

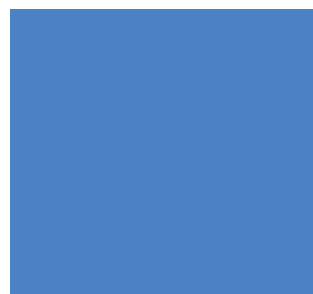


CENTRO DE
**POLÍTICAS
PÚBLICAS UC**

TEMAS DE LA AGENDA PÚBLICA

Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile

ENZO E. SAUMA
Escuela de Ingeniería UC



TEMAS DE LA AGENDA PÚBLICA

Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile

ENZO E. SAUMA

Escuela de Ingeniería UC

Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile*

ENZO E. SAUMA

Escuela de Ingeniería UC

Introducción¹

Este artículo estudia algunos de los impactos de distintas alternativas de política pública para incentivar las inversiones en energías renovables no convencionales (ERNC). Específicamente, se muestra que distintas políticas de fomento de las ERNC tienen impactos distintos sobre los diferentes agentes del mercado. En particular, algunas políticas benefician más a las grandes empresas mientras que otras favorecen relativamente más a las empresas más pequeñas, lo que tiene un impacto social que debe ser considerado a la hora de decidir qué política pública es la más adecuada para Chile.

En Chile, al igual que ocurre en otros países, los sectores económicos que contribuyen de mayor manera a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son el transporte y la energía, debido a la utilización de combustibles fósiles. Con respecto al sector de la energía, existe un creciente interés en las ERNC, como una forma de reemplazar parte de la energía generada mediante el uso de combustibles fósiles, dado su bajo impacto en las emisiones de contaminantes globales y locales.

La generación de energía a partir de ERNC corresponde a la energía obtenida de centrales hidroeléctricas pequeñas (menos de 20MW de potencia máxima, para el caso chileno) y de proyectos que aprovechen la energía de otras fuentes como la biomasa, la geotérmica, la solar, la eólica y la energía de los océanos, entre otras.

Diversos estudios demuestran que, cuando se consideran exclusivamente los costos directos de producción de energía, las energías renovables son más caras que las provenientes de fuentes convencionales térmicas (IPCC, 2011). Sin embargo, cuando se hacen estimaciones de los costos asociados a las externalidades negativas producidas por la generación que usa combustibles fósiles, no es tan evidente que las energías renovables sigan siendo más caras que la generación mediante combustibles fósiles. En efecto, dicho costo dependerá también de otros factores, como la valoración que se haga de los impactos en salud y en el medio ambiente de las emisiones asociadas a la quema de los combustibles fósiles.

Entonces, si se utiliza un enfoque tradicional, las ERNC no serían competitivas, a menos que el Estado implemente alguna política pública que permita internalizar los efectos negativos de las otras fuentes de energía. Esto explicaría la baja penetración de las ERNC en el mercado energético chileno (las empresas generadoras, en general, no tienen los incentivos adecuados para invertir masivamente en ERNC). Ello deja en evidencia la necesidad de una política energética que evalúe el porcentaje de ERNC que debiera tener la matriz energética chilena en el largo plazo, de manera de maximizar el bienestar de la sociedad chilena.

* Una versión preliminar de este documento fue presentada en una mesa de discusión organizada por el Centro de Políticas Públicas UC y realizada el 5 de abril de 2012. En la ocasión, comentaron el artículo Sergio del Campo, subsecretario de Energía y Cristián Muñoz, subgerente de Regulación y Cambio Climático de AES Gener. Se agradece la participación de los comentaristas así como del público asistente, cuyos comentarios y observaciones aportaron a esta versión definitiva. La responsabilidad del texto final es exclusivamente del autor.

¹ El autor agradece la investigación de la estudiante de Magister en Ciencias de la Ingeniería Natalie Messer, quien ha proporcionado valiosa información descrita en este artículo.

Las organizaciones internacionales han puesto especial énfasis en medidas orientadas a fomentar la reducción de emisiones de GEI y desarrollar las ERNC. A partir de ello, una gran cantidad de países han desarrollado políticas de fomento de las ERNC, para lograr tales metas. Chile aún no ha asumido compromisos formales a nivel internacional en lo que respecta a la reducción de GEI; no obstante lo anterior, ha declarado un compromiso en la materia mediante la promulgación la Ley N° 20.257, que busca incentivar las ERNC.

Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC

Las políticas de fomento de las ERNC más utilizadas en el mundo son la fijación de tarifas especiales, los sistemas de cuota y las subastas (Barroso *et al.* 2010). A continuación se describe cada una de estas políticas.

Sistemas de tarifas especiales

El sistema de tarifas especiales (también denominado *feed-in tariff* o *renewable energy payments*) corresponde a una fijación del precio para las energías renovables. En general, no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, a excepción de algunos sistemas donde existen límites de capacidad para determinadas tecnologías.

En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima (pago) adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable.

El sistema de primas adicionales consiste en establecer ciertos pagos fijos por sobre el precio de la energía (por haber sido generada a través de fuentes renovables), entregando una seguridad adicional para los generadores. Sin embargo, comparado con el sistema clásico de tarifas especiales (*feed-in tariff*), este entrega menos certeza a los inversionistas, debido a que están expuestos al riesgo del precio de mercado de la energía.

En gran parte de los países de la Unión Europea (Alemania, Dinamarca y España, entre otros) se ha adoptado este tipo de política. En el caso de Dinamarca, el desarrollo de las energías renovables comenzó en la década de los 80 en respuesta a la crisis del petróleo de Arabia. Allí se estableció un sistema de tarifas especiales en la década de los 90, lo que favoreció el crecimiento de la industria eólica, que creció desde 50MW en 1993 a más de 3000MW en 2004. En el año 2004, el sistema de tarifas especiales fue reemplazado por un sistema de

cuota, lo que permitió que el crecimiento de la industria eólica danesa se estabilizara. Con este crecimiento, la industria eólica generó aproximadamente 21.000 nuevos empleos y motivó a la inversión local en energías renovables a través de cooperativas (Farrell 2009).

