

EBOOK
SERIES



ENERGÍA

PROYECCIÓN Y OPORTUNIDADES

INVESTCHILE.GOB.CL

MARZO 2026
GOBIERNO DE CHILE



Índice

01	INTRODUCCIÓN	04
02	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO	06
03	SECTOR GENERACIÓN	13
04	TRANSMISIÓN	22
05	DISTRIBUCIÓN	26
06	ALMACENAMIENTO	29
07	CONSIDERACIONES PARA UN DESARROLLADOR O INVERSIONISTA	31
08	CONSIDERACIONES PARA UN CONSUMIDOR	39
09	NUEVAS OPORTUNIDADES	44
10	CONCLUSIÓN	47

1. Introducción

El sector eléctrico en Chile se caracteriza por su estabilidad regulatoria, su estructura moderna y su apertura a la inversión privada, lo que lo convierte en uno de los mercados más atractivos y dinámicos de América Latina. Con un sistema interconectado único (el Sistema Eléctrico Nacional – SEN), que recorre más de 3.100 km y abastece al 97% de la población, el país ha logrado integrar la generación, la transmisión y la distribución bajo un marco normativo transparente y predecible.

El sector se organiza en cuatro segmentos clave: generación, transmisión, distribución y, recientemente, almacenamiento; cada uno con reglas claras que fomentan la participación privada y evitan la integración vertical. La generación opera bajo competencia, mientras que la transmisión y la distribución son monopolios regulados con tarifas basadas en costos eficientes. Este diseño asegura retornos competitivos y acceso abierto, creando condiciones favorables para el desarrollo de inversiones.

En los últimos años, la transformación del sector eléctrico, producto de la transición energética, ha sido notable: la participación de fuentes solares y eólicas en la capacidad instalada del SEN superó el 47% en 2025, un valor que, si se consideran las fuentes hidráulicas, sube al 67%.

El país cuenta con un potencial de recursos renovables excepcional: más de 2.000 GW en energía solar y 81 GW en energía eólica, cifras que sustentan la meta de alcanzar una participación de 90% de energía renovable antes de 2030 y de 100% en el sistema eléctrico al 2050. Este no es solo un pronóstico optimista, sino un compromiso formal establecido en políticas públicas y en marcos regulatorios, como la Ley de Cambio Climático, el Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en Energía, el Plan de Descarbonización, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y la Planificación Energética de Largo Plazo, entre otros. Todo ello, junto

con sus condiciones geográficas únicas, posiciona a Chile como líder en la transición energética en Latinoamérica.

El liderazgo de Chile en energías limpias es ampliamente reconocido a nivel internacional. El informe *ClimateScope* 2025 de Bloomberg posiciona al país como la tercera economía emergente más atractiva para invertir en energías renovables y la primera en América Latina, gracias a su marco regulatorio estable y su ambiciosa agenda de descarbonización.

A esto se suma el impulso de iniciativas de vanguardia, como el desarrollo de una industria de hidrógeno verde mediante una estrategia nacional y la naciente oportunidad de desarrollo de energía costa afuera (i.e. “*offshore*” en inglés), que consolidan al país en la primera línea de la transición energética global y lo proyectan como un actor clave en los mercados del futuro.

En este e-book se presenta una descripción del marco regulatorio chileno, su estructura de mercado eléctrico, los principales actores y las oportunidades que ofrece la transición energética de Chile para el desarrollo de inversiones.

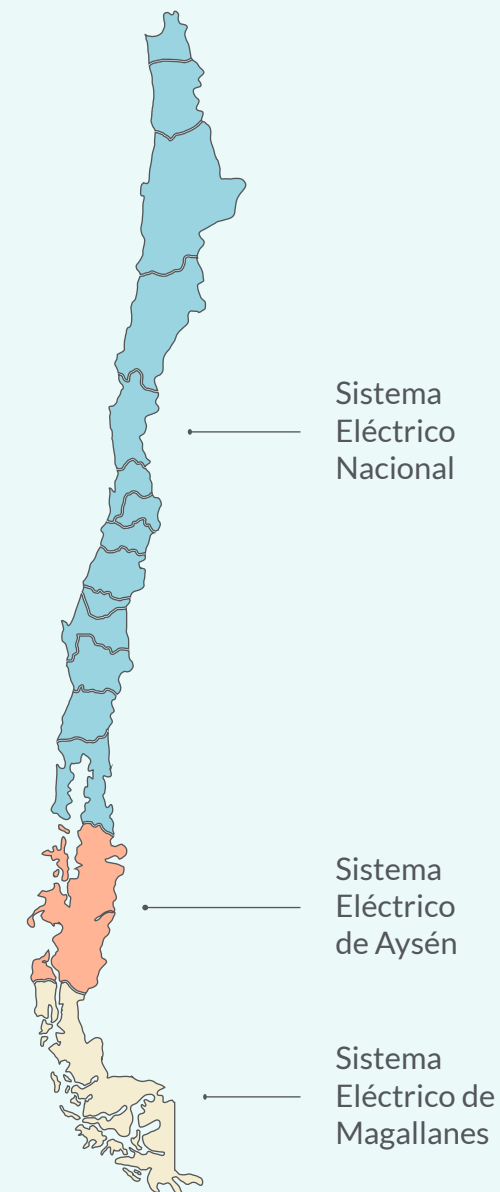
De igual forma, se incluye una breve descripción de nuevas oportunidades que se visualizan en el corto y mediano plazo en el país, tanto desde el punto de vista de un desarrollador o inversionista interesado en invertir en algún proyecto eléctrico de generación o de redes, así como desde la perspectiva de un inversionista de otro sector interesado en conocer las condiciones para acceder a suministro eléctrico para su proyecto.

2. Características generales del sector eléctrico

Chile cuenta con un sistema eléctrico moderno que cubre prácticamente todo el territorio nacional. El **Sistema Eléctrico Nacional** (SEN) es la red principal, con más de 3.100 km de extensión, y abastece a más del 97% de la población, desde Arica, en el norte, hasta Chiloé, en el sur. Además, existen “sistemas medianos”: sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megavatios (MW) y superior a 1.500 kilovatios (kW). Estos sistemas se encuentran en la Región de Los Lagos y en las regiones más australes del país: la Región de Aysén, donde cuatro sistemas componen el llamado Sistema Eléctrico de Aysén (SEA); y la Región de Magallanes, donde otros cuatro sistemas forman el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).¹ Según cifras del Ministerio de Energía, el número de clientes de los sistemas medianos es relativamente pequeño, llegando a unidades de mil o decenas de mil en algunos casos, lo que contrasta con el SEN que cuenta con millones de clientes repartidos desde la región de Arica y Paríacota a la región de Los Lagos, y se extiende por aproximadamente tres cuartos del territorio nacional.

FIG 2.1

Distribución geográfica de los sistemas eléctricos de Chile



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Comisión Nacional de Energía.

1 Actualmente existen diez sistemas medianos a saber, los sistemas de Cochamó y Hornopirén en la Región de Los Lagos que totalizan una capacidad instalada de un poco más de 10 MW; los sistemas de Palena, Aysén, General Carrera y Puerto Cisnes en la Región de Aysén que alcanzan cerca de 70 MW; y los sistemas de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams en la Región de Magallanes que en total poseen una capacidad de cerca de 130 MW.

2 A partir de 2022, la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) incorporó de manera explícita la regulación de los sistemas de almacenamiento de energía, reconociéndolos como un cuarto componente relevante del sector e integrándolos al marco normativo aplicable.

La operación del SEN está a cargo del **Coordinador Eléctrico Nacional** (de ahora en adelante, el Coordinador), organismo técnico, autónomo e independiente cuyo rol es garantizar:

- Seguridad y continuidad del suministro eléctrico.
- Una operación basada en la eficiencia económica y la minimización de costos.
- Transparencia y libre acceso a la transmisión.

Junto con lo anterior, el Coordinador tiene la responsabilidad de alimentar el proceso de planificación y expansión del sistema a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La regulación chilena divide el mercado eléctrico en cuatro segmentos específicos: generación, transmisión, distribución y almacenamiento, recientemente agregado. Todos ellos son administrados íntegramente por empresas privadas, que invierten en la infraestructura necesaria de acuerdo con el régimen regulatorio de cada segmento. Las funciones principales de cada segmento son:

1. Generación: Producir electricidad y luego venderla, es decir, comercializarla, al segmento de distribución, o a clientes con grandes consumos habilitados para comprar energía directamente de los generadores (conocidos como clientes libres), o a otros generadores a través de un mercado spot. Este segmento opera bajo condiciones de mercado y de competencia en precios.

2. Transmisión: Transportar la electricidad a través de líneas eléctricas de alta tensión (superior a 23 kV) desde las plantas generadoras hasta los clientes. Es un

segmento con precios regulados debido a las condiciones de monopolio natural.

3. Distribución: Entregar electricidad a los clientes regulados, correspondientes a hogares y empresas de consumo menor, conectados a una tensión no superior a 23 kV. Es un segmento con precios regulados, al ser también un monopolio natural. Cabe mencionar que las empresas de este segmento también tienen una función comercializadora, es decir, de compra y venta de electricidad y, por tanto, cobran el suministro a los clientes regulados y pueden también establecer contratos de suministro con clientes libres.

4. Almacenamiento: Segmento incorporado recientemente para brindar mayor seguridad al sistema eléctrico² ante las necesidades crecientes de flexibilidad, derivadas del aumento de la generación renovable no flexible.

La totalidad del mercado eléctrico se privatizó en la década de los 80, lo que ofreció oportunidades de inversión privada, tanto nacionales como extranjeras. Hoy, más de cien empresas, la gran mayoría de capitales extranjeros, son propietarias de activos de generación que cumplen el rol de Productores Independientes de Energía (IPP en inglés), o de redes eléctricas, ya sean de transmisión o de distribución, o, en los últimos años, de almacenamiento. Cabe destacar que el Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida que se financia mediante la tarifa de los clientes, de acuerdo con lo establecido en su regulación.



Es importante recalcar que cada segmento es independiente del otro y que una empresa no puede participar en más de un segmento (principio de desintegración vertical), conforme a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), salvo en el caso del segmento de almacenamiento. En particular, la LGSE prohíbe que las empresas propietarias u operadoras de instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) participen, directa o indirectamente, en actividades de generación o distribución, con el fin de evitar conflictos de interés y asegurar condiciones de acceso abiertas y no discriminatorias.

De igual forma, la ley establece límites a la propiedad en el SNT: ninguna empresa generadora, distribuidora o cliente no regulado puede poseer más del 8% del valor total de la inversión del SNT, y la participación conjunta de dichos grupos no puede superar el 40%. Además, la ley establece que solo las empresas generadoras y distribuidoras pueden comercializar electricidad.

3 <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1074277>

4 Conforme a la Ley 20.571 y el Decreto Supremo 88/2019.

2.1 Marco regulatorio

El marco legal y regulatorio del sector eléctrico chileno tiene por finalidad:

- Promover eficiencia y transparencia.
- Garantizar certeza jurídica a los inversionistas.
- Asegurar retornos competitivos en segmentos regulados.
- Fomentar el desarrollo oportuno de la infraestructura.
- Garantizar la disponibilidad y la continuidad del suministro.

Generación: Las empresas generadoras cumplen sus contratos entregando la energía que producen o comprándola en el *mercado spot*. El Coordinador se encarga de que el sistema opere de forma eficiente y segura, priorizando primero la energía más barata y luego la más costosa. Con este mecanismo, la energía que finalmente se suministra corresponde siempre a la opción disponible más económica, sujeta a las condiciones de seguridad del sistema.

Cuando una empresa genera menos de lo comprometido, por su parte, equilibra sus obligaciones contractuales mediante transacciones en el mercado spot, valoradas al precio spot, correspondiente al costo marginal del MWh despachado más caro en cada hora, calculado por el Coordinador.

En cuanto a la comercialización, todos los generadores pueden celebrar contratos de suministro tanto con empresas distribuidoras —para abastecer a sus clientes regulados— como con clientes no regulados. Desde la Ley N° 20.805³, los contratos para clientes regulados deben adjudicarse mediante licitaciones públicas, abiertas, competitivas y transparentes, administradas por las empresas distribuidoras conforme a la normativa.

Además, existe un régimen tarifario especial para proyectos pequeños y medios de generación (PMG) y pequeños medios de generación distribuidos (PMGD), con capacidad instalada de hasta 9 MW, conectados a la transmisión o a la distribución⁴. Este régimen establece un precio estabilizado fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El precio estabilizado asegura un retorno fijo al generador en el mercado spot, independiente de las variaciones del mercado. Las diferencias que se generan entre ese precio estabilizado y el precio de mercado se cubren mediante un mecanismo de compensación sistémica, mediante el cual el Coordinador distribuye dichas diferencias entre los participantes del mercado, según su participación. En 2020 se implementaron bloques horarios de aplicación diferenciados para el precio estabilizado, con el fin de reflejar mejor las condiciones del mercado.

Transmisión: Según el marco legal y regulatorio del sector eléctrico chileno, las empresas que construyen y operan líneas de transmisión no necesitan, en regla general, una concesión eléctrica. Sin embargo, si enfrentan dificultades para obtener derechos sobre terrenos privados, pueden solicitar una concesión definitiva, que les permite establecer servidumbres legales y compensar a los propietarios afectados.

La normativa chilena clasifica al sistema de transmisión en distintos segmentos funcionales, definidos en la LGSE y desarrollados en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión (DS N° 418/2017 del Ministerio de Energía). Estos segmentos son:

- 1. Sistema Nacional de Transmisión (SNT):** Red troncal de alta tensión que recorre gran parte del territorio nacional, abastece toda la demanda del SEN y permite la interconexión entre distintos sistemas de transmisión. Su planificación y operación son de interés público.
- 2. Sistemas Zonales:** Permiten la conexión eficiente y segura de los clientes regulados.
- 3. Sistemas Dedicados:** Líneas construidas para uso exclusivo de ciertos usuarios (típicamente clientes no regulados o generadores). Aunque no se consideran servicio público, están sujetos a las obligaciones de libre acceso, siempre que exista capacidad disponible.

Además, la LGSE identifica otros dos segmentos complementarios:

- a. Sistemas de Zonas de Desarrollo:** Facilitan la conexión con áreas de alto potencial de generación, buscando la eficiencia y la viabilidad de los proyectos de generación. Su desarrollo persigue un objetivo de interés público y de eficiencia sistémica (art. 71-9 de la LGSE).
- b. Sistemas Internacionales:** Utilizados para la importación o exportación de energía eléctrica, regulados por los artículos 72-12 y siguientes de la LGSE.

En lo relativo a la remuneración:

- Los Sistemas Nacionales y Zonales de Transmisión tienen el carácter de servicio público, con tarifas reguladas, calculadas sobre la base de los costos de inversión (VATT) y los costos de operación y mantenimiento (COMA) definidos por el Ministerio de Energía y la CNE, y se pagan íntegramente por los usuarios finales, tanto regulados como no regulados, mediante cargos de transmisión incorporados en sus tarifas o contratos respectivamente.
- Los Sistemas Dedicados de Transmisión son remunerados mediante contratos de peaje libremente negociados entre el propietario y los usuarios (generadores o clientes libres), sin perjuicio de su obligación de otorgar acceso abierto cuando exista capacidad suficiente.

Distribución: Conforme a la LGSE, para operar en este segmento las empresas requieren una concesión eléctrica de servicio público para construir y operar redes en un área determinada. La concesión confiere a la empresa distribuidora un monopolio natural en su zona, lo que obliga a los clientes regulados ubicados en dicha área a contratar su suministro exclusivamente con la empresa concesionaria correspondiente y a pagar una tarifa regulada, fijada por el Ministerio de Energía sobre la base de los procedimientos económicos establecidos en la LGSE y sus reglamentos.

La distribución es calificada por la LGSE como un servicio público eléctrico, lo que implica obligaciones de acceso, continuidad, seguridad y calidad de servicio, así como estándares tarifarios basados en los costos eficientes de una empresa modelo (arts. 90 a 106 de la LGSE y Reglamento de Valorización de la Distribución, DS N° 11/2016).

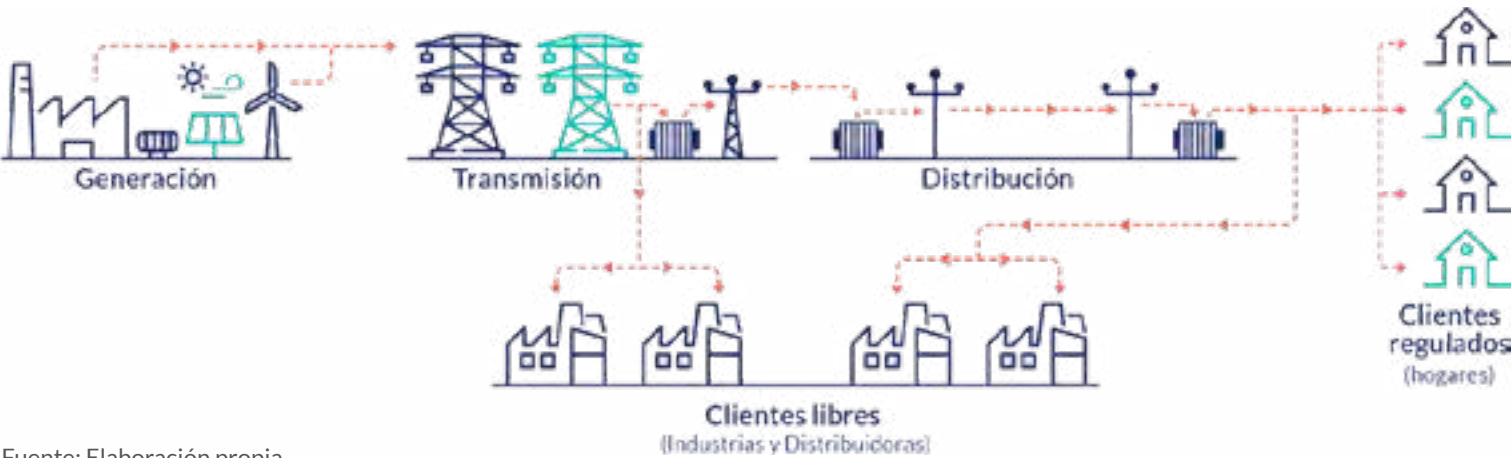
Los **clientes finales** se clasifican, para efectos tarifarios, como:

- Clientes regulados: Potencia conectada igual o inferior a 5.000 kW, que se conectan a una red de distribución.
- Clientes no regulados (clientes libres): Potencia conectada superior a 5.000 kW; suelen estar conectados directamente a la red de transmisión, aunque, en casos excepcionales, se conectan a través de la red de distribución.

