
Elementos de visiones sectoriales para un futuro bajo en carbono

Sector Generación y Transporte de Electricidad

Fecha: Marzo 2016

Cita sugerida: Benavides, C. 2016. Elementos de visiones sectoriales para un futuro bajo en carbono. Sector generación y transporte de electricidad. MAPS Chile. Ministerio del Medio Ambiente y Gobierno de Chile, Santiago, Chile.

ADVERTENCIA: La responsabilidad principal de los contenidos de este documento es del equipo profesional de MAPS Chile. No obstante lo anterior, gran parte de los temas abordados han sido analizados gracias a la activa participación de diversos actores relevantes. El Grupo de Construcción de Visión, así como los Paneles de Expertos, y el Comité Directivo del proyecto, han tenido la oportunidad de revisar estos contenidos y, en caso de discrepancias, éstas son descritas en las secciones correspondientes.

Opciones de mitigación del cambio climático para un desarrollo bajo en carbono

2011-2015

El proyecto MAPS Chile

MAPS es un acrónimo en inglés que quiere decir *Mitigation Action Plans and Scenarios*. El proyecto tiene su origen en Sudáfrica, en una iniciativa de investigación y participación de múltiples actores que investigó escenarios posibles para la reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) entre 2005 y 2008 y que se llamó LTMS, *Long Term Mitigation Scenarios*. Se han desarrollado proyecto MAPS en Brasil, Colombia, Perú y Chile; son iniciativas similares que cuentan con el apoyo técnico de Sudáfrica. MAPS ha buscado generar la mejor evidencia posible para informar la toma de decisiones sobre la mitigación del cambio climático y el desarrollo bajo en carbono en cada país. En particular, los proyectos MAPS han identificado y estudiado trayectorias probables -con distintos niveles de esfuerzo de mitigación-, analizado sus posibles consecuencias, y socializado esta información con actores clave. Estas iniciativas han contribuido significativamente a los respectivos países en sus procesos de negociación internacional, al amparo de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC, por su sigla en inglés).

MAPS Chile comenzó a fines de 2011, obedeciendo un mandato de seis ministros de Estado que requerían que el proyecto estudiara y entregara las mejores opciones que tiene el país para la mitigación de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI).

El proyecto ha ocurrido en tres fases. La primera, terminada a mediados de 2012, desarrolló la Línea Base de emisiones de GEI 2007-2030 (es decir, una proyección de la economía chilena situada en el año 2006 sin considerar esfuerzos para reducir emisiones de GEI, pero incluyendo la evolución tecnológica natural de los sectores económicos) y estudió además posibles trayectorias de las futuras emisiones de GEI del país que cumplan con las recomendaciones científicas que el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) hace para el mundo. A esto último se le llamó "dominio requerido por la ciencia".

La segunda fase, terminada a fines de 2014, ha incluido: la Línea Base de emisiones de GEI 2013-2030, un conjunto de cerca de 100 medidas de mitigación, 9 escenarios de mitigación -como empaquetamiento de medidas específicas de mitigación-, junto a un análisis de los efectos macroeconómicos asociados a los distintos escenarios.

La tercera y última fase de MAPS Chile ha incluido, entre otros productos, una revisión y refinamiento de los resultados obtenidos en la segunda fase, una estimación de los co-impactos asociados a las principales medidas de mitigación, y un análisis de los posibles enfoques y medidas de mitigación para el largo plazo (2030-2050). Todos los resultados de MAPS Chile están disponibles en el sitio web del proyecto.

La dirección del proyecto ha estado en manos de un Comité Directivo interministerial, en el cual han participado representantes de siete ministerios del país: Relaciones Exteriores, Hacienda, Agricultura, Minería, Transporte y Telecomunicaciones, Energía y Medio Ambiente. Desde su inicio, el proyecto convocó a un Grupo de Construcción de Escenarios (en la Fase 3 este grupo se designó Grupo de Construcción de Visión), instancia en la cual han trabajado continua y voluntariamente más de 60 personas de los sectores público, privado, académico y de la sociedad civil. Adicionalmente, más de 200 personas han sido parte de reuniones sectoriales de Grupos Técnicos de Trabajo. Con todo, se estima que más de 300 personas, incluyendo a los diversos equipos consultores de universidades y prestigiosas instituciones del país, han participado activamente en MAPS Chile. El financiamiento para la realización de MAPS Chile ha provenido de Children Investment Fund Foundation (CIFF), la Alianza Clima y Desarrollo (CDKN), los gobiernos de Suiza, Dinamarca y Chile, y ha totalizado cerca de 4 millones de dólares para los más de 4 años de trabajo.

Índice de Contenidos

Elementos de visiones sectoriales para un futuro bajo en carbono. Sector generación y transporte de electricidad

A.	Resumen de principales reflexiones	7
1.	Introducción	8
1.1.	Elementos de visión	8
1.2.	Diferencias con lo realizado en la Fase 2 del proyecto MAPS Chile.....	10
1.3.	Descripción del contenido de este documento	12
2.	¿Qué es un desarrollo bajo en carbono para el sector generación eléctrica?	13
2.1.	Descripción del problema.....	13
2.2.	Implicancias de las decisiones de corto plazo en los compromisos de largo plazo..	16
2.3.	La necesidad de derribar las barreras	20
3.	Alta penetración de ERNC	24
3.1.	Barreras generales	24
3.2.	¿Son los costos de desarrollo una barrera para el desarrollo de esta tecnología? ..	25
3.3.	Geotérmica.....	29
3.3.1.	Descripción	29
3.3.2.	Barreras	29
3.3.3.	Ventajas y oportunidades	30
3.3.4.	Secuencialidad	31
3.4.	Minihidro.....	31
3.4.1.	Descripción	31
3.4.2.	Barreras	33
3.4.3.	Ventajas y oportunidades	34
3.4.4.	Secuencialidad	34

3.5.	Energía marina.....	34
3.5.1.	Descripción.....	34
3.5.2.	Barreras.....	35
3.5.3.	Ventajas y oportunidades	36
3.5.4.	Secuencialidad.....	37
3.6.	Eólica.....	38
3.6.1.	Descripción.....	38
3.6.2.	Barreras y desafíos.....	39
3.6.3.	Secuencialidad.....	40
3.7.	Solar fotovoltaica.....	40
3.7.1.	Descripción.....	40
3.7.2.	Riesgos, desafíos y barreras.....	41
3.7.3.	Secuencialidad.....	43
3.8.	Concentración Solar de Potencia.....	43
3.8.1.	Descripción.....	43
3.8.2.	Barreras.....	43
3.8.3.	Ventajas.....	45
3.9.	Solar de alto rendimiento.....	45
3.9.1.	Barreras y desafíos.....	46
3.9.2.	Ventajas.....	46
4.	Uso masivo de la hidroelectricidad.....	47
4.1.	Descripción.....	47
4.2.	Riesgos, desafíos barreras.....	49
4.3.	Ventajas y oportunidades	51
4.4.	Secuencialidad.....	51
5.	Sistemas de captura y almacenamiento de carbono en centrales termoeléctricas	53
5.1.	Descripción.....	53
5.2.	Riesgos, desafíos y barreras.....	54

5.3.	Ventajas y oportunidades	55
5.4.	Secuencialidad	55
6.	Nuclear de pequeño tamaño unitario	56
6.1.	Descripción	56
6.2.	Riesgos, desafíos y barreras	56
6.3.	Secuencialidad	56
7.	Flexibilidad	56
7.1.	Sistemas de almacenamiento	59
7.1.1.	Descripción	59
7.1.2.	Riesgos, desafíos y barreras	61
7.2.	Hidrógeno	61
7.2.1.	Descripción	61
7.2.2.	Barreras	62
8.	Mercado de carbono	62
8.1.	Sistema de emisiones transables	63
8.1.1.	Descripción	63
8.1.2.	Secuencialidad	66
8.1.3.	Desafíos y barreras	67
8.1.4.	Ventajas	68
8.2.	Impuesto al carbono	68
8.2.1.	Descripción	68
9.	Sistema de transmisión	69
9.1.	Descripción	69
9.2.	Desafíos y barreras	69
B.	Referencias	71

A. Resumen de principales reflexiones

A continuación se resumen las principales reflexiones sobre los elementos de visión para un futuro bajo en carbono del sector generación eléctrica:

1. Se requiere avanzar hacia una definición de lo que se entiende por “desarrollo bajo en carbono” que sea coherente con la meta de estabilización del incremento de temperatura en 2°C. Sin una referencia de cuál debiera ser el nivel de emisiones hacia el 2050, es difícil evaluar si las políticas que se están desarrollando son suficientes.
2. Alta penetración de energía renovable en el sector generación eléctrica no asegura cumplimiento de metas de mitigación basada en Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional. La introducción de un 70%, 80% o 100% de generación eléctrica que no emite CO₂ podría ser incluso insuficiente si los otros sectores del país no reducen significativamente sus emisiones.
3. Decisiones de corto plazo pueden condicionar de manera importante el cumplimiento de metas de largo plazo. Si la referencia hacia el año 2050 es el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional, el espacio para la entrada de nuevas centrales a carbón sin CCS será limitado en el corto, mediano y largo plazo.
4. Hacer todos los esfuerzos por derribar las barreras que enfrentan las energías renovables de manera que se conviertan en una opción competitiva a la generación termoeléctrica en el mediano (2020-2030) y largo plazo (2030-2050).
5. Promover activamente la implementación de los distintos mecanismos de flexibilidad (sistemas de almacenamiento, gestión de la demanda, modelos de predicción de recursos, flexibilidad de la operación de las centrales termoeléctricas, etc.) con el objeto de promover alta penetración de generación renovable variable.
6. No descartar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, siempre y cuando estos cumplan con estándares de sustentabilidad (por ejemplo, pérdida neta de biodiversidad y conflictos sociales con comunidades). La energía hidroeléctrica será necesaria para complementar altos niveles de introducción de generación variable si no se desarrollan otros mecanismos de flexibilidad.
7. Se reconoce la relevancia de instrumentos de mercado que internalicen externalidades socio-ambientales en los costos de la energía (impuesto al CO₂ y *cap and trade*). Sin embargo, es importante destacar que la internalización de las externalidades de las emisiones de CO₂ no garantiza que las centrales termoeléctricas en operación y en construcción reduzcan sus emisiones de CO₂.
8. No se descarta el desarrollo de energía nuclear u otras tecnologías de baja emisión (ejemplo, CCS) en la medida que sean costo-efectivas y compatibles social y ambientalmente.

1. Introducción

1.1. Elementos de visión

En este documento se resumen los principales elementos de visión identificados para alcanzar un desarrollo bajo en emisiones de CO₂ en el largo plazo. Por largo plazo se entenderá periodo comprendido entre los años 2030-2050. Los elementos de visión que aquí se presentan han sido identificados a partir de las reuniones con el Grupo Construcción de Visión (GCV), elementos identificados en los paneles tecnológicos y tendencias organizados en abril de 2015, y partir de la información levantada por el equipo de investigación del proyecto MAPS Chile.

Los elementos de visión han sido organizados en las siguientes categorías (ver Figura 1):

- **Oferta de tecnologías:** Se identifican las tecnologías bajas en emisiones de CO₂ que podrían conformar la matriz energética hacia el año 2050. Se espera que un desarrollo bajo en emisiones esté caracterizado por una alta penetración de energías renovables (ERNC e hidroelectricidad sustentable). Para alcanzar esto, se analizará la factibilidad de transitar hacia una matriz donde la generación termoeléctrica pierde participación. Asimismo, se espera analizar el rol que tendrá la energía nuclear de baja escala y los sistemas de captura de carbono en la conformación de una matriz baja en emisiones de CO₂.
- **Interconexión regional:** El desarrollo de la matriz energética probablemente se realizará en un contexto de interconexión regional que debe ser considerado en un análisis de mitigación de largo plazo. La interconexión puede favorecer la importación de energía limpia desde otros países o favorecer el desarrollo de la industria local y convertir a Chile en un exportador de energía a otros países de Latinoamérica.
- **Flexibilidad:** La flexibilidad es la capacidad de los sistemas eléctricos de responder ante variaciones de demanda y generación. La flexibilidad tendrá un rol importante en escenarios con alta penetración de energías renovables variables como la energía solar y eólica.
- **Instrumentos específicos:** Los sistemas *cap and trade* e impuesto a las emisiones son instrumentos específicos que podrían incentivar la introducción de energías bajas en emisiones de CO₂. Se reconoce la relevancia de instrumentos de mercado que internalicen externalidades socio-ambientales en los costos de la energía.
- **Demanda eléctrica:** En el largo plazo se espera que la demanda eléctrica tenga un rol importante a través de la introducción de energía renovable en los sistemas de distribución o través de su participación como mecanismo que aporte flexibilidad al sistema (gestión de la demanda, uso de sistemas de almacenamiento, conexión de vehículos eléctricos, etc.).
- **Transmisión:** Los sistemas de transmisión se analizan bajo el contexto de que estos no pueden convertirse en una barrera de entrada para el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos, en especial aquellos bajos en emisiones de CO₂.
- **Temas transversales:** Dentro de esta categoría se incluyen elementos tales como el desarrollo sustentable, ordenamiento territorial y asociatividad. Estos temas serán claves

para levantar las barreras asociados al desarrollo de los proyectos eléctricos, en especial de aquellos bajos en emisiones de CO₂.

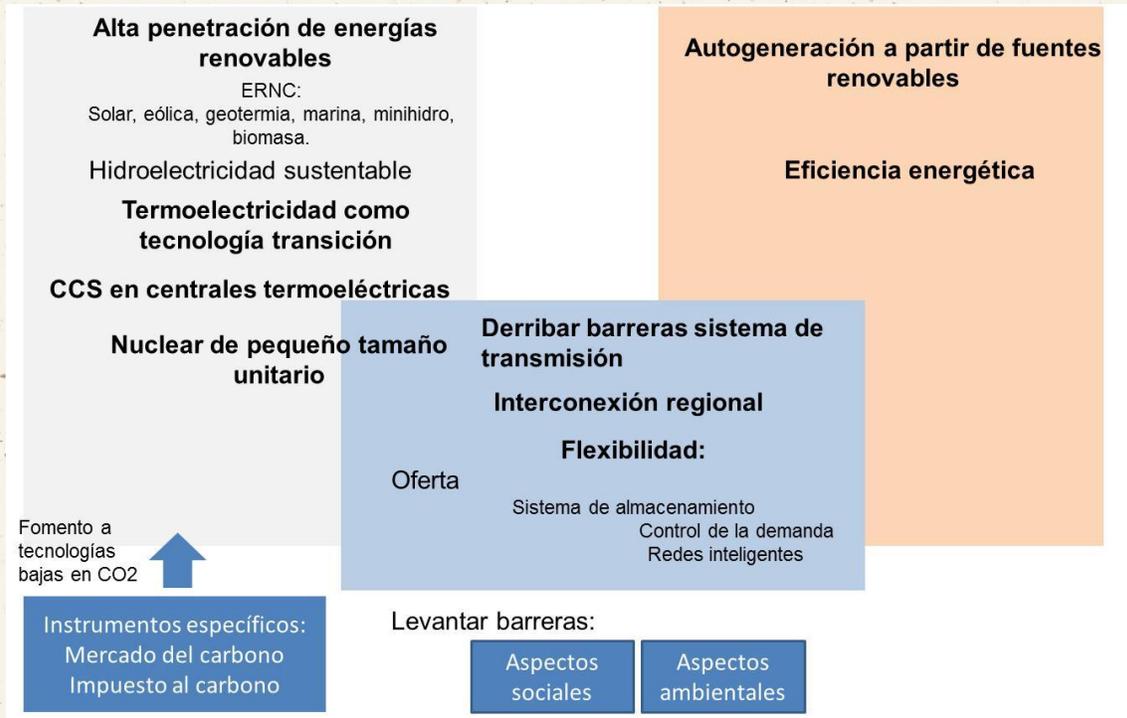


Figura 1: Elementos de visión identificados para un desarrollo bajo en carbono.

1.2. Diferencias con lo realizado en la Fase 2 del proyecto MAPS Chile

En la siguiente figura se muestra un cuadro comparativo de lo realizado en la Fase 3 con respecto al ejercicio realizado en la Fase 2 del proyecto MAPS Chile (CCG-UC, 2014; MAPS Chile, 2014). Una de las motivaciones para realizar la Fase 3 fue identificar medidas de mitigación adicionales que permitieran avanzar hacia un desarrollo más bajo en emisiones, más allá de lo alcanzado en la Fase 2. Sin embargo, las medidas identificadas en la Fase 2 representan la mayoría de los elementos de mitigación de largo plazo identificados en la Fase 3.

FASE 2	FASE 3
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modificación de la Ley ERNC: 30-30 ▪ Generación eléctrica en obras de riego ▪ Incentivo a una tecnología ERNC específica <ul style="list-style-type: none"> - Eólica - Geotérmica - Mini-hidro - Solar fotovoltaica - Concentración solar ▪ Expansión hidroeléctrica en Aysén ▪ Aumento sustantivo de la generación con GNL ▪ Norma o incentivo a tecnologías a carbón más limpias ▪ Sistemas de captura y almacenamiento de CO2 ▪ Sistema de almacenamiento para energía eólica y solar ▪ Reducción de pérdidas eléctricas ▪ Incentivo a energía nuclear ▪ Interconexión regional (importador) ▪ Impuesto al carbono 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta penetración de energías renovables <ul style="list-style-type: none"> - Eólica - Geotérmica - Mini-hidro - Solar fotovoltaica - Concentración solar - Solar de alto rendimiento - Marina - Hidrógeno ▪ Hidroelectricidad sustentable (no restringido a Aysén) ▪ Termoelectricidad como tecnología de transición ▪ CCS en centrales termoeléctricas ▪ Flexibilidad (otros sistemas de almacenamiento, gestión demanda, operación, oferta, etc.) ▪ Nuclear de pequeño tamaño unitario ▪ Interconexión regional (exportador/importador) ▪ Impuesto la carbono, sistema cap and trade ▪ Otros: barreras sociales, ambientales, transmisión

Figura 2: Cuadro comparativo de las medidas de mitigación identificadas en la Fase 2 y los elementos de visión para la mitigación de largo plazo identificados en la Fase 3.

Durante la Fase 3 se sigue identificando la introducción de energía renovable como un elemento clave para avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono. Como elemento diferenciador a lo realizado en la Fase 2, se identifican otras tecnologías como la energía solar de alto rendimiento, la energía marina y el uso de celdas de hidrógeno que podrían tener un rol importante en el largo plazo. Asimismo, se destaca el aprovechamiento sustentable de la hidroelectricidad y su desarrollo no se restringe única y exclusivamente en la Región de Aysén¹. Como veremos más adelante,

¹ En la Fase 2 la medida de mitigación que consideraba el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos solo consideró el uso del potencial de la Región de Aysén.

existe un potencial hidroeléctrico de más de 10.000 MW desde la X Región hacia el norte. Por último, otro elemento diferenciador es que se analizan escenarios de cuotas de energías renovables que podrían ser coherentes con un desarrollo bajo en carbono (ver capítulo siguiente).

En la Fase 3 se considera que la generación eléctrica a partir de fuentes termoeléctricas será una tecnología de transición para avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono en el largo plazo, mientras que en la Fase 2 se analizaron las medidas “aumento sustantivo de GNL” y “norma o incentivos a tecnologías a carbón más limpias”. Al igual que en la Fase 2, no se descarta la utilización de sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ en centrales termoeléctricas.

En escenarios de alta penetración de energías renovables variables se destaca la introducción de mecanismos que le den mayor flexibilidad a la operación del sistema y éstos no solo se restringen a la utilización de sistemas de almacenamiento. En la Fase 3 también se identifican otros elementos de flexibilidad como la gestión de la demanda; mejoras en la operación del sistema debido a cambios en los modelos de pre-despacho, criterios para definir la reserva primaria y secundaria y a mejores predicciones de los recursos eólico y solar; y la mayor flexibilidad de las plantas de generación para responder ante variaciones de generación y demanda.

En el largo plazo no se descarta el uso de la energía nuclear, sin embargo, a diferencia de lo realizado en la Fase 2, se destaca el uso de energía nuclear de pequeño tamaño unitario, que podría ser una opción más viable que el desarrollo clásico de grandes plantas nucleares observado en algunos países del mundo.

En términos de instrumentos que fomenten el desarrollo bajo en carbono, la introducción de un impuesto creciente a las emisiones de gases de efecto invernadero sigue siendo una opción viable para la mitigación de largo plazo, sin embargo, en la Fase 3 también se destaca la exploración de otros mecanismos como el sistema *cap and trade*.

La interconexión regional no solo se limita a la importación de energía desde otros países sino que también se consideran escenarios de exportación de energía desde Chile hacia otros países. En esta misma línea, se destaca durante la Fase 3 que la superación de las barreras que impone el sistema de transmisión debe ser consideradas en los análisis de mitigación de largo plazo.

Por último, en la Fase 3 se destaca que los análisis de mitigación de largo plazo deben ir acompañados con el estudio de los impactos en la sociedad y el medio ambiente que esto conlleva, así como las barreras que estos imponen al desarrollo de proyectos que tienen bajas emisiones de CO₂.

Otros elementos diferenciadores con respecto al enfoque metodológico y alcances de este trabajo son los siguientes:

- Las medidas no son cuantificadas en términos de costos de inversión y operación como se hizo en la Fase 2 del proyecto.
- No se evalúan los impactos macroeconómicos de los escenarios de mitigación.

1.3. Descripción del contenido de este documento

Tabla 1: Descripción de contenidos de este informe.

Capítulo	Descripción
¿Qué es un desarrollo bajo en carbono para el sector generación eléctrica?	Se describe de manera conceptual la definición de “desarrollo bajo en carbono” y se discute cómo las decisiones de corto plazo pueden afectar los eventuales compromisos de reducción de largo plazo.
Alta Penetración de ERNC	Se analiza el rol de la introducción de las fuentes ERNC como medida de mitigación de largo plazo, las barreras que enfrentan estas tecnologías y la secuencialidad esperada de implementación para alcanzar un desarrollo bajo en carbono.
Uso masivo de la hidroelectricidad	Se analiza la hidroelectricidad sustentable como medida de mitigación de largo plazo, sus barreras y su secuencialidad de implementación.
Tecnologías de captura y almacenamiento de CO ₂	Se analiza el rol que tendrán los sistemas de captura y almacenamiento de CO ₂ .
Nuclear de pequeño tamaño unitario	Se analiza el rol que podría tener la energía nuclear de pequeña escala como medida de mitigación.
Flexibilidad	Se describen los mecanismos de flexibilidad como medida para contribuir la introducción de altos niveles de generación renovable variable.
Mercado del carbono	Se describen 2 instrumentos específicos que podrían contribuir a la introducción de tecnologías bajas en emisiones de CO ₂ : sistema de emisiones transables e impuesto al CO ₂ .
Sistema de transmisión	Se analiza el rol del sistema de transmisión para favorecer el desarrollo de tecnología bajas en emisiones de CO ₂ .

