



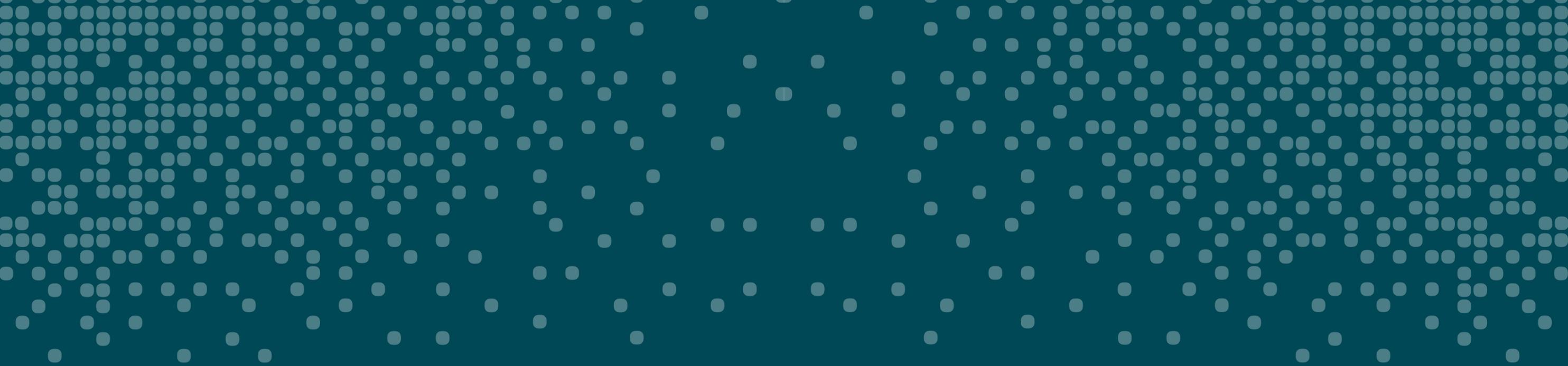
Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada

Visión del Coordinador Eléctrico Nacional

Versión para observaciones, octubre de 2024



COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL



 Bienvenidos

Introducción

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional Chileno (Coordinador), como ente técnico, independiente y autónomo encargado de la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se ha propuesto como visión corporativa, ser una institución reconocida por su excelencia técnica, servicio y por su contribución a un sistema eléctrico sostenible, lo cual implica ser facilitadores de la transición hacia una matriz energética 100% renovable. Durante el año 2022, el Coordinador puso a disposición de la industria energética y público general, el documento denominado “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Visión del Coordinador Eléctrico Nacional” que contiene una propuesta para una transición energética segura, eficiente y centrada en los consumidores finales. A dos años de su presentación, el presente documento contiene una actualización, relevando los avances a la fecha de las diversas dimensiones que dicho documento definió, así como las tareas pendientes para alcanzar dicha visión.

Para asegurar una transición energética eficiente, segura y confiable se requiere de cambios sustanciales en la forma de planificar y operar la red eléctrica, así como también en la forma en que se desarrolla el mercado eléctrico chileno. El Coordinador tiene un rol fundamental en contribuir e impulsar parte importante de estos cambios orientados, principalmente, a preparar la red eléctrica para que pueda operar en un escenario basado 100% en energías renovables.

La penetración de energías renovables variables (ERV) continúa aumentando rápidamente, habiendo alcanzado en el año 2023 niveles de, aproximadamente, 32% de participación en términos de energía y 71% en participación instantánea de potencia a la hora de máxima penetración de estas energías renovables variables. Se prevé que esta tendencia, con altos niveles de inserción de ERV, continúe y se profundice en los próximos años, como ha ocurrido hasta ahora. Adicionalmente, si se

agrega la producción de energía hidroeléctrica del parque generador a las ERV, la producción durante el año 2023 llegó a un 60% de participación, siendo un 8% mayor respecto del año 2022, y un 18% respecto del año 2021. A su vez la participación instantánea de energías renovables (ERV, hidráulica y otros) alcanzó el 92% para el año 2023. Cabe indicar que si en dicha ocasión el sistema hubiera tenido la infraestructura necesaria que permitiera entregar servicios de fortaleza de red como los condensadores síncronos recientemente adjudicados por el Coordinador, podría haberse operado con 100% de energía renovable en aquel momento.

Adicionalmente, el proceso de retiro de centrales térmicas a carbón se ha acelerado, de forma tal que a abril de 2024 se han retirado 1700 MW, que representan el 31% de la flota existente al año 2019.

Por su parte, la energía proveniente de recursos distribuidos también ha experimentado un crecimiento relevante. Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) explicaban un 3% del total de producción del sistema eléctrico el año 2020, y el año 2023, dicha generación alcanzó el 5,5% del total. También ha variado sustancialmente la distribución tecnológica de los PMGD; es así como durante el año 2016 casi el 80% de la producción se explicó por tecnología hidráulica y térmica, en tanto que el año 2023 más del 80% fue generación solar. En términos de potencia instalada, actualmente hay cerca de 3.000 MW con aproximadamente 700 proyectos en operación.

Los estudios y análisis realizados por el Coordinador, así como la rápida evolución de nuevas tecnologías, permiten concluir que sería posible operar el sistema eléctrico con una participación de energías renovables del 100% a partir del año 2030. Para viabilizar este desafiante escenario de transición energética acelerada, es necesario que se cumplan

las condiciones habilitantes que preparen la red eléctrica para integrar nuevas tecnologías para gestionar eficientemente la variabilidad de la producción de energía, se realicen las inversiones necesarias en nueva capacidad de generación renovable, instalaciones de transmisión y almacenamiento de larga duración para tener la posibilidad de abastecer la demanda las 24 horas al día los 365 días del año bajo escenarios de suficiencia de recursos renovables, y se implementen los cambios regulatorios necesarios para alcanzar dicho objetivo.

Para lograr los cambios estructurales requeridos en esta transición, se necesitará de la colaboración, esfuerzo y compromiso de toda la industria, actuando con sentido de

urgencia y buscando un amplio consenso para diseñar un sistema que permita cumplir con este objetivo de manera oportuna y ordenada, y con resultados positivos para todos los usuarios de energía eléctrica, quienes deben ser el centro de toda toma de decisiones.

Esta actualización de la hoja de ruta, que se pone a disposición de la industria eléctrica, y del público en general, resume la visión del Coordinador para una transición energética acelerada, junto con las iniciativas, propuestas, y decisiones mínimas necesarias para preparar el sistema eléctrico y posibilitar un escenario de generación 100% renovable, a cualquier hora del día, al contar del año 2030.

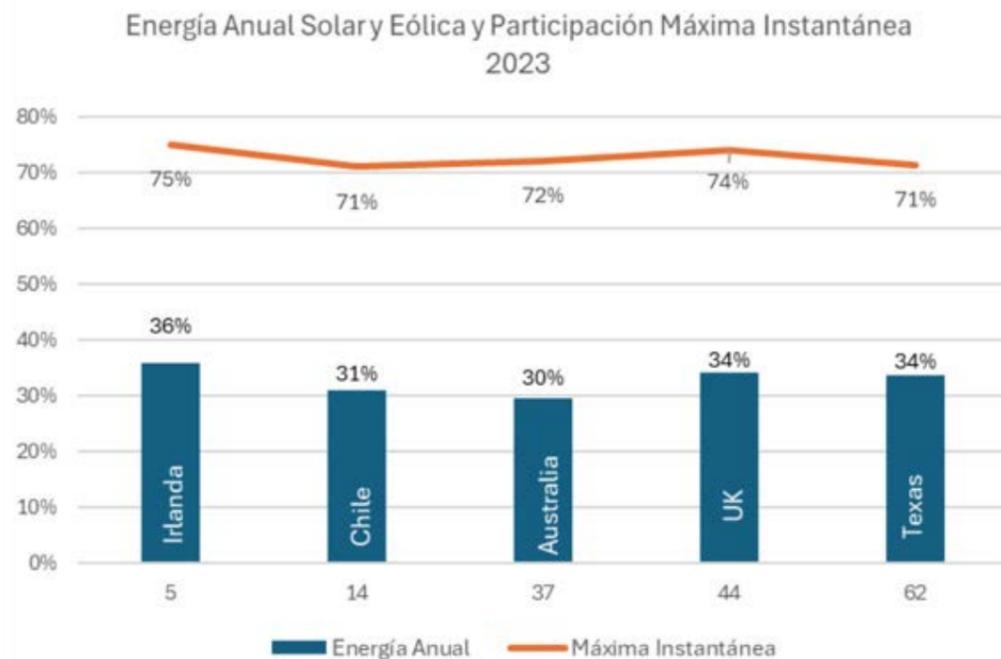


Objetivo

El propósito de la presente Hoja de Ruta es:

- Contribuir a la transición energética en nuestro rol de operador independiente y autónomo del SEN.
- Promover la discusión y colaboración abierta y transparente con la industria y grupos de interés sobre las acciones requeridas para planificar, desarrollar y operar un sistema y mercado eléctrico bajo un escenario de generación de hasta 100% renovable.
- Difundir las conclusiones, resultados, ideas y prioridades identificadas por el Coordinador en los estudios realizados a la fecha en materia de descarbonización y seguridad de suministro.
- Definir las decisiones estratégicas claves requeridas en el corto y mediano plazo para viabilizar un sistema con participación de hasta 100% renovable, seguro y confiable al año 2030.
- Destacar la necesidad de trabajar de forma colaborativa y abierta para identificar e implementar los cambios necesarios, reducir las brechas y remover barreras no económicas para lograr una transición energética justa.

Figura 1
Participación de ERV anual y máxima instantánea



Contexto

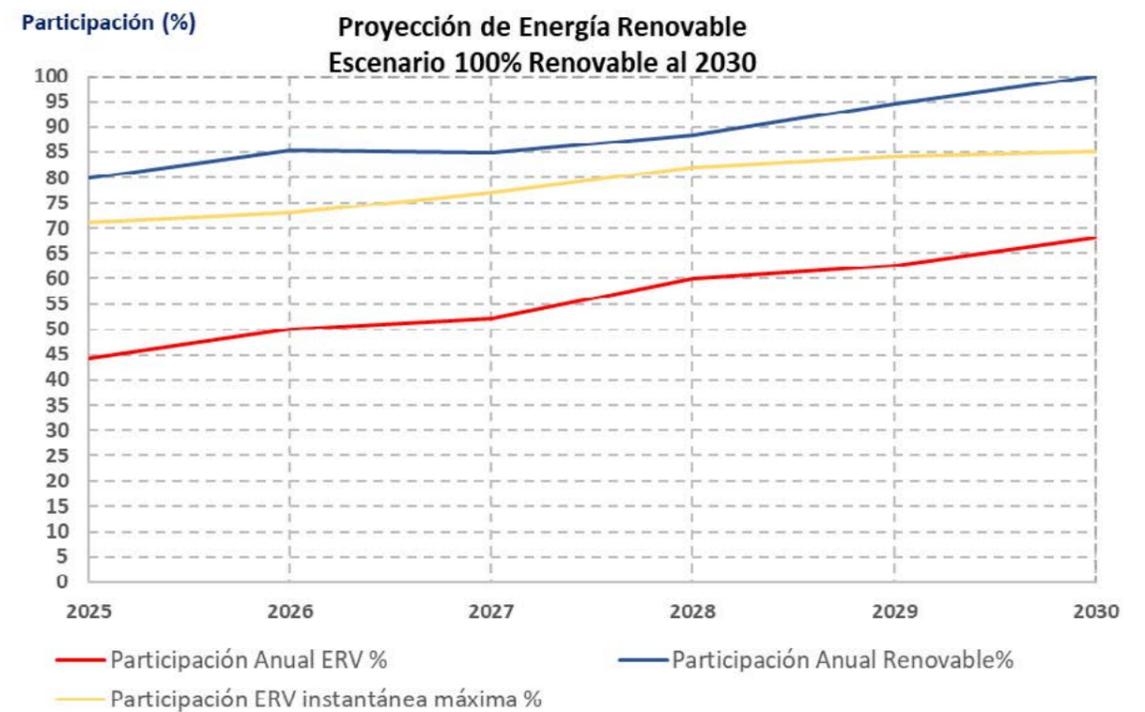
Transición Energética Acelerada

Tal como se preveía en la versión 2022 de la presente Hoja de Ruta, el SEN continúa experimentando una profunda transformación, a una escala y un ritmo sin precedentes, y se esperan, en el corto plazo, condiciones operacionales desafiantes que no se han experimentado en el pasado en nuestro país ni en otros sistemas eléctricos de escala comparable a nivel internacional.