Asimismo, los clientes regulados cuya potencia conectada sea superior a 300 kW e igual o inferior a 5.000 kW, pueden optar voluntariamente por el régimen de clientes no regulados (i.e. cliente libre), derecho que deben ejercer durante un período mínimo de cuatro años. Este régimen les permite negociar libremente su contrato de suministro con un generador o un comercializador.

FIG 2.2

Cadena de valor del sistema eléctrico en Chile



Fuente: Elaboración propia.

TABLA 2.1

Características de los tres segmentos principales del mercado eléctrico en Chile

GENERACION	TRANSMISION	DISTRIBUCION
• Mercado de competencia de precios y de tecnologías	• Mercado regulado	• Mercado regulado
• Retornos establecidos a través del mercado spot y contratos de suministro de energía y potencia con clientes libres (PPA en inglés) o con clientes regulados a través de licitaciones de suministro reguladas por la CNE	• Planificación centralizada del desarrollo del sistema de acceso público	• Desarrollo y expansión dentro de zona de concesión establecida
	• Retornos a través de precios adjudicados mediante licitaciones públicas o peajes de los usuarios (generadores o clientes libres)	• Encargado de comercializar energía a los clientes regulados

Fuente: Elaboración propia InvestChile.

3. Sector generación

3.1 Capacidad instalada

3.1.1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

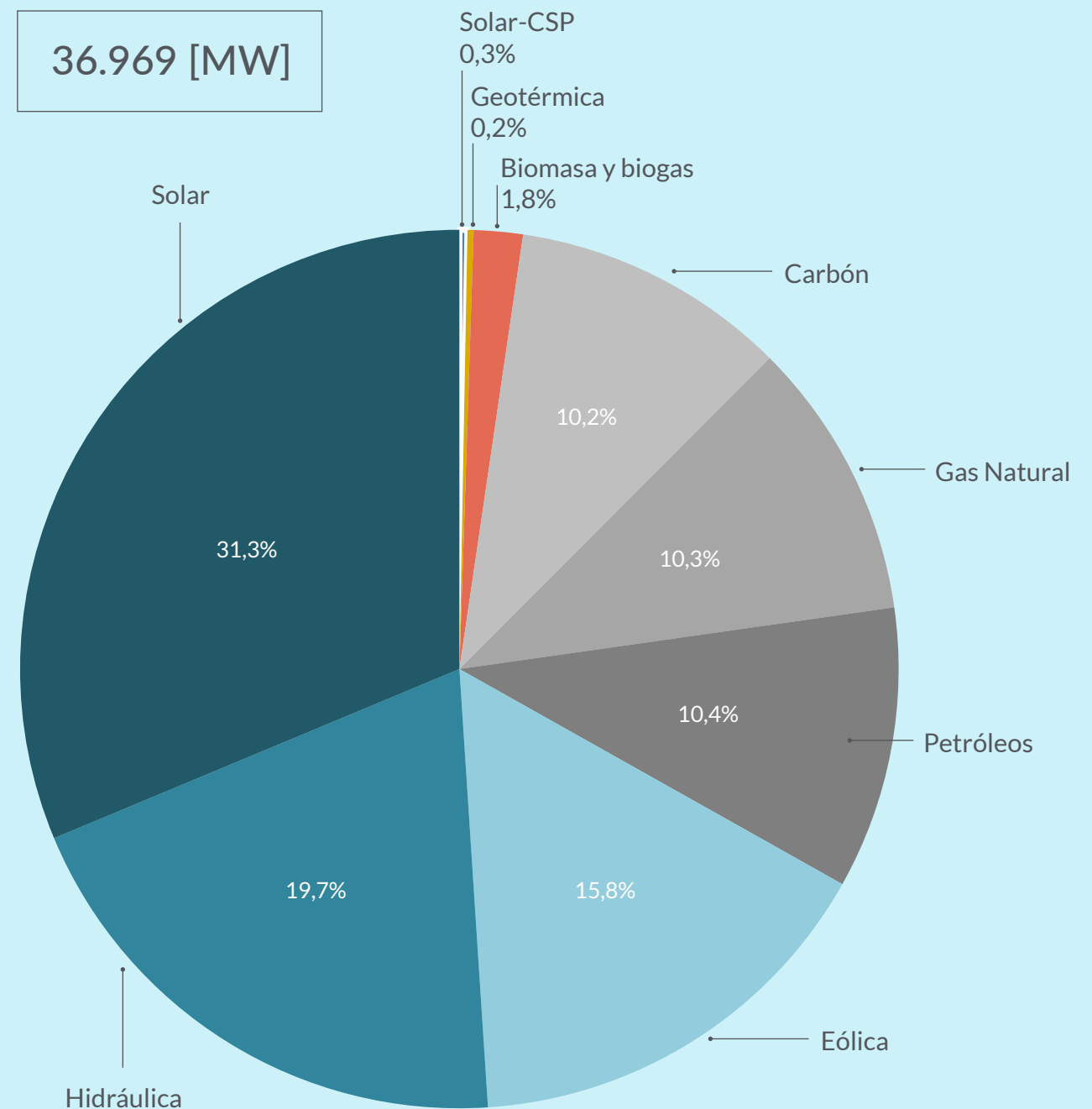
La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 2025 superó los 36 GW⁵, con un 47% correspondiente a fuentes solares y eólicas, lo que ha supuesto un cambio significativo en la estructura de la matriz de generación del SEN en los últimos años. En efecto, mientras en 2015 el país contaba con un 12% de capacidad instalada en energías renovables no convencionales, esa cifra ha aumentado a un 47,4% en 2025.

La penetración de energías renovables no convencionales se ha manifestado con mayor ímpetu en la generación solar fotovoltaica, especialmente en las regiones de Antofagasta y Atacama en el norte del país, debido a las condiciones de radiación solar -una de las mejores del mundo. En los últimos tres años, la generación eólica también se ha destacado, por medio de parques híbridos (i.e. solar y eólico) o solamente eólico en el norte, así como a través de algunos primeros parques que están siendo desplegados en la zona centro-sur del país.

⁵ Para últimos datos disponibles revisar <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

GRÁFICO 3.1

Capacidad instalada por fuente 2025 (SEN)



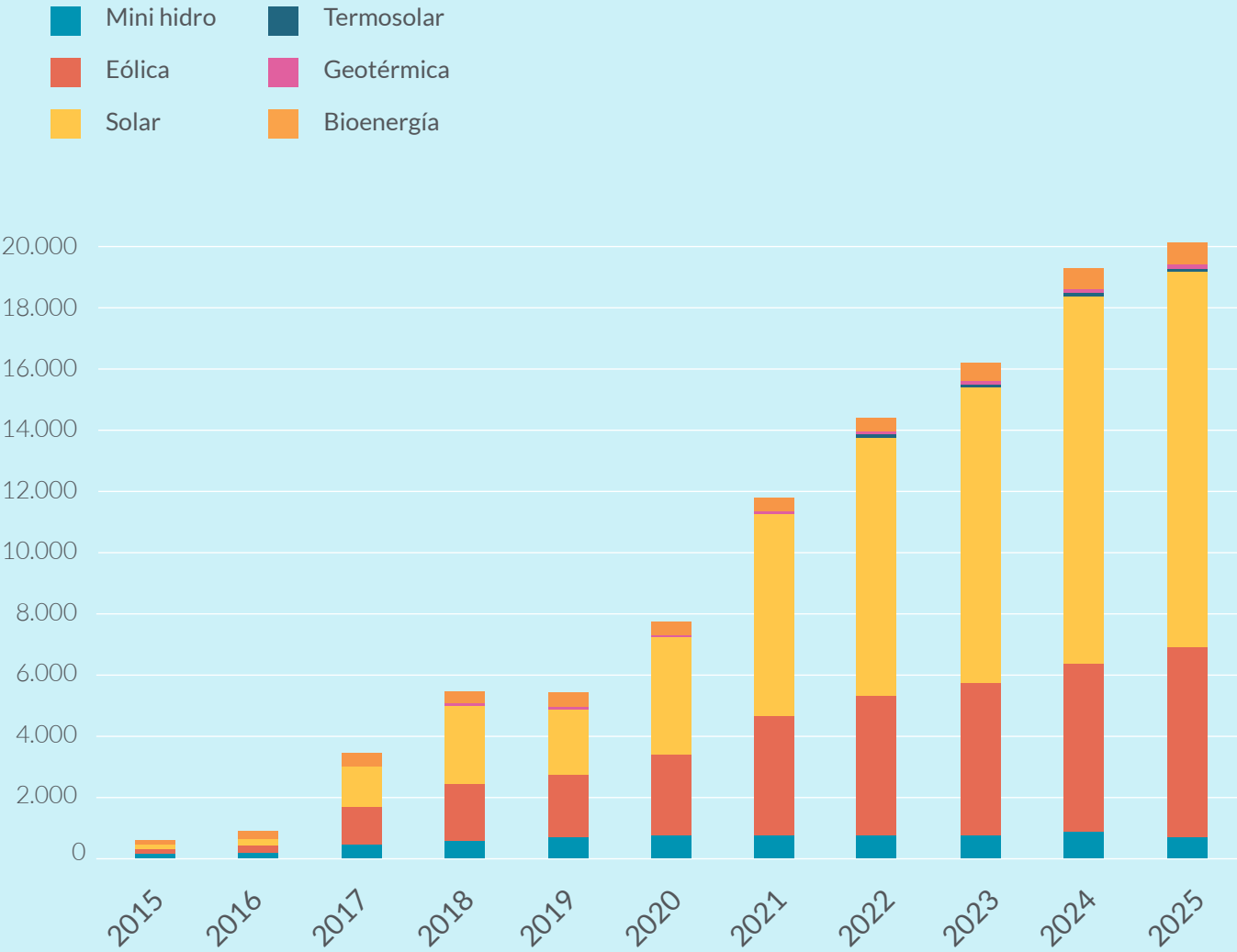
Fuente: Elaboración propia en base a últimos datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía

En 2013, la capacidad instalada de energía solar en Chile ascendía a 11 MW. En 2025, esa cifra alcanzó los 11,6 GW, mientras que la capacidad instalada asociada a las fuentes eólicas llegó a 5,9 GW en el mismo año (Gráfico 3.2).

Estos cambios han sido posibles gracias a una combinación de los siguientes tres factores que han permitido generar intereses de inversionistas y desarrolladores, principalmente de origen extranjero: la calidad de los recursos renovables en Chile; la neutralidad tecnológica existente en la política energética chilena, lo que permite que las tecnologías renovables compitan libremente con otras; y la reputación de estabilidad regulatoria del país en la región.

6 Propuesta y proceso de consulta pública del nuevo reglamento: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/modificaciones-al-reglamento-ds-88-para-medios-de-generacion-de-pequena-escala>

GRÁFICO 3.2
 Evolución capacidad instalada del SEN (en MW)



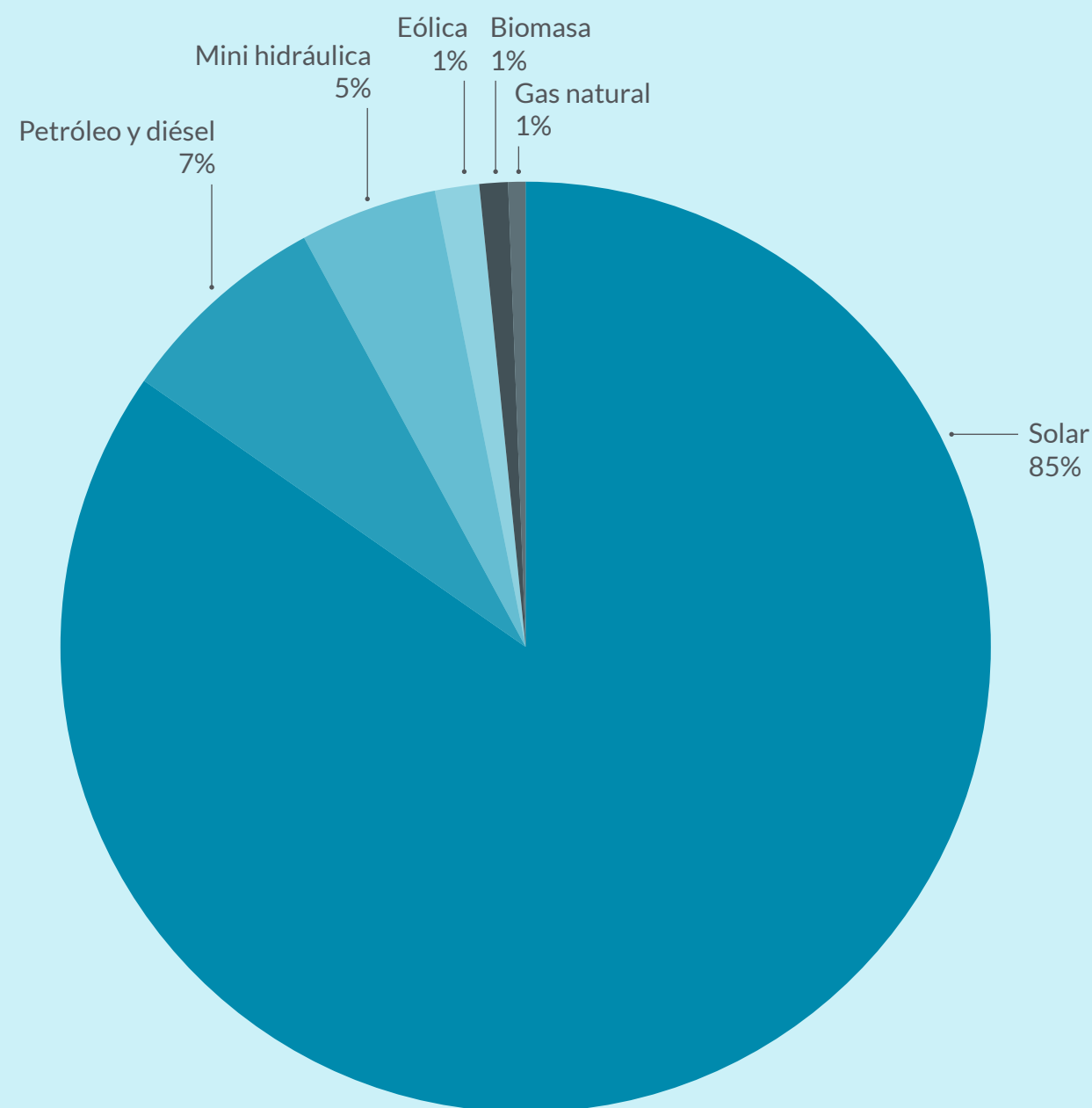
Fuente: Elaboración propia en base a últimos datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía.

Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Chile también ha experimentado un gran crecimiento de los activos de generación distribuida. En particular, los pequeños y medianos generadores de hasta 9 MW, conocidos por su sigla PMGD. En 2025, la capacidad instalada de los PMGD alcanzó 3.537 MW, de los cuales 85% es solar, 5% hidráulica de pasada, 7% diésel, 1% eólica, 1% biomasa y 1% gas natural (Gráfico 3.3). Los PMGD pueden aprovechar varios incentivos, entre ellos protocolos de conexión a la red más flexibles y un mecanismo independiente de fijación de precios, conocido como régimen de precios estabilizados, tal como se ha descrito en el capítulo anterior. Actualmente se encuentra en tramitación un nuevo reglamento⁶ que regula dicho segmento, estableciendo mayores obligaciones de coordinación entre el Coordinador y la empresa Distribuidora a los que se conectan, así como revisando la continuidad del mecanismo de precio estabilizado.

GRÁFICO 3.3

Distribución porcentual de capacidad instalada de PMGD, por tecnología, 2025



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Reporte Mensual del Sector Energético, CNE.
<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>

⁶ Propuesta y proceso de consulta pública del nuevo reglamento: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/modificaciones-al-reglamento-ds-88-para-medios-de-generacion-de-pequena-escala>

3.1.2 Sistema Eléctrico Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico Magallánico (SEM)

Si bien las fuentes renovables son la mayoría en la matriz de generación del SEN, esta realidad no se reproduce en los sistemas medianos del país y, por tanto, plantea un desafío y una oportunidad de transición energética en dichos sistemas aislados ubicados en el extremo sur de Chile.

