



PONTIFICIA  
UNIVERSIDAD  
CATÓLICA  
DE CHILE

Centro de Políticas Públicas UC

# Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes

ANDRÉS PICA  
ENZO SAUMA  
Facultad de Ingeniería



TEMAS DE LA AGENDA PÚBLICA

Año 10 / N° 81 / agosto 2015  
ISSN 0718-9745

# Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes

ANDRÉS PICA  
ENZO SAUMA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

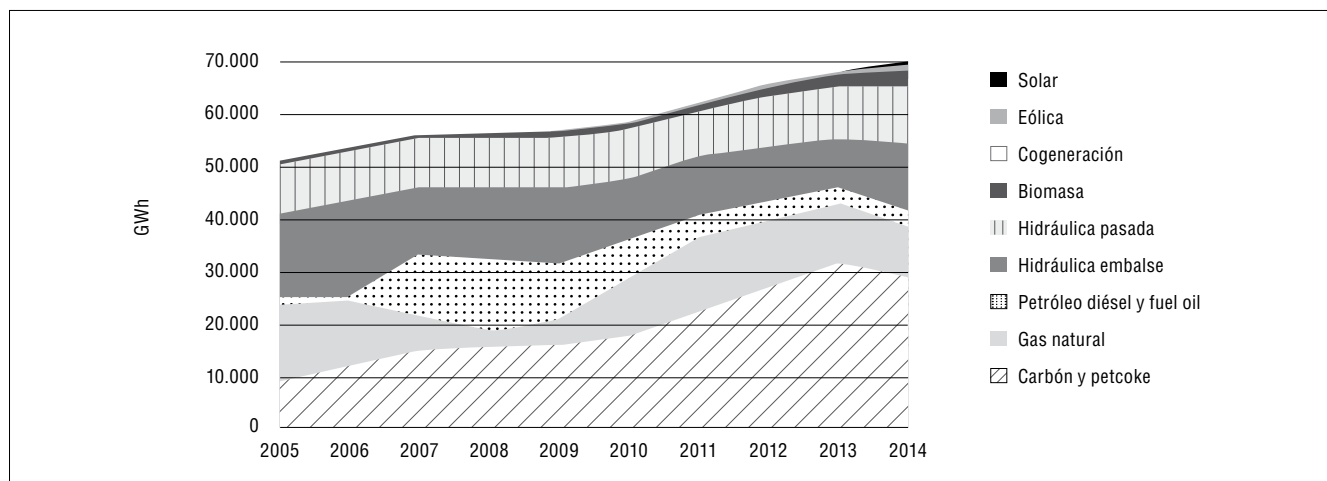
## Introducción\*

En la última década, la preocupación de la sociedad por el medio ambiente ha crecido de manera importante. La necesidad de disminuir la contaminación causada por la generación de electricidad a partir de carbón, gas y diésel (combustibles fósiles) ha llevado al desarrollo de tecnologías que tienen un menor impacto ambiental. Además, la creciente utilización de los combustibles fósiles cuestiona la disponibilidad y costos de estos a futuro. Es por esto que durante las últimas décadas se han desarrollado tecnologías de generación renovable

que permitan disminuir la polución y la dependencia de los combustibles fósiles.

La generación eléctrica en Chile se produce en una proporción importante a través de combustibles fósiles. En los últimos cuatro años un 65% en promedio ha sido generada a partir de fuentes fósiles, mientras que solo un 1% ha sido obtenida de fuentes de Energías Renovables No Convencionales Intermitentes (ERNCI) como la generación solar y eólica (CNE, 2014). En el siguiente gráfico se puede ver la evolución de la generación eléctrica en la última década.

Figura 1. Evolución de la generación eléctrica en Chile



Fuente: CNE, 2014.

\* Este trabajo contó con la participación de José Miguel Valdés y Andrés Pérez como ayudantes de investigación. El borrador de este documento fue presentado en un seminario realizado el 8 de mayo de 2015, en el que participaron como panelistas Christian Santana, jefe de la División de Energías Renovables del Ministerio de Energía; Rodrigo Solís, director de estudios y contenidos de Generadoras de Chile A.G.; y Carlos Silva, académico de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez. El panel fue moderado por el profesor de la Facultad de Agronomía e Ingeniería Forestal, Guillermo Donoso. Todos ellos entregaron valiosos comentarios.

A diferencia de las tecnologías convencionales (tal como carbón, gas, diésel e hidroeléctricas), la generación a través de ERNCI se caracteriza por ser variable y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por esto no pueden proveer electricidad de manera continua, por lo que requiere el complemento de otras tecnologías.

La investigación continua acerca de las tecnologías de generación eléctrica renovables no convencionales es fundamental para lograr el desarrollo de estas y así poder lograr precios competitivos en comparación con las alternativas convencionales (en base a combustibles fósiles e hidroeléctricas de gran escala). La curva de aprendizaje en el desarrollo de las tecnologías requiere tiempos importantes, usualmente décadas, por lo que los costos iniciales son bastante elevados, pero en la medida en que la tecnología avance, estos suelen reducirse paulatinamente. Es por esto que para impulsar el progreso de la energía renovable no convencional ha sido fundamental el apoyo de políticas de fomento a este tipo de energías. El tipo de estrategia ha diferido alrededor del mundo, pero los mecanismos más comunes han sido: subsidios (o créditos preferentes) a la inversión, subsidios a la tarifa y Sistema de Cuota a las Renovables (RPS<sup>1</sup>). Los dos primeros fueron ampliamente utilizados en Europa, permitiendo la masificación de los sistemas eólicos y solares fotovoltaicos en la primera década del siglo XXI, pero a un costo elevado<sup>2</sup> (Galetovic y Muñoz, 2008).

En Chile se optó por utilizar un Sistema de Cuota a las Renovables (RPS), lo que se concretó a través de la Ley 20.257<sup>3</sup>, promulgada en 2008, que estableció avanzar paulatinamente hasta un 10% de generación por medio de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al año 2024, partiendo desde un 5% en 2010. Esta política resultó bien evaluada, lo que llevó a que en 2013 se promulgara la Ley 20.698<sup>4</sup>, la cual modifica la meta de la Ley 20.257, subiéndola a un 20% de generación ERNC para el año 2025.

Producto de estas leyes, la generación eólica y solar en Chile alcanzó cerca de un 2,2% el año 2014 en comparación con un 0,8% el año 2013 y el 0% de 2008. Estas leyes han promovido la experiencia en ERNC en Chile, lo cual permitirá disminuir la contaminación ambiental y la dependencia de los combustibles fósiles a futuro. Sin embargo, se deben estudiar posibles consecuencias negativas, principalmente el impacto de la intermitencia de la generación proveniente de ciertas ERNC. La intermitencia se refiere a que ciertas centrales generadoras de electricidad no pueden controlar cuándo operar, debido a que funcionan cuando el recurso está disponible; esto ocurre para las tecnologías en base a recursos renovables, siendo más crítico para las tecnologías solares y eólicas, dado que su intermitencia es más alta y oscila mucho durante el día.

En el presente documento se analiza la situación de las ERNCI en el sistema eléctrico chileno y los potenciales impactos de la intermitencia en el sector eléctrico. Junto con esto se analizan alternativas de respaldo y se discute la necesidad de adaptación del mercado eléctrico chileno por parte de la autoridad ante el inminente aumento de generación de ERNCI y el riesgo de comprometer la confiabilidad de los sistemas eléctricos nacionales.

