



En colaboración con:
ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA



RESUMEN ESTUDIO:

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

Preparado para:



Diciembre de 2021



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
Av. Federico Santa María 6090, Viña del Mar
www.usm.cl

Resumen Ejecutivo

1.1 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, biogás y olas/mareas. Asimismo, el potencial de generación eléctrica de las fuentes solares, eólicas, geotérmicas e hidroeléctricas es 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 biogás y de energías marinas.

También podemos señalar el costo de inversión competitivo 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.

Finalmente, los efectos asociados al cambio climático, donde además de la crisis ambiental producto de la gran cantidad de emisiones que produce el sector energético, otras consecuencias, como por ejemplo la disminución de precipitaciones para generación hidroeléctrica, son al mismo tiempo una oportunidad para el crecimiento de otras fuentes y tecnologías.

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, el acuerdo contempló 28 centrales en un inicio, sólo se proyectó cerrar 8 de ellas al año 2025, dejando el resto para ser definido entre 2025 y 2040. Recientemente, nuevos anuncios han adelantado el cierre de otras centrales a carbón, por lo que al 2025 se habrán cerrado un total de 18 de ellas. Lo anterior permite pensar que el retiro total del carbón como combustible para la generación eléctrica ocurrirá antes de 2040, meta inicial de dicho acuerdo.

En momentos en que en el Congreso Nacional se discute un proyecto de ley¹ 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, es de suma importancia desarrollar 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 técnicas, económicas, ambientales y sociales.

1.2 OBJETIVO DEL ESTUDIO

En este contexto, la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., encomendó a SPEC el desarrollo de un estudio con el objetivo de identificar los

¹ Boletín 13196-12. Más información en: <https://bit.ly/3oyJrfT>

principales elementos **habilitantes y condicionantes**² para que el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que no afecte la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, determinando la mejor trayectoria para lograr esta transición, primero bajo el análisis de tres escenarios: el primero con un horizonte de cierre al 2025, y el segundo con retiro total del carbón al 2030.

El tercer escenario, plantea y analiza las condiciones de un hito más ambicioso y que es el propósito central de la investigación: la eliminación de todos los combustibles fósiles de la matriz de generación eléctrica del país, en el período 2035-2040.

1.3 RESULTADOS GENERALES

Para abordar el objetivo del estudio se plantearon diversas actividades descritas en el marco metodológico general (ver sección Anexo A) las cuales se llevaron a cabo para los siguientes escenarios relativos a las alternativas para el cierre de las unidades de generación termoeléctrica:

- **Escenario 2025:** se centra en el análisis del sistema eléctrico considerando el cierre completo de las centrales a carbón al año 2025. El análisis para las actividades 2 y 3 corresponde al año 2026, y considera, por tanto, que la totalidad de las unidades a carbón no se encuentran disponibles para la operación.
- **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 análisis para las actividades 2 y 3 corresponde al año 2030, a partir del cual las centrales a carbón ya no están disponibles para la operación. Se ha considerado este año por ser el primero, donde bajo las consideraciones del Consultor, estaría en servicio el enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre.
- **Escenario futuro sin gas ni diesel:** se analiza las necesidades del sistema eléctrico considerando el cierre completo de las centrales a carbón al año 2030, más la salida progresiva de centrales a gas y diesel entre 2035 y 2040. El análisis se centra en la actividad 1.

Luego de casi un año de trabajo, SPEC en conjunto con especialistas del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), la Universidad Técnica Federico Santa María, y el apoyo internacional de renombrados académicos del Imperial College London³, llevaron adelante una serie de estudios tanto técnicos como económicos en la materia. Sus principales hallazgos se resumen a continuación.

1.3.1 Escenario 2025

A partir de las hipótesis utilizadas, los resultados muestran que 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**. Los análisis realizados muestran que se

² 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.

³ Goran Strbac y Adrià Junyent-Ferré

requieren sobre 7.000 MW de obras de generación y 1.100 MW de almacenamiento, adicionales a los 10.000 MW en proyectos actualmente en construcción, prueba o desarrollo, para adaptar el parque de forma eficiente hacia el año 2025.

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. En ella se identifican los proyectos considerados en pruebas, construcción o comprometidos para sustentar contratos de suministro durante el periodo 2021-2025, además de obras adicionales de generación y almacenamiento necesarias para adaptar el parque y mantener el equilibrio económico de largo plazo para cada quinquenio hasta el 2040.