Por ejemplo, en el Sistema Eléctrico Aysén (SEA), que corresponde al conjunto de sistemas medianos de la Región de Aysén en el sur de Chile, el 59% de la capacidad instalada corresponde a centrales de diésel, el 34,5% a centrales hidroeléctricas de pasada, el 2,4% a centrales eólicas y el 4% restante a fuentes solares. Asimismo, en el caso del Sistema Eléctrico Magallánico (SEM), que agrupa los sistemas medianos de la región austral más extrema de Chile, el 77% de la capacidad instalada corresponde a centrales a gas natural, el 13,8% a centrales a diésel y el 9% a centrales eólicas⁷.

7 Más información en <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

GRÁFICO 3.4
 Capacidad instalada por fuente (SEA)

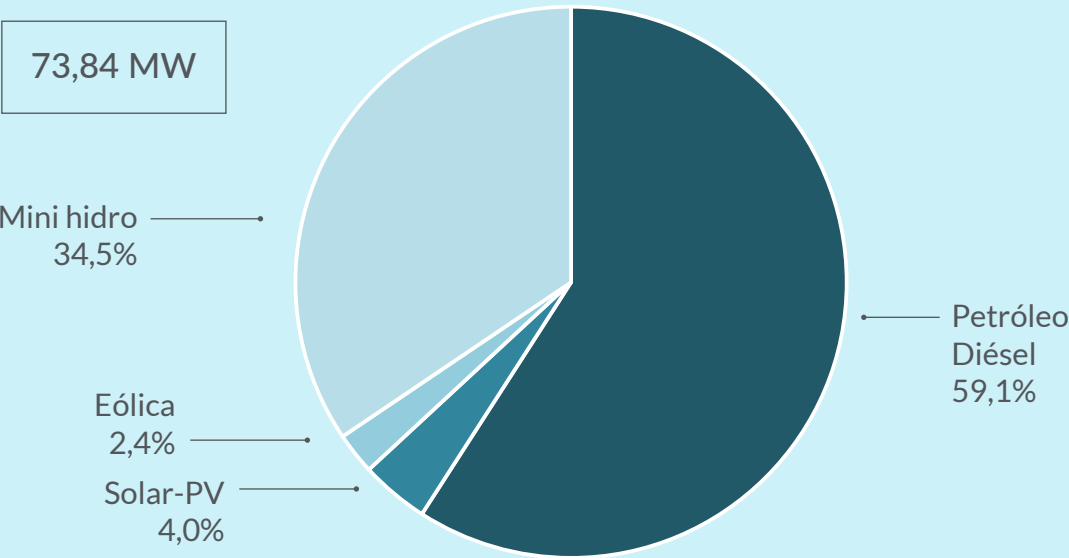
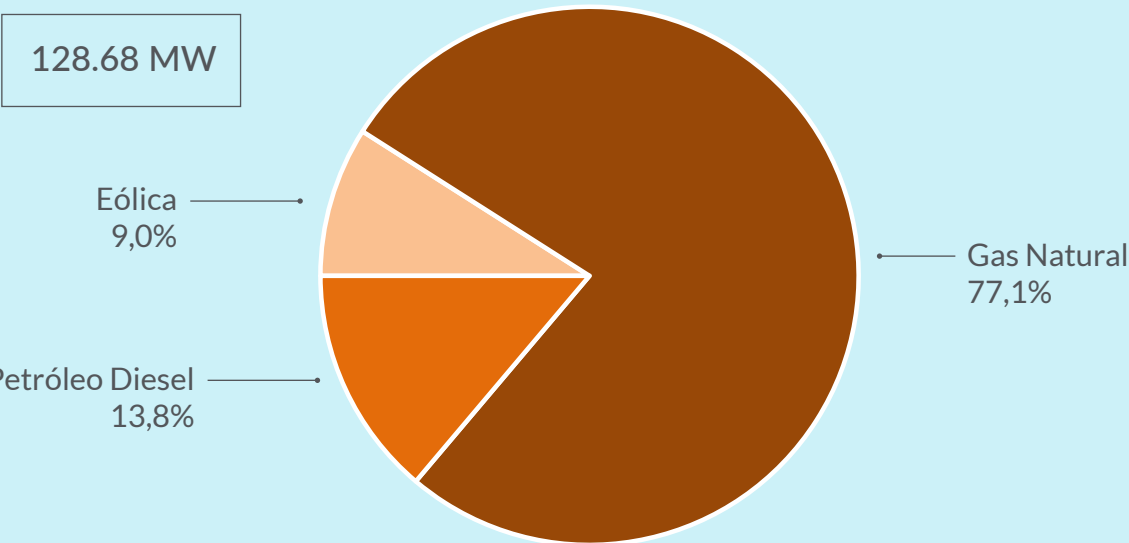


GRÁFICO 3.5
 Capacidad instalada por fuente (SEM)



Fuente: Elaboración propia en base a últimos datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía.

3.2 Generación eléctrica

En términos de generación eléctrica, durante el 2024 en el SEN se generaron 85.332 GWh, de los cuales 32.184 GWh provinieron de fuentes renovables no convencional⁸. Al separar por tecnología el total generado en un año, la generación solar fotovoltaica fue la de mayor contribución, con un 22%; seguida por la generación hidráulica con embalse, alcanzando un 17%; la generación térmica con carbón con un 16%; la hidráulica de pasada con un 14%; y un 13% en base a fuentes eólicas. En 2025, la generación basada en tecnologías renovables no convencionales es del 41% y alcanza el 66% al sumar la generación hidráulica (Tabla 3.1).

En 2008, Chile estableció metas anuales de generación de energías renovables como porcentaje de la matriz total mediante la Ley de Impulso a las Energías Renovables (Ley 20.257), fijando una meta del 10% para 2025. Al constatarse que las condiciones de mercado permitieron producir más energía renovable que la establecida en la meta, la posterior Ley 20.698 fijó una meta más ambiciosa: 20% de la matriz de generación para el año 2025, objetivo que finalmente se alcanzó hace varios años. Más aún, como se indica en la tabla a continuación, la generación solar de 2024 ya superaba la meta.

8 Fuentes de generación en base a energía solar, eólica, geotérmica y biomasa.

TABLA 3.1
 Generación bruta anual (valores en GWh)

Tecnología	2024	%	2025	%
Renovable	59.257	69%	55.855	66%
Renovables no convencionales	32.184	38%	35.079	41%
Biomasa	2.275	3%	2.289	3%
Solar	18.734	22%	20.649	24%
Concentración Solar	1	0%	0	0%
Eólica	10.865	13%	12.023	14%
Geotérmica	308	0%	118	0%
Hidráulica	27.073	32%	20.776	24%
Hidráulica Embalse	14.752	17%	9.786	11%
Hidráulica Pasada	12.321	14%	10.990	13%
No renovable	26.075	31%	29.263	34%
Cogeneración convencional	12.805	15%	13.895	16%
Cogeneración	289	0%	245	0%
Gas Natural	7.175	8%	7.996	9%
GNL	5.159	6%	5.214	6%
Petróleo Diesel	183	0%	440	1%
Térmica	13.270	16%	15.368	18%
Carbón	13.270	16%	15.368	18%
TOTAL	85.332	100%	85.118	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE.
<https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>

3.3 Proyecciones de desarrollo

Al cierre de 2025, se encontraban en evaluación en el Sistema de Evaluación Ambiental, 159 proyectos del sector energía, totalizando una inversión de US\$62.516 millones. Entre ellos, 110 corresponden a proyectos de generación (US\$19.651 - 13,3 GW de capacidad instalada).

Se proyecta que la transición de Chile hacia energías renovables se acelere significativamente en los próximos años.

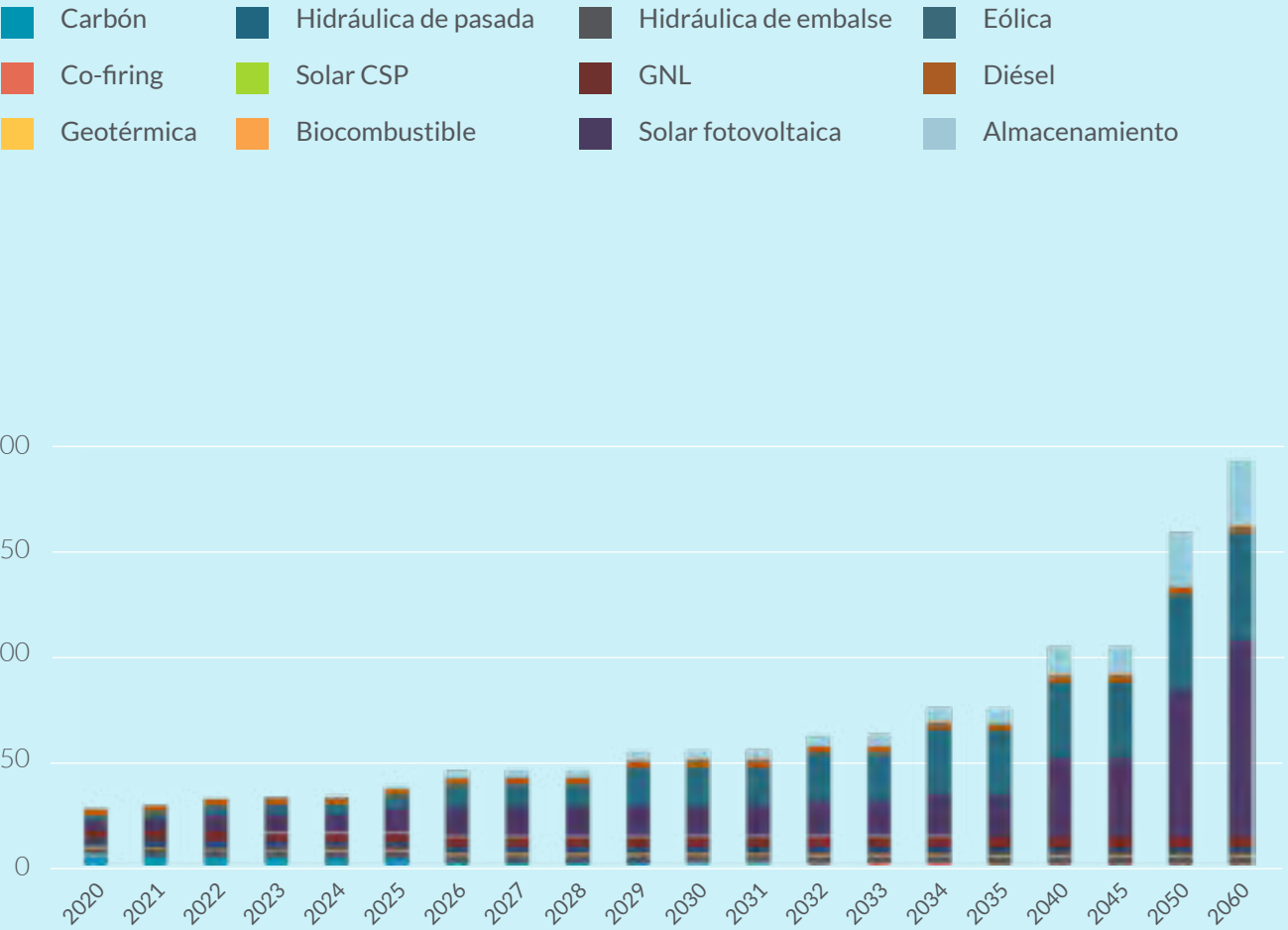
La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)⁹ desarrollada quinquenalmente y actualizada anualmente por parte del Ministerio de Energía, considera la necesidad de continuar la expansión de la generación, en una primera etapa, entre 2025 y 2030 agregando 10 GW con un foco especial de energía eólica en la zona de Taltal en el norte del país, y desde el Maule hacia el sur.

A largo plazo, con objeto de cumplir con el escenario de “carbono neutralidad” (i.e Net Zero en inglés), se espera un fuerte impulso de la energía solar fotovoltaica en el norte del país, complementada con sistemas de almacenamiento, lo que permitirá una operación más flexible y segura. Así, se proyecta la necesidad de alcanzar más de 190 GW de capacidad instalada para 2060, equivalente a 5 veces la capacidad instalada a la fecha (Gráfico 3.7).

9 Para más información <https://energia.gob.cl/pelp>



GRÁFICO 3.7
 Capacidad acumulada SEN (GW)



Fuente: Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, Ministerio de Energía.

Este crecimiento exponencial de la capacidad renovable proyectada por la PELP está apalancado por tres factores principales: 1) la electrificación de los consumos, 2) el desarrollo de la industria de producción de hidrógeno verde y de sus derivados de acuerdo con la Estrategia Nacional de H2v; y 3) el potencial renovable del país. Los mapas de recursos energéticos del Ministerio de Energía revelan un potencial técnico renovable de 70 veces la capacidad instalada actual (Figura 3.1), cifras que posicionan a Chile como líder regional en energías limpias. El desarrollo de esta capacidad renovable se traduce en importantes inversiones extranjeras en Chile. Según el catastro del tercer trimestre de 2025 de la Corporación de Bienes de Capital, se espera una inversión de US\$11.184 millones en el quinquenio 2025-2029. De este monto, un 88% corresponde a inversión extranjera (US\$9.857 millones).

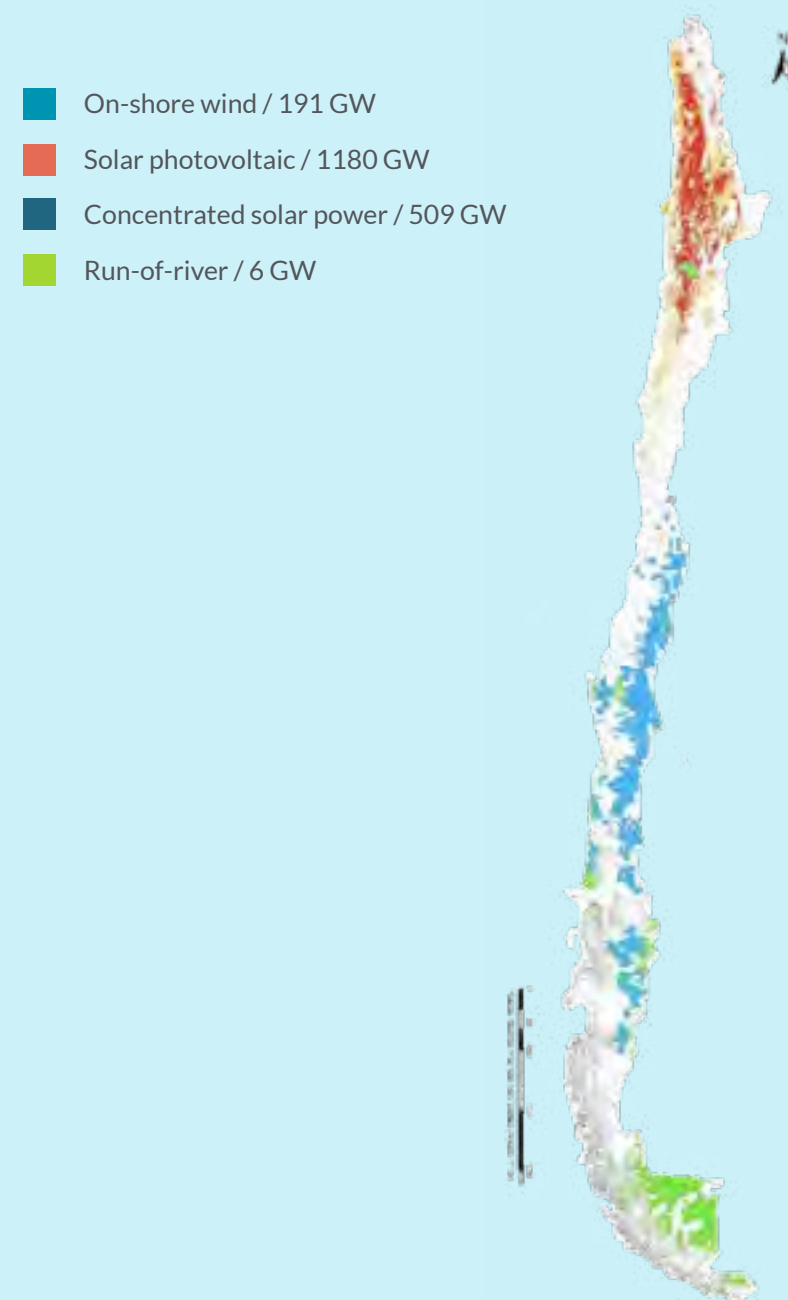
3.3.1 Plan de descarbonización

Los compromisos de largo plazo de Chile para combatir el cambio climático incluyen la transición hacia una matriz de generación compuesta en un 80% por energías renovables para el año 2030. Este compromiso se estableció para 2040 en el “Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón”, suscrito en 2019 entre las empresas dueñas de centrales de generación a carbón y el Gobierno de Chile. El recientemente publicado Plan de Descarbonización¹⁰ validó el plazo límite al año 2040, pero estableció una condición de evaluación de posible aceleración en función la flexibilidad del sistema existente en 2030, de modo que se asegure el retiro de las últimas centrales a carbón de manera segura.

