

Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: convergiendo costos privados con costos sociales

Juan Carlos Olmedo¹

Jacques Clerc²

¹ Es Ingeniero Civil de Industrias, de la Pontificia Universidad Católica de Chile, realizó un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez y un Certificate in Management, en la Darden School of Business, de la Universidad de Virginia, en Estados Unidos. Actualmente es profesor en programas de postgrado en las universidades de Chile y Federico Santa María. Además, ha cumplido importantes roles ejecutivos en empresas eléctricas y en directorios de empresas de generación y fundaciones.

² Es Ingeniero Civil Industrial de la U de Chile, Magíster en Economía Aplicada, Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Profesor Departamento de Ingeniería Industrial U. de Chile. Sub Director Académico del Magíster de Minería, U de Chile.

RESUMEN

La experiencia internacional muestra que la integración de ERNC intermitente y estacional, como es el caso de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, imponen costos de integración al sistema eléctrico por concepto de respaldo en generación, principalmente por el ciclado de centrales térmicas, uso intensivo de transmisión eléctrica con bajos factores de planta, reservas adicionales y servicios complementarios para mantener los niveles de la calidad de servicio. Todos estos factores han implicado mayores costos a los consumidores y ocasionado pérdida de competitividad en algunos países. En Alemania y España, dado los esquemas de feed in tariff vigentes, se excedió los objetivos de participación de esas tecnologías fijados por los reguladores, con lo cual se ha impuesto costos excesivos a los generadores convencionales y consumidores de electricidad. Todo ello debido a que las decisiones adoptadas por los generadores ERNC no son consistentes con la decisión de óptimo social, pues no se hacen cargo de las externalidades negativas que impone al sistema eléctrico.

Se revisa la evolución de la normativa Chilena en la promoción de las energía renovables denominadas no convencionales y las estimaciones de costo para el país que ellas han implicado.

Se identifica los principales factores que inciden en la divergencia entre las decisiones privadas y de óptimo social en Chile, que ha llevado a que más del 90% de los proyectos ERNC sean del tipo eólico y solar fotovoltaico.

Se plantean acciones de política pública en la especificación de las bases de licitación ERNC, licitaciones de mepresas distribuidoras, promoción de los comercializadores, servicios complementarios, transmisión y promoción de centrales convencionales de embalse

Tabla de Contenidos

1. Introducción	4
2. Características de fuentes de generación renovables intermitentes y costos de integración	4
2.1 La Naturaleza de las Fuentes de Generación Intermitente	4
2.2 Categorías de costos de integración de fuentes de energía intermitentes	6
2.3 Impactos en rentabilidad de generadores y en precios de consumidores finales. .	11
3 La experiencia internacional en integración de ERNC	12
4. Evolución de la normativa de promoción de las ERNC en Chile	16
4.1 Ley Corta I (Ley 19.940).	17
4.2 Ley Corta II y ERNC (Ley 20.018).	17
4.3 Ley ERNC (Ley 20.257).	17
4.4 Ley 20/25 (Nº 20.698).	18
4.5 Consistencia con definición de las energías renovables según la OCDE.	19
5. Costos de integración de Generación intermitente en Chile	22
6. Situación de Chile.	22
7. Recomendaciones para la integración eficiente de ERNC.	25
8. Conclusiones	28
9. Referencias.	29

1. Introducción

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) incorporadas en la normativa del sector eléctrico chileno, incluyen entre ellas a aquellas fuentes de generación de características intermitentes y estocásticas, las que siguen siendo más caras que las tecnologías convencionales de generación especialmente a niveles de penetración relevantes. Una evaluación técnica y económica debe considerar los atributos particulares de las ERNC que las hacen más caras ya que éstas no son capturadas en los indicadores tradicionales de costo de desarrollo³. En este documento se discutirá que el crecimiento de las ERNC intermitentes y estocásticas sin control se traducirá inevitablemente en un aumento de los costos totales de suministro del sistema eléctrico y por consiguiente de los precios a consumidores finales.

En este sentido, se argumenta que es crucial que los generadores con características intermitentes internalicen los costos que su inclusión ocasiona en la operación del sistema eléctrico en conjunto. Esta condición es clave para acotar los costos inversión y operación del sistema de generación-transporte y que el sistema de precios refleje los verdaderos costos que imponen. A mayor abundamiento, la correcta imputación de costos es clave para que las decisiones privadas de inversión en generación coincidan con aquellas que minimizan el costo de generación en un contexto de bienestar social.

2. Características de fuentes de generación renovables intermitentes y costos de integración

La incorporación de fuentes de generación “variables” o “intermitentes” ha llevado a cuestionar el modelo de generación marginalista y a revisar la operación de los sistemas de potencia. Resulta importante aclarar qué se entiende por generación intermitente y anticipar sus efectos. En esta sección se identifican algunas características de las fuentes renovables y sus impactos en la operación técnico-económica del sistema.

2.1 La Naturaleza de las Fuentes de Generación Intermitente

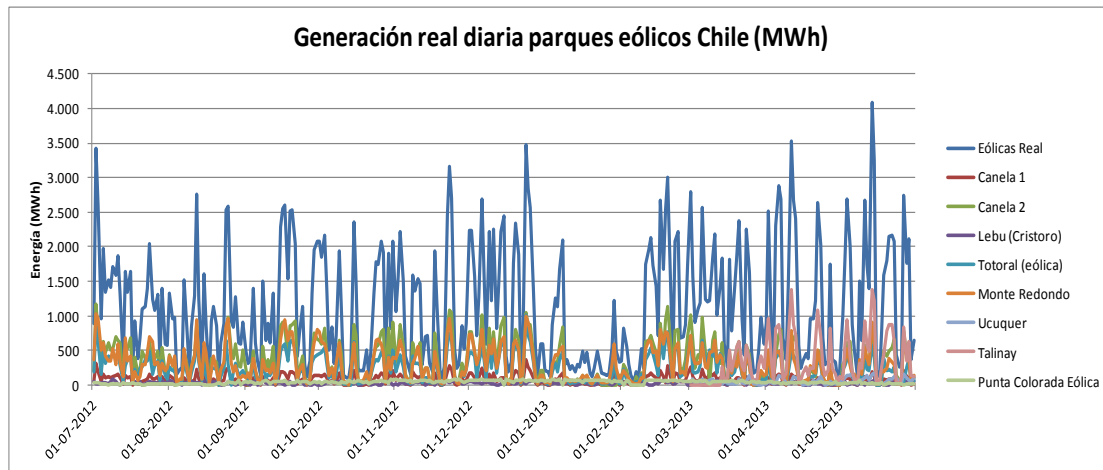
Distintos autores han definido marcos conceptuales de atributos que buscan caracterizar los impactos de la generación intermitente. Los atributos definidos se relacionan directamente con distintas categorías de costos asociados a la inclusión a gran escala de fuentes renovables en los sistemas de generación. A continuación se presentan algunas de las principales características de la generación intermitente (IEA, 2014; Joskow, 2011; Perez-Arriaga, 2012; Ueckerdt et al., 2013):

2.1.1 Variabilidad o intermitencia

³ “Levelized costs”.

Las fuentes intermitentes (como eólica y solar) presentan una generación que varía significativamente en diferentes escalas de tiempo (mensual, diaria, horaria) según la intensidad de su recurso energético (el viento y el sol). La figura siguiente ilustra la variabilidad de la generación real para los parques eólicos existentes en el SIC, para el periodo Julio de 2012 a Junio de 2013.

Figura 1 Generación real parques eólicos en el SIC, Julio 2012 a Junio 2013.



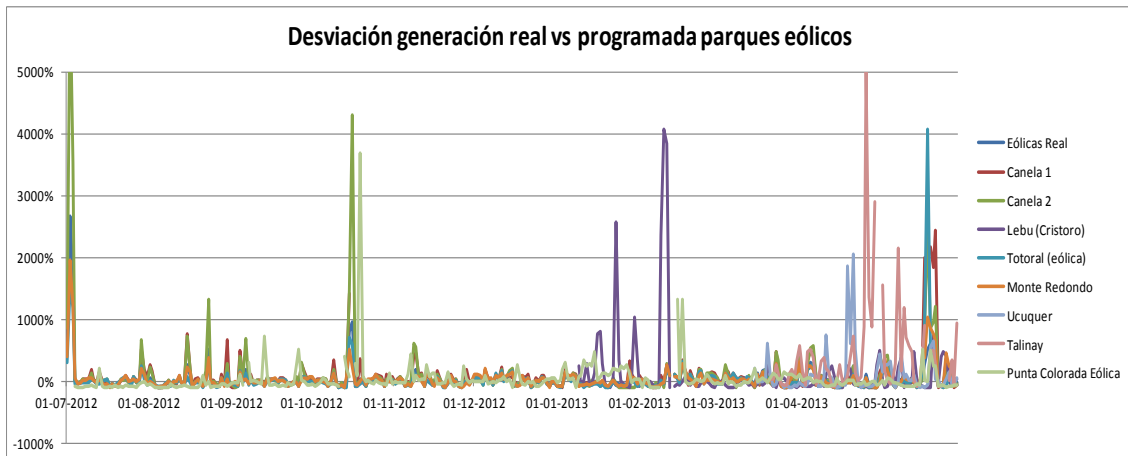
Fuente: CDEC-SIC

Como consecuencia de esta intermitencia, la generación de las fuentes renovables no es despachable en el sentido que no puede ser controlada o programada por el operador (Joskow, 2011). Una fuente despachable puede comenzar a operar, detenerse o modificar su producción para ajustarse a la demanda. Por el contrario, la naturaleza intermitente de las ERNC hace que ésta deba despacharse siempre que esté disponible, exigiendo mayor flexibilidad al resto del sistema. Como consecuencia, una fuente convencional y una intermitente pueden tener costos de desarrollo similares pero resultar en costos muy distintos para el sistema eléctrico.