Como referencia, en la **Figura N° 1** se observa la participación de ERV en la matriz de generación eléctrica en países con altos niveles de inserción instantánea de ERV. En el caso de Chile, la participación de energía renovable variable anual alcanzó un 31% el año 2023, y la máxima participación renovable

variable instantánea en el mismo año, llegó a un 71%. Si a lo anterior se le adiciona la energía hidráulica producida en el mismo año, se obtiene una participación anual de 60% e instantánea de 92%. Es importante notar que los valores instantáneos indicados corresponden a valores globales a nivel sistema, pero podrían alcanzar el 100% en algunas zonas del país, preservando los niveles identificados como seguros desde el punto de vista de la estabilidad del sistema. La **Figura N° 2**, por su parte, presenta una proyección al año 2030 de la participación en la generación anual de las distintas fuentes. Destaca el hecho de que la participación máxima instantánea se alcanzaría antes del año 2030 para este escenario.

Figura 2
Proyección de Participación de Energía Renovable y ERV anual y máxima instantánea.



Diseñando la red eléctrica del futuro

El tránsito hacia las condiciones operativas que surgirían en los próximos años requerirá, necesariamente, que el diseño del sistema eléctrico considere un salto sustancial en su nivel de seguridad, fortaleza y flexibilidad. Esta hoja de ruta formula la escala de transformación requerida y el horizonte para lograr dicho objetivo.

La red eléctrica del futuro deberá soportar dinámicas cada vez más complejas en la transición desde el uso de recursos principalmente síncronos convencionales a recursos basados en electrónica de potencia o inversores (Inverter-based Resources - IBR), equilibrando volúmenes crecientes e inciertos de ERV y sistemas de almacenamiento. Asimismo, deberá permitir una operación cada vez más descentralizada, dada por la creciente integración de energía proveniente de recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources- DER), como los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Además, esta transformación ocurre en el marco de un proceso de electrificación del consumo en la industria, transporte y otros usos finales, acompañado de nuevos tipos de consumos altamente demandantes de electricidad, tales como los data center y la electromovilidad. Lo anterior implicaría duplicar la demanda de energía eléctrica al año 2050.

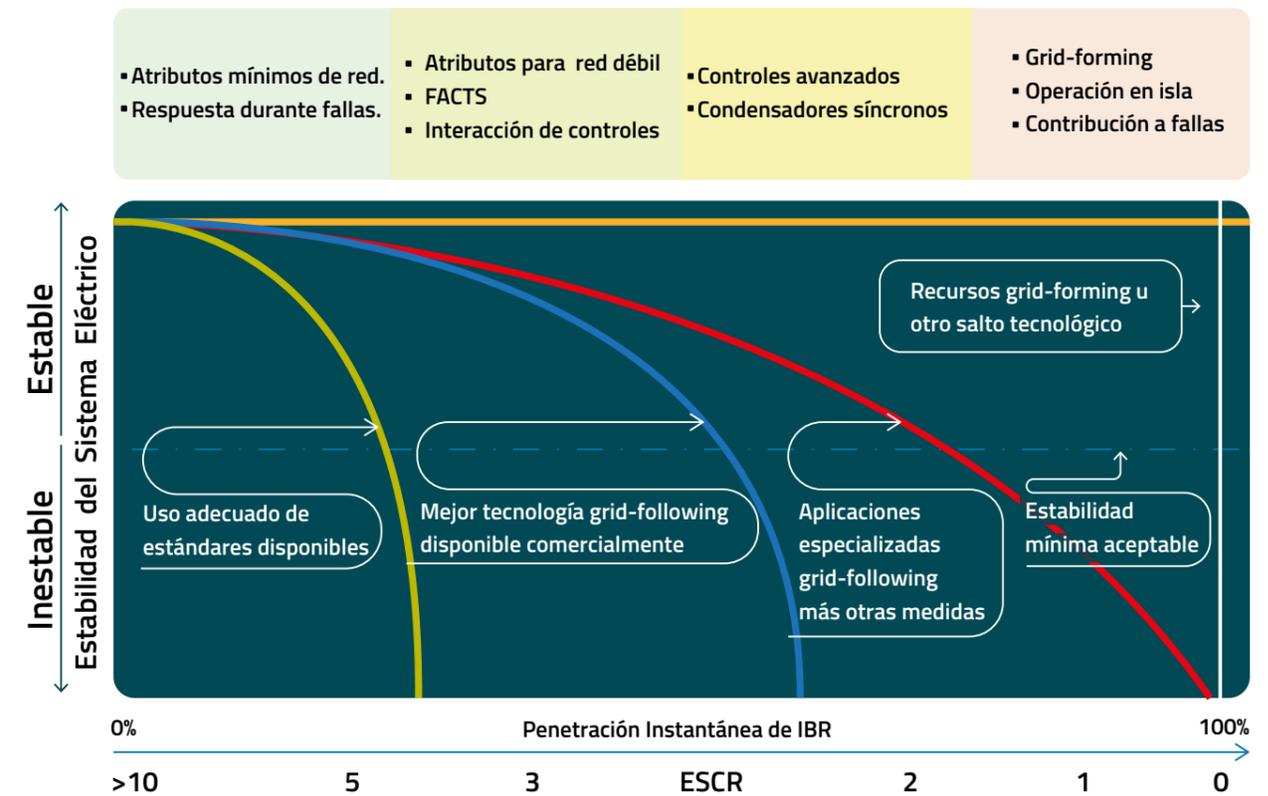
Adicionalmente, en el ámbito de los desafíos de inclusión de tecnología basada en inversores de generación y almacenamiento, se debe tener en cuenta que la conexión de cientos (o eventualmente miles) de dispositivos con

convertidores en diferentes niveles de tensión, demandará crear nuevos puntos de control distribuidos en la red. Esta situación plantea grandes retos en términos de coordinación y sintonización, ya que la respuesta del sistema frente a perturbaciones dependerá cada vez más de las respuestas rápidas y precisas de estos convertidores. La complejidad operacional aumentará con la necesidad de mantener la estabilidad y seguridad del sistema, lo que requiere estrategias avanzadas de control y monitoreo para gestionar de manera efectiva la interacción y el comportamiento dinámico de estos dispositivos.

A su vez, el almacenamiento de energía de larga duración (de más de 4 horas) tendrá un rol clave al permitir la gestión eficiente de los excedentes de energía renovable, contribuir a la estabilidad de la red y reducir los costos operacionales del sistema. Su implementación es fundamental para facilitar una mayor integración de recursos basados en electrónica de potencia y una operación descentralizada, contribuyendo así a una transición energética segura y económica hacia un sistema eléctrico con 100% de energías renovables.

La **Figura N° 3** muestra el cambio de paradigma y la evolución tecnológica necesaria para hacer frente a los desafíos, desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico, introducidos por una alta participación instantánea de ERV en sistemas débiles con baja participación de generación síncrona, como es el caso del SEN.

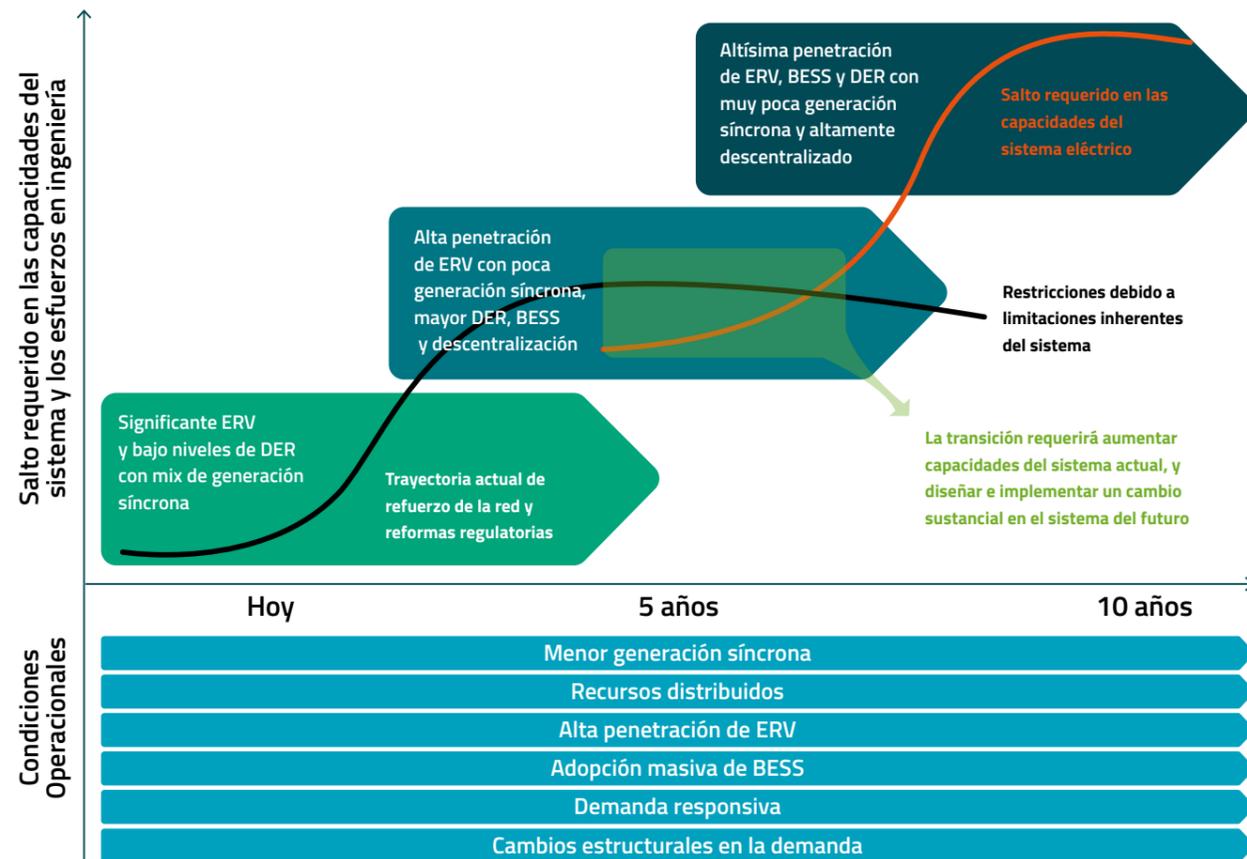
Figura 3
Transición tecnológica requerida para un sistema con 100% de ERV (Ref. ESIG, 2022)



El camino hacia el sistema eléctrico del futuro, con participación 100% de energías renovables, debe ser diseñado cuidadosamente, de forma de garantizar la operación segura y económica en todo momento durante la transición, pero teniendo en mente el objetivo final esperado.