¹⁰ Para más información visitar <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-descarbonizacion>

FIGURA 3.1

Potencial renovable del país (GW)



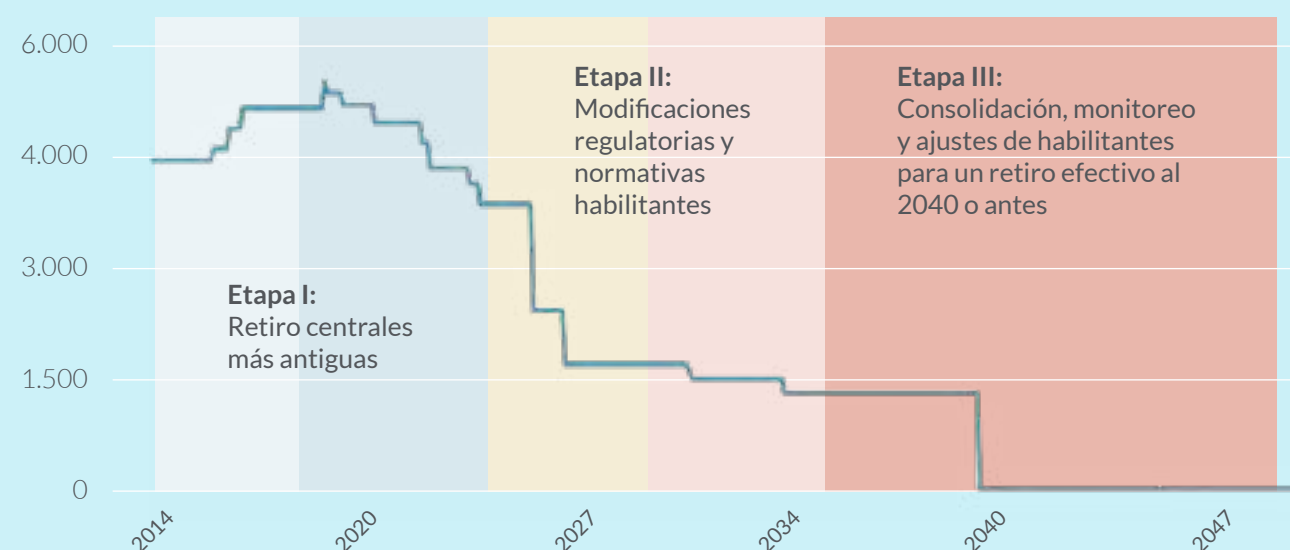
Fuente: Ministerio de Energía.

Desde el comienzo del proceso de descarbonización en 2018, han sido retiradas 11 de las 28 centrales originales, es decir, 1.679 MW de capacidad a carbón del Sistema Eléctrico Nacional, correspondientes, en general, a unidades antiguas y poco eficientes. Las acciones habilitantes para esta década (2025-2035), correspondiente a la Etapa II, constituyen la consolidación del proceso de descarbonización en coherencia con la política de carbono neutralidad a largo plazo y la necesidad de una gradualidad en el proceso para mantener la estabilidad, eficiencia y seguridad del sistema. Finalmente, en la Etapa III, se establece el retiro de las últimas unidades, las que eventualmente podrían retirarse antes de 2035, sujeto a la situación del sistema en 2030 (Gráfico 3.8).

El Plan considera que la capacidad retirada sea cubierta principalmente mediante la adición de energías renovables, soluciones de almacenamiento y la mantención de las centrales a gas natural con bajas emisiones, como una fuente principal de flexibilidad y, por tanto, habilitante principal de una transición segura y eficiente del sistema.

GRÁFICO 3.8

Capacidad instalada a carbón en proceso de descarbonización (MW)



Fuente: Ministerio de Energía.

10 Para más información visitar <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/plan-de-descarbonizacion>



3.4 Actores del mercado

En el mercado de generación hay una multitud de empresas, la mayoría de capital extranjero. Los principales actores del segmento de generación eléctrica están representados por la asociación gremial Generadoras de Chile, así como por ACERA A.G. y AGR A.G., recientemente creada.

Generadoras de Chile agrupa a las principales empresas de generación eléctrica del país de propiedad extranjera, tales como AES, *EDF Power Solutions*, *ENEL*, *Engie*, *Statkraft* y *Pacific Hydro*, todas las cuales hoy también poseen generadores renovables e incluso, en algunos casos, lideran el mercado de generación con energías renovables.

La Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., agrupa a más de 150 empresas entre desarrolladores, generadores (algunos de los cuales también están asociados a Generadoras de Chile A.G.) y proveedores de productos y servicios, nacionales y extranjeros relacionados a la cadena de valor de la industria de las Energías Renovables.

Por su parte, la Asociación de Generación Renovable A.G., AGR A.G., agrupa a otras grandes empresas generadoras propietarias de activos de generación renovable en Chile, como Acciona, Mainstream, Ibereólica y RWE, entre otras.

Además de estas tres asociaciones, existen dos cuyo foco es principalmente la generación distribuida, tanto de tipo hidráulica de pasada, en el caso de GPM, como de tipo solar, en el caso de ACESOL.

4. Transmisión

4.1 Característica de la red actual

La red nacional del SEN cubre más de 36.000 km de líneas eléctricas, instaladas desde Arica hasta Chiloé, sin contar las redes aisladas en los extremos sur correspondientes al SEA y al SEM. Este sistema de transmisión posee una columna vertebral de 500 kV y varias líneas de menor extensión y capacidad de transmisión de 220 kV, 110 kV, 66 kV y 34 kV.

Uno de los hitos recientes en el SEN es la aprobación ambiental para la construcción de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, que será la primera en corriente continua de Chile y conectará el norte del país, desde la región de Antofagasta, directamente con la región Metropolitana. La línea se considera esencial para permitirle al sistema transportar el creciente volumen de energía renovable generada en las regiones del norte del país hacia los centros de mayor consumo, especialmente hacia Santiago, la capital.

Asimismo, destaca la nueva línea Itahue-Hualqui en el sur del país, que se extiende por 406,93 km y ya obtuvo su aprobación ambiental en junio de 2025. Este proyecto es estratégico porque permitirá integrar 27 iniciativas de generación renovable en el centro sur (aproximadamente 5,5 GW).

4.2 Proyecciones de desarrollo

A fines de 2025, 15 proyectos de transmisión a nivel nacional se encontraban en evaluación ambiental en el SEIA, equivalentes a 97 km de líneas y una inversión de US\$355 millones (SEA, 2025).

Aunque las cifras exactas varían según el escenario, se proyecta una inversión acumulada en infraestructura eléctrica -sólo en transmisión- por más de US\$2.597 millones en el corto plazo, donde además se agregan US\$845 millones en proyectos propuestos por el Coordinador en la Propuesta anual de Expansión de la Transmisión (PET) 2025 (Tabla 4.1).

TABLA 4.1

Propuesta anual de Expansión de la Transmisión, año 2024

	Obras de Ampliación		Obras Nuevas	
	Número de obras	Inversión referencial (millones de US\$)	Número de obras	Inversión referencial (millones de US\$)
Transmisión Nacional	12	110,7	7	1.918,5
Subestaciones	4	66,8	4	202,9
Líneas	3	43,9	3	1.715,6
Transmisión Zonal	20	134	17	433,3
Subestaciones	16	105,6	16	419,7
Líneas	4	28,4	1	13,6
Subtotal	32	245	24	2.352
Total (millones de US\$)	2.597			

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Ahora bien, en el largo plazo, la PELP del Ministerio de Energía considera:

- Incremento sostenido de kilómetros de líneas y de subestaciones para acompañar la expansión de la generación y del almacenamiento.
- Interconexiones internacionales como parte de la visión al 2050, para exportar excedentes de renovables.

En particular, la PELP pronostica la necesidad de desarrollar y expandir la columna vertebral del sistema de transmisión en 500 kV; entre la zona de Parinas y Los Changos, cerca de 3000 MW, así como entre Parinas y el Polo de Desarrollo de Taltal, en el norte del país, por lo menos 2250 MW. Asimismo, el proceso de planificación de largo plazo pronostica la necesidad de un desarrollo importante de transmisión, nuevamente en 500 kV entre la zona de Alto Jahuel en la zona metropolitana y la subestación Río Malleco ubicada en el sur del país, por montos cercanos a los 3500 a 4000 MW al 2050.

9 Para más información <https://energia.gob.cl/pelp>



4.3 Actores del mercado

El sector presenta una alta participación de empresas extranjeras, con inversiones provenientes principalmente de Canadá, China, Colombia, España, Francia, Portugal y Países Bajos. Pero en el mercado de transmisión, el número de empresas es mucho más acotado que en el mercado de generación.

Transelec, que pertenece a *China Southern Power Grid International* y a dos fondos canadienses (*Canadian Pension Plan Investment Board* y *British Columbia Investment Management*), lidera en volumen total de inversión con 1.105 millones de dólares, incluidos también los proyectos en proceso de licitación. La compañía es hoy la mayor operadora de líneas de transmisión de alta tensión en Chile. La empresa posee 10.000 km de líneas y 60 subestaciones y tiene una participación del 28% en los kilómetros de transmisión del país. Le siguen CGE, SAESA e ISA Energía, con montos que superan los 300 millones de dólares cada uno. El resto de la red de transmisión de Chile está en manos de Engie, Colbún y otros 33 operadores del sistema de transmisión, muchos de ellos dueños de activos de generación o de grandes consumidores.

En total, el sector registra 2.990 millones de dólares en obras en construcción y 300 millones en licitaciones ofertadas, lo que suma una inversión total de 5.194 millones de dólares (Tabla 4.2). Esta diversidad de actores y de origen de capital refleja el dinamismo y el atractivo del mercado chileno de transmisión para inversionistas internacionales.

La asociación gremial Transmisoras representa a las principales compañías de transmisión de electricidad a lo largo de Chile, incluidas las dueñas de la transmisión en el extremo sur del país, es decir en el SEA y el SEM, las que se pueden observar en la Tabla 4.2 a continuación.

Nota: (1) Otros consideran las empresas Enel, CMPC, Besalco, Bachler, Alupar, TSGF, Nittetsu, ARCO Chile, Sonnedix Chile, OPDENERGY Chile, COPELEC, Centinela Transmisión, Colbún, AES, Chile Renovable, EPM Chile y los consorcios de Transelec con AES, TSGF, Besalco, Tansemel y CGE.

TABLA 4.2

Principales actores en proyectos de transmisión en Chile (MM US\$)

Empresa	Origen inversión (1)	En Construcción	En proceso de Licitación ofertada	Total inversión en proyectos
Transelec, ISA, CSGI	Canadá, China y Colombia	1.480	0	1.480
Transelec	Canadá - China	304	4	1.065
CGE	China	80	63	402
SAESA	Canadá	235	33	379
ISA Energía	Colombia	233	4	311
Chilquinta Energía	China	9	21	283
Engie Energía Chile	Francia	61	5	200
Red Eléctrica Chile	España	2	5	199
Ferrovial Power Infraestrure Chile SpA	España	43	0	168
Celeo Redes	Países Bajos - España	96	0	156
Transemel	Portugal	134	14	154
Otros	-	245	6	351
Subtotal	-	2.990	300	5.194

Fuente: Datos a noviembre de 2025, Coordinador Eléctrico Nacional.

5. Distribución

5.1 Características de la red actual

En Chile, las funciones de distribución y comercialización se integran en una sola compañía en cada zona de concesión. Por lo tanto, las compañías que operan en este segmento tienen la responsabilidad de asegurar el suministro a todos los clientes regulados, cumplir con estándares de calidad y planificación a futuro, y cobrarles el costo del suministro eléctrico.

En el país existen 36 empresas distribuidoras de electricidad, cada una con su propia zona de concesión a lo largo del SEN, del SEA y del SEM. El total de la red eléctrica de las 5 principales compañías cubre más de 174.380 km, con una capacidad instalada de 19.539 MVA.

La red con mayor capacidad instalada es la de CGE, que se extiende por 12 de las 16 regiones del país, seguida por ENEL presente únicamente en la Región Metropolitana pero que corresponde a la zona geográfica con mayor densidad de consumo eléctrico (Gráfico 5.1).

En cambio, en cuanto a cobertura, los dos grupos con mayor extensión de red son CGE y SAESA, debido a que ambos grupos son dueños de las empresas que operan en las zonas de concesión más extensas y con menor densidad de consumo eléctrico, debido a la alta presencia de consumos rurales (Gráfico 5.2).

GRAFICA 5.1

Capacidad de las redes de distribución (MVA)

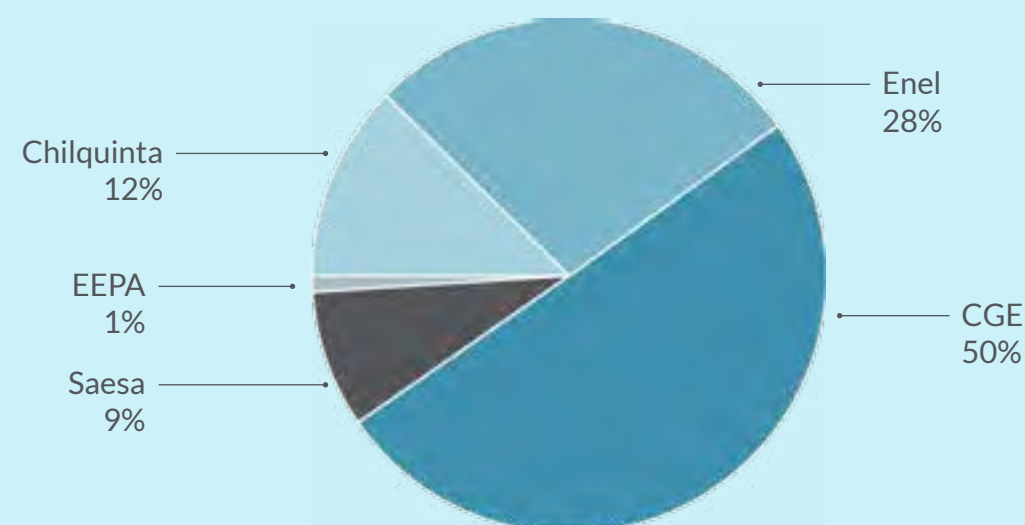
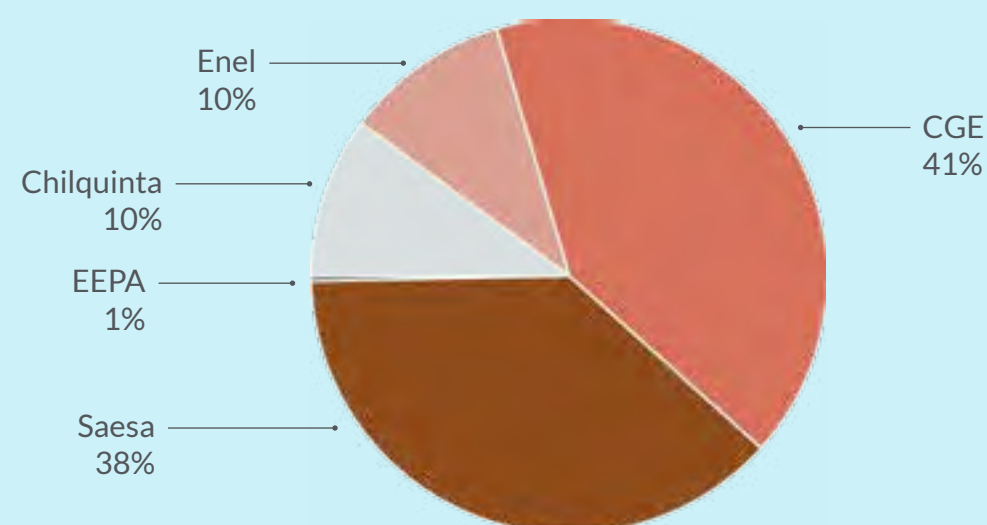


GRÁFICO 5.2

Cobertura de las redes de distribución (KM)



Fuente: Empresas Eléctrica A.G.

5.2 Proyecciones de desarrollo

Hoy, el crecimiento acelerado de la generación renovable ha superado la capacidad de las redes eléctricas. El Ministerio de Energía reconoce que el “segundo tiempo” de la transición energética requiere robustecer la transmisión y la distribución, modernizar la infraestructura y aumentar la flexibilidad del sistema.

La inversión en redes de distribución eléctrica en Chile no solo es necesaria para cumplir la meta de carbono neutralidad, sino que también representa una oportunidad estratégica para inversionistas internacionales. El país combina un alto potencial de crecimiento de demanda eléctrica, compromisos climáticos ambiciosos y un entorno regulatorio favorable, en línea con tendencias globales que priorizan la expansión y la digitalización de las redes eléctricas.

En consecuencia, en el corto y mediano plazo se esperan inversiones importantes en distribución, así como una oportunidad creciente para invertir en tecnologías de digitalización y automatización de redes, especialmente en regiones donde la demanda crece y la electrificación de los consumos se acelere.

En el largo plazo, en tanto, se proyecta la necesidad de inversiones significativas en redes de media y baja tensión para:

- Integrar una mayor generación distribuida, tanto de tipo PMGD como de autoconsumo, es decir, tras el medidor en las instalaciones de los usuarios.

- Atender el crecimiento de la demanda eléctrica derivado de la electrificación del transporte y de los procesos industriales.
- Incorporar el almacenamiento distribuido para flexibilizar la demanda eléctrica, como apoyo a la flexibilidad del sistema en su conjunto.

5.3 Actores del mercado

Este mercado está aún más concentrado que el de la transmisión, ya que está dominado por cuatro grandes grupos empresariales que abarcan aproximadamente el 98% de la energía vendida a los clientes regulados del SEN. Estos 4 grupos son todos de capitales internacionales, lo que evidencia su atractivo para el capital extranjero al ser un mercado con un retorno seguro a largo plazo.

