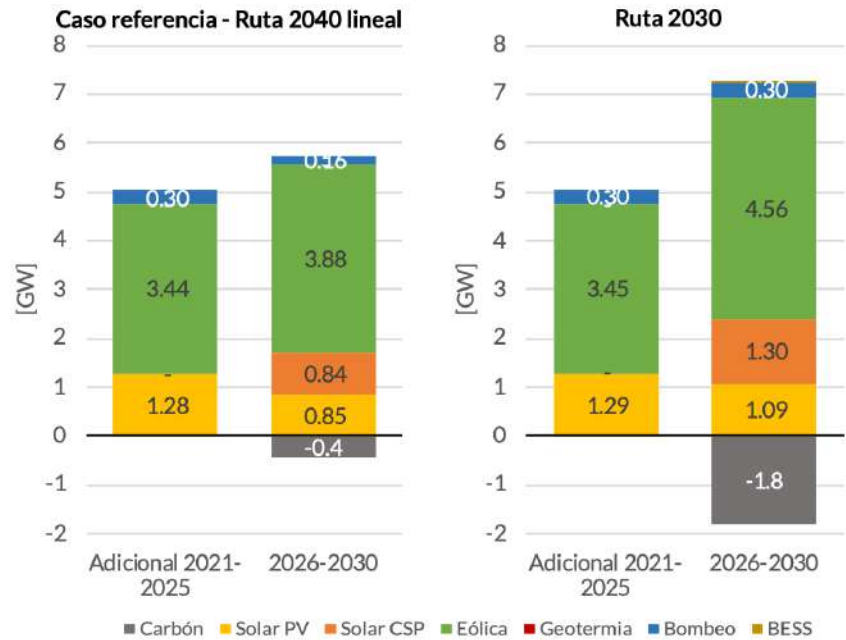


Figura 33: Capacidad instalada adicional por tecnología al año 2030 para ruta 2040 y ruta 2030.

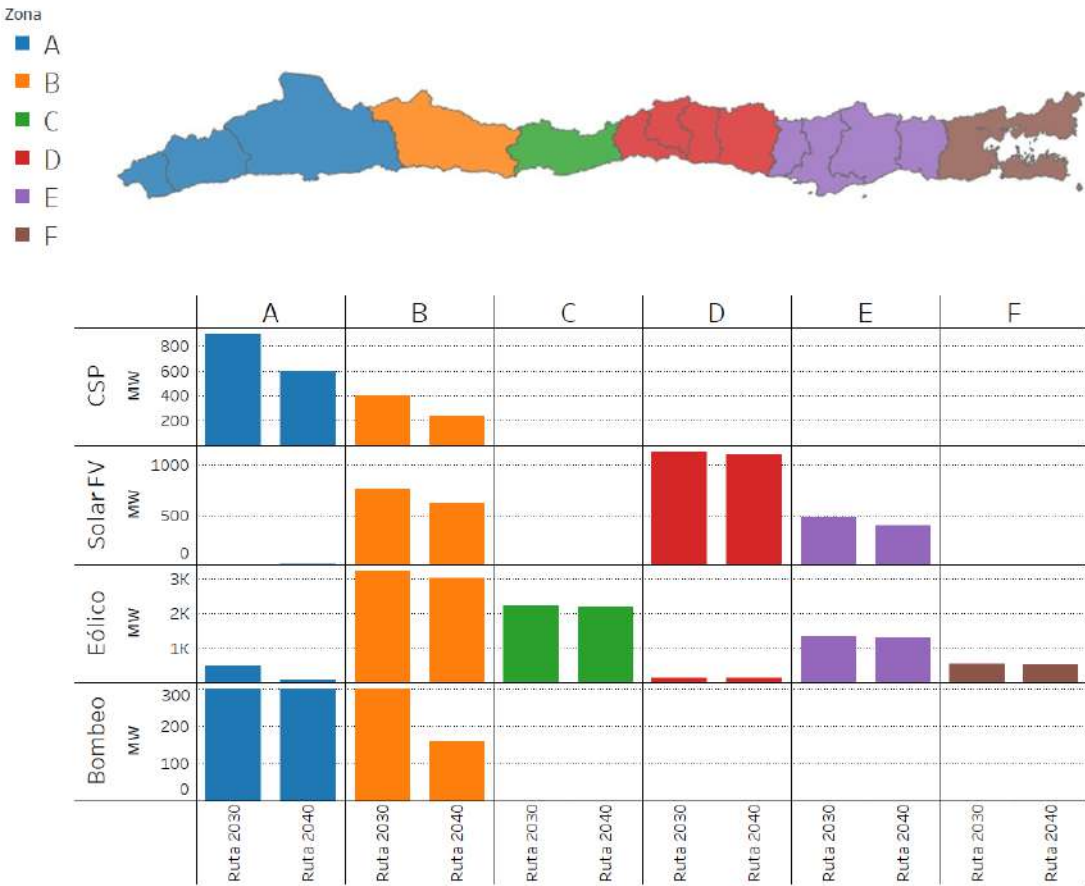


Figura 34: Ubicación geográfica por zonas de la capacidad instalada adicional por tecnología al año 2030 para ruta 2040 y ruta 2030.

7.3.2 Generación de energía y emisiones

En la Figura 35 se presenta la generación anual por tecnología (en términos porcentuales) que se obtiene de las simulaciones horarias de la operación, para los dos casos de retiro de centrales a carbón y para las 4 hidrologías consideradas.

Se observa en primer lugar en el caso Ruta 2040 (con carbón) la participación del carbón decrece **significativamente**. En condiciones hidrológicas comparables al año 2020, las estimaciones realizadas indican que su participación podría llegar a reducirse a un 7%, alcanzando unos **7.9 TWh anuales**.

Lo anterior se fundamenta en la salida ya programada de 18 unidades, y una salida adicional de 0.4 GW en el periodo 2026-2030 (supuesto de retiro para el caso Ruta 2040) sumado al crecimiento considerable de la capacidad instalada de generación eólica y solar (csp y fv) dados los proyectos en construcción (ver Figura 12) y aquellos resultantes de la expansión determinada en la actividad anterior (ver Figura 33).

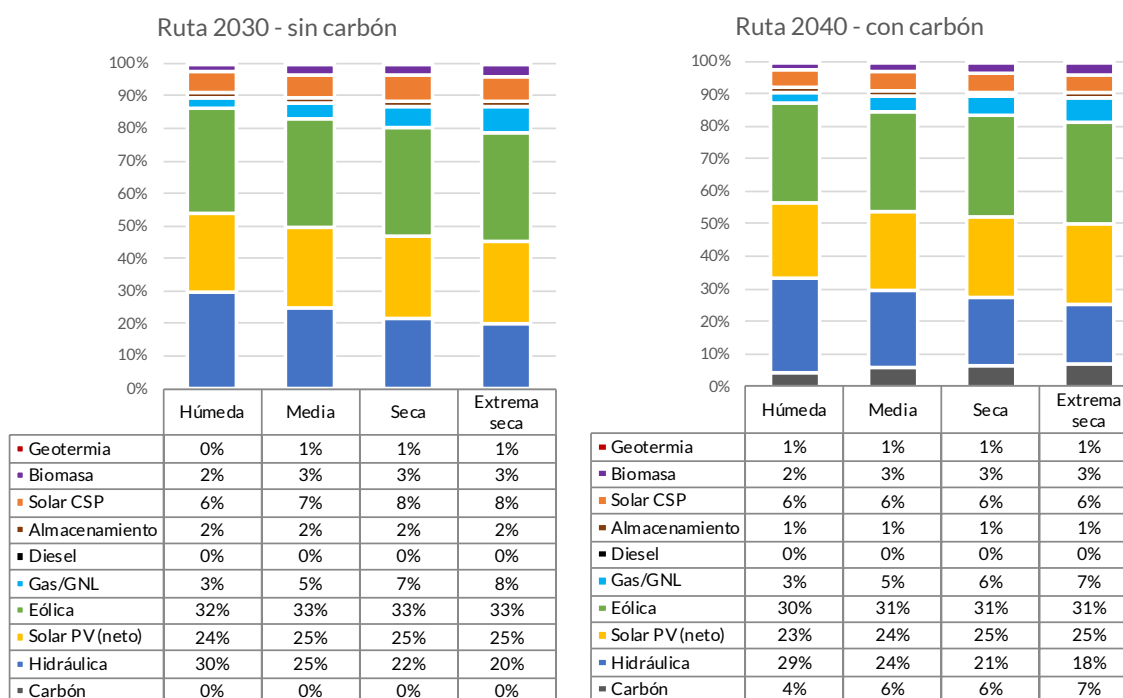


Figura 35: Participación porcentual por tecnología resultante de las simulaciones al año 2030 para los casos de ruta 2030 (sin carbón) y ruta 2040 (con carbón) para las hidrologías simuladas.

Por otro lado, en el caso sin carbón, dada la expansión adicional del sistema en base a energía eólica principalmente, esta pasa a constituirse como la principal fuente de energía (33%) seguida de la energía solar fotovoltaica y almacenamiento (25%), llegando en conjunto con otras fuentes renovables a representar en torno al 92% (o mayor, dependiendo de la hidrología) de la matriz eléctrica. Destaca que en el escenario futuro, al 2030, el sistema cuenta con una participación relevante de solar CSP (8%), lo que no era posible en el escenario 2025.

En relación al uso de gas y diésel se observa un uso comparable entre casos, sin una alza significativa por el retiro de las unidades a carbón. Cabe recordar que en el escenario 2025

existía un alza de 50% en el uso de gas producto del retiro de centrales. Así, puede afirmarse que en el 2030, dada la mayor expansión de la oferta de generación renovable y de red, se puede tener una menor dependencia de estos combustibles fósiles de respaldo, ya que parte de ese rol lo han tomado tecnologías complementarias como almacenamiento y CSP.

Lo anterior es de particular importancia en vista de limitaciones a la disponibilidad de gas para generación observada en la historia reciente del SEN. En la Figura 36 se presenta la comparación de la generación total con gas a nivel mensual observada en 2020 con los resultados del año 2030 para las rutas 2030 y 2040, en los cuatro escenarios hidrológicos simulados. Se puede observar que el uso de gas resultante está en gran parte del tiempo por debajo de la disponibilidad que se tuvo en el año 2020, y por lo tanto, en este escenario a diferencia del 2025 analizado anteriormente, no se visualizan impactos relevantes al restringir la disponibilidad el último trimestre.

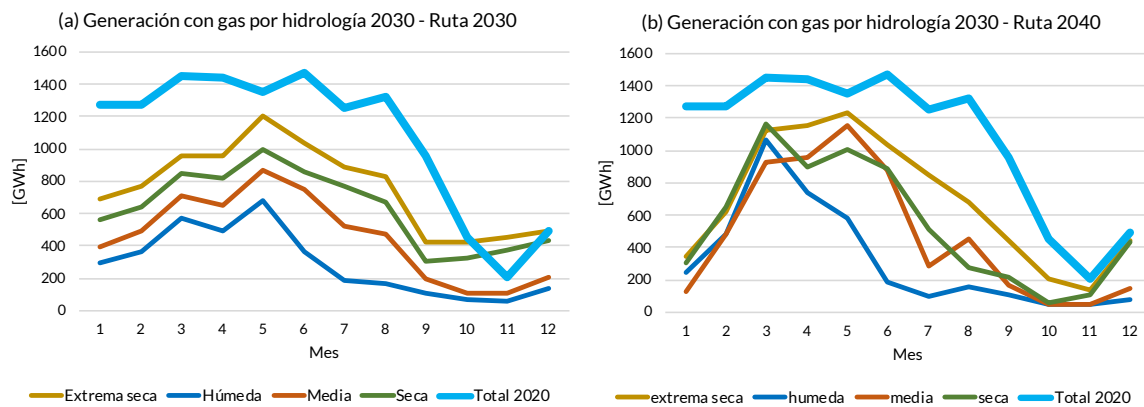


Figura 36: (a) Generación a gas mensual resultante de las simulaciones para el caso Ruta 2030. (c) Generación a gas mensual resultante de las simulaciones para el caso Ruta 2040.

A nivel horario se puede apreciar también como se manifiesta la reducción en la generación a gas para balancear las diferencias intrahorarias de la generación solar. Se presenta en la Figura 37 los perfiles de generación horarios esperados por tecnología. rd

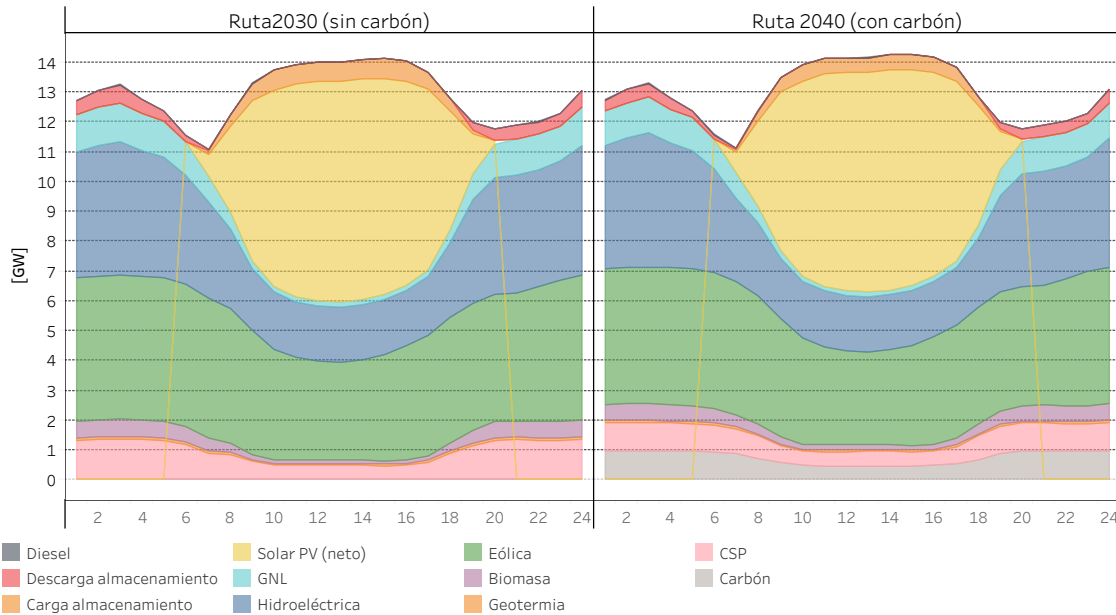


Figura 37: Perfiles horarios esperados de generación por tecnología al año 2030 para los casos de ruta 2030 (sin carbón) y ruta 2040 (con carbón).

Es preciso observar también como el perfil de generación total presenta un efecto más pronunciado en el cambio de perfil, relacionado con los supuestos tomados para los patrones de consumo producto de la electrificación de ciertos sectores (ver Figura 10). Ya a 2030 la electromovilidad y el consumo en la madrugada pasa a aumentar el consumo en la madrugada por sobre las horas punta de noche tradicionales. Asimismo, el consumo para producción de hidrógeno en horas solares aumenta la demanda en dichas horas, trasladando a este periodo las horas de demanda máxima en el sistema.

La Figura 37 siguiente se presenta una secuencia consecutiva de 10 días de operación en el mes de abril 2026, para el caso de hidrología extrema seca a fin de ilustrar como el sistema reacciona ante la variabilidad de la generación ERNC.

Si bien el caso Ruta 2030 cuenta con una capacidad total instalada por sobre los 12.7 GW totales de energía eólica, con una amplia distribución geográfica, puede presentar varios días del año donde la generación es menor al 10% de la capacidad instalada. Por ejemplo puede observarse el día 4 donde en las horas de madrugada la generación eólica puede llegar hasta los 4.7 GW, para luego dos días después no superar los 0.5 GW en esas horas.

Se observa como a nivel horario se requiere mayor uso de gas para compensar la falta de generación renovable en horas de la noche. Es importante notar como en estos casos extremos de indisponibilidad eólica en horas de la noche, las centrales a gas disponibles no dan abasto y puede requerirse un intensivo uso de centrales diésel durante estos periodos. Si bien el escenario Ruta 2040 cuenta con alrededor de 1.4 GW en unidades a carbón para apoyar en dichos periodos, dado lo extremos de los escenarios de indisponibilidad eólica, no puede prescindir completamente de la necesidad de utilizar centrales de respaldo, y por lo tanto, no es una condición asociada únicamente al cierre de las unidades a carbón, sino de un sistema con muy altos niveles de penetración de generación renovable variable.

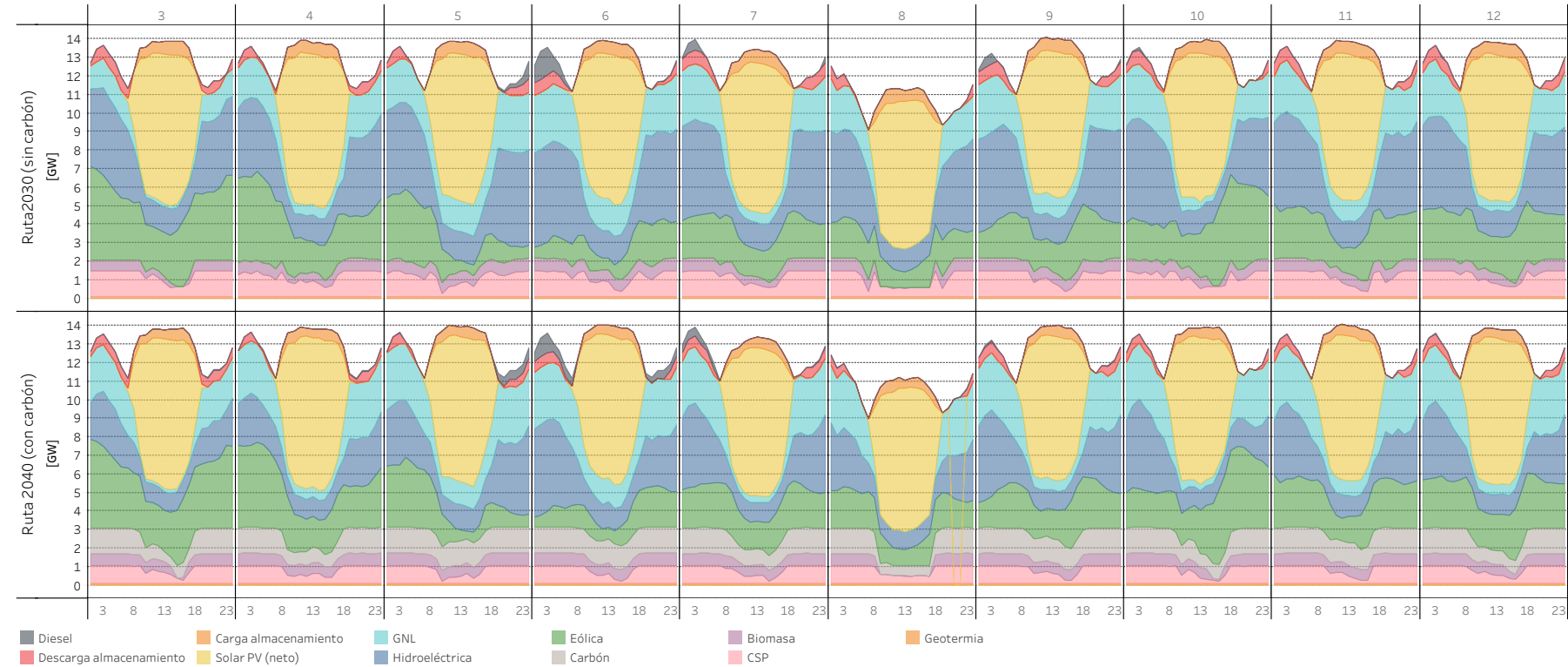


Figura 38: Generación horaria por tecnología para una muestra de 10 días consecutivos en abril 2030 para los casos de ruta 2030 (sin carbón) ruta 2040 (con carbón).

En otra línea, en la Figura 38 puede observarse en el caso Ruta 2030 como en algunas horas de baja demanda neta (día 8 por ej, en horas solares) se tiene un suministro **100% renovable (Hidro, CSP, eólico, solar, biomasa)**, mientras que en el caso con carbón esto no es siempre posible, dado que las centrales a carbón se mantienen en operación a mínimo técnico durante las horas solares, y salvo en ocasiones donde la generación renovable es muy alta en varios días seguidos, es posible apagarlas.

En la Figura 39 se presenta la estadística del nivel de penetración de la energía renovable para ambos casos simulados como una curva de duración, desde los valores mínimos hasta los valores máximos.

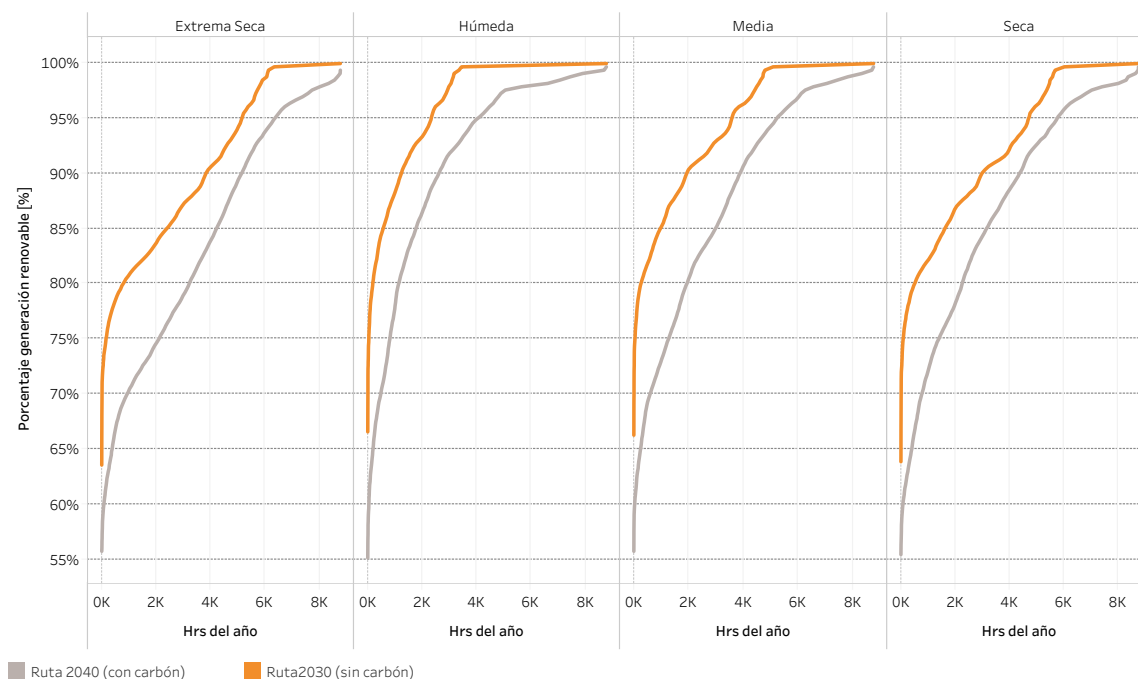


Figura 39: Curva de duración con el porcentaje de generación renovable al 2030, para casos de ruta 2030 (sin carbón) y ruta 2040 (con carbón) para los cuatro escenarios hidrológicos simulados.

Como se observa, en el caso sin carbón, al 2030 podría alcanzarse un alto porcentaje de horas del año con suministro 100% renovable, incluso en hidrologías secas. La Tabla 16 presenta la estadística de las horas del año que se alcanza un suministro 100% renovable.

Tabla 16: Horas del año con suministro 100% renovable (en horas y porcentaje) por hidrología y para el caso Ruta 2030 sin carbón.

Hidrología	Ruta 2030 (sin carbón)
Húmeda	5316 (60.7%)
Media	3670 (41.9%)
Seca	2737 (31.2%)
Extrema seca	2429 (27.7%)

La composición anterior de la matriz eléctrica tiene como consecuencia que los niveles de emisiones (en millones de toneladas de CO₂eq) sean del orden de 32% menores en el caso sin carbón, llegando a valores por bajo las 5 [Mton/año] incluso en casos de hidrología extrema seca. Esto representa un descenso significativo con respecto a los valores observados actualmente en el SEN (en torno a los 30 Mton). En relación a las emisiones por unidad de energía -factor de emisiones- se observa que este tiene un mayor decrecimiento producto del aumento de la demanda hacia 2030, llegando a valores bajo los 50 kg/MWh en hidrologías secas, lo cual es alrededor de un 10% respecto del valor observado en 2020²⁸. Los valores anuales para el año 2030 en ambos escenarios se presentan en Tabla 17.

Tabla 17: Emisiones de CO₂ (en millones de toneladas) y factor de emisiones (tonCo₂ / GWh) para el año 2030 en los escenarios de estudio.

[MtonCO ₂ eq]	Emisiones 2030 [MtonCO ₂ eq]		Factor de emisiones 2030 [kg /MWh]	
	Ruta 2040	Ruta 2030	Ruta 2040	Ruta 2030
Extrema seca	11.98	4.62	107	42
Húmeda	6.86	1.73	61	15
Media	9.23	2.74	82	25
Seca	10.17	3.83	91	34

7.3.3 Costos marginales

En esta sección se presenta el impacto al 2030 del retiro de centrales a carbón y su reemplazo según cada ruta en los costos marginales del sistema. La Figura 40 resume los efectos presentando los promedios anuales para los cuatro escenarios hidrológicos simulados y para un subconjunto de nodos de la red que son representativos del estado del sistema desde norte a sur. Se presenta de manera simplificada el efecto intradiario a través de la definición de bloques A (mañana) B (día) y C (noche) para el cálculo del promedio anual²⁹.

Los resultados obtenidos están en línea con los despachos de las distintas tecnologías observados en la sección anterior, y presentan patrones de comportamiento diferentes a los observados en el escenario 2025. Los principales hallazgos pueden resumirse de la siguiente manera:

- Se observa que, a diferencia del escenario 2025, los costos marginales en horarios fuera de las horas solares (bloques A y B) **no experimentan un alza** en el caso sin carbón (Ruta 2030) respecto al con carbón (Ruta 2040). Adicionalmente, en el escenario 2025 el alza se iba acrecentando a más seca la hidrología, lo cual **no se verifica en el escenario 2030**. Esto está relacionado con el menor uso de gas para generación, y la controlada alza que esta presenta ante la salida del carbón. Lo

²⁸ Factores de emisión del SEN. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>

²⁹ Bloque Horario A entre las 23:00 hrs y las 8:00 hrs Bloque Horario B entre las 8:00 hrs y las 18:00 hrs, Bloque Horario C entre las 18:00 hrs y las 23:00 hrs

anterior es posible debido a la mayor presencia de energía renovable con almacenamiento como CSP y de sistemas de bombeo hidráulico que permiten suplir el rol del carbón en horas no solares de manera más eficiente.

- Dado que para el escenario 2030 se ha supuesto que está en operación el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre, en el caso de los costos marginales en horas solares (bloque B), se observa una menor congestión de transmisión que reduce la dispersión de los valores obtenidos a lo largo de la red, en comparación con el escenario 2025. Asimismo, al igual que en el escenario 2025, ante la salida de las centrales a carbón, dicha congestión tiende a ser menor, observándose valores más uniformes a lo largo del sistema.

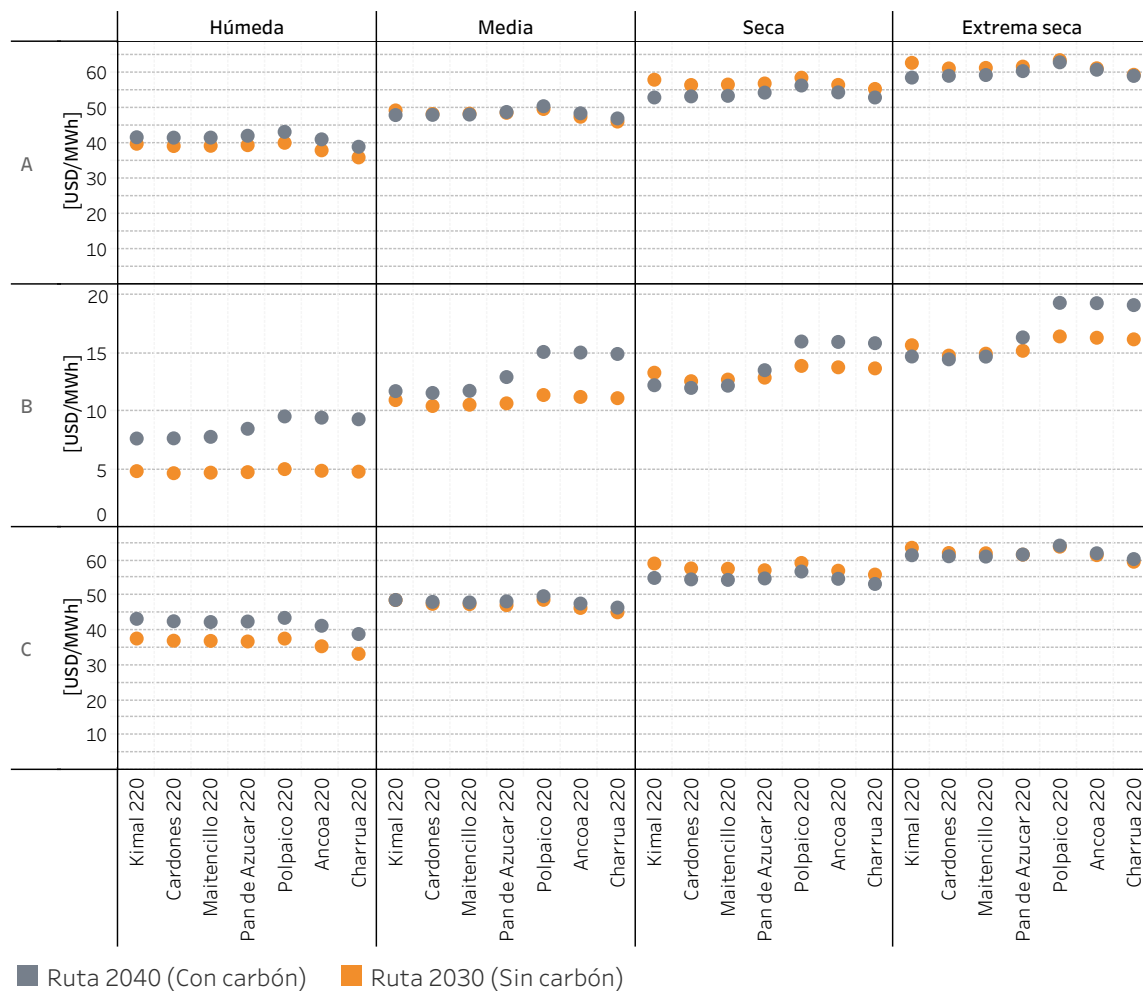


Figura 40: Costo marginal anual estimado para el año 2026, por hidrología, por bloque horario A-B-C y para algunos nodos de la red desde norte a sur, comparación de rutas 2025 y ruta 2040.

7.3.4 Vertimiento solar fotovoltaico y eólico

En relación a los vertimientos eólicos y solares fotovoltaicos anuales que se obtienen en cada caso para el escenario 2030, en la Tabla 18 se presentan los resultados, indicando la generación total y recortes totales porcentuales y en GWh, como valor esperado de las hidrologías simuladas, y al mismo tiempo desagregando los promedios anuales según los periodos horarios ABC definidos previamente.

Tabla 18: Recortes esperados a nivel anual en términos de energía y porcentuales de la generación total eólica y solar fotovoltaica.

	Ruta 2030 (sin carbón)			Ruta 2040 (con carbón)		
	Generación [GWh]	Recorte [GWh]	% Recortes	Generación [GWh]	Recorte [GWh]	% Recortes
Anual	65488	2974	4.5%	62770	2934	4.7%
Anual - Bloque A	15408	305	2.0%	14664	331	2.3%
Anual - Bloque B	39681	2480	6.2%	38307	2412	6.3%
Anual - Bloque C	10399	190	1.8%	9799	192	2.0%

Porcentualmente hablando, al igual que en el escenario 2025, los recortes en el caso sin carbón son levemente menores. No obstante, los montos totales de energía vertida son levemente superiores (40 GWh). Esto ocurre porque la base comparativa es distinta dado que existe un aumento de la cantidad de energía eólica y solar instalada en el caso sin carbón. Similarmente al escenario 2025, el recorte de energía eólica y solar se concentra horas solares (bloque A) dado el gran volumen de energía variable que se integra al sistema en esas horas, y niveles comparativamente bajos de sistemas de almacenamiento. Asimismo, en comparación con el escenario 2025, los recortes porcentuales se reducen de un 6.3% a un 4.5% en el global anual, con una fuerte reducción en las horas solares en torno a un 3.3%.

Al respecto de cómo cambian a lo largo del año los recortes, la Figura 41 presenta la desagregación a nivel mensual, donde se observa la estacionalidad. En horas solares (bloque B) son mayores en los meses del cuarto trimestre del año, lo que está relacionado propiamente con el aumento de la generación solar en este periodo en conjunto con la generación hidroeléctrica. En el caso de los bloques A y C, se observa un máximo en el mes de junio, lo que está asociado con el aumento de generación eólica en este periodo, principalmente en la zona de Taltal.

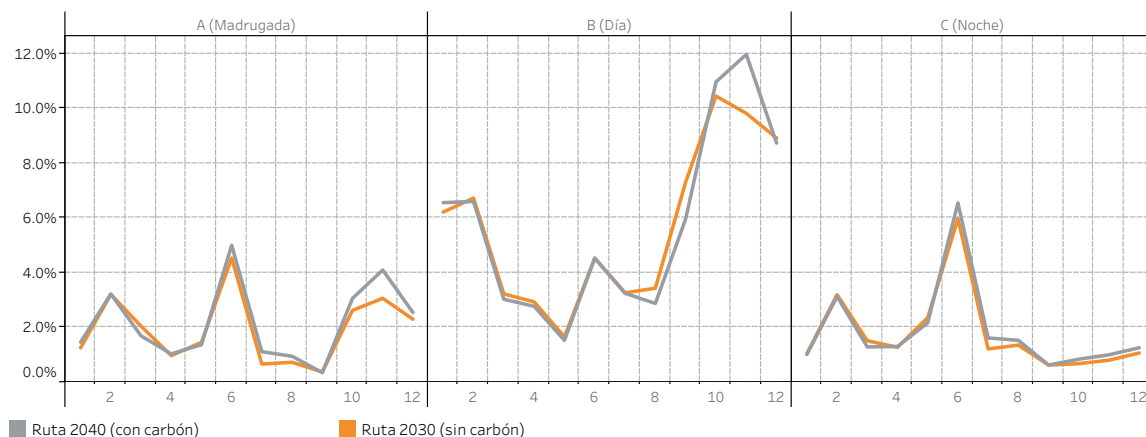


Figura 41: Recortes mensuales en términos porcentuales de generación eólica y solar fotovoltaica, para el caso Ruta 2025 y sus sensibilidades

7.4 CONDICIONANTES IDENTIFICADAS

Luego de analizar los resultados anteriores sobre la operación horaria del sistema y las distintas sensibilidades realizadas, se han identificado una serie de condicionantes que deberán ser atendidas principalmente a fin de mantener la eficiencia económica de la operación del sistema.

7.4.1 Disponibilidad de combustibles de respaldo para complementar la variabilidad ERNC

De acuerdo con los resultados de las simulaciones horarias, en el caso de retiro de las centrales a carbón el 2025, ante situaciones de falta de generación eólica y solar producto de su variabilidad existe una necesidad de despachar centrales termoeléctricas a gas e incluso diésel con una alta intensidad, llegando por ejemplo a requerir a plena capacidad los ciclos combinados con gas, y una parte importante de centrales diésel de respaldo.

Tanto en el presente como en años anteriores se han visto volúmenes de uso de estos combustibles del mismo orden de magnitud (o incluso superiores), por lo que sería una condición factible de operación —**aunque su capacidad quedará fuertemente dependiente de la capacidad de logística para suministrar oportunamente el combustible**. No obstante, es necesario poner atención a que dicha necesidad no nace de procesos lentos de indisponibilidad de unidades que permite preparar y coordinar la disponibilidad de estos combustibles, sino que está asociado a incertidumbre de generación renovable, la cual puede ocurrir de un día al otro.

Por ejemplo, en la Figura 38 puede apreciarse que los eventos de falta de generación eólica pueden ser de varios días de duración, y pueden ocurrir rápidamente desde días de alta disponibilidad. Por lo tanto, ante la eventualidad de que estos eventos ocurran, se requiere contar con disponibilidades efectivas de diésel con capacidad de reacción de las centrales en unas pocas horas. **Se deberá además estudiar en profundidad cuáles serían los stocks mínimos** que deben existir para cubrir eventos de este tipo.

Por otro lado, en el caso particular de la disponibilidad del gas para generación, se observan dos aspectos importantes. El primero dice relación con la necesidad de asegurar su disponibilidad para cubrir efectos estacionales de la incertidumbre hidrológica, en particular para lo que pueda ocurrir en el tercer y cuarto trimestre del año.

El segundo aspecto tiene que ver con el rol que tiene el gas en la operación económica del sistema, el cual funciona de manera complementaria a la generación renovable, despachándose a mínimo o incluso saliendo de operación en horas de alta disponibilidad renovable (horas solares), y volviendo a operar a plena capacidad en horas donde exista escasez de esta.

7.4.2 Políticas operacionales y gestión de la hidroelectricidad.

Así como con las centrales térmicas, la transformación de la matriz requerirá un uso intensivo de sus recursos de flexibilidad. El rol de la hidroelectricidad cambiará a ser de un buffer estacional a uno intradiario motivado por el ingreso masivo de solar fotovoltaica, incluso manteniendo en operación las centrales a carbón al año 2026. En la Figura 42 se presenta la variabilidad en el uso de la generación hidroeléctrica mediante el perfil esperado de 24 horas. Se compara el uso histórico en el año 2020 con una situación.

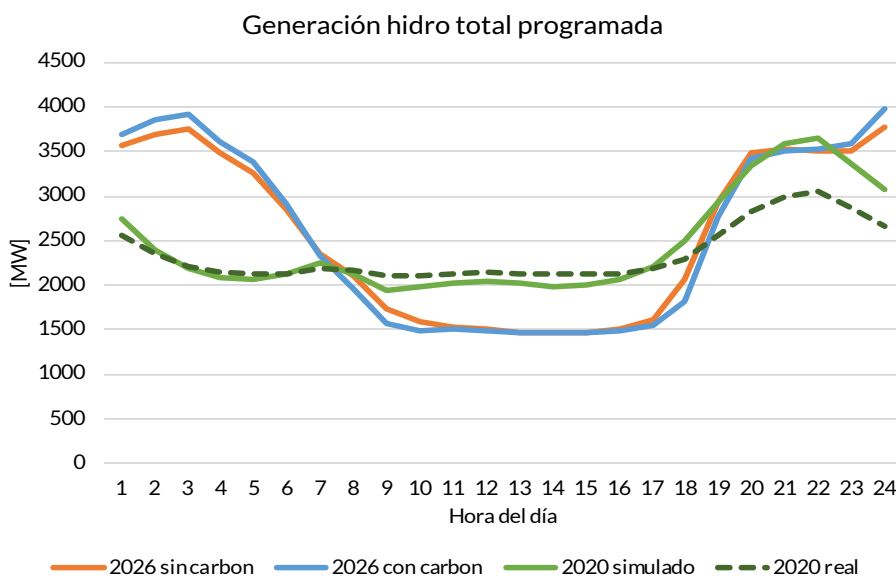


Figura 42: Perfiles diarios esperados de generación hidroeléctrica total: 2020 histórico y simulado, 2026 simulado en casos con y sin centrales a carbón.--

Dicho modo de operación puede encontrar diversas barreras. Por ejemplo, podría crear conflictos con otros usos del agua, o bien, impactos en los ecosistemas locales de cada una de las cuencas hidrográficas del país. Posibles medidas de mitigación serán requeridas a fin de disponer de este recurso con un patrón cada vez más agresivo de variabilidad intradiaria.

En caso de que la gestión de los recursos hidroeléctricos encuentre barreras para su operación, se requerirá utilizar de manera más intensiva la generación térmica, y/o una mayor capacidad instalada de sistemas de almacenamiento, lo que elevaría los costos de adaptar el sistema eléctrico a la condición sin centrales a carbón.

Cabe señalar adicionalmente que dichos perfiles de operación de la hidroelectricidad son obtenidos mediante modelos de optimización, los cuales encuentran la colocación óptima de los recursos y representan una condición ideal de operación. **Actualmente, las políticas de despacho intradiario del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) distan de usar herramientas**

de optimización, pudiendo entonces ser una brecha importante a la hora de mantener la eficiencia en el uso de los recursos para gestionar la variabilidad intradiaria.

7.4.3 Creación de nuevos servicios y remuneración de estos

De acuerdo con los supuestos iniciales del estudio para la actividad 2.1, se ha considerado un requerimiento mínimo de inercia para realizar la programación de la operación. Este requerimiento apunta a mantener un nivel de inercia mínimo con tal de que, ante contingencias que provoquen desbalances de generación-demanda, el sistema pueda mantenerse estable y continuar su operación.

Tal condición de inercia mínima, en función de los recursos con los que cuenta el SEN al 2026, requiere que se mantengan en operación de manera forzada algunas unidades termoeléctricas a gas, a fin de cumplir con el mínimo de inercia durante las horas de día, en particular en la zona del norte grande.

En la Figura 43 siguiente se resume lo obtenido en términos de la inercia a nivel de sistema y en la zona norte grande definidas previamente. Se presenta el valor esperado a nivel horario para ambos escenarios de retiro simulados, agrupando por tecnología. Puede observarse como la contribución termoeléctrica decrece entre escenarios a nivel del sistema eléctrico nacional, aunque en total junto con el aporte hidroeléctrico se mantiene en torno a los 30.000 MVAs. No obstante, en la sub zona del norte grande se verifica que la restricción de los 6.000 MVAs se satisface de manera ajustada en horas solares, requiriendo mantener en operación parte del parque termoeléctrico de esta zona.

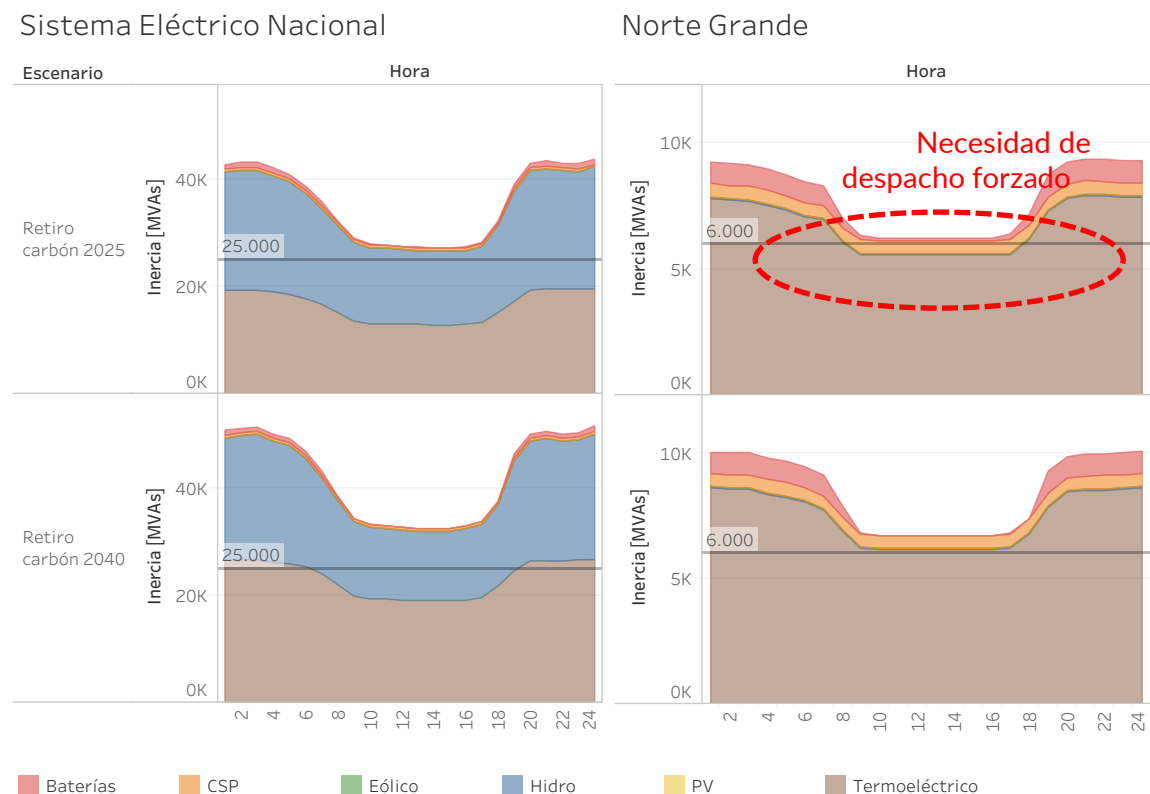


Figura 43: Perfiles horarios de inercia disponible en el sistema eléctrico nacional y en la zona del norte grande, según las unidades despachadas.

Cabe señalar respecto de esto que el servicio de **despacho forzado** por condiciones de inercia mínima no corresponde a una práctica actual de la operación del SEN. Esto dado que existe una presencia permanente de unidades a carbón en el despacho, que mantienen niveles de inercia mínimos por sobre los 30.000 MVAs y no existen deficiencias zonales específicas para la zona del norte grande. Por lo tanto, es preciso indagar en como puede materializarse dicho servicio que sería requerido en el futuro, ante el cierre parcial o total de centrales a carbón y un fuerte aumento de la penetración solar fotovoltaica.

De acuerdo con el estado actual de la regulación de servicios complementarios, esto puede ser corregido mediante la definición de un servicio adicional, toda vez que la regulación actual permite que el CEN defina nuevos servicios anualmente según lo requiera con el objetivo final de mantener la seguridad y eficiencia económica de la operación del sistema.

Así como la definición técnica de este producto, quedará por definir el esquema de remuneración del servicio. Esto es particularmente importante, puesto que por un lado es un producto que se requiere en el sistema y deberían existir los incentivos suficientes para que las unidades que están técnicamente capacitadas para el servicio no dejen de brindarlo. Por otro lado, el esquema de remuneración podría a futuro incentivar la entrada al mercado de otras tecnologías que puedan proveer este servicio, y de esta manera se reduzca la necesidad de mantener en operación forzada centrales termoeléctricas.

8 Actividad 2.2: Análisis de confiabilidad del sistema

En esta actividad se lleva a cabo y se presentan los resultados relativos al análisis de confiabilidad del sistema eléctrico chileno (SEN).

De acuerdo con la metodología descrita en la Sección 3.2.2., para cada escenario y caso de estudio, se ejecutan **un millón de simulaciones de fallas aleatorias de las distintas unidades generadoras**, a lo largo del año de estudio. Estas simulaciones permiten cuantificar el nivel de confiabilidad del sistema bajo la métrica de probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y/o energía no suministrada esperada (EENS), hora a hora en el sistema eléctrico. Cabe destacar que, las diferentes simulaciones también **consideran la red de transmisión** para la determinación del nivel de confiabilidad del sistema.

Estas métricas de confiabilidad se determinan para cada hora de operación, en cada uno de los escenarios de desarrollo del sistema estudiado y año de estudio.

8.1 RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO 2025

Para el año 2026 (año de evaluación en escenario 2025) se consideran los siguientes escenarios para llevar a cabo el análisis de confiabilidad:

- Ruta 2025 (sin centrales a carbón al año 2026)
- Ruta 2040 (sin centrales a carbón al año 2040).

Para el análisis de confiabilidad, el principal punto de partida a tomar en cuenta es la capacidad instalada del sistema en cada escenario. En la Tabla 19, se presenta en resumen por tecnología de capacidad instalada al año 2026 para los escenarios Ruta 2025 y Ruta 2040, los cuales incorporan los planes de expansión calculados en la actividad 1. Como resultado, además de diferenciarse en las centrales a carbón disponibles, consideran que el caso Ruta

2025 tiene una capacidad instalada adicional de 2.2 GW energía eólica y 0.75 GW de almacenamiento tipo BESS, tal como se muestra en la misma Tabla 19 .

Tabla 19. Capacidad instalada neta por tecnología de generación al año 2026.

	Ruta 2040 Con Carbón	Ruta 2025 Sin Carbón
Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Capacidad Instalada [MW]
Carbón	1697	0
Gas Natural	3065	3065 ³⁰
Diésel	5533	5533
Geotermia	76	76
Autoproducción	921	921
Hidro	7890	7890
CSP	110	110
Bombeo	300	300
BESS	122	872 (+750)
Solar/Eólica	18147	21138 (+2127)

Adicionalmente, se consideran dos sensibilidades en cada escenario, las cuales apuntan a evaluar si el sistema eléctrico es más o menos dependiente de las centrales de respaldo diésel para enfrentar problemas de suficiencia. Así, se realiza en cada escenario una sensibilidad de la capacidad instalada de la tecnología diésel para los dos escenarios anteriormente mencionados (ruta 2025-sin carbón y ruta 2040-con carbón), como se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Capacidad instalada de la tecnología diésel en las sensibilidades.

Capacidad Instalada [%]	Diésel [MW]
Caso base - 100%	5533
50%	2766
25%	1383

En la siguiente Tabla 21, se presenta el resumen de los resultados obtenidos en cuanto a la pérdida de carga esperada (LOLE) expresada de forma sistémica en horas/día y días/año para los dos escenarios y las sensibilidades.

Tabla 21. Pérdida de carga esperada (LOLE) en los escenarios con y sin carbón con diferente capacidad instalada de tecnología diésel, para el año 2026.

	LOLE [h/año]		Comparación
Capacidad Instalada Diésel [%]	Ruta 2040 (con carbón)	Ruta 2025 (sin carbón)	LOLE [días/año]
Caso base - 100%	0	0.25	+0.25
50%	1.71	3.97	+2.26
25%	36.97	90.80	+53.83

³⁰ La capacidad instalada de 3065 MW de gas natural corresponde solo a las unidades de ciclo combinados. El resto de unidades de gas tipo duales se encuentran sin disponibilidad de gas, pero si con disponibilidad de combustible diésel.

En primera instancia, los resultados presentados en la tabla anterior reflejan que la salida de operación de las centrales a carbón impactaría mínimamente los niveles de confiabilidad de sistema, lo que principalmente está asociado al amplio margen de capacidad termoeléctrica de gas y diésel disponible. La diferencia de pérdida de carga esperada entre los escenarios Ruta 2025 y Ruta 2040, cuando se dispone totalmente de la capacidad de generación diésel, es de 0.25 horas/año, equivalente a 0.01 días/año.

Sin embargo, las sensibilidades muestran un aspecto importante relacionado con la dependencia de la suficiencia en función de la capacidad de plantas de respaldo diésel. La diferencia de pérdida de carga entre los escenarios con y sin carbón van aumentando en función a la disminución de capacidad de generación diésel de respaldo. En el escenario sin centrales a carbón, a pesar de que se ha aumentado la capacidad de centrales eólicas y de almacenamiento, el sistema tiende a ser más vulnerable a problemas de abastecimiento de carga si la capacidad de generación a diésel se ve reducida, llegando aproximadamente a duplicarse la pérdida de carga esperada en relación al escenario con carbón.

En la Figura 44, se ilustra con detalle horario la probabilidad de pérdida de carga esperada para cada uno de los escenarios definidos (con/sin carbón y distintas capacidades de generación diésel). En dicha figura se puede apreciar que, en los escenarios extremos (con/sin carbón con 25% de la capacidad diésel disponible), los periodos cuando el sistema presenta mayores problemas de suficiencia son principalmente en las horas de la madrugada (1-5 hrs) donde, en particular, los aportes de generación renovable disminuyen debido por un lado a una nula generación fotovoltaica y periodos del año con bajo aporte eólico, y por otro lado, debido a los aumentos de la demanda en estas horas asociada a las medidas de electrificación, en particular asociados a la electro-movilidad (ver Figura 10 en sección de supuestos).

