



UNIVERSIDAD DE CHILE
Facultad de Derecho
Departamento de Derecho Económico

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA USO DOMICILIARIO

Descripción, Marco Regulatorio e Instrumentos de Fomento

INTEGRANTE:
Camilo González Paul

PROFESOR GUÍA:
Hugo Rosende

Santiago, Chile
2013

INDICE

RESUMEN	4
INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO PRIMERO: DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC).....	8
1. Fuentes de Energías Renovables No Convencionales.....	8
2. Potencial de ERNC en Chile.....	9
3. Energía Solar	10
3.1 <i>Energía Solar Fotovoltaica</i>	12
3.2 <i>Energía Solar Térmica</i>	23
4. Energía Eólica	34
5. Energía Hidráulica a Pequeña Escala (Mini Hidro).....	46
6. Energía de la Biomasa	55
7. Energía Geotérmica.....	61
8. Energía Del Mar.....	67
 CAPÍTULO SEGUNDO: MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	 72
1. Descripción General	72
2. Sectores del Mercado Eléctrico	76
3. Clientes y Consumo.....	80
4. Marco Institucional.....	81
5. Fundamento Económico del Mercado Eléctrico	85
6. Modelo de Mercado Eléctrico	86
7. Mercado Spot	87
8. Estado Actual de las ERNC en el Mercado Eléctrico.....	90

CAPÍTULO TERCERO: POLÍTICAS DE FOMENTO PARA IMPULSAR EL DESARROLLO DE LAS ERNC	92
1. Feed-In Tariff (Sistema de Tarifas Especiales).....	93
2. Quota System (Sistema de Cuota)	98
2.1 <i>Renewable Portfolio System</i>	99
2.2 <i>Tendering System</i>	100
3. Net Metering (Medición Neta).....	103
4 Otros Mecanismos de Incentivos.....	112
CAPÍTULO CUARTO: MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES DE ERNC	115
1. Consideraciones Generales	115
2. Ley Corta I (Ley 19. 940)	117
3. Ley Corta II (Ley 20.018)	119
4. Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación.....	120
5. Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley 20.257).....	123
CAPÍTULO QUINTO: MECANISMOS DE FOMENTO PARA EL USO DOMICILIARIO DE LAS ERNC	131
1. Ley 20.571 (Ley Net Metering)	131
2. Ley 20.365 (Franquicia Tributaria para SST).....	146
3. Financiamiento para Proyectos de ERNC	159
CONCLUSIONES	168
BIBLIOGRAFÍA	172

RESUMEN

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) conforman un concepto amplio, cuyo estudio puede ser abarcado desde variados y distintos puntos de vistas. La presente tesis explica y analiza los diferentes tipos de tecnologías existentes, centrándose principalmente en sus aplicaciones para uso domiciliario, a objeto de determinar si están dadas las condiciones geográficas, técnicas, económicas y políticas que permitan implementar masivamente su uso.

En el primer capítulo se realiza una descripción detallada de cada una de las fuentes de ERNC, se explica la teoría de su funcionamiento, las aplicaciones que ofrecen, los equipos y componentes necesarios para su funcionamiento, los costos asociados a su implementación y mantención, el grado de maduración tecnológica en que se encuentra y las ventajas y desventajas que presentan. El segundo capítulo explica brevemente el funcionamiento del mercado eléctrico chileno y su vinculación con las ERNC. El tercer capítulo analiza y compara las principales políticas públicas internacionales que fomentan el desarrollo, a pequeña y gran escala, de proyectos de ERNC, entre las que destaca el Feed-in-Tariff, Sistemas de Cuotas y Net Metering. El cuarto capítulo estudia las principales leyes chilenas (Ley Corta I y II, Ley de ERNC) que establece el marco regulatorio de la generación eléctrica con fuentes de ERNC. El quinto y último capítulo, se aboca en el estudio pormenorizado de la normativa y demás instrumentos de fomento que incentivan y establecen beneficios para el uso domiciliario de las ERNC.

INTRODUCCIÓN

Desde el principio de nuestra era el ser humano ha utilizado las fuentes de energía a su alcance en una constante búsqueda de mayor confort, estabilidad y desarrollo. Desde un comienzo, el hombre ha hecho uso de la luz y el calor para satisfacer sus más diversas necesidades.

El uso y control del fuego marcó un hito de nuestra civilización, ya que no se trata sólo de aprovechar pasivamente las fuentes de energía, sino que de disponer de éstas en cualquier momento. Este paso consiste en el uso de la energía acumulada en la biomasa que fue captada a través de la fotosíntesis.

Avanzando en el tiempo, se retoma el uso del Sol como fuente de energía, pero esta vez de manera dirigida a través de construcciones orientadas al aprovechamiento de la energía solar para calefaccionar e iluminar. Otra de las expresiones de recursos naturales y aprovechamiento controlado de estas fuentes, recae en la invención y usos de molinos de viento. A través del movimiento producido por el viento o el agua en las aspas, se genera movimiento mecánico que es capaz de moldear grandes cantidades de cereal con poco desgaste humano.

Ya con la revolución industrial, llegaría la explotación de los combustibles fósiles, y con ello, unos de los momentos y quiebres más importantes de la historia en el uso de las energías. Lamentablemente, hoy en día se viven las consecuencias del uso indiscriminado de estos combustibles y lo lejano que están del progreso y mejora de la calidad de vida de las personas.

Actualmente, el gas, petróleo y carbón abastecen a más tres cuartos de la demanda mundial energética¹, lo cual deja en evidencia la peligrosa dependencia hacia los combustibles fósiles, y en consecuencia, de los países explotadores de dichos recursos. A esto se suma una sobre explotación de los recursos naturales, lo cual desemboca en una casi irreversible contaminación local y global, tales como efecto invernadero, la lluvia ácida, la contaminación del aire, suelos y aguas, entre otros.

Más tarde llegarían las centrales nucleares, y con ello la esperanza de obtener energía de forma económica y abundante. Sin embargo, el desarrollo nuclear no ha logrado consolidarse como la alternativa energética prometida, debido principalmente a las preocupaciones en cuanto a la seguridad de las centrales, la proliferación alarmante de armas nucleares y los conflictos que ello genera en la comunidad internacional, además del problema que conlleva el manejo y almacenamiento de sus desechos, que tras más de 40 años de existencia de reactores nucleares aún no han podido ser resueltos.

En vista del escenario anterior, y ante el encarecimiento e inevitable agotamiento de los combustibles fósiles y el uranio, además de sus efectos colaterales para el medio ambiente, es imprescindible la búsqueda, investigación y la implementación de sistemas en base a ERNC. Entre las distintas fuentes de energía, las renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana, como la energía solar, eólica, biomasa, geotérmica o marítima.

El suministro de energía es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, tanto para la provisión y prestación de bienes y servicios, como en su

¹GENERACIÓN de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables, por Luis Vargas, “et al”. Santiago, Chile. Universidad de Chile. 2010. 12p.

faceta de factor productivo, que puede llegar a representar una de las claves de la competitividad de muchos sectores económicos. No hay duda de que la energía debe erigirse en un elemento dinamizador dentro de la economía y nunca llegar a convertirse en obstáculo para su crecimiento.

La apuesta está en aprovechar las nuevas oportunidades abiertas por esta revolución tecnológica, tratando de explotar las capacidades, las competencias y las nuevas tecnologías para empujar de esta forma la innovación, el crecimiento sustentable y el empleo. Dicho de otra forma, el desafío es asegurar una economía próspera y competitiva en tiempos de cambios. En el contexto actual en el que las palabras claves son sostenibilidad, protección del medioambiente, prudencia, ahorro energético y visión a largo plazo, las ERNC tienen un papel de trascendental importancia.

Para efectos de un mejor entendimiento, las ERNC se clasificarán en dos categorías, por una parte, la generación eléctrica a gran escala, que dice relación con los grandes proyectos y que se vinculan con el mercado eléctrico chileno, y por otra parte, las aplicaciones domésticas y para la pequeña industria, tales como la electrificación de vivienda (aislada y conectada a la red), sistema de bombeo de agua, calentamiento de agua sanitaria, sistemas de calefacción y refrigeración, temperado de piscina, entre otras. Sobre este último aspecto se avocará principalmente la presente tesis, ya que es un tema que ha sido escasamente tratado y que es de trascendental importancia para una adecuada y exitosa política energética nacional. Hoy en día, muchos hogares no disponen de acceso a los servicios básicos (electricidad, calefacción, agua caliente), ya sea por la lejanía en donde se encuentran, como también por altos costos que implica conectarse, de manera que las ERNC surgen como una importante alternativa para solucionar sus problemas energéticos.

CAPITULO PRIMERO:

DESCRIPCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC)

1. FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo a lo dispuesto en la letra aa) del artículo 225 de la LGSE, los medios de generación renovables no convencionales (ERNC) son los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kw.
3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
7. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, 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, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

2. POTENCIAL DE ERNC EN CHILE

Chile presenta una riqueza natural envidiable por cualquier país desarrollado, su variada geografía permite que se propicien condiciones ideales para el desarrollo de proyectos basados en ERNC.

Al ser uno de los países más largos del mundo, las costas de Chile otorgan un enorme potencial para el desarrollo de proyectos de energía mareomotriz. La radiación solar incipiente entre las latitudes de Temuco y Arica –sin considerar el desierto de Atacama- supera a la mayoría de los países

Europeos, ofreciendo una extraordinaria oferta solar, facilitándose la instalación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos. La subsidencia de la placa tectónica de Nazca por debajo de la Sudamericana, es responsable del afloramiento superficial del calor terrestre, explotable por la geotermia y los ricos suelos del sur, generan grandes cantidades de biomasa.

A continuación se muestran los distintos potenciales de las ERNC en Chile².

Recurso	Potencial bruto MW	Potencial técnico MW	Potencial económico MW
Eólica	40.000	5.000	2.500
Mini Hidro	20.392	3.000	1.850
Biomasa	13.675	1.500	1.200
Geotérmica	16.000	1.500	1.400
Csp	100.000	5.000	1.500
Solar FV	1.000	500	500

3. ENERGIA SOLAR

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión, en las cuales átomos de hidrógenos se convierten helio³. Ésta se transmite a través de las ondas electromagnéticas presentes en los rayos de sol, las cuales son generadas en forma continua y emitida permanentemente al espacio, cubriendo, entre otros, a nuestro planeta. Cerca del 70% de la energía solar recibida por la tierra es

²VARGAS, Luis, ob. cit., 21p.

³VARGAS, Luis, ob. cit., 113p.

absorbida por la atmósfera, la tierra y por los océanos, y el otro 30% es reflejado por la atmósfera de regreso al espacio.

Las principales ventajas de este tipo de energía es su elevada capacidad energética, su escaso impacto ecológico y su largo periodo de duración. Los inconvenientes se deben a que llega a la tierra de forma dispersa y además no se puede almacenar de forma directa.

La energía solar se puede transformar de dos maneras:

La primera, utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama **energía solar térmica**. La transformación se realiza principalmente mediante el empleo de colectores térmicos.

La segunda, utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama **energía solar fotovoltaica**. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.

En el caso particular de Chile, ambos sistemas son una alternativa muy interesante, tanto desde el punto técnico como económico, pues el país dispone durante todo el año y en gran parte de nuestro territorio de abundante radiación solar.

Según las clasificaciones de la intensidad de la radiación solar en diferentes regiones del mundo, Chile destaca por ser un país privilegiado con respecto del recurso solar disponible, aunque siempre es necesario evaluar los

factores geográficos, la época del año y las condiciones atmosféricas del sitio específico donde se planea instalar un sistema solar fotovoltaico o térmico.

3.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica.

Es necesario disponer de un sistema formado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos.

SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Se llama sistema solar fotovoltaico a toda instalación destinada a convertir la radiación solar en energía eléctrica. Para su funcionamiento requiere, de forma general, de cuatro elementos principales: módulo o panel fotovoltaico, regulador de carga, inversor de corriente y baterías.

