EMBER

Reducir los vertimientos en Chile: una clave para aprovechar al máximo las energías renovables

Chile se ha convertido en un referente mundial en generación eléctrica con fuentes renovables. En 2024, las energías solar y eólica aportaron una tercera parte de la electricidad generada, convirtiéndose en un hito para el país. Las baterías, las redes eléctricas y la respuesta a la demanda pueden ayudar a Chile a aprovechar mejor su abundante generación renovable, reduciendo los vertimientos y ahorrando millones de dólares.

Fecha de publicación: 25 de septiembre de 2025
Autor: Wilmar Suárez
Contacto: wilmar@ember-energy.org

Acerca de

Basado en la experiencia chilena e internacional, este policy paper propone un paquete de medidas para reducir los vertimientos de la energía solar y eólica en Chile en los próximos 5 años, maximizando el aprovechamiento de la capacidad instalada de generación actual y proyectada.

Contenido

Resumen **4**

Sección 1: Vertimientos de energía solar y eólica en Chile: un reto para maximizar el aprovechamiento de la generación renovable **9**

1.1 La generación solar y eólica ha aumentado notablemente, pero también los vertimientos 9

1.2 Retos del sistema eléctrico chileno para gestionar eficientemente sus vertimientos 13

1.3 Chile presenta mayores vertimientos que otros sistemas eléctricos con similar participación solar y eólica 21

Sección 2: ¿Qué se ha hecho en otros sistemas eléctricos para reducir los vertimientos mientras la generación renovable crece? **24**

2.1 China 26

2.2 Irlanda 30

2.3 California, Estados Unidos 32

2.4 América Latina 35

Sección 3: Recomendaciones para la reducción de los vertimientos de energía solar y eólica en Chile **38**

3.1 Kit de Flexibilidad Limpia 38

3.2 ¿Qué podría hacer Chile en los próximos cinco años para gestionar sus vertimientos de energía solar y eólica? 40

Conclusión **50**

Información de apoyo **51**

Metodología 51

Agradecimientos 52

Resumen

Reducir los vertimientos de energía solar y eólica representa una oportunidad para alcanzar el máximo potencial de la generación renovable en Chile, disminuyendo la necesidad y el costo de la generación eléctrica a gas y carbón.

El aumento de la participación de las energías renovables variables en la matriz eléctrica impone retos tecnológicos y de operación del mercado para lograr un máximo aprovechamiento de la generación limpia. Por cada punto porcentual que Chile logre reducir en su nivel actual de vertimientos, se pondrían a disposición del mercado 295.5 GWh de energía limpia al año, suficientes para suministrar energía a más de 120.000 hogares durante un año.

- **El factor de capacidad de las plantas de generación solar en Chile duplica el promedio mundial.** Chile se encuentra entre los países más afortunados del mundo en recursos renovables; en solar, algunas regiones alcanzan un factor de capacidad superior al 30%, el doble del promedio mundial y en eólica un 34%, en línea con la media global.
- **Los vertimientos de energía solar y eólica en 2024 equivalen al 6,6% de toda la electricidad generada en Chile.** 5.642 GWh de energía solar y eólica fueron vertidos en 2024, lo que equivale al 19% de toda la electricidad que suministraron esas tecnologías durante el año.
- **Desde 2022 los vertimientos representaron pérdidas por $562 millones de dólares.** 11.900 GWh han sido vertidos entre enero de 2022 y mayo de 2025, generando subutilización de la infraestructura de generación renovable y causando una disminución de ingresos a los inversionistas.
- **Los grandes proyectos de infraestructura que reducirán los vertimientos entrarán en operación después del 2029.** El principal

proyecto de transmisión, la línea Kimal-Lo Aguirre de 1.400 kilómetros, aumentará significativamente la capacidad para inyectar energía renovable, pero no entrará en funcionamiento hasta dentro de cuatro años. Mientras tanto, es necesario tomar medidas para gestionar los vertimientos.

- **1 GW de nueva capacidad instalada de almacenamiento en baterías reduciría casi en una cuarta parte los vertimientos.** Bajo las condiciones actuales, aumentar la capacidad instalada de baterías en 1 GW, con 4 horas de duración de almacenamiento, y ubicándolas en zonas de alta congestión de red, podría evitar que se recorten 1.300 GWh de generación solar y eólica al año, un cuarto del total de estos vertimientos, y ahorrando $67.6 millones de dólares al año.
- **La instalación de sistemas de clasificación dinámica de líneas (DLR) podría aumentar la capacidad efectiva de las líneas entre un 10 y un 30%.** La implementación de un programa nacional de instalación masiva de DLR, focalizado en las líneas con más niveles de congestión, puede tomar menos de tres años y representar un impacto directo en la reducción de vertimientos.
- **El robustecimiento de la transmisión, el incremento de la capacidad de almacenamiento y los mercados de respuesta a la demanda son claves para reducir los vertimientos.** Los mercados eléctricos que gestionan mejor los vertimientos brindan a los consumidores información e incentivos para participar en mercados formales de respuesta a la demanda y cuentan con suficiente capacidad de transmisión y sistemas de almacenamiento ubicados en puntos clave para capturar el exceso de generación, así como para entregar electricidad durante las horas pico de demanda.

Resumen de las recomendaciones

Corto Plazo (menos de 2 años)

- Diseño de un Plan Nacional de Reducción de Vertimientos.
- Requerimiento mínimo de almacenamiento para nuevos proyectos solares y eólicos en zonas de alta congestión.
- Estructuración de un entorno habilitador para alcanzar las metas de almacenamiento de energía a gran escala.
- Programa de instalación masiva de DLR (Dynamic Line Rating).

Mediano Plazo (2-4 años)

- Incentivos para nuevos proyectos ubicados cerca a zonas de alta demanda y/o baja congestión de red.
- Creación de un mercado formal de respuesta a la demanda.

Largo Plazo (hasta 5 años)

- Implementación masiva de proyectos de respuesta a la demanda.
- Definición del marco político y regulatorio para consolidar un mercado de intercambios de electricidad con Argentina y Perú.

Maximizando el potencial renovable de Chile

Para liberar el potencial renovable de Chile se requiere la implementación de medidas planificadas de flexibilidad. Reducir los vertimientos solares y eólicos maximizará la generación limpia, y reducirá el uso del gas y el carbón para generar electricidad

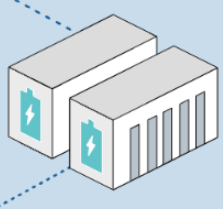
Corto plazo (hasta 2 años)

Plan nacional de reducción de vertimientos

Diseñar y formalizar un plan con objetivos explícitos para la reducción progresiva de los vertimientos de las energías renovables variables

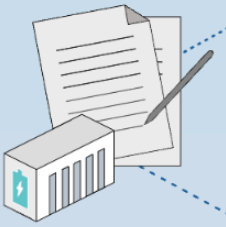
Almacenamiento obligatorio para nuevos proyectos

Establecer requisitos mínimos de almacenamiento para nuevos proyectos solares y eólicos como condición para obtener un permiso de conexión a la red en nodos críticos en áreas de alta congestión.



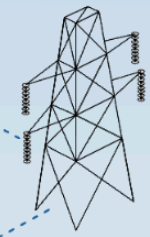
Incentivar el almacenamiento de energía

Crear un entorno propicio para permitir ingresos por múltiples servicios prestados por las baterías



Despliegue masivo de DLR

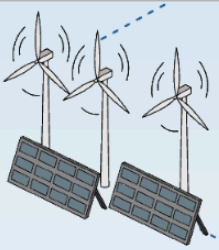
Implementación de DLR en líneas congestionadas para aumentar su capacidad de transmisión en 10-30%



Mediano plazo (2-4 años)

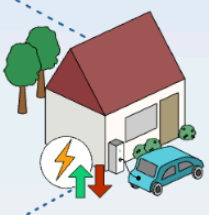
Incentivos focalizados para proyectos

Ofrecer incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables en zonas de alta demanda o baja congestión



Mercado formal de respuesta a la demanda

Crear un marco regulatorio claro, con incentivos, para que los usuarios participen en los mercados de respuesta a la demanda



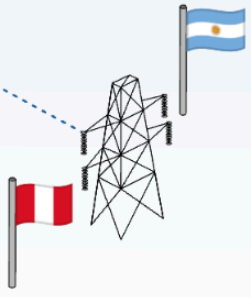
Largo plazo (hasta 5 años)

Proyectos de respuesta a la demanda

Lanzar proyectos para usuarios regulados y usuario libres, en áreas prioritarias, como preparación para un despliegue nacional

Intercambio de electricidad con Argentina y Perú

Definir el marco político y regulatorio para consolidar y fortalecer el mercado con Argentina y avanzar en la interconexión con Perú



Fuente: Ember
Infografía por Jivan Zhen Thiru y Lauren Orso.
Escrito por Wilmar Suárez.

EMBER

“Chile se ha convertido en un ejemplo mundial en generación solar y eólica. El siguiente paso es asegurar que este potencial de generación limpia se aproveche al máximo. Al reducir los vertimientos, el país puede llevar más energía renovable a hogares y negocios, haciendo que el suministro eléctrico sea más confiable, asequible y sostenible. Esto impulsa la innovación, con redes eléctricas modernas, sistemas de almacenamiento de energía que proporcionan flexibilidad al sistema eléctrico y nuevas formas para vincular a los consumidores en el mercado, reforzando el papel de Chile como líder regional y mundial en energía limpia”.

Wilmar Suárez
Analista para América Latina, Ember

Sección 1: Vertimientos de energía solar y eólica en Chile: un reto para maximizar el aprovechamiento de la generación renovable

El sistema eléctrico chileno no ha alcanzado la flexibilidad suficiente para beneficiarse del notable crecimiento de la capacidad instalada de generación solar y eólica. Usar los vertimientos para almacenarlos, exportarlos, generar nuevos usos productivos o dar participación activa a la demanda, puede transformar lo que hoy se considera una pérdida en un motor de competitividad.

1.1 La generación solar y eólica ha aumentado notablemente, pero también los vertimientos

El mix de generación chileno se encuentra dominado por las renovables. En 2024, las energías solar y eólica aportaron un 34% de la electricidad generada, la hidroeléctrica el 30% y otras renovables el 6%. En referencia a la generación térmica, el carbón suministró el 16%, mientras que el 12% se generó con gas y el 2% con otros combustibles. El mercado eléctrico en el país es mayorista competitivo, donde los generadores pueden vender su electricidad tanto en el mercado spot, a precio marginal, como a clientes libres, mediante acuerdos bilaterales o a clientes regulados.

Las hidroeléctricas de embalse, localizadas principalmente en la zona centro-sur, permiten ajustar el despacho de forma rápida, brindando flexibilidad al sistema, así como los ciclos combinados a gas que aportan rampas rápidas y confiabilidad. Las plantas a carbón, por su parte, son poco flexibles, ya que si bien sirven como base de generación, aportan rampas lentas, mientras que los combustibles líquidos sirven de respaldo, y aunque entregan flexibilidad, su costo para generar electricidad es alto. Cabe destacar que la participación del carbón en la generación eléctrica ha bajado notablemente, pasando del 42% en el 2013 al 16% en el 2024. Su retiro está programado para 2040.