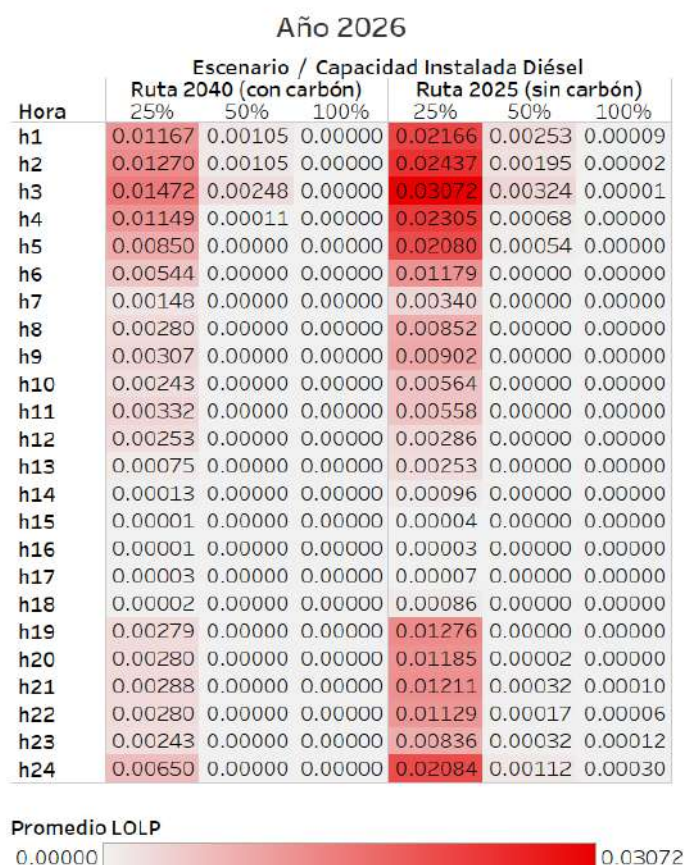


Figura 44. LOLP esperado por hora para los escenarios sin y con carbón con distintas capacidades instaladas de tecnología diésel para el escenario 2025.

Además, en la misma figura, es posible observar que, en las horas solares (9-18 hrs) de dichos escenarios extremos, se genera una leve probabilidad de pérdida de carga esperada a pesar que los aportes de la generación fotovoltaica se encuentran en sus valores máximos y plenamente disponibles. Esto, está relacionado a que pueden presentarse congestiones en las redes de transmisión, lo que impide que los excedentes de generación renovable lleguen a abastecer los consumos localizados en ciertas zonas del sistema, donde la generación local es principalmente térmica.

8.2 RESULTADOS SIMULACIONES ESCENARIO FUTURO

Para el año 2030 se consideran los siguientes escenarios para llevar a cabo el respectivo análisis de confiabilidad del SEN:

- Ruta 2040 (sin centrales a carbón al año 2040).
- Ruta 2030 (sin centrales a carbón al año 2030)

Asimismo, se consideran las mismas sensibilidades en la capacidad instalada diésel según la Tabla 20. Se presenta en primer lugar en la Tabla 22 un resumen de la capacidad instalada por tecnología y las diferencias entre casos.

Tabla 22. Capacidad instalada neta por tecnología de generación al año 2030.

Ruta 2040 (con carbón)	Ruta 2030 (sin carbón)
------------------------	------------------------

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Capacidad Instalada [MW]
Carbón	1308	0
Gas Natural	3065	3065 ³¹
Diésel	5533	5533
Geotermia	76	76
Autoproducción	921	921
Hidro	7890	7890
CSP	950	1410 (+460)
Bombeo	460	600 (+140)
Solar/Eólica	23023	23964 (+941)

En la siguiente Tabla 21, se presenta el resumen de los resultados obtenidos en cuanto a la pérdida de carga esperada (LOLE) expresada de forma sistémica en horas/años para los casos de estudio y sensibilidades al año 2030. Es relevante indicar que, estos resultados presentados son acorde a las simulaciones realizadas bajo la aplicación de la métrica LOLP.

Tabla 23. Pérdida de carga esperada (LOLE) en los escenarios con y sin carbón con diferente capacidad instalada de tecnología diésel, para el año 2030.

Capacidad Instalada Diésel [%]	LOLE [h/año]		Comparación
	Ruta 2040 (con carbón)	Ruta 2030 (sin carbón)	LOLE [días/año]
Caso base - 100%	0.0	0.0	+0.0
50%	0.39	0.54	+2.26
25%	12.56	29.22	+6.63

En primera instancia, los resultados presentados en la tabla anterior muestran que la salida de operación de las centrales a carbón no impactaría los niveles de confiabilidad de sistema, lo que principalmente está asociado con el amplio margen de capacidad termoeléctrica de gas y diésel disponible que cuenta el sistema eléctrico. En particular, para el año 2030 cuando se dispone 100% de capacidad instalada diésel, se espera que el sistema no enfrente ningún problema de suficiencia debido a una mayor presencia de nuevas tecnologías de generación como renovables (solar y eólica), y almacenamiento de energía (CSP y Bombeo), las cuales permitirían desplazar a las centrales a carbón sin desmedrar los niveles de confiabilidad del sistema. Para el año 2026, se reportó una diferencia de pérdida de carga esperada mínima entre los escenarios con y sin carbón de 0.25 horas/año si se dispone totalmente de la capacidad de generación diésel.

De igual manera que en el escenario 2025, se muestra que la suficiencia queda ligada fuertemente a la disponibilidad de diésel en centrales de respaldo, ya que la diferencia de pérdida de carga entre los escenarios con y sin carbón va aumentando a medida que se va disminuyendo capacidad de generación diésel de respaldo. No obstante, se ve que el impacto en el escenario 2030 es menor, dado que, por ejemplo, en el caso extremo sin centrales a carbón y solo un 25% de unidades diésel disponibles, el LOLE llega a ser 29.22 [h/año], versus el valor obtenido en el escenario 2025 donde llegaba a 90.9 [h/año].

³¹ La capacidad instalada de 3065 MW de gas natural corresponde solo a las unidades de ciclo combinados. El resto de unidades de gas tipo duales se encuentran sin disponibilidad de gas, pero si con disponibilidad de combustible diésel.

En la Figura 44, se ilustra con detalle horario la probabilidad de pérdida de carga esperada para cada uno de los escenarios definidos y sensibilidades para el año de estudio 2030³². Se observa que la probabilidad de pérdida de carga horaria es mayor en las horas de madrugada, al igual que en el año 2026. No obstante, no existe valores de LOLP en las horas solares.

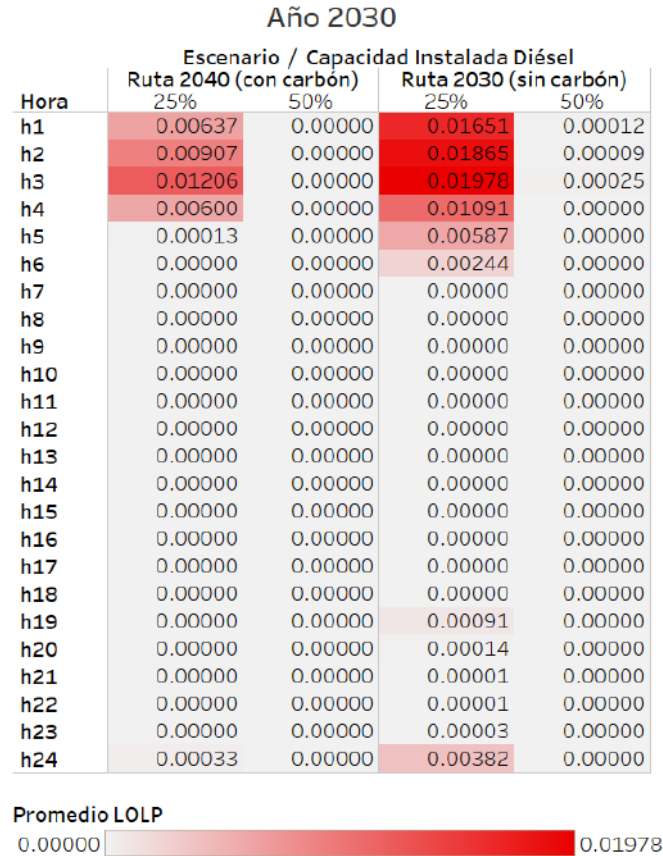


Figura 45. LOLP esperado por hora para los escenarios sin y con carbón con distintas capacidades instaladas de tecnología diésel para el escenario futuro 2030.

³² Caso 100% de capacidad instalada de diésel no se presenta debido a que el LOLP es cero en todas las horas.

9 Actividad 3: Verificación de la Seguridad y Calidad de servicio

En esta sección se presentan los resultados de la verificación de la seguridad y calidad de servicio de los sistemas proyectados desde el punto de vista dinámico, para el escenario 2025 y el escenario futuro.

De acuerdo con la metodología definida en la sección 3.3, el estudio dinámico se hace con el criterio del peor escenario, en donde se analiza en detalle la estabilidad del sistema para una condición de operación crítica, mediante la simulación de cortocircuitos trifásicos en distintos puntos del sistema y la desconexión de la mayor unidad de generación en operación. En cada caso, se verifica el cumplimiento de la NTSyCS aplicable al estudio, la que se encuentra en el Anexo D.

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos de las actividades definidas en la metodología descrita en la sección 3.3. Primero se muestran los resultados para el escenario 2025 (sección 9.1) y luego para el escenario futuro (sección 9.2). Finalmente, la sección 9.2 presenta un resumen de las condicionantes y habilitantes identificadas en esta actividad.

9.1 RESULTADOS ESCENARIO 2025

9.1.1 Selección de condición operacional de mayor criticidad

La forma tradicional de analizar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es a través de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. En este tipo de simulaciones, la dinámica del sistema se modela a través de un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales, las que se resuelven con métodos de integración numéricos apropiados. El modelo dinámico de un sistema real como el chileno puede involucrar cientos de miles de ecuaciones algebraicas y diferenciales, con dinámicas en escalas de tiempo muy variadas, por lo que su resolución es altamente demandante en cuanto a capacidad de cómputo y recursos humanos. Por esta razón, en los estudios dinámicos la estabilidad del sistema se analiza para un conjunto acotado de condiciones operacionales y contingencias (escenarios), las que se escogen bajo el criterio del peor caso (*worst-case scenario*). La justificación de este enfoque es que, si el sistema es capaz de mantener la estabilidad para este conjunto de escenarios críticos, entonces será también estable para condiciones menos críticas. La selección de las condiciones operacionales y contingencias críticas a analizar en detalle se hace en base al criterio experto del sistema en estudio, junto con los objetivos particulares que se quieren alcanzar.

Considerando las características del SEN (sistema longitudinal, poco enmallado, con líneas muy largas y bajos niveles de inercia) y dado que este estudio se centra en el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón junto con una importante incorporación de centrales ERNC y sistemas de almacenamiento conectados a la red a través de convertidor, las condiciones críticas a las que el sistema se verá enfrentado desde el punto de vista de estabilidad se seleccionan en base a los siguientes criterios:

- Altas transferencias por el sistema troncal al norte de Santiago, en particular por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV. Históricamente, mantener la estabilidad del sistema luego de la desconexión intempestiva de esta línea en una condición operacional con altos flujos resulta particularmente desafiante

- Baja inercia sistémica, producto del cierre de las centrales a carbón y el desplazamiento de generación sincrónica convencional por centrales ERNC con convertidor. La inercia natural que entregan los generadores sincrónicos limita la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrido un gran desbalance entre generación y demanda. Es por esto que, a menor inercia sistémica, mayor será la excursión de la frecuencia luego de un desbalance y por ende será más desafiante mantener la estabilidad de frecuencia del sistema.
- Alta penetración instantánea de ERNC. Muy de la mano de los puntos anteriores, una condición operacional con alta penetración de ERNC resulta particularmente desafiante desde el punto de estabilidad debido a que, a diferencia de los generadores convencionales, las centrales ERNC con convertidor no aportan con inercia natural al sistema y las corrientes de cortocircuito que aportan durante una contingencia son sustancialmente menores. Con respecto a esto último, mientras menor es la corriente de cortocircuito en una barra, mayor será el cambio de voltajes en dicha barra frente a una perturbación y por ende el sistema será más propenso a inestabilidades

En base a lo anterior, para seleccionar la condición crítica, los 35.040 puntos de operación obtenidos de la actividad 2.1 (8760 horas al año, por cada una de las cuatro hidrologías consideradas) se caracterizan en las siguientes dimensiones:

- Flujos altos por línea Nueva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV
- Inercia del SEN
- Inyección eólica
- Inyección solar
- Inyección de energías renovables
- Demanda neta

A modo ilustrativo, la siguiente Figura 46 muestra la inercia del SEN y del Norte Grande para las condiciones operacionales de las hidrologías media, seca y extrema seca (26.280 condiciones en total). Se excluyó de este análisis la hidrología húmeda dado que la falta de inercia no representa una condición crítica producto del alto aporte de las centrales hidroeléctricas. El porcentaje de generación renovable se muestra con escala de colores. Asimismo, en rojo se muestran los límites de inercia considerados para la simulación de la operación. Como se puede ver de la figura, se identificaron 25 condiciones de operación con bajos niveles de inercia en el SEN y en el norte grande (alrededor de un 0,1% de las condiciones operacionales analizadas). Cabe destacar que estos puntos están caracterizados, además, por una alta penetración de generación renovable. Cada uno de estos puntos representan condiciones críticas del sistema desde el punto de vista de estabilidad.

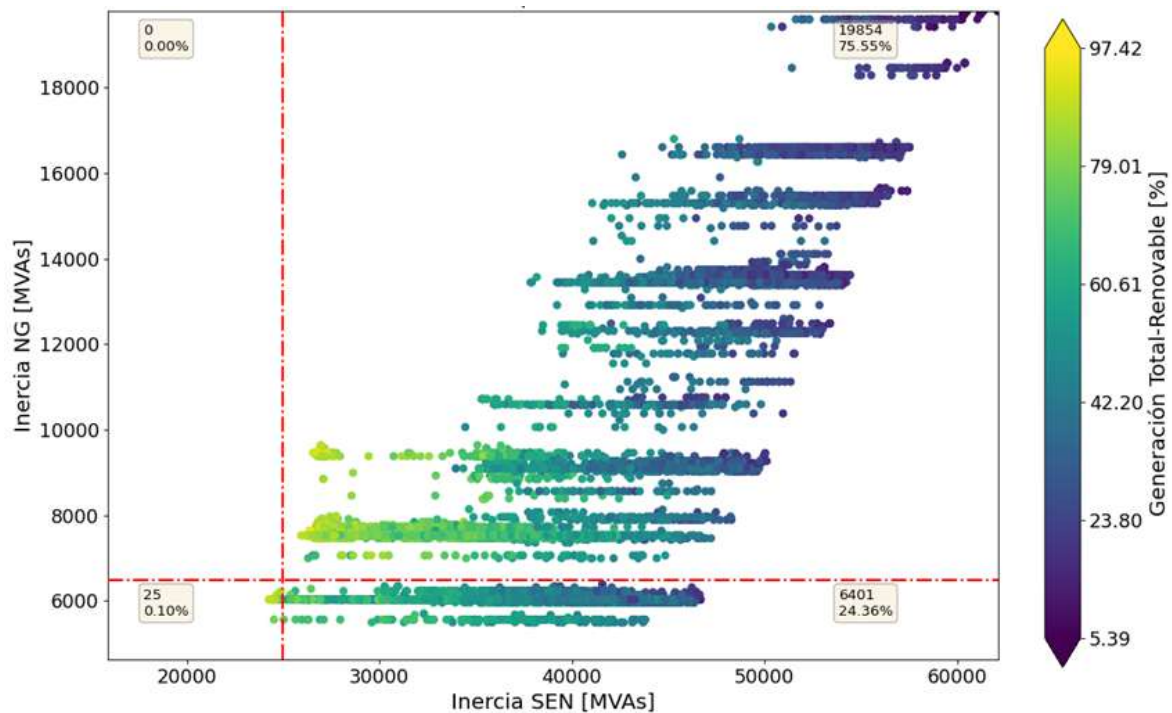


Figura 46: Inercia del Norte Grande (NG) versus inercia del SEN, para las distintas condiciones operacionales del escenario en estudio

La Figura 47 muestra la inercia del SEN versus los flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV, donde un valor positivo representa un flujo de norte a sur. Al igual que en la figura anterior, el porcentaje de generación ERNC se muestra a través de una escala de colores. Como se puede ver de la figura, existe una gran cantidad de condiciones operacionales con baja inercia sistémica y altos flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV. En particular, se observa que cuando los flujos son de norte a sur y la inercia es baja, las condiciones operacionales también se caracterizan por tener altos niveles de penetración renovable. Al igual que en el caso anterior, estos puntos de baja inercia, altos flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV de norte a sur y alta penetración renovable, representan condiciones críticas del sistema desde el punto de vista de estabilidad.

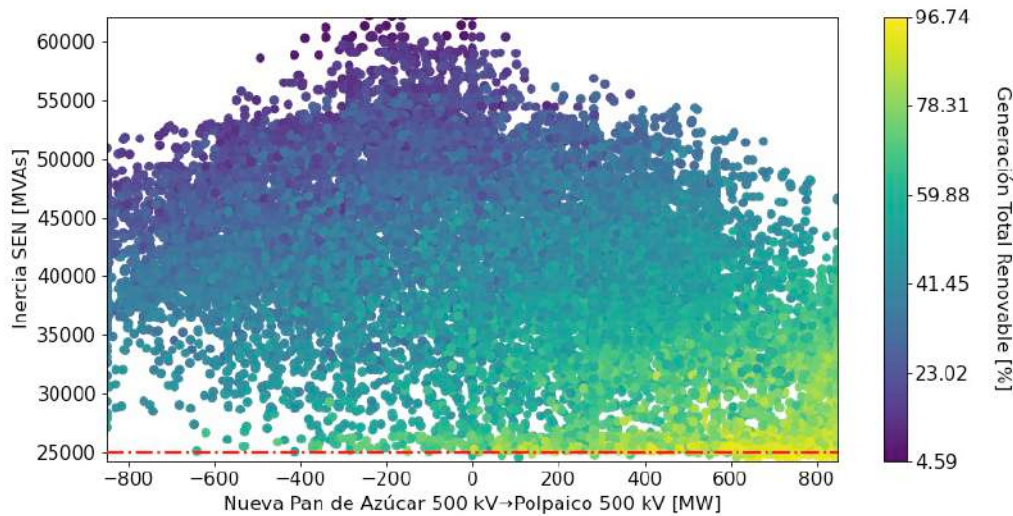


Figura 47: Inercia del SEN versus flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para las distintas condiciones operacionales del escenario en estudio

Para reducir la cantidad de condiciones operacionales críticas a analizar, se identificaron las condiciones dominantes en cada una de las características. En casos donde hubo más de una condición dominante o con valores similares (por ejemplo, igual o similar nivel de inercia), se seleccionó la condición que además fuera crítica en las otras características. La Figura 48 muestra, a través de un gráfico radial, el resultado de las 6 condiciones más críticas por cada una de estas dimensiones. En este gráfico, las variables p_g^{Wind} , p_g^{PV} y p_g^{RES} representan el % de participación de la generación ERNC, las variables $1 - Inercia$ y $1 - Demanda Neta$ representan la desviación negativa de la inercia y la demanda neta con respecto a sus medias, respectivamente y los flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV se normalizaron con respecto a su límite operacional.

En la Figura 48, la condición operacional seleccionada para los estudios dinámicos se muestra con su contorno sombreado. Esta condición corresponde a un escenario hidrológico extremadamente seco, en agosto, a las 15 horas. La penetración renovable es de un 90% (59% solar, 31% eólico), tiene una inercia de 25399 MVAs, una demanda neta de 1518 MW y tiene máximo flujo por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV (criterio dominante). Como se puede ver, se prioriza aquella condición con flujos más altos de norte a sur por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.

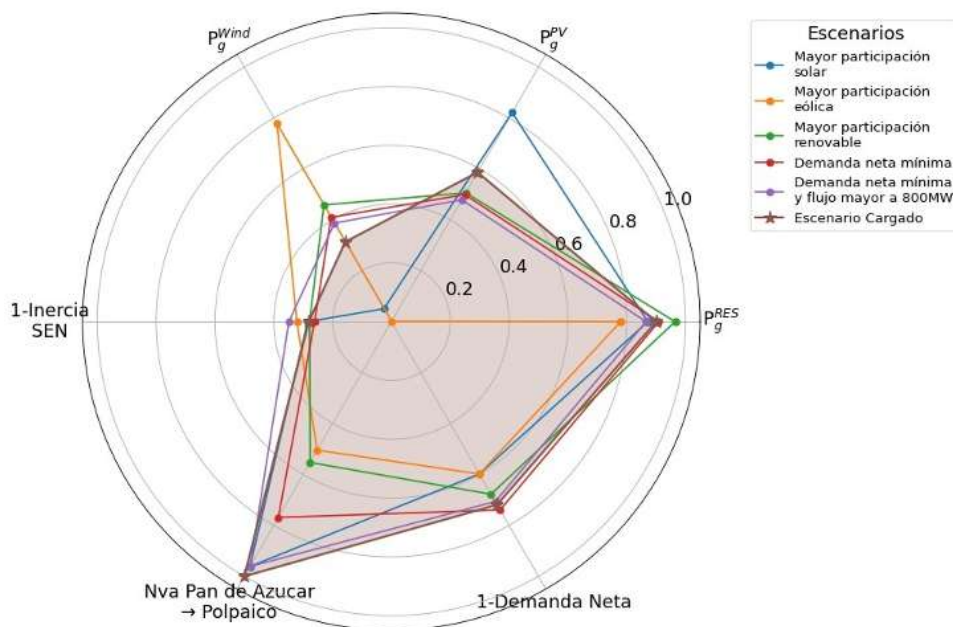


Figura 48: Condiciones operacionales dominantes por cada una de las características de interés desde el punto de vista de estabilidad

9.1.2 Proyección del SEN en DlgSILENT

Como base para el estudio de estabilidad, se tomó el modelo del SEN en DlgSILENT utilizado por el CEN en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión del año 2020 (ERST 2020). A este modelo se le agregaron las nuevas centrales y componentes de red de acuerdo a los resultados obtenidos de la actividad 2. Cabe destacar que solo incorporaron las centrales de generación que se encontraban en operación en este punto y que tuvieran una potencia instalada mayor a 10 MW, es decir, no se modelaron explícitamente los pequeños y medianos generadores (PMGD). Esto debido a que la base de datos oficial del CEN no modela de forma explícita estas unidades por el alto esfuerzo que esto requeriría. A modo de referencias, el sistema proyectado cuenta con 3675 unidades que, en el punto de operación seleccionado, generan alrededor de 1 GW. Asimismo, cabe destacar que, al ser unidades de generación pequeñas, distribuidas a lo largo del sistema de distribución, no aportan mayormente a la estabilidad del sistema. Tal como se indica en la siguiente subsección, para considerar esta inyección se determina la inyección total por zona y se descuenta de la demanda total de forma proporcional.

Para modelar las nuevas centrales ERNC, se utilizaron los modelos WEC de EPRI, disponibles en la librería de DlgSILENT PowerFactory 2021. En total, fue necesario agregar 9 centrales eólicas y 17 centrales fotovoltaicas, con una capacidad instalada de 5186 MW.

Cabe destacar que **no todas las centrales eólicas y fotovoltaicas existentes en la base de datos original poseen modelo dinámicos**. Para estos casos, se las configuró con un modelo de impedancia constante. La Tabla 24 muestra el detalle de los modelos existentes para las centrales eólicas y fotovoltaicas en el sistema proyectado. El hecho de que una central ERNC se modele a través de una impedancia constante quiere decir que **no aporta a la estabilidad del sistema durante contingencia**, a diferencia de muchas centrales reales. La excepción son

algunos generadores distribuidos que se desconectan en caso de una disminución fuerte del voltaje luego de una contingencia. Sin embargo, estos generadores no se encuentran en el modelo del SEN en DIgSILENT. Es por esto que los resultados obtenidos en esta etapa se pueden ver como un caso crítico (*worst-case*) de lo que podría ocurrir en la realidad en una condición operacional como la analizada en este estudio, ya que las centrales deberían aportar ala estabilidad.

Finalmente, para modelar las baterías, se utilizó el modelo WECC, también disponible en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021.

Tabla 24. Modelos de las centrales eólicas y fotovoltaicas existentes y proyectadas

Tipo de central	Modelo	Cantidad	Potencia instalada
Central existente	Z constante	65	6284 MW
Central existente	Current Source Converter (CSC)	3	380 MW
Proyectada	WECC, Current Source Converter (CSC)	26	5186 MW

9.1.3 Análisis del sistema en régimen estacionario

Una vez proyectado el sistema al año en estudio, la primera actividad consiste en cargar el punto de operación seleccionado. Para ello, es necesario asociar las centrales de generación modeladas en el marco de la simulación de la planificación operacional, con las centrales disponibles en DIgSILENT. Cabe destacar que este mapeo es necesario ya que las centrales de ambas bases de datos no coinciden. En general, la base de datos de DIgSILENT tiene un mayor nivel de detalle en la modelación.

Para modelar la demanda, se utilizó un punto de operación real del sistema (*snapshot* en inglés), cargado en la base de datos del ERST 2021. El punto de operación seleccionado corresponde a un punto de demanda media, en un día laboral, similar al punto de operación seleccionado. La demanda total de este punto es de 10162 MW.

Una vez escogido el perfil de demanda, para cargar el punto de operación se siguió la metodología mostrada en la Figura 49.

- El primer paso consiste en escalar la demanda cargada en el modelo para que coincida con la demanda del punto de operación seleccionado. Dado que la demanda total del punto de operación seleccionado es de 9591 MW, las demandas en DIgSILENT se escalan por un factor de 0.944.
- Luego, se calculó la inyección de los PMGDs que no están modelados en DIgSILENT por zona y se disminuyó la demanda de forma proporcional (en base a la inyección de potencia activa) en esta cantidad. Es decir, se modela la demanda neta del sistema.
- Luego, se cargó el despacho de los generadores en el modelo en DIgSILENT y se escaló la demanda de forma tal que la inyección del generador *Slack* coincidiera con lo indicado por el despacho.

Cabe destacar que, dado que los PMGDs inyectan en la red de distribución, de esta forma no se sobrecarga la red de transmisión de forma artificial. Otro aspecto importante de mencionar es el hecho de que, para el punto de operación seleccionado, algunas unidades despachadas

se encontraban fuera del rango normal de operación, es decir, con despachos por debajo del mínimo técnico o por sobre el máximo técnico. Esto se debe a que los parámetros técnicos de las bases de datos que se utilizan para la planificación de la operación no siempre coinciden con los parámetros técnicos del modelo del SEN en DlgSILENT. En estos casos, se hizo un ajuste manual a la generación para que cumpliera con sus límites técnicos.

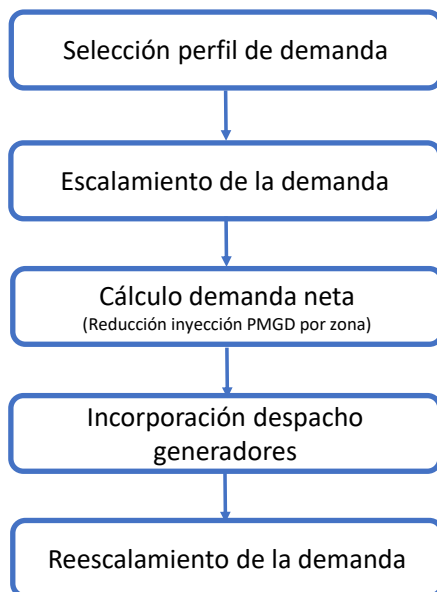


Figura 49: Metodología utilizada para cargar la condición operacional en el modelo proyectado del SEN en DlgSILENT

Luego de cargado el punto de operación, comienza un proceso de ajuste fino, que busca dos objetivos. El primero es que los perfiles de voltaje y flujo por los elementos de red cumplan con lo indicado en la NTSyCS en situación de operación normal. El segundo objetivo es verificar que el punto cumpla con las características buscadas, en este caso en cuanto a flujos por la línea de transmisión, nivel de penetración ERNC y nivel de inercia.

En cuanto a los perfiles de voltaje, para el control de tensión se consideraron los principales generadores del sistema, incluyendo las centrales eólicas y fotovoltaicas. En cada caso, se verificó que el factor de potencia de los generadores no fuera menor a 0,9. En cuanto a los flujos por los elementos de red, dado que la operación simulada del sistema realizada en la Actividad 2 se basa en un modelo DC y solo considera el sistema de transmisión, y no el de distribución, fue necesario incorporar nuevos elementos de red, en particular en el sistema de distribución. La Tabla 25 resume los elementos de red incorporados en esta etapa.

Finalmente, para lograr que el punto de operación cumpliera con las características buscadas, fue necesario redistribuir el vertimiento de las centrales ERNC entre aquellas situadas al norte de la subestación Kimal y las situadas al sur de la subestación de Polpaico. Esto debido a que, luego de ajustar el punto de operación, el flujo por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV fue de 970 MW por circuito, siendo que el límite operacional de la línea es de 850 MW por circuito. Entonces, para disminuir el por esta línea, se aumentó el vertimiento en las centrales ERNC situadas al norte de la subestación Kimal en 350 MW (a todas por igual), mientras que a las centrales ERNC ubicadas al sur de la subestación Polpaico se les disminuyó su vertimiento en 350 MW, también a todas por igual.

Cabe destacar que, en el punto seleccionado, el vertimiento de las ERNC solar y eólica es de 1634 MWh, correspondiente al 13,9% de la inyección ERNC. La ventaja de este procedimiento es que se mantiene la penetración ERNC del punto escogido y se respetan, además, el potencial de inyección renovable.

Tabla 25. Elementos de red incorporados para el escenario 2025.

N°	Tipo	Descripción
1	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Nva Pozo Almonte – Lagunas.
2	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Charrúa - Cabrero 66 kV.
3	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Transformador N°6 - Manco 66 kV.
4	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Charrúa - Tap El Rosal 220 kV.
5	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Duqueco - Tap El Rosal 220 kV.
6	Línea	Se agregó 1 línea en el Sistema Colector, la cual está asociada a la central PFV Santiago Solar.
7	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Dole - Rancagua 66 kV.
8	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Indura - Dole 66 kV.
9	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Bajo Melipilla - El Maitén 66 kV.
10	Línea	Se agregó 1 línea en el tramo Los Ángeles - Los Buenos Aires 66 kV.
11	Línea	Se agregaron 2 líneas en el tramo Los Buenos Aires - Tap Negrete 66 kV.
12	Trafo	Se agregaron 14 unidades en el transformador Finis Terrae EQ1 33/0.27 kV.
13	Trafo	Se agregaron 13 unidades en el transformador Finis Terrae EQ2 33/0.27 kV.

A modo ilustrativo, la siguiente figura muestra el perfil de voltajes en las principales barras de 500 kV y 220 kV del sistema. En esta figura se muestra, además, los límites mínimos y máximos establecidos en la NTSyCS.

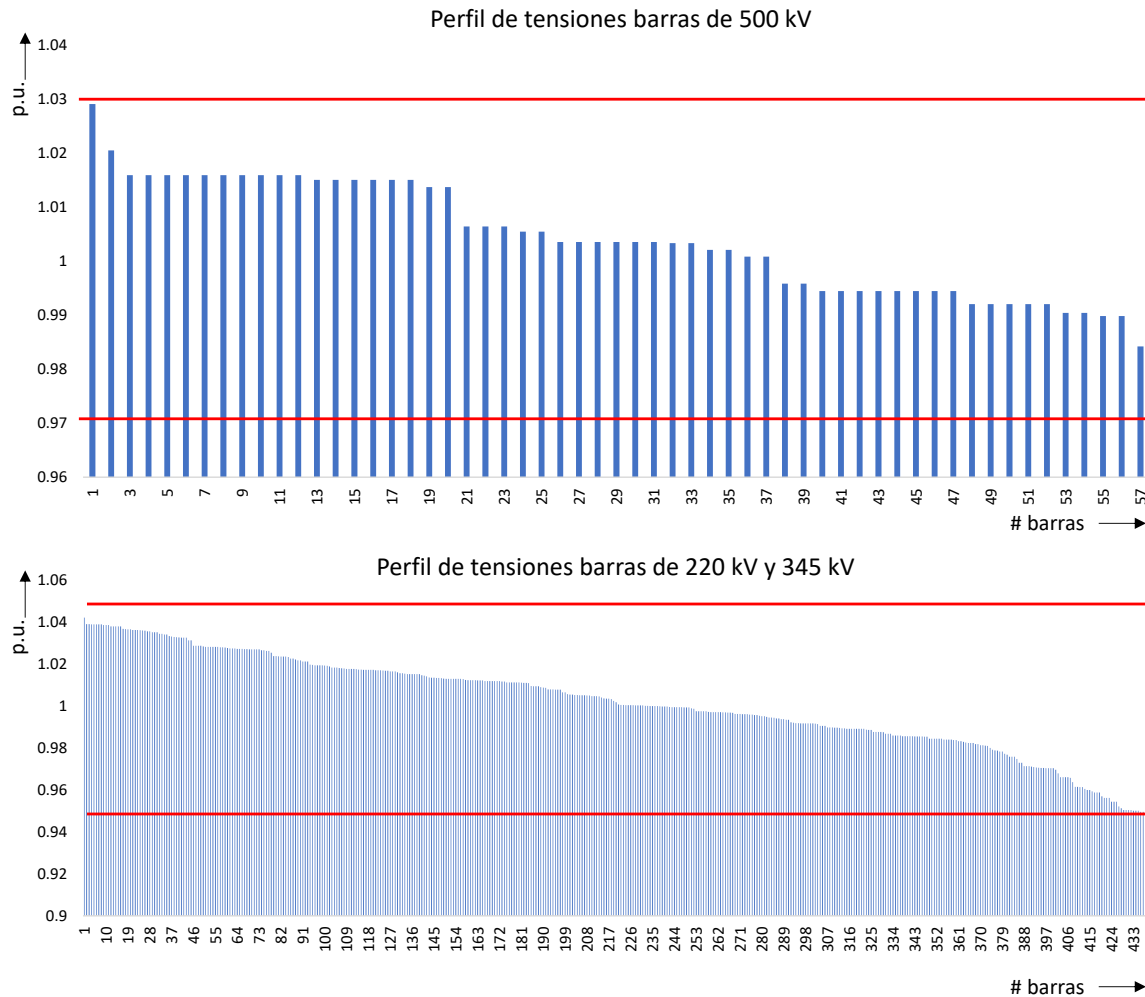


Figura 50: Perfil de tensiones en las barras de 500 kV (arriba) y en las barras de 220 kV y 345 kV luego del ajuste topológico fino

9.1.4 Análisis del desempeño dinámico: resultados del análisis de pequeña señal

La primera actividad del estudio dinámico consiste en realizar un análisis modal del punto de operación, con tal de identificar e implementar medidas correctivas necesarias en caso de haber modos de operación inestables.

Para el punto de operación ajustado, el análisis modal dio algunos modos inestables, principalmente asociados a los modelos de planta de algunas centrales de generación. Lo que se hizo entonces fue desconectar los modelos de planta de las centrales ERNC que tenían una alta participación en los modos inestables. Concretamente, se desconectaron los modelos de planta de las siguientes centrales:

- Sol del loa 1 y 2 (centrales solares)
- Sol del desierto (central solar)
- Sol del lila (central solar)

Adicionalmente, se desactivó el PSS de la central IEM.

Luego de estos cambios, los modos resultantes del sistema resultaron estables. La Figura 51 muestra los modos de oscilación resultantes. Como se puede ver de la figura, si bien existen muchos modos mal amortiguados, no se buscó mejorar su amortiguamiento debido a que durante las simulaciones dinámicas, en caso de que el sistema no sea estable, los cambios que se deban realizar modifican nuevamente los modos de oscilación.

Cabe destacar que el análisis modal se realiza constantemente, para cada caso de estudio. Esto debido a que cambios en la topología del sistema puede modificar los modos del sistema y hacer que aparezcan modos inestables.

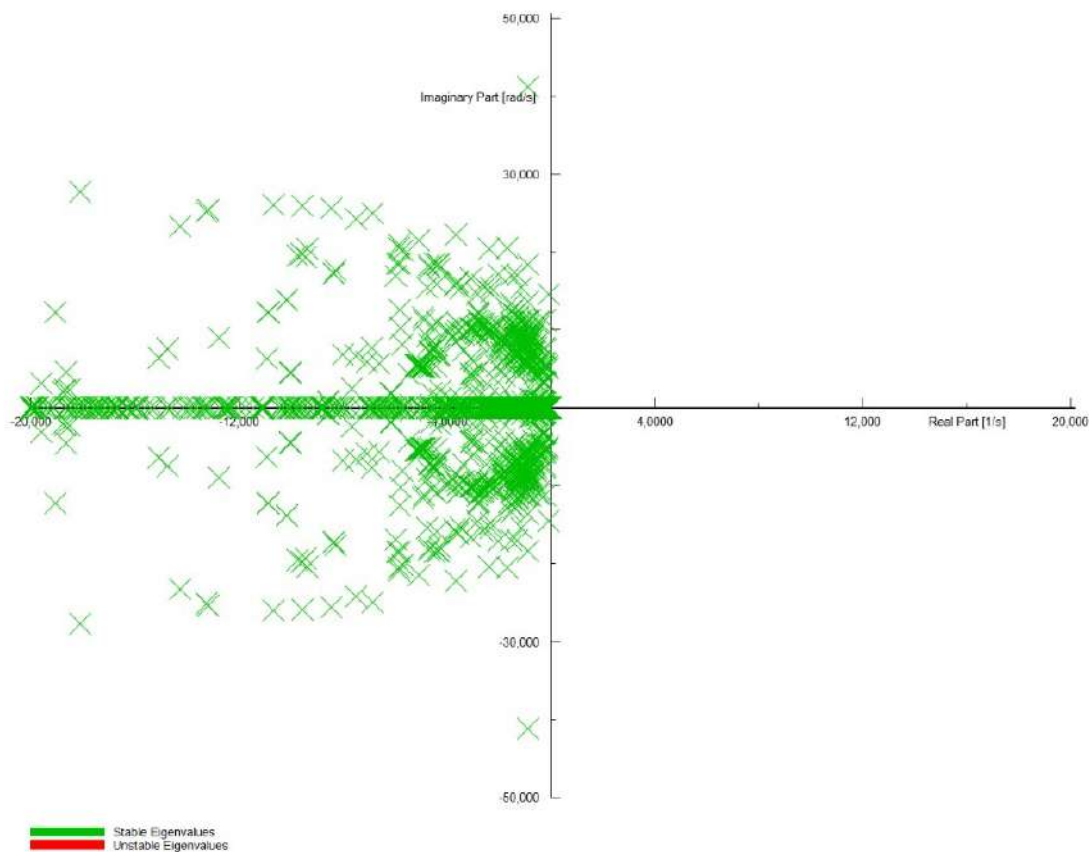


Figura 51: Modos de oscilación del sistema proyectado, luego del ajuste fino

9.1.5 Análisis del desempeño dinámico: resultados de la estabilidad de Tensión

Para analizar la estabilidad de tensión del sistema, se ha considerado que la contingencia de interés corresponde a un cortocircuito de severidad 4 al 50% del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV del extremo Polpaico con despeje de la falla en 120 ms. Esta severidad corresponde a la más crítica del sistema de transmisión, debido a que este corredor se encuentra a plena capacidad transmitiendo energía de norte a sur, y por lo tanto una contingencia en este tramo tiene un mayor impacto en el abastecimiento global de la demanda.

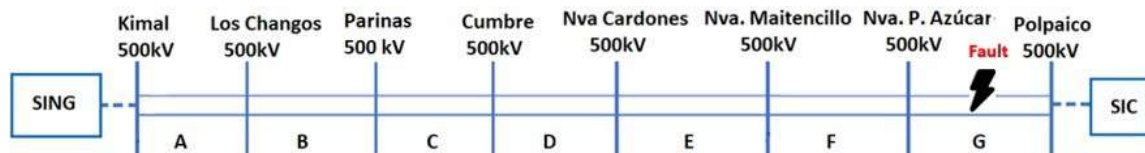


Figura 52: Ubicación de la contingencia en la zona de interconexión

Con el propósito de recrear lo realizado por el CEN, se emula la contingencia mediante una falla trifásica con impedancia al 50% del circuito 1 de la línea Nva. Pan de Azúcar - Polpaico, eliminando el desbalance generado por la falla bifásica a tierra. La falla es aplicada al segundo 1 de simulación y es despejada 120 ms luego de ocurrida la falla.

Se ejecutó la simulación de la falla con la infraestructura de red existente, **sin embargo, la simulación no converge**, debido a que el voltaje en las barras cercanas a la falla decae drásticamente lo cual implica que se requiere un importante soporte en tensión en la zona.

Luego se restringió el flujo por el enlace a 1532 MW, con el propósito de relajar la condición de falla, sin embargo con la infraestructura existente **tampoco la simulación tampoco converge**.

En conclusión, para el punto de operación simulado, el SEN **no soporta una falla bifásica a tierra al 50% del tramo de estudio con los elementos de red actuales**, por lo que es importante estudiar qué elementos de red adicionales y con qué capacidades se requieren instalar para mantener el desempeño dinámico del sistema.

En esta línea, se han evaluado diversas acciones que permitan revertir esta situación y dar soporte dinámico al sistema. En primer lugar, se comienza por acciones operacionales tales como disminuir el flujo por el corredor y despachar forzosamente unidades termoeléctricas adicionales, para minimizar el monto del desbalance y dar soporte de tensión al sistema. En segundo lugar, se han evaluado distintas medidas como la reconversión de la central Guacolda a condensador síncrono, permitiendo su aporte al control de tensión. Finalmente, se ha considerado nueva infraestructura como BESS y STATCOM. Así, para el análisis del estudio de estabilidad de tensión se consideran seis casos de estudio, los que se muestran en la Tabla 26

Tabla 26. Casos de estudio para analizar la estabilidad de tensión.

Casos de estudio	Acciones tomadas
Caso 1	- Restricción de flujo a 1.532 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur - Central U16 despachando el mínimo técnico (despacho forzado), - Instalación de BESS en s/e Parinas
Caso 2	- Restricción de flujo a 1.532 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur - Central U16 despachando el mínimo técnico (despacho forzado), - Instalación de BESS en s/e Parinas. - Instalación de STATCOM en s/e Pan de Azucar

Caso 3	• Restricción de flujo a 1670 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur • Instalación de BESS en s/e Tocopilla. • Instalación de STATCOM en s/e Parinas y s/e Pan de Azucar.
Caso 4	• Restricción de flujo a 1670 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur • Instalación de BESS en s/e Tocopilla. • Instalación de STATCOM en s/e Parinas y s/e Pan de Azucar. • 2 unidades de central Guacolda como condensadores sincrónicos
Caso 5	• Restricción de flujo a 1670 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur • Instalación de BESS en s/e Tocopilla. • Instalación de STATCOM en s/e Parinas y s/e Pan de Azucar. • 5 unidades de central Guacolda como condensadores sincrónicos
Caso 6	• Restricción de flujo a 1732 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencia Norte a Sur • Central U16 despachando el mínimo técnico (despacho forzado), • Instalación de BESS en s/e Parinas. • Instalación de STATCOM en s/e Pan de Azucar

Según corresponda al caso de estudio, se analizará la respuesta de la central U16, Guacolda y se determinan los montos de capacidad de los BESS y/o STATCOM adicional instalado en el SEN. Para efectos de las simulaciones, es importante señalar, que los modelos de control del sistema BESS corresponden al modelo WECC ubicado en la librería del software DIgSILENT PowerFactory, mientras que el modelo de control utilizado para los STATCOM adicionales corresponde al controlador utilizado en el STATCOM ubicado en la subestación Cerro Navia.

Las ubicaciones de las propuestas de solución se escogen porque la central U16 junto con el sistema BESS en la S/E Tocopilla permiten controlar tensión durante la contingencia en la Zona Norte Grande del SEN, estos equipos aportan con el control de tensión en la zona norte, el cual se ve mermado debido al alto índice de penetración renovable. Por otro lado, debido a que la S/E Parinas se encuentra en construcción se seleccionó para instalar nuevos elementos de red, ya que se tendrá espacio disponible para la instalación de elementos necesarios para el correcto funcionamiento del SEN. Mientras que el STATCOM ubicado en la S/E Nva. Pan de Azúcar permite controlar la tensión en el área sur de la Zona de Interconexión. Finalmente, se utiliza el complejo Guacolda debido a que esta central es posible que sea modificada su tecnología de generación.

9.1.5.1 Análisis iniciales de los casos de estudio

Análisis de pequeña señal

Para las centrales eólicas y fotovoltaicas que no poseen modelo dinámico, se las configuró con un modelo de impedancia constante. Posteriormente, se ejecutó el análisis modal para determinar si existen modos inestables en el sistema. Este procedimiento se realizó para cada caso de estudio, obteniendo en cada uno dos modos inestables que corresponden al par conjugado. En la Tabla 27 se resumen las partes reales e imaginarias de los modos presentes en los sistemas.

Tabla 27. Análisis de pequeña señal para los escenarios bajo estudio

	Nombre	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]
Caso 1	Mode 00001	0,06203709	1,754860082
	Mode 00002	0,06203709	-1,754860082
Caso 2	Mode 00001	0,06203709	1,754860082
	Mode 00002	0,06203709	-1,754860082
Caso 3	Mode 00001	0,081531074	1,841229622
	Mode 00002	0,081531074	-1,841229622
Caso 4	Mode 00001	0,072827138	1,787044903
	Mode 00002	0,072827138	-1,787044903
Caso 5	Mode 00001	0,062277076	1,706643387
	Mode 00002	0,062277076	-1,706643387
Caso 6	Mode 00001	0,113694477	1,806047728
	Mode 00002	0,113694477	-1,806047728

Como se aprecia en la tabla adjunta, la parte real de los modos inestables se encuentran en torno al origen, por lo que se considera que los modos inestables no afectarán al desempeño dinámico del SEN.

Verificación Dinámica de la base de datos

Para verificar la funcionalidad de las bases de datos de los casos de estudio, se realizó una prueba dinámica sin contingencias con un horizonte de 20s considerando que el sistema está ajustado en pre-contingencia, con el propósito de verificar que no existan oscilaciones en el sistema para los distintos escenarios de operación bajo estudio.

En el Anexo E se presentan las gráficas de tensión y frecuencia de las Barras Principales del SEN para los distintos casos de estudio, en donde se verifica que no existen oscilaciones en el sistema antes de realizar la contingencia en la línea de transmisión. Por lo tanto, se concluye que las modificaciones realizadas en la base de datos son válidas en un estado normal sin perturbaciones.

Impedancia de falla en cada caso de estudio

El valor equivalente de cada caso se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. Impedancia Equivalente

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Resistencia [Ω]	3,971	3,971	3,980	3,818	3,710	3,972
Reactancia [Ω]	26,710	26,710	26,994	26,165	25,272	26,710

Cabe destacar, que la diferencia en la impedancia de falla se debe al cambio topológico del SEN mediante la incorporación de la central U16 o el complejo Guacolda según cada caso.

9.1.5.2 Análisis de contingencia

En esta parte se presenta el análisis de los resultados de la simulación dinámica del sistema para una falla bifásica a tierra al 50% del circuito 1 de la línea Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV para los diversos casos de estudio.

Los gráficos con la respuesta dinámica del sistema se encuentran en el Anexo E.2. Por cada caso de estudio se grafica la respuesta de tensión y frecuencia de las barras de la zona de Interconexión de 500 kV y de las barras importantes del SEN; la dinámica de potencia activa por el circuito 2 del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV; la dinámica de los generadores sincrónicos y de los STATCOM existentes en el SEN. A continuación se presenta el análisis de los resultados obtenidos en cada caso.

Resultados Caso 1

En este caso, se propone instalar un sistema BESS de 100 MVA de capacidad ubicado en la S/E Parinas, junto con la central U16 despachando al mínimo técnico como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 49 Hz, la cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos establecidos en la norma relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no descienda de 0,7 pu una vez despejada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema debe ser superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario. Cabe destacar, que aproximadamente a los 5 s ocurre una discontinuidad en la señal de tensión, la cual no es generada por ningún evento adicional, sino por la estructura de control de los elementos adicionales de red.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS (sección Márgenes de seguridad y estabilidad), se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 29. Factor de Amortiguamiento caso 1

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	Indeterminado
Mínimos Locales	5,73

Según los resultados obtenidos se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analiza los mínimos locales, sin embargo, cuando se analizan los máximos locales no se puede determinar el factor de amortiguamiento, esto es debido a que el primer máximo local el

mayor al valor en estado estacionario, mientras que el segundo máximo local es menor al valor alcanzado en el estado estacionario, lo cual imposibilita a obtener un resultado.

Se obtuvo que el STATCOM de Cerro Navia presenta una sobrecarga de aproximadamente 10% cuando el SEN alcanza el estado estacionario. Mientras que el STATCOM de Nva. Pan de Azúcar 500 kV se encuentra en un rango normal de operación con una cargabilidad de 45%.

Por otro lado, la central U16 y el sistema BESS aportan con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, lo cual es un indicativo que en el sistema existen desbalances de potencia y se requiere potencia activa adicional para hacerle frente a esta contingencia.

Resultados Caso 2

En este caso, se propone un sistema BESS de 100 MVA de capacidad ubicado en la S/E Parinas, un STATCOM de 200 MVA en la S/E Nva. Pan de Azúcar y la central U16 despachando al mínimo técnico como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 49 Hz, lo cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Además, agregar el STATCOM aumentó el overshoot de frecuencia durante la contingencia en aproximadamente 0,25 Hz. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu aclarada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS (sección Márgenes de seguridad y estabilidad), se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 30. Factor de Amortiguamiento caso 2

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	23,69
Mínimos Locales	15,56

Según los resultados obtenidos se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analizan ambos casos.

Se obtuvo que el STATCOM de Cerro Navia presenta una sobrecarga de aproximadamente 15% cuando el SEN alcanza el estado estacionario, es decir, existe un aumento del 5% en la cargabilidad de este elemento. Además, el STATCOM existente en la S/E Nva. Pan de Azúcar 500 kV presenta una cargabilidad de 88%, es decir, se encuentra en un rango normal de operación.

Por otro lado, la central U16 y el sistema BESS aportan con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, mientras que el STATCOM inyecta reactivos al SEN durante y luego de superar la contingencia. Lo anterior es un indicativo de lo que el sistema necesita de potencia adicional para hacerle frente a esta contingencia. Cabe destacar, que agregar el STATCOM al SEN permite mitigar las oscilaciones post-contingencias y la discontinuidad ocurrida en el caso anterior, es decir, existe una mejora en desempeño dinámico del SEN.

Resultados Caso 3

Se propone un sistema BESS de 100 MVA de capacidad ubicada en la S/E Tocopilla, dos STATCOM cuyas capacidades son de 400 MVA y 500 MVA ubicados en la S/E Parinas y Nva. Pan de Azúcar respectivamente, como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 48,5 Hz, lo cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos relacionado con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu una vez que la contingencia se despeje, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario. Cabe señalar, que la respuesta dinámica de tensión alcanza el estado estacionario de manera inmediata luego del despeje de la contingencia.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS, se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 31. Factor de Amortiguamiento caso 3

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	18,03
Mínimos Locales	9,37

Según los resultados obtenidos se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analizan ambos casos.

Se obtuvo que el STATCOM de Cerro Navia presenta una sobrecarga de aproximadamente 34% cuando el SEN alcanza el estado estacionario. Además, el STATCOM existente en la S/E Nva. Pan de Azúcar 500 kV presenta una cargabilidad de 95% aproximadamente.

Por otro lado, el sistema BESS aporta con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, mientras que los STATCOM adicionales inyectan reactivos al SEN durante y luego de la contingencia. Lo anterior es un indicativo de lo que el sistema necesita de potencia adicional para hacerle frente a esta contingencia.

Resultados Caso 4

Se propone un sistema BESS de 100 MVA de capacidad ubicado en la S/E Tocopilla, dos STATCOM cuyas capacidades son de 300 MVA y 400 MVA ubicados en la S/E Parinas y Nva. Pan de Azúcar respectivamente, y se encienden dos unidades del conjunto Guacolda como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 49[Hz], lo cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu despejada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario. Cabe señalar, que la respuesta dinámica de tensión alcanza el estado estacionario de manera inmediata luego del despeje de la contingencia.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS, se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 32. Factor de Amortiguamiento caso 4

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	17,44
Mínimos Locales	10,70

Según los resultados obtenidos se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analizan ambos casos.

Al encender dos unidades del complejo Guacolda se disminuye la cargabilidad de los STATCOM existentes, ya que en este caso se obtuvo que la cargabilidad del STATCOM de Cerro Navia es del 30% aproximadamente, mientras que el STATCOM en la S/E Nva. Pan de Azúcar 500[kV] es del 75%. Al comparar los resultados obtenidos con el caso 3, se observa una disminución de la cargabilidad de ambos STATCOM en 4% y 20% respectivamente.

Por otro lado, al encender dos unidades de generación del complejo Guacolda permite disminuir en 200[MVA] la capacidad de los STATCOM existentes, lo cual permite un ahorro en la inversión de los nuevos elementos de red.