Las principales funciones de los sistemas fotovoltaicos son⁴:

1. Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica.
2. Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada.
3. Proveer adecuadamente la energía producida (el consumo) y almacenada.

⁴ BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>> [consulta: 11 abril 2012]

4. Utilizar eficientemente la energía producida y almacenada.

COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

1. **Panel fotovoltaico:** La transformación directa de la energía solar en energía eléctrica se realiza en un equipo llamado módulo o panel fotovoltaico. Éstas son placas rectangulares formadas por un conjunto de celdas fotovoltaicas protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizado.
2. **Celdas fotovoltaicas:** Componente fabricado mediante la cristalización del silicio, el cual que permite producir el efecto fotovoltaico⁵. Una celda fotovoltaica es la unidad más chica de un sistema fotovoltaico. Usualmente tiene una potencia entre 1 y 2 W Para lograr abastecer a consumos mayores se conectan muchas celdas en serie y paralelo formando un módulo (panel).
3. **Baterías:** Debido a que la radiación solar es un recurso variable, en parte previsible (ciclo día-noche), en parte imprevisible (nubes, tormentas); se necesitan equipos apropiados para almacenar la energía eléctrica cuando existe radiación y para utilizarla cuando se necesite. El almacenamiento de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos se hace a través de estos equipos. Las baterías fotovoltaicas son un componente muy importante de todo el sistema, pues realizan tres funciones esenciales para el buen funcionamiento de la instalación: Almacenan energía eléctrica en periodos de abundante radiación solar y/o bajo consumo de energía eléctrica; proveen la energía

⁵**Efecto Fotovoltaico:** consiste en la excitación de un material semiconductor, el silicio, por la incidencia de la radiación solar, provocando el movimiento de electrones del material por el interior del mismo, movimiento que es transformado en corriente eléctrica continua cuando se cierra el circuito.

eléctrica necesaria en periodos de baja o nula radiación solar y; proveen un suministro de energía eléctrica estable y adecuada para la utilización de aparatos eléctricos.

- 4. Regulador de carga:** Este es un dispositivo electrónico, que controla tanto el flujo de la corriente de carga proveniente de los módulos hacia la batería, como el flujo de la corriente de descarga que va desde la batería hacia las lámparas y demás aparatos que utilizan electricidad. Si la batería ya está cargada, el regulador interrumpe el paso de corriente de los módulos hacia ésta y si ella ha alcanzado su nivel máximo de descarga, el regulador interrumpe el paso de corriente desde la batería hacia las lámparas y demás cargas⁶.

- 5. Inversor:** Las células fotovoltaicas y módulos generan corriente continua (CC). Dado que la mayoría de los electrodomésticos usan corriente alterna (CA), el inversor se usa para convertir la corriente continua en alterna, adecuando también la frecuencia y la tensión a la red local⁷.

APLICACIONES DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

En general, los sistemas fotovoltaicos pueden tener las mismas aplicaciones que cualquier sistema generador de electricidad. Sin embargo, las cantidades de potencia y energía que se pueden obtener de un sistema fotovoltaico están limitadas por la capacidad de generación y almacenamiento de los equipos instalados, especialmente de los módulos y la batería respectivamente, y por la disponibilidad del recurso solar. Técnicamente, un sistema fotovoltaico puede producir tanta energía como se desee; sin embargo

⁶BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>> [consulta: 13 abril 2012]

⁷ JUNTA de León y Castilla. Energía Solar Fotovoltaica: Manual del Instalador. España, Eren, 2003. 8p.

desde el punto de vista económico, siempre existen limitaciones presupuestarias en cuanto a la capacidad que se puede instalar.

Dependiendo de su aplicación y de la cantidad y tipo de energía producida, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

Sistemas Autónomos: Son las instalaciones que carecen de conexión con la red eléctrica convencional. Este tipo de sistema es el más común, utilizándose principalmente para usos domiciliarios, productivos y comerciales.

Ejemplos de estos usos son:

- Electrificación de viviendas: Se utiliza en aquellos casos donde no existe la posibilidad técnica o económica de llevar la red eléctrica convencional o cuando Las familias demandan cantidades moderadas de energía.
- Bombeo de agua para irrigación y cercas eléctricas para la ganadería: Este permite aumentar la productividad del área cultivable y diversificar el cultivo.
- Refrigeración de alimentos: Incrementa la calidad del producto y permite mayores márgenes de tiempo entre cosecha y entrega en el mercado.
- Comunicación: Facilita la venta en mercados alejados y el acceso a información de precios en el mercado.
- Iluminación: Permite el procesamiento de cultivos y productos en horas de la noche y en áreas cubiertas.

Sistemas Conectados a la Red: Son las instalaciones en las que la generación de electricidad se vierte, en su totalidad, directamente a la red de distribución. Las instalaciones conectadas a la red no poseen baterías ni reguladores de carga, componiéndose únicamente de paneles fotovoltaicos e inversor.

Las aplicaciones inmediatas son la venta de energía eléctrica o la reducción de la facturación mensual. Esta es una posibilidad muy interesante para inversiones privadas en el sector de energía limpia.

El uso de esta tecnología es reciente, pero existen experiencias interesantes en España y Alemania que permiten suponer un desarrollo rápido de estos sistemas. Parece ser que la tecnología ha alcanzado un nivel de madurez aceptable. En el caso concreto de Chile, existe el proyecto de ley Net Metering, cuyo principal objetivo es permitir la inyección de electricidad, generada a través de medio de energías renovables, a la red pública convencional.

Sistemas Híbridos: La característica principal de un sistema híbrido es el uso de dos o más fuentes de generación eléctrica distinta. En estos tipos de se utiliza generalmente un generador diesel o aerogenerador.

Los sistemas híbridos fotovoltaicos presentan la ventaja de que no se necesita sobredimensionar notablemente el generador solar para los períodos de baja irradiación. Esto supone un ahorro de gastos considerable. En el sistema siempre se usa prioritariamente la energía producida por los módulos. Al combinarlo con una segunda fuente de energía se obtiene un suministro de energía fiable y disponible las 24 horas del día durante los 365 días del año⁸.

⁸ BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>> [consulta: 14 abril 2012]

COSTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DOMICILIARIA

La inversión necesaria para adquirir, instalar, operar y mantener un sistema fotovoltaico domiciliario depende en gran medida de los siguientes factores⁹:

1. La radiación solar disponible en el lugar donde se instalará el sistema fotovoltaico. Al disponer de mayor radiación solar, menor es el costo del sistema, ya que se requerirá una menor cantidad de módulos fotovoltaicos para generar electricidad.
2. La demanda energética que se requiere satisfacer, lo cual es directamente proporcional al costo del sistema fotovoltaico.
3. El tipo de instalación fotovoltaica a implementar (autónoma, conectada a la red o híbrida). Los sistemas autónomos son los de mayor costo, pues requieren de todos los componentes señalados anteriormente. En cambio los sistemas conectados a la red, no requieren de baterías ni de regulador de carga, lo cual permite disminuir considerablemente la inversión.
4. El precio de los distintos componentes que se requieren, considerando sus características particulares (en calidad, cantidad y capacidad). Considerando que el desarrollo de esta tecnología es aún incipiente, y que aún existe bastante desconocimiento al respecto, existe una gran variabilidad de precios de los distintos componentes, de manera que la

⁹ CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Fotovoltaicos. En: CURSO DE ENERGÍA SOLAR: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de abril de 2012.

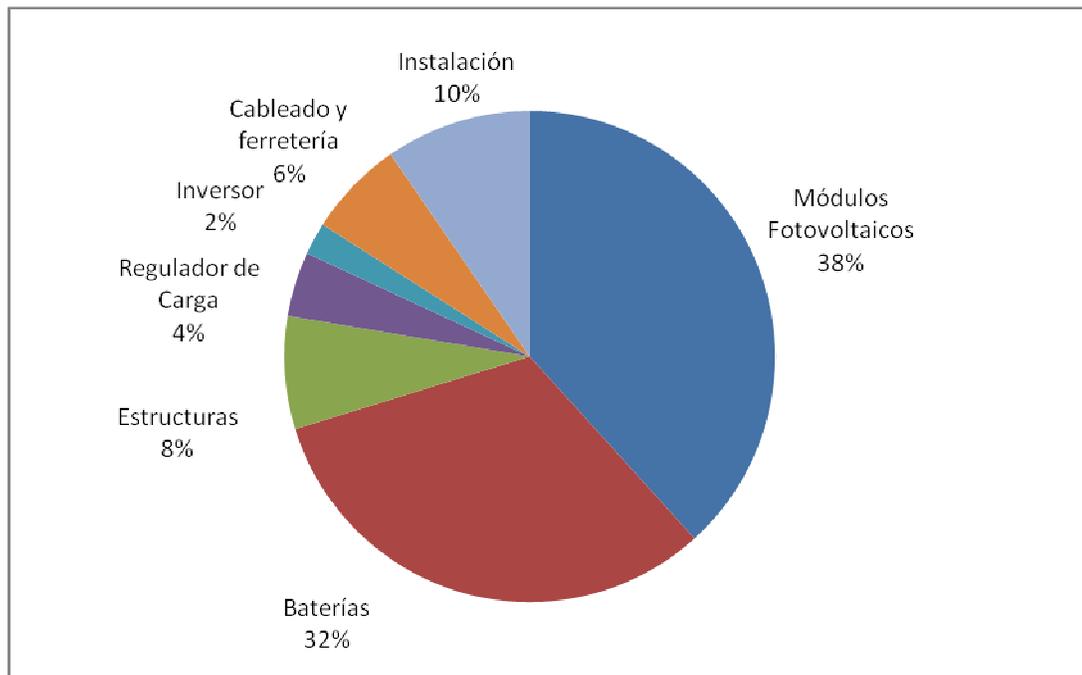
elección adecuada de los proveedores es esencial para lograr una inversión menor.

5. El grado de autonomía del sistema fotovoltaico. Debido a que la disponibilidad de la radiación solar es variable (día-noche, invierno-verano, soleado-despejado), los sistemas autónomos se dimensionan en base a la autonomía que estos tendrán, o sea, a la cantidad de días que pueden abastecer la demanda energética calculada sin que exista radiación solar, lo cual incide directamente en la cantidad de baterías a utilizar. Esto es muy importante, ya que las baterías son uno de los mayores costos de un sistema fotovoltaico.
6. El transporte y la facilidad de acceso entre el lugar de venta de los equipos y el lugar donde se instalará el sistema.
7. La mano de obra en la instalación del sistema solar fotovoltaico.
8. El mantenimiento y reemplazo de componentes.

Los costos totales de un sistema fotovoltaico autónomo (con baterías) pueden clasificarse en las siguientes categorías:

Costos de inversión: son aquellos en los que se debe incurrir inicialmente para la compra, transporte instalación de los equipos fotovoltaicos. Estos costos pueden representar un 70-75 % del costo del sistema a lo largo de toda su vida útil. La vida útil de un sistema fotovoltaico completo, correctamente instalado y con componentes de buena calidad, se estima entre 15 y 20 años.

En la siguiente tabla se muestra la distribución promedio de costos de una instalación fotovoltaica domiciliaria¹⁰.



Costos de mantenimiento y operación: son aquellos en los que se debe incurrir durante toda la vida útil de los equipos para conservar en buenas condiciones el sistema fotovoltaico. Normalmente, el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos no es más que la limpieza adecuada de los equipos, especialmente de los paneles fotovoltaicos, y el reemplazo oportuno del agua de las baterías; por lo tanto, los costos de mantenimiento son muy bajos y representan un 3-5 % del costo total del sistema a lo largo de toda su vida útil.

Costos de reemplazo: son aquellos en los que se debe incurrir cuando las baterías llegan al fin de su vida útil. Generalmente, esto sucede después de 3 -

¹⁰ CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Fotovoltaicos. En: CURSO DE ENERGÍA SOLAR: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de abril de 2012.

5 años de uso, pero depende en buena medida del mantenimiento y de los ciclos de carga/descarga a los que fue sometida la batería. Estos costos representan 20-27 % de los costos totales del sistema a lo largo de toda su vida útil.

