

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

N° 20-04

2020

Non-conventional renewable sources and smart grids in Brazil and Chile

Gustavo López, Alex F. Pérez, John García,
Juan Camilo Arbeláez, Silvia Chaparro.

Fuentes renovables no convencionales y redes inteligentes en Brasil y Chile¹

Non-conventional renewable sources and smart grids in Brazil and Chile

Gustavo López Álvarez²

Alex F. Pérez Libreros³

John García Rendón⁴

Juan Camilo Arbeláez⁵

Silvia Chaparro⁶

Resumen

Este paper presenta los avances que han tenido en fuentes de energías renovables no convencionales y redes inteligentes dos de los mercados que más han avanzado en Latinoamérica sobre el tema, Brasil y Chile. Brasil igual que Colombia depende en gran medida del agua para generar energía, lo que ha implicado deforestación y emisiones de gases efecto invernadero y, por tanto, en años recientes ha hecho esfuerzos para fomentar el crecimiento de la generación de energía solar y eólica. En 2015 se posicionó como el octavo país a nivel mundial con generación eólica y en 2017 se construyó la central más grande de energía solar fotovoltaica, con una capacidad instalada de 1097 MW. Por su parte Chile, en la estrategia nacional de energía 2012-2030, sus dos pilares principales de esta estrategia son el incremento en las energías renovables no convencionales, en 2019 del total de la capacidad instalada, el 18% fue en eólica y solar, y el énfasis en la eficiencia energética.

Abstract

This paper presents the advances Brazil and Chile have made in non-conventional renewable energy sources (NCRE) and smart grids. Brazil, like Colombia, is highly dependent on water to generate energy, which has led to deforestation and greenhouse gas emissions; therefore, in recent years Brazil has made efforts to encourage the growth of energy generation with NCRE. In 2015, it positioned itself as the eighth country in the world with wind generation and, in 2017, the largest solar photovoltaic power plant was built. In addition, in Chile's national energy strategy 2012-2030, its two main cornerstones of the strategy are the increase

¹ Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: "Política, regulación y mercados", con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez a una versión preliminar.

² Profesor del Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: glopezal@eafit.edu.co

³ Asistente de investigación del Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: afperezl@eafit.edu.co

⁴ Profesor de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co

⁵ Investigador, XM Expertos en Mercados S.A. Correo electrónico: jarbelaez@xm.com.co

⁶ Investigadora, XM Expertos en Mercados S.A. Correo electrónico: smchaparro@xm.com.co

in non-conventional renewable energies, in 2019 of the total installed capacity was 18% wind and solar, and the emphasis on energy efficiency.

Palabras clave:

Mercado eléctrico Brasileiro, Mercado Eléctrico Chileno, Transición energética, FNCER, Redes Inteligentes.

Key Words:

Electricity market in Brazil; Electricity market in Chile; Solar energy photovoltaic and win energy; Energy transition; Smart Grid.

JEL Classification:

D47; L11; L51; L78.

A. BRASIL

1. El Sector Eléctrico Brasileiro

Brasil es el décimo consumidor más importante de energía de todo el mundo y el tercero más grande del hemisferio occidental, solo detrás de Estados Unidos y Canadá. Para el año 2016 es el octavo país en el mundo en cuanto a la capacidad instalada de generación, con aproximadamente 150 GW (CIA, 2018). El primer lugar lo ocupa China con 1646 GW que representan el 22,4% del total mundial. En cuanto a las fuentes renovables no convencionales de generación de energía (FNCR), el líder mundial es también China con un total de 359 GW instalados para 2018, los cuales constituyen aproximadamente el 23% de la capacidad mundial. Brasil ocupa el décimo lugar con 16,7 GW instalados (IRENA, 2019).

La potencia instalada en energía eólica llegó a 14,4 GW en 2018, el 82.6% de toda la capacidad instalada en FNCR. Con relación a la energía solar se tienen 2,3 GW instalados para 2018, representando el 17,4% restante de la capacidad instalada en FNCR. En el Gráfico 1 se observa la evolución de la capacidad instalada total y por tipo de tecnología en Brasil para el periodo 1990-2016. Se destaca un rápido crecimiento de la capacidad instalada en el país, pasando de poco más de 50 GW en 1990 a tener poco más de 150 GW en 2016. Por otro lado, la matriz energética de Brasil siempre ha estado hidro-dominada, pero en los últimos años los combustibles fósiles han ganado una mayor participación, seguidos de la Eólica, y la Biomasa.

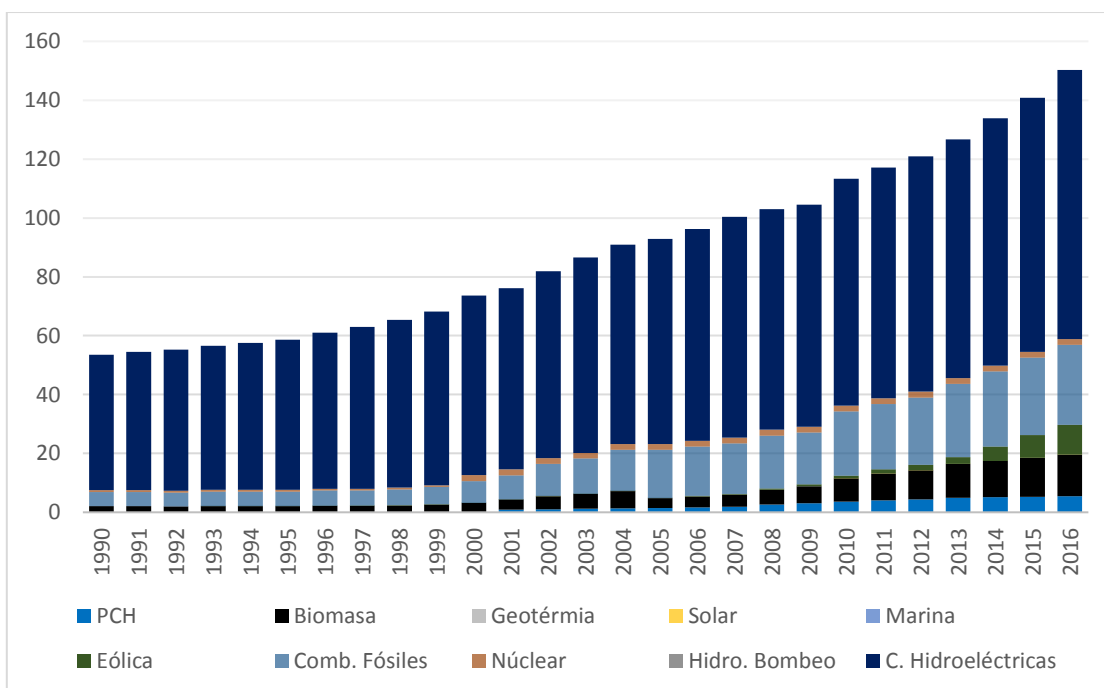


Gráfico 1. Capacidad instalada por fuentes de energía (GW). Fuente: Velandia y Vargas (2017) a partir de Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2016).

En el Gráfico 2 se tiene la generación total de electricidad en Brasil para el año 2018 desagregado por fuente. De los 636,4 TWh que se generaron en el país en el año 2018, la gran mayoría son energía renovable (529,5 TWh; 83.2%), con las FNCER representando un 16,6% (105,6 TWh). Esto hace de la matriz energética de Brasil una de las más limpias de entre todos los países del mundo, a pesar del enorme tamaño de su economía.

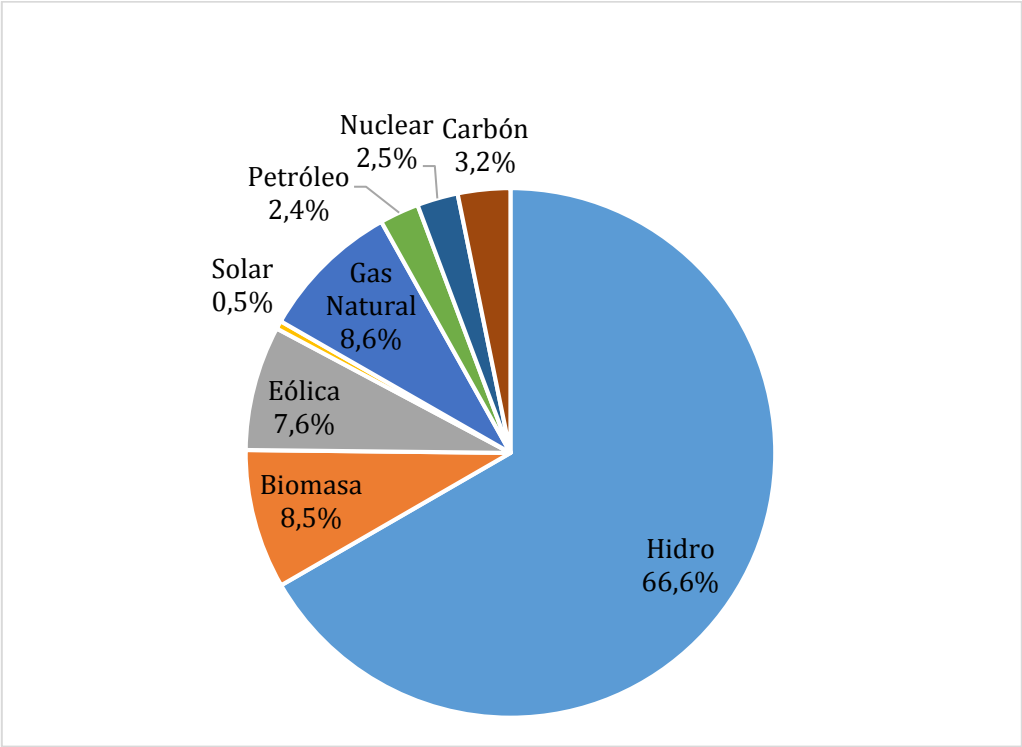


Gráfico 2. Generación por tecnología 2018. Fuente: Empresa de Pesquisa Energética (2018).

En Brasil el apoyo a las grandes centrales hidroeléctricas ha sido notable. Incluso actualmente las condiciones para que otras tecnologías compitan con las grandes centrales hidroeléctricas en el mercado son complejas. La vida funcional de una central hidroeléctrica es más larga que el tiempo que lleva pagar un préstamo por el capital inicial y los costos de construcción de la central (amortización). Dado que la mayoría de las centrales hidroeléctricas tenían sus costos de capital amortizados antes de la liberalización del mercado de la electricidad de Brasil, los costos de financiación del proyecto ya no se ven reflejados en los costos variables de operación de la central. Estas centrales hidroeléctricas solo tienen que recuperar los costos operativos y, por lo tanto, tienen más flexibilidad para establecer los precios en el mercado libre, donde los consumidores negocian los suministros de energía directamente con generadores y comerciantes. Estas centrales eléctricas, por lo tanto, compiten asimétricamente con otras tecnologías que están entrando al mercado como son la Solar y la Eólica. Esto dificulta que las nuevas tecnologías ingresen al mercado de generación y compitan en

igualdad de condiciones con las centrales hidroeléctricas ya establecidas (Bradshaw, 2018; Cavaleiro y Silva, 2005).