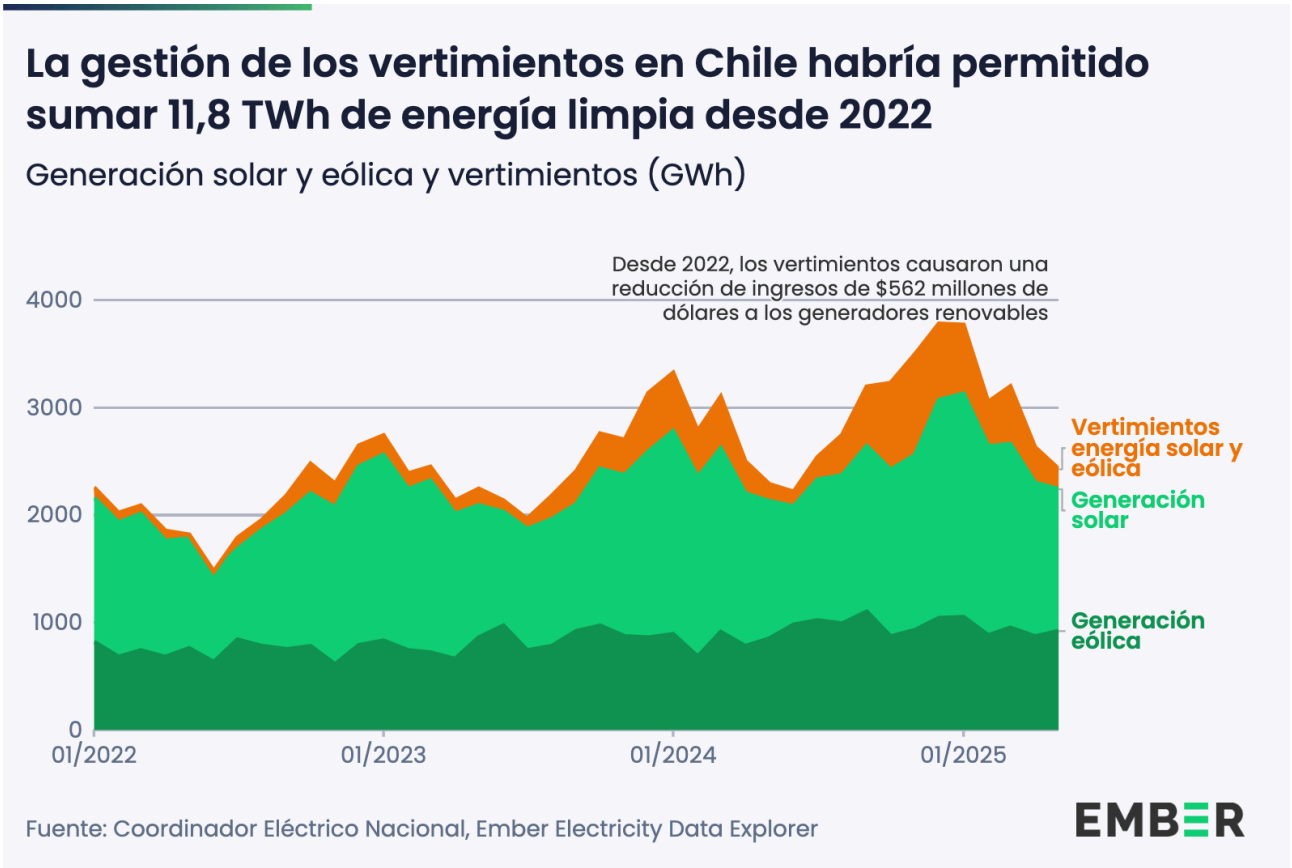
El crecimiento de la generación solar y eólica en Chile ha sido notable en los últimos años. Mientras en 2016 estas dos fuentes tuvieron una participación del 6,6% (4,8 TWh) en la generación eléctrica nacional, en 2024 alcanzaron un 34,6% (29,5 TWh), siendo los recursos que más electricidad aportan actualmente en el país. Comparado con otros países de América Latina, Chile es el país donde la energía solar y eólica, en conjunto, tienen mayor participación, superando a Uruguay (30,5%), Brasil (24,1%) y Argentina (13,2%).

Una alta participación de las energías renovables variables (ERV) en la matriz eléctrica impone retos tecnológicos y de operación del mercado para lograr un máximo aprovechamiento de la generación limpia. Por esto, se requieren sistemas eléctricos cada vez más flexibles, que vinculen almacenamiento en baterías, redes de transmisión y distribución robustas, y mecanismos de respuesta a la demanda que permitan a los consumidores de energía jugar un rol activo en el mercado eléctrico.

En sistemas eléctricos poco flexibles, la inyección de la electricidad disponible proveniente de las ERV se puede ver restringida por razones técnicas, económicas o de mercado. Dicha reducción se conoce como vertimiento o recorte, y es una herramienta utilizada por los operadores del sistema eléctrico para mantener el balance y seguridad de la red.

En Chile los vertimientos de energía solar y eólica han crecido a niveles importantes, cuadruplicándose en solo dos años. En 2022, 1.417 GWh fueron vertidos, lo que representó el 6,3% de la generación solar y eólica de ese año, mientras que en 2023 los vertimientos aumentaron un 81,3%, llegando a 2.667 GWh, el equivalente al 10% de la energía solar y eólica generada. Estos recortes siguieron creciendo en 2024, alcanzando 5.642 GWh, el 19% de la generación solar y eólica, o el 6,6% del total de la electricidad generada en Chile en el 2024. En un escenario sin vertimientos, en 2024 la generación solar y eólica habría aportado el 41.3% de la electricidad en Chile.

Para dimensionar la magnitud de los recortes, con la energía vertida durante el último año se podría haber suplido el equivalente a la demanda eléctrica de Antofagasta. Generar 5.642 GWh con una planta carbón requeriría la operación contínua durante un año (factor de planta 85%) de una central térmica como Guacolda, que tiene una capacidad instalada de 760 MW, la cual necesitaría quemar alrededor de 2,4 millones de toneladas de carbón, principalmente importado con un costo estimado de $264 millones de dólares, generando emisiones por 5,36 millones de toneladas de CO2.



En Chile, los generadores renovables no reciben ninguna compensación por la energía vertida, por lo que la imposibilidad de inyectar a la red la electricidad que están en capacidad de generar les representa una reducción en sus ingresos. Visto desde la perspectiva del costo promedio marginal de generación, desde 2022 los vertimientos pudieron haber representado a los generadores pérdidas económicas por $562 millones de dólares (MMUSD). En 2022 se estiman pérdidas por $85 MMUSD, en 2023 por $126 MMUSD, y para 2024 las pérdidas podrían haber sido $226 MMUSD. Entre enero y mayo de 2025, 2.107 GWh fueron vertidos, con un costo estimado de $125 MMUSD. No implementar medidas para gestionar los vertimientos provocará que tanto su magnitud como sus efectos crezcan con el tiempo

1.2 Retos del sistema eléctrico chileno para gestionar eficientemente sus vertimientos

La principal razón del nivel elevado de vertimientos en Chile es la particular geografía del país, que obliga a tener líneas de transmisión muy extensas de norte a sur y dificulta la implementación de sistemas radiales. Por otra parte, en Chile la planeación inicial de la transición energética priorizó la instalación de sistemas de generación renovable, dejando en un segundo plano la integración de las herramientas de flexibilidad necesarias para el completo aprovechamiento de la generación limpia. Así mismo, la expansión de la red de transmisión no ha avanzado al ritmo esperado y la planificación para descongestionar algunos nodos importantes no ha sido eficiente, lo que causa que el exceso de generación renovable localizada no cuente con infraestructura para su evacuación.

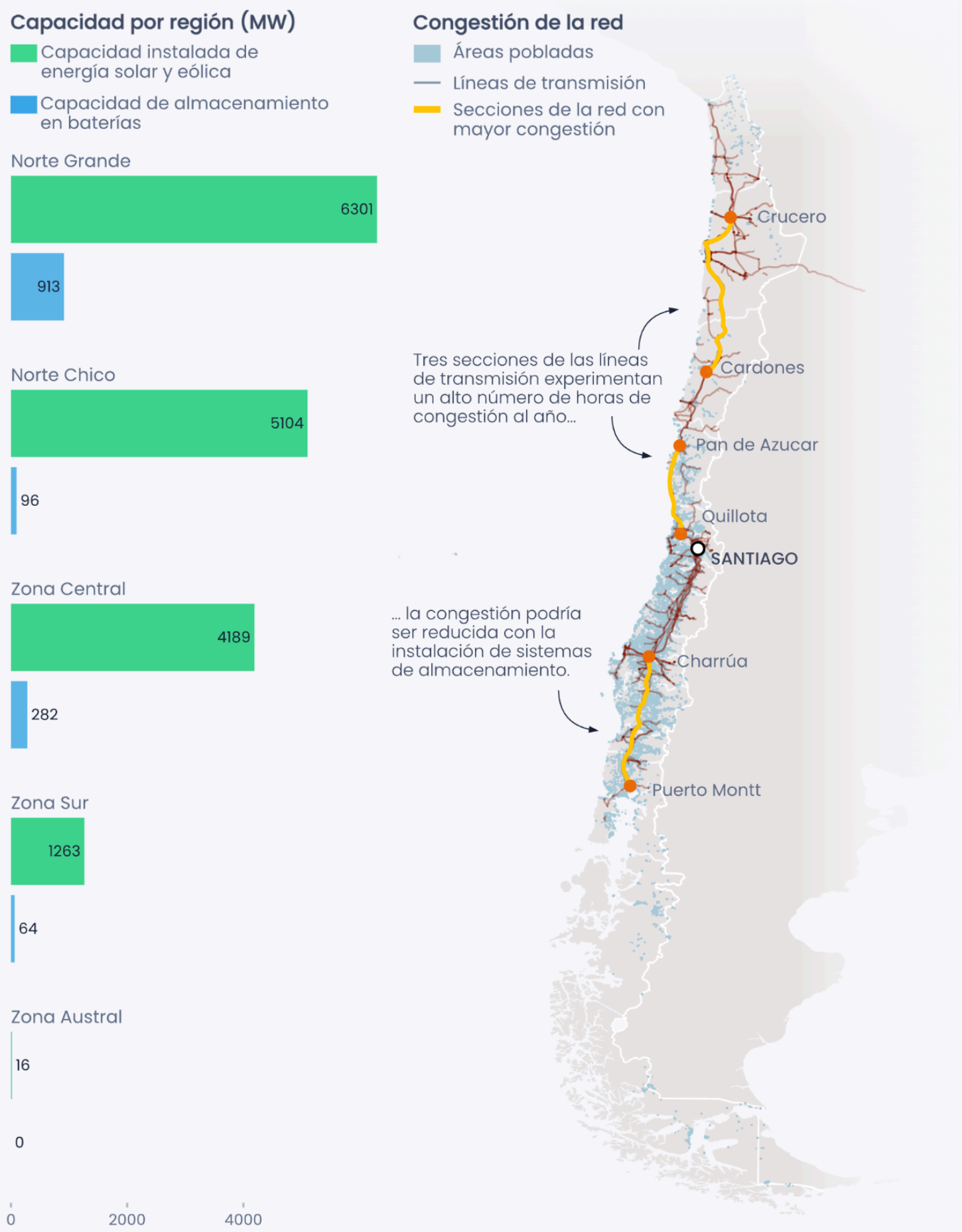
Los recortes o vertimientos de las renovables en Chile no se deben a problemas de disponibilidad o funcionamiento de las plantas solares y eólicas, sino a la limitada capacidad de transmisión y almacenamiento, y a la falta de un marco de mercado más sólido que permita el pleno aprovechamiento del potencial de generación de las ERV. El factor de planta para los sistemas de generación solar en algunas regiones de Chile es de más del 30%, muy por encima del promedio mundial que ronda el 15%, mientras que para los parques eólicos el valor está en la media mundial del 34%.