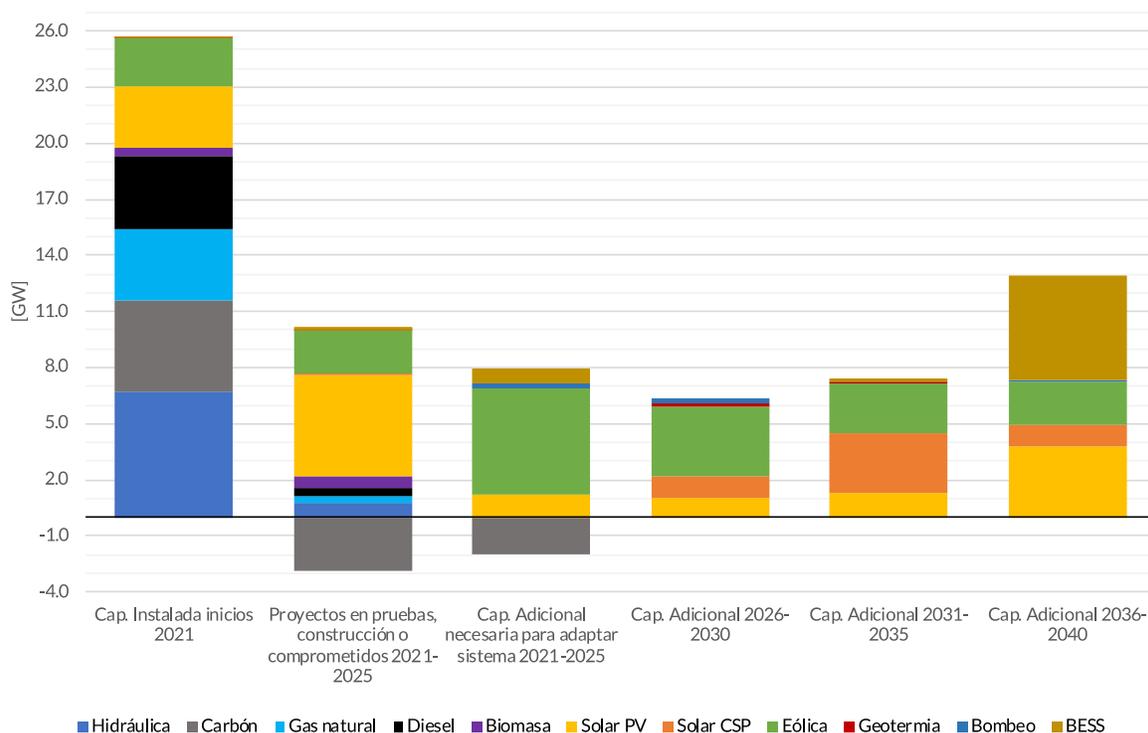


Figura 1: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar al sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. Escenario 2025.

En el Escenario 2025, que considera una salida completa de las centrales a carbón para el año 2025, las estimaciones muestran que, 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 a casi 40 GW hacia el año 2026.** Se precisa el rápido desarrollo de **energía eólica extendida a lo largo del país (+5.7 GW)**, con un fuerte desarrollo en la zona de Taltal. Asimismo, se necesitaría la incorporación de **1 GW de almacenamiento** en la zona del Norte Chico para aliviar restricciones de transmisión; además de la incorporación de más de **1 GW de energía solar fotovoltaica** cercana a los centros de consumo.

En cuanto a **aspectos relativos a la factibilidad operacional y cumplimiento de la suficiencia ante un eventual retiro de todo el parque de generación a carbón al 2025**, los principales hallazgos son:

- i. Se requiere asegurar la presencia de gas natural para generación durante todo el año, contrario a lo que se observa actualmente, donde existe una marcada estacionalidad en su uso, con un decrecimiento durante el último trimestre del año. Esto a fin de evitar el uso intensivo de diésel para generación;
- ii. Es necesario incentivar la incorporación del almacenamiento, para así evitar una eventual alza de los costos marginales en horas no solares, reducir la congestión en el sistema de transmisión 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 demanda una mayor flexibilidad para la operación intra-diaria 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 intra-diario del operador, y;
- iv. De no incorporarse capacidad adicional de energías renovables (+8 GW) ante la salida del carbón el 2025, podrían observarse niveles elevados de uso de diésel que comprometerían la reducción de emisiones esperada mediante el retiro de las centrales a carbón.

