

IMAGINANDO UN CHILE SUSTENTABLE

CINCO HALLAZGOS SOBRE EL FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y ENERGÉTICO CHILENO

Octubre 2014

Autores:

Juan Pablo Carvallo^{1,2}, Patricia Hidalgo-González^{1,2} y Daniel M. Kammen^{1,2,3}

¹*Laboratorio de Energía Renovable y Apropiable (Renewable and Appropriate Energy Laboratory, RAEL) (<http://rael.berkeley.edu>)*

²*Energy and Resources Group.*

³*Goldman School of Public Policy.*

Universidad de California, Berkeley. EE. UU.

Revisores:

Amanda Maxwell⁴, Doug Sims⁴, Carlos Finat⁵

⁴*Natural Resources Defense Council (NRDC)*

⁵*Asociación Chilena de Energías Renovables AG. (ACERA)*

Resumen ejecutivo

Empleamos SWITCH, un modelo de expansión de capacidad de largo plazo desarrollado en el Laboratorio de Energía Renovable y Apropiada de la Universidad de California, Berkeley, para analizar diferentes escenarios en cuanto a la evolución de la red eléctrica de Chile desde 2011 hasta 2031. Al hacerlo, encontramos cinco conclusiones importantes y relevantes sobre el futuro de la red eléctrica de Chile:

- 1.** En un escenario sin cambios (BAU, Business-as-usual), Chile se convertiría en el más grande contaminador per cápita en América Latina y se ubicaría por encima de la mayoría de los países europeos, lo que afectaría gravemente su competitividad a nivel mundial. Esto genera un aumento en su perfil de riesgo y el incumplimiento con su compromiso internacional del 20% de reducciones de gases de efecto invernadero para el año 2020. Críticamente, Chile generaría el 47% de su energía a partir de carbón importado para el año 2030, una situación aún más riesgosa que las importaciones de gas natural desde Argentina en la década de 1990 con sus conocidas consecuencias.
- 2.** Si Chile no instala plantas de carbón a partir de 2014, los costos del sistema solo subirían un 3% ciento y las emisiones de dióxido de carbono se reducirían a la mitad en comparación con el escenario BAU. El gas natural y la energía renovable no convencional se dividen uniformemente el espacio que deja la generación a carbón, en comparación con el escenario BAU, pero se requerirá un incremento adicional del 70 al 100 por ciento de capacidad de gas natural licuado (GNL) para el año 2030 en comparación con los planes de expansión existentes en los dos sistemas principales, SING y SIC.
- 3.** Chile puede instalar hasta 25 veces su capacidad renovable intermitente en 2013 con la flexibilidad existente provista por plantas de gas natural, lo que se traduce en una proporción de 7:1 entre los recursos intermitentes (eólicos y solares) y la capacidad de «respaldo» o flexible. El despacho por hora de energía hidroeléctrica se ajusta para adaptarse a la intermitencia de corto plazo. Un punto de vista sistémico para la flexibilidad es fundamental para evaluar correctamente la relación entre la capacidad intermitente y la confiabilidad.
- 4.** Los costos de integración para la alta penetración de energías renovables intermitentes se triplican si la expansión de transmisión se ve obstaculizada. Las restricciones a la expansión del sistema de transmisión crean una transferencia de riqueza hacia los generadores convencionales, particularmente aquellos basados en combustibles fósiles, que compensan la falta de expansión de la transmisión con una implementación más extensa y mayores costos operativos y de combustible.
- 5.** La energía geotérmica es el recurso más rentable y su velocidad de implementación es sensible a reducciones en las tasas de financiamiento, a través de esquemas que compartan el riesgo de exploración. Una implementación temprana de energía geotérmica puede ahorrar entre USD 1 y USD 11 mil millones en el período de análisis de 20 años. La energía eólica se debería convertir en la mayor fuente de energía renovable no convencional en Chile en el 2030, con entre 7 a 8,5 GW. La energía solar centralizada podría alcanzar entre 1,7 y 3,6 GW en el 2030 en función de la reducción del costo de los módulos y de las tasas de financiamiento; la energía fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) distribuida podría desempeñar un papel importante, pero en este momento carecemos de los datos para simularlo correctamente con SWITCH.

Introducción

El sector energético chileno enfrenta una serie de desafíos a medida que el país busca respaldar y sostener lo que ha sido un impresionante crecimiento económico, administrar los costos energéticos y garantizar la confiabilidad, proporcionar acceso universal al sistema eléctrico y cumplir con objetivos ambientales cada vez más ambiciosos e importantes. Estas dificultades se pueden resolver con éxito si Chile recurre de manera decisiva a una vía de crecimiento basada en energía renovable.

Consistente con la transición a un estado de ingresos medios, Chile ha visto evolucionar las expectativas sobre un sistema energético funcional y ha sido testigo del desarrollo de un fuerte movimiento de la sociedad civil que, entre otras cosas, se opone a nuevas plantas de energía convencional de grandes dimensiones alimentadas a carbón, gas natural licuado (GNL) y grandes centrales hidroeléctricas. Sin embargo, la ausencia de señales de mercado que integren los intereses del gobierno, los inversionistas y el público, así como las incertidumbres regulatorias, han hecho que la red eléctrica sea vulnerable, cara y desacoplada de los requerimientos de demanda en una economía en crecimiento, como la de Chile. Los críticos apuntan de manera más general a la falta de dirección estratégica del gobierno.

Uno de los retos para el desarrollo de un fuerte diálogo público, en cuanto a las opciones energéticas de Chile, es la falta de un modelo creíble del mercado eléctrico. Limitaciones tales como el ampliamente citado error de que las necesidades de capacidad en transmisión no afectarán el futuro crecimiento de la generación, o la falta de detalle en la modelación de las características relevantes de las centrales eléctricas, hacen que sea muy difícil la obtención de una visión compartida y creíble de los diferentes escenarios que Chile podría enfrentar en el futuro, su costo y sus externalidades ambientales.

Para analizar estos aspectos, empleamos la herramienta de modelación de expansión de capacidad eléctrica SWITCH (por ejemplo, Nelson et al, 2012; Mileva, et al, 2013). El Laboratorio de Energía Renovable y Apropiada (RAEL) de la Universidad de California Berkeley dirigido por Dr. Daniel Kammen desarrolló SWITCH para el Oeste de EE. UU., Chile, China, Nicaragua, India y África Oriental (cada modelo está en diferentes etapas de desarrollo). SWITCH es un modelo de expansión de capacidad de generación y transmisión eléctrica de alta resolución temporal y espacial. A través

de un enfoque de optimización de programación lineal determinística, establece la infraestructura de generación, transmisión y distribución costo eficiente para satisfacer la demanda en un conjunto diverso de horas muestreadas en los próximos 20 años. La optimización está sujeta a restricciones operativas, de reserva y políticas (como el RPSⁱ) que representan un conjunto de limitaciones reales de los sistemas energéticos y mercados eléctricos. Más simplemente, SWITCH proporciona un algoritmo para analizar la expansión óptima de costo mínimo de generación y transmisión en Chile que satisfaga la demanda y cumpla con las restricciones operativas en el período 2011-2031. Lo hace con una resolución espacial y temporal extraordinariamente alta para representar el funcionamiento de la red para Chile.

La función objetivo utilizada en SWITCH minimiza el valor presente neto de los costos de inversión, operación, transmisión y distribución de la totalidad de la red eléctrica. Su fortaleza proviene de la forma en que aplica las restricciones antes mencionadas y de cómo representa la intermitencia temporal y la diversidad geográfica de los recursos renovables. La simulación modela los costos de combustible para cada año y “área de demanda”, así como los costos de inversión, variables y fijos por tecnología y año para las unidades de generación. También calcula los costos de conexión específicos para cada nueva ubicación de un proyecto. Para la transmisión y la distribución, el modelo utiliza los costos de inversión y operación de la región por cada megavatio-kilómetro (MW-km) instalado. Todos los valores monetarios en este informe se expresan en dólares del 2011. Más detalles sobre la fuente de los datos de entrada se pueden encontrar en los materiales suplementarios y en <http://rael.berkeley.edu/switch>.