1.2.1 Falta de interconexión entre la generación y los centros de consumo

Mientras que cerca de la mitad de la capacidad total instalada de generación de Chile está en el norte del país, los principales centros de demanda se encuentran distantes, ubicados en la región central, que cuenta con un 29% de la capacidad de generación. Esto crea una dependencia casi total de la infraestructura de transmisión para evacuar el exceso de electricidad generada del norte del país.

La energía renovable se genera lejos de los grandes centros de consumo de Chile, lo que pone bajo presión a las redes de transmisión

Los tres principales puntos de congestión en la red eléctrica de Chile están resaltados



Fuente: Generadoras de Chile, Energia Maps, Humanitarian Data Exchange

EMBER

Las líneas de transmisión tienen una capacidad limitada en ciertos tramos y suelen saturarse en las horas de mayor generación solar, como pasa frecuentemente con el tramo Charrúa - Puerto Montt o con Alto Jahuel - Charrúa. Adicionalmente a las restricciones en las líneas principales, la congestión nodal en los puntos de interconexión de red también incrementa los vertimientos de ERV. Esto se debe principalmente a la falta de capacidad de tramos cortos de baja tensión, donde hay varios proyectos conectados al mismo nodo, generando una competencia por inyectar energía en una capacidad insuficiente. Algunos de los nodos más críticos, con recurrentes restricciones de capacidad, son Diego de Almagro, Cardones, Quillagua y Lagunas.

En el Plan de Expansión de la Transmisión, informe técnico realizado por la Comisión Nacional de Energía, el proyecto más destacado es la construcción de la línea Kimal - Lo Aguirre (HVDC) de 1.400 km de longitud, cuya entrada en operación está planeada para 2029 y se espera pueda aumentar notablemente la capacidad de transmisión desde el norte del país hacia Santiago, trasladando volúmenes importantes de excedentes solares.

Así mismo, la línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar (2x500 kV), que irá desde Antofagasta hasta Coquimbo, también permitirá reforzar la capacidad para transportar la generación solar desde el norte hacia el centro, reduciendo congestiones principalmente en Cardones. Esta línea de 250 km tiene un inicio de operaciones planeado para 2029.

Para el refuerzo de la red zonal hay dos proyectos que se espera entren en operación en 2030, la Línea Nueva Los Pelambres - Nueva Illapel - Nueva Pan de Azúcar (2×220 kV), que reducirá congestión en subestaciones locales de la Región Coquimbo, y la línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota (220 kV) que reforzará la evacuación de la inyección de energía solar en el norte. Ninguno de estos dos proyectos han sido adjudicados aún.

1.2.2 Capacidad insuficiente de almacenamiento

La planeación inicial del despliegue de las ERV no estuvo acoplada a iniciativas o requerimientos que fomentaran el almacenamiento de energía para momentos de exceso de generación o escenarios de arbitraje, en los cuáles se cargan las baterías cuando la electricidad es barata y se descarga en picos de demanda a precios más altos. Acorde a Generadoras de Chile, en el mes de mayo de 2025 estaban en operación 1.355 MW (5.162 MWh) de almacenamiento de energía en baterías (BESS), en su mayoría ubicados en la zona norte del país. Dicha capacidad instalada de BESS, instalada en nodos críticos del sistema, podría absorber el 6,16% de la totalidad de la generación solar y eólica, un valor bajo frente al 19% de energía vertida en el 2024.

Comparado con países como China y Australia, la relación de capacidad instalada de BESS con la capacidad instalada de generación solar y eólica de Chile es similar, alrededor del 5%, mientras que Irlanda tiene un 11%, y California supera el 50%. Si bien no existe una única proporción recomendada, los niveles óptimos de almacenamiento dependen en gran medida de la flexibilidad con que cuenta el sistema eléctrico. Lugares con redes robustas de transmisión y programas bien establecidos de respuesta a la demanda (RD) generalmente requieren menos capacidad de almacenamiento que aquellos, como Chile, que cuentan con secciones de sus redes saturadas y una participación incipiente de la demanda en el mercado eléctrico.

Cómo las baterías permiten aprovechar mejor las líneas de transmisión entre las plantas solares y los lugares donde se consume la electricidad

	Caso 1 - Sin baterías en la generación o en la demanda	Caso 2 - Baterías en la generación y en la demanda
Generación solar	El incremento en la generación solar en picos diurnos no pueder ser inyectada a la red de transmisión y debe ser vertida	El excedente de energía solar durante los picos diurnos carga las baterías
Uso de líneas de transmisión	Día: El uso de las líneas de transmisión está al máximo durante los picos de generación solar. Noche: Las líneas de transmisión están subutilizadas.	Día: Las líneas de transmisión no alcanzan su capacidad máxima debido a que el excedente es almacenado en baterías. Noche: Las líneas de transmisión se utilizan para llevar la energía almacenada a donde se necesita y así satisfacer la demanda y cargar baterías.
Uso de baterías	No se utilizan baterías en la generación ni en la demanda	Las baterías se cargan en el día con el exceso de generación y se descargan durante los picos de consumo. Las baterías del lado de la demanda se cargan durante la noche
Vertimientos	Altos vertimientos (energía solar desperdiciada)	Vertimientos reducidos (excedentes almacenados en baterías)
Uso de generación a gas	Plantas de generación a gas deben ser encendidas para cubrir la demanda	Las centrales eléctricas a gas permanecen apagadas mientras la demanda se cubre con la energía solar almacenada y la descarga de las baterías.
Eficiencia general del sistema	Baja: generación desperdiciada y respaldo fósil necesario	Alta: maximiza el uso de las líneas y evita el consumo de gas
Emisiones de carbono	Altas (debido al uso de generación a gas)	Bajas (gas evitado, energía solar maximizada)

EMBER

En 2022, la Ley 21.505 permitió que los sistemas de almacenamiento se incorporaran formalmente al mercado eléctrico chileno y recibieran una remuneración por los servicios que presten al sistema eléctrico, entre los que se incluyen la inyección de energía a nivel de transmisión y distribución, y la disponibilidad de capacidad de respaldo. La meta es llegar a 2 GW de almacenamiento en 2030, aunque se espera que se alcance este valor de forma anticipada en 2026, y a 6 GW en 2050, que para el ritmo actual de crecimiento de la capacidad instalada no será difícil de alcanzar. Aún se requiere la definición de algunas condiciones técnicas de operación y conexión, los cargos por uso del sistema y las condiciones técnicas y tarifarias de las licitaciones de suministro a clientes regulados. El proyecto más relevante de los que están planeados es Colbún BESS, con una capacidad de 500 MW (2.000 MWh), localizado en la Región de Atacama y con una entrada en operación estimada en 2027. Se espera que este proyecto reduzca vertimientos solares, ofrezca servicios complementarios como control de frecuencia y regulación de voltaje y pueda funcionar en modo arbitraje de energía.

Desde 2023, los sistemas de almacenamiento pueden ser elegibles para concesiones en terrenos fiscales, permitiendo a las empresas postularse en proyectos de almacenamiento sin generación renovable asociada, participando como activos que den flexibilidad al sistema eléctrico.

Acorde a estimaciones de Ember, bajo las condiciones actuales del sistema eléctrico Chileno, agregar 1 GW de capacidad de BESS con cuatro horas de autonomía y en zonas de alta congestión de red podría permitir reducir los vertimientos anuales en casi una cuarta parte, pasando del 19% al 14,6%, evitando recortar 1.300 GWh al año de generación renovable.

1.2.3 Sobreoferta horaria de electricidad y baja flexibilidad del mercado eléctrico

En Chile hay un desacoplamiento geográfico entre la oferta y la demanda. Durante algunas horas del día la capacidad disponible de generación solar y eólica supera la demanda instantánea en zonas específicas, obligando al operador a recortar la generación. Este fenómeno ocurre principalmente en las horas pico solares, entre las 12:00-15:00, cuándo hay alta irradiancia solar y poco consumo. La curva típica de demanda eléctrica en Chile tiene picos en la mañana entre las 7:00 y las 9:00 am y al final del día entre las 18:00 y las 22:00.

La flexibilidad en el mercado eléctrico permitiría responder de forma rápida a cambios instantáneos en la generación y la demanda, especialmente cuando la participación de las ERV es alta. Dicha flexibilidad es fundamental para absorber excedentes y usarlos cuándo la demanda lo requiera, así como para mantener la frecuencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

Actualmente en el mercado eléctrico chileno, el rol de la demanda es incipiente, debido principalmente a la falta de incentivos atractivos que fomenten su participación en los mercados de RD. Así mismo, la escasa diversidad tecnológica del mercado de servicios complementarios flexibles, hoy dominado por el almacenamiento y la regulación secundaria rápida, limita las inversiones que podrían ayudar a generar las condiciones necesarias para robustecer la flexibilidad del sistema eléctrico.

Si bien se diseñó la Estrategia de Flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional, a la fecha no funciona en Chile un mercado de RD, principalmente por la falta de un marco regulatorio y técnico. Para su desarrollo aún se requiere definir legalmente la figura de los agregadores de demanda y establecer mecanismos de remuneración claros para la RD. Actualmente no hay señales claras de precios ni de incentivos para los usuarios y la medición horaria todavía es incipiente.

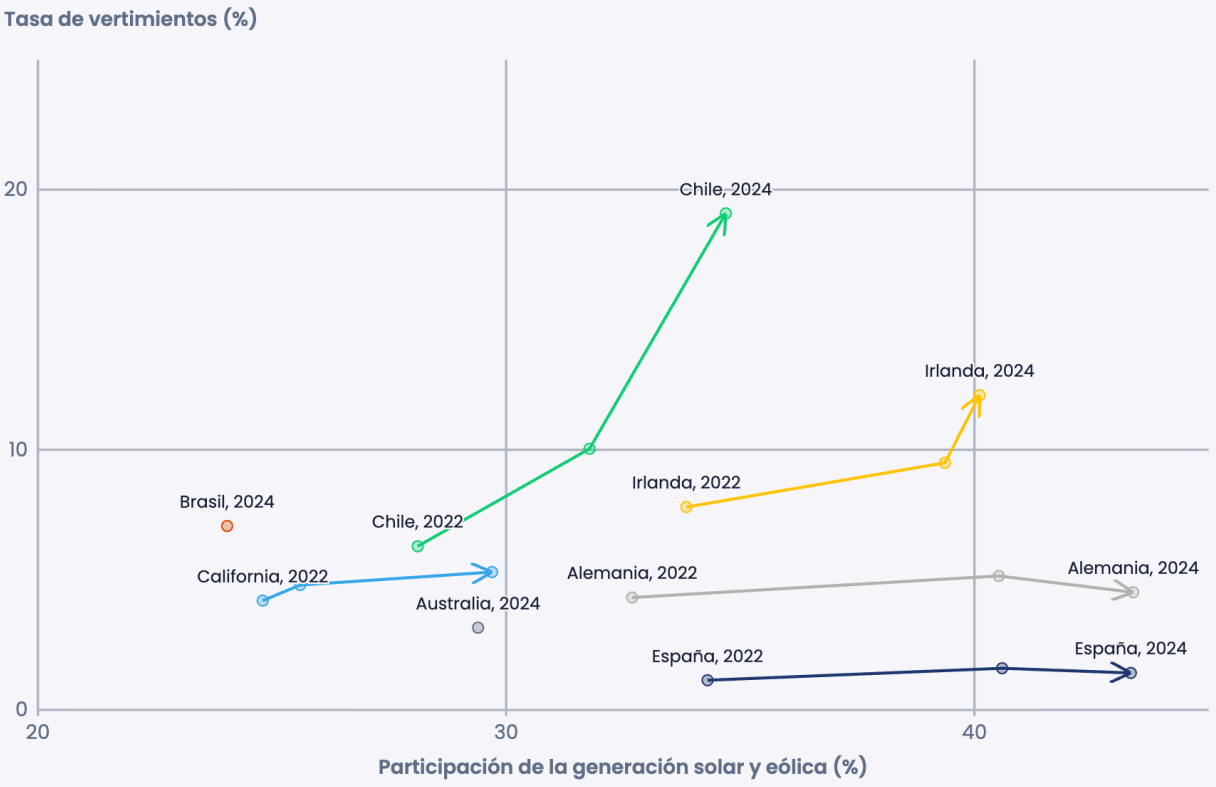
1.3 Chile presenta mayores vertimientos que otros sistemas eléctricos con similar participación solar y eólica

En la medida en que la participación de las ERV aumenta en un mercado eléctrico, en la mayoría de los casos sus vertimientos tienden a crecer debido a una mayor probabilidad de congestión en la transmisión o a la sobreoferta de generación en ciertas horas. Por lo tanto, es importante analizar el porcentaje de energía vertida en un país o región comparado con la participación que tienen las ERV en la generación eléctrica total.