Por otro lado, las dos unidades del complejo Guacolda y el sistema BESS aporta con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, mientras que los STATCOM adicionales inyecta reactivos al SEN durante y luego de ocurrida la contingencia. Lo anterior es un indicativo de lo que el sistema necesita de potencia adicional para hacerle superar la contingencia.

Resultados Caso 5

Se propone un sistema BESS de 100 MVA de capacidad ubicado en la S/E Tocopilla, dos STATCOM cuyas capacidades son de 200 MVA y 200 MVA ubicados en la S/E Parinas y Nva. Pan de Azúcar respectivamente, y se encienden cinco unidades del conjunto Guacolda como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 49 Hz, lo cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu luego de que la contingencia es despejada, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario. Cabe señalar, que la respuesta dinámica de tensión alcanza el estado estacionario de manera inmediata luego del despeje de la contingencia.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS, se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 33. Factor de Amortiguamiento caso 5

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	15,88
Mínimos Locales	13,63

Según los resultados obtenidos se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analizan ambos casos.

Al encender por completo el complejo Guacolda, la cargabilidad de los STATCOM existentes es de aproximadamente 130% para el de Cerro Navia, es decir, presenta una sobrecarga del 30%, mientras que el STATCOM de la S/E Nva. Pan de Azúcar 500 kV es del 90%

Por otro lado, al encender las cinco unidades generadores del complejo Guacolda permite disminuir en 500 MVA la capacidad de los STATCOM existentes, lo cual permite un ahorro en la inversión de los nuevos elementos de red.

Por otro lado, las cinco unidades del complejo Guacolda y el sistema BESS aportan con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, mientras que los STATCOM adicionales inyectan reactivos al SEN durante y luego de la contingencia. Lo anterior es un indicativo de lo que el sistema necesita de potencia adicional para hacerle frente a esta contingencia.

Resultados Caso 6

En este caso, se aumentan los flujos por el corredor. Se propone un sistema BESS de 200 MVA de capacidad ubicado en la S/E Parinas, un STATCOM de 300 MVA ubicado en la S/E Nva. Pan de Azúcar y la central U16 despachando al mínimo técnico como solución para el punto de operación.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que la frecuencia mínima alcanzada durante la contingencia es de aproximadamente 49 Hz, lo cual es superior al mínimo establecido en la NTSyCS. Por otro lado, se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu aclarada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario. Cabe señalar, que la respuesta dinámica de tensión alcanza el estado estacionario de manera inmediata luego del despeje de la contingencia.

Para determinar el factor de amortiguamiento de acuerdo a lo establecido en la NTSyCS, se determina para los primeros dos máximos y mínimos locales una vez despejada la contingencia:

Tabla 34. Factor de Amortiguamiento caso 6

	Factor de Amortiguamiento %
Máximos Locales	28,29
Mínimos Locales	12,15

De acuerdo a los resultados obtenidos, se cumple con lo estipulado en la NTSyCS cuando se analizan ambos casos. Para este caso de estudio, se obtuvo que ambos STATCOM existentes

(Cerro Navia y el ubicado en S/E Nva. Pan de Azúcar 500 kV) presentan una sobrecarga estimada en 30% a los 20 s.

Por otro lado, la central U16 y el sistema BESS aportan con potencia activa y reactiva al sistema durante la contingencia, mientras que el STATCOM inyecta reactivos al SEN durante y luego de ocurrida la contingencia. Lo anterior es un indicativo de lo que el sistema necesita de potencia adicional para hacerle frente a esta contingencia.

A continuación, se presentan los valores máximos y mínimos de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y en las principales barras del sistema luego de ocurrida la contingencia.

Tabla 35. Valores máximos y mínimos de tensión (p.u.) de la Zona de Interconexión

Subestación 500[kV]	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Cumbre	1,13	0,57	1,15	0,57	1,19	0,52	1,15	0,56	1,13	0,59	1,14	0,57
Nva. Pan Azúcar	1,07	0,48	1,11	0,48	1,15	0,47	1,09	0,50	1,08	0,52	1,11	0,49
Nva. Maitencillo	1,09	0,51	1,12	0,51	1,16	0,49	1,10	0,52	1,08	0,56	1,11	0,51
Nva. Cardones	1,10	0,54	1,12	0,54	1,16	0,41	1,11	0,54	1,10	0,58	1,12	0,54
Los Changos	1,14	0,61	1,16	0,61	1,20	0,55	1,17	0,58	1,15	0,61	1,15	0,61
Polpaico	1,00	0,54	0,99	0,54	1,00	0,53	0,99	0,54	0,99	0,55	0,99	0,54

Tabla 36. Valores máximos y mínimos de frecuencia (Hz) de la Zona de Interconexión

Subestación 500[kV]	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Cumbre	52,92	49,2	53,09	49,15	56,12	48,61	54,49	49,02	54,59	49,25	52,69	49,13
Nva. Pan Azúcar	51,93	49,2	51,94	49,14	53,84	48,58	52,64	49,09	52,57	49,32	51,84	49,10
Nva. Maitencillo	52,24	49,2	52,37	49,13	54,65	48,58	53,19	49,07	53,09	49,31	52,05	49,10
Nva. Cardones	52,71	49,2	52,87	49,14	55,65	48,59	54,06	49,02	54,08	49,26	52,49	49,11
Los Changos	52,77	49,25	52,96	49,20	56,09	48,65	54,56	49,04	54,79	49,25	52,57	49,19
Polpaico	50,86	49,42	50,89	49,35	51,92	48,84	51,28	49,37	51,30	49,51	50,84	49,33

Tabla 37. Valores máximos y mínimos de tensión (p.u.) en las principales barras del SEN

Subestación 220[kV]	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Crucero	1,186	0,625	1,198	0,625	1,251	0,529	1,220	0,557	1,199	0,591	1,193	0,627
Diego de Almagro	1,152	0,543	1,170	0,543	1,202	0,505	1,158	0,537	1,135	0,576	1,161	0,543

Pan de Azúcar	1,076	0,535	1,125	0,535	1,170	0,520	1,107	0,549	1,090	0,582	1,132	0,536
Alto Jahuel	1,016	0,647	1,007	0,647	1,007	0,644	1,003	0,654	1,003	0,664	1,010	0,656
Ancoa	0,996	0,670	0,989	0,670	0,987	0,670	0,987	0,678	0,987	0,688	0,996	0,683
Concepción	0,962	0,725	0,956	0,725	0,957	0,727	0,957	0,734	0,957	0,741	0,982	0,751
Pto. Montt	1,015	0,954	1,013	0,954	1,013	0,955	1,013	0,957	1,013	0,959	1,026	0,959

Tabla 38. Valores máximos y mínimos de frecuencia (Hz) en las principales barras del SEN

Subestación 220[kV]	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4		Caso 5		Caso 6	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
Crucero	53,40	49,2	49,2	49,2	58,0	48,5	56,2	48,9	56,5	49,2	53,1	49,2
Diego de Almagro	53,6	49,1	53,8	49,1	56,9	48,6	55,0	49,0	55,0	49,2	53,2	49,1
Pan de Azúcar	51,8	49,2	51,9	49,1	53,5	48,6	52,4	49,1	52,2	49,4	51,9	49,1
Alto Jahuel	50,5	49,5	50,5	49,5	50,7	49,4	50,7	49,5	50,8	49,6	50,5	49,4
Ancoa	50,4	49,5	50,4	49,5	50,9	49,2	50,6	49,5	50,6	49,6	50,4	49,5
Concepción	50,2	49,6	50,2	49,7	50,5	49,4	50,3	49,6	50,3	49,7	50,2	49,6
Pto. Montt	50,0	49,6	50,0	49,7	50,1	49,7	50,0	49,6	50,0	49,7	50,0	49,6

9.1.5.3 Verificación del cumplimiento de la norma técnica

Se verificó el desempeño dinámico del SEN para una contingencia de severidad 4 en las líneas de Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, obteniendo los siguientes resultados para todos los casos de estudio:

Tabla 39. Verificación Dinámica

Caso de Estudio	Estabilidad	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Amortiguamiento	V _{min} ≥ 0,7 en 50[ms]	V ≥ 0,8 en 1[s]	V en ±10% en 20[s]	f _{min} ≥ 48,3
Caso 1	No cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 3	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 4	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 5	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 6	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

9.1.6 Análisis del desempeño dinámico: resultados de la Estabilidad de frecuencia

De acuerdo a la metodología descrita en la sección 3.3, el estudio dinámico se realiza en dos etapas. La primera etapa consiste en determinar los requerimientos para asegurar la estabilidad del sistema, mientras que la segunda etapa busca identificar el potencial de mejora de la operación económica del sistema a través del apoyo de las ERNC a la estabilidad.

9.1.6.1 Resultados etapa 1: determinación de requerimientos para asegurar estabilidad del sistema

Para analizar la estabilidad de frecuencia, y de acuerdo a la práctica tradicional, se simula la desconexión intempestiva de la unidad sincrónica de mayor potencia en operación. Para el punto de operación seleccionado, esta unidad es la Central Térmica Mejillones (CTM), con una inyección de 116 MW. La siguiente figura muestra el resultado de la frecuencia en la barra S/E Cardones 220 kV para este caso. Como se puede ver de la figura, la desconexión de la central CTM, operando a 116 MW, no produce la activación de Esquemas de Protección Automático de Carga (EDAC), y la recuperación de la frecuencia ocurre dentro de los márgenes aceptables. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 49,6 Hz.

Cabe destacar que el desbalance de generación y demanda producto de la desconexión de la unidad CTM es relativamente bajo (116 MW). Esto explica que a pesar de que se cuenta con un bajo nivel de inercia presente, esto no afecta al desempeño dinámico de la frecuencia del sistema. En un escenario futuro sin centrales a carbón, se espera que en condiciones operacionales con alta penetración de ERNC y baja inercia ocurra algo similar, es decir, que las unidades sincrónicas operativas en el sistema estén operando cerca de su mínimo técnico.

En vista de estos resultados y considerando que existen barras importantes con una alta inyección de ERNC, se analizó el desempeño dinámico del SEN ante la pérdida intempestiva de una central ERNC. Concretamente, se simuló la salida intempestiva de un parque eólico “ubicado en la S/E Parinas 500 kV, el cual se encuentra en un nivel de despacho del orden de 300 MW. La Figura 53 muestra el resultado de la frecuencia en la barra S/E Cardones 220 kV para este caso (línea azul). Como se puede ver de esta figura, la respuesta de frecuencia en caso de un desbalance de 300 MW muestra un deterioro importante. La frecuencia mínima del sistema es de 48,975 Hz, por lo que se activa un escalón del EDAC, con una desconexión de 43,46 MW. Cabe destacar que el primer paso de desconexión se produce cuando en los relés el valor de la frecuencia baja de los 49 Hz.

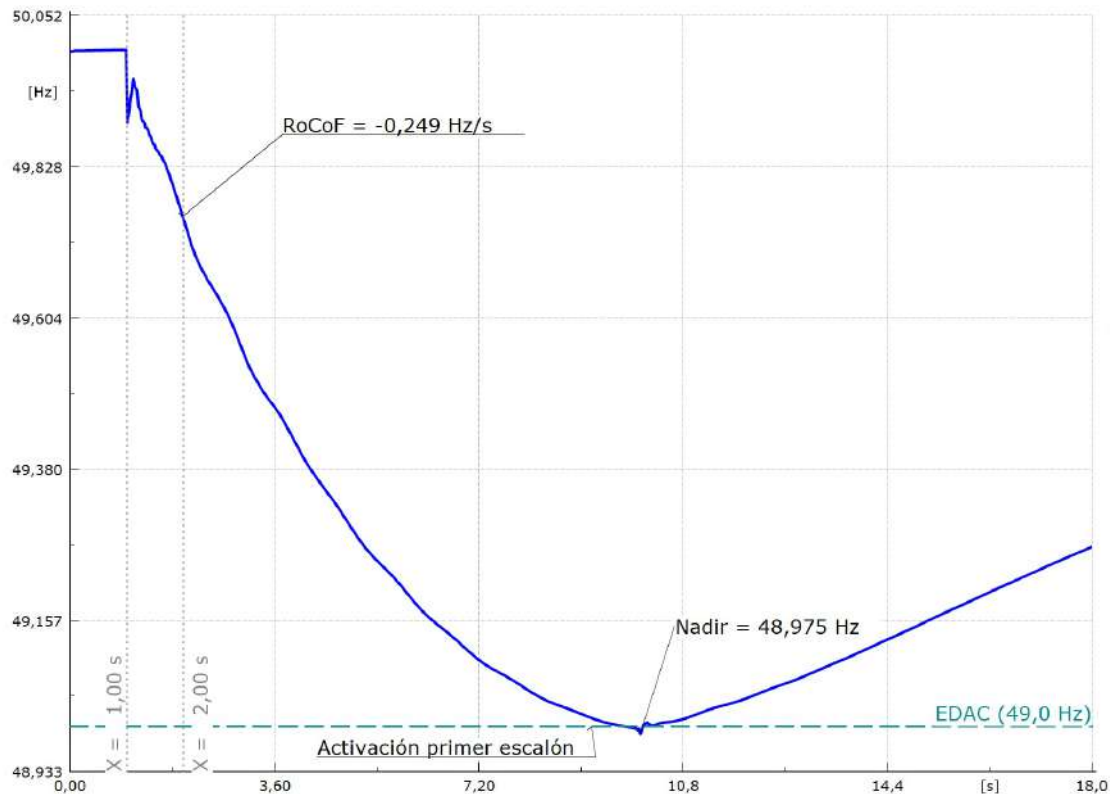


Figura 53: Respuesta de la frecuencia ante la salida de 300 MW de generación eólica

Como resultado de esta parte, se puede concluir que la estabilidad de frecuencia del sistema no necesariamente se puede garantizar en una condición crítica, en caso de que existan grandes desbalances de carga.

Con tal de mejorar el desempeño dinámico en la frecuencia del sistema, se permitió que las ERNC participen en el control primario de frecuencia. Para ello, se incorporaron controladores de frecuencia en algunas centrales solares y eólicas. Los modelos incorporados fueron los desarrollados por la Electric Power Research Institute (EPRI)³³, los que se encuentran disponibles en la librería de DlgSILENT PowerFactory 2021. Estos modelos son denominados Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Dado que el punto de operación seleccionado tiene alrededor de 13,9% de vertimiento ERNC, lo que corresponde a un total de 1634 MW, se asume que esta potencia está disponible para que las centrales participen del control primario de frecuencia, sin tener que operar bajo su potencial de inyección (en modo *deload*). La Figura 54 muestra el desempeño de la frecuencia ante la salida de 300 MW de generación eólica, considerando distintos porcentajes de participación ERNC. En este caso, la base para el cálculo de participación es

³³ Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, Product ID: 3002014083, EPRI. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002014083>

de 2698 MW, que corresponde a la potencia inyectada por las centrales nuevas en el punto de operación.

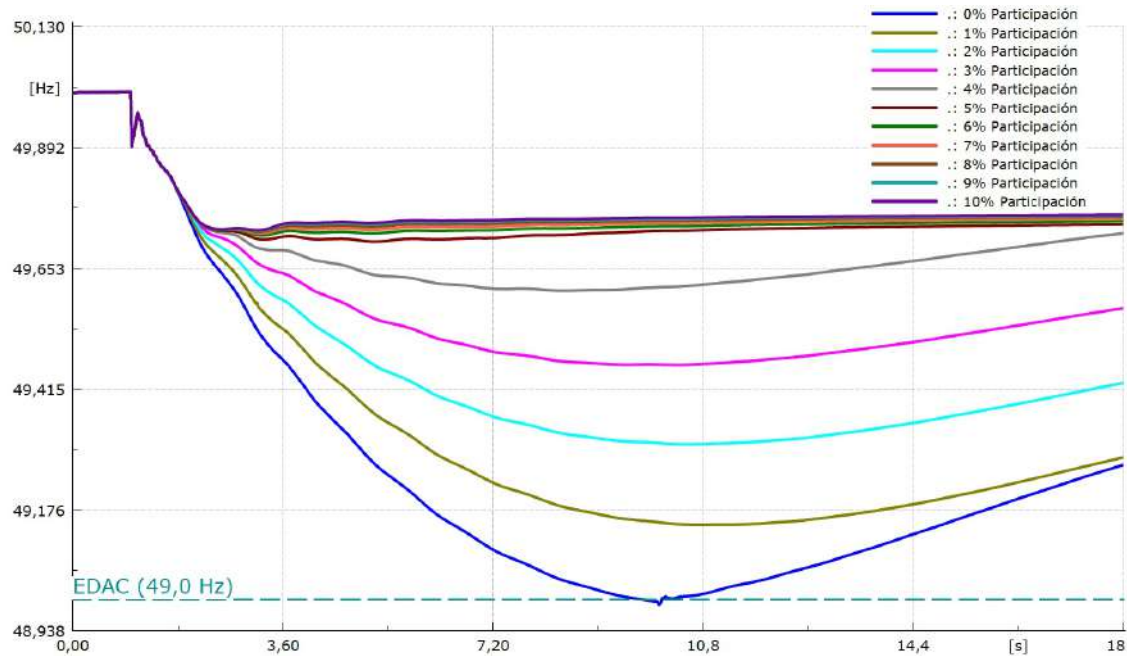


Figura 54: Respuesta de la frecuencia para distintos porcentajes de participación de energía solar en el control primario de frecuencia

De modo ilustrativo, la Figura 55 muestra la respuesta de la central solar Sol de Vallenar, ubicada en la S/E Algarrobal 220kV – zona de Atacama, que corresponde a la central de mayor inyección de potencia en el punto de operación seleccionado. Se puede apreciar que la respuesta es de alta calidad, con aportes significativos en menos de 1 segundo de ocurrida la falla.

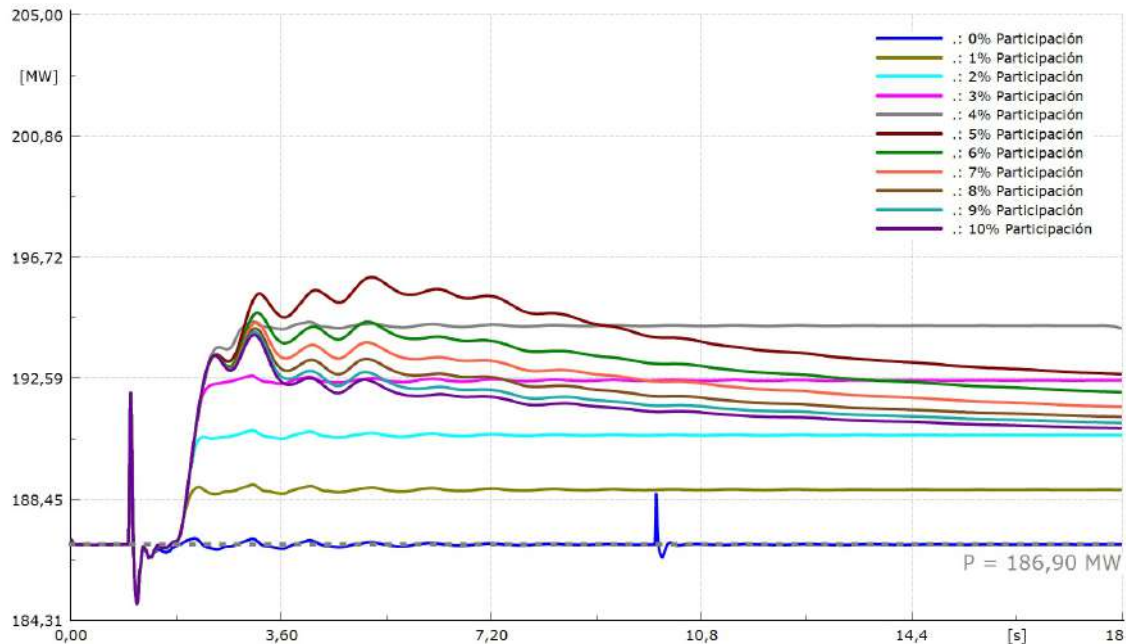


Figura 55: Respuesta de la central FV Sol de Vallenar para distintos porcentajes de participación para el control de frecuencia

Analizando las curvas de desempeño de la energía renovable se puede mencionar que cuando la participación es mayor que el 4%, la potencia entregada por estas centrales empieza a disminuir. Este comportamiento es debido a que la frecuencia del sistema ha empezado a recuperarse rápidamente, es decir ya se ha alcanzado el nadir. Estas oscilaciones de frecuencia y potencia llegan a estabilizarse en un tiempo del orden de 14s.

En la Tabla 40 se resumen los principales indicadores del desempeño de la frecuencia para los escenarios simulados anteriormente. Se observa claramente que es fundamental el aumento en la participación del control de frecuencia de las centrales renovables nuevas disminuyendo de forma importante no tan solo el nadir, sino que también el RoCoF.

Tabla 40. Desempeño dinámico ante distintos porcentajes de participación solar

Deload	Participación ERNC [MW]	Nadir [Hz]	RoCoF [Hz/s]	Pasos EDAC
0%	-	48,975	-0,249	1
1%	50,3	49,147	-0,237	0
2%	96,5	49,305	-0,230	0
3%	143,2	49,462	-0,229	0
4%	189,5	49,608	-0,229	0
5%	260,5	49,704	-0,229	0
6%	242,0	49,716	-0,229	0
7%	251,1	49,720	-0,229	0
8%	259,7	49,723	-0,229	0
9%	265,3	49,724	-0,228	0
10%	269,8	49,726	-0,228	0

Como principal resultado de esta etapa se demuestra que con una participación del 1% de la energía renovable (eólica y solar nueva), en el sistema ya no actúa el esquema de desconexión por baja frecuencia. Es decir, el esquema propuesto permite operar el sistema de forma estable y segura ante la salida de servicio de una central eólica de 300 MW.

9.1.6.2 Resultados etapa 2: Evaluación del potencial de mejora de la operación económica del sistema a través del apoyo de las ERNC a la estabilidad

Para evaluar el potencial de mejora en la operación económica del sistema, a través del apoyo de las ERNC al control de frecuencia, se realizaron dos casos de estudio. En el caso 1, se analiza la salida de servicio de turbinas a gas y motores de combustión interna que generan menos de 1 MW y, por ende, se encuentran operativas solo para cumplir con la restricción de inercia. En el caso 2, además de la salida de servicio de las centrales del caso 1, se agrupan de unidades hidráulicas operando con varias turbinas simultáneamente a mínimo técnico, siendo que la potencia generada puede ser cubierta con solo una turbina.

Caso 1: Salida de servicio de centrales térmicas

En este caso, las centrales térmicas desconectadas (turbinas a gas y motores de combustión interna) se encontraban inyectando una potencia total de 18 MW. Al desconectarlas, la inercia del SEN se reduce en 3960 MVAs, lo que representa un 15,6% de la inercia sistémica original. La inercia del SEN luego de la desconexión es 21439 MVAs. Dada la baja cargabilidad del generador Slack en la condición de operación, no se hace un redespacho y es esta unidad la que sume dicha potencia.

En la Figura 56 se muestra el desempeño de la frecuencia considerando distintos porcentajes de participación de las centrales solares al control de frecuencia. Se observa en primer lugar como en el caso que no exista participación de la energía renovable en el control de la frecuencia, el nadir del sistema baja a 48,952 Hz, actuando el esquema de desconexión por baja frecuencia. Como era de esperarse, en el sistema se presenta un deterioro de los valores de nadir y rocof en comparación al caso 1, esto debido a la menor inercia de las máquinas sincrónicas. Sin embargo, la participación de la energía renovable en el control de frecuencia evita que actúe la desconexión de carga por baja frecuencia.

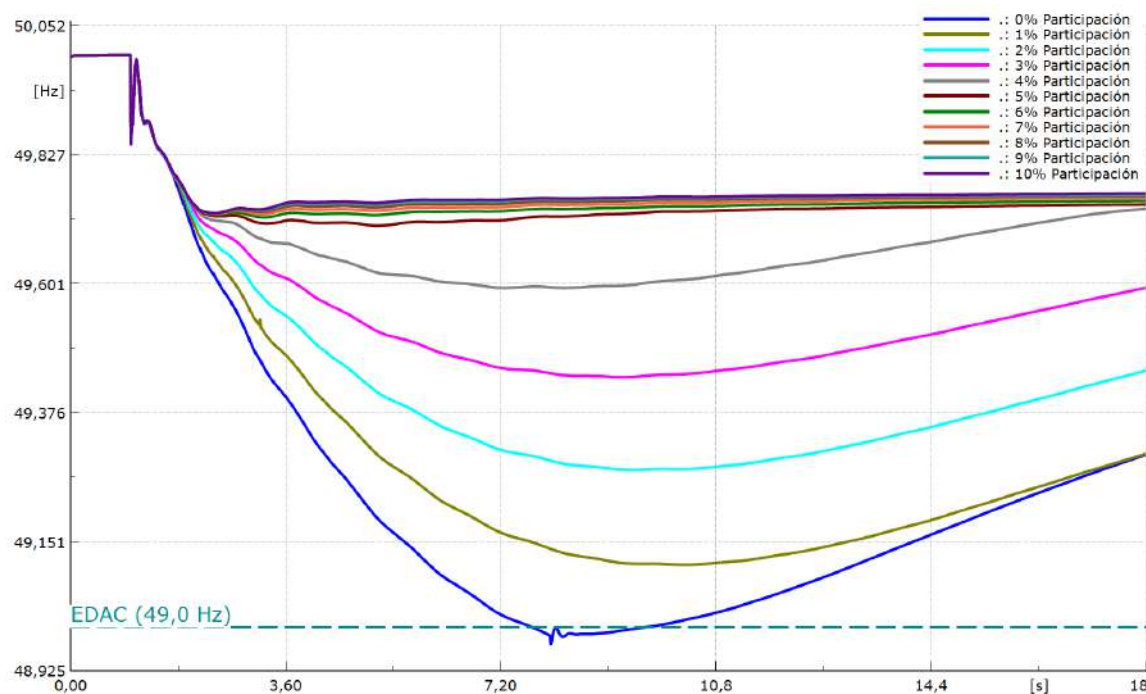


Figura 56: Respuesta de la frecuencia ante un desbalance de 300 MW, para el caso de menor inercia producto de la salida en servicio de centrales térmicas pequeñas

En la Tabla 41 se muestra el detalle de los principales indicadores del desempeño de la frecuencia ante este escenario de menor inercia.

Tabla 41. Desempeño dinámico de la frecuencia ante distintos porcentajes de participación solar, para el caso de menor inercia producto de la salida en servicio de centrales térmicas pequeñas

Deload	Participación ERV [MW]	Nadir [Hz]	RoCoF [Hz/s]	Pasos EDAC
0%	-	48,952	-0,290	1
1%	52,0	49,109	-0,278	0
2%	98,0	49,275	-0,264	0
3%	143,9	49,437	-0,254	0
4%	190,2	49,593	-0,252	0
5%	232,2	49,701	-0,251	0
6%	244,1	49,715	-0,251	0
7%	251,0	49,721	-0,250	0
8%	258,3	49,723	-0,250	0
9%	264,2	49,723	-0,250	0
10%	268,3	49,724	-0,250	0

Caso 2: Salida de servicio de centrales térmicas y agrupamiento de unidades hidráulicas

Con la finalidad de analizar un escenario más restrictivo en el que haya una disminución importante de la inercia del sistema, además de sacar de servicio las centrales térmicas del caso 1, se dejan fuera de servicio unidades de un mismo complejo de generación hidráulica siempre que su despacho de potencia sea menor a 30% por unidad. Para no ocasionar ningún desbalance, esta potencia la entregará una unidad del complejo de generación, salvo que la cargabilidad de esta unidad sobrepase el 80%, en cuyo caso la potencia será entregada por 2 unidades. La cantidad de inercia que se disminuye para este caso es de 2.795 MVAs, por lo que la inercia sistémica del SEN disminuye en un 26,6% en total.

En la Figura 57 se muestra el desempeño de la frecuencia al simular distintos porcentajes de participación de las centrales renovables (solares y eólicas) en el control primario de frecuencia. En la Figura 58 se incluye la respuesta de la central solar Sol de Vallenar.

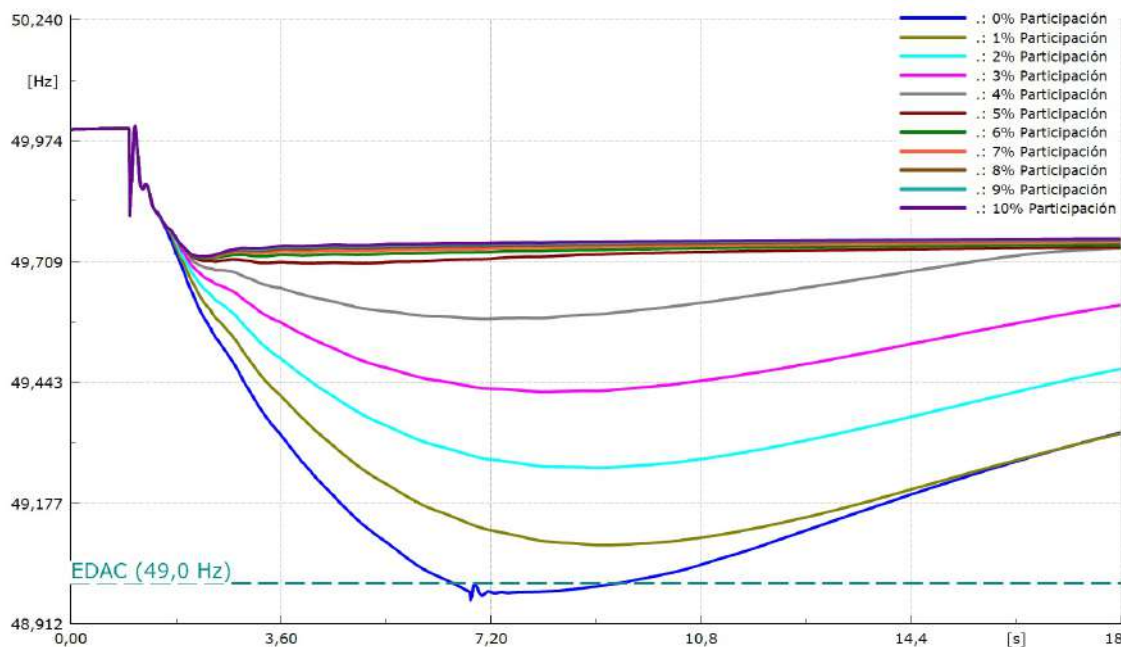


Figura 57: Respuesta ante la salida de centrales térmicas y agrupamiento hidráulico

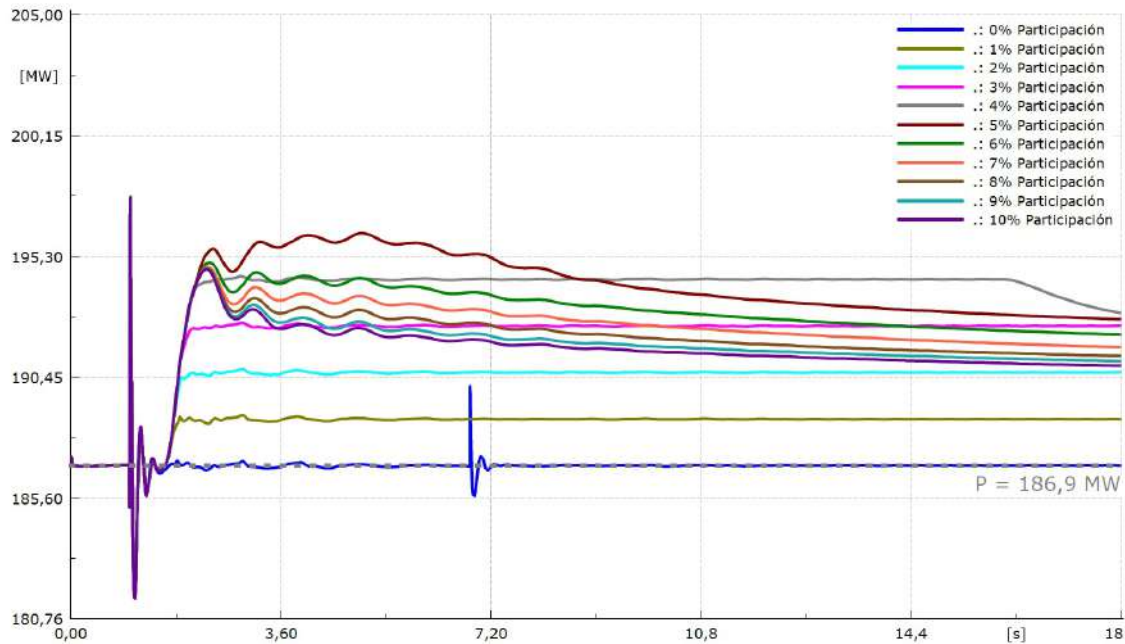


Figura 58: Respuesta de la central FV Sol de Vallenar para distinta participación hidráulico

Analizando las curvas de participación de la energía renovable se puede también mencionar que cuando la participación es mayor que el 4%, la potencia entregada por estas centrales empieza a variar llegando a estabilizarse en un tiempo del orden de 10s.

En la Tabla 42 se muestran los principales indicadores del desempeño de la frecuencia ante la salida de la central eólica de 300 MW.

Tabla 42. Desempeño dinámico de la frecuencia ante distintos porcentajes de participación solar, para el caso de menor inercia producto de la salida en servicio de centrales térmicas pequeñas y el agrupamiento de centrales hidráulicas

Deload	Participación ERV [MW]	Nadir [Hz]	RoCoF [Hz/s]	Pasos EDAC
0%	-	48,941	-0,339	1
1%	53,4	49,084	-0,313	0
2%	97,9	49,254	-0,296	0
3%	144,3	49,421	-0,283	0
4%	190,9	49,581	-0,270	0
5%	231,9	49,702	-0,267	0
6%	241,1	49,712	-0,268	0
7%	245,6	49,714	-0,267	0
8%	250,6	49,716	-0,267	0
9%	255,0	49,717	-0,266	0
10%	258,2	49,717	-0,267	0

9.2 RESULTADOS ESCENARIO FUTURO

9.2.1 Selección de condición operacional de mayor criticidad

Al igual que para el escenario 2025, las condiciones críticas a las que el sistema se verá enfrentado desde el punto de vista de estabilidad se seleccionan en base a los siguientes criterios:

- Altas transferencias por el sistema troncal al norte de Santiago, en particular por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV.
- Baja inercia sistémica, producto del cierre de las centrales a carbón y el desplazamiento de generación sincrónica convencional por centrales ERNC con convertidor.
- Alta penetración instantánea de ERNC.

Adicionalmente, para el escenario futuro una condición particularmente relevante es la transferencia por el enlace HVDC, en donde altos niveles de transferencia pueden ser particularmente críticos, en particular en caso de ocurrir una falla en uno de las líneas del enlace. Es por esto que, además de los criterios anteriores se agregó el nivel de transferencia por el enlace HVDC.

En base a lo anterior, para seleccionar la condición crítica, los 35.040 puntos de operación obtenidos de la actividad 2.1 (8760 horas al año, por cada una de las cuatro hidrologías consideradas) se caracterizan en las siguientes dimensiones:

- Flujos altos por línea Nueva. Maitencillo – Polpaico 500 kV
- Flujos altos por línea HVDC Kimal – Lo Aguirre
- Inercia del SEN
- Inyección eólica
- Inyección solar
- Inyección de energías renovables
- Demanda neta

A modo ilustrativo, la Figura 59 muestra la inercia del SEN y del Norte Grande para las condiciones operacionales de las hidrologías media, seca y extrema seca (26.280 condiciones en total). Se excluyó de este análisis la hidrología húmeda dado que la falta de inercia no representa una condición crítica producto del alto aporte de las centrales hidroeléctricas. El porcentaje de generación renovable se muestra con escala de colores. Asimismo, las líneas en rojo muestran los límites de inercia considerados para la simulación de la operación. Al igual que en el escenario 2025, cabe destacar que la inercia del sistema en esta actividad se calculó en base a los generadores modelados en DIgSILENT, lo que explica que existan condiciones de operación donde no se cumplen los requerimientos de inercia mínima que si fueron respetados en las simulaciones de la operación. Como se puede ver de la figura, se identificaron condiciones de operación con bajos niveles de inercia en el SEN y en el norte grande (alrededor de un 4% de las condiciones operacionales analizadas). Estos puntos también están caracterizados por una alta penetración de generación renovable, tal como se muestra en la escala de colores. Cada uno de estos puntos representan condiciones críticas del sistema desde el punto de vista de estabilidad.

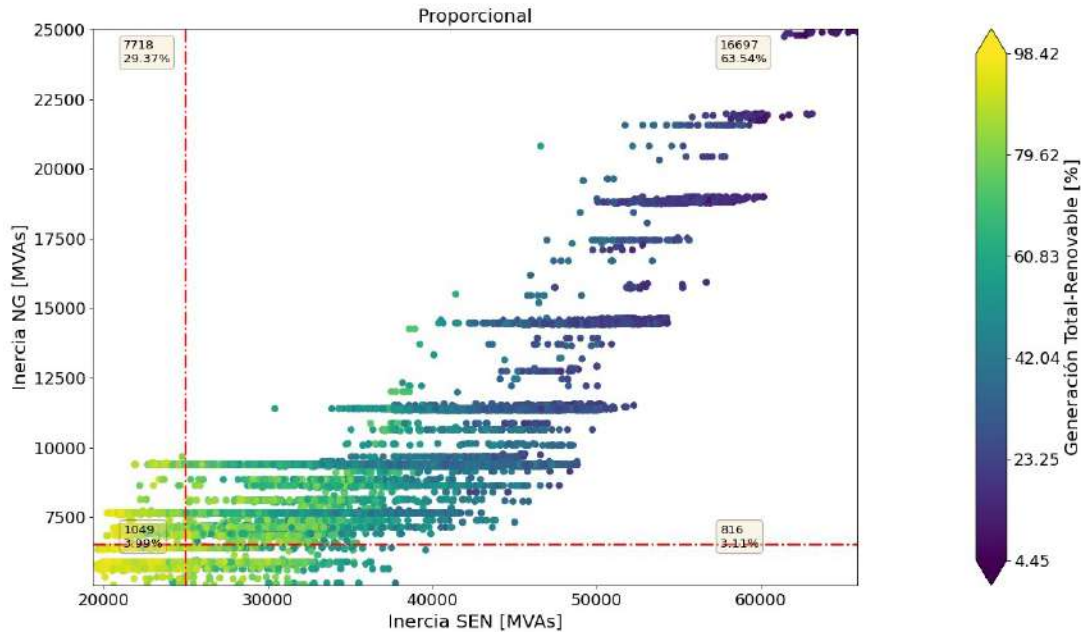


Figura 59: Inercia del Norte Grande (NG) versus inercia del SEN, para las distintas condiciones operacionales del escenario en estudio

Las figuras a continuación muestran la inercia del SEN versus los flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV (Figura 60) y la inercia del SEN (Figura 61) versus los flujos por el enlace HVDC. Al igual que en la figura anterior, el porcentaje de generación ERNC se muestra a través de una escala de colores. Como se puede ver de ambas figuras, existe una gran cantidad de condiciones operacionales con baja inercia sistémica y altos flujos de norte a sur, tanto por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV como por el enlace HVDC. En particular, se observa que condiciones operacionales con flujos altos de norte a sur y baja inercia, también se caracterizan por tener altos niveles de penetración renovable. Estas condiciones operacionales caracterizadas por baja inercia, altos flujos con dirección norte a sur (tanto por el corredor AC como por el enlace HVDC) y alta penetración renovable, representan condiciones críticas del sistema desde el punto de vista de estabilidad.

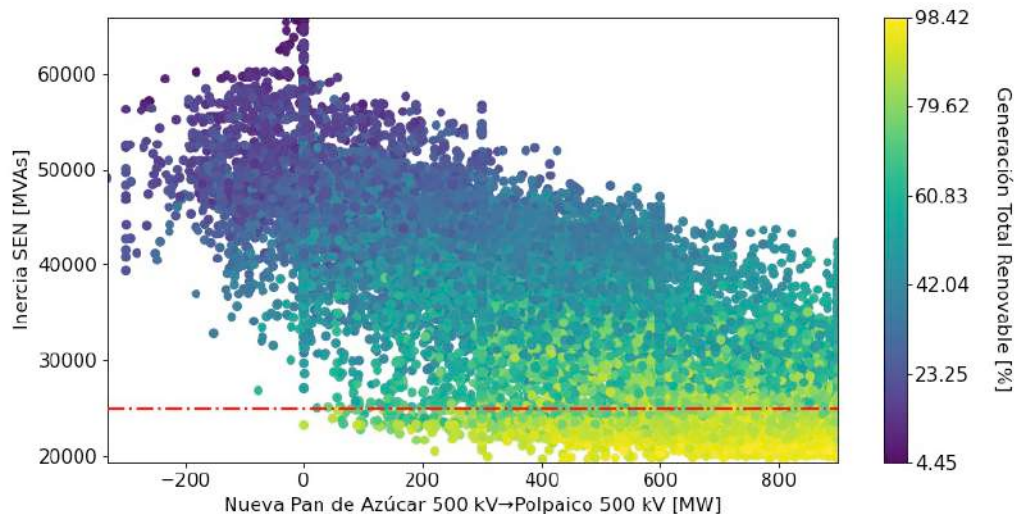


Figura 60: Inercia del SEN versus flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para las distintas condiciones operacionales del escenario en estudio.

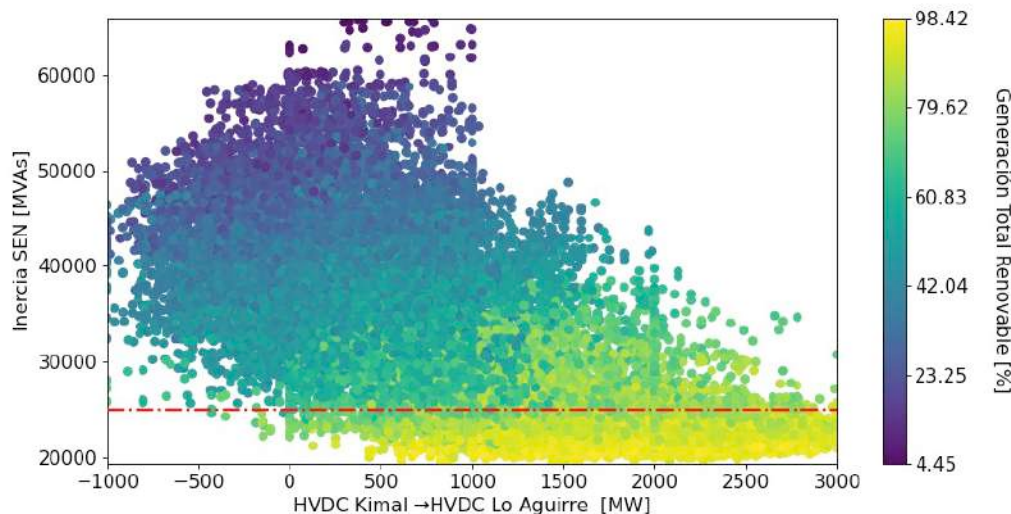


Figura 61: Inercia del SEN versus flujos por el enlace HVDC para las distintas condiciones operacionales del escenario en estudio.

Para reducir la cantidad de condiciones operacionales críticas a analizar, se identificaron las condiciones dominantes en cada una de las características. En casos donde hubo más de una condición dominante o con valores similares (por ejemplo, igual o similar nivel de inercia), se seleccionó la condición que además fuera crítica en las otras dimensiones. La Figura 62 muestra, a través de un gráfico radial, el resultado de las 7 condiciones más críticas por cada una de estas dimensiones. En este gráfico, las variables P_g^{Wind} , P_g^{PV} y P_g^{RES} representan el % de participación de la generación ERNC, las variables $(1 - \text{Inercia})$ y $(1 - \text{Demanda Neta})$ representan la desviación negativa de la inercia y la demanda neta con respecto a sus valores medios, respectivamente, y los flujos por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y enlace HVDC se normalizaron con respecto a su límite operacional.

En la Figura 62, la condición operacional seleccionada para los estudios dinámicos se muestra con su contorno sombreado. Esta condición corresponde a un escenario hidrológico extremadamente seco, en octubre en un día laboral, a las 11 horas. Cabe destacar La penetración renovable variable es de un 85% y, considerando la generación hidráulica, la demanda se abastece en un **100% solo con fuentes de generación renovables**. Tal como se discutió en los resultados operacionales del escenario, esta es una condición que ocurriría frecuentemente a lo largo del año.

La inercia del punto es de 29.550 MVAs, que se explica por el aporte de las centrales hidroeléctricas, plantas de CSP junto con la inercia aportada por las centrales de bombeo. La demanda es de 11.542 MW y la demanda neta de 2.171 MW. Una característica relevante de esta condición es que tiene máximo flujo por el enlace HVDC (3000 MW) y por la línea Nueva Pan de Azúcar Polpaico (1800 MW), lo que resulta en una condición operacional de flujos máximos de norte a sur.

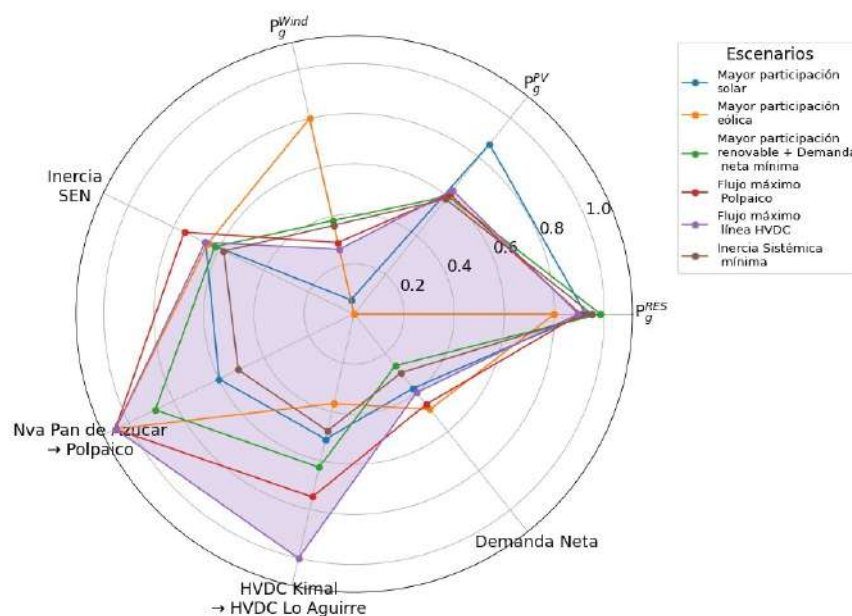


Figura 62: Condiciones operacionales dominantes por cada una de las características de interés desde el punto de vista de estabilidad

En la Tabla 43 se presenta el detalle de la potencia inyectada por cada tipo de tecnología junto con el porcentaje de participación para el punto de operación seleccionado.

Tabla 43. Participación de la generación según el tipo de tecnología

Tecnología		Potencia despachada MW	Porcentaje de participación
Con Conversor	Solar FV	7.342,65	58,24
	Eólica	3.315,58	26,30
Máquinas Sincrónicas	Hidroeléctrica	1.159,90	9,20
	Solar CSP	789,09	6,26
	Biomasa	1,06	0,01
	Diésel	0	0
	Gas	0	0
	Carbón	0	0
Total		12.608,28	100

9.2.2 Proyección del SEN en DIgSILENT

La proyección del SEN para el escenario futuro se hizo sobre la base de la proyección del escenario 2025. A este modelo se le agregaron las nuevas centrales y componentes de red de acuerdo a los resultados obtenidos de la actividad 2. Al igual que para el escenario 2025, para este escenario se incorporaron las centrales de generación que se encontraban en operación en el punto seleccionado y que tuvieran una potencia instalada mayor a 10 MW, es decir, no se modelaron explícitamente los pequeños y medianos generadores (PMGD).

A modo de referencia, el sistema proyectado para el escenario futuro cuenta con 3675 unidades, en el punto de operación seleccionado, generan alrededor de 12,6 GW. Para el

escenario futuro, se modelaron 29 centrales eólicas y 36 centrales fotovoltaicas (además de las ya incorporadas para el escenario 2025), que en total suman una capacidad instalada de 17,37 GW con una inyección de 6,75 GW en el punto de operación seleccionado. Para modelar las nuevas centrales ERNC, se utilizaron los modelos WEC de EPRI, disponibles en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021.

Para considerar la inyección restante (no modelada), se determina la inyección total por zona y se descuenta de la demanda total de forma proporcional. Cabe destacar que, al ser unidades de generación pequeñas, distribuidas a lo largo del sistema de distribución, no aportan mayormente a la estabilidad del sistema.

La Tabla 44 muestra el detalle de los modelos existentes para las centrales eólicas y fotovoltaicas en el sistema proyectado. Tal como se menciona en la sección 9.1.2, el hecho de que una central ERNC se modele a través de una impedancia constante quiere decir que **no aporta a la estabilidad del sistema durante contingencia**, a diferencia de muchas centrales reales. La excepción son algunos generadores distribuidos que se desconectan en caso de una disminución fuerte del voltaje luego de una contingencia. Sin embargo, estos generadores no se encuentran en el modelo del SEN en DIgSILENT. Es por esto que los resultados obtenidos en esta etapa se pueden ver como un caso crítico (*worst-case*) de lo que podría ocurrir en la realidad en una condición operacional como la analizada en este estudio, ya que las centrales deberían aportar a la estabilidad.

Al igual que para el escenario 2025, para modelar las baterías se utilizó el modelo WECC, también disponible en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021.

Tabla 44. Modelos de las centrales eólicas y fotovoltaicas existentes y proyectadas para el punto de operación seleccionado en el escenario futuro

Tipo de central	Modelo	Cantidad	Potencia instalada
Central existente	Z constante	14	975 MW
Central existente	Current Source Converter (CSC)	57	5.290 MW
Proyectada	WECC, Current Source Converter (CSC)	47	13.529 MW

9.2.3 Análisis del sistema en régimen estacionario

Tal como se menciona en la sección 9.1.3, el punto de partida del análisis de estabilidad consiste en cargar el punto de operación seleccionado en la base de datos de DIgSILENT, considerando la asociación de las centrales de generación modeladas en el marco de la simulación de la planificación operacional.

Para modelar la demanda, se utilizó un punto de operación real del sistema (*snapshot*), cargado en la base de datos del ERST 2021. El punto de operación real del sistema que se utilizó corresponde a un punto de demanda media, en un día laboral, similar al punto de operación crítico seleccionado para el estudio de estabilidad.

Una vez escogido el perfil de demanda, para cargar el punto de operación se sigue la metodología mostrada en la Figura 49.

- El primer paso consiste en escalar la demanda cargada en el modelo para que coincida con la demanda del punto de operación seleccionado. Dado que la demanda total del

punto de operación seleccionado es de 11542 MW, las demandas en DIgSILENT se escalan por un factor de 1.136.

- Luego, se calcula la inyección de los PMGDs que no están modelados en DIgSILENT por zona y se disminuye la demanda de forma proporcional (en base a la inyección de potencia activa) en esta cantidad. Es decir, se modela la demanda neta del sistema.
- Luego, se carga el despacho de los generadores en el modelo en DIgSILENT y se escaló la demanda de forma tal que la inyección del generador *Slack* coincidiera con lo indicado por el despacho.

Al igual que lo ocurrido para el escenario 2025, para el punto de operación seleccionado, algunas unidades despachadas se encontraban fuera del rango normal de operación, es decir, con despachos por debajo del mínimo técnico o por sobre el máximo técnico. Esto se debe a que los parámetros técnicos de las bases de datos que se utilizan para la planificación de la operación no siempre coinciden con los parámetros técnicos del modelo del SEN en DIgSILENT. En estos casos, se realiza un ajuste manual a la generación para que cumpliera con sus límites técnicos.

Una vez cargado el punto de operación, se realiza un proceso de ajuste fino, que busca dos objetivos. El primero es que los perfiles de voltaje y flujo por los elementos de red cumplan con lo indicado en la NTSyCS en situación de operación normal. El segundo objetivo es verificar que el punto cumpla con las características buscadas, en este caso en cuanto a flujos por la línea de transmisión de 500 kV en AC y por el enlace HVDC, nivel de penetración ERNC y nivel de inercia.

En cuanto a los perfiles de voltaje, para el control de tensión se consideraron los principales generadores del sistema, incluyendo las centrales eólicas y fotovoltaicas. En cada caso, se verificó que el factor de potencia de los generadores no fuera menor a 0,9. En cuanto a los flujos por los elementos de red, dado que la operación simulada del sistema realizada en la Actividad 2 se basa en un modelo DC y únicamente considera el sistema de transmisión, y no el de distribución, fue necesario incorporar nuevos elementos de red, en particular en el sistema de distribución. La Tabla 45 muestra las líneas y transformadores incorporados en esta etapa y en la Tabla se muestran los elementos de compensación reactiva, en este caso condensadores, que fue necesario incorporar para cumplir con la NTSyCS.