En Alemania, la creación de una política de fomento a las energías renovables fue motivada por los efectos del cambio climático y el daño ambiental, que posteriormente se complementó con el desarrollo de un plan antinuclear de energía. En la década de los 90 se comenzó a aplicar un sistema de tarifas especiales que favoreció a algunas tecnologías, con una tarifa fija de compra, que correspondía a un 80% por sobre la tarifa promedio del mercado. En el año 2000 se consolidó esta política mediante periódicas revisiones de las tarifas, añadiendo nuevas tecnologías (geotérmica y grandes plantas de biomasa) e introduciendo tarifas basadas en el costo y garantías para todas las energías renovables para los próximos 20 años (Lipp 2007). Esta política ha provocado un rápido crecimiento de las energías renovables en Alemania, desde un 3,1% de la matriz energética en 1991, hasta un 16,9% en 2006 (Wüstenhagen y Bilharz 2006).

En el caso de los países latinoamericanos, las condiciones para la aplicación de políticas de fomento a las ERNC son distintas a las que existen en las naciones europeas. Pese a ello, hay países como Argentina y Ecuador en los que se ha adoptado recientemente una política de tarifas especiales.

En Argentina opera un sistema de tarifas especiales que fue implementado en 2006, mediante la promulgación de la Ley 26.190 (Régimen Nacional de Apoyo a las Fuentes de Energías Renovables para la Generación Eléctrica). Esta ley establece la creación de un fondo fiduciario de energías renovables que se destina a remunerar la energía solar fotovoltaica en hasta 0,9 pesos argentinos por cada kWh —puesto a disposición de usuarios con generadores fotovoltaicos instalados y por instalarse que estén destinados a la prestación de servicios públicos— y a remunerar la energía generada por sistemas de energía geotérmica, de los océanos, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás por instalarse —de generadores que inyecten su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos— en hasta 0,015 pesos argentinos por cada kWh. Esta última tarifa se aplica también para sistemas hidroeléctricos por instalarse de hasta 30MW de potencia. Dichas tarifas son un pago por sobre el precio de la electricidad (sistema de primas adicionales) y tienen una validez de 15 años. Los tran-

dinos tienen como objetivo que el 8% de la demanda energética nacional sea cubierta por energías renovables para el año 2016.

Adicionalmente, el gobierno argentino lanzó una licitación mediante subastas en mayo del año 2009, a través de su programa “Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables” (GENREN). La potencia total licitada fue de 1.015MW, repartida en diversas tecnologías: eólica, térmica con biocombustibles, residuos sólidos urbanos, mini hidráulica, geotermia, solar térmica, biogás y solar fotovoltaica. Al final, la adjudicación fue de una potencia total de 895MW, dividida en: eólica (754MW), térmica con biocombustibles (110,4MW), mini hidráulica (10,6MW) y solar fotovoltaica (20MW). Las licitaciones para las demás tecnologías se encuentran en curso y se realizará un relanzamiento para la eólica, biomasa y térmica con biocombustibles.

En Ecuador se ha adoptado recientemente un sistema de tarifas especiales fijas para el desarrollo de las energías renovables, tanto para la zona geográfica del Ecuador continental como para las Islas Galápagos. Los precios están diferenciados por tecnologías y en algunos casos por tamaño, y los contratos están garantizados por 15

años. La Tabla 1 ilustra el sistema de tarifas especiales utilizado en el Ecuador para ambas zonas geográficas.

Sistemas de cuota

El sistema de cuota es también conocido como *Renewable Portfolio Standards* (RPS) en los Estados Unidos, *Renewable Electricity Standards* (RES) en India, *Renewables Obligations* (RO) en el Reino Unido y *Renewable Energy Targets* (RET) en Australia. Al año 2010, el sistema de cuota operaba en 56 regiones y países, incluyendo más de la mitad de los estados federados de Estados Unidos.

En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables –aplicado sobre la cantidad de energía vendida– y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales.

El sistema de cuota puede complementarse con certificados transables, como los *Tradable Green Certificates* (TGCs) que se transan en Europa o los *Renewable Energy Credits/Certificates* (RECs) que se transan en los Estados Unidos. Estos certificados representan la cantidad de energía limpia que se produce (para cumplir la cuota)

Tabla 1 | Tarifas especiales para la energía renovable en Ecuador

	Años	e/kWh	US\$/kWh
Continental			
Eólica	15	0,067	0,091
Energía solar fotovoltaica	15	0,292	0,400
Biomasa-biogás < 5 MW	15	0,081	0,110
Biomasa-biogás > 5 MW	15	0,070	0,096
Geotérmica	15	0,096	0,132
Hidroeléctrica < 10 MW	15	0,052	0,072
Hidroeléctrica > 10 MW y < 30 MW	15	0,050	0,069
Hidroeléctrica > 30 MW y < 50 MW	15	0,045	0,062
Galápagos			
Eólica	15	0,073	0,100
Solar fotovoltaica	15	0,322	0,440
Biomasa-biogás < 5 MW	15	0,089	0,122
Biomasa-biogás > 5 MW	15	0,077	0,106
Geotérmica	15	0,106	0,145

Fuente: Global Energy Network Institute, <http://www.geni.org/>

y se transan libremente en un mercado entre agentes que compran y venden certificados para cumplir con sus obligaciones.

Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable. Sin embargo, esto ha causado que la tecnología limpia con menores costos adquiera altos niveles de desarrollo en desmedro de las demás. Para contrarrestar este efecto, en algunos países (como en el Reino Unido e Italia), se han introducido sub-cuotas reservadas para determinadas tecnologías que no son favorecidas con el sistema de cuota uniforme (IPCC 2011).

En Suecia, el sistema de cuota, en conjunto con los certificados transables, comenzó a operar en 2003 con el objetivo de aumentar la generación de energía renovable en 25TWh al 2020. Desde ese año, la energía renovable es vendida al precio *spot* del mercado eléctrico. Además, los generadores renovables obtienen un ingreso adicional proveniente de la venta de los *Tradable Renewable Electricity Certificates* (TREC), los que deben ser comprados por los generadores convencionales para cumplir la cuota y no pagar la multa (que es calculada como un 150% del promedio anual del valor de los TREC). Este sistema ha permitido duplicar la generación de energía renovable en 9 años, desde 6,5TWh en 2001 hasta 14,7TWh en 2009 (IPCC 2011).