Para los **análisis de cumplimiento de los estándares en seguridad y calidad de servicio**, en primer lugar se seleccionó una condición operacional proyectada que resulta desafiante desde el punto de vista de estabilidad. Dicho punto operacional se caracteriza por una baja disponibilidad de inercia en el sistema, con un uso a plena capacidad de los corredores de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico 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 el segundo trimestre del año, particularmente en condiciones de hidrología seca (con un reducido aporte de las centrales hidroeléctrica).

Bajo estas condiciones, los análisis muestran que ante **contingencias de generación**, si bien se mantiene la estabilidad en frecuencia, se visualiza un deterioro en la respuesta del sistema. En particular, ante la desconexión intempestiva de sobre 300 MW de generación, se requiere desconectar consumos de forma automática para mantener la estabilidad del sistema. Esta situación dista del estándar actual de respuesta del Sistema Eléctrico Nacional, debido a que los montos de inercia disponible en el sistema se mantienen en niveles naturalmente altos, dada la cantidad de centrales convencionales despachadas.

Los análisis realizados muestran que los **desafíos de estabilidad de frecuencia** pueden sobrellevarse mediante enfoques tradicionalmente ocupados en la operación del SEN, entre otros, despachando centrales térmicas a gas para mantener un nivel mínimo de inercia en el sistema. Otra alternativa que debe promoverse para facilitar la descarbonización, consiste en relevar parte del Control de Frecuencia a las energías renovables, lo que permite reducir los costos operacionales asociados a despachos forzados. Las simulaciones computacionales muestran que con una contribución mínima de las energías renovables (1-3% de su capacidad despachada), 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. Importante destacar que este tipo de soluciones también pueden otorgarlas

equipamientos basados en baterías con montos relativamente menores de capacidad de acumulación (15 – 30 min).

En cuanto a los **desafíos desde el punto de vista de la estabilidad de tensión**, se observan problemas de estabilidad ante contingencias en corredores de transmisión con alta capacidad de transferencia. Por ejemplo, al producirse una falla en un circuito de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, el sistema presenta una disminución sostenida de tensión en las barras aledañas, situación que no cumple con los requerimientos establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. 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 en puntos críticos del sistema. Entre las opciones 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.

1.3.2 Escenario Futuro 2030

De manera similar al escenario 2025, una descarbonización al año 2030 supone el desarrollo futuro de la matriz eléctrica con un fuerte impulso de las 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 dicho periodo, por sobre los 10.000 MW de proyectos actualmente en desarrollo para adaptar el parque de forma eficiente. Esto, dado el nivel de retiro de centrales a carbón, cercano a los 3 GW de desconexión en el periodo. De esta forma, **para poder adaptar el sistema a la salida total de centrales al 2030, se requiere el desarrollo de capacidad adicional por 7.5 GW, dentro de los cuales se considera la incorporación de cerca de 2 GW en sistemas de almacenamiento de gran duración, como 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.