Tabla 45 Elementos de red incorporados para el escenario futuro.

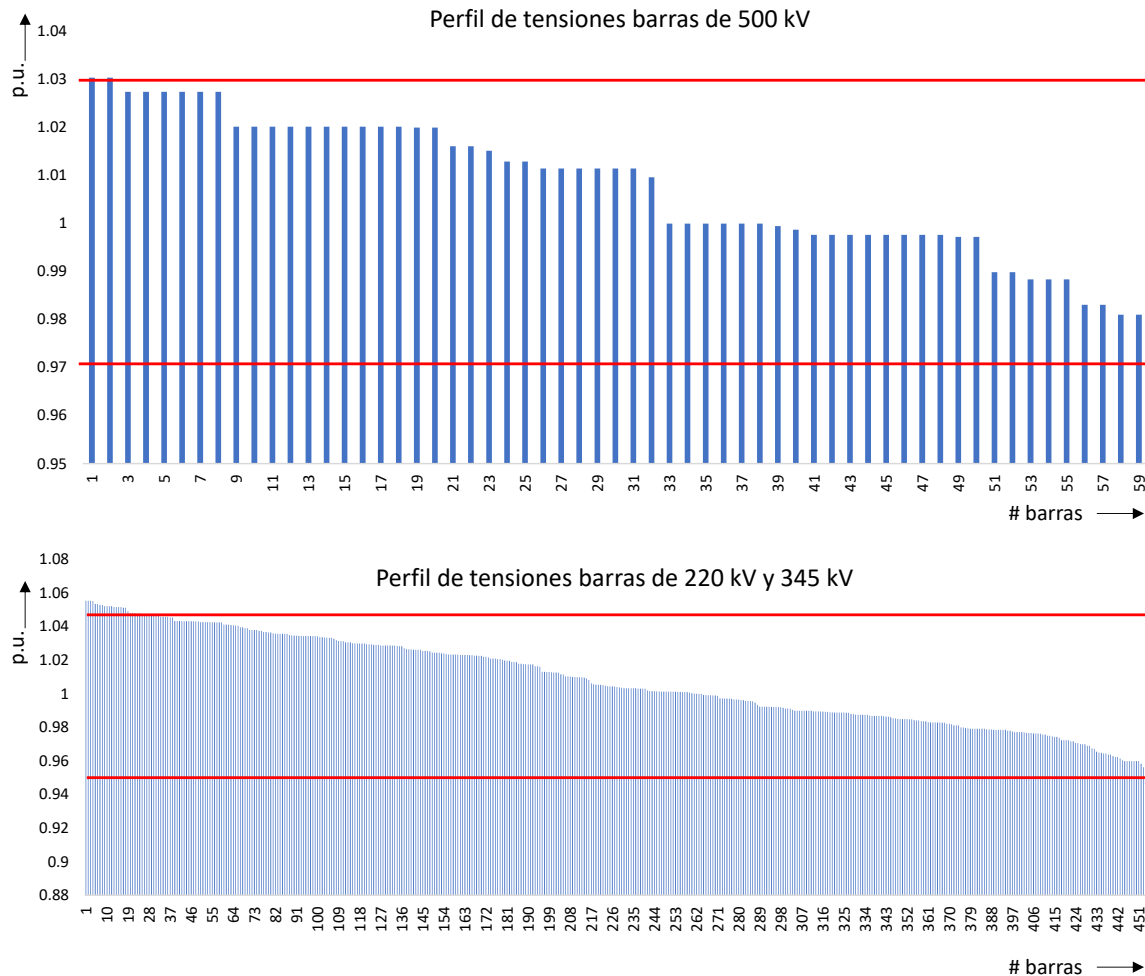
N°	Tipo	Descripción
1	Línea	Se agrega 1 línea en el Sistema Colector Barra A, el cual está asociado a la central PE Cabo Leonés I_A
2	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo Chagres – Catemu 44kV.
3	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo PFV Andes_LAT.
4	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo 100kV Tap Off Oeste – Minsal.
5	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo Tap San Rafael – Totoralillo 110kV C2.
6	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo Pan de Azúcar – Marquesa 66kV.
7	Línea	Se agrega 1 línea en el tramo 23kV Chapiquiña – Putre.
8	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador PE San Juan 1.
9	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Rande 220/33 kV N°1.

10	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Tap Off Dolores 110/23 kV.
11	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador ATR 1 Kimal 500/220 kV 750MVA.
12	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador ATR 2 Kimal 500/220 kV 750MVA.
13	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Lo Aguirre 500/220/66 kV 750MVA T1.
14	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Cumbre 500/220 kV 750MVA.
15	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Minsal 100/23 kV N°1.
16	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Trf PE Cabo Leonés 220/33/33 kV, asociado a la central PE Cabo Leonés I.
17	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador MVC 154/4,16 kV 15MVA 1.
18	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador MVC 154/4,16 kV 15MVA 2.
19	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador Quellon 110/23 kV.
20	Trafo	Se agrega 1 unidad en el transformador TR1 Parinas.
21	Trafo	Se agregan 9 unidades en el transformador Trf CT Barra A, asociado a la central PE Cabo Leonés I_A.
22	Trafo	Se agregan 17 unidades en el transformador Finis Terrae EQ1 33/0,27 kV.

Tabla 46 Elementos de compensación reactiva incorporados para el escenario futuro.

Elemento	Capacidad MVar
Condensador estático Parinas	796
Condensador estático Kimal	1.504
Condensador estático Lo Aguirre	1.651
Total Condensador	3.951

A modo ilustrativo, la siguiente figura muestra el perfil de voltajes en las principales barras de 500 kV y 220 kV del sistema. En esta figura se muestra, además, los límites mínimos y máximos establecidos en la NTSyCS



.Figura 63: Perfil de tensiones en las barras de 500 kV (arriba) y en las barras de 220 kV y 345 kV luego del ajuste topológico fino

9.2.4 Análisis del desempeño dinámico: resultados del análisis de pequeña señal

La primera actividad del estudio dinámico consiste en realizar un análisis modal del punto de operación, con tal de identificar e implementar medidas correctivas necesarias en caso de haber modos de operación inestables.

Para el punto de operación ajustado, el análisis modal dio algunos modos inestables, principalmente asociados a los modelos de planta de algunas centrales de generación. Como medida correctiva se desconectaron los modelos de planta de las centrales ERNC que tenían una alta participación en los modos inestables. Concretamente, se desconectó el modelo de planta de la central solar Sol del desierto.

Luego de este cambio, los modos resultantes del sistema resultaron estables. La Figura 51 muestra los modos de oscilación resultantes. Como se puede ver en la figura, si bien existen modos mal amortiguados, no se buscó mejorar su amortiguamiento debido a que durante las simulaciones dinámicas se deben realizar nuevos cambios (por ejemplo de infraestructura y topológicos) en caso de que el sistema no sea estable, lo que modifica nuevamente los modos de oscilación.

Es por esto que el análisis modal se realiza constantemente, para cada caso de estudio, a medida que se van haciendo cambios al sistema.

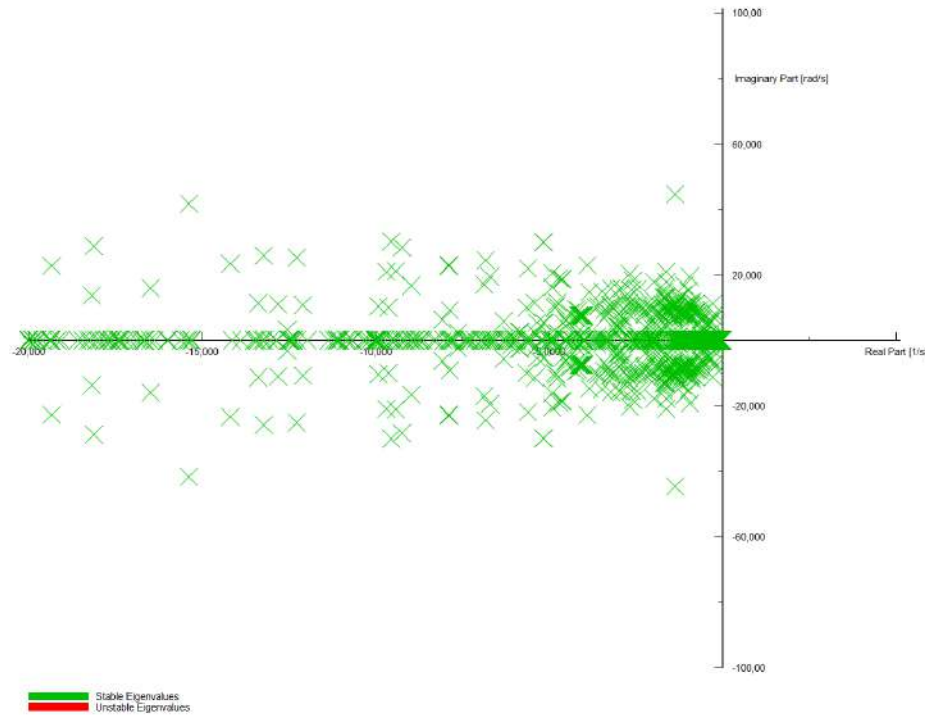


Figura 64: Modos de oscilación del sistema proyectado, luego del ajuste del punto de operación

9.2.5 Análisis del desempeño dinámico: resultados de la estabilidad de tensión

Para analizar la estabilidad de tensión del sistema, se ha considerado que la contingencia de interés corresponde a un cortocircuito en la línea del enlace HVDC. Esta falla, en la condición operacional seleccionada, corresponde a una de las situaciones más crítica que el sistema de transmisión debe enfrentar, dado al alto flujo de potencia por el enlace HVDC (3000 MW, 1500 MW por polo). Entonces, una contingencia en el enlace HVDC quiere decir que se deben redistribuir 1500 MW por el corredor AC, teniendo este flujos de hasta 1800 MW (por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV). Esta falla es modelada al 50% de uno de los polos del enlace, entre las estaciones convertidoras Kimal y Lo Aguirre. Se considera un tiempo de despeje de la falla de 10 ms. La Figura 65 muestra de manera ilustrativa la contingencia crítica analizada.

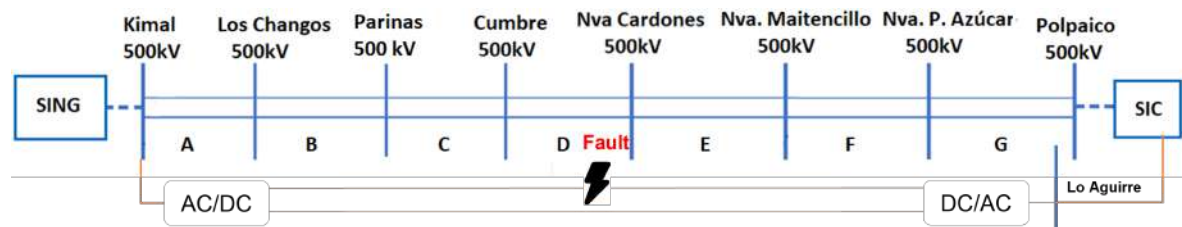


Figura 65: Ubicación de la contingencia

Al igual que para el escenario 2025, primero se simuló el desempeño dinámico del sistema con la infraestructura de red proyectada al año 2030 de acuerdo al resultado de la actividad 2. Sin embargo, **la simulación no converge**, principalmente debido a un alto déficit de potencia reactiva. En particular, el voltaje en las estaciones convertidoras y las barras cercanas a la falla cae drásticamente, indicando un fuerte déficit de soporte en tensión dinámico en la zona. Como conclusión, sin mayores refuerzos de red por concepto de estabilidad, el SEN proyectado **no soporta una falla del enlace HVDC a tierra en uno de los polos al 50% del tramo para el punto de operación seleccionado**. En vista de esto, se procedió a estudiar qué elementos de red adicionales y con qué capacidades se requieren instalar para mantener el desempeño dinámico del sistema ante una falla en el enlace HVDC como la simulada.

Para identificar las condicionantes y habilitantes desde el punto de vista de estabilidad de tensión, se evaluaron diversas acciones para dar soporte dinámico al sistema. Cada caso analizado busca identificar requerimientos mínimos en cuanto a infraestructura adicional con tal de que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS, considerando distintas alternativas de modelación y control. Como infraestructura adicional se consideró la reconversión de la central Guacolda a condensador síncrono, la instalación de equipos BESS y STATCOM y la instalación de nuevos condensadores sincrónicos en las cercanías de las estaciones convertidoras. El dimensionamiento y ubicación se determinó en base a criterio experto para cada caso de estudio.

El primer caso de estudio (caso base) consiste en determinar el equipamiento de red necesario para que el desempeño dinámico cumpla con la NTSyCS, cuando las nuevas centrales renovables se modelan como impedancia constante. Cabe recordar que este es el tipo de modelo más utilizado para representar las plantas ERNC (solares y eólicas) del SEN actual. En este caso, las centrales no aportan a la estabilidad del sistema durante contingencia – a diferencia de muchas plantas reales, por lo que estos resultados se pueden ver como el peor escenario (*worst-case*) en términos de infraestructura de red adicional. Adicionalmente, este caso de estudio permite estimar el impacto de la modelación de las centrales ERNC en los requerimientos que se obtienen por aspectos de estabilidad.

El segundo caso de estudio busca identificar el reforzamiento de red necesario para mantener la estabilidad que se obtiene al modelar las nuevas centrales ERNC como fuente de control de corriente. Para ello, se utilizó el modelo WECC disponible en la librería de DIgSILENT PowerFactory 2021. Este caso corresponde a un escenario más realista a futuro, en donde se espera que las nuevas centrales ERNC aportan a la estabilidad del sistema.

El tercer caso de estudio consiste en incorporar equipos BESS en los extremos del enlace HVDC (al norte en Kimal y al sur en Lo Aguirre) para disminuir el flujo de potencia activa de norte a sur por el corredor AC cuando ocurre la falla en el enlace HVDC. Es decir, una vez identificada la falla, el esquema de control hace que el BESS en Kimal absorba potencia activa y que el BESS en Lo Aguirre inyecte potencia activa. La capacidad de cada BESS fue de 500 MVA.

Finalmente, el cuarto caso de estudio consiste en incorporar un esquema de control en las estaciones convertidoras del enlace HVDC para sobrecargar el polo sano en un 20% de su capacidad nominal (300 MW) durante el transiente.

Cada uno de los 4 casos de estudios lleva a distintos requerimientos en cuanto a infraestructura adicional para mantener la estabilidad del sistema en el escenario a futuro, lo que permitirá identificar condicionantes y habilitantes para que el sistema proyectado en el

escenario futuro cumpla con la NTSyCS. La siguiente tabla muestra un resumen de los casos de estudio analizados.

Tabla 47. Casos de estudio para analizar las condicionantes y habilitantes desde el punto de vista de estabilidad de tensión

Casos de estudio	Descripción
Caso 1	Nuevas centrales renovables incorporadas con modelo de control de impedancia constante.
Caso 2	Nuevas centrales renovables incorporadas como control de corriente (modelo WECC)
Caso 3	- Nuevas centrales renovables incorporadas como control de corriente (modelo WECC) - Incorporación de baterías de 500 MVA en Kimal y Lo Aguirre, respectivamente, con esquema de control para absorber e inyectar potencia activa durante el transiente
Caso 4	- Nuevas centrales renovables incorporadas como control de corriente (modelo WECC) - Incorporación de esquema de control en las estaciones convertidoras del enlace HVDC para sobrecargar el polo sano en un 20% de su capacidad nominal (300 MW) durante el transiente

9.2.5.1 Análisis iniciales de los casos de estudio

Análisis de pequeña señal

El análisis modal se realiza para cada caso de estudio, en donde se verifica que no existan modos inestables en el sistema. Para el escenario futuro, no se obtuvieron modos inestables en ninguno de los casos analizados.

Verificación Dinámica de la base de datos

Para verificar la funcionalidad de las bases de datos de los casos de estudio, se realizan pruebas dinámicas sin contingencias con un horizonte de 20s. Este procedimiento se realiza para verificar que no existan oscilaciones en el sistema para los distintos escenarios de operación bajo estudio.

En el Anexo E.3 se presentan las gráficas de tensión y frecuencia de las Barras Principales del SEN para los distintos casos de estudio, en donde se verifica que no existen oscilaciones en el sistema antes de realizar la contingencia en la línea de transmisión..

9.2.5.2 Análisis de contingencia

En esta parte se presenta el análisis de los resultados de la simulación dinámica del sistema para una falla en uno de los polos del enlace HVDC con una impedancia de falla igual a cero Ohms, modelada en la mitad de la línea. Se considera un tiempo de despeje de la falla de 10 ms.

Los gráficos con la respuesta dinámica del sistema se encuentran en el Anexo E.4. Por cada caso de estudio se grafica la respuesta en tensión de las principales barras del SEN, la dinámica de potencia activa del enlace HVDC, la respuesta de potencia activa y reactiva por

ambos circuitos del tramo Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y la potencia por el corredor de 220 kV asociado a la S/E Polpaico. Además, para el caso 3 se analiza la respuesta de los BESS que absorben/inyectan potencia activa al sistema.

Caso 1: Nuevas centrales renovables con modelo control de impedancia constante.

La Figura 66 muestra un esquema de la solución obtenida para este caso de estudio. Como se puede ver, para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS se propone instalar tres STATCOM, uno de 300 MVA en la S/E Diego de Almagro, uno de 300 MVA en la S/E Nva. Pan de Azúcar y uno de 800 MVA en la S/E Lo Aguirre. Adicionalmente, se instalan 3.000 MVA de BESS en la S/E Lo Aguirre; 906 MVA de generador sincrónico en la S/E Kimal y 362 MVA en la S/E Lo Aguirre. También se encienden las cinco unidades del complejo Guacolda actuando como condensador sincrónico. En resumen, para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS, se necesitan alrededor de **6.560 MVar**, tal como se muestra en la Tabla 48.

A partir de los resultados obtenidos (ver Figura 128 a Figura 131 del Anexo E.4), se cumple con los distintos artículos establecidos en la NTSyCS relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no descienda de 0,7 p.u. una vez despejada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema debe ser superior a 0,8 p.u. en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario.

La transferencia por el circuito sano del enlace HVDC vuelve al régimen permanente luego de unos pocos segundos y se mantiene constante en 1500 MW posterior a la falla. Los 1.500 MW que se dejaron de transferir por el enlace HVDC son repartidos entre la red de 500 kV y la de 220 kV. Cabe destacar que, en régimen estacionario luego de la falla, en el corredor de 220 kV se obtiene una cargabilidad máxima del 34%, que se da en los corredores Polpaico – Lampa, Polpaico – Quillota y Polpaico – Nogales. La cargabilidad de la Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en la nueva condición de operación luego de la falla es de 86,73%

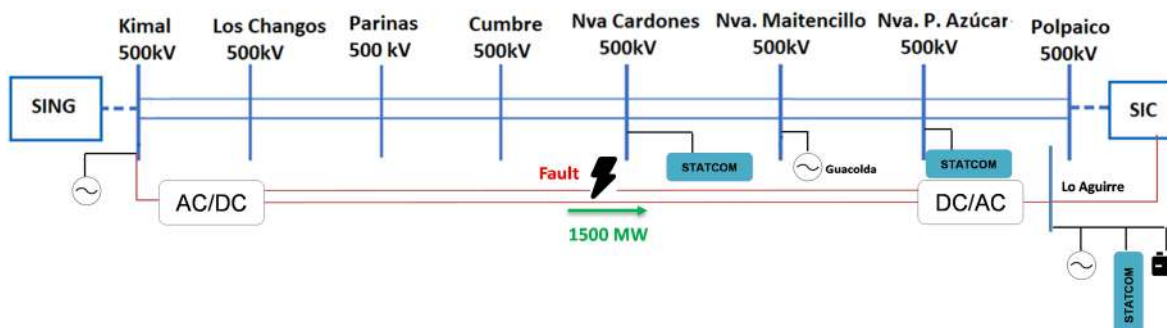


Figura 66: Solución propuesta para el escenario futuro, caso 1

Tabla 48. Resumen de requerimientos de compensación reactiva obtenida para el escenario futuro, caso 1

Elemento de red	MVAr
Complejo Guacolda	892
STATCOM Diego de Almagro	300
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	300
Generador sincrónico Kimal	906
BESS absorbe potencia activa Kimal	--
STATCOM Kimal	--
Generador sincrónico Lo Aguirre	362
BESS inyecta potencia activa Lo Aguirre	--
BESS con modelo WECC Lo Aguirre	3.000
STATCOM Lo Aguirre	800
Total	6.560

Caso 2: Nuevas centrales renovables incorporadas como control de corriente (modelo WECC)

La Figura 67 muestra un esquema de la solución obtenida para este caso de estudio. Como se puede ver para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS se propone instalar dos STATCOM, uno de 200 MVA en la S/E Nva. Pan de Azúcar y uno de 600 MVA en la S/E Lo Aguirre. Se propone también instalar 3.000 MVA de BESS en la S/E Lo Aguirre. Además, se instala 906 MVA de generador sincrónico en la S/E Kimal y 362 MVA en la S/E Lo Aguirre, y se encienden las cinco unidades del complejo Guacolda actuando como condensadores sincrónicos. En resumen, para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS, se necesitan alrededor de **5.960 MVAr**, tal como se muestra en la Tabla 49. Esto significa que el impacto de tener un menor nivel de detalle en la modelación del parque renovable (en este caso, tener modelos de impedancia constante versus control de corriente) es de alrededor de 600 MVAr, en este caso de STATCOM.

A partir de los resultados obtenidos (ver Figura 132 a Figura 135 del Anexo E.4), se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no descienda de 0,7 p.u. luego de despejada la contingencia, que la tensión en todas las barras del sistema sea superior a 0,8 p.u. en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario.

La transferencia por el circuito sano del enlace HVDC vuelve al régimen permanente luego de unos pocos segundos y se mantiene constante en 1500 MW posterior a la falla. Los 1.500 MW que se dejaron de transferir por el enlace HVDC son repartidos entre la red de 500 kV y la de 220 kV. Cabe destacar que, en régimen estacionario luego de la falla, en el corredor de 220 kV se obtiene una cargabilidad máxima del 34%, que se da en los corredores Polpaico – Lampa, Polpaico – Quillota y Polpaico – Nogales. La cargabilidad de la Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en la nueva condición de operación luego de la falla es de 87,02%.

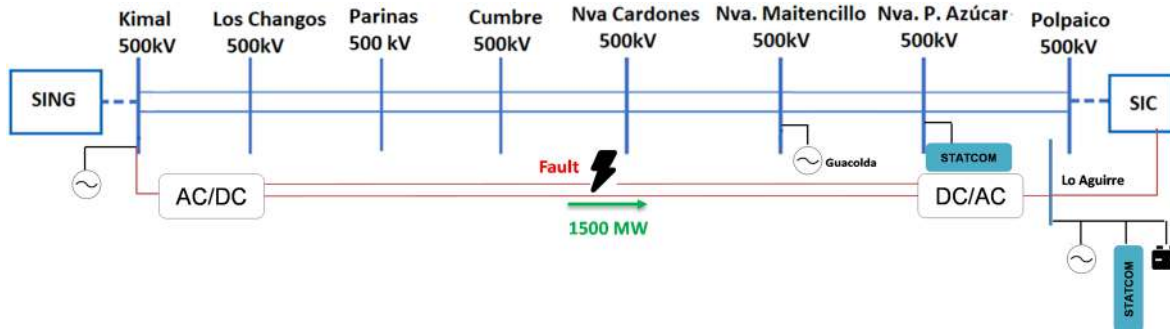


Figura 67: Solución propuesta para el escenario futuro, caso 2

Tabla 49. Resumen de requerimientos de compensación reactiva obtenida para el escenario futuro, caso 2

Elemento de red	MVAr
Complejo Guacolda	892
STATCOM Diego de Almagro	--
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	200
Generador sincrónico Kimal	906
BESS absorbe potencia activa Kimal	--
STATCOM Kimal	--
Generador sincrónico Lo Aguirre	362
BESS inyecta potencia activa Lo Aguirre	--
BESS con modelo WECC Lo Aguirre	3.000
STATCOM Lo Aguirre	600
Total	5.960

Caso 3: BESS absorbiendo e inyectando potencia activa ubicados en los extremos de la línea HVDC.

La Figura 68 muestra un esquema de la solución obtenida para este caso de estudio. Como se puede ver para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS se propone instalar un STATCOM de 300 MVA en la S/E Lo Aguirre, 500 MVA de BESS en la S/E Kimal y 500 MVA de BESS en la S/E Lo Aguirre. Además, se instala 906 MVA de generador sincrónico en la S/E Kimal y 362 MVA en la S/E Lo Aguirre, y se encienden cuatro unidades del complejo Guacolda, las que actúan como condensadores sincrónicos. En resumen, para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS, se necesitan alrededor de **3.583 MVAr**, tal como se muestra en la Tabla 50.

A partir de los resultados obtenidos (ver Figura 136 a Figura 140 del Anexo E.4), se cumple con los distintos artículos relacionados con la tensión de las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu una vez que la contingencia se despeje, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario.

La transferencia por el circuito sano del enlace HVDC vuelve al régimen permanente luego de unos pocos segundos y se mantiene constante en 1500 MW posterior a la falla. Los 1.500 MW que se dejaron de transferir por el enlace HVDC son repartidos entre la red de 500 kV y la de 220 kV. Cabe destacar que, en régimen estacionario luego de la falla, en el corredor de 220 kV se obtiene una cargabilidad máxima del 34%, que se da en los corredores Polpaico – Lampa, Polpaico – Quillota y Polpaico – Nogales. La cargabilidad de la Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en la nueva condición de operación luego de la falla es de 81,31%

Por otro lado, las baterías en Kimal y Lo Aguirre inyectan y absorben 300 MW respectivamente. Además, la segunda batería al norte del enlace HVDC en la S/E Kimal absorbe potencia reactiva alcanzando una cargabilidad del 85%, mientras que la batería ubicada en la S/E Lo Aguirre presenta una cargabilidad del 60% en estado estacionario posterior a la contingencia.

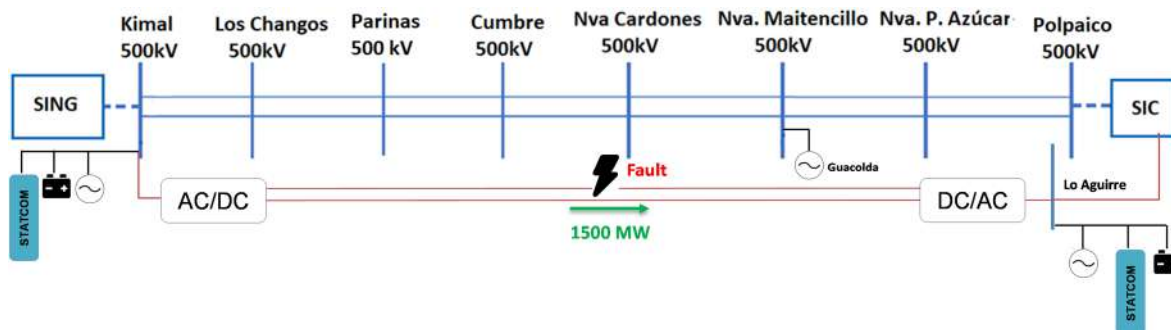


Figura 68: Solución propuesta para el escenario futuro, caso 3

Tabla 50. Resumen de requerimientos de compensación reactiva obtenida para el escenario futuro, caso 3

Elemento de red	MVAr
Complejo Guacolda	715
STATCOM Diego de Almagro	--
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	--
Generador sincrónico Kimal	906
BESS absorbe potencia activa Kimal	500
STATCOM Kimal	300
Generador sincrónico Lo Aguirre	362
BESS inyecta potencia activa Lo Aguirre	500
BESS con modelo WECC Lo Aguirre	--
STATCOM Lo Aguirre	300
Total	3.583

Caso 4: Esquema de control que permite sobrecargar en un 20% el circuito sano del enlace HVDC luego de la contingencia.

La Figura 69 muestra un esquema de la solución obtenida para este caso de estudio. Se propone instalar STATCOM de 200 MVA en la S/E Kimal y 100 MVA en la S/E Lo Aguirre. Además, se instala 906 MVA de generador sincrónico en la S/E Kimal y 362 MVA en la S/E Lo Aguirre, y se enciende una unidad del complejo Guacolda. En resumen, para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS, se necesitan alrededor de **1.749 MVar**, tal como se muestra en la Tabla 51.

A partir de los resultados (ver Figura 141 a Figura 144 del Anexo E.4), se cumple con los requerimientos de tensión en las barras del SEN, por ejemplo, que la tensión no desciende de 0,7 pu despejada la contingencia, la tensión de todas las barras del sistema es superior a 0,8 pu en 1 s luego de ocurrida la contingencia y la tensión en estado estacionario.

La transferencia por el circuito sano del enlace HVDC vuelve al régimen permanente luego de unos pocos segundos y se mantiene constante en 1500 MW posterior a la falla. Los 1.500 MW que se dejaron de transferir por el enlace HVDC son repartidos entre la red de 500 kV y la de 220 kV. Cabe destacar que, en régimen estacionario luego de la falla en el corredor de 220 kV se obtiene una cargabilidad máxima del 34%, que se da en los corredores Polpaico – Lampa, Polpaico – Quillota y Polpaico – Nogales. La cargabilidad de la Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en la nueva condición de operación luego de la falla es de 81,31%

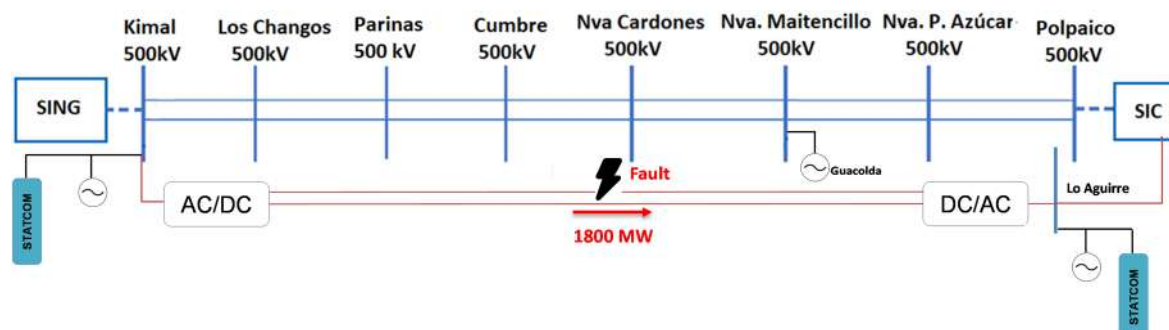


Figura 69: Solución propuesta para el escenario futuro, caso 4

Tabla 51. Resumen de requerimientos de compensación reactiva obtenida para el escenario futuro, caso 4

Elemento de red	MVar
Complejo Guacolda	181
STATCOM Diego de Almagro	--
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	--
Generador sincrónico Kimal	906
BESS absorbe potencia activa Kimal	--
STATCOM Kimal	200
Generador sincrónico Lo Aguirre	362
BESS inyecta potencia activa Lo Aguirre	--
BESS con modelo WECC Lo Aguirre	--
STATCOM Lo Aguirre	100
Total	1.749

9.2.5.3 Verificación del cumplimiento de la norma técnica

La siguiente tabla muestra un resumen del cumplimiento de la NTSyCS para cada uno de los casos de estudio analizados. Como se puede ver, la solución propuesta en cada caso permite que se cumpla la NTSyCS ante una falla en uno de los circuitos del enlace HVDC.

Tabla 52. Verificación dinámica.

Caso de Estudio	Comportamiento Tensión		
	$V_{min} \geq 0,7$ en 50[ms]	$V \geq 0,8$ en 1[s]	V en $\pm 10\%$ en 20[s]
Caso 1	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 3	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 4	Cumple	Cumple	Cumple

9.2.5.4 Short Circuit Ratio (SCR)

Un aspecto importante a verificar en cuanto a las condiciones de red en las subestaciones donde se encuentran los convertidores es la razón del cortocircuito (*Short Circuit Ratio*, en inglés). Este índice está relacionado con la potencia de cortocircuito del punto de conexión de la línea HVDC y la potencia nominal del enlace HVDC y da indicaciones de la robustez del sistema. La siguiente tabla muestra la clasificación para los valores de SCR, de acuerdo a los criterios de la Red Eléctrica de España³⁴.

Tabla 53. Clasificación de valores de SCR

Rango	Descripción
$5 \geq SCR$	Se considera una red fuerte, es decir, el sistema de potencia es más inalterable ante cambios de potencia activa y/o reactiva y con menor tendencia a inestabilidades.
$3 \leq SCR < 5$	Se considera una red débil, ya que el sistema de potencia es más sensible a inyecciones de potencia activa y/o reactiva y, por lo tanto, la conexión de una nueva subestación convertidora puede complicar su estabilidad (fallos a soportar huecos de tensión, interacción entre controles, inestabilidades en los controles, etc.).
$3 < SCR$	Se considera una red muy débil, ya que el sistema de potencia es más sensible a inyecciones de potencia activa y/o reactiva y, por lo tanto, la conexión de una nueva subestación convertidora puede complicar su estabilidad (fallos a soportar huecos de tensión, interacción entre controles, inestabilidades en los controles, etc.).

La siguiente tabla muestra los valores obtenidos para el índice SCR en las subestaciones Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV. Como se puede ver, de acuerdo a la clasificación presentada en la Tabla 53, la subestación Kimal 220 kV es un punto débil de la red para todo

³⁴ Red Eléctrica de España, "Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente", Febrero 2019

caso de estudio. Por otra parte, la subestación Lo Aguirre 500 kV es robusta para los casos de estudio 1 y 2, mientras que es débil para los casos de estudio 3 y 4. Estos resultados muestran que, eventualmente, podría ser necesario realizar nuevos reforzamientos de red para mejorar los niveles de SCR en escenarios críticos.

Tabla 54. SCR de las subestaciones AC de la línea HVDC.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Kimal 220 kV	3,63	3,63	3,35	3,35
Lo Aguirre 500 kV	6,45	6,50	4,36	4,26

Cabe destacar que valores bajos de SCR en las estaciones convertidoras se traduce en caídas de voltaje muy pronunciadas en caso de que ocurra una falla cerca de la subestación convertidora, lo que puede generar problemas de conmutación y, por ende, de estabilidad.

Estos resultados muestran que, para lograr una operación segura del enlace HVDC, que será clave en el proceso de descarbonización, puede ser necesario aumentar estos niveles de SCR en las barras de conexión del enlace HVDC, en particular en Kimal. Dado que las corrientes de cortocircuito que aportan fuentes de generación conectadas con convertidor a la red (como generación eólica, solar fotovoltaica, baterías, etc.), es limitada, la forma más efectiva para aumentar los niveles de SCR es a través de la incorporación de condensadores sincrónicos

9.2.6 Análisis del desempeño dinámico: resultados de la Estabilidad de frecuencia

En esta sección se determinan los requerimientos que se necesitan por parte de las energías renovables para asegurar la estabilidad de frecuencia del sistema ante la salida de un parque de generación eólico de 300 MW. Esta perturbación fue simulada en el análisis del escenario 2025 como caso crítico.

Para esta modelación se considera que solo las nuevas centrales solares, eólicas y CSP participan del control de la frecuencia, representando, con respecto a la potencia generada total – 12.613,4 MW, el 21,8% para el eólico, el 31,3% para el solar y el 5,0% para CSP. Para modelar esta participación se asume que cada una de las centrales tiene en una condición de vertimiento (deload), es decir, tienen reserva para participar del control de la frecuencia.

Para verificar el desempeño dinámico del sistema frente a un desbalance de potencia, se analizan dos casos de estudio. En el primer caso de estudio se simula la desconexión de un parque eólico de 300MW, mientras que en el segundo caso de estudio se simula la desconexión de un parque de generación de 778 MW. Esta perturbación ha sido incluida considerando que a futuro se esperan la puesta en servicio de centrales renovables no convencionales de gran capacidad³⁵.

Cabe destacar que para ambos casos de estudio se consideró la infraestructura adicional indicada en la sección 9.2.3, para que el sistema cumpla con la NTSyCS en régimen estacionario.

³⁵ 21 sept 2021. Colbún anuncia la construcción de Horizonte, el parque eólico más grande de Latinoamérica. <https://www.revistaei.cl/2021/09/21/colbun-anuncia-la-construccion-de-horizonte-el-parque-eolico-mas-grande-de-latinoamerica/#>

9.2.6.1 Salida de un parque eólico operando a 300 MW

En la Figura 70 se muestra el desempeño de la frecuencia ante la salida de 300 MW de generación eólica, para distintos porcentajes de participación de las energías renovables en el control de frecuencia como porcentaje de su inyección. Cabe destacar que, al igual que en el escenario 2025, en esta condición de operación el vertimiento de las centrales ERNC es mayor a la potencia considerada para la participación de la centrales al control primario de frecuencia, por lo que en principio no es necesario verter energía renovable adicional para que estas aporten a la estabilidad de frecuencia.

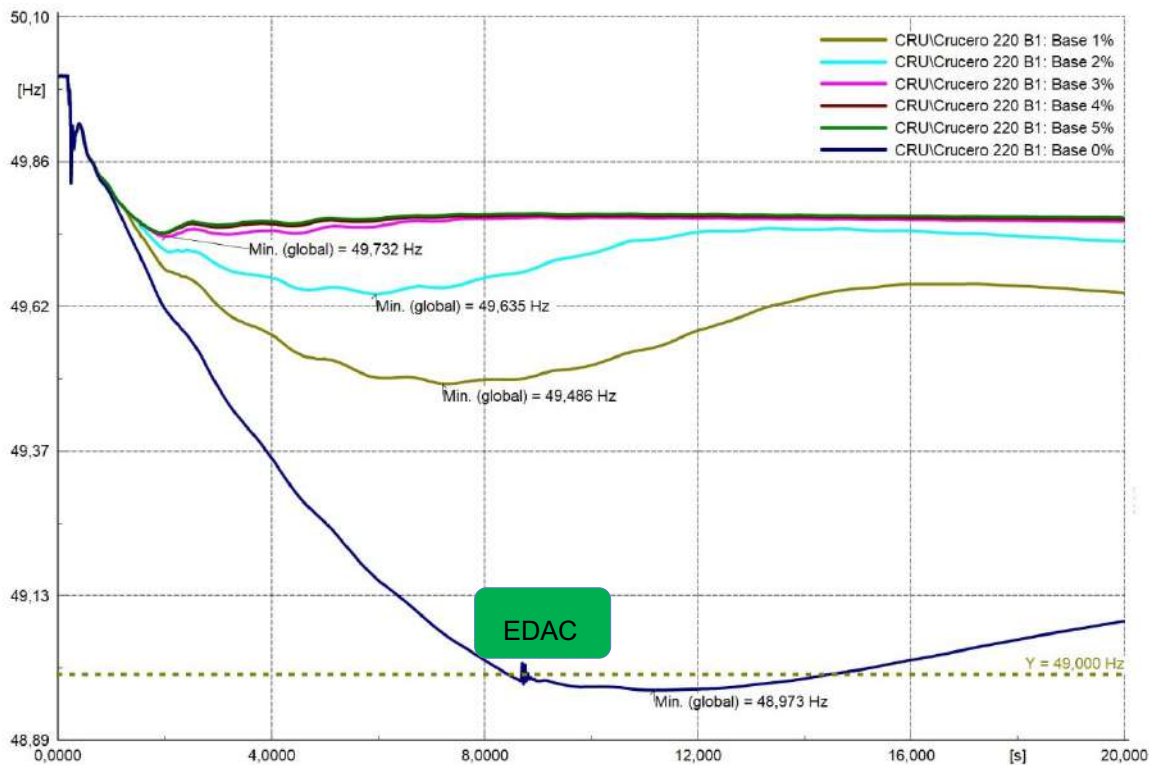


Figura 70: Respuesta de la frecuencia ante la salida de 300 MW

Como se puede ver de la figura anterior, sin considerar la participación de la energía renovable la frecuencia (línea azul) disminuye por debajo del umbral de activación de los EDAC. La frecuencia mínima del sistema es de 48,973 Hz, resultando en una desconexión de 43,46 MW. Cabe destacar que el primer paso de desconexión se produce cuando en los relés el valor de la frecuencia baja de los 49 Hz.

Por otro lado, el desempeño dinámico del sistema mejora sustancialmente al permitir que las ERNC participen del control primario de frecuencia. Por ejemplo, con un 1% de participación de las ERNC con respecto a la inyección de potencia la frecuencia nadir llega a un valor de 49,486 Hz, muy por encima del primer paso de EDAC.

La Figura 71 muestra la respuesta de dos centrales ante la contingencia, la central solar FV Cumbre ubicada en la S/E Cumbre y la central eólica Taltal ubicada en la S/E Parinas. De todas las centrales renovables que participan en el control de frecuencia se decidió mostrar

solo estas dos, debido a que son las centrales que inyectan mayor potencia en la condición de operación seleccionada.

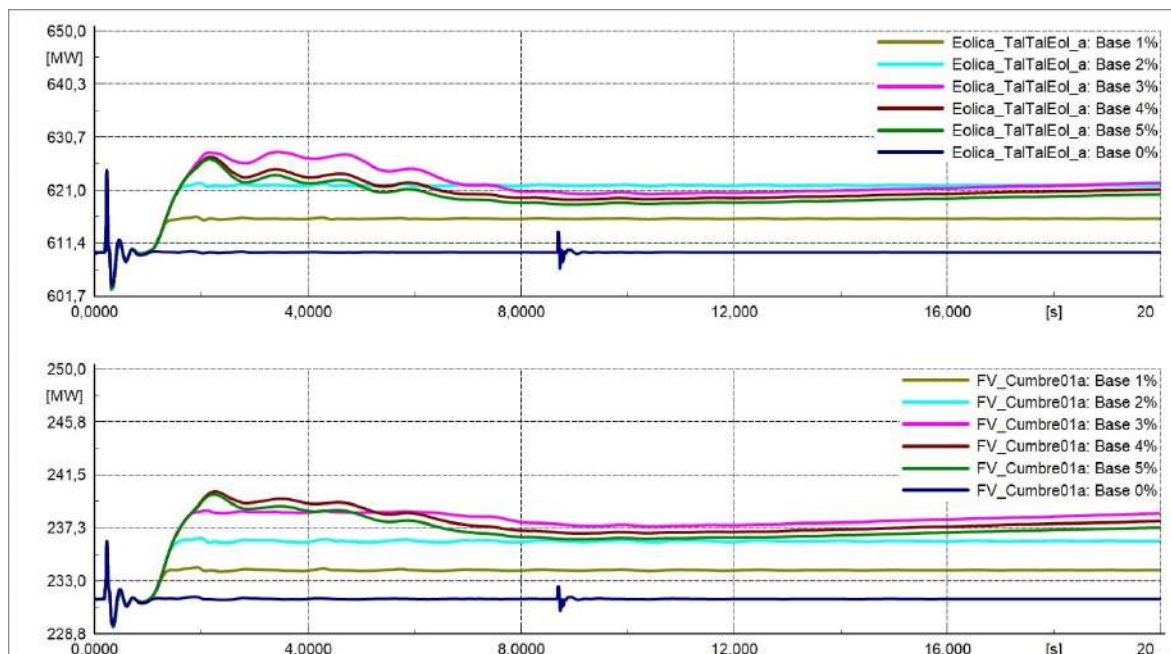


Figura 71: Respuesta de dos centrales renovables ante la salida de 300 MW

De los gráficos anteriores se puede observar que cuando el nivel de participación al control primario de frecuencia es del 3%, el aporte de estas centrales llega a su máximo, y luego empieza a disminuir. Para porcentajes de participación mayores al 3% se observan algunas oscilaciones transitorias en la frecuencia, las que se estabilizan alrededor de los 10s.

En la Tabla 55 se presentan los principales indicadores del desempeño dinámico de la frecuencia para los distintos porcentajes de participación (deload) de las ERNC (incluyendo centrales de CSP) al control primario de frecuencia. De esta tabla se observa la importante mejora en el desempeño dinámico del sistema con un pequeño porcentaje de aporte de las ERN. No se consideraron porcentajes de participación mayores al 5%, debido a que el impacto en la frecuencia nadir del sistema ya fue imperceptible para participaciones mayores al 3%.

Tabla 55. Desempeño dinámico ante distintos porcentajes de participación.

Deload	Participación ERV y CSP (MW)	Nadir (Hz)
0%	-	48,97
1%	67,7	49,49
2%	131,6	49,64
3%	189,3	49,73
4%	212,6	49,74
5%	221,9	49,74

9.2.6.2 Salida de un parque eólico operando a 778 MW

En la Figura 72 se muestra el desempeño de la frecuencia ante un desbalance de 778 MW, para distintos porcentajes de participación de las energías renovables en el control de frecuencia como porcentaje de su inyección.

Como se puede ver, sin considerar la participación de las ERNC en el control primario de frecuencia la falla resulta en la activación de 4 pasos de los EDAC y la frecuencia del sistema llega a un valor mínimo de 48,515 Hz. La activación de los EDAC frente a esta falla se evita completamente cuando las nuevas centrales renovable (incluyendo las plantas CSP) aportan con un 7% de su potencia al control primario de frecuencia. En este caso, la frecuencia nadir es de 49,124 Hz.

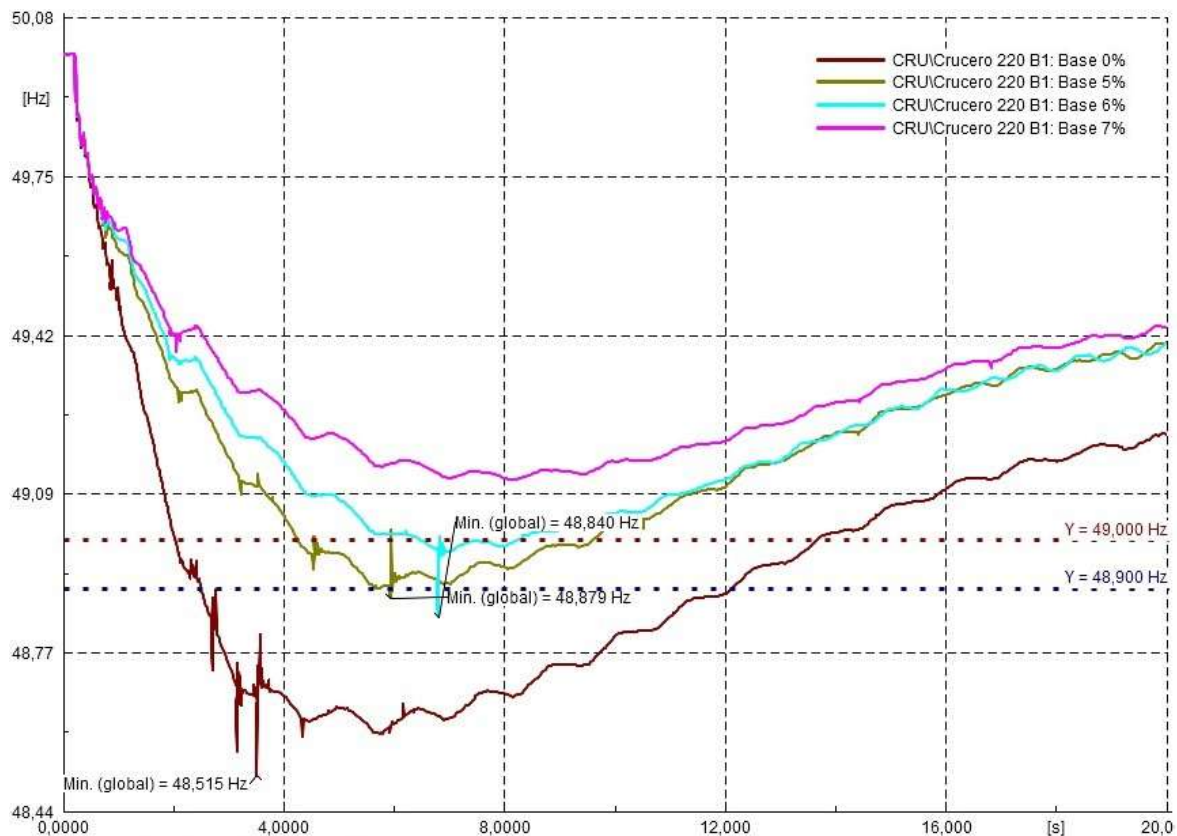


Figura 72: Respuesta de la frecuencia ante la salida de 778 MW

9.3 RESUMEN DE LAS HABILITANTES Y CONDICIONANTES IDENTIFICADAS

9.3.1 Participación ERNC en el control de frecuencia

Para el caso de un desbalance de generación, los resultados obtenidos muestran que el sistema es estable, no obstante, existiría un deterioro en la respuesta del sistema que no cumple con la NTSyCS. Esto dado que, ante la desconexión de montos cercanos a 300 MW, se requiere de activar la desconexión de carga automática.

En esta línea, se ha demostrado que tanto para el escenario 2025 como para el escenario futuro, es posible evitar la desconexión de carga mediante el aporte de las energías renovables no convencionales al control primario de frecuencia. Concretamente, los resultados muestran que mediante el aporte de las nuevas centrales renovables al control primario de frecuencia se evita completamente la desconexión de carga. Adicionalmente, los resultados muestran que el aporte de las centrales renovables no convencionales al control primario de frecuencia permiten disminuir los requerimientos de inercia del sistema y mejorar, así, la operación económica al prescindir de despachos forzados de generación termoeléctrica, en particular en horas solares.

Cabe destacar que, en general, existen pocos casos reales en donde las centrales ERNC conectadas con convertidor como la generación eólica y la solar fotovoltaica participan del control primario de frecuencia, por lo que se ve también necesario realizar esfuerzos (por ejemplo, a través de planes pilotos) para introducir este tipo de tecnología de manera segura en el SEN.

9.3.2 Necesidad de infraestructura específica para mejora de desempeño dinámico

En la actividad 1 se identificó la estructura de generación y almacenamiento adicional para adaptar el sistema en cada caso y así abastecer la demanda a mínimo costo. A partir de los análisis dinámicos realizados, en particular aquellos donde se simulan contingencias de transmisión, se ha detectado que existe una necesidad de incorporar infraestructura adicional, cuya función es mantener la estabilidad del sistema.

Para el análisis del escenario 2025, las fallas críticas están asociadas a la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, y se obtuvo que en todos los casos de estudio fue necesario incorporar infraestructura adicional para que el desempeño dinámico del sistema cumpla con la NTSyCS. La Tabla 56 muestra los requerimientos estimados, expresados en MVA.

Tabla 56. Resumen de acciones evaluadas para hacer estable el sistema en los casos de estudio, escenario 2025

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
BESS Tocopilla (MW)	0	0	100	100	100	0
BESS Parinas (MW)	200	200	0	0	0	200
STATCOM Parinas (MVA)	0	0	400	300	200	0
STATCOM Nva. Pan de Azúcar (MVA)	0	200	500	400	200	300
Guacolda (como condensador sincrónico)	-	-	-	353	892	-

U16	Min. Tec. (125 MW)	Min. Tec. (125 MW)	-	-	-	Min. Tec. (125 MW)
Flujo Nva. P. Azúcar - Polpaico	1.532	1.532	1.670	1.670	1.670	1.732
Total BESS	200	200	100	100	100	200
Total STATCOM	0	200	900	700	400	300

En el caso del escenario futuro (2030) donde se cuenta con el enlace HVDC en operación y se integran diversas plantas CSP que permiten tener un sistema con un mercado acoplado a lo largo del país y un sistema 100% renovable. No obstante, desde el punto de vista dinámico este escenario es incluso más desafiante, dado que existe un uso intensivo del sistema de transmisión de norte a sur, y por lo tanto, las fallas en alguno de sus elementos resultan ser críticas.

La Tabla 57 muestra los requerimientos estimados para el escenario futuro mediante los cuales sistema resultó ser estable y cumple con la NTSyCS ante la falla en uno de los circuitos del enlace HVDC, expresados en MVA, en cada uno de los casos de estudio.

Tabla 57. Resumen de potencia instalada para cumplir con el desempeño dinámico ante falla en un circuito del enlace HVDC para el escenario futuro. Valores en MVA.