2. Estructura Institucional del Mercado Eléctrico

El operador del mercado eléctrico en Brasil es la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) que fue creada en 1999 con el fin de operar el mercado eléctrico y promover la comercialización de energía en el país de tal forma que sea atractiva para nuevos inversionistas. El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) optimiza la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con foco en el aseguramiento de una oferta adecuada a costos razonables y este hace parte de la CCEE. En general, la CCEE suministra el ambiente para las actividades de intercambio de energía (transacciones de corto plazo y largo plazo), mejorando soluciones de acuerdo con las necesidades del mercado con integridad, transparencia y viabilidad. Además, se encarga de llevar a cabo las subastas para la venta de energía para las compañías de distribución en el mercado regulado. Entre sus atribuciones principales se incluyen: 1) Manejo de cuentas, 2) Registro de los contratos de potencia, 3) Divulgación de información y resultados del mercado, 4) Entrenamiento para agentes e instituciones, 5) Seguimiento a innovaciones tecnológicas que permitan la mejora en la operación del mercado, 6) Medición de la generación y el consumo.

Cada mes CCEE calcula y compara, agregando todas las empresas asociadas, la Disponibilidad de Potencia y los Requerimientos del Sector. Entre los Requerimientos se consideran el consumo, la producción, y las compras y ventas de potencia. Las diferencias entre Requerimientos y Disponibilidades se ajustan en el Mercado Spot mediante el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD). El funcionamiento del mercado es regulado y supervisado por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). ANEEL también establece las tarifas, registra los contratos de potencia, mide la generación y el consumo, se encarga de la capacitación para agentes e instituciones. Además, cumple la función de garantizar la universalidad de los servicios, otorgar las concesiones de generación, organizar y promover las subastas de electricidad. Por otro lado, el Gobierno participa activamente en la regulación para: 1) Asegurar la oferta de energía, 2) Proteger los niveles de potencia, y 3) Planear la expansión de la red a regiones remotas del país.

Otras entidades:

El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) tiene como función la definición y sugerencia de políticas del sector, enfocadas en el aseguramiento de la oferta y uso eficiente de los recursos energéticos nacionales para mantener las menores tarifas a los consumidores. Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía (MME) tiene como función principal la planeación, administración y desarrollo de legislación sobre el sector; supervisión y control de ejecución de políticas energéticas; las responsabilidades también cubren el sector de minería. Actualmente el MME es el

responsable de garantizar las concesiones y permisos para la explotación de los servicios y recursos del sector eléctrico.

La Empresa de Investigación Energética (EIE) se encarga del estudio e investigación para proveer soporte técnico a elementos de planeación de largo plazo como la planeación de la generación y la transmisión. El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) se asegura de que el suministro de electricidad sea adecuado y sus funciones incluyen, principalmente, monitorear el desempeño del mercado mayorista. Para ello, se asegura de que exista una oferta adecuada de energía, identificando riesgos y desarrollando propuestas para predecir y resolver situaciones de riesgo.

Aspectos regulatorios:

De las instituciones anteriormente mencionadas ANEEL tiene el papel más activo en el sector. Se destaca que esta institución debe establecer una agenda regulatoria para cada período de dos años. Actualmente está vigente la Agenda Regulatoria 2019/2020 (ANNEEL, 2019b). Se destaca que hay tres modalidades de regulación:

- Regulación técnica de patrones de servicio: G, T, D, C.
- Regulación Económica (tarifas y mercado).
- Regulación de los proyectos de investigación, desarrollo y eficiencia energética.

La Ley 9427 de 1966 define que ANEEL tiene a su cargo las políticas y directrices del gobierno federal para la exploración de energía eléctrica y el aprovechamiento de los potenciales hidráulicos y regular los servicios concedidos, permitidos y autorizados, expidiendo los actos regulatorios necesarios. También debe identificar las nuevas disposiciones legales que requieran reglamentación o la resolución normativa ya publicada que pueda ser mejorada. Realizados los estudios necesarios, la Superintendencia de Regulación de Servicios de Generación (SRG) somete la propuesta a la Dirección y realiza la Audiencia Pública. Otras de las funciones establecidas para ANEEL en la Ley son la planeación y la programación de la operación del SIN. Los resultados de estas actividades tienen consecuencias sobre la operación del sistema eléctrico y sobre la formación del PLD.

3. Funcionamiento del Mercado

En el Sector Eléctrico Brasileiro existen 2 mercados. En el Mercado Regulado participan las compañías distribuidoras y los consumidores finales, cuya relación comercial está totalmente regulada por ANEEL. Las compañías de distribución pueden pedir y recibir una determinada tasa (tarifa) para el suministro de energía que ofrecen. En el Mercado Libre participan los grandes consumidores libres, las compañías generadoras y comercializadoras. Estos agentes negocian libremente las cantidades y los precios.

En el mercado libre operan los Mercados de Contratos entre agentes y el Mercado Spot de electricidad. La reforma de 2004 del sector establece la normativa sobre los acuerdos contractuales que se pueden formar en el mercado brasileiro de electricidad (Dutra y Menezes, 2015). Los contratos de energía (cantidad) son contratos estándar

financieros a un plazo determinado, y cuyo ganador se elige mediante una subasta en el caso de los usuarios regulados, o es de libre contratación para el caso de los agentes no regulados. Los ingresos obtenidos por el generador son el producto de la cantidad de energía contratada (MWh) por la oferta ganadora o por la libre negociación (R\$/MWh). Las diferencias entre el monto contratado y la energía producida se liquidan al Precio Spot. El precio a corto plazo en el modelo brasilero el PLD. Este es el precio sombra calculado semanalmente a través de modelos de optimización de despacho que tienen en cuenta los costos marginales de operación de las diversas plantas y su disponibilidad y varía de forma regional.

Aunque en el Mercado Spot de electricidad se da una gran importancia a la competencia de mercado, las centrales hidroeléctricas del país tienen condiciones relativas de participación muy favorables (Bradshaw, 2018). Además de los bajos precios que ofertan las hidroeléctricas en el mercado, en la práctica, las reglas de despacho centralizado dan prioridad a la energía hidroeléctrica. Las plantas hidroeléctricas se consideran plantas de carga básica imprescindibles que siempre están "encendidas" para mantener el voltaje, la frecuencia y la confiabilidad de la red eléctrica. Estas plantas, al igual que las centrales nucleares, pueden suministrar electricidad casi continuamente su despacho es de importancia primaria. La implicación de esta normatividad es que el operador de mercado da menor prioridad a otras fuentes, como la biomasa, la eólica y la solar.

Los Distribuidores y Comercializadores están obligados a contratar el 100% de su carga en el Mercado Spot, a través de subastas públicas. Los precios máximos están definidos por el MME. Además, los inversionistas compiten por concesiones y venden energía en contratos de largo plazo. Una forma breve de describir la formación de una tarifa, ej. el caso de los consumidores regulados sería: 1) Los inversionistas en generación compiten por la venta de energía de largo plazo, 2) Los generadores participan en las subastas de formación de precios (ej. Mercado Spot), 3) Los Distribuidores y Comercializadores realizan sus funciones y se encargan de que la energía vendida llegue a los centros de consumo, y 4) los consumidores finales pagan la tarifa final de la electricidad. Siguiendo la división entre mercados anterior, en Brasil se establecieron dos ambientes para la celebración de contratos de compra y venta de energía eléctrica entre agentes.

Ambiente de Contratación Regulada (ACR)

En el ACR participan agentes de generación y distribución de energía. Bajo este modelo, la compra se da por parte de las distribuidoras por medio de subastas destinadas a reducir el costo de la energía, proyectos que pasan a ser licitados solo sí se obtienen los permisos ambientales. Las subastas que se realizan en este ambiente ocurren de manera anual y suelen tener las siguientes descripciones:

- A-5: Proyectos hidroeléctricos, cuyo plazo para entrega de energía es de 5 años y la vigencia de los contratos celebrados con los distribuidores de electricidad son de 15 a 30 años.

- *A-3*: Proyectos hidroeléctricos y térmicos pequeños, cuyo plazo para entrega de energía es de 3 años y la vigencia de los contratos celebrados con los distribuidores de electricidad es de 15 a 30 años.
- *Energía de reserva (en espera)*: Corresponden a los mismos contratos sin una periodicidad definida. Estos tipos de subastas han sido usadas para licitar proyectos de generación a partir de fuentes alternativas (caña de azúcar y energía eólica), con contratos para la venta de energía de 10 a 30 años.
- *Líneas de Transmisión (LT) y Subestaciones (SS)*: Usualmente estos tipos de licitaciones de proyectos se realiza cada seis meses, con contratos de 30 años, para la persona que ofrezca la menor Renta Anual Permitida (RAP).

Ambiente de Contratación Libre (ACL)

Involucra agentes de generación, comercializadores, importadores y exportadores de energía, junto con los grandes consumidores libres. En 2002 mediante la Ley 10438 se crea el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA por sus siglas en portugués). Con esta Ley buscaban incorporar recursos renovables de origen eólico, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas. El mecanismo de remuneración consistía en contratos de suministro de energía por 20 años (Santos, 2013). En el Gráfico 1 se observa el rápido crecimiento en capacidad instalada de recursos de biomasa y eólicos a partir del año 2006. Este programa utiliza las *Feed-in-Tarif (FIT)* y creó esquemas de fomento a la energía renovable (IRENA, 2015; Factor, 2017):

- *Balance Neto para pequeños productores (Net Metering)*: Para productores con generación solar, biomasa, hidráulica y eólica menores a 1 MW.
- *Financiamiento preferencial*: Otorgamiento de financiación con tasa de interés bajas para proyectos con proveedores de productos y servicios locales.
- *Fondo de Desarrollo Energético (CDE)*: con el fin de promover proyectos de energías renovables.
- *Programa INNOVA ENERGÍA 2013*: Con el fin de financiar y subsidiar proyectos de I + D.
- *Acceso a la red para renovables*: Descuentos en las tarifas de transmisión distribución en proyectos de 30 MW hidráulicos, solares, eólicos y de biomasa.
- *Incentivos fiscales*: Exenciones de impuestos para equipos de energía eólica y fotovoltaica y un régimen especial de incentivos para el desarrollo de Infraestructura para proyectos de electricidad y cogeneración de energía renovable.
- *Descuento en peajes de acceso* de al menos el 50% para solar, eólica y biomasa de hasta 30 MW.
- Además se crea un programa de electrificación rural, denominado *Luz para todos*, el cual incluye expansión de la red, sistemas de generación distribuidos en redes aisladas y micro redes.

Como se puede observar, entre los incentivos adoptados por este país para implementar una estrategia de energía renovable se encuentran las exenciones de

impuestos como son las FIT. Este mecanismo que fue adoptado en 2004, pero reemplazado en 2011 por subastas de dos tipos: generales y para tecnologías específicas. En total se han realizado 31 subastas en Brasil de las cuales 14 son para tecnologías específicas y 2 para energía solar FV. Además, se han otorgado subsidios sobre todo en los costos de inversión de plantas de generación en zonas no interconectadas. Adicionalmente, desde 2012 se han realizado esfuerzos en materia de energía distribuida a través de un esquema de medición neta (Washburn y Pablo-Romero, 2019).