Las 4 empresas son Enel Distribución, CGE, Chilquinta y SAESA. El mercado restante está compuesto por 19 distribuidoras regionales o municipales, y cooperativas eléctricas.

La asociación gremial Empresas Eléctrica A.G., representa a las principales compañías de distribución de electricidad a lo largo de Chile, es decir, a todas las empresas controladas por estos grandes grupos internacionales: CGE, Chilquinta, Enel Distribución y Saesa, además de la Empresa Eléctrica Puente Alto de capitales nacionales (Tabla 5.1).

GRAFICA 5.1
 Principales distribuidores de Chile, 2024

Grupo controlador	Empresa	Regiones de distribución	Número de clientes	Ventas en GWh	Origen inversión
CGE	CGE	Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, La Araucanía,	3.289.822	11.285	China
	Edelmag	Magallanes y la Antártica Chilena	72.472	344	
Chilquinta distribución	Chilquinta	Valparaíso	675.257	2.200	China
	Compañía Eléctrica del Litoral	Valparaíso	69.855	130	
	Energía de Casablanca	Valparaíso , Metropolitana	8.346	48	
	Luzlinares	Maule	45.083	123	
	Luzparral	Maule, Biobío, Ñuble	32.831	110	
Enel	Enel Distribución	Metropolitana	2.162.606	14.810	Italia
Grupo SAESA	Edelaysén	Los Lagos, Aysén	57.935	196	Canadá
	Frontel	Biobío, La Araucanía	425.544	425.544	
	Luz Osorno	Los Lagos, Los Ríos	31.601	31.601	
	Saesa	La Araucanía, Los Lagos, Los Ríos	539.555	2.813	
EEPA	EEPA	Metropolitana	65.009	308	Chile
Total Nacional			7.475.916	33.809	

Fuente: Empresas Eléctricas A.G.

6. Almacenamiento

11 Agencia Internacional de Energía (2024). “World Energy Outlook 2024”. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

12 Coordinador Eléctrico Nacional (2025). Propuesta Final de Expansión de la Transmisión. Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/Informe-Final-PET2025.pdf>

6.1 Capacidad instalada

El almacenamiento eléctrico se ha convertido en una pieza estratégica para la transición hacia sistemas eléctricos más sostenibles y resilientes. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el almacenamiento no solo facilita la integración masiva de renovables, sino que también reduce los costos de operación y evita inversiones adicionales en infraestructura, con estimaciones de ahorros de hasta un 30% en los costos de integración¹¹.

En Chile, el crecimiento acelerado de las energías renovables —especialmente solar y eólica— ha generado una necesidad de soluciones que permitan gestionar la variabilidad de estas fuentes y reducir los vertimientos de energía generada, es decir la pérdida de energía que no se puede inyectar en las redes ya sea por condiciones de congestión de la red o criterios sistémicos de seguridad de la operación definidos por el Coordinador.

Frente a estas condiciones y la generación de regulación ad hoc que permita remunerar los atributos de flexibilidad que el almacenamiento entrega, hoy en Chile se ha dado un despliegue acelerado de soluciones de almacenamiento, principalmente de tipo BESS. Esto posiciona al país dentro de las economías líderes en operación de este tipo de tecnología a escala de red a nivel mundial, y primero con amplia diferencia en el contexto latinoamericano.

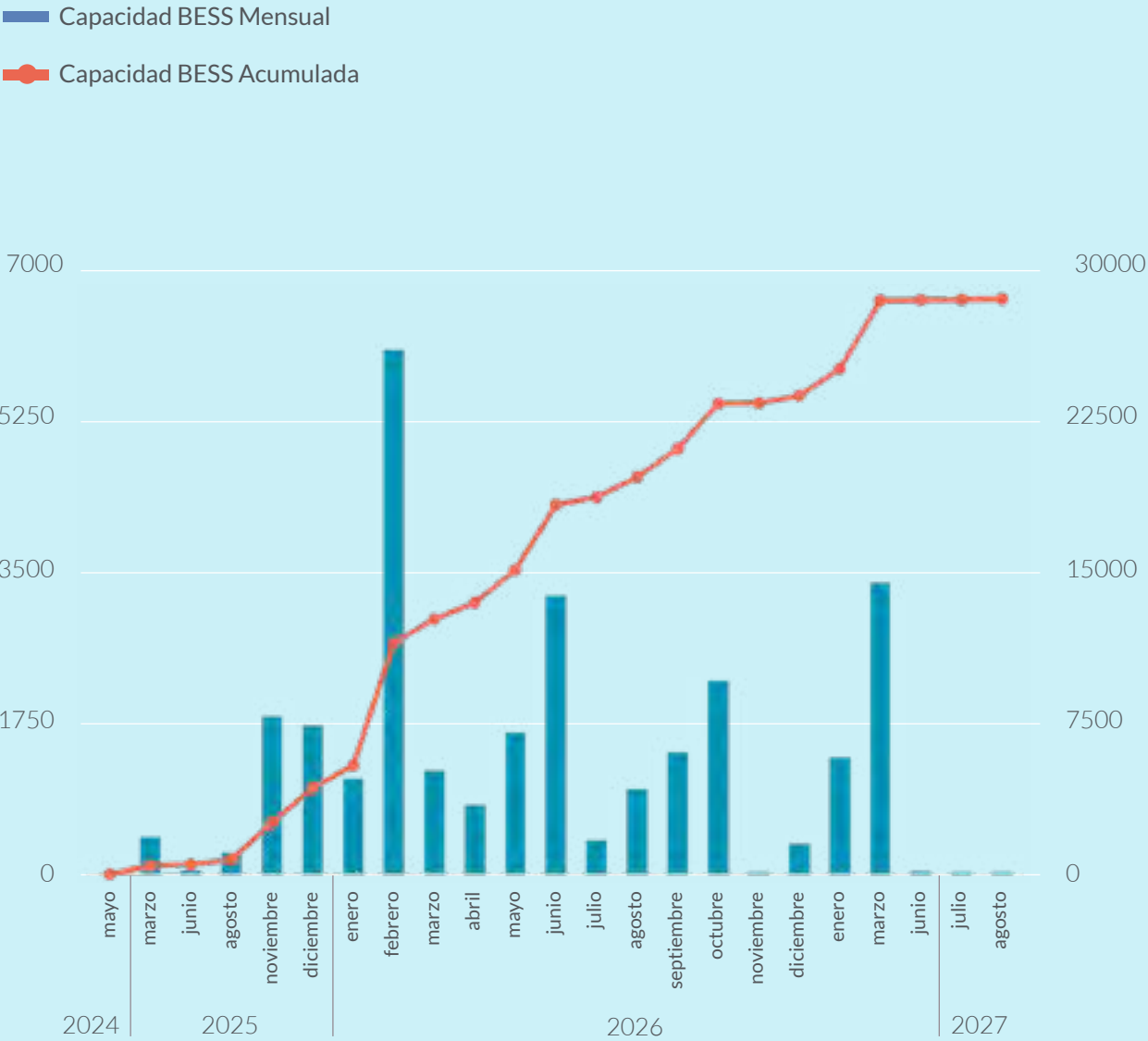
6.2 Proyecciones de desarrollo

Según la IEA, la inversión global en almacenamiento alcanzó USD 20.000 millones en 2023 y se espera que se triplique a 2030. En Chile, el Ministerio de Energía estima que el almacenamiento será clave para cumplir la meta de alcanzar el 80% de generación renovable para 2030. Hasta ahora esto ha sido una gran oportunidad para inversiones con tecnologías de tipo BESS basadas en baterías de litio, pero no se descarta la posibilidad de otros tipos de baterías o incluso otros tipos de almacenamiento con capacidad de almacenar por largas extensiones de tiempo, como el bombeo hidráulico. Esto está sujeto a que aumenten las condiciones de mercado, principalmente producto de mayores requerimientos de flexibilidad del sistema a medida que avanza la transición hacia un sistema 100% renovable en 2050.

En el corto plazo se proyecta que la capacidad instalada de almacenamiento de BESS supere los 29 GW en 2027 (Gráfico 6.1), impulsada por la alta penetración solar y eólica en el sistema eléctrico y por los requerimientos de optimización del mercado eléctrico, establecidos en el Proceso de Planificación de la Transmisión 2025¹².

GRÁFICO 6.1

Evolución capacidad BESS – Según fecha estimada de interconexión (MWh)



Fuente: CNE.

Más aún, la PELP 2023 - 2027, publicada en 2025, proyecta la expansión del almacenamiento como parte de la infraestructura crítica para garantizar la flexibilidad y la seguridad del sistema eléctrico, desarrollando su capacidad instalada en polos estratégicos tanto en Antofagasta como en Tocopilla, para alcanzar, en el largo plazo, una capacidad de entre 30 y 40 GW.

Sin embargo, es posible que mucha de esa capacidad esté instalada detrás del medidor en instalaciones de usuarios debido a los requerimientos cada vez mayores de los grandes consumidores, especialmente las grandes mineras u otras empresas intensivas en energía, que necesitan priorizar un suministro eléctrico renovable para cumplir con metas de descarbonización y con las exigencias internacionales de sostenibilidad, como estándar competitivo.

6.3 Actores del mercado

Hoy, el mercado de almacenamiento en Chile está casi exclusivamente basado en tecnología BESS y ligado al mercado de generación renovable, con energía solar fotovoltaica. Por lo tanto, los actores y las asociaciones gremiales representantes son esencialmente los mismos.

Junto con lo anterior, existe un mercado incipiente de actores desarrolladores de soluciones stand-alone, sin embargo, este tipo de soluciones aún son singulares.

7. Consideraciones para un desarrollador o inversionista

13 <https://www.cne.cl/en/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>

7.1 Tipos de mercados: Licitaciones y Contratos

7.1.1 Opciones de mercados para proyectos de generación

Existen tres tipos de mercado en los que los desarrolladores de proyectos de generación pueden obtener retornos de sus inversiones en Chile: licitaciones de suministro, contratos con clientes libres, y el mercado spot. En el caso de generadores de hasta 9 MW, existe una cuarta opción: el régimen de Precio Estabilizado asegurado para los PMGD.

El principal mercado que asegura retornos a los inversionistas es el de las licitaciones de suministro, realizadas por las empresas de distribución y reguladas por la Comisión Nacional de Energía para garantizar una competencia transparente y en igualdad de condiciones, como se explica en el capítulo 2. Las empresas distribuidoras licitan bloques de energía correspondientes al consumo de sus clientes, y las empresas generadoras que resultan ganadoras se adjudican contratos de compra de energía (PPA) de largo plazo, que comienzan cinco años después de la fecha de adjudicación y tienen una duración de 15 años, aumentada a 20 años en las licitaciones realizadas desde el 2015 en adelante. De este modo, las empresas pueden utilizar esos PPA para acceder a

financiamiento para sus proyectos y contar con ellos terminados al momento en que sus contratos entran en vigor.

Cada año, la CNE evalúa la necesidad de realizar licitaciones de suministro eléctrico a corto y largo plazo¹³. Desde el inicio del despliegue masivo de energía renovable, es decir, desde 2015 hasta la fecha, se han realizado seis procesos de licitación, en los que el 100% de lo adjudicado será abastecido de fuentes renovables. Como se muestra en el Gráfico 7.1, los precios de adjudicación alcanzaron un máximo entre 2008 y 2014, luego de sequías de gran magnitud que obligaron al sistema a depender de centrales termoeléctricas más costosas. Sin embargo, en la medida en que las energías renovables se convirtieron en una opción viable, los precios promedio de adjudicación bajaron drásticamente hasta un récord de US\$ 26/MWh en 2021.

Ahora bien, las últimas tres licitaciones, efectuadas en 2022, 2024 y 2025, evidenciaron alzas consecutivas del precio adjudicado, que alcanzó los US\$64,5 por MWh en 2025, un valor muy superior al mínimo logrado en 2021. Esta situación se debió principalmente al alza del dólar y de los *commodities* en el mercado global, sumado a una situación local de

GRÁFICO 7.1

Precio promedio adjudicados en las licitaciones de suministro anuales (US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CNE.

congelamiento de precios luego de la pandemia COVID-19, lo que ha sido solucionado a través de un mecanismo legal (Ley N° 21.667, de 2024), que asegura el pago de la deuda contraída por los usuarios y la provisión de un subsidio temporal con participación de financiamiento público para los clientes más vulnerables.

Otro mercado disponible para los generadores es el de los contratos establecidos directamente con clientes libres, que son contratos (PPA) de suministro de potencia y energía entre un generador y un cliente, el que puede estar conectado a la red de transmisión o de distribución. Los valores de estos contratos no son de conocimiento público, pero el precio medio de mercado, es un proxy de la media del valor de todos los contratos, y es publicado regularmente por la CNE. Es importante mencionar que a fines de 2024 se ha reducido el límite de cliente libre de 500 a 300 kW, y que, en consecuencia, el mercado de clientes libres ha aumentado de aproximadamente 400 a más de 2.500 interesados, sin contar nuevos posibles clientes que aparezcan a futuro.

La tercera opción de retorno posible para un generador es la venta de energía en el mercado spot, mecanismo que generalmente utilizan los generadores para vender sus excedentes respecto de la energía comprometida en sus contratos. En este caso, la energía se vende al costo marginal del punto en el que el generador realiza la inyección, valores que van a depender del punto geográfico del país en que se encuentra el generador (Gráfico 7.2).

Únicamente para el caso de generadores de tipo PMGD existe la posibilidad de acceder al mecanismo de precio estabilizado, que asegura un retorno a estos generadores

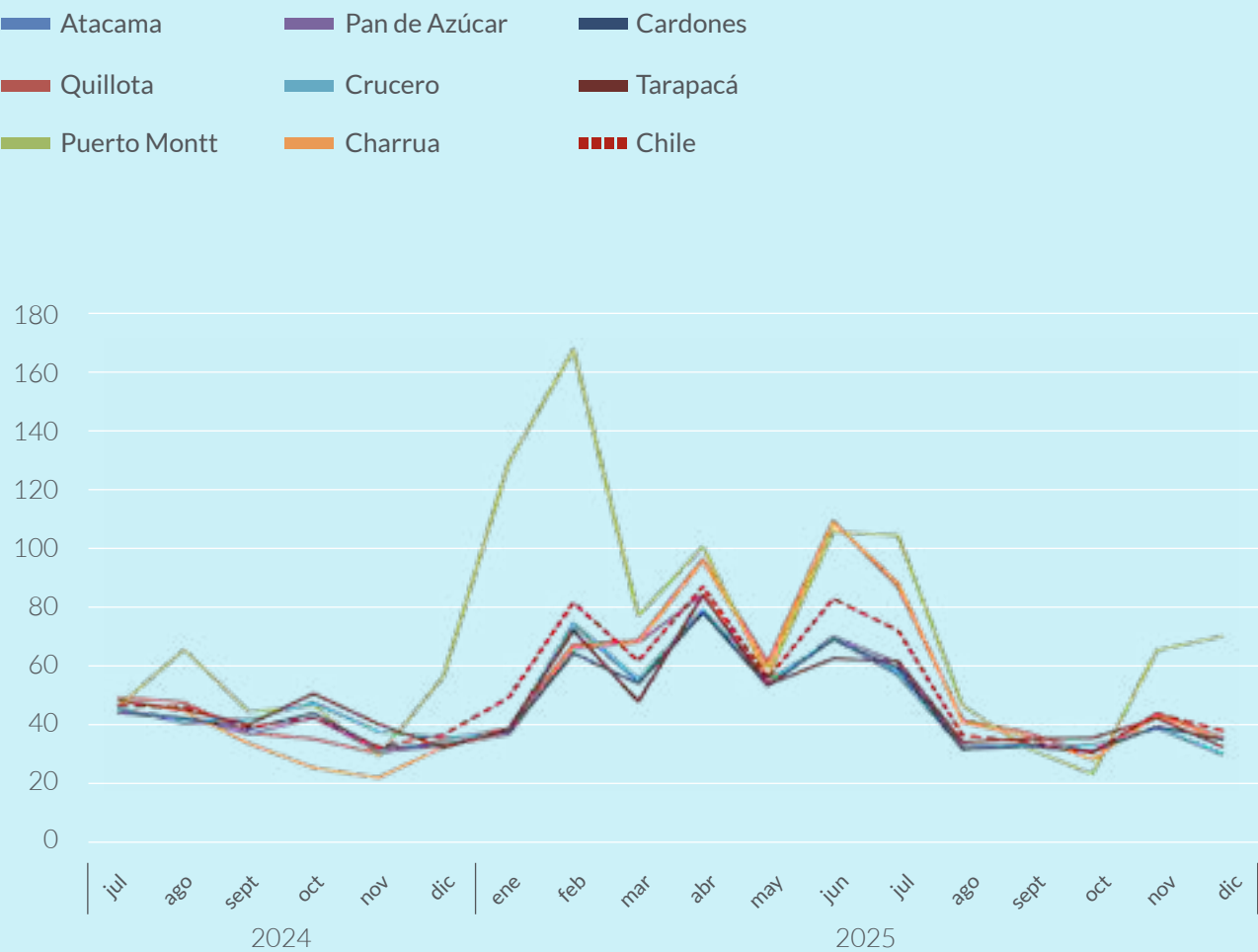
conforme a las consideraciones expuestas en el capítulo 2. El precio estabilizado es equivalente al valor promedio de un PPA en el mercado, ajustado según las proyecciones de precios del mercado spot para los próximos cuatro años. Lo anterior les permite a los desarrolladores de proyectos tener una mayor certeza sobre sus expectativas de retorno, lo que, a su vez, facilita el acceso al financiamiento para los proyectos de PMGD.