## Nueva Ley de ERNC

Chile ha seguido la tendencia internacional adoptando políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC). En el año 2008 el Congreso Nacional aprobó la Ley 20.257<sup>5</sup> estableciendo una obligación para las empresas eléctricas en el sentido que para el año 2024 el 10% de la generación provenga de ERNC. Esto aplica para todo sistema eléctrico con capacidad instalada<sup>6</sup> superior a 200 MW –por ahora, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING)–. La ley define como ERNC a las centrales eléctricas de generación renovables tales

1 RPS: *Renewable Portfolio Standard*. Es una de las políticas de incentivo a las energías renovables más utilizadas, en la cual se fija que un porcentaje mínimo de la generación de energía debe ser producida a través de fuentes renovables (Sauma, 2012). El incumplimiento de estas cuotas conlleva el pago de multas por parte de las empresas consumidoras y/o generadoras.

2 Las políticas de promoción a las energías renovables implicaron un costo público de 41.000 millones de euros en 2012 en la Comunidad Europea (Alberici et al, 2014).

3 Ley que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

4 Ley que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.

5 Ley 20.257, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

6 Capacidad instalada: máxima capacidad de producción de energía de una producción medida en *watts* (W).

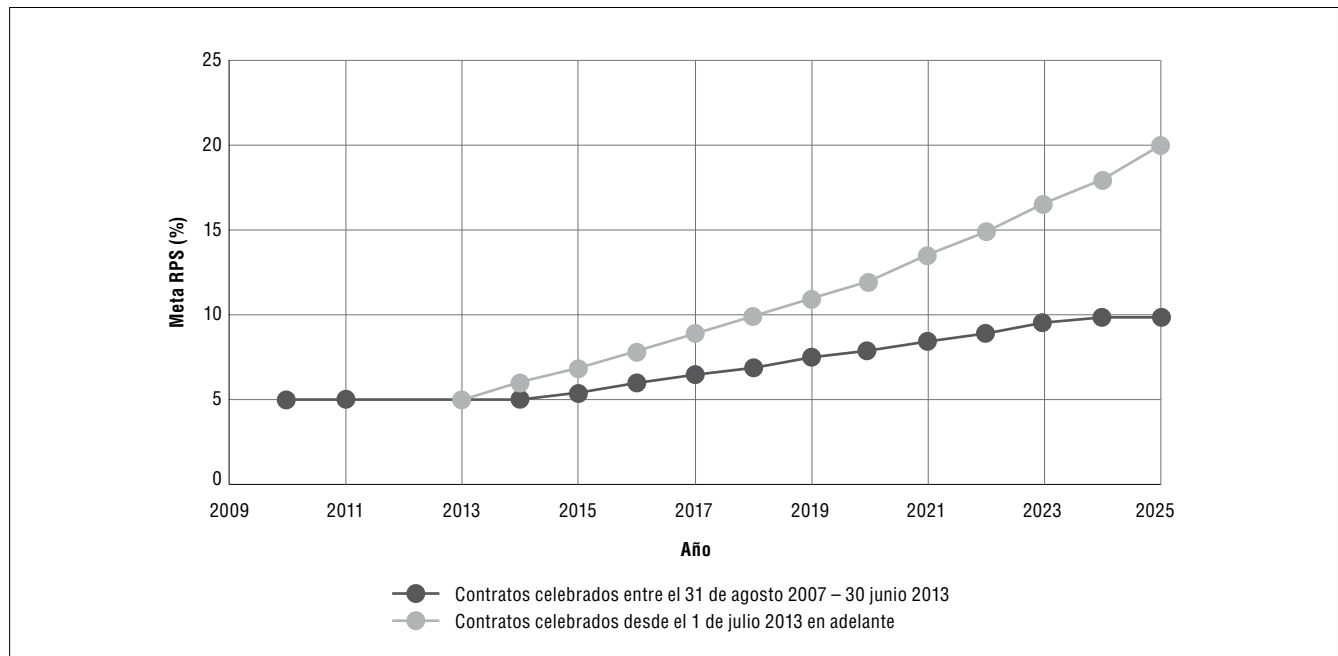
como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión Nacional de Energía.

La ley permite que las empresas transen sus excedentes de energía renovable, a través de un sistema de certificados transables de energía (REC<sup>7</sup>). Pueden utilizarse certificados producidos con un año de anterioridad para cumplir con las metas establecidas en la Ley 20.257. Adicionalmente, aquellas empresas que no acrediten cumplimiento, deben pagar un cargo de 0,4 UTM por cada MWh. En caso de que las compañías eléctricas rein-

cidan, dentro de los tres años posteriores luego de haber cometido una infracción, la multa asciende a 0,6 UTM por cada MWh (Ley 20.257).

En el año 2013, la Ley 20.698<sup>8</sup> realizó modificaciones a la Ley 20.257, estableciendo una meta de un 20% al año 2025. En la Figura 2 se presenta el esquema de cumplimientos para los contratos celebrados entre el 31 de agosto de 2007 y el 30 de junio de 2013, junto con las metas para contratos establecidos a partir del 1 de julio de 2013. De esta manera, al año 2025 los contratos antiguos tendrán que cumplir una meta de 10%, mientras que los nuevos contratos tendrán un 20% de meta asociada.

Figura 2. Meta Ley ERNC (%) versus año para contratos antiguos y nuevos



Fuente: Ley 20.257 y 20.698.

Esta ley representa una gran señal para la planificación energética nacional, ya que se definen metas claras y graduales que crecen paulatinamente, afectando solo a los nuevos contratos. Las principales fortalezas de esta política nacional, que la diferencia de las políticas de subsidios tarifarios a las ERNC –criticadas fuertemente por los altos costos sociales involucrados–, son (Galetovic y Muñoz, 2008):

- **Válvulas de escape:** la estrategia establece “válvulas de escape” por medio de multas al incumplimiento de estas metas, que controlan un eventual sobre costo excesivo asociado a esta política.
- **No hay gasto fiscal:** el Estado no genera compromisos a largo plazo de financiar proyectos económicamente inviables, como podría ocurrir en caso de haber un subsidio. Los proyectos son presentados por

7 REC: *Renewable Energy Credits*. Es un sistema donde se establecen créditos (o bonos) asociados a la cantidad de energía producida en base a ERNC. Estos créditos pueden comprarse y venderse entre privados, lo que facilita el cumplimiento de las obligaciones definidas en la ley.

8 Ley que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.

privados (dada una rentabilidad esperada aceptable) y la energía generada es comprada por consumidores que están dispuestos a pagar ese precio. La ley incentiva la generación de contratos de ERNC. Esto reduce el riesgo de la inversión en estas tecnologías, lo que facilita el financiamiento y así disminuyen los costos de capital en este tipo de proyectos.

- **Gradualidad:** la ley establece metas que crecen paulatinamente y no afectan contratos anteriores a la promulgación de la ley. En caso de existir costos elevados en las tecnologías ERNC, los costos de la electricidad aumentarían paulatinamente, mientras que en caso contrario, la implementación podría superar la exigencia de las metas. La ley da tiempo para que cuando existan metas de ERNC más altas que las actuales, las tecnologías hayan alcanzado una mayor madurez tecnológica, y así sean más competitivas (International Energy Agency (IEA), 2012).
- **Diversidad de alternativas:** la ley establece un amplio grupo de tecnologías que califican para cumplir esta meta, sin limitarse a fomentar una categoría restrictiva tal como podría ser el grupo de generación fotovoltaica y eólica. De esta manera, al no incentivarse la inversión en ciertas tecnologías por sobre otras, los privados pueden invertir sobre la base de un criterio de mínimo costo. Esto abre las puertas a que cualquier sistema ERNC que tenga una reducción acelerada de sus costos pueda implementarse.