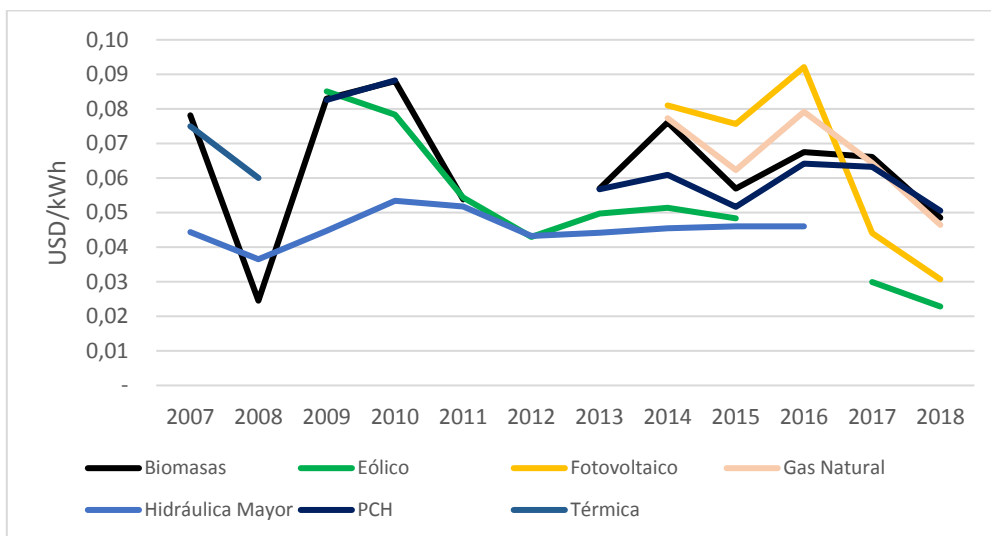


Gráfico 3. Precios promedio de las subastas por tecnología. Fuente: ANEEL (2019a).

En el Gráfico 3 se puede observar la caída que han presentado los precios promedio de las subastas entre 2007 y 2018 para cada una de las tecnologías en Brasil. Los primeros resultados de las subastas para la tecnología eólica iniciaron en el año 2009 con un precio promedio de 0,09 USD/kWh y en el año 2018 llegaron a 0,02 USD/kWh, lo que representa una reducción en el precio de cerca del 73%. Con relación a la energía solar fotovoltaica los primeros datos de precios para contratos se dan en el año 2014 con 0,08 USD/kWh descendiendo a 0,03 USD/kWh lo que representa una reducción del 62%.

Los resultados de las subastas de energía han dejado 36 GW de nueva capacidad entre diciembre de 2005 y septiembre de 2016. En el Cuadro 1 se puede contemplar cómo esta nueva capacidad total se debe a las diferentes tecnologías de generación disponibles en Brasil.

Cuadro 1. Nueva Capacidad Instalada en MW por subastas

Tecnología	Nueva Capacidad Instalada en MW	%
Térmica	13.674	38%
Gas Natural	5.601	15.5%
ACPM	4.770	13%
Carbón	968	3%
Diesel	543	1.5%
Otro	1.793	5%
Hidráulica	12.868	36%
Eólica	6.630	18%
Biomasa	2.216	6%
Solar PV	679	2%
Total	36.067	

Fuente: ANEEL (2019a).

En 2017 se realizaron dos subastas en las que se contrataron en total 39 MW y 574 MW. La primera (A-4) tenía por objeto contratar nueva generación hídrica, eólica, fotovoltaica y de biomasa, las cuales deberán empezar a suministrar la energía el 1 de enero de 2022. La segunda (A-6) con el objeto de contratar nueva generación de proyectos hidroeléctricos, eólicos, de carbón y gas natural en ciclo combinado, y de biomasa, para iniciar el suministro en 2024.

4. Políticas de expansión del mercado

Además de las medidas de conservación de energía, los responsables políticos respondieron a la crisis energética creando una serie de apoyos gubernamentales para fomentar los mercados de fuentes de energía renovables. En 2002, el Programa de incentivos para la energía alternativa en electricidad (Proinfa) introdujo tarifas de alimentación para energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas, pero no incluyó la energía solar. En 2004, el gobierno estableció las subastas de energía como el principal mecanismo de política para atraer nueva capacidad de generación. Si bien muchas subastas se han restringido a la energía hidroeléctrica, se han realizado subastas de tecnología específica para energía eólica, solar y biomasa (Hochstetler y Kostka, 2015; Batlle, et al., 2010). Después de una ronda preliminar para garantizar la competencia, una segunda ronda de "pago por oferta" otorga las ofertas más bajas con un acuerdo de compra de energía (PPA) (Elizondo et al., 2014). El Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) otorga crédito para proyectos de energía aprobados a tasas subsidiadas.

Otra forma de alentar las fuentes de energía renovables ha sido el establecimiento y la posterior revisión de un marco nacional de medición neta. En 2012, con las reducciones de costos globales para tecnologías y equipos solares, ANEEL creó regulaciones de medición neta para reducir las barreras regulatorias para los sistemas de generación distribuida a pequeña escala. Aunque una variedad de fuentes de energía renovables es elegible bajo las regulaciones de medición neta (de Martino Jannuzzi y de Melo, 2013), fueron diseñadas esencialmente para estimular la generación de energía solar. Con 194 MW, los sistemas solares fotovoltaicos (PV) representan el 72.5% de la capacidad instalada en conexiones de generación distribuida (ANEEL, 2018).

Brasil es el mercado de energía renovable más grande de América Latina. Según proyecciones de Bloomberg, el 32% de la energía del Brasil será generada con fuentes fotovoltaicas en el 2040. Los cálculos de Clean Energy LA indican que para entonces las inversiones en fotovoltaicas llegarán a los 15 billones de reales brasileños por año. Con lo cual, se esperan expansiones en los mercados de energías renovables en el país en los siguientes años con el objeto de dar fuerza a esta inminente transformación. En el Cuadro 2 se presentan las expectativas de oportunidades de inversión en capacidad para el año 2023 en Brasil.

Cuadro 2. Expectativas de inversión en Capacidad para 2023

Tecnología	Inversión en Capacidad (GW)	Cambio % con relación a la capacidad actual en la tecnología
Hídrica	85 - 119	40%
Eólica	2 - 22	967%
Biomasa	2 - 22	967%
Solar	0 - 4	3.500%
Nuclear	2 - 3	74%
Gas	11 - 20	89%
Carbón	0 - 3	≈ 0%
ACPM	0 - 4	-10%

Fuente: Clean Energy LA.

5. Políticas para la participación de los consumidores en mercado

De acuerdo con ANEEL (2012), El 17 de abril de 2012 se aprobó las normas para reducir las barreras a la instalación de generación distribuida de hasta 100 KW de potencia (micro-generación), y desde 100 KW hasta un 1 MW de potencia (mini-generación), con lo cual cualquier consumidor brasileño puede generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables e incluso suministrar energía a la red de distribución. Además, algunos consumidores pueden comprar la energía directamente a los productores. Se destaca que la norma establece un Sistema de Compensación que

permite a los consumidores instalar pequeños generadores e intercambiar energía con el distribuidor local. Esta norma aplica para fuentes hídricas, solares, biomasa, cogeneración calificada y viento. La adaptación del sistema de medición es, inicialmente, responsabilidad del usuario, pero luego el distribuidor es responsable del mantenimiento, incluyendo los costos de reemplazo.

Al mismo tiempo ANEEL aprobó normas de descuento para las tarifas de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) y del Sistema de Transmisión (TUST), para plantas solares de hasta 30 MW. Los estímulos a la generación distribuida se justifican por los potenciales beneficios que tal modalidad puede proveer al sistema eléctrico. Entre ellos, el aplazamiento de las inversiones en la expansión de los sistemas de transmisión y distribución, el bajo impacto ambiental, la reducción en la carga de las redes de transmisión y distribución, la minimización de pérdidas y la diversificación de la matriz energética (ANEEL, 2018). Brasil está experimentando un crecimiento exponencial en la generación distribuida. Desde 2016 a 2018, la capacidad instalada de generadores distribuidos creció más del 670%. ANEEL estima que la capacidad instalada de los generadores distribuidos incrementará de 674,4 MW a 4557 MW en el periodo 2018-2022. Esta agencia está tomando medidas para estimular la implementación de este sistema a los consumidores.

La micro y minigeneración, incentivadas por los recientes avances regulatorios que viabilizaron la compensación de energía excedente producida por sistemas de menor tamaño, alcanzó a principios de 2018 a llegar a 104,1 GWh con una potencia instalada de 72,5 MW. Se destaca la fuente de energía fotovoltaica con 53,5 GWh y 59,9 MW de generación y de potencia instalada, respectivamente. Como resultado de las medidas de estímulo a la generación de energía por los propios consumidores (micro y minigeneración distribuida), la ANEEL registró a finales de 2018 7610 conexiones de generación distribuida, totalizando una potencia instalada de 73,57 MW.

6. Integración de energías renovables no convencionales

El Plan Decenal de Energía (PDE) 2024 contempla objetivos de 7000 MW en centrales solares y 1319 MW en instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida, lo cual representa un objetivo de 8,7 GW en instalaciones solares. En los últimos 15 años Brasil ha utilizado el mecanismo de subastas para desarrollar principalmente la energía eólica, pero también los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la biomasa, y más recientemente la energía solar.

El sector energético brasileño ha buscado desarrollar las FNCER orientándose hacia el fomento de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la biomasa y el recurso eólico. La primera iniciativa allí implementada fue un programa en el 2004 (el PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energía Eléctrica) para contratar 3300 MW entre biomasa, PCHs (pequeñas centrales hidroeléctrica) y eólicas. El mecanismo consistió en un FIT para los primeros 20 años de operación. Los precios promedio pagados a los productores eólicos eran del orden de 14 centavos de dólar por

KWh, pero el programa fue abiertamente criticado por la eficiencia de este. Desde entonces Brasil ha mejorado el mecanismo para la integración de energías renovables no convencionales. Para ello, se han ejecutado subastas sin discriminar por tecnologías y el proceso se ha complementado con incentivos fiscales para favorecer la instalación de proyectos renovables no convencionales. En términos generales, desde la adopción en 2004 del mecanismo de subastas para Brasil, a 2013 estas han hecho posible la construcción de 16,82 GW en energías renovables diferentes a hidroeléctricas.

Con lo anterior se ha logrado que Brasil ocupe el octavo lugar en el mundo en capacidad instalada en energía eólica con sus 14,4 GW para 2018. Con relación a otras tecnologías FNCER, la capacidad instalada acumulada creció de 80 MW en 2016 a 1097 MW en 2017. La razón principal de este notable incremento de 1 GW es la instalación de 5 proyectos solares. Estos 5 proyectos adicionales permiten al suministrar energía a 420.000 hogares brasileños (IRENA, 2018). En cuanto a fuentes alternativas de energía, China ocupa el primer lugar con el 23,2% de toda la capacidad instalada del planeta, segundo está Estados Unidos con 17,8%, tercero Alemania con 8,7%, en cambio Brasil está en el décimo lugar con el 2,6% y un total de 17,2 GW instalados para 2018.

7. Políticas de eficiencia energética

Diferentes programas se están desarrollando, los cuales conllevan el establecimiento de políticas para fomentar la mejora de la Eficiencia Energética. Entre estos proyectos y sus respectivos objetivos se destacan los siguientes:

- Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEf): Orientar acciones de planificación para ahorro de energía y reducción del consumo eléctrico en 10% a 2030.
- Programa Brasileiro de Etiquetado (PBE): Es un programa con el fin de contribuir al uso racional de la energía en el país, proporcionando información de los equipos.
- RELUZ: Objetivo de implementar proyectos de eficiencia energética en el alumbrado y semáforos públicos.
- Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica (PROCEL): Fomentar y apoyar el desarrollo de leyes y reglamentos para las prácticas de eficiencia energética dirigida.
- Plan Inova Energía: Abarca líneas de innovación como redes inteligentes que distribuyen la energía de manera más eficiente, mejora en la transmisión de alta tensión a larga distancia, energías alternativas como la solar y solar térmica y el desarrollo de dispositivos eficientes para los vehículos eléctricos.