El costo total de implementar un sistema fotovoltaico autónomo para una vivienda tipo, capaz de satisfacer necesidades energética básicas (iluminación, equipos electrónicos de bajo consumo, etc.), oscila entre 100 y 200 UF.-, lo cual dependerá de los distintas variables señaladas anteriormente. Estos precios se reducen considerablemente si la instalación es conectada a la red, ya que se prescinde de las baterías y el regulador de carga, lo cual permite reducir hasta en un 40% el costo total.

Considerando los actuales costos de los sistemas fotovoltaicos y el precio del combustible y la energía eléctrica, se estima que un sistema autónomo permite amortizarla inversión, comparándolo con un sistema convencional que utilice diesel, a partir del octavo año de implementado, y en el caso de un sistema conectado a la red, a partir del duodécimo año si se compara con la compañía eléctrica¹¹.

SITUACIÓN ACTUAL EN CHILE

A pesar de la existencia de sectores con gran cantidad de radiación solar incidente en el país, en la actualidad el desarrollo industrial de la energía solar en Chile es aún incipiente, siendo las aplicaciones de pequeña escala de sistemas fotovoltaicos autónomos la que se han posicionado como una alternativa utilizada.

¹¹ CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Fotovoltaicos. En: CURSO DE ENERGÍA SOLAR: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario: Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de abril 2012.

En cuanto al desarrollo a gran escala de esta tecnología, actualmente hay 3,6 MW en operación, 1,3 MW en construcción, 3107 MW con RCA aprobada, pero sin construir y 804 MW en calificación ambiental¹². Si bien la cantidad de plantas fotovoltaicas en funcionamiento es baja, sí destaca la gran cantidad proyectos que están con RCA aprobada y en calificación, lo cual demuestra el crecimiento explosivo de esta fuente de energía en el último tiempo.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales **ventajas** son:

1. Chile dispone de abundante radiación solar, lo cual permite desarrollar proyecto en gran parte de nuestro territorio.
2. La operación de los sistemas fotovoltaicos genera un daño considerablemente menor al medio ambiente que los sistemas convencionales. El principal daño dice relación el desecho de las baterías una vez que cumplan su ciclo de vida.
3. Los sistemas fotovoltaicos tienen una vida útil larga. En la actualidad, ningún fabricante de paneles solares ofrece una garantía menor a 20 años.
4. El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es sencillo y tiene costos muy bajos, salvo las baterías, las cuales deben ser reemplazadas en un

¹²CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en SEIA. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=121>> [consulta: 23 Noviembre 2012]

tiempo menor a que el resto de los componentes, aunque dicho inconveniente solo se ocasiona tratándose de sistemas autónomos.

5. Los sistemas fotovoltaicos experimentan una reducción progresiva de precios que los hacen cada vez más accesibles para la población.
6. La tecnología de equipos y sistemas fotovoltaicos ha alcanzado un grado de madurez que posibilita su utilización para resolver confiablemente algunos problemas energéticos de nuestro país.

En cuanto a las **desventajas**, podemos mencionar las siguientes:

1. La inversión inicial es más alta en comparación a las fuentes de energía convencionales y la recuperación de ésta, tal como se indicó anteriormente, es a largo plazo.
2. La cantidad de energía producida es limitada y alcanza solamente para las necesidades básicas de electricidad. Dado el desarrollo actual de esta tecnología, los precios del mercado fotovoltaico y el consumo desproporcionado de energía eléctrica por parte de los consumidores, es inviable económicamente implementar sistemas fotovoltaicos capaces de sustituir totalmente la energía que nos proporciona la compañía eléctrica.
3. La disponibilidad de energía es variable y depende tanto de las condiciones atmosféricas y geográficas.

3.2. ENERGIA SOLAR TERMICA

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la radiación solar por la transferencia de calor a un fluido caloportador para su posterior aprovechamiento.

El aprovechamiento de la energía solar se puede llevar a cabo de dos formas:

Aprovechamiento pasivo: la energía solar no requiere ningún dispositivo para captarla. Por ejemplo, se usa en la arquitectura para sistemas de calefacción en climas fríos, secado de productos agrícolas y de ropa.

Aprovechamiento activo: captación de la radiación solar por medio de un elemento cuyas características favorece la captación, denominado captador o colector solar.

Dentro de la conversión térmica se distinguen 3 técnicas en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora. Hablándose de tecnología de baja, mediana y alta, según la captación sea de alto índice de concentración/absorción, respectivamente¹³:

En resumen, se clasifica según la aplicación y temperatura:

Aprovechamiento de baja temperatura (menos de 80°C): aplicado para calentamiento de agua y preparación de alimentos.

¹³ VÁSQUEZ, Horacio. Introducción a la Energía Solar Térmica. En: CURSO de Energía Solar Térmica: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. 15 de Junio 2011. Santiago. Centro de Capacitación de Energías Renovables.

Aprovechamiento de mediana temperatura (menos de 300°C): para aplicaciones industriales.

Aprovechamiento de alta temperatura (hasta 4.000°C): aplicado para la generación de electricidad.

APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

1. **Agua Caliente Sanitaria (ACS)**: Actualmente es sin duda la aplicación más extendida de la energía solar. Para esta aplicación se utilizan sistemas de circulación forzada o termosifones, que generalmente cuentan con un calentador convencional de apoyo para cubrir las necesidades cuando el sistema solar no puede hacerlo. Los termosifones utilizados para el agua caliente sanitaria de una vivienda unifamiliar tipo tienen un colector de 2-5 m² y un depósito de 100-200 litros, y los sistemas con circulación forzada cuentan generalmente con un colector de 3 a 6 m² y un acumulador de 150-400 litros. Pero también existen instalaciones grandes que dan servicio a edificios plurifamiliares, bloques de apartamentos, hoteles o edificios de oficinas. En estos sistemas la superficie de colectores puede variar desde los 10 hasta los centenares de m².
2. **Secado Solar**: Son de una gran utilidad en países donde no se dispone de otras formas de energía para la conservación de alimentos. El secado solar de las cosechas se ha utilizado durante siglos, simplemente esparciendo el grano para exponerlo al Sol y al aire. También el secado de madera y de pescado se puede realizar mediante sistemas solares.

3. **Cocinas Solares:** Estos simples artefactos permiten el cocinado de alimentos y la pasteurización de agua en pocas horas, haciendo posible que en muchos lugares del mundo se ahorren cantidades considerables de leña para cocinar, además de reducir el riesgo de enfermedades ocasionadas por la contaminación fecal de las aguas.

4. **Deshidratación de Alimentos:** La conservación de los alimentos mediante la deshidratación se basa en la disminución de la cantidad de agua que limita las reacciones químicas de degradación posibles, así como el desarrollo de los microorganismos responsables de su deterioro. Un procedimiento sencillo de remoción de agua es hacer circular alrededor de los alimentos aire caliente y seco; por ejemplo, aire a 50° C y 30% de humedad relativa. Las condiciones termodinámicas indicadas pueden ser fácilmente alcanzadas mediante un proceso de calentamiento solar.

5. **Refrigeración Solar:** Para la refrigeración solar se utilizan sistemas que acoplan el colector solar-depósito de almacenamiento de calor a un ciclo de absorción que extrae calor de un "depósito frío". El ciclo de absorción se consigue utilizando mezclas absorbentes- refrigerantes (agua amoníaco, bromuro de litio agua,...). En ellas el calor solar se usa para vaporizar parte del agua de la mezcla (se requieren pues temperaturas de trabajo superiores a los 100°C). El vapor se condensa mediante un refrigerante, luego se expansiona hasta volver a la fase de vapor (por tanto extrae calor de la zona a ser refrigerada) y es devuelto a la unidad de absorción¹⁴.

¹⁴ BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf>> [consulta: 28 marzo 2012]

6. **Generación de Electricidad:** La radiación solar puede ser utilizada para la generación de electricidad mediante un proceso de dos etapas: primero convirtiéndola en calor y luego convirtiendo el calor en electricidad por medio de ciclos termodinámicos convencionales (utilizando colectores solares de concentración o campos de helióstatos que focalizan en un punto) o mediante generadores termoiónicos o termoeléctricos. Las centrales térmicas solares se basan en espejos que concentran los rayos solares con la finalidad de calentamiento de un fluido, que convertido en vapor accionará una turbina, que a su vez impulsará un generador eléctrico. Se han desarrollado tres variantes de este principio: las centrales de torre, los discos parabólicos y los cilindros parabólicos. Las dos primeras son sistemas concentradores de foco puntual y la tercera es un sistema concentrador de foco lineal.
7. **Calefacción Solar por Aire:** Estos sistemas utilizan el principio de succión del aire a través de un colector solar perforado, que puede servir al mismo tiempo de pared de un edificio. Estos sistemas son muy adecuados en edificios industriales con gran demanda de ventilación. Existen sistemas muy simples y efectivos de calefacción solar por aire en el mercado.
8. **Desalinización Solar:** La escasez de agua potable se da muchas veces en áreas con un alto índice de radiación solar o donde el precio de las fuentes de energías convencionales son muy altos. La destilación solar de agua (ya sea agua de mar, ya sea agua impura procedente de pozos) se realiza por medio de un alambique solar.

SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA ACS

Entre las variadas aplicaciones de la energía solar térmica, la más importante y desarrollada corresponde a los sistemas solares para calentamiento de agua. Estos sistemas son una atractiva alternativa a los sistemas convencionales -tanques eléctricos, termoduchas o calentadores a gas.

Para lograr temperaturas elevadas (entre 40 y 70 grados centígrados), se requiere el empleo de colectores solares que cuenten con un recubrimiento (normalmente de vidrio) que provoque un efecto invernadero dentro de ellos.

Se habla, principalmente de dos diferentes sistemas solares para uso doméstico: el sistema termosifón y el forzado. El funcionamiento básico en ellos es el mismo: un colector capta los rayos solares y transmite el calor al agua circulando hacia un tanque de almacenamiento. Ahí ésta se queda dentro de un recipiente bien aislado hasta su consumo¹⁵.

Sistema de Circulación por Termosifón: El sistema termosifón es muy conocido en climas cálidos, donde no hay peligro de congelación. Por su fácil e independiente funcionamiento (circulación del agua entre colector y tanque por gravedad), es muy popular para casas o viviendas. Su instalación normalmente es sobre el techo y el tanque tiene que estar ubicado en una posición superior a la del colector. Hace años su desventaja era su estética, pero hoy varios fabricantes han logrado mejorar su apariencia, integrando los componentes en una sola unidad¹⁶.

¹⁵BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf> > [consulta: 28 marzo 2012]

¹⁶BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf> > [consulta: 29 marzo 2012]

Funcionamiento básico: El colector capta la radiación solar directa y difusa y, por el efecto termosifón, el agua caliente del colector sube hasta el tanque y la más fría, que es más pesada, baja al colector para ser calentada. El tanque cuenta con un excelente aislamiento que sólo permite pérdidas mínimas de calor durante la noche. Opcionalmente se puede instalar una resistencia eléctrica (encendido y apagado automático) para garantizar siempre agua caliente en condiciones climáticas adversas, cuando no haya radiación solar.

Sistema de Circulación Forzado: En el sistema solar forzado sólo hay que instalar el o los colectores sobre el techo y el tanque en un lugar bajo techo (normalmente el cuarto de pilas). Se denomina forzado porque requiere una fuerza (bomba de recirculación) que transporte el agua del tanque al colector para ser calentada y viceversa. El sistema solar forzado siempre se ve más estético que un sistema termosifón; sin embargo, requiere más material y, por lo tanto, el costo es más elevado¹⁷.

Funcionamiento básico: Un regulador termodiferencial, a través de dos sensores (uno ubicado en la parte más caliente del colector y otro en la más fría del tanque), enciende la bomba de recirculación (consume 38W, menos que un bombillo incandescente) apenas para que el sensor del colector mida una temperatura más caliente que la del tanque.