2. ¿Qué es un desarrollo bajo en carbono para el sector generación eléctrica?

2.1. Descripción del problema

Uno de los principales problemas de la política energética nacional es que no existe una referencia pre-establecida sobre cuáles son los niveles de reducción de emisiones de GEI que se deben alcanzar en el largo plazo (horizonte 2030-2050). Hasta el momento las únicas referencias para el corto y mediano plazo son el compromiso voluntario de reducción de un 20% al año 2020 propuesto en Copenhague (2009) y la propuesta de reducción al año 2025 y 2030 que reciente fue presentada por el gobierno de Chile ante la Convención de Cambio Climático (INDC a discutir en París, 2015). Al año 2050 esta discusión todavía está abierta.

En los últimos años se han observado un serie de cambios a favor de promover tecnologías baja en emisiones de CO₂ en el sector generación eléctrica: aumento de cuota de energías renovables al año 2025 (Ley 20/25), impuesto a las emisiones de CO₂ (5 US\$/tCO₂), licitación de bloques horarios para suministro de distribuidoras, licitación de la primera planta CSP, inicio de las obras de la primera central geotérmica en Chile (Cerro Pabellón), creación de centro de estudio de energía marina, propuesta de alcanzar al menos un 70% de energías renovables al 2050 por parte del Comité Consultivo del proyecto Energía 2050, elaboración de estudios para estimar el potencial de energías renovables, etc. Asimismo, se ha mejorado la capacidad institucional para crear las condiciones adecuadas que permitan estudiar de mejor manera la introducción de tecnologías limpias a la matriz de generación. Sin lugar a dudas, el país ha hecho esfuerzos significativos por promover las tecnologías limpias y todos estos avances permiten augurar un futuro auspicioso en términos de un desarrollo bajo en emisiones de CO₂. Sin embargo, la pregunta que cabe hacerse es la siguiente: ¿son todos estos esfuerzos suficientes para avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono? ¿Las tasas de implementación de estas políticas a lo largo del tiempo son las adecuadas para alcanzar un desarrollo bajo en carbono en el año 2050? A continuación se trata de presentar antecedentes para responder estas preguntas antes de entrar en el análisis particular de cada elemento de visión.

Durante el desarrollo del proyecto MAPS Chile uno de los primeros ejercicios que se realizó en el contexto de identificar una trayectoria de emisiones de referencia fue la elaboración del Escenario Requerido por la Ciencia a escala nacional. Este ejercicio fue realizado en la Fase 1 a partir de los resultados del cuarto reporte del IPCC (Fourth Assessment Report). El escenario Requerido por la Ciencia tenía como objetivo definir una trayectoria de emisiones a escala nacional que fuera coherente con la meta global de estabilización del aumento de temperatura en un máximo de 2°C. Utilizando distintos criterios de distribución del “budget” de emisiones (según emisiones per cápita, PIB per cápita y participación en el total de las emisiones) se logró determinar posibles trayectorias a escala nacional.

Durante la Fase 3 del proyecto MAPS Chile se actualizó la trayectoria del escenario a partir de los resultados del quinto reporte del IPCC (Fifth Assessment Report). La Figura 3 muestra los distintos escenarios de emisiones globales definidos por el IPCC. El escenario RCP 2.6 **es el escenario con mayor probabilidad de estabilizar el incremento de temperatura en un máximo de 2°**. A este escenario se le denomina **Escenario Requerido por la Ciencia a nivel global**. Notar que la trayectoria de emisiones es decreciente a partir del año 2020 y hacia el 2090 las emisiones que se deberían emitir a nivel global son prácticamente nulas.

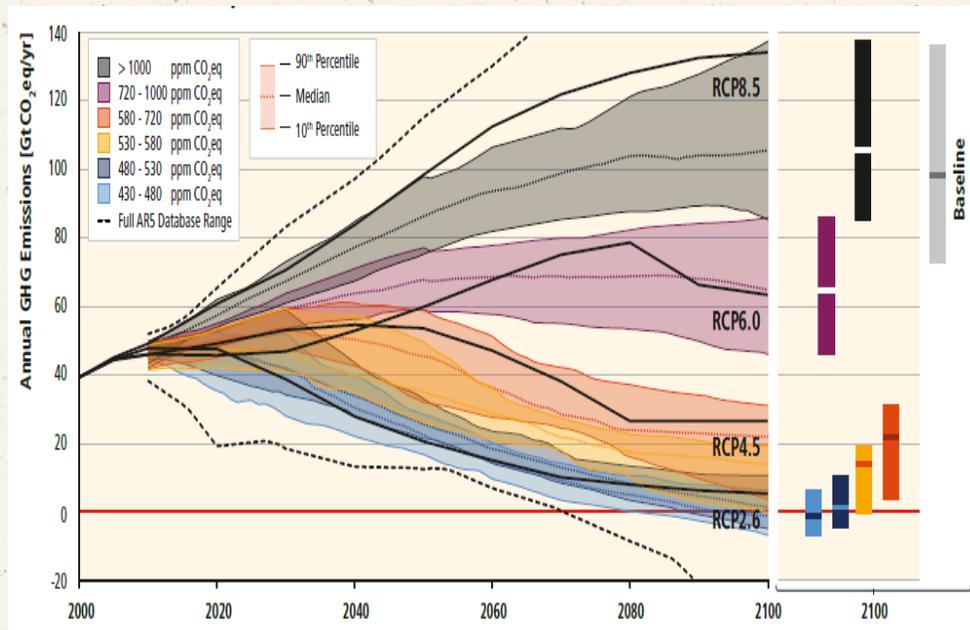


Figura 3: Escenarios de trayectorias de emisiones *Representative Concentration Pathways* (RCP) a nivel global. Fuente: IPCC, Fifth Assessment Report.

La Figura 4 muestra el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional actualizado, construido a partir de la proyección del escenario RCP 2.5 y utilizando los mismos criterios de distribución del “budget” de emisiones definidos en la Fase 1 del proyecto MAPS (Gibbs, 2012). Consecuentemente con la trayectoria de emisiones a nivel global, la figura muestra una trayectoria decreciente de emisiones a partir del año 2020. Bajo estos supuestos, al año 2050 el nivel máximo de emisiones es **de 42 millones de tCO₂ para el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional.**

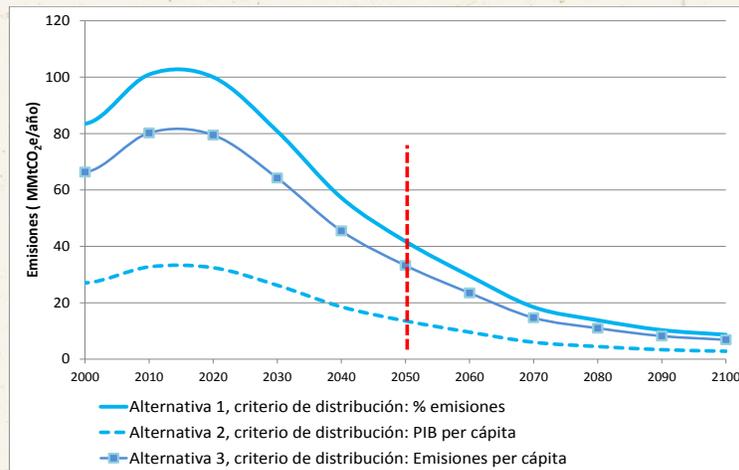


Figura 4: Escenario Requerido por la Ciencia a escala nacional actualizado de acuerdo a la trayectoria del escenario RCP 2.6. Fuente: MAPS Chile.

Otra referencia disponible que ha hecho un esfuerzo por definir trayectorias de emisiones nacionales, que sean coherentes con la meta de estabilización de temperatura, es la que se puede

encontrar en Climate Action Tracker². La siguiente figura muestra la trayectoria de emisiones definida para Chile. Según esta referencia bibliográfica, un nivel de emisiones a nivel nacional catalogado como “suficiente” (sin contar el sector forestal) tendría como máximo **25 millones de tCO₂ al año 2050**.

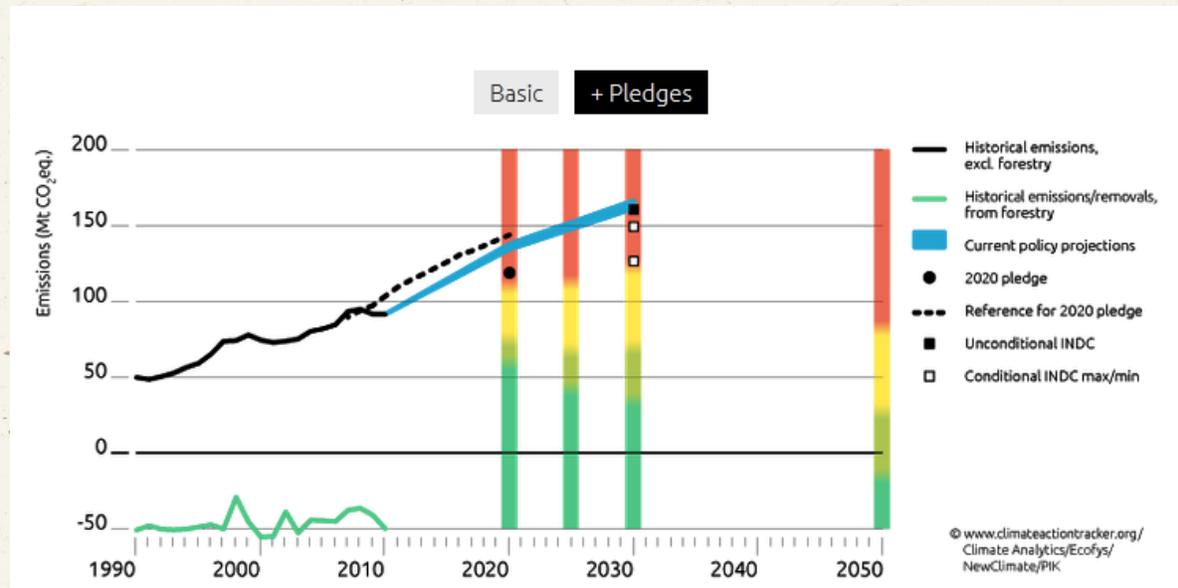


Figura 5: Trayectoria de emisiones a nivel nacional y evaluación del nivel de esfuerzo de la propuesta preliminar del INDC de Chile. Fuente: <http://climateactiontracker.org/countries/chile.html>

Las referencias anteriores dan cuenta de una primera aproximación de un rango de emisiones de referencia hacia el año 2050 a nivel nacional coherente con la meta global de estabilización de la temperatura en 2°C. Como se puede notar, estas trayectorias son bastante exigentes ya que el rango de emisiones varía entre 25 a 42 millones tCO₂ al año 2050. Para tener una idea de qué tan exigente son estos niveles de emisiones de GEI, podemos recordar lo realizado durante la Fase 2 del proyecto MAPS Chile. La siguiente tabla muestra los niveles de emisiones sectoriales para el escenario Esfuerzo Alto que se obtuvieron durante la Fase 2 del proyecto MAPS Chile. Recordar también que el Escenario de Esfuerzo Alto era aquel que contenía prácticamente todas las medidas de mitigación identificadas, es decir, 96 medidas de mitigación. Los resultados muestran que las emisiones a nivel nacional que se alcanzarían al año 2050 para el escenario más ambicioso hasta ahora analizado están por encima de los niveles de referencia definidos para el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional.

² <http://climateactiontracker.org/countries.html>. En la página web se pueden encontrar la evaluación para distintos países, entre ellos Chile.

Tabla 2: Emisiones sectoriales y nacionales hacia el año 2035 y 2050, escenario Esfuerzo Alto. Fuente: Estudios sectoriales MAPS Chile Fase 2.

Sector	Emisiones		
	2030	2035	2050
Generación eléctrica	32	32	24
Transporte	36	38	41
Residuos	2	2	2
I&M	28	28	30
CPR	19	20	26
Agropecuario	14	14	14
Forestal	-28	-28	-23
Nacional	103	108	113
Nacional sin forestal	131	136	137
Nacional sin forestal-sin generación eléctrica	99	103	113

Suponiendo³ que lo que se entiende por un desarrollo bajo en emisiones corresponde al escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional, los resultados anteriores permiten concluir que incluso en un escenario con **100% de generación eléctrica que no emite CO₂⁴ podría ser insuficiente al año 2050**. Esto por la sencilla razón de que las emisiones agregadas del sector agropecuario, CPR, transporte y minería superan los niveles de referencia anteriormente mencionados. Esto da cuenta de la dificultad de definir cuotas de participación de tecnologías que no emiten CO₂ en el sector generación eléctrica sin tener una referencia a nivel nacional de reducción que comprometa a todos los sectores emisores.

2.2. Implicancias de las decisiones de corto plazo en los compromisos de largo plazo

La siguiente tabla muestra distintas cuotas de participación de generación eléctrica que no emiten CO₂ a la atmósfera al año 2050, considerando 2 escenarios de demanda eléctrica (rango entre 155.000 y 205.000 GWh aproximadamente). Se muestran escenarios con una participación de 60, 70 y 80% de participación de energía que no emite CO₂. Este tipo de tecnologías comprende a las energías renovables no convencionales (solar, eólica, geotermia, marina, biomasa, minihidro, etc.), la energía hidroeléctrica, las centrales termoeléctricas con sistema de captura y almacenamiento⁵

³ Hasta la fecha, el Grupo de Construcción de Visión NO ha definido una referencia para lo que se entiende por desarrollo bajo en emisiones para el largo plazo.

⁴ Esto incluye centrales renovables no convencionales, generación hidroeléctrica, energía nuclear y centrales termoeléctricas con sistema de captura y almacenamiento de CO₂.

⁵ Las centrales termoeléctricas con sistema de captura y almacenamiento emiten un porcentaje de CO₂ a la atmósfera.

de CO₂ y las centrales nucleares. Se asume que el resto de la generación eléctrica podría ser suministrada por generación termoeléctrica sin sistema de captura y almacenamiento de CO₂. En un caso se asume que el 100% de esta generación proviene del carbón, en otro caso se asume que el 100% proviene del gas natural y un caso combinado se asume una participación de 50% de carbón y 50% gas natural.

Tabla 3: Participación de distintas cuotas de generación eléctrica que no emiten CO₂ a la atmósfera y su impacto en las emisiones al año 2050. Las emisiones son calculadas suponiendo un factor de emisión de 0,95 tCO₂/MWh para las centrales a carbón y 0,45 tCO₂/MWh para las centrales a gas natural.

Participación energía cero emisión (%)	Escenario demanda	Demanda actual (GWh)	Demanda 2050 (GWh)	Ejemplos de participación de termoelectricidad sin captura de CO ₂ al 2050					
				Participación termoelectricidad (%)	Energía termoeléctrica (GWh)	Capacidad (MW)	Emisiones (MM tCO ₂)		
							Carbón	GNL	Promedio
60%	con eficiencia	71.048	155.664	40%	62.266	8.362	59	28	44
60%	con eficiencia y electrificación	71.048	205.204	40%	82.082	11.024	78	37	57
70%	con eficiencia	71.048	155.664	30%	46.699	6.272	44	21	33
70%	con eficiencia y electrificación	71.048	205.204	30%	61.561	8.268	58	28	43
80%	con eficiencia	71.048	155.664	20%	31.133	4.181	30	14	22
80%	con eficiencia y electrificación	71.048	205.204	20%	41.041	5.512	39	18	29

La tabla anterior muestra que para un escenario con participación de 70% de energía que no emite CO₂ a la atmósfera, las emisiones de GEI podrían variar entre 44 y 58 millones tCO₂ si el resto de la energía es suministrada por carbón, entre 21 y 28 millones tCO₂ si es suministrada por gas natural y entre 33 y 43 millones tCO₂ si es suministrada por una combinación de carbón y gas natural. Para un escenario con participación de 80% de energía que no emite CO₂, las emisiones de GEI podrían variar entre 30 y 39 millones tCO₂ si el resto de la energía es suministrada por carbón, entre 14 y 18 millones tCO₂ si es suministrada por gas natural y entre 22 y 29 millones tCO₂ si es suministrada por una combinación de carbón y gas natural. Como se ha explicado anteriormente, si bien estos niveles de emisiones para el sector generación eléctrica podrían parecer bajos, **son elevados si se toma como referencia el Escenario Requerido por la Ciencia a nivel nacional.**

Las decisiones de corto plazo que se toman en el sector generación eléctrica son críticas para las decisiones de mitigación de largo plazo que el país pueda adquirir, principalmente por la vida útil de las centrales a carbón. Estas en promedio tienen una vida útil de 40 años, aunque en Estados Unidos se pueden encontrar centrales con 50 y 60 años operando (ver Figura 6). Cualquier central

nueva que entre en funcionamiento posterior al año 2020 probablemente estará en operación al año 2050. Por tanto, por cada central a carbón nueva de 250 MW que ingrese al SIC o SING (sin sistema de captura), se emitirán aproximadamente 1,8 millones de tCO₂ adicionales a la atmósfera en el año 2050.

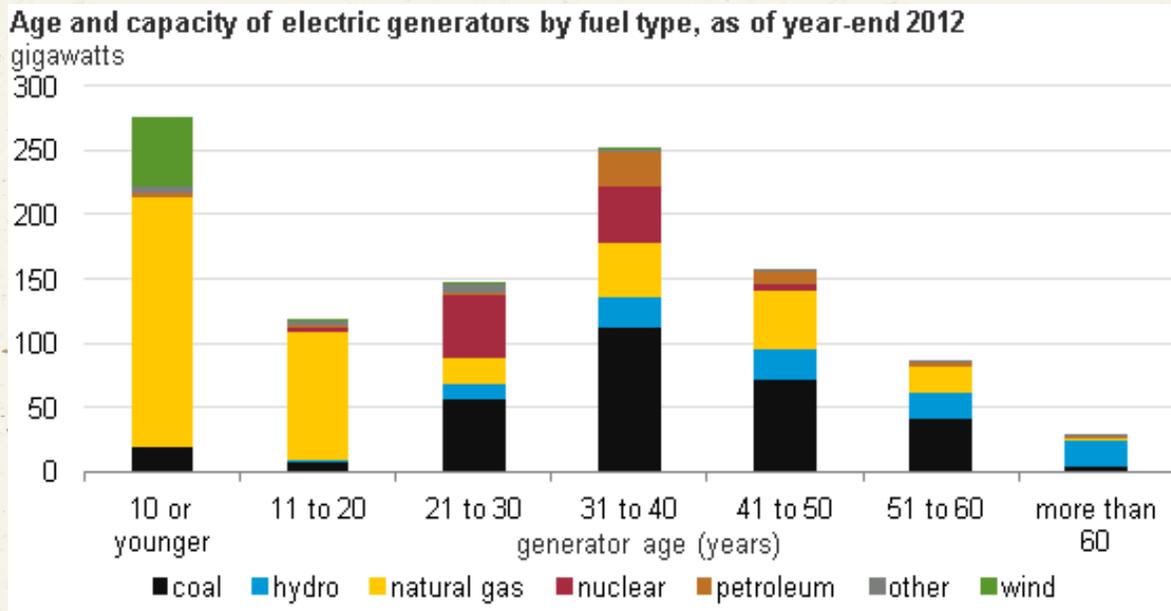


Figura 6: Edad promedio por tipo de centrales operando en Estados Unidos. Se observa que existen centrales a carbón en operación con más de 40 años de servicio. Fuente: EIA.

El siguiente gráfico muestra como ha sido la evaluación histórica de la entrada en operación de las centrales a carbón en Chile. En el periodo comprendido entre 2009 y 2016⁶, se habrán instalado 3.364 MW adicionales de centrales a carbón, las cuales emitirán 24 millones tCO₂ aproximadamente. Suponiendo que no se instala ninguna central adicional a carbón en Chile a partir de 2017, y que las centrales se retiran una vez cumplida su vida útil de 40 años, las centrales a carbón que estarán en operación en el año 2050 aportarán con aproximadamente **20 millones de tCO₂**. Esto sin contar el aporte en emisiones de las centrales termoeléctricas a GNL.

Nuevamente, si lo que se entiende por desarrollo bajo en emisiones es la trayectoria definida por el Escenario Requerido por la Ciencia a nacional, el margen para la entrada de nuevas centrales a carbón sería prácticamente nulo y la presión para desarrollar otros tipos de proyectos que sean capaces de satisfacer la demanda eléctrica será enorme. Ahora bien, en el corto plazo el país no cuenta con una política de restricción de una tecnología en particular. La única política vigente es la que establece una cuota de participación de las ERNC de un 20% al año 2025, pero el otro 80% de la energía la puede aportar cualquier tecnología. Este sentido, cualquier central que cumpla con la normativa medioambiental vigente podrá entrar en operación y, en efecto, actualmente existen 2.882 MW de proyectos a carbón con estudio de impacto ambiental aprobado (Punta Alcalde, 740 MW; Santa María II, 350 MW; Pacífico, 350 MW; Los Robles, 750 MW; y Energía Minera, 700 MW).

⁶ Incluye las centrales actualmente en construcción.