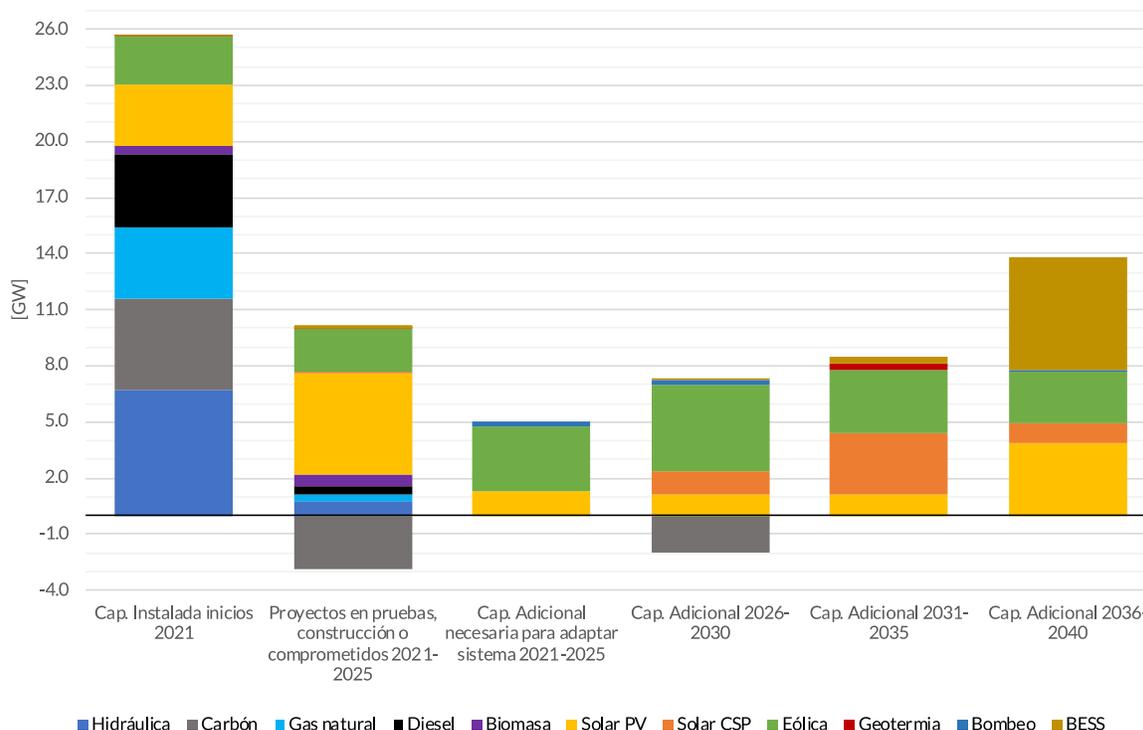


Figura 2: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar al sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. Escenario futuro.

Respecto a los análisis operacionales realizados para el Escenario Futuro 2030, los resultados obtenidos muestran que:

- i. **El mix tecnológico permite una alta proporción de horas del año donde es posible operar un sistema de generación eléctrica nacional libre de emisiones;**
- ii. **En horas de alta demanda y durante distintas épocas del año, aún es necesario despachar intensivamente centrales de respaldo diésel en eventos de baja extrema de generación solar-eólica, a pesar del despliegue de capacidad de tecnologías con almacenamiento. Esto muestra que se hace necesario desarrollar las políticas públicas que permitan evitar al máximo esta situación.**

Para verificar el cumplimiento de los estándares en seguridad y calidad de servicio, se seleccionó una condición operacional similar al Escenario 2025. Bajo estas condiciones, contingencias de generación, si bien se mantiene la estabilidad, repercuten en 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, **se detectó que la ocurrencia de contingencias en corredores de transmisión con altos niveles de transferencia derivan en problemas de estabilidad de tensión.** En efecto, la falla en un circuito de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, provoca 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. Al igual que en el Escenario 2025, dicha situación podría, en la práctica, desencadenar desconexiones adicionales en cascada por sub-tensión, hasta incluso provocar un *blackout*.

Parte de los análisis, se enfocaron en entender medidas operacionales y/o activos adicionales necesarios para asegurar la estabilidad de tensión ante fallas en el enlace HVDC esperado para dicha fecha. Si bien las medidas identificadas en el escenario 2025 (STATCOM, BESS, condensadores sincrónicos) permiten la operación segura del SEN, los análisis demostraron que mediante la introducción de nueva tecnología y sistemas de control adecuados, los requerimientos de activos adicionales pueden reducirse drásticamente. No obstante, surge en ello la discusión sobre el nivel de precisión de los modelos de simulación que sustentan este tipo de análisis, en condiciones dominantes de generación basada en inversores en la operación del SEN, que deberán ser cada vez más representativos de la situación real del sistema.

1.3.3 Escenario futuro 2030 - sin centrales a gas ni diésel

Adicionalmente al retiro de las centrales a carbón, se analizaron diversos casos de retiro de las centrales a gas y diésel. El retiro de las centrales a gas permite que el sistema alcance un nivel de emisiones totales de CO₂eq en torno a 1 millón de toneladas anuales, asociado al uso remanente de diésel, el cuál es necesario para gestionar eventos poco frecuentes de indisponibilidad eólica-solar. Los despachos de diésel pueden ser intensivos en dichas horas, y se ha detectado que el desarrollo de capacidad adicional de generación/almacenamiento para gestionar eventos de tan baja probabilidad de ocurrencia no sería económicamente eficiente.