No existe un nivel óptimo ni estandarizado de vertimientos, ya que las condiciones geográficas, el mercado eléctrico, la matriz de generación y el contexto de los sistemas eléctricos varían según el país o la región. Sin embargo, tomando como referencia sistemas con alta participación de ERV y diversas herramientas de flexibilidad implementadas, tasas de vertimientos superiores al 10% podrían estar asociadas a mercados con necesidades de inversión en infraestructura, principalmente en redes y almacenamiento.

Los vertimientos en Chile son mayores comparado con algunos lugares con similar participación de la generación eólica y solar

Tasa de vertimientos y participación de la generación solar y eólica (%), 2022-2024



Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile, Red Eléctrica de España, Agencia Internacional de Energía, Clean Energy Wire, CAISO, EIRGRID, Operador Nacional do Sistema Elétrico, AEMO

El gráfico permite comparar la energía vertida en Chile con la de otros mercados eléctricos con más del 20% de participación de las ERV. Los recortes de energía en el mercado eléctrico chileno son notablemente mayores frente a países que tienen niveles de participación similares de las ERV. España y Alemania, por ejemplo, han logrado estabilizar sus vertimientos por debajo del 5%, aun cuando la energía solar y eólica supera el 40% de su generación anual total. Con niveles de penetración solar y eólica del 34% como el de Chile, Irlanda

tenía vertimientos de cerca del 8%, Alemania del 4.5% y España del 1.2%, valores muy por debajo del 19% que experimentó Chile en el 2024.

Si bien cada mercado eléctrico tiene condiciones únicas, hay ciertas características que explican por qué sus vertimientos son más bajos que los del Chile

i) España cuenta con reservas hidroeléctricas flexibles con almacenamiento por bombeo, interconexiones eléctricas con Francia y Portugal, ciclos combinados flexibles con modulación rápida de operación, gestión de restricciones en tiempo real, despacho en tiempo real para la generación solar y eólica, y programas de autoconsumo con gestión de la demanda.

ii) Alemania dispone de redes robustas, activos eléctricos descentralizados, interconexiones con 11 países vecinos, mecanismos de redistribución activa, planeación anticipada de la red, programas de respuesta a la demanda e impulso a proyectos de energía solar acoplados a baterías.

iii) California implementa pagos por reducir generación (*decremental bids*), intercambios en el *Western Energy Imbalance Market* para exportar exceso de generación, BESS a gran escala y planificación de la transmisión para reducir cuellos de botella.

iv) Australia aplica zonas de energía renovable, almacenamiento con funciones de estabilidad, un sistema de carga mínima para reducir la generación excesiva y programas de demanda flexible.

Sección 2: ¿Qué se ha hecho en otros sistemas eléctricos para reducir los vertimientos mientras la generación renovable crece?

El aumento en los vertimientos es un reto generalizado que enfrentan las regiones con una alta penetración de energías renovables variables. Por ello, distintos sistemas eléctricos ya han implementado medidas como ajustes al mercado eléctrico, respuesta a la demanda, interconexiones internacionales e incentivos al almacenamiento.

Medidas adoptadas para reducir los vertimientos a medida que crece la generación renovable

País	Respuesta a la demanda	Transmisión	Almacenamiento
China	●●● Incentivos a la industria, tarifas de tiempo de uso, programas de gestion de la demanda, hidrógeno/amoníaco/centros de datos	●●● Construcción extensiva redes ultra alto voltaje, fortalecimiento redes provinciales	●●○ Obligación de almacenamiento en proyectos nuevos de solar y eólica
Irlanda	●●○ Participación de la demanda (DS3), subastas	●●○ Cierto progreso (Greenlink), demoras en interconexiones	●●● Fuerte enfoque: subastas para baterías e hidrógeno
California (EEUU)	●●● Reducción carga, agregadores, plantas virtuales energía	●●○ Demoras en ciertos proyectos	●●● Líder implementación: >6.600 MW baterías, híbridos, plantas virtuales energía
Brasil	●●○ Programa voluntario de RD	●●○ 4.000 km de líneas en construcción, expansión líneas 500 kV	●○○ Aún en fase inicial
Uruguay	●○○ No se especifica	●●● Interconexiones con Brasil y Argentina	●●○ Hidro usada como baterías virtuales
Costa Rica	●○○ No se especifica	●●● Sistema regional de intercambios SIEPAC	●●○ Balance hidro-ERV

Fuente: Ember

EMBER

2.1 China

China es el país con mayor generación solar y eólica a nivel mundial, con 839 TWh y 997 TWh generados respectivamente en el año 2024. Este crecimiento ha impuesto múltiples retos a su sistema eléctrico, entre ellos la gestión de los altos niveles de vertimientos. En 2016 los vertimientos de energía eólica alcanzaron en promedio un 17% en todo el país. En provincias ubicadas en las "tres regiones del norte", donde se concentra más del 70% de la capacidad eólica de China, pero menos del 20% de la demanda eléctrica nacional, los vertimientos fueron mucho mayores, alcanzando más del 30% en Gansu y Xinjiang. El reto que enfrenta China al tener sus principales sistemas de generación solar y eólica lejos de los centros de consumo es similar a lo que sucede en Chile.

Las principales causas de los altos vertimientos en el país fueron, i) la falta de capacidad de transmisión para llevar electricidad desde el noroeste al este; ii) la competencia por el despacho en zonas donde coincidían plantas de generación eólica y térmica, y iii) el crecimiento acelerado de los proyectos renovables en áreas con baja demanda eléctrica y deficientes redes de transmisión.

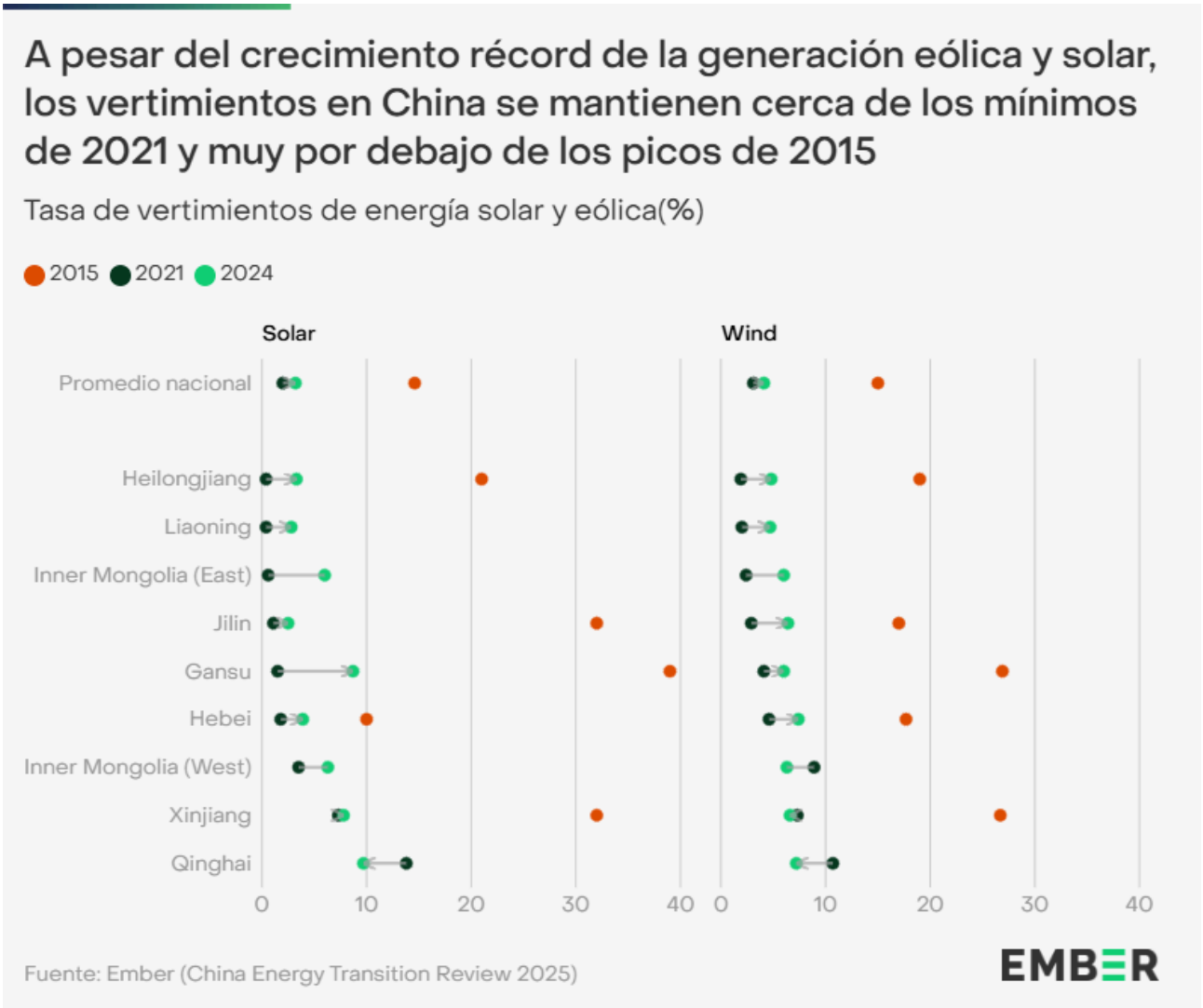
Medidas implementadas para reducir los vertimientos:

1. Fortalecimiento del principio de "**prioridad de despacho**" para las renovables, reforzando la obligación de absorción total de la generación renovable disponible, salvo restricciones técnicas justificadas.
2. Obligatoriedad de **compensar por los vertimientos** cuándo se dan dentro del volúmen de compra garantizada. Si la causa son fallos en el sistema, el operador de red es el responsable de hacer la compensación, financiada principalmente con el fondo nacional de energías renovables.
3. Impulso a la **expansión de la red de transmisión** eléctrica nacional mediante el Plan de Desarrollo de la Transmisión UHV (2016-2020), que dio relevancia a la construcción de líneas en ultra alta tensión (UHV) para

transportar grandes volúmenes de electricidad desde zonas de alta generación renovable en el norte de país hacia áreas con mayor demanda. La meta era construir más de 30.000 km de líneas a 2020.