2.1.2. Mayor nivel de incertidumbre:

La generación de fuentes intermitentes no sólo es variable sino que además es de carácter estocástico por falencias en los sistemas de predicción de los recursos renovables. Lo anterior reduce el control sobre la generación resultante de estas fuentes. La generación eólica y solar no se puede predecir con exactitud, por lo cual los errores de pronóstico de generación son inesperados y frecuentes. Estos errores, revelando la incertidumbre asociada a la generación de fuentes intermitentes, resultan ser un aspecto que condiciona la operación del sistema eléctrico, imponiendo restricciones y mayores costos. La figura siguiente muestra la incertidumbre que presentan los pronósticos diarios respecto de la operación real para la generación eólica del SIC para el periodo Julio de 2012 a Junio de 2013.

Figura 2 Error de pronóstico diario de parques eólicos en el SIC.



Fuente:CDEC-SIC

2.1.3. Especificidad en la Ubicación.

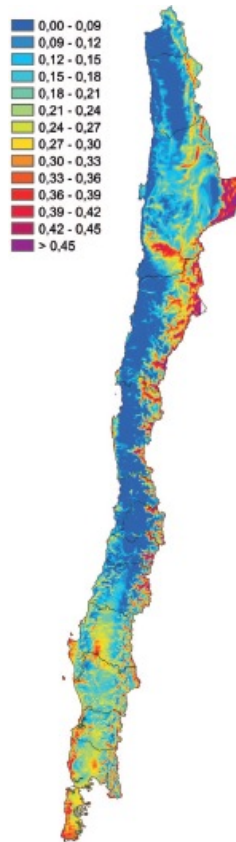
La ubicación de los recursos variables es exógena al operador de un sistema eléctrico. En particular, no se distribuye uniformemente a través de un territorio ni es posible cambiar su ubicación. A modo de ejemplo, la Figura 3 presenta una estimación del factor de planta estimado para generación eólica en territorio chileno.

2.2 Categorías de costos de integración de fuentes de energía intermitentes

Los costos de desarrollo suelen ser un indicador que compara la competitividad de distintas tecnologías de generación eléctrica. Este costo representa aquel pago constante por la energía generada (US\$/MWh) que permitiría financiar el proyecto de generación para todo el horizonte de operación. Se incluyen categorías de costos de capital, mantenimiento y operacionales (incluyendo combustible).

Distintos autores han analizado las limitaciones del costo de desarrollo como indicador apropiado de la competitividad de las tecnologías intermitentes (Joskow, 2011; Perez-Arriaga, 2012; Ueckerdt et al., 2013). En particular, y siguiendo Ueckerdt et al. (2013), el problema principal del costo de desarrollo es que ignora los costos de integración. Por lo anterior, un análisis correcto debe incorporar estos nuevos costos que finalmente serán traspasadas al consumidor final.

Figura 3 Distribución del factor de planta anual (3MW a 100MW) para fuentes eólicas sin restricciones territoriales.



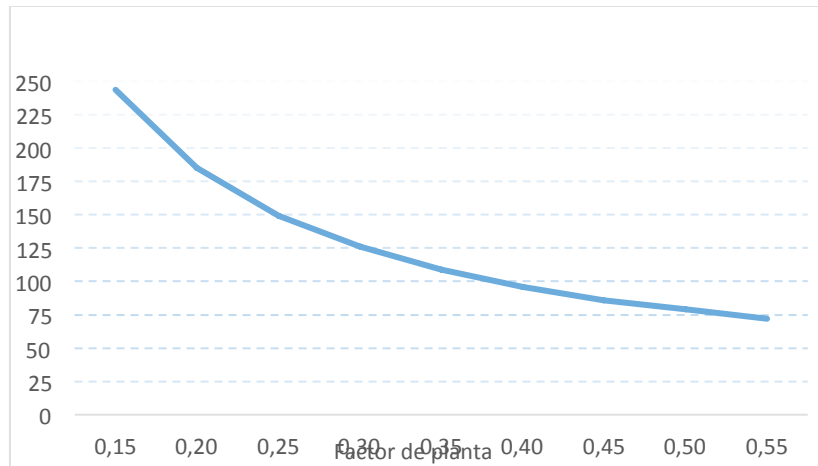
Fuente: Ministerio de Energía, GIZ (2014).

2.2.1. Costo de desarrollo de tecnologías intermitentes

A pesar de las falencias que el costo de desarrollo tiene como indicador del costo real de las tecnologías renovables, la figura siguiente ilustra cómo el factor de planta puede incidir en este indicador para la tecnología eólica. El propósito de este ejercicio es mostrar, ignorando los costos de integración, la alta sensibilidad de los resultados ante cambios en los parámetros clave para recalcar la alta importancia del análisis de sensibilidad en la toma de decisiones.

La estimación se realiza utilizando antecedentes oficiales de CNE, 2014. Se asume un costo de capital de 2300 US\$/kW, un costo variable de operación de 7,7 US\$/MWh y un costo fijo anual de 40 US\$/kW (esta última cifra según Frank 2014). Con estos valores, utilizando una tasa de descuento del 10%, un factor de planta del 30% y un horizonte de 20 años, se obtiene un costo de desarrollo de 123 US\$/MWh.

Figura 4 Costo de Desarrollo Tecnología Eólica en función del factor de planta

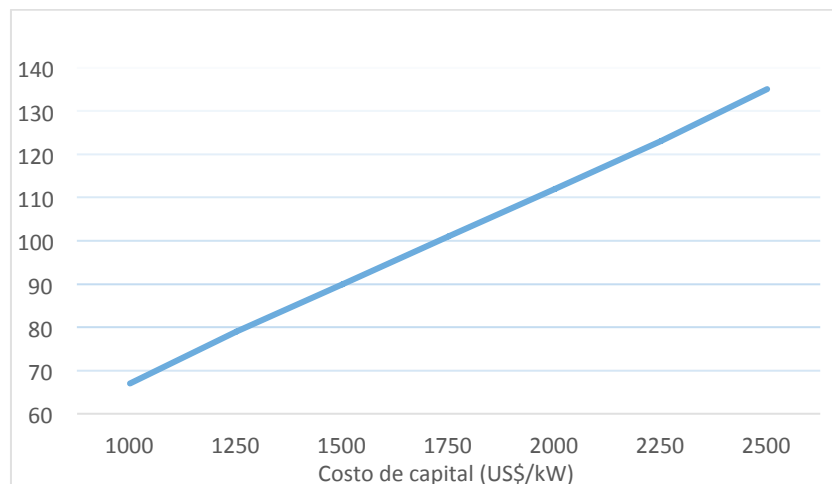


Fuente: Elaboración propia

Se aprecia que el costo de desarrollo para un factor de planta 0,2 alcanza los 185 US\$/MWh bajando a los 126 US\$/MWh para un valor de 0,3. El costo de desarrollo baja de los 100 US\$/MWh para valores del factor de planta mayores a 0,38.

Algo similar, pero no tan pronunciado ocurre con el costo de capital según se aprecia en la figura siguiente. Considerando un factor de planta de 30%, el costo de desarrollo pasa de 90 US\$/MWh con un costo del capital de 1500 US\$/kW a 135 US\$/MWh con 2500 US\$/kW. El costo de desarrollo baja de 100 US\$/MWh para valores menores que 1730 US\$/kW.

Figura 5 Costo de desarrollo de tecnología eólica en función del costo de capital



Fuente: Elaboración propia

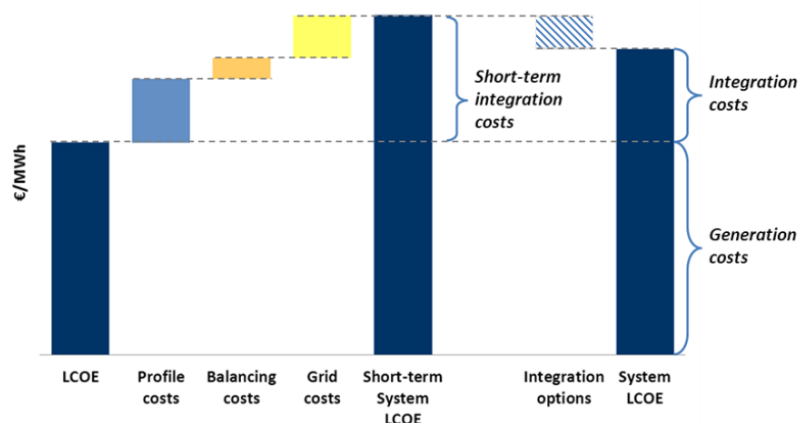
Por supuesto que los dos efectos combinados magnifican los resultados. En un caso optimista, un factor de planta de 0,35 con un costo de capital de 2100 da un costo de

desarrollo de 101 US\$/MWh mientras que un caso más conservador con un factor de planta de 0,25 con un costo de 2300 resulta en 139 US\$/MWh. Estos resultados se modifican al considerar los costos de integración.