Como se muestra en la **Figura N° 4**, el sistema eléctrico actual no fue diseñado para la transición disruptiva que enfrentamos en la actualidad y que se intensificará en los próximos años. Si bien algunos enfoques tradicionales heredados podrían mantenerse en el corto plazo, las limitaciones estructurales inherentes no debieran limitar el ritmo de la transición.

Figura 4
Incremento de capacidades requeridas bajo nuevas condiciones operacionales
Fuente: Ref. AEMO, 2021



Es fundamental que el diseño de la red eléctrica del futuro, la cual deberá tener un cambio radical en sus capacidades y recursos, se inicie a la brevedad, principalmente debido a:

- La magnitud del desafío y alcance del trabajo a realizar para materializar los cambios requeridos y la necesidad de coordinar acciones en distintos ámbitos, incluyendo, entre otros: planificación, regulación, inversión, desarrollo de ingeniería y operación.
- El ritmo acelerado que pueden adquirir los cambios en curso y el riesgo que significaría para los consumidores una transición desordenada, restringida e ineficiente.
- Los altos riesgos para la operación del sistema en caso de que no se actúe a tiempo, por no contar con las herramientas adecuadas para gestionar de forma segura, confiable y costo-efectiva las nuevas condiciones operacionales que se presentarán en el sistema eléctrico.

Para visualizar el orden de magnitud del desafío desde el punto de vista de las inversiones requeridas para viabilizar una transición energética acelerada, las siguientes figuras muestran las capacidades instaladas por fuentes renovables y almacenamiento esperadas para dos posibles escenarios de operación. La **Figura 5** considera la operación 100% renovable

al año 2030, y la **Figura 6** considera una operación 100% renovable al año 2035, ambos casos en la medida que se cumplan las condiciones habilitantes señaladas en la presente Hoja de Ruta y basados en sensibilidades y análisis que el Coordinador realiza permanentemente sobre de la evolución constante del SEN.

Figura 5
Nueva capacidad Instalada Proyectada – Escenario 100% generación de Energía Renovable al 2030

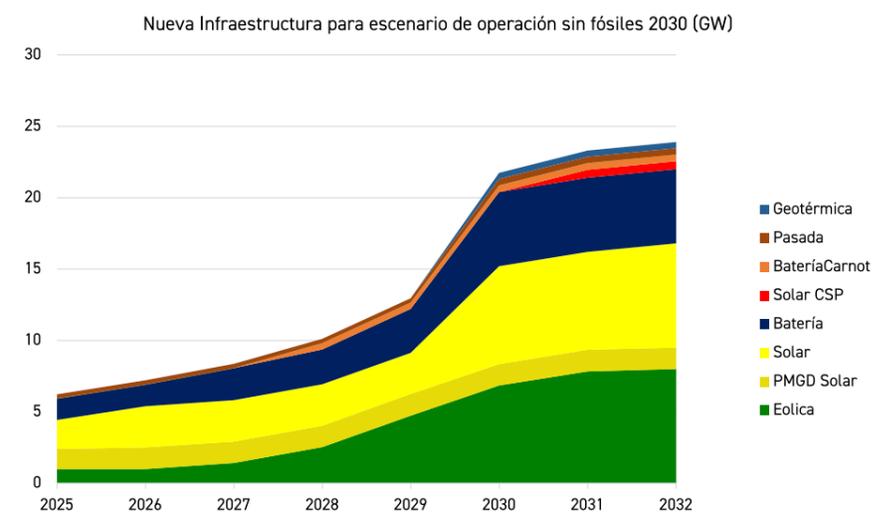
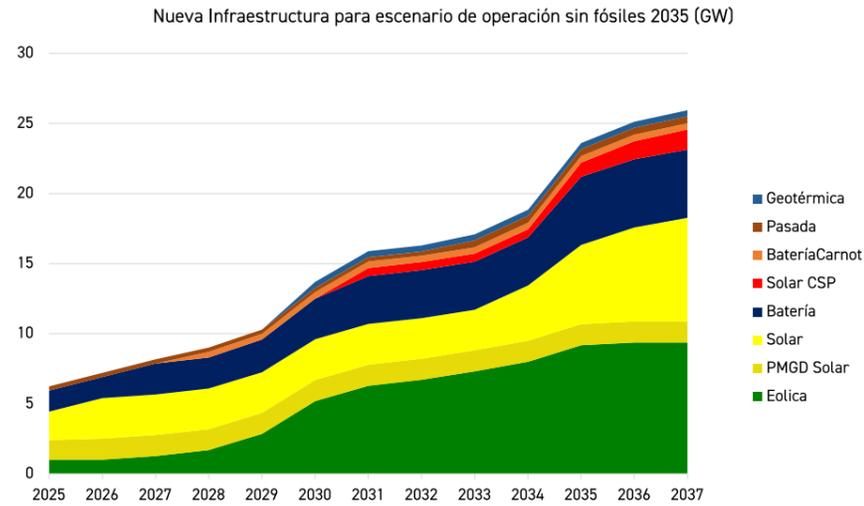


Figura 6
Nueva capacidad Instalada Proyectada – Escenario 100% generación de Energía Renovable al 2035



Por su parte, en los procesos de conexión por acceso abierto que lleva adelante el Coordinador, se identifica una capacidad de almacenamiento de 9,8 GW, con una duración aproximadamente 4 horas, equivalente a 40,6 GWh aprobados para declararse en construcción, lo cual es superior a los montos representados en las gráficas anteriores, por lo que se espera que buena parte de dichos proyectos se vayan materializando durante los siguientes años.

Adicionalmente, en la versión del año 2022, el plan de obras de generación preveía mayor aporte de tecnología de concentración solar de potencia, con 4 GW aproximadamente al 2032. Sin embargo, de acuerdo con la información actualizada de costos de desarrollo, no se observa que, en el futuro cercano, esta tecnología aparecerá en el plan de obras, en la medida que mantenga sus niveles de costo actual. Sin embargo, sería previsible su crecimiento hacia el futuro dado los avances tecnológicos en desarrollo para este tipo de centrales. Lo anterior, en parte debido a que la tecnología CSP cubre los requerimientos de operación 24/7, de forma similar a las centrales síncronas convencionales ya que usa un turbogenerador en base a vapor, así como los requerimientos mínimos de fortaleza de red e inercia requeridos en la zona norte del país. Por otra parte, en la presente actualización del

plan de obras de generación, se observa mayor ingreso de almacenamiento del tipo BESS, lo cual es consistente con los últimos análisis realizados por el Coordinador en el “Estudio de Almacenamiento en el CEN” realizado durante 2023

A futuro se observa la incorporación de otras tecnologías como almacenamiento térmico, centrales hidroeléctricas de bombeo, en la medida que vayan adquiriendo competitividad, aporten servicios de red de diversas formas, ya sean del tipo IBR o síncrona. Es importante destacar que parte de los nuevos recursos renovables en base a inversores, principalmente BESS, debieran contar con atributos de red incorporando por ejemplo la tecnología de tipo *grid-forming*¹. Lo anterior se torna urgente, dado que la transición acelerada conlleva el retiro de generación convencional y con ello de los servicios de red que estas prestan, por lo que se hace necesario no solamente la sustitución de la energía retirada, sino también el reemplazo de dichos servicios de red.

Debido a lo indicado, se concluye que las iniciativas determinadas en la versión del año 2022 de la presente hoja de ruta se mantienen vigentes como condiciones habilitantes para operar el sistema eléctrico con 100% de energía renovable en los plazos indicados.

¹ La tecnología Grid forming está diseñada para ayudar a estabilizar y operar redes eléctricas que tienen una alta penetración de energías renovables, como la solar y eólica. A diferencia de los inversores tradicionales, que dependen de la red eléctrica para sincronizarse y generar energía. Los inversores Grid-Forming pueden crear o “formar” una red eléctrica virtual, permitiendo el funcionamiento de sistemas eléctricos de manera independiente o en redes más débiles.



Estudios y análisis desarrollados

El Coordinador ha realizado una serie de estudios técnicos y económicos en los últimos años, con el apoyo de expertos internacionales, para identificar los efectos del proceso de descarbonización en el sistema eléctrico e identificar los desafíos operacionales, así como las brechas que es necesario abordar para una descarbonización acelerada.

El primer estudio, realizado en año 2019, permitió determinar el impacto en la operación del sistema y en los costos marginales de energía en un horizonte de largo plazo, así como cuantificar las inversiones necesarias de ejecutar para posibilitar un proceso de descarbonización al año 2040. Adicionalmente, durante el proceso de licitación del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, se realizaron estudios de planificación de largo plazo y estudios técnicos operacionales para escenarios con alta inserción de energía renovable proyectados a los años 2030 y 2035, los que permitieron identificar las condiciones habilitantes y las especificaciones del proyecto HVDC para una operación segura y confiable del sistema.

Adicionalmente, el Coordinador tiene dentro de sus actividades el monitoreo permanente de las nuevas tecnologías disponibles en el mercado en sus distintas etapas de madurez. Es así como en el año 2019 se realizó un estudio prospectivo, en conjunto con GIZ, para evaluar la factibilidad de reconversión de centrales térmicas en base a combustibles fósiles a centrales renovables en base a la tecnología denominada batería de Carnot o batería térmica. Al respecto, a la fecha no hay declaraciones en construcción para esta tecnología y, debido a sus actuales costos de desarrollo en comparación con las otras tecnologías competitivas, se observa su aparición incipiente en el horizonte cercano reflejado en esta hoja de ruta.

Los equipos del Coordinador han colaborado en iniciativas impulsadas por el Ministerio de Energía en conjunto con GIZ,

entre las que se incluye un estudio, realizado el año 2021, que analiza distintas alternativas tecnológicas en base a electrónica de potencia que aporten servicios de seguridad al SEN, tales como inercia sintética, entre las que se encuentra la tecnología formadora de red o *grid-forming*.

Durante el año 2021 el Coordinador desarrolló un conjunto de estudios que identificaron los niveles de inercia y cortocircuito mínimos por zona para el corto plazo (2022) y mediano y largo plazo (2025-2030), para analizar los efectos sobre la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando los altos niveles de integración de energías renovables variables (ERV) y el retiro de centrales a carbón. Estos estudios fueron difundidos mediante las diversas plataformas del Coordinador a la industria.

Los estudios señalados recomendaron aumentar la fortaleza de la red en la zona norte mediante la instalación de condensadores síncronos² para los años 2025-2030, dado el retiro esperado de unidades térmicas, en particular en el norte del país. La actualización de estos estudios, durante el año 2022, recomendó incorporar refuerzos en potencia de cortocircuito en la red al año 2025, adjudicando en torno de 1.000 MVA. Actualmente, el Coordinador se encuentra analizando las necesidades de requerimientos adicionales hacia el 2030, considerando diversas tecnologías posibles. Otros países que se encuentran enfrentando problemas similares a nivel internacional son Australia y Reino Unido, donde ya se definió e instruyó la instalación de condensadores síncronos.