4. Fortalecimiento de las **redes de transmisión internas** dentro de las provincias con alta generación renovable, permitiendo mejorar las conexiones entre las plantas de generación y los centros de consumo provincial, además de reducir la dependencia de las redes de UHV de larga distancia.
5. Determinación de **metas de reducción de vertimientos**. Se estableció como objetivo reducir los vertimientos al 5% por provincia, y de no cumplirse la meta se restringía la construcción de nuevos proyectos de generación en la zona. Esta medida hizo que los operadores de red dieran prioridad a gestionar las congestiones y a la inyección de la generación eléctrica limpia. El plan implementó **una política de cuotas** de consumo de renovables.
6. Establecimiento del **mercado spot interregional de energías renovables**, facilitando el comercio en tiempo real de energías limpias entre distintas provincias o regiones. Los vendedores son principalmente las provincias con altas tasas de vertimientos y los compradores en su mayoría son grandes consumidores de energía, comercializadores u operadores de red locales.
7. Inclusión dentro del *Five-year Plan*, el documento de planificación para el desarrollo económico y social del país, el requerimiento de que todos los **nuevos proyectos de renovables debían estar vinculados a proyectos de transmisión** UHV en construcción o planeados. Esto evitó tener un exceso de proyectos renovables en zonas sin infraestructura de transmisión, con baja demanda o pobre interconexión eléctrica.
8. En áreas con alta generación de energía solar y eólica, **centrales eléctricas a carbón antiguas que proporcionaban calor y energía se modernizaron** para operar con altos niveles de carga en invierno, aumentando así la flexibilidad del sistema en el corto plazo y reduciendo los derrames de energía renovable.

9. **Incentivo del aumento de la demanda eléctrica mediante políticas industriales** en regiones con alta generación eólica y solar pero bajo consumo de energía, buscando disminuir la congestión en las líneas de transmisión de largas distancias. Se priorizaron provincias como Xinjiang, Gansu y Mongolia Interior, y se diseñaron **tarifas eléctricas reducidas** para las industrias electrointensivas que consumieran energía renovable local. Así mismo, se promovieron proyectos de hidrógeno verde y amoniaco, y se fomentó el establecimiento de centros de datos para aprovechar el exceso de energía renovable en la zona.
10. Exigencia de **instalar sistemas de almacenamiento** en los nuevos proyectos de generación eólica o solar mediante políticas provinciales o locales. Se requería una capacidad equivalente a un porcentaje de la potencia instalada. Por ejemplo, la provincia de Qinghai exigió que los proyectos solares debían contar con un almacenamiento equivalente al 10% de su capacidad y con al menos 2 horas de duración, mientras que Hunan pidió a los proyectos eólicos un 15% con una duración mínima de 2 horas.
11. Creación de programas de **respuesta a la demanda**. En provincias con alta generación renovable, en horas de exceso de generación, industrias electrointensivas reciben incentivos para aumentar su producción, los sistemas de calefacción residencial son programados para operar durante más tiempo, y tarifas de tiempo de uso agresivas son utilizadas para absorber picos de demanda.



La implementación de las estrategias presentadas permitió que China redujera notablemente sus vertimientos de energía eólica y solar, llegando a valores nacionales promedio por debajo del 5% en el año 2024.

2.2 Irlanda

El sistema eléctrico de la isla de Irlanda (República de Irlanda + Irlanda del Norte, que operan en un mercado eléctrico único que abarca los dos países) experimenta altos niveles de vertimientos de ERV. En 2024, los recortes de energía solar y eólica llegaron al 12%, con un nivel de participación de estas tecnologías del 40% en la generación eléctrica total de esta región. Si bien los desafíos que enfrenta actualmente Irlanda para reducir los recortes son similares a los de Chile, especialmente por la alta congestión de las redes en las áreas de mayor generación renovable, es importante destacar las medidas de corto y mediano plazo que se han adoptado, principalmente basadas en el mercado, para garantizar que la reducción de los vertimientos no dependa únicamente de proyectos de infraestructura cuya implementación demore varios años.

Los vertimientos se deben principalmente a: i) restricciones de red en zonas de alta generación renovable causadas principalmente por el retraso en proyectos como el interconector *North-South*, ii) límites de seguridad operacional que regulan la proporción de energías renovables instantánea que puede aceptarse en el sistema eléctrico (penetración no síncrona instantánea - SNSP), iii) requisitos de reserva que tienen ciertas centrales térmicas, obligando al recorte de la generación renovable, y iv) capacidad de exportación de energía limitada por interconectores saturados o inexistentes.

Medidas implementadas para reducir los vertimientos:

1. Creación del programa DS3 (*Delivering a Secure, Sustainable Electricity System*) para **gestionar eficientemente la operación de un sistema eléctrico con altos niveles de generación variable no síncrona**. Su objetivo principal fue vincular nuevos servicios de red y hacer más eficientes los existentes (inercia virtual, control de tensión y frecuencia) e implementar herramientas operativas avanzadas, además de optimizar el

despacho bajo alta penetración no síncrona. El DS3 aumentó el SNSP en el sistema eléctrico del 50%, que era la medida de precaución inicial, al 65% y luego al 75% como resultado de un proceso de aprendizaje constante que ha permitido una mayor inyección de electricidad eólica y solar a la red. La meta final que se ha trazado el operador de red es llevar el SNSP al 95% en el año 2030.

2. Puesta en operación de herramientas para tener un **despacho en tiempo real y de manera contínua y automática**. Se logró tener una previsión intra horaria de la generación solar y eólica, calcular en tiempo real las capacidades de transmisión (Dynamic Line Rating), hacer despacho económico teniendo en cuenta las restricciones de seguridad (SCED) y hacer un análisis de contingencias en tiempo real (RTCA) para supervisar escenarios críticos de estabilidad del sistema. Su implementación tuvo impacto inmediato en la reducción de vertimientos al permitir anticipar y estabilizar el sistema antes de los picos de sobreoferta. Así mismo, permitió aumentar la capacidad de generación no síncrona debido al control en tiempo real de límites y congestión de la red. Se estima que entre 2014 y 2016 los vertimientos se redujeron casi en un 23%, coincidiendo con el periodo de implementación de las herramientas mencionadas anteriormente. En los últimos años, a medida que ha aumentado la generación eólica y solar, también han vuelto a crecer los vertimientos.
3. Implementación del **mecanismo de respuesta ultrarrápida con oferta ilimitada** (*Volume Uncapped Gates*). Autorizó a los BESS y a la demanda activa a suministrar potencia ultrarrápida, compitiendo en subastas contínuas sin límite de volumen. Esto permitió capturar excesos de generación renovable y reducir el apagado preventivo de plantas de generación solar y eólica. La implementación del mecanismo hizo que el órden de mérito para el despacho económico se modificara, dando la prioridad a la respuesta ultrarrápida, luego a renovables y, al final, a los generadores térmicos.
4. Diseño de un **mecanismo de subastas y contratos por diferencias para baterías estacionarias y electrolizadores de hidrógeno verde**. Los oferentes deben tener permisos ambientales y oferta de conexión a la red.

Los proyectos BESS buscan principalmente el almacenamiento de excedentes de energía solar y eólica, mientras que los proyectos de electrolizadores de hidrógeno verde buscan desviar vertimientos a procesos de producción. La primera subasta de marzo de 2024 adjudicó 10 proyectos de baterías estacionarias y 3 proyectos de hidrógeno verde.

5. Robustecimiento de la capacidad de transmisión con la construcción del interconector Greenlink, una **línea de corriente contínua submarina y terrestre de alta tensión** de 200 km que conecta Irlanda con Gran Bretaña. Este proyecto de inversión privada entró en operación en 2025 y permite el intercambio de electricidad, reduciendo congestión en zonas de alta generación eólica, disminuyendo la desconexión preventiva de plantas eólicas y nivelando precios de mercado. Si bien el objetivo principal de construir esta línea de transmisión no es gestionar los recortes sino aumentar la seguridad energética, las exportaciones de energía ayudan a reducir los eventos de restricciones. Greenlink complementa los dos interconectores existentes con Gran Bretaña, Así mismo, hay una interconexión planificada con Francia llamada Celtic Interconnector.

2.3 California, Estados Unidos

California es el líder en generación solar en los Estados Unidos con una participación del 26% de toda la energía solar generada en el país en 2024. En la medida en que la participación de la energía solar y eólica ha aumentado, los vertimientos también han crecido. En 2024, 5,3% de la generación renovable fue recortada, siendo un 93% energía solar.

La mayoría de las granjas solares en California están ubicadas en zonas desérticas y rurales alejadas de los grandes centros de consumo como Los Ángeles y San Francisco. El crecimiento de la capacidad de transmisión no estuvo a la par con el aumento de los proyectos de generación renovable,

creando congestiones en las redes locales, lo que actualmente impide despachar todo el potencial de generación de energía limpia. Los principales proyectos de transmisión han sufrido notables retrasos por permisos, litigios y gestión regional. Por otra parte, en algunas épocas del año como en primavera e inicios del verano, la oferta de energía supera la demanda, así cómo la capacidad de exportación de la red y la capacidad de almacenamiento, lo que obliga a recortar la generación renovable.

California puede considerarse un importante caso de estudio sobre la vinculación de BESS en el mercado eléctrico. Pasó de tener menos de 500 MW instalados de almacenamiento en 2019 a más de 13.000 MW en 2023.

Medidas implementadas para reducir los vertimientos:

1. Implementación de un **modelo de participación de recursos de almacenamiento** (*Energy Storage Resource Model* – *ESR*) para regular el rol de las baterías en el mercado y que puedan participar como generadores y como carga. Esto les permite ser un recurso bidireccional remunerado en los mercados de energía, así como ofertar servicios complementarios. El operador de red, CAISO, utiliza algoritmos de optimización en tiempo real que envían señales que permiten decidir cuándo es más conveniente cargar o descargar las baterías, según el precio, la congestión y las necesidades de confiabilidad. De esta forma, las baterías pueden contribuir al sistema eléctrico cuando más se necesitan.
2. Puesta en marcha del *Hybrid Resource Model (HRM)* para que **plantas de generación solar y eólica asociadas a BESS, que están conectadas a un mismo punto de interconexión, puedan participar en el mercado como un solo recurso**, simplificando el despacho y maximizando el uso del punto de interconexión. La planta se registra como *"Hybrid Resource"* y puede ofrecer energía y servicios como rampas rápidas, regulación de frecuencia y reserva giratoria bajo una sola curva de oferta. Las plantas

híbridas combinan la variabilidad renovable con la respuesta inmediata de la batería, mejorando la confiabilidad del sistema y reduciendo la dependencia de los generadores fósiles en picos de demanda. Actualmente, más del 90% de los proyectos solares a gran escala registrados son híbridos con almacenamiento.