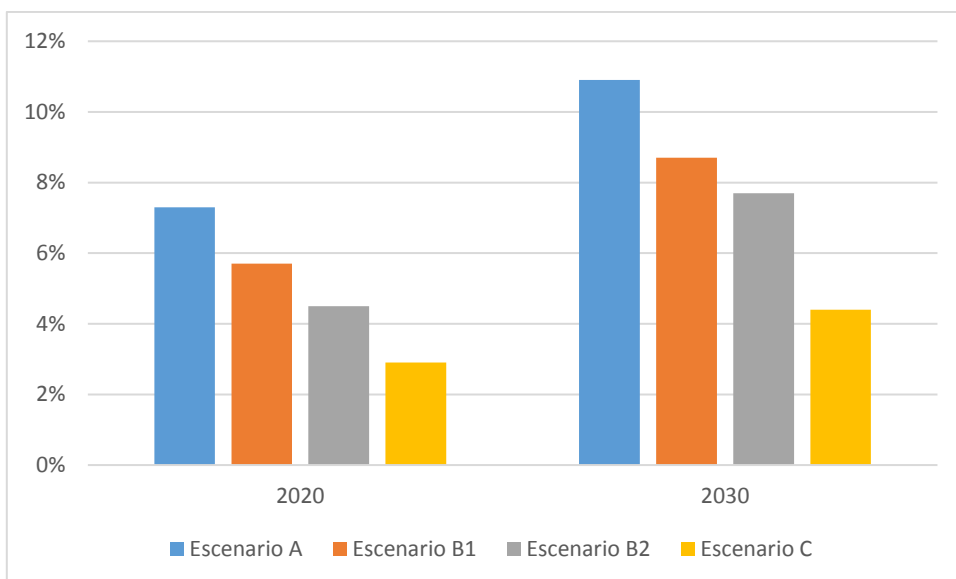


Gráfico 4. Brasil: cuota correspondiente a la mejora de la eficiencia energética en las hipótesis de demanda de energía del PNE 2020 - 2030.

8. Impactos actuales y esperados de la entrada de energías renovables

La generación eólica ha venido presentando una expansión más expresiva en los últimos años, con un crecimiento del 43,2% entre noviembre de 2015 y noviembre de 2016. En el mismo período también hubo expansión de las fuentes solares (8,4%), hidráulica (6,4%) y térmica (4%). Adicionalmente se espera que, para finales del año 2019, la energía eólica se convierta en la segunda fuente de generación de energía eléctrica en Brasil, solo después de las fuentes hidroeléctricas representando el 10% de la matriz eléctrica brasileña, en la cual a marzo de 2019 ya figuraba un 8,6%.

Con el crecimiento de la fuente de energía eólica en Brasil, el desarrollo de la infraestructura para convertir la energía eólica en energía eléctrica ha generado un aumento en la demanda de materiales esenciales para la construcción de las plantas adecuadas para estos procesos creando una oportunidad para el sector exportador de madera de balsa del Ecuador. La fuente de generación de energía solar fotovoltaica alcanzó un total de 2056 MW de potencia instalada operativa, equivalente al 1,2% de la matriz eléctrica del país. Con ello, se convierte en la séptima mayor fuente de energía en Brasil, superando a la nuclear, con 1990 MW (1,2%) en el primer trimestre de 2019.

La fuente solar fotovoltaica ha mostrado fuertes bajadas de precios, lo que ha permitido a la tecnología alcanzar un nuevo nivel de competitividad a partir de la subasta A-4 de 2017. Desde entonces, la fuente ha ofrecido electricidad a precios medios más bajos que los practicados por otras renovables, como la biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Además, se espera que esta bajada de precios continúe en los próximos años, generando que la energía fotovoltaica asuma un papel más destacado en la expansión de la matriz eléctrica nacional. La energía eléctrica generada por el sistema solar fotovoltaico de todo el mercado mayorista de electricidad brasileiro

evitará la emisión de 6,4 toneladas de CO₂ al año en la atmósfera. Adicionalmente, la expansión de la capacidad instalada y la gran incidencia de vientos en el Nordeste del país provocó el registro de sucesivos récords de generación de energía eólica en la región. Estos avances de las fuentes renovables van en la misma dirección del compromiso asumido por Brasil durante la COP21, de elevar al menos el 23% a la participación de energías renovables (además de la hídrica) en la matriz eléctrica hasta 2030.

B. CHILE

1. Estructura institucional del mercado eléctrico: Regulador, planeación, operador de mercado, operador del sistema.

El organismo político responsable del sector eléctrico chileno es el Ministerio de Energía (ME), establecido por el Parlamento chileno en 2009, el cual empezó a funcionar en febrero de 2010. El ME centraliza las actividades de desarrollo, proposición y evaluación de políticas públicas. Es responsable de los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector. Adjudica concesiones para el desarrollo de centrales hidroeléctricas, de las líneas de transmisión, de las subestaciones y de las zonas de distribución eléctrica.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) depende del ME y es la encargada de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector, y genera el plan de obras, el cual constituye una guía indicativa para la expansión del sistema a diez años. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fija los estándares técnicos del sector y vigila su cumplimiento. Fiscaliza la operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles. El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia es el organismo encargado de prevenir, corregir y sancionar las prácticas anticompetitivas. Es un órgano colegiado integrado por tres abogados y dos economistas.

Se consideran tres actividades en el mercado: generación, transmisión y distribución, desarrolladas por empresas privadas. El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), quien actúa como operador del mercado, se encarga de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operan interconectados entre sí, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. El objetivo principal del CDEC es ofrecer la operación más económica de las instalaciones del sistema eléctrico. En 2016 fue creado el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) como una entidad independiente encargada de la operación del mercado eléctrico unificado desde 2018.

El mercado en Chile opera bajo un sistema de despacho económico marginal, en el cual las empresas eligen libremente el tipo de tecnología utilizada, las capacidades de las plantas de energía y su ubicación geográfica, entre otros, mientras que el Estado es responsable de regular y supervisar el sector. Este mercado garantiza el acceso abierto a la red de transmisión sin ningún tipo de discriminación sobre las empresas generadoras, lo que permite a las empresas generadoras acceder tanto al mercado de contratos de venta de energía como al mercado spot (Saldías y Ulloa, 2008). Geográficamente, el sector eléctrico chileno se distribuye en cuatro sistemas independientes Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysen y el Sistema de Magallanes (Comisión Nacional de Energía, 2019). Existen dos sistemas autónomos no interconectados que pertenece a Isla de Pascua e Isla de los Lagos. Las características de los Sistemas Eléctricos de Chile pueden ser resumidas en la Figura 1:

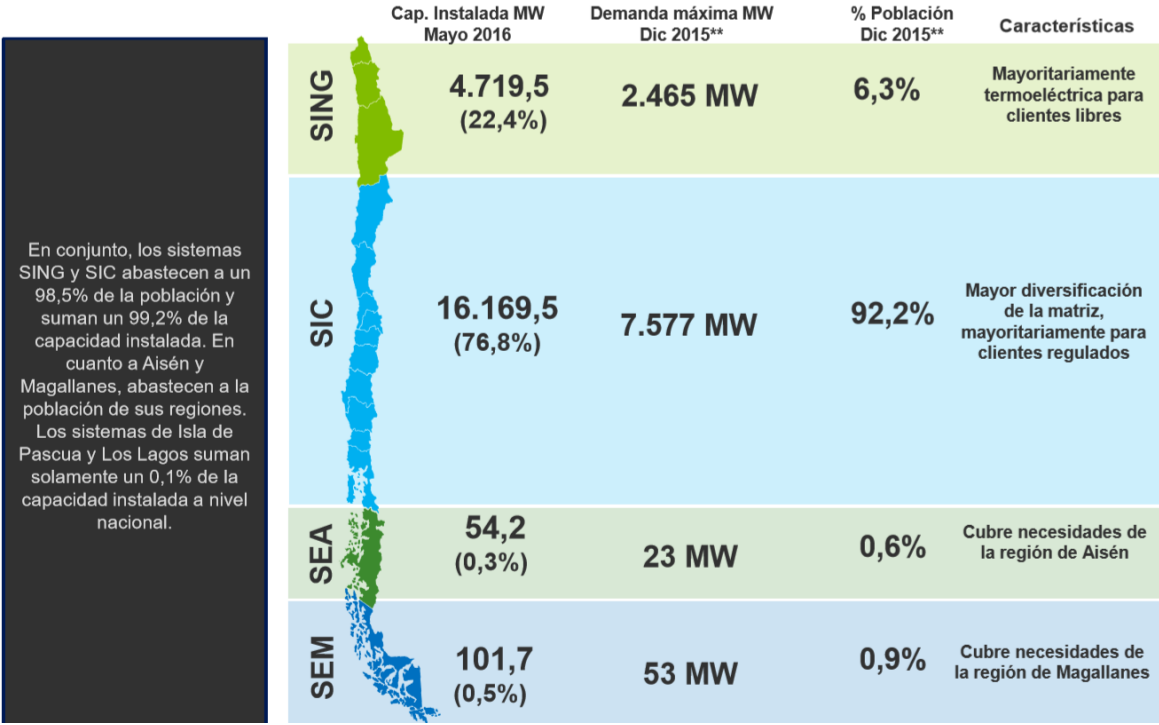


Figura 1. Características de los Sistemas Eléctricos. Fuente: Deloitte (2016).

La Generación de energía la realizan varias empresas de las cuales Endesa tiene el 36.4% de toda la capacidad instalada, AES Gener el 19.4% y Colbún 15, 8% (Rodríguez-Monroy et al., 2018). Además, el mercado eléctrico chileno tiene uno de los precios más altos de energía en América Latina. El precio de la electricidad en 2019 es de 0.18

dólares estadounidenses por kWh. A modo de comparación, el precio promedio de la electricidad en el mundo es de 0.15 dólares estadounidenses por kWh (ver Gráfico 5).

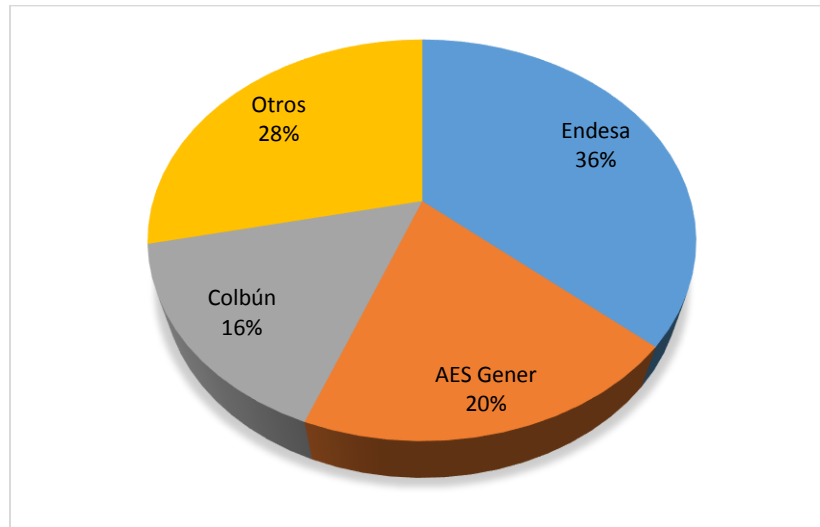


Gráfico 5. Generación de energía por empresas en Chile. Fuente: GlobalPetrolPrices (2019).

