

El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos



Junio 2012

Autores

Carolina Herrera, *NRDC*

Roberto Román, *Universidad de Chile*

Douglass Sims, *NRDC*

Reconocimientos

NRDC extiende su agradecimiento a Bernardo Reyes de Ética en los Bosques por sus aportes sumamente valiosos a este informe.

Para elaborar este informe, NRDC consultó extensivamente datos proporcionados por Bloomberg New Energy Finance y Valgesta Energía S.A. Se aclara que las conclusiones y recomendaciones expuestas en este documento reflejan únicamente las opiniones y posturas de NRDC y no comprometen de manera alguna a estas organizaciones.

Acerca de NRDC

El Consejo para la Defensa de Recursos Naturales (NRDC, por sus siglas en inglés) es una organización sin fines de lucro basada en Estados Unidos que cuenta con más de 1,3 millones de miembros y activistas en internet. NRDC se dedica a la protección del medio ambiente y la salud pública y su labor incluye promover fuentes energéticas seguras y ambientalmente sostenibles. Para ello, NRDC colabora con socios en las Américas, China y la India, además de participar activamente en esfuerzos globales. NRDC ha trabajado en Chile desde la década de los noventa en diversos temas ambientales y energéticos. El equipo de NRDC cuenta con más de 350 abogados, científicos y otros especialistas en temas ambientales quienes trabajan en oficinas en Nueva York, Washington, DC, Chicago, San Francisco, Los Ángeles y Beijing. Para mayor información visite www.nrdc.org

Acerca de Bloomberg New Energy Finance

Bloomberg New Energy Finance (BNEF) es el proveedor líder de información y de análisis industrial de los sectores de energía limpia y de carbón para inversionistas, empresas y gobiernos. BNEF cuenta con la base de datos más grande del mundo sobre inversiones y proyectos relacionados con la energía renovable: 23.686 proyectos de energía renovable representando 877 GW en todo el mundo, en diferentes etapas de desarrollo. BNEF también tiene acceso a analistas y análisis en todos los continentes y sectores de energía renovable y dispone de un modelo global del costo nivelado de energía (LCOE).

Acerca de Valgesta Energía S.A.

Valgesta Energía S.A. es una empresa consultora especializada en temas de energía que cuenta con más de 10 años de presencia en el mercado Chileno. Valgesta ha realizado y/o participado en más de 200 estudios/proyectos para diversos clientes nacionales e internacionales. Valgesta suministró los datos locales chilenos que se incorporaron en el modelo del LCOE de Bloomberg New Energy Finance.

Director de Comunicaciones: Phil Gutis

Subdirector de Comunicaciones: Lisa Goffredi

Director de Publicaciones: Alex Kennaugh

Editor: Ynés M. Cabral

Producción: Tanja Bos

INDICE

- I. Resumen ejecutivo 3
- II. Antecedentes 5
- III. Hipótesis: la demanda eléctrica en Chile continuará creciendo a un ritmo acelerado 6
 - A. El análisis de la demanda realizado por el Gobierno omite factores clave 6
 - B. La economía chilena está madurando y el PIB se está desacoplando de la demanda eléctrica..... 8
 - C. Proyectos de alto impacto como HidroAysén no son una buena opción..... 9
- IV. Hipótesis: no existen alternativas para satisfacer la creciente demanda salvo más termoeléctricas a carbón e hidroeléctricas 10
 - A. Chile tiene una gran diversidad de recursos energéticos no convencionales 10
 - B. Varias ERNCs en Chile ya son competitivas y pronto aún más fuentes lo serán 10
 - 1. ¿Qué es el costo nivelado de energía? 11
 - a. Premisas básicas para calcular el costo nivelado de energía en Chile 12
 - (i) Tratamiento impositivo 12
 - (ii) Factores de planta 12
 - (iii) Gastos de capital 12
 - (iv) Financiamiento 13
 - (v) Incentivos para la energía renovable no convencional 13
 - 2. Análisis del LCOE 13
 - 3. El impacto de los costos de transmisión 14
 - 4. Análisis de sensibilidad del LCOE al costo de la contaminación 18
 - 5. Análisis de sensibilidad del LCOE al costo de combustible 18
 - 6. Proyección de las reducciones de costo en las ERNC hasta 2030 19
 - 7. La energía solar en Chile 22
 - a. Neutralización de los picos de consumo 22
 - b. Paridad de red para la energía fotovoltaica residencial 23
- V. Políticas para transitar hacia la sustentabilidad energética en Chile 24
- VI. Apéndice: términos utilizados 26
- VII. Apéndice: mapa de ruta de transmisión de HidroAysén 27
- VIII. Fuentes consultadas 28
- IX. Notas 30

TABLAS

Tabla 1: Potencial estimado de recursos energéticos no convencionales	10
Tabla 2: Factores de planta y gastos de capital.....	12
Tabla 3: Distancia aproximada de transmisión.....	16
Tabla 4: Precio del carbón	19

FIGURAS Y GRÁFICOS

Figura 1: Evolución demanda eléctrica SIC/SING 1993-2010	7
Figura 2: Aumento demanda eléctrica SIC/SING 2000-2010.....	7
Figura 3: Proyección de consumo final de energía y PIB de países de la OCDE.....	8
Figura 4: Evolución del consumo primario de energía en relación al PIB de Chile	9
Figura 5: Descripción del modelo de costo nivelado de energía	11
Gráfico 1.1: Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2011	13
Gráfico 1.2. Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2020	14
Gráfico 1.3. Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2030	15
Gráfico 2: LCOE 2011 con el costo de transmisión.....	17
Gráfico 3: LCOE 2011 con captura y almacenamiento de carbono (CCS)	17
Gráfico 4.1: Predicciones del precio de los combustibles para 2030	18
Gráfico 4.2: Impacto de las predicciones sobre el precio del carbón	19
Gráfico 5: Impacto de la curva de aprendizaje en las estimaciones de CAPEX.....	20
Gráfico 6: Curva de experiencia global de energía FV	20
Gráfico 7: Índice global de precios de turbinas eólicas.....	21
Gráfico 8: Pronóstico de la curva de aprendizaje del LCOE por fecha de puesta en marcha de proyectos	21
Gráfico 9.1: Multiplicadores simplificados del valor horario en California para mostrar el valor pico de la energía	22
Gráfico 9.2: Perfil simplificado de producción diaria de las tecnologías solares.....	22
Gráfico 10: Hacia la paridad de red en el suministro fotovoltaico residencial.....	23

I. RESUMEN EJECUTIVO

El sector energético de Chile enfrenta el doble desafío de producir la energía necesaria para que el país alcance sus metas de desarrollo y cumplir con esta tarea bajo el contexto de un clima cambiante. A medida que los impactos del cambio climático se vuelvan cada vez más evidentes, todas las naciones deberán esforzarse para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energético y Chile no es una excepción. Así mismo es importante que el desarrollo energético de un país no tenga impactos irreversibles sobre zonas naturales frágiles. En los últimos años estos desafíos han sido parte del telón de fondo de un creciente debate sobre el futuro energético de Chile, y en particular sobre la necesidad, o no, de mega represas en la Patagonia y centrales térmicas a carbón. Afortunadamente Chile cuenta con abundantes fuentes de energías renovables no convencionales a lo largo de su territorio que pueden ayudar a suplir las necesidades energéticas del país con energía limpia y sustentable. Para ello, sin embargo, será necesario analizar adecuadamente la futura demanda del país e implementar políticas que impulsen alternativas energéticas sustentables.



El potencial geotérmico de Chile es muy alto por estar ubicado en el Cinturón de Fuego del Pacífico. Algunos estudios preliminares estiman que Chile dispone de unos 16.000 MW de energía geotérmica, una importante fuente de energía renovable no convencional.

A medida que el debate sobre el futuro energético de Chile continúe, será importante evaluar plenamente la real demanda eléctrica futura y los recursos energéticos del país. Pese a las afirmaciones del Gobierno de que al 2020 la demanda eléctrica crecerá en torno a un 6% o 7% cada año, los datos empíricos de Chile y la experiencia de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico demuestran que aumentos en la demanda se están produciendo a un ritmo más lento gracias a mejoras en la eficiencia energética y cambios tecnológicos.

La desaceleración en la tasa de crecimiento de la demanda está asociada a un desacoplamiento de la demanda eléctrica del crecimiento económico. Esto es una tendencia saludable que se puede observar en todos los países a medida que hacen la transición a ser países “desarrollados”. Este proceso se debe consolidar y apoyar con políticas públicas que promuevan una mayor autonomía y sustentabilidad de la oferta eléctrica chilena. Con una demanda que crece a tasas más lentas, Chile puede establecer metas de eficiencia energética y de generación con energías renovables no convencionales (ERNC) que permitan mejorar su competitividad y reducir los costos de electricidad a todos los usuarios.

También es fundamental tener en cuenta que Chile tiene amplios recursos de ERNC como son la energía geotérmica, las pequeñas hidroeléctricas (potencia instalada menor a 40 MW), la eólica, la solar y la energía de la biomasa y el mar. Estas fuentes energéticas ofrecen una alternativa a las centrales térmicas y a las grandes represas hidroeléctricas, tales como el proyecto propuesto por HydroAysén. Es más, tal como demuestra el análisis del costo nivelado de energía en Chile, algunas de estas alternativas no convencionales ya son económicamente competitivas en el mercado chileno y se puede esperar que más alternativas energéticas lo sean en un futuro cercano.

Chile puede satisfacer su demanda eléctrica en las próximas décadas con una combinación de energías renovables no convencionales y tecnologías de eficiencia eléctrica que complementen su base de generación existente y de hacer falta la incrementación gradual de fuentes flexibles como el gas natural licuado. Sin embargo, esto solo será posible si Chile fortalece sus políticas de energía renovable y eficiencia energética para eliminar las barreras que limitan el crecimiento de estos sectores. Chile puede crear las condiciones necesarias para aprovechar la mayor cantidad posible de eficiencia energética y de tecnologías de ERNC económicamente competitivas. Para lograrlo y asegurar un futuro energético seguro y ambientalmente sostenible, Chile debe implementar ciertas políticas claves para lograr:

1. hacer realidad la meta de que un 20% de toda la energía eléctrica generada en el 2020 provenga de fuentes de ERNC;
2. impulsar la capacidad de adquisición de la ERNC por parte de la industria chilena;
3. fomentar los proyectos de energías renovables no convencionales a través de la medición neta, o “*net metering*”; e
4. impulsar la eficiencia energética al desacoplar los ingresos de las empresas distribuidoras de las ventas de energía y mediante otros mecanismos que fomenten mayor inversión en eficiencia.

II. ANTECEDENTES

Durante el año 2008, el Consejo para la Defensa de Recursos Naturales (NRDC, por sus siglas en inglés) colaboró con expertos chilenos y canadienses en un estudio sobre alternativas energéticas cuyos resultados se publicaron en el libro *“¿Se necesitan represas en la Patagonia? Un análisis del futuro energético chileno”*. Dicho estudio se enfocó en cuantificar los recursos renovables comercialmente explotables en Chile y determinar si podrían satisfacer la demanda proyectada. Las conclusiones del estudio ilustraron que existen abundantes recursos renovables para satisfacer la demanda eléctrica en Chile, sin necesidad de construir grandes represas en la Patagonia.

En el año 2010, NRDC y un grupo de expertos chilenos tuvieron la oportunidad de participar en una serie de reuniones con diversas partes interesadas para discutir el futuro energético del país. Durante dichas reuniones se expusieron una gran diversidad de opiniones sobre el potencial aporte de las diferentes fuentes de energía. También se identificaron dos hipótesis, recurrentes y muy arraigadas: en primer lugar, que la demanda energética crece a una tasa muy acelerada e incluso se podría duplicar en los próximos diez años lo cual obligaría a Chile a construir una gran cantidad de nuevas plantas para aumentar la capacidad de generación y mantener un nivel apropiado de suministro. En segundo lugar, que no hay alternativas en Chile para un desarrollo energético a gran escala aparte de las grandes centrales hidroeléctricas y de carbón porque las tecnologías de energía renovable no convencional son demasiado caras para ser competitivas en Chile.

NRDC decidió poner a prueba estas dos hipótesis mediante una colaboración con Roberto Román, profesor asociado en la Universidad de Chile y vicepresidente de Asuntos de Membrecía de la Sociedad Internacional de Energía Solar (ISES en inglés) quien ha investigado el crecimiento de la demanda eléctrica en Chile al igual que la cantidad y distribución de los recursos de energía renovables en el país. Para explorar los costos relativos de las tecnologías

energéticas en Chile, NRDC contrató a *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), un proveedor líder de información y de análisis industrial para inversionistas, empresas y gobiernos de los sectores de energía limpia y de carbón y a Valgesta Energía, una empresa consultora chilena para suministrar datos sobre el sector energético nacional. BNEF también realizó estudios independientes en Chile.

En mayo 2011, NRDC presentó los resultados de la investigación de BNEF a la Comisión de Minería y Energía del Senado Chileno. También se presentaron los resultados a las Comisiones de Minería y Energía y la Comisión de Medio Ambiente en la Cámara de Diputados del mismo país. El presente informe analiza los temas planteados en dichas presentaciones con mayor detalle. En función de nueva información, incluyendo los análisis de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico y de la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica, este informe demuestra que Chile cuenta con abundantes recursos de energías renovables no convencionales que son mejores alternativas energéticas para el desarrollo eléctrico del país. Estos recursos renovables son económicamente competitivos con las fuentes de energía convencional y además minimizarían los impactos ambientales del desarrollo energético. En síntesis, el país tiene alternativas competitivas y sustentables para atender sus necesidades de energía eléctrica en el futuro.

III. HIPÓTESIS: LA DEMANDA ELÉCTRICA EN CHILE CONTINUARÁ CRECIENDO A UN RITMO ACELERADO

A. EL ANÁLISIS DE LA DEMANDA REALIZADO POR EL GOBIERNO OMITE FACTORES CLAVES

En los últimos años se hizo evidente la necesidad de crear una nueva estrategia para el sector energético chileno y es urgente que dicha estrategia incluya una proyección fiable de la futura demanda eléctrica. En marzo de 2011, el gobierno expuso por primera vez un análisis sistémico sobre las opciones de desarrollo energético en Chile en un documento titulado “*Matriz eléctrica de largo plazo: antecedentes para un debate*”.¹ Sin embargo, a pesar de que este análisis oficial integró por primera vez temas importantes, ignoró factores claves que influyen en la demanda. En mayo del mismo año, el presidente Sebastián Piñera creó la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE) para proponer una estrategia energética para el futuro que considere la seguridad del abastecimiento, la calidad de servicio, la sustentabilidad y la eficiencia.² A su vez, diversos sectores que cuestionaban la independencia y representatividad de la CADE formaron una comisión paralela, denominada la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria (CCTP) para la Política y la Matriz Eléctrica con el objetivo de presentar un análisis y una propuesta ciudadana para el futuro desarrollo eléctrico de Chile.³ Los análisis de la CADE y la CCTP fueron importantes insumos para la discusión de una nueva política energética en Chile y en febrero 2012 el gobierno del presidente Piñera presentó su *Estrategia Nacional de Energía 2012-2030: energía para el futuro*.

Si bien la propuesta del gobierno abarca algunos puntos positivos como la eficiencia energética y un enfoque en energías renovables no convencionales, deja mucho que desear en cuanto a su análisis de la futura demanda energética del país. La nueva estrategia supone que “*en la medida que [Chile] crece, mayor energía requiere, produciéndose un natural acoplamiento entre economía y energía*”. Este argumento le sigue la línea al análisis del gobierno de marzo 2011, en el cual se sugería que la demanda eléctrica del país se duplica cada diez años. Dicho análisis utilizó curvas estadísticas y de tendencia que mostraban que la demanda total de electricidad en Chile se duplicó durante el período 1987 a 1996 y nuevamente desde 1996 hasta 2005. Sin embargo, el análisis se basó en una metodología errada, como se detalla a continuación. Aunque la nueva estrategia energética del gobierno no

proyecta que la demanda se duplicará en el próximo decenio, sí supone que las tasas de crecimiento del consumo eléctrico serán de un 6% a 7%.

La confiabilidad de esta proyección es fundamental a los argumentos a favor del desarrollo acelerado de megaproyectos energéticos. Para satisfacer esta demanda, la nueva estrategia del gobierno chileno argumenta que será necesario aumentar la oferta eléctrica con más de 8.000 MW en nuevos proyectos de generación. La propuesta del gobierno plantea que una importante parte de esta nueva oferta eléctrica debe provenir de las energías tradicionales, a saber: las grandes hidroeléctricas y las termoeléctricas a carbón. Sin embargo la proyección del gobierno de la demanda al 2020 adolece del problema metodológico que se suman las demandas de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC). Los motores de desarrollo en ambos sistemas son muy diferentes. En el SING es claramente la minería, que representa más del 85% de la demanda, mientras en el SIC la demanda es la suma de muchos sectores: el residencial, el comercial, el industrial y el minero, además de reflejar la realidad de que más del 80% de la población del país está en esta zona. Al analizar la serie completa de generación eléctrica para el período 1993-2010 se observa que en el SING la demanda eléctrica creció a una tasa anual del 22% mientras que en el SIC lo hizo a sólo el 5,4% anual (**ver figura 1**). Durante esos diecisiete años, especialmente en la década de los noventa, el gran crecimiento del SING se debió a la expansión del sector minero, en particular del cobre. En cambio en el SIC el aumento de la demanda ha sido a tasas muy inferiores.

Más interesante aún es el hecho de que en el período 2000-2010, las tasas de crecimiento de la demanda eléctrica se moderaron sustantivamente: un 5% al año para el SING y el 3,9% anual para el SIC (**ver figura 2**).⁵ Esto se debe al mayor costo de los energéticos, las mejoras en la eficiencia energética de aparatos y equipos electrónicos de uso de energía final, las nuevas tecnologías de generación eléctrica y también el hecho de que a partir del 2008 se inició una recesión mundial que aún tiene impactos en el aumento de la demanda eléctrica en Chile.

Según el análisis del gobierno de la generación bruta durante el 2011, la demanda eléctrica en el SIC creció en un 6,8% con respecto al año 2010 y en el SING creció a un 5,2%. No obstante, al considerar estas cifras es necesario

Figura 1: Evolución de la demanda eléctrica SIC/SING 1993-2010⁴

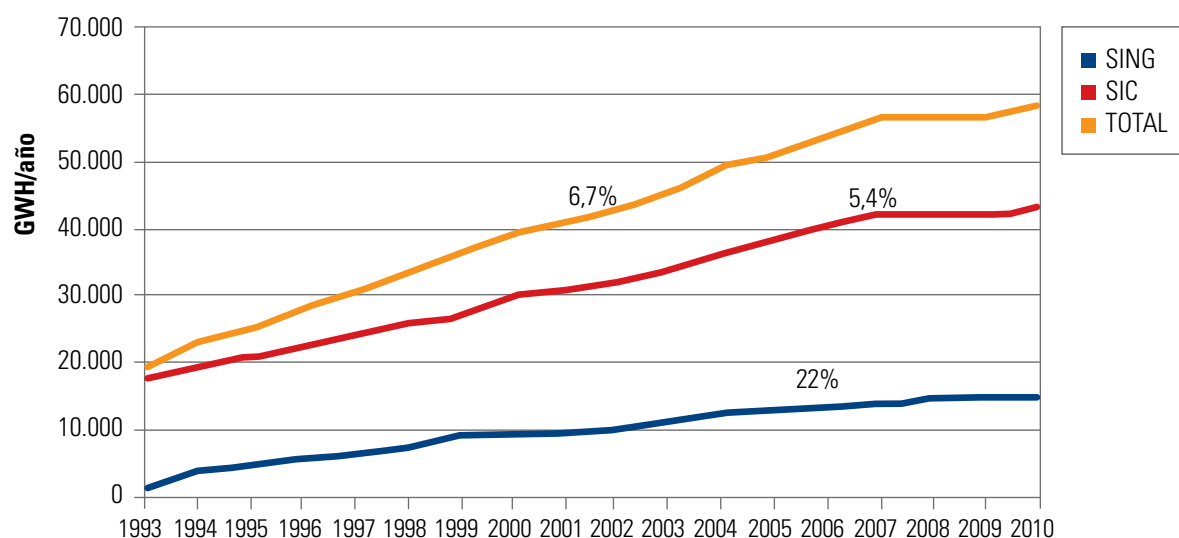
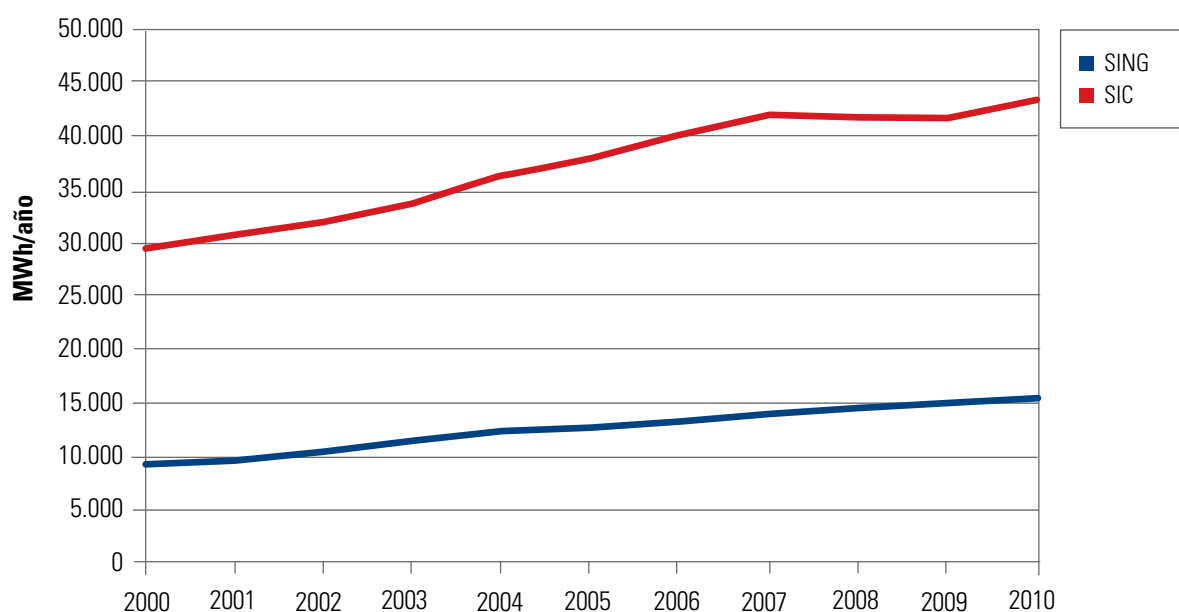


Figura 2: Aumento de la demanda eléctrica SIC/SING 2000-2010⁶



tener en cuenta que reflejan una anomalía. Si bien en los meses de febrero a abril de 2011 el aumento de la demanda eléctrica fue superior al 10% con respecto al año anterior, esto fue efecto del terremoto del 27 de febrero de 2010 que redujo fuertemente la demanda en el SIC de febrero a abril.

Cualquier análisis a largo plazo sobre el aumento de la demanda eléctrica en Chile debe considerar los siguientes elementos:

- **Los motores de aumento:** para el SING el gran motor de aumento de demanda son los proyectos mineros. Por ello es clave considerar las tendencias

de la economía mundial. Para el SIC la situación es más compleja, pero los mercados de exportación determinan a largo plazo gran parte del aumento de la demanda.

- **Los precios de la energía convencional:** estos se reflejan de manera directa (en el caso del diesel o gas) o indirecta en los costos de generación eléctrica. Si no hay una transformación profunda en la manera en que se estructura la matriz eléctrica, Chile continuará enfrentando el alto costo y la volatilidad de precios de los combustibles y sus efectos serán magnificados en años de sequía.

- **Los cambios tecnológicos:** son las nuevas tecnologías de generación y eficiencia energética las que brindan la clave para romper la dependencia de los volátiles mercados de hidrocarburos y del monopolio eléctrico.
- **La eficiencia energética:** la adopción de políticas de eficiencia energética en un conjunto de sectores productivos energo-intensivos con el objetivo de bajar sus costos y también responder a nuevas tendencias en los mercados sobre el desempeño energético y la huella de carbono. La eficiencia energética es clave en el futuro del desarrollo energético.

Tomando en cuenta estos factores, no es razonable pronosticar un aumento de la demanda total en un promedio de un 6% a un 7% al año para el 2020. Más bien, en función de las tendencias de la última década, nuestro análisis prevé un aumento a largo plazo de la demanda del SIC de un 4,5% al año como máximo. En cambio, el estudio del precio de nudo del SIC de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de octubre de 2011 prevé un aumento anual a largo plazo de un 5,5%.⁷ Vale la pena indicar que estos estudios sistemáticamente sobreestiman el aumento de la demanda eléctrica. De hecho el informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico, reconoce un promedio de 4,5% para el periodo 2000-2009, tal y como registró también el estudio de Román y Hall de 2011.⁸

En 2011 la demanda eléctrica en el SIC fue de 46.052 GWh por lo tanto, según la proyección de la CNE, al 2030 la demanda sería de 127.363 GWh.⁹ En cambio, nuestro análisis demuestra que la demanda real estará entre 85.800 y 106.300 GWh al 2030. Esto implica que no es

necesario instalar una capacidad de generación de entre 2.900 a 5.700 MW de lo que proyecta el escenario de la CNE. Los proyectos ya aprobados y en construcción, más los proyectos de ERNC que se desarrollarán, señalan inequívocamente que para atender la seguridad y la demanda energética del país no se justifica la construcción ni de HidroAysén y otras mega represas en la Patagonia ni de grandes centrales termoeléctricas.

B. LA ECONOMÍA CHILENA ESTÁ MADURANDO Y EL PIB SE ESTÁ DESACOPLANDO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La experiencia en los países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) con respecto a la relación entre el crecimiento económico y el aumento de la demanda energética puede ser muy instructiva para Chile. Desde los años setenta se ha visto en los países de la OCDE una tendencia a desacoplar el crecimiento económico con respecto al crecimiento de la demanda energética (**ver figura 3**). Esto se debe, en parte, a la transición de economías industriales a economías de servicio, pero también se debe a la constante mejora de la eficiencia energética en todos los procesos productivos y en el sector de servicios. Es alentador notar que desde el año 2000 se puede observar el mismo fenómeno en la economía chilena (**ver figura 4**). La bifurcación entre ambas tendencias, especialmente en los últimos diez años, es ahora más evidente.

Figura 3: Proyección de consumo final de energía y PIB de países de la OCDE^{10,11}

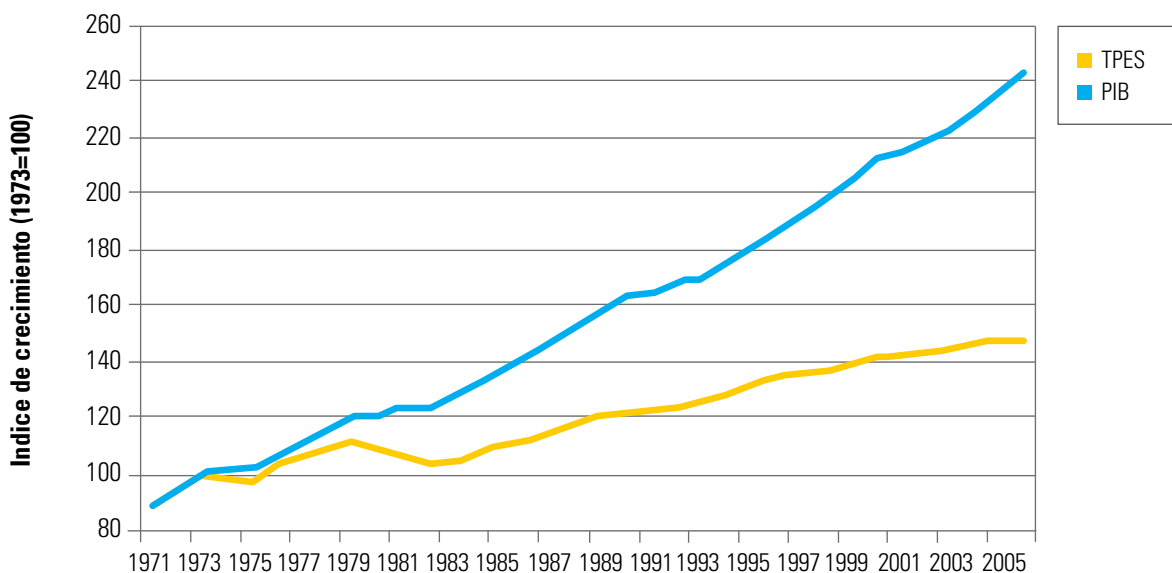
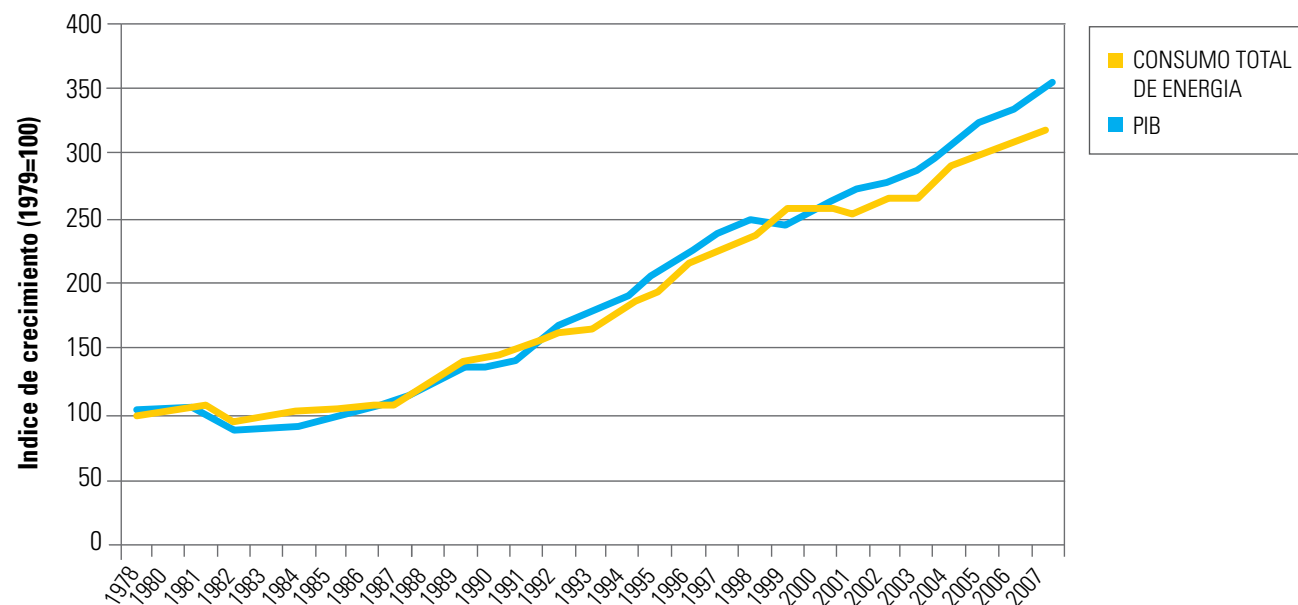


Figura 4: Evolución del consumo primario de energía en relación al PIB de Chile¹²



El crecimiento económico para el año 2010 fue de un 5,2%¹³ sin embargo la demanda eléctrica total en el periodo 2009-2010 aumentó solo un 2,8 %.¹⁴ Para el SING el aumento de la demanda fue de un 1,3% y para el SIC de un 3,4%.¹⁵ Por lo tanto, las proyecciones oficiales que indican que la demanda eléctrica crecerá a un ritmo igual o superior al crecimiento económico no concuerdan ni con los datos empíricos de los países de la OCDE, ni con los datos de Chile durante la última década. A nuestro juicio, es imprescindible hacer proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica en función de la realidad que *actualmente* existe a nivel mundial y las tendencias recientes en Chile.

C. PROYECTOS DE ALTO IMPACTO COMO HIDROAYSÉN NO SON UNA BUENA OPCIÓN

Aún si la demanda aumentase a las tasas que espera el Gobierno, los megaproyectos como Hidroaysén o la central a carbón Castilla no son opciones adecuadas, tanto por su impacto ambiental, falta de diversificación de los mercados generadores y el efecto que tendrían al frenar opciones de inversión en fuentes renovables de menor tamaño. Los conflictos que existen sobre el impacto de estos proyectos demuestran que la sociedad Chilena considera que los impactos sociales y ambientales de estos megaproyectos no se han valorado adecuadamente. Además gran parte de la población no confía en el Sistema de Evaluación

Ambiental, dada la falta de independencia política de las autoridades regionales que autorizan la aprobación de los proyectos. Las encuestas e investigaciones que se han realizado demuestran que la sociedad Chilena considera que los costos de estos grandes proyectos no son aceptables para la sociedad en su conjunto.¹⁶ Es más, desde el punto de vista de estabilidad de un sistema eléctrico el que un megaproyecto, como HidroAysén, proveyera del 15% al 20% del consumo del SIC al final de una línea de transmisión de entre 1.900 a 2.300 km aumenta la vulnerabilidad del SIC ante fallas de la generación o transmisión (**ver apéndice con el mapa**). Los megaproyectos, por la magnitud de las inversiones asociadas, también tienen la tendencia de frenar inversión en fuentes de energías renovables alternativas. Esto se debe a que el sistema actual captura la gran mayoría de los contratos de suministro de energía a largo plazo en las manos de muy pocas compañías (tres o cuatro) empresas generadoras y comercializadoras de electricidad, constituyendo de esta manera el oligopolio actual).

Un enfoque transformador y más sustentable sería adoptar un análisis sistémico de la generación eléctrica y del consumo. Mirarlo como una red que se abastece de manera complementaria de muchas fuentes distribuidas espacialmente, además de abastecer una diversidad de demandas. Más aún, es vital desarrollar un enfoque de “redes inteligentes” con una adaptación dinámica entre oferta y demanda, con una tendencia a la operación optimizada del sistema eléctrico; de forma que se minimicen los costos e impactos ambientales.

IV. HIPÓTESIS: NO EXISTEN ALTERNATIVAS PARA SATISFACER LA CRECIENTE DEMANDA SALVO MÁS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN E HIDROELÉCTRICAS

A. CHILE TIENE UNA GRAN DIVERSIDAD DE RECURSOS ENERGÉTICOS NO CONVENCIONALES

Existen numerosos trabajos que demuestran que Chile tiene abundantes recursos energéticos no convencionales (ERNC) distribuidos a lo largo de su territorio. La **tabla 1** presenta el potencial estimado de recursos energéticos no convencionales.

Tabla 1: Potencial estimado de recursos energéticos no convencionales en Chile ¹⁷		
Fuente de energía	Potencial bruto total (Potencial factible al 2030)	
Geotermia	16.000 MW ¹⁸	(1.500– 4.000 MW) ¹⁹
Hidráulica	17.202 MW	(7.672 MW) ²⁰
Undimotriz	164.910 MW ²¹	
Solar Térmico	40.000 MW ²²	(5.000 – 10.000) ²³
Solar fotovoltaica	3.000 MW	(1.000-2.000 MW) ²⁴
Eólica (terrestre)	40.000 MW	(1.500 MW) ²⁵
Biomasa	1.116 MW ²⁶	
Biogás	400 MW ²⁷	

Estos recursos están disponibles a lo largo de todo el territorio y permiten fortalecer el desarrollo de redes regionales energéticas, evitando costosas líneas de alta tensión para largas distancias, como las que propone HidroAysén, con sus múltiples impactos y altos riesgos para el sistema eléctrico. Con las mejoras de eficiencia y las reducciones en los costos de las tecnologías de ERNC, la proporción de recursos que son potencialmente factibles aumentará cada año. Si un sistema eléctrico tiene múltiples puntos de inyección y múltiples puntos de consumo su estabilidad aumenta (creando un sistema distribuido tanto en generación como en consumo). En efecto, una falla local tiene efectos globales menores. En Chile el sistema actual tiende a concentrar tanto el consumo como las redes de transmisión, por lo tanto una falla produce un efecto dominó que rápidamente afecta gran parte de la capacidad de generación y transmisión.

A nivel mundial, en el campo de las ERNC se están produciendo innovaciones y reducciones de costos importantes, lo que no sucede con las grandes hidroeléctricas, las centrales a carbón y otras tecnologías maduras y accesibles en el mercado. La energía geotérmica, las mini-hidroeléctricas y la energía termosolar son

además fuentes de energía firme, con altos factores de planta. La energía eólica y la fotovoltaica se pueden integrar fácilmente con la energía hidráulica de embalses (Laguna del Laja, Laguna del Maule y otras) y además reemplazar la generación diesel en las horas pico a costos marginales muy inferiores. Como consecuencia, esto sería una oportunidad para reducir los costos de la electricidad en Chile.

B. VARIAS ERNC EN CHILE YA SON COMPETITIVAS Y PRONTO AÚN MÁS FUENTES LO SERÁN

En Chile se lleva a cabo un importante debate nacional acerca del futuro energético del país. La inseguridad en el suministro de los combustibles fósiles, la imprevisibilidad de los flujos de los ríos debido a los cambios climáticos, la volatilidad de los precios y los riesgos medioambientales y sanitarios relacionados con los combustibles fósiles, las mega represas y la energía nuclear son las principales inquietudes de los ciudadanos, del gobierno, del mercado y de la industria. El actual debate gira en torno a cuál debería ser el enfoque de una política energética para que esta logre mayor seguridad, sostenibilidad e independencia energética, a la vez que promueva el desarrollo de tecnologías nuevas, aumente las capacidades locales y regionales de generación y de eficiencia energética y asegure un desarrollo equilibrado para el futuro.

Para ayudar a identificar soluciones apropiadas, NRDC contrató a BNEF para realizar una evaluación del costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) en Chile utilizando datos del sector energético local proporcionados por Valgesta Energía. El análisis estudió los costos comparativos de una amplia gama de tecnologías de generación eléctrica en Chile, incluyendo fuentes de generación tradicional al igual que una variedad de ERNC y tecnologías de eficiencia energética.

La principal conclusión que salió a relucir de esta investigación fue que Chile puede satisfacer su demanda eléctrica en las próximas décadas con una combinación de energías renovables no convencionales y tecnologías de eficiencia eléctrica que complementen su base de generación existente. Sin embargo, esto sólo será posible si Chile fortalece sus políticas de energía renovable y eficiencia energética para eliminar las barreras que limitan el crecimiento de estos sectores. Los costos actuales y en el mediano plazo de las ERNC ya son competitivos con

los costos de la energía que venden los generadores tanto en el SIC como en el SING. La expansión de las ERNC permitirá bajar aún más esos costos.²⁸ Por lo tanto es claro que el obstáculo más grande a las ERNC no es la falta de competitividad sino más bien la necesidad de crear las condiciones apropiadas en el mercado para poder integrarlas.

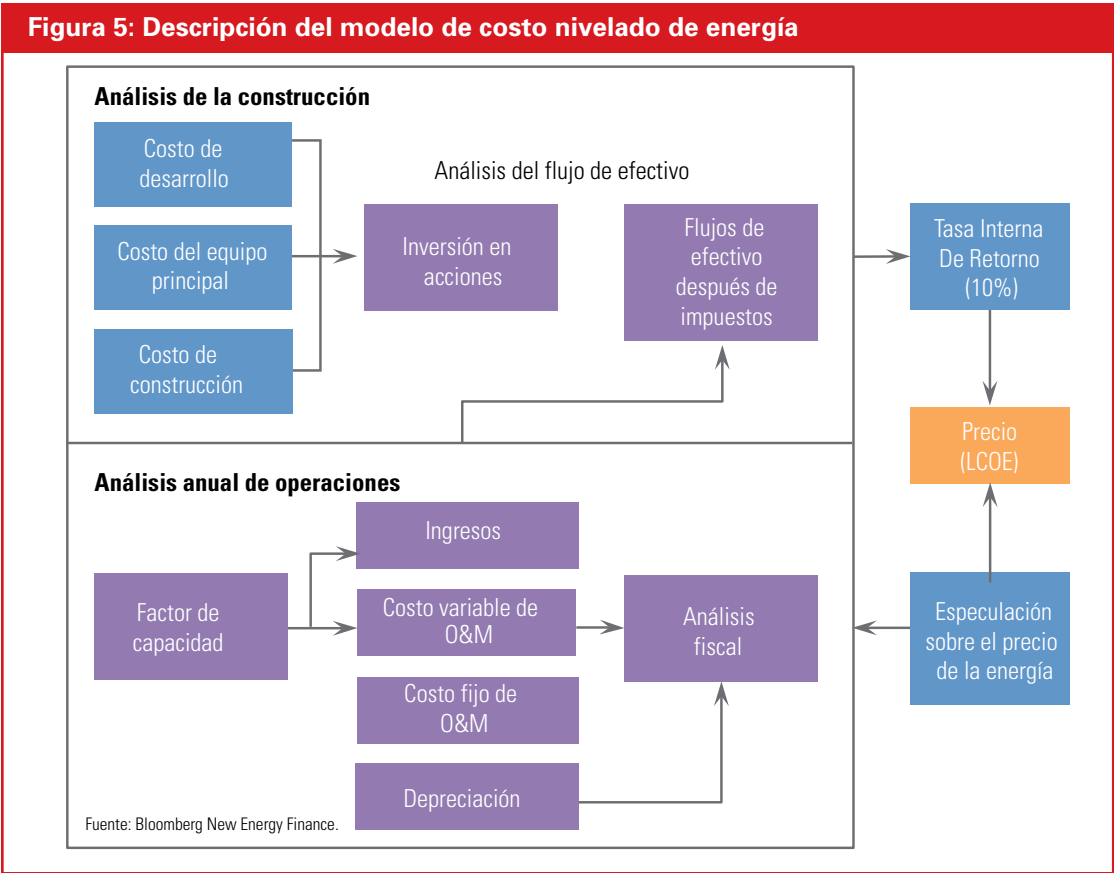
1. ¿QUÉ ES EL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA?

El costo nivelado de energía representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. El LCOE se calcula mediante la creación de un modelo específico de financiamiento de proyecto para cada situación. Dicho modelo se utiliza para calcular el precio de energía necesario para obtener un determinado retorno sobre el capital invertido. En este caso particular, el LCOE es el precio de energía en US\$/MWh en el primer año de un proyecto que, al verse incrementado por la inflación a lo largo de la duración del proyecto, proporciona una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 10 por ciento. De esta forma, el LCOE llega a ser representativo de un proceso competitivo de licitación de contratos de energía real (ver figura 5).

Por lo general, cuando se analiza el costo nivelado de la energía convencional o de las ERNC no se suele tomar en cuenta los costos de integración, puesto que estos no son pagados por el generador, sino más bien por el sistema. Los costos de integración son aquellos costos

relacionados a la incorporación al sistema de recursos de generación adicionales. Un error común es que sólo las ERNC tienen costos de integración porque son fuentes de generación variables y necesitan el respaldo de centrales que queman combustibles fósiles. Sin embargo, la realidad es más compleja. Según las palabras de un experto en la integración de energías renovables “a pesar de que los generadores térmicos se despachan, tienen una probabilidad de interrupción finita lo cual significa que el sistema debe cargar con reservas considerables para mantener la fiabilidad. El suministro de estos recursos y el costo de cumplir con los estándares de fiabilidad a menudo se incluyen implícitamente en la línea de base, pero esto nos deja con una imagen incompleta de los costos que enfrentamos al planificar la matriz futura. Para tratar todos los recursos energéticos de una manera equiparable es necesario incorporar el costo de integrar centrales termales, así como los numerosos costos “ocultos” asociados con nuestros recursos energéticos”.²⁹

La realidad es que si Chile limpia su matriz eléctrica al añadir una creciente cantidad de fuentes de energía más flexibles como son las ERNC, los recursos menos flexibles, como el carbón, pasarán a ser comparativamente menos convenientes y podrían hasta incrementar sus costos de operación y mantenimiento. Es importante notar que las ERNC se podrán integrar aún más fácilmente a medida que se vuelvan más comunes otras alternativas asequibles y flexibles como las tecnologías para gestionar la demanda, el almacenamiento de energía, las técnicas avanzadas para pronosticar el tiempo que permiten prever



la disponibilidad de los recursos energéticos (“*advanced forecasting*”), los ajustes en tiempo real a la capacidad de carga en base a las condiciones climáticas locales actuales (“*dynamic thermal line rating*”) y diversificación geográfica. Existen costos de transición a corto plazo en cualquier cambio de sistemas, pero a la larga el resultado de incrementar el número de recursos de ERNC en Chile será una matriz eléctrica más limpia y segura que suministre energía limpia y asequible.

a. Premisas básicas para calcular el costo nivelado de energía en Chile

(i) Tratamiento impositivo

Todos los proyectos se evaluaron utilizando el impuesto sobre la renta corporativa de un 17% para entidades chilenas. Los inversores extranjeros están además sujetos a una tasa de un 35% sobre las ganancias corporativas que salen del país, asumiendo que el impuesto chileno de 17% se pueda descontar del impuesto a entidades extranjeras de modo que la tasa efectiva no supere el 35%. Para llevar a cabo este análisis, no se incluyó el impuesto a entidades extranjeras, aunque este podría afectar el LCOE para proyectos de promotores extranjeros. También se asumió para todos los proyectos un cronograma de amortización fiscal lineal acelerado de tres años, salvo para las grandes hidroeléctricas que, según la legislación chilena, tienen un cronograma de amortización lineal de nueve años de promedio ponderado.

(ii) Factores de planta

Para elaborar el análisis, se emplearon factores de planta y gastos de capital de proyectos en Chile que están operativos o se encuentran en etapas de desarrollo, tales como:

- **Proyectos en operación:** Valgesta compiló y calculó los factores de planta basándose en informes mensuales del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y el del SIC.
- **Proyectos en desarrollo:** calculados para cada región según los recursos energéticos renovables disponibles, compilados por Valgesta y normalizados (sin valores atípicos) por BNEF, mediante su base de datos global de proyectos de energía renovable.
- **Proyectos solares:** las tasas de insolación en Chile se encuentran entre las mejores del mundo, lo que da lugar a factores de capacidad de hasta un 31% para la energía fotovoltaica (FV) en 2011.³⁰
- **Proyectos de biomasa:** actualmente, los proyectos de biomasa en Chile son realizados por empresas forestales para generar electricidad que les permita llevar a cabo sus actividades durante las horas de la jornada laboral y sólo venden a la red eléctrica la electricidad sobrante. Dado que únicamente se declara a la red la porción de capacidad disponible utilizada para generar esta energía sobrante, el factor de capacidad de estas plantas no se conoce públicamente. Sin embargo, la base de datos global de proyectos similares de BNEF establece que el factor de planta de una instalación de biomasa dedicada a generar energía es de aproximadamente un 80%. Por lo tanto, se utiliza esta cifra para efectos de este análisis.

(iii) Gastos de capital

BNEF creó rangos de posibles gastos de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés) para cada tipo de tecnología que forma parte del estudio (**ver tabla 2**), utilizando conjuntos de datos globales de BNEF ajustados a los costos de

Tabla 2: Factores de planta y gastos de capital			
Tecnología: muestra de proyectos	Tamaño	Rango de factores de planta	Rango de gastos de capital (Milliones de USD\$/MW)
Pequeñas hidroeléctricas: 21 plantas	0 -20 MW	52,9–83,5 %	1,59-4,69
Grandes hidroeléctricas: 24 plantas	>40 MW	45–84 %	1,24-4,58
Eólica: 5 plantas y base de datos global de BNEF	3,5-60 MW	21–46 %	1,35-4,42
Biomasa: 11 plantas y base de datos global de BNEF	2-65 MW	41,2–80 %	1,04-3,14
Tecnologías FV: 1 planta y base de datos global de BNEF	9 MW	15–32 %	2,98-6,34
STEG: base de datos global de BNEF	200 MW+	24-38 %	3,22-5,08
Geotérmica: 1 planta y base de datos global de BNEF	60-80 MW	92 %	2,93-6,31
Carbón: 14 plantas	132-1.050 MW	80 %	1,90-3,82
CCGT: 9 plantas y base de datos global de BNEF	243-741 MW	70 %	0,60-2,31
Gas y diesel de ciclo abierto: 3 plantas	60-480 MW	70 %	0,45-1,01
Biogás/gas residual a escala de servicio público: base de datos global de BNEF	5-25 MW	85 %	1,04-3,14

Fuente: CDEC, Valgesta, BNEF a mayo 2011

proyectos actuales en Chile derivados de los conjuntos de datos chilenos de Valgesta. Las grandes y pequeñas hidroeléctricas, el carbón, la energía eólica y la biomasa eran las principales tecnologías de las que se contaba con amplia información en Chile. Para las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés), se emplearon una combinación de cálculos generales aproximados utilizando datos de Chile y de BNEF, mientras que los cálculos relacionados con la energía fotovoltaica, la generación eléctrica termosolar (STEG, por sus siglas en inglés), la energía geotérmica y el biogás se basan, casi exclusivamente, en información de la base de datos global de BNEF, dado que en Chile no se han desarrollado suficientes proyectos de este tipo.

(iv) Financiamiento Se asumió que todos los proyectos fueron financiados dentro del balance por promotores locales que buscaban obtener una Tasa Interna de Retorno no escalonada de 10%. Dado que la mayoría de los promotores activos en el mercado utilizarán esta forma de financiamiento, el análisis no contempló el financiamiento de proyectos (en inglés “project finance”). Valgesta indica que los bancos que realizan préstamos para proyectos de energía otorgarían créditos de hasta 12 años con una tasa de interés de un 6% a un 10%.

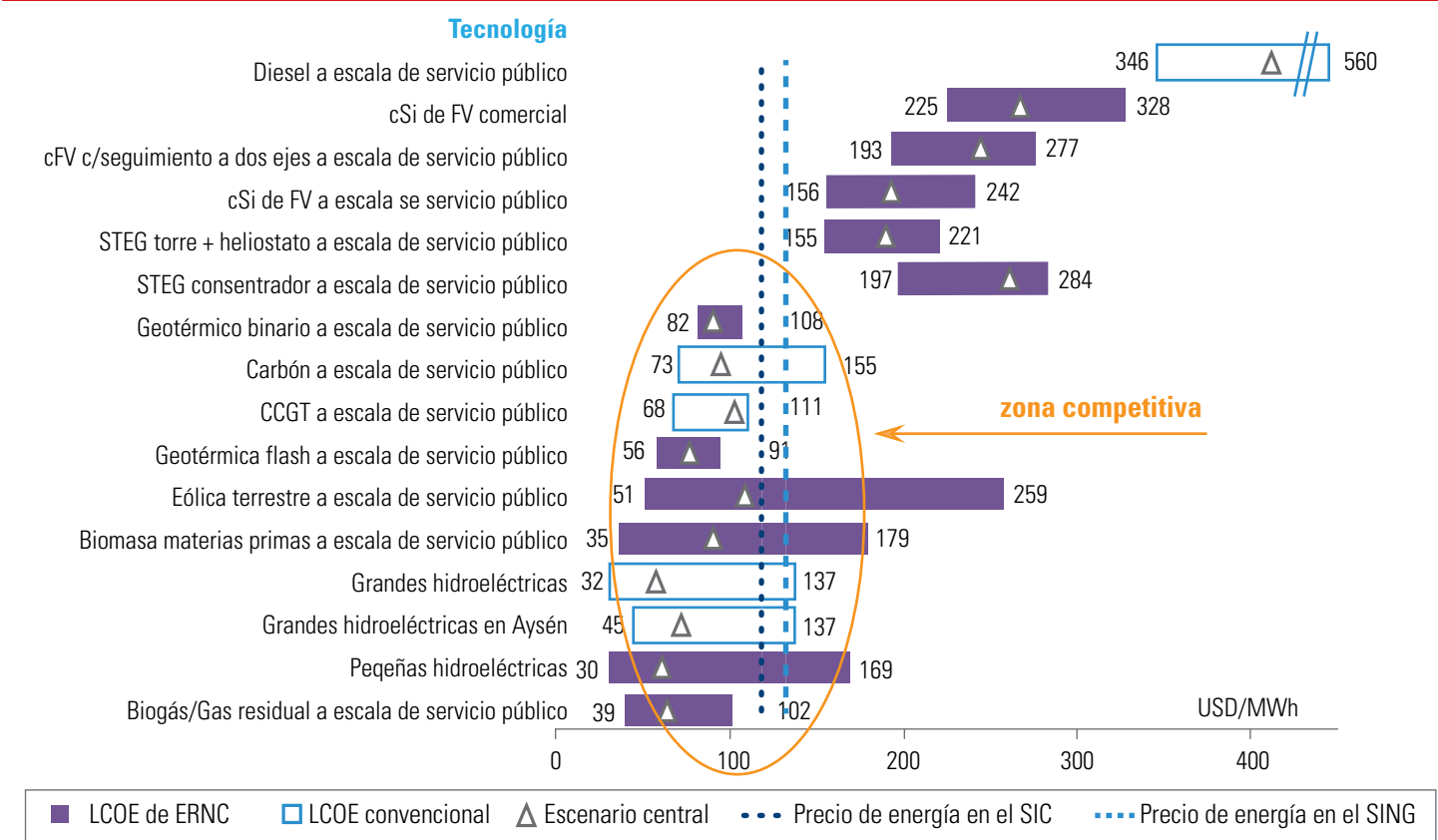
(v) Incentivos para la energía renovable no convencional Para comparar los proyectos adecuadamente, no se incluyeron incentivos para ERNC como parte del análisis de proyectos.

2. ANÁLISIS DEL LCOE

El presente análisis compara el costo nivelado de las principales fuentes de energía convencional y de energía renovable no convencional en Chile. Utilizando datos del 2011 como un punto de referencia, fue posible proyectar los costos relativos de la producción de electricidad en los años 2020 y 2030. En los gráficos a continuación, las líneas verticales permiten comparar los costos de las tecnologías evaluadas con los precios de la energía en el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, a fin de indicar la competitividad de sus costos. Todos los precios, se expresan en dólares estadounidenses (USD) del año 2010.

El **gráfico 1.1** representa un caso base de LCOE para cada tecnología incluida en este estudio e indica que, en función al LCOE, actualmente existe una amplia variedad de energías renovables no convencionales, tales como biogás, gas residual, pequeñas hidroeléctricas, biomasa,

Gráfico 1.1: Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2011



Nota: “Grandes hidroeléctricas” excluye proyectos en Aysén; “Pequeñas hidroeléctricas” son plantas que producen menos de 20MW. Todos los precios se expresan en dólares estadounidenses, del año 2010. “Zona competitiva” agregada por NRDC

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía. Fuente precios de energía: CNE, elaboración de Bloomberg New Energy Finance

energía eólica terrestre y energía geotérmica, que ya son competitivas con las nuevas instalaciones de las principales fuentes de energía convencional existentes en Chile, como las grandes centrales hidroeléctricas, de gas natural y de carbón. El gráfico 1.1 muestra precios de energía promedio en el mercado mayorista, correspondientes al segundo, tercer y cuarto trimestre de 2010 y al primer trimestre de 2011 de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

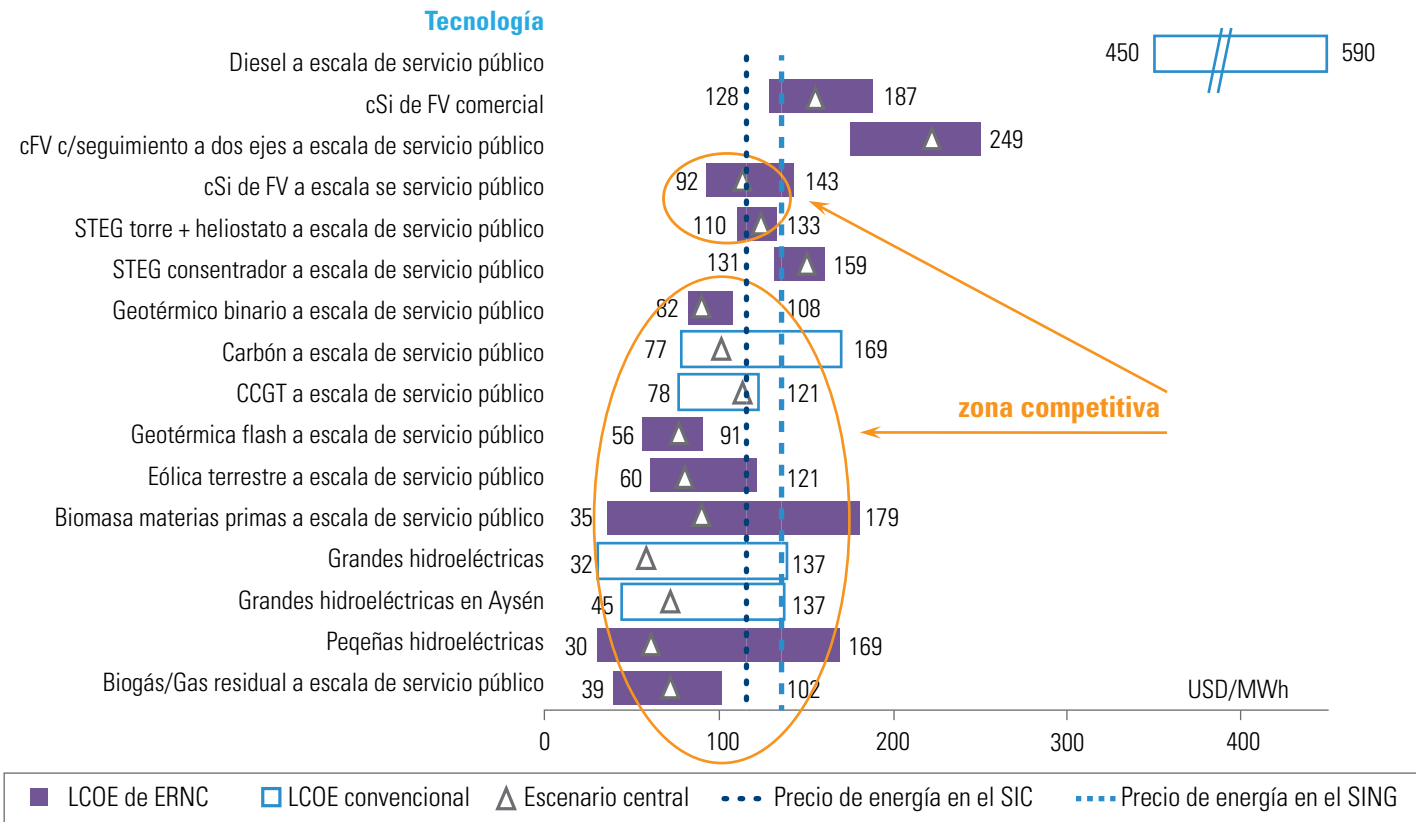
El gráfico 1.2 proyecta que para el 2020 muchas tecnologías solares también serán competitivas en el mercado mayorista. Al mismo tiempo, varias tecnologías de ERNC ya establecidas, como la energía geotérmica y la energía eólica terrestre, serán las opciones energéticas más económicas. Para el 2030 (ver gráfico 1.3), nuestro análisis pronostica que la mayoría de las tecnologías de ERNC incluidas en el estudio serán competitivas con las principales fuentes de energía en Chile o hasta serán más económicas. Los precios de energía de los gráficos 1.2 y 1.3 son cifras aproximadas del Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN) del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile y están expresados en dólares estadounidenses, del año 2010.

3. EL IMPACTO DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

Los datos presentados en los gráficos 1.1 a 1.3 no incluyen el costo de transmisión de electricidad a larga distancia, el cual puede ser significativo especialmente para algunos recursos solares, geotérmicos e hidroeléctricos. Con el fin de evaluar el impacto de la transmisión sobre el costo nivelado de energía se seleccionaron proyectos específicos para cada tecnología y se utilizó la ubicación y el costo de transmisión como puntos de referencia. En la tabla 3 se especifica la distancia entre dichos proyectos indicativos y los puntos de interconexión más importantes. En el gráfico 2 se presenta el impacto de los costos de transmisión sobre el LCOE en el 2011.

En el caso de las grandes hidroeléctricas en la región de Aysén, el costo de transmisión sigue siendo muy incierto. El cálculo inicial del costo total de transmisión para el proyecto era de USD \$1.500 millones. Sin embargo, informes más recientes reflejan una cifra más cercana a USD\$3.800 millones para el tendido.³¹ Teniendo en cuenta que los promotores del proyecto descartaron la cifra original, utilizamos la cifra de USD \$3.800 millones más o menos el 20% para analizar la sensibilidad del LCOE de las grandes hidroeléctricas en Aysén al costo de transmisión.

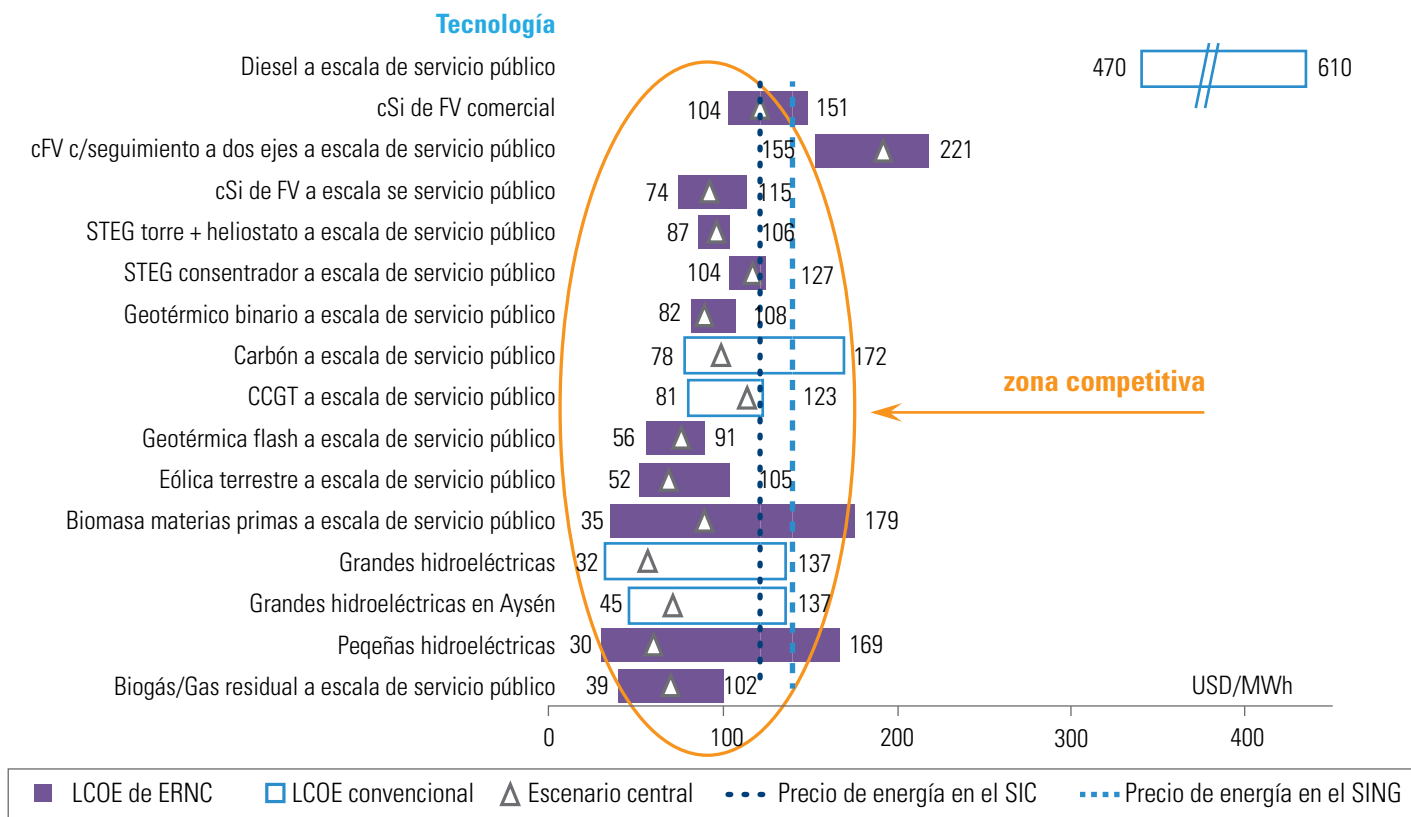
Gráfico 1.2: Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2020



Nota: "Grandes hidroeléctricas" excluye proyectos en Aysén; "Pequeñas hidroeléctricas" son plantas que producen menos de 20MW. Todos los precios se expresan en dólares estadounidenses, del año 2010. "Zona competitiva" agregada por NRDC

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía. Fuente precios de energía: Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos, Universidad de Chile, elaboración de Bloomberg New Energy Finance

Gráfico 1.3: Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2030



Nota: "Grandes hidroeléctricas" excluye proyectos en Aysén; "Pequeñas hidroeléctricas" son plantas que producen menos de 20MW. Todos los precios se expresan en dólares estadounidenses, del año 2010. "Zona competitiva" agregada por NRDC

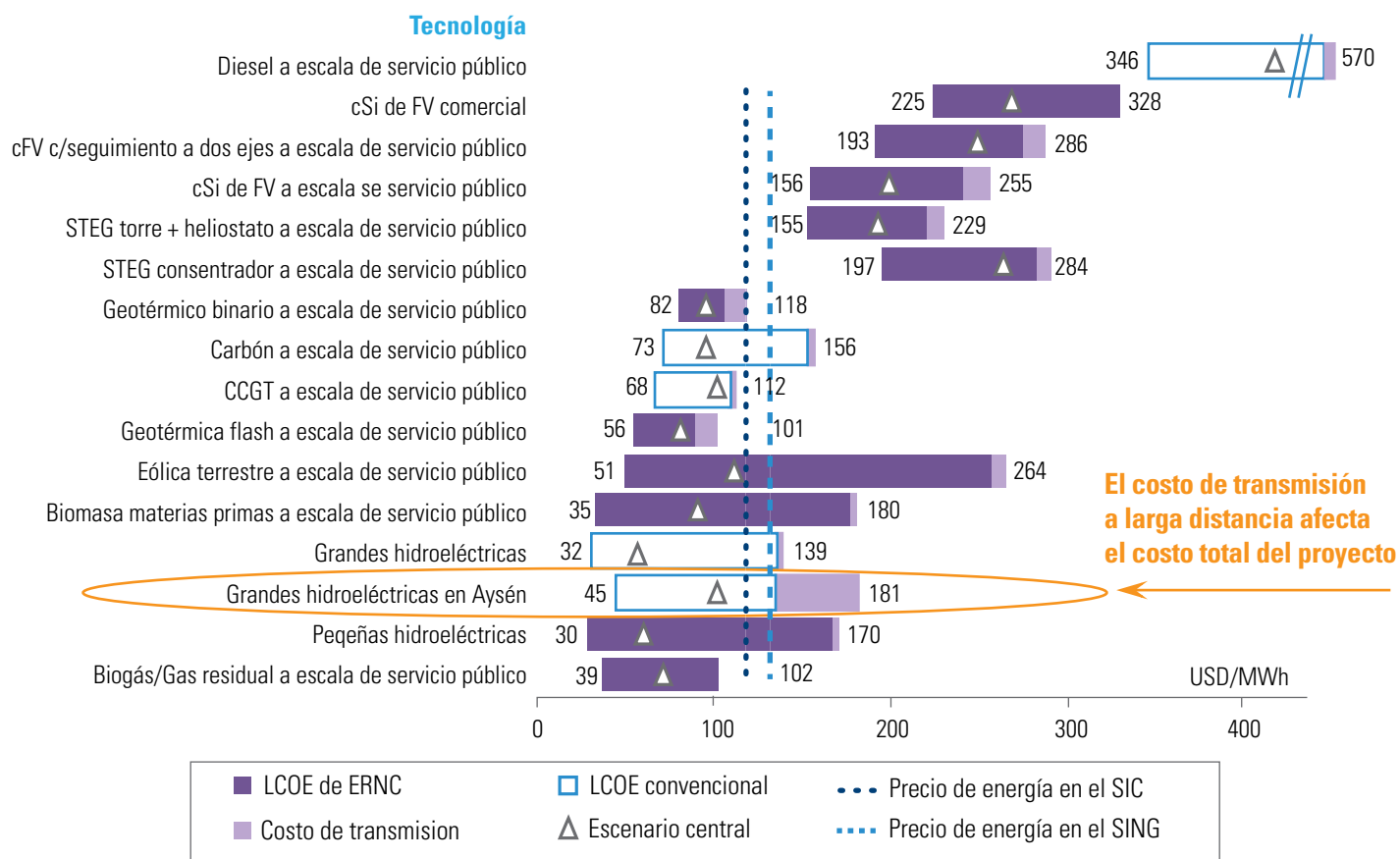
Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía. Fuente precios de energía: Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos, Universidad de Chile, elaboración de Bloomberg New Energy Finance

TABLA 3: Distancia aproximada de transmisión

Proyecto	Tipo	Región	Coordenada S	Coordenada O	Distancia en km	Notas
Parque Eólico Lebu	Eólico	Biobío	37°38'50,46"	73°39'6,24"	1,5	Distancia hasta S/E Lebu (SIC)
Parque Eólico Gaby – Seawind	Eólico	Antofagasta	23°27'46,30"	68°50'56,90"	17	Distancia hasta sistema de 220 kV (SING)
Parque Eólico El Arrayán – Pattern	Eólico	Coquimbo	30°37'39,46"	71°37'49,26"	11	Distancia hasta sistema de 220 kV (SIC)
Parque Eólico Canela	Eólico	Coquimbo	31°17'4,02"	71°35'41,89"	1	Distancia hasta sistema de 220 kV (SIC)
Planta Cogeneración en Norske Skog	Biomasa	Biobío	36°50'9,70"	73° 5'43,20"	1	Distancia hasta S/E San Pedro (SIC)
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal – Energía Pacífico	Biomasa	O'Higgins	33°58'49,40"	70°41'51,20"	1	Distancia hasta S/E San Francisco Mostazal (SIC)
Planta Cogeneración Nacimiento – CMPC	Biomasa	Araucanía	37°47'24,00"	72°29'3,30"	11	Distancia hasta sistema de 220 kV (SIC)
Proyecto Solarpack	Solar	Antofagasta	22°26'26,10"	68°52'26,74"	6	Distancia hasta S/E Calama (SING)
Complejo Solar FV Pica	Solar	Tarapacá	20°32'23,10"	69°25'8,20"	24	Distancia hasta sistema de 220 kV (SING)
Proyecto Magma	Geotérmico	Maule	36° 0'0,00"	70°29'60,00"	85	Distancia hasta sistema de 500 kV (SIC)
Proyecto Aucán I – Polaris	Geotérmico	Tarapacá	21°10'17,05"	68°42'0,92"	85	Distancia hasta sistema de 220 kV (SING)
Central Hidroeléctrica Guayacán	Pequeña hidroeléctrica	Metropolitana	33°37'49,30"	70°21'24,00"	8	Distancia hasta S/E La Laja (SIC)
Central Hidroeléctrica Canal Bío-Bío Sur	Pequeña hidroeléctrica	Araucanía	37°48'51,90"	72°24'56,10"	5	Distancia hasta sistema de 220 kV (SIC)
Central Hidroeléctrica Dongo	Pequeña hidroeléctrica	De los Lagos	42°34'4,50"	73°53'38,80"	6	Distancia hasta Ruta 5 (SIC)
Central Tarapacá	Carbón	Tarapacá	20°48'23,14"	70°11'31,69"	52	Distancia hasta S/E Lagunas (SING)
Central Tocopilla	Carbón	Antofagasta	22°5'45,87"	70°12'36,89"	69	Distancia hasta S/E Crucero (SING)
Central Atacama	Gas natural	Antofagasta	23°5'26,11"	70°25'3,69"	185	Distancia hasta S/E Domeyco (SING)
Central Salta	Gas natural	Argentina	24°44'48,36"	65°3'5,43"	367	Distancia hasta S/E Andes (SING)
Central Pangue	Gran hidroeléctrica	Biobío	37°54'35,90"	71°36'40,86"	146	Distancia hasta S/E Charrúa (SIC)
Central Ralco	Gran hidroeléctrica	Biobío	38°2'44,31"	71°28'30,55"	129	Distancia hasta S/E Charrúa (SIC)
Central Colbún	Gran hidroeléctrica	Maule	35°41'8,25"	71°22'25,04"	0	S/E Colbún, al lado de S/E Ancoa (SIC)
El Toro	Gran hidroeléctrica	Biobío	37°17'33,75"	71°29'28,24"	78	Distancia hasta S/E Charrúa (SIC)

Fuente: Valgesta

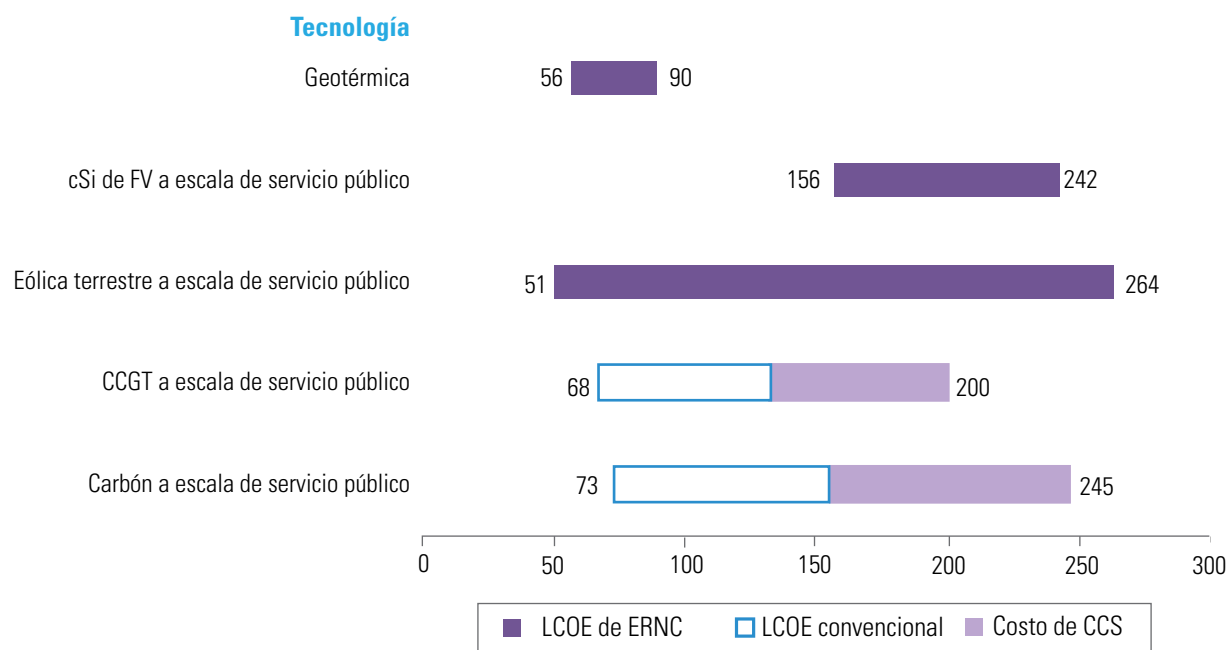
Gráfico 2: LCOE 2011 con el costo de transmisión



Nota: "Grandes hidroeléctricas" excluye proyectos en Aysén; "Pequeñas hidroeléctricas" son plantas que producen menos de 20MW. Todos los precios se expresan en dólares estadounidenses, del año 2010. "Zona competitiva" agregada por NRDC

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía. Fuente precios de energía: Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos, Universidad de Chile, elaboración de Bloomberg New Energy Finance

Gráfico 3: LCOE 2011 con la captura y almacenamiento de carbono (CCS)



Nota: Supone el escenario del carbón en Valgesta Central y el pronóstico del CNE para el precio del gas en el SIC. Círculo rojo agregado por NRDC

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL LCOE AL COSTO DE LA CONTAMINACIÓN

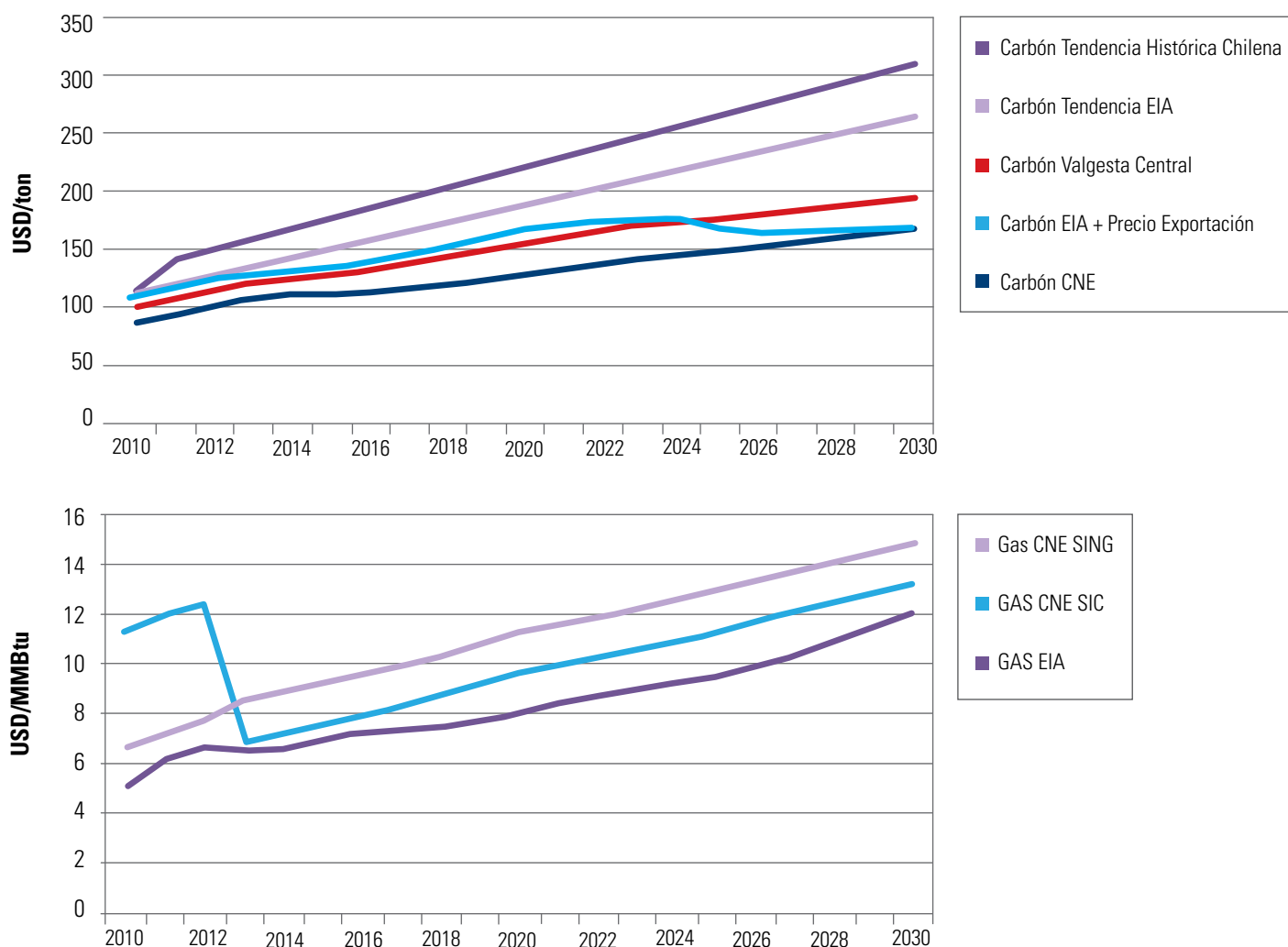
Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) solamente se pueden reducir a través de la tecnología para capturar y almacenar el carbono (CCS, por sus siglas en inglés). Si bien es técnicamente viable, el costo de un sistema de CCS es elevado y la tecnología aún no ha sido comercializada. Además, su uso reduce la eficiencia de la planta y por lo tanto el factor de planta. En consecuencia, el **gráfico 3** demuestra que el LCOE en el año 2011 se duplicaría si la tecnología CCS se estuviera utilizando. Para su implementación, los proyectos de CCS también deben utilizar instalaciones de almacenaje natural (geológico) o artificial para el CO₂ y/o contar con acuerdos de consumo (“*offtake*”) de CO₂ con usuarios industriales del mismo.

Por estas razones, BNEF no proyecta una implementación extendida de CCS antes del 2030 ni reducciones en su costo de al menos un 25% hasta el 2050.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL LCOE AL COSTO DE COMBUSTIBLE

Dado el número y la complejidad de los factores que afectan los precios de combustibles es difícil predecirlos con exactitud. En el **gráfico 4.1**, Valgesta presentó varias predicciones para el gas natural licuado (GNL) y el carbón las cuales afectan significativamente la competitividad de estas tecnologías. El precio del gas se basa en cálculos aproximados de la CNE, en función de contratos de GNL en el mercado chileno. El cálculo “EIA” se presenta con fines comparativos y se basa en datos de la Administración

Gráfico 4.1: Predicciones del precio de los combustibles para 2030



Fuente: CNE, Administración de Información sobre la Energía Estadounidense, Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía

de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), una agencia dentro del Departamento de Energía de Estados Unidos que recopila, analiza y difunde información energética. Valgesta creó un escenario para el precio del carbón para el 2030 en base a las predicciones ponderadas de la **tabla 4**.

Partiendo de estas predicciones de precio, el **gráfico 4.2** muestra el potencial impacto que distintos precios de carbón tendrían sobre el LCOE del carbón y su competitividad en relación con determinadas tecnologías renovables en el período del 2011 al 2030. Se pueden producir efectos similares con respecto a la competitividad de costos relativos de las plantas termoeléctricas a gas natural, según el comportamiento del precio del gas en dicho período. Mientras que las ERNC muestran una tendencia de reducción de precio a largo plazo, el futuro

precio de la energía térmica depende del precio de los combustibles, el cual no se puede predecir con exactitud.

6. PROYECCIÓN DE LAS REDUCCIONES DE COSTO EN LAS ERNC HASTA 2030

Los costos en la industria solar y eólica disminuyen cada año debido al creciente nivel de competencia y mejoras en el proceso de fabricación. Esta tendencia se refleja en las curvas de aprendizaje de dichas tecnologías. La curva de aprendizaje representa una ley económica empírica que rige para la mayoría de los productos fabricados: por cada duplicación de producción acumulativa de un determinado bien, el costo de producción por unidad disminuye en un porcentaje fijo. Esto se debe al aprendizaje a través de la práctica: mientras más se realiza una tarea, mejores son los resultados. En Chile, también podemos ver esta tendencia en el creciente número de proyectos de ERNC que han ingresado al Servicio de Evaluación de Ambiental durante los últimos años.³²

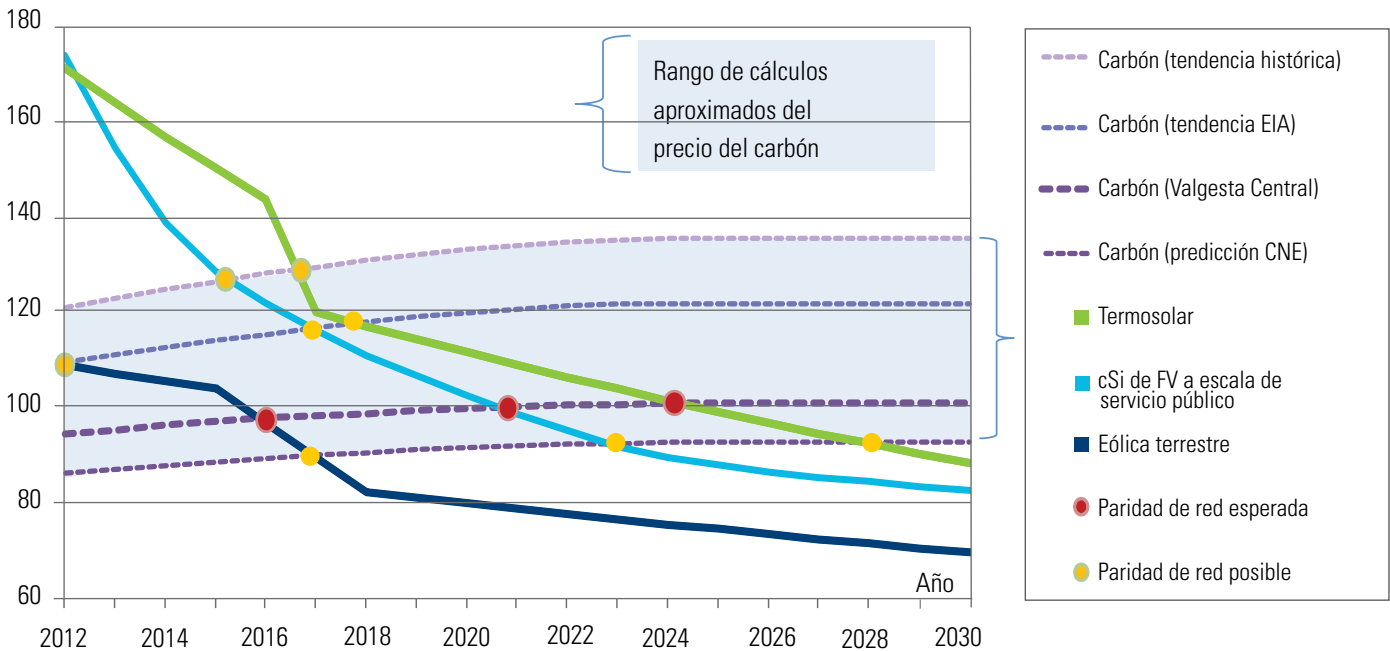
En el **gráfico 5**, se proyecta la trayectoria temporal de los gastos de capital para combustibles térmicos, energía termo-solar, fotovoltaica y eólica. A mediano plazo, se espera que los gastos de capital de la energía eólica en Chile converjan con los precios globales, calculados a partir de los datos exclusivos del Índice de Precios de Turbinas Eólicas de BNEF. Esta tendencia se observará a medida que aumente la fabricación de turbinas en Latinoamérica, lo cual estará motivado parcialmente por la demanda en países vecinos. El carbón y las turbinas de gas de ciclo combinado se consideran tecnologías maduras y los precios se mantienen estables.

Tabla 4: Precio del carbón: el escenario central de Valgesta es el promedio ponderado de las siguientes predicciones

Predicción del carbón de la CNE del 2010 [USD/tonelada]	45 %
Tendencia histórica chilena del 2010	5 %
Predicción de EIA del 2010 aplicada a Chile [USD/tonelada]	20 %
Predicción sobre exportaciones de EIA del 2010 aplicada a Chile [USD/tonelada]	30 %

Fuente: Valgesta Energía

Gráfico 4.2: Impacto de las predicciones sobre el precio del carbón



Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía

El costo de la energía fotovoltaica se reduce en función de la curva de aprendizaje global desarrollada por BNEF e ilustrada en el **gráfico 6**. Este gráfico muestra la curva de experiencia con módulos de silicio cristalino (el material comúnmente utilizado en las células solares). Según estudios académicos, el porcentaje de la curva de experiencia con los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino se encuentra entre un 18% y un 35% por cada duplicación de producción acumulativa. Puesto

que la mayoría de las industrias tardan más en duplicar la producción acumulativa a medida que crecen, la inclinación de la curva disminuye progresivamente. Utilizando datos de Paul Maycock desde 1976 y ajustados a la inflación, BNEF estimó la tasa de aprendizaje del sector en un 25%. Los puntos azules y morados en el **gráfico 6** representan datos reales de la información histórica y la línea representa la fórmula de la curva de experiencia. El volumen de producción acumulativo se encuentra en el eje

Gráfico 5: Impacto de curva de aprendizaje en las estimaciones de CAPEX

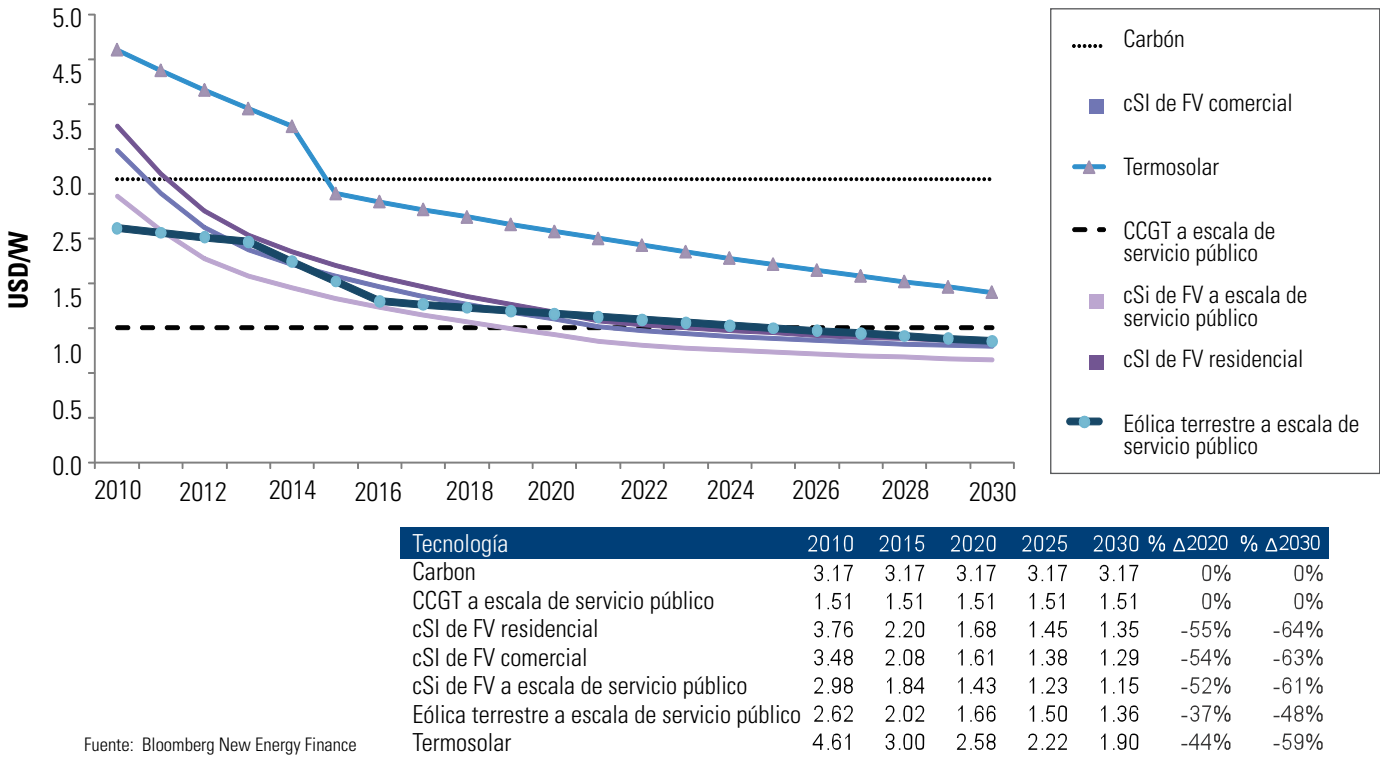
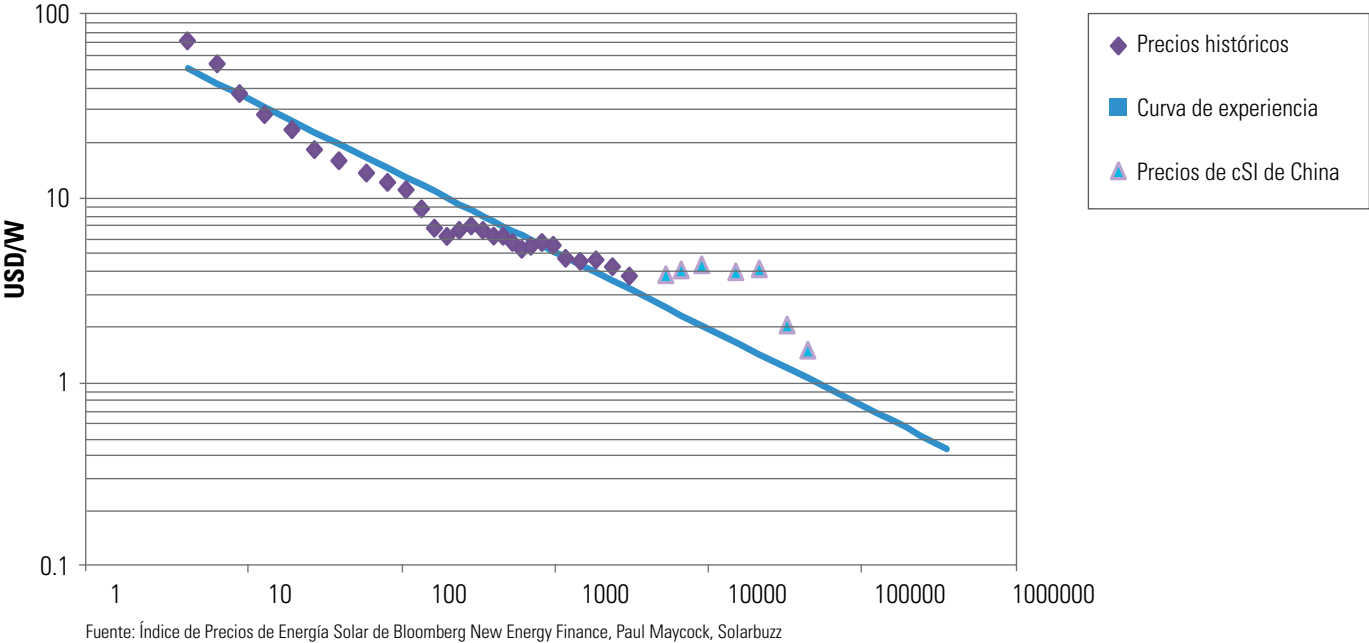


Gráfico 6: Curva de experiencia global de energía FV



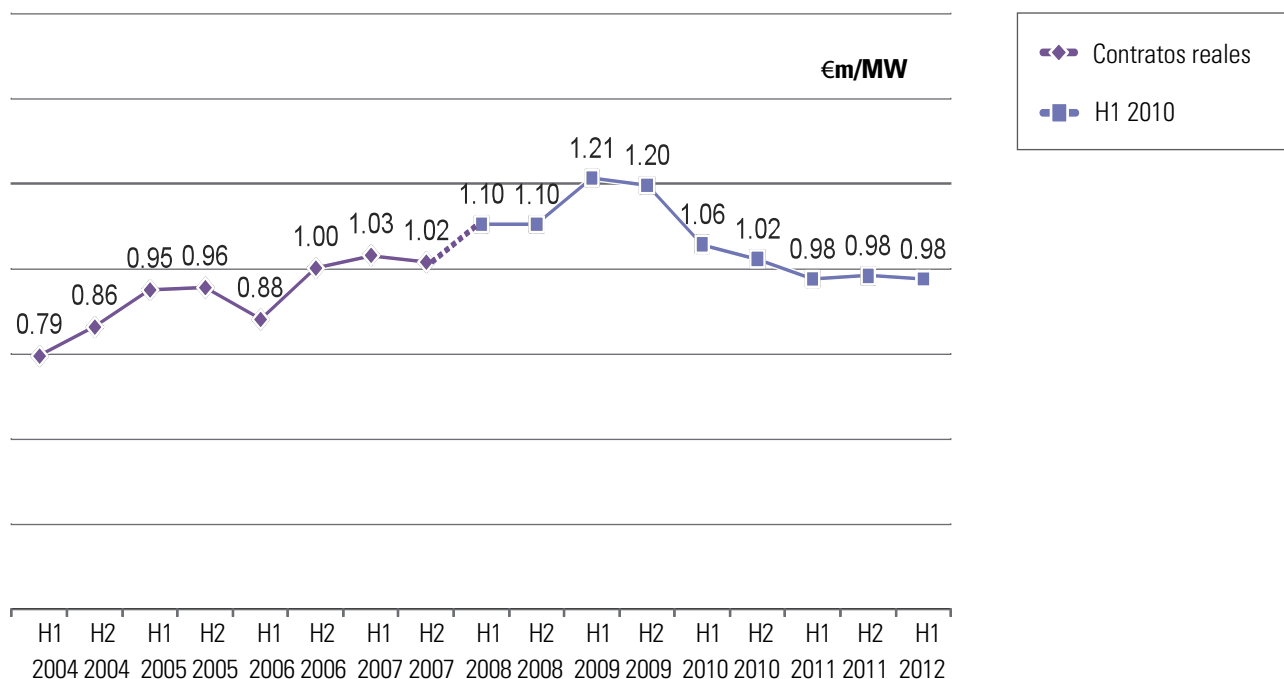
“x” y el costo en el eje “y”, ambos a escala logarítmica para presentar la relación como una línea recta.

El **gráfico 7** muestra el Índice de Precios de Turbinas Eólicas publicado semestralmente por BNEF utilizando datos exclusivos e información de contratos reales de varios compradores de turbinas. Dicho índice analiza aproximadamente 100 contratos de compraventa de turbinas en todo el mundo, incluyendo América Latina y representa alrededor de un 20% del mercado eólico

mundial anual. Dado que las turbinas eólicas terrestres son una tecnología madura, la curva de aprendizaje es prácticamente plana. Por el contrario, las turbinas eólicas marinas son una tecnología emergente y se espera que su costo disminuya en un 15% para el año 2030.

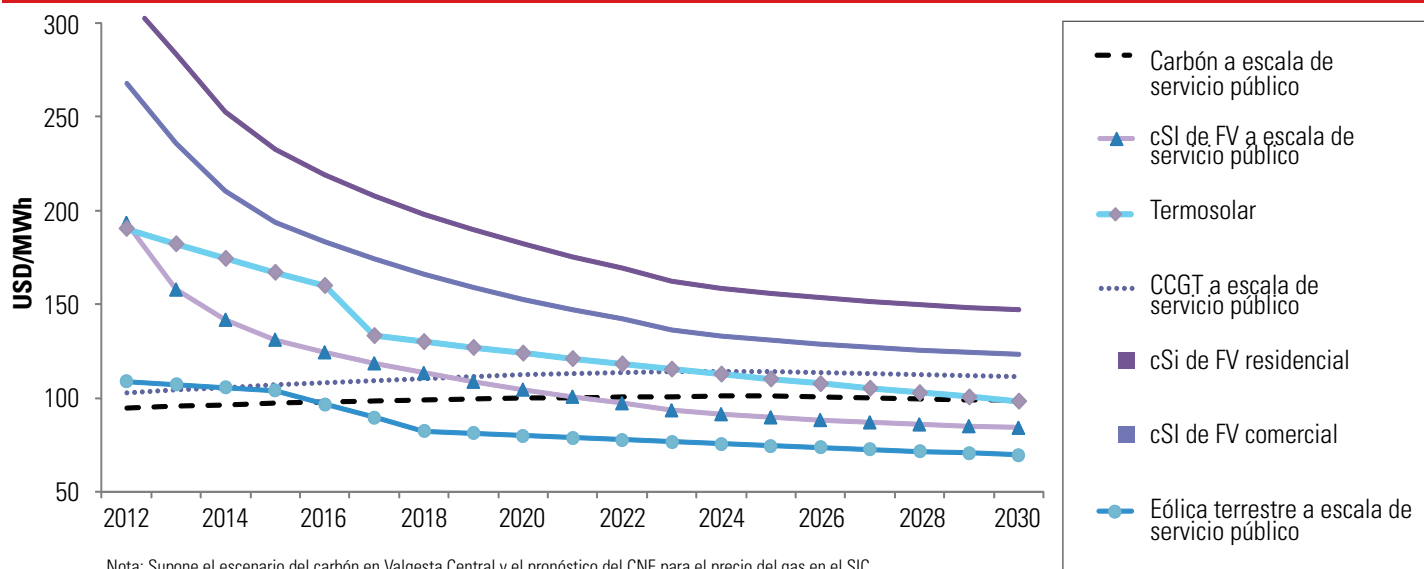
Finalmente, el **gráfico 8** muestra que la curva de aprendizaje se vuelve más pronunciada en el período del 2014 al 2015, cuando varios proyectos solares y eólicos habrán alcanzado una escala suficiente para que estas

Gráfico 7: Índice global de precios de turbinas eólicas



Fuente: Índice de Precios de Turbinas Eólicas de Bloomberg New Energy Finance

Gráfico 8: Pronóstico de la curva de aprendizaje del LCOE por fecha de puesta en marcha de proyectos



Nota: Supone el escenario del carbón en Valgesta Central y el pronóstico del CNE para el precio del gas en el SIC

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía

tecnologías logren una mayor eficiencia. Posteriormente, la curva de aprendizaje de cada tecnología se asemejará a la curva de aprendizaje de su manufactura.

7. LA ENERGÍA SOLAR EN CHILE

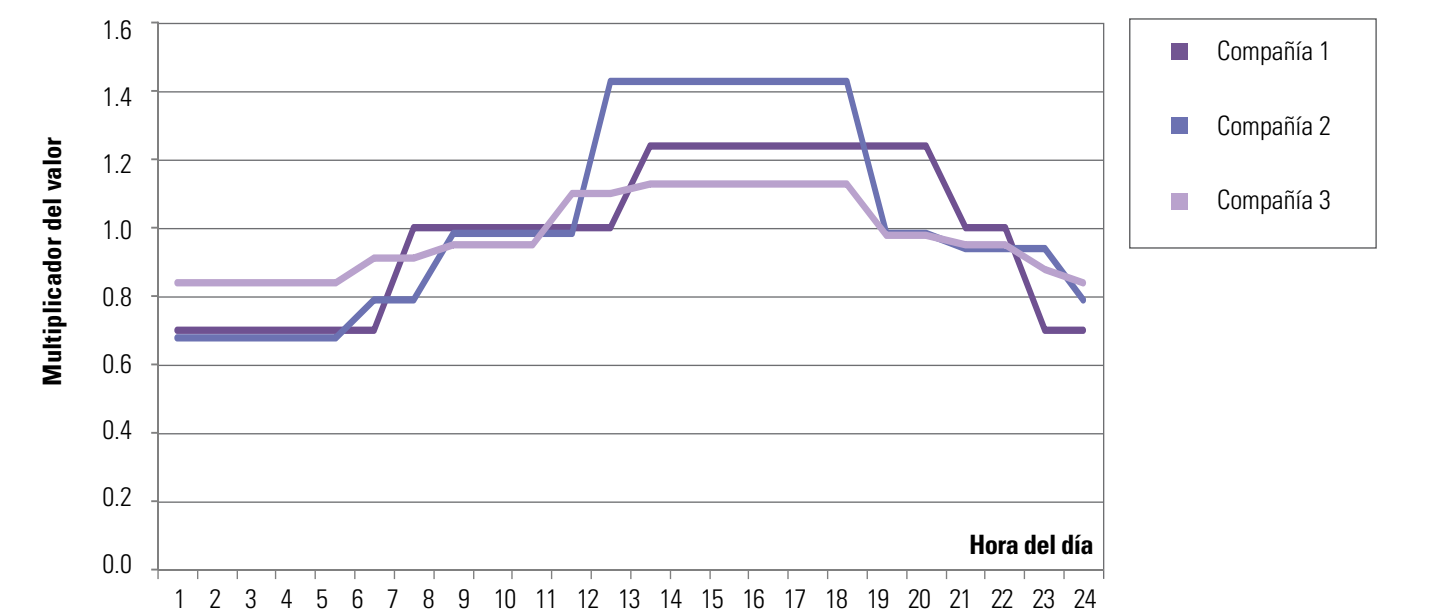
a. Neutralización de los picos de consumo

La producción de energía por proyectos solares coincide con los períodos de alta demanda durante el día. En un sistema de despacho con costos marginales que utiliza tanto recursos fósiles como solares, esto puede implicar que la energía adicional producida por células solares durante horas pico desplace la utilización de energía térmica debido

a los mayores costos de los combustibles fósiles. El **gráfico 9.1** muestra este fenómeno de neutralización de picos de consumo, o “*peak shaving*”, mediante un multiplicador de valor utilizado por las empresas de electricidad para calcular el costo evitado durante cada hora. Al reconocer estos costos evitados, se puede asignar un mayor valor económico a la energía solar producida durante las horas pico, que a la energía generada durante otros períodos.

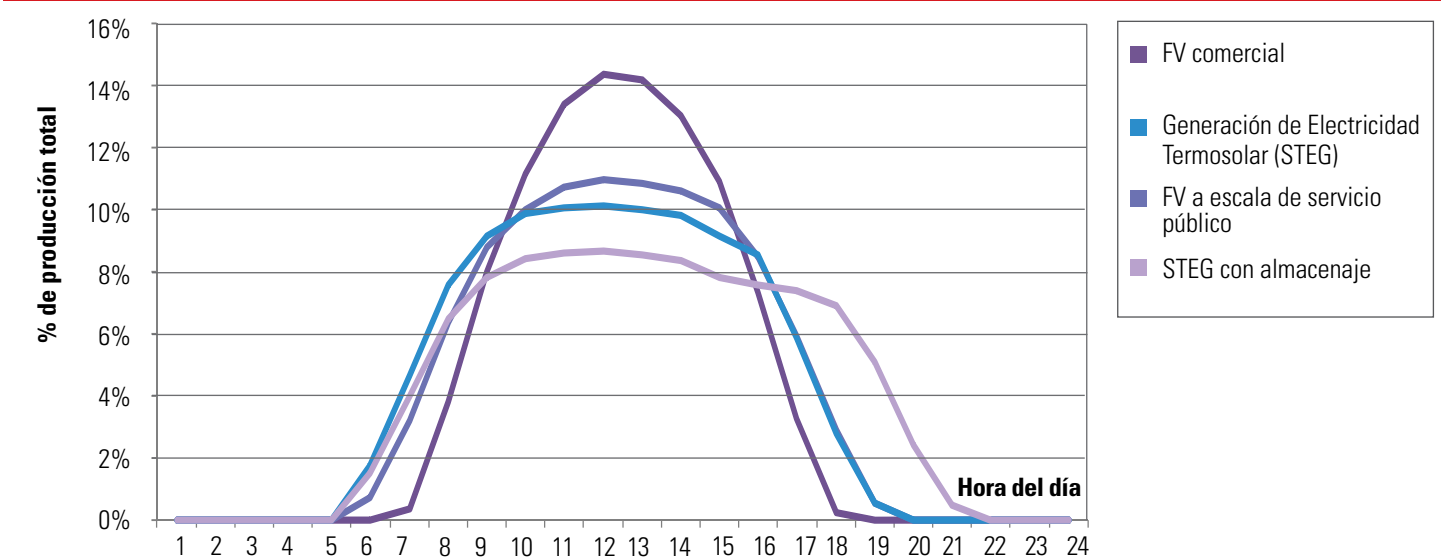
El **gráfico 9.1** ilustra los promedios anuales (generalizados por BNEF ya que los multiplicadores reales varían según la estación) de tres importantes empresas de electricidad en California para mostrar la forma del perfil. Mientras tanto, el **gráfico 9.2** ilustra las distribuciones equivalentes

Gráfico 9.1: Multiplicadores simplificados del valor horario en California para mostrar el valor pico de la energía



Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Comisión de Empresas de Servicios Públicos de California.

Gráfico 9.2 Perfil simplificado de producción diaria de las tecnologías solares



Fuente: Bloomberg New Energy Finance.

relacionadas con cuatro tecnologías solares. Los multiplicadores capturan el valor de “*peak shaving*” de la energía solar en función de la hora del día. Según este análisis simplificado, la energía generada por proyectos solares podría valer entre 1,1 a 1,3 veces más que el precio de la electricidad al por mayor. Si bien la comparación no es perfecta, Chile podría esperar obtener un valor similar de los proyectos solares en el SIC.

El sistema en el SIC genera del orden de un 20% a un 30% de su energía en base a centrales diesel. Estas se desplazan ventajosamente con ERNC. Una cantidad importante se genera con centrales de turbinas de ciclo abierto o ciclo combinado que operan con GNL. Estas también se pueden desplazar fácilmente con ERNC. Finalmente las ERNC se integran muy bien a las centrales de embalse, las que operan casi exclusivamente en las horas del día. Según un análisis preliminar, la incorporación de ERNC a la matriz eléctrica podría desplazar energía generada con centrales de embalse durante las horas que están disponibles las ERNC, ayudando a ahorrar el recurso hídrico.³³ Como el agua permanece en los embalses, esta generación se podría

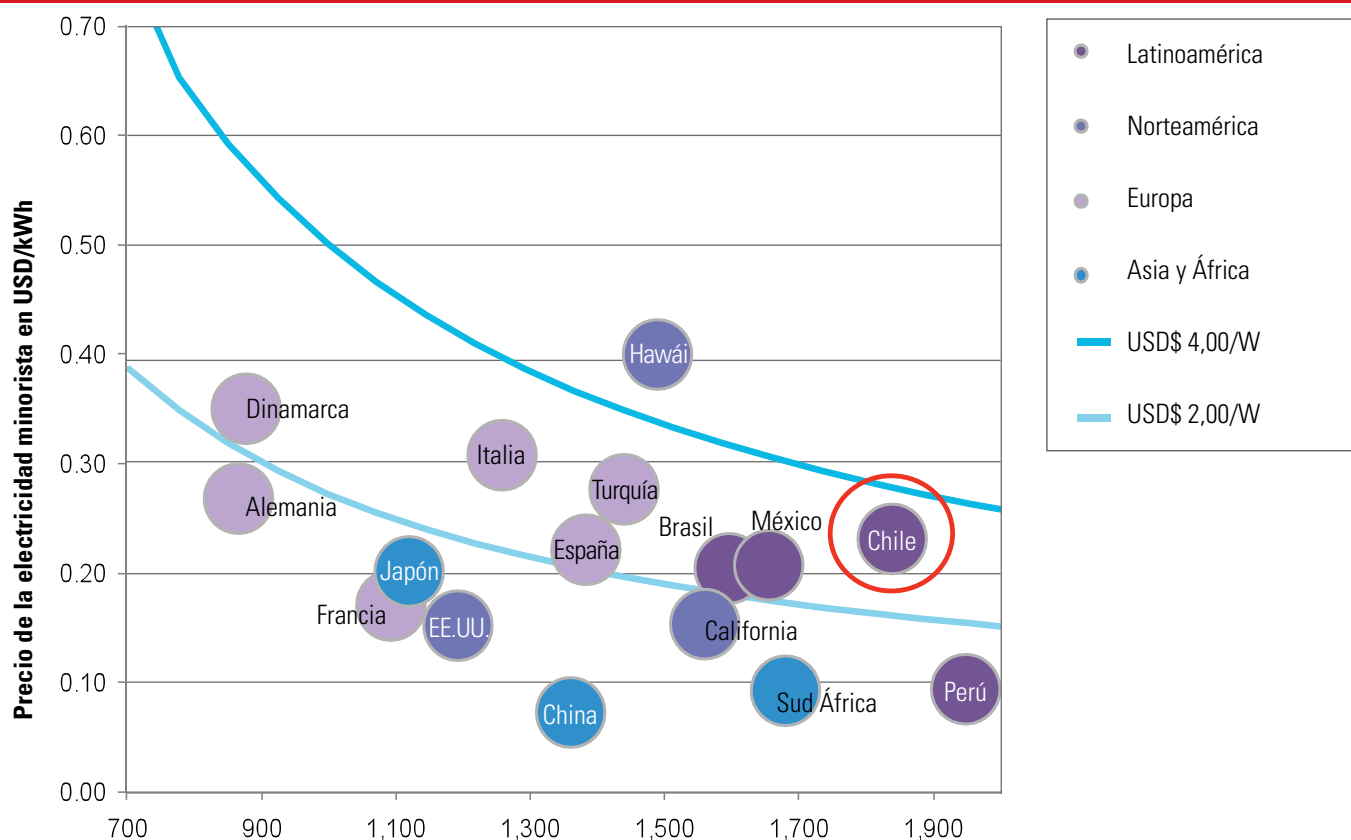
despachar recién durante las horas o días que sí se necesita, o incluso en otra época del año, sin mayor costo para la generadora. Es más durante épocas de sequía, cuando urge conservar el agua, hay más energía solar, por lo cual la generación solar complementa perfectamente la energía hidráulica.

b. Paridad de red para la energía fotovoltaica residencial

La paridad de red es el punto en que el precio de una fuente de energía en particular, como la energía fotovoltaica, es igual al precio de electricidad en el mercado minorista. La paridad de red varía en cada país según el recurso solar disponible y el costo evitado de la electricidad minorista.

Las líneas del **gráfico 10** muestran cómo la disminución en los precios de módulos solares con el paso del tiempo lleva a más países hacia la paridad de red. Aunque el tiempo no se incluye como eje en este gráfico, BNEF prevé que Chile alcanzará la paridad de red en 2014, aunque en las zonas más asoleadas del país esto se logrará antes.

Gráfico 10: Hacia la paridad de red en el suministro fotovoltaico residencial



Nota: WACC (Costo Promedio Ponderado) = 10%; O&M = 1,5%; de CAPEX; degradación de sistema = 0,7% por año; vida de proyecto = 25 años; basado en precios de electricidad minoristas de 2010; no se asume aumentos en el precio de electricidad

V. POLÍTICAS PARA TRANSITAR HACIA LA SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA EN CHILE

Tomando en cuenta la alta calidad de los recursos renovables nacionales, la reducción en los precios de tecnologías de ERNC y el incremento en los precios de combustibles fósiles, se puede concluir que un importante número de fuentes de ERNC ya son competitivas en Chile. Durante las próximas décadas, todas las tecnologías de ERNC analizadas se volverán aún más competitivas. Para aprovechar todas las posibles mejoras en rendimiento y la reducción de costos, es necesario implementar políticas que impulsen el sector de ERNC, tales como las políticas que fomenten los mercados de ERNC y aumenten oportunidades para los generadores de ERNC, al igual que políticas que impulsen la eficiencia energética. Con estos avances, se logrará la integración a gran escala de tecnologías de ERNC en la oferta de generación energética nacional, lo cual permitirá que Chile se beneficie de una mayor seguridad e independencia energética, así como de una menor degradación ambiental. Chile puede asegurar su futuro energético y consolidar su liderazgo en el sector de energías renovables no convencionales implementando ciertas políticas claves, incluyendo entre otras:

1. Hacer realidad la meta de que el 20 por ciento de toda la energía eléctrica generada en el 2020 provenga de fuentes de ERNC.

La más simple y principal reforma del mercado necesaria para liberar el potencial de producción de energía renovable no convencional en Chile es la modificación de la Ley 20.257 para requerir que el 20 por ciento de *toda la energía generada para la venta por contrato* se obtenga a partir de ERNC para 2020, tal como sugirió el Presidente Piñera en 2010.³⁴ De aprobarse y entrar en vigencia esta reforma (incluidas las sanciones por incumplimiento), Chile podría explotar más intensamente la energía renovable no convencional que ya se ofrece a costos competitivos y agilizar la viabilidad económica de aquellas fuentes que, en el futuro, competirán en el mercado. Esto implicaría generar 20.000 GWh/año para el 2020 con ERNC según datos de la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA).³⁵ Alfredo Solar, presidente de ACERA, también destaca que la promulgación de esta ley permitiría que Chile desarrolle entre 4.000 MW a 5.000 MW de capacidad de ERNC.³⁶ En enero 2012, la Sala del Senado aprobó un proyecto de ley que establece que para el año 2020 Chile deberá contar con un 20% de ERNC en su oferta eléctrica. El proyecto ahora está listo para ser tramitado en la Cámara de Diputados.³⁷

2. Impulsar la capacidad de adquisición de la ERNC por parte de la industria chilena.

Chile debe trabajar con empresas de ERNC, empresas mineras, clientes comerciales grandes o industriales, ambientalistas y otros grupos de ciudadanos para transformar el mercado de “clientes libres” en uno que fomente o exija la compra directa de mayores cantidades de ERNC. Una posibilidad sería la creación de un mercado donde se comercialice energía limpia, certificada por un regulador. Esto permitiría a las empresas exportadoras certificar a los mercados de exportación que su producto se fabricó en un sistema eléctrico que cuenta con una determinada cantidad de energía limpia o con emisiones reducidas de carbono.

Otra estrategia más eficaz, que estimularía rápidamente la competencia y bajaría los precios, sería requerir a las empresas mineras y los grandes usuarios comerciales o industriales que compren un determinado porcentaje de energía renovable cada año, o cuando aumenten su consumo energético debido a operaciones nuevas e incrementos en actividad.

3. Promulgar e implementar una ley de “*Net Metering*” para fomentar proyectos de ERNC

El **gráfico 10** demuestra que muy pronto los sistemas de ERNC conectados a la red serán económicamente atractivos. Para fomentar este tipo de proyecto aún más es necesario promulgar una ley de medición neta, o *net-metering*, que permita a los usuarios finales inyectar energía generada a base de ERNC a la red de distribución eléctrica. En enero 2012, el Congreso aprobó un proyecto de *net-metering* que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos y que regula el pago de tarifas eléctricas en estos sistemas. El presidente Piñera ahora debe apresurar la promulgación de dicha ley y su gobierno debe publicar el reglamento que determine los requisitos que deben cumplirse para conectar las fuentes de ERNC a la red de distribución.³⁸

4. Impulsar la eficiencia energética mediante medidas que fomenten mayor inversión en eficiencia eléctrica.

Chile podría disminuir la demanda de potencia en el SIC por 2.740 MW para el año 2025 mediante políticas que fomenten el uso de eficiencia energética. Esto significaría un ahorro de hasta 17.858 GWh de generación según algunas estimaciones.³⁹ La nueva Estrategia Nacional de Energía propuesta por el gobierno señala la necesidad de incorporar la eficiencia energética “como un principio fundamenta”. Sin embargo, para lograr incrementar la eficiencia a nivel nacional es necesario asegurar la

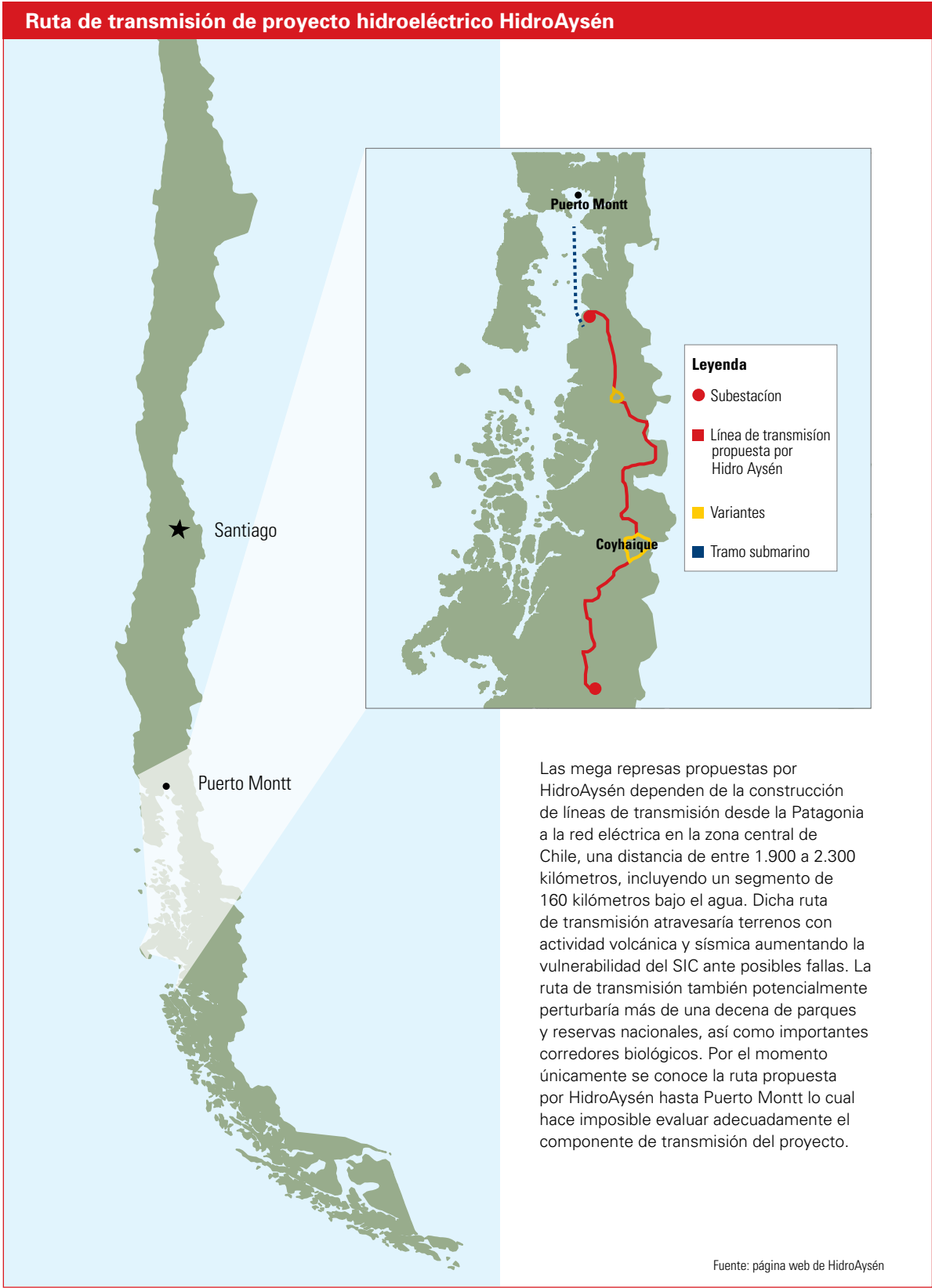
estabilidad financiera de los mecanismos de eficiencia energética. Con este fin, es importante rediseñar la tarificación de la distribución eléctrica para desacoplar (“*decouple*”, en inglés) los ingresos de las compañías de distribución de las ventas de energía. En 2009, el Ministerio de Energía bajo el gobierno anterior comenzó a diseñar un anteproyecto de ley para fomentar la eficiencia.⁴⁰ Bajo el marco de la nueva estrategia energética, el actual gobierno ahora debe impulsar la tramitación de un proyecto de ley que desacople las utilidades de las empresas de distribución de la venta de energía. También será importante implementar sistemas de gestión de la demanda, contar con metas claras y cuantitativas para la eficiencia en el sector eléctrico y designar una entidad encargada de implementar programas de eficiencia energética.

Chile se encuentra en un momento crítico de transición. El país solo podrá asegurar un futuro energético sostenible mediante una transformación significativa del actual modelo eléctrico. Las políticas innovadoras que recomendamos aquí facilitarían la creación de un marco normativo energético para el siglo XXI. Estos cambios impulsarían el desarrollo de las abundantes energías renovables no convencionales con las que cuenta el país. Estos recursos son cada vez más competitivos económicamente y pueden ayudar a abastecer la futura demanda del país de una manera sostenible, sin perjudicar la salud pública ni los grandes tesoros naturales como la Patagonia Chilena.

VI. APÉNDICE: TÉRMINOS UTILIZADOS

ACERA:	Asociación Chilena de Energías Renovables
BNEF:	Bloomberg New Energy Finance
CAPEX:	Capital Expenditure (Gastos de Capital)
CCGT:	Combined Cycle Gas Turbine (Turbina de Gas de Ciclo Combinado)
CCS:	Carbon Capture and Sequestration (Captura y Almacenamiento de Carbono)
CDEC:	Centro de Despacho Económico de Carga Centro
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CPV:	Concentrating Photovoltaic (Energía Fotovoltaica Concentrada)
cSi de FV:	Tecnología de Silicio Cristalino de Energía FV
EIA:	Energy Information Administration (Administración de Información Energética de EE. UU)
ERNC:	Energía Renovable No Convencional
FV:	Fotovoltaica
GNL:	Gas natural licuado
TIR:	Tasa Interna de Retorno (Internal Rate of Return)
LCOE:	Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Electricidad)
O&M:	Operations and Management (Operación y Gestión)
Paridad de red:	punto en el cual el costo de energía generada en un sistema FV residencial es igual al precio minorista de energía
PIB:	Producto interno bruto
SIC:	Sistema Interconectado Central
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande
STEG:	Solar Thermal Electricity Generation (Generación de Electricidad Termosolar)
TPES:	Total Primary Energy Supply: corresponde a la oferta total de energía primaria. Mide la cantidad de energía que obtiene un país durante un período de tiempo dado para su consumo ya sea en uso final o en centros de transformación.

VII. APÉNDICE: MAPA DE RUTA DE TRANSMISIÓN DE HIDROAYSÉN



VII. FUENTES CONSULTADAS

Agencia Internacional de Energía

Bloomberg New Energy Finance

Centro de Despacho Económico

Corporación de Fomento de la Producción

Ministerio del Medio Ambiente de Chile

Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)

Universidad de Chile, Programa de Estudios e Investigaciones en Energía

Valgesta Energía, S.A.

VIII. NOTAS

- 1 Laurence Golborne: “Matriz eléctrica de largo plazo: antecedentes para un debate”. Presentación en la Comisión de Minería y Energía del Parlamento. Marzo 2011. Disponible en: <http://www.ojoconelparlamento.cl/2011/03/24/definiran-una-politica-de-estado-y-de-largo-plazo-para-desarrollar-una-matriz-energetica-equilibrada/>
- 2 Gobierno de Chile. Ministerio de Energía. Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE). Disponible en: <http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>
- 3 Comisión de Energía Ciudadana Parlamentaria. Disponible en: www.energiaciudadana.cl
- 4 Elaboración propia a partir de los datos de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl
- 5 Román, R. y S. Hall, 2011. El futuro energético de Chile está en la eficiencia energética y en las energías renovables. Disponible en: http://ingenieria.uchile.cl/files/estudio_roman.pdf
- 6 Elaboración propia a partir de los datos de www.cne.cl
- 7 Gobierno de Chile. Comisión Nacional de Energía. “Precio de Nudo Octubre 2011. Informe Técnico Definitivo, SIC”. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/07_Tarificacion/01_Electricidad/Otros/Precios_nudo/otros_precios_de_nudo/octubre2011.html
- 8 Gobierno de Chile. Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 2: Radiografía a la demanda de electricidad en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>
- 9 Según datos de la Comisión Nacional de Energía. Generación Bruta SIC-SING. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html
- 10 Comisión Nacional de Energía. 2008. Política energética: nuevo lineamientos. Transformando la crisis en una oportunidad. Disponible en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf
- 11 *TPES (Total Primary Energy Supply): corresponde a la oferta total de energía primaria. Mide la cantidad de energía que obtiene un país durante un período de tiempo dado para su consumo ya sea en uso final o en centros de transformación.*
- 12 Comisión Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevo Lineamientos. Transformando la crisis en una oportunidad. Disponible en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf
- 13 Banco Central de Chile. Cuentas Nacionales-Evolución de la actividad económica en el año 2010. Disponible en: http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/publicaciones-estadisticas/trimestrales/pdf/CuentasNacionales_cuarto_trimestre2010.pdf
- 14 Según datos de Comisión Nacional de Energía. Generación Bruta SIC-SING. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html
- 15 Según datos de Comisión Nacional de Energía. Generación Bruta SIC-SING. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html
- 16 Ver “Encuesta revela significativo aumento del rechazo a HidroAysén y desconfianza a sus prácticas.” El Divisadero. 18 de julio de 2011. Disponible en: <http://www.eldivisadero.cl/noticias/?task=show&id=26507> y “Encuesta evalúa el desempeño del gobierno y la actitud de los chilenos en el cuidado del medioambiente” Universidad Andrés Bello. Disponible en: <http://www.ambiental.unab.cl/wp-content/uploads/2010/11/II-ENCUESTA-DE-MEDIOAMBIENTE-1.pdf>
- 17 Por razones técnicas es probable que sería difícil desarrollar mayores cantidades de ERNC de lo que aquí señalamos antes del 2030, sin embargo el limitante no es el recurso.
- 18 *Potencial en el SIC y SING. No se incluyen datos de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico para energía geotérmica porque su análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile no incluye datos actualizados para esta fuente. Sin embargo, según estudios preliminares se estima que, considerando flujos a más de 150 C y a profundidades de hasta 3 km, el potencial geotérmico de Chile es de 16.000 MW.* Ver: Lahsen, A., 1986 *Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile*. En *Geología y recursos minerales de Chile*. Ed.: J. Frutos, R. Oyarzún, y M. Pincheira. Universidad de Concepción, Chile. 1: 423-4238.
- 19 *Para el potencial factible hay estimaciones no oficiales de entre 1.500 y 4.000.* Ver: Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile y Núcleo Milenio Electrónica y Mecatrónica, Universidad Técnica Federico Santa María. Junio 2008. *Aporte potencial de energía renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008 2025*. Disponible en: <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/dinamicos/energia-BAJA.pdf>
- 20 *Potencial en el SIC. Datos según documentos internos no publicados de la División de Energías Renovables, MINERGA y GIZ. La potencia bruta teórica sólo incluye cauces compatibles con centrales con potencia entre 1 y 20 MW. Para la potencia bruta teórica factible se excluyeron cauces en parques nacionales, zonas nevadas y sitios donde ya existen operaciones hidroeléctricas.* Ver Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>
- 21 *Potencial en el SIC y SING. Un estudio sobre el potencial de energías del mar recomienda 6 zonas para la implementación de proyectos de energía undimotriz y estima un potencial global bruto de casi 165 GW a lo largo de las costas del país. El mismo estudio también identificó 3 zonas para proyectos de energía mareomotriz y estima que Chacao en la Región X podría producir de 100 a 150 GWh/año.* Ver: Garrad Hassan and Partners Ltd. Preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). “Recursos en energía de los mares en Chile y selección preliminar de sitios”. p 56. 15 mayo 2009. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/recursos-en-energia-de-los-mares-en.html>

- 22 *Potencial en el SIC y SING. Potencial bruto estimado en base a 0.5 MW/ha y una penetración de 80.000 a 200.000 ha. Según la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) el potencial teórico es aún mayor: 2.636.858 MW (considerando un criterio de 2.5 ha por 1 MW instalado y 6.592.144 ha de zonas favorables). Ver Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile y Núcleo Milenio Electrónica y Mecatrónica, Universidad Técnica Federico Santa María. Junio 2008. *Aporte potencial de energías renovables no convencionales y Eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025*. Disponible en: <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/dinamicos/energia-BAJA.pdf>. Ver también Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>*
- 23 *No existen estudios oficiales sobre el potencial solar térmico factible, sin embargo el limitante no es el recurso solar sino más bien el acceso al agua para refrigerar en el caso de las tecnologías termo solares refrigerados por agua.*
- 24 *Potencial en el SIC y SING. Según estimaciones no oficiales el potencial técnico de energía solar fotovoltaica es de 3.000 MW y el potencial realizable es de entre 1.000 a 2.000 MW. El limitante nuevamente no es el recurso solar sino más bien la velocidad en que se puedan realizar los proyectos y la disponibilidad de paneles. Según la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) el potencial teórico de tecnología fotovoltaica es de 1.318.429 MW según un criterio de 5 ha por 1 MW instalado y 6.592.144 ha de zonas favorables para el desarrollo de energía solar. Ver Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>*
- 25 *Se estima que para el año 2025 unos 1.500 MW de energía eólica serán técnicamente factibles en el SIC. Sin embargo, un estudio del Ministerio de Energía y el Ministerio de Bienes Nacionales identificó 540.000 ha como sitios favorables para la energía eólica en la región de Antofagasta. De estos terrenos, 200.000 ha están libres de actividades u otros factores que afectarían el uso de los terrenos por lo que se podría instalar proyectos por una capacidad de entre 6.500 MW y 20.000 MW. Ver: Pontt, J., Leiva, R., y Herrera, C. 23 de julio 2008. *Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025. Informe Final. ERNC-Energía eólica en Chile*. Universidad Técnica Federico Santa María. Disponible en: <http://www.bibliotecaverde.wikieco.org/2011/09/28/energia-eolica-en-chile/> También ver: Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>*
- 26 *Un estudio de la Fundación Chile encargado por la CNE calcula que el potencial disponible técnicamente desde los bosques nativos y las plantaciones es de 1.116 MW de las regiones del Maule a La Araucanía, y región Bío-Bío. Ver: Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>*
- 27 *Según un estudio de CNE-GTZ el potencial de biogás se concentra desde la región V a la región X. Ver: Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Anexo 4: Análisis de disponibilidad de recursos renovables en Chile. Noviembre 2011. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios.html>*
- 28 Bloomberg New Energy Finance. Costo Nivelado de Energía en Chile. Disponible en http://docs.nrdc.org/energy/ene_11052401.asp
- 29 Succar, Samir. “The Cost of Integrating Renewables: A Question of Perspective.” 13 marzo 2012. Disponible en: http://switchboard.nrdc.org/blogs/ssuccar/the_cost_of_integrating_renewa.html
- 30 Las cifras provienen del Centro de Energías Renovables de la Universidad de Chile, proyecto Huatacondo.
- 31 Agencia de Prensa Internacional Pressenza. “Alto precio de línea de transmisión podría hacer no viable HidroAysén”. Disponible en <http://www.world.pressenza.org/npermalink/alto-precio-de-linea-de-transmision-podria-hacer-no-viable-hidroaysen>
- 32 Ver Servicio de Evaluación Ambiental. Gobierno de Chile. www.sea.gob.cl
- 33 Román, Roberto. Universidad de Chile. Proyección Demanda Eléctrica para el SIC Período 2011-2030. Análisis preliminar no publicado. Agosto 2011.
- 34 Gobierno de Chile. Mensaje a la Nación, de S.E. el Presidente de la República, don Sebastián Piñera Echenique: “Del Chile del bicentenario al país de las oportunidades”. Valparaíso, Chile. 21 de Mayo de 2010. Disponible en: <http://www.gobiernodechile.cl/especiales/mensaje-presidencial-21-de-mayo/>
- 35 ACERA 2011. “Proyectos Eléctricos Sustentables en Chile-20/20/20.000” presentación del Gerente General de ACERA A.G., Oddo Cid, ante la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria el 23 de Junio de 2011. Disponible en: <http://www.energiaciudadana.cl/docs/09-TecnologiasEstrategiasGestionComercialChile-OddoCid.pdf>
- 36 La Nación. Ambientalistas destacan avance de ley de energías renovables. 19 de enero 2012. Disponible en: <http://www.lanacion.cl/ambientalistas-destacan-avance-de-ley-de-energias-renovables/noticias/2012-01-19/173810.html>
- 37 Senado de la Republica de Chile. Tramitación de Proyectos. Boletín 7201-08: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Disponible en: <http://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php#>
- 38 Cámara de Diputados de Chile. Proyectos de Ley. Regula el pago de las tarifas eléctrica de las generadoras residenciales. Disponible en: http://www.camara.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=6424&prmBL=6041-08
- 39 Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Universidad de Chile y Núcleo Milenio Electrónica y Mecatrónica, Universidad Técnica Federico Santa María. Junio 2008. *Aporte potencial de energía renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025*. Disponible en: <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/dinamicos/energia-BAJA.pdf>
- 40 Comisión de Energía Ciudadana Parlamentaria. Disponible en: <http://www.energiaciudadana.cl>



Natural Resources Defense Council

40 West 20th Street
New York, NY 10011
212 727-2700
Fax 212 727-1773

Beijing

Chicago

Los Angeles

Montana

San Francisco

Washington

www.nrdc.org