3. Obligación de permitir **la participación de recursos energéticos distribuidos en los mercados mayoristas de energía, capacidad y servicios auxiliares**. Se reconoce la agregación de múltiples recursos pequeños como una sola entidad en el mercado, permitiendo que las baterías residenciales y vehículos eléctricos absorban el exceso de energía solar y que lo liberen en horas de alta demanda. De esta manera la red se apoya en millones de nodos distribuidos, en lugar de depender de los grandes proyectos centralizados, reduciendo congestiones locales de transmisión. Esta medida, si bien ayuda a reducir los vertimientos, también plantea desafíos importantes para mantener el equilibrio del sistema al tener múltiples nodos distribuidos participando activamente en el mercado.
4. **Simplificación y aceleración de los procesos de interconexión de proyectos de energía solar y eólica**. Previamente la solicitud de estudios de interconexión se hacía de manera individual, aún si diversos proyectos estuvieran ubicados en la misma zona; ahora se usan clusters de interconexión, agrupando solicitudes y haciendo estudios conjuntos de factibilidad, de impacto de red y de costos. Adicionalmente, se introdujeron filtros estrictos para depurar el listado de solicitudes de interconexión y así eliminar proyectos especulativos que ocupan espacio e impiden que los proyectos más robustos y maduros avancen. Estos proyectos son ubicados en "Zonas de Energías Renovables" para las cuáles se prioriza el proceso de interconexión acorde al "*Transmission Planning Process*", reduciendo la posibilidad de que los mismos queden atrapados en áreas con deficiente capacidad de la red.
5. Creación del mercado de imbalance energético (EIM) para permitir el **intercambio de energía en tiempo real entre operadores de red de distintos estados**, facilitando los balances entre la generación prevista y

la demanda real. Bajo este mercado, CAISO hace revisión cada 5 minutos de la red integrada, verifica donde hay exceso o necesidad de energía y hace despacho automático de los recursos disponibles más baratos.

6. Creación del *Emergency Load Reduction Program (ELRP)* en 2021, cuando California experimentó cortes de electricidad por la falta de capacidad de las redes durante la ola de calor extremo. Este programa, que está fuera de los mecanismos tradicionales de mercado, entrega **incentivos a cualquier tipo de usuario para hacer reducciones rápidas de su demanda de energía en momentos críticos**. El programa ha sido usado como herramienta rápida de emergencias durante varias olas de calor, permitiendo reducir la demanda en las horas de mayor riesgo. Actualmente permite la participación de vehículos eléctricos y agregadores de carga.

2.4 América Latina

En América Latina, la extensa infraestructura de generación hidroeléctrica de varios países permite que sus embalses se utilicen como baterías virtuales, reduciendo así los recortes de energía solar y eólica. Así mismo, la interconexión eléctrica entre algunos países permite el intercambio de excedentes de generación, principalmente mediante acuerdos bilaterales, aprovechando la complementariedad de recursos de generación eléctrica.

2.1.1 Brasil

1. **Fortalecimiento de la capacidad de transmisión**. En 2023 se firmaron contratos para la construcción de más de 4.000 kilómetros de líneas de transmisión. Así mismo, con la puesta en operación de tres líneas de 500 kV se elevó la capacidad de exportación de electricidad del noreste hacia el sudeste y centro oeste en 12%, y en casi 30% hacia el norte. Esta medida

busca no sólo permitir la integración de las ERV, sino también permitir que la generación hidroeléctrica llegue al sureste.

2. Implementación de **mecanismos de reducción voluntaria a la demanda**, como parte del programa de respuesta a la demanda, permitiendo que industrias y empresas sean remunerados por la reducción de su consumo eléctrico en momentos críticos del sistema. En 2024 se alcanzó un promedio de reducción de 237 MW, durante los 69 días que estuvo activo el programa.
3. Creación en 2025 de un **grupo de trabajo** (GT) por parte del Gobierno Federal para hacer diagnósticos, diseñar estrategias y proponer medidas regulatorias y de operación que permitan reducir los vertimientos de energías renovables en el país, que actualmente llegan al 7%. El grupo está integrado por las principales organizaciones del sector eléctrico brasilero, así como asociaciones de energías renovables. Entre las principales medidas propuestas para reducir los vertimientos en el corto plazo están la publicación de datos sobre los recortes, la aceleración de las obras de transmisión, la instalación de compensadores síncronos para mejorar la estabilidad operativa del sistemas, la revisión de la metodología para la participación de sistemas de almacenamiento, el desarrollo de propuestas regulatorias para la participación de la generación distribuída y la evaluación de compensaciones justas para los vertimientos.

2.1.2 Uruguay

1. **Fortalecimiento de los esquemas de exportación de electricidad**. El país cuenta con reglamentos específicos de parámetros técnicos, protecciones y despacho para la interconexión con Brasil, una línea de 125 km de longitud, con 525 kV de capacidad, y cuatro líneas de interconexión con Argentina. En 2024, Uruguay exportó a Brasil y Argentina 2.026 GWh (más del 11% de su generación total), principalmente provenientes de excedentes eólicos e hidráulicos por un total de más de $100 millones de dólares.

2. **Uso de embalses e hidroeléctricas como baterías virtuales**, brindando flexibilidad a su sistema eléctrico. Cuando hay alta generación eólica y solar, estas tecnologías son despachadas, mientras que las hidroeléctricas son usadas como "*back up*", ajustando los caudales acorde a la generación aportada por las ERV. La implementación de herramientas operativas asociadas a la predicción hidrometeorológica, permiten tomar decisiones de despacho para maximizar el uso de las ERV, gestionar exportaciones y reducir vertimientos.

2.1.3 Costa Rica

1. **Gestión de los excedentes de energías renovables**, principalmente mediante exportaciones al Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC). En 2024, más del 92% del total de las exportaciones de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER), se hicieron en el mercado de corto plazo, permitiendo controlar los vertimientos de electricidad renovable. El MER determina los precios y emite señales en horas de exceso de generación en nodos, lo que permite a los agentes del mercado determinar cuándo exportar y hacer un uso eficiente de sus recursos de generación.

Sección 3: Recomendaciones para la reducción de los vertimientos de energía solar y eólica en Chile

Las recomendaciones buscan brindar soluciones para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico chileno y están enmarcadas bajo la lógica del kit de flexibilidad limpia diseñado por Ember.

3.1 Kit de Flexibilidad Limpia

En la medida en que los combustibles fósiles juegan un rol cada vez menos importante en la generación eléctrica, una nueva versión de flexibilidad es requerida para hacer la transición a sistemas eléctricos limpios. La flexibilidad limpia permite gestionar la variabilidad y la imprevisibilidad de la oferta y la demanda eléctrica en todos los lugares y en todo momento, logrando un aprovechamiento eficiente de la generación renovable variable.

Electricidad limpia en todo momento: 9 herramientas de flexibilidad limpia

Las energías renovables son el corazón de un sistema eléctrico limpio, y la flexibilidad limpia es el cerebro que mantiene su equilibrio. Estas nueve herramientas —agrupadas en cuatro categorías— pueden reducir la dependencia de los combustibles fósiles y están listas para ser usadas.

Almacenar
Cuatro herramientas de flexibilidad limpia permiten almacenar electricidad durante minutos, horas y días, para conservar la energía renovable y utilizarla en momentos con menor sol y viento.

Desplazar
Dos herramientas de flexibilidad limpia incentivan a los consumidores a desplazar la demanda no crítica hacia las horas con mayor viento y sol, reduciendo sus facturas y aportando estabilidad a la red.

Compartir
Los cables de transmisión son una herramienta de flexibilidad limpia que transporta el exceso de energía solar y eólica hacia donde se necesita, equilibrando la oferta y la demanda a lo largo del territorio.

Suministrar
Dos herramientas de flexibilidad limpia permiten que todas las fuentes de generación eléctrica aumenten o reduzcan rápidamente su producción, maximizando el aprovechamiento de la energía eólica y solar de manera costo-efectiva

Como leer el gráfico

Cuando la generación limpia excede la demanda
→ Sentido del suministro eléctrico ● Respuesta a la demanda

Cuando la generación limpia no alcanza a cubrir
→ Sentido del suministro ● Respuesta a la demanda

Almacenar

Almacenamiento por bombeo y optimización hidroeléctrica

Las bombas eléctricas utilizan electricidad barata y abundante para elevar agua hacia un embalse, y al liberar nuevamente el agua a través de turbinas se genera electricidad cuando la demadna es alta, de forma similar a una central hidroeléctrica tradicional.

▶ En 2024, China finalizó la construcción de la mayor central de almacenamiento por bombeo del mundo (3,6 GW), con un ahorro potencial de 1,2 millones de toneladas de CO_2 anuales.

Almacenar

Almacenamiento de largo plazo

Las tecnologías emergentes de almacenamiento de energía de larga duración pueden almacenar electricidad por periodos de hasta semanas. Estas incluyen nuevas tecnologías de baterías, almacenamiento térmico, almacenamiento por gravedad y almacenamiento mediante aire comprimido. La mayoría se encuentra en etapas tempranas de investigación y demostración

▶ En abril de 2024, China puso en marcha un proyecto de almacenamiento por aire comprimido de 300 MW, con un potencial de reducción de 490.000 toneladas de CO_2 anuales.

Desplazar

Pagos únicos/reducción de picos de demanda

A los consumidores se les ofrecen pagos para modificar su consumo: ya sea reduciendo el uso de electricidad cuando la oferta es limitada, o incrementándolo cuando la generación renovable es tan abundante que corre el riesgo de desperdiciarse.

▶ En India, ciertos consumidores tienen la opción de registrarse para recibir alertas por mensaje de texto que los convocan a reducir su consumo durante situaciones de tensión en el sistema eléctrico, lo que les permite obtener incentivos por su participación y contribuye a reducir la dependencia de centrales térmicas a carbón de respaldo.

Compartir

Líneas

Las redes de transmisión y los interconectores posibilitan que las áreas con elevado potencial solar y eólico lo desarrollen y lo transfieran hacia aquellas con necesidades de electricidad. Asimismo, permiten aprovechar las diferencias en condiciones meteorológicas y en patrones de demanda eléctrica entre países y regiones.

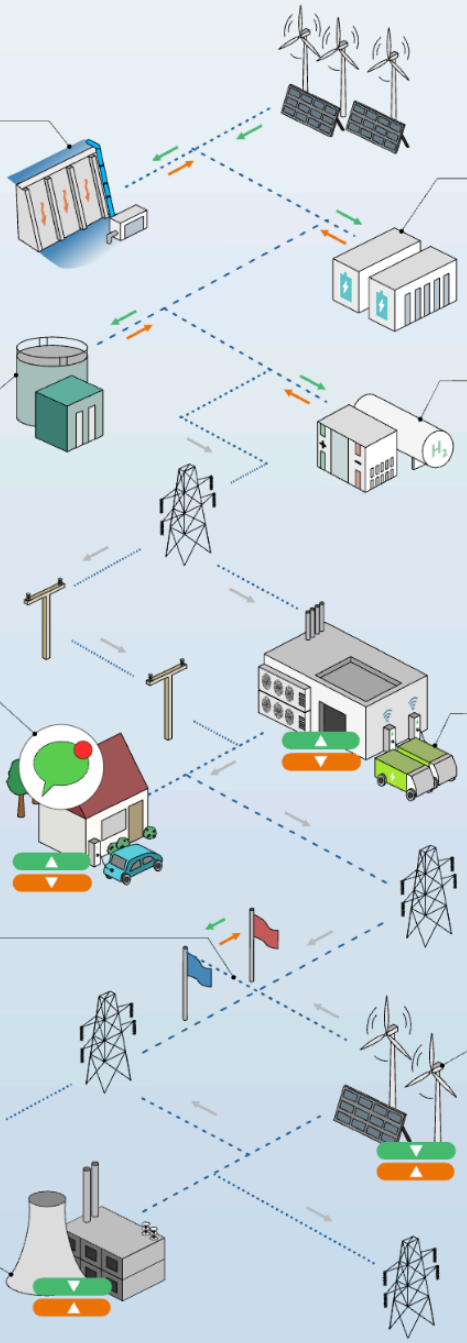
▶ El sistema eléctrico de Europa constituye la mayor red interconectada del mundo, integrando a 39 países. En 2021, el intercambio transfronterizo permitió ahorros de €34 mil millones, al disminuir la volatilidad de precios frente a mercados nacionales no interconectados.