7.1.2 Opciones de mercado para proyectos de almacenamiento

Recientes modificaciones a la regulación han permitido a los generadores renovables que instalen soluciones de almacenamiento acceder al mercado de capacidad, que hasta entonces era exclusivo de los generadores capaces de proveer potencia firme (es decir, en cualquier momento del día y del año) y no dependientes de la variabilidad de la fuente de generación y se espera en el corto plazo la habilitación de participación en otros servicios de flexibilidad a la red, según vaya modificándose la regulación al alero de las líneas de acción del plan de descarbonización.

Esta condición regulatoria ha sido clave para impulsar inversiones en el sector de generación, al hibridar soluciones de generación renovable, principalmente de solar fotovoltaica, con almacenamiento. Lo anterior se ha visto incentivado por la congestión de las redes de transmisión, producto de un exceso de generación solar en ciertos puntos, particularmente del norte del país, lo que se traduce en costos marginales

GRÁFICO 7.2
 Costos marginales promedio por nodo (US\$/MWh)



Fuente: Elaborado con datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

¹⁴ La expansión de las redes de transmisión de Servicio Público se encuentra regulada en la Ley General de Servicios Eléctricos en la cual se describen tanto el proceso de planificación de la transmisión, como el de licitación que lleva a cabo el Coordinador, procesos que en conjunto requieren de un plazo para la materialización de proyectos de expansión, que puede ser incompatible con algunas iniciativas de inversión. Por tal motivo, el artículo 102 de la mencionada Ley, establece un camino alternativo para el desarrollo de obras de expansión de transmisión, en la medida que estas obras cumplan con los requerimientos señalados en dicho artículo y en las normas reglamentarias aplicables. En simple, dicha disposición establece que las instalaciones de transmisión que se interconecten al sistema eléctrico sin que formen parte de la planificación tendrán que ser autorizadas por la CNE, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador

cero o negativos, y por lo tanto pérdidas considerables de generación renovable que afectan los retornos de las inversiones, si es que no se almacena para inyectarla en el sistema en otros momentos del día.

Es importante mencionar que otro mercado al que a futuro podrán acceder los desarrolladores y proveedores de soluciones de almacenamiento es el mercado de producción de H2v y derivados, dado que los parques de generación renovable que proveerán electricidad a este tipo de proyectos suelen considerar soluciones híbridas con almacenamiento de modo de asegurar una producción continua, particularmente en zonas en que no existe acceso a red eléctrica capaz de suministrar a grandes proyectos.

7.1.3 Opciones de mercado para proyectos de transmisión

La Comisión Nacional de Energía planifica anualmente los proyectos de transmisión en Chile, con base en sus proyecciones y en las sugerencias de operadores privados tramitadas a través del Coordinador. Cada año se elige una lista de proyectos, que más tarde se someten a una licitación abierta para adjudicar los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva, o la adjudicación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación, según corresponda, en conformidad a las respectivas bases.

Los resultados de estas licitaciones que aplican a la red de transmisión clasificada como un servicio público, determinan el retorno de la inversión por un período de 20 años. Luego de ese período, los activos son remunerados a partir de una valoración al precio de mercado, mediante un estudio que realiza la CNE cada cuatro años.

Las empresas chilenas y extranjeras pueden participar en el proceso de licitación, siempre que operen activos de transmisión existentes, ya sea en Chile o en el extranjero.¹⁴

7.1.4 Opciones de mercado para proyectos de distribución

La CNE calcula las tarifas de distribución mediante el estudio de tarificación de la distribución que determina el Valor Agregado de Distribución (VAD). De esta forma, el ingreso que recibe una empresa distribuidora proveniente de los clientes regulados incluye el valor de los activos, los costos de administración de la empresa, los costos de operación y mantenimiento de los activos, el servicio al cliente y las pérdidas de energía y potencia.

Esta tarifa de distribución (VAD) se ajusta cada cuatro años considerando tres factores: el riesgo del sistema, que es una estimación de la variabilidad de las utilidades que tendría una compañía eficiente al estar sujeta a las fluctuaciones del mercado; una tasa de rentabilidad libre de riesgo, que es una tasa de retorno interno en promedio proporcionada por el Banco Central; y la compensación por riesgo de mercado, calculada como la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada y la tasa de rentabilidad libre de riesgo.

Esta tarifa tiene por propósito remunerar a la empresa dueña de la red y sus operaciones, pero no valoriza el precio de la energía que la propia empresa distribuidora debe cobrar, cumpliendo con su función de comercializadora de energía. Para acceder a esta energía, las empresas distribuidoras compran energía a las generadoras mediante los procesos

de licitación de suministro descritos en la sección 7.1.1, y luego traspasan el precio directamente al cliente, es decir se cumple el principio de “*pass through*”.

El precio final que pueden cobrar las distribuidoras eléctricas a sus clientes finales se determina mediante una fórmula sencilla: el precio nudo promedio (resultado del precio de los contratos de suministro de cada distribuidora), más el valor agregado de distribución (VAD) correspondiente según zona de concesión y tipo de cliente, más un cargo por la utilización del sistema de transmisión troncal nacional como zonal.

Es decir, en la práctica **el retorno de las inversiones en redes de distribución dependerá exclusivamente del valor del VAD**, que constituye la principal fuente de remuneración para los proyectos de distribución, salvo en el caso de obras financiadas por terceros, tales como generadores de tipo PMGD o clientes libres, si estos lo desean. Cabe mencionar que la distribuidora tiene la obligación de dar acceso a la red para la conexión de usuarios y generadores distribuidos, siempre y cuando se realice en condiciones seguras y de acuerdo con la regulación y normativas técnicas aplicables. Todo lo anterior es supervisado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

7.2 Incentivos directos e indirectos

Los principios de libre mercado en el segmento de generación, unidos a un marco robusto y contratos obtenidos mediante licitaciones competitivas, garantizan el acceso al

financiamiento para desarrollar proyectos con un horizonte de largo plazo claro.

Esta situación, sumada al hecho de que el país ha mostrado la capacidad de mantener una política y un marco regulatorio coherentes a través de gobiernos con alternancia política, es probablemente el mejor incentivo para el desarrollo de inversiones en el sector de generación, y particularmente en energías renovables, dada la excelente calidad del sol y viento en Chile.

Desde la implementación de la Ley 20.936 de 2016, las plantas nuevas no pagan peajes de transmisión y las antiguas que existían antes de la promulgación de la Ley, dejaron de pagarlos de manera gradual.

Por otra parte, el país ha establecido un impuesto flexible a las emisiones contaminantes de material particulado, NO (óxido nítrico) y SO₂ (dióxido de azufre), y un impuesto fijo para emisiones globales de CO₂ de las plantas generadoras con una capacidad de 50MW y más, y un gravamen de US\$5 por cada tonelada de CO₂ emitido.

Otro incentivo indirecto ha sido la adjudicación regular de concesiones de uso de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales que ha favorecido proyectos de generación y de almacenamiento. En 2025, el Ministerio de Bienes Nacionales licitó 28 inmuebles destinados a ERNC en el marco del compromiso del Gobierno de colaborar en el avance de la descarbonización del país.

¹⁵ La aplicación de esta exención se encuentra sujeta al cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa y a la aprobación previa del Ministerio de Hacienda, mediante resolución fundada, lo que otorga certeza jurídica al inversionista respecto del otorgamiento del beneficio. Asimismo, la normativa contempla un procedimiento administrativo reglado, con plazos definidos para la autoridad, y mecanismos de extensión del beneficio en caso de proyectos ejecutados por etapas o en procesos de expansión. Para ver norma: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=6369>

¹⁶ https://www.corfo.cl/sites/cpp/convocatoria/credito_verde/

En el ámbito de los incentivos tributarios aplicables a proyectos de energía, la legislación chilena contempla un relevante beneficio en materia de Impuesto al Valor Agregado para inversiones de gran escala. En efecto, las inversiones que impliquen un monto igual o superior a cinco millones de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (USD 5.000.000) pueden acceder a la exención de IVA en la importación de bienes de capital destinados al desarrollo del proyecto. Este beneficio se encuentra consagrado en el artículo 12, letra B, N° 10, del Decreto Ley N° 825, de 1974, Ley sobre Impuesto a las Ventas y Servicios, el cual exime del pago de IVA la importación de bienes de capital destinados, entre otros, al desarrollo de proyectos de energía ejecutados por inversionistas extranjeros o por empresas receptoras de inversión extranjera, conforme a la ley marco de inversión extranjera directa en Chile.¹⁵

Finalmente, en cuanto a incentivos directos, si bien Chile no se caracteriza por ofrecer incentivos directos para el desarrollo de inversiones, a través de CORFO las empresas pueden acceder al crédito verde. El Crédito Verde es un programa de financiamiento, a través de instituciones financieras participantes, cuyo objeto es potenciar el desarrollo y la ejecución de proyectos que mitiguen los efectos del cambio climático y/o mejoren la sustentabilidad ambiental de las empresas, impulsando la inversión en iniciativas de energía renovable, eficiencia energética, economía circular e hidrógeno verde. El financiamiento otorgado por instituciones financieras receptoras de los fondos de CORFO puede financiar hasta el 90% del monto de inversión en el caso de un crédito, con un tope de US\$30 millones por empresa beneficiaria y hasta 15 años plazo, el que se puede ampliar hasta

20 años, en caso de reprogramación de la operación, si así lo requiere el proyecto.

7.3 Cómo desarrollar un proyecto eléctrico en Chile

Todo proyecto eléctrico de generación, de red de transmisión o distribución, o de tecnologías de almacenamiento en Chile debe seguir un esquema estructurado de desarrollo, compuesto por seis etapas, correspondiente a las mismas etapas esenciales de cualquier proyecto de infraestructura.

Cabe destacar que en Chile el desarrollador es el responsable de asegurar los terrenos y de obtener los permisos requeridos para generar cualquier tipo de proyecto, incluso en caso de que se trate de proyectos mandatos por el Estado mediante licitaciones, como es el caso de la transmisión.

A continuación, se detalla cada una de estas etapas aplicadas al desarrollo de un proyecto:

a. Aseguramiento del territorio:

Adquisición de derechos sobre el territorio y/o los recursos necesarios para la ejecución del proyecto y la elaboración de fundamentos para el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Por ejemplo:

- Declaración de Interés Nacional (Corporación Nacional Forestal - CONAF).
- Concesión Minera (Servicio Nacional de Geología y Minería - SERNAGEOMIN).
- Derechos de Aguas (Dirección General de Aguas - DGA).

17 <https://www.sea.gob.cl/>

18 <https://www.sea.gob.cl/guias-para-la-evaluacion-de-impacto-ambiental>

Los terrenos pueden ser privados o de bienes nacionales; en tal caso, se debe obtener una concesión de uso oneroso (CUO), que se tramita ante el Ministerio de Bienes Nacionales.

b. Etapa inicial de elaboración del instrumento de evaluación ambiental:

Antes de iniciar el proyecto, se realiza un diagnóstico del área para conocer sus condiciones actuales. Este análisis incluye aspectos del entorno físico (clima, suelo, agua), biológicos (flora, fauna, ecosistemas) y sociales (población, actividades económicas, patrimonio cultural). El objetivo es contar con un punto de referencia que permita anticipar los impactos y definir medidas para mitigarlos.

Para ello, se realizan estudios de campo y la revisión de la información existente, siguiendo los lineamientos del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

c. Evaluación ambiental del proyecto: Resolución de Calificación Ambiental (RCA)

De acuerdo con las tipologías y características del proyecto y sus impactos, aquel proyecto que debe ingresar al SEIA, debe hacerlo mediante un **Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA)**, según corresponda según sus posibles efectos, considerando además su envergadura y su localización.¹⁷

En esta etapa se evalúan aspectos críticos como:

- Impactos socioambientales en todo el espectro evaluable del emplazamiento según el tipo de proyecto.

- Compatibilidad de usos, analizando su posible interferencia con actividades económicas locales.
- Posibles efectos en comunidades.

Esta evaluación puede incluir **consultas ciudadanas** y, eventualmente, **una consulta indígena** si se afectan los derechos de los pueblos originarios, conforme al Convenio 169 de la OIT. El sistema de evaluación chileno contempla la elaboración de guías específicas por tipo de industria, tales como la generación de energía eléctrica mediante centrales eólicas, solares y mini-hidroeléctricas, entre otras¹⁸.

En el caso de proyectos que no generen o presenten un impacto significativo según lo establecido en la normativa, no es necesario un EIA, sino que basta con una declaración de impacto ambiental (DIA). En general, la DIA aplica a proyectos que no causan riesgos significativos a la salud, no afectan adversamente recursos naturales, no implican reasentamientos, ni alteran significativamente el paisaje, patrimonio o áreas protegidas.

d. Tramitación sectorial

En paralelo y/o tras la obtención de la RCA, el proyecto debe gestionar los **permisos sectoriales** requeridos en función de su diseño y emplazamiento, los cuales se consolidan en el **Listado de Permisos Ambientales Sectoriales (PAS)**. Si bien la principal evaluación ambiental se realiza en la etapa anteriormente señalada, el sistema requiere que los proyectos, posterior a tener su principal licencia ambiental, tramiten y obtengan diferentes autorizaciones que son, a su vez, otorgadas por diferentes agencias sectoriales del Estado, tales

como la Dirección General de Aguas (DGA), la Corporación Nacional Forestal (CONAF), el Servicio Agrícola y Ganadero (SAG), el Consejo de Monumentos Nacionales asociado al Ministerio de la Vivienda, y la Dirección de Vialidad del Ministerio de Obras Públicas, entre otros.

e. Etapa de pre-construcción

Incluye el diseño técnico definitivo, los contratos de suministro (PPA) y el cierre financiero.

En esta etapa se deben definir:

- Ingeniería de detalle.
- Logística.
- Estrategia de operación y mantenimiento (O&M).

También deben concluirse los procesos de servidumbres eléctricas para la infraestructura de conexión y las líneas de transmisión.

f. Construcción y recepción de obras

Comienza cuando el proyecto ya cuenta con todos los permisos, incluido el de edificación. En esta fase, el desarrollador gestiona las autorizaciones para ejecutar las obras principales y complementarias, como permisos para la circulación de camiones o para trabajos en calles. Esta gestión incluye trámites ante organismos como por ejemplo la Secretaría Regional Ministerial de Salud, si se requiere algún permiso asociado a la red de agua potable, o al SERVIU en caso de que se requiere realizar una rotura de pavimento para efecto del desarrollo del proyecto.

Una vez terminada la construcción, las autoridades revisan que todo cumpla con el diseño aprobado y con las obligaciones definidas en la etapa previa y se realizan recepciones sectoriales, por ejemplo:

- Obras hidráulicas (por parte de la Dirección General de Aguas - DGA)
- Alcantarillado (por parte de la Secretaría Regional Ministerial de Salud)
- Permisos para gas y electricidad (Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC)

En resumen, la construcción sigue dos pasos clave: la gestión de permisos y la recepción de obras, ambos necesarios antes de iniciar operaciones.

8. Consideraciones para un consumidor

19 https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/01/RT_Financiero_v20254T.pdf

8.1 Costos de suministro de energía

Los costos de suministro de un cliente en Chile dependerán de su potencia de conexión y de su consumo eléctrico. Tal como se explica en los capítulos 2 y 7, los consumidores que poseen una potencia mayor a 5 MW tendrán un costo de energía y potencia determinado por el contrato que firmen con un generador para su suministro. Los clientes con una potencia menor a 300 kW de conexión, por su parte, estarán bajo el régimen de tarifas reguladas, que dependerán de la zona de concesión, del lugar (rural o urbano), del nivel de voltaje de conexión y del nivel de consumo energético (considerado en Tramos en la regulación) y del tipo de consumo (industrial, comercial o residencial). Finalmente, para los usuarios con potencia entre 300 kW y 5 MW, existe la posibilidad de pasar de un régimen al otro con un mínimo de permanencia temporal.

A continuación, se presentan, de manera indicativa, los costos esperados de suministro para efectos de brindar referencia de precio a un posible nuevo consumidor que se pueda acoger al régimen de cliente libre, y por tanto pueda establecer un contrato de suministro directamente con un generador, con base en el reporte financiero del sector eléctrico, publicado regularmente por la CNE, que entrega valores medios de los costos de suministro de energía¹⁹. Es importante considerar que estos son valores referenciales, y no necesariamente los valores que dispondrá el cliente libre.

En caso de cliente regulado los costos dependerán de la tarifa que le corresponda según su ubicación y los pliegos tarifarios publicados por la CNE.

8.1.1 Caso de un cliente libre

Si bien no se dispone públicamente de la información de los contratos que se establecen entre los comercializadores (i.e generadores) y los clientes libres, el Precio Medio de Mercado (PMM) del SEN es un indicador publicado regularmente por la CNE que se determina considerando los precios de los contratos de clientes libres y los de suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, y por tanto permite ser un valor proxy y medio del precio de los contratos de los usuarios. Este indicador corresponde al cociente entre la facturación total de las empresas generadoras informada en las facturas a sus clientes, y la energía facturada para la totalidad de los clientes.

El reporte financiero del sector eléctrico de la CNE informa sobre la variación del precio medio de mercado con un desagregado de los valores según si los clientes están conectados en Transmisión (Tx) o Distribución (Dx), y según el tipo de consumo del cliente.