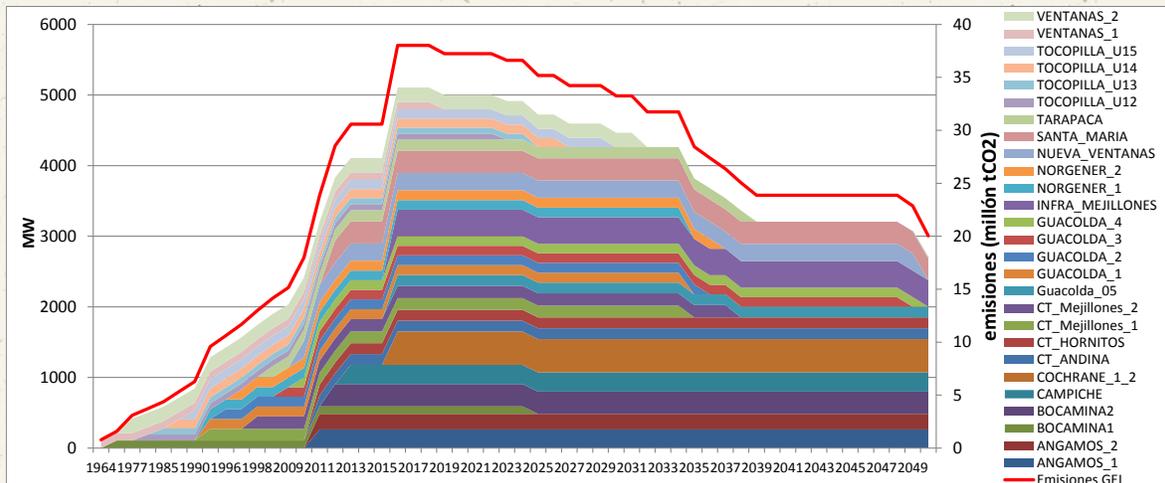


Figura 7: Instalación histórica de centrales a carbón y proyección futura suponiendo que no entra ninguna central adicional a carbón. La línea roja representa una estimación de las

Que Chile recientemente se haya hecho una propuesta de reducción de emisiones al año 2025 y 2030, no garantiza en nada que en el corto plazo se restrinja la entrada de generación termoeléctrica. Recordar que Chile adquirió un compromiso voluntario de reducción de emisiones el año 2009, lo cual fue insuficiente para detener la construcción de centrales termoeléctricas (entre 2009 y 2016 habrán 3.364 MW adicionales de centrales a carbón). Lo anterior se explica principalmente porque las políticas para garantizar el suministro eléctrico a precios razonables han estado por sobre las políticas de reducción de emisiones de gases invernadero y cambio climático. Y sin ir más lejos, recientemente en último Informe de Precio de Nudo de Octubre de 2015 elaborado por la Comisión Nacional de Energía, el plan de obras indicativo incluye aproximadamente **2.226 MW** adicionales de centrales a carbón entre **2026 y 2030**. De concretarse ese plan, al año 2050 probablemente habrá más de **35 millones de tCO₂** asociadas a la generación a carbón, condicionando eventuales compromisos de reducción de GEI para el horizonte 2030-2050. La siguiente figura muestra la capacidad instalada en centrales a carbón considerando el plan de obras indicativos de último informe de Precio de Nudo y las emisiones de CO₂ asociadas a estas centrales. Por tanto, si bien el objetivo de este reporte es abordar la mitigación de largo plazo, las decisiones que se tomen en el corto plazo tendrán un impacto significativo en los niveles de emisiones que se observarán en el 2050.

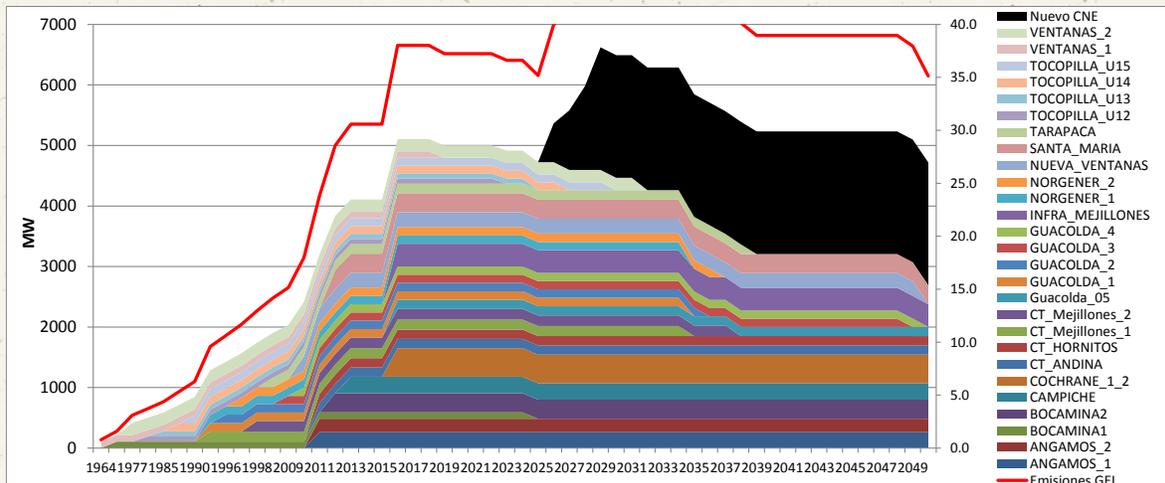


Figura 8: Proyección de la capacidad instalada en centrales a carbón considerando el plan de obras indicativo del Informe de Precio de Nudo de Octubre de 2015. Fuente: Elaboración propia a partir de plan de obra indicativo de la CNE.

2.3. La necesidad de derribar las barreras

En los últimos años se ha observado una alta introducción de energía solar al sistema la cual era insospechada hace 3 o 4 años atrás. Actualmente hay en operación 741 MW de energía solar fotovoltaica y en construcción 2110 MW (ver Tabla 4). Sin embargo, en el mediano plazo⁷, los altos costos de los sistemas de almacenamiento hacen que esta tecnología no pueda suministrar energía durante todo el día y se requieran otras tecnologías que puedan aportar generación en horas donde el sol no está presente. En este sentido, es clave el rol que tendrán otras fuentes renovables para la mitigación del cambio climático. Sin embargo, siguiendo las tendencias actuales de desarrollo de las otras tecnologías renovables, no es tan evidente que se convertirán en una alternativa a la generación termoeléctrica en el mediano plazo. Por ejemplo, en el año 2014 se instalaron **487 MW** de energía eólica, pero en el 2015 no se instalaron nuevos proyectos y actualmente solo hay **112 MW** proyectos en construcción. En energía mini-hidro hay **390 MW** en operación y solo **67 MW** en construcción. En energía geotérmica no hay proyectos en operación y recientemente se inició la construcción de un proyecto de **48 MW** (ver tabla siguiente). En el caso de la generación hidroeléctrica, entre 2011 y 2020 (10 años) habrán **1.640 MW** adicionales de centrales hidroeléctricas. Si se mantiene esta tasa de construcción, entre 2021-2050 se podrán instalar de **4.920 MW** adicionales. La lenta tasa de introducción que han tenido las otras tecnologías ERNC da cuenta de la importancia de derribar las barreras que enfrentan estas tecnologías y la necesidad de acelerar su introducción al sistema si se quiere que se conviertan en una alternativa para la mitigación en el mediano y largo plazo.

⁷ Para efectos de este documento, por corto plazo se entenderá al periodo comprendido entre 2015 y 2020, mediano plazo al periodo comprendido entre 2020 y 2030, y por el largo plazo al periodo comprendido entre 2030 y 2050.

Tabla 4: Estado de proyectos ERNC. Fuente: Reporte CIFES, Octubre 2015.

Tecnología	Operación	Construcción	RCA Aprobada sin construir	En Calificación
Biomasa	417	0	73	116
Biogás	44	0	8	0
Eólica	901	112	5602	1657
Geotermia	0	48	120	0
Mini Hidro	390	67	429	104
Solar - PV	741	2110	10332	3566
Solar - CSP	0	110	980	105
Total	2494	2448	17543	5549

En la siguiente tabla se muestran las tendencias actuales de desarrollo de las distintas fuentes renovables, los potenciales estimados y las expectativas de desarrollo que tienen algunas instituciones ligadas a estas tecnologías. Los potenciales estimados dan cuenta de que Chile no tendría problemas para satisfacer su demanda eléctrica a partir de fuentes locales, sin embargo, como se ha explicado anteriormente, el desarrollo de las distintas tecnologías va estar condicionado al derribamiento de las barreras que enfrentan los proyectos y su capacidad para que se transformen en una fuente competitiva.

Tabla 5: Tendencias actuales, potencial y expectativas de desarrollo de tecnologías renovables.

Tecnología	Tendencias actuales	Potencial	Expectativas
Geotermia	Actualmente no existen proyectos en operación y solo hay una central a geotérmica en construcción de 48 MW .	El potencial máximo de capacidad varía entre 3.500 y 16.000 MW .	De acuerdo a estimaciones del Consejo de Geotermia, en un escenario donde se derriban las barreras sería posible instalar 3.500 MW al año 2050 (1.000 MW cada 10 años siguiendo experiencia de Filipinas).
Minihidro	Actualmente existen 390 MW en operación y los proyectos en construcción, aprobados ambientalmente y en tramitación suman aproximadamente 600 MW.	<p>Estudio de cuencas elaborado por Ministerio de Energía estimó un potencial de 2.500 MW con capacidad entre 0-50 MW (Ministerio de Energía, 2015a).</p> <p>En (Ministerio de Energía, 2014) se estima un potencial de 3.658 MW.</p> <p>Existe un potencial adicional de 1.400 MW asociado a centrales en canales de regadío.</p>	De acuerdo a estimaciones de la APEMEC se podrían instalar 3.000 MW al año 2030 si se derriban las barreras que enfrentan estas tecnologías.
Energía marina	Actualmente no existen proyectos en operación.	En (Embajada Británica, 2014) se estima potencial de 200.000 MW .	En (Embajada Británica, 2014) se estima un potencial de 200 y 700 MW instaladas al año 2030.

Eólica	En 2014 se instalaron 487 MW y en 2015 no se instalaron nuevos proyectos. Actualmente hay 112 MW en construcción.	En (Ministerio de Energía, 2014) se estima un potencial de 37.477 MW .	
Hidroelectricidad sustentable	Entre 2011 y 2020 (10 años) habrán 1.640 MW adicionales de centrales hidroeléctricas.	En (Ministerio de Energía, 2014, 2015a) se estima potencial entre 11.320 MW –12.472 MW sin XI Región, 5.000 MW XI Región	Si se sigue la tasa de construcción observada entre 2011 y 2020, entre 2021-2050 se podrán instalar 4.920 MW adicionales .
Solar CSP	Actualmente no hay centrales en operación pero hay en construcción 110 MW .	En (Ministerio de Energía, 2014) se estima potencial de 548.478 MW .	
Solar fotovoltaica.	En 2014 se instalaron 355 MW . En construcción 2015: 1.000 MW	En (Ministerio de Energía, 2014) se estima un potencial de 1.263.407 MW .	

A continuación se analiza con un mayor detalle los distintos elementos de visión identificados para un desarrollo bajo en carbono.

3. Alta penetración de ERNC

Hay acuerdo en los participantes del GCV y paneles tecnológicos que las energías renovables (ERNC e hidroelectricidad) tendrán un rol relevante en alcanzar un desarrollo bajo en carbono. En este sentido, se proyecta una penetración de las energías renovables (solar, eólico, hidráulica, mareomotriz, etc.) a gran escala que debiera marcar la pauta de los próximos 30 años. Considerando que las tecnologías tienen características y enfrentan barreras distintas, se realizará un análisis separado para cada una de éstas.

3.1. Barreras generales

En (Nasirov, Silva, & Agostini, 2015) se identifica un conjunto de barreras que han enfrentado los proyectos de energías renovables en Chile: Dificultades para conseguir acceso a la red eléctrica y restricciones de capacidad del sistema de transmisión; elevados tiempos de tramitación de los proyectos en comparación con el tiempo de construcción; problemas relacionados con los derechos de propiedad del uso de la tierra y conflictos con comunidades indígenas; dificultades para conseguir contrato de suministro con clientes y acceso a financiamiento; alta concentración de mercado del sector generación; problemas con concesiones mineras sin utilizar que dificultan el desarrollo de proyectos y el trazado de las líneas de transmisión; elevada inversión inicial; oposición de comunidades locales al desarrollo de proyectos; variabilidad de los costos marginales (barrera relacionada con la dificultad para acceder a financiamiento si no se tiene un contrato de suministro); carencia de capital humano para desarrollar y evaluar proyectos; son algunas de las barreras identificadas.

En general, en los últimos años varias de las barreras identificadas anteriormente han venido paulatinamente disminuyendo. Por ejemplo, CORFO está analizando la creación de un fondo de estabilización del precio de energía para centrales ERNC, con el objeto de minimizar el riesgo al que quedan expuestas las centrales con generación renovable variable que deben transar en el mercado spot y de esta forma viabilizar la obtención de financiamiento con instituciones bancarias. Asimismo, los bancos también han empezado a crear instrumentos financieros para favorecer el desarrollo de proyectos ERNC. También la Oficina de Cambio Climático evaluó la posibilidad de desarrollar una NAMA⁸ (*Nationally Appropriate Mitigation Action*) para crear un fondo de estabilización del precio de energía de las ERNC y el Ministerio de Hacienda está evaluando una estrategia financiera para cumplir con el compromiso de reducción propuesto al año 2025 y 2030 (INDC).

Con respecto a las barreras asociadas al acceso a la red y restricciones del sistema de transmisión, recientemente ingresó al Congreso un proyecto para modificar la ley de transmisión vigente. En temas relacionados con los conflictos con las comunidades, el Ministerio de Energía está preparando un proyecto de ley de asociatividad, el cual sentaría las bases para que las empresas

⁸ Medida de mitigación que puede presentar el gobierno para conseguir financiamiento internacional en el contexto de la mitigación del cambio climático.

se asocien con las comunidades y se pueda viabilizar la construcción de centrales en zonas de conflicto.

Anteriormente también se mencionó como barrera los elevados de tiempos de tramitación, sin embargo, actualmente existen 10.332 MW de proyectos fotovoltaicos y 5.602 MW de proyectos eólicos con estudios de impacto ambiental aprobados que podrían ingresar al sistema.

Por último, es importante mencionar que algunas de las barreras identificadas no afectan solo a las tecnologías bajas en emisiones de CO₂, sino que también afectan a las centrales termoeléctricas. Este es, por ejemplo, el caso de las restricciones de capacidad del sistema de transmisión, conflictos con las comunidades y los elevados tiempos de tramitación de permisos medioambientales.

A continuación se analizan los casos particulares de las distintas tecnologías que podrían contribuir a un desarrollo bajo en carbono.

3.2. ¿Son los costos de desarrollo una barrera para el desarrollo de esta tecnología?

El alto costo de desarrollo de un proyecto probablemente sea la principal barrera que éste pueda enfrentar. Hace algunos años atrás esta era la principal barrera para las tecnologías eólicas y solar, sin embargo, en los últimos cada vez cada vez hay más antecedentes que dan cuenta que estas tecnologías se han vuelto más competitivas frente a las tecnologías tradicionales. En la Tabla 6 se muestran los resultados de la última licitación de las distribuidoras en la cual se pueden observar los precios licitados por las empresas adjudicadas. En primer lugar, se observa que toda la energía fue adjudicada a proyectos ERNC y el precio promedio fue inferior a 80 US\$/MWh. Por su parte, en Tabla 7 se muestran los resultados de la licitación del año 2014. Varias empresas relacionadas con proyectos solares ofertaron precios inferiores a 100 US\$/MWh, mientras que el precio ofertado por empresas relacionadas con proyectos eólicos varió entre 101 y 113 US\$/MW. Estos precios no son bajos, sin embargo, son similares, e incluso inferiores a los precios ofertados por empresas relacionadas con proyectos termoeléctricos.

Tabla 6: Resultados licitación 2015. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SEC.

Empresa	Tecnología	Energía	Precio US\$
Ibereólica Cabo Los Leones I S.A.	Eólica	111	89
Aela Generación S.A.	Solar-eólica	768	79
Consortio Abengoa	Solar	39	97
Amunche Solar SpA	Solar	110	65
SCB II SpA	Solar	88	67

Tabla 7: Resultados licitación 2014.

Central	Tecnología	Energía	Precio
ECL	carbón + ERNC	4582	109
San Juan Spa	eólico	69	101
Pelumpén	eólico	28	101
Santiago Solar	eólico	14	101
San Juan Spa	eólico	275	103
Norvind	eólico	46	113
Empresa Eléctrica ERNC-1	ERNC	54	113
Central El Campesino	GNL	3637	111
Empresa Eléctrica Carén	mini-hidro	24	110
Chungungo	solar	173	89
Energía Cerro El Morado S.A	solar	36	117
SPV P4 S.A	solar	18	98
Pelumpén	solar	318	85
Santiago Solar	solar	109	80
Acciona Energía	solar-eólica	546	96
Acciona Energía	solar-eólica	273	90
Acciona Energía	solar-eólica	218	105

En la Figura 9 se muestran las proyecciones de los costos medios de desarrollo considerando distintos escenarios de precios de evolución de costos de inversión de las tecnologías ERNC (eólica y solar) y precios de los combustibles (Centro de Energía, 2015a). Se observa que, salvo para escenarios de costos de inversión alto de las ERNC y precios bajos de combustibles, las tecnologías solares y eólicas presentan costos medios de desarrollo inferiores a los proyectos termoeléctricos.

Tabla 8: Escenario analizados

Escenario	Costos de inversión ERNC	Precio de combustibles
1	Bajo	Bajo
2	Bajo	Medio
3	Bajo	Alto
4	Medio	Bajo
5	Medio	Medio
6	Medio	Alto
7	Alto	Bajo
8	Alto	Medio
9	Alto	Alto

Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
Fotovoltaico	70	Fotovoltaico	71	Fotovoltaico	70	Biomasa	76	Biomasa	76	Biomasa	76
Eólico	73	Eólico	73	Eólico	73	Eólico	86	Eólico	86	Eólico	87
Biomasa	76	Biomasa	76	Biomasa	76	CC GNL	87	Fotovoltaico	88	Fotovoltaico	89
CC GNL	87	Hidráulico	94	Hidráulico	94	Fotovoltaico	88	Hidráulico	94	Hidráulico	94
Carbón	91	CC GNL	97	Geotermia	100	Carbón	91	CC GNL	99	Geotermia	100
Hidráulico	94	Carbón	99	CSP	106	Hidráulico	94	Carbón	99	Carbón	108
Geotermia	100	Geotermia	100	Carbón	109	Geotermia	100	Geotermia	100	CC GNL	111
CSP	106	CSP	109	CC GNL	112	CA GNL	114	CSP	125	CSP	128
CA GNL	114	CA GNL	129	CA GNL	152	CSP	125	CA GNL	131	CA GNL	150
Diesel	189	Diesel	205	Diesel	213	Diesel	189	Diesel	208	Diesel	211

Escenario 7		Escenario 8		Escenario 9	
Biomasa	76	Biomasa	76	Biomasa	76
CC GNL	87	Hidráulico	94	Hidráulico	94
Carbón	91	CC GNL	99	Geotermia	100
Hidráulico	94	Carbón	99	Carbón	109
Geotermia	100	Geotermia	100	CC GNL	112
Eólico	113	Eólico	113	Eólico	113
CA GNL	114	Fotovoltaico	115	Fotovoltaico	115
Fotovoltaico	115	CA GNL	131	CA GNL	152
Diesel	189	CSP	193	CSP	193
CSP	193	Diesel	208	Diesel	213

Figura 9: Proyección de costos medios de desarrollo para distintas tecnologías. Fuente: (Centro de Energía, 2015a)

3.3. Geotérmica

3.3.1. Descripción

La energía geotérmica es la energía que se obtiene por el uso del calor que hay bajo la corteza terrestre, producto del material que circula a altas temperaturas. En Chile existen una gran cantidad de yacimientos geotérmicos, debido a que posee una gran cadena de volcanes a lo largo de todo el territorio.

Generalmente se considera que esta fuente no emite GEI, sin embargo, el rango de emisiones fugitivas varía entre 4 a 740 g/kWh, con un promedio ponderado de 122 g/kWh (o 0,122 tCO₂/MWh) (Zheng, Xu, Ni, & Li, 2015). En Chile este factor de emisión sería mucho más bajo debido a que el recurso proviene desde rocas volcánicas. De todas formas el valor promedio es mucho más bajo que la intensidad de emisiones de las centrales termoeléctricas (dependiendo del tipo de combustible, el rango de intensidad de emisiones puede variar entre 0,3 y 1,1 tCO₂/MWh).

El potencial nacional de generación se ha estimado entre 3.500 (potencial estimado por ENAP) y 16.000 MW (Lahsen).

Tendencias internacionales

La siguiente tabla muestra la potencia instalada en los países con mayor capacidad de este tipo de tecnologías (Zheng et al., 2015). Estados Unidos y Filipinas son los países con mayor capacidad instalada.

Tabla 9: Tabla con la capacidad instalada en los países con mayor penetración de energía geotérmica

Country	2000 (MWe)	2005 (MWe)	2010 (MWe)	Increase 2000–2005		Increase 2005–2010	
				MWe	Capacity (%)	MWe	Capacity (%)
USA	2228	2534	3098	306	13.73	564	22.26
Philippines	1909	1930	1904	21	1.10	-26	-1.35
Indonesia	589.5	797	1197	207.5	35.20	400	50.19
Japan	546.9	535	535	-11.9	-2.18	0	0
Italy	785	791	843	6	0.76	52	6.57
Mexico	755	953	958	198	26.25	5	0.52
New Zealand	437	435	762	-2	0.46	327	75.17

3.3.2. Barreras

A continuación se describen algunas de las barreras identificadas al desarrollo de estos proyectos:

- Esta tecnología tiene elevados gastos involucrados en las primeras etapas de exploración de yacimientos geotermales con riesgo de perforar varios pozos sin encontrar los recursos suficientes. Por lo anterior, este tipo de proyectos requieren un alto costo de capital (Consejo Geotérmico de Chile, n.d.) y solo empresas con un gran respaldo financiero pueden asumir este riesgo.

- Existe carencia de un mercado activo y competitivo de servicios de perforación (Consejo Geotérmico de Chile, n.d.). Esto encarece los costos de inversión de este tipo de tecnologías. A modo de referencia, los costos de inversión utilizados por la Mesa de ERNC (proyecto Energía 2050) alcanzan los 5800 US\$/kW, mientras que en otros países se observan costos menores a 3500 US\$/kW.
- Imposibilidad de suscribir contratos de energía en condiciones de flexibilidad que permitan una prórroga del año a partir del cual se debe entregar la energía comprometida (Consejo Geotérmico de Chile, n.d.). Al no existir esta flexibilidad, el dueño del proyecto debe cumplir con su contrato de suministro comprando la energía en el mercado spot, y exponiéndose las variaciones del costo marginal.
- Dificultad para interconectarse a las líneas de transmisión y subtransmisión. Los sitios de exploración se encuentran alejados de la red de transmisión (Consejo Geotérmico de Chile, n.d.).
- La mayoría de los proyectos geotérmicos se ubican cercanos a zonas cordilleranas, por tanto, estos proyectos podrían estar expuestos a conflictos con comunidades indígenas. De hecho, la mayoría de los proyectos actualmente en evaluación deben pasar por el proceso de consulta indígena.
- Aspectos ambientales: La contaminación acústica y de olores en sistemas geotérmicos y su efecto sobre las actividades sísmicas son mencionados como importantes efectos sociales en (Zheng et al., 2015). Una planta de geotermia puede generar ruido en un rango de 71–83 dB (Shortall, Davidsdottir, & Axelsson, 2015). Potencial impacto sobre áreas turísticas, como por ejemplo, lo que pasó en los geysers del Tatio.
- Aspectos sociales: La compensación para las comunidades aledañas a los proyectos eléctricos no es un tema que este asociado a una tecnología en particular, sino que es un problema que afecta a todo tipo de proyectos. En la literatura se pueden encontrar ejemplos específicos relacionados con la energía geotérmica. Por ejemplo, en Filipinas una fracción de los beneficios netos de la compañía Philippine National Oil Company – Energy Development Corporation (PNOC-EDC) son dados a las municipales o regiones que reciben los proyectos geotérmicos (Shortall et al., 2015). Además, entregan financiamiento para electrificación, manejo de agua, mejoras en salud, etc.