Este sistema también ha sido adoptado en gran parte de los Estados Unidos, en conjunto con otros incentivos complementarios. Como consecuencia de esto, se ha observado un gran desarrollo de la energía eólica estadounidense, desde una capacidad instalada de 2,6 GW en 2000 a más de 40GW en 2009 (Wiser y Bolinger 2009). A junio de 2010, 29 estados habían adoptado un sistema de cuota (IPCC 2011).

En el Reino Unido se adoptó este sistema en 2002 con un porcentaje inicial de obligación de 3%, el cual crece gradualmente hasta un 20% en 2020. De forma similar al caso de Suecia, existen certificados transables, denominados *Renewables Obligation Certificates* (ROCs), y multas asociadas a los incumplimientos de la cuota.

Es importante destacar que en el sistema de cuota, no siempre se ha cumplido la meta fijada por el Estado. En el caso de Reino Unido, el año 2005 fue el más favorable en esta materia: se cumplió un 4% del 5,5% establecido, es decir, un 73% de la cuota (Woodman y Mitchell 2011). Desde 2002 hasta 2009 se ha cumplido en promedio un 62,5% de la cuota.

En el caso de nuestro país, existe la Ley 20.257 –denominada Ley ERNC– que establece un sistema de cuota para las ERNC. Esta ley rige desde el 1° de enero de 2010 por 25 años, y obliga a ciertas empresas eléctricas (aquellas con capacidad instalada superior a 200 MW y que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos a fin de comercializarla con distribuidoras o clientes finales) a certificar ante la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que una cantidad equivalente al 10% de la energía proviene de medios de generación renovables no convencionales (incluyendo centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40 MW)², sean estos propios o contratados. Esta normativa señala que el porcentaje exigido a las empresas eléctricas se logrará incrementando gradualmente el volumen de este tipo de energías de modo tal que entre los años 2010 y 2014 sea de un 5%, y se incremente en un 0,5% anual a partir del 2015 hasta alcanzar el 10% el año 2024. Esta normativa se aplica a todos los contratos firmados después del 31 de agosto de 2007. En los años 2010 y 2011 se cumplió totalmente con la cuota establecida.

Sistemas de subastas

Un mecanismo alternativo a los anteriormente señalados es el sistema de subastas, en el que se licita una cantidad fija de energía (o potencia) al mejor postor (oferta de menores costos) entre un conjunto de oferentes de energías renovables.

El *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO) que realizó el Reino Unido entre 1990 y 1998 es un ejemplo de este tipo de mecanismo. En dicha oportunidad, los generadores de energía presentaron distintas ofertas, de modo de producir una cantidad específica de energía a un precio específico y con una tecnología particular; y en este caso el Estado aceptó la oferta más barata. Los oferentes tenían un plazo fijo para poner en marcha sus proyectos, además

² En el caso de las centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 20 MW, toda la energía generada es considerada ERNC y cumple con la condición de “atributo ERNC” requerida por la Ley 20.257. En el caso de las centrales hidroeléctricas con potencia entre 20 y 40 MW, solo se considera una proporción de la energía generada como ERNC.

Tabla 2 | Subastas de energías renovables en Brasil

Año	Tipo	Tecnología	Potencia	Precio	Observaciones
2007	Alternativa N°1	Hidráulica Biomasa	160MW 478MW	US\$0,0757/kWh US\$0,0779/kWh	Contrato a 30 años Contrato a 15 años
2008	Reserva N°1	Biomasa	2400MW	US\$0,080/kWh	Contrato a 15 años
2009	Reserva N°2	Eólica	1800MW	US\$0,077/kWh	Contrato a 20 años
2010	Alternativa N°2 y Reserva N°3	Eólica	2050MW	US\$0,075/kWh	Contrato de 20 años
		Biomasa	713MW	US\$0,082/kWh	Contrato a 15 años (S. Reserva) y 20 años (S. Alternativa)
		Hidráulica	132MW	US\$0,081/kWh	Contrato a 30 años
2011	Reserva N°4	Biomasa	357MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años
		Eólica	861MW	US\$0,0558/kWh	Contrato a 20 años

Fuente: Batlle y Barroso 2011.

de un contrato a largo plazo, que garantizaba la compra de toda la generación (Mitchell 1995; IPCC 2011).

En China, por su parte, se han utilizado mecanismos de subastas para grandes plantas eólicas en tierra, y luego para turbinas eólicas en el mar.

En el caso de Latinoamérica, el sistema de subastas se aplica en varios países. En Brasil, la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por subastas de energía como por otros programas de incentivo.

Las subastas de energía fueron adoptadas en Brasil en 2004 (e implementadas a partir de 2007) y consisten en contratos a largo plazo, a precio fijo por una cantidad demandada de energía, la cual es subastada. Incluyen parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas de biomasa. Existen dos tipos de subastas exclusivas para energías renovables (Barroso 2009): (i) la subasta de energía renovable (comúnmente llamada “subasta de alternativas”), que fue realizada por primera vez en 2007 y es restringida a un conjunto de tecnologías de ERNC y (ii) la subasta de reserva, que fue realizada por primera vez en 2008 y es restringida a una única tecnología (o a un proyecto) de ERNC. La Tabla 2 presenta información detallada sobre las subastas de

energías renovables realizadas en Brasil entre 2007 y 2011, tanto para las subastas de alternativas como para las subastas de reserva.

El Perú también posee un sistema de subastas para fomentar las energías renovables. Según los datos entregados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú (OSINERGMIN), se han realizado a la fecha dos subastas. La primera (agosto 2009 a julio 2010) tuvo dos convocatorias e incluyó ERNC de biomasa, eólica, solar y mini hidráulica (menor a 20MW de capacidad). La primera convocatoria de esta primera subasta fue definida como una “subasta de potencia de ERNC”, mientras que la segunda convocatoria fue para una “subasta de energía de ERNC”. En esta primera subasta se adjudicaron 180MW de potencia mini hidráulica (de un total de 500 MW subastados) y 887 GWh/año de energía ERNC (de un total de 1.314GWh/año de energía subastados). La fecha límite para la puesta en marcha de estos proyectos es diciembre del año 2012. La Tabla 3 señala la lista de precios adjudicados en la primera subasta de energías renovables realizada en el Perú.