2.2.2. La incorporación de la intermitencia

Las características de la generación intermitente incorporan nuevas categorías de costos en la operación del sistema eléctrico. Estas componentes de costos se relacionan directamente con la naturaleza intermitente de estas fuentes de generación. Es necesario, por tanto, considerarlas en una evaluación costo beneficio conducente a determinar el impacto económico-social de la inclusión de generación intermitente. En particular, se describirán brevemente costos de balance, de perfil de generación y de red (transmisión). La figura siguiente presenta cómo se modifica el costo de desarrollo con los costos de integración.

Figura 6 Costo de desarrollo y costos de integración



Fuente: Ueckerdt et al, 2013.

1) Costos de Balance

En el corto y mediano plazo, el sistema de generación debe incorporar generación intermitente lo que conlleva costos de balance. Esta categoría de costos es una consecuencia de la naturaleza variable y aleatoria de las fuentes de generación intermitentes. En este sentido, la generación ERNC incrementa la frecuencia de cambios de carga neta exigiendo mayor capacidad de respuesta del sistema en distintas escalas temporales (desde minutos a días). En particular, para lograr equilibrar la oferta con la demanda en cada instante, la integración de generación variable impone requerimientos de mayor generación flexible y de reservas.

En esta categoría de costos también se identifican aquellas componentes asociadas al uso flexible de la generación térmica en el corto plazo. Destacan costos asociados al ramping,

ciclaje y otras prácticas que incrementan los costos de generación asociados a la mayor penetración de generación variable y estocástica. Considerando las restricciones de partida y parada que tienen las centrales térmicas, el uso de las centrales de embalse para dar reserva rotante y regular frecuencia implicará, por ejemplo, que las centrales térmicas eficientes deberán reducir su generación durante el día a fin de efectuar los aportes que no realizan las centrales solares de noche. Esto incrementará los costos de operación, debido a las operaciones ineficientes a mínimo técnico y el riesgo de falla al efectuar modulaciones diarias de la generación térmica.

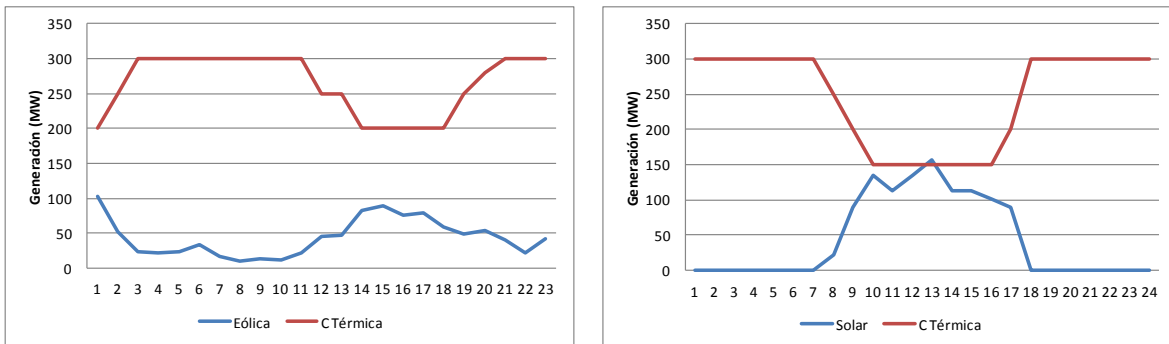
2) Costos de perfil de generación

La intermitencia también tiene impactos en los costos del sistema en el largo plazo. Una fuente de generación intermitente con bajo crédito de capacidad no aporta de manera significativa al reemplazo de generación convencional. Esto porque el crédito de capacidad de una unidad de generación variable será generalmente muy bajo y da cuenta de la potencia firme que es capaz de reemplazar de una central convencional⁴.

Por lo anterior, la penetración a gran escala de fuentes intermitentes, puede llevar a reducir los niveles de generación de centrales eficientes para dar cabida a estos incrementos. Incluso sin considerar los costos asociados a la utilización subóptima de la capacidad térmica, la reducción en las horas de operación de éstas centrales reduce su generación total aumentando el costo medio en el llamado efecto de utilización (Nicolosi 2012).

La Figura siguiente muestra la forma en que debería modular diariamente su generación una central térmica para dar respaldo a una central eólica y una central solar, de forma de viabilizar el abastecimiento confiable y seguro de la demanda.

Figura 7 Generación horaria de centrales térmicas e intermitentes



Fuente: Elaboración propia.

⁴ El crédito de capacidad es un indicador sobre el aporte a la confiabilidad de largo plazo (suficiencia) del generador o conjunto de generadores incorporados y suele expresarse en términos porcentuales de la capacidad nominal de una planta. El crédito de capacidad depende de la correlación existente entre la demanda de punta y la generación.

3) Costos de Red

La existencia de bloques de generación con alta estacionalidad e intermitencia, aumenta los requerimientos del sistema de transmisión. La integración a gran escala de generación variable hace necesarias mayores holguras de capacidad a fin de efectuar modulaciones y transferencias de carga, pues las centrales generadoras convencionales y ERNC suelen estar geográficamente en distintas zonas.

2.3 Impactos en rentabilidad de generadores y en precios de consumidores finales.

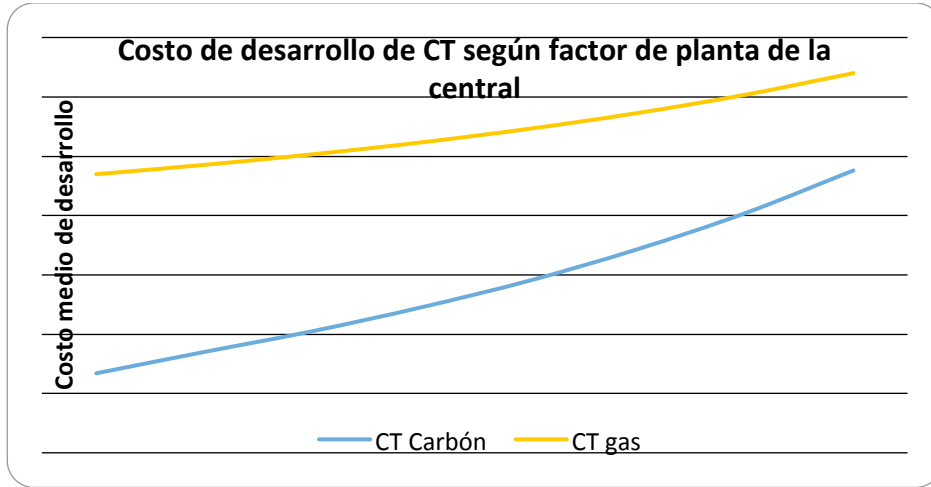
La penetración a gran escala de medios de generación intermitentes tiende a reducir el costo marginal del sistema con consecuencias en las rentas de generadores convencionales y renovables. En efecto, en el corto y en el mediano plazo, la baja en el costo marginal afectan los ingresos y rentabilidad de las fuentes renovables y convencionales. En casos extremos de bajos costos puede ser necesario incluso reducir la generación renovable con efectos adversos en su rentabilidad. Esto suele darse en caso con restricciones de transmisión, o bien, cuando hay exceso de generación intermitente respecto de los mínimos técnicos de generación convencional.

En el largo plazo, considerando que el precio de los contratos de suministro a consumidores finales es determinado por el costo medio de desarrollo de una central térmica eficiente, una primera aproximación para estimar el impacto en precios de una penetración a gran escala de energía solar y eólica se puede hacer considerando que la central térmica hará la modulación de carga o respaldo para dichas centrales.

Así, el efecto en el precio del suministro al cliente final se puede estimar considerando que la central termoeléctrica de expansión debe reducir su factor de planta, desde un 90% actual, a niveles más bajos dependiendo de la participación que alcancen las fuentes ERNC. De esta manera se observan las bajas en niveles de generación que debe efectuar la central de base para dar cabida a dichas fuentes ERNC, cuyo impacto en costo medio de largo plazo de las centrales térmicas eficientes se muestra en la Figura siguiente, lo que representa el precio que llega a consumidor final. Cabe mencionar que solo se ha considerado los efectos en el cambio en el factor de planta de la central y no se incluyen los efectos en el mayor costo de mantenimiento ni los requerimientos de holguras en transmisión eléctrica, por lo que este valor sería una cota inferior del efecto en precios.