3.3.3. Ventajas y oportunidades

- Este tipo de tecnología tiene un elevado factor de planta (sobre 90%) lo que permite tener una generación de base.
- La generación eléctrica no tiene variabilidad intra-horaria como otras fuentes ERNC (solar fotovoltaica, eólica, marina, etc.).
- Es una tecnología madura a nivel internacional.
- Baja superficie requerida (1,5 Ha/MW) en comparación con otras fuentes ERNC (eólica, solar) (ACERA, 2013).

- A nivel internacional, también se han encontrado experiencias donde la generación geotérmica ubicada cerca de zonas rurales ha sido una solución para abastecer con electricidad y agua caliente a comunidades aisladas (Shortall et al., 2015).
- Existen tecnologías específicas que permitirían una mayor flexibilidad en la operación, aportando con reserva un giro para el sistema. No se tiene información de los costos adicionales que involucraría implementar este tipo de tecnología.

3.3.4. Secuencialidad

- La energía geotérmica es una tecnología madura que ha sido desarrollada en otros países. Por tanto, los proyectos en evaluación se podrían desarrollar en la medida que superen la etapa de exploración, sean aprobados ambientalmente y sean económicamente rentables para los desarrolladores.
- Actualmente existen 74 concesiones en etapa de exploración y 8 en etapa de explotación (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2015). En exploración geotérmica se han invertido US\$300 millones desde 2000. Solo 2 proyectos tienen aprobado su estudio de impacto ambiental: Curacautín (70 MW) y Cerro Pabellón (50 MW). No existen proyectos en evaluación ambiental. Por tanto, la masificación de este tipo de tecnología se podría esperar para el mediano y largo plazo.
- En total se puede tardar entre 6 a 8 años en entrar en operación:
 1. Exploración superficial
 2. Exploración profunda
 3. Ingeniería y Construcción
 4. Operación
- Basándose en la experiencia de Filipinas, en un escenario optimista se podría aspirar a construir aproximadamente 1000 MW cada 10 años. Por tanto, hacia el año 2050 se podría aspirar a tener en operación 3500 MW (Fuente: Consejo Geotérmico).

3.4. Minihidro

3.4.1. Descripción

Este tipo de centrales son aquellas que aprovechan la energía hidroeléctrica y tienen una capacidad menor a 20 MW. Actualmente existen 310 MW en operación y los proyectos en construcción, aprobados ambientalmente y en tramitación suman 600 MW.

En la siguiente tabla se muestra el potencial de generación de este tipo de tecnologías.

Tabla 10: Potencial de generación con hidroelectricidad

Tipo	Potencia	Fuente
Minihidro ⁹	3.658 ¹⁰¹¹	Ministerio de Energía, GIZ. Energías renovables en Chile, 2014. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. En Estudio de cuencas elaborado por Ministerio de Energía se estimó un potencial de 2.500 MW con capacidad entre 0-50 MW.
Minihidro a partir de canales de riego	1.400	Ministerio de Energía. Generación hidroeléctrica en pequeñas centrales asociadas a obras de riego. Resumen de estudios sobre ERNC en periodo 2007 – 2009.

Tendencias internacionales

Actualmente existen 75.000 MW de capacidad a nivel mundial¹² (Small Hydro World, 2013). El 61% de la capacidad instalada se encuentra en Europa, el 16% en Europa, 13% en América y 5% en África. En Chile generalmente se menciona a Alemania como ejemplo a seguir en términos de capacidad de desarrollo de esta tecnología, país en cual existen 1.732 MW instalados, lo cual es muy superior a la capacidad instalada actualmente en Chile.

⁹ Solo considera potencial en SING y SIC.

¹⁰ Potencia inferior a 20 MW.

¹¹ De acuerdo a cifras entregadas por la APEMEC, el potencial mini-hidro alcanzaría hasta los 10.000 MW.

¹² En dicho reporte se considera como minihidro con capacidad menor a 10 MW.

3.4.2. Barreras

- Gran parte del potencial de generación se encuentra disperso a lo largo de las regiones del sur de Chile y muchas de las centrales se encuentran alejadas del sistema de transmisión. Al estar alejadas del sistema de transmisión se aumenta el costo de desarrollo de este tipo de tecnologías. Con el objeto de superar esta barrera, algunos expertos han planteado la necesidad de utilizar la red de distribución, que ya se encuentra instalada, para inyectar la energía al sistema. Para esto, se requeriría la instalación de líneas multitensión en el sistema de distribución.
- En la literatura se reporta que las centrales minihidro son socialmente más aceptadas que centrales de gran tamaño (Kumar & Katoch, 2015). Sin embargo, todavía está en discusión si el desarrollo de cientos de mini centrales a lo largo del país tienen un impacto fragmentado pero superior al de una central hidroeléctrica de gran tamaño y de capacidad equivalente. Por ejemplo, en Noruega se reporta que centrales de gran tamaño podrían tener un impacto menor que centrales mini-hidro de tamaño equivalente (Bakken, Sundt, Ruud, & Harby, 2012). En (EULA, 2014) se reporta que un grupo de centrales mini-hidros ubicadas en el mismo río podría tener un impacto agregado mayor que una única central más grande. Para mitigar este impacto, juega un rol importante el diseño de la central.

Desafíos

- Desarrollar todo el potencial disponible sin afectar el medio-ambiente, considerando aspectos sociales y sin afectar el precio de la energía eléctrica.
- Levantamiento de información sobre el impacto en flora y fauna. En Europa se monitorea constantemente el impacto sobre la cuenca.
- Superar barreras conexión al sistema de transmisión.

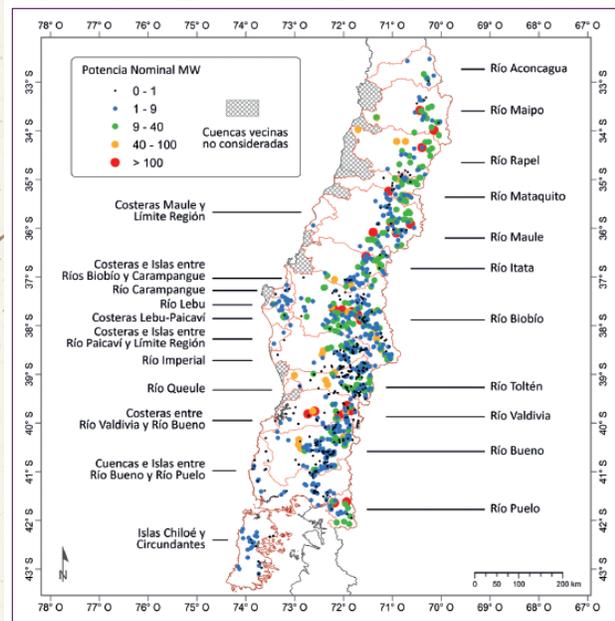


Figura 10: Potencial de generación con hidroelectricidad, por tamaño de central, y por región. Fuente: (Ministerio de Energía, 2015a)

3.4.3. Ventajas y oportunidades

- Proyectos de menor tamaño serían socialmente más aceptables. Sin embargo, como se comentó anteriormente, este tipo de proyectos no está exento de conflictos.
- Este tipo de tecnología se debe utilizar para satisfacer la demanda eléctrica de comunidades aisladas.
- Si se levantan las barreras asociadas a la conexión del sistema de transmisión, este tipo de centrales pueden operar de manera aislada, aumentando la seguridad del sistema.

3.4.4. Secuencialidad

De acuerdo a la opinión de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales hidroeléctricas (APEMEC) si se derriban las barreras que enfrentan las centrales mini-hidro se podrían desarrollar 3.000 MW al año 2030. Siguiendo esta tendencia, al año 2050 se podría desarrollar todo el potencial disponible.

3.5. Energía marina

3.5.1. Descripción

La energía marina es fuente renovable que prácticamente no se encuentra desarrollada en Chile a pesar de tener una de los bordes costeros más extensos del mundo. La energía eléctrica se produce por el aprovechamiento de la energía cinética de los mares y existen principalmente 3 maneras: la energía undimotriz, la energía mareomotriz y la energía de corrientes oceánicas.

La energía undimotriz es aquella que se produce a partir de la energía cinética contenida en el movimiento de las olas. Es una de las tecnologías con mayor potencial de generación en Chile, el cual ha sido estimado en 240 GW (Monárdez Patricio, Acuña Hugo, 2008). El potencial de generación varía de norte a sur, siendo la zona sur la de mayor potencial. Las tecnologías se pueden clasificar de acuerdo a su ubicación, al tipo de convertidor de energía cinética a eléctrica y al principio de funcionamiento. Según su ubicación, éstas se pueden instalar en el borde costero, cercano a la costa o aguas profundas. El convertidor puede ser del tipo atenuador, absorbedor y terminador. De acuerdo al principio de funcionamiento, estas se clasifican en columna de agua oscilante, cuerpo oscilante y rebalse. A diferencia de otras tecnologías de ERNC, la cantidad de dispositivos utilizados para convertir la energía cinética en energía eléctrica es bastante amplia, lo que da cuenta de la etapa de desarrollo en la cual se encuentra esta tecnología.

La energía mareomotriz es aquella que se puede producir a partir de la energía cinética contenida en el flujo de agua marina producido por las mareas. Existen distintos tipos de tecnologías, entre las que se destacan las centrales de barrera, las centrales de flujo de marea y las centrales de flujo estuarial. Las centrales de barrera necesitan encauzar el agua durante el periodo de subida de la marea y la descargan durante el periodo de bajada. Pueden utilizar una turbina bidireccional que genera energía tanto el periodo de subida de la marea, como el periodo de descarga del agua acumulada. Por su parte, las centrales de flujo de marea (o corriente de marea) no necesitan encauzar el agua. Las turbinas se emplazan en el fondo del mar o ligeramente sumergidos las cuales giran con el paso de las corrientes marinas.

Tendencias internacionales

En (Renewable UK, 2013) se proyecta que en el mejor de los escenarios habrían 350 MW en el Reino Unido de energía marítima. En (European Ocean Energy Association, 2012) se analiza la factibilidad de instalar 3.6 GW al año 2020 en Europa y 188 GW al año 2050, con una producción anual de 645 TWh. La siguiente figura muestra la proyección de la capacidad instalada de esta tecnología.

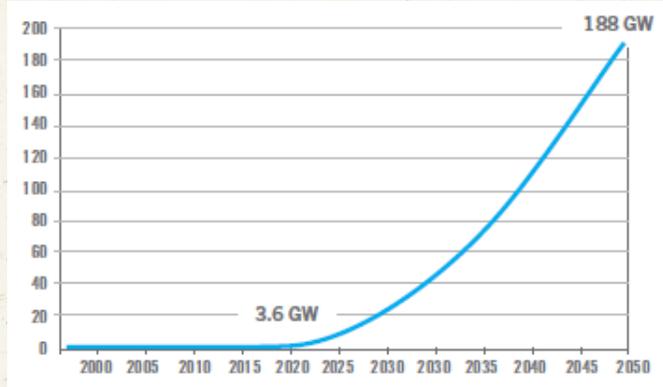


Figura 11: Proyección de la capacidad instalada. Fuente: (European Ocean Energy Association, 2012)

3.5.2. Barreras

A continuación se mencionan algunas de las barreras asociadas al desarrollo de esta tecnología.

- **Madurez de la tecnología:** Esta tecnología todavía está en desarrollo. A nivel internacional existen una amplia gama de dispositivos lo que da cuenta que todavía no existe una tecnología que haya dominado a las otras.
- **Falta de fomento del Estado:** De acuerdo a la opinión de distintos emprendedores chilenos, en Chile ha habido pocos incentivos para investigar y desarrollar esta tecnología. Un avance en esta materia, pero probablemente no suficiente, ha sido la creación del Centro de investigación y desarrollo aplicado de energía de los mares (centro MERIC: Marine Energy Research and Innovation Center).
- **Administrativas:** Falta de reglamentación ambiental y de regulación para obtener concesiones que permitan investigar y desarrollar esta tecnología.
- **Falta de capital humano:** Falta de capital humano para estudiar este tipo de tecnología.
- **Variabilidad del recurso:** La energía undimotriz tiene una variabilidad anual que se explica por variaciones de ciclo atmosférico de largo plazo (Monárdez Patricio, Acuña Hugo, 2008). Asimismo presenta una variabilidad interanual (Reguero, Losada, & Méndez, 2015; Reikard, Robertson, & Bidlot, 2015) que puede superar el 60%, siendo los meses de invierno los de mayor potencial de generación. La variabilidad a nivel intradiario es baja (Aquaterra, 2014)(Monárdez Patricio, Acuña Hugo, 2008), pero se observa una variabilidad intrahoraria que se pueden compensar si las plantas de generación se encuentran bien distribuidas (Monárdez Patricio, Acuña Hugo, 2008). Faltan estudios para caracterizar adecuadamente este recurso y estimar los factores de planta. La siguiente figura muestra la variabilidad anual, interanual, variabilidad a nivel intra-diaria y variación intra-horaria.

- La energía undimotriz presenta una variabilidad a nivel intra-diario, sin embargo, se puede predecir el recurso con días de anticipación (Aquaterra, 2014).
- Existen pocos lugares identificados en los cuales se pueda aprovechar la energía mareomotriz. Las zonas de mayor potencial que han sido detectadas son el Canal de Chacao (potencial estimado entre 150 MW y 200 MW¹³) y el Estrecho de Magallanes. Faltan estudios para estudiar en mayor detalle el potencial de generación en distintas zonas del país.

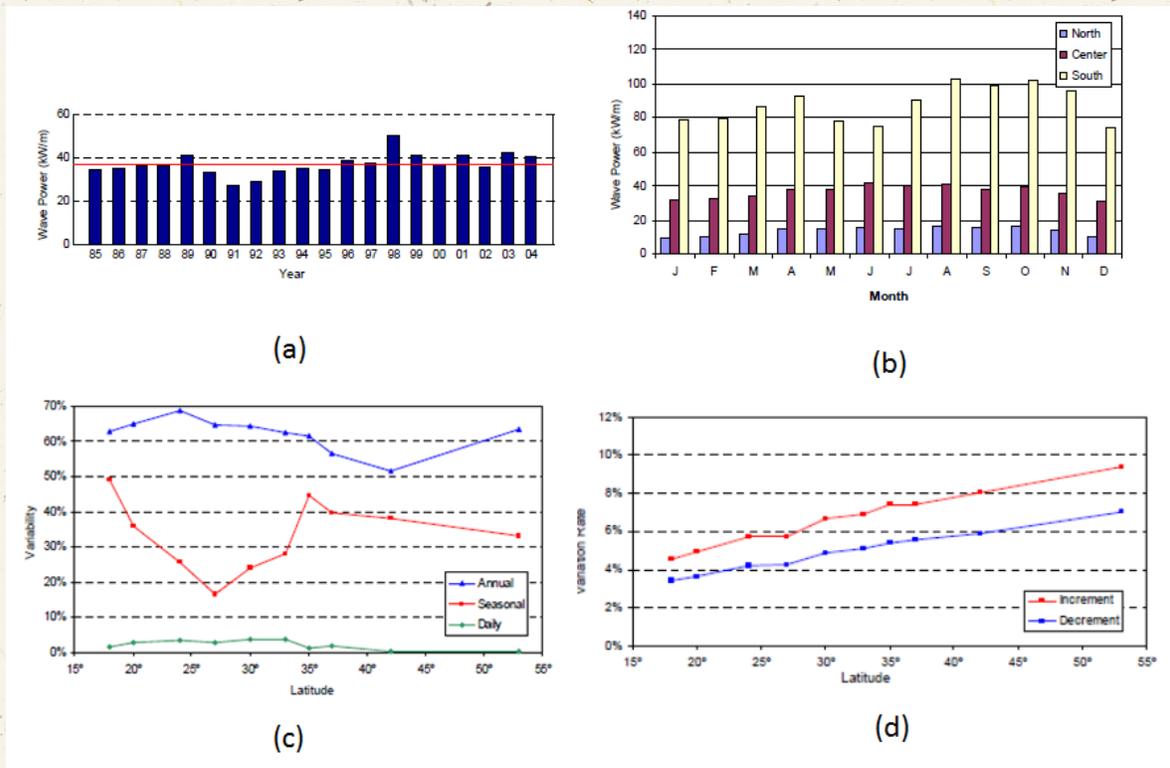


Figura 12: Variabilidad anual (a), interanual (b), variabilidad a nivel intra-diaria (c) y variación intra-horaria (d). Figuras extraídas de (Monárdez Patricio, Acuña Hugo, 2008)

- El impacto del cambio climático en el borde costero podría aumentar los costos de desarrollo de esta tecnología.

3.5.3. Ventajas y oportunidades

- Existen diversas opiniones sobre si Chile posee ventajas competitivas para la innovación en esta tecnología. De acuerdo a lo propuesto en (Aquaterra, 2014), Chile podría tener un papel relevante en el desarrollo y fabricación de este tipo de tecnología. Por tanto, existe todavía espacio para la innovación y desarrollo. A modo de referencia, la empresa

¹³ <http://www.conicyt.cl/fondef/2013/03/25/estudio-mide-potencial-del-canal-de-chacao-para-producir-energia/>

- que desarrolló la tecnología Pelamis, y que era una de la más avanzada en esta tecnología, recientemente quebró. Lo ocurrido con esta empresa no es visto como algo negativo, si no que esto da cuenta de que todavía no existe una industria madura y dominante a nivel mundial. Esta opinión es compartida por algunos desarrolladores nacionales de este tipo de tecnología que ven una oportunidad de negocio. Actualmente están en desarrollo una serie de iniciativas locales, tales como, Wilefko, Alakaluf, Orbital, GUH, ETYMOL, AUSIND, MD, JVA.
- La característica del territorio y su actividad sísmica podría dar espacio para la especialización en alguna etapa de la cadena de suministro, por ejemplo, en la ingeniería de fondeos o anclaje al fondo. Asimismo, Chile posee una gran diversidad de fondos, mareas, etc. que servirían de laboratorio natural para esta industria.
 - En (Reikard et al., 2015) se muestra que la energía undimotriz podría ser más predecible a nivel intra-diario que la energía solar y eólica. Además, en dicho estudio se muestra que el error de predicción para un horizonte de una hora varía entre 5 y 7%, mientras que para la energía solar y eólica el error es de 17% y 22%, respectivamente. Sin embargo, el error se puede reducir entre un 39 y 49% si la proyección se realiza para un parque de generadores en vez de hacerlo para una boya específica.
 - Presenta uno de los mayores potenciales de generación en Chile, con una capacidad teórica de 240.000 MW.
 - Este tipo de tecnología se podría utilizar en los ríos de Chile, muchos de los cuales son limpios y caudalosos.
 - Se podría utilizar esta tecnología para energizar zonas remotas del país que están fuera de la red. Asimismo, se podría utilizar esta tecnología para desalinizar agua de mar.

3.5.4. Secuencialidad

Existen pocos estudios a nivel nacional que hayan hecho estimaciones del potencial de penetración de esta tecnología en el mediano y largo plazo. En (Rojas, 2009) se evalúa económicamente una planta Pelamis de hasta 30 MW. Una empresa local consultada tendría algunos proyectos aprobados por aproximadamente 37 MW. En (Aquaterra, 2014) se analizan distintos escenarios de desarrollo de esta tecnología, siendo el escenario más optimista aquel que proyecta 700 MW instaladas al año 2030 y el menos optimista de 200 MW a igual fecha. En este sentido, su introducción masiva al sistema se espera para el largo plazo.

3.6. Eólica

3.6.1. Descripción

La energía eólica es la energía obtenida a partir de la energía cinética del viento. Actualmente hay 895 MW instalados, 112 MW en construcción, 5602 MW con estudio de impacto ambiental aprobado y 1657 MW bajo evaluación ambiental. En (Ministerio de Energía, 2014) se estimó un potencial a nivel nacional de 37.477 MW con un factor de planta igual o superior a 0,32.

Tendencias internacionales

La siguiente tabla muestra los países con mayor capacidad instalada en el mundo. China, Estados Unidos, Alemania, España, India y Reino Unido son los países con mayor capacidad instalada con una potencia superior a los 10.000 MW.

Tabla 11: Capacidad instalada (MW) a nivel mundial. Elaboración propia a partir de datos de (GWEC, 2015)

País	Nuevo en 2014 (MW)	Total a fines 2014	País	Nuevo en 2014 (MW)	Total a fines 2014
PR China	23351	114763	Austria	411	2095
USA	4854	65879	Greece	114	1980
Germany	5279	39165	Chile	506	836
Spain	28	22987	Morocco	300	787
India	2315	22465	Taiwan	18	633
UK	1736	12440	New Zealand	-	623
Canada	1871	9694	Egypt	60	610
France	1042	9285	South Korea	47	609
Italy	108	8663	South Africa	560	570
Brazil	2472	5939	Uruguay	405	464
Sweden	1050	5425	Argentina	53	271
Portugal	184	4914	Pakistan	150	256
Denmark	67	4845	Tunisia	-	255
Total	567	4441	Carribean	-	250
Poland	444	3834	Thailand	-	223
Australia	567	3806	Philippines	150	216
Turkey	804	3763	Costa Rica	50	198
Romania	354	2954	Nicaragua	40	186
Netherlands	141	2805	Ethiopia	-	171
Japan	130	2789	Other	-	167
Total	934	2545	Honduras	50	152
Mexico	522	2381	Peru	146	148
Ireland	222	2272			

3.6.2. Barreras y desafíos

Barreras

Algunas de las barreras identificadas para este tipo de proyectos se describen a continuación:

- Años atrás una de las principales barreras era su desconocimiento como tecnología nueva y su potencial de generación a lo largo del país. La situación ahora es distinta ya que existen 895 MW instalados y 5.602 MW con estudios ambientales aprobados. En (Ministerio de Energía, 2014) se estimaron los factores de plantas para distintas zonas y en el explorar de energía eólica (Departamento Geofísica Universidad de Chile & Ministerio de Energía, 2015) es posible encontrar un mapa con el potencial de energía eólica entre Arica y Chiloé. Sin embargo, algunos proyectos siguen teniendo dificultades asociadas a la diferencia entre el potencial eólico de diseño y el potencial real medido una vez que el parque entra en operación.
- Dificultades para encontrar financiamiento bancario, contratos de venta de energía, o venta del proyecto. En Chile no existe la modalidad "Project Finance", esto quiere decir que el proyecto no puede respaldarse por su propio flujo de caja proyectado, sino debe contar con patrimonio como garantía. Para proyectos pequeños resulta difícil obtener este tipo de garantías.
- La generación eólica, en ausencia de sistemas de almacenamiento, presenta variabilidad durante el día, mes y año. Los generadores que no tienen contratos de suministro eléctrico sin una diferenciación de bloques horarios, deben comprar la energía que no pueden suministrar en el mercado spot, quedando expuesto a las variaciones del costo marginal y aumentando el riesgo para los inversionistas. Un ejemplo de superación de esta barrera fue la reciente licitación de energía de las distribuidoras que permitieron ofertar en bloques horarios.