2. Funcionamiento del Mercado

En la actividad de generación, las empresas que operan en el mercado spot reciben dos clases de ingresos: el primero, corresponde a la venta de energía al costo marginal del sistema; el segundo corresponde a un valor recibido de acuerdo a la capacidad disponible de cada empresa, independientemente de su despacho. Los usuarios del sistema son de dos tipos: Regulados y Grandes consumidores o No regulados. Los que consumen menos de 2 MW en un día, los cuales son regulados. Estos usuarios compran la energía directamente a los distribuidores locales a un precio que se define por licitaciones entre generadores y distribuidores. Los consumidores grandes o libres, que demandan una potencia superior a 2MW, pueden negociar directamente con las empresas de generación mediante contratos de largo plazo.

Todas las actividades las realizan empresas privadas, pero existe regulación y supervisión por parte del Estado. El Decreto con Fuerza de Ley 4/20018 es la norma que determina el funcionamiento de los mercados relacionados con el suministro de energía eléctrica. Las empresas operadoras o propietarias de sistemas de transmisión deberán estar constituidas como sociedades anónimas y no podrán realizar actividades que comprendan de cualquier forma la generación o la distribución de electricidad.

Las empresas de generación son remuneradas por servicios de suministro de energía y por capacidad disponible. La energía se refiere al consumo efectivo y se remunera por el costo marginal en el nodo relevante o según los Acuerdos de Compra de Potencia

(Power Purchase Agreements, PPA). Los pagos por capacidad remunerar a las compañías de generación por tener la capacidad disponible para el sistema. La capacidad firme se determina para cada planta generadora y se paga según el costo marginal de expansión de capacidad del sistema, calculado por la CNE.

Las ventas de energía se hacen a través de PPA firmados con compañías de distribución o con clientes no regulados. Las empresas que producen menos de lo que han contratado deben recurrir al mercado spot al costo marginal determinado. En 2017 se unificaron los sistemas del Norte Grande y del Centro Sur: *“Por las características de la geografía nacional, es un sistema único en cuanto a longitud, alcanzando 3.100 Km y abarcando casi la totalidad del territorio nacional, desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur. De esta manera, su capacidad instalada asciende 23.124 MW la cual tiene como objetivo atender una demanda máxima de 11.000 MWh” (ISA interchile, 2018).*

La actividad de transporte (transmisión) de energía eléctrica está regulada por la Ley 19940 de 2004, incorporada como “Título III de los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica”, al decreto con fuerza de Ley No. 1 de 1982. Esta define la transmisión como el *“conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión”*. Se estableció que la tensión debería ser mayor o igual a 220 kilovoltios. La transmisión se remunera mediante peajes por el uso de la red, pagados en 80% por las empresas generadoras y en 20% por los clientes no regulados. Las tasas se diseñan para un retorno anual de 10% sobre los activos de transmisión. Los costos de operación, mantenimiento y administración de la red (COMA) son un cargo adicional.

Los activos de transmisión son de libre acceso y las compañías de distribución están obligadas a trasladar el precio de compra de la energía a sus clientes regulados, adicionando el valor agregado de distribución. Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas y no podrán participar *“ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad” (Decreto con Fuerza de Ley 4 de 2007)*. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal.

Según la Comisión Nacional de Energía (2019) la capacidad instalada para generación del año 2019 en Chile era de 25 mil MW de los cuales el 53.3% corresponde a tecnologías que utilizan combustibles fósiles y 46.7% a renovables. Además, la capacidad instalada en FNCER es de 4733 MW que reasentan el 19.3% de toda la capacidad instalada (véase Cuadro 3 y Gráfico 6).

Cuadro 3. Capacidad instalada por tecnología en 2019.

TECNOLOGÍA	MW	%
Biogas	60	0.244
Gas	4549	18.674
Carbón	5090	20.879
Petróleo y derivados	3339	13.631
Cogeneración	18	0.075
Eólica	1758	7.279
Biomasa	359	1.468
Geotérmica	40	0.263
Hidro	6705	27.472
Solar	2576	10.519
TOTAL	24494	100

Fuente: Comisión Nacional de Energía (2019).

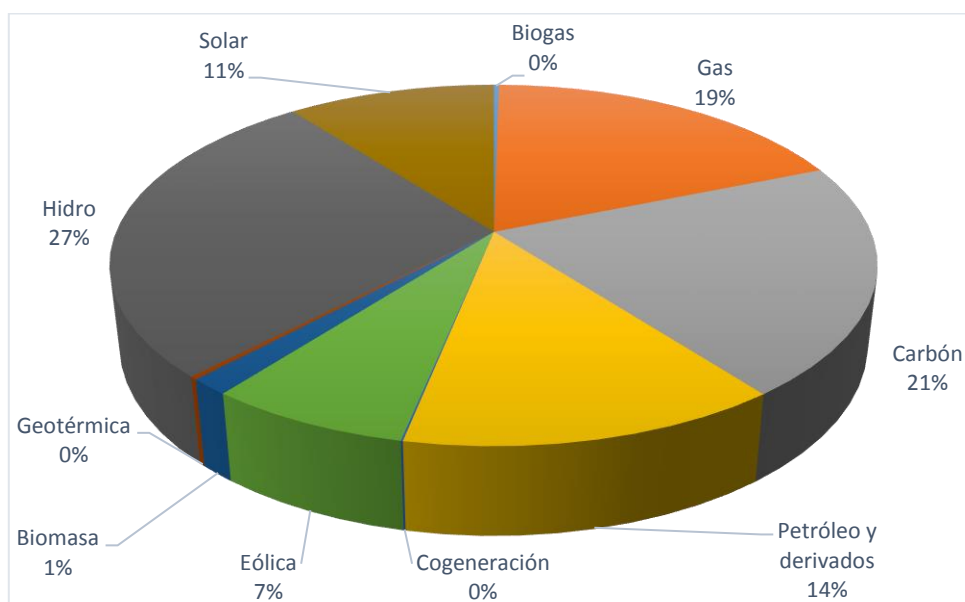


Gráfico 6. Matriz energética de Chile. Fuente: Comisión Nacional de Energía (2019).

Con relación a la generación de electricidad se presentan los Gráficos 7 y 8. El Gráfico 7 presenta la generación total de electricidad por año y fuente en TWh para Chile desde 1996 hasta 2018. Se destaca que, históricamente, las dos principales fuentes de generación han sido el carbón y la hidráulica. Por otro lado, el Gráfico 8 muestra la participación de las FER y las FNCER en la generación total. Se presenta una tendencia negativa en la participación de las FER entre el periodo 1996-2013 que se ha revertido desde 2013 gracias a los incrementos notables en la participación de las FNCER. La

brecha entre la participación de las FER y las FNCER se ha cerrado, lo cual, se relaciona con una caída en la participación de la fuente hidráulica y un aumento acelerado de la generación alternativa como la eólica y la solar.

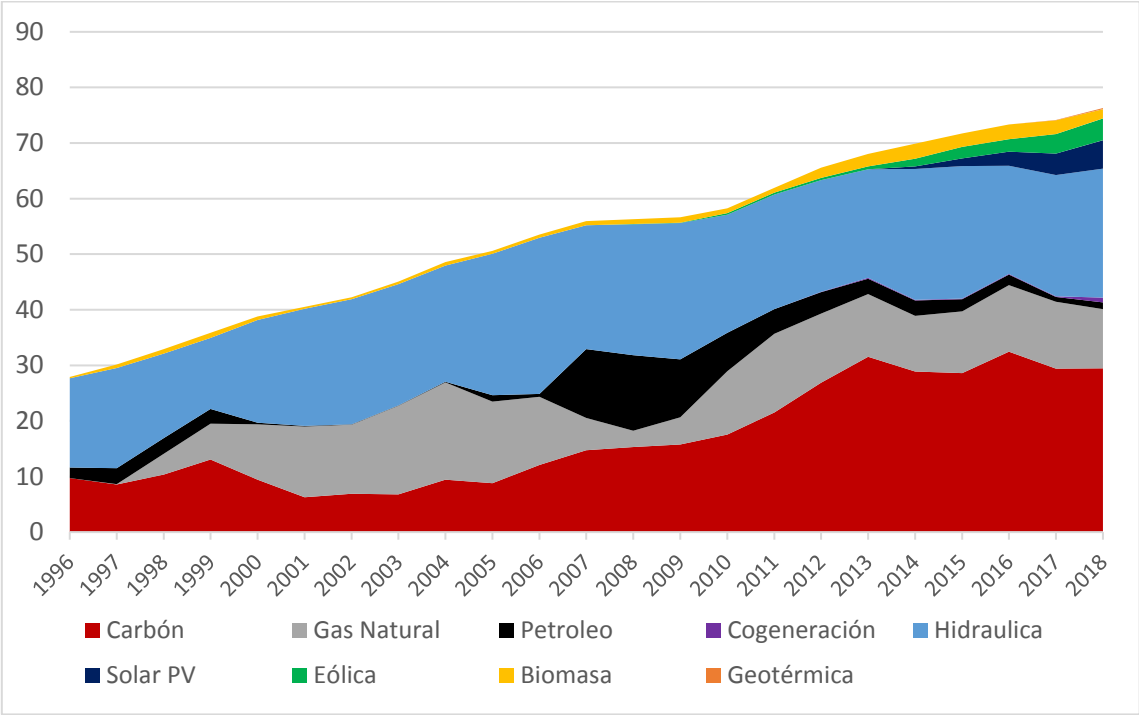


Gráfico 7. Generación por fuentes de energía en Chile (TWh). Fuente: Generadoras de Chile (2019).

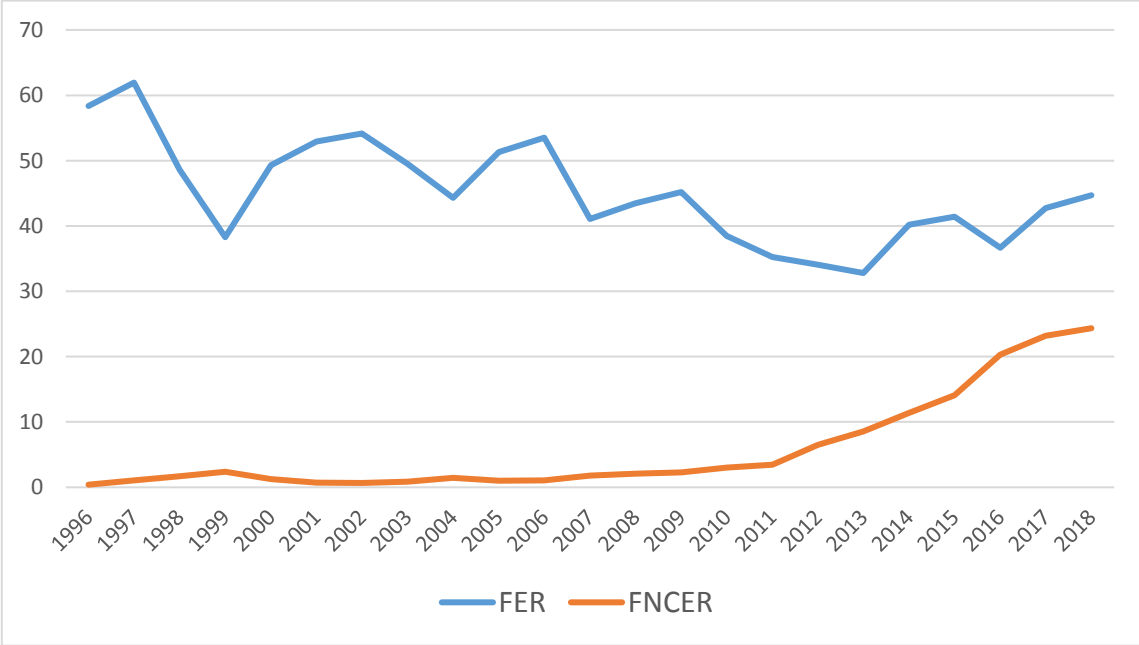


Gráfico 8. Participación de la generación con FER Y FNCER en Chile (%). Fuente: Generadoras de Chile (2019).