Su alta resolución temporal y espacial diferencia a SWITCH de otros ejercicios de simulación para Chile y es una notable mejora sobre estudios anteriores, como el modelo Escenarios Energéticos 2030 (EE2030)ⁱⁱ. Para más detalles sobre las capacidades de resolución temporal y espacial de SWITCH y las diferencias con EE2030 (EE2030 2013), consulte el Apéndice A.

Utilizamos SWITCH para simular diversos escenarios posibles para la expansión del sistema eléctrico chileno desde 2011 a 2031. Nuestro objetivo es destacar las consecuencias de una mayor adopción de recursos renovables y una expansión limitada de hidrocarburos y de transmisión. Las siguientes secciones describen los cinco hallazgos más relevantes sobre el futuro de la red eléctrica chilena.

1. Status quo: El predominio de las centrales térmicas en base a carbón

Conforme a un crecimiento habitual (business-as-usual o BAU) el carbón puede llegar a ser la principal fuente de electricidad. En ausencia de factores medioambientales y presión social, y con el supuesto de que los precios del carbón se mantengan bajos, se espera que las plantas de carbón tengan los menores costos nivelados de energía.

En el escenario habitual (BAU), la energía generada por las centrales de carbón sube del 25% en el 2014 a un 47% en el 2030. Forzamos el RPS implementado por la Ley 20.698 (aprobada en octubre de 2013), que requiere que un 20% de la demanda sea cubierta por energía renovable elegible hacia el año 2025. La generación de energía hidroeléctrica en el 2030 sigue en segundo lugar con un 26%, y luego la energía eólica con un 14%.

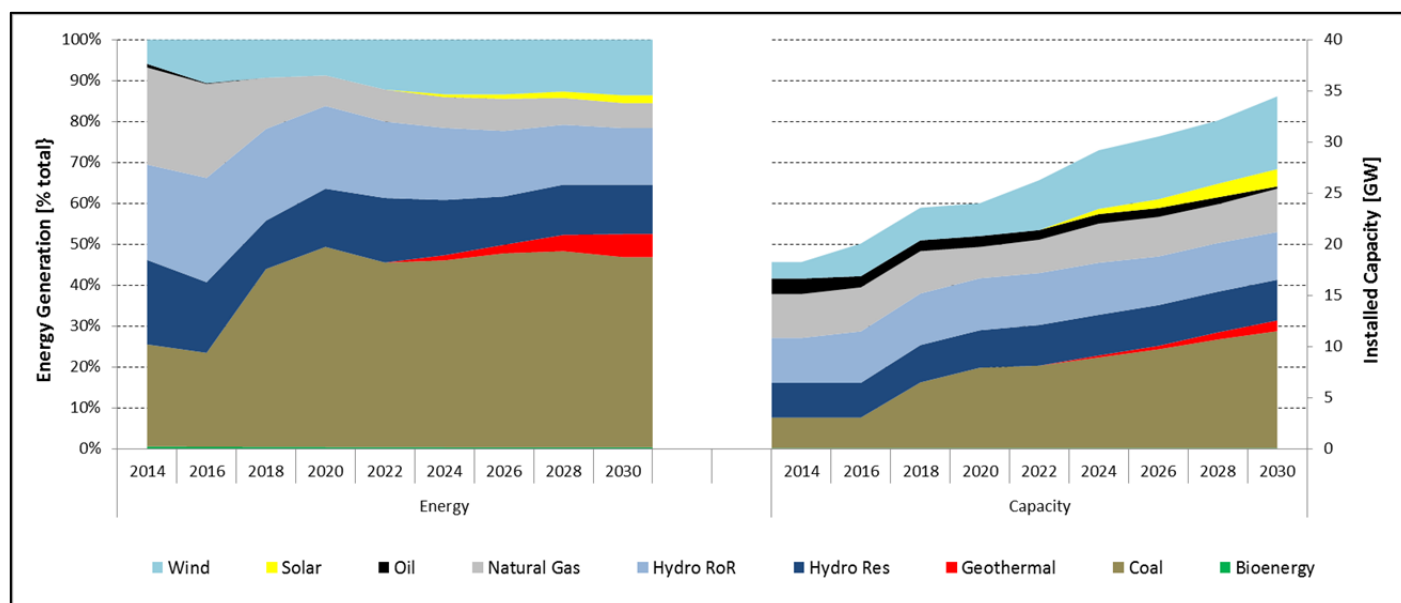


Figura 1: Oferta de generación de energía por combustible en el tiempo (izquierda) y la capacidad instalada (derecha) para el escenario BAU.

En este escenario, un 46% de la capacidad instalada para el año 2030 es a carbón, un 29% en base a energías renovables y un 26% es energía hidroeléctrica. Entre las energías renovables no convencionales, la energía eólica tiene la mayor penetración con un 21% de la capacidad total del sistema, mientras que la energía solar llega a un 5% y la geotérmica a un 3%. Las dos últimas tecnologías se instalarán sobre todo después del 2020. HidroAysén es parcialmente instalado en el escenario BAU: la unidad Baker 2 se construye en el 2020, pero con una menor capacidadⁱⁱⁱ.

En este caso base, el uso de carbón hace que las emisiones del sector eléctrico aumenten de 25 millones de toneladas de dióxido de carbono (MtCO₂) en el 2014 a 64 MtCO₂/año en el 2030, y las emisiones per cápita aumentarían de 1,4 toneladas de dióxido de carbono

(tCO₂/pc) en el 2014 a 3,3 tCO₂/pc en 2030^{iv}.

Suponiendo que aproximadamente un tercio de las emisiones chilenas provienen del sector eléctrico (O’Ryan 2010) y que esta estructura se mantiene, las emisiones a nivel nacional podrían alcanzar 10 tCO₂/pc en 2030.

Chile se convertiría en el más grande contaminador per cápita en América Latina y se ubicaría por encima de la mayoría de los países europeos, lo que afecta gravemente su competitividad a nivel mundial, aumenta su perfil de riesgo e incumpliría su compromiso internacional de 20% de reducciones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2020.

De hecho, en el 2004 Chile estaba generando un 36% de su electricidad a partir de gas natural extranjero, antes

de que se vieran restringidas las importaciones procedentes de Argentina (CNE 2005). La creciente dependencia del carbón en nuestro escenario BAU colocaría a Chile en una situación aún más expuesta con respecto a la seguridad energética que en 2004, lo que

tuvo un impacto negativo en la economía. Se requieren políticas activas del gobierno para evitar la excesiva dependencia en recursos importados, como el carbón o el gas natural.

2. ¿Y si no se instalaran nuevas plantas eléctricas a carbón?

El sistema chileno funcionaría de forma confiable y económica, sin que se instale ninguna capacidad adicional alimentada a carbón a partir del 2014.

La oposición pública hacia las plantas de carbón en Chile ha demostrado ser fuerte y eficaz: los eventos relacionados con Barrancones y Punta Alcalde^v son señales de ello. Entonces, ¿cómo se desempeñaría el sistema eléctrico chileno si no se instalara ninguna unidad adicional de generación en base a carbón a partir de 2014?

En el escenario sin carbón (SC) se impide la instalación de nuevas plantas a carbón, pero permitimos plantas de gas natural y de ciclo combinado para cubrir picos de demanda. Demostramos que la ausencia de este hidrocarburo en la red chilena no causa estragos en el sistema energético.

En el escenario SC, la capacidad de carbón existente en el año 2030 es la quinta parte de su equivalente en el escenario BAU, lo que conduce a la reducción de las emisiones de CO₂ a cerca del 50% en comparación con el escenario BAU (Figura 2.2).

La respuesta del sistema a esta disminución de la capacidad es incrementar la instalación de turbinas de gas (250% más que el escenario BAU), energía eólica (200% más), energía solar (300% más) y energía geotérmica (150% más) en el 2030, mientras se mantienen los recursos de energía hidroeléctrica aproximadamente en el mismo nivel. El 50% de la energía de base para el período de 20 años suministrada por el carbón en el escenario BAU ahora lo suministran recursos renovables no convencionales, el 70% de los cuales son intermitentes (Figura 2.1).

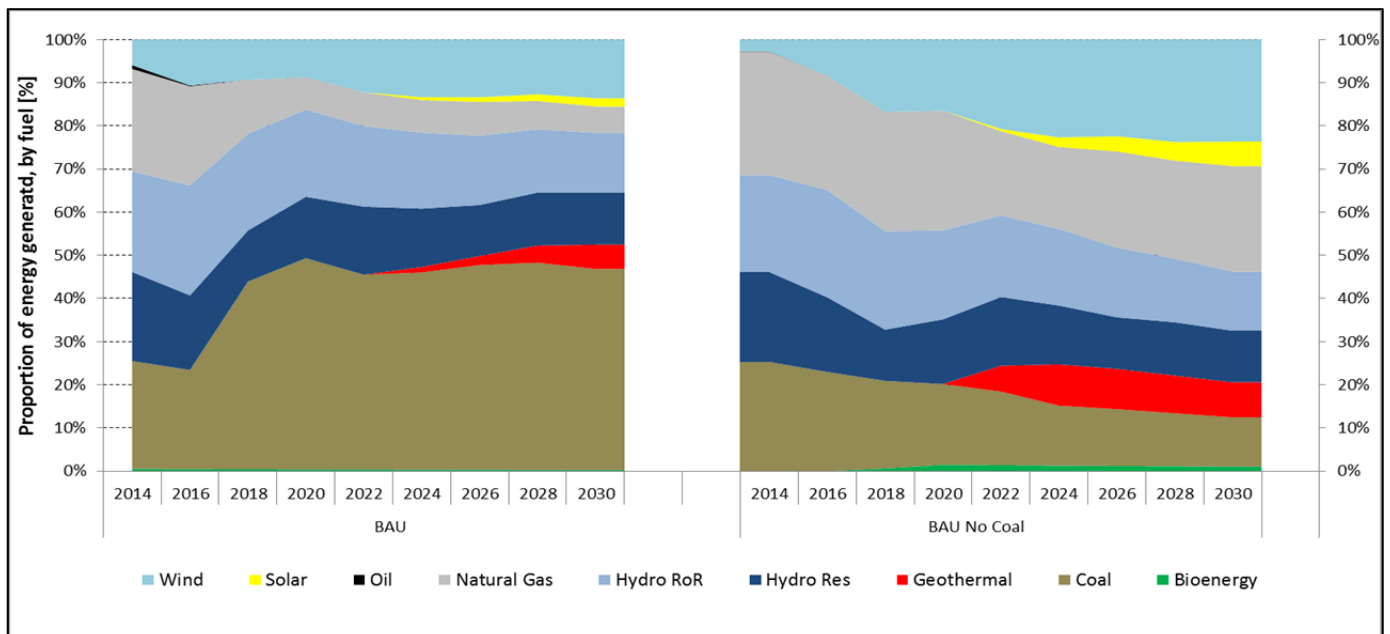


Figura 2.1: Oferta de generación de energía por combustible para el escenario BAU (izquierda) y para el escenario sin carbón (derecha)

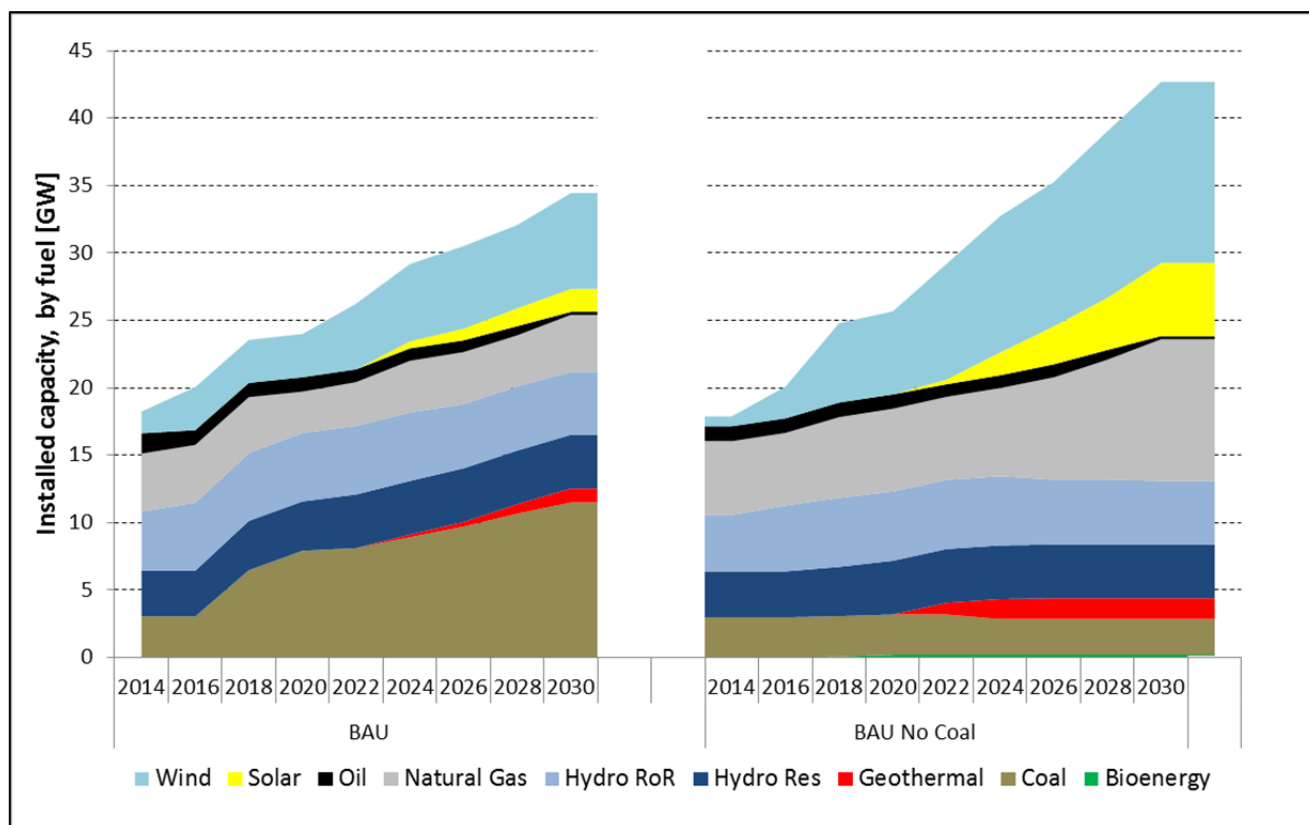


Figura 2.2: Capacidad instalada por combustible para el escenario BAU (izquierda) y para el escenario sin carbón (derecha)

El escenario SC requiere la instalación de una capacidad de gasificación adicional. Actualmente, el sistema SIC cuenta con 10 millones de metros cúbicos por día ($\text{MMm}^3/\text{día}$) de capacidad de importación y gasificación, y se expandirá a 15 $\text{MMm}^3/\text{día}$ en el 2015. El SING actualmente tiene 5,5 $\text{MMm}^3/\text{día}$ y tiene previsto ampliarla a 8 $\text{MMm}^3/\text{día}$ en el corto plazo. Se debe notar que estas capacidades no son solo para la producción de electricidad, sino también para el uso de gas residencial, comercial e industrial. Nuestra simulación demuestra que la demanda para el GNL en días pico promedio aumenta de 12,5 $\text{MMm}^3/\text{día}$ en 2014 a más de 17,5 $\text{MMm}^3/\text{día}$ en el año 2030 en el SIC, y de manera similar de 5 $\text{MMm}^3/\text{día}$ a 10,5 $\text{MMm}^3/\text{día}$ en el SING.

Para el SIC, un escenario sin carbón requeriría que la capacidad proporcionara hasta un máximo de 25 $\text{MMm}^3/\text{día}$ de gas natural para producir solamente electricidad en el año 2030. Las simulaciones actualmente suponen que esta capacidad está disponible y los costos adicionales de la nueva capacidad de gasificación no se tienen en cuenta. Estimamos que entre el 70 y el 100 por ciento de la expansión de capacidad de GNL incremental en la parte superior de los proyectos de expansión existentes cumplan con

estos requisitos en el 2030. En este marco de optimización integradora, agregar esos costos de infraestructura como variables de decisión puede desplazar parte del gas natural de la oferta e incluir más recursos renovables.

Un futuro sin carbón trae un modesto aumento en los costos del sistema directo. Mientras que se ahorran USD 4 mil millones en combustible en el período 2011-2031 para el escenario sin carbón, son necesarios USD 11 mil millones más en pagos de capital para construir la capacidad de reemplazo para las unidades de carbón. En promedio, los costos nivelados del sistema^{vi} para el período 2014-2030 aumentan de USD 92,50/MWh a USD 95,18/MWh. Esto incluye un adicional de USD 1,5 mil millones en costos de operación y pago de capital para la nueva capacidad de transmisión. El costo total del sistema (inversión y operación para la generación, transmisión y distribución) en el período 2014-2031, se incrementará en solo un 2,9% en comparación con el escenario BAU. Estimamos que la inclusión de los costos de las nuevas infraestructuras de gasificación incrementaría levemente los costos de USD 0,1 a USD 0,2/MWh.

3. Alta integración de energía renovable intermitente: técnica y económicamente viable sin capacidad de respaldo adicional

El costo de integración de fuentes variables de energía renovable no convencional es bajo en cualquier escenario. Se puede construir veinticinco veces la capacidad renovable intermitente existente en el año 2013 con la capacidad despachable existente actualmente en Chile y la proporción de energía renovable para la capacidad de respaldo es de siete a uno cuando se toma una métrica a nivel de sistemas.

En esta sección evaluamos cómo se implementan y despachan las reservas y la capacidad de respaldo en escenarios con alta penetración de recursos renovables no convencionales intermitentes, es decir, energía solar y eólica. Nuestro objetivo es medir la respuesta conjunta^{vii} y de mínimo costo del sistema SIC-SING en el largo plazo a la adición de más de 25 GW de recursos renovables intermitentes en el transcurso de 20 años. Nos centramos, sobre todo, en la determinación de la cantidad de capacidad de «respaldo» que demanda el sistema en su conjunto para proporcionar flexibilidad y operar esta gran cantidad de recursos intermitentes. Para ello, creamos y analizamos tres escenarios:

1. Un escenario de alto RPS que produce una penetración extensa, factible y coherente de recursos renovables. En este caso, la expansión del sistema chileno se simula conforme a un requisito del 50% de la energía

generada a partir de recursos renovables no convencionales para el año 2030.

2. Un escenario de control «sin intermitencia» en el que se quita cualquier tecnología que utilice recursos con intermitencia de corto plazo (energía eólica y solar) del grupo de proyectos elegibles. Creamos este escenario experimental como punto de referencia para aislar la forma en que la adición de intermitencia afecta al sistema en comparación con un sistema sin intermitencia adicional.

3. El escenario de prueba de «intermitencia forzada», en el que imponemos la adopción de nueva capacidad en energía eólica y solar basadas en el escenario de alto RPS, pero dejamos que SWITCH determine la red óptima que se construye alrededor de esta restricción.

Para analizar la expansión de la capacidad, agrupamos las tecnologías en seis grupos: Intermitente (eólica y solar), de base (geotérmica, bioenergía), de base flexible (carbón), despachable (turbinas de gas de ciclo combinado [TGCC], turbinas de gas de ciclo simple [TGCS] y turbinas/motores a base de petróleo), hidroeléctrica de pasada e hidroeléctrica de embalse. La Figura 3 muestra el resultado de la expansión de capacidad del escenario no intermitente (izquierda) y la expansión del escenario intermitente forzado (derecha).

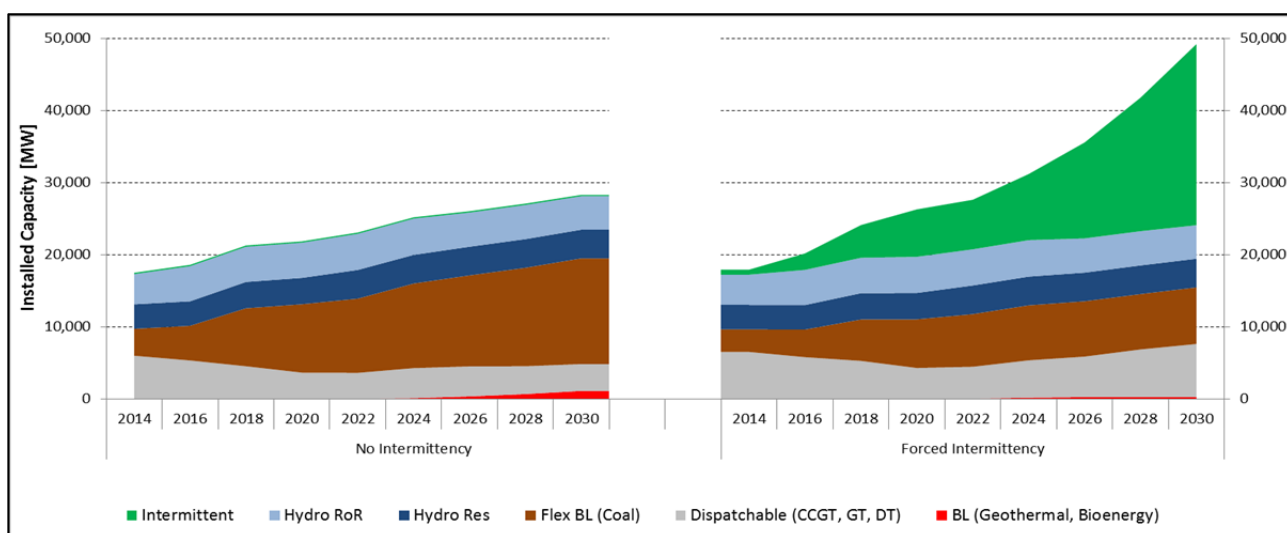


Figura 3: Expansión de capacidad simulada para escenarios no intermitente (control) e intermitente forzado (prueba). En el escenario intermitente forzado, el área verde (energía eólica y solar) es una restricción y no un resultado, debido a que refleja la instalación forzada de estos recursos para probar la respuesta del sistema a la misma.

El escenario intermitente forzado demuestra que los recursos solares y eólicos intermitentes desplazan una gran parte de las turbinas de vapor a carbón de base^{viii} que, de otro modo, se instalan en el escenario no intermitente. Este resultado sugiere que los recursos intermitentes pueden efectivamente reemplazar las centrales de base cuando existe suficiente flexibilidad en el sistema, que proviene de las TGCC o TGCS alimentadas por gas natural y la energía hidroeléctrica.

En esta simulación, no se instala energía hidroeléctrica de embalse adicional en el escenario intermitente forzado, en comparación con el escenario de control. Sin

embargo, el despacho de energía hidroeléctrica mediante embalse cambia notablemente como una respuesta del sistema a la mayor presencia de recursos intermitentes, especialmente la energía solar. Mientras que en el escenario no intermitente la energía hidroeléctrica sigue en gran medida la demanda (es decir, se despacha en las horas más caras del sistema), en el escenario intermitente forzado, el envío de energía hidroeléctrica se concentra en horas no solares (ver la Figura 4). Este nuevo potencial rol de la energía hidroeléctrica sustenta la relevancia de contar con un activo mercado de servicios auxiliares en los cuales los generadores pueden recibir ingresos por proveer flexibilidad en lugar de sólo vender la energía.

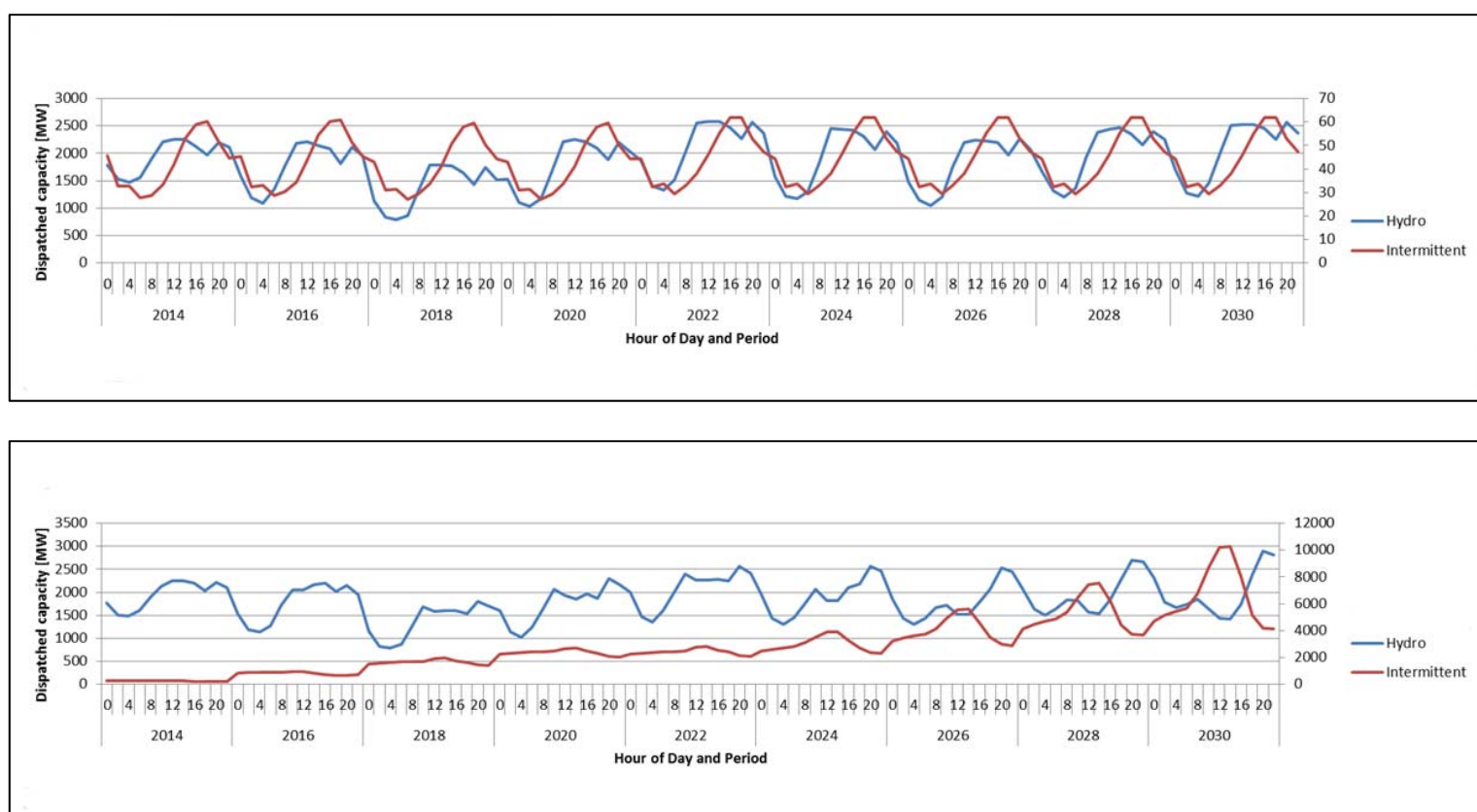


Figura 4: Generación promedio por hora de energía hidroeléctrica (azul) y energía solar + eólica (rojo) no intermitente (arriba) e intermitente forzado (abajo) para cada período.

Las turbinas de ciclo simple (para cubrir picos de demanda) y de ciclo combinado de gas natural, además de unas cuantas turbinas y motores a petróleo, proporcionan flexibilidad adicional en el primer lustro. ***Como puede verse en la Figura 5 a continuación, la capacidad despachable existente al 2011 proporciona suficiente flexibilidad al sistema para respaldar aproximadamente 25 veces la capacidad de las***

energías renovables intermitentes existente en 2013.

En el escenario no intermitente, la simulación muestra que la capacidad despachable flexible está actualmente sobre suministrada y el 40% de esta capacidad se retira hacia el 2022. Esto se explica por los cerca de 2 GW de generación a base de petróleo que existen actualmente en Chile, cuya operación es muy onerosa y que SWITCH reemplaza con alternativas.

En el escenario intermitente, sin embargo, solo con una adopción más amplia de energías renovables intermitentes hacia 2022-2024 se revierte esta tendencia y se instalan nuevas unidades de gas natural para proporcionar flexibilidad. Para el año 2030 hay 3,6 GW de capacidad despachable adicional en comparación con

el escenario no intermitente, y más de 25 GW de recursos intermitentes desarrollados. En promedio, el sistema chileno podría incorporar aproximadamente siete unidades de recursos intermitentes para una unidad de capacidad despachable de respaldo necesaria para la flexibilidad.

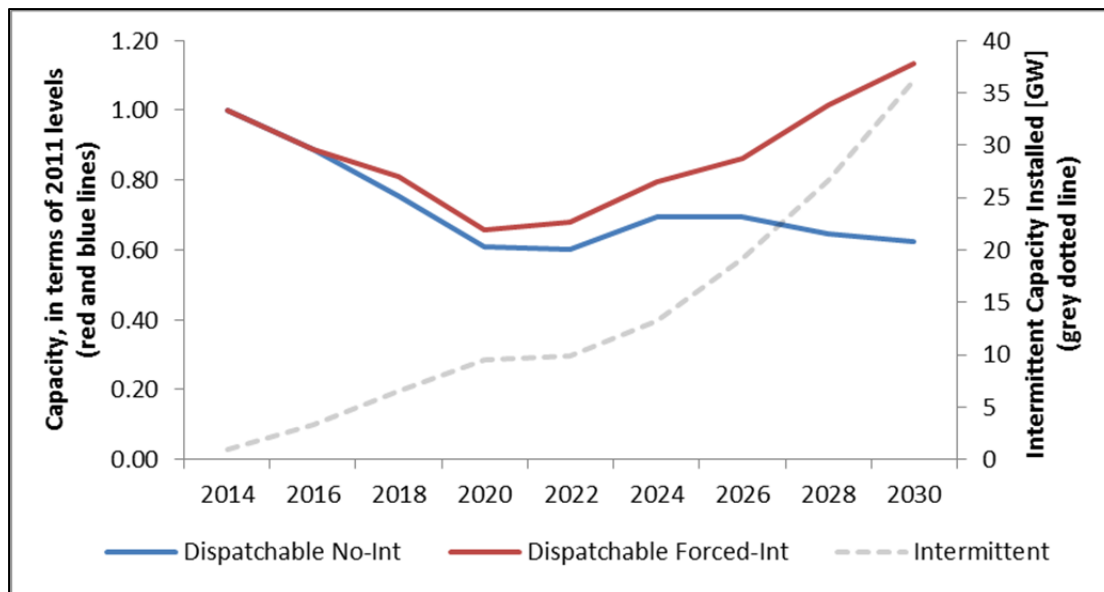


Figura 5: Evolución de la capacidad despachable en escenarios no intermitente e intermitente forzado. La línea punteada gris muestra la adopción de energía renovable intermitente en el escenario intermitente forzado.

4. La expansión costo-eficiente de la energía renovable centralizada depende de la expansión del sistema de transmisión

La expansión de transmisión impulsa los costos de integración y representa dos terceras partes de los costos de integración a nivel sistema. El costo social nivelado de la integración de 25 GW de recursos renovables intermitentes en este escenario es de USD 2,5/MWh en el período de operación de la red desde el 2014 hasta el 2031. Los resultados muestran que un sistema cuya expansión de transmisión se ve obstaculizada, presenta costos de integración que triplican los de una red que se expande de forma rentable.

SWITCH no tiene las limitaciones del mundo real respecto al desarrollo de transmisión eléctrica. En

contraste, el estado actual del sistema chileno está influenciado por los retrasos en la construcción de la transmisión en la última década, que SWITCH "corrige" mediante la expansión de transmisión existente al 50% de su capacidad actual después de los primeros cinco años (recordemos que utilizamos un año inicial o presente de 2011), como se muestra en líneas continuas en la Figura 6 a continuación.

En esta sección, utilizamos los mismos escenarios «sin intermitencia» e «intermitencia forzada» de la sección anterior para entender el impacto que tendrían restricciones en la tasa de expansión de la transmisión sobre la evolución del sistema.

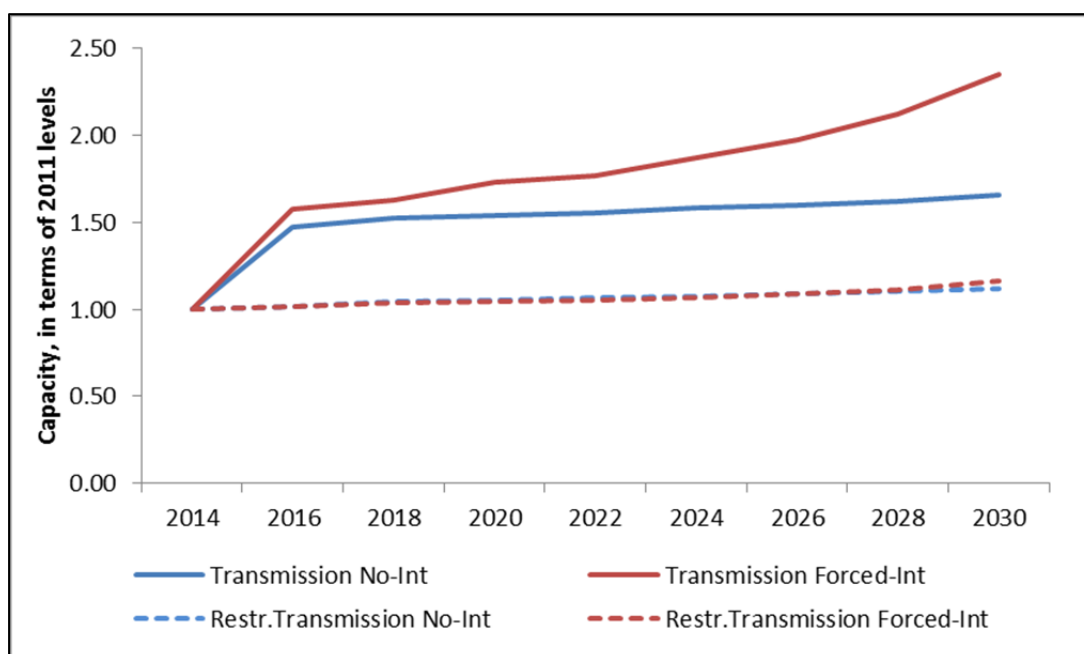


Figura 6: Expansión de la capacidad de transmisión de Chile. Las líneas continuas corresponden a los escenarios no intermitente e intermitente forzado originales; las líneas de trazo discontinuo corresponden a los mismos escenarios, pero con restricción en la tasa de expansión de la transmisión.

Como se ve arriba, la transmisión todavía crece significativamente en el escenario intermitente forzado original después de 2016, a medida que el sistema gana flexibilidad para poder aprovechar sus recursos intermitentes dispersos geográficamente. Para implementar 25 GW de capacidad intermitente durante el período de 20 años, el sistema añade aproximadamente más de 35 GW de capacidad de transmisión troncal en el escenario intermitente forzado en comparación con el escenario no intermitente para el año 2030.

Para comprobar cómo el sistema equilibra la transmisión y otras tecnologías para obtener flexibilidad, se impuso una restricción de "chequeo con la realidad" al impedir que el modelo de optimización instale más de un $X\%$ de capacidad de transmisión en el período $n + 1$ en comparación con la capacidad existente en el período n . El resultado de esto, en términos de expansión de la capacidad de transmisión, se puede observar en las líneas de trazo discontinuo en la figura 6 arriba. Para la primera mitad de la década se permite un crecimiento del 25%; a partir de entonces, se permite un 3% de tasa de crecimiento de capacidad máxima entre períodos en base a la tasa histórica de adiciones al sistema de transmisión en Chile.

El impacto de la transmisión restringida *no* reside en aumentar la flexibilidad del sistema a través de la

adición de capacidad despachable, sino de perder porciones de la generación renovable forzada y añadir un 40% más de energía de base alimentada a carbón en comparación con el escenario sin restricciones. En un contexto basado en el mercado, donde los generadores intermitentes tienen que vender su producción para ganar su beneficio, esta situación es inaceptable^{ix}. La restricción inicial de imponer una vía de crecimiento particular para los recursos renovables intermitentes es ciertamente ineficiente, pero revela la interdependencia fundamental entre la implementación de la transmisión, los recursos despachables y, eventualmente, el almacenamiento. Los resultados muestran que la interconexión SIC-SING desempeña un papel fundamental en el aumento de la flexibilidad del sistema y reducción de costos mediante la exportación de bloques de energía desde el SING durante el día y la exportación desde SIC en la mañana y noche.

Las restricciones que imponemos no están conectadas a ninguna prescripción de política ni tampoco los resultados de cualquier limitación real, sino que son un experimento para describir cómo luciría el mercado energético chileno al adoptar grandes cantidades de recursos renovables intermitentes. Dicho esto, podemos estimar la diferencia de costo nivelado entre los dos escenarios y sus equivalentes de transmisión restringida, para determinar los costos de integración aproximados.

Se calculan dos versiones de los costos USD/MWh: uno con la demanda total en el denominador y el otro con la producción intermitente en vez. El primero, capta un costo nivelado socializado, mientras que el segundo

supone sólo que los generadores intermitentes deben pagar los costos adicionales del sistema asociados con la implementación de la capacidad intermitente.^x

Escenario	Costos nivelados de integración [USD/MWh]	
	Cálculo en base a demanda	Cálculo en base a generación intermitente
Transmisión no restringida	0,70 + 1,78 = 2,48	2,97 + 7,56 = 10,53
Transmisión restringida	4,92 + 1,29 = 6,21	22,53 + 5,93 = 28,45

Tabla 1: Cálculos de los costos de integración para escenarios de transmisión restringida y no restringida. En negrita se destaca el diferencial del costo de generación (capacidad + operación) y en cursiva se expresa el costo de la transmisión.

En un caso sin restricciones de transmisión, la expansión de ésta impulsa los costos de integración y representa dos tercios del costo total del sistema. El costo social nivelado de la integración de 25 GW de recursos renovables intermitentes en este escenario es de USD 2,5/MWh en el período de operación de la red desde el 2014 hasta el 2031.

En un escenario de transmisión restringida, la situación se invierte: más del 75% del costo corresponde a los costos de generación, la mayoría de ellos para el carbón adicional que se utiliza para cubrir la energía intermitente perdida. Estos resultados muestran que un sistema con un mecanismo de expansión de transmisión obstaculizado presenta costos de integración que triplican los de una red que se expande de manera costo eficiente.

Las restricciones a la expansión del sistema de transmisión crean una transferencia de riqueza hacia otros generadores, particularmente aquellos basados en combustibles fósiles, que compensan la falta de expansión de la transmisión con una implementación más extensa y más costos operativos y de combustible.

Devengar estos costos de integración directamente a los generadores intermitentes que están impulsando estos costos adicionales implica una pesada carga para ellos, como podemos ver en la columna de la derecha de la Tabla 1. Estos resultados ponen de relieve dos conceptos clave: la costo-eficiencia de la ampliación de la capacidad de transmisión y la necesidad de socializar en todo el sistema los costos de integración devengados por las grandes cantidades de generación intermitente.

5. La reducción de las tasas de financiamiento de las energías renovables no convencionales reduciría sus costos y promovería su implementación.

La energía eólica es el recurso renovable no convencional más adoptado con entre 7 y 9 GW instalados en el 2030, alrededor del 20% de la capacidad instalada del sistema. La energía geotérmica es muy costo-eficiente: su potencial de 1,5 GW se desarrolla totalmente en todos los escenarios. La energía solar se instala principalmente en el SING; en el SIC + SING alcanza entre 1,7 y 3,6 GW en 2030, dependiendo de las tasas de financiamiento y costos de inversión.

En esta sección se presentan los resultados de varias simulaciones con sensibilidades sobre los costos de inversión y las tasas de financiamiento para unidades de energía solar fotovoltaica centralizada, turbinas eólicas y unidades de energía geotérmica^{xi}. Dado que los costos de inversión en celdas fotovoltaicas (PV) han estado decayendo de manera constante y se espera que la tendencia continúe, es relevante analizar cómo los cambios en los precios afectan su adopción futura. Además, a medida que las instituciones financieras nacionales comprenden mejor estas tecnologías y la incertidumbre del mercado se reduce, esperamos disminuciones en las tasas de financiamiento en los

próximos ejercicios. La figura 7 muestra los escenarios de sensibilidad en la tasa de financiamiento para cada tecnología y su evolución esperada en el tiempo. Para la energía geotérmica, por ejemplo, probamos tres tasas: un 11%, un 8% y un 5% que se mantuvieron constantes a lo largo de la simulación. Además, simulamos dos tasas decrecientes que reflejan la curva de aprendizaje de mercado antes mencionada.

Para la energía solar fotovoltaica centralizada, además de los programas de tasas de financiamiento, simulamos tres posibles escenarios de costos de inversión: 1.850 USD/kW en el 2014 a 1.024 USD/kW en el 2030 (BAU), 1.277 USD/kW en el 2014 a 686 USD/kW en el 2030 (EE2030 optimista) y 1.639 USD/kW en el 2014 a 1.030 USD/kW en el 2030 (SunShot^{xii}). Encontramos que la energía solar alcanza solo dos veces su capacidad instalada en 2030, en comparación con BAU, cuando se utilizan costos de inversión más bajos y una tasa de

financiamiento fija del 3%. En cuanto a la secuencia de implementación, esta tecnología se instala antes con bajas tasas de financiamiento y mejores factores de capacidad.

La energía solar se instala tan temprano como el 2014, conforme a escenarios de tasa de financiamiento y de costos de inversión más bajos, en el 2016 para un escenario de factor de capacidad alto y costos de inversión medios y en el 2024 en el escenario BAU. La energía solar se despliega principalmente en el SING; en el SIC + SING alcanza entre 1,7 y 3,6 GW en el 2030. Incluso, en escenarios de bajos costos de capital y bajas tasas de financiamiento, la implementación de la energía solar centralizada está limitada por las restricciones de almacenamiento y/o de diversidad y puede beneficiarse significativamente de programas de respuesta a la demanda y reducción en costos de almacenamiento.

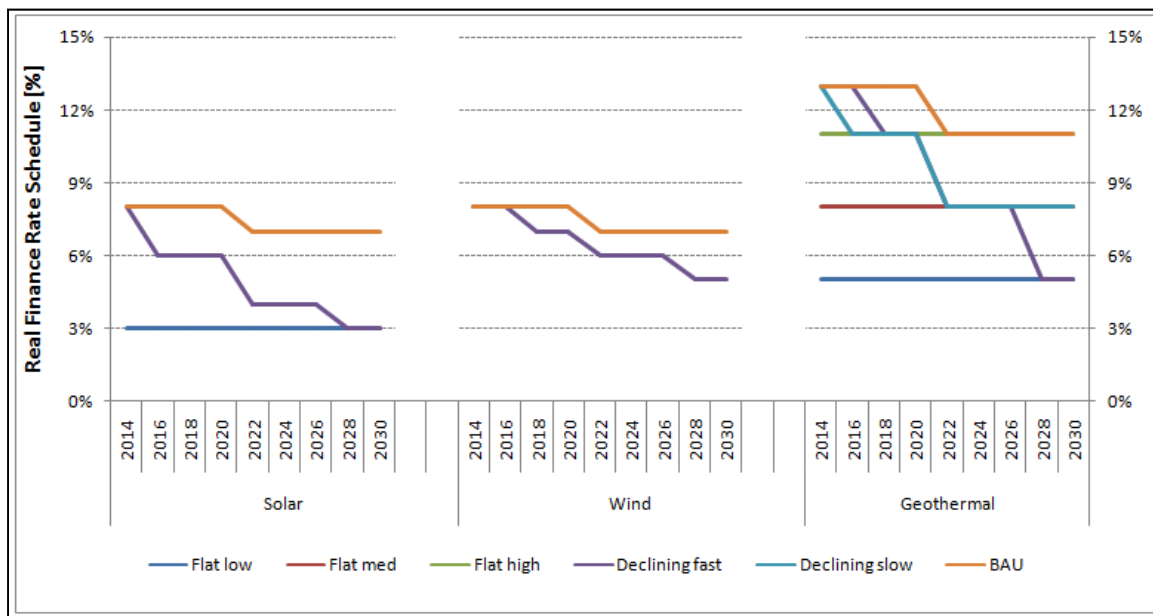


Figura 7: Programas de tasas de financiamiento utilizados como escenarios de sensibilidad para las tecnologías de energía solar fotovoltaica (izquierda), energía eólica (centro) y energía geotérmica (derecha).

La energía eólica es una tecnología más madura y hay menos incertidumbre en la evolución de los costos de inversión. Sin embargo, las tasas de financiamiento podrían disminuir con una mejor inversión de proyecto y bancabilidad de ellos en Chile. La implementación comienza a partir del 2014 tanto en el escenario BAU y de tasas de financiación decrecientes (Figura 6). Sin embargo, en el 2030 se instala un 22% más de capacidad, 8,7 GW frente a 7,1 GW, en el escenario de

tasas de financiamiento en disminución en comparación con el escenario BAU.

La energía geotérmica es un recurso costo-eficiente, cuya implementación se ve obstaculizada por insuficiente apoyo estatal para la exploración y la cobertura general de riesgos. Hemos probado diferentes programas de tasas de financiamiento decrecientes (Figura 7), ya que los costos de inversión están relativamente maduros para esta tecnología. Las

simulaciones muestran que los 1.500 MW de capacidad geotérmica disponibles se instalan en todos estos escenarios de sensibilidad, excepto en el escenario de tasa fija del 11%, donde alcanza un máximo de 1.060 MW instalados.

Sin embargo, la velocidad y secuencia de desarrollo varía ampliamente con los programa de tasas de financiamiento. La implementación más temprana de su capacidad total de 1.500 MW se produce en el año 2018 bajo el escenario de una tasa fija del 5%, seguido por la

tasa fija del 8% (plena capacidad implementada en 2020), luego el escenario de lenta disminución (2024) y finalmente la disminución rápida (2026). Teniendo en cuenta los escenarios de sensibilidad donde la energía geotérmica se implementó al máximo, una ejecución más temprana generaría un ahorro de entre USD 1 y USD 11 mil millones en comparación con el escenario BAU, lo que respalda la importancia de la adopción de políticas e incentivos que compartan los riesgos de exploración y explotación con operadores privados.

Referencias

- Acuña E., J. C. Pérez, J. Villalón, G. Villalón (2005) «Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País Período de Información: 1950-2050». Instituto Nacional de Estadísticas.
- Comisión Nacional de Energía, CNE (2005) «Balance Energético 2004», obtenido de <http://www.cne.cl/estadisticas/balances-energeticos>.
- Escenarios Energéticos 2030 (2013), «Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica».
- Mileva, A., Nelson, J. H., Johnston, J. y Kammen, D. M. (2013) «SunShot Solar Power Reduces Costs and Uncertainty in Future Low-Carbon Electricity Systems», *Environmental Science & Technology*, **47** (16), 9053 – 9060. [dx.doi.org/10.1021/es401898f](https://doi.org/10.1021/es401898f).
- Nelson, J. H., Johnston, J., Mileva, A., Fripp, M., Hoffman, I., Petros-Good, A., Blanco, C. y Kammen, D. M. (2012) «High-resolution modeling of the western North American power system demonstrates low-cost and low-carbon futures», *Energy Policy*, **43**, 436–447.
- O’Ryan, R., Diaz M., Clerc J. (2010) «Energy Consumption, Greenhouse Gas Emissions and Mitigation Options for Chile, 2007-2030», Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.
- Tidwell, V. C., L. Dale, G. Franco, K. Averyt, M. Wei, D. M. Kammen y JH Nelson. 2013. «Energy: Supply, Demand, and Impacts». En *Assessment of Climate Change in the Southwest United States: A Report Prepared for the National Climate Assessment*, editado por G. Garfin, A. Jardine, R. Merideth, M. Black y S. LeRoy, 240–266. Un informe preparado por Southwest Climate Alliance. Washington, DC: Island Press.
- Wei, M., Nelson, J. H., Greenblatt, J. B., Mileva, A., Johnston, J., Ting, M., Yang, C., Jones, C., McMahon, J. E. y Kammen, D. M. (2013) «Deep carbon reductions in California require electrification and integration across economic sectors», *Environmental Research Letters*, **8**, doi:10.1088/1748-9326/8/1/014038.

Apéndice A

En este apéndice se presentan más detalles sobre las características espaciales y temporales de SWITCH, así como una comparación adicional con el ejercicio realizado en Escenarios Energéticos 2030.

Resolución temporal de SWITCH

En la versión actual del SWITCH-Chile, el algoritmo toma decisiones de inversión para cada uno de diez períodos de dos años. Dentro de cada período, hay una serie de horas muestreadas que representan una hora específica del año simulado, para la cual se deben cumplir limitaciones de demanda y operativas. Se escogen doce horas del día de demanda mediana y máxima para cada mes del segundo año de cada período de inversión. En este informe, se simulan 10 períodos, con una división de 12 horas, lo que da lugar a $12 \text{ [horas muestreadas/día]} \times 2 \text{ [días/mes]} \times 12 \text{ [meses/año]} \times 2 \text{ [años/período]} \times 10 \text{ [períodos]} = 2.880$ horas muestreadas simuladas. Datos de demanda y recursos intermitentes - energía eólica, solar e hidroeléctrica de pasada – están sincronizadas en el tiempo, lo que permite reflejar las sinergias existentes entre la demanda y la disponibilidad de recursos al nivel horario. SWITCH puede utilizar varias condiciones hidrológicas diferentes para su simulación de 20 años. Para este informe, empleamos de forma predeterminada una condición hidrológica^{xiii} media.

Resolución espacial de SWITCH

En SWITCH dividimos la red eléctrica de Chile en 23 áreas de demanda. Las áreas de demanda (o nodos) están definidas a través de consideraciones eléctricas y criterios geográficos. Para Chile, las cuatro áreas de demanda en la red eléctrica del norte (el Sistema Interconectado del Norte Grande o SING) representan la división geográfica utilizada por el operador del sistema CDEC-SING. Las restantes dieciocho áreas de demanda representan los subsistemas de costos marginales utilizados por el operador del sistema CDEC-SIC de la red central (el Sistema Interconectado Central o SIC), mientras que un área de demanda representa el «extremo sur». Esta resolución espacial es tres veces más grande que el modelo utilizado para EE2030. Se asume que dentro de un área de demanda no hay limitaciones de congestión en la transmisión en el corto plazo, pero puede existir congestión en la transmisión entre áreas de demanda. La demanda existente y la generación se asignan a estos nodos en función de su ubicación en la red energética y los proyectos futuros se asignan al área de demanda particular donde se construirá. La transmisión existente se reduce a los corredores entre las áreas de demanda adyacentes y no adyacentes, y la transmisión futura se construye en base a estos corredores existentes y otros nuevos potenciales definidos por el usuario.

EE2030 no se basa en una optimización nacional general como en SWITCH. En el caso de EE2030, la optimización se realizó a partir de grupos hechos a medida de centrales eléctricas posibles. En contraste, SWITCH esencialmente construye una cartera de inversión que limita el tamaño de los proyectos específicos, pero se desacopla de las decisiones existentes al permitir que el algoritmo decida qué capacidad de una tecnología específica construir en un lugar determinado. Por ejemplo, SWITCH está dotado de un sitio para construir hasta un gigavatio (GW) de energía fotovoltaica (PV) solar, pero depende del modelo de optimización cuánto implementar en cada período. Esto captura una dinámica que los desarrolladores aislados no pueden, haciendo que SWITCH sea un verdadero planificador central con previsión perfecta. Si bien la hipótesis de planificación central es fuerte, sus resultados son muy útiles para evaluar los efectos de las disposiciones institucionales existentes en la optimización global y así derivar prescripciones útiles sobre aspectos del diseño cuantitativo y temporal/espacial para diseñadores de políticas públicas.

Notas

ⁱEl *Estándar de la Cartera de Energía Renovable* o RPS por sus siglas en inglés, es un instrumento regulatorio que en líneas generales requiere el suministro de capacidad y/o energía mínima mediante recursos elegibles basados en energías renovables, comúnmente solar, eólica, biomasa y geotérmica.

ⁱⁱEl análisis de Escenarios Energéticos 2030 (EE2030) utilizó la plataforma de modelado de PET, que tiene siete bloques de resolución trimestral, no representando factores de capacidad por hora de recursos intermitentes. También utiliza 8 nodos para representar los sistemas de transmisión SIC y SING, mientras que SWITCH utiliza 23, incluyendo el extremo sur para simular HidroAysén. PET tiene una mejor representación de la hidrología que SWITCH y ambos modelos son igualmente importantes en el análisis de las posibles rutas de crecimiento para el sector eléctrico chileno.

ⁱⁱⁱ SWITCH no prohíbe la construcción de las cinco unidades del proyecto HidroAysén, pero tampoco tiene la restricción de desarrollarlas simultáneamente. Bajo nuestros supuestos, otras centrales hidroeléctricas de menor escala, como Angostura y San Pedro, son instaladas entre el 2018 y el 2022.

^{iv}Las proyecciones de crecimiento poblacional tomadas del Instituto Nacional de Estadísticas (Acuña 2005).

^vEstos dos proyectos de carbón se habían sometido o estaban bajo el proceso regular de permisos ambientales y su desarrollo se interrumpió por decisiones políticas, debido al aumento de la presión pública sobre los impactos ambientales y sociales.

^{vi}Los costos del sistema nivelado representan el costo por kWh (en dólares reales) de la construcción y operación de una planta de generación e infraestructura de transmisión, a través de una planificación financiera y un ciclo de trabajo asumidos.

^{vii}Permitimos que SWITCH decida cuándo y cómo interconectar SIC y SING. SWITCH siempre propone interconectar lo antes posible (2016) con capacidades que varían entre 500 y 3000 MW dependiendo del escenario. Dado que se espera que la conexión se materialice en 2017, decidimos no forzar un retraso en nuestras simulaciones. Estos resultados de costo-efectividad coinciden con las conclusiones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en estudios anteriores.

^{viii} Recordemos que dado que no hay restricciones de cumplimiento ambiental, la reducción de las instalaciones alimentadas a carbón no proviene de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminantes.

^{ix}Tenga en cuenta que la energía derramada no se penaliza actualmente en el modelo SWITCH. La incorporación de un costo para la producción «sin vender» puede obligar a que la simulación busque acuerdos operativos rentables y vías alternativas de expansión de capacidad.

^xCabe destacar que varias ventajas de utilizar energía renovable no convencional no se contabilizan en absoluto, ni tampoco los costos de la energía derramada como se ha indicado anteriormente.

^{xi}Aunque SWITCH tiene la capacidad de simular energía solar distribuida, carecemos de datos para incluir proyectos fotovoltaicos residenciales y comerciales. Estamos trabajando para tener acceso a estos datos e integrar la energía solar distribuida en el futuro.

^{xii}La iniciativa SunShot es un Programa del Departamento de Energía de los EE. UU. que tiene como objetivo reducir los costos de los módulos a USD 1.000/kW para el año 2020.

^{xiii}Una condición hidrológica se define como el total de los afluentes en las diferentes cuencas donde existen embalses en Chile. Una condición hidrológica media se considera un año «normal» o mediano de precipitaciones y deshielo



OCTUBRE 2014

IMAGINANDO UN CHILE SUSTENTABLE