Desafíos

La energía eólica es una de las tecnologías de mayor potencial de desarrollo en Chile. Uno de los principales desafíos es convertir a la energía eólica en una alternativa real de generación que sea capaz de competir con la generación termoeléctrica en el mediano y largo plazo. La complejidad que provoca su inserción a los sistemas eléctricos por su variabilidad intra-horaria e intra-diaria se puede compensar mejorando la flexibilidad del sistema (en otro capítulo se analizan los distintos mecanismos de flexibilidad con que cuentan los sistemas) y distribuyendo la capacidad instalada a lo largo del país. En (M. O'Malley & Zervos, 2011) (Fisher, Schoof, Lant, & Therrell, 2013) (Debnath, Musilek, & Heckenbergerova, 2014) (Drake & Hubacek, 2007) se analiza como la distribución geográfica de la capacidad instalada puede contribuir a disminuir la variabilidad de la generación agregada. En esta misma línea, en (Centro de Energía, 2015a) se analiza la correlación de la generación diaria para las distintas zonas geográficas del país y se concluye que existe una baja correlación espacial (algo que no ocurre, por ejemplo, con la generación solar). Sin embargo, en Chile todavía no se ha explorado y ni analizado en forma detallada la opción de distribuir geográficamente el potencial de generación y la decisión de localización de los parques eólicos en Chile sigue siendo determinada por los propios dueños de los proyectos.

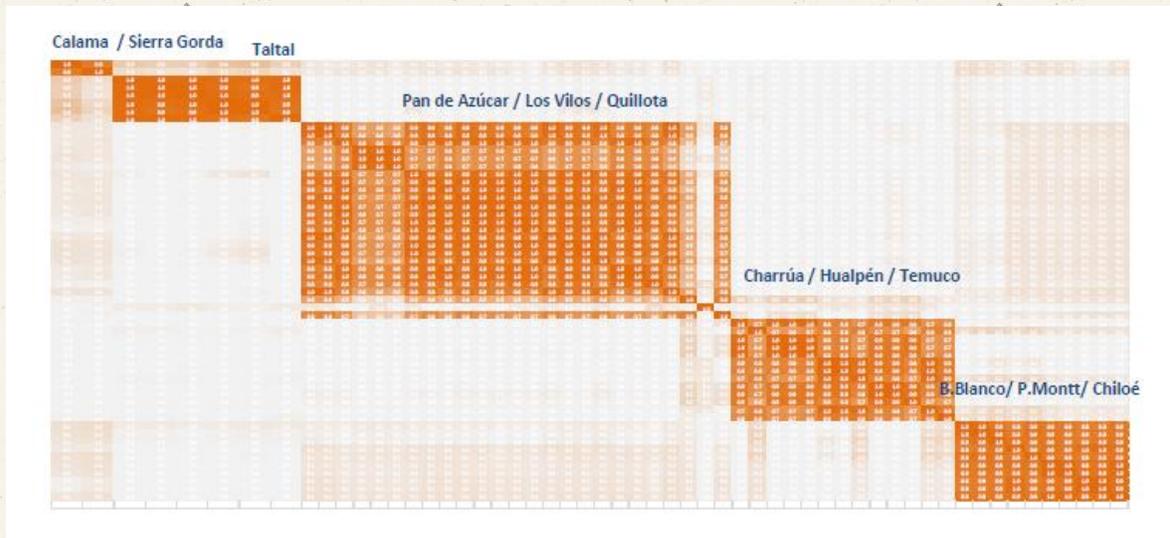


Figura 13: Matriz de correlación de generación diaria para distintas zonas del país. Fuente: (Centro de Energía, 2015a)

3.6.3. Secuencialidad

Se requiere cambiar la tendencia histórica de desarrollo de esta tecnología y convertir a la energía eólica en una alternativa real a la generación termoeléctrica en el mediano (periodo 2020-2030) y largo plazo. Con sus 5.602 MW con estudio de impacto ambiental aprobado, 1.657 MW bajo evaluación ambiental y un potencial estimado de 37.477MW, se cuenta con el potencial de generación suficiente para cubrir gran parte del crecimiento de la demanda de los próximos años.

3.7. Solar fotovoltaica

3.7.1. Descripción

La energía solar se obtiene a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol. Actualmente hay 741 MW en operación, 2110 MW en construcción, 10332 MW aprobados y 3566 MW en evaluación, y un potencial de más de 1 GW, lo que da cuenta de su enorme capacidad como alternativa de mitigación para el corto, mediano y largo plazo.

Tendencias internacionales

La siguiente tabla muestra los países con mayor capacidad instalada en el mundo. Alemania, China, Japón, Italia y Estados Unidos son los países con mayor capacidad instalada con una potencia superior a los 18.000 MW (International Energy Agency, 2014). Solamente en el año 2014 entraron en operación 10.560 MW y 9.700 MW, en China y Japón respectivamente.

Tabla 12: Capacidad instalada a nivel mundial. Elaboración propia a partir de datos de (International Energy Agency, 2014)

País	Nuevo en 2014	Acumulado a fines 2014	País	Nuevo en 2014	Acumulado a fines 2014
Alemania	1900	38200	Holanda	400	1123
China	10560	28199	Suiza	320	1076
Japón	9700	23300	Bulgaria	2	1022
Italia	385	18460	Sudáfrica	800	922
Estados Unidos	6201	18280	Taiwán	400	776
Francia	927	5660	Austria	140	766
España	22	5358	Israel	250	731
Reino Unido	2273	5104	Dinamarca	39	603
Australia	910	4136	Eslovaquia	0	533
Bélgica	65	3074	Portugal	110	391
India	616	2936	Chile	365	368
Grecia	16	2595	México	64	176
Corea	909	2384	Malasia	87	160
República Checa	2	2134	Suecia	36	79
Canadá	500	1710	Turquía	40	58
Tailandia	475	1299	Noruega	2	13
Rumania	69	1219			

3.7.2. Riesgos, desafíos y barreras

Barreras

A continuación se describe un conjunto de barreras asociadas al desarrollo de proyectos fotovoltaicos. La mayoría de las barreras aquí reportadas fueron identificadas en (Centro de Energía, 2014) y (Nasirov et al., 2015):

- Generación intermitente durante el día por lo que se requieren aumentar los niveles de reserva del sistema.
- Dificultades para encontrar financiamiento bancario, contratos de venta de energía, o venta del proyecto. En Chile no existe la modalidad "Project Finance", esto quiere decir que el proyecto no puede respaldarse por su propio flujo de caja proyectado, sino debe contar con patrimonio como garantía. Para proyectos pequeños resulta difícil obtener este tipo de garantías.
- La generación solar, en ausencia de sistemas de almacenamiento, se inyecta al sistema en un número limitado de horas durante el día. Los generadores que no tienen contratos de suministro eléctrico sin una diferenciación de bloques horarios, deben comprar la energía que no pueden suministrar en el mercado spot, quedando expuesto a las variaciones del costo marginal y aumentando el riesgo para los inversionistas. Un

ejemplo de superación de esta barrera fue la reciente licitación de energía de las distribuidoras que permitieron ofertar en bloques horarios.

- Elevados costos de inversión de la línea de transmisión (en comparación con el costo total del proyecto), en especial para proyectos de poca capacidad y alejados del sistema de transmisión (en estudio de referencia se detectan algunas centrales con costos de inversión de 1 MM US\$ para un proyecto de 20 MW). Además, demoroso (1 año aproximadamente).
- Restricciones de capacidad de los sistemas de transmisión que limitan la entrada simultánea de varios proyectos ubicados en una misma zona.
- La obtención de servidumbres es dificultada por concesiones mineras. Esto tendría como consecuencia que el trazado de las líneas de transmisión sea más largo que el trazado óptimo para conectarse al sistema interconectado.
- Larga tramitación en el Sistema de Evaluación Ambiental (5 a 8 meses), en relación al tiempo de construcción de las plantas (3-8 meses).
- Trámite de Dirección General de Aguas (DGA), necesario en parques solares cercanos a quebradas, es demoroso (10 meses).
- Metodología del SEA empuja a realizar proyectos pequeños (<3MW) que no requieren Resolución de Calificación Ambiental o muy grandes por las economías de escala inherentes al costo fijo de un estudio ambiental.
- Si bien los fabricantes de paneles garantizan una vida útil de 20 años, existe incertidumbre sobre esto debido a que el espectro de radiación de Chile es distinto al espectro desde donde se fabrican los paneles que se importan.
- Carencia de especialistas para diseño de parques solares.
- Carencia de consultores especialistas en estudios propios de la fase de diseño.
- Falta de personal bancario para evaluación de proyectos solares (ya mencionado anteriormente).
- Carencia de instaladores y especialistas de parques solares. Se presencia una elevada subcontratación de empresas extranjeras.

Ventajas y oportunidades

- Capacidad de satisfacer la demanda eléctrica de comunidades aisladas.
- Potencial para utilizarse en los procesos de producción de la industria minera.
- Potencial para desarrollar una industria solar de alta irradiación.
- Chile posee uno de los mayores potenciales de generación de esta tecnología y en el largo plazo se podría convertir en un exportador de energía para otros países.
- Escenarios optimistas de costos de inversión auguran un alto desarrollo de esta tecnología en Chile.

3.7.3. Secuencialidad

La energía solar es una tecnología madura y representa una alternativa de mitigación en el corto, mediano y largo plazo. En 2014 se instalaron 355 MW y en el año 2015 se espera que entren en operación de 1.000 MW. El potencial estimado es de 1.263.407 MW. Esta tecnología es una solución que se presenta para corto, mediano y largo plazo.

3.8. Concentración Solar de Potencia

3.8.1. Descripción

Las centrales solares termoeléctricas (en inglés conocidas como CSP o Concentrated Solar Power), generan energía eléctrica mediante el uso de espejos para concentrar la energía solar, de modo de calentar un fluido calorportador que posteriormente genera vapor que ingresa a una turbina capaz de generar energía eléctrica. Actualmente no existen centrales en operación, hay una central de 110 MW en construcción, 980 MW con estudios ambientales aprobados y 105 MW en evaluación ambiental. Una de las principales ventajas de esta tecnología es su alto factor de planta (64- 67%) en comparación con las centrales solares fotovoltaicas.



Figura 14: Central solar CSP. Fuente: Proyecto Abengoa.

3.8.2. Barreras

Elevado costo de inversión y costo medio de desarrollo en comparación con otras fuentes renovables. La siguiente figura muestra los costos de inversión estimados en (Centro de Energía, 2015a).

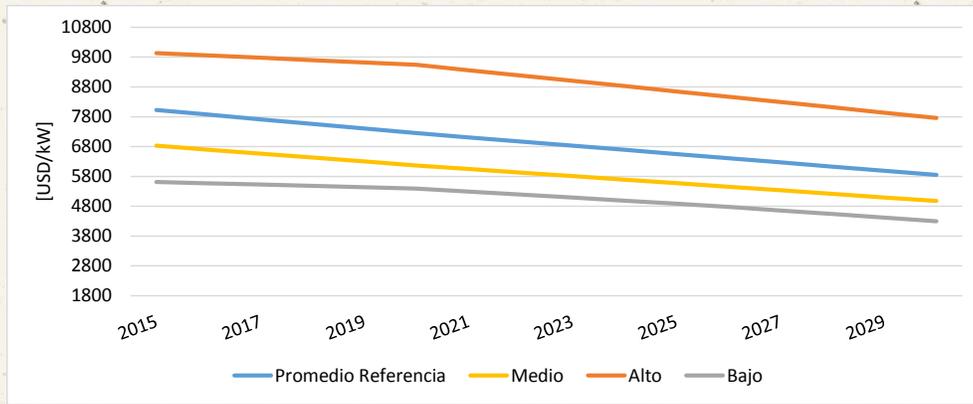


Figura 15: Proyección de costos de inversión.

3.8.3. Ventajas

La principal ventaja de esta tecnología es su mejor factor de planta en comparación con la energía solar fotovoltaica, su poca variabilidad intra-horaria y su capacidad para aportar energía al sistema en horas de punta. En la siguiente figura se presenta un perfil de generación típico que podría tener una central CSP y se compara con el perfil de generación de la energía solar fotovoltaica. Se observa como esta tecnología podría aportar energía durante las horas de punta de la noche.

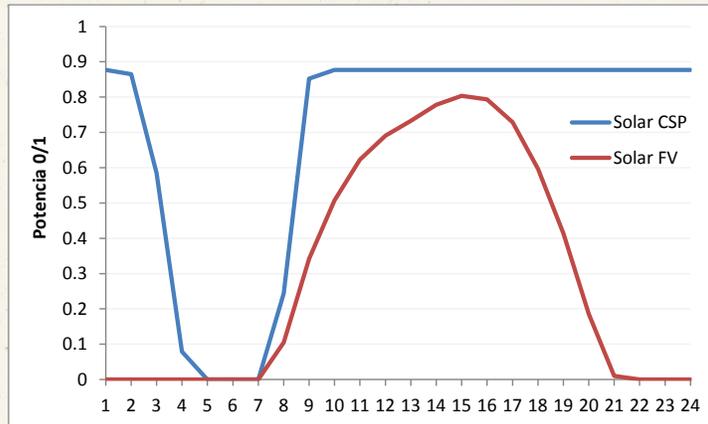


Figura 16: Comparación de perfiles de generación para una central CSP con capacidad de almacenamiento y solar fotovoltaica. Fuente: (Centro de Energía, 2015a)

3.9. Solar de alto rendimiento

Uno de los principales desafíos de la industria solar es aumentar la eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos. Para lograr esto, existen proyectos que están evaluando la utilización de celdas de silicio de bajo costo y células multiunión que permitirían aprovechar la energía contenida en las distintas frecuencias de onda. Los paneles solares fotovoltaicos de exposición directa tienen una eficiencia teórica máxima de 25% (real en torno al 20%), mientras que las celdas multiunión podrían alcanzar una eficiencia en torno al 40% dependiendo de la ubicación geográfica de la planta solar. Esta tecnología, combinada con la utilización de espejos ópticos de concentración solar, podrían alcanzar una eficiencia teórica máxima de 60% (Centro de Energía, 2015b). Uno de los proyectos pioneros en esta línea es el que lleva a cabo la empresa Rehuu.

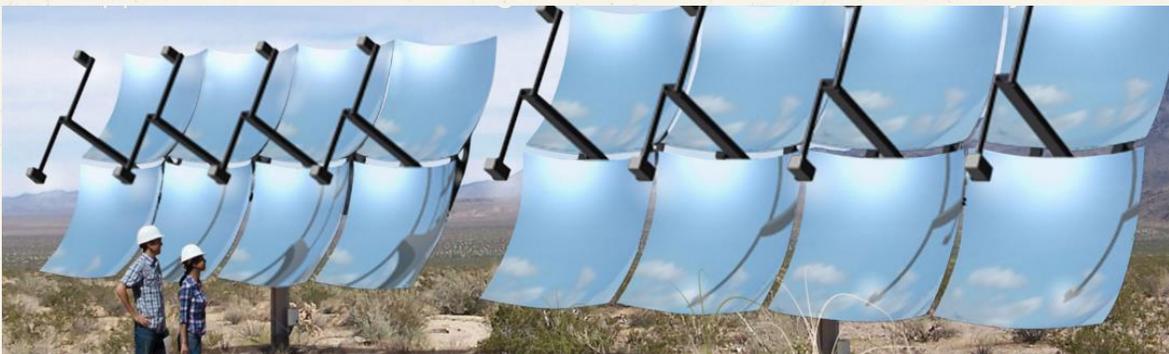


Figura 17: Planta fotovoltaica de concentración solar que utiliza celdas multiunión de alto rendimiento. Fuente: Rehuu.

3.9.1. Barreras y desafíos

- Actualmente es una tecnología en desarrollo.
- El diseño de celdas multi-junction y de sistemas ópticos de concentración requiere la formación de capital humano y científico no presentes en nuestro país.

3.9.2. Ventajas

- La mayor eficiencia de esta tecnología reduce el uso de terreno, estructuras civiles y el costo general del proyecto. Adicionalmente permite recuperar energía térmica utilizable en procesos productivos. La siguiente figura muestra una comparación de la capacidad de generación de esta tecnología en comparación con los paneles fotovoltaicos tradicionales.

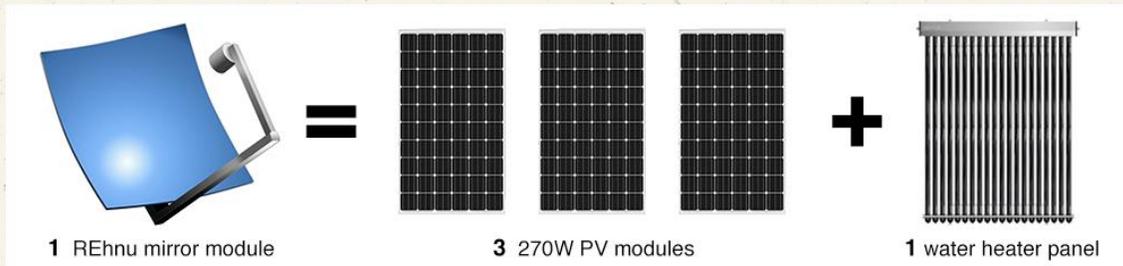


Figura 18: La concentración solar fotovoltaica tiene el potencial de co-generar electricidad y calor, lo cual impacta positivamente en la reducción de las necesidades energéticas totales. Fuente: <http://www.rehnu.com/technology>.

- Oportunidad de desarrollar una industria local. Se estima que las celdas de alta eficiencia utilizadas en las soluciones de concentración solar (como las del proyecto Rehnu) podrían representar el 15% del valor total de un proyecto. El resto de los componentes ópticos (espejos y lentes) y estructurales (soporte y sistema de seguimiento), que representan la mayor parte de los costos se podrían desarrollar en el ámbito nacional con las capacidades de la industria local.
- El desarrollo y favorecimiento de tecnologías de alta eficiencia permiten reducir el impacto ambiental de plantas solares y el uso de recursos como agua y terreno.
- La aplicación de los fundamentos de estas tecnologías tienen directa aplicación a la astronomía, lasers y semiconductores.

4. Uso masivo de la hidroelectricidad

4.1. Descripción

Existe consenso entre los miembros del Grupo Construcción de Escenario¹⁴ respecto a que la hidroelectricidad debiese ocupar un lugar importante en la matriz energética del país. Se hace hincapié, sin embargo, en que al plantear el tema no se está aludiendo específicamente al proyecto Hidroaysén u otros proyectos de la misma zona, sino que más bien al aprovechamiento de otros recursos a lo largo del país. El énfasis está puesto, en este sentido, en el aprovechamiento de grandes centrales hidráulicas con estándares de desarrollo sustentable.

El concepto de sustentabilidad es complejo ya que involucra variables económicas, sociales y ambientales, y no existe una fórmula única que dé cuenta de cómo estas variables debieran ser ponderadas en los análisis correspondientes. En (Kumar & Katoch, 2014) se presentan una lista amplia de indicadores asociadas a sustentabilidad (ver tabla siguiente) que involucra las 3 dimensiones mencionadas anteriormente. Notar, sin embargo, que el concepto de sustentabilidad no es un concepto que debiera estar encasillado únicamente a los proyectos hidroeléctricos, sino que en general es un concepto que debiera aplicar de manera general a cualquier proyecto energético que se desarrolle en el país.

También se destaca el rol del Estado respecto de la planificación territorial, que se revela especialmente importante para tener claridad política sobre los lugares en que será posible emplazar futuros proyectos energéticos, así como la necesidad de incorporar tempranamente a las comunidades en los proyectos.

Tabla 13: Indicadores de sustentabilidad asociados a la generación hidroeléctrica de pasada.

Social indicators	Environmental indicators	Economic indicators
<ul style="list-style-type: none"> • Number of people displaced due to project (x, -) • Direct employment generation (x, +) • Public acceptance and participation in decision making (#, +) • Protection of cultural heritage (#, +) • Standard of living (#, +) • Corporate social responsibilities (#, +) • Effect on crop yield/fruit production (#, -) • Health hazards due to air, water or noise pollution (#, -) • Conflicts between local people and migrant workers (#, -) • Cracks in houses, damage to land due to blasting/other project operations (#, -) • Change in social values (#, -) • Impact on transport and communication facilities (#, +) • Wastage of time, movement restrictions and disturbance in study/other works due to project operations (#, -) • Effective/efficient utilisation of LADA (Local Area Development Authority) fund (x, +) • Impact on cremation sites (#, -) 	<ul style="list-style-type: none"> • Quantity of muck/debris generation and disposal (x, -) • Land area acquired for the project (x, -) • Reservoir impoundment (x, -) • Length of diverted reach of the stream (x, -) • Quantity of silt in stream (x, -) • Emission of GHGs (x, -) • Air quality (air pollution) (x, -) • Water quality (water pollution) (x, -) • Noise pollution (x, -) • Existence of national park/wildlife century within 10 km aerial distance from the project site (x, -) • Soil Erosion (#, -) • Impacts due to transmission line (#, -) • Quarrying/mining operations (#, -) • Impact on aquatic life (#, -) • Impact on terrestrial animals and birds (#, -) • Natural hazards like landslides, cloudbursts, earthquake etc (#, -) • Impact on ground water/natural sources of water (#, -) • Climate change concerns (#, ±) • Impact due to presence of other hydropower project in the vicinity (#, -) • Visual impacts (#, ±) 	<ul style="list-style-type: none"> • Capital cost and recurrent cost (x, -) • Hydropower policies of state and central governments (#, ±) • Gestation period (x, -) • Payback period (x, -) • Generation cost /unit (x, +) • Accessibility of the project from existing road (x, -) • Length of transmission line (x, -) • Impact on tourism (#, ±) • Impact on trade, commerce and industry (#, ±) • CDM benefits (x, +) • Net generation efficiency (x, +) • Cost-benefit ratio (x, +) • Average annual availability of project for generation (x, +) • Resettlement and rehabilitation cost of project affected people (x, -)

¹⁴ Resultados de reunión GCE2 y paneles internacionales.