Durante el año 2023, se realizó un estudio para evaluar la capacidad de almacenamiento óptima en el SEN, con el objetivo de abordar los desafíos de flexibilidad en la red. Los resultados indicaron que la instalación de 2.000 MW de capacidad de almacenamiento con duraciones de 6 a 8 horas para el año

2026 generaría ahorros estimados de hasta US\$ 500 millones. Este análisis resaltó la relevancia del almacenamiento de energía para aprovechar los excedentes de energía renovable y reducir los costos operativos del sistema.

Anualmente, el Coordinador publica la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión que contiene la visión de desarrollo de escenarios de obras de generación y crecimiento de la demanda eléctrica para los próximos 20 años y que permite promover las obras de transporte necesarias de iniciar en el

año siguiente. Es así como en la propuesta 2024 se incluyó, la proyección de demanda por electromovilidad y los DER (PMGD) en los sistemas de distribución.

El Coordinador continúa analizando los requerimientos de control de tensión asociados a potencia de cortocircuito hacia el año 2030, considerando, además, las exigencias para la conexión de línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

² Un condensador síncrono es una máquina eléctrica rotativa que se utiliza para mejorar la estabilidad y el control de la red eléctrica, principalmente proporcionando soporte de potencia reactiva (VAR, Volt-Amper Reactivos) y regulando el voltaje en sistemas eléctricos. Aunque es físicamente similar a un generador síncrono, su función principal no es generar energía activa, sino suministrar o absorber potencia reactiva según las necesidades del sistema.

Estudios y Propuestas para el Diseño del Mercado Mayorista

Para asegurar una transición energética eficiente, segura y confiable, se requiere un cambio sustancial en la forma de planificar y operar la red eléctrica, así como también en la forma en que se debe desarrollar el mercado eléctrico chileno. Atendiendo a su rol central en la industria eléctrica nacional, y por tanto con una posición privilegiada para efectuar propuestas que se orienten hacia estos cambios estructurales, es que durante el año 2023 se realizó un estudio contratado a la empresa ECCO International, cuyo objetivo fue proponer un

Innovación y colaboración

En el marco de la función del Coordinador de promover la innovación, investigación y desarrollo en el sistema eléctrico, desde el año 2021 se han celebrado acuerdos con organismos internacionales de clase mundial (Figura N° 7), los cuales lo han insertado en un circuito global de colaboradores, que está buscando respuestas desde el ámbito técnico-regulatorio a los desafíos y oportunidades que impone la transición energética. A los acuerdos firmados el año 2021 y 2022 con destacadas empresas internacionales expertas en el desarrollo de tecnologías disruptivas y de software avanzado y equipamiento de simulación en tiempo real de última generación, entre las que destacan la empresa norteamericana Google X, The Moonshot Factory y las empresas canadienses EMTP® y OPAL-RT, se suma el acuerdo, del año 2023, mediante el cual el Coordinador se incorporó al Consorcio GPST, integrado por los operadores eléctricos que más rápido avanzan en la Transición Energética.

Estas alianzas estratégicas permitirán el desarrollo de herramientas avanzadas para el apoyo de los procesos de planificación y operación que desarrolla el Coordinador con miras a los desafíos que impondrá el sistema eléctrico del futuro con 100% de generación renovable.

diseño del mercado mayorista y establecer una hoja de ruta para la implementación de un mercado de ofertas en energía, servicios complementarios y capacidad; identificando los desafíos técnicos/tecnológicos, administrativos, financieros y de implementación, considerando la experiencia comparada y el avance de los diseños existentes en el Coordinador; apoyando de manera integral la transición energética hacia un sistema eléctrico seguro, confiable, eficiente y neutro en emisiones.

Asimismo, desde 2019 hemos desarrollado alianzas para el desarrollo de diez proyectos de investigación conjunta con la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Chile, la Universidad de Santiago de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María, en el ámbito de la Innovación Tecnológica e Investigación y Desarrollo. La participación del Coordinador con las universidades ha sido clave para el éxito de estos proyectos y el desarrollo de soluciones que benefician a la sociedad. Esta colaboración ha fortalecido nuestras capacidades institucionales, promovido la formación de ingenieros y contribuyendo a la creación de innovaciones con un impacto positivo en diversas áreas.

Finalmente, es importante destacar que, durante el año 2023, el Coordinador también se incorporó como socio estratégico al trabajo colaborativo de Utilities for Net Zero Alliance, para intercambiar experiencias y conocimientos para el logro del desarrollo de energías renovables para la descarbonización, construcción de una red confiable y flexible, electrificación de la demanda, eficiencia energética y promoción de la innovación tecnológica.

Toda esta colaboración nutre de información y pone en relieve los desafíos que tenemos como institución y como país.

Figura 7
Red de Colaboración Global del CEN



Diagnóstico

Como resultado de los análisis realizados por el Coordinador, se identificaron las siguientes brechas y decisiones requeridas para alcanzar un sistema eléctrico con participación de generación 100% renovable al año 2030.

Decisiones Fundamentales

Es necesario adoptar decisiones urgentes con relación al desarrollo futuro del SEN, el cual fue originalmente concebido y diseñado en torno a la utilización de grandes máquinas generadoras síncronas convencionales que proveen servicios y fortaleza de red. En el marco de la transición energética, se está produciendo un cambio radical en la forma en que producimos y consumimos electricidad y en el tipo de tecnologías que primarán en el SEN. Esto dará origen a escenarios operacionales altamente complejos y desconocidos.

Se requieren reformas regulatorias profundas al diseño y funcionamiento del mercado eléctrico, a la forma como se desarrolla y planifica la red, a las especificaciones y requerimientos técnicos de las nuevas tecnologías que habilitarán la transición energética. Igualmente, se requiere revisar los incentivos de corto, mediano y largo plazo para atraer las inversiones y promover las modificaciones físicas de instalaciones existentes, de forma tal que permitan una integración segura, confiable, y costo-efectiva de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

Asimismo, es necesario adoptar decisiones sobre la arquitectura, flexibilidad, robustez y resiliencia que requerirá el sistema eléctrico para garantizar una transición energética segura, eficiente y costo-efectiva, bajo un enfoque de riesgos y orientada a los usuarios finales. Dentro de los riesgos detectados, se consideran los tiempos necesarios para la implementación de reformas regulatorias, problemas con las señales para las decisiones de inversión, por ejemplo, la larga tramitación asociada a la obtención de permisos de los proyectos, los atrasos en el desarrollo de éstos, y los efectos del cambio

climático, como sequías extremas y desastres naturales intensos, entre otros.

Llamado a la Acción

El SEN está cambiando más rápido que nunca, la complejidad, incertidumbre y variabilidad aumentan constantemente, mientras que la tecnología y los nuevos modelos de negocio innovadores superan el ritmo de la planificación de la red y las reformas regulatorias.

Los tomadores de decisiones deben actuar con sentido de urgencia en definir prioridades, tiempos y enfoques para alinear esfuerzos adicionales que son claves para la transición. Los enfoques para el diseño, decisiones de inversión y construcción o reconversión de activos deberán adaptarse prontamente para seguir el ritmo y la velocidad de la transición energética. Deberán buscarse caminos paralelos para maximizar las opciones y la flexibilidad, mientras naveguemos en escenarios de alta incertidumbre durante la transición.

Participación y Descentralización

Se espera que la participación de los consumidores y DER en un sistema eléctrico en permanente evolución jugará un papel relevante en la transición, para lo cual debemos estar preparados. Para lo anterior, se debe buscar el compromiso de toda la industria y la sociedad en la transición energética, elemento fundamental en el desarrollo de mercados descentralizados, el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura y las reformas regulatorias necesarias.

Preparación

Urge contar con profesionales suficientes, capacitados y preparados para llevar adelante la transición energética y poder hacer frente a los desafíos y complejidades de la red del futuro. Se requiere desarrollar una mística y una nueva cultura para la transición en la industria, en donde se integren nuevas capacidades y conceptos para ampliar la visión hacia soluciones que se sustenten en la digitalización y en las nuevas tecnologías disruptivas, aportando una mirada distinta y soluciones más innovadoras.

Enfoque con Gestión de Riesgos

Los enfoques de gestión de los riesgos utilizados en los procesos de planificación y operación del sistema deben ser flexibles, dinámicos y reflejar el ritmo de los cambios que enfrentamos.

Se necesita de una mirada holística e integral sobre los procesos y sistemas que sostienen la operación del sistema eléctrico, así como una modelación más precisa del mismo incorporando metodologías que permitan probar las nuevas tecnologías y condiciones operacionales del sistema en un ambiente controlado. Lo anterior, con el fin de mitigar los riesgos durante las fases de implementación y operación de estas nuevas tecnologías.



Visión del Coordinador

La visión del Coordinador frente al escenario de transición energética acelerada contempla propuestas de reformas regulatorias, decisiones y acciones, consideradas necesarias para habilitar la transición hacia un escenario generación 100% renovable al año 2030. El objetivo buscado es facilitar una transición ordenada hacia un sistema futuro renovable, pero a su vez, seguro y eficiente, con resultados positivos y costo efectivos para el consumidor, quien debe estar en el centro de toda toma de decisiones.



Reformas a la Regulación

Tarifificación del Mercado Mayorista

La tarifificación marginalista en base a costos declarados debe evolucionar a un esquema de mercado mayorista de generación marginalista basado en ofertas de energía, potencia y servicios complementarios de carácter vinculante. El esquema actual de tarifificación del mercado mayorista presentará deficiencias y complejidades en la nueva configuración que está adquiriendo el sistema eléctrico y el mercado de generación con una alta inserción de energías renovables, almacenamiento y recursos distribuidos. Esto hace necesario la adopción de esquemas de mercado ampliamente utilizados a nivel internacional en base a ofertas de energía con despacho vinculante y pago por capacidad. Al respecto diversos agentes de la industria han desarrollado estudios con distintos niveles de amplitud y detalle, entre los que destacan “Diseño de un Mercado Mayorista de Ofertas en Chile” encargado por el Coordinador y “Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas” encargado por la CNE.

Transmisión y Señales de Localización

Se requiere adoptar acciones urgentes para concretar nuevos proyectos de transmisión eficientes y seguros, lo que nos permitirá transitar hacia un sistema eléctrico moderno y resiliente que sustente una transición energética acelerada. Lo anterior es particularmente relevante, debido a que los plazos de construcción de centrales de generación renovables dependen necesariamente de que estos proyectos de transmisión estén terminados.

Actualmente, la normativa no da señales de localización de mediano y largo plazo a las futuras centrales generadoras, por lo que éstas, muchas veces, se instalan en áreas congestionadas en capacidad de transmisión, limitando su aporte y forzando expansiones de la red. Resulta fundamental una asignación eficiente de los costos de transmisión entre los actores del mercado eléctrico, de forma tal que no recaiga solo en los consumidores el costo del desarrollo de esta.



Se requiere modificar el actual esquema de asignación de pago de la transmisión, con el objetivo de entregar señales de localización a la nueva generación según el uso esperado del sistema, minimizando el riesgo de congestiones y el de desarrollar la red en forma ineficiente.

Confiabilidad y Flexibilidad

La transición energética debe ser eficiente y garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro a los consumidores finales. En este sentido, es necesario proveer los incentivos adecuados para contar con energía eléctrica libre de emisiones 24/7, los 365 días de año, así como disponer de los atributos necesarios para asegurar la calidad del servicio. La red del futuro será cada vez más compleja de planificar y operar, en la medida que se reemplacen las tecnologías de generación síncronas convencionales por nuevas tecnologías renovables en base a electrónica de potencia. La incorporación de sistemas de almacenamiento u otras tecnologías que integren inversores de tipo formadores de red (*grid-forming*), permitirán contar con los atributos de seguridad y flexibilidad que el sistema necesita, lo que requiere de una revisión de la regulación vigente para fomentar su incorporación al sistema eléctrico, así como definir las exigencias y requerimientos mínimos que deben contener las normas técnicas para estas nuevas tecnologías.