TABLA 8.2

Indicador de precios de mercados (USD/MWh)

Año	Mes	Libre Tx	Libre Dx	Gobal
2024	11	126,53	104,18	113,30
	12	116,53	107,62	119,80
2025	1	122,74	105,84	118,83
	2	128,76	112,41	118,18
	3	128,06	111,84	116,00
	4	130,12	115,37	119,95
	5	123,98	114,13	117,99
	6	122,84	119,37	117,33
	7	128,30	115,47	121,15
	8	123,36	116,91	114,63
	9	122,64	121,04	0,00
	10	123,43	113,96	0,00

La distribución de los cargos presentes en la facturación para los clientes libres conectados, a nivel de distribución y transmisión, se presenta en los Gráficos 8.1 y 8.2 a continuación. Cabe tener presente que, a diferencia de los clientes libres conectados a nivel de transmisión, los clientes libres en distribución deben pagar peajes de distribución, según lo establecido en el artículo 120° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

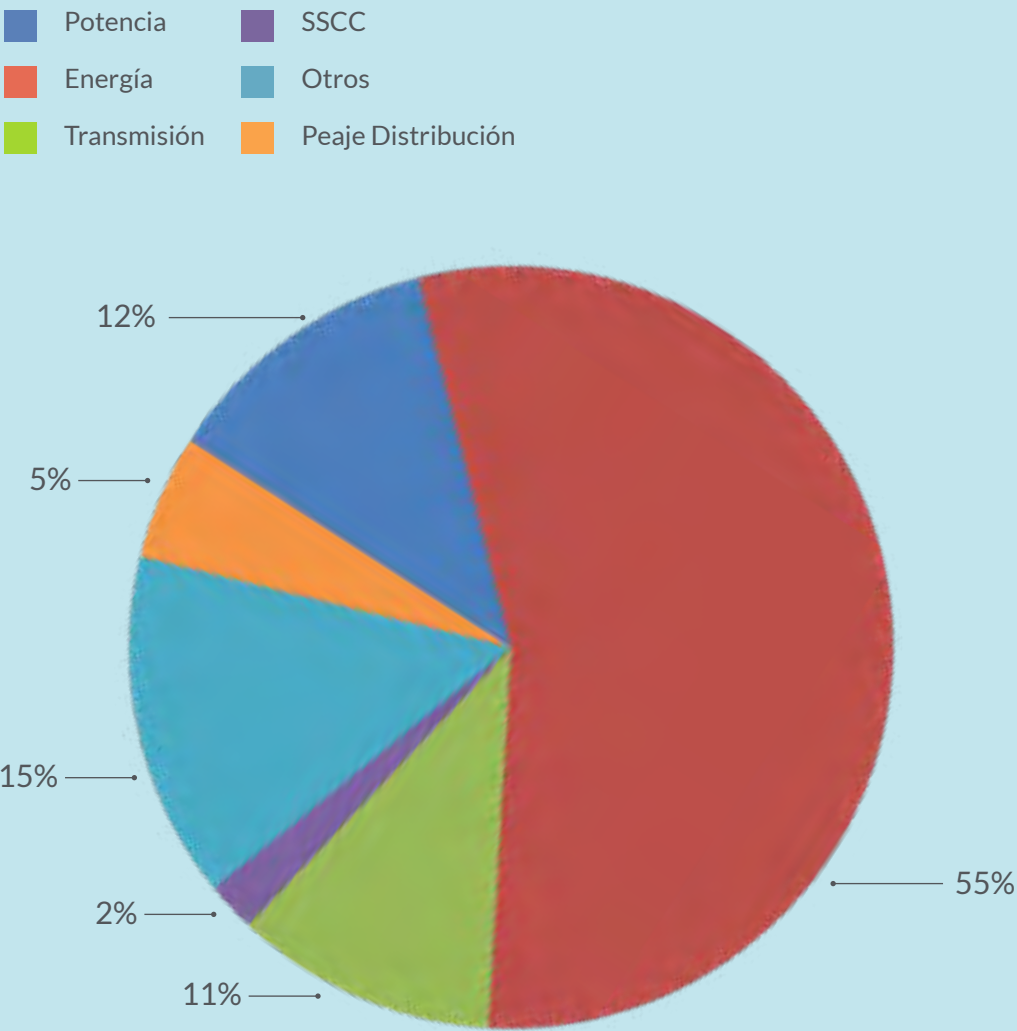
Finalmente es importante destacar que los valores de suministro dependerán considerablemente según el tipo de consumo, tal como se puede observar en los Gráficos 8.3 y 8.4.

Si bien estos valores medio de mercado permiten tener una indicación general de los costos de suministro, los valores reales dependerán de cada contrato y de las condiciones sistémicas en la que se encuentre (es decir de los cargos anexos al costo de la energía acordado con el suministrador).

Cabe agregar que las facturas emitidas por los generadores incluyen la totalidad de los costos que transfieren a sus clientes, es decir no solo el costo de la energía, sino que también el costo por el uso de la red y los costos sistémicos. Los costos sistémicos corresponden a costos que se pagan para darle seguridad al sistema eléctrico y los pagan principalmente los clientes libres, aunque en las últimas licitaciones también están empezando a cubrirlos los clientes regulados.

GRÁFICO 8.1

Distribución promedios de cargos por facturación a clientes libres conectados a Dx



Fuente: Comisión Nacional de Energía

GRÁFICO 8.2

Distribución promedios de cargos por facturación a clientes libres conectados a Tx

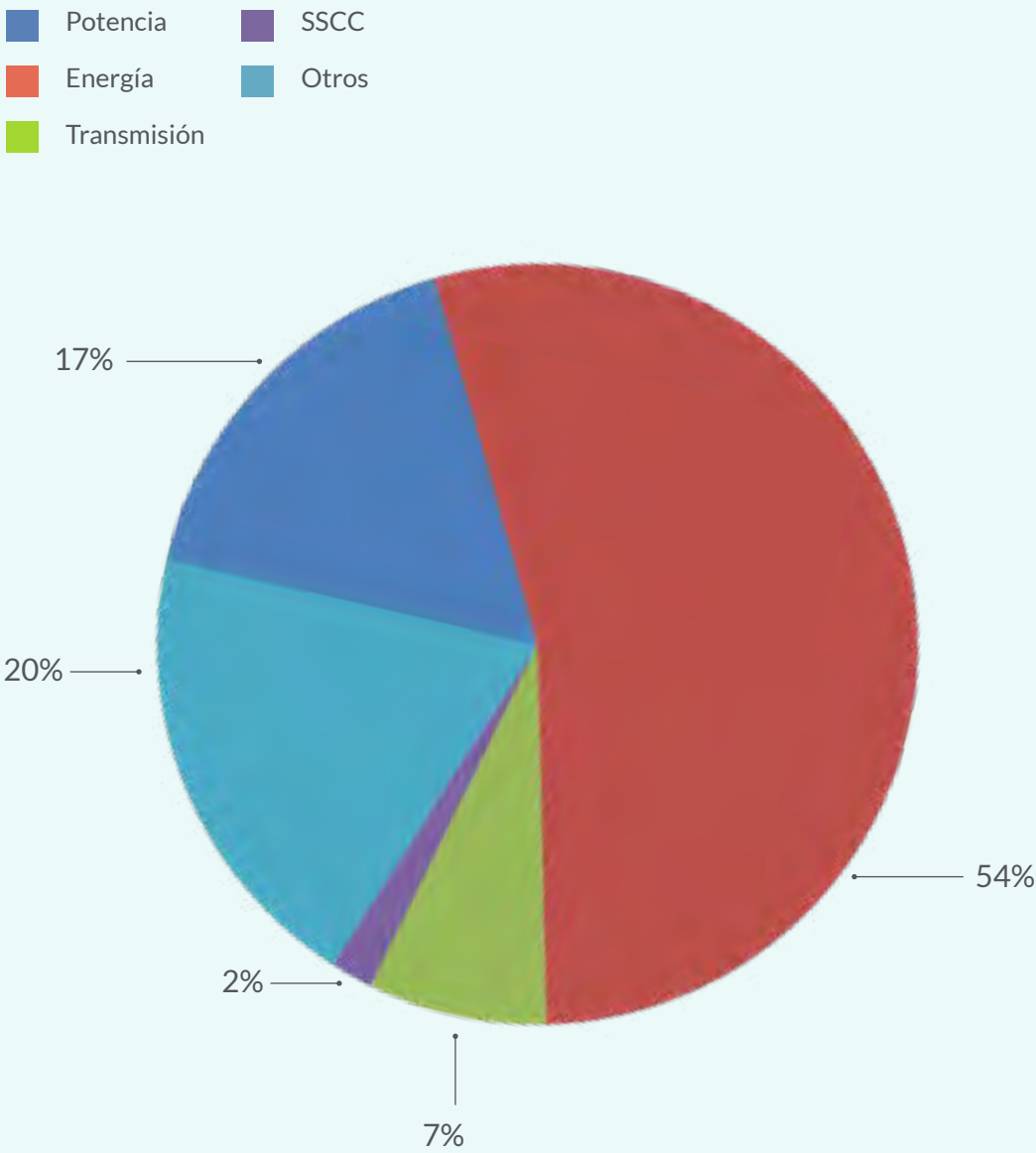
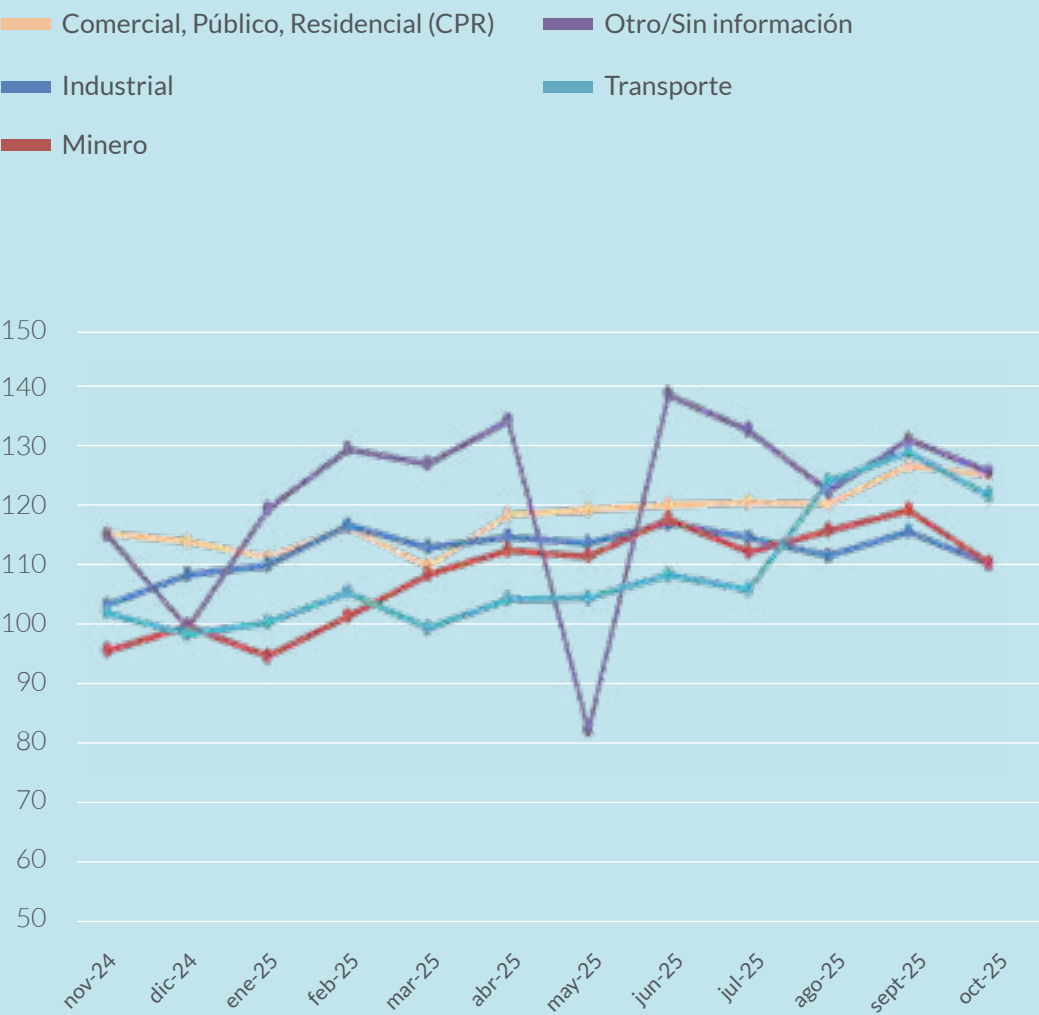


GRÁFICO 8.3

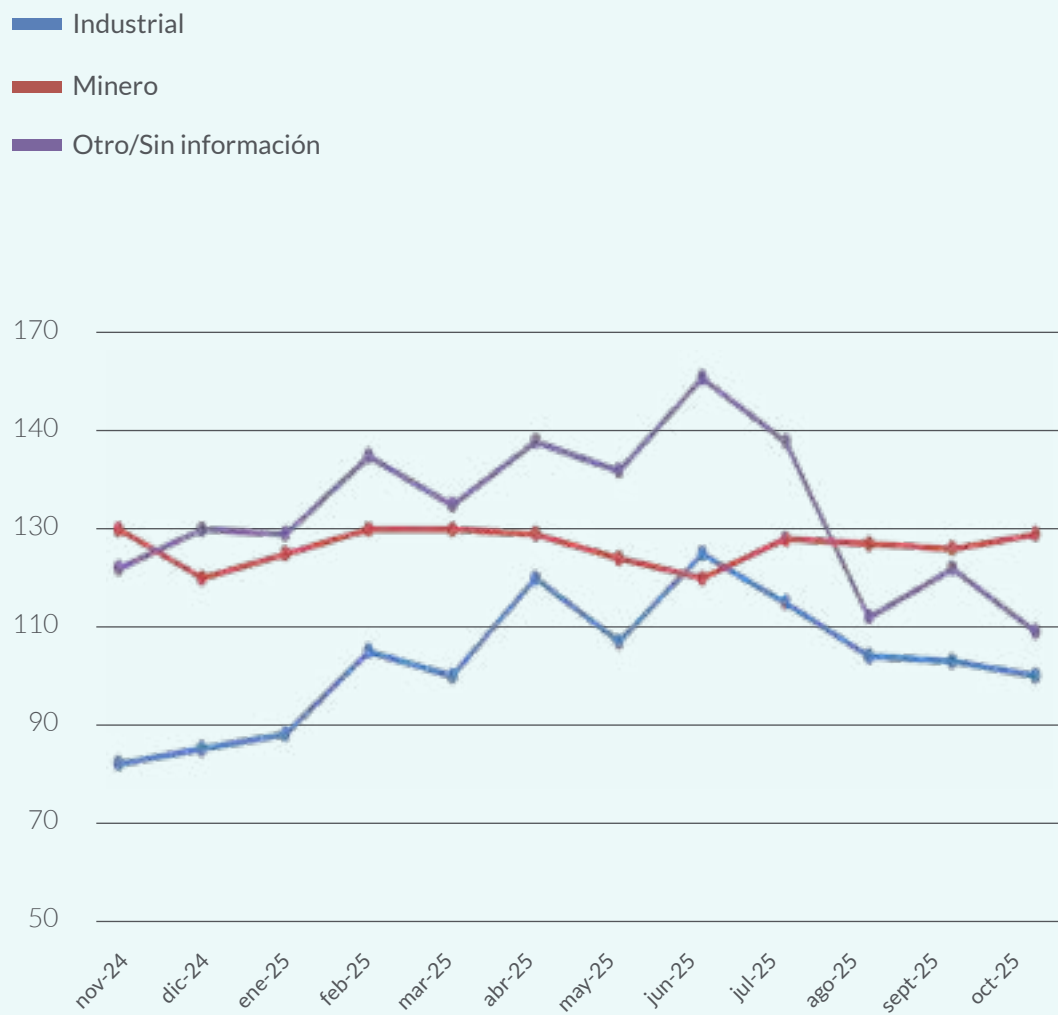
Precios de mercado por sector económico de clientes libres conectados a redes de distribución



Fuente: Comisión Nacional de Energía

GRÁFICOS 8.4

Precios de mercado por sector económico de clientes libres conectados a redes de transmisión



Fuente: Comisión Nacional de Energía

8.1 Acceso a la red eléctrica

En Chile opera el principio de acceso abierto a la red para cualquier tipo de consumo; sin embargo, en la práctica, se puede dar que frente a condiciones de falta de capacidad de red disponible, los consumidores deban financiar el acceso a la red.

Serán los dueños de la red, es decir la empresa de distribución o de transmisión, la responsable de definir si existen las condiciones seguras para conectar un consumo según sus requerimientos, pero estas definiciones se deben hacer siguiendo lo estipulado en cuerpos reglamentarios y normativos que tienen como fin cuidar el libre acceso a la red, pero a la vez la seguridad del suministro para el resto de los usuarios.

Todo este proceso es monitoreado por el Coordinador en el caso de conexiones al sistema de transmisión y por la Comisión Nacional de Energía, responsable de autorizar las conexiones a la red de distribución en caso de consumos menores, y monitoreado en cuanto a procedimiento y seguridad por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), en todos los casos.

8.2 Autoconsumo

Esta solución tiene el beneficio de disponer de energía directamente para el consumo y no tener que pagar los costos sistémicos y de uso de red en los que se incurre al conectarse a la red nacional, pero tiene la desventaja de que la seguridad de suministro depende exclusivamente de la solución de autoconsumo.