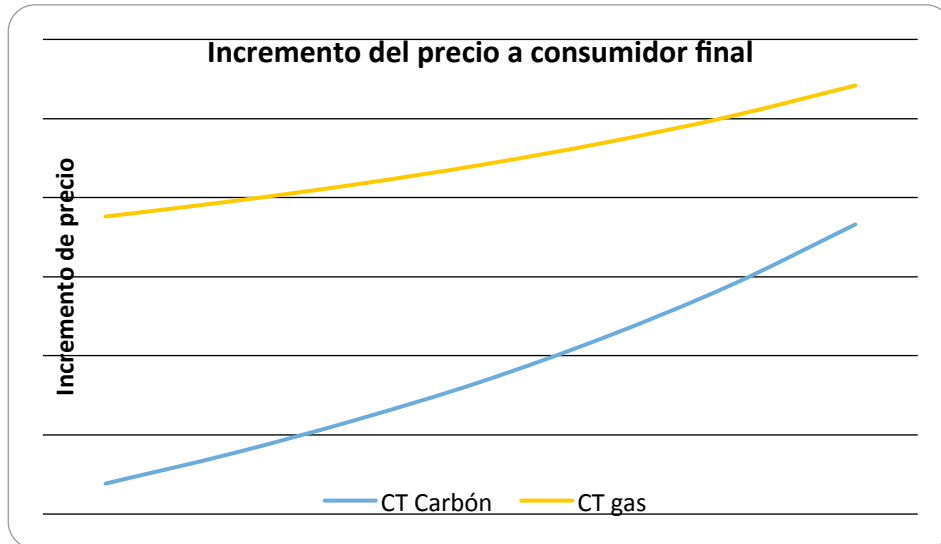
Una disminución en el factor de planta de la central térmica de expansión en base a carbón desde 90% a un 80%, implica un incremento de precio a consumidor final cercano a un 10%. Si se tuviese que desarrollar el sistema eléctrico en base a ciclos combinados con GNL, dicho incremento de precio sería de un 40% respecto de la alternativa de generación en base a carbón.

Figura 8 Variación del costo medio de desarrollo de centrales térmicas.



Fuente: Elaboración propia

Figura 9 Incremento del precio a consumidor final según factor de planta.



Fuente: Elaboración propia

3 La experiencia internacional en integración de ERNC

La experiencia internacional ha mostrado una tendencia que profundiza el rol de la generación intermitentes en los sistemas eléctricos. Casos emblemáticos como Alemania y España revelan que su incorporación no está exenta de problemas y costos que finalmente se traspasan al resto del sistema y a los consumidores finales, afectando además la competitividad del país.

3.1 Costos de operación de generación térmica

Los principales costos identificados en estudios internacionales, en que incurren las centrales térmicas como consecuencia de la operación en la modalidad de ciclado, producto de una penetración de ERNC intermitente, se describen a continuación.

a) Costos de mantención

El hecho que una planta térmica realice ciclado produce un deterioro acelerado de sus partes, siendo más rápido que el que ocurriría en una operación en base (Berte, Moelling, y Udy, 2003). En consecuencia, los ciclos de mantención se acortan el reemplazo de piezas claves se debe realizar de manera preventiva con mayor frecuencia y la vida útil de los equipos principales se reduce. Es difícil estimar el costo de mantención exacto por la operación estresada de centrales térmicas pues depende del número de ciclos de operación que esta tenga. Según Troy et al. (2010), solo después de siete años se puede observar una gran falla producto de la operación en modo ciclado.

b) Costos de combustible en centrales térmicas

Los costos de combustible aumentarán consecuencia del mayor número de veces que la unidad es encendida y apagada. Una disminución en la eficiencia de la planta sumado a un rendimiento térmico variable, y al gasto adicional en combustible y otros insumos adicionales por el encendido y apagado aumenta el costo de combustible final (Pérez-Arriaga y Battle, 2012; Troy et al., 2010).

Los propietarios de las centrales térmicas generalmente no incluyen estos costos extra de combustible en su costo total de encendido. Hillestad (2000) indica que la suma de todos estos costos, más los de mantención están en un rango amplio (US\$1.000-100.000) dependiendo de la planta y si el despacho es muy sensible al agregar estos costos.

Por el otro lado, una mayor penetración de ERNC intermitente implicaría una menor utilización de combustibles, y esa disminución de demanda disminuiría el costo de los combustibles (EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry, 2010).

c) Costos ambientales

La operación de respaldo que ejercen centrales térmicas por la penetración ERNC intermitente aumenta la emisión gases NOX (Berte et al., 2003).

3.2 Capacidad de reserva

La capacidad de reserva necesaria se relaciona con la variabilidad inherente a la operación de un sistema eléctrico, ya sea por variabilidad de la generación producto de uno o varios

recursos (agua, viento, sol, combustible), o contingencias en cualquiera de sus elementos (fallas de centrales, cortes de líneas, regulación de frecuencia, entre otros).

Por lo tanto, es importante notar que la capacidad de reserva⁵ necesaria depende de cada sistema. De distintos estudios sobre penetración eólica analizados por Holttinen et al. (2011) se concluye que el requerimiento de reserva es entre 4-5% de la capacidad eólica instalada para un periodo de 4 horas si es que la penetración eólica es entre un 5% a 10% de la demanda total del sistema en energía. Cuando la penetración eólica aumenta (más del 15 %), el requerimiento de capacidad puede incrementarse a niveles entre el 15% y 20% de la capacidad eólica instalada.

3.3 Costos de transmisión

La transmisión es una componente importante de los costos de la integración de ERNC intermitente. En Europa, se reporta que el costo de transmisión por generación eólica puede variar desde 0 e/kW hasta 270 e/kW (Holttinen et al., 2011) dependiendo de la región y el nivel de penetración. Algunos autores sostienen que los aumentos en la capacidad de transmisión relaja las restricciones entre nodos de la oferta y demanda y sus costos son menores al 25% del costo de inversión en ERNC intermitente (Schaber, Steinke, Mühlich, y Hamacher, 2012).

Las redes europeas generalmente son enmalladas, lo que implica que un aumento de capacidad de generación generalmente conlleva una inversión en transmisión menor que en un sistema lineal. En Estados Unidos, los estudios indican costos de inversión en transmisión para la incorporación de energía eólica del orden de 500 US\$/kW adicional, y este valor se mantiene constante con niveles altos de penetración producto de las economías de escalas existentes (Mills, Wiser, y Porter, 2009)

3.4 Costo de desarrollo

El costo de desarrollo de un sistema eléctrico es el costo al cual las centrales que ingresan al sistema recuperan su inversión a una tasa y en una cantidad de años dada.

La disponibilidad efectiva para generar de la central es afectada por la penetración de ERNC intermitente. Cuando la disponibilidad efectiva se reduce, el precio de equilibrio de la energía aumenta (Troy et al., 2010). Las centrales a térmicas verán dificultada su capacidad de recuperar sus costos fijos por un menor factor de planta y, en consecuencia,

⁵ Reserva primaria: reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de generación respecto de la demanda real del sistema interconectado.

Reserva secundaria: reserva destinada a las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema interconectado para periodos de actuación menores a 15 minutos.

ciertas centrales dejaran de funcionar antes de tiempo y al mismo tiempo, no se realizarán nuevas inversiones en tecnologías de base por la incertidumbre asociada al factor de planta real (EURELECTRIC, 2010).

Esto ocasiona un problema en las decisiones de inversión en el mercado por las siguientes razones:

- i. Una mayor cantidad de ERNC intermitente necesita centrales de base para un respaldo de capacidad.
- ii. Una mayor generación ERNC intermitente minimiza el costo marginal porque desplaza generación térmica.
- iii. Una mayor generación ERNC intermitente aumenta el costo de desarrollo según lo descrito arriba.

En consecuencia, la conveniencia de invertir o no invertir en centrales de base no queda absolutamente clara ya que si bien son necesarias por razones de respaldo, no siempre estarán generando. El reporte de EURELECTRIC (2010) propone ingresos por servicios complementarios a centrales que hagan ciclado al igual que la opción de igualar las reglas de despacho para todas las centrales permitiendo estabilidad en la generación esperada.

3.5 Subsidios.

Es importante analizar otros efectos que no son tan intuitivos, como los subsidios a las ERNC y sus costos asociados; impuestos y consecuencias en el costo final de la energía para los consumidores debido a la inclusión de las ERNC intermitentes. Existen pocos países en los cuales la penetración ERNC ha alcanzado niveles cercanos a las metas impuestas para el SIC el 2025. Los dos países en los cuales el crecimiento de generación ERNC ha sido notorio en el último tiempo, cuya generación ERNC actual supera el 20 %, y que han visto más efectos producto de la generación ERNC intermitente, son Alemania y España.

A comienzos del año 2004, en un esfuerzo por aumentar la capacidad de ERNC instalada, el estado español definió subsidios de 5,6 y 1,4 veces la tarifa normal para la generación solar y eólica respectivamente. Precios que serían revisados cada cuatro años y para cada tipo de tecnología en el caso que se superase cierta capacidad.

Independientemente de los reajustes de los precios para las nuevas centrales, el incremento de la capacidad de generación de ERNC fue explosivo produciendo altos costos en subsidios para el estado (The Economist, 2013). Consecuencia del incremento en los costos que ha significado para España el crecimiento de las ERNC, el gobierno ha decidido eliminar los subsidios (The Economist, 2013). En España, los objetivos de generación renovable no convencional fueron superados en un 6 %, 1009 %, y 290% para las tecnologías de generación eólica, fotovoltaica y termosolar respectivamente. España es

un ejemplo en el cual se impulsó el desarrollo ERNC solo a través de subsidios sin un objetivo de eficiencia en el bienestar social.

En el caso alemán, el costo de la energía incluye los costos de subsidios en forma de cargo separado en el precio total del suministro siendo una forma de impuesto. Las grandes empresas consumidoras de electricidad han logrado eliminar este cobro argumentando que un mayor costo de la energía disminuye su competitividad internacional (Der Spiegel, 2013), transformando el cargo en un impuesto energético regresivo que debe ser pagado por los consumidores afectando mayoritariamente a las clases de menores ingresos.