Suministrar

Mejorar la flexibilidad de generación de las plantas fósiles

Las mejoras técnicas y la eliminación de obligaciones contractuales permiten que las plantas fósiles reduzcan su generación más rápidamente y operen de manera segura a menor capacidad.

▶ India está modernizando sus plantas térmicas para que puedan operar de manera segura a una menor carga, pasando del 70% al 55% de su capacidad, lo que representa un ahorro estimado de $311 millones de dólares anuales en costos del sistema



Almacenar

Baterías

Las baterías pueden almacenar el exceso de energía renovable durante los periodos de abundancia y baja demanda eléctrica, y liberarla cuando la oferta es escasa, normalmente dentro de uno o dos días.

▶ En California, la capacidad instalada de baterías se incrementó 13 veces en un periodo de cinco años, llegando a 10 GW en abril de 2024. Gracias a su capacidad para trasladar generación solar hacia las horas de mayor consumo en la tarde, las baterías abastecieron de forma habitual cerca de una quinta parte de la demanda máxima diaria durante las horas pico nocturnas de 2024.

Almacenar

Hidrógeno verde

Los electrolizadores utilizan electricidad renovable y agua para producir hidrógeno, el cual puede ser quemado para generar electricidad. Las altas pérdidas de energía en el proceso hacen que esta sea una solución de almacenamiento viable únicamente cuando no existe una alternativa más económica.

▶ En 2023, se invirtieron aproximadamente 2,9 mil millones de dólares en proyectos de electrolizadores a nivel mundial, cinco veces más que lo invertido en 2022. Sin embargo, el despliegue a gran escala aún no se materializa.

Desplazar

Tarifas dinámicas/electrificación inteligente

Las tecnologías digitalizadas permiten a los consumidores desplazar sus patrones de demanda de manera sencilla para alinearlos con las horas con las tarifas más bajas y de mayor generación eólica y solar. Esto contribuye a atender el creciente consumo eléctrico proveniente de nuevos vehículos eléctricos, bombas de calor y aires acondicionados con energía renovable.

▶ En Noruega, los usuarios pueden obtener entre €70 y €100 anuales al activar la carga inteligente de sus vehículos eléctricos, adicionalmente a los ahorros potenciales asociados a la aplicación de tarifas dinámicas.

Suministrar

Gestión inteligente de la energía eólica y solar

La generación eólica y solar puede reducirse o desconectarse de manera temporal y rápida. En sistemas con alta penetración renovable, cierto nivel de vertimiento, si se gestiona de forma inteligente, suele ser más costo-efectivo que intentar evitarlo por completo.

▶ En California, una central solar de 300 MW sin almacenamiento fue limitada en 30 MW de su capacidad máxima disponible con el fin de contar con margen de maniobrabilidad para incrementar su generación cuando fuera requerido, contribuyendo a estabilizar la red de manera más eficiente que las centrales a gas.

Para más información sobre flexibilidad limpia, visita nuestro sitio web www.ember-energy.org o escanea el código QR.

Fuente: Ember
Infografía por Reynaldo Dizon.
Escrito por Beatrice Petrovich, Kostantsa Rangelova and Alison Candlin.

EMBER

El kit de flexibilidad limpia de Ember es un paquete de herramientas que permiten mantener la red balanceada cuando las ERV exceden o no pueden suplir toda la demanda, aprovechando al máximo las energías renovables. Estas herramientas buscan que el exceso de energía limpia no se desperdicie, sino que pueda ser usado después, llevado a donde se necesita o acoplado a la demanda.

3.2 ¿Qué podría hacer Chile en los próximos cinco años para gestionar sus vertimientos de energía solar y eólica?

Las recomendaciones propuestas buscan brindar soluciones que puedan ser implementadas progresivamente en una ventana de tiempo de hasta 5 años, algunas de ellas mucho más rápido, permitiendo avanzar en el incremento de la flexibilidad del sistema eléctrico chileno y crear un entorno habilitador para gestionar los vertimientos, mientras los grandes proyectos de transmisión y almacenamiento que están planeados o en construcción entran en funcionamiento. Las medidas recomendadas seguirán generando beneficios en el largo plazo, potenciando así el impacto de los grandes proyectos de infraestructura planificados y/o en construcción.

Por cada punto porcentual que se reduzca el nivel actual de vertimientos en Chile (19%), se incrementaría la disponibilidad de 295.5 GWh para ser usados en el mercado eléctrico chileno, lo que serviría para suplir la demanda de energía eléctrica de más de 120.000 hogares durante un año. Por eso es importante la implementación de diversas medidas de flexibilidad, sin depender únicamente de los grandes proyectos de infraestructura.

3.2.1 Corto Plazo (menos de 2 años)

Si Chile quiere reducir los vertimientos en los próximos dos años, es necesario definir metas claras para su reducción, tomar medidas para descongestionar los nodos críticos en zonas con alta generación renovable y generar un entorno favorable que permita alcanzar el objetivo de capacidad instalada de almacenamiento hacia 2030.

- **Diseño de un Plan Nacional de Reducción de Vertimientos**

Establecer un Plan formalizado, vinculado como herramienta de implementación a políticas existentes del sector eléctrico chileno como Energía 2050 o la Estrategia Nacional de Flexibilidad del Sector Eléctrico, con metas explícitas de reducción progresiva de vertimientos de ERV. El plan estaría alineado con los hitos de aumento de la capacidad de transmisión, almacenamiento y flexibilidad, así cómo con nuevas iniciativas de respuesta a la demanda y de gestión del mercado eléctrico. La meta promedio de disminución de los vertimientos debería ser nacional preferiblemente, pero podrían establecerse metas regionales indicativas acorde al nivel actual de los recortes en zonas específicas del país y el impacto potencial de iniciativas como los Planes Energéticos Regionales. China implementó un plan similar con metas regionales.

El diseño del plan debería estar liderado por el Ministerio de Energía, pero la constitución de un grupo de trabajo con actores públicos, privados y asociaciones relevantes del sector energético sería útil para generar consenso en el establecimiento de las metas y las estrategias de monitoreo y seguimiento.

- **Requerimiento mínimo de almacenamiento para nuevos proyectos solares y eólicos en zonas de alta congestión**

Como condición para obtener el permiso de conexión a la red en zonas críticas de congestión y por consiguiente con elevados vertimientos, los desarrolladores de nuevos proyectos solares y eólicos deberían instalar capacidad de almacenamiento asociada. La capacidad de almacenamiento requerida debe estar asociada a un porcentaje de la capacidad instalada de generación y a un tiempo de autonomía en horas. En principio, de forma conservadora basado en la experiencia de otros países, se podría requerir una capacidad instalada de almacenamiento equivalente a un 10% de la capacidad de generación solar y eólica con autonomía mínima de 2 horas. Países como India y México se han movido en esta dirección buscando condiciones favorables para el crecimiento de la generación con ERV.

La vigencia de esta medida debería validarse cuando entren en operación los grandes proyectos de transmisión como la línea Kimal–Lo Aguirre, y debería tener una revisión periódica de su impacto en función de la reducción de los vertimientos.

Más allá del arbitraje de energía, la instalación de sistemas de almacenamiento ofrece beneficios a los inversores en proyectos de generación con ERV. Reducir los vertimientos les permitiría mejorar la tasa de utilización real de las plantas de generación y, por lo tanto, aumentar sus ingresos. También podrían acceder a condiciones de financiación más favorables al garantizar flujos de caja más estables y predecibles, reduciendo así la incertidumbre generada por los recortes. Asimismo, podrían participar en los mercados de capacidad.

- **Estructuración de un entorno habilitador para alcanzar las metas de almacenamiento de energía a gran escala**

Llegar a 6 GW de capacidad instalada de almacenamiento a 2050 es una meta realista para el sector eléctrico chileno que a mayo de 2025 contaba con 1.355 MW de BESS. Alcanzar esta meta requiere la creación de las condiciones necesarias para dar certeza técnica y financiera a quienes hacen las inversiones. California es un excelente ejemplo de la integración de BESS en el mercado eléctrico y el establecimiento de ambiciosos objetivos de almacenamiento: está previsto que entren en funcionamiento 8,2 GW de nueva capacidad de baterías entre 2025 y 2028.

2 GW de potencia de almacenamiento, con 4 horas de duración, permitiría absorber aproximadamente el 7,2% de la generación total solar y eólica, que para 2030 podría llegar a 36,2 TWh, alcanzando una participación cercana al 38% en la matriz eléctrica. No aumentar la capacidad actual de almacenamiento podría llevar los vertimientos a niveles del 24%, acorde a un estudio del Coordinador Eléctrico Nacional.

Actualmente la mayoría de los BESS en Chile se financian por arbitraje de energía a precio spot, el cual tiene alta volatilidad. Por esto es importante generar un entorno habilitador que brinde certidumbre a los inversionistas para que el despliegue del almacenamiento en Chile se realice en los tiempos esperados. Esto puede requerir de iniciativas como:

- La habilitación de ingresos multi-servicios para las BESS, diseñando una reglamentación para que las baterías puedan recibir ingresos por arbitraje de energía, regulación de frecuencia, reserva operativa, servicios auxiliares y mercados de capacidad.
- La aceleración de pruebas y conexiones, permitiendo la reducción del tiempo entre la solicitud de la conexión y la puesta en servicio, agilizando los trámites de uso de suelo, licenciamiento ambiental y permisos de

conexión, estableciendo protocolos de pruebas y requisitos técnicos mínimos, así como agilizando los tiempos para las pruebas pre-operativas y operativas.
- La integración del almacenamiento con la transmisión y necesidades de flexibilidad, coordinando la ubicación, operación y señales de mercado para que los sistemas de almacenamiento ayuden a liberar capacidad de la red, reducir vertimientos y diferir inversiones en transmisión y distribución, en zonas y nodos con niveles altos de congestión.

Estas medidas podrían estar vinculadas a la Ley 21.505 como marco base y anclarse institucionalmente a la Estrategia Nacional de Flexibilidad del Sector Eléctrico.

- **Programa de instalación masiva de DLR (Dynamic Line Rating)**

El DLR es una tecnología que permite aumentar de forma temporal la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica aprovechando mejor la infraestructura existente, reduciendo congestiones y ayudando a integrar más energías renovables sin necesidad inmediata de construir nuevas líneas.

Esta permite el cálculo en tiempo real de la capacidad máxima de transporte de una línea de transmisión, ajustando su capacidad en función de medición directa de variables como la temperatura, velocidad del viento y radiación solar. Su algoritmo de cálculo permite estimar la corriente máxima admisible antes de llegar al límite de seguridad, permitiendo aumentar la capacidad efectiva en corredores críticos. El DLR tiene mejor desempeño en lugares con líneas largas, vientos y ausencia de temperaturas extremadamente altas, por lo que es ideal para Chile. Varios sistemas eléctricos europeos han utilizado el DLR para aumentar su capacidad de transmisión.

Esta medida permitiría una reducción inmediata de los vertimientos sin necesidad de incurrir en grandes obras de infraestructura y tiene un bajo costo

comparado con la instalación de nuevas líneas o refuerzos. Además puede ser incluída como un servicio complementario que se podría remunerar con la reducción de vertimientos y de costos marginales de operación.

Un programa nacional de instalación masiva de DLR en las líneas con más niveles de congestión puede tomar menos de tres años, teniendo en cuenta que actualmente existe la infraestructura física y que el trabajo estaría enfocado principalmente en la instalación de sensores y software. Esto permitiría su funcionamiento antes de la entrada en operación de los grandes proyectos de transmisión. La priorización podría incluir la línea Mejillones - Crucero - Cardones (220 y 500 kV), el nodo Cardones - Maitencillo - Pan de Azúcar, el corredor Pan de Azúcar - Polpaico - Charrúa (220 y 500 kV) y el nodo Quillagua - Crucero - Pozo Almonte.