COLECTOR SOLAR

El sistema más conocido de aprovechamiento de la energía solar es el captador solar, que absorbe la radiación del Sol y transmite la energía

¹⁷BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf>> [consulta: 29 marzo 2012]

absorbida a un fluido portador (principalmente agua, aunque también se puede utilizar aire o una mezcla de agua con otros líquidos). El colector, además de absorber la radiación solar, emite radiación térmica y pierde energía por conducción y convección. Los colectores solares que se comercializan actualmente tienen un elevado grado de absorción (minimizando la reflexión y la transmisión) y un bajo nivel de pérdidas caloríficas.

Se han diseñado distintas y avanzadas versiones de colectores solares térmicos con el objetivo de incrementar la cantidad de energía absorbida y disminuir las pérdidas. Los más comunes son los colectores planos, que utilizan como fluido el agua y tienen una cubierta de vidrio. En la actualidad también se comercializan colectores solares tubulares de vacío, con los que se consiguen temperaturas más elevadas. Existen otro tipo de colectores que utilizan aire como fluido.

El principio de funcionamiento del colector solar se basa en la trampa de calor que una superficie acristalada produce (conocido como efecto invernadero). La radiación incidente del Sol, de onda corta, atraviesa el cristal y es absorbida por una superficie que se calienta. Ésta, a su vez, emite radiación térmica (de onda larga), pero esta radiación es atrapada por el cristal, que impide su paso¹⁸.

TIPOS DE COLECTORES SOLARES

- 1. Colectores sin Cubierta:** Consiste en placas planas absorbentes de energía sin cubierta, conformadas por un arreglo de tubos por donde circula un fluido de trabajo, comúnmente agua. Se utiliza en el

¹⁸ JOFRA, Marta y Pep Puig. Energías Renovables Para Todos: Solar Térmica. Valladolid. España. Haya Comunicación. 2008. 5p.

calentamiento de agua para aplicaciones simples, ya que en general son colectores que funcionan a un bajo rango de temperatura (10-40°C).

El principal mercado de instalación en el mundo es Estados Unidos, seguido por Australia y Nueva Zelanda. El desarrollo de la tecnología ha alcanzado ya el uso comercial, por lo que en Chile existen diversos sistemas de este tipo implementados. El principal uso potencial para este tipo de colectores es el calentamiento de agua para piscinas.

- 2. Colectores Planos:** Esta tecnología se aplica para generar energía térmica, principalmente para obtener agua caliente sanitaria tanto en nivel residencial, como en aplicaciones de mayor demanda, ya que funcionan en un rango de temperatura entre 10 y 80°C. Son colectores planos que poseen una cubierta, generalmente de vidrio mezclado con incrustaciones de hierro.

China posee una de las mayores superficies instaladas, junto a Turquía. A su vez, Australia y Nueva Zelanda tienen una de las mayores tasas de m² por habitantes de estos sistemas instalados.

- 3. Colectores Tubos al Vacío¹⁹:** Esta tecnología se aplica para obtener energía térmica, principalmente para agua caliente sanitaria y procesos térmicos industriales. La base del funcionamiento consiste en la colocación de placas absorbentes de energía y tubos con fluidos de trabajo dentro de un tubo al vacío, permitiendo un mayor aislamiento

¹⁹Se conocen 3 tipos de tubos al vacío: de flujo directo, en los cuales el fluido de trabajo fluye directamente a través del absorbente dentro de los tubos; tubo de calor, en el cual la temperatura se transfiere al fluido de trabajo en un condensador que recibe agua u otro fluido evaporado, lo condensa y lo devuelve al tubo de calor; y tipo Sydney, tubo de vidrio de doble pared, en los cuales la superficie absorbente se halla directamente sobre el tubo interior de vidrio. Requiere un reflector para aprovechar el área no alcanzada por el sol.

térmico y permitiendo alcanzar mayores temperaturas en la placa (sobre 100°C). Esta configuración disminuye las pérdidas de calor con lo cual aumenta la eficiencia del sistema.

Del total mundial instalado de sistemas de ACS al 2008, del orden de la mitad corresponden a esta tecnología, con supremacía en China. Australia y Nueva Zelanda tienen una de las mayores tasas de m² instalados por habitantes. Es una tecnología suficientemente madura como para encontrarse a nivel comercial, a pesar de que al año 2009 no se registran grandes sistemas de estos instalados en Chile²⁰.

COSTOS DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA ACS

La inversión económica para implementar un sistema solar térmico domiciliario para agua caliente sanitaria depende en gran medida de los siguientes factores:

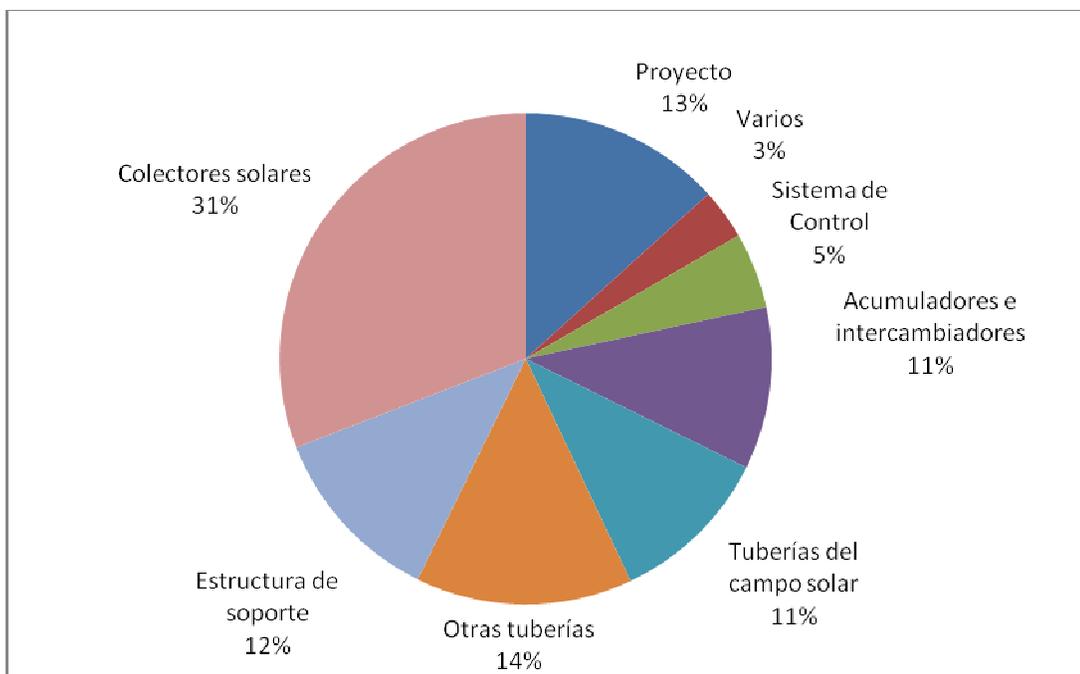
1. La demanda de agua caliente sanitaria que se pretende satisfacer.
2. La radiación solar disponible en el lugar donde operará el sistema solar térmico.
3. El tipo de sistema que se pretende implementar. El sistema de circulación forzada tiene un mayor costo que el sistema termosifón, ya que el primero requiere de una mayor cantidad de componentes.
4. El precio de los distintos equipos y componentes que conforman el sistema solar térmico. Esto variará dependiendo del tipo de sistema y del proveedor que se elija.
5. El transporte de los equipos y componentes

²⁰ CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Solar. [en línea]. Libro Solar. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf> [consulta: 13 agosto 2012]

6. La instalación del sistema solar térmico.
7. El mantenimiento y reemplazo de componentes.

Costos de Inversión: Al igual que en un sistema fotovoltaico, estos corresponden a los costos que se incurren para comprar, instalar y transportar los diferentes componentes que conforman un sistema solar térmico. Estos costos pueden representar un 80-85 % del costo del sistema a lo largo de toda su vida útil. La vida útil de un sistema solar térmico, correctamente instalado y con componentes de buena calidad, se estima entre 20 y 25 años.

En la siguiente tabla se muestra la distribución promedio de costos de una instalación solar térmico para uso domiciliario²¹:



²¹ HAAS, Jannik. Dimensionamiento y Cálculo de un Sistema Solar Térmico para ACS. En: CURSO de Energía Solar Térmica: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de Junio 2011.

Costos de mantenimiento y operación: son aquellos en los que se debe incurrir durante toda la vida útil de los equipos para conservar en buenas condiciones el sistema solar térmico. No debería presentar problemas en su manejo de operación, y el mantenimiento se reduce a un control visual y un lavado de los vidrios de los colectores, especialmente durante el verano. Estos costos son muy bajos y representan un 3-4 % del costo total del sistema a lo largo de toda su vida útil.

Costos de reemplazo: Estos dependerán en gran medida de la calidad de los componentes que se utilicen. Por lo general, todos los componentes tienen una vida útil de hasta 30 años. En Europa ya hay varios colectores planos que, desde hace más de 25 años, están operando sin presentar alteraciones. Lo mismo cuenta para el circuito solar, las tuberías de cobre y las válvulas en los sistemas. El punto débil con respecto a la vida útil de los sistemas domésticos son algunos tipos de tanques, que debido al alto costo del material inoxidable, los productores prefieren utilizar el hierro negro para su fabricación. Dependiendo del tratamiento interno que se dé al cilindro metálico y localidad del agua (cuanto más cloro haya en el agua, más corta es la vida útil del tanque), los tanques pueden tener vidas útiles entre 5 y 15 años, un tiempo mucho menor que el de uno hecho de acero inoxidable. Estos costos representan 10-15 % de los costos totales del sistema a lo largo de toda su vida útil.

La inversión necesaria para implementar un sistema solar térmico domiciliario (4 personas) para generar agua caliente sanitaria oscila en 70 y 130 UF. Si bien los costos son más altos en comparación a otras fuentes de

energías, el plazo de amortización de la inversión es considerablemente menor a la de los sistemas fotovoltaicos (3-5 años)²².

4. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se origina del movimiento de las masas de aire, es decir, el viento. Corresponde a una fuente de energía renovable que se encuentra disponible con un potencial significativo a nivel mundial. Al igual que la mayoría de las fuentes de energías renovables, proviene del sol, ya que son diferencias de temperatura entre distintas zonas geográficas de la tierra las que producen la circulación del aire²³.

Las zonas más favorables para la ubicación de proyectos eólicos son las áreas costeras, llanuras interiores abiertas, valles transversales y zonas montañosas donde existe mayor potencial de viento.

EL RECURSO EÓLICO

La energía eólica tiene su origen en la solar, más específicamente en el calentamiento diferencial de masas de aire por el Sol, ya sea por diferencias de latitud (vientos globales) o el terreno (mar-tierra o vientos locales). Las diferencias de radiación entre distintos puntos de la Tierra generan diversas

²² HAAS, Jannik. Dimensionamiento y Cálculo de un Sistema Solar Térmico para ACS. En: CURSO de Energía Solar Térmica: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de Junio 2011.

²³ COMISION Nacional de Energía. Guía para la Evaluación Ambiental, Proyectos Eólicos[en línea]. Chile. http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/guia_eolica.pdf [consulta: 14 abril 2012]

áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura provocan cambios de densidad en las masas de aire que se traducen en variaciones de presión²⁴.

De la energía solar que llega a la Tierra por radiación (unos 1.018 kWh por año), sólo alrededor del 0,25% se convierte en corrientes de aire. Esta cantidad es todavía 25 veces mayor al consumo energético total mundial.

La dirección del viento está determinada por efectos topográficos y por la rotación de la Tierra. Es de gran importancia el conocimiento de las direcciones dominantes para instalar los equipos que extraerán la energía proveniente de este recurso. Los aerogeneradores se deben colocar en lugares donde exista la menor cantidad de obstáculos posibles en estas direcciones.

La cantidad de energía (mecánica o eléctrica) que pueda generar una turbina eólica depende mucho de las características del viento vigentes en el sitio de instalación. De hecho, la producción puede variar en un factor de dos a tres entre un sitio regular y uno excelente, de manera que la rentabilidad de un proyecto depende directamente del recurso eólico local. Por esta razón, es necesario un estudio técnico detallado de las características del viento en un sitio específico antes de avanzar en un proyecto de cualquier magnitud.