Los análisis realizados dan cuenta de que los esfuerzos por retirar los volúmenes remanentes de generación termoeléctrica y reemplazarlos sólo por un mayor desarrollo de capacidad renovable y almacenamiento son cada vez más costosos. Por lo tanto deben buscarse opciones costo-efectivas adicionales, tales como, **la gestión de demanda**, la cual aparece como una alternativa habilitante fundamental para un sistema libre de emisiones.

1.4 PRINCIPALES CONCLUSIONES

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 del total de las centrales a carbón. Estas acciones pueden resumirse en la siguientes categorías:

Nueva infraestructura adicional: Se requiere de un amplio despliegue de capacidad de adaptación que permita continuar con un suministro eficiente y seguro.

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 prevé que, ante el retiro total de las centrales a carbón, este volumen de inversión en infraestructura no sería suficiente para mantener el sistema adaptado. Los principales efectos de esta falta de adaptación del parque de generación se manifiestan en alzas en las emisiones o en los costos marginales por un efecto de utilización de mayores cantidades de generación en base a gas y diésel. Asimismo, se observa la conveniencia y necesidad de integrar tecnologías actualmente incipientes como

el Bombeo Hidráulico, los Sistemas de baterías BESS y la Concentración Solar de Potencia (CSP).

Los análisis numéricos realizados muestran que **en el escenario donde el retiro de centrales a carbón se completa el año 2025, se requiere integrar una capacidad de generación y almacenamiento de alrededor de 8 GW entre 2021 y 2025, adicionales a los 10 GW actualmente en construcción y 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).

En caso que el retiro de las centrales a carbón se complete el año 2030, resulta igualmente necesario instalar 5 GW de capacidad entre 2021 y 2025 de manera adicional a los proyectos en actualmente en construcción y desarrollo, junto con 7.5 GW de nueva capacidad en el periodo 2026-2030. En este último periodo, se requieren proyectos de **almacenamiento de larga duración como bombeo hidráulico y principalmente solar CSP**, los que en su conjunto alcanzan 1.9 GW. De igual forma, 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.

En condiciones de salida de las unidades de carbón en el periodo 2025-2030, se requerirá de infraestructura específicamente dedicada a dar soporte dinámico al sistema, 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.

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-diaría 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 cercano⁴.

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.

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

⁴ 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

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 exigen 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 ENFOQUE METODOLÓGICO GENERAL

Para abordar el desafío propuesto, el equipo Consultor desarrolló tres actividades principales, que identificaron en una última actividad, los hallazgos que componen la denominada ruta de referencia para la transición hacia un sistema eléctrico cero emisiones. Estas actividades se organizan según se ilustra en la **Error! Reference source not found.** En cada actividad se utiliza el estado del arte en modelos y herramientas computacionales aplicadas para la planificación y simulación de sistemas eléctricos.



Figura 3. Actividades y marco metodológico general

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 sólo considera lo actualmente comprometido⁵ 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, considerando el 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 vertimientos de ERNC, entre otros aspectos. Asimismo, se lleva a cabo un análisis acabado de la suficiencia de generación del sistema, mediante una herramienta que simula millones de combinaciones de fallas de elementos de generación, a fin de establecer si el retiro de las centrales a carbón deja al sistema en una condición de mayor vulnerabilidad ante situaciones extremas.

En la **Actividad 3 – Verificación de la Seguridad y Calidad de Servicio**, se analiza el comportamiento dinámico del sistema para puntos de operación críticos identificados en la actividad anterior. 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.

Finalmente, la **Actividad 4 – Definición de ruta definitiva**— tiene por propósito exponer los hallazgos derivados de las actividades anteriores para así consolidar una ruta definitiva, en base a las principales habilitantes y condicionantes identificadas.

⁵ Por obras *comprometidas* se entenderán: (1) todas aquellas obras que se encontraban declaradas en pruebas, y construcción al momento de iniciar el presente estudio. (2) obras que no se encuentran el estado anterior, pero que están comprometidas como respaldo de contratos de suministro con clientes regulados (3) obras de reconversión de capacidad de generación a carbón a otros combustibles.



Américo Vespucio Norte 2700/404

Vitacura

+56 22944 4636

www.spec.cl

www.ameba.cloud