Finalmente, todos los costos que se ven afectados por la penetración de ERNC intermitente inciden directamente en los consumidores finales teniendo en cuenta que todos los agentes del sistema eléctrico cargan estos costos en sus clientes. En España el gobierno ha impedido que los consumidores incurran en estos costos disminuyendo los ingresos netos de estos generadores (The Economist, 2013), mientras que en Alemania se da el caso contrario (Der Spiegel, 2013).

3.6 Afectación de la calidad de servicio

Las ERNC intermitentes no presta servicios complementarios al sistema eléctrico (Atienza, 2014), lo cual impone restricciones operativas para gestionar la calidad y seguridad de servicio, sea a nivel local o sistémico.

Las centrales generadoras eólica y fotovoltaica no aportan inercia al sistema, factor muy relevantes para contener los efectos de perturbaciones ocasionadas por desconexiones de componentes de generación y/o transmisión del sistema el cual: todas las instalaciones tienen los efectos de perturbaciones ocasionadas por desconexiones de componentes del sistema eléctrico. Además, no tienen capacidad para participar en el control continuo de tensión, aunque actualmente algunos fabricantes están haciendo pruebas con parques eólicos (Atienza, 2014).

4. Evolución de la normativa de promoción de las ERNC en Chile

A partir del año 2004 se comenzó a impulsar el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al promulgarse la ley 19.940, conocida como Ley Corta I, que mediante reformas incorporó los primeros incentivos a estas tecnologías de generación.

Posteriormente las leyes N°20.018 (Ley Corta II), N° 20.257 (Ley ERNC) y N° 20.698 (Ley 20/25) han incorporado otros mecanismos de promoción de ERNC.

4.1 Ley Corta I (Ley 19.940).

La ley modifica la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo de regular el mercado de transmisión, definiéndolo como servicio público, y clasificarlo en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional.

Esta Ley crea por primera vez el concepto de generación no convencional, siendo definida como geotérmica, eólica, biomasa, solar, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la CNE.

Se establece la exención para estas centrales del pago total o parcial de los peajes asociados al sistema troncal, en la medida que su capacidad de generación inyectada al sistema sea menor a 20MW. Sin embargo, si la cantidad de generadores exceptuados de peaje excede el 5% de la capacidad instalada del sistema, éstos deberán incurrir en un pago proporcional por la parte que excede el 5%

Así, esta ley otorgó el primer beneficio a las centrales renovables no convencionales y a la cogeneración eficiente.

4.2 Ley Corta II y ERNC (Ley 20.018).

Esta modificación a la Ley Eléctrica establece la obligación a las empresas distribuidoras de satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Esto lo pueden lograr mediante contratos de suministro o generación propia. Los contratos de suministro deben ser licitados públicamente en un proceso supervisado por la CNE. Las bases de la licitación son elaboradas por las concesionarias y aprobadas por la CNE, y deben incluir los puntos de suministro, cantidad y período a licitar, excluyendo clientes libres.

En las licitaciones se dispone que los propietarios de medios de generación ERNC y de cogeneración eficiente tienen derecho a suministrar a los concesionarios de distribución al precio promedio de compra de la respectiva empresa distribuidora, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados, sin necesidad de participar en los procesos de licitación.

4.3 Ley ERNC (Ley 20.257).

Esta ley modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para establecer la obligación de abastecer un porcentaje de la demanda mediante inyecciones provenientes de medios de generación renovables no convencionales (ERNC).

Esta ley define la energía renovable no convencional como aquella generada mediante las siguientes fuentes de generación: energía de la biomasa, energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 40 MW, energía geotérmica, energía solar, energía eólica,

energía de los mares y otros medios de generación determinados fundadamente por la CNE, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental.

La obligación debe ser cumplida por cada empresa eléctrica que efectúa retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales para los contratos suscritos después de agosto de 2007. La obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentando un 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 10% el año 2024.

En caso de que una empresa exceda su obligación de inyecciones ERNC, por medios ERNC propios o contratados, puede convenir de traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica, incluso en otros sistemas eléctricos. Las empresas que no cumplen su obligación tienen que pagar un cargo de 0,4 UTM por MWh de déficit. Si una empresa se queda en esta situación durante cuatro años, la multa aumenta hasta un 0,6 UTM por MWh en el cuarto año.

4.4 Ley 20/25 (Nº 20.698).

La ley 20/25 modifica la ley de promoción de las ERNC del año 2007, incrementando el objetivo de la obligación en términos de proveer generación eléctrica de fuentes ERNC para llegar a un 20% al año 2025. Esta nueva obligación aplica a los contratos de suministro suscritos con posterioridad al 1 de julio de 2013.

La obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de un 5% para el año 2013, incrementándose en un 1% anual a partir del año 2014 hasta alcanzar un 12% en el año 2020, y con incremento de un 1,5% anual a partir del año 2021 hasta alcanzar un 18% en el año 2024, e incrementándose en un 2% el año 2025 hasta llegar al 20%.

Esta Ley también incluye licitaciones públicas para la venta de las inyecciones de bloques de energía provenientes de medios de generación renovable no convencional, con precios garantizados por 10 años.

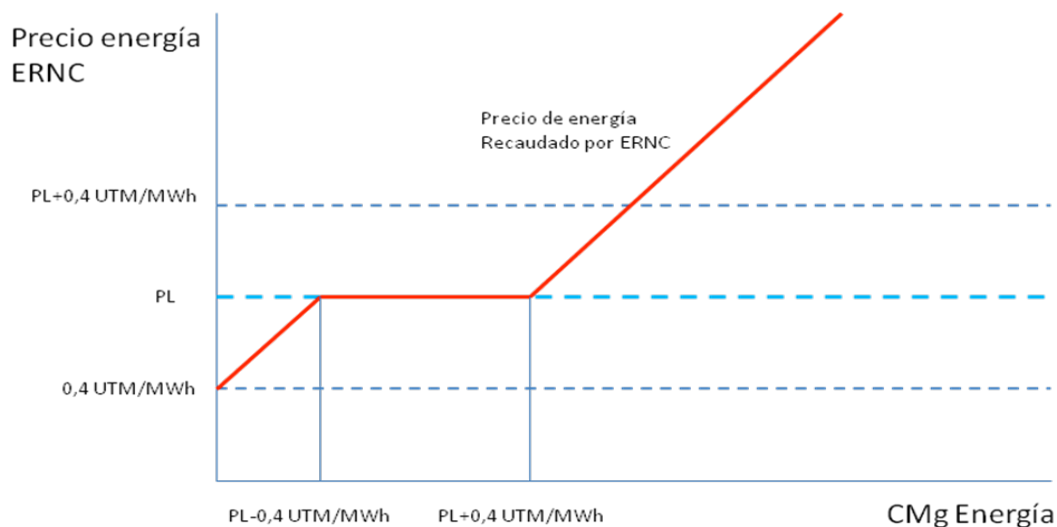
Las licitaciones establecen un precio máximo basado en el costo medio de largo plazo de la tecnología de desarrollo del sistema eléctrico el cual puede ser incrementado en hasta un 10% dependiendo de la disponibilidad de oferta de fuentes ERNC. En las licitaciones el generador ERNC se obliga a vender su producción efectiva, sin adquirir compromisos de entrega efectiva y a firme, lo cual genera incerteza en el nivel de suficiencia⁶ del sistema eléctrico que tendrá el sistema interconectado.

6 atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda con un nivel de seguridad prefijado

El precio de energía de referencia para los adjudicatarios de las licitaciones corresponde al indicado en sus ofertas. Este precio de referencia, se complementa con un mecanismo de estabilización de precios, donde si el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección del generador ERNC es más alto que el precio licitado, los generadores contratados, que efectúen retiros destinados a sus clientes, perciben la diferencia hasta un máximo de 0,4 UTM/MWh. El exceso respecto de dicho valor es recibido por el generador ERNC. Cuando, el costo marginal promedio de energía en el punto de inyección se encuentra bajo el precio licitado, los generadores contratados, que efectúen retiros deben pagar la diferencia, con un tope de 0,4 UTM/MWh (Figura 1).

Se asigna a la Dirección de Peajes la función de efectuar las liquidaciones mensuales de los pagos asociados a los bloques licitados.

Figura 10. Esquema de precio de licitaciones ERNC.



Fuente: Elaboración propia

4.5 Consistencia con definición de las energías renovables según la OCDE.

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), tiene por objetivo coordinar las políticas económicas, sociales y ambientales de sus países miembros. En materia energética, la OCDE creó en 1974 la Agencia Internacional de Energía (IEA), con el fin de promover la seguridad energética por medio de una respuesta colectiva frente a las interrupciones del abastecimiento en petróleo, y proveer investigación y análisis a fin de asegurar una energía confiable y a precio asequible.

La definición de Energías Renovables, establecida por la AIE, es: “Energía renovable es energía que es derivada de procesos naturales [...] que son repuestos a una tasa más rápida de la que son consumidos”. La IEA publicó el documento “Towards Green Growth:

Monitoring Progress - OECD Indicators”, el que es un guía para diseñar políticas de desarrollo sustentable viables y supervisar su avance. En este documento se lista las fuentes de generación reconocidas como energías renovables, esto es: hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica, marítima, combustibles renovables (biomasa) y desechos.