El análisis requerido depende directamente de la aplicación y la escala prevista; naturalmente, un proyecto a gran escala conectado a la red requiere de un estudio más profundo que un pequeño sistema aislado. El método más exacto (aunque más costoso) para conocer el potencial de producción de energía del viento, es la instalación de uno o más anemómetros, los cuales, periódicamente, generan datos de la velocidad y la dirección del viento en forma

²⁴BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Eólica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/EOLICA.pdf>> [consulta: 15 abril 2012]

electrónica. Estos datos se analizan detalladamente en relación con las características del terreno y las mediciones de estaciones meteorológicas cercanas, con el fin de estimar la producción potencial de energía a largo plazo y durante diferentes épocas del año. Información meteorológica de sitios aledaños puede apoyar el análisis del potencial eólico; sin embargo, este tipo de información generalmente tiende a subestimar el recurso eólico.

TURBINAS EÓLICAS Y AEROGENERADORES

Dispositivo que se utiliza para aprovechar la energía contenida en el viento y transformarla en eléctrica. Una turbina obtiene su potencia de entrada convirtiendo la energía cinética del viento en un par (fuerza de giro), el cual actúa sobre las palas o hélices de su rotor. Para la producción de electricidad la energía rotacional es convertida en eléctrica por el generador que posee una turbina; en este caso, llamado aerogenerador.

Las turbinas que se encuentran en el mercado son muy confiables, con factores de disponibilidad de más de un 98%, lo cual significa que pueden operar durante más del 98% del año; generalmente, apagándose sólo durante el período de mantenimiento. Además las turbinas sólo requieren mantenimiento cada seis meses.

Aparte de las características del viento, la cantidad de energía que pueda ser transferida depende de la eficiencia del sistema y del diámetro del rotor. Las mejores aerogeneradores se construyen actualmente tienen un índice global de eficiencia (tomando en cuenta la del rotor y el generador) de casi 35%²⁵.

²⁵BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Eólica [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/EOLICA.pdf> > [consulta: 15 abril 2012]

TIPOS DE AEROGENERADORES

Turbinas de eje vertical: No son los más habituales debido a su escasa capacidad para producir energía. Su principal característica es que su eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son más económicos que los de eje horizontal, al ahorrarse gran parte de infraestructura.

Turbinas de eje horizontal: Su principal característica, es que su eje de rotación se encuentra en paralelo al suelo y a la dirección del viento. Son más costosos que los de eje vertical y además sus aspas no soportan grandes velocidades, como ventaja tienen que son más eficaces que los anteriores.

COMPONENTES DE UN SISTEMA EÓLICO²⁶

1. **Rotor**: El rotor es el elemento principal de una máquina eólica, siendo su función la transformación de la energía cinética del viento en mecánica utilizable. Existe gran variedad de rotores y su clasificación más usual se realiza en función de la disposición del eje: horizontal o vertical, de los cuales el primero es el más común.
2. **Aspas**: Las aspas deben cumplir una serie de objetivos, los más importantes son: maximizar la energía obtenida mediante un diseño aerodinámico apropiado, resistir cargas extremas, minimizar costos y pesos.

²⁶BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Eólica [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/EOLICA.pdf> > [consulta: 16 abril 2012]

3. **Góndola:** Con excepción de las aspas, el buje y la torre, los demás componentes de un aerogenerador son situados sobre la torre en un compartimiento cerrado comúnmente llamado góndola.
4. **Fundación:** Elemento que fija la torre a tierra otorgando soporte y estabilidad a la turbina. Dependiendo del tipo de terreno, ésta puede ser para base superficial (suelos rígidos) o fundación Pile (suelos blandos).
5. **Torre:** Las máquinas eólicas deben estar situadas sobre una estructura de soporte capaz de aguantar el empuje del viento que transmiten el sistema de captación y las eventuales vibraciones. Su altura debe ser suficiente para evitar que las turbulencias, debidas al suelo, afecten a la máquina y para superar los obstáculos cercanos.

APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA

1. **Bombeo de Agua:** La aplicación mecánica más frecuente de la energía eólica es el bombeo de agua, para lo cual son especialmente adecuadas las turbinas de baja potencia. Esta aplicación demanda un alto par de arranque y de una baja velocidad específica de viento, por lo que se conoce como un “sistema eólico lento”.

Se aprovecha el viento para el bombeo de agua en áreas aisladas de la red eléctrica. Los sistemas mecánicos operan prácticamente con la misma tecnología, desarrollada en el siglo IX, mientras que los nuevos están más adaptados a la variabilidad del viento. También se usan sistemas eólicos eléctricos para bombeo de agua, los que generalmente no requieren baterías. Al comparar sistemas mecánicos y eléctricos para

bombeo de agua, se puede decir que los primeros son más baratos y que pueden operar a velocidades del viento más bajas.

Adicionalmente, su mantenimiento es más simple y barato. Sin embargo, los sistemas eléctricos tienen la ventaja de que la turbina no tiene que instalarse en el sitio del pozo, sino en un punto más ventoso.

2. **Aplicaciones Térmicas:** La energía mecánica de una máquina eólica se puede transformar directamente en térmica por dos mecanismos: calentamiento de agua por rozamiento mecánico o compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor. En ambos casos, el calor producido se puede enviar, a través de un cambiador de calor, a un sistema de calefacción convencional. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de aplicación no ha resultado económicamente factible. Es más costo-efectivo generar electricidad de alta calidad, pues se puede aplicar en diferentes casos, que construir un sistema eólico sólo para una aplicación térmica.
3. **Sistemas Autónomos:** Este tipo de sistemas se refiere a uno de generación eléctrica para una vivienda. Generalmente, cuenta con un pequeño aerogenerador, baterías para almacenar la energía generada, regulador de carga y descarga de las baterías. El funcionamiento y los componentes de este tipo de instalación son muy similares a los sistemas fotovoltaicos autónomos.
4. **Sistemas Híbridos:** Pequeñas turbinas eólicas brindan una solución atractiva para la electrificación rural en muchos lugares, por su operación económica y simple. Sin embargo, la fluctuación del viento no permite obtener una producción de electricidad constante. Por esta razón,

frecuentemente, se usa una turbina eólica en combinación con otra fuente de generación; por ejemplo, paneles fotovoltaicos o un generador eléctrico a base de diesel. Este tipo de sistema se llama un “sistema híbrido”. La mayor ventaja de un sistema híbrido es que provee mayor confiabilidad para la generación eléctrica comparado con uno individual.

- 5. Sistemas Conectados a la Red:** También existe la oportunidad de suministrar energía a la red con pequeños sistemas eólicos. Esto es aplicable en los casos en que exista una red en las proximidades del centro de consumo. En este esquema, la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red.

PARQUES EÓLICOS

Un parque eólico usa la misma tecnología básica que un pequeño sistema, aunque a una escala mayor. Generalmente, se coloca una serie de turbinas grandes (desde 100 hasta 2.000 kW), que pueden ser de decenas a centenares, en un sitio con condiciones de viento muy favorable. Aparte de la escala, la otra gran diferencia con sistemas pequeños es la ausencia de baterías, y que se conectan directamente a la red eléctrica existente.

La variabilidad del viento tiene un impacto en la calidad de la electricidad que se pueda suministrar a la red con la energía eólica; la estabilidad del voltaje y la frecuencia. Sin embargo, turbinas modernas son diseñadas específicamente para manejar estas variaciones y producir electricidad de forma constante, con mecanismos que controlan el nivel de aprovechamiento

de la energía del viento. El uso de varias turbinas también ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de una, cancela la de otra. No necesariamente todo el grupo de turbinas que abastece la red eléctrica tiene que operar de forma simultánea, de forma similar a las plantas térmicas, en un sistema convencional, algunos equipos periódicamente están fuera.

SITUACIÓN ACTUAL EN CHILE

A igual que las instalaciones fotovoltaicas, el uso de los sistemas eólicos domiciliarios se centra principalmente en la electrificación de viviendas rurales o bien en aquellas emplazadas en lugares aislados sin posibilidad de acceder a la red eléctrica, y no se permite actualmente inyectar a la red.

Diferente es el caso de los parques eólicos, los cuales han tenido un importante desarrollo en nuestro país, debido principalmente al éxito de los proyectos desarrollados y también a la entrega en vigencia de la Ley de fomento de ERNC, lo que permitió aumentar considerablemente el interés e inversión en este tipo de tecnologías²⁷.

A continuación se detallan los parques eólicos en operación²⁸:

²⁷ CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Eólicos. En: CURSO DE ENERGÍA EÓLICA: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 16 de abril de 2012.

²⁸CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en Operación. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2012/08/Status-ERNC-Jul-2012-PM-2.pdf>> [consulta: 23 Noviembre 2012]

Nombre Central	Región	Potencia Neta	Sistema	Año de Ingreso
Alto Baguales	XI	2,0	Aysén	2001
Canela I	IV	18,2	SIC	2007
Canela II	IV	60	SIC	2009
Cristoro Lebu	VII	3,6	SIC	2009
Ampliación Lebu		3		2011
Monte Redondo	IV	38	SIC	2009
Ampliación Monte		10		2011
Totoral	IV	46	SIC	2009
Cabo Negro	XII	2,3	Aislado	2010
Punta Colorada	IV	20	SIC	2012
El Toqui	IXI	1,5	Aislado	2011

COSTOS DE UNA INSTALACIÓN DOMICILIARIA

El costo de un sistema eólico autónomo y domiciliario puede variar considerablemente dependiendo de varios factores, entre los cuales se destacan la capacidad eléctrica a instalar, la disponibilidad del recurso eólico en la zona donde se pretende implementar el sistema, el precio de los distintos componentes, aspectos relacionados con la instalación, así como la distancia del centro de venta y el acceso al proyecto.

El costo de una pequeña turbina eólica oscila entre 45 y 100 UF, valor que depende principalmente de la potencia requerida y del origen del producto²⁹. A esto hay que agregarle los costos de los otros componentes, como la torre, las baterías, el inversor, los materiales eléctricos y la instalación en el sitio. El costo de la turbina representa del 25 al 50% del valor total del

²⁹ CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Eólicos. En: CURSO DE ENERGÍA EÓLICA: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 16 de abril de 2012.

sistema, dependiendo de su capacidad eléctrica y de la inclusión de otros componentes. Un sistema completo típico cuesta entre 100 y 200 UF³⁰. Los plazos de amortización de la inversión son muy similares a la de los sistemas fotovoltaicos (7-12 años). La vida útil de un sistema eólico completo se estima entre 15 y 20 años, siempre que tenga un mantenimiento adecuado.

Adicionalmente, hay que considerar el valor de la operación y del mantenimiento, y reemplazo de algunos componentes que tengan una vida útil más corta. La inversión en operación y mantenimiento es necesaria para conservar el sistema en buenas condiciones; representando de un 3% a un 5% del costo total a lo largo de toda su vida útil. Los costos por reemplazo se refieren más que todo al cambio de las baterías, las cuales, generalmente, tienen una vida útil de entre tres y cinco años.

La energía eólica, muchas veces, es la opción más económica para sitios remotos no conectados a la red eléctrica, en comparación con otras opciones como generadores, sistemas fotovoltaicos o extensión de la red. Sistemas híbridos, en que se combina la energía eólica con otra fuente de generación como, por ejemplo, sistemas fotovoltaicos o generadores diesel, pueden proveer la opción técnica y económicamente más eficiente, porque explotan las ventajas de la disponibilidad del recurso energético con la curva de demanda.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales **ventajas** son:

1. Su impacto al medio ambiente es mínimo: no emite sustancias tóxicas o gases, por lo que no causa contaminación del aire, el agua y el suelo, y

³⁰ Para un sistema eólico domiciliario.

no contribuye al efecto invernadero y al calentamiento global. La producción de energía por medios eólicos no presenta incidencia alguna sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ninguna contaminación que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierra.