En el Gráfico 9 se refleja la información suministrada por la Comisión Nacional de Energía a través de la plataforma Energía Abierta, en donde se observa el desempeño en la generación de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales, como la eólica y solar fotovoltaica. Los datos muestran que la generación solar ha sido superior a la eólica en los primeros meses del año, pero en los últimos 3 meses del año 2019 (junio, julio y agosto), la generación eólica ha sido mayor, con generación en agosto de 2019 de 508 GWh-mes, representativo de un 38,14% de la generación con FERNC (1.331 GWh-mes).

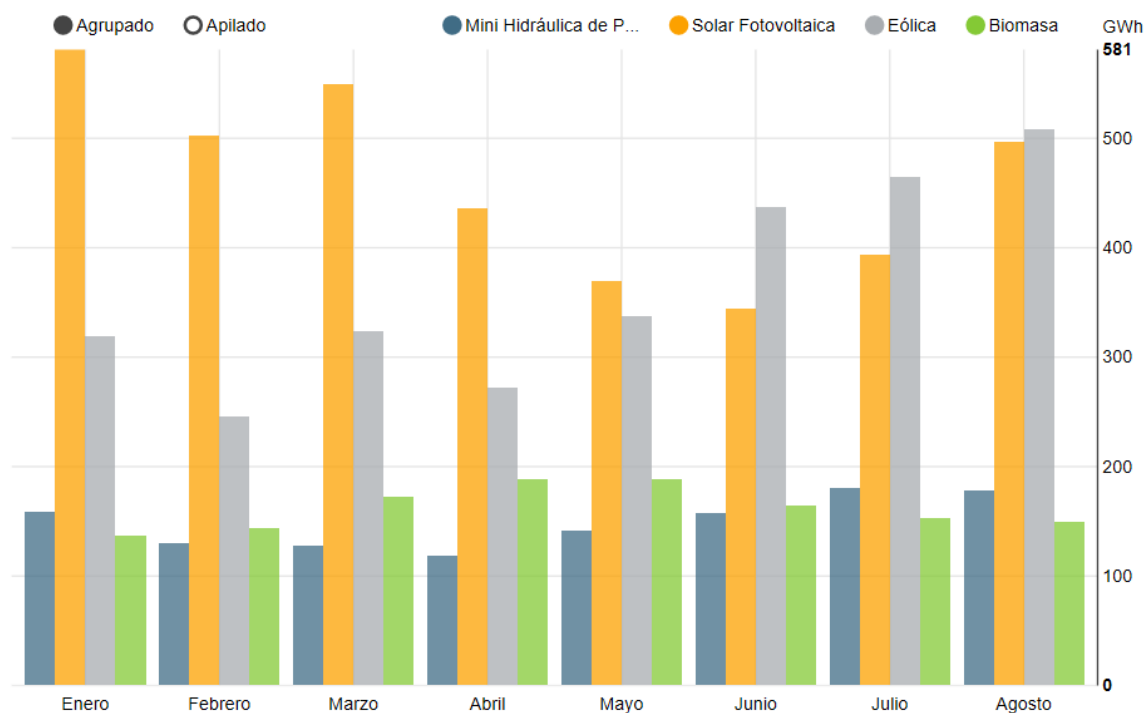


Gráfico 9. Generación bruta ERNC año 2019 en Chile. Fuente: Energía Abierta (2019).

En lo corrido del año 2019 (a falta de datos de septiembre a diciembre), la energía total generada ha sido de 9.071 GWh-año, un 70% del total generado en 2018 (12.918 GWh-año).

3. Políticas de expansión del mercado

La Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 es la hoja de ruta que ha diseñado el ME para el desarrollo del sector. Los dos pilares principales de la estrategia son el incremento en las energías renovables no convencionales y el énfasis en la eficiencia energética, los cuales forman parte de las estrategias diseñadas para convertir a Chile en un país desarrollado, las cuales incluyen temas como educación y salud. La Ruta Energética 2018-2022 es el resultado de "(...) un trabajo participativo y descentralizado"

y pretende vincular nuevas fuentes de generación, impulsar la generación distribuida y proponer alternativas de almacenamiento; pero también suministrar energía a quienes todavía no la tienen. Los recursos naturales del país, incluyendo el alto grado de radiación solar en el norte y las posibilidades eólicas en áreas determinadas, permiten alcanzar esas metas.

Cabe destacar que la economía de Chile creció a una tasa promedio de 5,4% entre 1986 y 2010, pero entre 1999 y 2009 la tasa promedio de crecimiento anual fue de sólo 3,3%, mientras que en los primeros años había sido de 5,8%. A partir de 2009 el país ha recuperado su capacidad de sostener altas tasas de crecimiento. Pero, si se esperan altas tasas de crecimiento de la economía, el sector eléctrico debe ajustarse a esas tasas. Este es un aspecto clave que los diferentes planes de desarrollo del sector energético de Chile tienen en cuenta.

El Decreto con Fuerza de Ley No. 1 de 1982, del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos) regula lo relativo a las concesiones para establecer centrales hidráulicas, subestaciones, líneas de transporte, sistemas de distribución. En cuanto a generación distribuida existe una nueva ley aprobada a fines de 2018. La ley incrementa de 100 a 300 kW el máximo de capacidad instalada que puede ser considerada generación distribuida. Por otra parte, la ley permite la instalación comunitaria de sistemas propios. La producción anual de energía en junio de 2019 fue de 38407.4 GWh. De ese total, 6635.8 GWh fueron producidas por fuentes renovables no convencionales. La potencia instalada para la misma fecha es de 25005.3 MW, y la demanda máxima en junio de 2019 fue de 10694.4 MWh.

De acuerdo con la información que suministra la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile, las generadoras que utilizan carbón en su proceso producen el 40% del total de la energía eléctrica del país. Sin embargo, *“el mercado se está moviendo hacia la descarbonización de la matriz energética mediante la adopción de acuerdos voluntarios de retiro o reconversión de centrales a carbón...”* (Agencia de Sostenibilidad Energética, 2019). El ME está buscando un acuerdo voluntario de retiro o de reconversión de las centrales que utilizan carbón para generar energía eléctrica. Para ello, se constituyó desde mediados de 2018 la Mesa de Retiro y/o Reconversión de centrales productoras en base a carbón. Se espera que los propietarios de estas centrales desarrollen sus calendarios de retiro o reconversión. Por otra parte, también es necesario expandir el sistema de transmisión para soportar el cambio propuesto. Se espera que este incremento en los costos se remunere con la reducción de los costos operacionales de las nuevas centrales que tienen menos costos de operación.

4. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

La Ley 20571 de 2012 regula el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales. Establece el incentivo a los pequeños medios de generación distribuida con base en FNCER, lo que se conoce en el mundo como “*Net Metering*”. Establece el incentivo a los pequeños medios de generación distribuida (no más de 100 kW) a inyectar su energía sobrante a la red. Las inyecciones de energía se pagan al precio que las empresas de distribución traspasan a sus clientes la energía conforme a los precios regulados fijados por decreto. La remuneración por las respectivas inyecciones de energía se descuenta de la facturación del mes correspondiente y, en caso de existir un remanente, se traslada a los meses siguientes, ajustados con el IPC. Si no es posible pagarlo con las facturas, el monto deberá ser pagado al cliente correspondiente. Esta generación puede ser reconocida para efectos de la acreditación de la obligación de inyección de electricidad con medios renovables no convencionales que tienen los generadores. Los ingresos obtenidos por los clientes finales en virtud de esta normativa no constituyen renta y no pagan el IVA.

5. Políticas para integración de renovables no convencionales

Chile es un país con un alto potencial para la generación de electricidad con energías renovables. La región norte del país tiene uno de los mejores potenciales mundiales en generación con fuente de energía solar para generar electricidad dada su sequedad y cielo despejado gran parte del año (Escobar et al., 2015). Según IEA (2018) y Santana et al. (2014) el potencial solar fotovoltaico del norte de Chile se estima en cerca de 1263 GW para capacidad instalada, la energía solar térmica en 548 GW, la energía eólica en 37 GW, y pequeñas centrales hidroeléctricas a 12 GW. Además de estos, Woodhouse y Meisen (2011) estiman que Chile tiene un potencial de 164 GW en energía mareomotriz, debido a su larga costa del Pacífico, 16 GW de fuentes geotérmicas por contener el 10% de los volcanes más activos del mundo y 1.4 GW de fuentes de biomasa.

Una de las políticas que más ha aportado al desarrollo y la explotación de la ERNC es la Ley Número 19940 de 2004. Esta Ley garantizó a los pequeños generadores cuya potencia instalada sea inferior a 9 MW el derecho a conectarse a redes de distribución. Esto implicó el notable aumento de las opciones de venta de las firmas que poseen estas plantas. Además, esta Ley introdujo una exención al pago por el uso del sistema de transmisión a los las plantas que generen con FNCER. Las que reciben exenciones más significativas son las unidades con menos de 9 MW y para unidades con una capacidad instalada de 9-20 MW se tienen exenciones menos ostensibles.

El Decreto 244 de 2006 es el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación. Se aplica a las empresas que posean medios de

generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación:

- Excedentes de potencia menores a 9 MW conectados a una distribuidora: pequeños medios de generación distribuida, PMGD.
- Medios con los mismos requisitos de potencia conectados a instalaciones de un sistema de subtransmisión: pequeños medios de generación, PMG.
- Medios de generación de fuente no convencional con excedentes de potencia de menos de 20 MW: medios de generación no convencionales, MGNC.

La Ley 20257 de 2008 introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, relacionados con la generación mediante FNCER. Esta Ley buscó que todas las empresas eléctricas que comercializaban energía lo hagan con un porcentaje utilizando FNCER. Según Palma et al. (2009) las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 200 MW deben acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% en cada año haya sido por medios de generación renovables no convencionales. Además, cabe destacar que en el ME existe una División de Energías Renovables y un Centro para las Energías Renovables.

De acuerdo con la Ley 20257 el procedimiento de transferencia del excedente de energía que tienen los generadores renovables no convencionales tiene como símil más cercano un certificado verde, es decir, un pago sobre cada unidad generada que no es establecido por un mecanismo de subasta y es libremente negociado entre las partes. Los generadores con FNCER pueden inyectar energía al sistema mediante autogeneración o la venta a terceros de los certificados de cantidad de energía que muchas empresas demandan para cumplir con su cuota de generación con FNCER.

Las inyecciones en el sistema con energía proveniente de recursos renovables se pueden realizar a través de la autogeneración, la producción comprada a terceros o mediante la compra de certificados correspondientes a las cantidades de energía requeridas [15,18]. La Ley 20698 de 2013 propone cambios sobre la obligación de generar a partir de FNCER que aumentaría gradualmente de forma anual a partir del año 2015. En el Cuadro 4 se muestra la evolución gradual de las obligaciones de generación con FNCER para las empresas generadoras chilenas.