Chile todavía tiene un alto potencial para desarrollar proyectos hidroeléctricos. La siguiente tabla muestra el potencial de generación con hidroelectricidad identificado en diferentes estudios previos.

Tabla 14: Potencial de generación con hidroelectricidad

Tipo	Potencia	Fuente
Pasada y Embalse (sin considerar potencial Región Aysén)	11.320 ¹⁵ (a) - 12.472 (b) (potencia media igual a 7.815 MW) No se tiene información de cuántas de estas centrales podrían ser embalses.	(a) Ministerio de Energía. Base para planificación territorial en el desarrollo hidroeléctrico futuro (b) Ministerio de Energía, GIZ. Energías renovables en Chile, 2014. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.
Pasada y Embalse Región de Aysén	5.000 MW	Estudio de Cuencas. http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/primer-etapa-de-estudio-de-cuencas.html

Tendencias internacionales

En países con alto potencial de generación con hidroelectricidad, esta tecnología es una de las principales medidas de mitigación para avanzar hacia un desarrollo bajo en carbono. La siguiente figura muestra los resultados de la proyección de la matriz de generación para Brasil y Canadá analizados en el proyecto internacional *Deep Decarbonization Pathways* (Sustainable Development Solutions Network (SDSN) and the Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI)., n.d.). En ambos casos se observa una alta penetración de energía hidroeléctrica como principal fuente de generación.

¹⁵ Este potencial ya incluye el potencial con centrales mini-hidro con capacidad menor a 20 MW. En estudio de cuencas se muestra un potencial de 2500 MW para proyectos con capacidad menor a 50 MW.

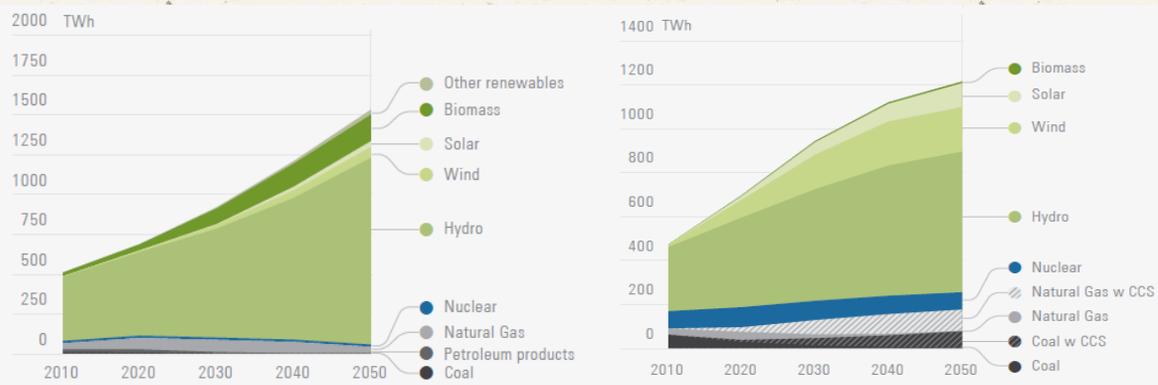


Figura 19: Proyección de matriz de generación para Brasil (figura izquierda) y Canadá (figura derecha). Se observa una penetración de generación hidroeléctrica.

4.2. Riesgos, desafíos barreras

A continuación se describen un conjunto de barreras identificadas para el desarrollo de esta tecnología:

- **Ordenamiento territorial y rechazo social:** La fuerte resistencia social al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas y la falta de una política de ordenamiento territorial que dé certeza sobre la ubicación de los proyectos de generación, se identifican como barreras para el desarrollo de esta tecnología. Se destaca la importancia y la necesidad de identificar lugares “correctos” para el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos.
- **Impacto sobre la biodiversidad:** Uno de los principales desafíos del desarrollo de proyectos hidroeléctricos es minimizar su impacto sobre la biodiversidad. En el país se espera que las exigencias aumenten y que en mediano y largo plazo a los proyectos se les exigirá que tengan una pérdida neta igual a cero de biodiversidad (Fuente: Energía 2050). Esto implica que cualquier proyecto que genere un impacto sobre la biodiversidad debe hacerse responsable de recuperar el sistema dañado en términos de su estructura, composición y función, y en caso de impactos que no puedan ser asumidos en el lugar mismo, restaurar un ecosistema equivalente dentro de un ámbito territorial y bajo criterios de equivalencia admisibles. En este sentido, la falta de información disponible sobre la biodiversidad existente en las principales cuencas del país, en conjunto con el desconocimiento sobre los potenciales aumentos de costos para el proyecto, hacen que el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos se vuelva más complejo si no se toman las medidas a tiempo para superar estas barreras. La siguiente figura muestra el potencial hidroeléctrico identificado en estudio de cuencas elaborado por el Ministerio de Energía. Se observa que la cuenca del Bio Bío presenta el más alto potencial, pero a su vez, esta zona es conocida por ser la cuenca de mayor biodiversidad del país. Por tanto, desarrollar ese potencial en armonía con las comunidades y sin dañar los ecosistemas existentes, se presenta como un desafío importante.
- **Estándares ambientales:** Relacionado con el punto anterior, los estándares ambientales aplicados al manejo de cuencas son más bajos que los aplicados en países OECD. Por

ejemplo, la normativa actual no tiene restricciones asociadas al *hydropeaking* ni restricciones de volúmenes mínimos para los embalses. Dentro de los mecanismos de flexibilidad con que cuentan los sistemas eléctricos, está la reserva en giro que puede aportar la generación hidroeléctrica como mecanismo de compensación de la generación renovable intermitente, sin embargo, compensar la variabilidad de esta generación renovable puede impactar negativamente sobre los ecosistemas ubicados aguas debajo de la central. En este sentido, un buen diseño de la central hidroeléctrica y el uso de contra-embalses pueden ayudar a mitigar este impacto.

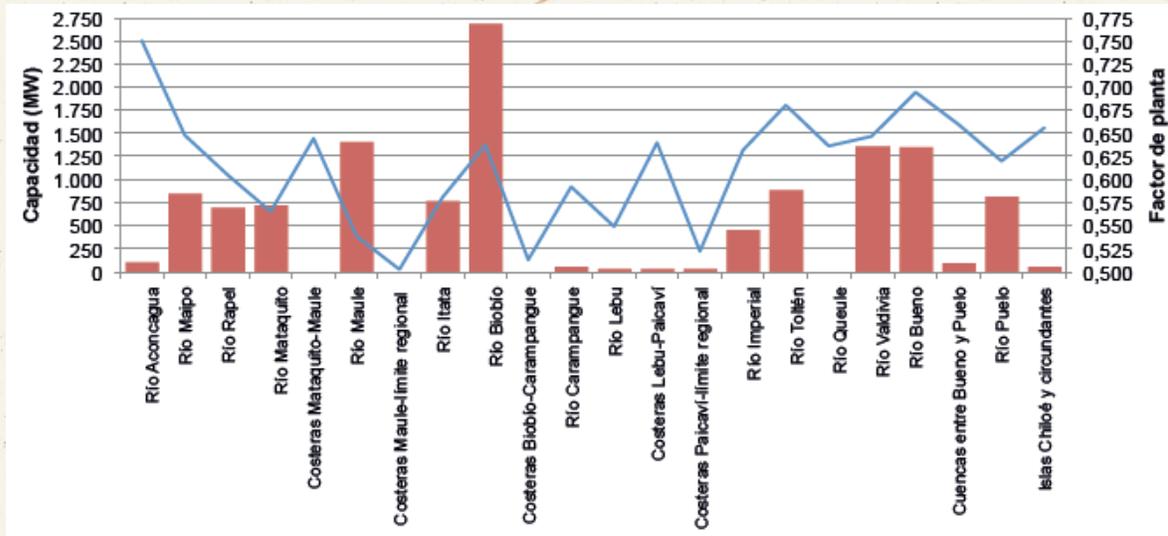


Figura 20: Potencial de generación hidroeléctrica por zona geográfica. Fuente: (Ministerio de Energía, 2015a)

- Sistema de transmisión: La figura descrita anteriormente también muestra que las centrales hidroeléctricas se encuentran en zonas geográficas que podrían conformar polos de desarrollo. Se requieren soluciones para permitir la inyección de energía eléctrica desde estas zonas. En la regulación actual no existen obligaciones de ampliación para las líneas que pertenecen al sistema adicional. Esto podría restringir la entrada de nuevos proyectos debido a la dificultad de inyectar energía a la red. Se espera que estos problemas puedan ser mitigados o solucionados con el nuevo proyecto de ley de transmisión eléctrica recientemente ingresado al Congreso.

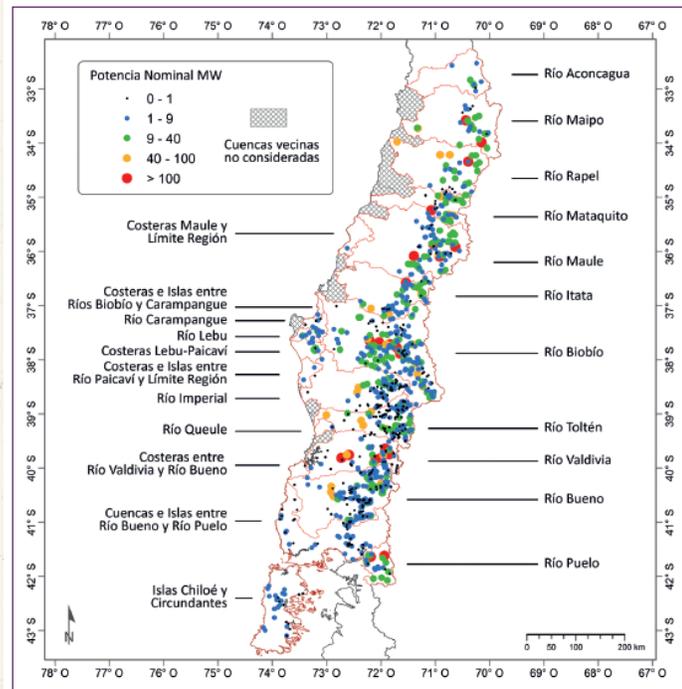


Figura 21: Potencial de generación con hidroelectricidad, por tamaño de central, y por región. Fuente: Ministerio de Energía.

- Vulnerabilidad ante cambio climático: En escenarios pesimistas donde no es posible lograr la meta de estabilización del incremento de temperatura en un máximo de 2° C, el impacto del cambio climático podría tener un impacto negativo sobre la generación hidroeléctrica debido a una menor afluencia de caudales.

4.3. Ventajas y oportunidades

- Las centrales hidroeléctricas de embalse pueden operar como sistema de almacenamiento y respaldo para fuentes de generación intermitente. No necesariamente se está hablando de grandes embalses, sino con la capacidad necesaria para regular, al menos, la generación durante el día.
- Desarrollo de proyectos hidroeléctricos multi-propósito. Por ejemplo, centrales hidroeléctricas de bombeo con función dual para suministrar agua a comunidades.

4.4. Secuencialidad

- Entre 2011 y 2020 (10 años) habrán 1640 MW adicionales de centrales hidroeléctricas. La generación hidroeléctrica es una tecnología madura y fue por muchos años la principal fuente energética del país, sin embargo, actualmente existen pocos proyectos con EIA aprobados lo cual puede condicionar su desarrollo como medida de mitigación

del cambio climático en el mediano plazo. Manteniendo la tasa de construcción de nuevos proyectos observada para el periodo 2020-2011, entre 2020 y 2050 podrían haber 4.920 MW adicionales de centrales. Sin embargo, dependiendo del desarrollo de otras tecnologías limpias (eólica, mini-hidro, etc.), esta tasa de construcción podría ser insuficiente para contrarrestar el incremento de generación termoeléctrica. Por tanto, se requerirán grandes esfuerzos para convertir esta tecnología en una real opción de mitigación para el mediano y largo plazo.

5. Sistemas de captura y almacenamiento de carbono en centrales termoeléctricas

5.1. Descripción

La tecnología de captación y almacenamiento de dióxido de carbono (en inglés *Carbon Capture Storage* o CCS) consta de tres fases: captación, transporte y almacenamiento. La captación consiste en la separación del CO₂ de otros productos gaseosos producidos cuando los combustibles fósiles son quemados para la generación de energía u otros procesos de la industria. Según el estado del arte de la tecnología de CCS, sería posible capturar entre el 85% y el 95% del CO₂ emitido por una planta termoeléctrica (Endesa, 2013). De esta forma, se evita la liberación del CO₂ a la atmósfera.

Existen varias alternativas para el almacenamiento del CO₂, entre las cuales se destacan:

- Inyección en formaciones geológicas subterráneas (como los yacimientos de petróleo y gas, las minas de carbón no explotables y las formaciones salinas profundas)
- Inyección en los fondos oceánicos profundos (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico)
- Fijación industrial en carbonatos inorgánicos.

Tendencias internacionales

De acuerdo a proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, los sistemas CCS podrían contribuir en un 14% con la reducción de emisiones que se requiere para estabilizar el incremento de la temperatura de la atmósfera en un máximo de 2°C (Agencia Internacional de Energía, 2014a), ver siguiente figura.

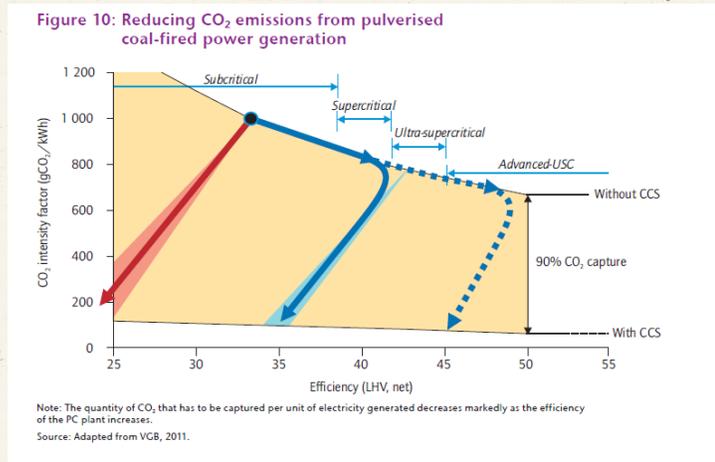


Figura 22: Emisiones por MW generado para distintos tipos de tecnología. Notar que la reducción significativa de la intensidad de emisiones medida en gCO₂/kWh solo se alcanza con sistema de captura y almacenamiento de CO₂. Fuente: (Agencia Internacional de Energía, 2012)

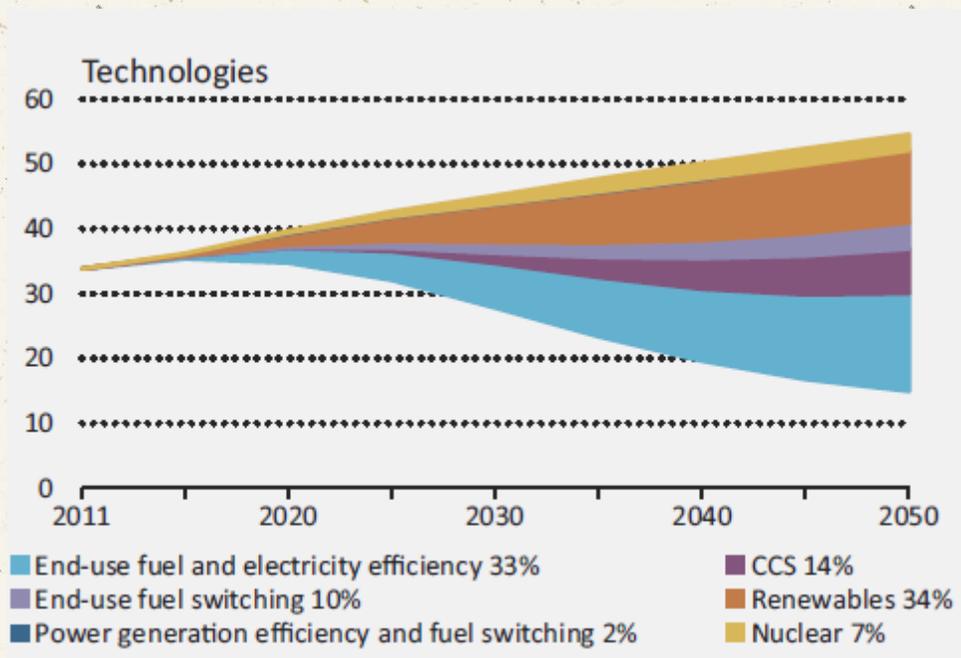


Figure 1: Contribución a la estabilización de las emisiones para escenarios analizados por la Agencia Internacional de Energía. Fuente: (Agencia Internacional de Energía, 2014a)

5.2. Riesgos, desafíos y barreras

A continuación se identifican las principales barreras para el desarrollo de esta tecnología:

- En el corto y mediano plazo se observan elevados costos de inversión (Lund & Mathiesen, 2012)
- Uno de los principales aspectos críticos es la generación de estudios a nivel local para identificar los lugares adecuados que permitan un almacenamiento seguro del CO₂ capturado y transportado. Países como Chile cuentan con un déficit en estudios de carácter geológico que debe ser subsanado como parte de una política pública o como parte de la gestión de la propia empresa interesada en desarrollar el proyecto. En (Endesa, 2013) se identifican los siguientes sitios potenciales de almacenamiento para el CO₂.
 1. Formaciones permeables profundas con aguas salinas y formaciones de rocas salinas: Corresponden a los salares ubicados en el norte de Chile. Las centrales termoeléctricas del SING se ubican en la costa, por tanto, para acceder a estos lugares de almacenamiento se requiere gasoductos de una extensión de aproximadamente entre 200 y 250 km.
 2. Capas de Carbón: Corresponde a yacimientos carboníferos ubicados en las regiones del sur de Chile. Ubicados a menos de 50 km de centrales termoeléctricas de la región.

3. Yacimientos de Hidrocarburos: Ubicados principalmente en la Región de Magallanes. Actualmente el sistema eléctrico de Magallanes opera como sistema eléctrico aislado.
 - En estudio anterior no se estimó la cantidad de centrales termoeléctricas que podrían utilizar estos sistemas de almacenamiento. Por tanto, actualmente se desconoce el potencial real de este tipo de tecnología.
 - Esta tecnología no limita la dependencia de combustibles fósiles los cuales actualmente mayoritariamente se importan.
 - Alternativamente al uso de extensos sistemas de transporte de CO₂, se requieren estudiar otros sistemas de refrigeración que permitan ubicar centrales termoeléctricas en lugares cercanos a los centros de almacenamiento.
 - A continuación se describen algunos co-impactos negativos que podría tener esta tecnología:
 1. La principal desventaja de esta tecnología es el riesgo de fuga de CO₂ (Cuéllar-Franca & Azapagic, 2014; Lund & Mathiesen, 2012)
 2. No está claro el impacto en acidificación de aguas marinas si el CO₂ es almacenado debajo del mar (Lund & Mathiesen, 2012)
 3. Aumento de material particulado debido a que este tipo de plantas consume más energía por MWh producido¹⁶ (Agency, 2011)

5.3. Ventajas y oportunidades

Los sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ permitirían el desarrollo de nuevos proyectos termoeléctricos sin aumentar significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero del país.

5.4. Secuencialidad

- En el corto plazo todavía es una solución con un alto costo de desarrollo en comparación con otras tecnologías.
- Es una tecnología actualmente en desarrollo, por tanto, su potencial desarrollo se podría dar en el largo plazo, posterior al año 2030 de acuerdo a proyecciones de la Agencia Internacional de Energía.
- Se necesita desarrollar estudios para estimar su potencial de abatimiento en el país.
- Se debería estudiar el potencial uso de esta tecnología como medida de reacondicionamiento de centrales que terminan su vida útil.

¹⁶ En comparación con una planta a carbón sub-crítica.

6. Nuclear de pequeño tamaño unitario

6.1. Descripción

La energía nuclear se plantea como una opción que podría contribuir a la reducción de GEI siempre y cuando sea costo-efectiva y compatible social y ambientalmente. En particular, se propone el desarrollo de centrales nucleares de baja escala, cuyos reactores tienen una capacidad equivalente inferior a 300 MW. Asimismo, se puede hablar de gran central, pero conformada por unidades pequeñas.

Tendencias internacionales

En (Agencia Internacional de Energía, 2014b) se proyectan escenarios donde la energía nuclear aumenta su capacidad en un 60%, desde 392 GW en 2013 hasta más de 620 GW en 2040. Sin embargo, su presencia con respecto a otras tecnologías prácticamente no aumenta y alcanza 12% de participación mundial. Con respecto a unidades de tamaño pequeño, actualmente existen 45 reactores y proyectos de pequeña potencia en desarrollo (International Atomic Energy Agency, 2014). Las grandes unidades de generación estarían en mercados establecidos de gran demanda, con dominio en Asia, mientras que las unidades pequeñas estarían aptas para mercados emergentes.

6.2. Riesgos, desafíos y barreras

- Barreras sociales al desarrollo de estas tecnologías.
- Impactos y riesgos ambientales asociados a un mal uso de este tipo de tecnología.
- Alto costos de inversión y dificultad para conseguir financiamiento. Este riesgo podría ser mitigado con el desarrollo de reactores de pequeño tamaño.

6.3. Secuencialidad

Se espera la eventual comercialización de unidades pequeñas para el mediano y largo plazo. El desarrollo de unidades de menor tamaño podría facilitar una inversión secuencial en mercados desregulados debido a los menores montos de inversión que se requieren.

7. Flexibilidad

En sistemas con alta penetración de energías renovables variables, la flexibilidad para operar el sistema eléctrico será un elemento clave para garantizar la operación segura y confiable. La flexibilidad se entiende como la capacidad que tienen los sistemas para responder ante variaciones de generación y carga. En este sentido, los operadores y reguladores del sistema cuentan con distintos mecanismos que facilitan la introducción de fuentes renovables, los cuales se pueden agrupar en 6 categorías: operación del sistema, instrumentos de mercado, flexibilidad en la demanda, flexibilidad en la red de transmisión y sistemas de almacenamiento y flexibilidad en la oferta de generación. En el caso de Chile, todos estos mecanismos de flexibilidad están en una etapa preliminar de estudio y se espera que en el futuro puedan desarrollarse y contribuir de manera indirecta a la mitigación del cambio climático.