Como miembro de la OCDE, Chile aspira a alcanzar políticas energéticas comparables a las de los demás países miembros. Sin embargo, se aprecian diferencias sustanciales en cuanto a la definición de lo que es energía renovable, lo que dificulta establecer una adecuada comparación que genere información de valor para comparar políticas públicas en energía.

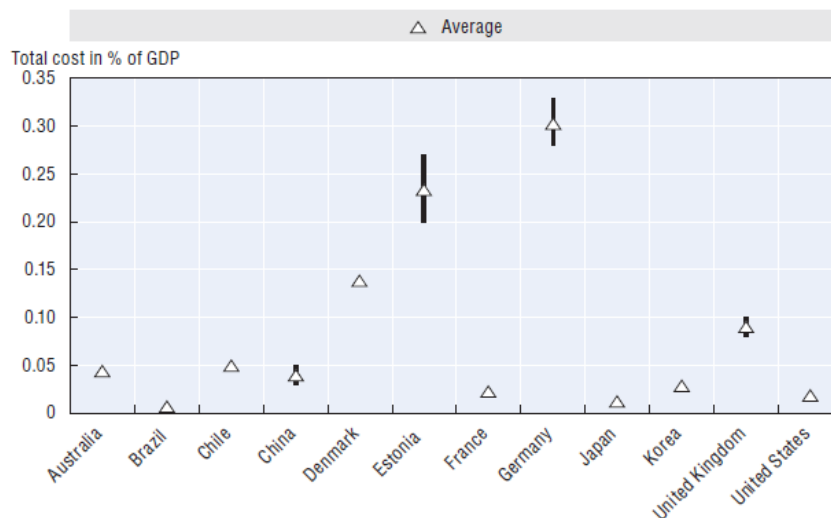
4.6 Costos de las normativas de promoción de las ERNC en Chile.

A fines del año 2013 la OCDE emitió el informe “Effective Carbon Prices”, en el cual se efectúa una revisión de los costos efectivos en que incurren los diferentes sectores de los países miembros, en la reducción de gases efecto invernadero como consecuencia de la implementación de políticas en diferentes sectores de la economía, en el cual se incluyó a Chile.

En este informe, la OCDE reporta que los costos de abatimiento de emisiones para Chile se estiman en alrededor de 0,05% del PIB (ver Figura 3.2 del informe, a continuación), lo cual supera a países como Australia, Brasil, Corea y Japón.

Figura 11. Costo de políticas públicas en sector energía eléctrica.

Figure 3.2. Total costs of carbon-related policies applied in the electricity sector
In per cent of GDP

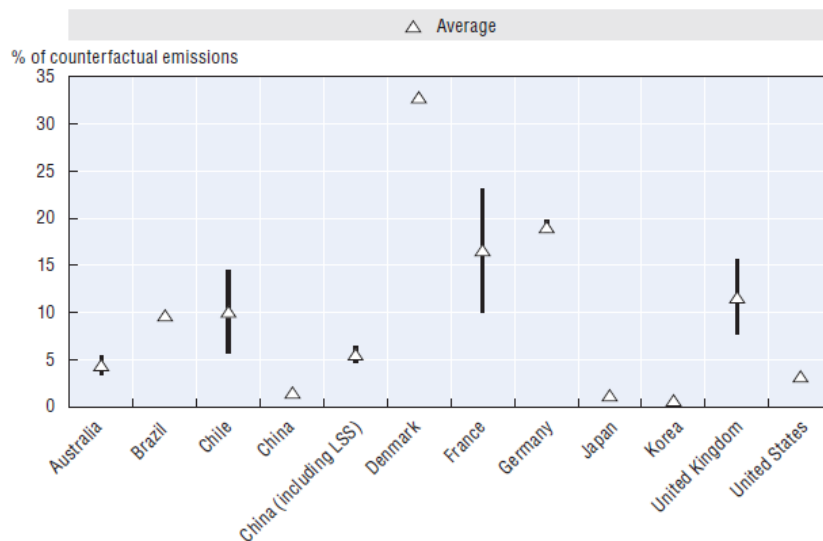


La OCDE estima que Chile ha abatido en promedio un 10% (5,6% a 14,4%) de las emisiones que habría incurrido respecto del BAU (Business as usual), a través de las políticas aplicadas en el sector eléctrico.

La Ley ERNC de 2007 según la estimación de la OCDE ha implicado un costo anual de 69 Millones de Euros y la ley que otorgo una exención de pago de peaje troncal a las centrales ERNC impone un costo de 14 Millones de Euros anuales. En términos de equivalencia a un costo de abatimiento de las dos políticas mencionadas, el estudio determina un valor 13 a 65 Eur/ton de CO₂, dependiendo del nivel de abatimiento de CO₂, lo que equivale en términos de energía a aproximadamente 12 a 59 Eur/MWh de costo adicional.

Figura 12. Costo de políticas públicas en sector generación eléctrica.

Figure 3.4. Abatement achieved with instruments addressing electricity generation, national averages



Note: Ranges shown for some countries reflect different choices about assumptions used in the estimates.

En la tabla siguiente se resumen los costos determinados por la OCDE por aplicación de las políticas implementadas en el sector eléctrico en Chile.

Figura 13. Costo de políticas públicas en sector eléctrico en Chile.

Table 3.1. Abatement and abatement costs related to the electricity sector

	Total emissions in the sector, million tonnes CO ₂ e	Total abatement, million tonnes CO ₂ e	Abatement in % of counterfactual emissions	Total abatement cost, million	Cost per tonne CO ₂ e abated	Total cost in % of GDP
Chile	22 ²	1.3-3.7	5.6-14.4	83	13-65	0.05
<i>Renewable portfolio standard</i>				69		
<i>Transmission subsidy for renewable energy</i>				14		
<i>Direct financial support for renewable energy</i>				0.5-0.8		

Así, es esperable que el incremento de la meta de ERNC a 20% al año 2025 implicará costos adicionales a los estimados por la OCDE en 2013, los cuales en esencia dicen relación con los costos de integración de aquellas fuentes de generación intermitentes y estacionales.

5. Costos de integración de Generación intermitente en Chile

Distintos estudios han abordado el impacto técnico-económico de mayor penetración de generación intermitente tanto para el SIC como para el SING. En la mayor parte de estos estudios los resultados han dependido principalmente de los parámetros determinantes de los costos de las tecnologías: precios de los combustibles, de capital por tecnología de generación, perfiles de generación (factor de planta), entre otras. En aquellos estudios donde comparan escenarios de expansión, los resultados también son sensibles al plan de obras.

Un estudio reciente de la Universidad Católica estima el costo de integración de generación intermitente en el SIC (Urzúa, 2014). El autor incorpora en su modelación perfiles variables de generación para las tecnologías eólica y solar, y estima componentes de costos de operación, transmisión y otros factores críticos para la inyección de las ERNC según la cuota que exigirá la ley. El estudio contribuye al tratar formal y explícitamente la capacidad de reserva, precios de equilibrio, costo de desarrollo y operación de embalses hidroeléctricos.

Como es usual, los costos y beneficios se estiman considerando distintos escenarios de expansión de la matriz. El costo de integración de estas tecnologías para alcanzar una penetración del 20% de ERNC llega a US\$68,2 por MWh de generación renovable inyectado. En términos agregados, el costo total de integración para cumplir con la ley 20 25 bordearía los US\$31 mil millones.

Otros estudios han llegado a conclusiones similares. Por ejemplo, en un estudio de Alexander Galetovic y Cristián Hernández para la Cámara Chilena de la Construcción en 2012, sostienen que el cumplimiento de la cuota de 20% de generación renovable podría significar un costo anual en torno a US\$ 500 millones.

6. Situación de Chile.

En Chile existe un riesgo de incorporación de nueva capacidad de ERNC intermitente en montos altos. Si se observa los proyectos ERNC aprobados en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), el 91% de la capacidad instalada corresponde a proyectos eólicos y solares fotovoltaico. Por otra parte, en el caso de las iniciativas que se encuentran en tramitación ambiental el 90% de ellas corresponden a proyectos eólicos y solares fotovoltaico.

Figura 13. Tecnologías de generación ERNC en Chile.

Tecnología	Operación	Construcción	RCA aprobada, sin construir		En calificación ambiental	
	MW	MW	MW	%	MW	%
Biomasa	461	0	94	1%	40	1%
Biogás	43	0	1	0%	8	0%
Eólica	836	61	5195	36%	2209	41%
Mini Hidraulica	343	129	322	2%	203	4%
Solar - PV	222	456	7937	55%	2621	49%
Solar - CSP	0	110	760	5%	260	5%
Geotermia	0	0	120	1%	0	0%
Total	1905	756	14428		5340	

Fuente: CER, SEA, CDEC, CNE. Noviembre 2014.

La proliferación de este tipo de iniciativas, posiblemente en desmedro de otras tecnologías ERNC de menor costo de integración, se puede explicar por la existencia de una divergencia en los beneficios y costos percibidos por los promotores de centrales ERNC intermitentes y los beneficios y costos totales que implican su incorporación al sistema eléctrico, con lo cual las decisiones privadas no coinciden con el óptimo social del país.

6.1 Principios que rigen el mercado eléctrico.

El mercado eléctrico nacional tiene la particularidad de que, tanto la inversión como la operación de la infraestructura eléctrica, son realizadas íntegramente por empresas privadas, nacionales e internacionales, en donde se promueve la eficiencia económica mediante mercados competitivos en todos los segmentos posibles.

Así, se separan las actividades en el mercado eléctrico en segmentos de generación, transmisión y distribución, que son independientes entre sí, diferenciándose en el esquema regulatorio.

El segmento de generación corresponde a un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal de energía y potencia, en el que los generadores pagan un determinado precio de energía y potencia, en relación a los costos horarios de suministrar energía y en el costo de proveer incrementos de capacidad en las horas de mayor demanda. A diferencia del anterior, los segmentos de distribución y transmisión son regulados, teniendo la obligación de prestar servicio y fijar precios conforme a costos eficientes.

Teóricamente, el sistema de tarificación marginalista, supone que cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de ella, más los ingresos por venta de potencia, a costo de desarrollo de la

potencia de punta, son capaces de cubrir los costos de inversión más los costos de operación de todos los generadores.

El funcionamiento del mercado para los sistemas eléctricos interconectados, se caracteriza por la existencia de un mercado mayorista, en el cual el precio de la energía eléctrica es el costo marginal de corto plazo como resultado del equilibrio entre oferta y demanda.

6.2 Las divergencias en decisiones privadas y óptimo social

La proliferación de generación solar y eólica se puede explicar básicamente por dos razones: divergencias en la asignación de costos de transmisión y servicios complementarios. A lo anterior se agrega, el hecho que los costos de desarrollo de este tipo de centrales es sustancialmente más bajo que otras tecnologías ERNC (biomasa, mini hidráulicas, geotermia) y sus plazos de ejecución son mas cortos, meses en comparación con años.

El sistema de tarificación de la transmisión genera divergencias debido a la forma en que se remunera la transmisión, en particular la transmisión troncal. La transmisión se remunera en función del uso esperado que hacen las centrales generadoras en un año, esto en términos simple significa que la transmisión se paga en función del factor de planta de cada central generadora. Las centrales eólicas y solares fotovoltaicas son altamente demandantes en capacidad de transmisión, tanto para evacuar sus inyecciones como para la modulación que deben hacer las centrales para dar cabida a estas centrales. Así, resulta que una central eólica o solar fotovoltaica que presentan factores de planta en el rango de 30% en Chile, sólo pagarían un 30% de los costos de las líneas de transmisión que requieren para efectuar sus inyecciones. Así, el 70% del costos de esas líneas es asignado a la generación convencional y otras ERNC que operan en forma continua, y a los consumidores, con lo cual perciben un subsidio cruzado de parte de estos agentes a las ERNC eólicas y solar fotovoltaica.

Por otra parte, no se hacen cargo de los costos de transmisión asociados al ciclado, generando una situación similar a la indicada previamente.

Los servicios complementarios se refieren a aquellos recursos del sistema que se requieren para obtener una operación confiable y con los estándares de calidad requeridos. Estos servicios son definidos por los CDEC, los cuales solo pueden ser aplicados una vez la CNE autorice su aplicación mediante Resolución Exenta. Si bien los servicios complementarios fueron incorporados en la Ley Corta I, su implantación ha sido lenta y los mecanismos de aprobación poco efectivos para atender las necesidades del sistema eléctrico. Así, los promotores de centrales eólicas y solares no perciben costos por este concepto, pues estos son socializados entre los demás agentes del mercado, percibiendo así un subsidio cruzado desde ellos. Los CDEC deberían tener la autonomía

suficiente para definir e implantar los servicios complementarios que el sistema requiera en forma oportuna y del tipo que sea necesario.

Finalmente, el hecho de que las centrales eólicas y solares fotovoltaicas no se hacen en cargo de los costos de integración que imponen al sistema, lleva a que se instalen en niveles por sobre el óptimo social, lo que genera presión a la baja sobre los costos marginales.

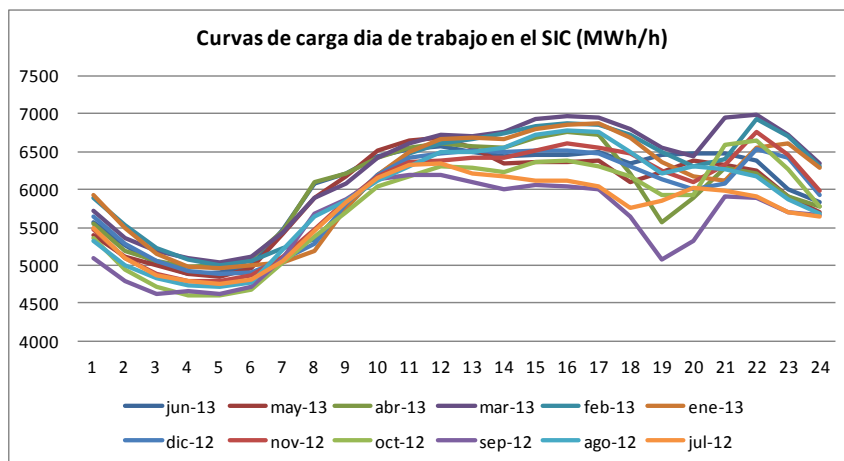
7. Recomendaciones para la integración eficiente de ERNC.

La ley 20/25 propone un mecanismo de licitación, que complementa la cuota, en lugar de una cuota para aumentar la participación de ERNC⁷. Un mecanismo de licitación reduce la incertidumbre de precio de un generador intermitente. En un sistema de cuotas el generador que no es capaz de firmar contratos de suministro queda expuesto a la volatilidad del costo marginal.

Por otro lado, no basta con definir cuánta capacidad de generación ERNC se definirá como meta sino cuándo ocurrirá y como dichos aportes ERNC logran abastecer la demanda del sistema y a qué costos, dado que los aportes de dichas centrales no son conformantes con la demanda.

En este respecto, la experiencia internacional ha sido enfática en destacar que los sobrecostos de las ERNC son manejables y posibles de acotar. Pero ello requiere de mecanismos de negocios, regulación y cambios tecnológicos relevantes que requieren tiempo y atención. Un proceso de interacción entre el regulador y la industria.

Figura 7. Curvas de demanda en día laboral en el Sistema Interconectado Central.



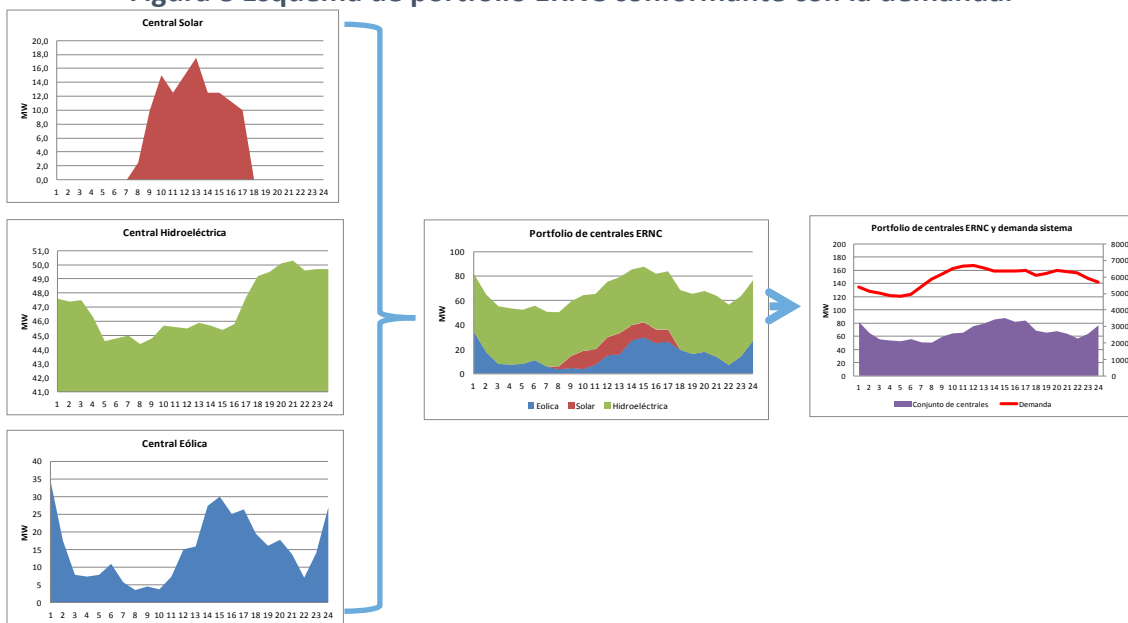
Fuente: CDEC-SIC

⁷ Un sistema de subasta debería resultar en el menor costo para suministrar una cantidad de energía determinada. Esto, a diferencia de un "Feed in Tariff" (FIT) donde para un precio definido ingresan tantos proyectos como resulten rentables para la tarifa indicada. En este sentido es preferible un mecanismo de licitación. Se impone un mayor costo pero acotado a la cantidad de generación establecida y en un contexto de mayor competencia. Sin embargo, se sigue imponiendo un sobrecosto que depende directamente de la penetración ERNC exigida.

Como medidas para atenuar o evitar un incremento en los costos que implica una mayor participación de ERNC en la matriz energética, se recomienda implementar las siguientes acciones:

- *Especificación de las bases de licitación ERNC:* Se debe establecer mecanismos de definición de portfolio de fuentes de generación ERNC en las licitaciones, de forma tal que el aporte de dicho portfolio sea conformante con la demanda del sistema eléctrico y con ello reduzca los costos adicionales que implica la estacionalidad e intermitencia. Este portfolio debe ser conformante tanto a nivel de estacionalidad horaria como estacional como se aprecia en la figura siguiente.

Figura 8 Esquema de portfolio ERNC conformante con la demanda.



Fuente: Elaboración propia.

- *Licitaciones de empresas distribuidoras:* Incorporar en las licitaciones de distribuidoras, la posibilidad de que participen en ella portfolios de fuentes de generación ERNC que sean capaces de ofrecer un bloque base, no discriminatorio con las tecnologías convencionales. Esta estructuración de portfolio puede ser efectuada por un comercializador. Para esta implementación no se requieren cambios normativos, solo ajustes a las bases de licitación.
- *Promover el desarrollo de mecanismos de estabilización de precios para ERNC:* La incorporación de comercializadores que estructuren un portfolio de fuentes de generación ERNC para atender la demanda es un mecanismo eficiente económicamente, pues el comercializador aporta valor al efectuar el calce entre oferta y demanda a precios competitivos, con ello logra además minimizar el impacto sistémico, en cuanto a la necesidad de respaldo. Actualmente se

encuentra operando en Chile un mecanismo de estabilización de precios para ERNC que fue constituido como iniciativa privada para promover las ERNC. Este tipo de medidas ayuda a canalizar un buen mecanismo sin aumentar el gasto de recursos y dentro de los mecanismos del mercado

- *Implementar y promover el Multicarrier Eléctrico:* Mediante este mecanismo los consumidores pueden elegir las fuentes de suministro eléctrico, pudiendo priorizar ERNC si esa es su elección, para abastecer su consumo y administrar su demanda acorde a lo que ofrezcan los suministradores. El mecanismo permite que aquellos consumidores que estén dispuestos a pagar más por energía ERNC tengan la opción de hacerlo fomentando la tecnología. En esta dirección, la minería y otras industrias necesitan bajar su huella de carbono por lo que tenderán a contratar más ERNC. La separación de la comercialización del uso de las redes de distribución podría apoyar este tipo de elecciones también en pequeños consumidores (sector residencial o comercial) y fomentar aún más las ERNC en un contexto competitivo. Este sistema opera desde hace varios años en Europa, siendo un ejemplo la exitosa experiencia de Francia (<http://comparateur-offres.energie-info.fr>)
- *Establecer un servicio complementario de respaldo:* El propósito es internalizar el costo real que impone la generación intermitente a través de la valorización efectiva de los costos de los respaldos. En efecto, sólo considerando los costos de integración, el costo las tecnologías intermitentes podrá compararse con las fuentes de base con características despachables y continuidad en su operación. La correcta asignación de costos de respaldo aporta en la corrección de las distorsiones que la generación intermitente no optima socialmente tiene, entre otros, en la baja del costo marginal, siendo que existen componentes de costos variables de integración asociados a su operación.
- *Asignación de costos de transmisión a ERNC intermitentes.* Se hace necesario corregir la asignación de las centrales ERNC de bajo factor de planta desde el concepto de uso esperado a uso máximo, de forma de evitar la existencia de subsidios cruzados.
- *Políticas de promoción de centrales hidroeléctricas de embalse.* La integración a gran escala de generación intermitente exige mayor flexibilidad en el resto de la operación del sistema para ajustar la oferta con la demanda ante cambios en la producción de renovables. Los factores de planta de unidades hidroeléctricas de embalse son complementarios (50% a 60%) con las de eólicas y solares (20% a 35%) por lo que pueden acotar los costos del ciclado de centrales térmicas y jugar un rol clave en la incorporación costo efectiva de generación variable. Lo anterior a pesar de aumentar los requerimientos de transmisión asociados.

8. Conclusiones

En principio, la aplicación de cualquier instrumento regulatorio es deseable desde la perspectiva social en la medida que sus beneficios sean mayores que sus costos, es decir, si se asocian a un mayor bienestar. Por lo tanto, una política que busque aumentar significativamente la penetración de ERNC será deseable siempre que los costos del instrumento resulten menores que sus beneficios (incluyendo por ejemplo externalidades ambientales) por lo que la meta de inclusión de ERNC es un tema delicado y determinante⁸.

Los estudios analizados muestran que el cumplimiento de la cuota de 20% de generación renovable al 2025, conlleva potenciales aumentos de costos, y por tanto, de precios. Tal como se explicita en la reciente agenda de energía definida por el gobierno, el mercado eléctrico requiere disponer suministros a precios competitivos que permitan sustentar el desarrollo de la industria local. Por ello se deben buscar estrategias de mínimo costo de inversión y operación para el conjunto del sistema. Una condición necesaria para tal configuración a mínimo costo, es la consideración de todos los costos de generación incluyendo los de integración.

La expansión prevista de la demanda advierte altos requerimientos de inversión para poder satisfacerla y a precios que permitan al país seguir en su senda de crecimiento. En este contexto, la penetración a gran escala de ERNC, al tender a aumentar los costos totales del sistema, puede aumentar los precios a consumidores finales en un contexto nacional crítico de precios altos. En este sentido, es crucial el rol que el regulador pueda jugar en internalizar adecuadamente los costos de generación reales de cada tecnología para evitar distorsiones y asegurar el correcto desarrollo del sector.

La cuota impuesta en la ley 20/25 en el marco normativo actual atenta con el principio de neutralidad tecnológica. Este principio es relevante para obtener la configuración a mínimo costo del sistema de generación, incluso con restricciones y metas reducción de emisiones de CO₂. Lo anterior, es particularmente cierto en un contexto internacionalmente competitivo donde estas regulaciones presionan al alza el precio de la energía sin que haya un acuerdo global de reducción de emisiones que nivele las reglas del juego. Por ello, en la medida que las tecnologías renovables sean realmente competitivas no hay razón para apresurar aún más su ingreso.

La experiencia internacional ha evidenciado bajas de rentabilidad de compañías de generación, caídas en la inversión y aumentos en tarifas de clientes finales como consecuencia del apoyo desmedido a las ERNC. El regulador debe anticipar los potenciales impactos en el sistema y costos asociados para minimizar efectos adversos a la luz de las

⁸ Por supuesto que, en la medida que existan barreras no económicas que hacen que proyectos rentables no se realicen, entonces sí deben existir mecanismos que ayuden a superarlas. Esto último, ya que es deseable que estos proyectos se concreten.

lecciones de la experiencia internacional. En este sentido, la autoridad debe velar por el desarrollo sostenible del sector y no cometer los mismos errores. Es decir, garantizar la oferta de energía a precios competitivos que impulsen el desarrollo de la actividad del país y mejorar el bienestar de los más desposeídos.

9. Referencias.

Atienza, Luis (Noviembre de 2014), “La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico español”, Seminario de integración de energía no convencional y convencional, Santiago, Chile.

Berte, F., Moelling, D., y Udy, C. (2003). Assessing the true cost of cycling operation is a challenging assignment. *Combined Cycle Journal*, 23-25.

Der Spiegel. (2013, 2013). Germany’s Energy Poverty: How electricity became a luxury good. *Der Spiegel*.

EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry. (2010). Integrating Intermittent Renewables Sources into the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions (Inf. Téc.). Brussels: EURELECTRIC.

Joskow, P.L., 2011. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *The American Economic Review*, 101(3), pp.238–241.

Hillestad, R. (2000). Competitive jolt. *Rand Review*, 24, 20-23.

Hirth, L., 2012. Integration Costs and the Value of Wind Power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources. Available at: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2187632.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O’Malley, M., Olav Tande, J., van Hulle, F. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, 14, 179-192.

Mills, A., Wiser, R., y Porter, K. (2009). The cost of transmission for wind energy: A review of transmission planning studies. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division.

Ley Nº 19.940. (2004). Ministerio de Energía. Diario Oficial de la República de Chile.

Ley Nº 20.018. (2005). Ministerio de Energía. Diario Oficial de la República de Chile.

Ley Nº 20.257. (2008). Ministerio de Energía. Diario Oficial de la República de Chile.

Ley N° 20.698. (2013). Ministerio de Energía. Diario Oficial de la República de Chile.

OECD (2013), *Effective Carbon Prices*, OECD Publishing. DOI: [10.1787/9789264196964-en](https://doi.org/10.1787/9789264196964-en)

Pérez-Arriaga, I.J., Batlle, C. Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation, *Economics of Energy & Environmental Policy*. 1 (2), 3-17, (Mar/2012).

Schaber, K., Steinke, F., Mühlich, P., y Hamacher, T. (2012). Parametric study of variable renewable energy integration in europe: Advantages and costs of transmission grid extension. *Energy Policy*, 42, 498-508.

The Economist. (2013, julio). Renewable energy in spain: The cost del sol. *The Economist*, 57-58.

Troy, N., Denny, E., y O'Malley, M. (2010). Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25.

Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer & Ottmar Edenhofer (2013): "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", *Energy* 63, 61-75.