	Caso 1: Renovables WECC como Z constante	Caso 2: Renovables WECC como CSC	Caso 3: BESS absorbiendo e inyectando potencia activa	Caso 4: Aumento de transferencia en línea HVDC
Complejo Guacolda	892	892	715	181
STATCOM Diego de Almagro	300	--	--	--
STATCOM Nva. Pan de Azúcar	300	200	--	--
Generador sincrónico Kimal	906	906	906	906
BESS absorbe potencia activa Kimal	--	--	500	--
STATCOM Kimal	--	--	300	200
Generador sincrónico Lo Aguirre	362	362	362	362
BESS inyecta potencia activa Lo Aguirre	--	--	500	--
BESS con modelo WECC Lo Aguirre	3.000	3.000	--	--
STATCOM Lo Aguirre	800	600	300	100
Total BESS	3.000	3.000	1.000	--
Total STATCOM	1.400	800	600	300
Total generador sincrónico nuevo	1.268	1.268	1.268	1.268
Total	6.560	5.960	3.583	1.749

Cabe destacar que estos requerimientos, tanto en la ubicación como en la dimensión, fueron determinados con criterio experto, por lo que eventualmente podrían ser menores en la medida que se determinen, por ejemplo, mediante un programa o algoritmo de optimización.

9.3.3 Necesidad de mejorar los modelos dinámicos del SEN

A lo largo del estudio se ha detectado que en el modelo base utilizado³⁶ **no todas las centrales eólicas y fotovoltaicas existentes en la base de datos original poseen modelo dinámicos**. Esto lleva a que en las simulaciones las centrales sin modelos dinámicos no aporten a la estabilidad del sistema, y por lo tanto, cada uno de los análisis realizados puede verse como un caso crítico (*worst-case*) de lo que podría ocurrir en la realidad en una condición operacional dada, ya que las centrales deberían aportar a la estabilidad.

Si bien para la situación actual es probable que no sea necesario modelar el aporte de las centrales eólicas y fotovoltaicas, dado que se cuenta con recursos suficientes en las centrales convencionales para mantener la estabilidad del sistema, en el eventual caso donde estas comienzan a retirarse del sistema, los aportes de las centrales y recursos con que cuenta el sistema en dicho escenario deberán comenzar a considerarse de manera explícita, a fin de que las conclusiones emanadas de los análisis sean representativas de la realidad.

Por ejemplo, para el escenario 2030, los resultados del caso 1 corresponden al peor escenario en cuanto a infraestructura adicional, ya que en este caso las nuevas centrales ERNC no aportan a la estabilidad del sistema, a diferencia de muchas centrales reales. Este caso se analizó debido a que en el modelo actual del SEN la gran mayoría de las centrales ERNC están modeladas de esta forma. Al comparar estos resultados con el caso 2, donde las centrales renovables están modeladas como fuente de control de corriente (CSC) y por ende sí aportan a la estabilidad, se observa que los requerimientos de potencia reactiva, en este caso de STATCOM, disminuyen en alrededor de 600 MVar.

Esto muestra que el nivel de detalle de los modelos en DIgSILENT tienen un impacto no menor en las decisiones de infraestructura adicional, y potencialmente, puede constituir una barrera para el retiro de las centrales a carbón, o bien, introducir sobrecostos.

9.3.4 Necesidad de potenciar I+D y la incorporación de nuevas tecnologías y estrategias piloto

Los análisis realizados dan cuenta de que es posible disminuir los requerimientos de infraestructura adicional mediante la introducción de opciones tecnológicas no tradicionales.

A modo de ejemplo, en el estudio dinámico del escenario futuro, los casos 3 y 4 presentan dos opciones tecnológicas para disminuir estos requerimientos. La primera opción explorada fue incorporar baterías de 500 MW de capacidad en cada extremo del enlace HVDC, con un sistema de control para inyectar y absorber potencia activa durante el transiente, con tal disminuir el flujo de potencia activa por el corredor AC. Este esquema se conoce como “*Grid booster*” o “*Virtual network*”. Como resultado, **se pudo disminuir los requerimientos en alrededor de 3 GVar** comparado con el caso 1, pasando de 6560 MVar a 3583 GVar.

³⁶ Se tomó el modelo del SEN en DIgSILENT utilizado por el CEN en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión del año 2020 (ERST 2020)

La segunda opción explorada consistió en permitir una sobrecarga de un 20% (equivalente a 600 MW) en polo sano del enlace durante la contingencia. Al igual que con el caso 3, esta estrategia busca disminuir el flujo de potencia activa de norte a sur y, de esta forma, mejorar el desempeño dinámico del sistema. Como resultado, con esta estrategia **se pudo disminuir los requerimientos en alrededor de 4,8 GVA** comparado con el caso 1, pasando de 6560 MVar a 1749 GVar.

Cabe destacar que, al igual que el concepto de *Grid booster*, operar enlaces HVDC permitiendo una sobrecarga de los convertidores durante el transiente para mejorar el desempeño dinámico del sistema durante falla, no es una práctica habitual. Más aún, la condición operacional seleccionada (enlace de capacidad de 3000 MVA, operando a 3000 MVA) significa que el enlace estaría operando a capacidad máxima (N-0), lo que tampoco es una práctica estándar para este tipo de tecnología a nivel mundial. Es por esto que se recomienda realizar pruebas adicionales para verificar y validar el correcto funcionamiento del enlace en estas condiciones, por lo que puede considerarse un periodo de simulaciones, puesta en marcha y de pruebas exhaustivas antes de permitir dichos montos de transferencia.

Así, los resultados de estos casos de estudio muestran que acciones de control avanzadas, en este caso enfocadas en disminuir rápidamente el flujo de potencia activa por el corredor AC durante el transiente, pueden ser una importante habilitante tecnológica para facilitar la integración segura de ERNC, permitiendo a su vez la disminución de los requerimientos de reactivos para el control dinámico de la tensión. Sin embargo, cabe destacar que este tipo de esquemas de control **aún no es una tecnología madura**, por lo que se requieren esfuerzos para su integración segura en el SEN. Asimismo, en ambos casos, uno de los grandes desafíos está relacionado con el sistema de comunicaciones, que debe ser capaz de identificar una falla a lo largo de los 1500 km del enlace y mandar las señales de control rápidamente para que los esquemas de control actúen de forma adecuada.

En particular, en el caso de los sistemas de almacenamiento y de la reconversión de unidades a condensadores sincrónicos (así como la necesidad de instalar nuevos en otras partes de la red), es clave el avanzar a través del desarrollo de planes pilotos. La regulación del sector deberá adecuarse para permitir que la colaboración público-privada lleve al desarrollo rápido y eficiente de pilotos que puedan posteriormente ser reconocidos como parte de los planes de expansión del sistema.

Finalmente, es importante destacar que el estudio dinámico se llevó a cabo mediante simulaciones a frecuencia fundamental (RMS). Si bien las simulaciones permiten capturar los fenómenos electromecánicos durante contingencia, no son capaces de capturar fenómenos electromagnéticos más rápidos. Estos fenómenos se pueden capturar a través de simulaciones denominadas EMT (*Electromagnetic Transient*). Dado que a medida que aumenta la incorporación de tecnologías que se conectan a la red a través de convertidores, los fenómenos electromagnéticos empiezan a ser más relevantes, se vuelve cada vez más necesario verificar la estabilidad de la red a través de simulaciones EMT. Cabe destacar que desarrollar y mantener estos modelos es una tarea compleja que requiere altos esfuerzos. En este contexto, en la actualidad no existe un modelo del SEN con el nivel de detalle que requieren las simulaciones EMT, lo que puede ser una condicionante importante al momento de evaluar la estabilidad del SEN futuro.

En cualquier caso, ya sea por el lado de incorporar nueva tecnología, esquemas de control o el desarrollo de estudios más detallados incorporando nuevos fenómenos, se puede desprender que las actividades de investigación y desarrollo cobrarán mayor relevancia.

Potenciar las actividades de I+D será clave para la estimación de los impactos del cierre de centrales a carbón y la transición segura y eficiente hacia un sistema sin emisiones.

10 Conclusiones

El presente estudio tiene por objetivo general el identificar las rutas que pueden llevar a Chile a una condición de cero emisiones en el Sistema Eléctrico Nacional. Estas rutas requieren de un conjunto de acciones y condicionantes para habilitar la materialización del cierre de las unidades a carbón sin afectar la seguridad ni la calidad de servicio, así como también para mantener un sistema económicamente eficiente y adaptado a la demanda.

Para abordar el objetivo, el estudio ha planteado una serie de actividades enfocadas en análisis técnico-económicos. En primer lugar, la Actividad 1 identifica, para distintas fechas de salida de las centrales a carbón, la necesidad de nuevos desarrollos de capacidad de generación, almacenamiento y refuerzos de transmisión, a fin de realizar un reemplazo eficiente y mantener un abastecimiento de la demanda a mínimo costo.

La Actividad 2 está enfocada en entender, a través de simulaciones horarias de la operación, si sería factible la operación del sistema en términos de criterios operacionales relevantes para la seguridad de suministro, como son, por ejemplo, los niveles mínimos de reservas para control de frecuencia, o la capacidad de toma y bajada de carga de las unidades (rampas), entre otros. Asimismo, se llevan a cabo análisis horarios de la suficiencia del sistema, simulando millones de combinaciones de fallas de unidades generadoras, estimando la probabilidad de pérdida de carga esperada.

La Actividad 3 apunta a profundizar en los análisis de operación del SEN sin las centrales a carbón, identificando puntos críticos de operación y las acciones necesarias para mantener la robustez del SEN ante perturbaciones que puedan poner en riesgo su estabilidad y la continuidad de suministro.

En conjunto, los distintos análisis realizados permitieron identificar que **es factible encontrar un mix tecnológico de reemplazo de las unidades a carbón** que permita continuar con el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y sin comprometer la seguridad ni calidad de suministro. No obstante, se requiere una serie de **acciones habilitantes**, cuya profundidad y alcance dependerá de la fecha de retiro de las centrales a carbón. Estas acciones pueden resumirse en las siguientes categorías:

1- Nueva infraestructura adicional: Se requiere de un amplio despliegue de capacidad de adaptación que permita continuar con un suministro eficiente y seguro, tendiente a ser 100% renovable

Los resultados de la Actividad 1 indican que, a pesar de la gran cantidad de proyectos en construcción y desarrollo que se integrarán al SEN en los próximos años —en torno a 10 GW— se requiere un esfuerzo adicional para retirar las centrales a carbón y **adaptar el sistema**, a fin de mantener acotados efectos indeseados como un alza en las emisiones o en los costos marginales por un efecto de utilización de mayores cantidades de generación en base a gas y diésel. **Tecnologías actualmente incipientes o de nulo desarrollo como Bombeo Hidráulico, Sistemas de baterías BESS y CSP** requieren integrarse en la matriz de manera intensiva, por lo que requieren especial atención.

En el caso particular donde el retiro de centrales a carbón se completa el año 2025, se ha detectado la necesidad de integrar **entre 2021 y 2025 una capacidad de generación y almacenamiento de alrededor de 8 GW, adicionales a los 10 GW** actualmente en desarrollo. En particular, se requiere en torno a **1.1 GW en sistemas de almacenamiento**, tecnología de incipiente desarrollo en nuestro mercado, sumado a un fuerte desarrollo eólico (5.7 GW)

principalmente en la zona de Taltal, y proyectos solares fotovoltaicos cercanos a centros de consumo (1.2 GW).

Por otro lado, en el caso donde el retiro se pospone hacia el año 2030, se observa como es igualmente necesario desarrollar **5 GW de capacidad entre 2021 y 2025 de manera adicional a los proyectos en desarrollo**, y en torno a **7.5 GW de capacidad en el periodo 2026-2030**. En este último periodo se detecta como necesario incorporar tecnologías de almacenamiento de larga duración como de bombeo hidráulico y principalmente solar CSP, los que en su conjunto alcanzan **1.9 GW**. Asimismo, se continúa observando la importancia y conveniencia de desarrollar energía solar cercana a las fuentes de consumo y un fuerte desarrollo eólico a lo largo del país, concentrado principalmente en la zona de Taltal.

Los análisis operacionales horarios de la Actividad 2 para el año 2025 indican que **si el sistema no se adapta en términos de la capacidad de generación y almacenamiento adicional, se requeriría un uso significativamente mayor de generación diésel, pudiendo llegar a ser del orden de seis veces a lo utilizado en el año 2020**. Esto impactaría el mercado de energía, con costos marginales promedio por sobre los 100 USD/MWh permanentemente, pero principalmente, llegando a niveles de emisiones de CO₂ totales incluso superiores al caso donde no se retira la totalidad de las centrales a carbón.

Por otro lado en el escenario 2030, se observa que, dadas las opciones tecnológicas desarrolladas y el aumento de la capacidad de transmisión norte-sur, el retiro de las centrales a carbón permite que el sistema **alcance una alta proporción de horas con un suministro 100% renovable**, así como también reducir el uso de gas para generación. No obstante, al igual que en el caso 2025, la presencia de diésel es requerida de manera intensiva en los casos donde la producción eólico-solar es extremadamente baja.

En condiciones de salida de las unidades de carbón en el periodo 2025-2030, se ha identificado en la Actividad 3 que el sistema requerirá de infraestructura específicamente dedicada a dar soporte dinámico, a fin de mantener la seguridad y continuidad de suministro ante desbalances como falla de centrales de generación o de corredores de transmisión importantes. Dicha infraestructura permitirá en su conjunto tener un sistema eléctrico estable incluso en condiciones de suministro 100% renovable. Entre las soluciones posibles de utilizar se encuentran: i) el despacho forzoso de unidades termoeléctricas para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad, con un incremento no menor de los costos operativos; ii) la reconversión de unidades a carbón como condensadores síncronos; iii) la incorporación de nueva tecnología tales como STATCOM y BESS para atender problemas asociados al control de tensión y frecuencia; iv) el diseño ad-hoc del control del futuro HVDC Kimal – Lo Aguirre para atender dificultades operativas, y; v) el soporte dinámico a través del uso de la electrónica de potencia de las unidades eólicas y solares.

2- Modernización de las políticas de operación y el diseño de mercado: se requiere una revisión de las señales de mercado y las políticas de operación que son de suma relevancia para mantener la eficiencia de la operación de corto plazo.

La descarbonización durante el periodo 2025-2030 supondrá el uso permanente a lo largo del año de gas natural para complementar la variabilidad de la generación intra-diaria. Al menos, durante el periodo en que tecnologías complementarias, como CSP y almacenamiento, alcanzan niveles de competitividad relevantes. Por ello, será importante revisar aquellas políticas que puedan desincentivar la disponibilidad de gas en algunas épocas del año como viene ocurriendo en el segundo semestre en los últimos años, dado que su

ausencia requerirá un mayor soporte en base a generación diésel, principalmente en escenarios de menor disponibilidad hídrica.

Asimismo, ante condiciones de estrechez, donde la confiabilidad del sistema quede supeditada al uso de diésel, se requiere poner atención a su cadena de suministro y/o a la definición de stocks mínimos. Esto en vista de que las centrales de respaldo, que utilizan preferentemente este combustible, serían requeridas intensivamente en periodos poco frecuentes de indisponibilidades extremas de generación eólico-solar, ante eventos de indisponibilidad/falla de unidades generadoras o ante indisponibilidad de gas natural para generación.

Los análisis de operación intra-diaria evidencian un uso intensivo del parque de generación hidroeléctrico para proveer flexibilidad al sistema y balancear la variabilidad de la generación renovable. Las simulaciones muestran variaciones importantes en la gestión de los embalses entre el día y la noche. Esta situación requerirá cambios en estrategias y plataformas para la operación y despacho de los recursos, junto con poner atención a posibles conflictos con otros usos del agua e impacto en los ecosistemas locales.

En casos profundos de descarbonización donde se retira adicionalmente las centrales a gas y diésel, los resultados indican que no sólo se requiere un mayor y más acelerado desarrollo de capacidad de reemplazo, sino también del incentivo de una **participación activa de la demanda en la flexibilidad del sistema** para gestionar eventos esporádicos de muy baja disponibilidad eólica y solar, a fin de procurar mantener un sistema eficiente sin sobrecostos.

Por otro lado, los análisis dinámicos indican que la futura participación de la energía eólica, solar y CSP en el control de frecuencia podría ser clave, no sólo para mantener la estabilidad del sistema sin deterioro en su respuesta y continuar cumpliendo los estándares exigidos por la normativa técnica, sino también para propiciar una operación económicamente eficiente del sistema y evitar recurrir a sobrecostos por despachos forzados de generación termoeléctrica. Se debe, por tanto, procurar incentivar su habilitación e integración masiva.

Finalmente, los análisis realizados muestran que el proceso de descarbonización se sustenta, entre otros, con el fomento e incorporación de nuevas tecnologías. Por ello, es necesario verificar la existencia de los incentivos de mercado, requerimientos sistémicos o bien mandatos para que el desarrollo de estas tecnologías se materialice en el futuro cercano³⁷.

Actualmente, se visualiza una importante brecha relacionada con la suficiencia de las señales de mercado y la institucionalidad vigente para atraer los volúmenes de inversiones necesarios y facilitar la aplicación de las políticas necesarias. Esto por cuanto las señales son requeridas para atraer grandes volúmenes de inversión de privados.

En particular, se visualiza que las actuales señales de mercado podrían ser insuficientes para la integración masiva de tecnologías habilitantes de incipiente desarrollo como almacenamiento, aporte de renovables al control de frecuencia, la reconversión de unidades, y la participación activa de la demanda como proveedor de flexibilidad, entre otros.

³⁷ Una discusión más profunda sobre este tópico se encuentra disponible en el documento “Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda” publicado por SPEC en conjunto con el ISCI. Link: https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-Descarbonizacion_web.pdf

3- Investigación y desarrollo: se requiere un creciente nivel de actividades acorde a la transición energética, tanto a nivel técnico como a nivel regulatorio

Los análisis dinámicos dan cuenta de que la transición hacia sistemas 100% renovables es un gran desafío que requerirá realizar más y mejores análisis técnicos. El detalle y la representatividad de los modelos de simulación resulta crítico para el dimensionamiento de las medidas correctivas necesarias en cada caso. Asimismo, quedó demostrado que mediante la introducción de esquemas de control novedosos, pueden reducirse significativamente los requerimientos de infraestructura adicional para soporte dinámico del sistema ante contingencias críticas. Un ejemplo de lo anterior corresponde al enlace HVDC proyectado para fin de esta década. El modelo del HVDC Kimal – Lo Aguirre es aún desconocido, lo que introduce incertidumbre sobre los requisitos futuros necesarios para entregar un adecuado soporte dinámico al sistema ante un escenario de descarbonización.

A futuro, para afrontar el desafío de incorporar soluciones tecnológicas que se encuentran en el límite del estado del arte, se espera que existan equipos y recursos dedicados a esta tarea de investigación y desarrollo, para acotar de mejor forma los riesgos asociados a la seguridad que enfrentará el sistema. Esto permitirá diseñar medidas correctivas o identificar infraestructura necesarias, junto con dimensionar adecuadamente los costos asociados, que permitan asegurar una transición energética segura y eficiente.

Si bien actualmente el rol de I+D recae por ley en el Coordinador Eléctrico Nacional, y por ende se identifica como la institución llamada a liderar esta actividad, al mismo tiempo se visualiza una responsabilidad transversal a nivel de las autoridades del sector, dado que se requerirá no solo un avanzado nivel de I+D a nivel técnico, sino que también a todo nivel en la regulación y estructura del mercado.

Alcances finales

En vista de lo anteriormente expuesto, **el gran volumen de medidas necesarias para adaptar el sistema exige tiempos de implementación que sean compatibles con el retiro de las centrales a carbón, en particular en escenarios de retiro acelerado.** Es preciso por lo tanto establecer urgentemente un plan de trabajo con hitos relevantes que apunten a identificar los cambios necesarios para modernizar el mercado actual y establecer señales que vayan en línea con un sistema cero emisiones.

La incompatibilidad de tiempos entre el cierre de unidades de carbón adelantado y el despliegue de las medidas necesarias, constituyen el principal riesgo para que dicho proceso no atente contra la eficiencia económica ni la seguridad del suministro. Si este riesgo se materializa, se tendrá como resultado un sistema eléctrico más frágil, menos eficiente y más contaminante, el cual pone en entredicho el proceso de electrificación y consecuentemente el cumplimiento de las metas asociadas a la carbono neutralidad.

Anexo A MODELAMIENTO DE CONSUMOS ADICIONALES

A.1 ELECTROMOVILIDAD

Dentro del concepto de electromovilidad se considera la demanda adicional por carga eléctrica de vehículos particulares y la carga eléctrica de vehículos utilizados para el transporte público (taxis y/o buses), los cuales según estimaciones oficiales alcanzarían un 6% de la demanda total del sistema para el año 2040. Esta demanda adicional se considera desde el año 2020 con una mayor tasa de crecimiento desde el año 2030, según los supuestos entregados por el Ministerio de Energía.

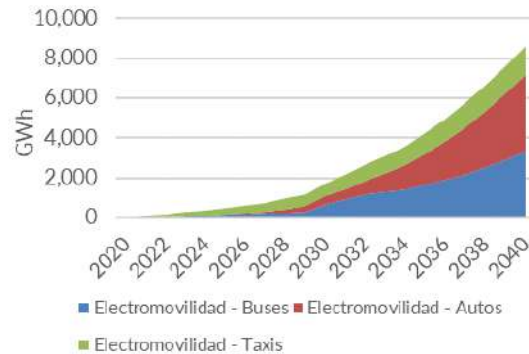


Figura 73. Demanda adicional – Electromovilidad.

Tomando como supuesto que la inclusión de vehículos eléctricos a lo largo del país se distribuirá a la misma razón a la que actualmente se distribuyen los vehículos convencionales, y que el aumento de los vehículos eléctricos será a la misma tasa para todas las regiones del país, es que se toma la estadística desde el Instituto Nacional de Estadísticas (INE)³⁸ el cual reporta la cantidad de permisos de circulación emitidos en cada región para tipo de vehículo en el año 2018. En la Figura 74 se resume la información obtenida de esta fuente. En base a la prorrata de estos números, se obtiene la demanda anual por electromovilidad en cada región, la cual es asignada a los distintos nodos de la red de transmisión nacional.

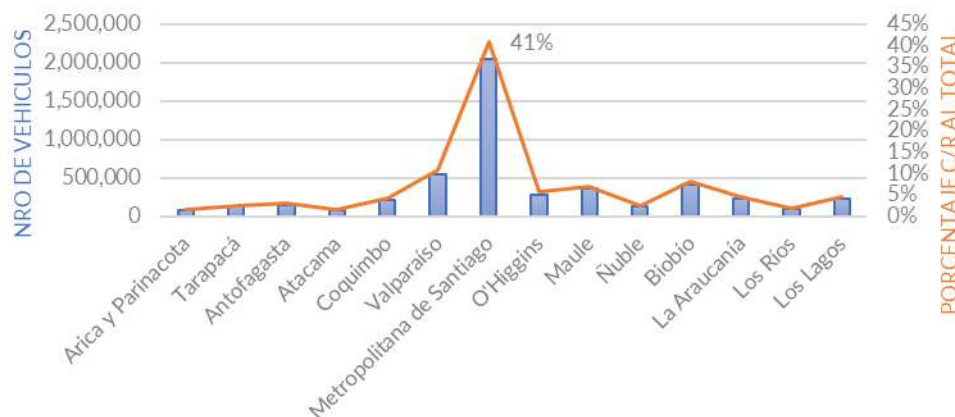


Figura 74. Cantidad de vehículos por región en 2018.

Los perfiles de consumo horario utilizados consideran el trabajo realizado en el estudio “Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo”³⁹. Los perfiles de carga obtenidos diferencian los

³⁸ Parque de vehículos en circulación para el año 2018, INE, 2018

³⁹ Matías Rojas, “Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo”, Universidad de Chile, 2019.

comportamientos según hogar, trabajo y puntos de carga, e incorporan aspectos de gestión inteligente de la carga para los vehículos eléctricos, y una carga nocturna para el transporte público. Para efectos del presente estudio, el Consultor propone asumir el perfil de carga denominado “gestión inteligente” presentado en Figura 75.

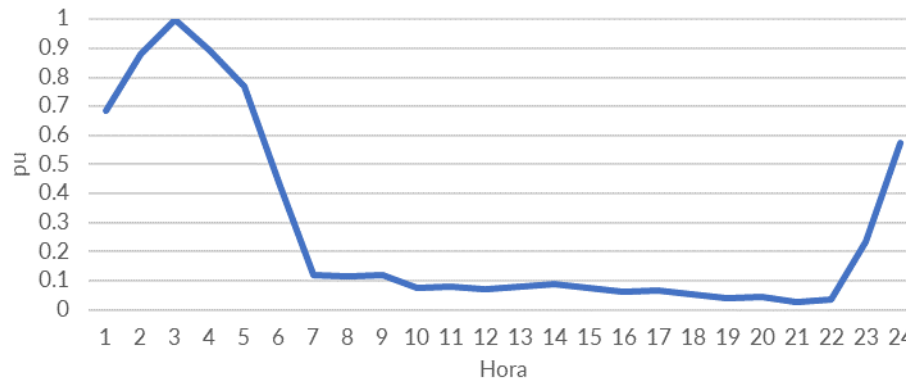


Figura 75. Perfil de carga intradiario por electromovilidad.

Si bien los usuarios pueden comenzar a cargar su vehículo eléctrico al llegar a su hogar (después de las 19 hrs, hora punta del sistema eléctrico) e incrementar considerablemente la demanda punta del sistema en ese momento, se asume que los mecanismos de carga permiten una gestión inteligente de la energía distribuyendo la carga hacia las horas de la madrugada, pero al mismo tiempo asegurando suficiente energía para el día siguiente. Actualmente, de acuerdo a la información facilitada por la empresa Enel, los buses de transporte público eléctrico también tienen un comportamiento de carga nocturna, suficiente para mantener los buses en circulación durante el día. Mediante este perfil de carga, se asegura que cada vehículo eléctrico (público o particular) a primera hora de la mañana se espera que tenga la cantidad suficiente de carga para operar durante el día.

De la información disponible sobre perfiles de carga de electromovilidad no es posible deducir cambios en este patrón según las distintas regiones del país, ni estacionalidad ni diferencias entre días hábiles y no hábiles, agregando la demanda adicional por carga de vehículos particulares y carga de vehículos de transporte público (taxis y buses).

A.2 HIDRÓGENO VERDE

En consideración de proyecciones realizadas por el Ministerio de Energía⁴⁰, desde el año 2023 se supone el comienzo de producción de hidrógeno verde en Chile con una demanda anual inicial de aproximadamente 3 TWh y alcanzando un valor de casi 20 TWh al año 2040, representando hasta un 14% de la demanda eléctrica total de acuerdo a lo mostrado en la Figura 76.

⁴⁰ Noviembre 2019. Presentación “Medidas carbono neutralidad”. Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

De acuerdo con los supuestos iniciales, el hidrógeno producido tendrá como principal objetivo reemplazar el consumo de combustible diésel para vehículos de carga e industria. La opción teórica planteada para el hidrógeno verde es que este se producirá en base a la generación solar fotovoltaica concentrada en la zona norte del país, dado el enorme potencial del país en esta zona y bajo costo de desarrollo de la tecnología. No obstante, es preciso considerar la distribución del hidrógeno asociado al consumo de diésel a lo largo del país. De acuerdo con la información disponible en la plataforma Energía Abierta de la CNE, el consumo de combustible diésel para todas las regiones del país tiene una distribución porcentual por región como se presenta en la Figura 77. Se observa que las regiones con mayores consumos de combustible diésel corresponden a la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana, justificado por el gran consumo proveniente de la producción minera que se localiza en la región y por la mayor cantidad de vehículos de transporte en relación con el resto del país, respectivamente.

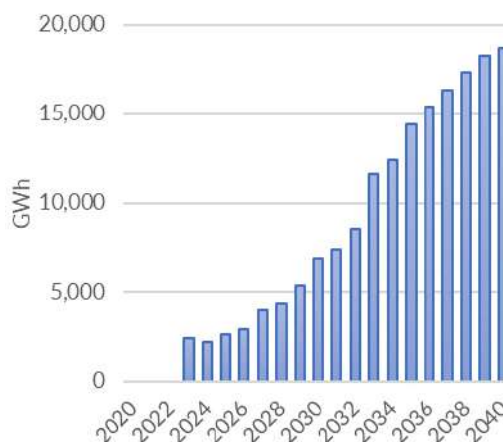


Figura 76. Demanda anual producción de hidrógeno.

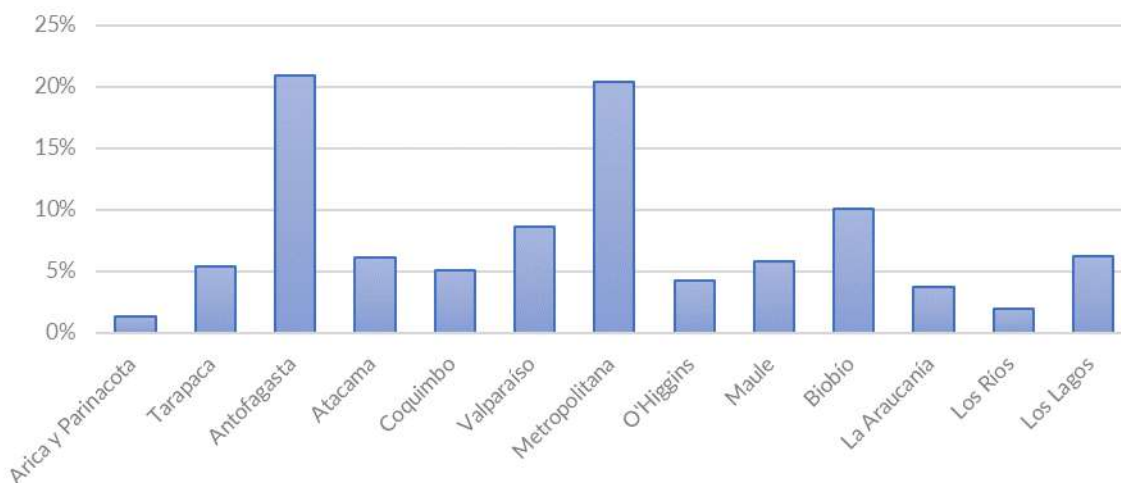


Figura 77. Consumo de diésel por región. Fuente: Energía Abierta CNE.

Como se observa, el consumo de diésel está distribuido con más del 67% del total nacional al sur de la región de Atacama (33% en las regiones de Arica a Atacama). Esto es relevante al momento de decidir donde se localizará la demanda eléctrica para producir el hidrógeno que reemplazará este consumo de diésel. Si se opta por una producción de hidrógeno concentrada en la zona norte, se deberán considerar los transportes de hidrógeno a lo largo del país. Por otro lado, al distribuir la producción de hidrógeno a lo largo del país se reduce la necesidad de transporte pero se dejaría de estar cerca del norte del país donde se generaría la energía a bajo costo para la producción de hidrógeno.

En consideración de los costos y dificultades para el transporte de hidrógeno⁴¹, se propone optar por la segunda opción, la cual consiste en distribuir las plantas de producción de hidrógeno a prorratas de la demanda total de diésel por región. Esto quiere decir que las plantas de producción tomarán energía desde la red para su proceso de producción, y por lo tanto, el certificado de “verde” tendrá que venir de negociaciones de contratos de suministro con empresas de generación renovable.

En cuanto a la distribución temporal, utilizando la misma estadística de ventas de combustibles líquidos se obtiene la distribución mensual de consumo diésel en cada región, la cual fluctúa entre 7% y 10% para cada mes según mostrado en la Figura 78. Se asume una producción similar para todos los días pertenecientes al mismo mes en cada región, por otro lado, la distribución temporal horaria se asume que la **curva de carga sigue un perfil similar al perfil de generación de una planta solar**, asumiendo que la totalidad del consumo de hidrógeno será abastecido durante estas horas que son las de menor costo marginal, y de mayor abundancia de generación renovable.

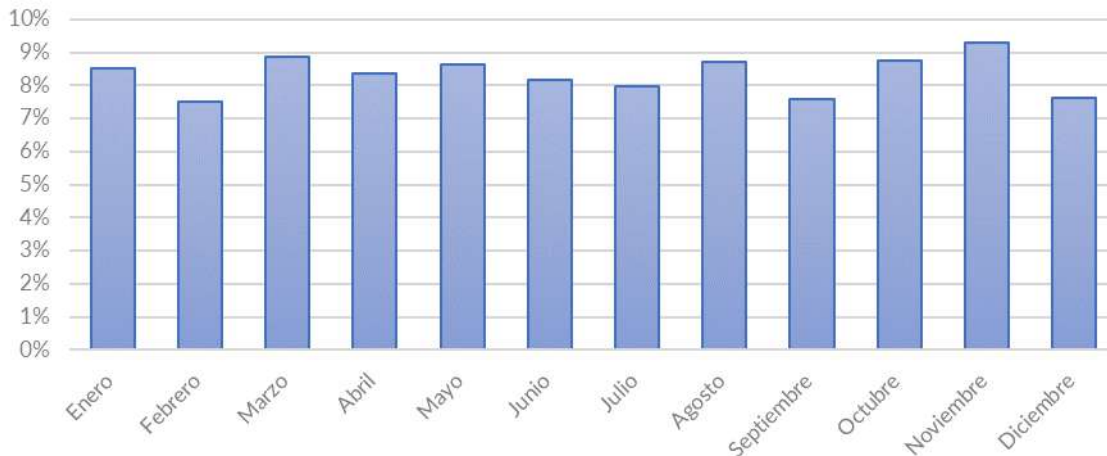


Figura 78 Consumo promedio de combustible diésel por mes

⁴¹ Ministerio de Energía y la GIZ. Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Abr 2018. Disponible en: <http://4echile.cl/15910-2/>

Anexo B COSTO DE COMBUSTIBLES POR CENTRAL

Precios en Chile (USD 2020): Basados en AEO 2021 y diferenciación por central												
Carbón [USD/ton]												
Año	Ventanas	Andina	Angamos	Cochrane	Santa Maria	Campiche-Nva Ventanas	Bocamina	IEM	Mejillones	Tocopilla	Guacolda	Hornitos
2021	85.9	58.9	60.0	64.9	79.6	64.7	72.3	66.8	83.4	117.3	63.1	57.6
2022	87.8	60.2	61.3	66.3	81.3	66.1	73.9	68.2	85.2	119.8	64.5	58.9
2023	85.6	58.7	59.8	64.6	79.3	64.5	72.0	66.5	83.1	116.8	62.9	57.4
2024	85.4	58.6	59.7	64.5	79.2	64.4	71.9	66.4	83.0	116.6	62.7	57.3
2025	86.0	59.0	60.1	65.0	79.7	64.8	72.4	66.9	83.6	117.5	63.2	57.7
2026	86.3	59.1	60.3	65.1	79.9	65.0	72.6	67.0	83.8	117.7	63.4	57.9
2027	86.3	59.2	60.3	65.2	80.0	65.0	72.6	67.1	83.8	117.8	63.4	57.9
2028	86.4	59.3	60.4	65.3	80.1	65.1	72.8	67.2	84.0	118.0	63.5	58.0
2029	86.5	59.3	60.4	65.3	80.1	65.2	72.8	67.2	84.0	118.1	63.5	58.0
2030	86.6	59.3	60.5	65.4	80.2	65.2	72.9	67.3	84.1	118.2	63.6	58.1
2031	86.6	59.3	60.5	65.4	80.2	65.2	72.9	67.3	84.1	118.2	63.6	58.1
2032	86.7	59.5	60.6	65.5	80.4	65.4	73.0	67.4	84.3	118.4	63.7	58.2
2033	86.8	59.5	60.6	65.5	80.4	65.4	73.0	67.4	84.3	118.4	63.7	58.2
2034	86.5	59.3	60.4	65.3	80.2	65.2	72.8	67.2	84.0	118.1	63.6	58.1
2035	86.2	59.1	60.2	65.1	79.9	64.9	72.5	67.0	83.7	117.6	63.3	57.8
2036	85.6	58.7	59.8	64.7	79.4	64.5	72.1	66.6	83.2	116.9	62.9	57.5
2037	84.7	58.1	59.2	64.0	78.5	63.9	71.3	65.9	82.3	115.7	62.2	56.9
2038	84.5	57.9	59.0	63.8	78.3	63.6	71.1	65.7	82.0	115.3	62.0	56.7
2039	83.8	57.5	58.6	63.3	77.7	63.2	70.6	65.2	81.4	114.5	61.6	56.3
2040	84.0	57.6	58.7	63.4	77.8	63.3	70.7	65.3	81.6	114.6	61.7	56.3

Precios en Chile (USD 2020): Basados en AEO 2021 y diferenciación por central											
Año	GNL [USD/MMBTU]									Diesel [USD/m3]	Fuel Oil [USD/m3]
	Atacama	Candelaria	Kelar	Mejillones	Nehuenco	Nueva Renca	Quintero	San Isidro	Tocopilla		
2021	6.8	6.4	11.4	5.7	5.3	6.6	5.8	5.8	9.8	402.8	251.6
2022	7.0	6.5	11.7	5.8	5.5	6.8	6.0	6.0	10.0	424.6	270.2
2023	6.7	6.3	11.6	5.5	5.2	6.7	5.8	5.8	10.0	458.2	298.9
2024	6.5	6.1	11.5	5.3	5.0	6.5	5.6	5.6	9.9	481.4	318.7
2025	6.6	6.1	11.8	5.4	5.1	6.7	5.7	5.7	10.1	500.1	334.6
2026	6.7	6.2	12.1	5.5	5.2	6.8	5.9	5.9	10.3	520.0	351.7
2027	6.8	6.3	12.3	5.6	5.3	6.9	6.0	6.0	10.5	534.9	364.4
2028	6.9	6.4	12.6	5.7	5.4	7.1	6.1	6.1	10.8	550.4	377.6
2029	7.1	6.6	12.9	5.9	5.5	7.3	6.3	6.3	11.0	563.7	389.0
2030	7.1	6.6	13.1	5.9	5.6	7.4	6.3	6.3	11.1	577.9	401.1
2031	7.1	6.6	13.2	5.9	5.6	7.5	6.4	6.4	11.2	588.5	410.1
2032	7.2	6.7	13.4	6.0	5.7	7.6	6.5	6.5	11.4	602.1	421.8
2033	7.3	6.8	13.5	6.1	5.7	7.7	6.5	6.5	11.5	610.2	428.7
2034	7.3	6.8	13.6	6.1	5.8	7.7	6.6	6.6	11.6	618.6	435.8
2035	7.3	6.8	13.7	6.1	5.8	7.8	6.6	6.6	11.6	624.1	440.6
2036	7.4	6.8	13.8	6.1	5.8	7.8	6.6	6.6	11.7	633.6	448.6
2037	7.3	6.8	13.9	6.1	5.8	7.8	6.6	6.6	11.7	644.3	457.8
2038	7.4	6.8	14.0	6.2	5.8	7.9	6.7	6.7	11.8	654.7	466.7
2039	7.4	6.8	14.0	6.2	5.8	7.9	6.7	6.7	11.8	656.7	468.4
2040	7.4	6.8	14.1	6.2	5.8	7.9	6.7	6.7	12.0	673.8	483.0

Anexo C OBRAS DE TRANSMISIÓN

Fecha entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
Aug-21	N° 82 del 24 de marzo de 2012	Nueva Línea Rapel – Alto Melipilla 1x220 kV 1 x 290	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Aug-21	N° 82 del 24 de marzo de 2012	Nueva Línea Lo Aguirre – Alto Melipilla 2x220 kV. Tendido un circuito 1 x 290	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-22	N° 201 del 2 de junio de 2014	Línea 2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV 2x1500	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Mar-22	N° 373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Feb-22	N° 373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer 260 circuito	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Feb-22	N° 373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Cóncores, tendido del primer circuito 260	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Feb-22	N° 373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer 260 circuito	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-23	N° 422 del 09 de agosto 2017	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 580 2x580 MVA	Nov 2022 según gestión de conexión, ene 2023 según ITD 2021/01
Nov-24	N° 422 del 09 de agosto 2017	Línea Nueva Puerto Montt – Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA, Nuevo cruce 1500 aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	Consulta indígena y tramitación ambiental compleja. Pnudo considera nov 2023
Abril 2021 y Jul 2021	N° 422 del 09 de agosto 2017	S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV y Nueva línea 2x220 kV entre S/E 260 y Nueva Chuquicamata – S/E Calama, tendido primer circuito	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Subestación Parinas	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Nueva Angostura)	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jan-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito	Fecha según ITD enero 2021
Feb-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 4x220 desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes – Tap Mauro	Fecha según gestión de conexión 15/3/2021
Jul-30	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, energizada en 220kV	Fecha según ITD enero 2021
Jul-30	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV	Fecha según ITD enero 2021
Jan-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Fecha según ITD enero 2021

Fecha entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
Nov-23	N° 293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 Ciruelos Cautín	Fecha según ITD enero 2021
Nov-23	N° 293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación en S/E Nueva Puerto Montt	Fecha según ITD enero 2021
Jan-22	N° 293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	Fecha según ITD enero 2021
Jan-22	N° 293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de la Línea 2x220 kV Punta de Cortés-Tuniche	Fecha según ITD enero 2021
Jan-30	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre 3.000 MW	Activo nuevo, resultado plan de expansión 2018. CNE considera agosto 2029 como COD. Recientemente coordinador subió capacidad a 3000 MVA
Jun-23	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	Fecha según ITD enero 2021
May-20	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de Línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	Aumento de capacidad, resultado plan de expansión 2018
Feb-23	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	Aumento de capacidad, resultado plan de expansión 2018
Jan-20	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa - Itahue en S/E Santa Isabel	Aumento de capacidad, resultado plan de expansión 2018
Oct-24	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	Fecha según ITD enero 2021
Sep-23	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	Fecha según ITD enero 2021
Sep-23	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	Fecha según ITD enero 2021
Mar-24	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	Fecha según ITD enero 2021
Mar-24	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	Fecha según ITD enero 2021
Mar-24	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro en S/E Frontera	Fecha según ITD enero 2021
Mar-24	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación S/E Frontera	Fecha según ITD enero 2021
Mar-24	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Repotenciamiento línea 2x220 kV Frontera - María Elena - Kimal	Fecha según ITD enero 2021
Oct-23	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	CER en S/E Maipo (- 200/+400 MVA)	Fecha según ITD enero 2021
Dec-26	Informe técnico final plan de expansión 2020	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	Obra nueva
Jun-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Obra nueva
Dec-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)	Obra de ampliación
Dec-26	Informe técnico final plan de expansión 2020	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Obra de ampliación

Fecha entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
Jun-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Obra de ampliación
Dec-26	Informe técnico final plan de expansión 2020	Ampliación en S/E Kimal 500 kV (IM)	Obra de ampliación
Dec-24	Informe técnico final plan de expansión 2020	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar - Likanantai	Obra de ampliación
Dec-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Obra de ampliación
Jun-24	Informe técnico final plan de expansión 2020	Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	Obra de ampliación
Jun-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220	Obra de ampliación
Dec-24	Informe técnico final plan de expansión 2020	Ampliación en S/E Don Goyo 220 KV (BPS+BT)	Obra de ampliación
Dec-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Ancoa (NCER AT)	Obra de ampliación
Jun-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Obra de ampliación
Jun-25	Informe técnico final plan de expansión 2020	Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	Obra de ampliación
Sep-27	Propuesta expansión 2021 Coordinador Eléctrico Nacional	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Ancoa	Obra de ampliación, fecha según informe CEN propuesta 2021
Sep-27	Propuesta expansión 2021 Coordinador Eléctrico Nacional	Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV en S/E Entre Ríos y reubicación de líneas de 220 kV	Obra de ampliación, fecha según informe CEN propuesta 2021
Sep-28	Propuesta expansión 2021 Coordinador Eléctrico Nacional	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Ancoa - Alto Jahuel, circuitos 1 y 2	Obra de ampliación, fecha según informe CEN propuesta 2021
Sep-27	Propuesta expansión 2021 Coordinador Eléctrico Nacional	Reemplazo CCSS línea 4x500 kV Ancoa - Alto Jahuel, en S/E Ancoa.	Obra de ampliación, fecha según informe CEN propuesta 2021

Anexo D SITUACIÓN NORMATIVA

El estudio realizado debe cumplir con diversos requisitos establecidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en la NTSyCS para asegurar la correcta operación pre, durante y post contingencia. A continuación, se resumen las principales exigencias estipuladas por norma:

D.1 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA

A continuación, se detallan los principales estándares que fueron verificados en las simulaciones en el dominio del tiempo que representan el comportamiento dinámico del SEN, para el estado normal y de alerta establecido por el Título 5-6 de la NTSyCS.

a. Máximas variaciones de tensión transitorias

El Artículo 5-34 establece *“Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.*

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.”

b. Exigencias de frecuencia

El Artículo 5-35 establece *“En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200[kV] será igual a 48,30[Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30[Hz] durante un tiempo inferior a los 200[ms] en ST de tensión inferior a 200[kV].”*

c. Factor de amortiguamiento

El Artículo 5-38 define el factor de amortiguamiento (ζ) como *“(…) de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.”*

D.2 MÁRGENES DE SEGURIDAD Y ESTABILIDAD

a. Margen de estabilidad oscilatoria

A partir de los Artículos 5-38 y 5-39, y de la definición del factor de amortiguamiento, se obtiene la siguiente expresión:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100$$

Donde R_A es el cociente entre A_2 y A_1 , que corresponden a las amplitudes máximas de dos semiciclos consecutivos de onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada. Cabe destacar, que las amplitudes se miden respecto al valor obtenido en régimen permanente post-contingencia.

Este margen es válido para contingencias simples y considera que las oscilaciones electromecánicas de potencia activa por una línea de transmisión deben ser de al menos 5%.

b. Margen de estabilidad sincrónica

El Artículo 5-43 establece: *“Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32, el Coordinador determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie del ST para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará 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, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al Artículo 5-39.”*

c. Tiempos máximos de actuación de los sistemas de protección

En el Artículo 5-40 se establecen los tiempos máximos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada, con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidades 1 a la 9, se deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120[ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400[ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200[kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120[ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200[kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300[ms]).

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinador y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, el Coordinador podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del ST con nivel de tensión inferior a 200[kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales.

Asimismo, los tiempos de operación de los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deberán ser sometidos a la aprobación del Coordinador mediante la entrega del correspondiente estudio de coordinación de protecciones que deberán realizar los Coordinados que exploten las instalaciones en cada caso.

D.3 CONTROL DE TENSIÓN

De acuerdo al Artículo 5-20, se puede controlar la tensión en estado normal y de alerta con las siguientes acciones:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- g) Modificación de consigna de equipos de compensación reactiva activos (STATCOM).
- h) Modificación de la potencia de referencia de los convertidores HVDC.

Mientras que el Artículo 5-48, establece que para controlar la tensión en estado de emergencia se pueden realizar las siguientes acciones:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, que estén en giro o en reserva fría.
- g) Conexión o desconexión de líneas de transmisión.

h) Desconexión de consumos.

D.4 RANGOS DE TENSIÓN PERMANENTES

Los rangos de tensión permanente para la operación normal están definidos en el Artículo 5-19. Para el estado de alerta, se encuentra definido en el Artículo 5-23. Mientras que, para el estado de emergencia se encuentra en el Artículo 5-47. El rango admisible para cada estado se puede observar a continuación:

Tabla 58: Rango de tensión en por unidad para régimen permanente para los distintos estados.

Tensión Nominal [kV]	Estado Normal	Estado de Alerta	Estado de Emergencia
$500 \leq V_{nom}$	0,97 a 1,03	0,95 a 1,05	0,93 a 1,05
$200 \leq V_{nom} < 500$	0,95 a 1,05	0,93 a 1,07	0,90 a 1,10
$V_{nom} < 200$	0,93 a 1,07	0,90 a 1,10	0,90 a 1,10

D.5 CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Mediante el Artículo 5-26, se establece que para los Estados Normal como de Alerta el CC y CDC operarán los elementos del sistema manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o igual al 100\% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente.

D.6 RANGOS DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA

El Artículo 5-25 establece: *El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:*

- a) *Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:*
 - *sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;*
 - *entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;*
 - *entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.*
- b) *Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:*
 - *sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;*

- entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
- entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

D.7 CAPACIDAD INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Mediante el Artículo 3-10 del Título 3-3 Instalaciones de generación, se establece que las unidades generadoras o parques eólicos o fotovoltaicos deben continuar operando de forma estable conectada al Sistema Interconectado (SI) y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia. Los tiempos mínimos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 59: Tiempos mínimos de operación según tecnología para variaciones de frecuencia.

Límite Inferior	Límite Superior	Tiempo Mínimo de Operación			
(mayor que)	(menor o igual que)	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Fotovoltaicos Parques
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Los tiempos presentados son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incursione fuera de su valor nominal de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-25.

Según lo establecido en el Artículo 3-11, 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, 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].

D.8 EDAC

En lo relacionado al Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), según lo estipulado en el Artículo 5-12, el aporte de EDAC por subfrecuencia por parte de las instalaciones de clientes se implementará a través de:

- a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables, y enviar luego la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subfrecuencia, cuando ellas alcanzan los niveles de ajuste y retardo determinados en el Estudio de EDAC.

La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 200 [ms].

- b) En forma complementaria, el Cliente podrá utilizar o acreditar el uso de Equipos de Compensación de Energía Activa que permitan aportar con un tiempo de respuesta equivalente, y sostener durante el tiempo que requiera el Coordinador, una potencia al menos equivalente a la desconexión de consumo que le asigna el Estudio de EDAC en el respectivo escalón de subfrecuencia.

Respecto al aporte al EDAC por subtensión a través de la instalación de equipamientos que deben medir la tensión en no más de 6 ciclos (120 [ms]), y operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 y 1 [s], enviando la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subtensión determinados en el Estudio de EDAC.

Anexo E RESULTADOS ESTABILIDAD DE Tensión

E.1 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DINÁMICA DE LAS BASES DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE Tensión.

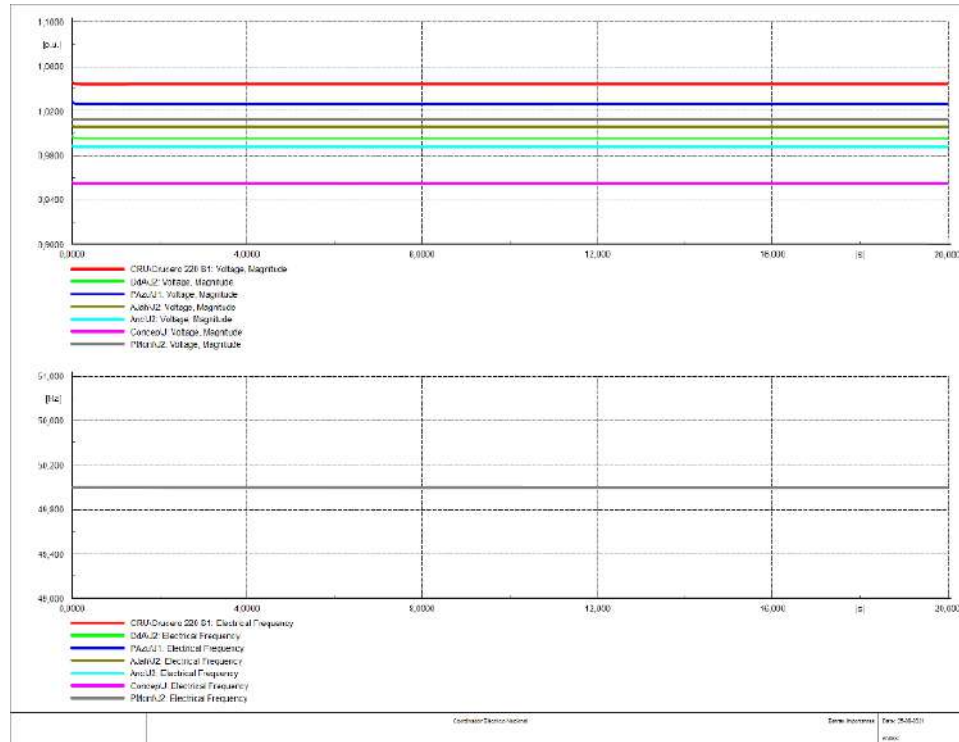


Figura 79: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 1. Fuente: Elaboración propia.