La siguiente figura muestra los mecanismos asociados a cada uno de estas categorías, así también los costos relativos entre ellos (Cochran Jaquelin, Miller Mackay, Zinaman Owen, Milligan Michael, Arent Doug, Palmintier Bryan, O'Malley Mark, 2014).

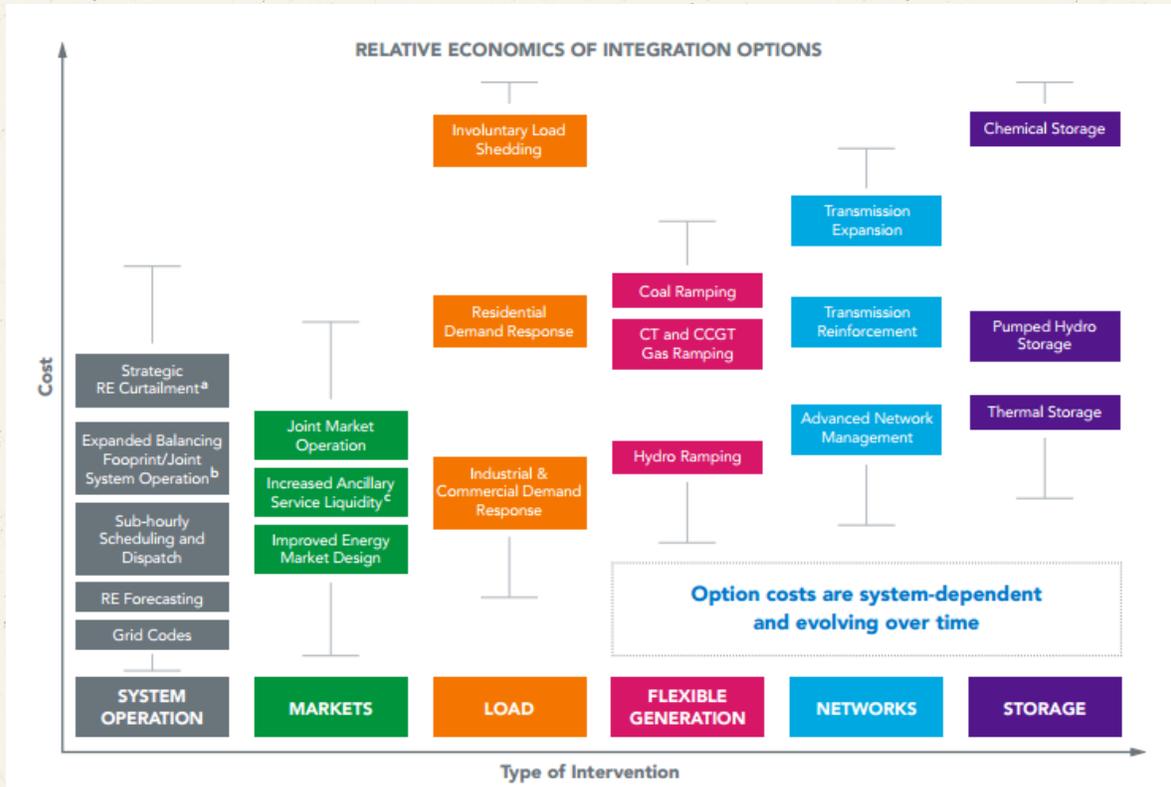


Figura 23: Mecanismos de flexibilidad. Fuente: (Cochran Jaquelin, Miller Mackay, Zinaman Owen, Milligan Michael, Arent Doug, Palmintier Bryan, O'Malley Mark, 2014)

La siguiente tabla describe los principales mecanismos de flexibilidad con que disponen los operadores del sistema.

Tabla 15: Breve descripción de distintos mecanismos de flexibilidad.

Tipo de flexibilidad	Descripción
Flexibilidad en la operación del sistema	En esta categoría se incluyen mejoras en los criterios para definir los niveles de reserva (en giro, primaria, etc.) con que operarían sistemas con alta penetración de generación variable, mejoras en la calidad de los modelos de predicción de los recursos eólico y solar, y mejoras en los modelos de predespacho utilizados por los operadores del sistema (CDEC). Todos estos mecanismos tienen como objetivo maximizar la entrada de generación variable, la cual podría verse limitada bajo los criterios actuales de definición de reserva, predicción de recursos y modelos de predespacho con que disponen los centros de despacho.
Flexibilidad de la demanda	En esta categoría se incluye el rol que puede tener la demanda como mecanismo para restablecer el balance oferta-demanda ante variaciones de la generación (por ejemplo, ante variaciones de la generación eólica), ya sea apagando o encendiendo equipos, o cambiando los perfiles de consumo durante el día.
Flexibilidad dada por sistemas de almacenamiento	En esta categoría se incluyen los distintos sistemas de almacenamiento (baterías, centrales de bombeo, celdas de combustible, etc.) que pueden contribuir a restablecer el balance instantáneo oferta/demanda y a gestionar el uso de la energía durante el día. Con respecto a este último punto, es importante destacar que Chile posee sistemas de almacenamiento naturales como lo son los embalses de las centrales hidroeléctricas. La importancia de la energía hidroeléctrica se discutió en capítulos anteriores.
Flexibilidad de las centrales de generación	En esta categoría se incluyen las mejoras técnicas de las centrales termoeléctricas para que puedan responder de mejor forma ante variaciones de la demanda y oferta de generación. Esto incluye la revisión de los parámetros técnicos: mínimos técnicos de operación, gradiente de subida y bajada, y tiempos mínimos de operación y fuera de servicio, entre otros. Notar que estos mecanismos podrían estar más restringidos a eventuales nuevas centrales que podrían entrar en operación.
Instrumentos de mercado	La flexibilidad de los instrumentos de mercado guarda estrecha relación con los mecanismos mencionados anteriormente, ya que se refiere a los incentivos necesarios para viabilizar la implementación de éstos.

7.1. Sistemas de almacenamiento

7.1.1. Descripción

Los sistemas de almacenamiento son utilizados para realizar cambios temporales en la entrega de energía, lo que permite balancear la oferta y la demanda de electricidad en eventuales descoordinaciones temporales. Existe un amplio número de opciones tecnológicas para el almacenamiento de energía, dentro de las cuales se encuentran:

- Sistemas hidráulicos de bombeo
- Sistemas de aire comprimido (en inglés Compressed Air Energy Storage system o CAES)
- Baterías
- Almacenamiento en sales
- Volantes de Inercia (*flywheel* en inglés)
- Superconductores Magnéticos
- Supercapacitores

Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en dos tipos según la función que desempeñan en los sistemas eléctricos. Están los sistemas de almacenamiento utilizados para mejorar la calidad y confiabilidad de la operación, y los sistemas de almacenamiento utilizados para gestionar el uso de la energía (Chen et al, 2009). En la primera categoría se pueden encontrar las baterías de tamaño pequeño, supercapacitores, superconductores magnéticos y los volantes de inercia. En la segunda categoría se encuentran las centrales hidráulicas de bombeo, los sistemas de aire comprimido y las baterías de gran tamaño.

En este documento solo se describen aquellas tecnologías de almacenamiento que tienen como producto la salida de electricidad. Sin embargo, existe también la posibilidad de realizar almacenamiento térmico (frio o calor). La siguiente figura presenta el desarrollo actual de las tecnologías de almacenamiento (tanto térmico como eléctrico) asociado al requerimiento de capital de inversión y el riesgo tecnológico.

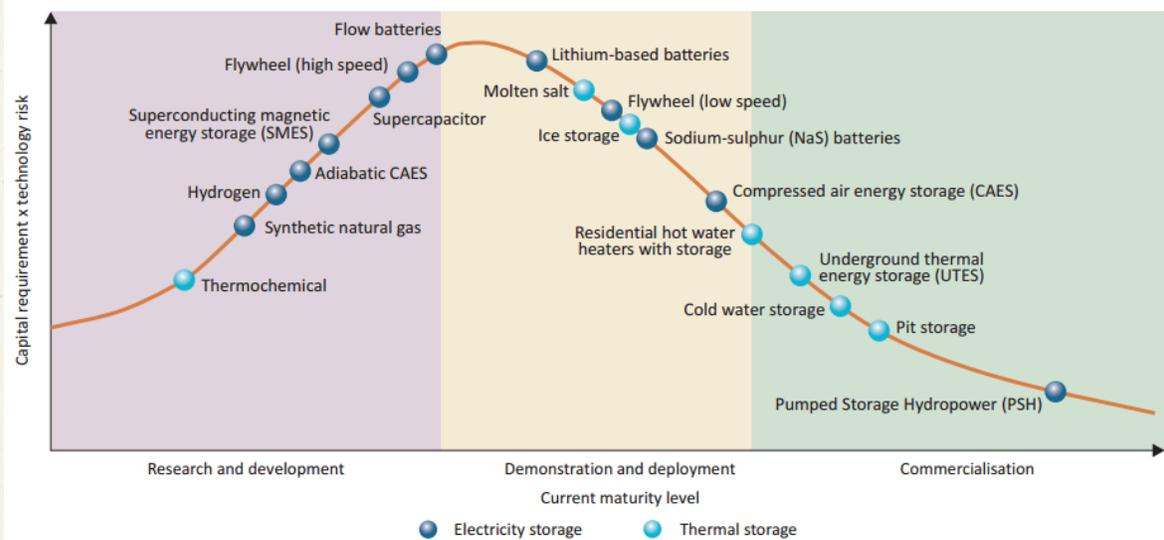


Figura 24: Estado de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: (Agencia Internacional de Energía, 2014a)

Existen dos principales formas de integrar los sistemas de almacenamiento de energía con fuentes de generación variable. La primera es ubicar el sistema de almacenamiento junto al punto de generación para apoyar la operación individual de la planta. Sin embargo, para maximizar la flexibilidad operacional, el almacenamiento no debe estar limitado a la operación de una planta de generación en particular si es posible. Como regla general, la segunda aproximación es utilizar el almacenamiento de energía como una fuente de flexibilidad a nivel sistémico.

La elección de la tecnología de almacenamiento eléctrico debe hacerse caso a caso. Una forma para descartar posibles opciones de almacenamiento es considerar la potencia característica y los tiempos de descarga. La siguiente figura describe los distintos tipos de sistemas de almacenamiento considerando los niveles máximos de potencia que pueden entregar y los tiempos de descarga.

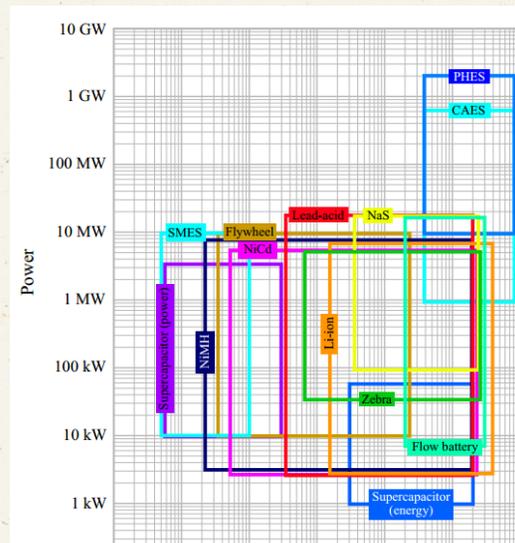


Figura 25: Potencia y tiempo de descarga de tecnologías de Almacenamiento de Energía. Fuente: Lund et al. 2015.

7.1.2. Riesgos, desafíos y barreras

- Falta de estudios para identificar potenciales lugares donde se podrían instalar los sistemas bombeo. Solo se conoce la experiencia del proyecto Espejo de Tarapacá de la empresa Valhalla.
- Falta de estudios para identificar potenciales lugares donde se podrían instalar sistemas de aire comprimido.
- Elevados costos para sistemas de almacenamiento en batería.
- El costo de desarrollo de las centrales de concentración solar de potencia (CCS) todavía es elevado.

7.2. Hidrógeno

7.2.1. Descripción

La producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica y su posterior almacenamiento en forma gaseosa o licuado podría ser una opción para aumentar la flexibilidad del sistema de energía, lo que permite la integración de los altos niveles de energías renovables variables.

El hidrógeno generado a partir de electricidad y agua, utilizando el proceso de electrolisis, se puede almacenar en grandes cantidades durante largos periodos en cavernas subterráneas o tanques presurizados. Luego se puede transformar en electricidad nuevamente utilizando celdas de combustible o una turbina a gas (power to power). Una de las principales ventajas de esta tecnología es que el hidrogeno se puede almacenar por meses permitiendo una gestión de la energía de manera similar a como la que aportan las centrales hidroeléctricas de embalse. La siguiente figura representa un esquema de funcionamiento de esta tecnología utilizando celdas de combustibles para producir energía eléctrica (Korpas, M, & Holen, 2006).

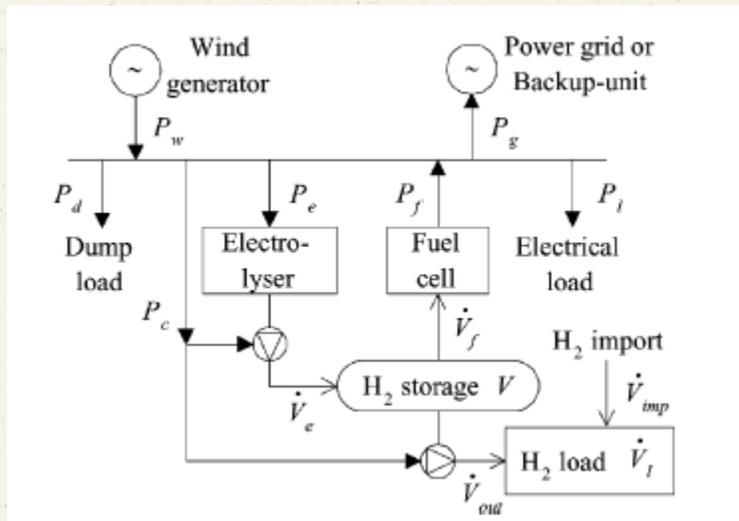


Figura 26: Esquema de producción de hidrogeno a partir de energía eólica. Fuente: (Korpas et al., 2006)

El proceso de producción de electrolisis se puede representar por la siguiente ecuación: $\dot{V}_e = \eta_e \times P_e / HHV$. Donde HHV es el máximo poder calorífico (3.509 kWh/Nm³), P_e es la potencia eléctrica de la red y η_e es la eficiencia eléctrica del proceso de electrolisis. La eficiencia está principalmente relacionada con las pérdidas eléctricas y es del orden de 73% a 85% (Agencia

Internacional de Energía, 2015; Korpas et al., 2006). El hidrógeno luego es comprimido y almacenado en estanques presurizados. El consumo energético del compresor varía entre 5 a 10% del consumo total del proceso de producción de hidrógeno. La energía eléctrica producida por la celda de combustible se puede expresar de manera similar al proceso de electrólisis: $P_f = \eta_f \times V_f \times HHV$. Donde P_f es la potencia inyectada a la red, V_f es el volumen de hidrógeno consumido y η_f es la eficiencia eléctrica de la celda de combustible y es del orden de 50%. La eficiencia del ciclo completo es del orden de 27%.

El hidrógeno producido también se puede mezclar en la red de gas natural o convertir en metano sintético, el que luego se puede convertir en electricidad e inyectar a la red (power to gas). La tecnología power to gas tiene una del orden de 21-26% (Agencia Internacional de Energía, 2015). Por último, el hidrógeno producido se puede vender como combustible para vehículos de celdas de combustibles.

7.2.2. Barreras

A continuación se describen algunas de las barreras identificadas:

- Madurez de la tecnología: todavía está en una etapa de demostración.
- Elevados costos de inversión: Esta tecnología está pensada para almacenar los excesos de energía eléctrica debido a las diferencias que se producen en el balance generación-demanda, de esta forma los recortes de energía son aprovechados posteriormente, sin embargo, la eficiencia del proceso completo es baja. Una de las principales barreras son los elevados costos de la tecnología. La tecnología power to gas tiene un costo de inversión que varía entre 1.900 US/kW (electrólisis de la alcalina) a 6.300 US\$/kW (membrana de intercambio de protones), sin considerar el costo de almacenamiento. El costo de almacenamiento del hidrógeno varía entre 6.000 US\$/MWh a 10.000 US\$/MWh para un estanque presurizado. La vida útil varía entre 20.000 a 80.000 horas.

8. Mercado de carbono

En la visión de largo plazo para un desarrollo bajo en carbono se reconoce la relevancia de instrumentos de mercado internalicen externalidades socio-ambientales en los costos de la energía. Los sistemas de precio a las emisiones de CO₂ son instrumentos específicos que podrían facilitar la entrada de las tecnologías de generación bajas en emisiones de CO₂ que se describieron anteriormente. En la literatura se reconocen principalmente 2 tipos de sistemas: los sistemas de emisiones transables y el impuesto a las emisiones, los cuales se describen a continuación. Actualmente el proyecto PMR (Ministerio de Energía, 2015b), liderado por el Ministerio de Energía, está evaluando la implementación de estos sistemas.

8.1. Sistema de emisiones transables

8.1.1. Descripción

- Este tipo de sistema fija el número máximo de emisiones anuales para cada empresa (cap). La asignación inicial de derechos de emisiones puede ser gratuita o subastada. El propietario de cada "allowance" tiene derecho a emitir, por ejemplo, 1 tCO₂. Si una empresa necesita emitir más de la cantidad que le permiten de sus derechos (por ejemplo, debido a un aumento de producción), entonces tiene 2 opciones: implementar medidas de mitigación para reducir sus emisiones o comprar derechos en el mercado en el cual se transan.
- En la Unión Europea los derechos asignados a las empresas generadoras de electricidad debían ser subastados. Sin embargo, a algunos países se les ha permitido entregar estos permisos de manera gratuita. En el año 2013 fueron asignados de manera gratuita el 80% de los permisos del sector industrial. Se espera disminuir esta gratuidad a un 30% en el año 2030 (European Comisión, 2015).
- Cantidad de emisiones: Las emisiones sometidas a este esquema suelen corresponder a un porcentaje de las emisiones nacionales. Por ejemplo, en la Unión Europea el sistema cubre un 45% del total de emisiones (European Comisión, 2015).
- Sectores involucrados: La revisión internacional muestra que la cantidad de sectores involucrados depende de cada país. En prácticamente todos los países el sector generación eléctrica y sector industrial participan de este tipo de sistemas. La siguiente figura muestra los sectores que participan de este tipo de mercados en los países en que ha sido implementado este sistema (International Carbon Action Partnership (ICAP), 2015).

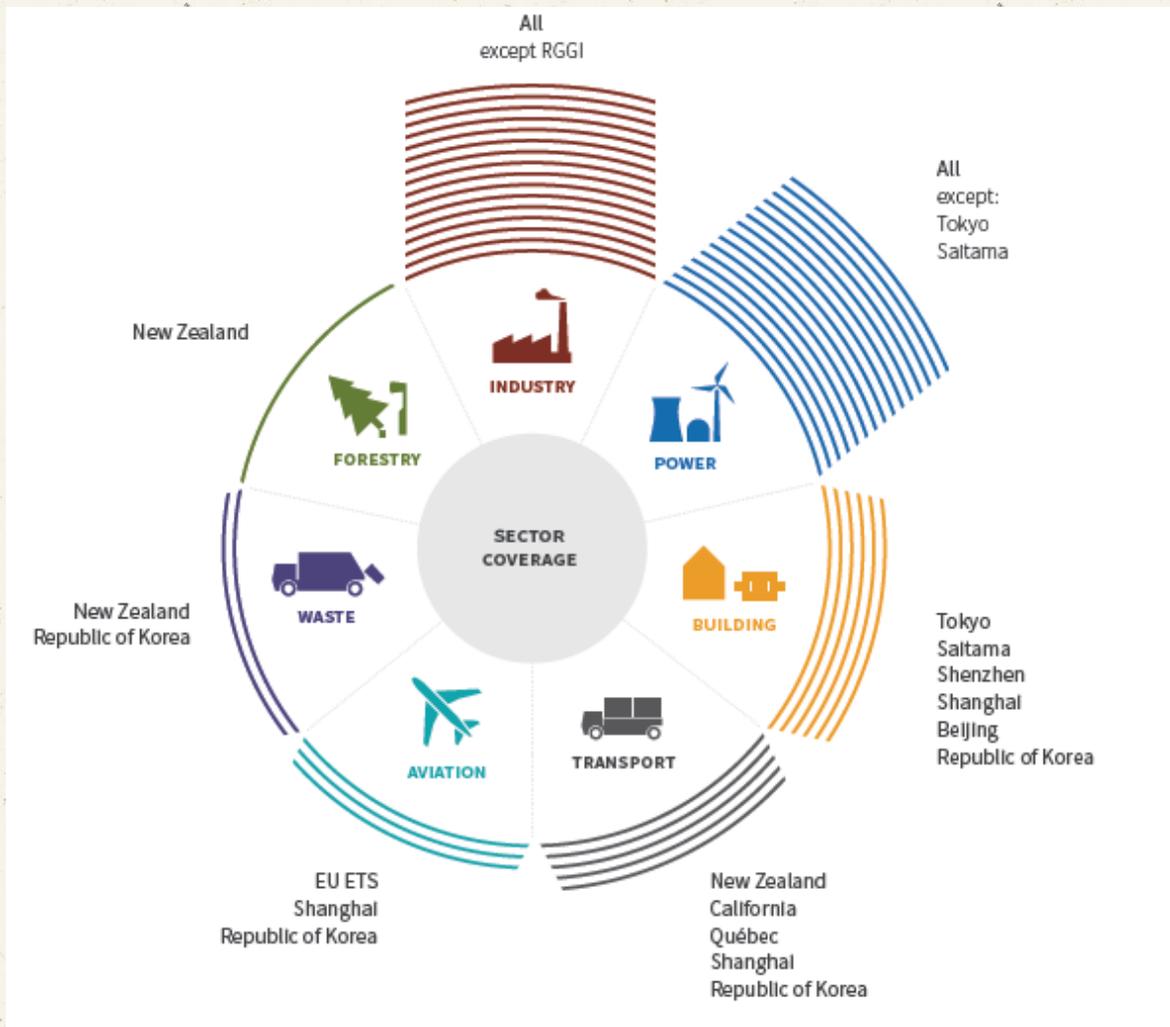


Figura 27: Sectores que participan del mercado de carbono para países que han implementado este tipo de sistemas.