2. El viento es una fuente de energía inagotable y abundante. Se estima que, teóricamente, existe el potencial eólico para suplir 15 veces la demanda actual de energía en el mundo.
3. La tecnología no usa combustibles y el viento es un recurso del propio país, por lo que es una de las fuentes más baratas: cuando existe potencial comercialmente explotable puede competir en rentabilidad económica con otras fuentes tradicionales como las centrales térmicas de carbón (consideradas el combustible más barato) ó, incluso, con la energía nuclear, la cual tiene un impacto ambiental mucho mayor.
4. En comparación con otras tecnologías aplicadas para electrificación rural, la operación de un sistema eólico es económica y simple. El sistema no requiere mayor mantenimiento, aparte de una revisión periódica de las baterías, en caso de tenerlas, y una limpieza de las aspas en épocas secas.

En cuanto a las **desventajas**, podemos mencionar las siguientes:

1. La variabilidad del viento: para proyectos aislados se requiere de un mecanismo de almacenamiento en batería de la energía generada, para poder disponer de energía cuando no haya suficiente viento. Esto representa un costo adicional al sistema. Para parques eólicos la

variabilidad del viento impacta en la calidad de la electricidad que se pueda entregar a la red eléctrica; la estabilidad del voltaje y la frecuencia. A pesar de los buenos avances en el diseño de las turbinas eólicas para disminuir el impacto de la variabilidad del viento, ésta representa un riesgo en la inversión al no poder suplir los compromisos; adicionalmente, no se puede disponer de energía siempre que el sistema lo demande.

2. El alto costo inicial: en comparación con fuentes térmicas de generación, un proyecto eólico tiene un alto costo inicial. Si bien, a lo largo de su vida útil puede resultar más económico por sus bajos costos de operación y mantenimiento, la inversión inicial requerida puede ser una barrera para la realización del proyecto, sobre todo en zonas rurales aisladas.
3. Cantidad de viento: es una opción factible y rentable sólo en sitios con suficiente viento, lo cual significa que no se puede aplicar en cualquier lugar.
4. El impacto visual: desde el punto de vista estético, produce un impacto visual inevitable, ya que, por sus características, precisa emplazamientos físicos que normalmente evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, el desarrollo del parque eólico puede producir una alteración sobre el paisaje.

5. ENERGIA HIDRÁULICA A PEQUEÑA ESCALA (MINI HIDRO)

Como la mayoría de las energías renovables, la hidráulica proviene indirectamente del sol, pero a diferencia del resto, esta tecnología se encuentra fuertemente establecida y contribuye de manera segura y con precios competitivos al suministro energético global.

La potencia obtenida a través de los recursos hidráulicos depende del volumen de agua que fluye por unidad de tiempo y la altura de caída de ésta. Una central hidroeléctrica es un conjunto de obras y equipos destinados a convertir la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica. Esta transformación se realiza a través de la acción que el agua ejerce sobre una turbina hidráulica, la que a su vez le entrega movimiento rotatorio a un generador eléctrico³¹.

La hidroelectricidad es un recurso energético limpio y renovable, cuyo adecuado aprovechamiento tiene un bajo impacto. Se encuentra disponible en las zonas que presentan suficientes cantidad de agua. Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamientos para generar electricidad. Esta es una de las energías renovables más rentables. El costo inicial de construcción es elevado, pero los de explotación mantención son relativamente bajos.

³¹ VARGAS, Luis, ob. cit.,197p.

CENTRALES MINI HIDRÁULICAS

De acuerdo a la definición contenida en la Ley 20.257, se considera mini hidráulica aquellas, como su nombre lo indica, cuya fuente de energía primaria es la energía hidráulica, cuya potencia máxima es menor 20 MW y conectadas a la red eléctrica.

La energía hidroeléctrica con centrales mini hidráulicas se basan en la utilización de la energía del agua para la generación de energía eléctrica, a partir del movimiento de turbinas y generadores. Existen diversos tipos de turbinas que permiten aprovechar la energía cinética del agua.

El principal requerimiento para implementar esta tecnología es el acceso a caídas de agua o cauces con posibilidad de embalsamiento. Es así como estos sistemas requieren, como componentes principales, de sistemas hidráulicos para el embalse (en caso de centrales de embalse), conducción de aguas, turbinas, generadores y, en muchos casos, sistemas de respaldo.

La generación de energía depende del comportamiento hidrológico de los cursos de agua, por lo que los sistemas pueden obtener factores de planta entre 34% y 56%, con un máximo de disponibilidad de la planta de 98% y eficiencia en la conversión de energía de hasta un 92% (para potencias superiores a 1 MW)³².

TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

- 1. Central Hidroeléctrica de Pasada:** Una central de pasada es aquella en que no hay acumulación apreciable de agua para accionar las turbinas.

³² CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Hidroeléctrica. [en línea]. Libro Hidroeléctrica. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_hidroelectrica.pdf> [consulta: 16 agosto 2012]

En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal natural del río, con sus variaciones de estación en estación. Si éste es mayor a lo necesario, el agua sobrante se pierde por rebalse. En ocasiones un embalse relativamente pequeño bastará para impedir esa pérdida por rebalse.

- 2. Central Hidroeléctrica con Embalse de Reserva:** Este tipo de central se embalsa un volumen considerable de líquido “agua arriba” de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen embalsado depende la cantidad que puede hacerse pasar por las turbinas³³. Con embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses, situación que sería imposible en una central de pasada.

Este tipo de centrales requieren por lo general una inversión mayor a las de embalse, pero en la mayoría de los casos permite usar toda la energía disponible y a un precio más económico.

- 3. Central Hidroeléctrica de Bombeo:** Este tipo de centrales disponen de dos embalses situados a diferentes niveles. Cuando la demanda energética alcanza su máximo nivel durante el día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generadora de electricidad. Al caer el agua almacenada en el embalse superior, hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en

³³VARGAS, Luis, ob. cit., 201 p.

que la demanda de energía es menor al es agua bombeada al embalse superior para que pueda iniciar el ciclo productivo nuevamente³⁴.

Cabe hacer presente que en el largo plazo estas centrales consumen mayor cantidad de energía que la que producen. En palabras simples, son como baterías.

APLICACIONES DE LA ENERGIA MINI-HIDRÁULICA

- 1. Sistemas Domésticos:** Para este tipo de sistemas se aplican las nano-turbinas, que son pequeños sistemas de energía hidráulica que aprovechan la fuerza de pequeños ríos y quebradas, principalmente para generar energía mecánica. Además se pueden acoplar estas turbinas con alternadores o generadores de capacidad en el rango de 300 W a 12 voltios, hasta 1 kW a 110 voltios, dependiendo del caudal del agua, la demanda de electricidad y el financiamiento disponible. Posibles aplicaciones de las nano-turbinas son los usos mecánicos en actividades agrícolas como despulpe de café, cargar baterías que luego pueden ser utilizadas en hogares para la provisión de iluminación o la provisión de electricidad a unas viviendas cercanas. Actualmente, se han instalado sistemas de este tipo en diferentes fincas de zonas cafetaleras en Honduras y Nicaragua.

Estos sistemas, además de tener una vida útil relativamente larga, tienen grandes beneficios pues no consumen agua sólo la utilizan (derechos de aprovechamiento de agua no consuntivos³⁵) y es una tecnología sencilla

³⁴ VARGAS, Luis, ob. cit., 203p.

³⁵ CÓDIGO de Aguas “Derecho de aprovechamiento no consuntivo es aquel que permite emplear el agua sin consumirla y obliga a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del derecho”.

y limpia de usar, en sustitución de otros sistemas como los motores de diesel. Además, tienen las ventajas de ahorrar combustibles y gastos por transporte, evitar la contaminación por la emisión de gases y la reducción de los niveles de ruido.

- 2. Micro y Mini-Hidro Para Usos Productivos:** Estos sistemas son aplicados, por lo general, para aquellas poblaciones o pequeñas ciudades que en el presente no están interconectadas a las líneas de un sistema de transmisión y que de acuerdo con los planes o programas nacionales o regionales no van a ser incorporadas en un mediano plazo. El confort energético, logrado con estos sistemas, permite un nivel de electrificación similar a cualquier vivienda cuyo suministro eléctrico sea la red convencional.

Las potencias alcanzadas por estos sistemas, que pueden ser automatizados o manuales, oscilan entre 1 kw hasta 1.000 kw según las características del salto. La energía obtenida puede acumularse en baterías o consumirse directamente, dependiendo de la capacidad del sistema³⁶.

El desarrollo de pequeños proyectos comunales genera una serie de beneficios que vienen a mejorar significativamente las condiciones y la calidad de vida de las familias que hacen uso de los servicios facilitados por la energía hidráulica. Además, el disponer de ella permite que sus usuarios proyecten o inicien pequeñas o medianas actividades agroindustriales, entre ellas, refrigeración de leche, elaboración de

³⁶BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Hidráulica a Pequeña Escala [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/HIDRA.pdf> > [consulta: 10 abril 2012]

productos lácteos, movimiento de sierras para aserrar madera, despulpado de café y otros.

Sin embargo, uno de los aspectos importantes que aportan el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza, es la agrupación comunal en la cual se organizan las familias en torno al proyecto al participar y aportar recursos de mano de obra, equipo y materiales. En la región de América Central, se han desarrollado varios proyectos para generación de electricidad tipo mini-redes, que son ejemplo de la integración comunal en busca de mejores oportunidades para el desarrollo.

- 3. Sistemas Conectados a la Red Eléctrica:** Los sistemas mini-hidro y las pequeñas centrales hidroeléctricas pueden trabajar en forma aislada en sitios remotos, pero también pueden conectarse a la red nacional, aunque su contribución energética tiene una incidencia mucho menor que la de las grandes centrales.

La interconexión a la red nacional de una pequeña o mediana central de generación, no presenta ningún tipo de limitación técnica, que no pueda ser resuelta por la ingeniería convencional. Se debe contar con una serie de equipos adicionales que permitan adecuar la energía generada a las condiciones de voltaje, frecuencia y fase del sistema interconectado. Para esto, se necesitan equipos electromecánicos que demandan una mayor inversión de capital.

COSTOS ESTIMADOS

Al calcular el costo que involucra implementar un proyecto hidroeléctrico se deben considerar los siguientes factores:

Costos de inversión: son los costos totales que se deben pagar para un proyecto totalmente construido. Los costos directos incluyen los rubros directos de construcción, terrenos y servidumbre. Los costos indirectos se refieren a los gastos legales y de administración, costos de ingeniería por diseños, supervisión de construcción, documentos de licitación, supervisión y fiscalización de la construcción de la obra y supervisión de la puesta en marcha, con asesoramiento al personal encargado e imprevistos.

En la siguiente tabla se muestran la distribución de los costos de inversión³⁷:

Rubro	% del total
Obras civiles	15-40%
Equipo electromagnético	30-60%
Infraestructura	10-15%
Costos indirectos	10-15%

Costos de reposiciones intermedias: se refieren a las obras y equipos que tienen una vida útil menor a la vida útil del proyecto global y que deben ser repuestos para conseguir un adecuado funcionamiento de las instalaciones. Estos valores se incluyen en el cálculo de la tasa interna como un porcentaje del costo total y con una determinada vida útil.

Costos de operación y mantenimiento: pueden expresarse en costo unitario por año (por ejemplo UScents\$/kW/año) en función del tamaño de la central o como un monto anual dado en un porcentaje de la inversión total del proyecto. Generalmente, estos costos fluctúan entre \$ 0,01 y \$ 0,02 por kWh.