La segunda subasta en Perú se inició el 28 de abril de 2011 y culminó el 30 de septiembre del mismo año. Fue

Tabla 3 | Precios adjudicados en primera subasta de energías renovables en Perú*

	Precio mínimo ofertado	Precio máximo ofertado	Precio promedio ofertado	Precio base fijado por OSINERGMIN	% de los precios ofertados
Biomasa (US\$/kWh)	0,052	0,11	0,0635	0,120	-47%
Eólica (US\$/kWh)	0,0655	0,087	0,0804	0,110	-27%
Solar (US\$/kWh)	0,215	0,225	0,2211	0,269	-18%
Hidroeléctricas (US\$/kWh)	0,055	0,07	0,0603	0,074	-18%
Total precio promedio ponderado			0,0812		

* Precio máximo de hidroeléctricas en 2ª convocatoria: 0,064 US\$/kWh
Fuente: Ramírez y Acosta 2010.

definida como una subasta de energía ERNC. La energía subastada fue de 1.981 GWh/año, de los cuales 681 GWh/año corresponden a proyectos de centrales mini hidráulicas.

En Uruguay también se instauró un sistema de subastas como medio para alcanzar una meta a 2015 de 300MW instalados de potencia eólica, 200MW de biomasa y 50MW de mini hidráulicas. Para el año 2030, se pretende incorporar adicionalmente 250MW de energía eólica y 1MW proveniente de energía solar fotovoltaica.

Para la potencia eólica, se han realizado dos subastas para de cumplir el objetivo propuesto. En la primera de ellas, realizada en marzo de 2010, fueron ofertados y posteriormente contratados los primeros 150MW de potencia eólica, que deben estar operativos para el año 2013, a un precio promedio esperado de US\$0,086/kWh. Debido a los buenos resultados de la primera subasta, en marzo de 2011 se realizó una segunda subasta para 150MW adicionales de potencia eólica, que recibió una gran cantidad de ofertas y adjudicó los 150MW a un precio promedio esperado de US\$0,065/kWh. En estas subastas, existe además, un incentivo para la entrada temprana de generación mediante una fijación de precio al comenzar la operación con fecha previa al 31 de diciembre del 2014 a un valor de US\$0,110/kWh (Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear y Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas 2011).

Con respecto a la energía proveniente de la biomasa, se

realizó una convocatoria por medio de subasta, y se obtuvo una potencia instalada al año 2010 de 194,5MW (Dirección Nacional de Energía 2011). Posteriormente, y para promover el desarrollo temprano de esta tecnología, se estableció un sistema de tarifas especiales para centrales de hasta 20MW, la que luego se amplió para centrales de entre 20MW y 60MW. En el caso de esta tecnología, también existe un incentivo de US\$0,110/kWh por la energía suministrada antes del 31 de diciembre del 2014 (Dirección Nacional de Energía 2011).

Otros mecanismos de incentivos

En adición a las políticas antes referidas, existen otros incentivos, principalmente fiscales, que apoyan o dan inicio a una política de fomento a las energías renovables. Tales incentivos están relacionados con programas de liberación de pagos por transmisión eléctrica, disminución de impuestos, fondos de apoyo a la inversión, garantías y exención de impuestos arancelarios, entre otros. Estos mecanismos se aplican en casi todos los países que poseen alguna política de fomento a las energías renovables.

A continuación se presentan algunos de los programas e incentivos de ERNC utilizados en los países latinoamericanos.

En Brasil, se destacan dos programas de incentivo: el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el Programa de Incentivos a las ERNC para

sistemas aislados. El PROINFA es un programa de subsidio creado en 2002 que establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Eletrobras)³, quien compra la energía y tras-pasa los costos a los usuarios finales (con excepción de los costos de la división residencial de bajos ingresos, que corresponde a los usuarios con un consumo igual o inferior a 80kWh/mes). Estas fuentes de energía están garantizadas por 20 años, según contrato con Eletrobras. El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas.⁴ La Tabla 4 describe el detalle de la capacidad de ERNC incluida en PROINFA en 2009.

Por su parte, el Programa de Incentivos a las ERNC para los sistemas aislados consiste en un subsidio de hasta el 75% del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas. Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diesel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.

A fines de 2005, México aprobó la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables (LAFRE), la que contempla la elaboración de un programa con metas a mediano y largo plazo y la creación de un fideicomiso para el desarrollo de las energías renovables con recur-

sos del Estado, el Banco Mundial y el *Global Environment Facility* (GEF). La meta es lograr que un 8% de la generación total del país provenga de energías renovables para el año 2012.

En Panamá se han promulgado tres leyes de fomento a las energías renovables: la Ley 45 de incentivos a las energías renovables, la Ley 44 de energía eólica y la Ley 42 de biocombustibles. La primera, libera de impuestos de importación a todo equipo relacionado con la generación, distribución, consumo y venta de energías renovables. La segunda, establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), de propiedad del Estado, realizará actos exclusivos de compra de energía eólicas, con el propósito de incentivar el uso de esta tecnología. La reglamentación establece, además, que la compra de energía generada por viento no puede superar el 5% del consumo anual. Finalmente, la Ley 42 establece los lineamientos generales para el uso de Bioetanol Anhidro, Biodiesel y Biogás. Además, dicha ley establece que el Ministerio de Desarrollo Agropecuario de Panamá desarrollará los mecanismos de fomento a la producción nacional de cualquier cultivo de origen vegetal o producción animal que pueda utilizarse como materia prima para la obtención de biocombustibles o biomasa necesaria para generación y/o cogeneración de energía eléctrica (en estrecha colaboración con la Secretaría Nacional de Energía y la Autoridad de los Servicios Públicos en el caso de la producción de energía eléctrica).

Tabla 4 | Capacidad de ERNC incluida en PROINFA en 2009, en Brasil

Fuente	En operación	En construcción	No iniciada la construcción	Total
Hidráulica	925,54MW	249,0MW	6,7MW	1191MW
Biomasa	514,34MW	36,0MW	0,0MW	685MW
Eólica	385,38MW	445,8MW	591,7MW	1423MW
Total	1825,26MW	730,8MW	598,4MW	3299MW

Fuente: PROINFA, <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/apresentacao/apresentacoes.html>

³ Eletrobras es una empresa de economía mixta y de capital abierto, con acciones negociadas en las Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madrid y de Nueva York. El gobierno federal de Brasil posee el 52% de las acciones ordinarias de la compañía y tiene el control accionario de la empresa.