En caso de estar conectado a la red, cuando la capacidad de esta solución de autoconsumo es mayor a 300 KW, puede además inyectar excedentes de generación a la red en las mismas condiciones de un generador.

Si la solución es menor de 300 KW, los excedentes son descontados a través del régimen de *net billing* regulado por el DS 57, y no se considera la posibilidad de participar en el mercado de generación.

Estas soluciones de autoconsumo, principalmente para el caso de consumos mayores, se visualizan como una oportunidad en crecimiento en el actual mercado eléctrico en expansión producto de la futura electrificación de gran parte de los consumos del sector industrial y de la minería. Estos procesos de electrificación se irán dando debido a las necesidades de las grandes mineras y empresas intensivas en energía de priorizar contratos con certificación de energías renovables, alineándose con metas de descarbonización y con las exigencias internacionales de sostenibilidad, consolidando el sello verde como estándar competitivo.

9. Nuevas oportunidades

19 https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/01/RT_Financiero_v20254T.pdf

9.1 Hidrógeno verde

En Chile, con la publicación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde por parte del Ministerio de Energía en noviembre del 2020, se formalizó la intención de avanzar ordenadamente en la generación de la industria del hidrógeno verde, y a inicios 2026 se ha publicado recientemente la primera actualización de dicha estrategia. Asimismo, con la publicación a fines del 2024 del Plan de Acción 2023-2030 existe hoy una clara hoja de ruta con objetivos, tareas y responsables bien definidos e identificados en el mediano plazo, con el fin de hacer posible la creación de esta nueva industria en Chile, que tiene proyecciones de ser una de las más grandes del país en el largo plazo.

Lo anterior se apalanca en el gran potencial de generación de energías limpias a bajo costo que existe en Chile, lo que ha permitido posicionar al país entre los futuros principales productores globales de este elemento y sus derivados (amoníaco, combustibles sintéticos entre otros), para así convertirse en un actor relevante de exportación de energía, cambiando drásticamente lo que ha sido su condición histórica de importador.

Tal como ha quedado explícito en el Plan de Acción, la coordinación público-privada es fundamental, tanto para abrir nuevos mercados internacionales, cumpliendo las certificaciones y acreditando las emisiones de CO₂, como para

desarrollar la infraestructura habilitante necesaria para el desarrollo de los proyectos: puertos, desalinizadoras, carreteras, sistema eléctrico, etc. Lo es, de igual forma, para el desarrollo de la regulación que se requiere para que esta industria cumpla con los estándares internacionales que permita a los productores vender en los mercados foráneos.

Aún existen brechas, tanto a nivel nacional como global, para el escalamiento de la industria del hidrógeno, que tienen que ver con costos, madurez tecnológica, políticas y legislación, la capacidad de abastecer de electricidad renovable los requerimientos del hidrógeno verde y el problema del “huevo o la gallina” frente a la demanda existente. A pesar de esto, los primeros cimientos de lo que será esta industria ya se consolidan en Chile.

Por un lado, ya existe una cantidad importante de proyectos de producción de H₂v para uso local, a pequeña escala (del orden de kW de electrólisis), definidos principalmente a escala piloto, demostrativa o comercial, para descarbonizar los sectores de minería y transporte, que luego podrían escalarse, para lo cual está en discusión en el parlamento un incentivo para generación de demand local, uno de los focos establecidos en la actualización de la estrategia nacional publicada en marzo 2026. Y por el otro lado, existe una cartera importante de proyectos de producción a gran escala de H₂v y sus derivados (del orden de MW e incluso GW), concentrados en las Regiones de Antofagasta y Magallanes, de

los cuales los más avanzados están finalizando la etapa de evaluación ambiental. En total, todos estos proyectos totalizan más de 70.000M USD y producirán más de 6 millones de toneladas por año de amoníaco verde e-fuel a partir del 2035, según informaron sus desarrolladores, de los cuales aprox. 40.000M USD están en el SEIA. Más aún, a fines de 2025 se le adjudicó la RCA a la primera planta de producción de H2v a gran escala.

9.2 Energía eólica marina

El mar, además de ser una fuente de gran prosperidad para Chile mediante los recursos marinos que aporta, puede ser una importante fuente de energía renovable para alimentar plantas de generación eléctrica. En particular, la generación eólica instalada en el mar costa afuera (i.e. offshore) es una opción de generación eléctrica que ha demostrado ser viable y comercialmente competitiva en otros mercados y que recientemente se está instalando como una nueva oportunidad para el desarrollo de inversiones en el sector de generación.

Entre 2022 y 2024, los desarrolladores de estas tecnologías iniciaron los trámites de las primeras concesiones marítimas para el avance de la eólica marina en el país, concentradas en lugares que pueden ser futuros centros para su desarrollo: ubicaciones donde existe coincidencia entre los sitios de alta calidad del recurso eólico offshore, zonas en que se está retirando la generación en base a carbón, y donde además se encuentran los polos de demanda eléctrica. Los primeros proyectos que solicitan concesiones marítimas para el desarrollo

de eólicos marinos totalizan una inversión potencial superior a 20.000 MUSD, según informan sus desarrolladores.

En marzo de 2026 el Banco Mundial acaba de entregar una propuesta de hoja de ruta elaborada junto al Ministerio de Energía la que consiste en un documento de tipo “White paper” que indentifica las acciones a realizar en los próximos años para viabilizar el desarrollo de proyectos de generación eólica marina, en coexistencia con otros sectores y actividades económicas en el mar y la costa. Esto, dada la oportunidad de potenciar el desarrollo de una nueva industria sostenible con empleos calificados y eventuales encadenamientos productivos con otras industrias, que permitan catalizar desarrollo económico local, particularmente en regiones que se están descarbonizando.

Un elemento importante a considerar es, sin embargo, la topografía del mar chileno, que posee pocos lugares con aguas poco profundas cerca de la costa. Esto, salvo casos puntuales, implica que se deberá considerar tecnología flotante en lugar de tecnología fija al lecho marino. Si bien los proyectos fijos son el común de la industria a nivel global, en los mercados maduros -y de forma creciente- la reducción paulatina de los costos está haciendo que los proyectos eólicos flotantes se posicionen en las carteras de proyectos en desarrollo.

9.3 Data Centers: Un nuevo tipo de gran consumidor

El desarrollo de Data Centers en Chile se ha consolidado como una tendencia estratégica impulsada por la digitalización global y la creciente demanda de servicios en la nube.



Empresas tecnológicas internacionales han identificado al país como un hub regional, gracias a su estabilidad política, su conectividad internacional y la disponibilidad de energías renovables competitivas. De acuerdo con el Coordinador Eléctrico Nacional, la demanda de energía de los Data Centers en Chile alcanzará 325 MW en 2025 y se proyecta que llegue a 1.207 MW en 2030, lo que cuadruplicará su consumo en solo cinco años. Este crecimiento acelerado presionará la infraestructura eléctrica, especialmente en la transmisión, dado que la mayoría de los proyectos se concentran en la Región Metropolitana, mientras que la generación renovable se ubica en el norte y el sur del país.

Este escenario abre oportunidades de inversión en las tres líneas del mercado eléctrico. En la generación, se potencia la necesidad de proyectos de energías renovables a gran escala y de soluciones híbridas que garanticen energía 24/7, incluyendo almacenamiento con baterías y sistemas de respaldo. En transmisión, se requieren nuevas líneas y refuerzos para conectar polos de generación renovable —principalmente en el norte solar y el sur eólico— con los centros de consumo donde se ubican los Data Centers, como la Región Metropolitana. Finalmente, en distribución, se demandan redes más robustas y digitalizadas, capaces de ofrecer calidad y continuidad de servicio, junto con infraestructura para la gestión inteligente de cargas.

La llegada de los Data Centers no solo incrementa la demanda eléctrica, sino que también acelera la transición hacia una matriz eléctrica más flexible y resiliente. Para los inversionistas, esto significa participar en proyectos que combinan innovación tecnológica, sostenibilidad y alta rentabilidad, en un mercado que se proyecta una expansión sostenida durante la próxima década.

10. Conclusión

El sector eléctrico chileno se caracteriza por una estructura moderna, un marco regulatorio sólido y una apertura a la inversión privada, factores que han permitido un desarrollo sostenido y confiable. La organización del mercado en generación, transmisión, distribución y almacenamiento garantiza eficiencia, transparencia y acceso abierto, evitando la integración vertical y fomentando la competencia donde sea posible.

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus normativas complementarias establecen reglas claras para cada segmento: la generación opera bajo competencia, mientras que la transmisión y la distribución son monopolios regulados con tarifas basadas en costos eficientes. El almacenamiento, incorporado recientemente, se reconoce como un componente estratégico para la flexibilidad del sistema. Este diseño asegura la estabilidad jurídica y económica y crea condiciones atractivas para la inversión.

Chile avanza con firmeza hacia una matriz energética más limpia y sostenible. Este proceso está respaldado por políticas públicas y compromisos regulatorios como la Ley de Cambio Climático, el Plan de Descarbonización y la Planificación Energética de Largo Plazo. A ello se suma un potencial renovable excepcional: más de 2.000 GW en energía solar y 81 GW en energía eólica, junto con el desarrollo del Hidrógeno Verde, la energía eólica marina y soluciones

de almacenamiento energético, lo que posiciona al país como líder regional en la transición energética.

Esta transformación no solo responde a objetivos ambientales, sino que también abre un abanico de oportunidades estratégicas para inversionistas y actores del mercado. El marco normativo estable, la incorporación acelerada de energías renovables y la adopción de tecnologías innovadoras configuran un escenario ideal para proyectos de gran escala y soluciones avanzadas. Entre las principales áreas de desarrollo destacan:

- **Generación renovable a gran escala:** Expansión de proyectos solares y eólicos terrestres, con un potencial técnico superior a 2.000 GW en solar y 81 GW en eólica.
- **Eólica marina:** Aprovechamiento del extenso litoral chileno para diversificar la matriz y aumentar la capacidad instalada.
- **Almacenamiento energético:** Soluciones que aportan flexibilidad y estabilidad al sistema, esenciales para la integración masiva de las renovables.
- **Infraestructura de transmisión:** Desarrollo de líneas en zonas con alto potencial de generación y de proyectos internacionales de interconexión.



- **Distribución y digitalización:** modernización de redes, incorporación de tecnologías inteligentes y gestión eficiente de la demanda.
- **Servicios para consumidores libres:** contratos personalizados, generación distribuida y soluciones de eficiencia energética para grandes clientes.

En definitiva, el sector eléctrico chileno combina estabilidad regulatoria, potencial renovable único y una visión estratégica alineada con las tendencias globales, lo que lo convierte en un escenario de alto potencial para inversiones de largo plazo. La convergencia entre políticas públicas ambiciosas, innovación tecnológica y condiciones naturales excepcionales asegura que Chile no solo será protagonista de la transición energética regional, sino también un referente mundial en sostenibilidad y desarrollo energético. Para quienes buscan participar en esta transformación, las oportunidades son claras, diversas y respaldadas por un marco que ofrece seguridad y proyección.

TABLA A.1

Autoridades competentes

Entidad	Rol Principal	Funciones Clave	Sitio Web
Ministerio de Energía	Autoridad gubernamental principal	Define políticas, planes y estándares del sector energético; asesora al gobierno; regula actividades de generación, transmisión, distribución, importación/exportación y uso eficiente de energía en todas sus formas.	https://www.energia.gob.cl/
Comisión Nacional de Energía (CNE)	Entidad técnica pública	Supervisa precios; redacta normas técnicas para la generación, transmisión y distribución; monitorea el sector; realiza proyecciones; asesora al Ministerio en materia de normativa y planificación.	https://www.cne.cl/
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Fiscalización y control	Fija normas y fiscaliza su cumplimiento; realiza inspecciones; aplica multas; formula cargos por infracciones de confiabilidad o de calidad del servicio.	https://www.sec.cl/
Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)	Operación del sistema eléctrico	Coordina la operación del sistema eléctrico nacional y de las redes medianas; asegura un suministro confiable y económico; garantiza el acceso libre a la infraestructura de transmisión; y cumple con las pautas de la CNE y la Ley General de Electricidad.	https://www.coordinador.cl/
Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)	Evaluación ambiental de proyectos	Supervisa la evaluación ambiental de proyectos energéticos; otorga la aprobación para el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución conforme a la normativa ambiental vigente.	https://www.sea.gob.cl/

Listado de principales normativas del sector eléctrico dictadas en los últimos años:

El siguiente cuadro resume los artículos más relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y de la normativa complementaria, organizados por segmento del mercado eléctrico. Este esquema permite identificar rápidamente las disposiciones aplicables a la generación, la transmisión, la distribución y las restricciones a la integración vertical, facilitando la comprensión del marco regulatorio chileno para inversionistas y actores del sector.

Nombre normativa	Fecha publicación	Link
Leyes		
Ley N° 21.305 de Eficiencia Energética	13-02-2021	Ley Eficiencia Energética
Ley N° 21.721 de Transición Energética	27-12-2024	Ley Transición Energética
Ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria	30-04-2024	Ley N°21.667
Reglamentos		
Decreto N° 19, que modifica el Decreto Supremo N° 61, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de etiquetado de consumo energético para vehículos motorizados livianos y medianos.	29-09-2025	Descargar
Decreto N° 26 que modifica el Decreto Supremo N° 160, de 2008, del entonces Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento , distribución y abastecimiento de combustibles líquidos.	17-09-2025	Descargar
Decreto N° 51, que modifica el Decreto N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de planificación energética de largo plazo.	03-06-2025	Descargar
Decreto N° 96, que introduce modificaciones a los decretos que indica, conforme a lo dispuesto en la Ley N° 21.582, que suprime o modifica la intervención de notarios en trámites, actuaciones y gestiones determinadas.	23-04-2025	Descargar
Decreto N° 14, que aprueba el reglamento que establece el procedimiento para la fijación de estándares de eficiencia energética vehicular y las normas necesarias para su aplicación.	23-08-2024	Descargar
Decreto N° 13, que aprueba el reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno (Reglamento Hidrógeno).	24-06-2024	Descargar

Listado de principales normativas del sector eléctrico dictadas en los últimos años:

El siguiente cuadro resume los artículos más relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y de la normativa complementaria, organizados por segmento del mercado eléctrico. Este esquema permite identificar rápidamente las disposiciones aplicables a la generación, la transmisión, la distribución y las restricciones a la integración vertical, facilitando la comprensión del marco regulatorio chileno para inversionistas y actores del sector.

Nombre normativa	Fecha publicación	Link
Reglamentos		
Decreto N° 70, que modifica el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, e introduce modificaciones a los Decretos que indica.	05-06-2024	Descargar
Decreto N° 11, que aprueba reglamento que fija procedimiento para la elaboración y evaluación del Plan Nacional de Eficiencia Energética (Reglamento Plan Nacional de Eficiencia Energética)	18-05-2023	Descargar
Decreto N° 12, que aprueba el reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos.	17-05-2023	Descargar
Decreto N° 4, que aprueba el Plan Nacional de Eficiencia Energética.	25-04-2023	Descargar

InvestChile Agencia de Promoción de la Inversión Extranjera

InvestChile, la Agencia de Promoción de la Inversión Extranjera, promueve al país como destino de inversión (IED) y Hub de América Latina para negocios globales, siendo el puente entre sus intereses y las oportunidades de negocio existentes, por medio de asistencia personalizada y gratuita para facilitar la instalación y expansión de la inversión.

¡REVISA NUESTROS
SERVICIOS Y HAGAMOS
REALIDAD TU PROYECTO!

HubSpot

Reconocimiento
Internacional Hubspot
Caso de Éxito

2020

SITE
SELECTION
MAGAZINE

Mejor Agencia de
Promoción de Inversiones
de América del Sur

2019, 2020, 2021 y 2022



International Business
Magazine Award
Winner

2019

WEBAWARDS
2017

Government Standard
of Excellence

Government Standard
of Excellence WEB
AWARDS

2017

Asesoramos, Conectamos, Apoyamos

¡Más de 700 empresas asesoradas cada año!
¡Encuentra todo lo que necesitas en InvestChile!

EN CADA ETAPA	Servicios gratuitos especializados
PROSPECCIÓN	Conocimiento e Información • Estadísticas de IED, datos y oportunidades de negocio • Aspectos destacados del mercado • Asesoría legal y fiscal • Información sobre costos de instalación • Carteras de proyectos públicos y licitaciones
LANDING	Guía y Acceso • Asesoría sectorial experta en diversos idiomas • Soporte legal para la puesta en marcha • Contacto con actores clave y visitas a terreno • Asistencia en la postulación a incentivos y programas públicos • Integración a la Red de Apoyo para la instalación de proyectos en regiones

EN CADA ETAPA	Servicios gratuitos especializados
PRE INVERSIÓN	Promoción y Asesoría • Reuniones con actores públicos y privados • Agenda para delegaciones de inversionistas • Giras de inversión, conferencias y talleres • Incentivos a la inversión y programas especiales
REINVERSIÓN EN EMPRESAS	Soporte Permanente • Asistencia para desarrollo de proyectos de empresas ya instaladas • Gestión de entorno y clima de inversión (Policy Advocacy) • Asesoría online gratuita para la solución de inquietudes • Apoyo para obtención de Visa Inversionista • Seguimiento de imprevistos y gestión ante organismos públicos • Gestión de prensa • Asesoría en iniciativas de valor agregado y desarrollo sustentable • Conexión con actores públicos y privados para fomentar sinergias y cooperación