³⁷BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Hidráulica a Pequeña Escala [en línea]. Costa Rica. < <http://www.bun-ca.org/publicaciones/HIDRA.pdf> > [consulta: 11 abril 2012]

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales **ventajas** son:

1. Fuente limpia y renovable de energía: no consume agua, sólo la utiliza. No emite gases de efecto invernadero y los impactos locales no son significativos. Además es un recurso inagotable, en tanto y cuando el ciclo del agua perdure y se conserve la cuenca.
2. Disponibilidad del recurso: por las características climatológicas y topográficas, este recurso está disponible en muchos sitios de América Central.
3. Bajos costos de operación: no se requiere de combustibles y las necesidades de mantenimiento son relativamente bajas por lo que los gastos de operación son bajos.
4. Disponibilidad de energía: la generación de energía generalmente es continua y su disponibilidad es predecible.
5. Funciona a la temperatura ambiente: no hay que emplear sistemas de refrigeración o calderas que consumen energía y, en muchos casos, contaminan.
6. Eficiencia: la tecnología tiene una alta eficiencia en la conversión de la energía potencial en el agua a energía mecánica y eléctrica (entre 75% y 90%), mayor que la eficiencia de otras tecnologías.

7. Solidez: la tecnología es robusta y tiene una vida útil larga. Los sistemas pueden funcionar 50 años o más sin requerir mayores inversiones que para reemplazar componentes.

En cuanto a las **desventajas**, podemos mencionar las siguientes:

1. Alto costo inicial: la inversión requerida está muy concentrada en el desarrollo inicial del proyecto, como por ejemplo en la ejecución de estudios, construcción de la obra civil, adquisición de los derechos de agua y la compra del equipo electromecánico, terrenos y servidumbres.
2. Disponibilidad local: la tecnología depende de las condiciones topográficas e hidrológicas, entonces no está disponible en cualquier sitio. Las posibilidades de transmisión de la energía a largas distancias son limitadas por los costos de éste.
3. Potencia máxima: ésta es limitada y definida por el recurso natural en un sitio. Limita las posibilidades de expansión a largo plazo para atender al crecimiento de la demanda.
4. Variabilidad del caudal: los caudales de agua pueden variar considerablemente durante las diferentes temporadas, lo que tiene impacto en la generación de energía.
5. Necesidad de estudios: Los pequeños proyectos hidroeléctricos, en particular las pequeñas centrales, requieren de estudios técnicos elaborados para conocer el potencial disponible y la factibilidad técnica.

6. ENERGÍA DE LA BIOMASA

Para la mayoría de la población mundial las formas más familiares de energía renovable son las que provienen del sol y del viento. Sin embargo existen otras fuentes de biomasa, como leña, carbón de leño, cascarilla de arroz, que proveen un alto porcentaje de la energía consumida en el mundo y tienen potencial para suplir mayores volúmenes.

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz) del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros)³⁸. Esta es la fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser humano, pues ha sido usada desde que nuestros ancestros descubrieron el secreto del fuego.

APLICACIONES DE LA ENERGÍA BIOMÁSICA

Aplicando los diferentes procesos de conversión, la biomasa se puede transformar en diferentes formas de energía:

- 1. Producción de Energía Térmica:** Aprovechamiento convencional de la biomasa residual y natural. Los sistemas de combustión directa son aplicados para generar calor, el cual puede ser utilizado directamente, como por ejemplo, para la cocción de alimentos o para el secado de productos agrícolas. Además, este se puede aprovechar en la producción de vapor para procesos industriales y electricidad.

³⁸BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Biomasa [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>> [consulta: 11 marzo 2012]

Generalmente, los procesos tradicionales de este tipo son muy ineficientes, debido a que mucha energía liberada se desperdicia y puede causar contaminación cuando no se realiza bajo condiciones controladas.

- 2. Producción de Gases Combustibles:** El biogás producido en procesos de digestión anaeróbica o gasificación puede ser usado en motores de combustión interna para generación eléctrica, para calefacción y acondicionamiento en el sector doméstico, comercial e institucional y en vehículos modificados.
- 3. Producción de Biocombustibles:** La producción de biocombustibles como el etanol y el biodiesel tiene el potencial para reemplazar cantidades significativas de combustibles fósiles en muchas aplicaciones de transporte. El uso extensivo de etanol en Brasil ha demostrado, durante más de 20 años, que los biocombustibles son técnicamente factibles a gran escala. En los Estados Unidos y Europa su producción está incrementándose y se están comercializando mezclados con derivados del petróleo. Por ejemplo, la mezcla denominada E20, constituida 20% de etanol y 80% de petróleo, resulta aplicable en la mayoría de motores de ignición³⁹.
- 4. Generación de Electricidad:** Obtenida minoritariamente a partir de biomasa residual (restos de cosechas y podas) y principalmente a partir de cultivos energéticos leñosos de crecimiento rápido (Sauce, Eucalipto, Plátano, etc.) y herbáceos (Chumberas, Cardo). También se utiliza el

³⁹BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Biomasa [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>> [consulta: 12 marzo 2012]

biogás resultante de la fermentación de ciertos residuos (Residuos sólidos urbanos)⁴⁰.

La electricidad generada a partir de los recursos biomásicos puede ser comercializada como “energía verde”, pues no contribuye al efecto invernadero por estar libre de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Este tipo de energía puede ofrecer nuevas opciones al mercado, ya que su estructura de costos permitirá a los usuarios soportar mayores niveles de inversión en tecnologías eficientes, lo cual incrementará la industria bioenergética.

- 5. Sistemas de Co-generación:** Esta aplicación se refiere a la generación simultánea de calor y electricidad, lo cual resulta considerablemente más eficiente que los dos sistemas separados. Se utiliza con frecuencia en industrias que requieren de las dos formas de energía, como el procesamiento de café y azúcar. Su configuración depende de cuál es la forma de energía más importante; a veces se utilizan el calor y la electricidad en el proceso de la planta industrial y se vende el excedente a otros usuarios o a la red eléctrica.

SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIAL EN CHILE

Proyecciones de la IEA⁴¹ indican que la generación de electricidad a partir de biomasa debiera crecer desde el actual 1,3% a un 3%-5% para el año 2050, dependiendo de diferentes supuestos a nivel mundial. En términos absolutos, el crecimiento neto podría ser 5-8 veces la producción actual, con un significativo efecto en la reducción de emisiones de gas efecto invernadero

⁴⁰VARGAS, Luis, ob. cit., 237 p.

⁴¹ IEA BIOENERGY. [en línea]. Anual Report 2077. <<http://www.ieabioenergy.com/LibItem.aspx?id=5761>> [consulta: 17 agosto 2012]

("GEI"). Esto no parece ser considerable comparado con el potencial estimado total, 10%-20% de la energía primaria para el 2050, donde la biomasa también es usada para generación de calor y para producir combustibles para el transporte.

Las principales barreras para su implementación apuntan a la baja eficiencia de conversión, la disponibilidad y transporte de la biomasa, y la escasa logística de suministro sumado a la falta de políticas de apoyo, los riesgos asociados a la agricultura intensiva (fertilizantes, químicos, conservación de la biodiversidad), entre otros.

Respecto del futuro de esta tecnología en Chile, se estima que el potencial factible técnico-económico de implementar al 2025 es entre 461 a 903 MW con una participación entre un 3,1 % a un 6 % del parque generador [UTFSM, 2008]. Actualmente, en Chile los procesos de generación de electricidad existentes se basan de manera principal en la combustión directa de la biomasa. Adicionalmente, existen proyectos de generación a partir de la combustión de gases obtenidos a partir de procesos de transformación de la biomasa, como la extracción de biogás desde vertederos o sistemas de tratamiento anaeróbico⁴².

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales **ventajas** son:

1. La biomasa es una fuente renovable de energía y su uso no contribuye a acelerar el calentamiento global; de hecho, permite reducir los niveles de

⁴² CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Biomasa. [en línea]. Libro Biomasa. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_biomasa.pdf> [consulta: 16 agosto 2012]

dióxido de carbono y los residuos de los procesos de conversión, aumentando los contenidos de carbono de la biosfera.

2. La captura del metano de los desechos agrícolas y los rellenos sanitarios, y la sustitución de derivados del petróleo, ayudan a mitigar el efecto invernadero y la contaminación de los acuíferos.
3. Los combustibles biomásicos contienen niveles insignificantes de sulfuro y no contribuyen a las emanaciones que provocan “lluvia ácida”.
4. La combustión de biomasa produce menos ceniza que la de carbón mineral y puede usarse como insumo orgánico en los suelos.
5. La conversión de los residuos forestales, agrícolas y urbanos para la generación de energía reduce significativamente los problemas que trae el manejo de estos desechos.
6. La biomasa es un recurso local que no está sujeto a las fluctuaciones de precios de la energía, provocadas por las variaciones en el mercado internacional de las importaciones de combustibles. En países en desarrollo, su uso reduciría la presión económica que impone la importación de los derivados del petróleo.
7. El uso de los recursos de biomasa puede incentivar las economías rurales, creando más opciones de trabajo y reduciendo las presiones económicas sobre la producción agropecuaria y forestal.

8. Las plantaciones energéticas pueden reducir la contaminación del agua y la erosión de los suelos; así como a favorecer el mantenimiento de la biodiversidad.

En cuanto a las **desventajas**, podemos mencionar las siguientes:

1. Por su naturaleza, la biomasa tiene una baja densidad relativa de energía; es decir, se requiere su disponibilidad en grandes volúmenes para producir potencia, en comparación con los combustibles fósiles, por lo que el transporte y manejo se encarecen y se reduce la producción neta de energía. La clave para este problema es ubicar el proceso de conversión cerca de las fuentes de producción de biomasa, como aserraderos, ingenios azucareros y granjas, donde los desechos de aserrío, el bagazo de caña y las excretas de animales están presentes⁴³.
2. Su combustión incompleta produce materia orgánica, monóxido de carbono (CO) y otros gases. Si se usa combustión a altas temperaturas, también se producen óxidos de nitrógeno. A escala doméstica, el impacto de estas emanaciones sobre la salud familiar es importante.
3. La producción y el procesamiento de la biomasa pueden requerir importantes insumos, como combustible para vehículos y fertilizantes, lo que da como resultado un balance energético reducido en el proceso de conversión. Es necesario minimizar el uso de estos insumos y maximizar los procesos de recuperación de energía.

⁴³BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Biomasa [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>> [consulta: 12 marzo 2012]

4. Aún no existe una plataforma económica y política generalizada para facilitar el desarrollo de las tecnologías de biomasa, en cuanto a impuestos, subsidios y políticas que cubren, por lo general, el uso de hidrocarburos. Los precios de la energía no compensan los beneficios ambientales de la biomasa o de otros recursos energéticos renovables.
5. El potencial calórico de la biomasa es muy dependiente de las variaciones en el contenido de humedad, clima y la densidad de la materia prima.

7. ENERGÍA GEOTÉRMICA

A diferencia de la mayoría de las fuentes de energía renovables, la geotérmica no tiene su origen en la radiación solar sino en la enorme diferencia de temperaturas que existen en el interior de la Tierra y que van desde los 15% de la superficie a los 4.000°C que rigen en el núcleo.

Según lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 19.657 Sobre Concesiones de Energía Geotérmica, la energía geotérmica es aquella que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

Las diferencias de temperaturas, conocida como gradiente térmico, originan un continuo flujo de calor desde el interior de la Tierra a la superficie. Pero la corteza de la Tierra no es un envoltorio homogéneo. Está fragmentada en varios bloques o placas tectónicas, cada una de las cuales se mueve a una

velocidad de varios centímetros por año. Ese movimiento produce roces, choques y deformaciones en los bordes de las placas, impactos que ocasionan grietas, pliegues (montañas), terremotos y erupciones volcánicas dando lugar a flujos de calor anormalmente elevados. Así, si la pauta es que la temperatura de la Tierra aumente entre 2 y 4°C cada cien metros de profundidad, en esas zonas de choque se pueden registrar aumentos de más de 30°C en apenas cien metros⁴⁴.

Estas áreas térmicas son las que presentan el mayor interés desde el punto de vista de su aprovechamiento energético. No obstante, incluso los yacimientos de muy baja temperatura (15°C) pueden ser aprovechados, de manera que prácticamente todas las aguas subterráneas del mundo son potenciales yacimientos de energía. De hecho, el potencial geotérmico almacenado en los diez kilómetros exteriores de la corteza terrestre supera en 2.000 veces a las reservas mundiales de carbón.