Así es como, a la fecha, la Comisión Nacional de Energía se encuentra llevando a cabo una actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, con la finalidad de adaptar requisitos y estándares para escenarios de alta penetración renovable, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía y la descarbonización de la matriz energética. Adicionalmente, el Coordinador está elaborando guías técnicas con especificaciones y requerimientos mínimos de desempeño para inversores de tipo *grid-forming*, así como también se

encuentra evaluando nuevos requerimientos de fortaleza de red en áreas débiles y para la conexión segura de la línea HVDC, que permitan incluir tecnologías de tipo *grid-forming* como solución en futuras licitaciones de servicios complementarios.

Por su parte, los sistemas de almacenamiento son una infraestructura multipropósito, ya que permite una mejor gestión de energía al interior del día, otorga suficiencia de potencia al sistema eléctrico, permite proveer servicios complementarios tanto de reservas de potencia activa para afrontar las rampas como para los controles de frecuencia y tensión, puede operar como infraestructura de transmisión mejorando la suficiencia de los sistemas zonales, apoyo para la recuperación de servicio, etc. Respecto de este último punto, en los informes de servicios complementarios, el Coordinador analizará la posibilidad de incluir sistemas de almacenamiento para participar en el Plan de Recuperación de Servicio del SEN. De esta forma, los diversos cambios regulatorios que se vayan abordando, requieren incluir los diseños adecuados que consideren el aporte de infraestructura de almacenamiento de acuerdo con el avance del desarrollo del sistema eléctrico. A modo de ejemplo, en la regulación asociada a cambios del mercado mayorista, deberá incluirse la forma en que debe considerarse la operación de estas instalaciones, su modo de ofertar, las distinciones referentes a si los almacenamientos son puros o son parte de una central renovable, etc. Del mismo modo, en el ámbito de su aporte a la fortaleza de la red, deberán incluirse los estándares adecuados para dichas instalaciones respecto de su contribución a dicho servicio. En el ámbito de los recursos distribuidos, por ejemplo, en lo referente a la electromovilidad, deberá adecuarse la normativa sobre las redes de distribución para integrar un número significativo de "baterías móviles", etc.



Licitaciones de Obras de Ampliación

El actual esquema de desarrollo de las obras de ampliación de transmisión, en base a contratos EPC (Ingeniería, suministro de equipos y construcción) ha sido ineficiente, implicando mayores costos de las obras. De esta forma, se han observado importantes atrasos en la ejecución de proyectos de ampliación del sistema de transmisión debido a incumplimientos de las empresas proveedoras de contratos EPC. Al respecto, a la fecha, aproximadamente un 69% de dichas obras se encuentran en situación de atraso respecto de la fecha de entrada en operación decretada. Adicionalmente se han observado incumplimientos graves de las empresas contratistas por abandono de obras, lo cual corresponde a un 38% del total de obras de ampliación en ejecución. En ese sentido, dada la importancia de los sistemas de transmisión y de la oportunidad de su desarrollo para una transición acelerada, es necesario modificar el esquema de obras de ampliación de los sistemas transmisión, para que éstas sean ejecutadas a tiempo y con menores costos, con los adecuados mecanismos de supervisión y monitoreo del proceso de licitación de los contratos EPC.

Licitaciones de Energía para Consumidores regulados

El diseño de las licitaciones de suministro de energía para clientes regulados requiere permanente adaptación, y debe alinearse con los objetivos de descarbonización y transición energética hacia una matriz 100% renovable. En general, las licitaciones se han adjudicado por criterios de provisión de energía al menor precio, aunque en las últimas licitaciones se han incluido consideraciones para hacer más competitiva la provisión de energía 24/7 mediante, por ejemplo, sistemas de almacenamiento. Adicionalmente, el proceso de descarbonización requiere que la nueva generación renovable que se incorpore no solo reemplace las fuentes de generación de energía que se retiran, sino, también, que cuente con los atributos que éstas últimas aportan a la seguridad y calidad de servicio.

Es necesario continuar profundizando e ir revisando permanentemente los procesos de licitaciones de suministro de energía y continuar evaluando la incorporación de



modificaciones que permitan asegurar la provisión de todos o parte de estos atributos asegurando que al menos, no se deterioren los niveles actuales de seguridad y calidad de servicio.

Junto con lo anterior, se deberían identificar las particularidades y restricciones que se produzcan a nivel global y zonal, según la localización de las energías renovables y la salida de generación en base a combustibles fósiles, evaluando la conveniencia o necesidad de establecer distinciones, de acuerdo a la realidad de cada zona del SEN, red única en el mundo, con una topología y extensión solo comparable al sistema eléctrico de Australia.

Segmento de Distribución y DER

Es necesario modernizar la normativa vigente para los sistemas de distribución, de manera de aumentar la competencia en los segmentos regulados por sobre los niveles actuales, permitiendo la entrada de nuevos actores, DER y nuevos servicios de red.

Durante el año 2019 se introdujeron cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos en el segmento de distribución, estos fueron de carácter básicamente procedimental del proceso tarifario (mayor transparencia, estudio único sujeto a control del Panel de Expertos y extensión de áreas típicas) y de reducción de la tasa de rentabilidad. Sin embargo, este avance no parece suficiente, dados los ingentes desafíos que este segmento impondrá en el futuro cercano; si a lo anterior se agregan los plazos asociados al diseño y tramitación de un proyecto de ley estructural de este tipo, la tarea regulatoria para este segmento se vuelve algo de suma urgencia.

La modernización de la normativa debe ir acompañada de un sustancial cambio tecnológico que incorpore inteligencia en las redes y sistemas de medición de distribución, aumentando la digitalización y observabilidad de dichas redes y el acceso a la información de los consumidores finales por parte de los nuevos actores. Esto permitirá, a su vez, una mejor coordinación y gestión tanto en la operación del sistema como en el funcionamiento de los mercados de energía, potencia y servicios complementarios, considerando DER.

Se deberá evaluar la separación de la operación y mantenimiento de las redes, de la coordinación de los sistemas y DER, a través de la creación de un operador independiente del sistema de distribución (Distribution System Operator, DSO), el cual garantice una operación segura y al menor costo de las redes y DER, integrado a su vez con el sistema de generación transmisión.

Normas Técnicas y Estándares

Es fundamental actualizar la norma técnica que establece estándares y requerimientos técnicos para la infraestructura basadas en electrónica de potencia. La gran mayoría de los proyectos renovables variables instalados en el sistema y los que se encuentran en fase de construcción utilizan IBR, basados en tecnología de inversores convencional, denominados seguidores de red (*grid-following*³), los cuales presentan limitaciones para aportar servicios de red típicamente entregados por la generación síncrona convencional, la que irá desapareciendo en el tiempo.

Es necesario definir e incorporar nuevos conceptos para evaluar la robustez de la red, desarrollar estándares y requerimientos mínimos para las fuentes renovables del futuro y los sistemas de almacenamiento, así como actualizar los existentes a estándares modernos, de modo que incorporen requerimientos para tecnología del tipo *grid-forming* que, se espera, permitiría aportar los atributos entregados por la generación síncrona.

Se requiere flexibilizar la normativa en los aspectos relacionados con la operación y servicios de red, de modo de optimizar la asignación de recursos de forma oportuna y más eficiente.

En colaboración conjunta con EPRI, NREL y el consorcio internacional Global Power System Transformation (G-PST), el Coordinador se encuentra avanzando en la definición de una propuesta de estándares y requerimientos técnicos mínimos

para la tecnología *grid-forming*, así como una actualización de los requerimientos para inversores tipo *grid-following*.

En esta línea de actualización regulatoria, el Coordinador se encuentra estudiando también nuevos requerimientos de adecuaciones normativas para la determinación de cortocircuitos en presencia masiva de ERV. Es así como se está trabajando con la autoridad para la actualización de la metodología de cálculo de cortocircuito, de forma que esté más acorde a las características de aporte a dichas corrientes de estas tecnologías de generación.

Modelación y Gestión de la Red

La red del futuro contendrá una gran cantidad de equipamiento en base a electrónica de potencia, sea generación renovable, dispositivos FACTS, sistemas HVDC, BESS u otros, lo cual obliga a integrar herramientas más avanzadas y precisas de simulación, y contar, a su vez, con modelos más detallados que funcionen en ambientes de simulación en el dominio del tiempo tanto off-line como en tiempo real.

Se deben tomar medidas para incorporar estas herramientas, desarrollar las capacidades técnicas, y elaborar los procedimientos que permitan contar con modelos más detallados y precisos por parte de los fabricantes y propietarios de las instalaciones del sistema eléctrico.

Adicionalmente, se deben identificar y estudiar soluciones costo efectivas que permitan optimizar el uso de los activos de transmisión existentes, sin que ellas pongan en riesgo la seguridad e integridad del sistema y el suministro a los consumidores finales. Dichas soluciones deberán ser diseñadas y probadas en ambientes de simulación avanzados, teniendo en cuenta los más altos estándares según las normas internacionales aplicables.

³ Un generador o inversor *grid following* se ajusta para trabajar en sincronía con la red principal, adaptándose a las condiciones de la red, como la frecuencia y el voltaje, en lugar de influir activamente en ellas. Estos sistemas no regulan la estabilidad o el comportamiento de la red, sino que se comportan como "seguidores" que dependen de la red para operar de manera efectiva.



Decisiones y Acciones

Atributos de Desempeño del Sistema

Se debe asegurar la existencia y mantener los requerimientos técnicos y atributos de flexibilidad y seguridad para un sistema eléctrico en evolución y con condiciones operacionales cambiantes e inciertas. Estos requerimientos deben considerar:

- Seguridad de abastecimiento en todo momento
- Gestión y control de frecuencia
- Control de tensión y fortaleza de la red
- Capacidad de operar en islas
- Recuperación de servicio post fallas
- Adecuada coordinación de protecciones
- Resiliencia del sistema eléctrico

Las tecnologías habilitantes de la transición energética deberán ser capaces, no solo de operar de forma segura y confiable en un ambiente más complejo, incierto y en donde la electrónica de potencia será dominante, sino que también de aportar los atributos que permitan mantener las capacidades que la red del futuro requiere. Estos atributos deberán definirse de forma colaborativa con toda la industria, incluyendo a los fabricantes de equipos, con el fin de especificar, y probar en ambientes de simulación avanzados, la arquitectura de

control y protección de estas tecnologías, así como también la efectividad de los servicios que el sistema requerirá y que ellas aportarían.

La necesidad de los atributos ya mencionados deberá ser identificada con la debida anticipación por el Coordinador, a partir del monitoreo permanente de las condiciones operacionales y podrán ser incorporados a través de la provisión de servicios complementarios, del proceso de planificación de las redes de transmisión, o de exigencias normativas, según corresponda. En particular, respecto de los servicios complementarios, se prevé una necesidad cada vez mayor de estos recursos, ya sea provenientes de infraestructura convencional o basada en nuevas tecnologías, así como también la definición nuevos servicios o categorías de éstos.