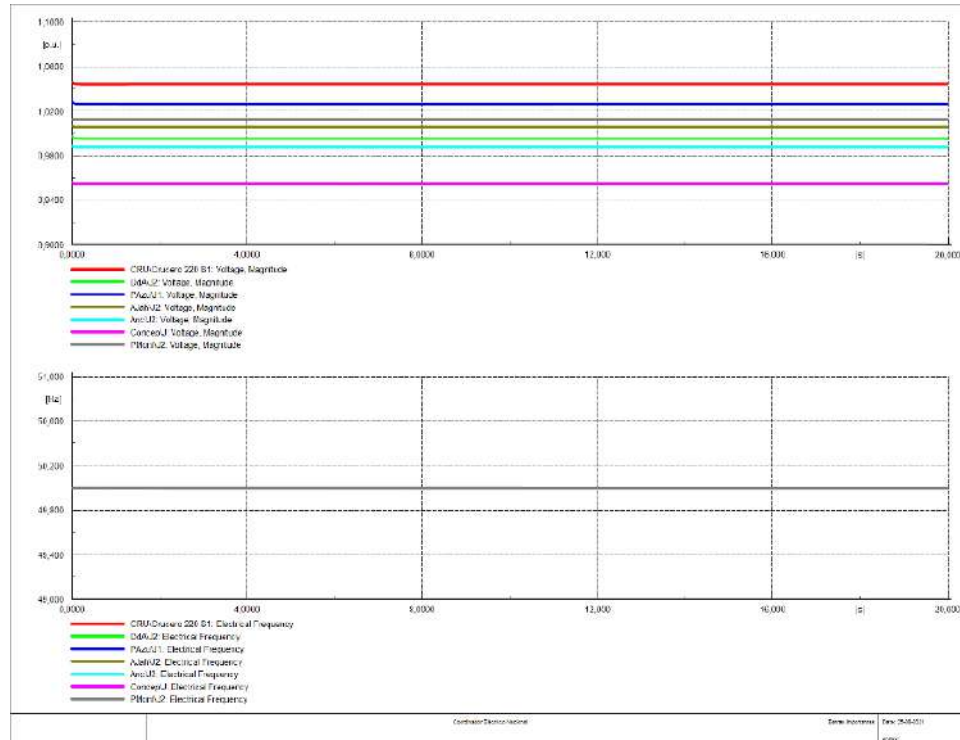


Figura 80: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 2. Fuente: Elaboración propia.

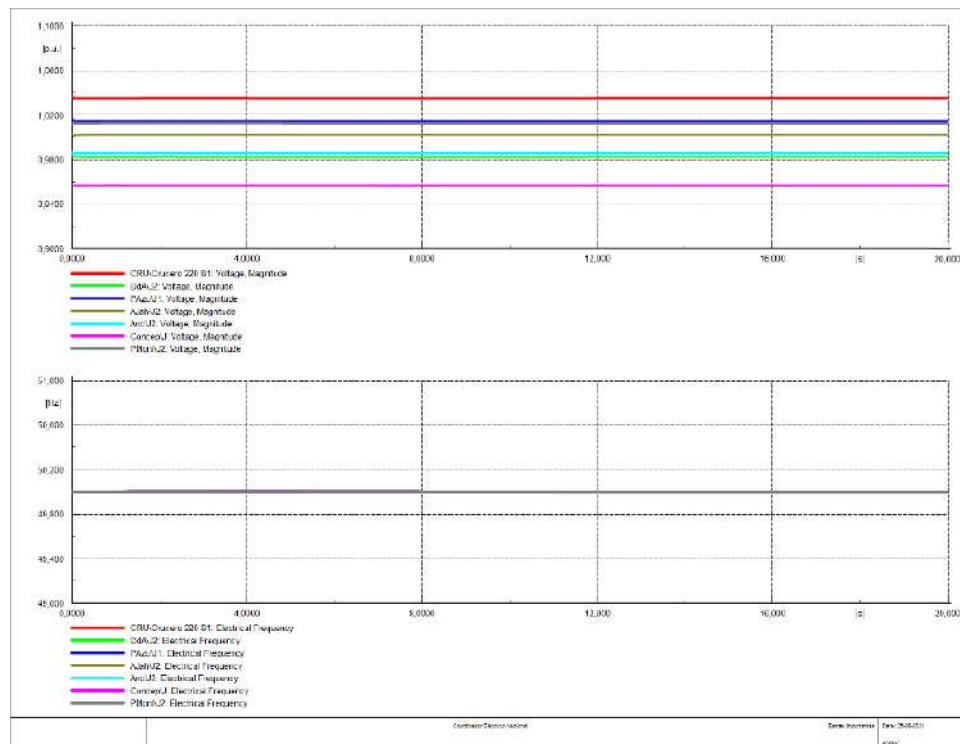


Figura 81: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 3. Fuente: Elaboración propia.

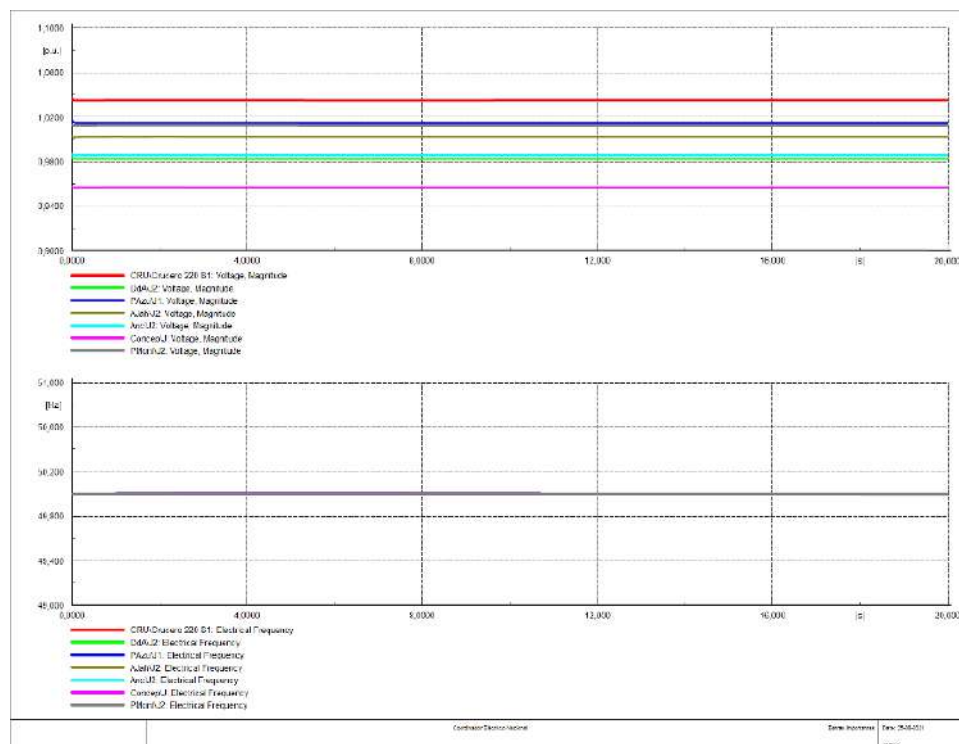


Figura 82: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 4. Fuente: Elaboración propia.

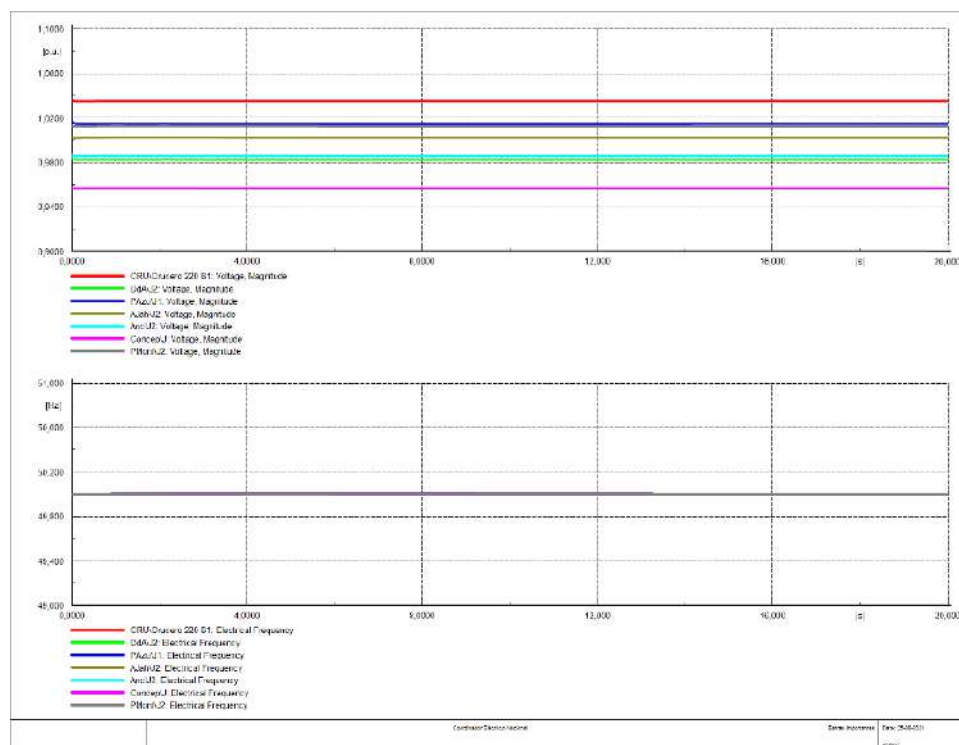


Figura 83: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 5. Fuente: Elaboración propia.

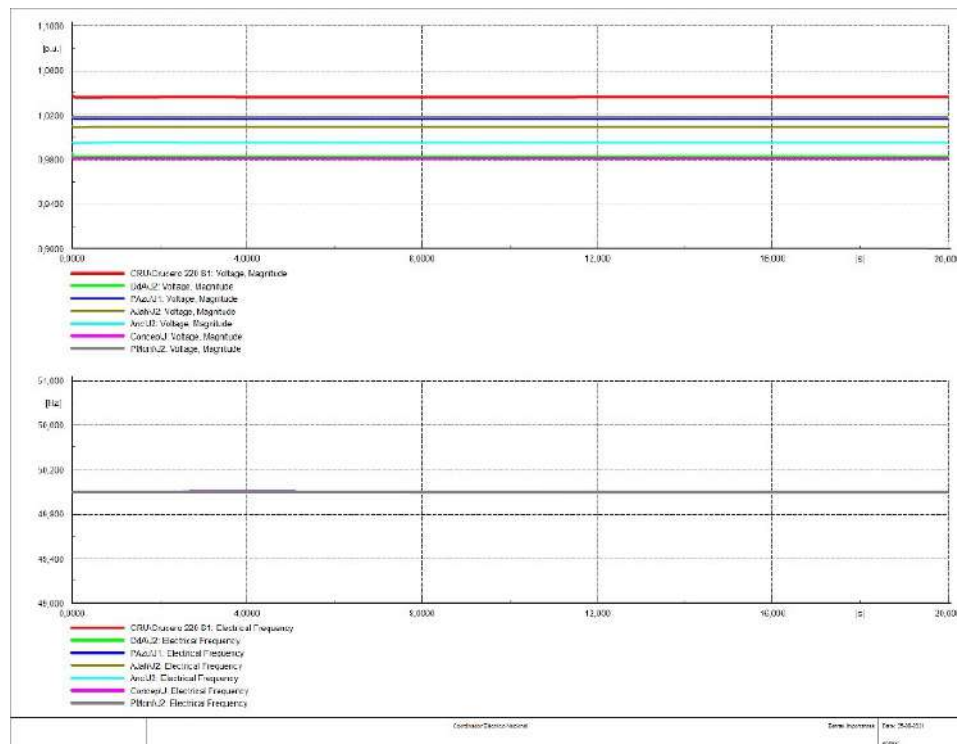


Figura 84: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 6. Fuente: Elaboración propia.

E.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN PARA LOS DIVERSOS CASOS ANALIZADOS - ESCENARIO 2025

E.2.1 Caso 1

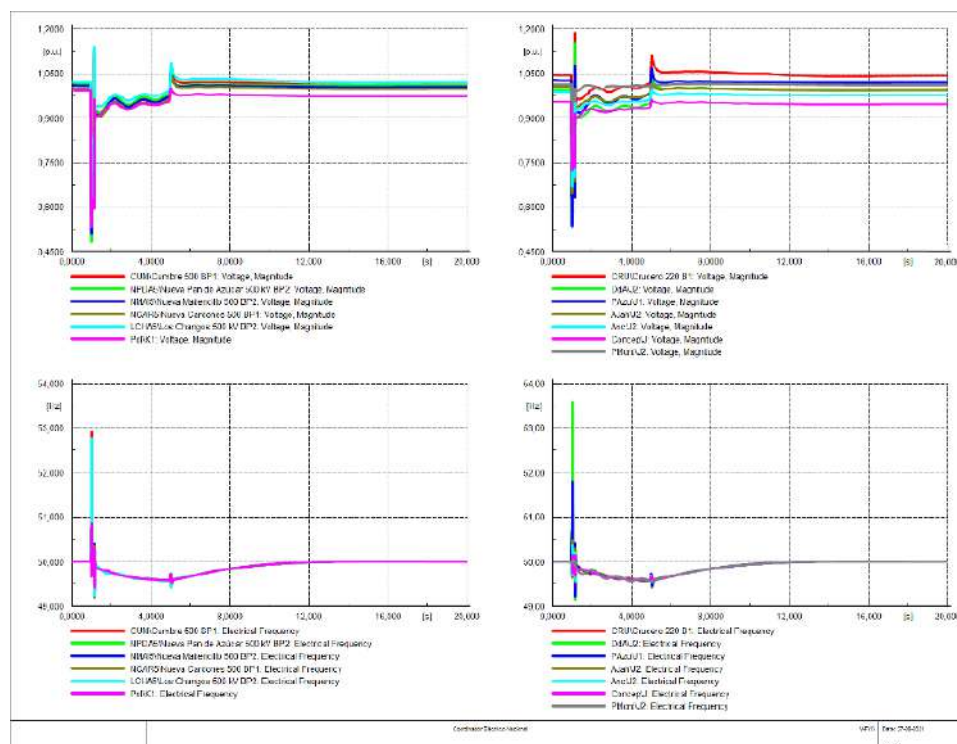


Figura 85: Respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.



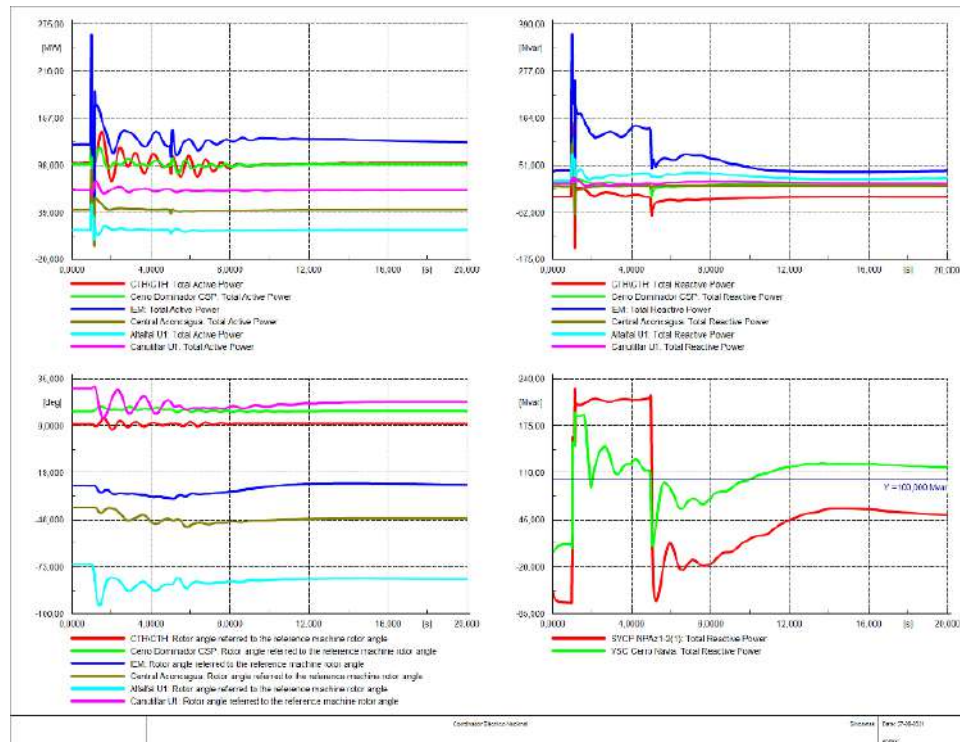


Figura 88: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

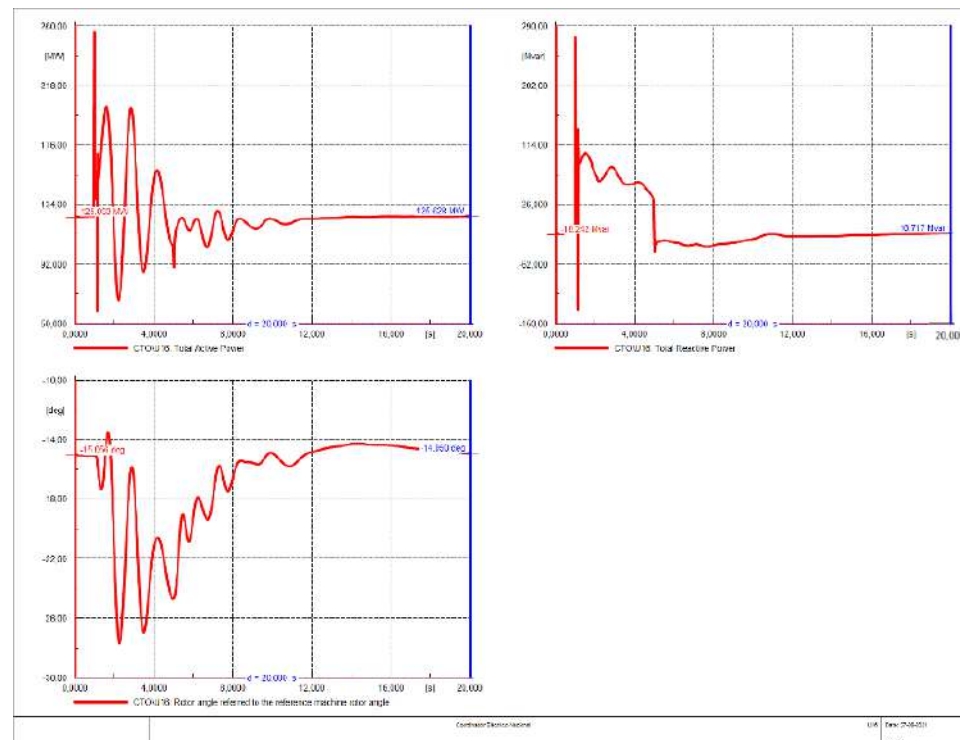


Figura 89: Dinámica de la máquina síncrona U16. Fuente: Elaboración propia.

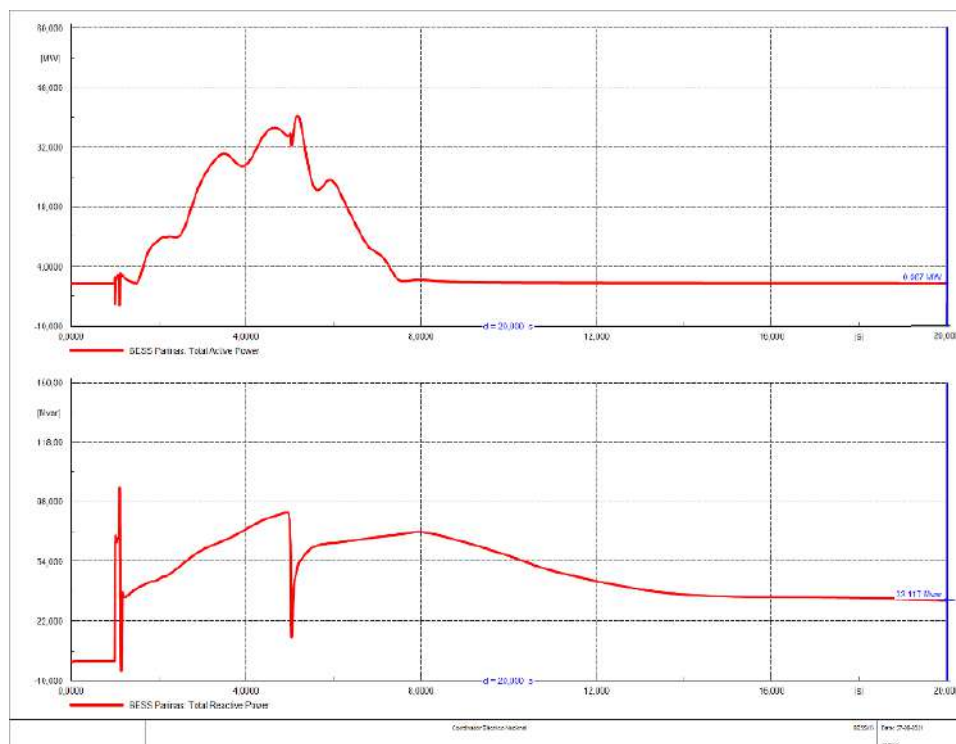


Figura 90: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Parinas 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

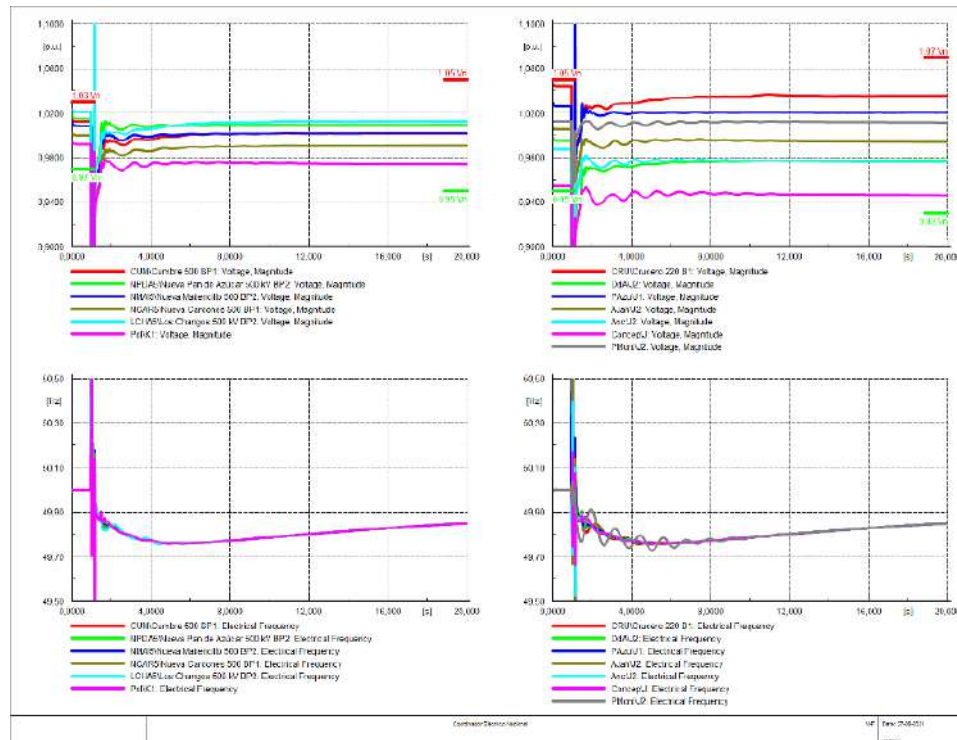


Figura 92: Zoom en la respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN.
Fuente: Elaboración propia.

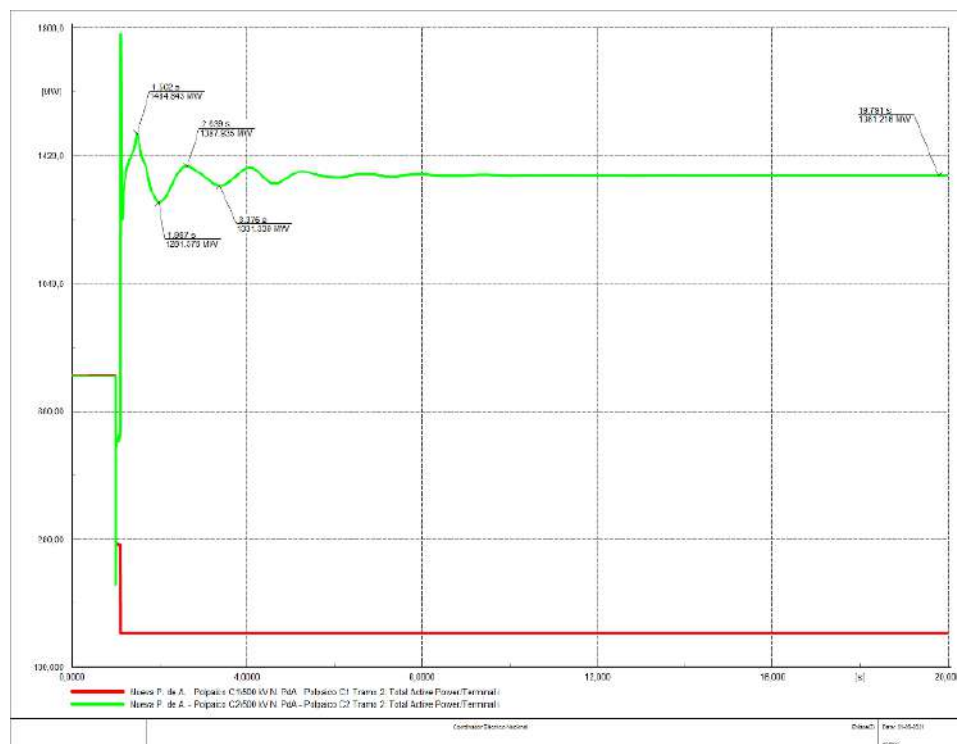


Figura 93: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500[kV]. Fuente: Elaboración propia.

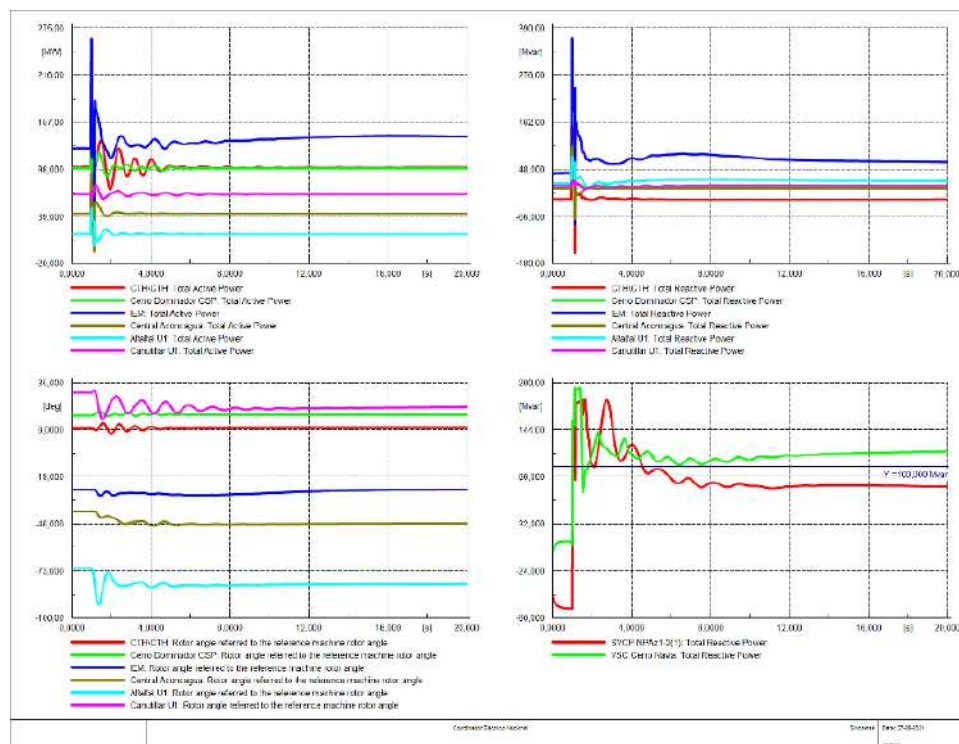


Figura 94: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

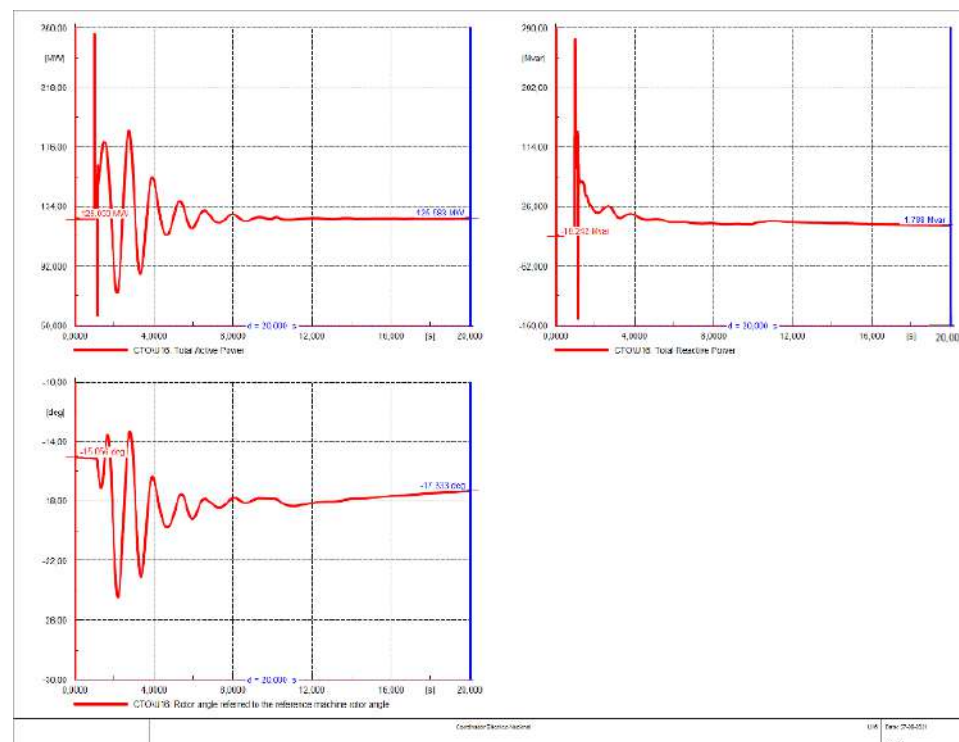


Figura 95: Dinámica de la máquina síncrona U16. Fuente: Elaboración propia.

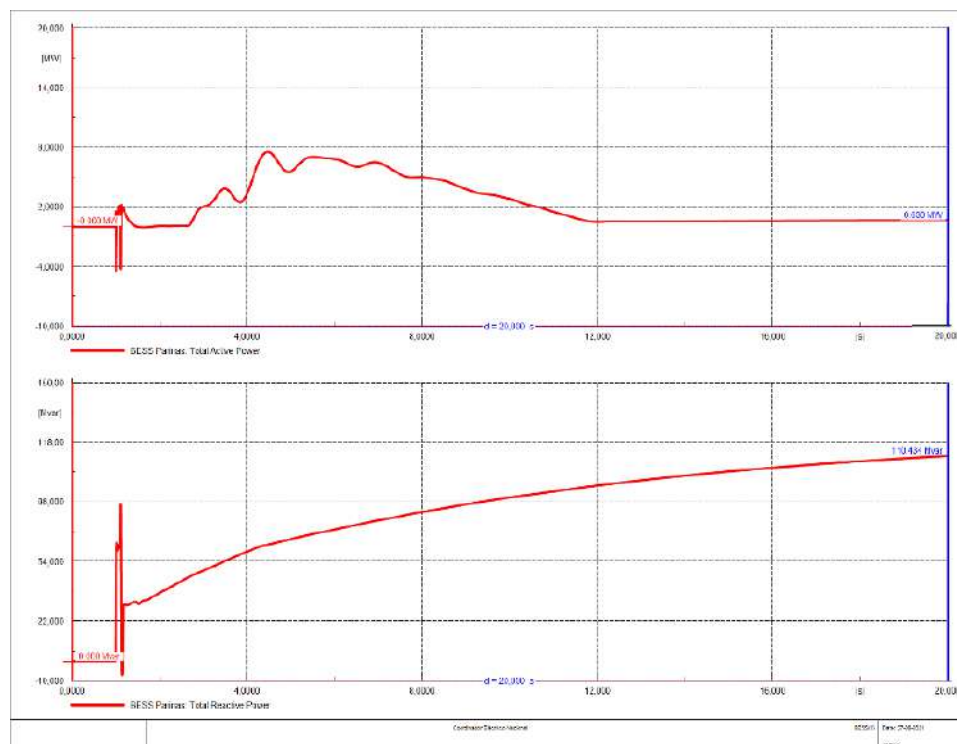


Figura 96: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Parinas 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

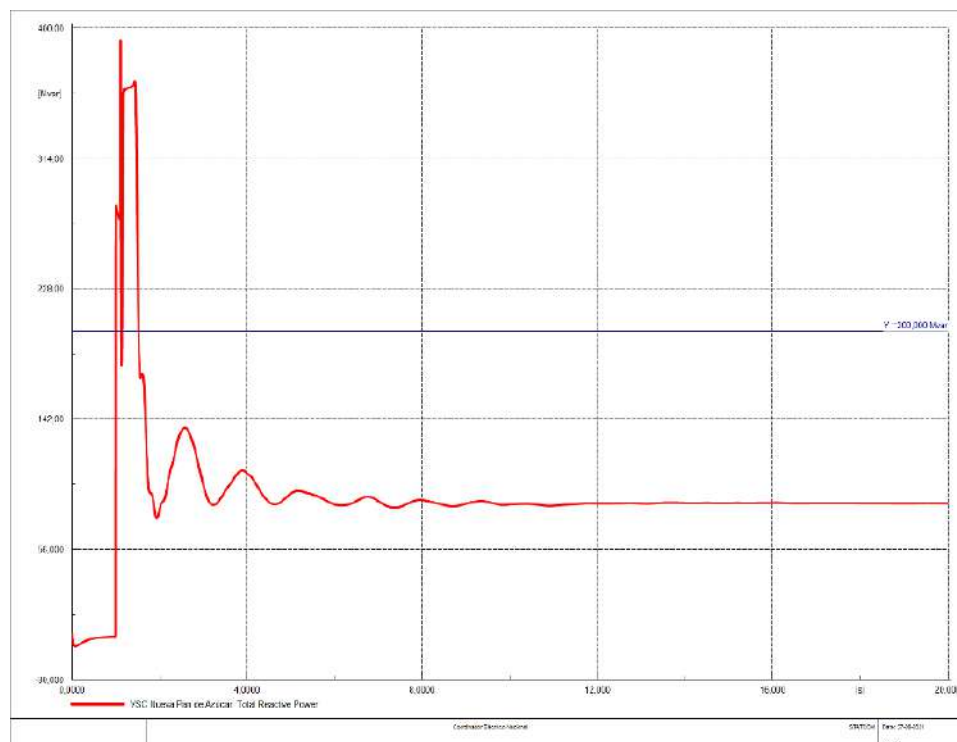
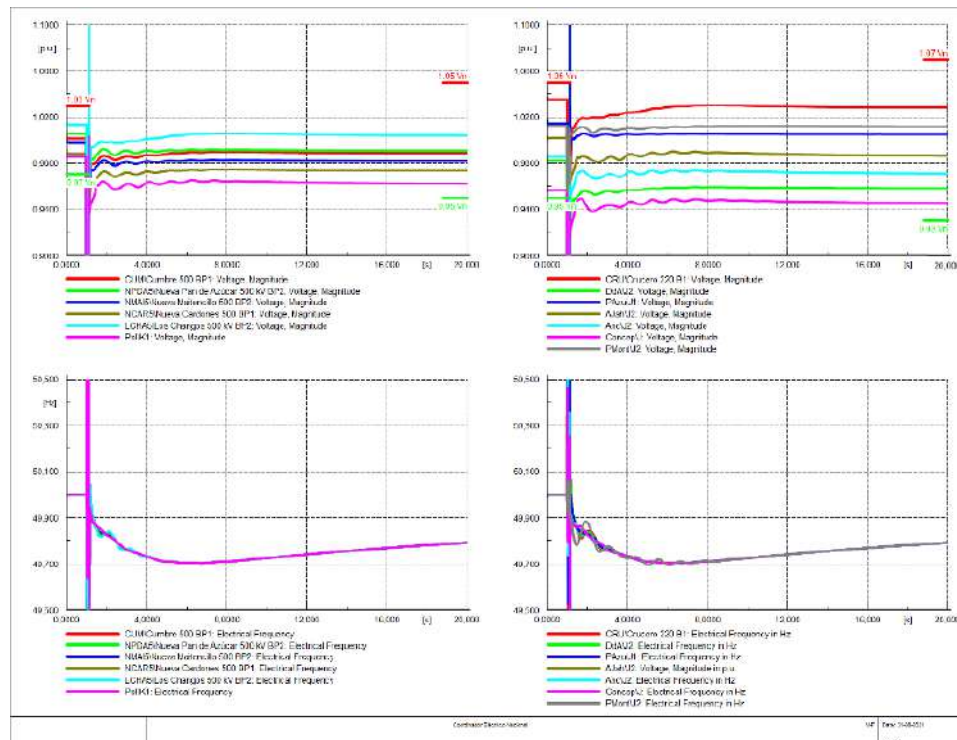
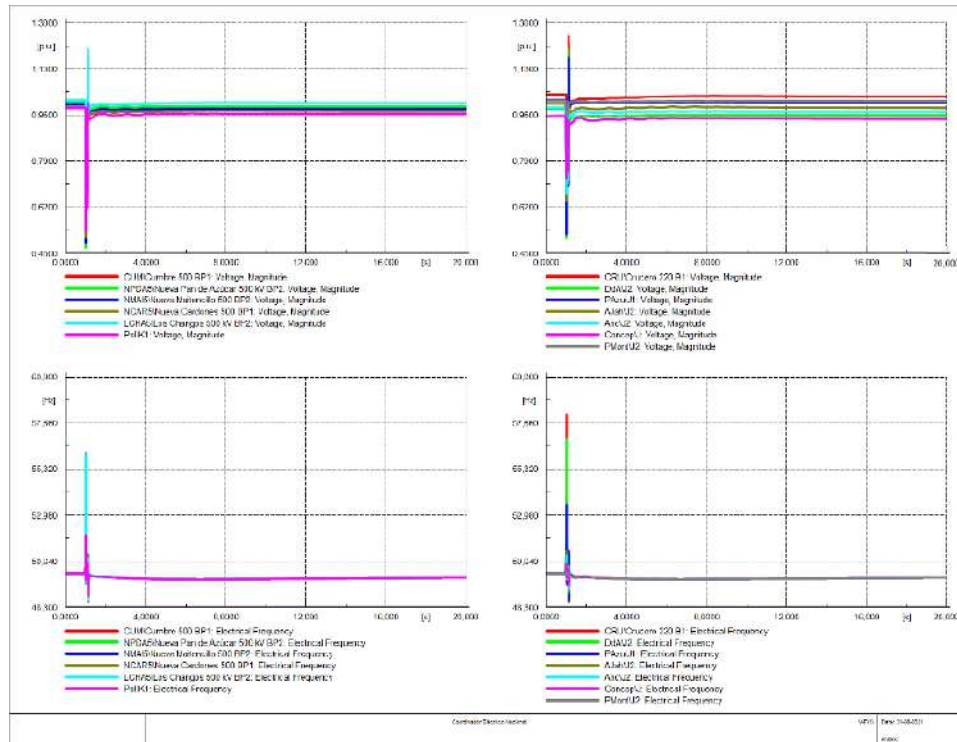


Figura 97 Respuesta dinámica del STATCOM adicional en la S/E Nva. Pan de Azúcar 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.



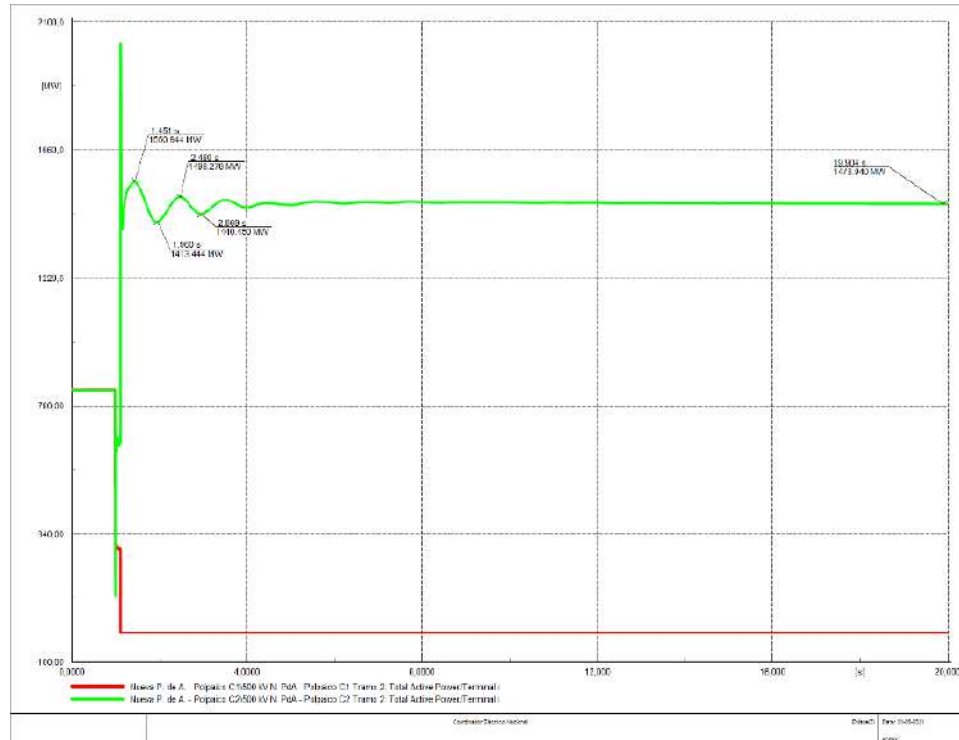


Figura 100: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500[kV]. Fuente: Elaboración propia.

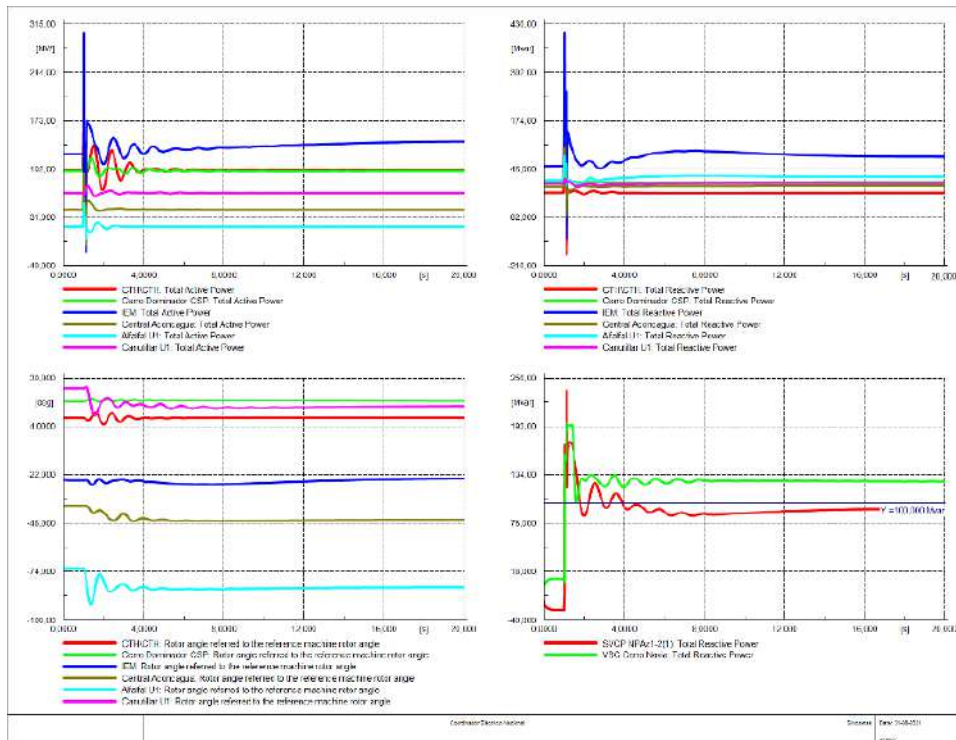


Figura 101: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

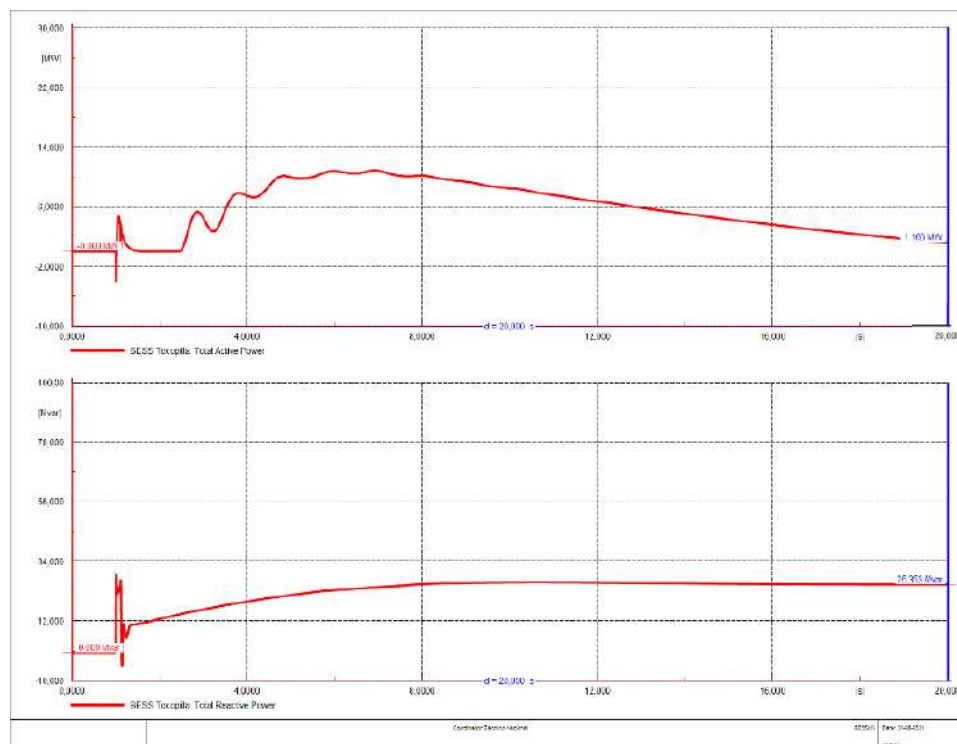


Figura 102: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Tocopilla 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

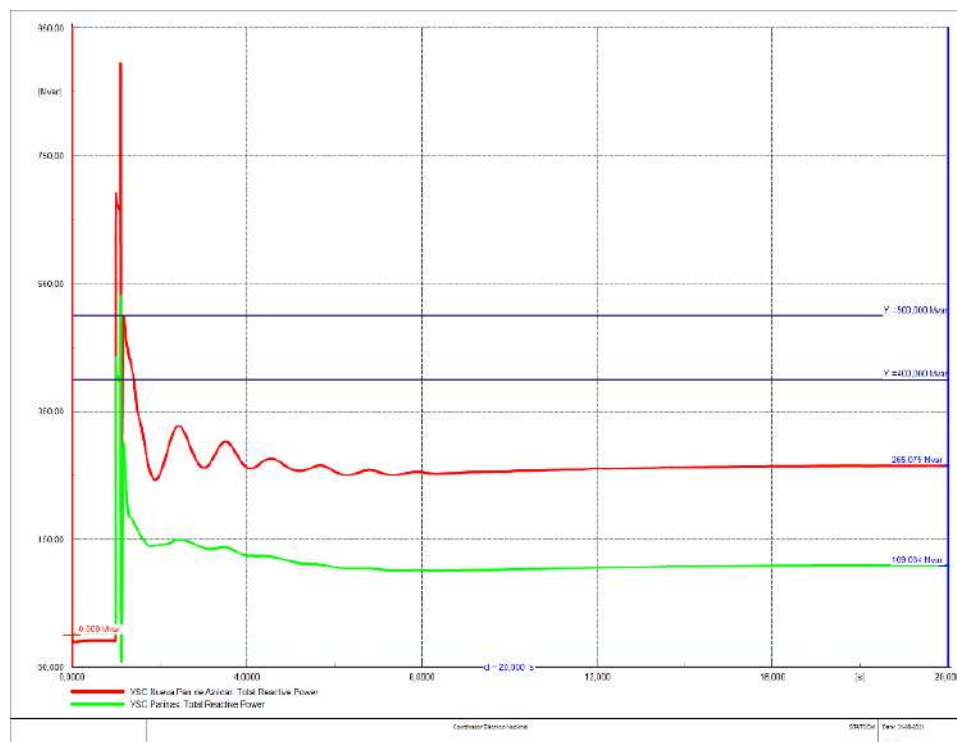


Figura 103: Respuesta dinámica del STATCOM adicional en la S/E Parícuti 220[kV] y Nva. Pan de Azúcar. Fuente: Elaboración propia.

E.2.4 Caso 4

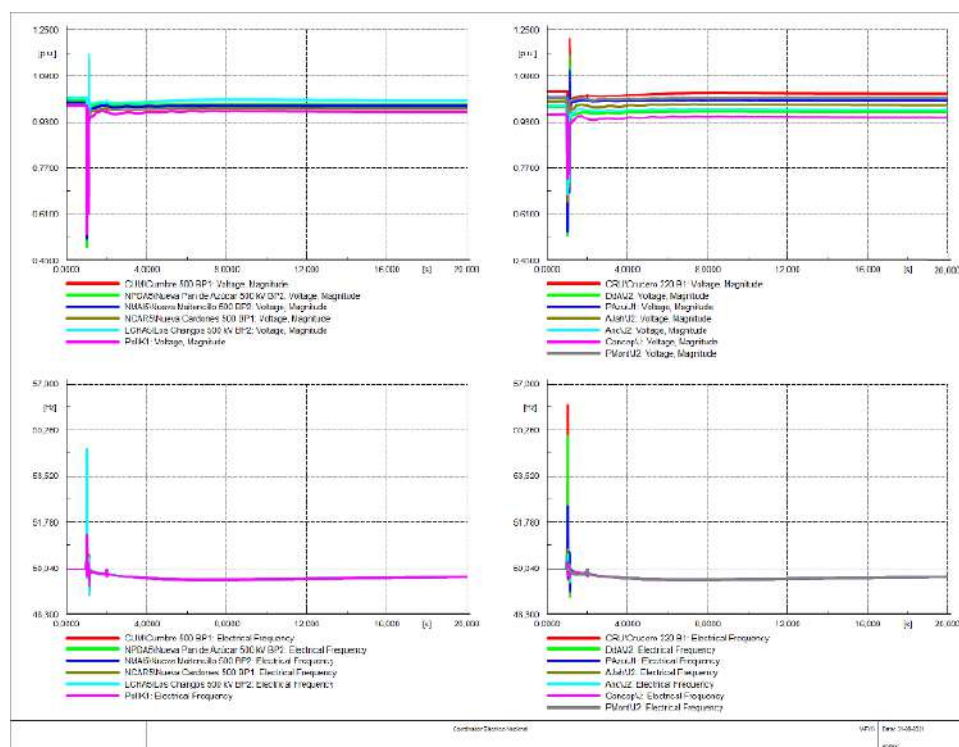


Figura 104: Respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.

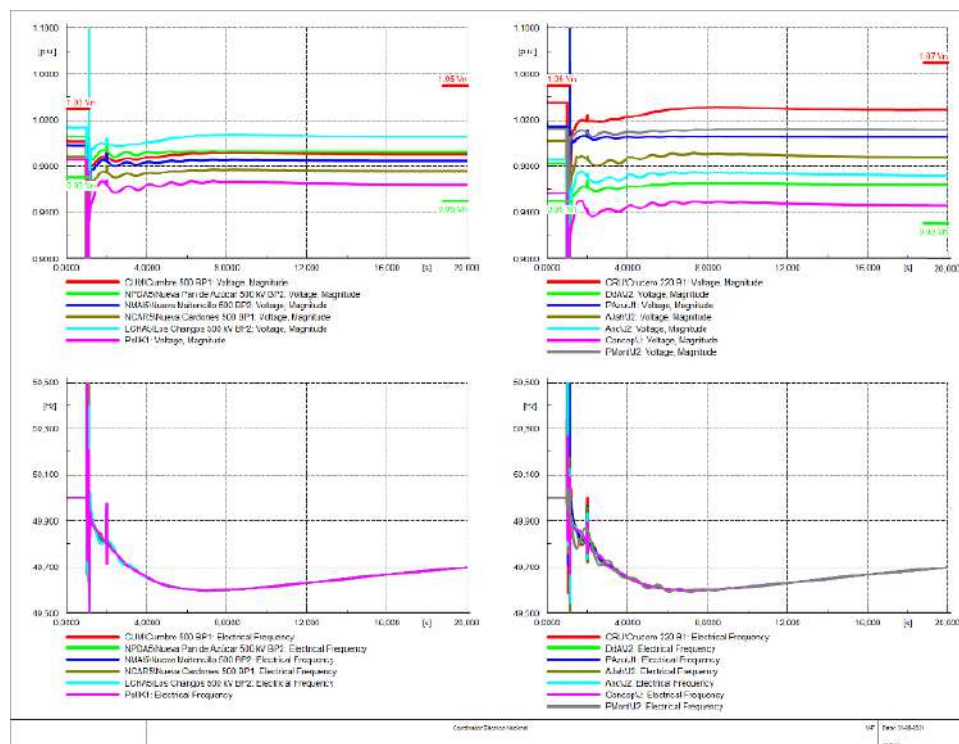


Figura 105: Zoom en la respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.

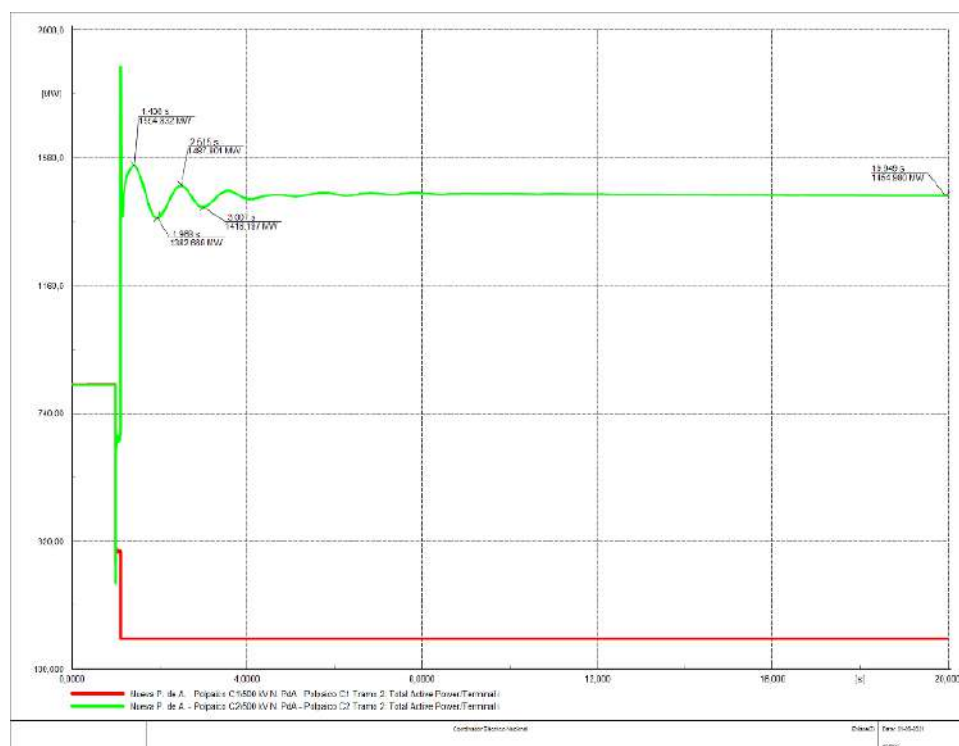


Figura 106: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500[kV]. Fuente: Elaboración propia.

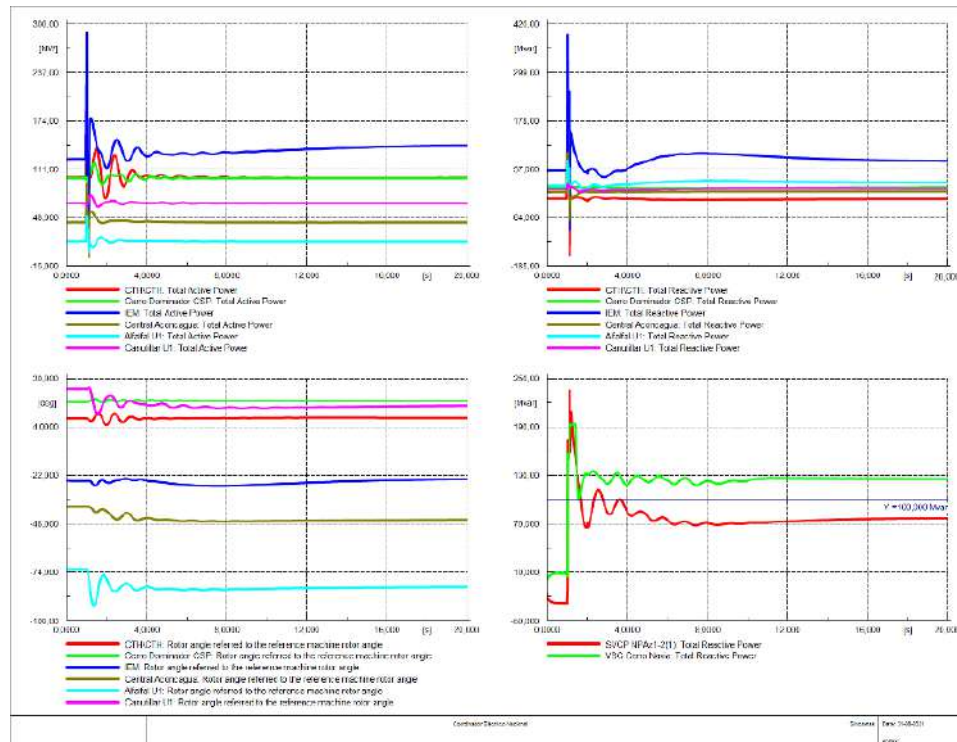


Figura 107: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

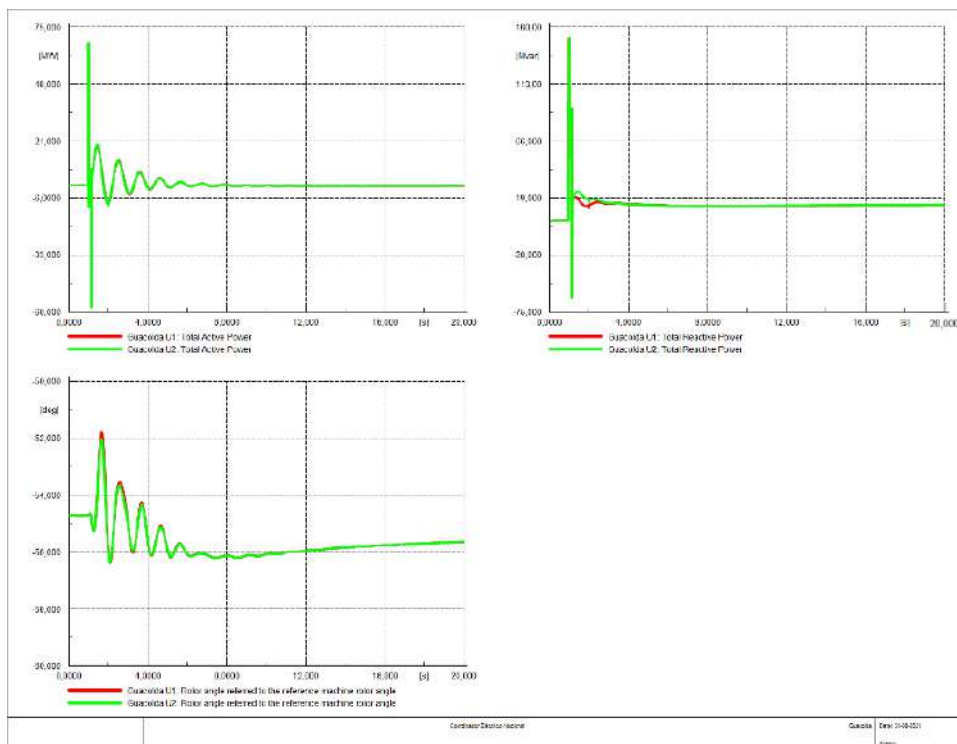


Figura 108: Dinámica de las dos máquinas síncronas operativas de la Central Guacolda. Fuente: Elaboración propia.

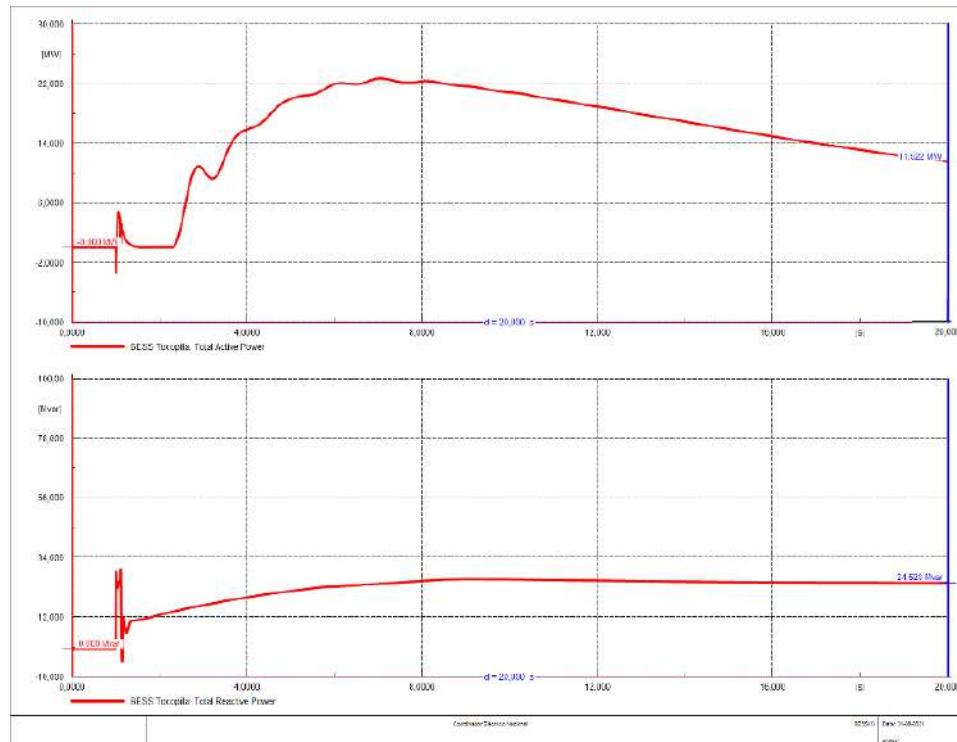


Figura 109: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Tocopilla 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

E.2.5 Caso 5

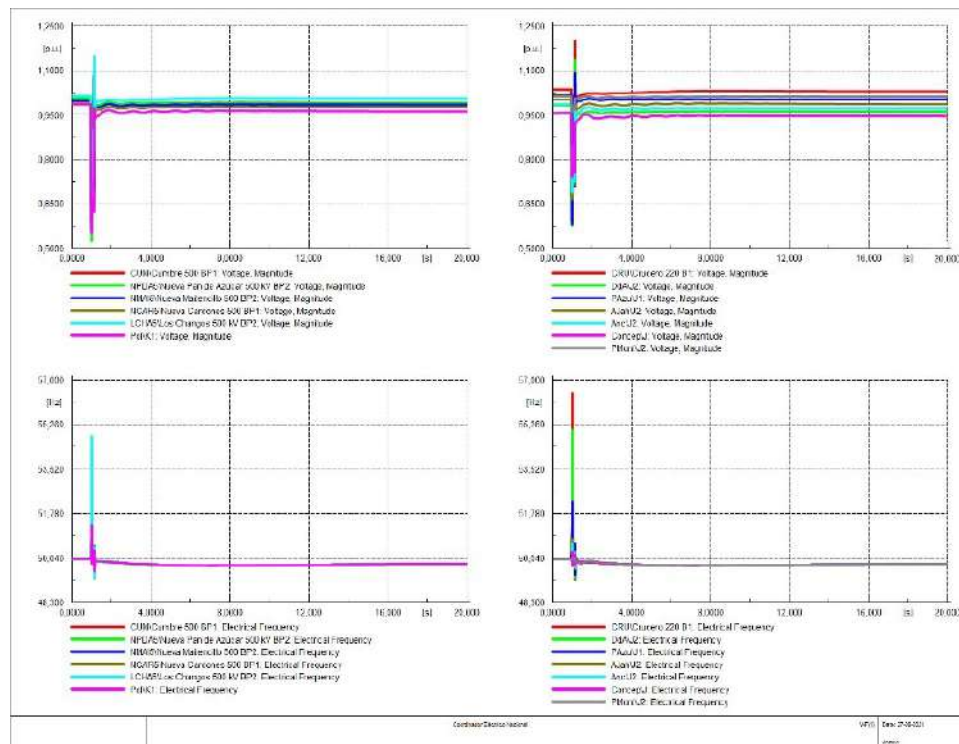


Figura 110: Respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.

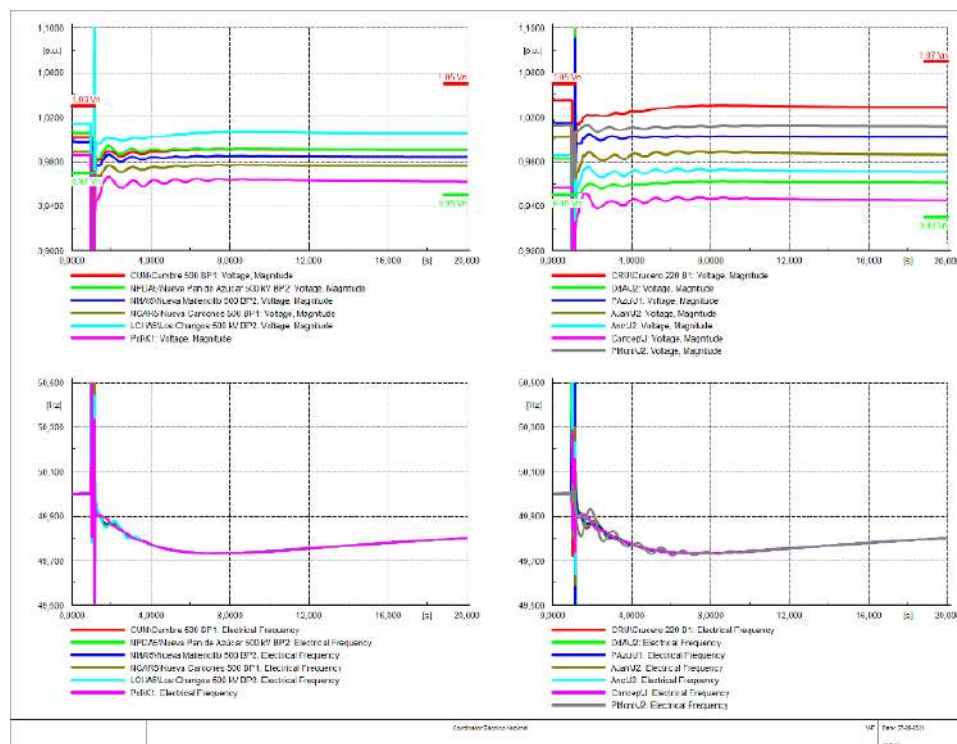


Figura 111: Zoom en la respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.

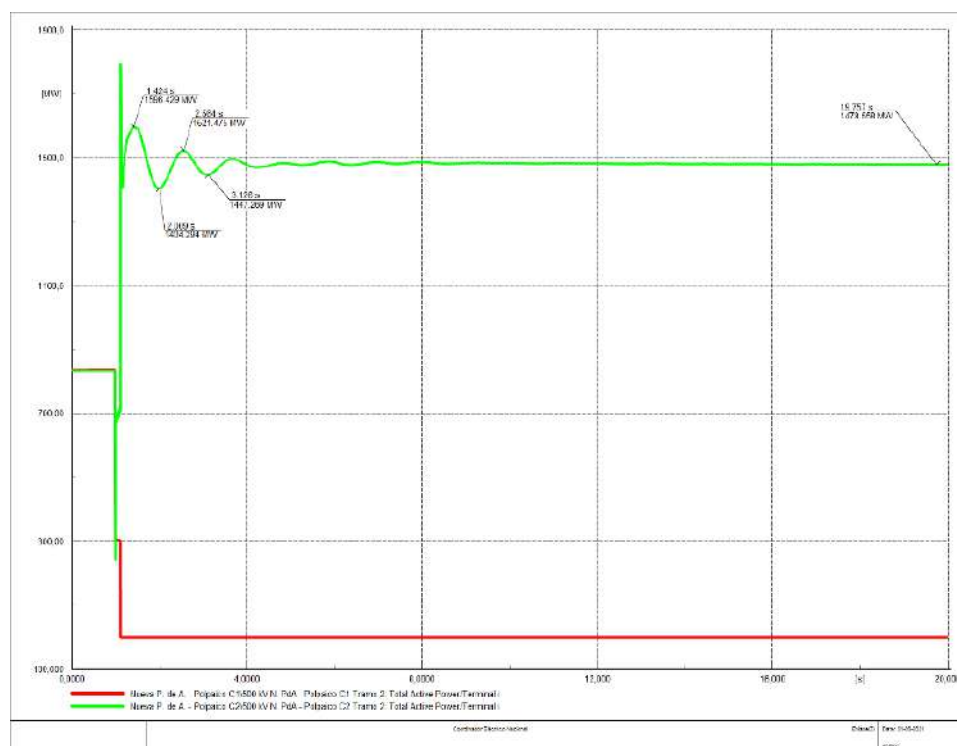


Figura 112: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500[kV]. Fuente: Elaboración propia.

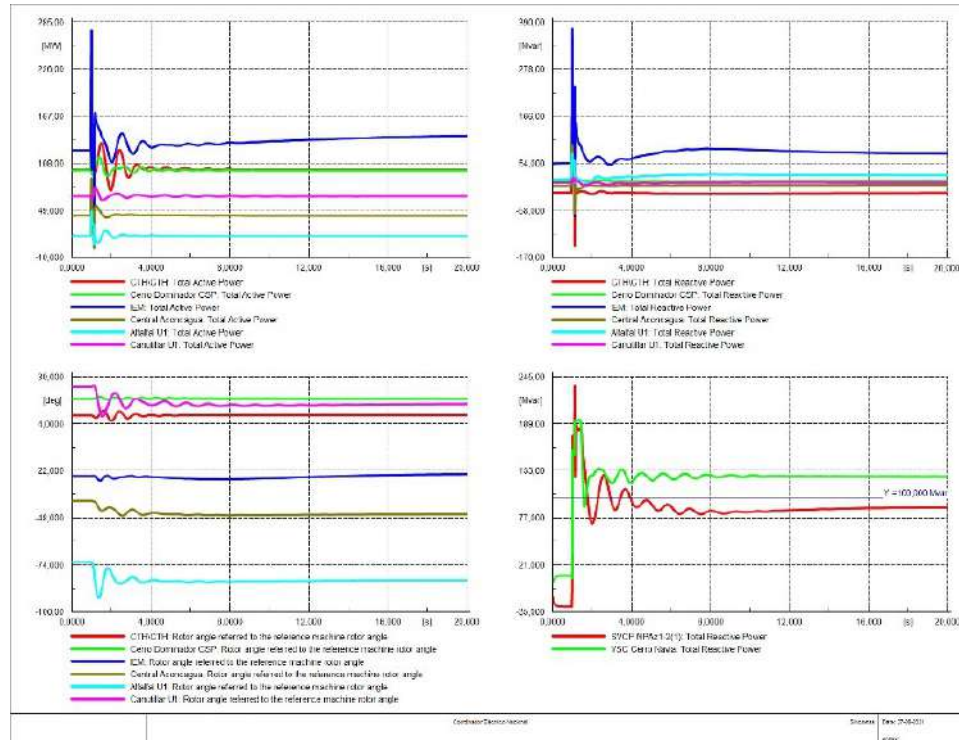


Figura 113: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

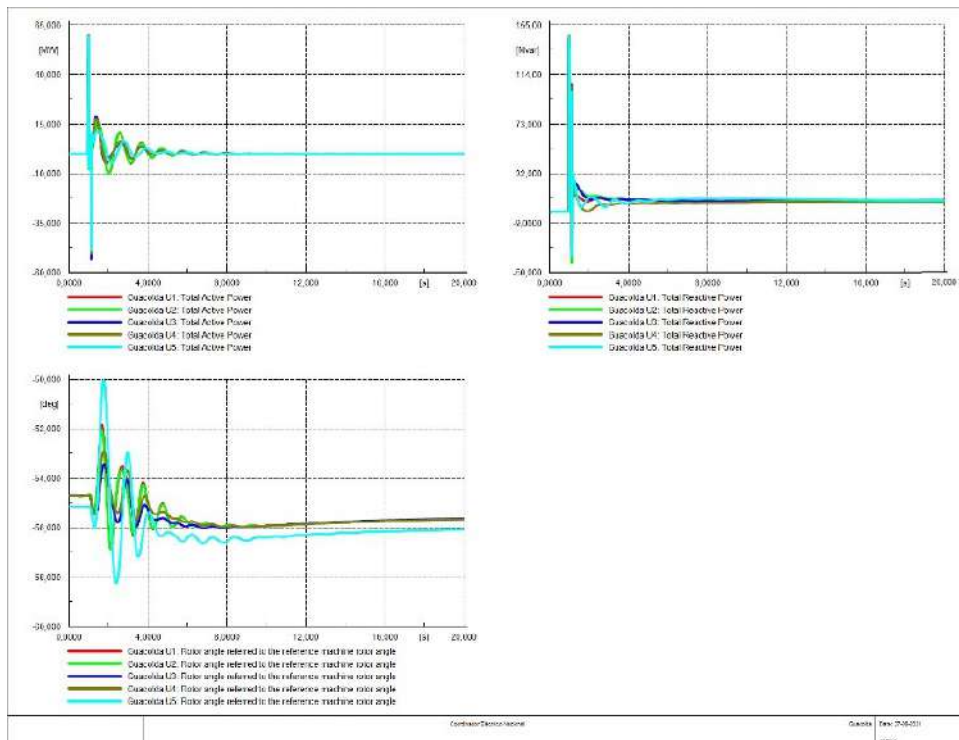


Figura 114: Dinámica de las cinco máquinas síncronas operativas de la Central Guacolda. Fuente: Elaboración propia.

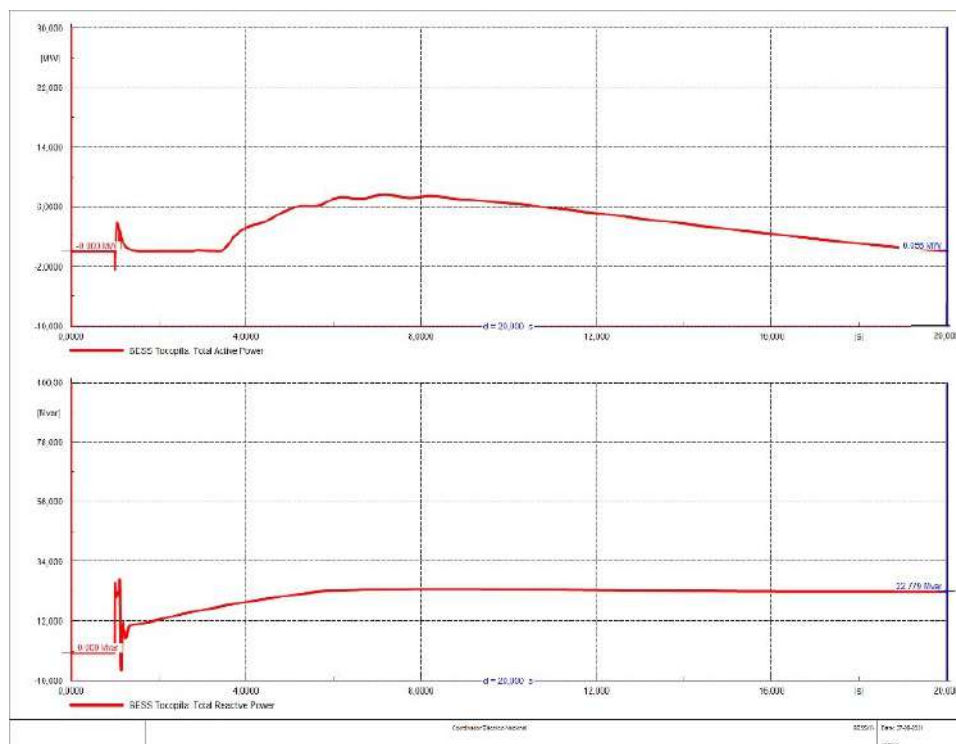


Figura 115: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Tocopilla 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

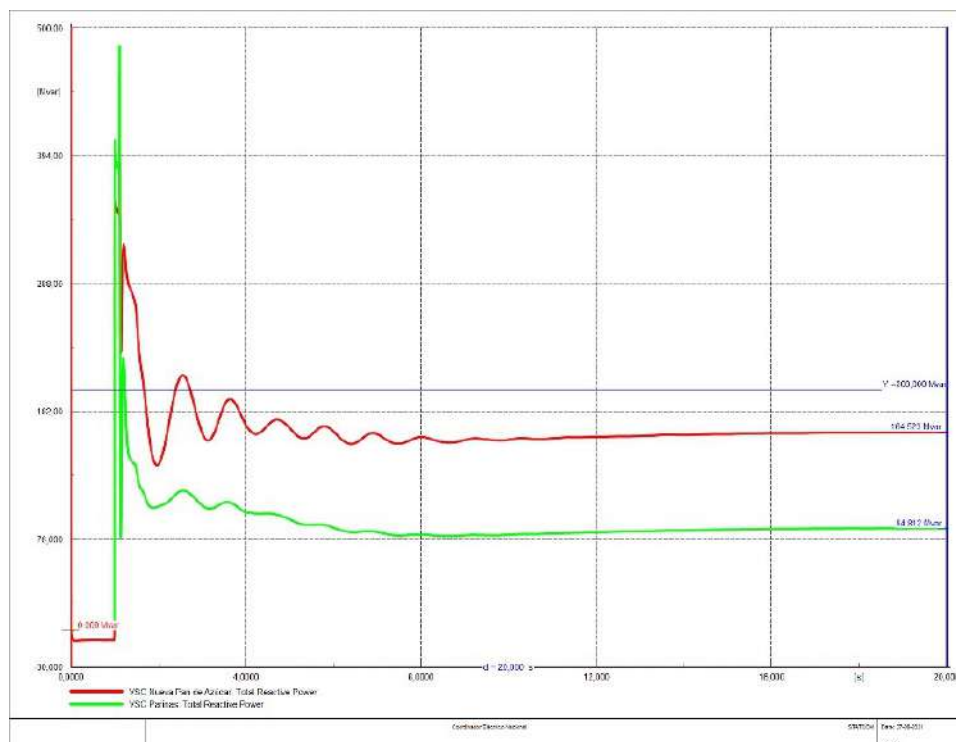


Figura 116: Respuesta dinámica del STATCOM adicional en la S/E Parinas 220[kV] y Nva. Pan de Azúcar. Fuente: Elaboración propia.



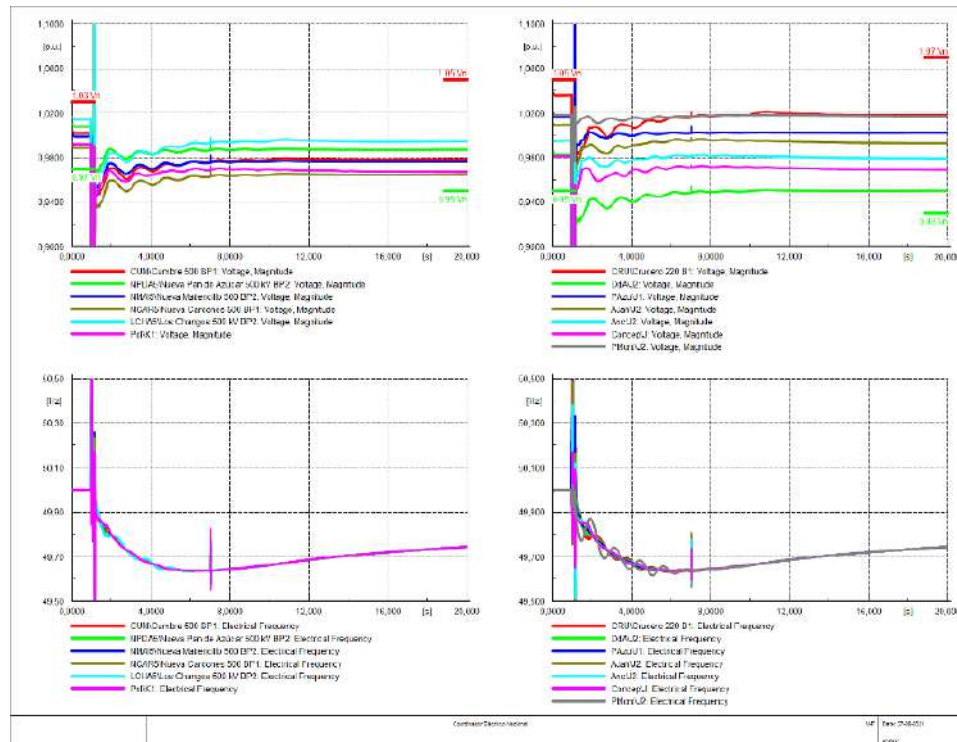


Figura 119: Zoom en la respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN. Fuente: Elaboración propia.

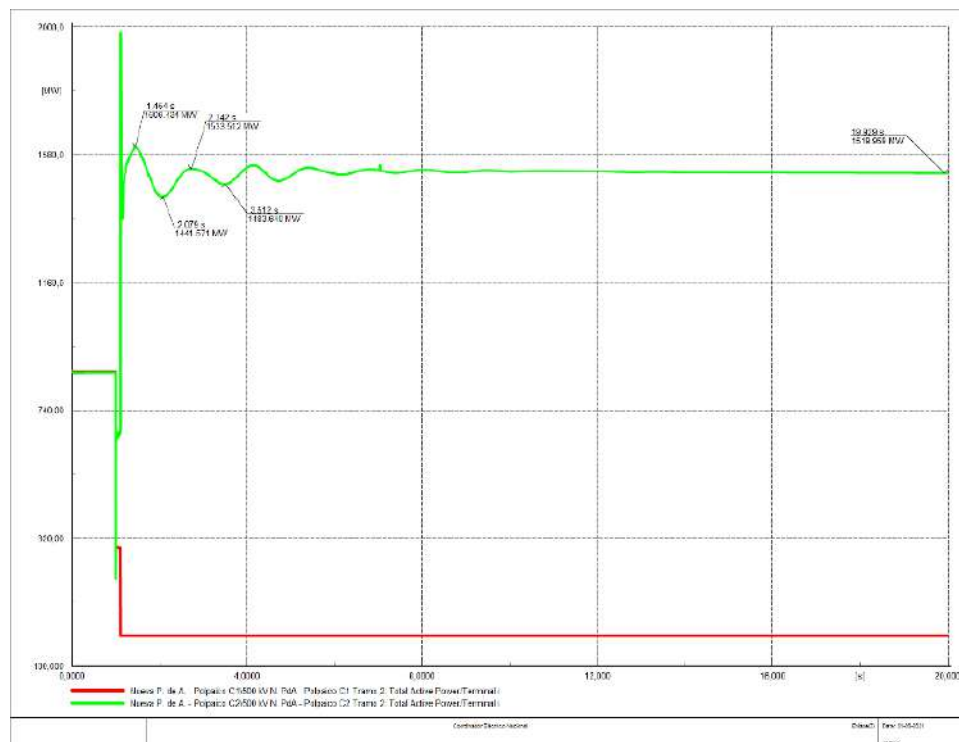


Figura 120: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500[kV]. Fuente: Elaboración propia.

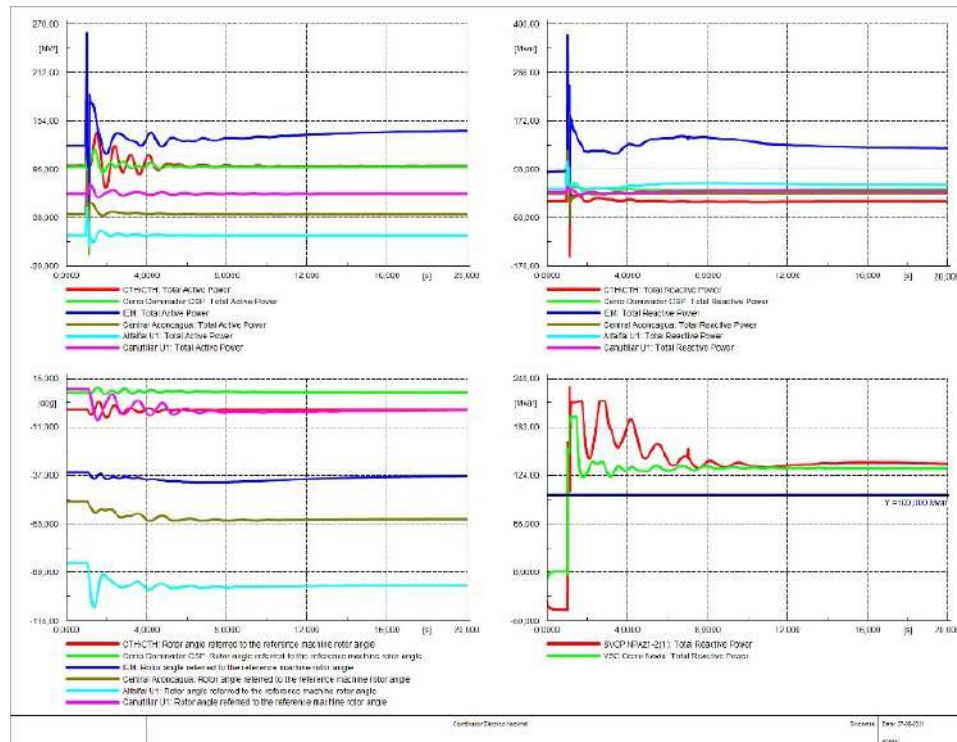


Figura 121: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente. Fuente: Elaboración propia.

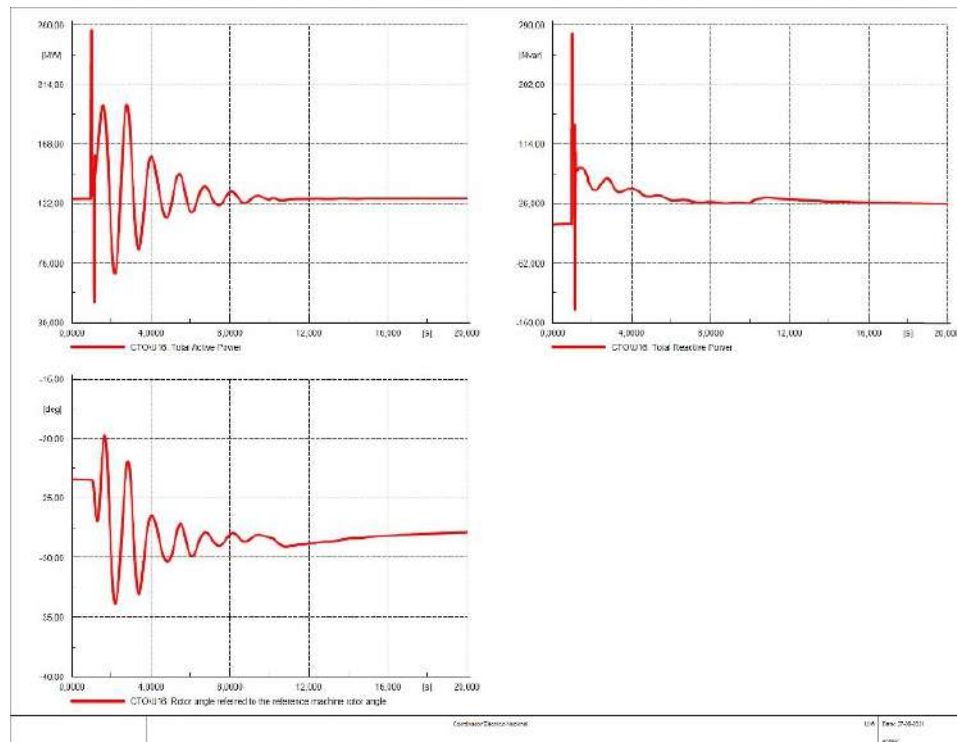


Figura 122: Dinámica de la máquina síncrona U16. Fuente: Elaboración propia.

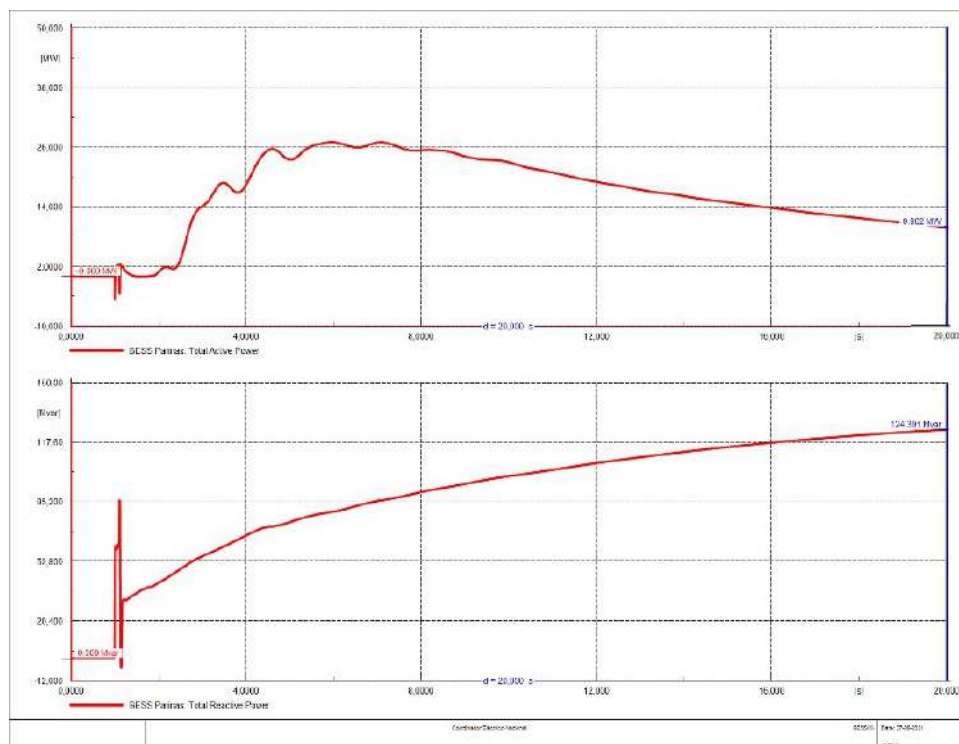


Figura 139. Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Parinas 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

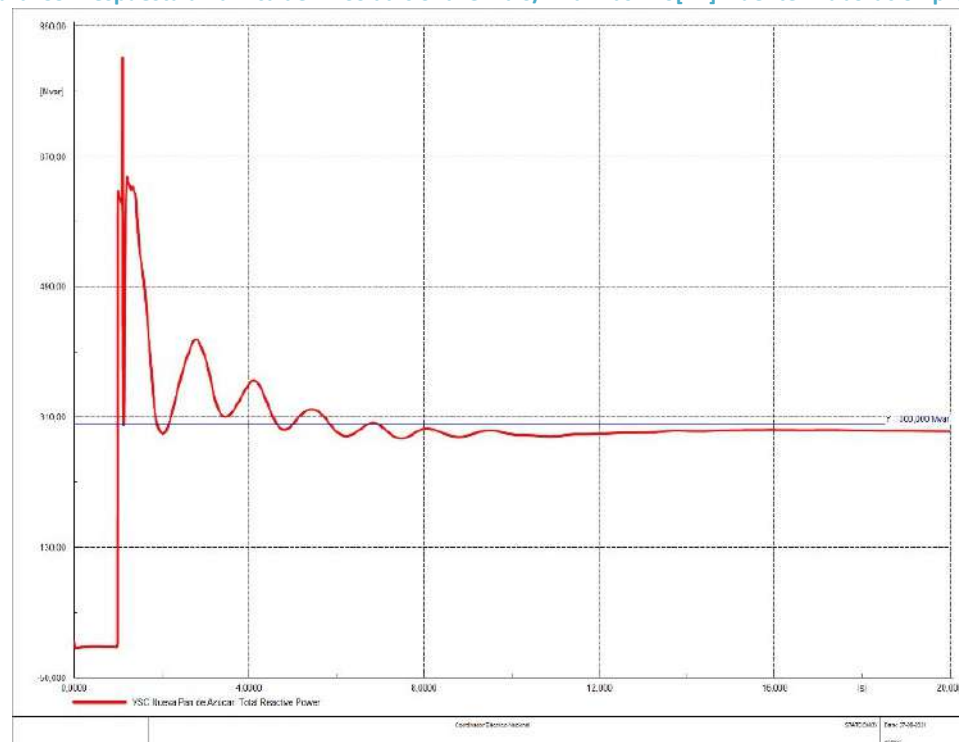


Figura 123: Respuesta dinámica del STATCOM adicional en la S/E Nva. Pan de Azúcar 220[kV]. Fuente: Elaboración propia.

E.3 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DINÁMICA DE LAS BASES DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ESCENARIO FUTURO.

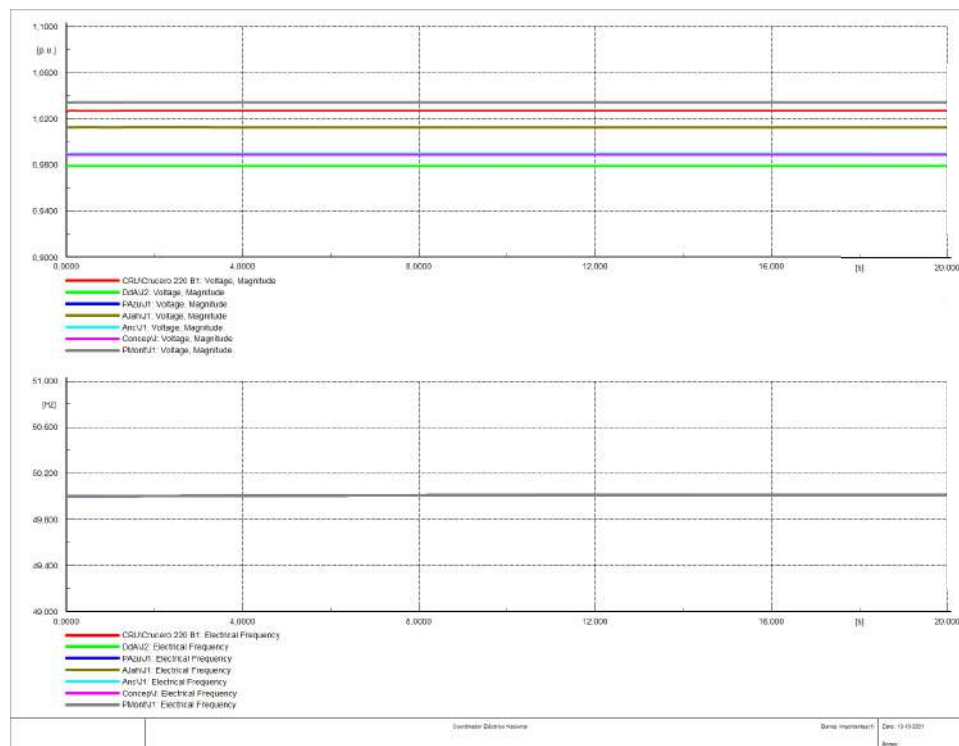


Figura 124. Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 1.

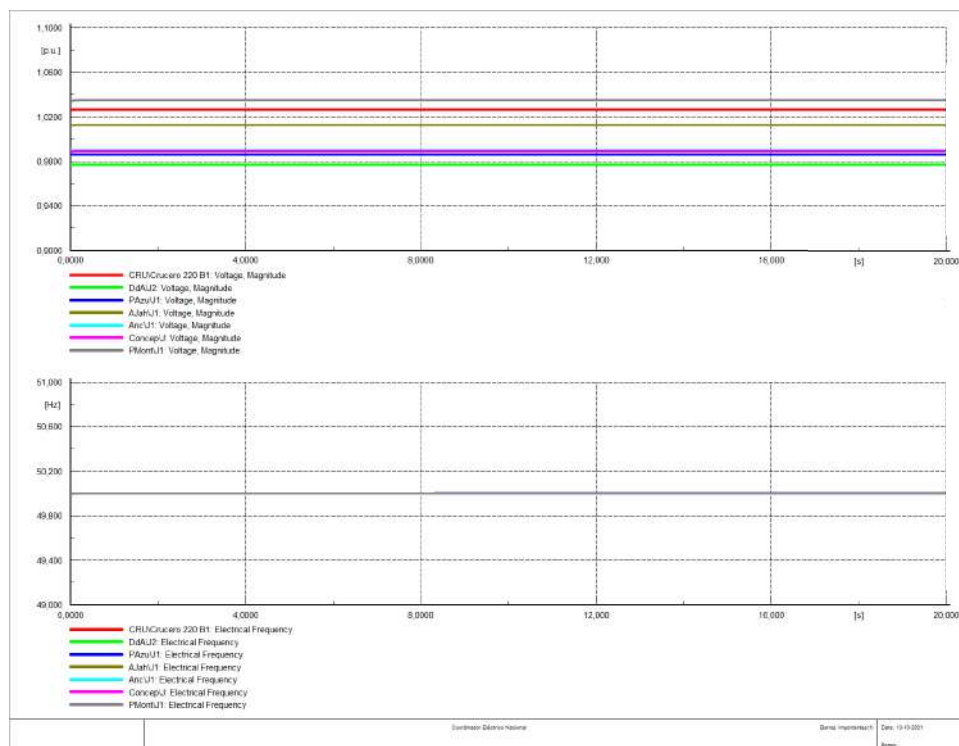


Figura 125: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 2.

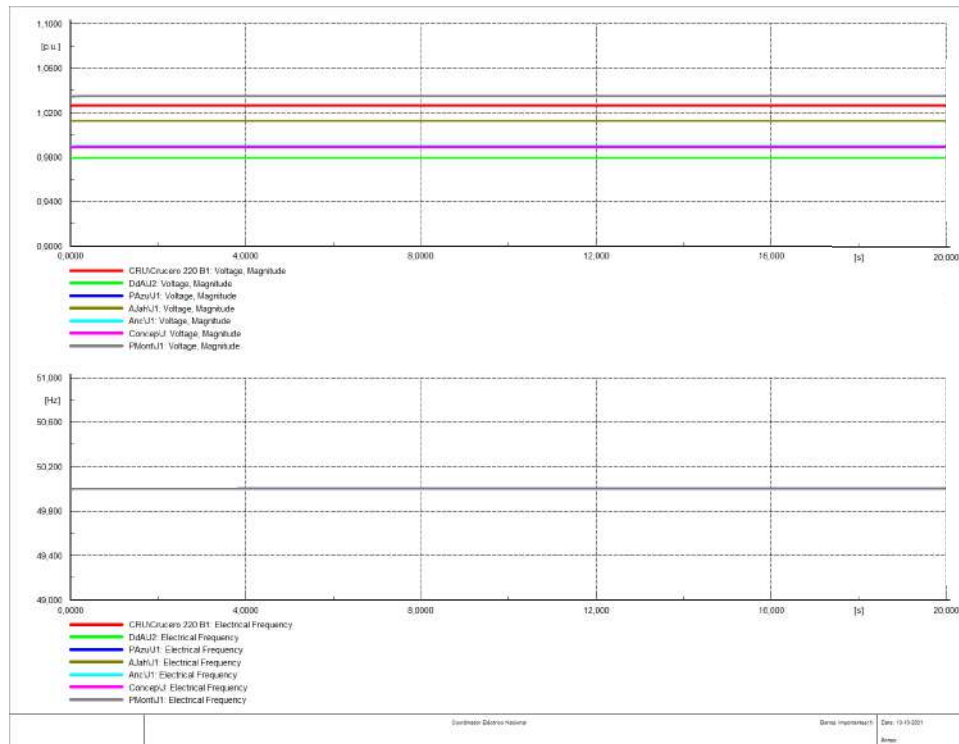


Figura 126: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 3

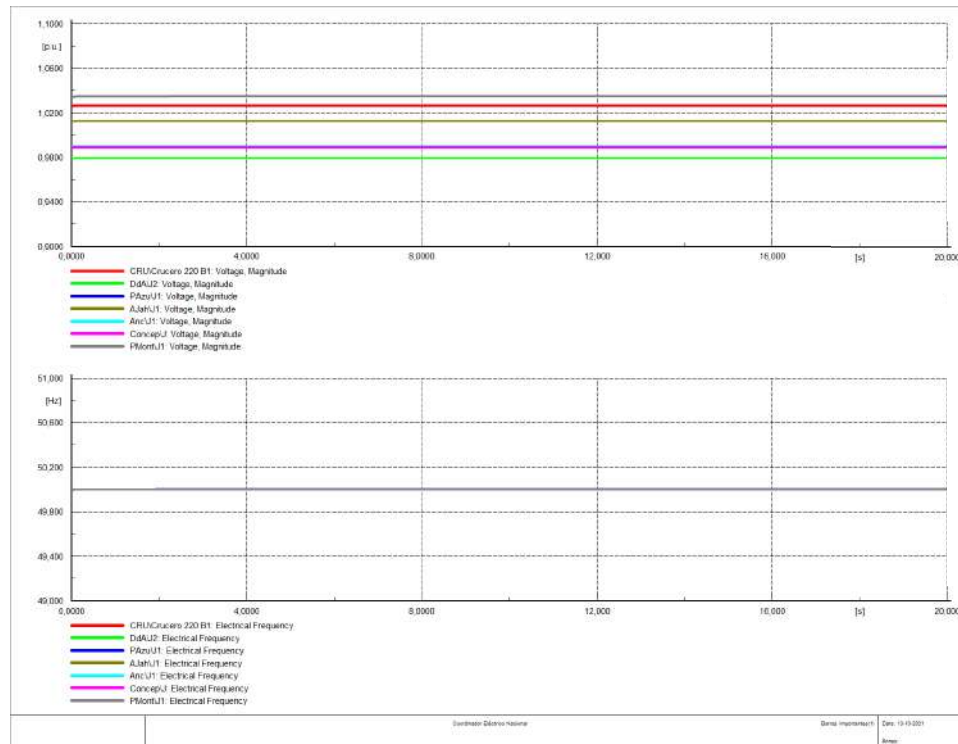


Figura 127: Respuesta de tensión y frecuencia de las barras principales del SEN del Caso 4

E.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN PARA LOS DIVERSOS CASOS ANALIZADOS – ESCENARIO FUTURO

Caso 1: Nuevas centrales ERNC con modelo de control de impedancia constante.

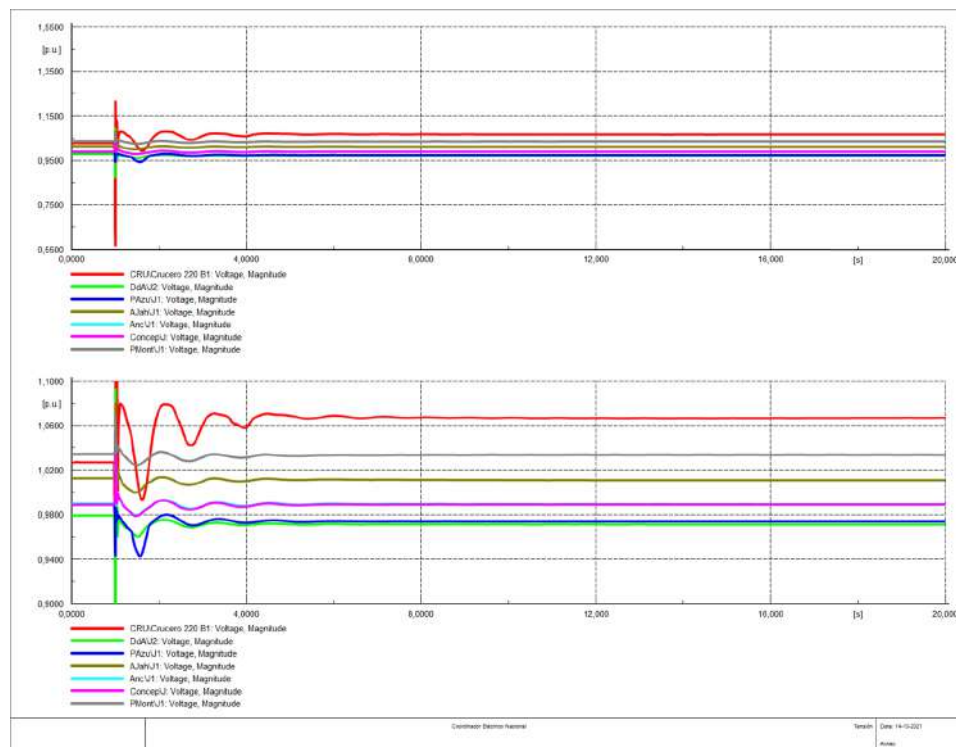


Figura 128: Respuesta de tensión con y sin zoom de las barras principales del SEN.