Cuadro 4. Porcentaje de generación con FNCER según la Ley 20698 de 2013

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
%	7	8	9	10	11	12	13.5	15	16.5	18	20

Fuente: Rodríguez-Monroy et al., 2018 y García-Pizarro, 2017.

6. Políticas de eficiencia energética

En 2012 el ME emitió el documento Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. El documento plantea la necesidad de contar con los recursos energéticos suficientes para acompañar una alta tasa de crecimiento económico, y evitar el crecimiento de fuentes de energía que generan mucha polución como las termoeléctricas. El documento muestra también la preocupación por eventos como la sequía que obligó a racionar la energía eléctrica a fines de los años noventa. Este tipo de fenómenos obligan a la participación de centrales que generan con carbón o diésel. Adicionalmente, la matriz energética tenía alta dependencia del suministro de gas argentino.

Se desarrolló, entonces la Estrategia Nacional de Energía (ENE) encaminada a desarrollar una matriz que redujera la generación térmica, la cual alcanzaba el 63% del total del país. Se expidió la Ley 20257 para el fomento de las FNCER, con una meta del 10% para 2021 que fue modificada por la Ley 20698 al 13.5%. La política de eficiencia se encuentra en el capítulo cuatro del Documento “Energía 2050. Política Energética de Chile”. Básicamente se trataba de reducir en 12% la demanda de energía. Algunas de las medidas adoptadas fueron:

- Establecimiento de estándares mínimos de eficiencia en artículos que funcionan con energía eléctrica.
- Tecnologías de iluminación pública y privada más eficientes.
- Ahorro de energía en entidades públicas.

Por otra parte, se removieron los obstáculos a la generación con FNCER. Para ello, una de las medidas fue la realización de subastas para proyectos de FNCER. Según el documento, el índice de intensidad energética de Chile, con el cual se mide la energía requerida para producir una unidad de producto, muestra que el país es más ineficiente que los países de la OCDE. En el documento se afirma: “(...) *necesitamos contar con un marco regulatorio moderno que fomente e incentive la incorporación de eficiencia energética en las industrias, empresas mineras, comercio y hogares... parque vehicular más eficiente...mejores estándares de eficiencia en las construcciones nuevas...y que incentive al sector público a reducir sus gastos en energía...*” (Gobierno de Chile, 2014: p. 85). Las metas que se pretende alcanzar para 2050 son:

- 1) Garantizar que el crecimiento del consumo energético este en un ritmo similar al crecimiento de producto interno bruto.
- 2) La totalidad de los artefactos y equipos que se vendan en el mercado serán eficientes en su consumo energético.
- 3) Todas las edificaciones nuevas tendrán estándares OCDE de construcción eficiente y cuentan con sistemas de control y gestión inteligente de la energía.

Chile ha adoptado los más altos estándares internacionales sobre eficiencia energética en todos los medios de transporte. Un aspecto interesante es la incorporación de la temática energética en los sistemas de educación básica y media. Las metas para el 2050 incluyen la cultura energética en todos los niveles de la sociedad y en las instituciones públicas y privadas. Otro aspecto interesante fue el propósito de avanzar en redes inteligentes y generación distribuida. Por otra parte, cabe resaltar la importancia que se le da a la participación de los indígenas en el proceso para el suministro de energía eléctrica, quienes deben decidir sus propias prioridades en cuanto al tema del desarrollo. Para ello se estableció el Comité Consultivo de Energía 2050. La Ruta Energética 2018-2022 es la propuesta del nuevo gobierno chileno, pero habrá que esperar varios años para conocer los desarrollos reales.

7. Impactos actuales y esperados de la entrada de renovables

Chile genera electricidad principalmente mediante combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo), lo cual implica enormes cantidades de CO_2 emitidas a la atmósfera, contribuyendo a la contaminación del aire. Por otra parte, muchas industrias utilizan esos combustibles en sus procesos, contribuyendo así a empeorar la calidad del aire. En Chile, el sector eléctrico es la principal fuente de contaminación ambiental, pues para un año promedio particular casi el 70% de la energía eléctrica es generada mediante combustibles fósiles. Para el año 2035 se espera que las energías renovables constituyan el 60% de la matriz, y para 2050 al menos el 70%. Para lograrlo se recurrirá principalmente a la generación solar.

Recientemente fue aprobado un proyecto denominado Llanos del Viento, situado en Antofagasta al norte de Chile, el cual tendrá 42 aerogeneradores con una capacidad instalada de 223 MW, equivalentes al consumo anual de 168.000 hogares chilenos. Sumado a otros proyectos similares, habría un total de 800 MW de energía limpia en una región que se caracteriza por sus abundantes fuentes de energía renovable no convencional, pero es la que más centrales termoeléctricas tiene en operación actualmente. Este cambio implica que, de seguir el panorama de reducción de emisiones, se estaría logrando cumplir el objetivo más rápido de lo previsto al reemplazar las plantas termoeléctricas por capacidad instalada en FNCER en los lugares donde estas se ubican.

8. Modificaciones en estudio para el mercado de energía eléctrica

Como señalan Rodríguez-Monroy et al. (2018), la interconexión entre los dos sistemas más importantes que existen en el país (Zonas Norte y Central) mediante la línea Cardones-Polpaico de 753 km a 500 kV ha significado la posibilidad de que los generadores de energía renovable eólica y fotovoltaica puedan ingresar al sistema y

transportar toda su energía hacia los grandes centros de consumo. Por otra parte, la Ley 20571 de 2012 también da los lineamientos para todo lo relacionado con la Generación Distribuida. Esta Ley permite a los clientes regulados la venta de sus excedentes de generación a la red con capacidad máxima de 100 kW. Sin embargo, para poder realizar generación distribuida en Chile se requieren un medidor bidireccional que debe ser reportado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por un instalador debidamente autorizado. Si la instalación cumple los requerimientos técnicos se autoriza su funcionamiento y el usuario debe notificar su conexión a la empresa de distribución que corresponda. Con los incentivos establecidos en la Ley 20571 se espera que la energía solar fotovoltaica alcance en 2022 el 11% de la capacidad total de generación.

Dos hojas de ruta dirigen la planeación de la política energética de Chile actualmente: La Ruta Energética 2018-2022 y la Agenda Energética 2050. A partir de la Agenda Energética 2050, se construyó la Ruta Energética 2018-2022 como un plan más a corto plazo. La Ruta Energética 2018-2022 incluye diez compromisos nacionales, de los cuales se destacan 3 con relación a la inclusión de FNCER. Un primer compromiso busca multiplicar por cuatro la capacidad actual de generación distribuida del país. Un segundo compromiso busca la promoción de la generación distribuida a nivel residencial, incluyendo el desarrollo de fuentes de financiación para este tipo de proyectos. El tercer compromiso se propone implementar un sistema de asistencia técnica para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en instalaciones públicas.

La Agenda Energética 2050 contiene los elementos más relevantes para la política energética de largo plazo de Chile con miras a un desarrollo sostenible y un futuro energético inclusivo. El documento original se compone de 5 cuestiones principales: 1) energía sostenible, 2) relaciones con la comunidad y la pobreza energética, 3) administración del territorio, 4) uso eficiente de la energía y la cultura energética, y 5) innovación y desarrollo productivo. Sobre la base de estos 5 pilares se desarrollan objetivos más específicos como se detalla en la Figura 2. Se destaca que, entre las diferentes acciones, la gran mayoría comparte la promoción de energías renovables (la meta para 2050 es de 70% en la generación del país), la reducción de la pobreza energética, y la mejora de la eficiencia energética en el sector transporte (Comité Consultivo de Energía 2050, 2015; Rodríguez-Monroy et al., 2018). Cabe destacar que todos los 5 pilares deben estar inclinados en el cumplimiento de 4 objetivos fundamentales: 1) calidad y seguridad en el suministro de energía, 2) energía amigable ambientalmente, 3) energía como motor de desarrollo económico, y 4) eficiencia energética y educación energética.

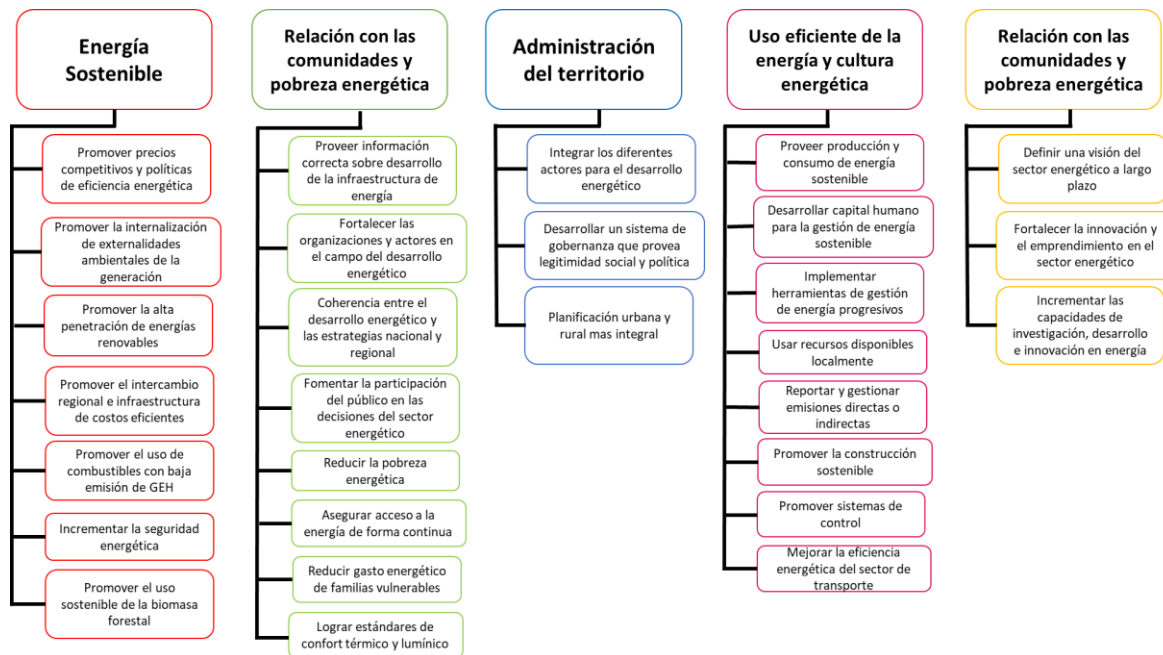


Figura 2. Resumen de la Agenda Energética 2050. Fuente: Comité Consultivo de Energía 2050, 2015 y Rodríguez-Monroy et al. (2018).

Un esfuerzo que se ha venido desarrollando respecto a *Energía 2050* es en la hoja de ruta, enmarcada en estrategias impulsadas por políticas públicas que permitan alcanzar metas de desarrollo económico y social en el futuro, asegurando el suministro energético (Ministerio de Energía, 2016). Todo ello, tomando en cuenta la innovación, planificación y consideración de las partes interesadas a través de la definición de una estrategia sólida y consistente que vaya orientando el mercado eléctrico.

De acuerdo a este plan, las transacciones internacionales serán claves para el desarrollo del mercado. Actualmente se tiene el objetivo de que para el año 2035 Chile esté interconectado energéticamente con los países del continente Sudamericano. Además, en el marco de estas políticas, se propone que todas las regiones deberán contar con Planes Estratégicos Regionales, así como los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial regional y comunal deberán incorporar los lineamientos de la Política Energética. Otro de los objetivos de esta política es que Chile se posicione entre los tres países de la OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico en el largo plazo a nivel residencial e industrial.