En ese sentido, en lo que respecta a la prestación de SSCC, el Coordinador se encuentra llevando a cabo el proceso de verificación de SSCC de las unidades generadoras, con foco en las unidades del tipo ERV y la infraestructura de almacenamiento. Es así como, para efectos del control secundario de frecuencia, dicha verificación considera la integración de dicha infraestructura al AGC, lo que genera beneficios en el despacho económico. Cabe destacar que a partir de marzo del año 2024 la verificación de la prestación de SSCC es requisito para la entrada en operación de las unidades, por lo que se espera un incremento acelerado de tecnologías ERV verificadas.

Seguridad de Abastecimiento

Es necesario acelerar el proceso de integración de nuevas tecnologías habilitantes para la descarbonización que aporten los atributos descritos en el punto anterior. Es así como se observa, en el contexto de la versión original de esta Hoja de Ruta, que en dicho proceso de integración es fundamental

el rol de la generación a gas natural como combustible de transición en el corto y mediano plazo, al ser un recurso de menor huella de carbono, particularmente en escenarios de bajo aporte hídrico u otras condiciones críticas de abastecimiento, sobre todo considerando los eventos climatológicos cada vez más extremos que emergen a causa del cambio climático.

Asimismo, se requieren señales regulatorias que incentiven la transformación del parque hidroeléctrico, actualmente diseñado para la provisión de energía y potencia, en un habilitante para la integración de energías renovables variables. Incentivando su uso para la provisión de mayor flexibilidad y operación dirigida a la prestación de servicios de red y los atributos que requerirá la red del futuro (reducción de mínimos técnicos, operación como condensadores síncronos, aumento de velocidad de toma de carga, etc.).

Operación del Sistema

El Coordinador requiere realizar análisis detallados del sistema, de manera más frecuente y con mayor granularidad, para lo cual deberá contar con mayor capital humano, con adecuadas herramientas operacionales y nuevas prácticas para apoyar una operación cada vez más compleja del sistema eléctrico. Las nuevas herramientas y capacidades que se incorporen deberán permitir analizar múltiples escenarios y contingencias en breves plazos, con una mayor granularidad espacial y temporal, gestionando y monitoreando una gran cantidad de datos e información en tiempo real, bajo alta incertidumbre en la disponibilidad de los recursos energéticos. Será necesario disponer de nuevas tecnologías de punta y herramientas avanzadas de inteligencia artificial, aprendizaje automático

(machine learning) y Big Data, haciendo uso, entre otros, de la tecnología Cloud para apoyar, acelerar y mejorar los procesos de toma de decisiones.

Adicionalmente el Coordinador, a través del acuerdo de cooperación con Google X: The Moonshot Factory (Proyecto Tapestry), se encuentra desarrollando una herramienta que aborda los desafíos de la automatización de la programación y operación en tiempo real. El objetivo de este nuevo mecanismo es contar con un producto que pueda recibir información del estado del sistema eléctrico nacional en tiempo real, para realizar un pre-despacho y despacho ante la ocurrencia de eventos o desvíos de proyecciones de demanda y de recursos ERV. La primera etapa de la herramienta contempla el desarrollo de modelos de proyección de demanda y proyección de recursos ERV (solar y eólico), para en una segunda etapa, alimentar con dicha información, modelos de pre-despacho. Finalmente, la ejecución recurrente de estas herramientas, permitirán al sistema operar de manera cada vez más eficiente y segura.

Por otra parte, en el contexto de habilitar herramientas avanzadas, se ha desarrollado una iniciativa piloto cuyo objetivo fue realizar en tiempo real una proyección de generación de corto plazo, del recurso solar, eólico y la demanda total, tomando en cuenta las posibilidades de toma y bajada de carga (rampas) de las unidades, con la finalidad de tender, también, a una operación eficiente y segura del sistema eléctrico. El algoritmo desarrollado ha presentado un buen desempeño para realizar pronósticos de generación solar y demanda total, y se sigue avanzando para mejorar su desempeño también en condiciones especiales como, por ejemplo, por temperaturas extremas, eventos de precipitaciones o nubosidad.

Todo lo anterior requiere un enorme volumen de datos para procesar la información. Por tal motivo el Coordinador ha centralizado los datos que se generan en tiempo real en un repositorio llamado DataLake⁴. Estos datos son usados para análisis post operativo y pueden ser usados tanto para entrenar los modelos de inteligencia artificial como también para disponer información hacia la industria los que, actualmente, son desplegados por medio de gráficos y descargas dentro del sitio web del Coordinador.

Integración de DER

Se debe incentivar una integración segura y eficiente de nuevas tecnologías DER, tales como paneles fotovoltaicos, baterías, y vehículos eléctricos, entre otros, particularmente en lo que se refiere a las señales de localización y sistemas de monitoreo y control, las que deberán convivir de manera armónica con las tecnologías convencionales existentes, teniendo en cuenta el proceso de salida de combustibles fósiles, el modelo de mercado vigente o futuro, y los objetivos de largo plazo propuestos.

Se requiere establecer mecanismos e integrar tecnologías que permitan al Coordinador contar con una mejor visibilidad y comprensión de la red, identificando de forma precisa la entrada los nuevos proyectos distribuidos, su desempeño y comportamiento en tiempo real, a fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico.

Un desafío clave de esta integración se relaciona específicamente con la coordinación de la operación del sistema de transmisión con los DER en los sistemas de distribución, de modo de garantizar que estos operen de forma coordinada, apoyando la seguridad del sistema mediante servicios de red. Para optimizar estas capacidades, se deben generar los incentivos apropiados, y definir las especificaciones técnicas que permitan

la participación de los DER y otras tecnologías de información y comunicación propias de una red inteligente (*Smart Grid*). Dichas reformas son urgentes, dado que los plazos de diseño y tramitación regulatoria habilitante puede llevar varios años.

Consumos industriales

Un desafío adicional de la transición energética se encuentra en las nuevas dinámicas de los consumidores del segmento industrial, dentro de lo cual se distinguen nuevos tipos de consumos de alta demanda y confiabilidad, tales como los centros de datos (Data Center), plantas productoras de hidrogeno renovable (H2V) que podrían demandar hasta un 40% de su demanda desde la red y otras industrias que se esperan hagan una transformación de sus energéticos primarios a la electricidad. Además, se prevé la existencia de incentivos para la autogeneración de consumos industriales, como la minería, debido al creciente valor de los servicios de red o pagos laterales que incrementa el costo de la energía. Si bien esto disminuye la demanda desde la red, requiere seguir efectuando la provisión de servicios de red. Estas dinámicas desafiarán al mercado y al sistema eléctrico, requiriendo normar la forma en que se deben gestionar los consumos con capacidad de autoproducción.

Planificación de la Transmisión

La planificación de la expansión de la transmisión es clave para habilitar la transición energética. Dados los largos tiempos de desarrollo de los nuevos proyectos de transmisión, es necesario contar con la mejor información disponible y con las herramientas y capacidades técnicas para elaborar propuestas de expansión costo efectivas. Asimismo, dichas herramientas y metodologías deben permitir una revisión continua de los planes de expansión, a fin de adaptar y flexibilizar la entrada de nuevos proyectos, de acuerdo con los requerimientos y capacidades de la red del futuro.

El Coordinador debe revisar, adaptar y, de ser necesario, mejorar su metodología y herramientas de planificación acorde a la nueva realidad con una red con predominancia de tecnologías basadas en electrónica de potencia. Asimismo, se debe revisar los modelos, herramientas y enfoques para una planificación integrada de la transmisión y la distribución, considerando DER y una alta electrificación de los consumos.

En respuesta a este desafío, el trabajo conjunto con Google X: The Moonshot Factory (proyecto Tapestry), ha resultado en el desarrollo de la Grid Planning Tool (GPT-T), una plataforma diseñada para abordar la simulación de la operación del sistema eléctrico en largo plazo. Actualmente, la herramienta está en fase de desarrollo, con el propósito de ser utilizada en las futuras propuestas de expansión de la transmisión. Una vez finalizada, la GPT-T simplificará los análisis, incrementará la capacidad de procesamiento, reducirá los tiempos de simulación y evaluación de proyectos, permitiendo así la evaluación de un portafolio más amplio de obras para el Sistema Eléctrico Nacional.

Interconexiones Regionales

Se han demostrado a nivel internacional las ventajas de contar con interconexiones regionales, no solo para aumentar la competencia en los mercados eléctricos, sino que también por motivos de seguridad. En particular, en el caso de Chile, una integración con nuestros países vecinos permitiría, no solo exportar parte del potencial renovable que abunda en nuestro país, sino que también abastecer eventuales déficits en el sistema durante condiciones extremas o periodos de sequía. Asimismo, el contar con interconexiones síncronas en distintos puntos del sistema eléctrico permitiría robustecer la red entregando atributos de inercia y niveles de cortocircuito, permitiendo una mayor inserción de ERV.

⁴ Un Data Lake (lago de datos) es un repositorio centralizado que permite almacenar grandes cantidades de datos en su formato original, ya sea estructurado, semi-estructurado o no estructurado. A diferencia de los almacenes de datos tradicionales (data warehouses), que suelen almacenar datos ya procesados y organizados en tablas, un data lake puede almacenar datos sin procesar, lo que permite una mayor flexibilidad para diferentes tipos de análisis en el futuro.





Investigación y Desarrollo

La transición energética requiere resolver una serie de desafíos en toda la cadena de valor del sector eléctrico, lo cual involucra esfuerzos importantes en materia de investigación y desarrollo. Lo anterior implica abordar aspectos de diseño, herramientas y metodologías, así como el desarrollo de nuevas tecnologías habilitantes. Superar estos desafíos es urgente y de vital importancia para acelerar la transición y debe necesariamente involucrar a todos los actores de la industria, incluyendo la academia, empresas coordinadas, proveedores de equipos, el regulador y el Coordinador.

El principal desafío ya no es solo el costo de las energías renovables, sino cómo integrar esta fuente de producción de energía eléctrica para reemplazar la energía basada en combustibles fósiles, garantizando la seguridad, confiabilidad y estabilidad del futuro sistema eléctrico. Trabajando en conjunto y de forma coordinada será posible identificar, priorizar y abordar los desafíos a resolver para garantizar la seguridad y confiabilidad de nuestro sistema eléctrico durante la transición energética.

Debido a lo anterior, el Coordinador se encuentra elaborando una Hoja de Ruta de Investigación, Desarrollo e Innovación (I2D) para la transición energética. Esta iniciativa, que abarca aspectos tecnológicos y metodológicos, considera la colaboración con la academia, alianzas internacionales, el sector público y privado. El objetivo de la iniciativa es identificar los desafíos y oportunidades tecnológicas, y proponer planes de acción de I2D en distintos horizontes de tiempo. Esto permitirá priorizar y planificar la adopción tecnológica y las innovaciones necesarias para mejorar la eficiencia, resiliencia y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional frente a la transición energética, así como alinear las futuras inversiones tecnológicas del Coordinador.

El diseño de la Hoja de Ruta de I2D se basa en la metodología de Technology Roadmapping del Institute for Manufacturing (IFM) de la Universidad de Cambridge, el cual aborda esta problemática desde las dimensiones de Organización, Red y Escenarios.

Adicionalmente, el Coordinador continúa avanzando en la suscripción de acuerdos de colaboración a nivel nacional e internacional, junto con el refuerzo del trabajo con las Universidades y la participación en organismos internacionales que están abordando los desafíos de la transición energética. Lo anterior, con el fin de intercambiar experiencias, buenas prácticas y capacitar a los profesionales responsables de llevar adelante y liderar el proceso de transición energética.

Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre

La línea HVDC Kimal-Lo Aguirre será esencial y clave para viabilizar la descarbonización de la matriz de generación eléctrica al año 2030, pues permitirá transferir 3.000 MW de energía renovable desde el norte al centro del país. Por lo tanto, se requiere que todos los actores, sean entidades privadas o públicas, que participan en el desarrollo del proyecto, desde el otorgamiento de los permisos y autorizaciones para su ejecución, la construcción y hasta la puesta en servicio, lo hagan en forma colaborativa y expedita.



Hoja de ruta

El siguiente cuadro describe la hoja de ruta elaborada por el Coordinador para el horizonte 2022-2030 que contiene las decisiones y acciones necesarias para alcanzar el escenario de transición energética acelerada.

Esta hoja de ruta se ha elaborado con un enfoque de dos etapas, Preparación y Adaptación, relevando los factores de riesgo que inciden en su implementación y en los plazos de transición a una matriz de generación con participación 100% renovable al 2030.

Horizonte	Preparación 2022-2025		
Atributos del Sistema	Mantener las capacidades esenciales que el sistema eléctrico requiere a medida que la generación síncrona es retirada Riesgo: Retiro muy anticipado de toda la generación síncrona		
	Planificar instalación/reconversión eficiente de condensadores síncronos	Desarrollar mecanismos para permitir flexibilidad en la entrega de servicios esenciales para el sistema eléctrico	Probar, habilitar e incentivar instalación de inversores avanzados o tipo grid-forming
Operación del Sistema	Mejorar las capacidades de modelación, simulación y análisis de corto plazo del sistema Riesgo: Falta de herramientas y modelos detallados de distintas tecnologías		
	Mejorar el acceso y gobernanza de datos, y la gestión de modelos de simulación	Mejorar capacidades de modelación, simulación y recursos para evitar congestiones y recortes óptimos	Definir criterios de decisión para balancear capacidad de modelación vs desempeño
Integración de DER	Gestionar periodos con alta penetración de DER Riesgo: Insuficiente visibilidad y predictibilidad para planificar y operar la red		
	Aplicar monitoreo avanzado de DER	Desarrollar, adoptar y monitorear desempeño y capacidad de equipos	Buscar incentivos para aporte de servicios de red de DER

Horizonte	Adaptación 2026-2030		
Atributos del Sistema	Gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable variable Riesgo: Insuficiente flexibilidad para balancear variabilidad de ERV		
	Mejorar e implementar modelos y herramientas de pronósticos de generación y demanda	Desarrollar infraestructura y modelos de datos para monitoreo de variables críticas (clima, etc.)	Despacho óptimo con suficiente flexibilidad y en distintas escalas de tiempo
Operación del Sistema	Mantener un sistema eléctrico seguro, operable y resiliente Riesgo: Condiciones operacionales complejas antes de lo previsto		
	Desarrollar herramientas operacionales para conciencia situacional y toma de decisiones proactiva en tiempo real	Sistema de monitoreo para mejorar visibilidad y controlabilidad de la red	Establecer planes, políticas de operación y procesos para escenarios complejos en nuevas condiciones operativas
Integración de DER	Integración de nuevas tecnologías Riesgo: Seguridad y confiabilidad reducida por deficiente gestión de datos, recursos y restricciones de red		
	Definir roles y responsabilidades para seguridad y coordinación de operación en un sistema integrado	Construir una arquitectura e infraestructura escalable y segura para intercambio masivo de datos	Integrar DER en mercados de energía, capacidad y SSSC

Horizonte	Preparación 2022-2025			
Planificación de la Transmisión	Mejorar las capacidades de modelación, simulación y análisis de largo plazo del sistema Riesgo: Falta de información, escenarios y capacidad de modelación con mayor granularidad			
	Mejorar en el acceso de datos y gestión de escenarios.	Mejorar en capacidades de modelación agregando mayor granularidad temporal y espacial. Mejorar la capacidad de simulación que permita estudiar un mayor número de alternativas y su desempeño.	Criterios de decisión para definir escenarios futuros	
Regulación	Propuestas de cambios a normativa vigente Riesgo: Falta de reformas o demoras en su dictación e implementación			
	Mejorar la NTSyCS para actualizar e incorporar requerimientos técnicos a nuevas tecnologías (Grid-forming IBR, u otras)	Implementar procedimiento para homologación y validación de modelos tipo EMT	Buscar incentivos para sistemas de almacenamiento de larga duración con atributos de seguridad y Flexibilidad	Incorporar señales de localización en base a criterios técnicos y económicos
Investigación y Desarrollo	Desarrollo de nuevas capacidades, herramientas y metodologías Riesgo: Lentitud en el desarrollo de nuevas herramientas y metodologías			
	Desarrollo de capacidades y atributos en recursos basados en inversores (IBR) para garantizar la confiabilidad del sistema	Desarrollo de nuevas herramientas y métodos de operación y planificación para garantizar la seguridad y estabilidad en sistemas con alta penetración de IBR	Desarrollo de nuevas tecnologías y enfoques para mejorar la visibilidad y el análisis en tiempo real en las salas de control del operador del sistema	

Adaptación 2026-2030				Horizonte
Planificar un sistema eléctrico robusto y eficiente Riesgo: Incerteza de funcionalidad de nuevas tecnologías				Planificación de la Transmisión
Desarrollar herramientas que mejoren la toma de decisiones bajo escenarios de alta incertidumbre	Adicionar nuevas aplicaciones basadas en AI/ML y Big Data	Implementar criterios que permitan incrementar la seguridad y resiliencia en los sistemas de transmisión.	Establecer planes y procesos para anticipar escenarios complejos dados por el efecto de cambio climático y otros eventos extremos, considerando interconexiones regionales	
Reformas regulatorias estructurales Riesgo: Falta de reformas o demoras en su dictación e implementación				Regulación
Modernización de la Distribución	Revisar licitaciones de Energía incorporando atributos técnicos en generación libre de emisiones 24/7	Transitar a un mercado de ofertas para energía, potencia y SSCC		
Desarrollo de nueva arquitectura para la red del futuro Riesgo: Lentitud en el desarrollo de nuevas tecnologías habilitantes				Investigación y Desarrollo
Desarrollar tecnologías y arquitecturas de los mercados y sistemas eléctricos futuros para operar un sistema integrado y altamente distribuido	Desarrollar tecnologías de información y comunicación para superar los desafíos que limiten la creación de un mercado competitivo	Investigar el comportamiento de una red con alta penetración de DER para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema		

Iniciativas, Avances y Próximos Pasos

Durante el año 2022, el Coordinador se dispuso a iniciar un conjunto de iniciativas y actividades dentro de los ámbitos de su responsabilidad, con el fin de abordar los desafíos futuros para viabilizar una transición energética segura y confiable al año 2030, y prepararse para poder operar un sistema eléctrico basado 100% en energías renovables a ese año.

El avance a la fecha, así como las nuevas iniciativas propuestas se detallan en la siguiente tabla.

N°	INICIATIVAS HOJA DE RUTA 2022	AVANCE A LA FECHA Y PRÓXIMOS PASOS
1	Proyecto de virtualización bajo el acuerdo con Google X para el desarrollo de herramientas avanzadas para la planificación y operación de la red	<p>Grid Planning Tool: Herramienta en estado de desarrollo y validación. Dicha herramienta se evaluará con motivo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2025. Durante el año 2025 continúa su desarrollo para incorporar más aplicaciones y capacidades.</p> <p>Operations Tool: Herramienta en desarrollo. Comprende 4 líneas de trabajo principales: forecast de demanda, forecast eólico, forecast solar y DUC (Detailed Unit Commitment). La primera versión para pruebas se espera para inicios del 2025</p>
2	Desarrollo de un digital twin de la red en ambiente EMT off-line y tiempo real	<p>La versión off-line del digital twin dispone de los modelos homologados por el Coordinador recibidos a la fecha y que se espera sea integrado en la plataforma EMT-SCT (Study Connection Tool) que se espera liberar dentro del presente año. Esta base de datos se actualizará según avance la revisión de los modelos homologados que están entregando los Coordinados. En octubre de 2024 inicia el proyecto EMT-DSA, lo cual implica desarrollar una interfaz de comunicación entre el SCADA y el digital twin para realizar simulaciones dinámicas EMT en tiempo real.</p> <p>Adicionalmente, el modelo EMT se ha probado para la integración de inversores grid-forming, con el fin de identificar montos mínimos de infraestructura requerida de esta tecnología para asegurar la estabilidad del sistema.</p>
3	Estudio en ambiente EMT para 2026 y 2030 con escenarios con participación instantánea ERV de 75% y 90% respectivamente, incorporando tecnologías grid-forming	<p>Se está trabajando en la creación de los escenarios y de los modelos grid-forming. Los modelos están en etapa de desarrollo y se espera completar a fines del presente año.</p> <p>Durante el año 2023, se presentó un artículo en la conferencia IEEE T&D, denominado "Dynamic Behavior of Grid-forming Inverters in Large-scale Low-strength Power Grids". Este artículo es un primer intento de modelar y evaluar el comportamiento dinámico, la interacción y el impacto en el SEN al incluir tecnología grid-forming en un escenario con altos niveles de ERV, utilizando el software EMTP.</p>
4	Desarrollo de un proyecto piloto para modelar, simular y probar la tecnología grid-forming en el laboratorio de simulación en tiempo real del Coordinador	<p>Se encuentra instalado con un controlador grid-forming de Huawei en el laboratorio del Coordinador. Se está en etapa de integración del hardware para luego pasar a la etapa de pruebas.</p>
5	Proceso de licitación de demanda responsiva como servicio complementario	<p>Respecto del servicio de Carga Interrumpible, el Coordinador ha efectuado dos licitaciones a la fecha, sin resultar en oferentes adjudicados. Actualmente se está en proceso de cálculo de los requerimientos para el año 2025.</p>



N°	INICIATIVAS HOJA DE RUTA 2022	AVANCE A LA FECHA Y PRÓXIMOS PASOS
6	Licitación para servicio de inercia y fortaleza de red, para incorporar condensadores síncronos y tecnología grid-forming en el mediano plazo	<p>En mayo de 2024, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudicó la licitación de Servicios Complementarios de Control de Tensión utilizando tecnología de condensadores síncronos, cubriendo exitosamente hasta un 98,9% de los requerimientos. Este proceso busca instalar equipos en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para facilitar el retiro de centrales térmicas a carbón a partir de 2027, sin comprometer la seguridad del servicio. La licitación permitirá proveer estabilidad de tensión, inercia y potencia de cortocircuito por un periodo de 25 años, permitiendo una mayor integración de energías renovables variables y la reducción de costos operacionales del sistema. Los dispositivos instalados contribuirán a la estabilidad de tensión y a la fortaleza de la red eléctrica, siendo un paso clave hacia una operación más segura y económica del SEN.</p> <p>Se continúa evaluando la necesidad de nueva infraestructura, incluyendo tecnología grid-forming, hacia el año 2030, considerando altos niveles de ERV y los requerimientos de conexión de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.</p>
7	Implementación de un procedimiento de homologación y verificación de modelos tipo EMT por las empresas coordinadas para ser incorporado en el digital twin del SEN, en desarrollo	<p>Este procedimiento ya se encuentra publicado desde el año 2022 en el sitio web del Coordinador: https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/procedimiento-interno-modelacion-del-sen/</p>
8	Desarrollo de herramientas de monitoreo en tiempo real de variables que midan la robustez y fortaleza de la red, como inercia y nivel de cortocircuito (ESCR)	<p>A la fecha, ya se encuentra implementado este sistema en las herramientas del Centro de Despacho y Control para medir en línea la robustez del sistema.</p>
9	Propuestas a la NTSyCS que incluyan requerimientos para nuevas tecnologías en base a electrónica de potencia y actualización de algunos requerimientos existentes	<p>Trabajo de modificación de la NTSyCS con la CNE ha iniciado. En paralelo se trabaja en una Guía de especificación de grid-forming y grid-following con el consorcio GPST. Se espera tener la propuesta para fines de 2024.</p>
10	Implementación de programación intra-diaria y mejoras a modelos de la operación diaria	<p>A partir del 15 de julio 2024, se inicia proceso formal de la Programación Intra-Diaria, lo que fue informado a los Coordinados mediante carta N° DE 03407-24. Las mejoras previstas contemplan evaluar ajustes en la granularidad y en el horizonte de simulación, considerando las nuevas tecnologías, junto con incorporar nuevas restricciones acordes a los fenómenos intra-horarios y capacidades de las plantas existentes.</p>
11	Implementación de mejoras a modelos de pronósticos de generación (eólica y solar) y demanda	<p>Se ha iniciado el desarrollo de pruebas de un nuevo modelo de pronóstico de demanda para la programación diaria, así como el desarrollo de modelos para pronósticos intradiarios. Por otra parte, se ha desarrollado una iniciativa piloto cuyo objetivo fue realizar en tiempo real una proyección de generación de corto plazo (de horizonte intrahorario) del recurso solar, eólico y la demanda total. El algoritmo ha presentado un buen desempeño para realizar pronósticos de generación solar y demanda total, y se sigue avanzando para mejorar su desempeño también en condiciones especiales como por ejemplo por temperaturas extremas, eventos de precipitaciones o nubosidad.</p>