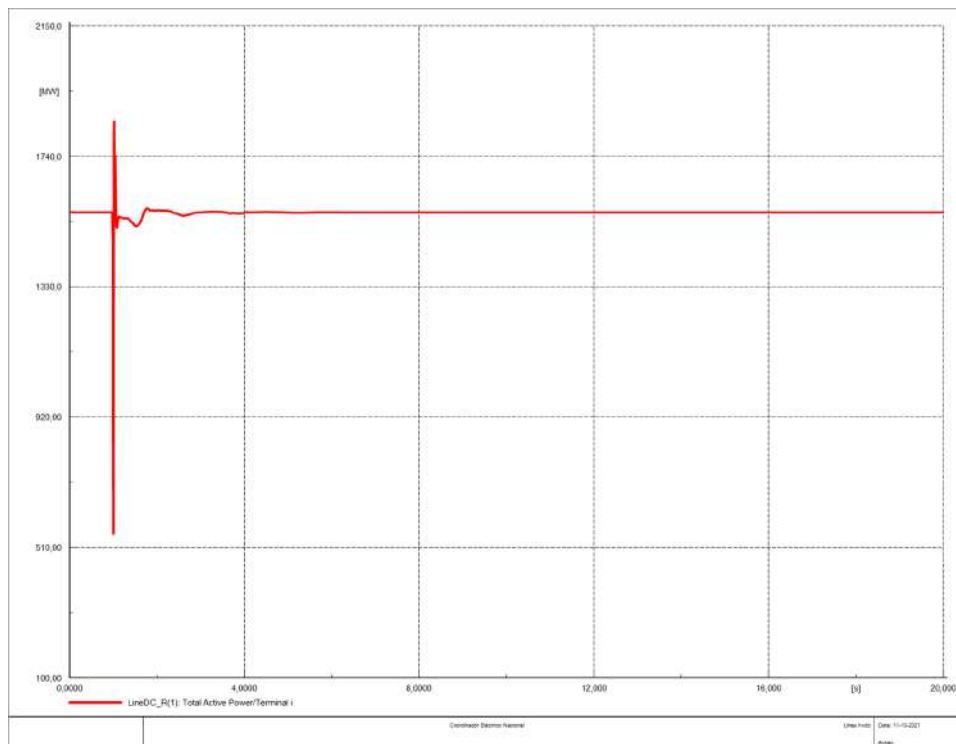


Figura 129: Potencia activa por circuito sano del enlace HVDC.

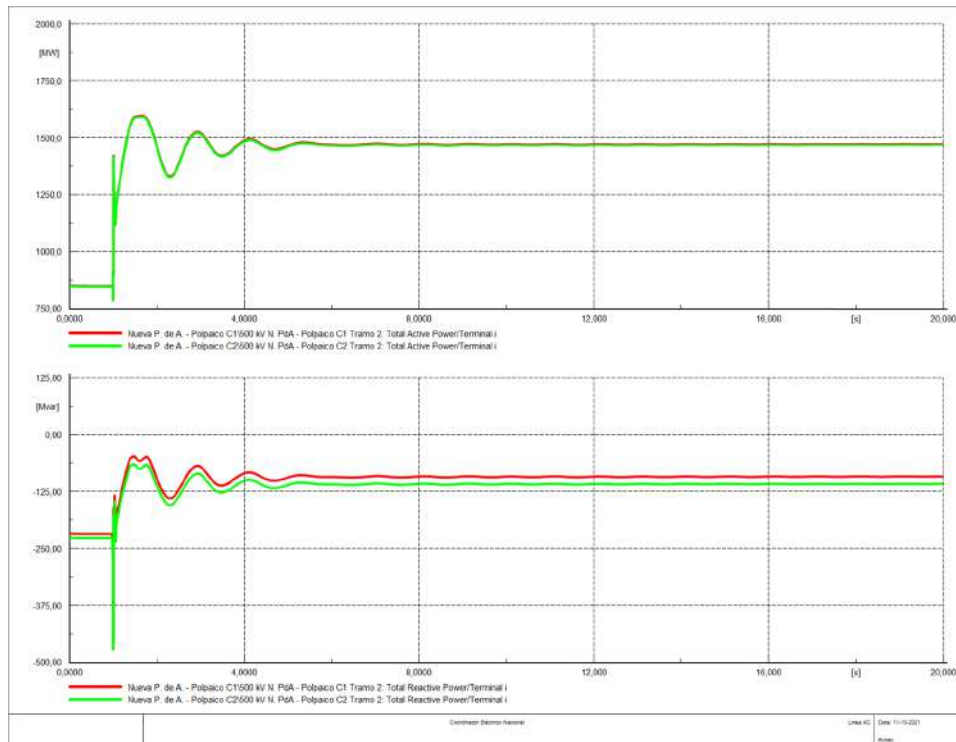


Figura 130: Potencia por el tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV

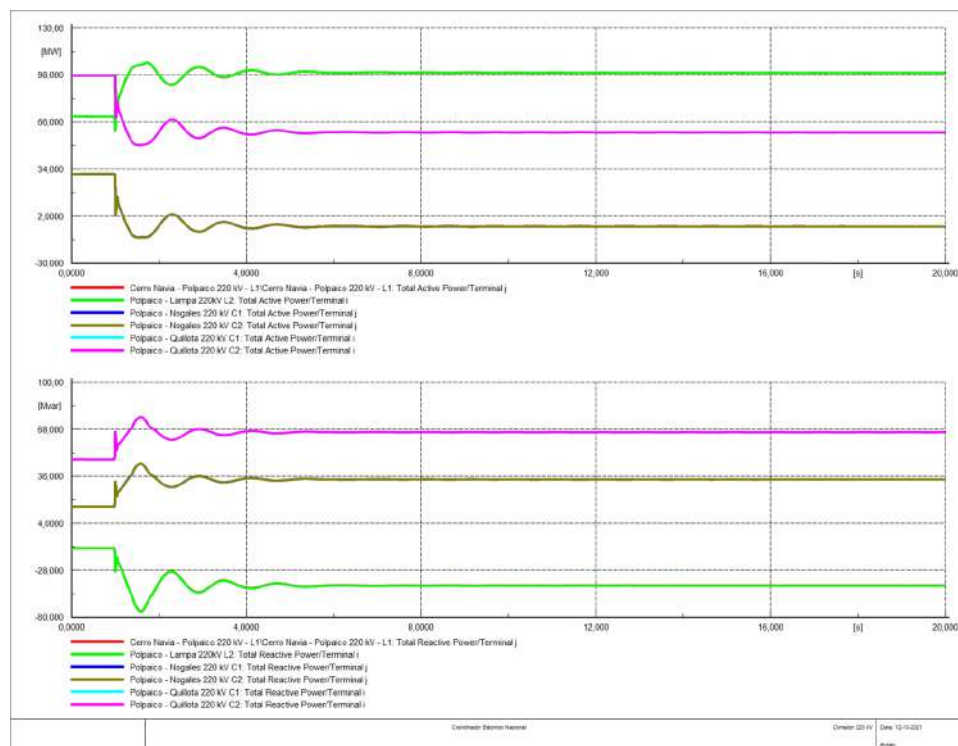


Figura 131: Potencia por el corredor de 220 kV de la S/E Polpaico

Caso 2: Nuevas centrales ERNC con modelo WECC están como control de corriente.

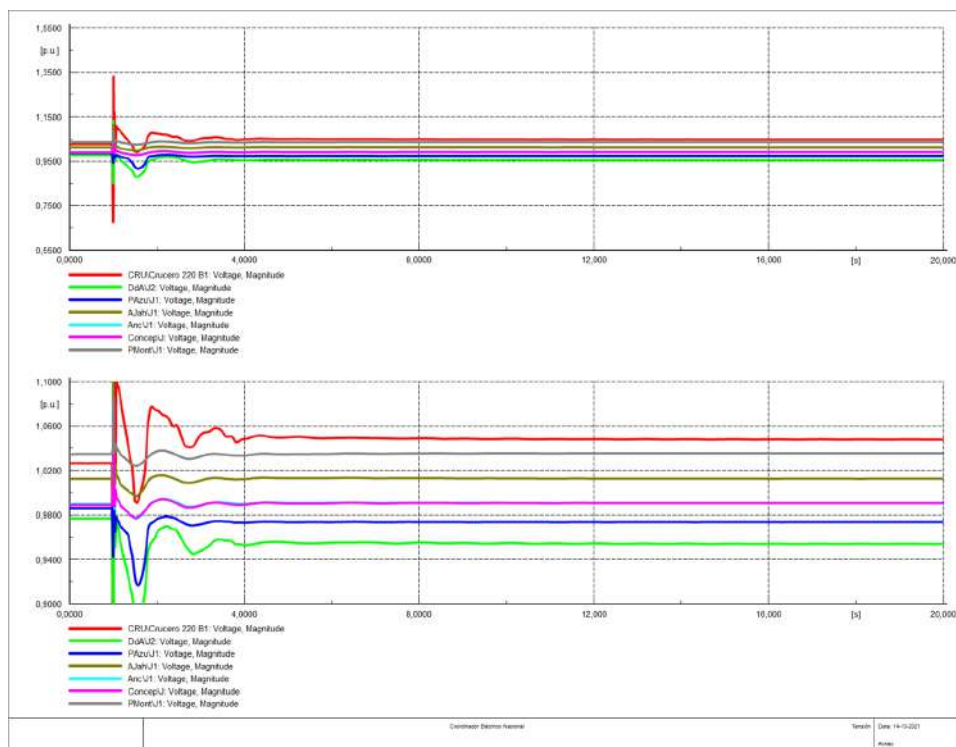


Figura 132: Respuesta de tensión con y sin zoom de las barras principales del SEN

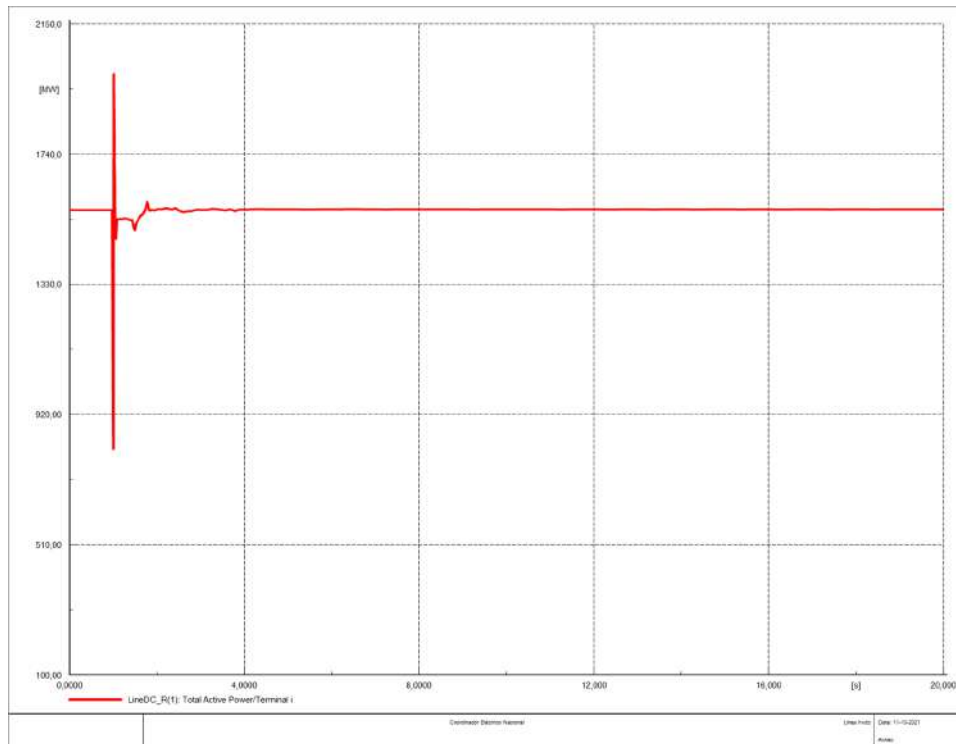


Figura 133: Potencia activa por enlace HVDC

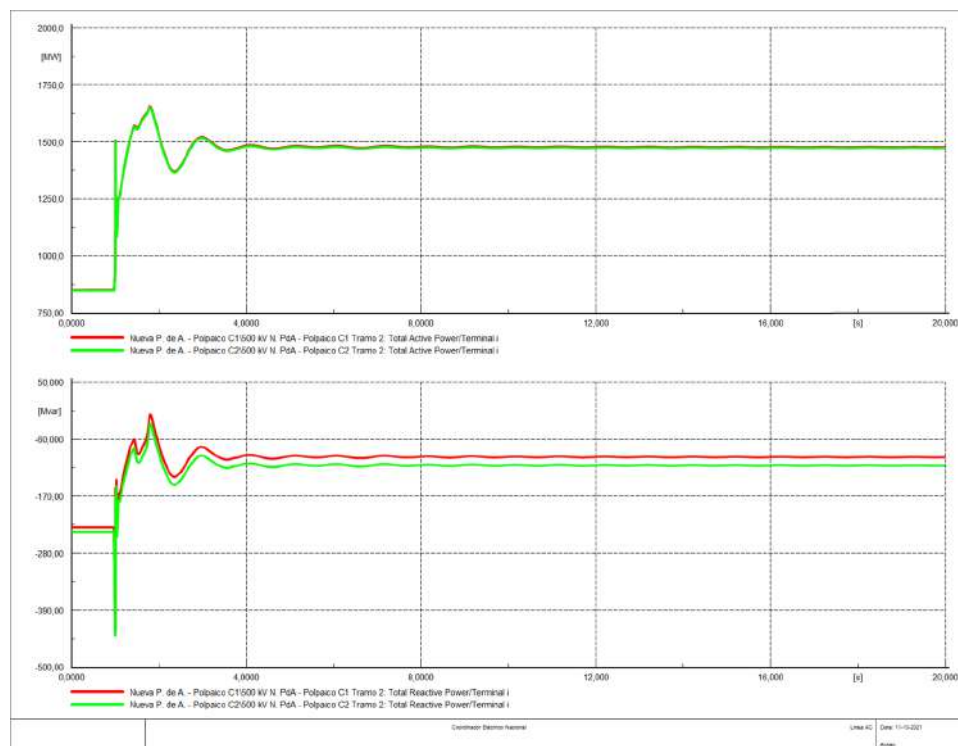


Figura 134: Potencia por el tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV

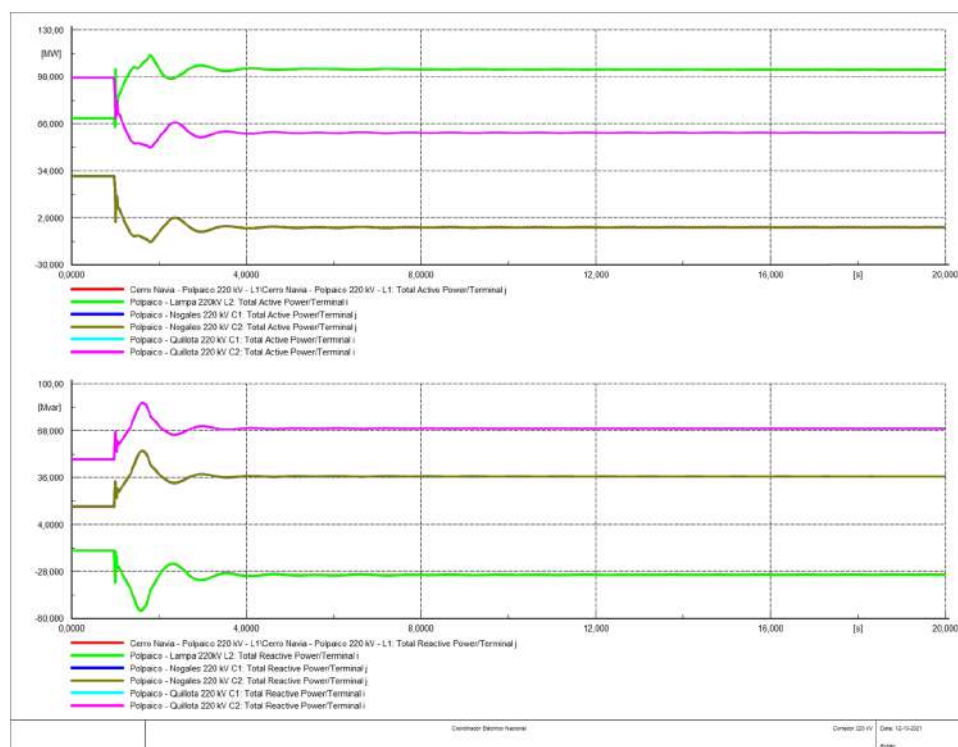


Figura 135: Potencia por el corredor de 220 kV de la S/E Polpaico

Caso 3: BESS absorbiendo e inyectando potencia activa ubicados en los extremos de la línea HVDC.

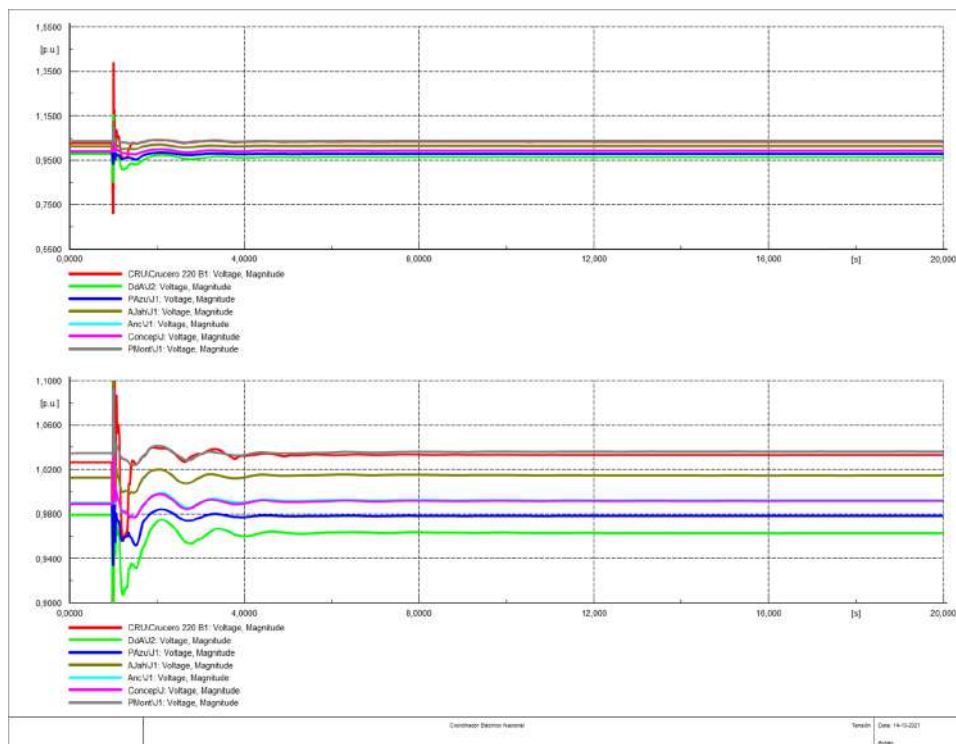


Figura 136: Respuesta de tensión con y sin zoom de las barras principales del SEN.

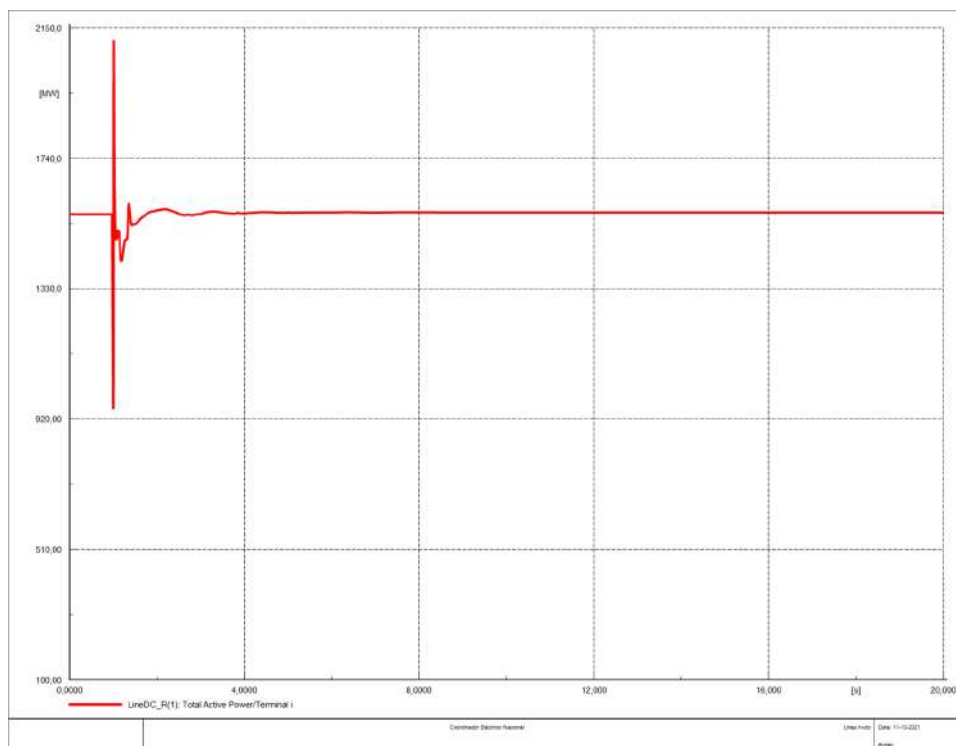


Figura 137: Potencia activa por enlace HVDC

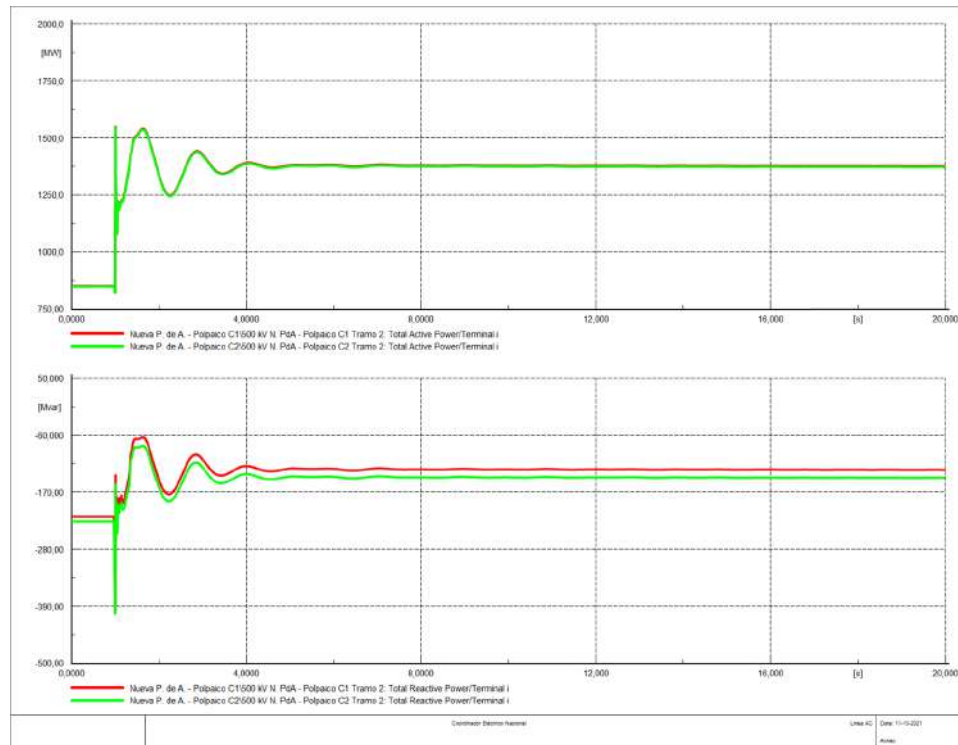


Figura 138: Potencia por el tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV

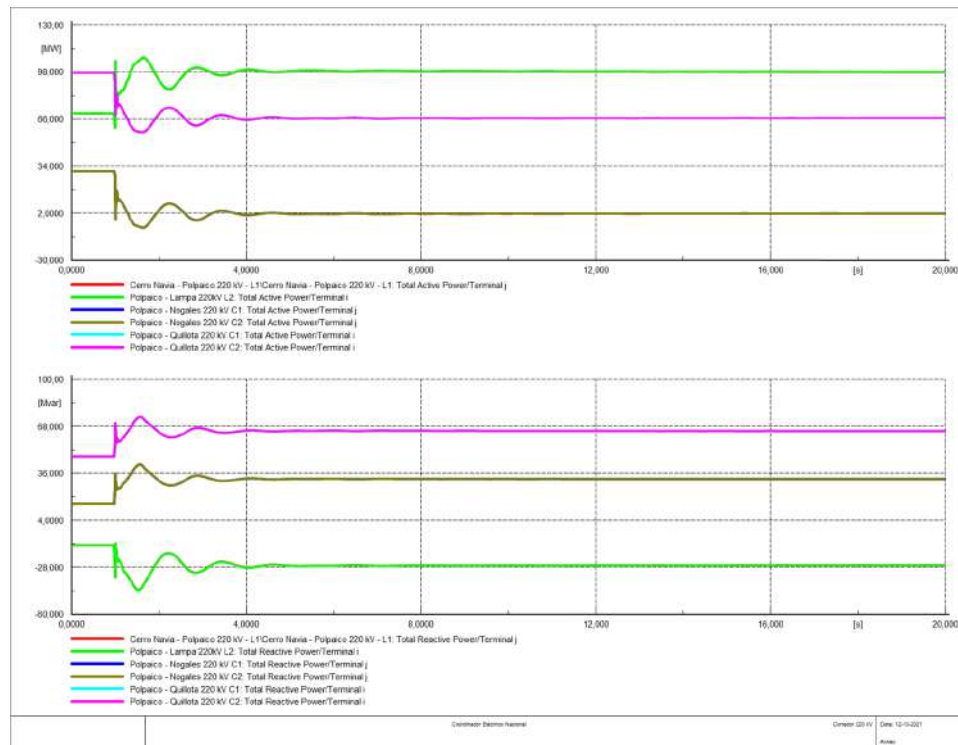


Figura 139: Potencia por el corredor de 220 kV de la S/E Polpaico

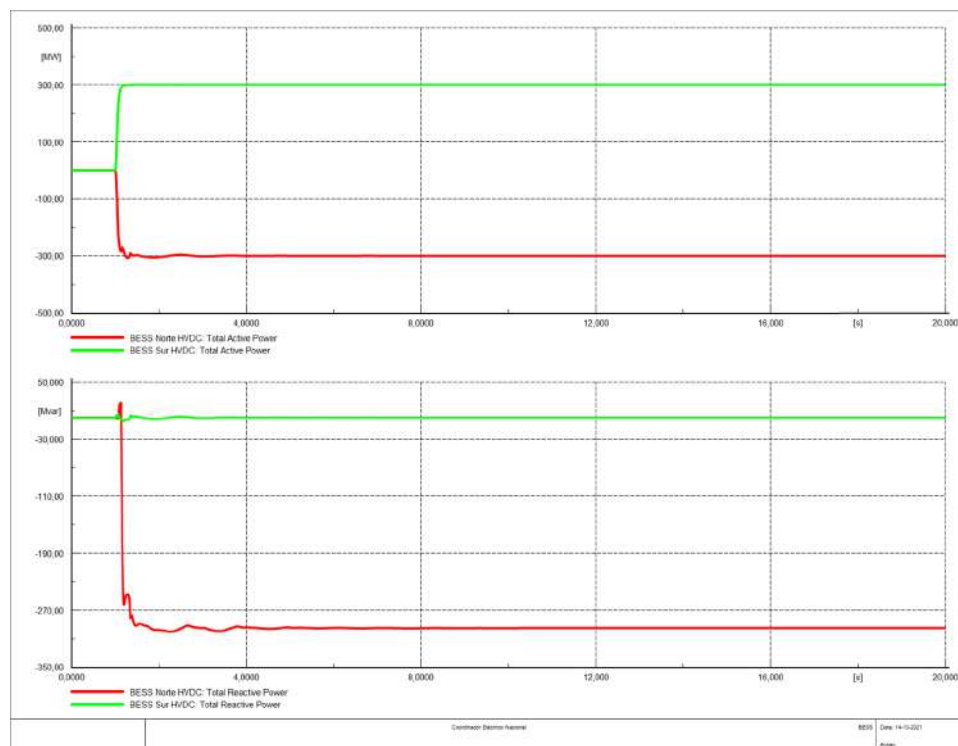


Figura 140: Respuesta dinámica de los BESS adicionales en S/E Tocopilla 220 kV y Lo Aguirre 500 kV

Caso 4: Esquema de control del enlace HVDC que permite una sobrecarga de 20% durante el transiente

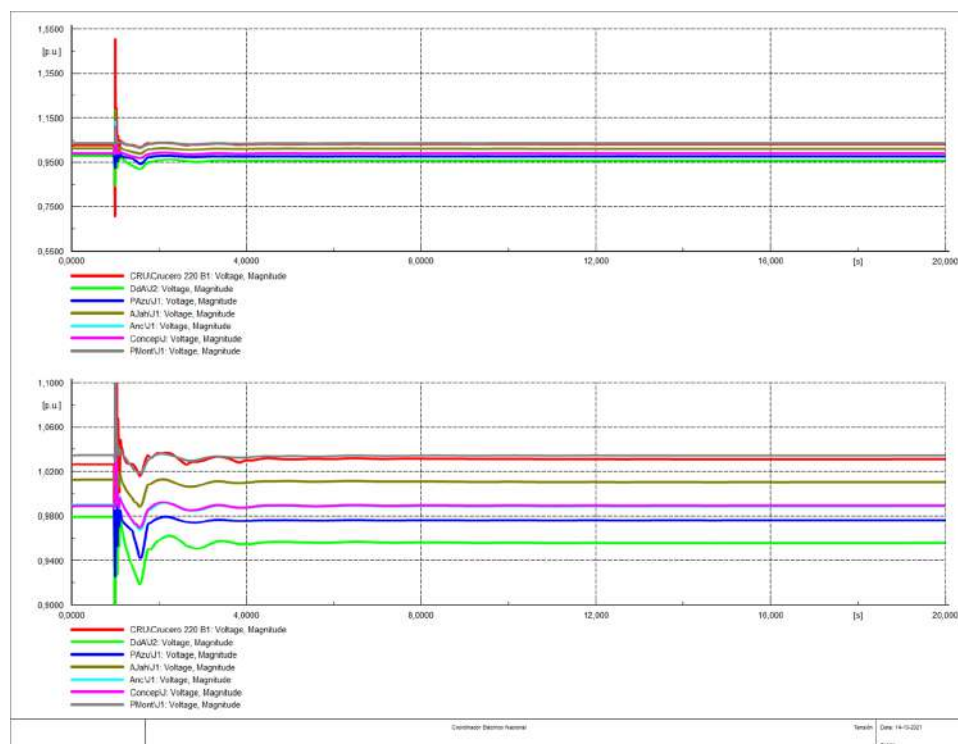


Figura 141: Respuesta de tensión con y sin zoom de las barras principales del SEN

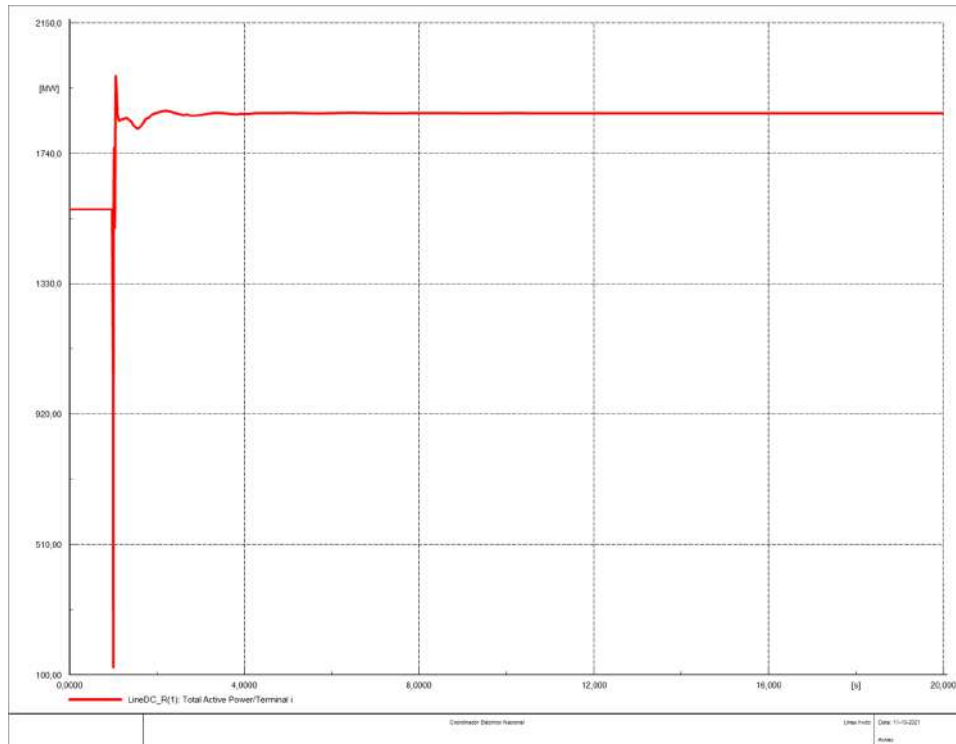


Figura 142: Potencia activa por enlace HVDC

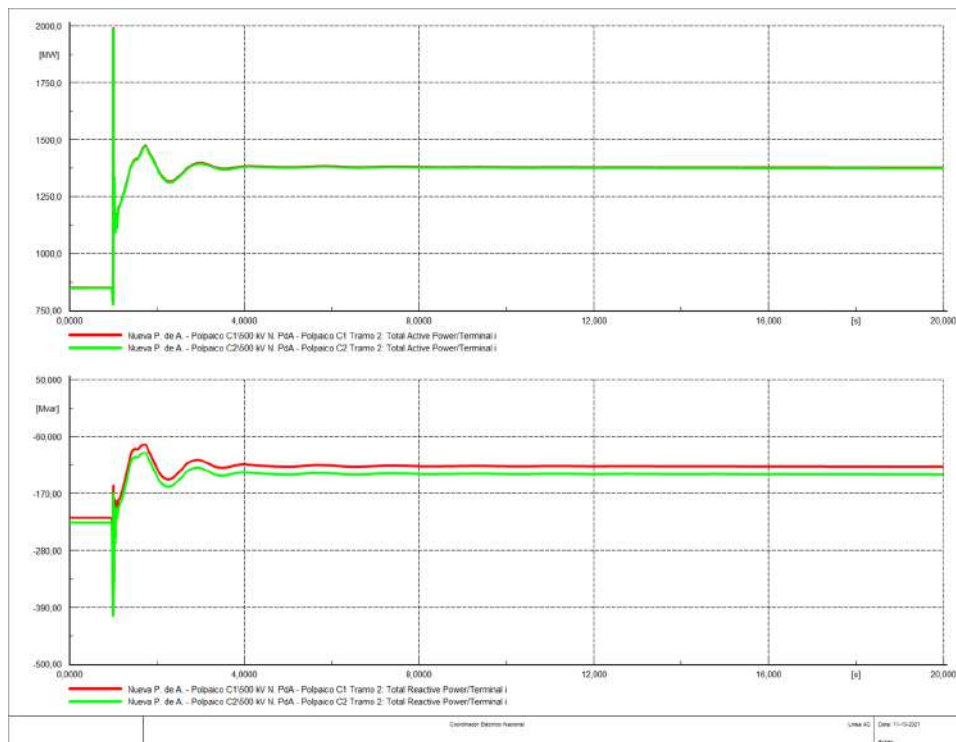


Figura 143: Potencia por el tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV

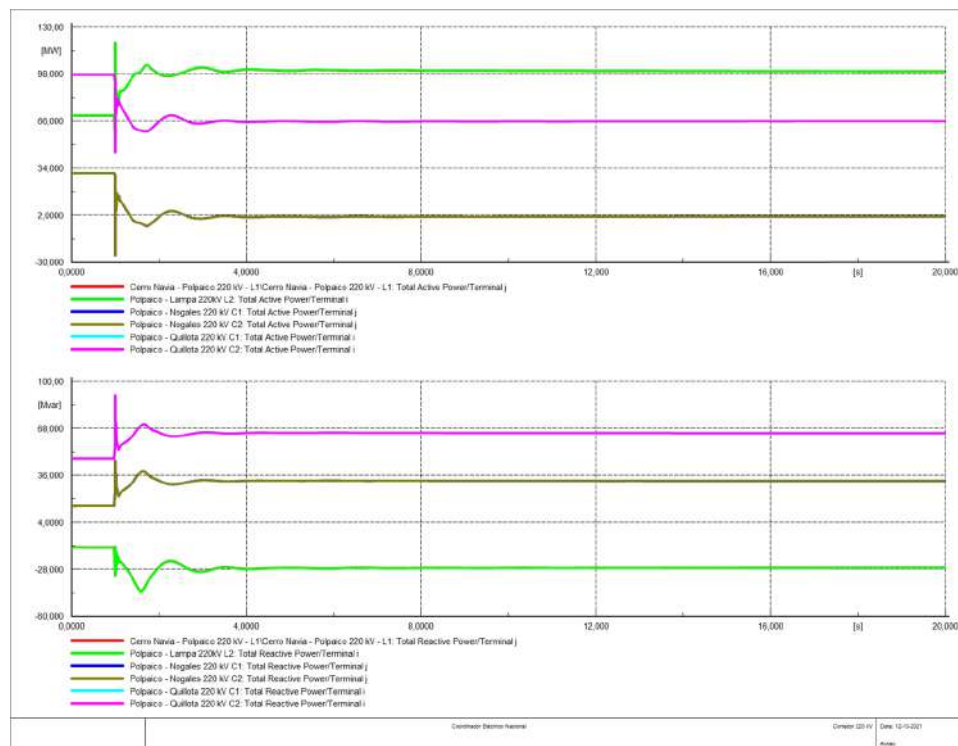


Figura 144: Potencia por el corredor de 220 kV de la S/E Polpaico

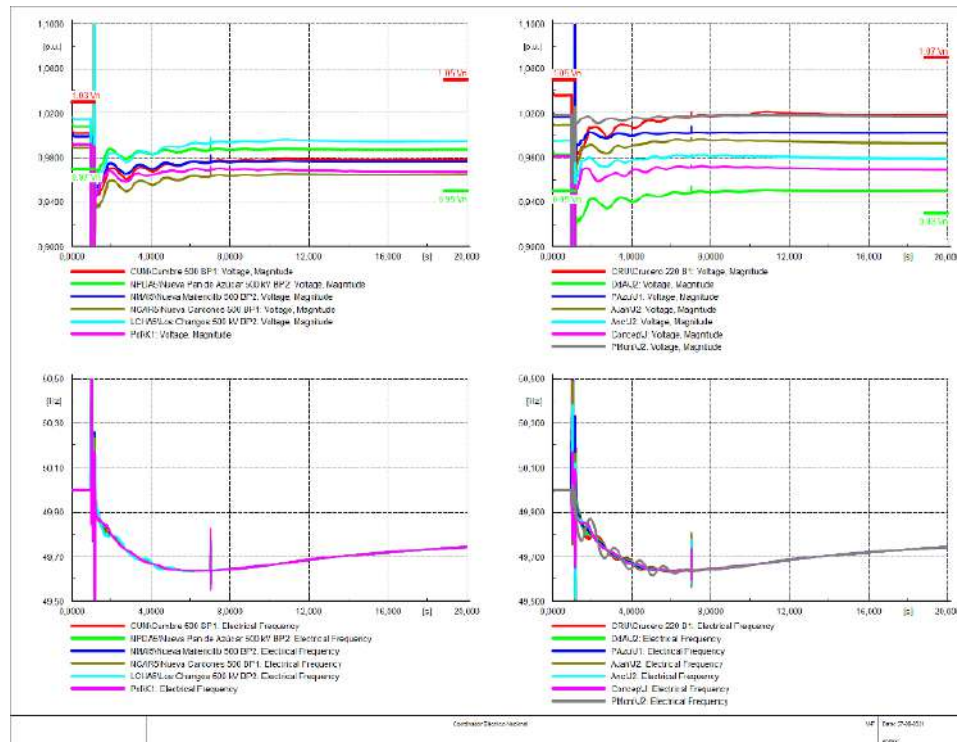


Figura 145: Acercamiento en la respuesta de tensión y frecuencia de la Zona de Interconexión y de las barras principales del SEN

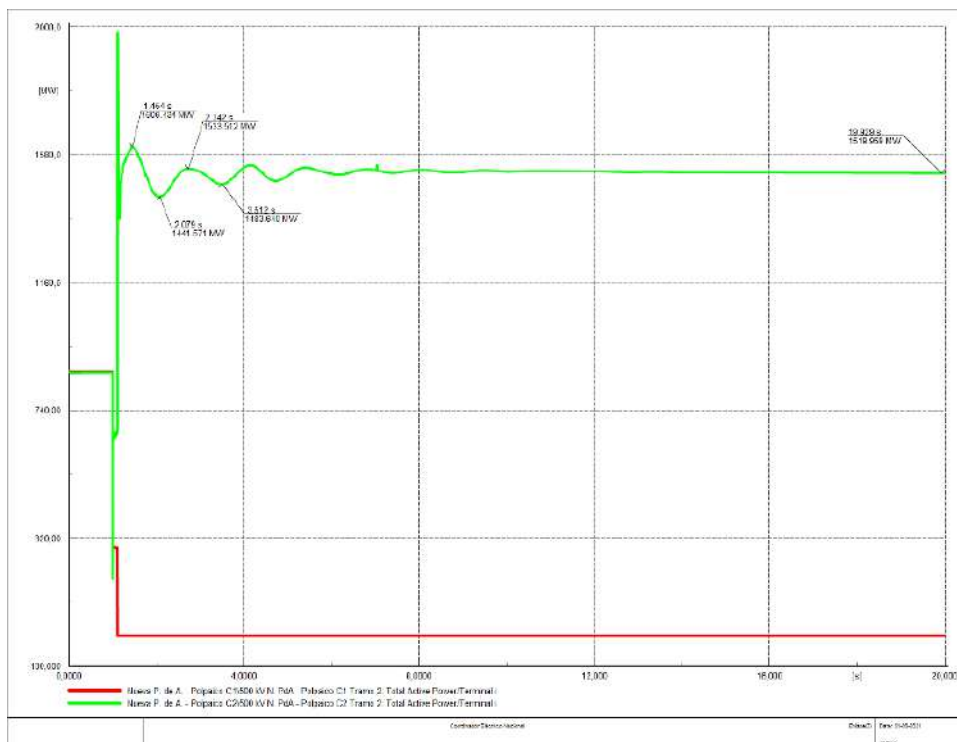


Figura 146: Potencia activa del tramo Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV

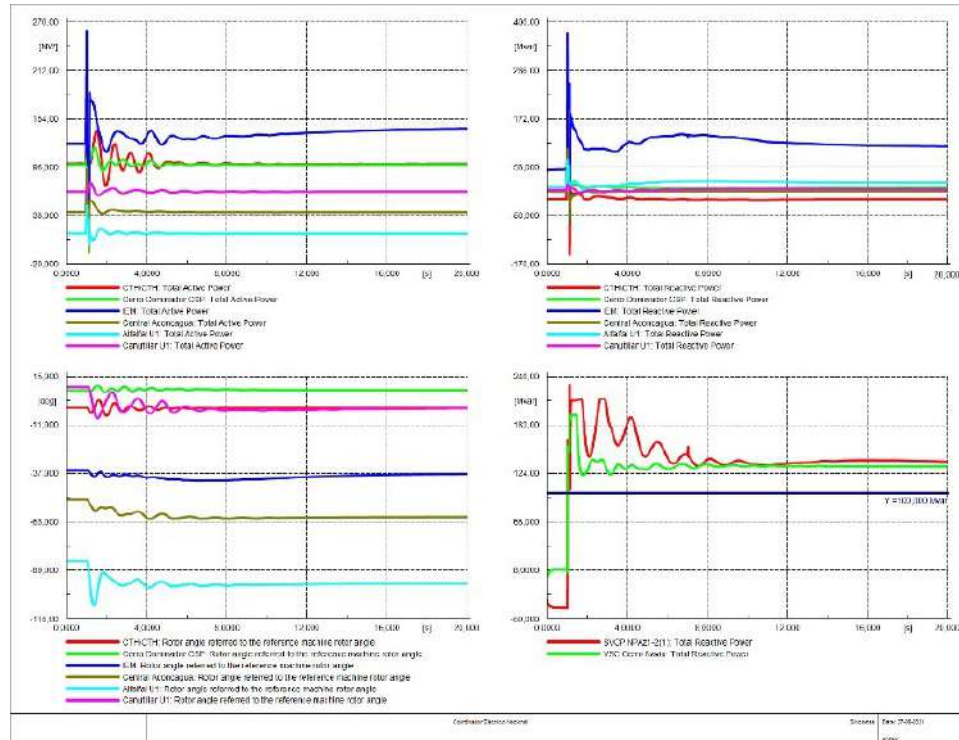


Figura 147: Dinámica de generadores síncronos y STATCOM existente

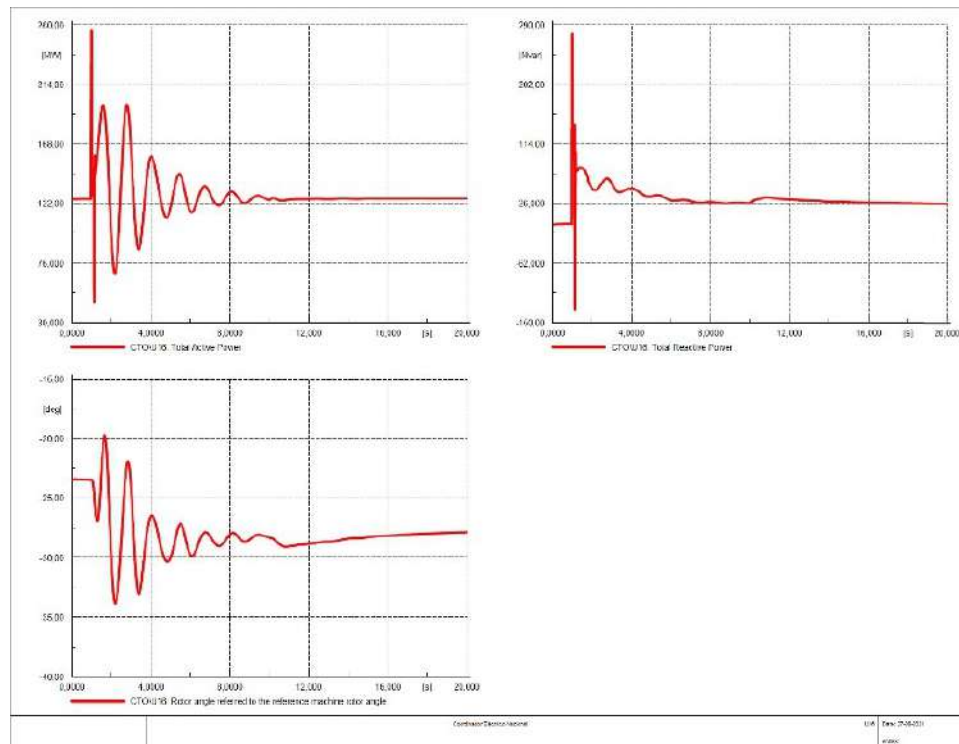


Figura 148: Dinámica de la máquina síncrona U16

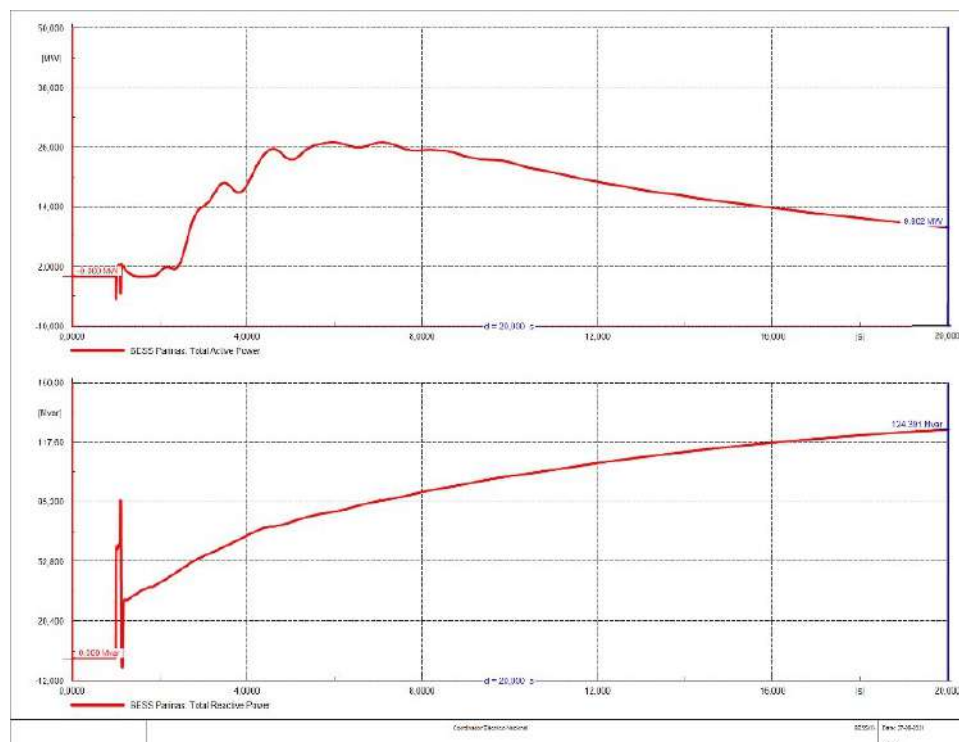


Figura 149: Respuesta dinámica del BESS adicional en la S/E Parinas 220 kV

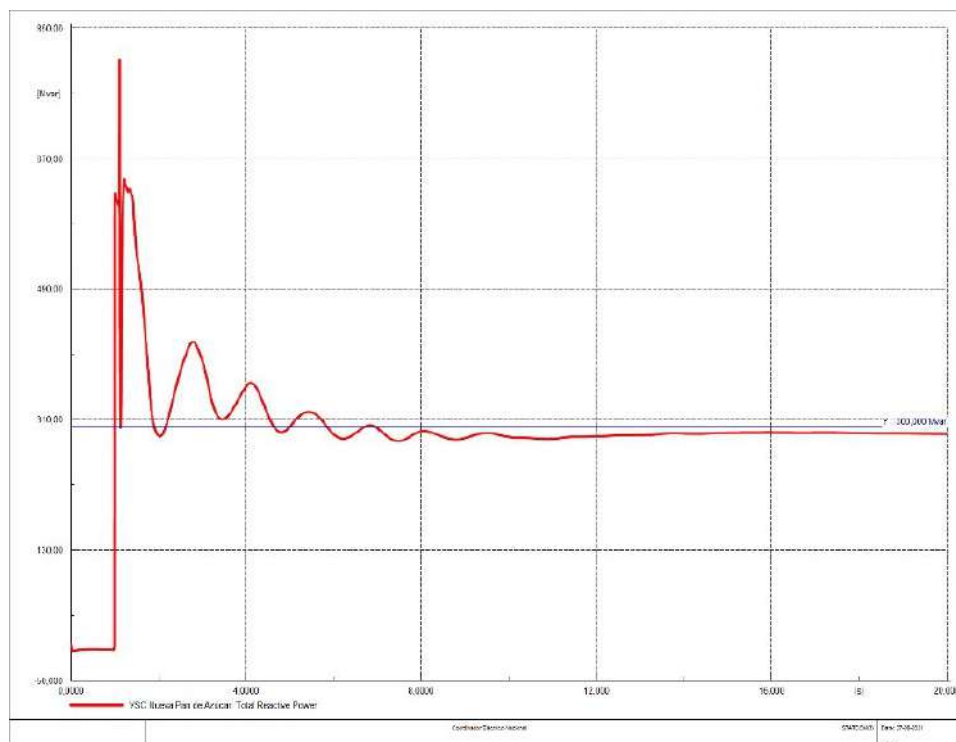


Figura 150: Respuesta dinámica del STATCOM adicional en la S/E Nva. Pan de Azúcar 220 kV

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE)



Américo Vespucio Norte 2700/404

Vitacura

+56 22944 4636

www.spec.cl

www.ameba.cloud