⁴ Este programa fue diseñado para generar incentivos para la industria eólica en Brasil. Sin embargo, la realización de tales proyectos se ha retrasado y su rendimiento ha sido criticado por falta de señales económicas para la eficiencia y mejoras tecnológicas, así como por los malos resultados de los proyectos que operan bajo contratos PROINFA.

También existen incentivos para las energías renovables en otros países de Latinoamérica. Por ejemplo, Nicaragua, El Salvador y Guatemala poseen incentivos fiscales de fomento a las inversiones en generación a partir de fuentes renovables, tales como la exoneración de impuestos arancelarios y del impuesto a la renta, entre otros.

El caso chileno

En Chile, las fuentes de ERNC no han sido explotadas de igual forma que las convencionales debido principalmente a los altos costos de inversión asociados, a un desconocimiento de ellas en el mercado, y a la presencia de un marco regulatorio que no ha ofrecido grandes incentivos para su inversión.

En 2009, solo el 2,7% de la matriz energética chilena provenía de fuentes de ERNC (Palma, Jiménez y Alarcón 2009). Actualmente, dicha cifra aún no alcanza el 4% del total de la matriz energética.

Durante los años 2004 y 2005, el Estado realizó algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1) mediante la Ley 19.940 y la Ley 20.018, también conocidas como Ley Corta 1 y 2, respectivamente. Estas leyes intentaron en primer lugar mejorar los sistemas de tarificación en la transmisión y posteriormente en la generación. Además, incorporaron algunas ventajas comparativas para las ERNC de forma de asegurar un trato no discriminatorio para este tipo de energías en el mercado eléctrico. La Ley Corta 1 tenía como objetivo mejorar la tarificación en el sector de la transmisión eléctrica. Adicionalmente, dicha ley incentiva un trato igualitario a las ERNC, abriendo el mercado mayorista a generadores pequeños, menores de 9 MW, y garantizando el acceso a las redes de distribución. Además, esta ley establece la exención del pago de peaje troncal para la transmisión de las ERNC, siendo esta exención total para las centrales menores a 9 MW, y parcial para las centrales mayores a 9 MW y menores a 20 MW.

La Ley Corta 2, por su parte, estableció que las distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los siguientes tres años. Estos contratos de suministro deben ser realizados mediante licitaciones públicas y abiertas, dándose la posibilidad a las distribuidoras de poder realizar dichas licitaciones en forma conjunta. Esta ley reserva un 5% de los bloques de licitación para energías renova-

bles, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras.

Si bien estas leyes crearon una base para la entrada de generadores de ERNC al sistema, no fueron suficientes para incentivar masivamente la inversión en ERNC. Por un lado, la exención del peaje establecida en la Ley Corta 1 solo beneficia hasta 20 MW de potencia. Por otra parte, la Ley Corta 2 no obligó a las empresas distribuidoras a firmar ningún contrato con cierta exclusividad de ERNC.

De esta forma, en marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.257 (o Ley de Energías Renovables No Convencionales) ante la necesidad de dar un mayor impulso a las inversiones en ERNC y acelerar el desarrollo de este mercado en Chile. Esta ley considera como fuentes de ERNC a las energías geotérmica, solar, eólica, de biomasa y biogás, de los océanos e hidráulica con una potencia máxima de 20 MW, además de considerar otras posibles fuentes renovables que contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento y tengan un bajo impacto ambiental.

La Ley de Energías Renovables No Convencionales estableció varias modificaciones a favor de los generadores de ERNC, entre las que se pueden contar las siguientes:

- a Establece una obligación para las empresas eléctricas con capacidad instalada superior a 200 MW que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con el fin de comercializarla con distribuidoras o clientes finales, de certificar ante la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que una cantidad equivalente de 10% proviene de medios de generación renovable no convencionales, ya sea propios o contratados.
- b Para dar mayor flexibilidad a la acreditación, esta puede ser realizada a partir de inyecciones de ERNC hechas a sistemas eléctricos durante el año anterior. Asimismo, puede acreditarse la obligación con traspasos de excedentes de una empresa a otra, incluso entre sistemas. Igualmente, puede postergarse la obligación con un tope de hasta un 50% por un año, previo aviso a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- c El porcentaje por acreditar será inicialmente de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentando progresivamente en 0,5% anual desde el año 2015 en adelante hasta alcanzar el 10% en 2024.

- d En caso de no cumplir con la obligación, se establece una multa de 0,4 UTM (alrededor de US\$30) por cada MWh de déficit respecto de la obligación. En caso de incurrir nuevamente en el incumplimiento de la obligación dentro de los tres años siguientes, la multa será de 0,6 UTM por MWh de déficit.
- e La obligación contemplada por la ley se aplicará a todos los retiros de energía con fines de comercializarse, ya sea con distribuidoras o clientes finales, cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007. Además, se considerarán solo aquellos generadores interconectados a los sistemas eléctricos después del 1° de enero de 2007.

La Ley 20.257 también establece que lo recaudado a través de las multas asociadas será destinado a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la acreditación de la obligación. Se estipula también que esta ley regirá por 25 años a partir del 1° de enero de 2010.

Paralelamente a las modificaciones realizadas al DFL1, se ha fomentado la inversión en ERNC a través de otros mecanismos de ayuda para los inversionistas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha trabajado en conjunto con la Corporación de Fomento (CORFO) en la realización de estudios y la recopilación de datos que pueden servir como un insumo inicial para el análisis de privados. Entre estos mecanismos adicionales se pueden mencionar estudios sobre la disponibilidad de cada fuente de ERNC en el país, mediciones de viento para la inversión en energía eólica, información sobre biomasa agrícola, forestal y pecuaria, disponibilidad de manuales para proyectos acogidos al Mecanismo de Desarrollo Limpio y guías para la evaluación de impacto ambiental, entre otros.

Adicionalmente, se ha fomentado la evaluación de proyectos de ERNC a través de la CORFO mediante un subsidio para estudios de preinversión o asesorías especializadas en proyectos de generación que sean elegibles de acuerdo al Protocolo de Kyoto. Se creó también otro subsidio adicional para financiar parte de los estudios que se realicen en las fases avanzadas de proyectos de ERNC.

A lo anteriormente señalado se han sumado otros incentivos monetarios, a través de la creación del Crédito CORFO ERNC, un crédito a largo plazo para financiar a empresas que desarrollen proyectos en materia de ERNC, tanto para generación como para distribución.

La CORFO también cuenta con un programa de atracción de inversiones en ERNC, a través del cual se hace promoción nacional e internacional a la cartera de proyectos y se organizan rondas de encuentros de negocios.

Recientemente, se ha dado un nuevo impulso para las ERNC a través de la conformación de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), convocada por el gobierno del Presidente Sebastián Piñera, y en cuyo informe de resultados se sugiere que las energías renovables adquieran un mayor protagonismo en nuestro país a medida que se vayan haciendo más baratas. Señala que las ERNC minihidráulicas compiten perfectamente con las tecnologías convencionales, pero no así otras energías como la eólica, dado que los lugares donde se han instalado no han sido los más adecuados. La CADE también sugiere profundizar el objetivo de penetración de las energías renovables de la Ley 20.257, desde un 10% a un 15% al 2024.

Pese a que la CADE reconoce que hay un enorme potencial de energías renovables en Chile, sugiere no forzar una política de penetración de energías renovables a través de subsidios, como se ha realizado en otros países, sino que entren a competir de igual a igual por mejores precios. De hecho, la CADE no se pronuncia respecto de la forma de internalizar los costos de las externalidades negativas producidas por la generación energética mediante fuentes no renovables (combustibles fósiles) y su incidencia en dichos precios competitivos. Desde este punto de vista, queda la duda de si, cuando se consideren los costos asociados a las externalidades negativas producidas por la generación usando combustibles fósiles, las energías renovables siguen siendo más caras que la generación mediante combustibles fósiles. Como mencionáramos anteriormente, ello dependerá de la valoración que se haga de los impactos en salud y en el medioambiente de las emisiones asociadas a la quema de los combustibles fósiles. Es por esto que el Estado debe tener algún tipo de consideración respecto a esta materia si desea que las energías renovables despeguen en Chile antes de 2024.

Lecciones aprendidas y discusión

En la actualidad, el Estado de Chile ha instaurado un sistema de cuota, el que ha constituido un buen precedente para incentivar seriamente las ERNC en nuestro país. El principal atributo de este sistema es su neutralidad tecnológica; es decir, los generadores renovables compiten de igual a igual en el mercado, independien-

temente de la tecnología empleada para la generación de energía eléctrica. Con ello se fomenta la competencia entre generadores renovables, motivando la generación a un costo menor (y, por lo tanto, a un mejor precio para ofrecer a sus potenciales compradores). La idea básica detrás de esta política es la de evitar el desarrollo de “picking winners”, es decir, ganadores preferidos por alguna tecnología (como se podría dar en un sistema de tarifas especiales). Pese a ello, este mecanismo ha llevado a un desarrollo selectivo de algunas tecnologías en el sector eléctrico chileno.

Lo anterior se explicaría por el hecho de que el sistema de cuota traspassa un riesgo al generador de ERNC, debido a su exposición a la volatilidad de los precios del mercado y a que generalmente no posee contratos de largo plazo con sus clientes que le garanticen una cantidad comprada y un precio fijo.

Cabe señalar que, según Mitchell, Bauknecht y Connor (2006), la efectividad de los mecanismos de fomento a las ERNC se puede relacionar directamente con la reducción del riesgo que poseen los generadores renovables. En ese contexto, identifican tres tipos de riesgos importantes: (i) el riesgo en el precio (riesgo asociado a la volatilidad del precio), (ii) el riesgo en el volumen (riesgo asociado a la variabilidad de la cantidad vendida en comparación a la ofertada) y (iii) el riesgo de soporte (riesgo relacionado con la variabilidad del perfil de carga de la energía vendida).

El sistema de cuota traspassa al generador un riesgo mayor que el que podría derivarse de un sistema de tarifas especiales por los tres tipos de riesgos mencionados, debido a que, para el generador de ERNC: (i) el precio está determinado por el mercado (no existen contratos de largo plazo que fijen un precio) y, por lo tanto, es de carácter volátil, (ii) el volumen por vender también está determinado por el mercado y (iii) el generador necesita vender su energía garantizando un cierto perfil de carga, lo cual genera un riesgo debido a la intermitencia propia de algunas tecnologías renovables.

Cabe señalar al respecto que las distintas tecnologías de ERNC poseen características intrínsecas que hacen que el riesgo que enfrentan los generadores en un sistema de cuota difiera dependiendo de la tecnología de ERNC empleada. Los generadores geotérmicos, por ejemplo, tienen un factor de utilización cercano al 90%, por lo que no poseen grandes riesgos de volumen ni de soporte. Una situación muy distinta es la que enfrentan los generadores eólicos, los cuales tienen un

factor de utilización que promedia el 30%, lo que obliga a contar con una producción eléctrica de respaldo con generadores convencionales para asegurar la confiabilidad del suministro.

En un sistema de cuota, el generador renovable puede percibir un ingreso adicional en el mercado de los certificados transables, pudiendo ser un ingreso importante para este. Sin embargo, el mercado de los certificados transables depende directamente del mercado de los generadores convencionales que compran tales certificados para cumplir con la obligación. Lo anterior lleva a plantearse sobre qué sucederá cuando sea relativamente fácil para los generadores convencionales cumplir con las metas (sin necesidad de cubrir el faltante con certificados transables). En dicho caso, tal como ha ocurrido en 2010 y 2011 en Chile, el valor de los certificados transables podría llegar a ser muy pequeño al bajar la demanda producto de ciertas condiciones de cumplimiento de la meta país. Al respecto, Woodman y Mitchell (2011) describen en sus investigaciones cómo cae bruscamente el valor del certificado transable una vez que ha sido cubierta la obligación.

Si asumimos que los certificados transables constituyen un ingreso potencialmente importante para el generador de renovables, la situación anteriormente señalada puede generar un riesgo que desaliente la inversión. Por tanto, el sistema de cuota incrementa el costo de nuevos proyectos al aumentar el riesgo asociado a ellos. De esta forma, se genera una barrera de entrada, en especial para las tecnologías que poseen costos de inversión más altos.

Por otra parte, cabe destacar que no necesariamente se cumple con la obligación (no existe una garantía que asegure que se cumplirá con la cuota). En el caso del Reino Unido, por ejemplo, no se ha cumplido la meta en ningún año.

Como consecuencia de los mayores riesgos enfrentados por los generadores ERNC en un sistema de cuota, además de otros problemas en la planificación y acceso a la red, las inversiones en ERNC en este sistema son realizadas principalmente por agentes de mercado con alto poder adquisitivo, como son las grandes generadoras de energía.

Para paliar esta situación, en algunos países, como en el caso del Reino Unido, se ha introducido un sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, de modo que ellos puedan optar por sistemas más convenientes.

Además, para este fin, se han establecido sistemas de subcuotas reservadas para tecnologías específicas y sistemas de *bandings*, donde ciertas tecnologías tienen asociados relativamente menos certificados transables que otras.

Por otra parte, tal como se mencionó anteriormente, también es posible fomentar la cantidad de ERNC a través de un sistema de subastas, que permita satisfacer cierta cantidad de energía (o potencia) demandada, a través de generadores de ERNC y adjudicarla al mejor postor (oferta de menores costos) mediante licitaciones públicas. Luego de adjudicarse un proyecto ERNC, las empresas generadoras tienen un plazo determinado para la instalación correspondiente (asociando generalmente multas por incumplimiento). Además, la licitación fija un precio por un cierto número de años y, habitualmente, garantiza que toda la generación será comprada.

Pese a todo, el sistema de subasta también se enfrenta a algunos desafíos. Por una parte, al ser limitada la cantidad de energía por subastar, se puede caer en un exceso de competencia que lleve a bajar los precios de las propuestas a niveles irreales con tal de ganar la licitación. Por otra parte, en la práctica, la ausencia de sanciones significativas por incumplimiento lleva a que se presenten contrariedades tanto en la factibilidad económica como en la operacionalización del proyecto, tal como ocurrió en el caso del Reino Unido (NFFO).

Otra lección aprendida es que es recomendable subastar energía de ERNC y no potencia de ERNC. Se ha observado que en algunos países (como inicialmente en el Perú) se ha subastado potencia eléctrica en vez de energía de ERNC, lo cual genera un problema adicional ya que la exigencia se focaliza en las características nominales de la planta generadora y no en la energía renovable que efectivamente debe producir para cubrir la demanda establecida. Debido a ello, la mayoría de los países han comenzado a subastar energía de ERNC; incluso aquellos que iniciaron con subastas de potencia eléctrica han cambiado a subastas de energía.

Desde un punto de vista más técnico, las dos formas más típicas de realizar subastas a mínimo costo son las subastas de primer precio y las subastas de segundo precio. Las subastas de primer precio (también conocidas como subastas del tipo *pay as bid*) consisten en licitaciones donde el bien es adjudicado al agente que ofrece el menor precio, el que es remunerado en la cantidad ofertada por él. Las subastas de segundo precio (también

conocidas como subastas de *vickrey*) consisten en licitaciones donde el bien es adjudicado al agente que ofrece el menor precio, el que es remunerado en la cantidad ofertada por el segundo menor precio. Es decir, en la subasta de segundo precio, el agente que ofrece el menor costo recibe como pago el valor ofrecido por el agente que ofreció el menor valor dentro de los agentes que no se adjudicaron la licitación.

En la literatura sobre diseño de mecanismos de mercado se concluye que las subastas de segundo precio incentivan a los agentes a revelar sus verdaderos costos marginales (es decir, la estrategia óptima de los generadores es ofrecer su verdadero costo marginal) mientras que esto no ocurre en las subastas de primer precio. En consecuencia, para disminuir la posibilidad de que los generadores de ERNC ejerzan poder de mercado en los procesos de subastas, es recomendable que las subastas de ERNC sean del tipo de segundo precio.

Por otra parte, el sistema de tarifas especiales es un mecanismo basado en el precio (a diferencia de los dos anteriores que son basados en la cantidad) el cual ofrece los siguientes beneficios para el generador de ERNC: (i) garantía de conexión a la red, (ii) contrato de largo plazo y (iii) garantía de un precio fijo. Por tanto, el sistema de tarifas especiales posee un menor riesgo (en los tres aspectos antes mencionados: riesgo de volumen, riesgo de precio y riesgo de soporte) en comparación al sistema de cuota.

Si las tarifas especiales están bien establecidas, el sistema atrae a suficientes inversionistas, los cuales preferentemente son locales (proyectos basados en comunidades o individuales), debido a la simpleza y claridad del mecanismo (Farrell 2009). Asimismo, el empleo local también se ve beneficiado por tales inversiones (como ejemplo de ello, en Alemania se han creado 280.000 nuevos empleos en la industria de la energía renovable desde la aplicación del mecanismo y en Dinamarca se han creado 21.000 empleos solo en la industria eólica).

Pese a todo, la principal dificultad de la implementación del sistema de tarifas especiales radica en la fijación de las tarifas, que deben ser las adecuadas para fomentar la inversión, de modo que esta pueda ser recuperada en el plazo que se determina en el contrato. Es necesario evitar la fijación de tarifas muy bajas, que desincentiven la inversión, o tarifas muy altas, que generen una sobreoferta de energías renovables, pagando en exceso a los generadores de ERNC. Esta fijación de precios debie-

ra ser frecuentemente revisada por los organismos competentes, ya que existen muchas variables en el mercado eléctrico (además de la variabilidad propia de las ERNC) que determinan el precio de la electricidad.

En este contexto, al comparar el sistema de cuota y el sistema de tarifas especiales, se observa que los agentes de mercado más beneficiados son distintos para cada uno de ellos. El sistema de cuota, debido a su mayor riesgo, fomenta más la inversión de grandes empresas o coligadas de estas; en cambio, el sistema de tarifas especiales incentiva más a los inversionistas locales de menor tamaño.

Recomendaciones para la agenda pública

Considerando que existen diversas barreras técnicas, económicas, financieras y políticas para una alta penetración de las ERNC en nuestro país, resulta un gran desafío determinar cuál de los mecanismos de fomento anteriormente señalados (o mezcla de ellos), constituiría una mejor política de fomento para las energías renovables en Chile.

Como ha sido mencionado, los sistemas de cuotas y de tarifas especiales generan distintos efectos. Consecuentemente, al implementar un mecanismo de fomento, además de asegurar que se realice un adecuado fomento a la inversión en generación renovable para una amplia gama de tecnologías, se debe considerar el enfoque del mecanismo en relación al tipo de inversionista que resulta más beneficiado. A la luz de este razonamiento, no es sorpresivo que muchos de los nuevos proyectos de ERNC en Chile hayan sido desarrollados por las grandes compañías o sus coligadas, más que por nuevos oferentes o generadores independientes.

En este sentido, en Chile, se recomienda **complementar la actual Ley de Energías Renovables No Convencionales** con la introducción de un sistema de **tarifas especiales para pequeños generadores, por un tiempo limitado** (dos o máximo tres años), de modo de impulsar fuertemente las inversiones privadas en ERNC. Es muy importante que se establezca claramente un tiempo limitado para este esquema de incentivo (que no exceda en ningún caso los tres años), ya que, de lo contrario, podría producirse un desfinanciamiento fiscal y una pérdida de la credibilidad de parte de los inversionistas privados, tal como ha ocurrido últimamente en España.

Por su parte, nuestro país tiene un enorme y diverso potencial de ERNC, tal como lo ha reconocido reciente-

mente la CADE. Pese a ello, su desarrollo ha sido muy escaso. Por tanto, se sugiere establecer, durante los mismos dos o tres años de funcionamiento del sistema de tarifas especiales para pequeños generadores, un **sistema de subcuotas pequeñas reservadas para tecnologías específicas**, de modo de incentivar a que se instalen proyectos “piloto” de diversas tecnologías de ERNC, lo que permitirá avanzar a nivel local en el desarrollo de innovaciones relacionadas a las ERNC.

Ambas modificaciones de “tipo temprano” introducirían en el sistema de cuota más oportunidades para cada una de las tecnologías y para cada tipo de agente del mercado (grandes y pequeños), dentro de lo económicamente factible.

Con posterioridad a este período inicial de alto incentivo a las ERNC, se recomienda reemplazar la totalidad de estos mecanismos por un **sistema de subastas**, de modo de asegurar la competitividad del mercado de las ERNC. Al respecto, se sugiere que las subastas sean de energía de ERNC y no de potencia eléctrica, de modo de garantizar que los generadores tengan los incentivos adecuados para una operación eficiente de sus plantas.

Finalmente, para disminuir la posibilidad de que los generadores de ERNC ejerzan poder de mercado en el proceso de subastas, se sugiere que las subastas de ERNC que se realicen sean del tipo de segundo precio (y no del tipo *pay as bid*). La racionalidad de esta recomendación se basa en el hecho que las subastas de segundo precio incentivan a los agentes a revelar sus verdaderos costos marginales (es decir, la estrategia óptima de los generadores es ofrecer su verdadero costo marginal), cosa que no ocurre en las subastas de primer precio.

Referencias

- Barroso, L., 2009. *Licitaciones de Energía Renovables en Brasil*. Secretaría de Energía de México, SENER. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/res/0/Presentacion5_Luiz_Barroso.pdf [Accedido el 14 de octubre de 2011].
- Barroso, L., Rudnick, H., Sensfuss, F. y Linares, P., 2010. The Green Effect. *IEEE Power & Energy Magazine*, 8(5): 22-35.
- Batlle, C. y Barroso, L., 2011. Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America Working Paper, PSR. Disponible en: <http://www.psr-inc.com.br/portal/psr/iframe.html?altura=4000&url=/app/publicacoes.aspx> [Accedido el 14 de septiembre de 2011].

- Dirección Nacional de Energía**, 2011. *Memoria Anual 2010*. Documentos de Interés. Energías Renovables. Disponible en: <http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,295,O,S,O,MNU;E;94;2;95;1;MNU> [Accedido el 21 de septiembre de 2011].
- Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear y Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)**, 2011. UTE- *Convocatoria para compra de energía eléctrica de Fuente Eólica*. Administración de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Disponible en: <http://www.ute.com.uy/php/Eolica.php> [Accedido el 21 de septiembre de 2011].
- Farrell, J.**, 2009. Feed-in Tariff in America. Driving the Economy with Renewable Energy Policy that Work. *The New Rules Project*. Heinrich Böll Stiftung. Disponible en: <http://www.newrules.org/energy/publications/feedin-tariffs-america-driving-economy-renewable-energy-policy-works> [Accedido el 13 de octubre de 2011].
- IPCC**, 2011. *The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Co-Chairs of IPCC Working Group III. Disponible en: <http://srren.ipcc-wg3.de/> [Accedido el 12 de octubre de 2011].
- Lipp, J.**, 2007. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and United Kingdom. *Energy Policy*, 35(11): 5481-5495.
- Mitchell, C.**, 1995. The Renewable NFFO - A Review. *Energy Policy*, 23(12): 1077-1091.
- Mitchell, C., Bauknecht, D. y Connor, P.**, 2006. Effectiveness through Risk Reduction: A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the feed-In System in Germany. *Energy Policy*, 34(3): 297-305.
- Ramírez, M. y Acosta, Q.**, 2010. Perú: Análisis Económico de la Subasta de Electricidad con Energías Renovables. *V Congreso Iberoamericano de Regulación Económica*. Disponible en: <http://www.esan.edu.pe/congreso-regulacion-economica/ppt/energia/energia3-mitmar.pdf> [Accedido el 20 de septiembre de 2011].
- Palma, R., Jiménez, G. y Alarcón, I.**, 2009. *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. Publicación encargada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).
- Wiser, R. y Bolinger, M.**, 2009. *Electricity Markets and Policy*. Environmental Energy Technologies Division U.S. Department of Energy. Disponible en: <http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/lbnl-3716e.pdf> [Accedido el 20 de octubre de 2011].
- Woodman, B. y Mitchell, C.**, 2011. Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. *Energy Policy*, 39(7): 3914-3921.
- Wüstenhagen, R. y Bilharz, M.**, 2006. Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. *Energy Policy*, 34(13):1681-1696.



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CHILE



CENTRO DE
**POLÍTICAS
PÚBLICAS UC**

www.politicaspUBLICAS.uc.cl
politicaspUBLICAS@uc.cl

SEDE CASA CENTRAL

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 324, piso 3, Santiago.
Teléfono (56-2) 354 6637.

SEDE LO CONTADOR

El Comendador 1916, Providencia.
Teléfono (56-2) 354 5658.

CENTRO DE POLÍTICAS PÚBLICAS UC

- 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