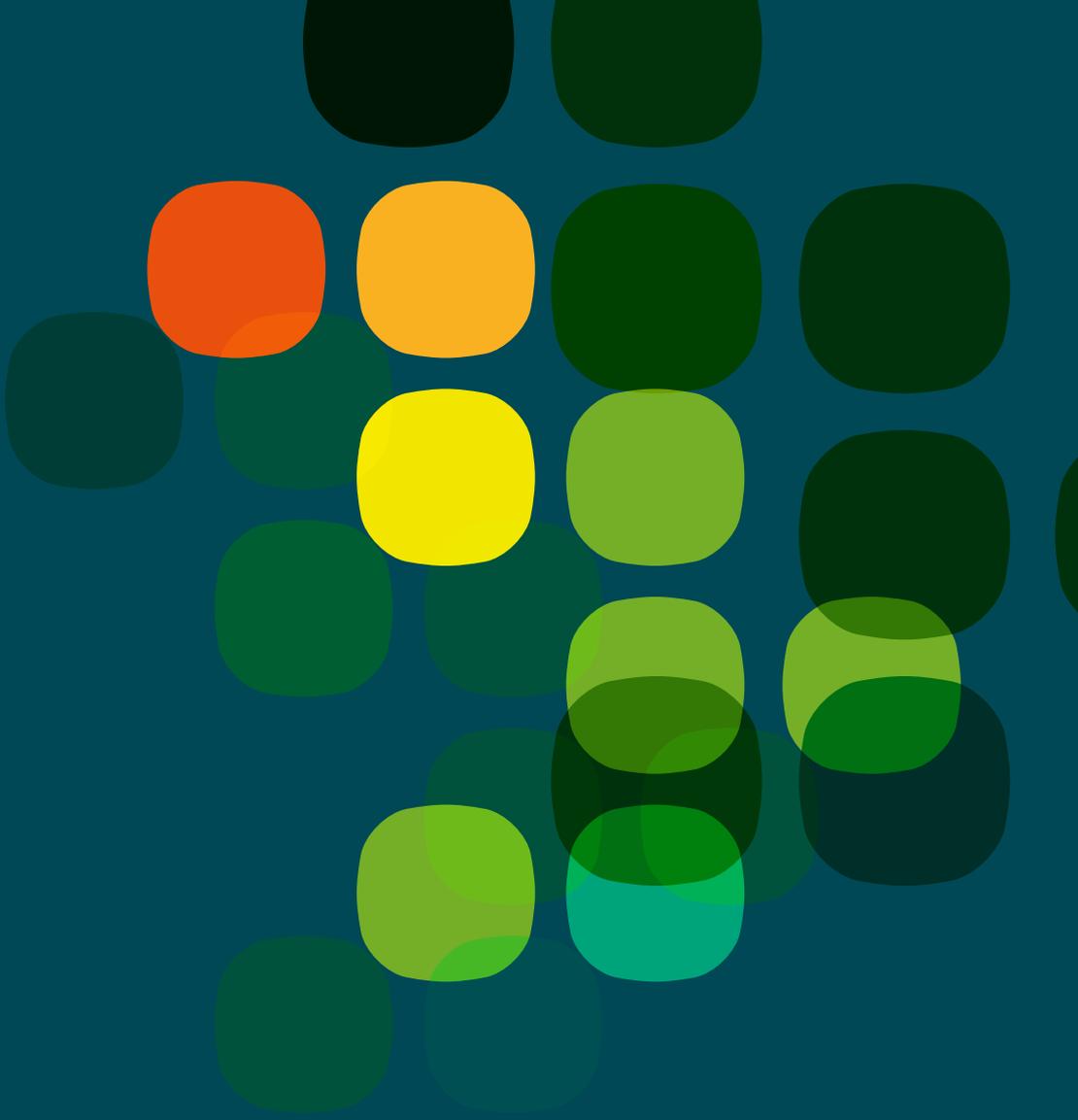
N°	INICIATIVAS HOJA DE RUTA 2022	AVANCE A LA FECHA Y PRÓXIMOS PASOS
12	Suscripción de acuerdos con entidades internacionales para intercambiar experiencias en transición energética	<p>El CEN ha integrado y suscrito diversos acuerdos con distintas organizaciones internacionales, entre las que destacan las siguientes:</p> <p>Universidades y Centros de Investigación:</p> <ul style="list-style-type: none">• University of Nottingham• Universidad de Chile• Pontificia Universidad Católica de Chile• Universidad de Santiago• Universidad Técnica Federico Santa María• Universidad Andrés Bello• Universidad de O'Higgins• Centro de Aceleración Sostenible de Electromovilidad• Centro Nacional de Inteligencia Artificial• Centro de Innovación UC <p>Proveedores de tecnología:</p> <ul style="list-style-type: none">• Huawei• SMA• X The Moonshot Factory (Google)• OPAL-RT• EMTP• PGSTech <p>Organismos Internacionales:</p> <ul style="list-style-type: none">• APEX• Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO)• OLADE• CIGRE• Net Zero World Initiative• World Economic Forum• GPS-T• EPRI• IEEE• NERC <p>Colaboración con Operadores:</p> <ul style="list-style-type: none">• AEMO• CAISO• XM



N°	INICIATIVAS HOJA DE RUTA 2022	AVANCE A LA FECHA Y PRÓXIMOS PASOS
13	Integración de profesionales con las capacidades necesarias para planificar y operar una red 100% renovable	<p>En enero 2024 se realizó una capacitación de EMTP en el Coordinador, donde asistieron 22 profesionales de las gerencias de Operaciones y de Planificación y Desarrollo de la Red.</p> <p>El Coordinador Se encuentra planificando y gestionando cursos específicos de almacenamiento, HVDC y nuevas tecnologías. Esta capacitación, contempla pasantías de los equipos técnicos de ingeniería, estudios, operaciones y mercados, en operadores, fábricas y empresas, de tal forma, que se sea posible incorporar dichos conocimientos al Coordinador.</p> <p>Adicionalmente, el Coordinador cuenta con un “Centro del Conocimiento”, el cual desarrolla permanentemente actividades, cuyos objetivos son:</p> <ul style="list-style-type: none">• Acelerar el aprendizaje del Coordinador.• Promover la integración entre áreas.• Sistematizar y compartir contenidos
14	Propuesta de hoja de ruta de I2D para la transición energética	<p>El CEN adjudicó una consultoría para la elaboración de la Hoja de Ruta de I2D al Centro de Innovación UC Anacleto Angelini. Este trabajo comenzó en agosto y se extenderá hasta diciembre de 2024. Sus entregables consisten en un plan estratégico y un plan tecnológico de I2D.</p>

Adicionalmente, se incorporan las siguientes iniciativas a la presente Hoja de Ruta:

N°	INICIATIVAS PARA ACTUALIZACIÓN HOJA DE RUTA 2024	PLAN PROPUESTO
15	Impulsar adecuaciones normativas para la determinación de Cortocircuitos en presencia masiva de ERV.	El Coordinador se encuentra realizando un estudio interno y colaborando con la autoridad, para la actualización de la metodología más acorde a las características de aporte a la corriente de cortocircuito de las distintas tecnologías de generación ERV.
16	Integración de ERV para la Prestación de SSCC.	Consiste en revisar los incentivos para participar en SSCC, mostrar las ventajas, y proponer eventuales cambios a la regulación del mercado. Adicionalmente, el Coordinador ha requerido la conexión de los parques al AGC.
17	Estudios de largo plazo al 2035 para determinar el impacto del retiro del parque térmico del SEN.	Contempla analizar la confiabilidad del SEN en un escenario extremo de retiro de todas las centrales térmicas, al año 2035, evaluando escenarios de abastecimiento esperados y críticos, a través de estudios de operación económica y estudios eléctricos, con el objeto de identificar necesidades de nueva infraestructura/servicios, medidas operacionales u otras acciones que contribuyan a resguardar la seguridad de suministro y operación a mínimo costo.
18	Desarrollo de un Framework para Pilotos de tecnologías habilitantes para la Transición.	Esta iniciativa se encuentra actualmente en desarrollo. Durante septiembre se publicó para consulta a los coordinados.
19	Proyectos de I+D con Academia.	<p>A la fecha se encuentran en desarrollo cinco proyectos de investigación aplicada con financiamiento ANID adjudicados en 2023:</p> <ol style="list-style-type: none"> Proyecto TA23I10051: Plataforma computacional en línea para la toma de decisiones en sistemas eléctricos con altos niveles de renovables considerando criterios de estabilidad. Proyecto IT23I0058: Aplicación cloud para el cálculo en tiempo real de factores de penalización en el sistema eléctrico nacional mediante redes neuronales profundas. Proyecto ID23I10205: Inercia sintética de turbinas eólica para sistema eléctricos con alta penetración de energías renovables. Proyecto ID23I10277: Herramienta de apoyo a la planificación de la transmisión resiliente y flexible basada en técnicas avanzadas de descomposición e inteligencia artificial. Proyecto ID23I10331: Prototipo de quemador dual de amoníaco-hidrógeno verde para la descarbonización del sector de generación eléctrica. <p>A la fecha se encuentran tres proyectos de investigación aplicada en desarrollo con financiamiento ANID en etapa de Evaluación de Transferencia Tecnológica a los procesos del CEN:</p> <ol style="list-style-type: none"> Proyecto IT19I0129: Desarrollo e Implementación de un Sistema de Monitoreo En-Línea de la Seguridad Dinámica del Sistema Eléctrico. Proyecto IT20I0126: Big Data Analytics Tool to Assess the Dynamic Security of Inertial and Frequency Response in the Chilean Power System. Proyecto ID21I10119: Desarrollo de una plataforma de análisis integrado para la planificación estratégica de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional que considera el impacto del cambio climático y la evolución de variables disruptivas.



COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL