

¿SE NECESITAN REPRESAS EN LA PATAGONIA?

Un análisis del futuro energético chileno

STEPHEN F. HALL Y ASOCIADOS
ROBERTO ROMÁN, FELIPE CUEVAS, PABLO SÁNCHEZ
Universidad de Chile

Junio de 2009





Río Palena. *Fuente: Patagonia Chilena sin Represas.*

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer el aporte de Natural Resource Defense Council (NRDC), The Patagonia Foundation (TPF) y de los miembros del Consejo de Defensa de la Patagonia (CDP) que han hecho posible el desarrollo y publicación de este estudio.

Los comentarios de distintos expertos(as) energéticos(as) y lectores han contribuido a fortalecer y mejorar distintos argumentos y aspectos del análisis. A todos ellos y ellas nuestro profundo agradecimiento porque enriquecen la comunidad de conocimientos en torno a la energía. Son ellos los que contribuyen a levantar la participación y una vocería ciudadana cada vez mejor informada que busca evitar los errores del pasado.

Nuestra sociedad tiene la tarea común de hacer hoy los cambios que permitan transitar hacia un futuro energético que se oriente hacia la sustentabilidad y la democracia, superando las trabas de mercados monopólicos que imponen su poder económico sobre territorios y el futuro de todos los chilenos.

La Patagonia ha sido designada una “BioGema” por organismos internacionales que reconocen el alto valor de conservación de este territorio, y sus habitantes hace años la han declarado “Aysén Reserva de Vida”. Sin embargo, como muestra este estudio, sus reservas de agua y alto potencial energético también la ponen bajo la mira de grandes consorcios internacionales. Estos valores no deben ser razón para hipotecar hoy el futuro de este patrimonio nacional cuando existen, como demuestra este estudio, múltiples alternativas que potencian un desarrollo equilibrado y democrático para el país.

Santiago, Mayo, 2009

¿SE NECESITAN REPRESAS EN LA PATAGONIA?

Un análisis del futuro energético chileno

Autores:

Stephen F. Hall y Asociados

Roberto Román

Felipe Cuevas

Pablo Sánchez

Comité editorial:

Bernardo Reyes

Patricio Rodrigo

Mitzi Urtubia

Edición y diseño:

Ocho Libros Editores

www.ocholibros.cl

Impreso en Chile por Maval Impresores

© Corporación Chile Ambiente

© Ecosistemas

Primera edición: junio de 2009

Inscripción en el Registro de Propiedad Intelectual N° xxxxxx

ISBN xxxxxxxxxxxx

Hecho en Chile / Printed in Chile

Ninguna parte de esta publicación puede ser reproducida o transmitida, mediante cualquier sistema, sin la expresa autorización de los propietarios del copyright.

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	9
INTRODUCCIÓN	13
NUEVOS DESARROLLOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES.....	15
Recesión económica global.....	15
Retraso del proyecto de Hydroaysén.....	16
Desarrollos globales en mercados y políticas de energías renovables	16
Desarrollo de energías renovables y eficiencia energética en Chile.....	17
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN CHILE.....	18
Estructura de participación del mercado capacidad instalada en el SIC a 2009.....	19
DESARROLLO DE PROYECTOS APROBADOS Y EN CALIFICACIÓN EN POTENCIA Y ENERGÍA.....	20
No-convencionales (ERNC)	20
<i>Eólica</i>	20
<i>Mini Hidro</i>	20
<i>Biomasa</i>	21
Centrales convencionales de generación	21
<i>Hidroeléctricas</i>	21
<i>Gas Natural</i>	21
<i>Carbón</i>	22
<i>Diesel</i>	22
DESARROLLO PREVISTO DE PROYECTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	23
No-convencionales.....	23
<i>Eólica</i>	23
<i>Mini Hidro</i>	24
<i>Biomasa</i>	24

<i>Geotermia</i>	24
<i>Energía solar con concentración (CSP)</i>	25
<i>Energía solar fotovoltaica (FV)</i>	25
Convencional	26
<i>Proyecto Hidroaysén</i>	26
Eficiencia energética.....	27
DOS ESCENARIOS DE DEMANDA EN POTENCIA Y ENERGÍA	28
Business as Usual.....	28
Experiencia histórica de Chile	29
Escenario de demanda revisado.....	30
INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SIC CON PROYECCIÓN DE DEMANDA 2009-2025	33
CONCLUSIONES	38
RECOMENDACIONES	41
Modificar la Ley 20.257	41
Establecer un marco de desarrollo y planificación integrada de recursos.....	41
Desarrollar un plan de sistema de transmisión moderno	42
Promulgar nuevas regulaciones de eficiencia energética	43

APÉNDICES

APÉNDICE A. PROYECTOS APROBADOS, EN CALIFICACIÓN Y ANTICIPADOS PERIODO 2009-2025	47
Proyectos aprobados y en calificación	
<i>Proyectos eólicos aprobados</i>	47
<i>Proyectos eólicos en calificación</i>	47
<i>Proyectos mini-hidráulicos aprobados</i>	48
<i>Proyectos mini-hidráulicos en calificación</i>	49
<i>Proyectos biomasa aprobados</i>	49
<i>Proyectos biomasa en calificación</i>	50
<i>Proyectos hidráulicos aprobados</i>	50
<i>Proyectos hidráulicos en calificación</i>	51
<i>Proyectos de gas natural aprobados</i>	51
<i>Proyectos de carbón aprobados</i>	51

<i>Proyectos de carbón en calificación</i>	52
<i>Proyectos de diesel aprobados</i>	52
<i>Proyectos de diesel en calificación</i>	53
Proyectos de desarrollo anticipado.....	53
<i>Proyectos eólicos Alpha</i>	53
<i>Proyectos eólicos Beta</i>	54
<i>Proyectos eólicos Gamma</i>	55
<i>Proyectos mini-hidráulicos Alpha</i>	55
<i>Proyectos mini-hidráulicos Beta</i>	55
<i>Proyectos mini-hidráulicos Gamma</i>	56
<i>Proyectos Biomasa Alpha</i>	57
<i>Proyectos Biomasa Beta</i>	57
<i>Proyectos Biomasa Gamma</i>	58
APÉNDICE B. ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA SOLAR.....	59
Antecedentes.....	59
<i>La energía solar como un aporte al SIC</i>	59
<i>Evolución de las tecnologías de energía solar</i>	59
Evolución probable de CSP en el sistema chileno.....	62
Sistemas solares fotovoltaicos FV.....	64
<i>Suposiciones básicas</i>	64
<i>Hipótesis</i>	64
Superficie utilizada por sistemas solares.....	68
<i>Sistemas fotovoltaicos</i>	70
<i>Sistema FV fijo</i>	71
<i>Sistema FV con seguimiento</i>	71
<i>Concentración FV</i>	72
<i>Colectores cilindro parabólicos</i>	72
<i>Tecnología concentrador Stirling</i>	72
<i>Torre central</i>	73
Conclusiones.....	73
APÉNDICE C. ANÁLISIS GEOTÉRMICO.....	74
Energía geotérmica.....	74
<i>Ventajas</i>	77
<i>Barreras y propuestas</i>	81
<i>Políticas de fomento a la energía geotérmica en países líderes</i>	83

Islandia.....	83
Nueva Zelanda.....	84
Estados Unidos.....	85
<i>Incentivos y reducción de riesgos.....</i>	85
<i>Programas de préstamo</i>	86
<i>Políticas respecto a empresas de servicio público.....</i>	86
APÉNDICE D. COSTOS COMPARATIVOS DE GENERACIÓN	88
Comparación nivelada de costos de energía.....	88

PRESENTACIÓN

El Consejo de Defensa de la Patagonia chilena (CDP) es una coalición integrada por más de medio centenar de organizaciones locales, nacionales e internacionales productivas, ambientales y ciudadanas vinculadas a las temáticas del medio ambiente, el turismo sustentable y las energías renovables, entre otras. Refleja el creciente interés de la sociedad chilena y global por proteger un patrimonio ambiental único del planeta, como lo es la Patagonia, cuyos magníficos ríos sustentan una frágil red de vida que interactúa con los ecosistemas antárticos, sub-antárticos y el clima austral.

Desde el año 2007 la preocupación central del CDP ha sido la grave amenaza que representan las iniciativas de Endesa España, hoy perteneciente en un 92% a ENEL de Italia, y de Colbún, los que a través de la sociedad Hidroaysén intentan construir cinco megarepresas en los ríos Baker y Pascua, ubicados en el sur de Aysén, inundando sobre las 6 mil hectáreas de los últimos valles de la cultura patagónica, con graves impactos ambientales en la flora y la fauna, y serios daños económicos a las actividades turísticas de la zona. Se suman a esta iniciativa tres represas que la sociedad Energía Austral (propiedad de la minera suizo australiana Xstrata) pretende levantar en los también prístinos ríos Cuervo, Blanco y Cóndor en la zona litoral de esta región, y que son solo la punta de lanza para represar gran parte de las cuencas patagónicas. Si a estos impactos de mega centrales hidroeléctricas se agregan los del tendido de transmisión con 6 mil torres de hasta 70 metros y alrededor de 2.300 kms. de extensión para inyectar la energía en el centro del país, constatamos que se destruye más de 4,6

millones de hectáreas del paisaje patagónico y de Chile central. Claramente, estamos lejos frente a la mayor amenaza ambiental en la historia del país, con el único propósito de lograr una gran ganancia de pocos a costa de la ruina de muchos.

Las razones que han argumentado las empresas controladoras de Hidroaysén y Energía Austral para justificar tan faraónicos proyectos, es la imperiosa necesidad de energía que demandaría el crecimiento de la economía chilena y que dichos proyectos serían imprescindibles para tal efecto. Esta afirmación es falsa al saberse que el país tiene en carpeta proyectos de generación que, producto del alto precio que ha capturado el monopolio eléctrico en los procesos de fijación de tarifas, superan con creces la demanda de los próximos 15 años, destacando además que la limitante está más en la transmisión que en la generación.

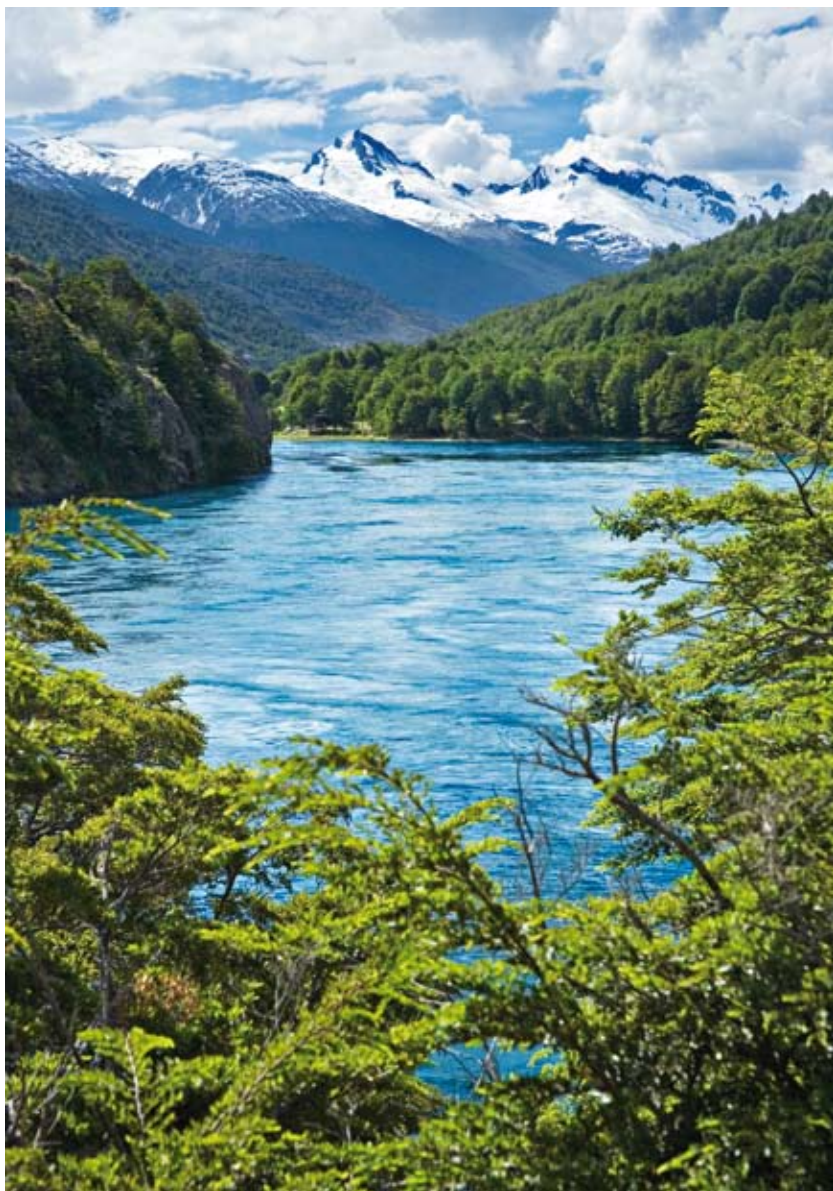
Chile puede y debe tener una política pública que claramente priorice el desarrollo de energías renovables no convencionales y de eficiencia energética, porque esto implica, por un lado, poner en valor el gran potencial del país en fuentes eólicas, solares, geotérmicas, mini hídricas y de biomasa y, por otro, un sustantivo ahorro de divisas para un país con una alta dependencia en recursos energéticos importados, cuyos costos anuales superan los 8 mil millones de dólares e implican serias limitaciones para el buen desarrollo de su economía.

Chile puede y debe diversificar su matriz energética siguiendo el ejemplo de países que la han transformado hacia las energías renovables no convencionales, no solo para evitar proyectos altamente controversiales y de alto impacto negativo en lo social y ambiental, sino porque la seguridad energética es una tarea de Estado y un factor clave para el desarrollo. Un desarrollo que no debe quedar a merced de un mercado desregulado y especulativo que ha tenido como consecuencia el establecimiento de un monopolio eléctrico por parte de Endesa y Colbún en el SIC que

hoy alcanza al 74% de la matriz y que si se llegara a concretar el proyecto Hidroaysén llegaría a dominar más del 90% de dicho mercado, con lo cual estos grupos económicos atrasarían efectivamente el desarrollo equilibrado y sustentable del país.

El objetivo de este estudio es demostrar con datos precisos que es posible reemplazar –y con creces– el eventual aporte a la matriz energética del proyecto Hidroaysén empleando energías renovables y un uso eficiente de la energía, y aunque no toma como ejemplo Energía Austral, también lo alude al poner en cuestionamiento los altos impactos ambientales, económicos y culturales de las mega iniciativas que se quieren desarrollar en la Patagonia.

Como Consejo de Defensa de la Patagonia, ponemos estos antecedentes a disposición de la opinión pública y de los responsables de la política energética chilena para que sea considerada ante la disyuntiva de aprobar o rechazar estos proyectos y diseñar instrumentos para lograr hacer de Chile un país líder en Latinoamérica en energías sustentables con el medio ambiente y con las comunidades de los territorios donde se dispone de las fuentes.



Río Baker. Fuente: *Patagonia Chilena sin Represas*.

INTRODUCCIÓN

En julio de 2008, Chile Sustentable publicó el informe “Potencial de Energía Renovable y Eficiencia Energética en el Sistema Interconectado Central en Chile, periodo 2008 – 2025”, basándose en los análisis de eficiencia energética realizados por el Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile y el análisis de energías renovables realizado por la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) de Valparaíso.

Los resultados de ese trabajo, aunque preliminares, demostraron que Chile posee un gran potencial económicamente factible de implementar en eficiencia energética y energías renovables. En uno de los escenarios factibles de dicho informe la estimación de energía renovable para el 2025 era de 4.402 MW. Si a eso sumamos los 2.740 MW que se podrían ahorrar mediante eficiencia energética, el total pronosticado asciende a 7.142 MW, correspondientes a un 31% de la capacidad instalada hacia el año 2025.¹

Lo que no se abordaba en el estudio es cómo este gran potencial, si se implementa, puede impactar en la mezcla de fuentes energéticas en el Sistema Interconectado Central (SIC). El tema de cómo impacta el uso masivo de energías renovables en el sistema eléctrico chileno no es algo trivial, sobre todo frente al debate en torno a la construcción de las represas del proyecto Hidroaysén. Este megaproyecto propone construir cinco centrales hidroeléctricas en las cuencas del río Baker y Pascua, que totalizan una potencia de 2.750 MW para entrar en operación entre

1 El referido es el Escenario Dinámico Plus, el cual asume un precio de la energía 10,2 centavos/kWh y una inflación de la energía de 3,5% anual.

los años 2015 y 2025. El Comité de Defensa de la Patagonia con el apoyo del *National Resource Defense Council (NRDC)* decidió realizar un análisis que explorara el estatus de desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética y su posible impacto en la generación eléctrica en Chile. Este análisis se ha hecho con dos escenarios de demanda energética en el Sistema Interconectado Central. Uno considera la proyección de demanda de la CNE (2008) y el segundo un escenario actualizado de menor demanda, que creemos refleja en forma más exacta las tendencias históricas del SIC, así como su probable evolución futura.

Los ingenieros Felipe Cuevas, Pablo Sánchez y Roberto Román, de la Universidad de Chile, junto al consultor de energía sustentable Stephen Hall, son los autores de los estudios y el análisis para este reporte. Sin duda, este significa un gran aporte a la discusión sobre el desarrollo energético en general, y sobre la inconveniencia de construir las centrales hidroeléctricas en la Patagonia en particular.

NUEVOS DESARROLLOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

Durante los últimos años el mundo y el país han experimentado cambios económicos y políticos cuyos efectos tendrán un profundo impacto en el mix energético del SIC proyectado para el futuro. En el curso de este estudio hemos observado las siguientes dinámicas, que se reflejan en sus resultados.

Recesión económica global

La contracción en el crecimiento mundial que ocurrió en la segunda mitad del año 2008 ha tenido un profundo efecto en economías emergentes como la chilena. Entre ellos la paralización y postergación de proyectos mineros y en otros sectores significativos, como el de la celulosa y productos de la madera, con paralización de plantas. A pesar de este contexto, la visión convencional era que la demanda chilena de electricidad crecería entre un 5,5% y un 6,5% por año, en el periodo 2008 – 2025; pero en los últimos meses esta proyección es considerada muy optimista y las predicciones de demanda eléctrica han bajado.

El nuevo clima económico es ejemplificado en la abrupta baja del precio del cobre, actualmente a la mitad del precio que tenía durante el primer semestre de 2008, y el aplazamiento o la cancelación de proyectos de inversión de diferentes tipos. Nuevos proyectos en el sector minero han sido cancelados o pospuestos, con lo que se han perdido alrededor de 14 mil empleos. El sector de la construcción, uno de los sectores industriales más dinámicos en la zona central de Chile, también ha visto, en los últimos tiempos, un decaimiento en sus proyectos. El episodio más emblemático ha sido el de Costanera Center, el cual paralizó su construcción en febrero de 2009.

Retraso del proyecto de Hidroaysén

El debate nacional sobre Hidroaysén ha servido para identificar numerosos temas económicos, ecológicos y sociales asociados al desarrollo energético convencional. El llamado a comentarios del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) en el mes de noviembre de 2008 generó sobre 3.150 observaciones por parte de 36 servicios públicos y más de 4.000 observaciones ciudadanas. Como resultado, la empresa pidió un plazo de nueve meses para responder las numerosas observaciones al EIA, hasta fines de agosto del 2009. Esto ha creado una pausa para replantearse el futuro de la generación eléctrica en Chile. En el intertanto, ENEL, la empresa estatal italiana, actual dueño de Endesa-Chile, ha anunciado una postergación de varios proyectos de inversión en Latinoamérica.

Desarrollos globales en mercados y políticas de energías renovables

Otro hecho significativo ha sido el anuncio del nuevo gobierno norteamericano encabezado por Barak Obama en cuanto a políticas energéticas y ambientales.² Específicamente, la nueva administración ha propuesto un 10% de energía eléctrica renovable para el 2012, doblando inmediatamente la contribución de energías renovables en la red eléctrica de ese país y poniendo una meta de 25% para el año 2025. Esto ha sido apoyado extendiendo los subsidios para energía eólica, solar, geotermia y a partir de biomasa. Adicionalmente, la Unión Europea ha anunciado que las energías renovables alcanzarán la meta de 20% para 2020 en el sistema eléctrico de EU-27.³ Estas políticas ciertamente incidirán en una nueva tendencia de crecimiento en los mercados de energías renovables, resultando en economías de escala y bajando los costos de generación de las mismas.

2 <http://www.sustainablebusiness.com/index.cfm/go/news.display/id/17534>

3 Ver EU Renewable Energy Directive <http://www.ewe.org/index.php?id=1581>

Desarrollo de energías renovables y eficiencia energética en Chile

Debido a una combinación de factores, entre ellos, la baja en la disponibilidad de gas natural argentino, sequías y un incremento en el precio del petróleo, Chile experimentó numerosas alzas y problemas de abastecimiento energético en el periodo entre 2005 y 2008. Estos eventos contribuyeron a que en Chile se creara conciencia respecto a la eficiencia energética y el uso racional de energías para mejorar la seguridad energética nacional. Consecuentemente, Chile ha llevado a cabo acciones políticas y de reforzamiento institucional y legislativo, de forma de apoyar el desarrollo de mercados de energía sustentables y sus energías asociadas.

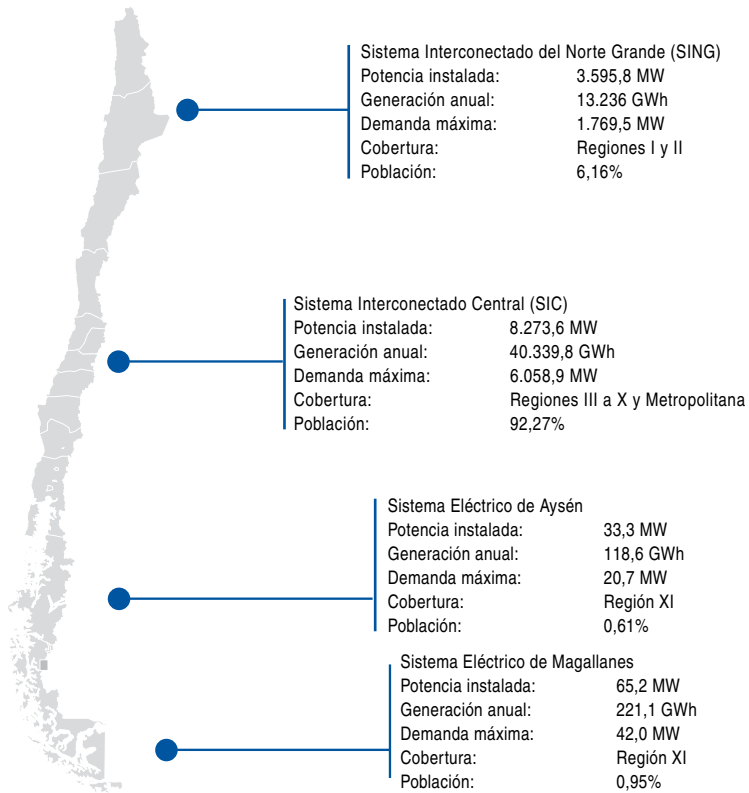
Como resultado de esto, el gobierno ha propuesto la creación de un Ministerio de Energía, y adicionalmente varias propuestas para incorporar agencias públicas responsables de la implementación de medidas de eficiencia energética y de energías renovables dentro de dicho ministerio. Simultáneamente, la Corporación de Fomento (CORFO), ha establecido un fondo de 400 millones de dólares para financiar las primeras etapas de proyectos hídricos, solares y geotermales de pequeña escala. Además el Congreso de Chile aprobó la Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257 del 1 de abril de 2008), estableciendo un mínimo de generación del 10% con energías renovables a 2025 para la nueva energía que se incorpora al sistema eléctrico.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN CHILE

Estructura de participación del mercado

El sistema nacional de electricidad se compone de 31 empresas generadoras, 5 empresas de transmisión y 34 empresas de distribución que en conjunto suplieron una demanda nacional de 52.901 GWh en el año 2006.

Figura 1: Mapa del sistema eléctrico chileno



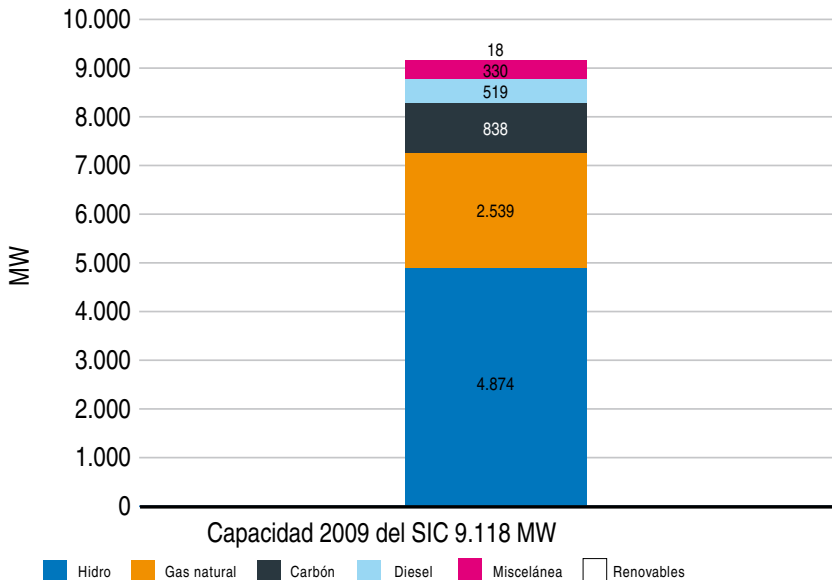
Esta demanda se divide en cuatro sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central, el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes. En la figura 1 se puede observar un mapa con una breve descripción de los cuatro sistemas eléctricos.

Capacidad instalada en el SIC a 2009

Para los propósitos de este estudio nos referimos a la futura mezcla de recursos del SIC.

La figura 2 presenta la capacidad instalada en el SIC al año 2009.

Figura 2: Capacidad instalada en el SIC a 2009



DESARROLLO DE PROYECTOS APROBADOS Y EN CALIFICACIÓN EN POTENCIA Y ENERGÍA

Chile se encuentra desarrollando un impresionante número de proyectos basados en energías renovables, al igual que de plantas convencionales, las cuales se encuentran en el proceso de evaluación de impacto ambiental (EIA).

A partir de la base de datos de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) se identificaron proyectos ya aprobados y otros que están en proceso de calificación (Ver Apéndice A).

No-convencionales (ERNC)

Eólica

Tabla 1: Eólica

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	6	329	0,35	977,2
En Calificación	12	1.021,5	0,35	3.097,3
Total	18	1.350,5		4.074,5

Mimi Hidro

Tabla 2: Mimi Hidro

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	18	169,5	0,7	1.030,7
En Calificación	6	45	0,7	253,2
Total	24	214		1.283,9

Biomasa

Tabla 3: Biomasa

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	3	55,6	0,9	432,1
En Calificación	1	41	0,9	323,2
Total	4	96,6		755,3

Centrales convencionales de generación

Hidroeléctricas

Tabla 4: Hidroeléctricas

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	9	882	0,7	5.158,5
En Calificación	4	803,1	0,7	3.566
Total	13	1.685,1		8.724,5

Gas Natural

Tabla 5: Gas Natural

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	4	1.276	0,9	10.060
En Calificación				
Total	4	1.276		10.060

Carbón

Tabla 6: Carbón

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	5	2.320	0,9	18.290,9
En calificación	7	5.642	0,9	30.025,1
Total	12	7.962		48.316

Diesel

Tabla 7: Diesel

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Aprobados	15	1.086,4	0,25	8.565,3
En calificación	2	354	0,25	1.042,4
Total	17	1.440,4		9.607,7

DESARROLLO PREVISTO DE PROYECTOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Al hablar de desarrollo *previsto*, nos referimos a proyectos promovidos por la Corporación de Fomento. Estos tienen diferentes grados de avance, que se designan como Alfa, Beta y Gamma y reflejan la etapa de desarrollo en la que se encuentran. En general estos proyectos no han ingresado al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA). Los que sí lo han hecho fueron contabilizados anteriormente, por lo tanto no forman parte de este acápite.

El grado de avance, según la clasificación, es el siguiente:

- Alfa: Proyectos inmaduros que requieren mayor exploración y estudio
- Beta: Proyectos en la fase inicial de prefactibilidad
- Gamma: Estudios de prefactibilidad completados

No-convencionales

Eólica

Tabla 8: Eólica

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Alfa	11	167	0,35	499,6
Beta	15	446,5	0,35	1.168,4
Gama	3	69	0,35	172,5
Total	29	682,5		1.840,5

Mini Hidro

Tabla 9: Mini Hidro

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Alfa	1	6,5	0,7	25
Beta	1	80	0,7	438,7
Gama	20	146,6	0,7	714,3
Total	22	233,1		1.178

Biomasa

Tabla 10: Biomasa

Estado	Número de Proyectos	Potencia (MW)	Factor de Planta	Energía (GWh)
Alfa	2	4,2	0,9	32,4
Beta	10	79,3	0,9	565,7
Gama	5	16	0,9	125,9
Total	17	99,5		724

Geotermia

A pesar de que aún no han surgido proyectos geotérmicos, dentro del periodo 2009-2025 se espera que se desarrollen alrededor de 830 MW con una generación de 6.544 GWh/año. Las licitaciones gubernamentales, como aquellas que incentivan el desarrollo de la generación eólica, solar concentrada y solar fotovoltaica, muy probablemente potenciarán los proyectos geotérmicos que actualmente están en sus primeras etapas de formulación. Se está anticipando una continua caída en los costos de generación debido a economías de escala, lo cual promoverá la difusión de la tecnología en el lapso 2009-2025. Para mayor información véase el Análisis Geotérmico, en la sección Anexos.

Energía solar con concentración (CSP)

A nivel mundial las plantas solares de concentración, están en plena expansión. En el caso de Chile solo hay estudios preliminares, pero en el periodo 2009-2025 se espera que se desarrollen al menos unos 500 MW con una generación de 1.752 GWh/año. Se está anticipando una continua caída en los costos de generación debido a economías de escala, lo cual promoverá la difusión de la tecnología en el periodo 2009-2025. Para mayor información véase CSP, en la sección de Anexos. El gobierno anunció en abril de 2009 que licitará la construcción de 10 MW de energía solar concentrada en la región de Antofagasta.

Energía solar fotovoltaica (FV)

Existe un número bajo de proyectos fotovoltaicos en los hogares, a lo largo de Chile. El mercado aún necesita desarrollarse en escala masiva, sin embargo, se espera que el precio de estas tecnologías baje debido, principalmente, a su difusión a nivel mundial y las economías de escala que se generen durante el periodo 2009-2025. Se espera que hacia 2025 se desarrollen unos 375 MW con una generación de 7.556 GWh/año. De hecho, el gobierno anunció a fines de abril de 2009 que licitará la construcción de una granja para energía fotovoltaica con capacidad para 1 MW. Para mayor información véase FV, en la sección de Anexos.

Tabla 11: Resumen de recursos de energías renovables

Recurso	Factor de Planta	Potencial Bruto (MW)	Potencial Técnico (MW)	Potencial Económico (MW)	Número de Proyectos	Proyectos Aprobados y en calific. (MW)	Proyectos Aprobados y en calific. (GWh/yr)	Proyectos Anticipados (MW)	Proyectos Anticipados (GWh/yr)
Eólica	0,35	40.000	5.000	2.500	47	1.350,5	4.074,5	682,5	1.840,5
Mini Hidro	0,70	20.392	3.000	1.850	20	214,5	1.284	231,9	1.178
Biomasa	0,90	13.675	1.500	1.200	21	96,6	755,3	99,6	724
Geotérmica	0,90	16.000	1.500	1.400				830	6.544
CSP	0,40	100.000	5.000	1.500				500	1.752
Solar FV	0,23	1.000	500	500				375	755,6
Total		191.067	16.500	8.950	88	1.661,6	6.113,8	2.719	12.794,1

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio

Notas: Potencial Bruto. Universidad Técnica Federico Santa María, Julio de 2008

Convencional

Proyecto Hidroaysén

El proyecto Hidroaysén consta de cinco represas, con una potencia total de 2.750 MW, lo cual permitiría generar 18.430 GWh/año, un vez que el proyecto se complete a cabalidad. A esto se suma 2.300 km de cableado eléctrico desde la Patagonia hasta Santiago. En otoño de 2008 se entregó a la Conama el estudio de impacto ambiental propuesto. Después de haber recibido más de 3.150 observaciones de 36 servicios públicos y más de 4 mil observaciones de organizaciones de la sociedad civil y académica. Los proponentes solicitaron nueve meses para responder las observaciones y retomar el proceso de evaluación ambiental a fines de agosto de 2009.

Tabla 12: Descripción del proyecto Hidroaysén

Central Energética	Energía Anual (GWh/yr)	Potencia (MW)	Fecha de Servicio
Baker 1	4.420	660	2015
Baker 2	2.540	360	2022
Pascua 1	3.020	460	2021
Pascua 2.1	5.110	770	2019
Pascua 2.2	334	500	2017
Total	18.430	2.750	

Fuente: CNE, abril, 2008

Eficiencia energética

En julio del 2008, el Programa de Investigación en Energías (PRIEN) de la Universidad de Chile, publicó un estudio sobre el ahorro de energía eléctrica potencial, dentro del SIC. Desde la página 115 de su estudio se puede apreciar que, bajo un escenario económico dinámico, el potencial de ahorro para el año 2025 asciende a 3.041 MW en potencia con un potencial de ahorro energético de 19.817 GWh/año.

Tabla 13: Potencial de eficiencia energética: escenario viable

Año	Potencial de ahorro a nivel de generación (GWh)	Potencial de disminución de la demanda de potencia media generada (MW)
2008	1.478	227
2010	2.338	359
2015	5.298	813
2020	11.197	1.718
2025	19.817	3.041

Fuente: PRIEN. "Aporte potencial de energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz chilena". Chile Sustentable, 2008

DOS ESCENARIOS DE DEMANDA EN POTENCIA Y ENERGÍA

Business as Usual

Las siguientes predicciones para la potencia instalada, fueron desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía, siguiendo un modelo económico de “Business as Usual”, esto es, sin cambios en las políticas energéticas actuales.

Tabla 14: Demanda anual de potencia en el SIC. “Business as Usual” 2008-2025

Año	MW	%
2008	8.931	3,75
2009	9.321	4,37
2010	9.809	5,24
2011	10.467	6,71
2012	11.183	6,84
2013	11.819	5,69
2014	12.481	5,60
2015	13.181	5,61
2016	13.990	6,14
2017	14.789	5,71
2018	15.630	5,69
2019	16.489	5,50
2020	17.396	5,50
2021	18.353	5,50
2022	19.362	5,50
2023	20.427	5,50
2024	21.551	5,50
2025	22.736	5,50

Fuente: CNE Abril de 2008

Tabla 15: Demanda anual de energía en el SIC. “Business as Usual” 2009-2025

Año	GWh/año	%
2008	41.464	3,75
2009	43.274	4,37
2010	45.542	5,24
2011	48.958	6,71
2012	51.922	6,84
2013	54.874	5,69
2014	57.946	5,60
2015	61.195	5,61
2016	64.952	6,14
2017	68.661	5,71
2018	72.556	5,69
2019	76.557	5,50
2020	80.768	5,50
2021	85.210	5,50
2022	89.897	5,50
2023	94.841	5,50
2024	100.057	5,50
2025	105.560	5,50

Fuente: CNE Abril de 2008

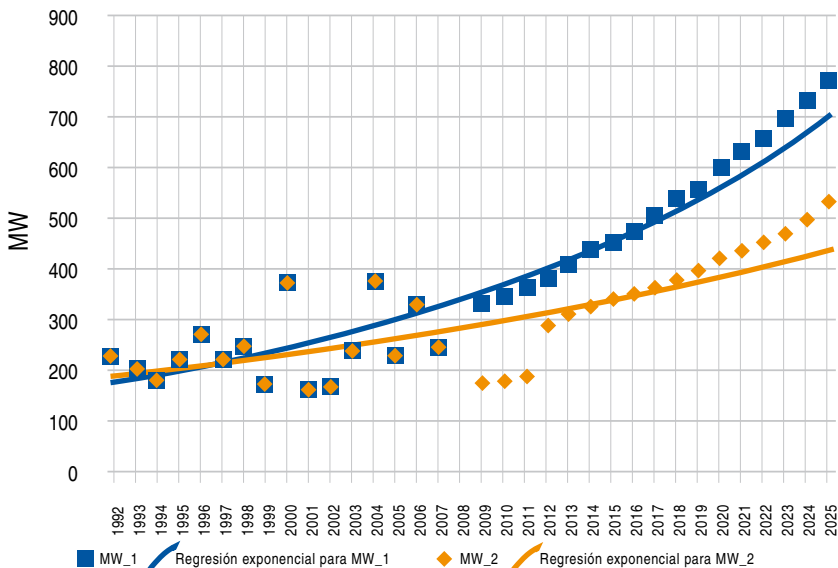
Experiencia histórica de Chile

La situación económica global, así como la evolución del tema energético, hacen necesario re-estudiar la proyección de la demanda energética en Chile. Para hacerlo el equipo se basó en lo que de verdad ha ocurrido en el pasado y cómo la situación mundial probablemente afectará la demanda a futuro.

En la figura 3 (página siguiente) se grafica el aumento de potencia incremental para el periodo 1991-2025. Para el periodo 1991-2007 el aumento de potencia incremental estuvo entre 250 y 310 MW por año. Este ha sido un periodo de crecimiento sin precedentes en Chile. Durante el periodo 2003-2007 el incremento promedio anual de la demanda eléctrica ha sido solo del 4,5%. Esto implica que proyectar una tasa de crecimiento mayor en la

demanda eléctrica incrementa los riesgos de decisiones caras y de uso innecesario de recursos. Por lo tanto, dada la experiencia pasada de Chile y la recesión económica global, es muy probable que el crecimiento sea alrededor del 3,0% anual durante el periodo 2009-2011 y alrededor de un 4,5% en el periodo 2012-2025. Esto se refleja en la línea de tendencia inferior. La figura 4 muestra el incremento anual de demanda de energía en el SIC de 2009 a 2025, mostrando la misma línea de tendencia de la figura 3, pero presentada en energía (GWh/año).

Figura 3: Incremento de potencia anual SIC 1991-2025

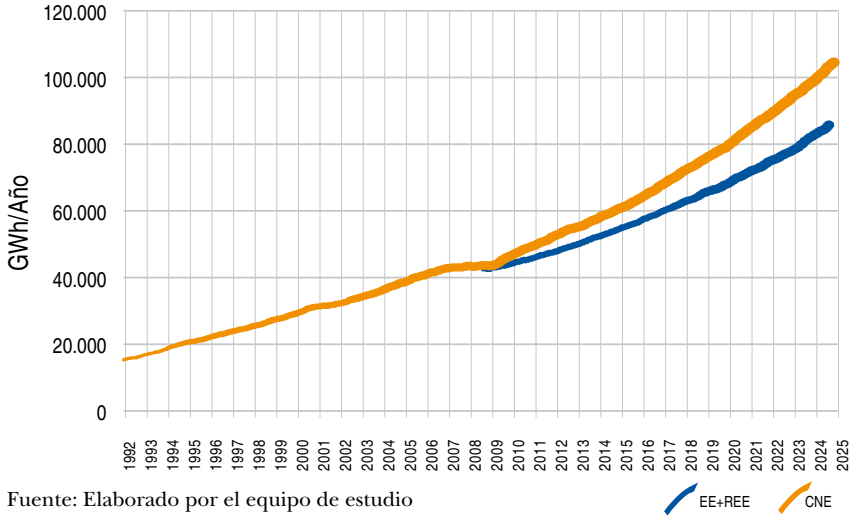


Fuente: Elaborado por el equipo de estudio

Escenario de demanda revisado

Basados en la hipótesis de un crecimiento anual de un 3% hasta el año 2011 y luego un crecimiento de un 4,5% hasta el 2025, se obtiene una disminución de la potencia instalada equivalente a 4.284 MW.

Figura 4: Demanda de energía anual en el SIC 1992-2025



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio

Tabla 16: Escenario de demanda revisado en el SIC 2008-2025

Año	MW	%
2008	9.118	
2009	9.392	3,0
2010	9.673	3,0
2011	9.963	3,0
2012	10.412	4,5
2013	10.880	4,5
2014	11.370	4,5
2015	11.882	4,5
2016	12.416	4,5
2017	12.975	4,5
2018	13.559	4,5
2019	14.169	4,5
2020	14.807	4,5
2021	15.473	4,5
2022	16.169	4,5
2023	16.897	4,5
2024	17.657	4,5
2025	18.452	4,5

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio

Las correcciones hechas a la demanda energética se muestran en la figura 4. La línea superior es el escenario “Business as Usual” presentado por la CNE en 2008. Como resultado de esta última se obtiene una demanda energética de 105.500 GWh, para el año 2025. La línea azul muestra los pronósticos corregidos por la contracción económica (incluyendo eficiencia energética). En este escenario la demanda energética solo asciende a 83.900 GWh para el 2025. Si se sustrae la eficiencia energética, la “real” producción de energía sería de 75.000 GWh para el año 2025, cercano al 25% menos que en el escenario “Business as Usual”. Esto puede ser alcanzado con los recursos existentes así como con tecnologías de energías renovables.

Tabla 17: Demanda anual de energía en el SIC bajo el escenario revisado 2009-2025

Año	GWh	%
2008	41.464	
2009	42.708	3,0
2010	43.898	3,0
2011	45.309	3,0
2012	47.348	4,5
2013	49.478	4,5
2014	51.705	4,5
2015	54.032	4,5
2016	56.463	4,5
2017	59.004	4,5
2018	61.659	4,5
2019	64.434	4,5
2020	67.337	4,5
2021	70.363	4,5
2022	73.530	4,5
2023	76.838	4,5
2024	80.296	4,5
2025	83.909	4,5

Fuente: Elaborado por el equipo de estudio

INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SIC CON PROYECCIÓN DE DEMANDA 2009-2025

Una síntesis de nuestro análisis se presenta de manera resumida en las figuras 5 y 6. La primera muestra la potencia instalada (MW) y la segunda la generación eléctrica (GWh/año) para el periodo 2009-2025. Habría que precisar que en el primer caso se trata de valores instantáneos, es decir los miles de kilowatts que el sistema eléctrico demanda o la oferta existente de las diversas fuentes. En el segundo caso se trata del consumo total a lo largo del año en todo el SIC. En un momento la demanda instantánea de una casa puede ser 2.000 a 4.000 Watts (2 a 4 kWh), pero en el mes el consumo promedio se mantiene en el rango de 150 a 250 kWh. También es importante explicitar que este estudio ha sido realizado para el SIC, por lo tanto representa la situación existente en este sistema y no lo que ocurre con la demanda eléctrica de todo el país. En cada gráfico se han creado cuatro columnas y dos líneas de tendencia. La explicación de los gráficos es la siguiente.

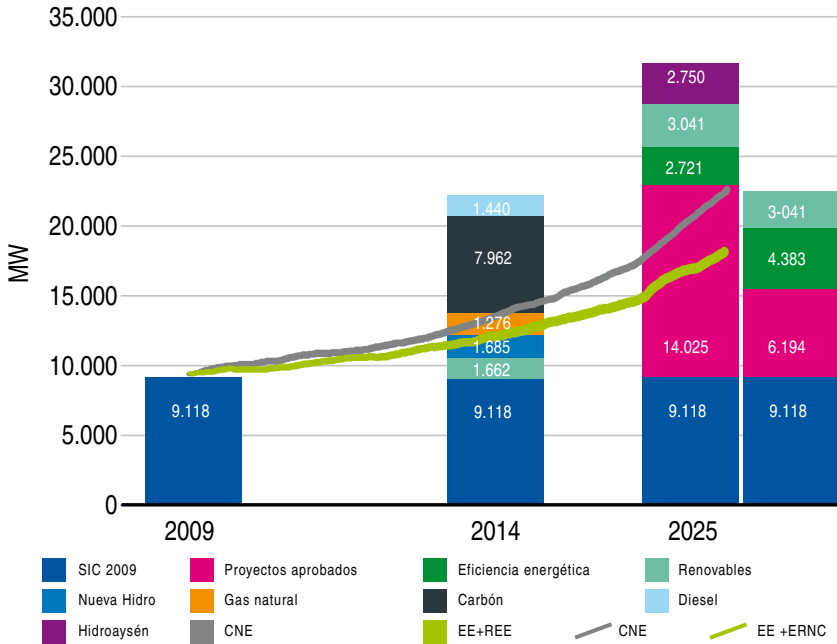
La primera columna representa la situación para el año 2009. Además se repite esta situación “base” para los años 2014 y 2025, pues los recursos adicionales representan los proyectos energéticos que se suman a la columna base.

La segunda columna corresponde a los recursos existentes en el SIC y a los proyectos aprobados y “en calificación” por la Comisión Nacional del Medio Ambiente. Esto representa la situación para el año 2014.

Los proyectos aprobados y en calificación se desglosan de la siguiente forma:

- Energías renovables representan una potencia de 1.662 MW y una generación eléctrica de 6.114 GWh/año.

Figura 5: Capacidad instalada en el SIC. Proyectos aprobados y en calificación. 2009-2025

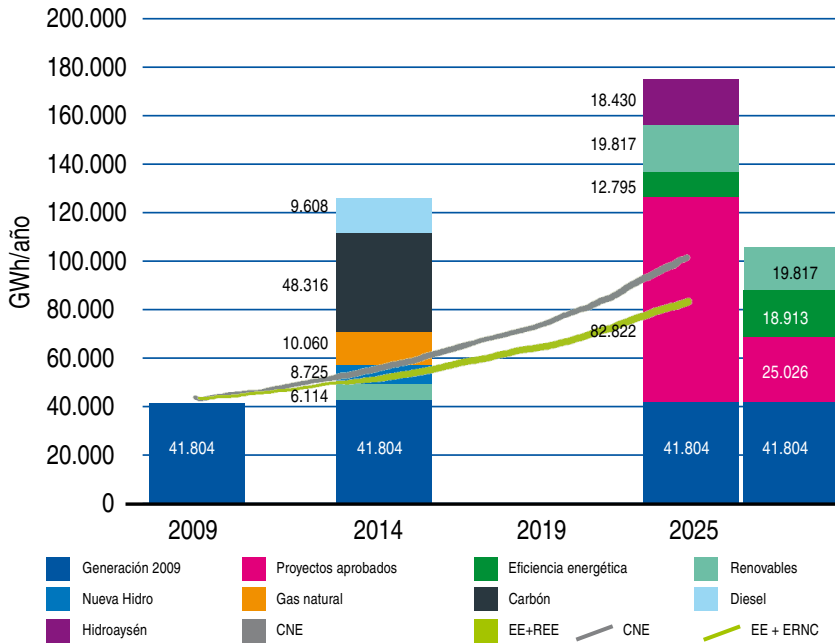


- Hidroeléctricas de gran escala representan una potencia de 1.685 MW y una generación eléctrica de 8.725 GWh/año.
- Centrales a gas natural representan 1.276 MW y una generación eléctrica de 10.060 GWh/año.
- Centrales a carbón representan 7.962 MW y una generación eléctrica de 48.316 GWh/año.
- Centrales diesel representan 1.440 MW y una generación eléctrica de 9.608 GWh/año.

De acuerdo con estos antecedentes para el 2014 se observa ya una sobreoferta de capacidad.

La tercera columna representa los recursos del SIC, los proyectos aprobados y “en calificación” de la CONAMA para el año 2025 y se agregan tres nuevos recursos:

Figura 6: Generación eléctrica del SIC. Presente, proyectos aprobados y en calificación. 2009-2025



- 3.041 MW y 19.817 GWh/año debido a eficiencia energética económicamente viable.
- 2.719 MW y 12.799 GWh/año debido a otras fuentes de energías renovables, principalmente geotermia, eólica, energía solar con concentración y energía solar fotovoltaica.
- El proyecto de Hidroaysén, que considera una potencia instalada de 2.750 MW y 18.430 GWh/año de generación eléctrica.

Por lo tanto esta columna representa la situación a 2025, momento en que están sobre la mesa todos los recursos probables.

Además se muestran dos líneas de tendencia, que representan escenarios distintos. La línea superior, de color azul representa el escenario oficial presentado por la Comisión Nacional de Energía en abril de 2008, el “Business as Usual”. El escenario oficial dice

que Chile va a necesitar 22,736 MW y una generación de 105.560 GWh/año el año 2025. Considerando los proyectos aprobados por la CONAMA, se alcanzan 23.143 MW con una generación de 124.626 GWh/año.

Así, de acuerdo al escenario presentado en abril de 2008, con energías renovables y con plantas de generación convencionales que actualmente se encuentran en la cartera de proyectos, la generación eléctrica de Chile estimada a 2025 superaría aproximadamente en un 23% la demanda eléctrica proyectada. Claramente no se necesita la construcción de Hidroaysén.

La línea verde representa el nuevo escenario elaborado por el equipo de trabajo. En este escenario Chile solo necesita 18.452 MW, con una generación de 83.909 GWh/año a 2025. Resulta evidente que Chile estaría sobrecargado de recursos eléctricos al año 2025. En este caso, cerca del 40% de la nueva generación basada en carbón podría ser eliminada.

Finalmente, la cuarta columna es una adaptación de la anterior. Acá los proyectos de centrales de generación convencional son reemplazados por desarrollo anticipado de energías renovables y de medidas de eficiencia energética. Esto representa 3.041 MW equivalente a una generación de 19.817 GWh/año de eficiencia energética y 4.383 MW de energías renovables con una generación de 18.913 GWh/año, considerando los proyectos aprobados y “en calificación”, más el crecimiento esperado con el desarrollo de proyectos de geotermia y energía solar. Para alcanzar la demanda potencial al 2025, bastaría disponer de solo 6.194 MW de capacidad convencional.

La figura 5 representa los proyectos aprobados y “en calificación” (expresados en potencia) al año 2025 en el SIC. Las líneas de tendencia muestran el escenario “Business as Usual” (línea de tendencia azul), así como también el escenario considerando eficiencia energética y energías renovables plus (línea de tendencia verde). Utilizando nuestro escenario de energías renovables dis-

ponibles, observamos que la demanda a 2025 puede ser alcanzada. Más abajo se discuten las distintas barreras de mercado y de otro tipo que dificultan su implementación. Se hace notar el hecho de que existe abundancia de proyectos. Esto va a resultar en una lucha para ver quién toma qué parte de un mercado que crece menos de lo esperado.

En el caso de la demanda de energía eléctrica (figura 6), ocurre exactamente la misma situación. Los proyectos anticipados, incluso sin Hidroaysén, podrán resultar en un exceso de abastecimiento.

En las siguientes páginas, se presentan argumentos que muestran que el sistema eléctrico chileno debe ser replanteado. En el siglo XXI, el énfasis mundial va a estar enfocado en un desarrollo energético cada vez más acorde con la protección ambiental y especialmente el resguardo de ecosistemas de alta fragilidad y alto valor de conservación, como la Patagonia. Esto se traduce en disminuir las huellas dejadas por el carbón y en promover proyectos pequeños, de menor impacto en vez de promover mega proyectos. En el caso de Chile, va a ser mandatorio el hecho de cambiar las políticas de energía, de otra forma los mercados internacionales van a considerar nuestros productos producidos con procesos “ambientalmente dañinos”, por lo que fácilmente se podrían establecer barreras frente a ellos.

CONCLUSIONES

Actualmente Chile se encuentra desarrollando proyectos de generación basados en energías renovables y plantas convencionales, las que proveerían más energía que el incremento de la demanda proyectada por la Comisión Nacional de Energía para el año 2025. Desde que este escenario fue publicado en abril de 2008, la demanda energética se ha contraído a consecuencia de la recesión económica mundial. Por la mismas razones, la CNE recientemente reajustó su pronóstico de crecimiento eléctrico para el 2009 de un 4,7% a 2,1%. basándose en estas proyecciones los autores de este estudio generaron su propia predicción de demanda. En este nuevo escenario, no solamente Hidroaysén se torna innecesario, sino que también Chile podría prescindir en al menos un 40% de las nuevas plantas de carbón.

Con respecto al análisis realizado deseamos destacar:

- Existen 3.041 MW y 19.817 GWh/año identificados de eficiencia energética que son económicamente factibles, pero su implementación va a depender de políticas y programas que permitan corregir las actuales imperfecciones del mercado.
- El desarrollo de proyectos de energías renovables aportaría 4.383 MW y 18.913 GWh/año, considerando los proyectos aprobados, en calificación y anticipados más el crecimiento proyectado de geotermia y energía solar.
- La implementación de políticas de eficiencia energética, junto con el desarrollo de las energías renovables, permitiría elevar la meta obligatoria establecida en la Ley 20.257 de un 10% a un 25% en el año 2025.
- Chile posee gran cantidad de recursos geotérmicos y solares, los cuales son de calidad mundial. Creemos que nuestras es-

timaciones de desarrollo anticipado son bastante conservadoras. La reducción de brechas tecnológicas y de mercado van a permitir expandir y acelerar significativamente el desarrollo de estos recursos.

En un análisis del ciclo de vida, la eficiencia energética y las energías renovables son más competitivas en términos de costos que las centrales de generación de energía convencional. Sin embargo, en el caso chileno no hay un equilibrio entre la destrucción ambiental que generaría el proyecto Hidroaysén y los impactos de las centrales a carbón. La opción por unas u otras es un dilema errado, por lo que las prácticas de eficiencia energética viables económicamente y los proyectos de energías renovables debieran ser puestos en marcha antes que las centrales convencionales.

Luego de la realización de este trabajo entre noviembre 2008 y marzo de 2009, el panorama sigue cambiando, pero todo indica que nuestras hipótesis son correctas. Solo para citar algunos hechos nuevos:

- Con fecha 18 de marzo de 2009 se publicó el nuevo plan de obras referencial de la CNE. El mismo considera un retraso de 9 a 14 meses en la eventual puesta en marcha de Hidroaysén. Además se reconoce un escenario energético mucho menos dinámico.
- Están ya apareciendo señales claras de que existirán al menos una a dos centrales CSP de unos 10 MW de aquí a no más de 5 años. Además es posible prever que las instalaciones fotovoltaicas serán una fuente significativa de generación distribuida, con proyectos de varios cientos de kW en los próximos años.
- Con fecha 14 de mayo de 2009 se anunció un acuerdo entre ENEL (holding dueño de Endesa) y SoWiTec (de Alemania) para instalar nuevos proyectos eólicos de hasta 850 MWe en el mediano plazo.

Estos hechos muestran una situación muy dinámica que refuerzan las conclusiones de este estudio.

En resumen, el sistema eléctrico chileno ha llegado a un punto histórico. Debido a la recesión económica mundial y la caída en la demanda de energía eléctrica, hay una ventana de oportunidad durante los próximos tres años, para reorientar de manera estructural el sistema eléctrico hacia uno que sea técnicamente más flexible, económicamente eficiente y ecológicamente sustentable.

El primer paso es suspender el desarrollo del proyecto Hidroaysén y al mismo tiempo posicionar la eficiencia energética y las energías renovables como las primeras y segundas prioridades de la política energética chilena y adoptar medidas concretas que creen mercados estables en el largo plazo para estos recursos y sus fuentes.

RECOMENDACIONES

Modificar la Ley 20.257

En abril de 2008, el Parlamento chileno aprobó la Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257), la cual establece un 10% de energías renovables para el sector eléctrico al año 2024. El estudio realizado muestra que dada la implementación actual y el futuro desarrollo de energías renovables, fácilmente se podría alcanzar un 25% al año 2025. Se recomienda modificar esta ley de tal forma de mostrar la robusta actividad del sector y para asegurar que el desarrollo de proyectos se transforme en contratos de largo plazo. Para asegurar esta nueva meta, el gobierno podría duplicar la multa por no cumplimiento o aplicar un sistema tarifario tipo “feed-in”, como ha sido establecido antes en Europa.

El sistema “feed-in” ha demostrado ser más flexible y producir resultados de manera mucho más rápida que los sistemas de cuotas.

Establecer un marco de desarrollo y planificación integrada de recursos

En este estudio se ha demostrado que para el año 2025 la oferta de energía eléctrica del SIC está por encima de la probable demanda. Esto tiende a derrochar recursos económicos y producir contaminación innecesaria. El sistema eléctrico necesita una planificación racional económica. La metodología de la Planificación Integrada de Recursos (PIR) busca entregar servicios energéticos a la sociedad al menor costo. La metodología PIR considera los costos directos, como también las externalidades ambientales

y sociales. Se considera como recursos tanto lo que se puede realizar por el lado de la producción, como también por el lado de la demanda (de allí la importancia de la eficiencia energética). Es el total lo que constituye el portafolio de recursos. Se formula así una mezcla óptima de recursos tanto de oferta como de demanda, tomando en cuenta una amplia gama de criterios económicos, sociales y ambientales.

Considerando las experiencias PIR de Estados Unidos, es la eficiencia energética el primer pilar del desarrollo de recursos, luego vienen las energías renovables y en tercer lugar los sistemas combinados de calor y energía.

El actual sistema eléctrico chileno deja en un mercado no regulado que la oferta de energía se regule solo por iniciativa privada. Esto lleva a la competencia entre una amplia gama de proyectos no coordinados que a menudo conducen a situaciones que no optimizan el uso de los recursos. Solo a modo de ejemplo podemos citar los dos gasoductos más la central Salta en el SING. Además de propender al uso del pet-coke en las centrales a carbón, hoy resulta que uno de los dos gasoductos no transporta gas y el segundo transporta solo una fracción de lo inicialmente previsto, a pesar de haber existido estudios en el año 2003 que preveían esta situación.

La metodología PIR llevaría racionalidad y transparencia a la planificación del sector eléctrico. Dado que este sector tiene profundos impactos sociales y ambientales, la metodología PIR permite avances transparentados a la sociedad civil y con participación informada y responsable.

Desarrollar un plan de sistema de transmisión moderno

Chile, como muchos otros países, tiene gran cantidad de recursos renovables en regiones distantes de los lugares de gran consumo, como es el caso del Gran Santiago. Para poder aprovechar el

potencial de energías renovables, las líneas de transmisión deben ser mejoradas y tal vez se deba considerar la construcción de nuevas líneas. El desarrollo de energías renovables debe estar relacionado con un Plan de Sistema de Transmisión para el país.

Si esto no se toma en cuenta, se tenderá a generar cerca de los centros de gran consumo, aunque los métodos de generación sean ambientalmente poco adecuados.

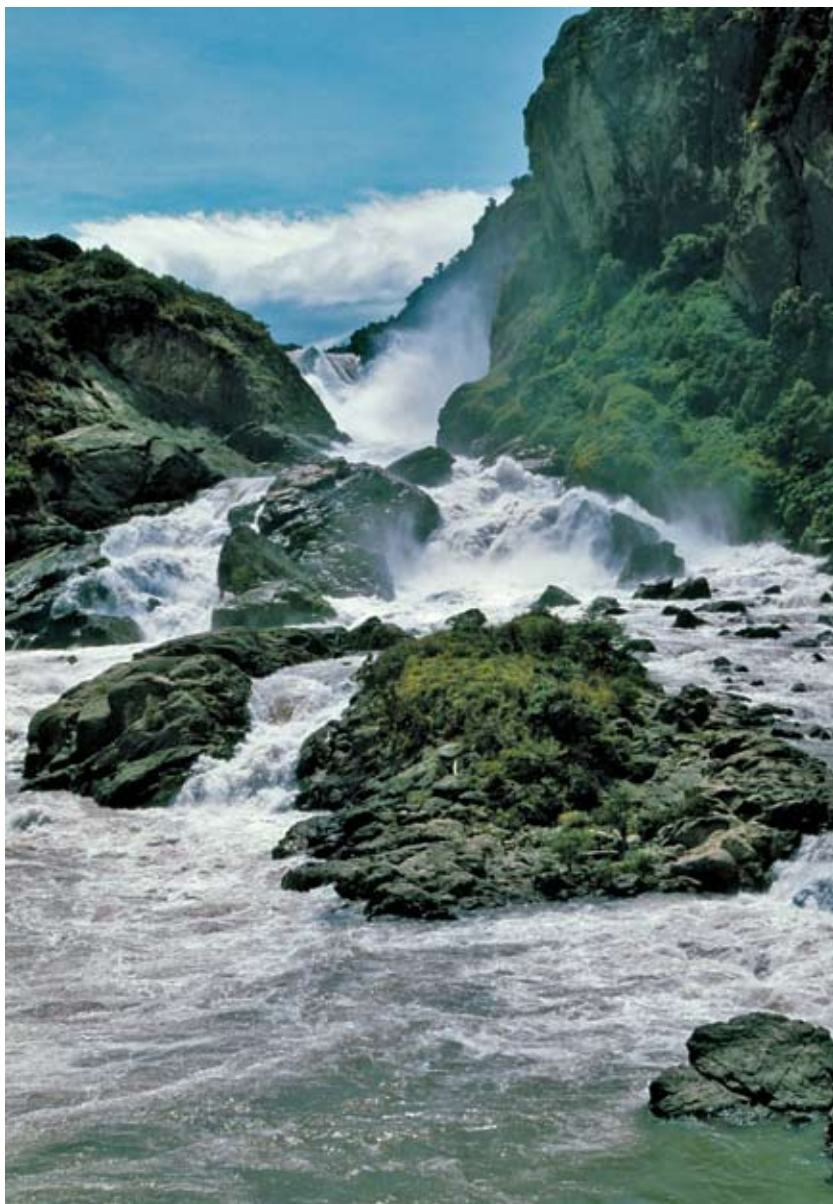
Promulgar nuevas regulaciones de eficiencia energética

La Comisión de Energía del Senado está coordinando la legislación en el Congreso para establecer los mecanismos de promulgación de Estándares de Eficiencia Energética Mínima para usos finales de la energía. Norteamérica y Europa han sido bastante activos en el desarrollo de regulaciones de eficiencia energética y es recomendable que Chile se armonice con estos estándares en el área de motores eléctricos de gran capacidad, servicios generales de iluminación, ballasts de iluminación fluorescente y sistemas comerciales de aire acondicionado. Está probado que estos estándares son herramientas que permiten lograr grandes ahorros de energía en el mediano y largo plazo.



Río Puelo. Fuente: *Patagonia Chilena sin Represas*.

APÉNDICES



Río Ibáñez. Foto: Nicolás Piwonka

APÉNDICE A
PROYECTOS APROBADOS, EN CALIFICACIÓN Y ANTICIPADOS
PERIODO 2009-2025

Proyectos aprobados y en calificación

Proyectos eólicos aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Modificaciones parque eólico Totoral	Norvind S.A.	IV	46	0,35	141
Canela II	Ingendesa	IV	69	0,30	180
Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	74	0,35	226,9
Altos de Hualpén	Energías Renovables Bío-Bío	VIII	20	0,35	61,3
Ampliación y modificación parque eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	IV	36	0,35	110,4
Señora Rosario	Acciona Energía Chile S.A.	III	84	0,35	257,5
		Total	329	Total	977,1
Proyectos eólicos en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Ampliación parque eólico Lebu	Andalú Ambiental Limitada	VIII	9	0,35	27,6
La Cachina	Norcontrol	IV	66	0,30	173
Talinay	Eólica Talinay S.A.	IV	500	0,35	1.533
Laguna Verde	Inversiones EW Ltda.	V	24	0,30	63

Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	VIII	12	0,35	36,8
Punta Curaumilla	Handels und Finanz AG Chile S.A.	V	9	0,42	33
Las Dichas	Norcontrol Chile S.A.	V	16	0,35	49,1
Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	VII	108	0,35	331,1
Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	26	0,35	79,7
Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	IV	103,5	0,35	317,3
La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	IV	76	0,35	233
El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	IV	72	0,35	220,8
		Total	1.021,5	Total	3.097,4
Proyectos mini-hidráulicos aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Dongo	Hidroeléctrica Dongo Ltda.	X	5	0,7	30,7
Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	IX	18,3	0,63	100,0
Tacura	Mario García Sabugal	IX	5,87	0,7	36,0
La Paloma	Hidroenergía Chile Ltda.	IV	4,5	0,7	27,6
El Manzano	Ambar S.A.	IX	4,7	0,7	28,8
Río Blanco Rupanco	Hidroaustral S.A.	X	5,5	0,7	33,7
Río Nalcas	HidroAustral S.A.	X	3,5	0,7	21,5
Palmar - Correntoso	HidroAustral S.A.	X	13	0,7	79,7
Río Blanco, Hornopirén	Hidroenergía Chile Ltda.	X	18	0,7	110,4
San Clemente	Colbún S.A.	VII	6	0,7	36,8
Balalita	Hidroeléctrica Río Turbio Ltda.	IV	10,94	0,75	72,8

Convento Viejo	Central Hidroeléctrica Convento Viejo S.A.	VI	14	0,7	85,8
Lircay	Hidromaule S.A.	VII	19,04	0,7	114,6
Pulelfu	Generación Eléctrica	X	9	0,7	55,2
Chilcoco	Ganadera y Forestal Carrán Ltda.	XIV	12	0,7	73,6
Alto Cautín	Agrícola Río Blanco S.A.	IX	6	0,7	36,8
Trueno	Ganadera y Agrícola Ltda.	IX	4,15	0,7	25,4
Don Alejo	Sociedad Generadora Eléctrica Generhom Ltda.	XIV	10	0,7	61,3
		Total	169,5	Total	1.030,7
Proyectos mini-hidráulicos en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Piriquina	Endesa ECO	X	7,6	0,5	30,4
Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	VII	6	0,7	36,8
Ensenada-Río Blanco, parte 2	Hidroeléctrica Ensenada S.A.	X	6,8	0,7	41,7
Butamalal	RPI Chile Energías Renovables S.A.	VIII	11	0,49	59,0
El Diuto	Asociación de Canalistas del Laja	VIII	3,16	0,75	21,5
Guayacán	Sustentable.cl S.A.	RM	10,4	0,7	63,8
		Total	45,0	Total	253,2
Proyectos biomasa aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	VIII	31	0,9	244

Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración Masisa Cabrero	Sin información	VIII	9,6	0,9	76
San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico / Empresas Coipsa S.A.	VI	15		112
		Total	55,6	Total	432
Proyectos biomasa en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Planta Térmica Cogeneración Viñales	Aserraderos Arauco S.A.	VIII	41	0,9	323
Proyectos hidráulicos aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Modificaciones Central Hidroeléctrica Laja	Alberto Matthei e Hijos Ltda.	VIII	36	0,7	220,8
Trupán	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	VIII	36	0,7	220,8
Casualidad	HidroAustral S.A.	XIV	21,2	0,7	130
El Paso	HydroChile S.A.	VI	26,8	0,6	137,4
San Pedro	Colbún S.A.	XIV	160	0,7	960
Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	VI	106	0,7	650
Ñuble	CGE Generación S.A.	VIII	136	0,7	700
Rucatayo	HidroSur	XIV	60	0,7	300
La Higuera	Compañía Hidroeléctrica La Higuera S.A.	VI	155	0,7	950,4

Confluencia	Compañía Hidroeléctrica La Higuera S.A.	VI	145	0,7	889,1
		Total	882	Total	5.158,5
Proyectos hidráulicos en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Alto Maipo	AES GENER S.A.	RM	542	0,7	2.350,0
Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	inter-regional	58,2	0,7	349,0
Los Cóndores	Endesa	VII	150	0,7	560,0
Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	X	52,9	0,7	307,0
		Total	803,1	Total	3.566
Proyectos de gas natural aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Santa Lidia	AES Gener S.A.	VIII	396	0,9	3.122,1
Quinteros	Endesa	V	240	0,9	1.892,2
Central Combinada ERA	ENAP S.A.	V	580	0,9	4.572,7
Ampliación Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	V	60	0,9	473,0
		Total	1.276	Total	10.060
Proyectos de carbón aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Los Robles	AES Gener S.A.	VII	750	0,9	5.913
Coronel	Colbun S.A.	VIII	700	0,9	5.518,8
Campiche	AES Gener S.A.	V	270	0,9	2.128,7
Ampliación Bocamina	Endesa	VIII	350	0,9	2.759,4
Nueva Ventanas	AES Gener S.A.	V	250	0,9	1.971
		Total	2.320	Total	18.291

Proyectos de carbón en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Punta Alcalde	Endesa	III	740	0,9	5.834,2
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	III	152	0,9	1.198,4
Termoeléctrica Castilla	MPXEnergía de Chile Ltda.	III	2.100	0,9	16.556,4
Termoeléctrica Cruz Grande	Abastecimientos CAP S.A.	IV	300	0,9	2.365,2
Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	V	1.050	0,9	8.278,2
Central Térmica RC Generación	Río Corriente S.A.	V	700	0,9	5.518,8
Termoeléctrica Barrancones	Central Térmica Barrancones S.A.	IV	600	0,9	4.730,4
		Total	5.642	Total	44.481,6
Proyectos de diesel aprobados					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	III	66,5	0,9	524,3
Los Espinos	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	IV	100	0,9	788,4
Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	III	72	0,9	567,6
Central El Peñón	Energía Latina S.A.	IV	90	0,9	709,6
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	III	96	0,9	756,9
Termoeléctrica Diego de Almagro	Energía Latina S.A.	III	60	0,9	473,0
Central Eléctrica Tenó	Energía Latina S.A.	VII	65	0,9	512,5
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	VI	25	0,9	197,1
Gerdau AZA	Gerdau AZA Generación	III	69	0,9	544,0

Turbina de respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	VIII	132	0,9	1.040,7
Ampliación Chucaya	Sin proponente conocido	X	17,5	0,9	138,0
Ampliación Pelohuén	PSEG Generación y Energía Ltda.		6,4	0,9	50,6
Trapén	Energía Latina S.A.	X	90	0,9	709,6
Turbina en Central Cardones	S.W. Consultoría S.A.	III	165	0,9	1.300,9
Punta Colorada	Compañía Barrick Chile Generación Ltda.	IV	32	0,9	252,3
		Total	1.086,4	Total	8.565,3
Proyectos de diesel en calificación					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Termoeléctrica Castilla	MPXEnergía de Chile Ltda	III	254	0,9	2.002,5
Generación de respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	VII	100	0,9	788,4
		Total	354	Total	2.790,9

Proyectos de desarrollo anticipado

Proyectos eólicos Alpha					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Chiloé	Pacific Hydro S.A.	X	10	0,30	26,3
Pichilemu	Wireless Energy	VI	3 a 9*	0,35	27,6
Arauco	Lahmeyer International	VIII	20	0,30	52,6
Santa Guadalupe	Branko Stambuk	V	9	0,35	27,6
Bellavista	Soltec Energías Renovables Ltda.	VII	9	0,30	24
Nuevos Aires	David Soto	VII	20	0,35	61,3

* Se uso el rango mayor de generación de energía: 27,6 GWh/año.

El Curaco	Leonardo Valencia	VIII	20	0,35	61
El Rosal	Leonardo Valencia	VIII	15	0,35	46
Morhuilla	Leonardo Valencia	VIII	20	0,35	61,3
Pullay	Leonardo Valencia	VIII	15	0,35	45,9
Negrete	Servicio Evangélico para el Desarrollo	VIII	20	0,38	66
		Total	167	Total	499,6
Proyectos eólicos Beta					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Estancia Flora	Luis Hernán Gardeweg	VII	10	0,30	26,3
El Tangue	EPS Ingeniería y Consultoría de Proyectos Ltda.	IV	100	0,30	263
Ovalle	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	10	0,29	25
Puclaro	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	10	0,25	22
Vallecito	Patsy McCormick	IV	15	0,32	42
La Costa	Coast Wind Energy	V	9	0,36	28
La Capilla	EPS Ingeniería y Consultoría de Proyectos Ltda.	V	8	0,32	22,4
San Juan	Inversiones Espolón S.A.	V	40	0,30	105
El Pangal	Servicios Eólicos S.A.	VI	8,5	0,34	25,5
Chanco	Ecoingenieros Ltda.	VII	20	0,31	54
Constitución	Inversiones Bosquemar	VII	20	0,26	45,5
Lebu (proyecto Bosquemar)	Inversiones Bosquemar	VIII	60	0,3	157,68
Matanza	Nova Energy Ltda.	VI	100	0,3	250
Parque eólico Puerto Montt	Handels und Finanz AG Chile S.A.	X	20	0,3	60
Punta Colorada 4	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	16	0,26	42
		Total	446,5	Total	1.168,4

Proyectos eólicos Gamma					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Huentelauquén	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	IV	9	0,28	22
Dunas de Chanco	Ecoingenieros Ltda.	VII	20	0,3	52,5
Llay Llay	Handels und Finanz AG Chile S.A.	V	40	0,3	98
		Total	69	Total	172,5
Proyectos mini-hidráulicos Alpha					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Cerrillos	Patricio Atton	X	6,5	0,68	25,0
Proyectos mini-hidráulicos Beta					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Canal Zañartu 1	Actic Consultores	VIII	1,1	0,7	4,8
Canal Zañartu 2	Actic Consultores	VIII	0,7	0,7	3,0
Canal Zañartu 3	Actic Consultores	VIII	9	0,7	43,3
Longaví	Enerconsul Ltda.	VII	10 a 20*	0,7	113,9
El Taique	Hidroeléctrica Tres Palos	X	3	0,7	17,9
Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	VII	5,6	0,7	26,2
San José Alto	Hidrowac y Cía.	RM	7,6	0,7	39,1
San José Bajo	Hidrowac y Cía.	RM	2,2	0,7	11,0
Antuco	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	1	0,65	5,7
Bío Bío Norte 1	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	0,5	0,65	2,9
Bío Bío Norte 2	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	0,7	0,65	4,0
Chacayal	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	0,4	0,65	2,3
Clarín	Agrícola Antares	XI	5	0,8	35,0

* Se usó el rango mayor de generación de energía: 113,9 GWh/año.

Duqueco	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	0,5	0,65	2,8
El Tártaro	Jorge Wenke	V	0,2	0,85	1,0
Liai	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	1,5	0,65	8,5
Munilque	Asociación de Canalistas Bío Bío	VIII	1,5	0,8	10,5
Paraíso Escondido	Patricio Alday	IX	1,8	0,7	11,0
Quilme	Hidrogen (Mario Ruminot)	VIII	2	0,65	11,3
Quiltripe	Geoquim S.A.	IX	0,8	0,67	4,9
Río Avilés	Agrícola Antares	XI	3	0,65	16,0
Río Claudio Vicuña	Agrícola Antares	XI	3	0,65	16,0
Río Colorado	Hydroventura Chile S.A.	X	3	0,6	16,0
Río Furioso	Agrícola Antares	XI	2	0,65	11,0
Río José	Fundo San José Ltda.	IX	1,6	0,75	9,2
San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	XIV	2	0,65	11,4
		Total	79,7	Total	438,7
Proyectos mini-hidráulicos Gamma					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Asociación de Canalistas Bío Bío Negrete	Asociación de Canalistas Bío Bío Negrete	VIII	2,4	0,7	13,7
Candelaria	Inversiones Candelaria	X	15	0,7	85,0
Cayucupil	Mantex S.A.	VIII	3	0,7	17,0
La Leonera	Limited Engineer Edic	X	9,1	0,7	44,7
Los Hierros	Arcadis Geotecnia	VII	19,2	0,7	92,3
Desarrollo IV Región	GPE- Gestión de Proyectos Eléctricos	IV	5,6	0,7	24,0
Puyehue	GPE - Gestión de Proyectos Eléctricos	X	1,2	0,7	8,0
Faja Maisán	Gesche Ingenieros Ltda.	IX	0,8	0,7	4,4

Río Blanco	Cade Idepe	X	3,7	0,7	21,5
Estación Quintrilpe	Gesche Ingenieros Ltda.	IX	0,7	0,7	5,1
Peuma	Peuma Energía Ltda.	IX	2	0,7	11,0
Hidroeléctrica San José	Gesche Ingenieros Ltda.	IX	1,6	0,7	9,8
Quillayleo	Mario Ruminot	VIII	0,5	0,7	4,0
Triful Triful	Mario Ruminot	IX	0,6	0,7	5,0
Chilcoco	Carrán	XIV	11,5	0,82	76,3
Coyanco	Fundo El Toyo	RM	1,2	0,65	6,8
El Toyo 1	Fundo El Toyo	RM	20	0,43	70,7
El Toyo 2	Fundo El Toyo	RM	20	0,41	70,7
El Toyo 4	Fundo El Toyo	RM	20	0,54	94,3
Conducción hídrica unificada y presurizada	Procivil Ingeniería Ltda.	VI	7,5	0,75	50,0
		Total	145,6	Total	714,3
Proyectos Biomasa Alpha					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Sepade	Sepade	VII	1,2		10
Opuntia Energía Verde	DUAM S.A.	IV	3		23
		Total	4,2	Total	32
Proyectos Biomasa Beta					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
Sistema Biodigestión Desecho Industrial	Marcos Chávez	VIII	0,5		4
Curacautín	Forestal Comaco S.A.	IX	4,5		36
Dinahue	Forestal Comaco S.A.	VIII	4,5		36
Planta Biomasa Ligno-Celulosa	Agromática y Electromática	VIII	9,5		65

Planta Agroenergía Los Ángeles	Sociedad Comercial Riegotec Internacional Ltda.	VIII	5		40
Planta Biomasa 28 MW	Cagliari	VIII	28	0,91	224
Planta Cogeneración basada en plantaciones dendroenergéticas	GreenWood Resources Chile S.A.	VIII	9,5	0,8	79
El Molle	Energías Renovables MDL Ltda.	V	10	0,85	75
Energía térmica y eléctrica basada en purina	Sustenta Ltda.	VIII	0,3	0,95	3
Planta termoeléctrica basada en biomasa forestal	Forestal Tricahue	VIII	7,5	0,92	6
		Total	79,3	Total	568
Proyectos Biomasa Gamma					
Nombre del Proyecto	Empresa	Región	Potencia instalada MW	Factor de capacidad	Energía GWh/año
ProArauco	ProArauco S.A.	VIII	2,5		20
Bioenergía Valle del Aconcagua	GPR (Gestión deProyectos Regionale)	V	1		4
Coltauco	L & P Consultores	VI	1,8	0,9	14
Laguna Verde	Energías Renovables de Chile, Soluciones Energéticas Ltda.	V	2,7		21
Marchigue	Gafonac S.A	VI	8		67
		Total	16	Total	126

APÉNDICE B

ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA SOLAR

Antecedentes

La energía solar como un aporte al SIC

En este anexo se entrega un breve análisis de como el potencial de energía solar puede llegar a ser un importante protagonista de la matriz de energía de Chile y especialmente, su potencial en el SIC.

Este anexo describe la evolución de las tecnologías de energía solar en el corto y mediano plazo; cuáles son las superficies necesarias; la evolución probable de las tecnologías de energía solar; la visión de las diferentes tecnologías de energía solar y su posible evolución convirtiendo el potencial en proyectos de generación.

Evolución de las tecnologías de energía solar

Desde el siglo XIX, muchos pioneros han reconocido el enorme potencial de la energía solar como un recurso renovable y no contaminante. En 1912 la planta solar Shuman-Boys, de 50 HP, fue puesta en marcha en Meadi, Egipto, para el bombeo de agua para riego. El sistema operó satisfactoriamente y era competitivo con motores a carbón. El proyecto fue interrumpido por la Primera Guerra Mundial, si bien durante este conflicto el motor de combustión interna se convirtió en una realidad técnica y fácilmente desplazó este “motor solar”.

Fue solo a raíz de la primera crisis del petróleo en 1973 que surgieron iniciativas para comenzar nuevamente. En 1976 una planta de igual potencia fue construida en Arizona con el mismo propósito.

Ambas plantas utilizan tecnologías similares con concentradores cilindro-parabólicos. Estos concentradores son relativamente fáciles de construir y solo requieren de un sistema de seguimiento en un eje.

Una evolución de esta tecnología fue llevada a cabo por LUZ Industries. Ellos desarrollaron centrales de potencia eléctrica específicamente orientadas a abastecer demandas de punta. Entre 1981 y 1991 construyeron varios proyectos que en total producen una potencia punta de 360 MW y que todavía se encuentran en operación.

En ese periodo se estudiaron también otras tecnologías. Entre ellas la que aplica el concepto de “Torre Central”, así como la tecnología de “Paraboloides de Revolución” y grandes sistemas fotovoltaicos que se conectan a la red eléctrica (con y sin seguimiento) en un rango de 1 a 10 MW de potencia eléctrica.

Durante los años noventa, gran parte de la investigación se postergó debido a los bajos precios del petróleo y una visión mundial basada en el mercado y no en el ambiente. Pero cuando se evidenciaron síntomas de escasez, y ante el creciente problema del calentamiento global, nuevos esfuerzos se comienzan a realizar en el mundo.

La mayoría de los esfuerzos en tecnologías de energías renovables se han concentrado en la energía eólica, por la simple razón de que en Europa (donde ha tenido lugar el mayor desarrollo e investigación), el recurso eólico es mucho más abundante que el recurso solar.

También se han realizado grandes esfuerzos en el desarrollo de la industria fotovoltaica, la cual ha crecido sobre diez veces desde el año 1980.

Mejoras en la electrónica, procesos de manufactura, materiales y en la ingeniería han permitido desarrollar nuevas y mejores tecnologías de energía solar. La energía solar es un recurso con-

fiable, abundante, no contaminante y ampliamente disponible en el mundo, pero especialmente en el rango de Latitud $\pm 30^\circ$. Sobre el 60% de la energía solar disponible se encuentra en esta banda de latitudes.

Actualmente, las tecnologías más utilizadas son las siguientes:

Sistemas cilindro-parabólicos. Estos sistemas proveen sobre el 90% de la energía proveniente de CSP (energía solar concentrada) en el mundo. Es la tecnología más madura, pero hay fundamentos ópticos y termodinámicos que muestran que están llegando al límite de su potencial. Los sistemas cilíndricos están ópticamente limitados a un rango de concentración entre 80 y 100 soles. Solo con reflectores secundarios se puede alcanzar un rango entre 100 y 150 soles. Esto conlleva a bajas eficiencias del ciclo Rankine. Una planta típica tiene una eficiencia total de alrededor de 18 a 20% sin almacenamiento y de un 16 al 18% con almacenamiento. Variantes de este concepto incluyen los sistemas Fresnel Lineal, los cuales tienen la ventaja de menor costo instalado por MW.

Sistemas de torre central. Los sistemas de torre central sobrepasan la limitación básica de los sistemas cilíndricos (en un rango de 1.000 soles). Esto significa que fácilmente se pueden alcanzar temperaturas sobre 1.000 °C, por lo que las eficiencias del ciclo Rankine son altas. Todavía hay problemas relacionados con los heliostatos, con los absorbedores y con el almacenamiento de calor que deben ser resueltos. Los sistemas de Torre Central pueden alcanzar fácilmente eficiencias de 30 a 35%. En este campo se están dando avances significativos.

Sistemas de paraboloides distribuidos. En este caso se ocupan grandes discos parabólicos (en el rango de 50 a 100 m²) los cuales concentran la luz solar en un foco pequeño. Luego se puede

utilizar un motor Stirling o (recientemente) celdas fotovoltaicas especiales que están diseñadas para operar bajo grandes concentraciones solares, en un rango de 150 a 300 soles. Este es un concepto modular que puede crecer rápidamente. Las eficiencias de conversión termodinámica se encuentran entre 30 y 45%, según la tecnología. La parte óptica de estos sistemas se encuentra bien desarrollada, pero las mejoras deben ser realizadas en los motores Stirling y en las celdas fotovoltaicas para altas concentraciones.

Sistemas fotovoltaicos sin concentración. Hoy en día son altamente estudiados y es una opción viable, pero principalmente para generación distribuida. Esto significa que muchos sistemas pequeños alimentan la red de baja tensión, desplazando la generación “convencional”.

La energía solar, aunque es un recurso variable, resulta muy atractiva porque se puede predecir fácilmente en el corto, mediano y largo plazo. Este atributo permite que una central solar pueda ser integrada a la red y proveer energía que se coordina bien dentro de un sistema.

Evolución probable de CSP en el sistema chileno

Hoy en día, existen por lo menos cuatro proyectos en estudio para generar electricidad utilizando tecnologías CSP. Aunque son de relativamente baja potencia (en el rango de 5 a 20 MWe), pueden ser una plataforma para un desarrollo futuro de la tecnología.

Esto implica que para el año 2014, Chile debería tener instalado entre 10 a 20 MW de CSP, siendo esta una estimación conservadora.

No se debe olvidar que un sistema CSP en Chile puede proveer entre un 20 a un 40% más de energía que el mismo sistema en España o en Estados Unidos. Esto se debe a la mayor radiación disponible (claridad del cielo) así como también a menores di-

ferencias entre invierno/verano debido a menores latitudes. La mejor calidad del recurso representa así una ventaja significativa.

La energía solar es, sin duda, el mayor recurso energético a ser promovido en el mundo. Con una superficie menor a 400 km² en el norte, nuestras necesidades nacionales de energía podrían alcanzarse el año 2025. Esto no es más que un cuadrado de 20 kilómetros por lado. Por esto el uso de la tierra no es una limitación, tampoco el recurso, sino que la disponibilidad y la evolución de la tecnología.

Se espera que sistemas CSP y FV (fotovoltaica) evolucionen dentro de los próximos 15 años, así como rápidamente evolucionó la energía eólica durante ese lapso. Chile podría fácilmente convertirse en una plataforma de nivel mundial para acelerar el desarrollo debido a la gran calidad del recurso disponible y a la necesidad de energía eléctrica del sector minero. Sería realmente revolucionario modernizar el sector minero pasando de un uso intensivo del carbón, al uso de recursos renovables, particularmente de energía solar, eólica y geotérmica.

Para que esto suceda, es obvio que se necesita estimular el mercado y la innovación. Pero incluso con estímulos mínimos, por lo menos 500 MWe provenientes de sistemas CSP deberían estar operativos al año 2025. Tener menos representaría una gran falla de las políticas energéticas.

Esta proyección conservadora se basa en los siguientes aspectos:

- Hoy en día, se tienen entre tres a cinco proyectos que contemplan generación con sistemas CSP en un rango de 4 a 40 MW.
- Por lo menos 10 a 20 MW van a estar instalados al año 2014.
- Proyectos de CSP son atractivos en un rango de 50 a 200 MWe.
- Tener 500 MWe en el SIC en el año 2025 implica tener 2 a 3 proyectos grandes.
- Este cambio proviene de la necesidad de reemplazar el uso intensivo del carbón por tecnologías limpias, estas últimas de excelente potencial.

Sistemas solares fotovoltaicos FV

Suposiciones básicas

Un sistema solar fotovoltaico que se encuentra conectado a la red puede inyectar cantidades significativas de potencia (y energía) a redes de baja tensión. Actualmente se estudian mecanismos básicos para regular este tipo de sistemas.

Al costo actual de la energía eléctrica doméstica, la electricidad producida por un sistema FV se encuentra en el mismo orden de magnitud.

Un sistema simple conectado a la red puede ser pagado en un periodo de 5 a 10 años si la red compra la energía a un valor que fluctúa entre 70 y 100% de lo que el consumidor paga.

Se espera que la tecnología siga evolucionando y que los costos de generación con FV bajen de los 4 a 5 dólares por Watt nominal a la mitad en no más de 10 años.

Con estas suposiciones, se espera que al año 2025 no menos del 5% de las casas entre Santiago y Copiapó puedan contar con sistemas integrados a la red. Esto significa unos 75 MWe de potencia y una producción de 129 GWh.

Un buen programa de estímulos podría fácilmente multiplicar esto por un factor de 5 a 10 (y esto podría incluir instalaciones industriales para reducir demandas de potencia). Si esto ocurre como se plantea, para el año 2025 podría haber un total de 375 a 750 MW de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, generando anualmente entre 645 y 1.290 GWh.

En los siguientes párrafos se explica como fueron abordadas estas suposiciones.

Hoy en día, especialmente en Europa, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se han convertido en la principal fuente de energía en miles de instalaciones.

Los incentivos para implementar estos sistemas incluyen:

- El uso de tarifas “feed in”. Esto significa que al dueño del sistema se le paga un precio garantizado por cada kWh que inyecta a la red; generalmente mayor al precio del kWh que usa. Este método tiene mucho sentido cuando se requiere acelerar la curva de aprendizaje de los sistemas –este es el caso de Europa– o se quiere tomar ventaja en los casos en que la demanda de punta coincide con el horario de mayor radiación –el caso de España y Estados Unidos–, como consecuencia de las grandes cargas eléctricas necesarias para enfriamiento. Los sistemas fotovoltaicos son una alternativa modular y distribuida que refuerza el sistema eléctrico.
- En Estados Unidos muchas compañías subsidian una parte del costo del sistema (usualmente un 30 a 40%). De esta manera, el dueño solo paga el exceso de energía que consume.

Ambos sistemas han movido el sector industrial, los precios han bajado considerablemente y nuevas tecnologías están en estudio y deberían estar disponibles en no más de 4 a 8 años.

En Chile todavía estamos en los primeros pasos de estos sistemas. Actualmente se construye un proyecto en Combarbalá, donde 114 casas (de un programa de viviendas sociales) van a tener un sistema fotovoltaico conectado a la red, con una potencia nominal de 10 kWh. Conafe, el distribuidor local de energía, ha acordado comprar la energía producida y se estudia la fijación de un precio justo.

Para sistemas mayores, el precio se fija según el nudo más cercano, según la segunda modificación de nuestra ley eléctrica.

A continuación se muestra la cantidad de energía posible de producir por metro cuadrado con un sistema fotovoltaico, tanto en Santiago como en Copiapó. Se han elegido estas localidades por ser representativas en el Sistema Interconectado Central.

Tabla 18: Radiación incidente en Santiago

Santiago	Hh [kWh/m ² día]	H_coll [MJ/m ²]	H_coll [kWh/m ² día]	H_coll [kWh/m ² mes]
Ene	7,3	23,5	6,5	202,1
Feb	6,4	22,4	6,2	174,2
Mar	5,0	19,8	5,5	170,1
Abr	3,5	15,6	4,3	130,3
May	2,3	11,5	3,2	99,5
Jun	1,8	8,9	2,5	74,5
Jul	2,1	10,5	2,9	90,3
Ago	2,8	12,7	3,5	109,5
Sep	3,7	14,9	4,2	124,5
Oct	5,2	18,8	5,2	161,9
Nov	6,6	21,8	6,0	181,4
Dic	7,3	23,2	6,5	200,1
Total				1.718,4

Tabla 19: Radiación solar en Copiapó

Copiapó	Hh [kWh/m ² día]	H_coll [kWh/m ² día]	H_coll [kWh/m ² mes]
Ene	7,3	6,3	196,7
Feb	6,7	6,3	175,7
Mar	5,6	5,9	183,6
Abr	4,2	5,0	149,7
May	3,3	4,4	135,4
Jun	3,0	4,4	131,4
Jul	3,3	4,7	145,3
Ago	4,1	5,2	160,3
Sep	5,3	5,9	176,1
Oct	6,4	6,3	194,4
Nov	7,2	6,3	189,8
Dic	7,2	6,1	188,5
Total			2.026,8

En Santiago se considera una inclinación de 35 grados y en Copiapó de 30 grados. Se ocupa la metodología de Liu and Jordan para calcular la radiación incidente en un plano inclinado.

Como suposición base, con las tecnologías actuales 1 m^2 de celdas produce entre 100 a 150 Watt de potencia máxima con una radiación de 1.000 W/m^2 . En sistemas de gran capacidad, el costo de instalaciones es de 4 a 6 dólares por Watt.

De las tablas se puede colegir que en Santiago 1 m^2 de celdas produce 172 kWh al año y el mismo panel produce 203 kWh al año en Copiapó.

Hoy el costo de electricidad es de $150\$/\text{kWh}$, o más ($0,25 \text{ US}\$/\text{kWh}$). Luego, el sistema entrega 43 o 51 dólares, según se encuentre en Santiago o en Copiapó. Esto significa que el usuario podría pagar la instalación en un periodo de 6 a 10 años.

Ello en la situación actual, pero cualquier reducción significativa de los sistemas haría esta opción más atractiva. Habría un beneficio adicional que es la protección parcial de la inflación de los precios.

Si el costo de potencia instalada baja a un valor cercano a $3 \text{ US}\$/\text{Watt}$ –lo cual debería suceder en no más de 4 a 8 años–, los siguientes escenarios se volverían altamente probables.

Dentro de los próximos 2 a 5 años se deberían ver varios proyectos experimentales en línea. Esto entregaría experiencia en los sistemas y ayudaría a capacitar gente. La potencia instalada total no sobrepasaría algunos cientos de kW.

Cuando los costos de potencia nominal bajen a 3 dólares por Watt nominal, la tecnología debería despegar.

Con solo 10 m^2 de celdas fotovoltaicas en una casa se producirían 1.720 kWh en Santiago y 2.030 kWh en Copiapó. Esta energía satisface casi la totalidad de la demanda eléctrica en un hogar. El factor de capacidad es cercano a 0,2 en Santiago y 0,23 en Copiapó.

Si se desarrolla una tecnología barata de almacenamiento dentro de los próximos 10 años (lo cual es altamente probable debido a los esfuerzos en desarrollar autos eléctricos), los sistemas serían aún más atractivos, ya que la energía se podría almacenar durante

las horas fuera de punta y la red la compra al dueño del sistema en las horas punta.

En conclusión:

- Al precio actual de nuestra energía, un sistema fotovoltaico conectado a la red es económicamente factible como una forma de satisfacer demandas de energía y potencia.
- Bajas en los costos de instalación de un 30 a un 40% convierten la tecnología en una opción muy atractiva.
- Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red deberían inyectar energía en la red de baja tensión, en puntos cercanos al consumo final para minimizar las pérdidas.

Superficie utilizada por sistemas solares

Desde el punto de vista de disponibilidad del recurso, se puede demostrar que los lugares con mayor radiación incidente están dentro del “cinturón solar”, en el rango de latitud $\pm 30^\circ$. Los factores que aumentan la radiación son:

- **Cielos claros:** La ausencia de nubes incrementa la disponibilidad del recurso al nivel de superficie. Esto es típico en las regiones áridas.
- **La altitud y menor contenido de humedad:** Ambos factores aumentan la disponibilidad del recurso. Mayores altitudes significa menor masa atmosférica para el paso de los rayos solares y menor humedad aumenta el recurso.

En el caso del desierto de Atacama en el norte de Chile y en el sur de Perú, ambos factores se aplican. Las regiones áridas se encuentran en altitudes entre 1.000 a 3.000 metros sobre el nivel de mar, las precipitaciones son escasas en el año y lo común es tener cielos totalmente despejados.

Según datos obtenidos desde la World Radiation Data Centre (WRDC), las condiciones que prevalecen cerca de Calama se muestran en la Tabla 20. Los datos fueron tomados en el aeropuerto,

el cual está a unos pocos kilómetros de Chuquicamata, donde se encuentra la mina de cobre a cielo abierto más grande del mundo. También se puede apreciar que el promedio anual de radiación en superficie horizontal es de 6,4 kWh/m² al día. Además el promedio anual de la duración del cielo despejado es un 90% del valor si el cielo estuviera perfectamente claro durante el año.

Solamente estableciendo una inclinación de la superficie coleccionadora en 25 grados, se favorece considerablemente el proceso, si se instala un sistema de seguimiento la energía disponible aumenta por lo menos en un 20%.

De los datos se pueden ver las excepcionales condiciones de energía solar. Esto fue reconocido tempranamente por investigadores del tema, como George Abbott, del Instituto Smithsonian. El Dr. Abbott instaló y operó un observatorio de energía solar cerca de Calama, en un lugar llamado Moctezuma, desde 1913 hasta la mitad de 1930, aproximadamente. El trabajo realizado en este observatorio fue esencial en la determinación de la constante solar.

Tabla 20: Características de la radiación solar en Calama -22° 29' S

Copiapó	Hh [kWh/m ² día]	H_coll [kWh/m ² día]	H_coll [kWh/m ² mes]
Ene	8,0	11,4	86,0
Feb	7,1	10,6	83,5
Mar	6,5	10,3	84,7
Abr	5,7	10,4	90,6
May	4,7	9,9	90,5
Jun	4,4	9,9	93,0
Jul	4,6	10,0	92,7
Ago	5,4	10,2	91,1
Sep	6,4	10,6	89,5
Oct	7,5	11,5	91,6
Nov	8,2	12,0	91,7
Dic	8,4	11,8	88,7

Se debe poner énfasis en que esto no es único en Calama, sino una condición típica del norte de Chile. El autor realizó un proyecto de medición de radiación global y difusa en la mina de cobre El Salvador durante dos años y los resultados fueron similares.

A continuación se muestran los cálculos referentes a la superficie utilizada para producción eléctrica.

Los cálculos se realizan de la forma más simple y clara posible. Se han utilizado los siguientes parámetros:

- Los cálculos son realizados utilizando los datos de Calama. Estos datos son típicos del norte de Chile.
- En todos los casos se va a considerar una potencia instalada teórica de 100 MWe. La planta va a ser dimensionada para operar 24 horas al día entre los equinoccios de primavera y otoño. La producción en invierno va a decaer levemente, por lo tanto está implícito que se necesitará alguna forma de almacenamiento.
- La mayor “incógnita” en los cálculos es el factor de superficie utilizado. Esto significa cuánta más superficie se requiere debido a la separación necesaria entre filas para no producir sombreado entre ellas.

Para calcular el área necesaria para otras potencias, se multiplica por la nueva potencia requerida. Por ejemplo, una central de 2.700 MW utilizaría 27 veces el área necesaria para una central de 100 MW.

Sistemas fotovoltaicos

Dos casos van a ser analizados, uno sin seguimiento y un segundo con seguimiento diurno.

Se realizan las siguientes suposiciones:

- Eficiencia de conversión global de un 15%. Esto es menor que la eficiencia del 18 al 20% de las celdas, pero toma en cuenta las pérdidas de almacenamiento y por conversión.
- Para un sistema fijo la inclinación será de 20 grados y se utiliza un factor de espacio de 1,3. Esto significa que el área final será un 30% mayor que el área recolectora.

- Para un sistema con seguimiento, la energía recolectada aumenta en 1,3 veces respecto a un sistema fijo. Sin embargo el área necesaria será el doble del área neta de captación, de tal forma de evitar la interferencia entre los módulos. Esto es solo una aproximación.

Sistema FV fijo

La disponibilidad de energía asumiendo una inclinación de 20 grados se muestra en la Tabla 19. Para una instalación de 100 MW, la producción de energía en 24 horas sería.

$$E = 100\text{kW} \times 24\text{hr} = 100 \times 1.000\text{kW} \times 24\text{hr} = 2,4 \times 10^6 \text{ [kWh]}$$

Dado que la disponibilidad de energía solar es aproximadamente 6,5 [kWh/m²día], se necesitaría una superficie neta de:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 \text{ [kWh]}}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{día}} \right] \times 0,15} = 2,462 \times 10^6 \text{ [m}^2\text{]}$$

Esto es una superficie de 320 hectáreas para un sistema de 100 MW, incluyendo el espaciamiento. Para una planta de 2.700 MW (teórico) la superficie necesaria sería de 8.640 há = 86,4 kilómetros cuadrados.

Sistema FV con seguimiento

En este caso se asume que el área necesaria será de:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 \text{ [kWh]}}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{día}} \right] \times 1,3 \times 0,15} = 1,893 \times 10^6 \text{ [m}^2\text{]}$$

La superficie bruta es el doble de la superficie neta y cercana a 378,7 hectáreas para una central de 100 MW y de 10.225 hectáreas para una de 2.700 MW.

En conclusión, se puede ver que para un sistema de 100 MW nominal, se necesitarían entre 320 y 380 hectáreas.

Concentración FV

Esta tecnología es distinta en el sentido de que se sigue al sol y la radiación concentrada es capturada por celdas FV avanzadas multiunión. Estas tienen mayores eficiencias que las celdas unión. De hecho, altas eficiencias, sobre 50%, son alcanzables.

En este caso se va a asumir una eficiencia de conversión global del 30% y un factor de superficie 2. Esto significa que se va a necesitar el doble del área de captación (similar a los sistemas FV con seguimiento).

Los cálculos son los siguientes:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 [\text{kWh}]}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} \right] \times 1,3 \times 0,3} = 0,947 \times 10^6 [\text{m}^2]$$

El área bruta es el doble que la neta y es cercana a 189,3 hectáreas para una planta de 100 MW y de 5.111 hectáreas para una planta de 2.700 MW.

Colectores cilindro parabólicos

De nuevo se va a asumir una superficie bruta del doble de la superficie neta de captación. Dado que el sistema de seguimiento es en un eje (este-oeste), el aumento de la eficiencia es solo de un 20% y se asume también una eficiencia global de un 20%. Esto es como sigue:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 [\text{kWh}]}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} \right] \times 1,2 \times 0,2} = 1,538 \times 10^6 [\text{m}^2]$$

La superficie bruta es el doble de la superficie neta y del orden de 307,7 hectáreas para un sistema de 100 MW y de 8.308 hectáreas para un sistema de 2.700 MW.

Tecnología concentrador Stirling

Los motores Stirling tienen el potencial de alcanzar la eficiencia del ciclo de Carnot. Además tienen pocas partes móviles y una

mayor vida útil. Se han construido motores con una eficiencia térmica sobre un 50%, y alcanza eficiencias globales de captación de un 30% (incluyendo las pérdidas del reflector). Los cálculos son como sigue:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 [\text{kWh}]}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{día}} \right] \times 1,3 \times 0,3} = 0,947 \times 10^6 [\text{m}^2]$$

La superficie bruta es el doble de la superficie neta y del orden de 189,3 hectáreas para un sistema de 100 MW y de 5.111 hectáreas para un sistema de 2.700 MW.

Torre central

Ha habido muchas mejoras en el concepto de torre central. Dado que se pueden alcanzar temperaturas cercanas a 1.000°C, se pueden alcanzar grandes eficiencias de Carnot. En este análisis teórico se asume una eficiencia global de conversión del 25%, la energía aumenta en 1,3 debido al sistema de seguimiento y la superficie aumenta en un factor 2. Los cálculos son como sigue:

$$S = \frac{2,4 \times 10^6 [\text{kWh}]}{6,5 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{día}} \right] \times 1,3 \times 0,25} = 1,136 \times 10^6 [\text{m}^2]$$

La superficie bruta es el doble de la superficie neta y del orden de 227,2 hectáreas para un sistema de 100 MW y de 6.134 hectáreas para un sistema de 2.700 MW.

Conclusiones

Del análisis previo se concluye que utilizando tecnologías de energía solar, la superficie total utilizada es del mismo orden de magnitud, y en algunos casos es menor que los proyectos hidroeléctricos que se están proyectando en la región de Aysén. Dado que la fuente de energía está más cercana a los centros de consumo, las pérdidas por transmisión serían menores.

APÉNDICE C

ANÁLISIS GEOTÉRMICO

Energía geotérmica

En la actualidad, el grado de desarrollo de los proyectos de generación eléctrica que usan la geotermia como fuente energética para Chile, corresponde en general a una etapa de exploración detallada del recurso.

En el presente análisis, se considera por parte del Estado la promulgación de leyes de fomento al desarrollo de los proyectos geotérmicos que aborde incentivos económicos, disminuya el riesgo de inversión, mejore el proceso de tramitación de concesiones y desarrolle el conocimiento en las zonas de interés.

En este contexto, se identifican las áreas de interés y potenciales de generación eléctrica que se señala en la figura 7.⁴

Figura 7: Estimación del potencial de generación geotérmica para Chile

CNE 2005 / POTENCIAL MW		CONCESIONES DE RECURSOS GEOTERMALES		OPCIONES DE RECURSOS GEOTERMALES	
		Nombre	Tamaño MW	Nombre	Tamaño MW
Puchuldiza	25 - 150	Pampa Apacheta	150 - 250	Puyehue	100 - 300
Apacheta	150 - 250	La Torta	100 - 400	Laguna del Maule	50 - 200
El Tatio		Calabozo	300 - 1.000	Puchuldiza	25 - 150
La Torta	100 - 400	Copahue	100 - 250	Otros	300 - 400
Volcán San José	50 - 100	San José de Maipo	50 - 100	Subtotal	475 - 21.500
Termas del Flaco	10 - 50	Nevados de Chillán	50 - 250		
Calabozo	300 - 1.000	Termas del Flaco	10 - 50		
Laguna del Maule	50 - 200	Subtotal	760 - 2.300		
Nevados de Chillán	50 - 250				
Copahue	100 - 250				
Carrán					
Puyehue	100 - 300				
Otros:	300 - 400				
Total:	1.235 - 3.350				

4 Lahsen, A. et al., 2005. *Present Status of Geothermal Exploration in Chile*. Acts of World Geothermal Congress 2005.

Sobre algunos de ellos, en cuanto al estado de avance de los estudios y dificultades de cada proyecto se puede resumir lo siguiente:

- Pampa Apacheta: En estado de exploración.
- Tatio-La Torta: Existen pozos. A concretarse en el mediano plazo.
- Calabozo: No tiene acceso en la actualidad, lo que complica la realización de obras. Estudio de factibilidad para la zona en elaboración.
- Copahue: No existe estudio de factibilidad para la zona en la actualidad.
- San José de Maipo: No existe estudio de factibilidad para la zona en la actualidad.
- Nevados de Chillán: Estudio de factibilidad para la zona en elaboración, con desarrollo de exploración profunda.
- Termas del Flaco: No existe estudio de factibilidad para la zona en la actualidad.
- Puyehue y Carrán: Estudio de factibilidad para la zona en elaboración.
- Laguna del Maule: Estudio de factibilidad para la zona en elaboración.
- Puchuldiza: Existen pozos. Debería concretarse en el mediano plazo.
- Carranco: Estudio de factibilidad para la zona en elaboración.

Los países en el mundo que lideran el desarrollo de la energía geotérmica (Islandia, Nueva Zelanda y California en los Estados Unidos) han implementado políticas que promueven el uso de esta fuente de energía. Esto es porque han reconocido los beneficios ambientales y la estabilidad que da la energía geotérmica a las redes eléctricas. Esto se debe a la buena disponibilidad de las fuentes, alto factor de planta y bajos costos de operación. Si somos capaces

de implementar políticas similares, la energía geotérmica puede ser una parte relevante de nuestra matriz energética hacia 2025.

Con un desarrollo modular de las plantas, se podría considerar la estimación de la Tabla 21, obteniendo una potencia instalada para el SIC igual a 830 MW y una energía igual a 6.544 GWh al año.

Tabla 21: Proyección de capacidad instalada en el SIC a 2025

Proyecto	Capacidad MW
Calabozo	300
Copahue	100
San José de Maipo	50
Nevados de Chillán	75
Termas del Flaco	30
Puyehue / Carrán	125
Laguna del Maule	75
Carranco	75
Total	830

La estimación se encuentra sobre la base de que en el corto plazo se generen efectivos mecanismos de fomento al desarrollo de la industria y considerando las tasas de crecimiento en la capacidad instalada equivalente a la observada en aquellos países líderes en la materia en el periodo 1990-2007. De la misma forma se integra la información con la evolución de la capacidad instalada mundial. Para la estimación de la generación en cada área de interés, los límites están dados por el potencial disponible de las fuentes geotérmicas para generación eléctrica estimado por Lahsen et al.⁵ (2005).

Estos valores pueden ser logrados en el plazo propuesto únicamente si se posiciona a la geotermia como un pilar del desarrollo energético nacional, generando los mecanismos de fomento necesarios.

⁵ *Ibidem.*

Ventajas

A continuación se presentan argumentos que justifican un fuerte desarrollo en el mediano plazo, identificando algunas ventajas comparativas en la utilización de la geotermia.

Recurso abundante

Chile se encuentra ubicado en lo que se conoce como “Cinturón de Fuego del Pacífico”, región del planeta que se caracteriza por su intensa actividad sísmica y volcánica. Asociado al volcanismo, existen numerosas áreas con actividad geotermal, distribuidas a lo largo del país, que podrían ser aprovechadas para la generación eléctrica. El potencial de generación para todo el país ha sido estimado en 16.000 MWe (Lahsen, 1986).⁶

En el año 2005 Lahsen et al.,⁷ identificaron el potencial de las principales áreas de interés, calculando para éstas un potencial de generación eléctrica en el rango de 1235-3350 MWe.

Competitivos costos por kW instalado

Estudios de la experiencia internacional,⁸ indican que los costos por capacidad instalada promedio considerando las diversas tecnologías utilizadas resulta ser de 1.699 [US\$/kW]. El promedio para cada una de las tecnologías se puede resumir a continuación:

Promedio Flash Simple:	1.237 [US\$/kW]
Promedio Flash Doble:	1.294 [US\$/kW]
Promedio Total Flash:	1.276 [US\$/kW]
Promedio Binario:	2.259 [US\$/kW]

6 Lahsen, A., 1986. *Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile*. In: *Geología y Recursos Minerales de Chile*. Ed.: J. Frutos, R. Oyarzún, and M. Pincheira. Universidad de Concepción, Chile.

7 *Ibídem*

8 Klein C.W. et al., 2004. *New Geothermal Site Identification and Qualification*. GeothermEx, Inc. 2004.

Esto indica que la generación de electricidad a partir de la energía geotérmica es competitiva en términos económicos en relación con otras fuentes de energía renovable.

Factor de planta alto

El factor de planta en la generación eléctrica a partir de fuentes de energía geotérmica en la actualidad se ubica en el rango de 86 a 95% (Geothermal Energy Association, 2008),⁹ encontrándose este valor en aumento junto con el desarrollo tecnológico. Las nuevas plantas de energía geotermal son consideradas con un factor de planta de 95% e incluso algunas alcanzan valores de 98%.¹⁰ Debido a su extraordinaria seguridad, la energía geotermal es considerada una muy buena fuente energética para ser carga base del sistema eléctrico. Esta ventaja junto con la gran estabilidad del precio de la energía geotérmica, le entrega a esta fuente de energía un alto valor como estabilizador de los precios, el cual amortigua la dependencia y por lo tanto la alta volatilidad del mercado de la energía frente a los precios de los combustibles fósiles.

Impacto de generación en el SING

El crecimiento constante de la industria permitirá construir una red confiable de proveedores capaces de entregar bienes y servicios de calidad a la industria. Esto tendrá como resultado menores costos de desarrollo como también una menor incertidumbre en la estimación de los costos de nuevos proyectos. El crecimiento de la industria permitirá la reducción de costos por medio de los “efectos de aprendizaje” y dará la posibilidad a expertos *senior* de transmitir su conocimiento a profesionales jóvenes.

9 Geothermal Energy Association, 2008. *Update on US Geothermal Power Production and Development*, January 16, 2008.

10 Nathanaël, C., 2005. *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. Geothermal Energy Association. 2005.

Desarrollo internacional de la geotermia

La capacidad instalada de generación eléctrica mundial a partir de energía geotérmica para el año 2007 es de 9.732 MW, y 8.590 MW la capacidad en funcionamiento.¹¹ Para el periodo trianual 2005-2007 se alcanzó un aumento de aproximadamente 800 MW, manteniendo un crecimiento lineal del orden de 200/250 MW por año. La energía geotérmica provee aproximadamente el 0,4% de la generación eléctrica mundial, con una tasa de crecimiento estable del 5%. Esto permite mantener el desarrollo tecnológico, en una industria madura, con un impacto positivo sobre los costos.

La evolución de la capacidad instalada en los países donde la industria ha crecido más rápidamente, se muestra en la figura 8. Este crecimiento se asocia a los diversos mecanismos de fomento a la industria promulgado en cada uno de los países.

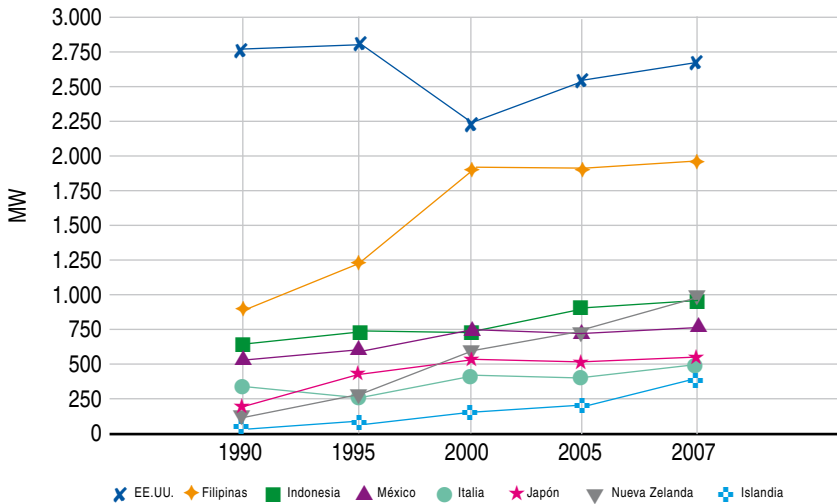
La tasa de crecimiento anual promedio de la capacidad instalada para el periodo comprendido entre los años 1990 y 2007 para cada país, junto con la capacidad instalada en el año 2007 se muestra en la figura 9. Se puede observar que Filipinas (63 MW/año) es el país con una mayor tasa de crecimiento anual promedio de la capacidad instalada para el periodo considerado, seguido por Indonesia (50 MW).

El país más importante y activo para el periodo 2005-2007, por crecimiento absoluto y relativo de la capacidad de generación es Islandia, con aproximadamente 220 MW nuevos y un aumento del 110%. La utilización de la energía geotérmica para electricidad y calefacción, el desarrollo con mecanismos de cascada integrada, el aumento de exportación de electricidad por medio de la manufactura de aluminio, la presencia de una industria fuerte y motivada, la existencia de una bien desarrollada cultura geotérmica junto

11 Bertani, R., 2007. *World Geothermal Generation in 2007*. Enel – International Division – Renewable Energy Business Development.

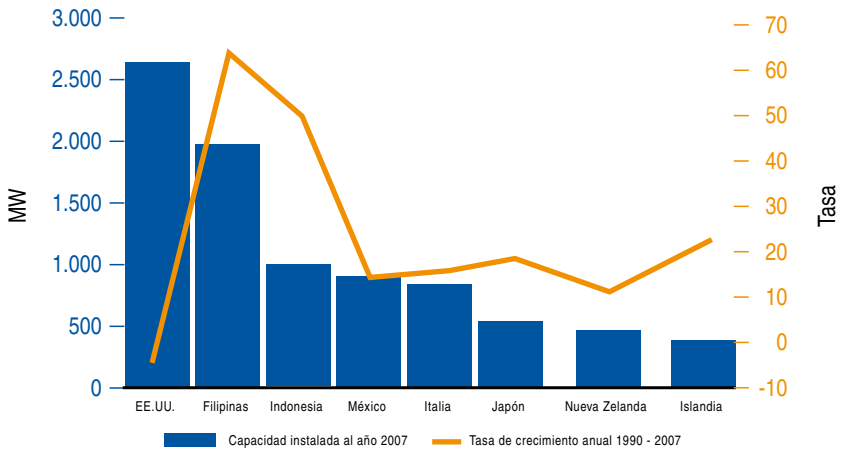
con experiencia, pueden ser considerados como los elementos clave para el éxito del desarrollo de esta fuente en ese país.

Figura 8: Capacidad instalada por país



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio basado en Bertoni, R. 2007

Figura 9: Capacidad instalada y tasa de crecimiento para diversos países



Fuente: Elaborado por el equipo de estudio basado en Bertoni, R. 2007

Dentro de los instrumentos esenciales utilizados en los Estados Unidos por los inversionistas en geotermia se encuentran los acuerdos de compra de energía a largo plazo, lo que ha permitido sobreponerse al riesgo de las fluctuaciones de precio. De esta forma, contribuye a prevenir la quiebra cuando caen los precios y garantiza el suministro a precios razonables cuando los precios de combustibles fósiles aumentan de forma excesiva. Al vencer los acuerdos, los costos de producción normalmente disminuyen un 50% debido a que la deuda ha sido reembolsada y el costo de capital de la planta se encuentra amortizado.

Desarrollo modular

La posibilidad de desarrollar un campo geotérmico de forma flexible y modular permite aumentar progresivamente la capacidad instalada, a medida que se perfecciona el modelo del sistema geotermal. De esta forma la capacidad instalada en Chile dentro de los próximos años puede aumentar exponencialmente a partir de las áreas de interés identificadas en la actualidad.

Barreras y propuestas

A continuación, se presentan algunas de las barreras y propuestas de políticas de fomento en torno al desarrollo de la energía geotérmica en Chile, que se han logrado identificar analizando el proceso de desarrollo de un proyecto geotermal y mediante entrevistas a académicos expertos en el área y encargados de proyecto.

Barreras

- Existen costos de inversión elevados asociados con alto riesgo, que caracterizan los proyectos geotérmicos hasta la etapa de factibilidad. El Estado entrega la concesión consistente en el derecho a exploración y explotación en el terreno que se adjudica y la empresa debe asumir todas las inversiones a realizar, sin existir ningún subsidio.

- El nivel y la calidad de los antecedentes disponibles en Sernageomin no es suficiente para obtener la información básica requerida para cuantificar los recursos en un proyecto energético.
- Existe una fuerte demora en los procesos de resolución de concesiones, sin estar bien fiscalizados el cumplimiento de los plazos por parte de los organismos encargados.
- No existen programas formales en las universidades de formación en esta área, únicamente algunos casos particulares. No se imparten programas de capacitación en Chile.

Propuestas

- Elaborar un mecanismo eficiente que logre disminuir el riesgo de inversión en pozos profundos en la etapa de factibilidad, como por ejemplo créditos blandos y/o subvenciones del Estado para absorber parte de los riesgos, sobre todo durante la inversión inicial en el momento de las perforaciones. Dentro de la experiencia internacional se encuentran los subsidios a los pozos descubridores, subsidios por impuestos los primeros años sobre los dineros gastados en exploración y desarrollo y los subsidios por líneas de alta tensión.
- Desarrollar nuevos programas que tengan por objetivo generar conocimiento de las zonas con potencial geotérmico desde el cual sea posible realizar una estimación de los recursos potencialmente extraíbles con un grado de certidumbre satisfactorio.
- Es necesario agilizar los procedimientos y las normativas de la entrega de concesiones y la resolución de las licitaciones por parte de los organismos encargados, de manera de cumplir los plazos establecidos.
- Fomentar el desarrollo de programas de estudio, tales como diplomados y posgrados en las universidades donde exista investigación en el área.

Políticas de fomento a la energía geotérmica en países líderes

A continuación se describen políticas de fomento al desarrollo de la geotermia llevadas a cabo por Islandia, Nueva Zelanda y Estados Unidos, que han sido exitosamente implementadas.

Islandia¹²

- Creación del Fondo para la Geotermia (Geothermal Fund), a comienzos de los sesenta, fusionado con el Fondo para la Electricidad (de 1946) en el Fondo para la Energía (1967). Los préstamos para sondajes cubren normalmente el 60% de los costos. El propósito de dicho fondo es doble:
 - a. proveer préstamos a bajo interés a municipalidades, firmas e individuos para realizar perforaciones (sondajes) tanto para suministro público, uso en horticultura y actividades económicas similares como para uso doméstico, especialmente en áreas rurales.
 - b. compartir con el Estado los riesgos asociados a desarrollos en geotermia corridos por sus impulsores: si un sondaje financiado con préstamos del gobierno fracasa, se concede el dinero prestado a modo de subvención y no debe ser devuelto.
- Creación de la compañía estatal The State Drilling Corporation (fines de los cuarenta), al alero del Ministerio para la Industria para proveer de servicios de sondaje en Islandia.
- Instauración de la National Energy Authority (NEA, 1967), institución gubernamental comprendida en el Ministerio para la Industria; sucesora de la State Electricity Authority (SEA).

Los aumentos del precio del gasoil durante la década de los setenta promovieron el impulso a la “reducción de la cuenta del petróleo” en Islandia, mediante las siguientes medidas:

12 Björnsson, 2005. *Legal, Regulatory And Energy Policy Aspects Of Geothermal Energy In Iceland.*

- a. aumento de asignaciones para préstamos orientados a la realización de sondeos y al programa de “riesgo compartido”.
- b. asignaciones especiales para asegurar fondos destinados a préstamos a municipalidades y otros para construir sistemas de distribución.
- c. aumento de asignaciones a la NEA para exploración geotérmica e investigación.

Nueva Zelanda¹³

- Designación de la empresa estatal Mighty Power Plant como encargada del desarrollo de los activos geotérmicos estatales (2003).
- Restablecimiento del Instituto de Geotermia de la Universidad de Auckland, centro de relevancia internacional en el área, que ofrece cursos y formación sobre la materia a estudiantes de todo el mundo.
- Reforzamiento de la NZ Geothermal Association con fondos públicos y privados (desde 2004).

Programa de Perforación Confirmado con el Usuario, Departamento de Energía, 1980

Consiste en la repartición de costos entre la industria y el gobierno federal, que aporta desde un 20% (proyectos exitosos) a un 90% (proyectos completamente fracasados).

Objetivos principales:

- a. disminuir el riesgo de confirmación de reservorios hidrotermales en etapas iniciales de uso directo del calor.
- b. desarrollo de infraestructura y capital humano especializado para disminuir los riesgos asociados en el futuro.

13 White. 2005. *An Update On Geothermal Energy In New Zealand*.

Estados Unidos¹⁴

En Estados Unidos, durante los últimos años se han ejecutado políticas dirigidas a potenciar el desarrollo y uso de recursos energéticos renovables, muchas de las cuales son aplicables a la geotermia (generación eléctrica y/o usos directos). Ellas dependen de los recursos monetarios estatales, y cubren históricamente desde préstamos directos y legislación tributaria hasta la generación de mercados para las energías renovables. La tendencia, por lo tanto, ha sido pasar del subsidio a compañías interesadas, a la premiación de proyectos geotérmicos exitosos.

Desde mediados de los setenta, el congreso federal ha legislado para fomentar la investigación, desarrollo y reducción de riesgos asociados a proyectos en geotermia; un ejemplo de esto es la Ley Federal de Investigación, Desarrollo y Manifestación (Demonstration 1974, enmendada en 1980). Entre las iniciativas más recientes, destacan las correspondientes al plan GeoPowering the West del Departamento de Energía (2001), cuyos objetivos planteados fueron:

- a. duplicar el número de Estados que generen energía geotérmica al 2006.
- b. abastecimiento de energía geotérmica a 7 millones de hogares al 2010.

Las políticas desarrolladas en torno a la geotermia en Estados Unidos cubren tres grandes áreas:

- a. Incentivos y reducción de riesgos.
- b. Tributación.
- c. Legislación sobre empresas de servicio público.

Incentivos y reducción de riesgos

Ante la renuencia de instituciones financieras a apoyar proyectos geotérmicos, especialmente debido a la falta de familiaridad

14 Bloomquist, 2005. *The Evolution of U.S. Policy Designed to Encourage Geothermal Development - Provision of Access and Encouraging Project Development.*

con esta área y la evaluación de sus riesgos, el gobierno federal ha establecido programas en la forma de concesiones (GRANTS), préstamos, préstamos con garantía y repartición de costos, para:

- a. reducir riesgos de exploración y desarrollo.
- b. disminuir costos asociados a realización de sondajes y operación de instalaciones.
- c. demostrar la viabilidad de proyectos geotérmicos (de generación eléctrica y aplicación directa).

Programas de préstamo

Entre las primeras iniciativas, destaca la que ha resultado más exitosa:

Programa de Préstamos Garantizados para Geotermia (Geothermal Loan Guarantee Program, GLGP, 1975-'80s)

Objetivos:

- a. promoción y aceleración del desarrollo de recursos geotérmicos de forma aceptable con el medio ambiente, minimizando los riesgos de prestamistas.
- b. desarrollo de relaciones entre las partes financieras para eliminar la garantía en el futuro.
- c. aumentar la competencia y promover nuevas entradas a los mercados geotérmicos.

Los préstamos eran concedidos hasta por el 75% de los costos del proyecto, con la totalidad de éste garantizado por el gobierno federal; este porcentaje fue aumentado al 90% (1980) en aquellos casos en que el receptor fuera una cooperativa eléctrica, inmobiliaria o municipalidad.

Políticas respecto a empresas de servicio público

Estas han producido el principal impacto en el desarrollo de la geotermia en Estados Unidos y se centran en la generación de mercados para energías renovables.

Decreto de políticas regulatorias para empresas de servicios públicos (PURPRA, 1979)

- a. permitió la generación eléctrica por empresas privadas
- b. demandó existencia de empresas estatales reguladas que compraran la energía generada a costo marginal.
- c. requirió la generación de Plan de Recursos Integrados (Integrated Resource Plans, IRP) para considerar todas las características, costos y beneficios de las energías renovables y de la generación convencional, etc.

Estándares para el portafolio de energías renovables (RPS, 2004)

Se complementan con los IRP y exigen un mínimo de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Dicha participación y los tipos de fuentes consideradas varían por estado federal (desde menos de 1 a 30%); se demanda además abastecedores al por menor para satisfacer este requerimiento.

APÉNDICE D

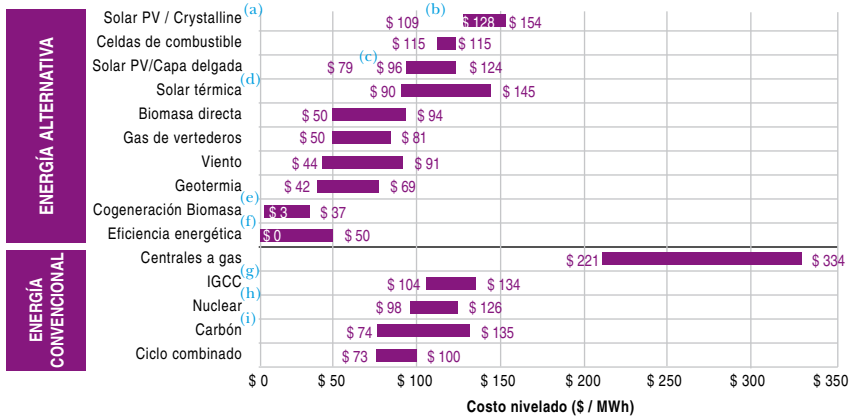
COSTOS COMPARATIVOS DE GENERACIÓN

Durante el presente estudio uno de los temas clave que ha surgido es la determinación de los costos verdaderos de generación a partir de diferentes fuentes energéticas. Esto tomando en cuenta las externalidades de las fuentes. No conocemos un estudio específico chileno al respecto, pero hemos incluido los resultados del estudio *Lazard Levelized Cost of Energy 2.0*.¹⁵ Este análisis muestra claramente que las energías renovables son significativamente más baratas que las fuentes convencionales de energía. Chile necesita que se realice un análisis de este tipo.

Comparación nivelada de costos de energía

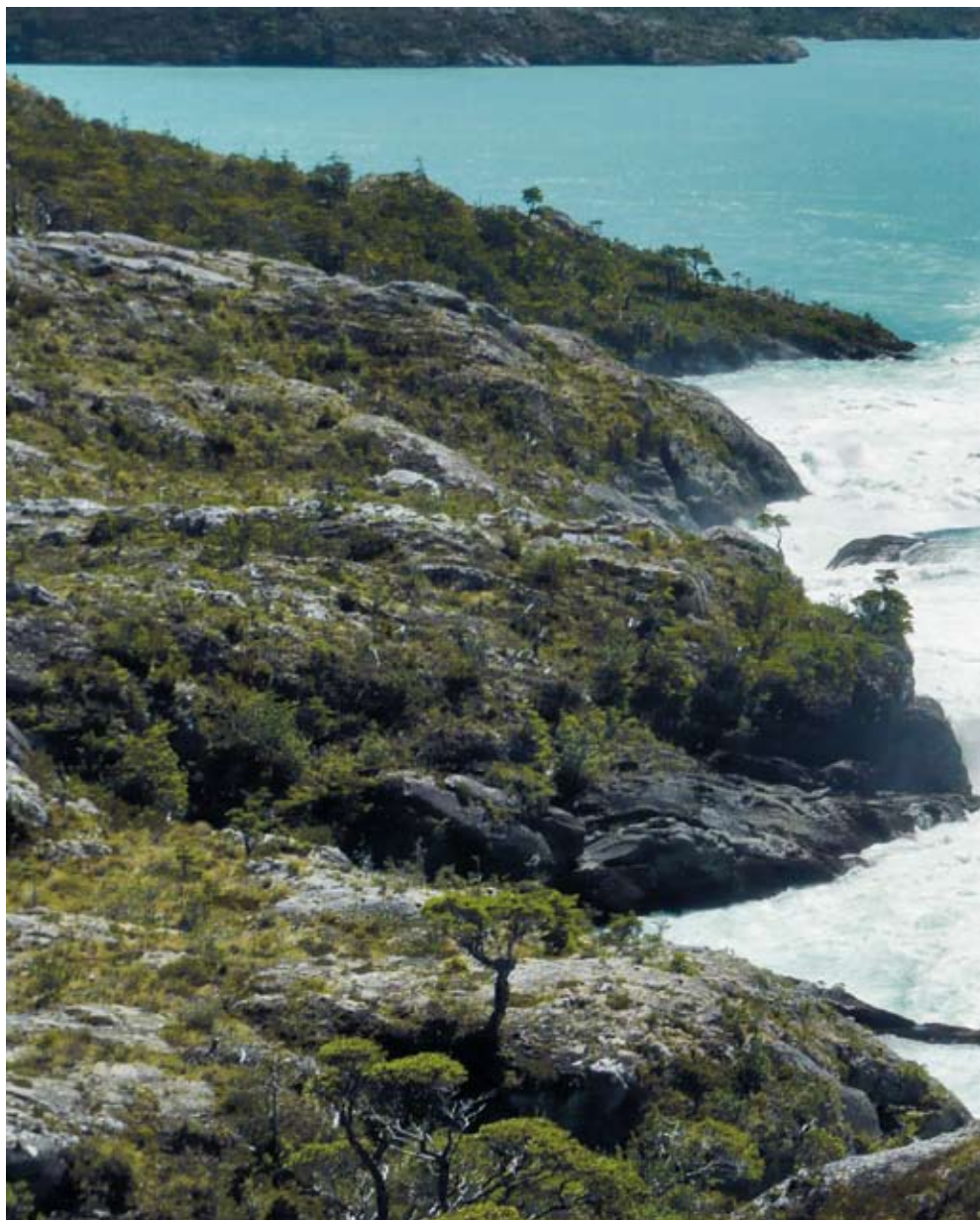
Algunas fuentes de energía renovable ya son competitivas con fuentes convencionales bajo ciertas hipótesis y escenarios, incluso antes de tomar en cuenta externalidades positivas ambientales. Otro factor favorable para las energías renovables es la tendencia al alza de los costos de energías convencionales.

¹⁵ Levelized Cost of Energy Analysis. Versión 2.0, Junio 2008. Lazard Investment Group.



Notas: Los costos reflejan ventajas tributarias, depreciación acelerada (cuando es aplicable). Se suponen dólares de 2008, deuda del 60% a tasa de 7%, saldo del 40% a 20 años a un costo del 12% anual. Vida de los proyectos de 5 a 20 años, tasa a las ganancias del 40%. Precio del carbón de US\$ 2,50/ MBTU y gas natural US\$ 8,00/ MBTU.

- (a) valor mínimo con seguimiento en un eje, valor máximo instalaciones fijas.
- (b) Este costo de US\$ 109/MWh supone un costo de US\$5/Watt instalado. Costos al 2012 de US\$ 4,00/Watt implican costos de generación de US\$ 90/MWh.
- (c) El valor de US\$ 79/MWh suponen la proyección de la compañía más avanzada de US\$ 2,75/Watt. Es posible costos de US\$ 2,00 para el 2012 a 2014, lo que implica un costo de US\$ 62/MWh.
- (d) El valor mínimo es el de torre central o sistemas puntuales, el máximo de CSP cilindro-parabólico.
- (e) Con retrofitting de planta a carbón existente.
- (f) Estimaciones del *Action Plan for Energy Efficiency*. Los valores reales varían mucho.
- (g) El valor más alto supone captura del 90% del CO₂ y recompresión.
- (h) No refleja el subsidio a través de garantías federales de deuda u otros subsidios.
- (i) Basado en sistemas avanzados de carbón pulverizado y calderas supercríticas. El extremo alto supone 90% de captura de CO₂.



Río Pascua. Foto: Víctor Formantel Gallardo