- Las emisiones pueden ser monitoreadas por las mismas empresas o por instituciones externas.
- Empresas de tamaño pequeño pueden ser excluidas de este tipo de sistema.
- Existencia de multas incumplimiento del límite máximo de emisiones permitidas (*cap*).
- Las empresas fuera de la Unión Europea tienen ventajas comparativas con respecto a las industrias que forman parte de este sistema. Por este motivo, la mayoría de los derechos de emisión se reparten inicialmente de manera gratuita.
- En Europa el 50% de los ingresos por subasta de derechos se utilizarán para financiar medidas relacionadas con energía y cambio climático.

Tendencias internacionales

La siguiente figura muestra los países que han implementado sistema de emisiones transables o impuesto al carbono (Work Bank Group, 2014).

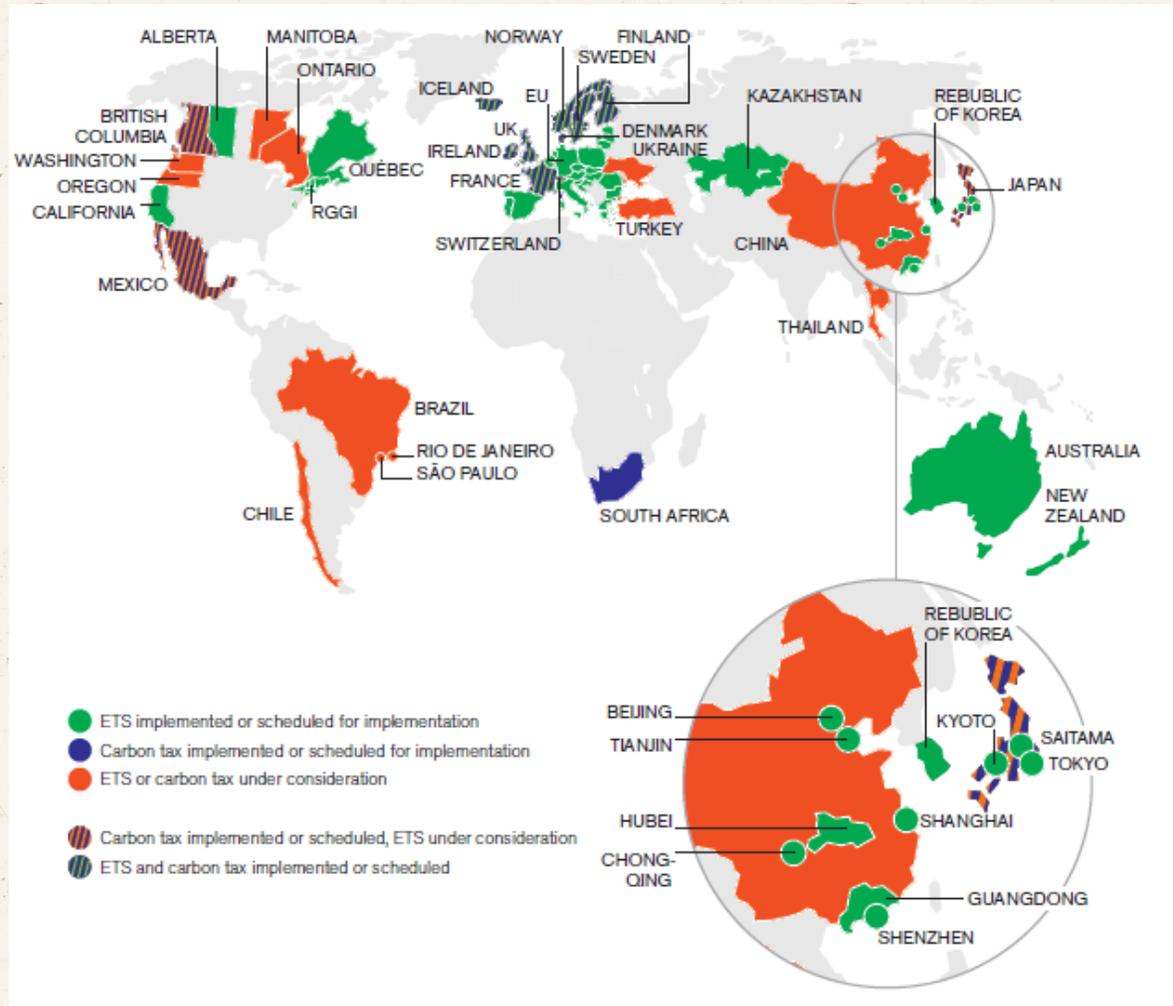


Figura 28: Países que han implementado sistema de emisiones transables o impuesto al carbono. Fuente: (Work Bank Group, 2014)

Tabla 16: Esquemas adoptados por distintos países.

Instrument	Status	Regional	National	Sub-national	Total
ETS	Implemented	1 (31 countries)	4	13	18
	Implementation scheduled		1	1	2
	Under consideration		8	3	11
Tax	Implemented		11	1	12
	Implementation scheduled		1		1
	Under consideration		2		2
Yet to be chosen			11	3	14

8.1.2. Secuencialidad

- Los antecedentes internacionales muestran que los países que han implementado este tipo de sistemas lo han hecho de manera paulatina, lo cual debiera ser tomado en cuenta en caso que este tipo de sistemas se implemente a futuro en Chile. Por ejemplo, en Europa el sistema comenzó a funcionar en 2005 y actualmente está en su tercera etapa de funcionamiento.

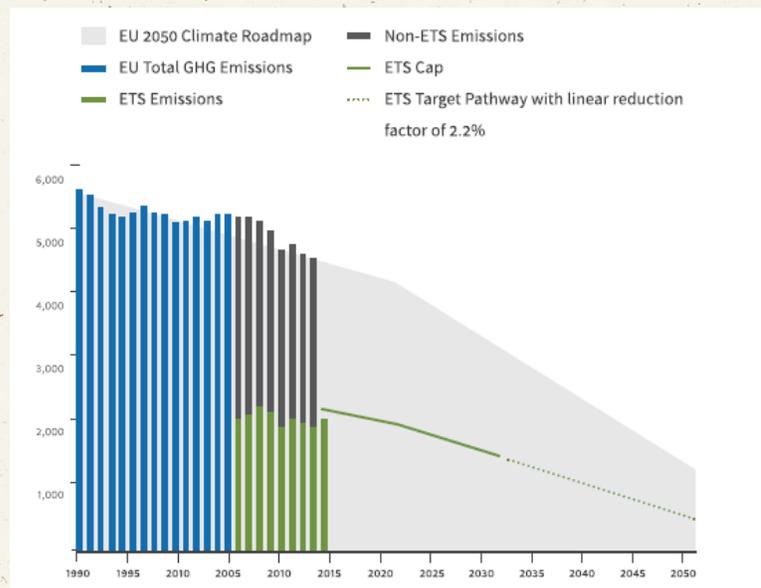


Figura 29: : Límite o cap en sistema de emisiones transables de Europa.

- El límite de emisiones (*cap*) puede variar en el tiempo. En la Unión Europea los derechos de emisión disminuyen en promedio 17,6% entre 2013 y 2020. Hacia el 2030 se espera reducir en un 43%. La siguiente figura muestra el límite o cap del sistema de emisiones transables de Europa (International Carbon Action Partnership (ICAP), 2015).

8.1.3. Desafíos y barreras

- Dificultad para definir los derechos de emisión de las distintas empresas o sectores involucrados. Por ejemplo, ¿cuáles serían los derechos de emisión para centrales a carbón que actualmente están operando? ¿cómo se fijan los derechos para nuevas centrales?, son preguntas complejas que se deberían resolver.
- Se requiere contar con un sistema confiable de medición y registro de las emisiones emitidas por las empresas. Asimismo, se requiere contar estándares claros de medición. Por tanto, para lograr esto se requiere contar con la institucionalidad adecuada y el capital humano suficiente para garantizar el correcto funcionamiento de este sistema.
- La energía que se importa podría no estar sujeta a este tipo de mercado, afectando la competencia de la industria local (en un eventual escenario donde Chile está interconectado e importa energía desde otros países).
- Volatilidad de los precios al cual se transan los derechos de emisión. En el sistema de emisiones transables de Europa los precios han sido bastante fluctuantes. Actualmente el precio está por debajo de los 10 euros/tCO₂ (Berghmans & Arbeloa, 2013).



Figura 30: Precio del carbono en sistema de emisiones transables en Europa. Fuente: (Berghmans & Arbeloa, 2013)

8.1.4. Ventajas

- Las emisiones de los sectores que participan de este sistema no sobrepasan el límite o cap. Por tanto, es el único instrumento que podría garantizar seguir una trayectoria predefinida de emisiones.

8.2. Impuesto al carbono

8.2.1. Descripción

Actualmente en Chile se aplica un impuesto a las emisiones de CO₂ equivalente a 5 US\$/tCO₂. Como elemento de visión para la mitigación de largo plazo se reconoce la importancia desarrollar mecanismos que permitan internalizar las externalidades de las emisiones de CO₂.

A continuación se describen algunas reflexiones que se deberían tener en cuenta al momento de implementar una política de incremento paulatino de este impuesto a las emisiones de CO₂:

- A nivel internacional no existe un valor único de referencia de cuál debería ser el precio del carbono que internaliza las externalidades de CO₂. En los países que han aplicado un impuesto, se observa que este valor varía desde 1 US\$/tCO₂ hasta 168 US\$/tCO₂ (Suiza) (World Bank Group, 2014).
- Tampoco se observa una tendencia clara sobre la tasa de incremento por año del impuesto a las emisiones. En Finlandia el impuesto partió en 1,2 €/tCO₂ en 1990 y en 2005 alcanzó el valor de 18 €/tCO₂. En Sudáfrica el impuesto base comenzó en 9.62 US\$/tCO₂, con una tasa de crecimiento anual de 10% hasta el año 2018. En Francia el impuesto fue de €14.5/tCO₂ en 2015 y aumentó rápidamente a €22/tCO₂ en 2016.
- Si el objetivo de la aplicación del impuesto es internalizar las externalidades, un incremento del impuesto no garantiza una disminución de las emisiones de las centrales termoeléctricas que están actualmente en operación y en construcción. Esto se explica principalmente por la diferencia relativa entre el costo variable de una central a carbón, una central a GNL y el valor del agua. Para provocar un cambio en el despacho de las centrales en operación se requería la aplicación de un impuesto elevado que provoque un cambio en la lista de mérito del despacho de las centrales (sin embargo, como se comenta más adelante, esto podría tener impactos macroeconómicos indeseados).
- El incremento del impuesto de las emisiones de CO₂ podría ser más efectivo (en términos de lograr una disminución de CO₂) si se aplica a potenciales nuevas centrales termoeléctricas que están evaluando su ingreso al sistema. De esta forma, tecnologías bajas en emisiones de CO₂ se podrían volver más competitivas frente a la generación termoeléctrica. Existe incertidumbre en definir el valor del impuesto del CO₂ que garantiza este cambio en los precios relativo en los costos medios de desarrollo. Éste va a depender de la evolución de los precios de los combustibles, costos de inversión de las distintas tecnologías, factores de planta, etc. (Benavides et al., 2015).
- Debido a que el incremento del impuesto de las emisiones no garantiza una reducción de emisiones de las centrales termoeléctricas en operación y en construcción, en caso

- que se decida aumentar el impuesto de CO₂ se debería evaluar la posibilidad de utilizar el dinero recaudado para la implementación de medidas de mitigación en el sector generación eléctrica o en otros sectores. Notar que actualmente el dinero recaudado por la aplicación del impuesto de 5 US\$/tCO₂ tiene como objetivo financiar parcialmente la reforma tributaria y no reducir emisiones de CO₂. En Europa aproximadamente el 50% del dinero recaudado se utiliza para financiar medidas de mitigación.
- Un incremento del impuesto a las emisiones de CO₂ podría provocar un incremento del precio de la electricidad que se traspa a consumidor final, principalmente para aquellos clientes que tienen contratos de suministro con empresas que operan centrales termoeléctricas. Por tanto, se deben tener en cuentas los impactos macroeconómicos de la aplicación de este tipo de instrumentos. La aplicación de un límite a las emisiones (*cap*) o aumentar la cuota de energía de energía renovable podría tener un menor impacto en el aumento de precio de electricidad consiguiendo la misma reducción de emisiones (Benavides et al., 2015).

9. Sistema de transmisión

9.1. Descripción

Robustecer el sistema de transmisión es considerado clave para el sector energía por el potencial que presenta tanto para fomentar la integración territorial como para promover un mejor uso de los recursos energéticos del país. Se requiere contar con un sistema de transmisión que tenga la capacidad suficiente para que nuevos proyectos ingresen al sistema.

Es importante destacar que robustecer el sistema de transmisión no puede ser considerada por si solo una medida de mitigación, sino que más bien es un medio que no debiera constituirse en una barrera de entrada para proyectos de generación más limpias.

9.2. Desafíos y barreras

En (CNE, 2015) se identifican las siguientes barreras sociales y ambientales al desarrollo de líneas de transmisión:

- Desconfianza y falta diálogo entre comunidades y privados para coordinar intereses.
- Poca participación de las comunidades y población en las decisiones de localización.
- Falta de información a la ciudadanía.
- Inexistencia de un instrumento de planificación territorial para transmisión.
- Conflicto entre intereses nacionales, regionales y locales.
- Falta de política nacional de ordenamiento territorial.
- Existen cuellos de botella o situaciones delicadas para la expansión de la red (parques nacionales, subestaciones en zonas urbanas, entre otros).
- Necesidad de crear mecanismos de resolución de conflictos.
- Necesidad de regular la asociatividad entre empresas y comunidades.

En un contexto de alta penetración de energías renovables, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Necesidad de avanzar hacia un sistema troncal ramificado, donde serían los sistemas adicionales los encargados de llegar a las fuentes de recursos renovables.
- Los tiempos de desarrollo de un proyecto ERNC son más bajos que los tiempos de las centrales tradicionales (GNL, carbón, embalse y pasada) y más bajos que los tiempos de desarrollo de proyectos del sistema de transmisión (nuevas líneas o ampliación de líneas existentes).
- Para proyectos específicos de ERNC (geotérmica y mini-hidro) la conexión al sistema de transmisión se ha constituido una barrera para su desarrollo. Por ejemplo, un proyecto geotérmico requiere en promedio una línea de conexión de 100 km mientras que un proyecto fotovoltaico requiere 30 km.
- Para altos niveles de penetración de fuentes variables las líneas de transmisión deben operar con holgura para permitir las variaciones de flujo por esta.
- Durante el desarrollo del proyecto se discutió si la introducción de altos niveles de generación a nivel distribución harían que la transmisión a través del sistema troncal perdiera relevancia. Existen opiniones divididas al respecto, sin embargo, probablemente el desarrollo del sistema troncal siga siendo crítico para viabilizar la entrada de nuevos proyectos.
- En el largo plazo los sistemas de transmisión deberán tener la capacidad de coordinación con redes inteligentes de los sistemas de distribución.
- Considerar limitaciones técnicas del sistema de distribución en escenarios de alta penetración de generación distribuida (por ejemplo: alta generación a partir de paneles foto) y derribar estas barreras.

B. Referencias

- ACERA. (2013). *Beneficios Económicos para Chile de las Energías Renovables No Convencionales*.
- Agencia Internacional de Energía. (2012). *Technology Roadmap. High-Efficiency, Low-Emission Coal-Fired Power Generation*.
- Agencia Internacional de Energía. (2014a). *Energy Technology Perspective*.
- Agencia Internacional de Energía. (2014b). *World Energy Outlook*.
- Agencia Internacional de Energía. (2015). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*.
- Agency, E. E. (2011). Carbon capture and storage could also impact air pollution. Retrieved May 1, 2015, from <http://www.eea.europa.eu/highlights/carbon-capture-and-storage-could>
- Aquaterra. (2014). *Recomendaciones para la estrategia de energía marina de Chile: un plan de acción para su desarrollo*.
- Benavides, C., Gonzales, L., Diaz, M., Fuentes, R., García, G., Palma-Behnke, R., & Ravizza, C. (2015). The Impact of a Carbon Tax on the Chilean Electricity Generation Sector. *Energies*, 8(4), 2674–2700. <http://doi.org/10.3390/en8042674>
- Berghmans, N., & Arbeloa, E. (2013). *The power sector in phase 2 of the EU ETS: Fewer CO2 emissions but just as much coal*. Retrieved from http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/13-11_climate_report_no42_CO2_emissions_in_the_power_sector.pdf
- CCG-UC. (2014). *Línea Base 2013 y Escenarios de Mitigación*.
- Centro de Energía. (2014). *Análisis y diagnóstico de experiencias de plantas solares en Chile en operación y conectadas a la red*.
- Centro de Energía. (2015a). *Informe Mesa ERNC*.
- Centro de Energía. (2015b). *Producción de Energía Solar de Alta Eficiencia*.
- CNE. (2015). *Presentación CNE para Energía 2050*.
- Cochran Jaquelin, Miller Mackay, Zinaman Owen, Milligan Michael, Arent Doug, Palmintier Bryan, O'Malley Mark, M. S. (2014). *Flexibility in 21st Century Power Systems*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>
- Consejo Geotérmico de Chile. (n.d.). No Title. Retrieved from <http://www.revistaei.cl/2015/04/16/exploracion-geotermica-en-chile-recibe-us300-millones-en-cuatro-anos/>

- Cuéllar-Franca, R. M., & Azapagic, A. (2014). Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. *Journal of CO2 Utilization*, 9, 82–102. <http://doi.org/10.1016/j.jcou.2014.12.001>
- Debnath, D., Musilek, P., & Heckenbergerova, J. (2014). Distribution of wind power plants to reduce variability of renewable generation. *Electric Power Engineering (EPE), Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on*. <http://doi.org/10.1109/EPE.2014.6839515>
- Departamento Geofísica Universidad de Chile, & Ministerio de Energía. (2015). Explorador de Energía Eólica. Retrieved from <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>
- Drake, B., & Hubacek, K. (2007). What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms?—A risk portfolio approach. *Energy Policy*, 35(8), 3999–4008. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.026>
- Embajada Británica. (2014). *Recomendaciones para la Estrategia de Energía Marina de Chile: un plan de acción para su desarrollo*. Santiago.
- Endesa. (2013). *Potencial para el desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) de las emisiones de centrales termoeléctricas en Chile*.
- EULA. (2014). *Interrogantes y desafíos sobre el desarrollo de la minihidroelectricidad en la Región del Biobío*.
- European Commission. (2015). The EU Emissions Trading System.
- European Ocean Energy Association. (2012). *European Ocean Energy Roadmap 2010-2050*.
- Fisher, S. M., Schoof, J. T., Lant, C. L., & Therrell, M. D. (2013). The effects of geographical distribution on the reliability of wind energy. *Applied Geography*, 40, 83–89. <http://doi.org/10.1016/j.apgeog.2013.01.010>
- Gibbs, M. (2012). *Análisis de posibles escenarios requeridos por la ciencia*.
- GWEC. (2015). *Global Wind Energy Council 2014*.
- International Atomic Energy Agency. (2014). *Advances in Small Modular Reactor Technology Developments*.
- International Carbon Action Partnership (ICAP). (2015). *Emissions Trading Worldwide, Status Report 2015*.
- International Energy Agency. (2014). *Snapshot of Global PV Markets*.

- Korpas, M., & Holen, A. T. (2006). Operation planning of hydrogen storage connected to wind power operating in a power market. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*.
<http://doi.org/10.1109/TEC.2006.878245>
- Kumar, D., & Katoch, S. S. (2014). Sustainability indicators for run of the river (RoR) hydropower projects in hydro rich regions of India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 35*, 101–108. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.048>
- Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2012). The role of Carbon Capture and Storage in a future sustainable energy system. *Energy, 44*(1), 469–476.
<http://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.002>
- M. O'Malley, G. S. W. R. Z. Y. M. H. O. H. D. I. eld P. H. J. V. N., & Zervos, A. (2011). *Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.*
- MAPS Chile. (2014). *Libro Fase 2 Proyecto MAPS Chile.*
- Ministerio de Energía. (2014). *El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.*
- Ministerio de Energía. (2015a). *Estudio de cuencas.*
- Ministerio de Energía. (2015b). *Presentation PMR Project.* Retrieved from
[https://www.thepmr.org/system/files/documents/Chile PMR Project Implementation Status Report Presentation.pdf](https://www.thepmr.org/system/files/documents/Chile%20PMR%20Project%20Implementation%20Status%20Report%20Presentation.pdf)
- Monárdez Patricio, Acuña Hugo, S. D. (2008). Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile. In *ASME 2008 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering.*
- Nasirov, S., Silva, C., & Agostini, C. (2015). Investors' Perspectives on Barriers to the Deployment of Renewable Energy Sources in Chile. *Energies, 8*(5), 3794–3814.
<http://doi.org/10.3390/en8053794>
- Reguero, B. G., Losada, I. J., & Méndez, F. J. (2015). A global wave power resource and its seasonal, interannual and long-term variability. *Applied Energy, 148*, 366–380.
<http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.114>
- Reikard, G., Robertson, B., & Bidlot, J.-R. (2015). Combining wave energy with wind and solar: Short-term forecasting. *Renewable Energy, 81*, 442–456.
<http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.032>
- Renewable UK. (2013). *Wave and Tidal Energy in the UK.*
- Rojas, J. (2009). *Evaluación técnico económica de una central undimotriz con tecnología Pelamis en Chile.* Universidad de Chile.

- Servicio Nacional de Geología y Minería. (2015). Catastro de concesiones. Retrieved May 20, 2005, from <http://www.sernageomin.cl/mineria-geotermia.php>
- Shortall, R., Davidsdottir, B., & Axelsson, G. (2015). Geothermal energy for sustainable development: A review of sustainability impacts and assessment frameworks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 391–406. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.020>
- Small Hydro World. (2013). <http://www.smallhydroworld.org/>. Retrieved August 24, 2015, from <http://www.smallhydroworld.org/>
- Sustainable Development Solutions Network (SDSN) and the Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI). (n.d.). Deep Decarbonization Pathways Project. Retrieved from <http://unsdsn.org/what-we-do/deep-decarbonization-pathways/>
- Work Bank Group. (2014). *State and Trends of Carbon Pricing*.
- Zheng, B., Xu, J., Ni, T., & Li, M. (2015). Geothermal energy utilization trends from a technological paradigm perspective. *Renewable Energy*, 77, 430–441. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2014.12.035>