En promedio, basado en la experiencia de diferentes redes donde se ha instalado este sistema, el DLR puede aumentar la capacidad de las líneas, en condiciones normales, entre un 10% y un 30%, permitiendo la inyección de más electricidad y, por consiguiente, la reducción de los vertimientos.

El programa debería ser diseñado por el Ministerio de Energía, mientras la CNE sería la encargada de los aspectos normativos y regulatorios, además de aprobar el DLR como un refuerzo elegible para que pueda recibir reconocimiento tarifario. La operación, la supervisión técnica y la priorización de las líneas serían funciones del Coordinador Eléctrico Nacional.

2.2 Mediano Plazo (2-4 años)

Es prioritario incentivar el desarrollo de proyectos solares y eólicos en zonas con capacidad de absorber el mayor volumen de electricidad generada, así como definir las condiciones para que los usuarios industriales, residenciales y comerciales empiecen a jugar un rol más activo en un mercado formal de RD. Esto debería estar articulado con la optimización del uso de las redes existentes.

- **Incentivos para nuevos proyectos ubicados cerca a zonas de alta demanda y/o baja congestión de red**

Resulta necesario impulsar mediante incentivos nuevos proyectos de energía solar y eólica que se desarrollen en zonas con capacidad de red disponible o en construcción, y/o que estén cerca a grandes centros de demanda eléctrica, desincentivando la instalación de nuevas plantas de generación en áreas saturadas y con altos niveles de vertimientos. Las zonas preferentes deberían estar alineadas con los Planes Energéticos Regionales, la planeación de expansión de la transmisión, la cercanía a la carga y la complementariedad estacional entre sol, viento y lluvias. Australia está haciendo algo similar con sus zonas de energía renovable.

Los incentivos pueden ser de tipo regulatorio y económico, y podrían incluir: i) prioridad o *fast track* ante el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para la gestión de estudios y permisos de conexión a la red, ii) el acceso a fondos públicos o garantías del Estado para proyectos en zonas estratégicas de desarrollo, iii) peajes de transmisión diferenciados, ofreciendo precios preferenciales para proyectos en zonas priorizadas e imponiendo recargos en zonas de alta congestión, iv) una ventaja competitiva para acceder al uso de terrenos fiscales para proyectos de renovables y almacenamiento, v) el pago de un precio mayor (premium) por la energía inyectada a la red en zonas priorizadas, probablemente con menor recurso solar o eólico, compensando al inversionista por un menor factor de planta.

Los incentivos, que deben ser tener una vigencia predeterminada, ser transparentes y focalizados, pueden ser creados mediante un decreto del Ministerio de Energía y reglamentos del CNE para definir los criterios del *fast track* de conexión a la red y los peajes diferenciados.

- **Creación de un mercado formal de respuesta a la demanda**

Diseño de un mercado de RD, brindando señales de precio eficiente de la electricidad a los consumidores residenciales, comerciales e industriales para que se beneficien de flexibilizar su consumo. Esto permitiría trasladar o crear consumo en horas de alta generación solar y eólica y disminuir el consumo en los picos de demanda. Un mercado de RD ayuda a dar flexibilidad y confiabilidad al sistema eléctrico, reduciendo costos de operación y permitiendo una mayor integración de la generación con ERV. Los mercados eléctricos europeos son un buen ejemplo de la participación activa de la demanda y sus ventajas.

Un mercado formalizado requiere un marco regulatorio claro y confiable, reconociendo la RD como un recurso de mercado. Es necesario definir quienes pueden ofrecer RD, que generalmente son grandes consumidores y agregadores, y cuáles son las reglas de remuneración. Para su correcto funcionamiento sería necesaria la implementación de una infraestructura de medición y comunicación, incluyendo medición inteligente, protocolos de comunicación entre el gestor del mercado y quienes ofrecen RD y una plataforma que permita la verificación de la reducción o aumento de la demanda.

El Ministerio de Energía debería ser la entidad que proponga el mercado de RD como una política pública, definiendo sus lineamientos generales, objetivos, principios de acceso y remuneración.

Dentro de los programas de respuesta a la demanda que se podrían implementar están: i) tarifas diferenciadas (*Time-of Use pricing* o *Critical Peak Pricing*) para incentivar el consumo en horas de mayor generación renovable, principalmente en zonas con altos vertimientos como Atacama, Antofagasta y Coquimbo, ii) contratos de flexibilidad con grandes consumidores, idealmente industrias de minería de cobre y litio ubicadas en el norte, para desplazar

algunos de sus procesos a las horas de mayor generación renovable, iii) promoción de la instalación de estaciones de carga para buses y vehículos eléctricos en zonas de altos vertimientos, convirtiéndose en una demanda permanente para el excedente de energía renovable, y iv) promover la instalación de nuevas industrias como centros de datos en zonas con alta generación renovable.

Es importante permitir que los vehículos eléctricos e híbridos enchufables puedan ser parte del mercado de RD. En 2024, había en Chile más de 11.000 vehículos de este tipo, lo que podría significar una capacidad de almacenamiento de electricidad de más de 450 MWh, cerca del 50% de la capacidad de los BESS actualmente en funcionamiento. Se estima que en el 2030 estos vehículos podrían llegar a las 150.000 unidades. Por lo que los vehículos eléctricos e híbridos enchufables podrían participar tanto en el mercado de RD ajustando su carga a señales de precios o requerimientos del operador, así como en el mercado de servicios complementarios actuando como recursos de almacenamiento.

2.2 Largo Plazo (hasta 5 años)

En los próximos 5 años es importante tener consolidado un mercado de RD con métricas claras de costos e impacto. Así mismo, es crucial definir las condiciones técnicas, políticas, regulatorias y financieras para lograr mercados de intercambio de electricidad estables con Argentina y Perú.

- **Implementación masiva de proyectos de respuesta a la demanda**

La puesta en funcionamiento de pilotos, focalizados por zonas, permitirían probar los mecanismos establecidos en el mercado formal de RD, validando el interés de los actores, su funcionamiento y eficiencia para reducir los vertimientos. Esta medida habilitaría que se ajuste el diseño inicial del mercado de RD antes de hacer un escalamiento a nivel nacional.

En el norte del país, donde se concentran los mayores vertimientos solares, se podría validar la posibilidad de que industrias locales como mineras y cementeras desplacen o aumenten su consumo en horas de sobreoferta, utilizando un mecanismo de pago por flexibilidad. En grandes centros urbanos sería estratégico probar un programa de "*peak shaving*", involucrando a grandes clientes comerciales e industriales para reducir su consumo en el pico de demanda entre las 18:00 y las 22:00h, permitiendo validar la capacidad de la RD como recurso para incrementar la confiabilidad del sistema. En Santiago, en las áreas de mayor uso de energía solar, se podría probar la eficiencia de enviar señales de precios dinámicos a agregadores de carga para gestionar baterías residenciales, vehículos eléctricos, aires acondicionados y calentadores eléctricos, permitiendo validar la viabilidad técnica de la agregación en Chile.

Los principales indicadores de impacto a validar podrían ser: vertimientos evitados (MWh), costo evitado por vertimientos ($/MWh), aumento del factor de utilización de la red de transmisión local (%), consumo flexible provisto por los sectores industrial, comercial y residencial (MWh), demanda reducida en horas pico (MWh) y flexibilidad gestionada por agregadores (MW).

- **Definición del marco político y regulatorio para consolidar un mercado de intercambios de electricidad con Argentina y Perú**

Tener un mercado de energía eléctrica estable con Argentina y avanzar en acuerdos concretos con Perú requiere de un trabajo planificado y coordinado entre los países.

Con Argentina ya existen intercambios vigentes, con protocolos bilaterales de planificación y operación usando la línea Andes - Cobos de 345 kV. Se hace necesario avanzar en la automatización del intercambio de datos, la implementación de un mercado intradiario binacional y unificar criterios tarifarios de transmisión y peajes de exportación. Así mismo, establecer mecanismos compartidos de financiamiento para el reforzamiento de la

infraestructura actual y la planeación de nuevas líneas de interconexión de mayor tensión.

Con Perú no hay ninguna línea de interconexión en operación. El proyecto Arica - Tacna de 220 kV está en análisis de factibilidad. Se debe avanzar en la definición de la tecnología de interconexión, hacer la armonización regulatoria y diseñar el funcionamiento del mercado. Es importante conformar un comité de planeación binacional para adelantar estudios de flujo de largo plazo y detectar posibles restricciones de la línea de interconexión.

Conclusión

Chile ha hecho un esfuerzo admirable para desplegar la generación solar y eólica, lo que le permitió a estas dos tecnologías alcanzar en conjunto un 34% de participación en la generación eléctrica total del país en 2024.

Para aprovechar al máximo el potencial actual y proyectado de generación limpia, es necesario que se implementen medidas en el corto, mediano y largo plazo para reducir los vertimientos de energías renovables.

Mientras entran en operación los grandes proyectos para aumentar la capacidad de transmisión eléctrica, es importante que se creen las condiciones adecuadas para incentivar las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía y así alcanzar las metas ya establecidas.

Así mismo, es de especial relevancia la formalización de un mercado de respuesta a la demanda, que permita a los consumidores tomar decisiones ante señales de precio o incentivos para aumentar o disminuir su consumo de electricidad y así contribuir con la flexibilidad del sistema eléctrico.

Otros países han tomado decisiones similares para hacer más eficiente la vinculación de las energías renovables variables y este reporte presenta una serie de opciones que podrían ser beneficiosas para que Chile pueda maximizar su abundante potencial renovable.

Información de apoyo

Metodología

Las recomendaciones para la reducción de los vertimientos fueron elaboradas tomando como insumo las experiencias internacionales analizadas y validando su aplicabilidad en el sistema eléctrico chileno, bajo el actual marco político y regulatorio, dando prioridad a la Ley 21.505, la Estrategia Nacional de Flexibilidad del Sector Eléctrico, la política energética de Chile Energía 2050 y el Plan de Expansión de la Transmisión.

Para la estimación de la generación eléctrica con carbón se utilizó un poder calorífico de 22,8 MMBtu/ton y para el cálculo de emisiones se asumió 0,95 tCO_2/MWh. Se asumió un costo del carbón térmico importado de $110 USD/ton.

En la estimación de la capacidad de las BESS se asumió una eficiencia de carga y descarga del 90%.

Se asumió un consumo promedio anual de energía eléctrica de los hogares en Chile de 200 kWh/vivienda.

Para la estimación de la reducción de los ingresos de los inversionistas por la electricidad vertida, se utilizó como insumo el costo promedio aproximado marginal de generación, asumiendo los siguientes valores: $70 USD/MWh (año 2022), $59,57 USD/MWh (año 2023). $51,51 USD/MWh (año 2024), $77,20 (enero a

junio de 2025). Se asumió que el 30% de los vertimientos de energía solar se produjeron durante horas con un costo marginal de generación cero.

Agradecimientos

Gracias a los colegas de Ember que contribuyeron con este reporte: Richard Black, Hannah Broadbent, Nicolas Fulghum, Beatrice Petrovich, Duttatreya Das, Lauren Orso, Jivan Zhen Thiru, Raul Miranda y Rocío Rodríguez Almaraz.

Gracias a Felipe Verastegui-Grunewald por sus comentarios y sugerencias.