Todas estas ventajas han llevado a una introducción de ERNC más acelerada. Analizando el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), un 5,85% de la generación total de energía provino de ERNC al año 2013 (Centro de Energías Renovables (CER), 2014), bastante más de lo establecido por ley, que exige un 5% entre los años 2010 y 2014. Durante 2014, tras la promulgación de la modificación de la ley, este efecto se ha acelerado aún más. Durante 2014, la participación de las ERNC llegó a un 7,9% de la matriz energética total (CNE, 2014), representando un 13% de los retiros afectos, 2,6 veces lo exigido por la ley.

A pesar de los grandes beneficios que tiene asociados la ley de fomento a las ERNC, existen riesgos en el mediano plazo en lo que respecta a la adecuada operación de los sistemas eléctricos. Esto se debe al incremento de generación en base a tecnologías intermitentes (ERNCI). Para los fines de este análisis, entenderemos que caen en esta categoría las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas.

Estamos dejando fuera otras tecnologías ERNC que podrían considerarse intermitentes, como las centrales mini-hidro y solares de concentración, dado que relativamente su problema de intermitencia es menor. Estos riesgos son un desafío a nivel mundial que debe resolverse para permitir una mejor integración de las distintas tecnologías a los sistemas eléctricos.

### Problema de la intermitencia en la generación eólica y solar

Ambientalmente se pueden identificar beneficios netos importantes asociados a la generación ERNCI. Sin embargo, dada la gran incertidumbre y variabilidad en la disponibilidad de tales recursos es un gran desafío su integración al sistema eléctrico (Bird et al, 2013).

La variabilidad y la incertidumbre son dos conceptos muy relevantes en relación a la generación de energía renovable. La variabilidad se refiere al comportamiento inconstante de un fenómeno, debido al cambio en una condición. Por ejemplo, la generación de energía solar fotovoltaica varía entre día y noche. La incertidumbre se refiere a que un fenómeno sea difícil de predecir con precisión, y por ende no se puede pronosticar su comportamiento para un evento específico. Por ejemplo, la generación de energía eólica se define como incierta, ya que depende de la velocidad del viento, la que no se puede caracterizar con precisión.

Entonces existe un límite en la generación máxima de centrales ERNCI que cambia en el tiempo (variabilidad) y ese límite no puede ser pronosticado con perfecta precisión (incertidumbre) (Ela & O'Malley, 2012). Todo tipo de centrales están sujetas a variabilidad (paro por mantención programada) e incertidumbre (paro por fallo en el sistema), pero la magnitud de estos fenómenos difieren.

A diferencia de las tecnologías convencionales (tal como carbón, gas, diésel e hidroeléctricas), la generación ERNCI se caracteriza por ser variable y dependiente de las condiciones climáticas. Por ejemplo, la predicción de la generación solar fotovoltaica en el norte de Chile tiene menos incertidumbre asociada que la generación eólica, ya que la radiación solar se puede pronosticar de mejor forma que la fuerza del viento. Es por esto que la energía eólica es conocida como el recurso energético con mayor incertidumbre asociada (Rahimi et al, 2013).

A medida que las tecnologías de ERNCI alcancen mayores niveles de penetración, la intermitencia inherente

asociada a estas puede llegar a ser muy importante, impactando la gestión del sistema eléctrico (Anderson & Leach, 2004). La intermitencia podría causar que la demanda del sistema eléctrico pueda quedar insatisfecha, lo que depende de la capacidad de almacenamiento y de la forma de operación de cada sistema. Esto conlleva la necesidad de mantener un balance entre generación de electricidad y demanda (Black & Strbac, 2006). Para evitar que esto se convierta en un problema, es necesario gestionar este fenómeno de manera anticipada.

### ERNCI en el sistema eléctrico chileno

En la presente sección se realiza un análisis de la ERNCI en el sistema eléctrico chileno. Para esto se

analizó el perfil de las centrales eólicas y solares que entraron en operación hasta septiembre de 2014 en el SIC, en todo su ciclo de operación. Se estudiaron 14 centrales eólicas y 10 plantas solares. En la Tabla 1 se presenta el factor de planta<sup>9</sup> promedio de cada una de las centrales de generación ERNCI, analizadas en el periodo comprendido entre su entrada al SIC y septiembre de 2014.

El factor de planta promedio ponderado del SIC entre enero de 2011 y septiembre de 2014 es de 0,22 para centrales eólicas y 0,20 para centrales solares. La central eólica que tiene un mayor factor de planta promedio para el periodo en estudio corresponde a la de San Pedro, con un 40%, mientras que Punta Co-

Tabla 1. Factores de planta centrales eólicas en Chile

Tipo de central	Región	Central	Inicio periodo de estudio	Factor de planta promedio
Eólica	Coquimbo	Canela 1	Enero 2011	0,16
		Canela 2	Enero 2011	0,22
		Monte Redondo	Abril 2011	0,26
		Punta Colorada Eólica	Noviembre 2011	0,08
		Talinay	Marzo 2013	0,27
		Totoral	Enero 2011	0,20
		El Arrayán	Abril 2014	0,22
	O'Higgins	Ucuquer	Marzo 2013	0,29
	Bío Bío	Cristoro Lebu	Enero 2011	0,28
		Negrete	Diciembre 2013	0,29
	Los Lagos	San Pedro	Abril 2014	0,40
Solar	Antofagasta	Santa Cecilia	Abril 2014	0,20
	Atacama	Diego de Almagro	Mayo 2014	0,10
		Llano de Llampos	Enero 2014	0,25
		Salvador RTS	Enero 2014	0,24
		Solar San Andrés	Febrero 2014	0,22
	Coquimbo	PSF Lomas Coloradas	Julio 2014	0,19
		PSF Pama	Julio 2014	0,18
		SDGx01	Octubre 2013	0,06
		Tambo Real	Diciembre 2012	0,08
	Metropolitana	Techos de Altamira	Abril 2014	0,01

Fuente: CDEC-SIC, 2014.

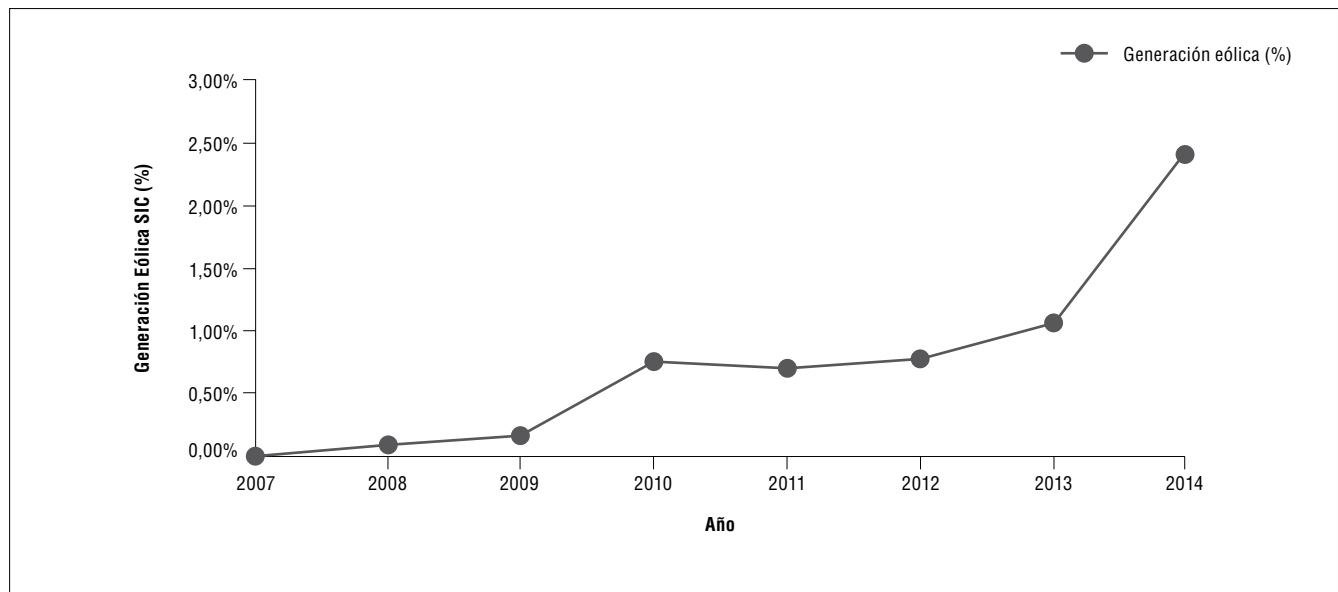
<sup>9</sup> Factor de planta: indicador que relaciona la cantidad de energía producida por una central dividida su máxima capacidad de producción. En palabras simples, el factor de planta indica la fracción del tiempo en que la planta está operativa durante el año.

$$Fp = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Máxima capacidad de generación}}$$

lorada Eólica tiene el menor valor, con un 8%. Esto quiere decir que existe importante variabilidad del recurso dependiendo de la localidad, donde una planta está produciendo electricidad el 40% del tiempo, mientras que otra planta está produciendo solamente el 8% de las horas del año. Analizando las centrales solares, la que tiene mayor factor de planta promedio corresponde a Llano de Llampos, con un 25%, mientras la que tienen menor factor corresponde a Techos de Altamira, con un 1%, esto debido a que se encuentra en Santiago y solo se analizó la generación en los meses de otoño-invierno (abril - septiembre 2014). El año 2011 el SIC tenía una capacidad instalada ERNCI de alrededor de 130 MW aumentando a cerca de 991 MW a fines de 2014, lo que representa un incremento del 662%.

La Figura 3 muestra la evolución de la generación de ERNCI en el SIC como porcentaje de la generación total. Es posible observar que la generación ERNCI del SIC aumenta desde un 0,01% el año 2007 hasta un 2,3% al año 2014. El aumento se ve profundamente afectado por las leyes de fomento a las ERNC. A pesar de que la Ley 20.257 regiría a partir del año 2010, se ve un aumento notable en la generación ERNCI desde el año 2008 (en el cual se promulgó la ley). Claramente las generadoras comienzan a prepararse para el cumplimiento de la ley aumentando la generación de ERNCI. Hasta el año 2010, la generación de ERNCI aumenta de manera notable, pero luego se mantiene más bien estable hasta la promulgación de la Ley 20.698, tras lo cual aumenta nuevamente en los años 2013 y 2014.

Figura 3. Evolución generación eólica en el SIC (%), 2007-2014



Fuente: CDEC-SIC, 2014.

En la Tabla 2 se muestra la necesidad de respaldo ERNCI en el SIC. Aquí se considera el respaldo necesario para asegurar completamente el abastecimiento de la demanda eléctrica. Es posible ver que la necesidad de respaldo tiende a aumentar notablemente en el tiempo. Esto se debe principalmente a que la capacidad instalada del sistema ha ido aumentando en el tiempo, por lo que a pesar de que la diversificación de las centrales ERNCI puedan compensar en parte sus generaciones, la necesidad de respaldo irá creciendo.

Tabla 2. Factores de planta centrales eólicas en Chile

Año	Necesidad de respaldo (MWh)
2011	88
2012	78
2013	113
2014	230

Fuente: CDEC-SIC, 2014.

## Potenciales impactos de la intermitencia en el sistema eléctrico

En esta sección se analiza el impacto en los costos y en el incremento de la probabilidad de falla del sistema eléctrico que puede causar la intermitencia de la generación solar y eólica.

### Impacto en los costos del sistema

El aumento de la penetración de las ERNCI conlleva la necesidad de aumentar la disponibilidad de centrales que puedan producir energía de forma permanente<sup>10</sup> y así tener energía de reserva en aquellos momentos en que las centrales renovables no están disponibles. Una mayor participación eólica y solar implica que las centrales de potencia firme tengan que operar a menores niveles de producción o contar con sistemas de almacenamiento de electricidad para permitir la entrada de las ERNCI. De esta manera, es fundamental estudiar las distintas alternativas de respaldo que permitan disminuir los impactos económicos de una mayor penetración de energía renovable (Olmedo y Clerc, 2013).

El aumento de las ERNCI también conlleva la necesidad de incrementar la capacidad del sistema de transmisión. Esto se debe a que se necesitan transmitir mayores flujos de electricidad ante la posible falta de energía causada por la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes (Olmedo y Clerc, 2013).

Con relación a la distribución, para gestionar la interacción entre la variabilidad en los flujos y en la demanda, se requieren importantes inversiones en tecnologías de información necesarias para optimizar la operación diaria del sistema eléctrico (Batlle, 2014). Esto se podría resolver en parte con inversiones en infraestructura de medidores inteligentes, por ejemplo. Usualmente la sincronización de los sistemas se realiza a través de sistemas de posicionamiento global (GPS) con el fin de obtener datos precisos para la gestión de la red (Kreusel, 2004).

### Incremento de la probabilidad de falla del sistema

Todo sistema eléctrico tiene cierta capacidad para responder ante contingencias, la que depende de la capacidad de almacenamiento y de la forma de operación del sistema. Sin embargo, generalmente hablando, a medida que aumenta la penetración de las ERNCI, existe mayor probabilidad de falla del sistema (si no se

toman las medidas necesarias). Esto se debe a que al contar con un mayor número de centrales intermitentes se dificulta el equilibrio necesario entre electricidad producida y consumida. Pequeñas desviaciones en el equilibrio perfecto pueden causar variaciones en la frecuencia de electricidad de corriente alterna, lo cual afecta la estabilidad del sistema.

En caso de no invertirse de manera adecuada en generación de reserva que permita tener disponibilidad de energía inmediata ante cualquier contingencia y en sistemas de transmisión y distribución capaces de soportar problemas relacionados con la intermitencia, se pueden producir fallas en el sistema.

### Alternativas de respaldo

En esta sección se discuten las principales alternativas de respaldo incluyendo sistemas de almacenamiento de energía y centrales de respaldo que puedan inyectar electricidad ante contingencias del sistema.

Para enfrentar este problema se deben diferenciar las soluciones que permiten respaldar generación solar fotovoltaica (generación oscilante, pero predecible y con variaciones paulatinas), de opciones más limitadas para respaldar la generación eólica (muy poco predecible y con variaciones abruptas). En relación a esto, todas las tecnologías que pueden respaldar generación eólica pueden hacerlo también para sistemas fotovoltaicos, pero no al revés.

### Tecnologías de respaldo de energía

La generación de gas natural y diésel puede ser utilizada para respaldar la intermitencia de la generación de ERNCI, debido a que estas tecnologías permiten una rápida respuesta ante contingencias, por lo que podrían ser útiles para compensar las oscilaciones poco predecibles de la generación eólica.

Las centrales diésel pueden tener una rápida respuesta en cualquier condición, pero tienen un gran costo de operación. Por su parte, las centrales de gas natural necesitan operar a mínima o mediana capacidad para poder tener una rápida respuesta. A niveles importantes de penetración renovable y, por ende, a gran necesidad de respaldo, el hecho de que las centrales operen a mediana capacidad podría ocasionar que las centrales termoelectricas no recuperen sus costos de inversión (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2014).

<sup>10</sup> Denominadas centrales de potencia firme.



Con la regulación actual, frente a una alta penetración de ERNCI, las centrales que proporcionan el servicio de respaldo serán diésel, generando un alza en el costo marginal de generación de todo el sistema. Este es el escenario menos deseado para los consumidores de electricidad porque conlleva un fuerte incremento en los precios finales de la energía.

Con respecto a la generación solar fotovoltaica, dado que se sabe con bastante precisión cuánta energía se produ-

cirá al día siguiente por hora, es posible respaldar esta tecnología con otras alternativas tradicionales que no tienen rápida respuesta, tal como la generación a carbón o generación a partir de hidroeléctrica de embalse.

En la Tabla 3 se presentan los Costos Nivelados de la Energía (LCOE<sup>11</sup>) referenciales y los parámetros sobre los cuales se calcularon a modo de ejemplo. Esto se realizó para las tecnologías tradicionales cuando operan como respaldo:

Tabla 3. **Costos de las tecnologías de respaldo de energía**

	<b>Carbón</b>	<b>Gas Natural en Ciclo Combinado (GNCC)*</b>	<b>Diésel</b>	<b>Embalse</b>
<b>Supuestos para el cálculo de los costos</b>				
Inversión central [USD/KW]	2.300	800	500	3.000
Costo operación [USD/MWh]	40	70	250	5
Vida útil [años]	40	20	20	40
Factor de planta original	90%	90%	90%	70%
Factor de planta como respaldo	78%	74%	70%	70%
<b>Costos nivelados calculados</b>				
LCOE original [USD/MWh]	70	82	257	55
LCOE como respaldo [USD/MWh]	74	84	260	55

Fuente: elaboración propia.

\*Ciclo Combinado se refiere a las centrales que pueden operar usando tanto gas natural como petróleo diésel.

Como se puede ver, en base a los parámetros (inversión central, costo operación, vida útil y factor de planta) es posible calcular los costos nivelados de la electricidad (LCOE). Este indicador nos dice cuánto debiera ser el precio promedio de venta de la electricidad producida por una tecnología para cubrir todos los costos asociados a su producción, incluyendo el pago de la inversión. Esta última es muy susceptible a la proporción del tiempo que opera la central (factor de planta), esto porque si una central opera un 80% de las horas del año, en vez de un 40%, el costo de la inversión por MWh producido baja a la mitad. Como se puede apreciar, el incremento en los costos para las distintas tecnologías tradicionales operando como respaldo no resulta muy significativo (entre un 0% y un 5,4%).

Debido al avance de la tecnología, se han creado otros mecanismos de respaldo basados principalmente en el

concepto de almacenamiento de energía, lo cual se detalla en el siguiente inciso.

### **Tecnologías de almacenamiento de energía**

Los sistemas de almacenamiento capturan electricidad de la red cuando existe superávit de electricidad y costos bajos para despacharla cuando existe un déficit y costos altos. Los costos marginales de la electricidad se calculan hora a hora para cada sistema y dan cuenta de la estrechez energética a cada momento. Idealmente quisiéramos mantener costos marginales promedio bajos, dado que da cuenta de un sistema energético confiable. Analizando como ejemplo el SING durante el año 2013, la diferencia entre los costos marginales del primer quintil (20% de horas con el menor costo marginal) y el quinto (20% de horas con el mayor costo marginal) del año fue mayor a 300%. De esta manera, el almacenamiento de

11 LCOE: *Levelized Costs of Energy*.

energía permite aprovechar estas diferencias importantes de costos de la electricidad.

Actualmente, el mecanismo de bombeo de agua en embalses (PHS<sup>12</sup>) y el almacenamiento de energía a través de aire comprimido (CAES<sup>13</sup>) son los únicos dos sistemas de reserva de energía a gran escala disponibles comercialmente (Akhil et al, 2013).

En el mecanismo de PHS se cuenta con dos reservorios de agua a diferentes alturas. El agua se bombea del reservorio inferior al superior cuando los costos marginales son bajos y en periodos de costos marginales altos se genera electricidad. Esta técnica, pese a tener pérdidas en términos energéticos importantes (tienen una eficiencia de entre 65% y 80%), suele ser eficiente económicamente, dado que las diferencias de costos marginales dentro de un día presentan fuertes variaciones. La capacidad del sistema depende del volumen y de la altura de caída del agua (Ibrahim et al, 2008). Esta es una tecnología de almacenamiento madura, que cuenta con más de 129 GW en operación en todo el mundo (Akhil et al, 2013), representando así un 99% de la capacidad instalada mundial de sistemas de almacenamiento de energía (Zhao et al, 2014a).

Para aplicarlo como sistema de respaldo de la ERNCI se considera una tecnología madura, con una alta capacidad de almacenamiento de energía y potencia, con una larga vida útil, con bajos costos a gran escala, alta eficiencia y pequeñas pérdidas por descarga. Sin embargo, debido a que se necesitan condiciones geográficas particulares, existen limitantes en la instalación de estas centrales. Otra consideración es que esta tecnología es recomendable para la implementación de sistemas híbridos, donde la ERNCI genera solo para almacenar y es el embalse el que inyecta energía a la red, dado que no pueden tener una respuesta instantánea para suplir las deficiencias de energía debido a las fluctuaciones sorprendidas de la generación eólica (Zhao et al, 2014b). Las desventajas de esta tecnología son que requieren largos tiempos de construcción y una gran inversión de capital (Daim et al, 2012).

El almacenamiento de energía a través de aire comprimido (CAES) es un sistema bastante similar a la reserva en embalse en términos de aplicaciones y capacidad de al-

macenamiento. Cuando la electricidad se encuentra con costos marginales bajos, el aire es comprimido y guardado bajo presión, para luego ser expandido en tiempos de costos marginales altos, activando una turbina de generación eléctrica (ESA, 2014). Actualmente existen dos plantas en operación de este tipo; en Alemania y Estados Unidos (Akhil et al, 2013). Lamentablemente cuentan con eficiencias bajas (entre un 40% y un 50%). Si consideramos esta opción de respaldo para las ERNCI, tenemos ventajas muy similares al PHS, teniendo una gran capacidad de almacenamiento de energía y potencia, bajos costos a gran escala y una larga vida útil. De manera análoga al PHS requiere sitios especiales tales como pozos interiores, alta inversión de capital, necesitan gas como insumo y tienen asociado un largo tiempo de construcción (Daim et al, 2012).

Otro sistema de almacenamiento consiste en los volantes de inercia, los cuales almacenan energía cinética a través del giro de una masa con bajas pérdidas de fricción. Un motor-generador acelera la masa para luego obtener la energía cinética<sup>14</sup> (ESA, 2014). Los volantes de inercia son un tipo de tecnología con una rápida respuesta y eficiencia entre 70% y 80%. Los volantes de inercia se caracterizan por tener una alta densidad de potencia, alta eficiencia, bajas limitaciones territoriales para su ubicación, bajos costos de mantención mientras que tienen asociada una baja densidad de energía, un costo inicial alto por KWh y grandes pérdidas (Daim et al, 2012). Sin embargo, actualmente estos sistemas tienen una corta duración y no son atractivos para apoyar en gran escala a la red eléctrica (Akhil et al, 2013).

Los volantes se utilizan principalmente para responder a rápidas fluctuaciones en la generación de viento (Zhao et al, 2014b).

El almacenamiento de energía a través de baterías provee una rápida respuesta para adaptar el sistema a los cambios en la demanda, no tienen limitaciones territoriales para su ubicación y tienen una alta densidad de energía y capacidad, es decir, tienen una alta relación de almacenamiento de energía y potencia en comparación con el espacio físico. La principal tecnología son las pilas de sulfuro de sodio (NaS). Se utilizan para el soporte de la red de distribución y la integración de energía eólica. Actualmente, 316 MW de instalaciones

12 PHS: *Pumped Hydro Storage*.

13 CAES: *Compressed Air Energy Storage*.

14 Energía asociada al movimiento de un cuerpo.

con baterías NaS han sido desarrolladas en el mundo, representando 1896 MWh de generación (Akhil et al, 2013). Otros tipos de baterías son las de ácido plomo (Ácido-Pb), ion litio (Li-ion), redox de vanadio (VRB), zinc bromo (Zn-Br), zinc aire (Zn-Aire), sodio níquel cloro (NaNiCl<sub>2</sub>) y hierro cromo (Fe-Cr) (Yekini Suberu et al, 2014). Algunas barreras en la utilización masiva de las baterías para la integración ERNCI tienen que ver con los altos costos, las eficiencias bajas de algunas alternativas, el hecho de que la mayoría de las baterías contengan metales tóxicos y tengan un número limitado de ciclos de vida útil. Las baterías de flujo tales como las VRB y las Zn-Br pueden tener un rol importante en el futuro para aplicaciones de gran escala.

Para comparar económicamente las tecnologías de almacenamiento, podemos utilizar el costo nivelado de la energía almacenada, lo que corresponde al cálculo de un costo constante por unidad de generación. Este valor corresponde al costo asociado a cada MWh de producción debido a los costos de inversión, operación y mantenimiento. En la Tabla 4 se presenta un resumen de los costos nivelados, a nivel mundial, asociados a cada una de estas tecnologías (Akhil et al, 2013).

Tabla 4. **Costos de las tecnologías de almacenamiento de energía**

Tecnología	Costos nivelados de energía (\$/MWh)
PHS	160 - 220
CAES	120 - 210
Volantes	385
NaS	259 - 294
Ácido-Pb	320 - 1680
Li-ion	680 - 1150
VRB	420 - 805
Zn-Br	195 - 880
Zn-Aire	160 - 200
NaNiCl <sub>2</sub>	310 - 905
Fe-Cr	65 - 248

Fuente: Akhil et al, 2013.

## Discusión de tecnologías

Para comparar las tecnologías hoy, es necesario traducir el impacto que estas tendrían en los costos nivelados de las ERNCI. Para ilustrar esto se analizará qué ocurre al planificar sistemas de generación respaldados, distinguiendo lo que ocurre con las centrales eólicas en comparación con las solares. Para realizar esta comparación debemos conocer la inversión requerida por las centrales ERNCI, el factor de planta original (% de las horas de un año que la central funciona sin respaldo) y el factor de planta con respaldo (% de las horas de un año que la central puede operar gracias al respaldo). Se considerarán los siguientes parámetros de la Tabla 5.

Tabla 5. **Características de centrales de ERNCI a respaldar<sup>15</sup>**

Supuestos	Central Eólica	Central Solar FV
Factor de planta original	30%	30%
Factor de planta con respaldo	Mínimo 65%	Mínimo 65%
Inversión	2.200 USD/kW	1.800 USD/kW

Fuente: elaboración propia.

Considerando como objetivo producir 100GWh a partir de ERNCI, necesitamos conocer los parámetros técnicos de los sistemas respaldados, en particular:

- Eficiencia de respaldo: porcentaje de la energía aprovechable del total utilizado para almacenarla.
- MW ERNCI a instalar: cantidad de MW de potencia eléctrica a instalar de ERNCI para producir 100GWh.
- MW de respaldo: cantidad de MW de potencia eléctrica a instalar de la tecnología de respaldo, para poder cumplir con el factor de planta mínimo requerido.
- MWh de almacenamiento: cantidad de MWh de energía eléctrica que los sistemas de almacenamiento son capaces de guardar.
- % ERNC del sistema: porcentaje de la electricidad entregada por el sistema respaldado que provendría de ERNC.
- FP Sistema: factor de planta del sistema híbrido de respaldo, esto señala la proporción de las horas del año en que el sistema puede entregar energía.

En la Tabla 6 se presentan los parámetros para los distintos sistemas híbridos de respaldo.

Por último, la Figura 4 presenta los costos nivelados de la electricidad producida por los distintos sistemas híbridos.

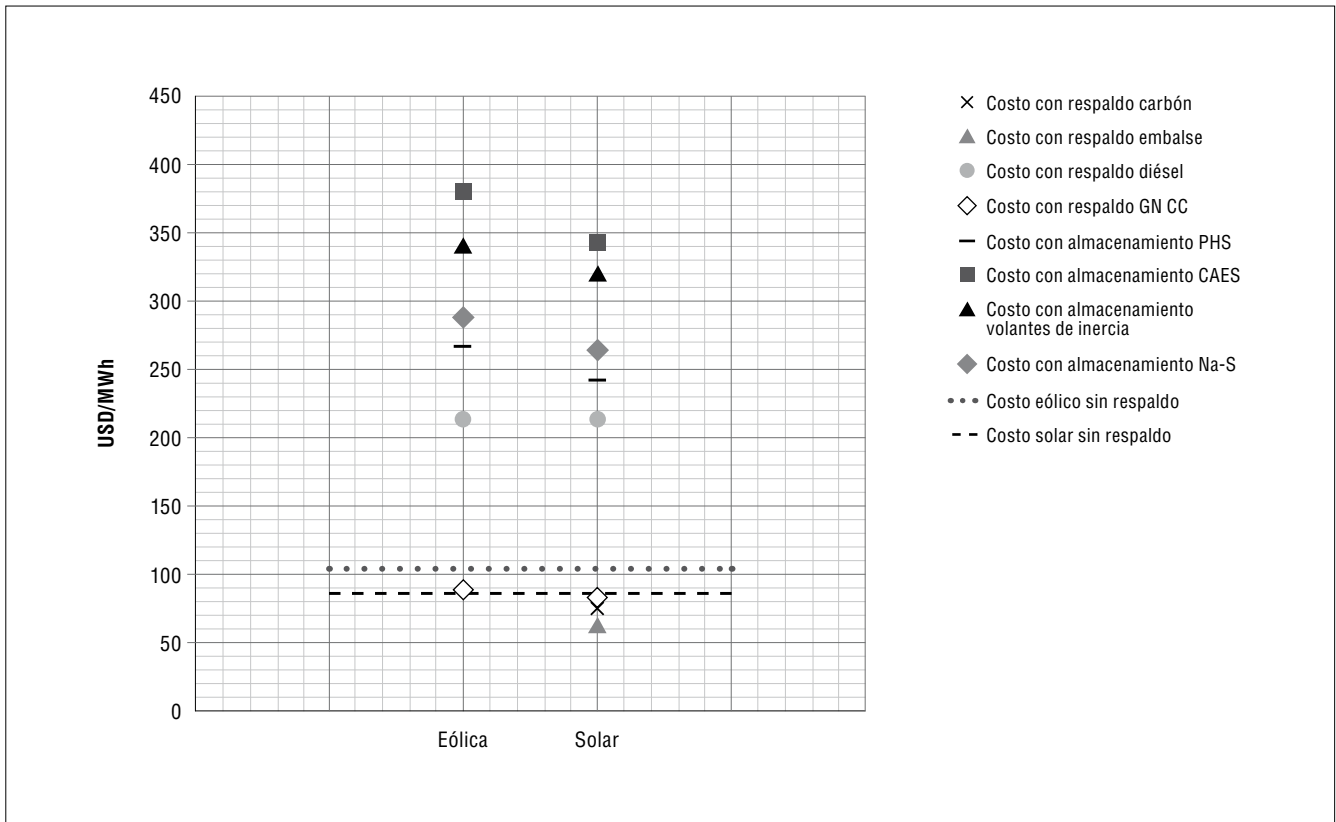
<sup>15</sup> Esta tabla tiene supuestos que permiten realizar un ejercicio numérico de los costos de respaldar las tecnologías intermitentes señaladas, por lo que los valores reales pueden diferir en la medida en que la central de referencia sea diferente a la ejemplificada en esta tabla.

Tabla 6. **Parámetros de los distintos sistemas híbridos de respaldo**

Tecnología de respaldo	Eficiencia de respaldo	MW ERNCI a instalar	MW de respaldo	MWh de almacenamiento	% ERNC sistema	FP sistema
Carbón	100%	38	63	No aplica	19%	71%
GN CC	100%	38	48	No aplica	24%	68%
Diésel	100%	38	38	No aplica	30%	65%
Embalse	100%	38	42	No aplica	28%	65%
PHS	77%	49	No aplica	10,9	100%	65%
CAES	50%	76	No aplica	16,8	100%	65%
Volantes	92%	41	No aplica	9,1	100%	65%
NaS	88%	43	No aplica	9,5	100%	

Fuente: elaboración propia.

Figura 4. **Costos nivelados de los sistemas de respaldo**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar, la única tecnología que permiten mantener e incluso bajar los costos nivelados en relación a la generación eólica pura es GN CC, el resto de las opciones implicaría al menos duplicar el costo de la energía. Para la generación solar fotovoltaica hay tres alternativas que permiten mantener o reducir los costos en relación a sistemas 100% solares, esto gracias a la predictibilidad de sus oscilaciones, pudiendo apoyarse con GN CC, embalse o carbón. El impacto más esperable en los costos del sistema asociado a altas penetraciones de ERNCI corresponde a que el respaldo sea principalmente con diésel. Esto implica un incremento en el costo nivelado a más del doble. Es posible observar que actualmente todos los sistemas de almacenamiento son bastante caros y superan los costos del respaldo diésel. De esta manera, mientras no haya una revolución o innovación tecnológica, no es esperable que se utilicen técnicas de almacenamiento para respaldo de ERNCI. En contraste, los sistemas de respaldo tradicionales exceptuando el diésel, mantienen o reducen los costos en comparación a la tecnología sin respaldo, por lo que podrían ser una opción preferible.

## Discusión de la necesidad de adaptación del mercado eléctrico chileno

Como se analizó en la sección anterior es posible que haya un impacto en los precios de la energía asociado a la intermitencia. La regulación vigente nos indica que las ERNC tienen preferencia en el despacho, por lo que teniendo en cuenta las exigencias de la Ley 20.257 (20% de ERNC en 2025) es probable que los generadores de ERNCI no deban pagar ningún sobrecosto asociado a la intermitencia de su tecnología. Entonces, ¿quién paga?

Actualmente existen dos formas de comprar electricidad. La primera opción es comprar por medio de un contrato, el cual identifica un vendedor (generador) y un comprador (consumidor) quienes acuerdan cantidades y precios de la electricidad a transar dadas una serie de restricciones y factores de ajuste<sup>16</sup>.

Un sistema eléctrico requiere mantener un delicado equilibrio entre generación y consumo a cada hora. Los contratos no permiten una operación eficiente en estos términos, por lo que existe una entidad llamada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que se encarga de asegurar el equilibrio entre generación y consumo, así como de minimizar el costo de generación a corto

plazo (para cada hora del día). Esta institución organiza la generación de manera de que se logre satisfacer la demanda, indicando qué centrales deben operar en cada momento del día. Esto produce que a fin de cada periodo no se haya cumplido con lo establecido en los contratos. Adicionalmente, existe un pago por potencia firme debido a que centrales se encuentran disponibles para generar, pero finalmente no operan. Esto ayuda a cubrir los costos de la inversión parcialmente. Este pago lo reciben principalmente las termoeléctricas.

Es aquí cuando entra a operar la segunda manera de comprar energía, el Mercado Spot, el cual es gestionado por el CDEC. El CDEC indica para cada hora del día el costo marginal de generación del sistema y quiénes deben pagar (por estar en déficit en relación a su equilibrio: generación + contratos - consumo). Además indica quiénes deben cobrar (por estar en superávit en relación a su equilibrio: generación + contratos - consumo).

En el sistema actual, un generador de ERNCI preferiría tener contratos de energía en relación a operar en el Mercado Spot y tendrá un bajo incentivo a respaldar su generación, dado que es un costo adicional para él. Esto aumentaría la intermitencia del sistema eléctrico completo. En contraste, los únicos generadores que preferirían ofrecer un servicio de respaldo en las condiciones actuales serían los generadores diésel. Esto se debe a que el Mercado Spot les asegura cubrir sus costos y obtener un margen, lo que se traducirá en un incremento en los costos marginales de todo el sistema e indirectamente en los costos de los contratos.

## Contratos bilaterales

Dada la intermitencia inherente a la generación eólica y solar, es fundamental crear esquemas que permitan respaldar la generación de ERNCI. Frente a la creciente participación en el sistema eléctrico de las ERNCI, es altamente presumible que habrá necesidad de sistemas de respaldo mayores. En la sección anterior se analizó que en caso de que no se respaldaran las deficiencias con mecanismos eficientes, los precios de la energía tenderían al alza producto de la utilización de respaldo diésel.

En relación con esto es interesante estudiar el uso de contratos entre generadores intermitentes y generadores que puedan otorgar respaldo, de tal manera que la generación de ERNCI se viera respaldada con otras centrales, para entregar de forma coordinada un bloque firme de

<sup>16</sup> Los contratos de electricidad suelen ser documentos complejos y que consideran muchos resguardos.

energía a lo largo de todo el año. Esto parece una alternativa interesante en proyectos solares respaldados con embalses, carbón o GNCC. Para proyectos eólicos la única alternativa conveniente sería el respaldo con GNCC (como se vio más arriba).

Lamentablemente, es poco esperable que esto ocurra por sí solo, dado que el generador tradicional no tiene incentivos para cambiar su modelo de negocios actual, a menos que esto implique un ingreso adicional. El generador de ERNCI no tiene interés en realizar un pago adicional, dado que la actual ley de ERNC les da prioridad en el despacho.

Una manera de promover estos esquemas es desde la perspectiva del consumidor, quienes serían los principales perjudicados por una baja en la confiabilidad del sistema y a una potencial alza de los costos de la electricidad. Los clientes industriales y las distribuidoras de electricidad podrían realizar licitaciones atadas de electricidad, donde se fijen cuotas mínimas de ERNCI y potencia firme mínima, de tal manera que los oferentes puedan generar una oferta a mínimo costo que cumpla con los requisitos solicitados. La limitación de este mecanismo es que lo relevante es las reservas disponibles en la operación y no las reservas de capacidad, lo que puede provocar distorsiones en la forma de operar del sistema.

### **Mercado de servicios complementarios**

Una alternativa para incentivar que se minimicen los costos de respaldo del sistema es generar un mercado de servicios complementarios, en el cual exista un pago por darle mayor seguridad al sistema. Esto implica ir un paso más allá del pago por potencia firme, dando una señal que permita cubrir las altas inversiones asociadas a los sistemas de respaldos de menor costo nivelado, además de los costos de operación.

Los mercados de servicios complementarios existen desde 1996 en EE.UU. (Hirst & Kirby, 1996) y se han expandido en diversas regiones desde entonces, probando ser una solución para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos y reducir sus costos de operación al diferenciar productos.

Para entender los servicios complementarios hay que comprender que la generación de electricidad no es un solo producto homogéneo. Así como para viajar la mejor alternativa no depende solo del costo, sino que también de la distancia a recorrer (entre otros), por lo

que en ciertas condiciones lo mejor es el avión, en otras el barco y en otros casos a pie. Lo mismo sucede en lo que respecta a la generación de electricidad, dado que los requerimientos de potencia no solo varían de hora a hora; puede requerirse un respaldo rápido que parta en menos de un minuto, pero que opere solo por 10 minutos. Alternativamente se puede requerir un respaldo para 30 minutos más y que se mantenga por 2 horas. Así es posible definir distintos tipos de servicios complementarios (agendamiento del despacho, control de frecuencia, control de voltaje, control de desbalances de energía, provisión de reserva en giro, etc.). Cada servicio complementario requiere distintos tiempos de respuestas (desde segundos a decenas de minutos) y periodos de duración del servicio (desde pocos minutos hasta horas). Para esto se puede definir un mercado independiente, lo que disminuirá los costos totales del sistema, dado que permitirá que la tecnología más competitiva entregue el servicio específico requerido.

En específico, para garantizar el respaldo adecuado a la intermitencia eólica, será necesario mantener márgenes más amplios de reserva<sup>17</sup>. Por su parte, la intermitencia solar puede manejarse principalmente con seguimiento del despacho, lo que consistiría en programar una generación creciente y/o decreciente, que complemente el comportamiento de una central solar.

Una opción podría ser exigirle a los generadores y/o consumidores de ERNCI que garanticen un cierto nivel de respaldo programado a esta tecnología para disminuir los riesgos del sistema como un todo. De esta manera, cada generador de ERNCI buscará la mejor alternativa para proveer el respaldo, considerando los costos y otras variables de interés.

Alternativamente, este mercado podría ser administrado por el mismo CDEC, quien debiera determinar los requerimientos de respaldo para el sistema global. Estos serán menores a la totalidad de las ERNCI instaladas, dado que existe un cierto nivel de complementariedad entre estas. Luego contratará los servicios de respaldo que minimizarán estos costos para traspasarlos y prorratarlos entre los generadores que aportan intermitencia al sistema y/o los agentes que se determine deben costear los servicios complementarios.

<sup>17</sup> La reserva son centrales capaces de entregar potencia de manera inmediata en caso de que haya un aumento en la carga del sistema.

## Conclusiones

Es esperable que la penetración de ERNC se mantenga por sobre el requerimiento de la Ley 20.257 en los próximos años. En la próxima década, dentro de esta generación tenderán a tomar un gran protagonismo las ERNCI (eólica y solar), dado que sus costos nivelados se han reducido bastante y existe una alta disponibilidad de estos recursos en Chile.

Una alta participación de ERNCI dentro de la matriz eléctrica puede aumentar el riesgo de falla del sistema si no se aumenta la redundancia (reserva) del sistema. Además, con los incentivos actuales, es probable que la tecnología utilizada para respaldar el sistema sean motores diésel, lo que implicará un incremento en los costos marginales y un aumento en el número de contratos que se firmen en los sistemas eléctricos nacionales.

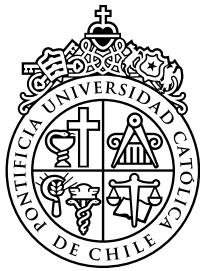
Es posible un respaldo a mínimo costo para las ERNCI. En el caso solar fotovoltaico, por medio de hidroelectricidad de embalse, centrales a carbón y centrales a gas natural de ciclo combinado (GNCC). En el caso de las centrales eólicas, la única alternativa a costos razonables son las centrales a GNCC.

Para incentivar que estas tecnologías de respaldo operen suministrando este servicio, es necesaria una modificación en las reglas del juego. Para que esto ocurra debe existir un incentivo al servicio de respaldo, más allá del actual pago por potencia firme. Pareciera ser que la alternativa más eficiente es la implementación de un Mercado de Servicios Complementarios, donde se establezcan requerimientos de respaldo para el sistema como un todo y se genere un esquema donde los privados (consumidores y/o generadores) procuren adquirir los niveles de respaldo suficientes para el sistema y que minimicen los costos medios del sistema global.

## Referencias

- Akhlil, A.A.** et al., 2013. DOE / EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. *Sandia Report*, SAND-2013 (5131).
- Alberici, S.** et al., 2014. *Subsidies and costs of EU energy*. European Commission.
- Anderson, D. & Leach, M.**, 2004. Harvesting and redistributing renewable energy: on the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen. *Energy Policy*, 32(14), 1603-1614.
- Batlle, C.**, 2014. *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Banco Interamericano del Desarrollo, IDB-DP (341).
- Bird, L., Milligan, M. & Lew, D.**, 2013. Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. *NREL Technical Report*, NREL-TP (6A20-60451).
- Black, M. & Strbac, G.**, 2006. Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration. *Journal of Power Sources*, 162(2), 949-953.
- CDEC-SIC**, 2014. Estadísticas de Operación. Disponible en: <http://www.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/operacion-real/>.
- Centro de Energías Renovables (CER)**, 2014. Resumen Anual 2013. *Reporte CER*, 1-4.
- CNE**, 2014. Estadísticas Hidrocarburos. Disponible en: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos>.
- Daim, T.U.** et al., 2012. Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 3, 29-49.
- Ela, E. & O'Malley, M.**, 2012. Studying the Variability and Uncertainty Impacts of Variable Generation at Multiple Timescales. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3), 1324-1333.
- ESA**, 2014. Energy Storage Technologies. Disponible en: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>.
- Galetovic, A. & Muñoz, C.**, 2008. *Energías renovables no convencionales: ¿Cuánto nos van a costar?*
- Hirst, E. & Kirby, B.**, 1996. *Electric-Power Ancillary Service*.
- Ibrahim, H., Ilinca, A. & Perron, J.**, 2008. Energy storage systems. Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5), 1221-1250.
- International Energy Agency (IEA)**, 2012. *Energy Technology Perspectives*.
- Kreusel, 2004**. Viento intermitente, potencia continua. *Revista ABB*, 30-33.
- Olmedo, J.C. & Clerc, J.**, 2013. *Efectos del proyecto de ley de energías renovables no convencionales*. Libertad y Desarrollo. Disponible en: <http://www.lyd.com/wp-content/uploads/2013/09/Efectos-del-PDL-20-25-revista-NUEVO-CC.pdf>.
- Pontificia Universidad Católica de Chile**, 2014. *Mesa temática de termoelectricidad, inserta en el proceso participativo de la política energética de largo plazo de Chile establecida en la etapa agenda energía – Horizonte al 2025*.
- Rahimi, E.** et al., 2013. On the management of wind power intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28(December), 643-653.
- Sauma, E.E.**, 2012. Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. *Temas de la Agenda Pública*, 7(52), 1-17. Centro de Políticas Públicas UC.
- Yekini Suberu, M., Wazir Mustafa, M. & Bashir, N.**, 2014. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 499-514.
- Zhao, H.** et al., 2014a. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*. Disponible en: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914004668>.
- Zhao, H.** et al., 2014b. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied Energy*.





PONTIFICIA  
UNIVERSIDAD  
CATÓLICA  
DE CHILE

# Centro UC

## Políticas Públicas

**[www.politicaspUBLICAS.uc.cl](http://www.politicaspUBLICAS.uc.cl)**  
**[politicaspUBLICAS@uc.cl](mailto:politicaspUBLICAS@uc.cl)**

### **SEDE CASA CENTRAL**

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 340, piso 3, Santiago.  
Teléfono (56-2) 2354 6637.

### **SEDE LO CONTADOR**

El Comendador 1916, Providencia.  
Teléfono (56-2) 2354 5658.

### **CENTRO DE POLÍTICAS PÚBLICAS UC**

- Facultad de Agronomía e Ingeniería Forestal • Facultad de Arquitectura, Diseño y Estudios Urbanos
- Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas • Facultad de Ciencias Sociales • Facultad de Derecho • Facultad de Educación
- Facultad de Historia, Geografía y Ciencia Política • Facultad de Ingeniería • Facultad de Medicina