Se buscará generar cambios necesarios en aspectos regulatorios, de mercados y sociales para la expansión de tecnologías de generación eléctrica de bajo costo y buen desempeño ambiental.

La Política Energética será ratificada por Decreto Supremo emanado por la Presidencia de la República, el cual es refrendado por todos los Ministerios Involucrados, con el objetivo de propiciar un adecuado trabajo interministerial. Para ello, será necesario

elaborar una Agenda de Corto Plazo que dé cuenta de los desafíos al año 2020, donde se revisarán las prioridades del sector.

Para el seguimiento y monitoreo de la Política Energética 2050, se han destinado informes anuales, reflejando el trabajo interministerial para el reflejo de la información pertinente. En el caso del informe de 2018, corresponde al primer año en donde se cuenta con un acto administrativo que oficializa elementos de seguimiento (Resolución Exenta N° 113), compuesta por tres elementos: Coordinación intra e interministerial, indicadores de implementación de la política y reporte e informes de seguimiento (Ministerio de Energía, 2019). La ejecución y coordinación de este procedimiento es liderada por la División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio (DPAIR) del Ministerio de Energía.

En el caso de los indicadores de seguimiento, se hace un reporte con el nombre de cada indicador, las metas asociadas, los lineamientos estratégicos y el estado actual, acompañado de una descripción detallada y tablas e imágenes que soporten lo mostrado. Un ejemplo de indicadores de seguimiento corresponde al indicador de seguimiento de mecanismos de generación distribuida, en el que se refleja información gráfica que respalda el crecimiento de este tipo de generación desde el año 2015 hasta 2018.

Es de destacar la estrategia que tiene planteada el Ministerio de Energía, en referencia a que todas las regiones tengan Planes Energéticos Regionales al año 2035, que se actualicen periódicamente e incidan en los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial. En los planes energéticos, se pretende integrar los distintos marcos de decisión existentes a nivel nacional y regional, buscando poner a disposición la potencialidad energética, principalmente renovable de cada región. Los avances se ven en propuestas terminadas en la mayoría de regiones y otras en proceso.

Se han establecido metas ambiciosas con objetivo a 2050, de manera que se pueda cubrir varios frentes de los desafíos energéticos, tales como disponibilidad del suministro, planificación u ordenamiento territorial, diversificación de la matriz energética y cultura, tal como lo muestra la Figura 3.

PRINCIPALES METAS ENERGÍA 2035



Figura 3. Principales Metas Energéticas a 2050. Fuente: Ministerio de Energía, 2016.

El seguimiento a los planes estratégicos y hojas de ruta para el desarrollo energético del país serán relevantes para la correcta implementación de mecanismos que permitan integrar nuevas tecnologías de FNCER a la matriz energética de Chile. Las políticas energéticas deben ser consideradas en forma conjunta, integrando estrategias de desarrollo económico, social e institucional del país, con el Estado como articulador de propuestas de visiones de desarrollo energético a largo plazo.

Referencias

Agencia de Sostenibilidad Energética. (2019). *Chile avanza hacia una matriz energética limpia*. Recuperado de: <https://www.agenciase.org/2019/02/28/chile-avanza-hacia-una-matriz-energetica-limpia/>

ANEEL. (2012). *ANEEL approves rules to facilitate the generation of energy in consumer units*. Recuperado de: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/dsp_detalheNoticia.cfm?idNoticia=5461&idAreaNoticia=347

ANEEL. (2018). *Geração distribuída*. Recuperado de: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2

ANEEL. (2019a). *Resultados leilões geração 2005 a 2018*. Recuperado de: <http://www.aneel.gov.br/pt/resultados-de-leiloes>

ANEEL. (2019b). *Agenda regulatória 2019-2020*. Recuperado de: http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel/-/asset_publisher/yiSkkoNZojPC/content/agenda-regulatoria-2018-2019/660863?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fagenda-regulatoria-aneel%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_yiSkkoNZojPC%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D3

Battle, C., Barroso, L. A., y Pérez-Arriaga, I. J. (2010). The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America. *Energy Policy*, 38(11), 7152-7160.

Bradshaw, A. (2018). *Electricity market reforms and renewable energy: the case of wind and solar in Brazil*. (Doctoral dissertation, Columbia University).

Brasil. (2002). *Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988*. São Paulo: Saraiva, 2002.

Cavaliero, C.K.N., y da Silva, E.P. (2005). Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil. *Energy Policy*, 33, 1745-1752.

CEPAL. (2015). *Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética del Brasil*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Recuperado de: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38863/1/S1500636_es.pdf

- CIA. (2018). *The World Factbook*. Central Intelligence Agency. Recuperado de: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2236rank.html>
- Comisión Nacional de Energía. (2019). *Estadísticas*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- Comité Consultivo de Energía 2050. (2015). *Hoja de ruta 2050*. Ministerio de Energía. Recuperado de: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2015/09/hojaderuta.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2019). *Objetivos y funciones*. Recuperado de: <https://www.coordinador.cl/nosotros/objetivos-y-funciones/>
- Deloitte. (2016). *Sector energía II: mercado eléctrico e inversión en Chile*. Recuperado de: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energía-chile-parte2.pdf>
- de Martino Jannuzzi, G., y de Melo, C. A. (2013). Grid-connected photovoltaic in Brazil: policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, 17(1), 40-46.
- Dutra, J., y Menezes, F. M. (2015). *Electricity market design in Brazil: an assessment of the 2004 reform (No. 545)*. University of Queensland, School of Economics.
- El Mostrador. (2019). *Récord de producción en el 2018 deja a Chile bien posicionado en mercado mundial del cobre*. Recuperado de: <https://www.elmostrador.cl/mercados/2019/02/12/record-de-produccion-en-2018-deja-a-chile-bien-posicionado-en-mercado-mundial-de-cobre/>
- Elizondo, G., Barroso, L., Khanna, A., Wang, X., Wu, Y., y Cunha, G. (2014). *Performance of renewable energy auctions: experience in Brazil, China and India*. The World Bank.
- Empresa de Pesquisa Energética. (2018). *Relatório síntese - ano base 2018*. Recuperado de: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>
- Energía Abierta. (2019). *Generación bruta ERNC*. Recuperado de: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-bruta-ernc/>
- Escobar, R. A., Cortés, C., Pino, A., Salgado, M., Pereira, E. B., Martins, F. R., Boland, J., y Cardemil, J. M. (2015). Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements. *Solar Energy*, 121, 139-151.
- Factor. (2017). Subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable en América Latina y Caribe. Recuperado de: <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Resumen-Ejecutivo-Subastas.pdf>

García-Pizarro R. (2017). La generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales en Chile. En Altomonte, H., editor. *Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica: tres estudios de caso*. Santiago de Chile: CEPAL. p. 83–100.

Generadoras de Chile. (2019). *Generación eléctrica en Chile*. Recuperado de: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

GlobalPetrolPrices. (2019). *Chile electricity prices*. Recuperado de: https://www.globalpetrolprices.com/Chile/electricity_prices/

Gobierno de Chile. (2014). *Estrategia nacional de energía 2012-2030: energía para el futuro*. Recuperado de: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/10/3_Estrategia-Nacional-de-Energia-2012-2030_Energia-para-el-Futuro.pdf

Hochstetler, K., y Kostka, G. (2015). Wind and solar power in Brazil and China: interests, state–business relations, and policy outcomes. *Global Environmental Politics*, 15(3), 74–94.

IEA. (2018). *Energy policies beyond IEA countries - Chile 2018*. International Energy Agency.

IMF. (2019). *Chile*. Recuperado de: <https://www.imf.org/en/Countries/CHL>

INE. (2019). *Estimaciones y proyecciones a nivel regional de la población de Chile*. Recuperado de: <https://www.ine.cl/prensa/detalle-prensa/2019/06/28/proyecciones-del-ine-apuntan-a-que-chile-sería-habitado-por-más-de-21-millones-de-personas-en-2035>

IRENA (2015). *Renewable energy policy brief*. International Renewable Energy Agency. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Brazil.pdf?la=en&hash=D645B3E7B7DF03BDDAF6EE4F35058B2669E132B1

IRENA. (2018). *Renewable energy statistics 2018*. Recuperado de: <https://www.irena.org/publications/2018/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2018>

IRENA. (2019). *Country rankings by installed capacity in renewables energies sources*. Recuperado de: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>

ISA interchile. (2018). *Memoria 2018*. Recuperado de: <http://www.isa.co/es/sala-de-prensa/Documents/relacion-con-inversionistas/filiales/2018/Memoria%20Interchile%20S.A.PDF>

Ley 9427 de 1966. *Asamblea Legislativa del Estado de Sao Paulo. Declara de utilidad pública o Educandário São Vicente de Paulo, com sede em Itararé*. Recuperado de: <https://www.al.sp.gov.br/norma/?id=45405>

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2004). *Ley 19940. Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos*. República de Chile. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380&idVersion=2004-03-13>

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2007). *Decreto con fuerza de Ley 4/20018. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica*. República de Chile. Recuperado de: http://www.sec.cl/sitioweb/transparencia_activa/julio2010/DFL%204-20018.pdf

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2008). *Ley 20257. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales*. República de Chile. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212>

Ministerio de Energía. (2012). *Ley 20571. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*. República de Chile. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211>

Ministerio de Energía. (2013). *Ley 20698. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales*. República de Chile. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>

Ministerio de Energía. (2016). *Energía 2050: política energética de Chile*. Recuperado de http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

Ministerio de Energía. (2019). *Informe de seguimiento 2018: política energética de Chile al 2050*. Recuperado de <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2019/05/Informe-Seguimiento-2018-PEN.pdf>

Ministerio del Interior. (1980). *Decreto 1150 de 1980 del Ministerio del Interior - Texto de la Constitución Política de la República de Chile*. Publicado el 24 de octubre de 1980. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=17039&idVersion=1980-10-24>

Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2016). *Balanco energético nacional*. Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Recuperado de: http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional?_20_folderId=1143901&_20_displayStyle=descriptive&_20_viewEntries=1&_

20_viewFolders=1&_20_struts_action=%2Fdocument_library%2Fview&_20_action=browseFolder&_20_entryEnd=2

Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2017). *Plano decenal de expansão de energia*. Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Recuperado de: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>

Ministerio de Minería. (1982). *Decreto con fuerza de Ley No.1 de 1982. Aprueba modificaciones al D.F.L. n°4, de 1959, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica*. República de Chile. Recuperado de: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=3410>

Palma, R., Jiménez, G., y Alarcón, I. (2009). *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Publicado por Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit.

Presidencia de la Republica. (2002). Ley 10438 de 2002. *Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia eléctrica*. Recuperado de: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm

Reve. (2019). *Chile, líder en energía renovable*. Recuperado de: <https://www.evwind.com/2019/03/05/chile-lider-en-energia-renovable/>

Rodríguez-Monroy, C., Mármol-Acitores, G., y Nilsson-Cifuentes, G. (2018). Electricity generation in Chile using non-conventional renewable energy sources – A focus on biomass. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 937-945.

Saldías, H., y Ulloa, H. (2008). *Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado de: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/renewables/EXTRAS/The_Chilean_renewables_law.pdf

Santana, C., Falvey, M., Ibarra, M., y García, M. (2014). *Energías renovables en Chile: el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Ministerio de Energía y GIZ.

Washburn, C., y Pablo-Romero, M. (2019). Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries. *Energy Policy*, 128, 212-222. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.12.059>

Woodhouse, S., y Meisen, P. (2011). *Renewable energy potential of Chile*. Global Energy Network Institute: San Diego, CA, USA.