TIPOS DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

- 6. Yacimientos de alta temperatura.** Una roca permeable (una especie de esponja) almacena el fluido a alta temperatura (a más de 100°C) muy cerca de un foco de calor activo. Esa roca está rodeada por una capa de rocas impermeables que no suele ser perfecta, o sea, que tiene grietas o escapes.
- 7. Yacimientos de baja temperatura:** Se encuentran entre los 1.500 y los 2.500 metros de profundidad y su temperatura oscila entre los 60 y los 100°C.

⁴⁴ASOCIACIÓN de Geotermia Mexicana. Manual de Geotermia: Ciencias de la Tierra e Ingeniería de Reservorios. Otros materiales [en línea]. <<http://geotermia.org.mx/geotermia/pdf/Manual%20de%20Geotermia.pdf>> [consulta: 15 junio 2012]

- 8. Yacimientos de roca caliente:** No hay fluido, solo roca caliente. A profundidades de entre 4,8 y 8 kilómetros es posible hallar roca seca caliente en casi cualquier lugar del mundo (en algunas áreas se hallan más cerca de la superficie).

APLICACIONES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

Producción Energía Térmica⁴⁵

- 1. Piscinas climatizadas:** Es la forma más antigua de aprovechamiento de la energía geotérmica. Floreció en la antigua Roma con sus famosas termas, situadas cerca de manantiales de agua caliente o termales.
- 2. Calefacción y agua caliente sanitaria:** Los acuíferos para estos usos van de los 30°C a los 150°C. En Islandia, el país con mayor actividad geotérmica del mundo, el 99% de las viviendas utilizan la energía geotérmica con esta finalidad.
- 3. Agricultura:** Son muchos los invernaderos que usan aguas calientes procedentes de acuíferos para calentar el suelo de sus instalaciones y adelantar así las cosechas.
- 4. Usos industriales:** Aquellas industrias que no exigen temperaturas muy altas también beben de esta fuente. Así, la geotérmica es usada en el secado de tejidos en industrias textiles de Matsuo, en Japón, o en la industria del tintado de Guandong y Liaoning, en China.

⁴⁵BARRERO, Antonio. Energía Geotérmica y del Mar. España. Haya Comunicación. 2009. p7.

Generación de Electricidad

- 1. Plantas de aprovechamiento de vapor seco:** Cuando los fluidos hidrotermales se presentan total o fundamentalmente en forma de vapor lo usual es conducirlos a una turbina de vapor convencional.
- 2. Plantas de agua a alta temperatura:** Cuando el fluido hidrotermal es fundamentalmente agua a alta temperatura, la tecnología más empleada es la denominada “flash”. El fluido, que se encuentra en fase líquida en el almacén, es extraído e inmediatamente inyectado en un tanque en el que un volumen determinado de él se convertirá súbitamente–“flash”– en vapor. El vapor es empleado para activar una turbina que pone en marcha un generador.
- 3. Centrales de ciclo binario:** Hacen posible la generación eléctrica en yacimientos cuyo recurso se halla a menor temperatura. En estos sistemas, el fluido geotérmico transfiere su calor, mediante un intercambiador, a un fluido secundario (el denominado fluido de trabajo). Este segundo fluido se convierte en vapor, activa la turbina y genera electricidad. El motivo de emplear este segundo fluido es que su temperatura de evaporaciones más baja. Así pues, se necesita menos calor para vaporizar el fluido. El vapor, luego de haber movido las turbinas, se condensa y vuelve a ser reutilizado, o sea, que estamos hablando de un ciclo cerrado. Según los expertos, este sistema es el que tiene más futuro.

SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIAL EN CHILE

Chile, al estar ubicado sobre el llamado “Cinturón de Fuego del Pacífico”, zona de alta actividad geológica, presenta un potencial importante de generación. Hay más de 300 fuentes de aguas termales entre los 15°C y 100°C ubicadas en los Andes chilenos. Al año 2025 se calcula un potencial bruto de 16.000MW en Chile, sin embargo, existen barreras para la implementación de estas tecnologías, como son la escasa identificación y catastro de las fuentes disponibles, el alto costo de inversión y los riesgos involucrados en su desarrollo⁴⁶.

MARCO REGULATORIO EN CHILE

Con fecha 07 de Enero de 2001 se publicó la Ley N° 19.657 Sobre Concesiones de Energía Geotérmica, la cual estableció el concepto de energía geotérmica y los distintos tipos de concesiones posibles a entregar, el procedimiento para obtenerlas, la forma en que se extinguen, los derechos y obligaciones de los concesionarios, junto con establecer las multas para las infracciones a esta ley y las sanciones penales para aquellos que sustrajeren energía geotérmica a un concesionario.

En nuestro país, cualquiera que sea el lugar, forma o condiciones en que se manifieste o exista, es considerada como un bien del Estado, susceptible de ser explorada y explotada, previo otorgamiento de una concesión en la forma y con cumplimiento de los requisitos previstos en la ley de este modo, las concesiones de energía geotérmica en Chile, pueden ser de exploración o explotación, al igual que las de derechos de minas. Sin embargo, el legislador

⁴⁶ CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Geotermia. [en línea]. Libro Geotermia. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_geotermica.pdf> [consulta: 02 agosto 2012]

escogió para estas concesiones, un sistema administrativo de adjudicación, distinto del existente para las concesiones de derechos de minas, las que han sido entregadas a la justicia ordinaria para su conocimiento y resolución. Es entonces, un órgano de la administración pública el encargado del procedimiento de adjudicación u otorgamiento de las concesiones en geotermia, este órgano es, el Ministerio de Energía, servicio que vela por la aplicación, control y cumplimiento de la Ley 19.657 y su reglamento.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Las principales **ventajas** son:

1. El calor de la tierra está a nuestra entera disposición durante las 24 horas del día y a lo largo de todo el año.
2. La utilización de energía geotérmica es una medida de conservación de la naturaleza en sí misma. Un MW producido con el calor de la Tierra es un MW que no va a ser generado mediante la combustión de combustibles fósiles.
3. El beber de una fuente que se halla bajo nuestros pies significa que no va a ser preciso fletar un buque rumbo al Golfo Pérsico para llenarlo de petróleo. El aprovechamiento de yacimientos energéticos próximos exige, además, menos infraestructuras de transporte de energía.
4. Una planta térmica de gas ocupa tres veces más espacio que una geotérmica y una de carbón hasta ocho veces más.

5. El uso de la energía geotérmica reduce la dependencia energética del exterior.
6. Se trata de una fuente de energía idónea para poblaciones que se hallen en localizaciones remotas, lugares a los que no llegan las redes convencionales de suministro de energía.

En cuanto a las **desventajas** podemos mencionar:

1. Los yacimientos hidrotermales llevan disueltos gases y otras sustancias químicas (mercurio y compuestos de azufre, por ejemplo), que hay que tratar adecuadamente para evitar que contaminen la atmósfera y las aguas circundantes.
2. Se provoca un importante deterioro del paisaje en donde se ubica la central geotérmica.

8. ENERGÍA DEL MAR

La superficie del planeta Tierra está cubierta en cerca de un 80%, por agua, donde la mayor parte de ésta corresponde a océanos. El mar posee una serie de características que lo transforman en una alternativa de utilización como fuente de energía, dentro de las cuales se encuentran principalmente: el movimiento de las olas, la oscilación de las mareas, el flujo de corrientes marinas, los flujos de los estuarios y las variaciones de salinidad y temperatura.

En línea con aquellas características, es que se han desarrollado diversos sistemas para aprovechar la energía de las olas (undimotriz), de la variación de altura de las mareas (mareomotriz), de corrientes marinas y de las variaciones de temperatura y salinidad del agua. La mayoría de estas tecnologías se encuentran en etapa temprana de desarrollo, por lo cual aún presentan bajas eficiencias y altos costos, aunque variables de un sitio a otro, dependiendo de la tecnología específica y las características del lugar. La tendencia, y de acuerdo a la experiencia obtenida del desarrollo de otros sistemas de generación, indica que la masificación en el aprovechamiento del recurso, produciría mayor conocimiento, confiabilidad y menores costos de desarrollo.

Si bien la energía del mar ha tenido avances interesantes en las últimas décadas, los prototipos desarrollados aún no han tenido el éxito comercial que les permita ser industrializados⁴⁷.

ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Energía asociada a las mareas provocadas por la atracción gravitatoria del sol y, principalmente, de la luna. Se aprecia como una variación del nivel del mar, que ocurre aproximadamente cada 12h 30 minutos y puede suponer una diferencia del nivel desde unos 2 metros hasta unos 15 metros, según la diferencia de la topografía costera.

Las principales fuentes de generación mareomotriz son aquellas ubicadas mar a dentro y aquellas las ubicadas en estuarios. El requerimiento básico es la presencia de mareas, que se generan en todo el océano, con

⁴⁷ CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Marina. [en línea]. Libro Marina. <<http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>> [consulta: 23 agosto 2012]

distintos niveles de variación, según la zona geográfica, siendo esta mayor en la costa que mar adentro.

Las tecnologías de energía mareomotriz se clasifican, principalmente, en Centrales de Barrera y Flujos de Mareas, y en menor medida, en tecnología de Flujo Estuarial. Las centrales de mareas fueron las primeras plantas comerciales (más de 40 años en operación), siendo una tecnología comercial, madura y válida. Sin embargo, dados sus altos costos en comparación a otras tecnologías y las ubicaciones especiales del recurso han presentado un lento desarrollo.

Por otra parte, las tecnologías de Flujo de Mareas y Flujo Estuarial aún se encuentran en fase precomercial y de validación tecnológica. Se proyecta que estos sistemas podrían estar disponibles comercialmente para los años 2015 ó 2025.

ENERGÍA UNDOMOTRIZ

Esta tecnología es utilizada para producir energía eléctrica o desalinizar agua marina, pudiendo desarrollarse parques marinos con potencias eléctricas superiores a 200 MW. Consisten en sistemas que aprovechan el movimiento oscilatorio de las olas, absorbiendo tanto su energía cinética como potencial, ya sea con dispositivos flotantes horizontales o con dispositivos verticales que aprovechan la amplitud de las olas. Ellos, además de dispositivos fijos en la línea de costa que aprovechan la presión ejercida por la rompiente o la oscilación vertical de la columna de agua.

La energía de las olas no ha convergido todavía a una tecnología dominante, ya que existen distintos modelos de aprovechamiento energético, y

por lo tanto, diferentes dispositivos. De éstos, algunos han alcanzado el estado de prototipos y están siendo probados en condiciones reales en el mar. Su requerimiento principal es la presencia de olas, siendo óptimo su desempeño en zonas alejadas del Ecuador donde el recurso presenta un mayor potencial.

ENERGÍA DE CORRIENTES MARINAS

Otro desarrollo importante han sido los generadores que aprovechan las corrientes marinas, los cuales son similares en su funcionamiento a los generadores eólicos pero operan sumergidos. Aprovechan las corrientes producidas por diferencias de temperatura o salinidad entre dos masas de agua.

Esta tecnología es la de menor desarrollo en la actualidad, pero es mirada con atención por ser de suministro continuo y tener menos efectos negativos sobre el paisaje y la fauna marina. Se estima que estos dispositivos podrían ser instalados con una densidad cercana a 37 unidades por km².

ENERGÍA MAREOMATÉRMICA

Es aquella que aprovecha la diferencia que hay entre la temperatura del agua de la superficie (la que recibe el calor del sol) y la temperatura de las aguas más profundas⁴⁸.

Este tipo de tecnologías, proporcionan mayor eficiencia y potencia cuando se utiliza con una gran diferencia de temperatura, por lo tanto, son las zonas tropicales donde esta tecnología tiene mayor eficiencia. Presentan un bajo nivel de madurez y están, actualmente, en etapa de desarrollo por lo que

⁴⁸ BARRERO, Antonio. ob. cit., 10p

no se conocen aún con certeza sus costos asociados, su eficiencia y otros datos técnicos específicos. Esta es su principal barrera. Sin embargo, se estima que posee, a nivel global, un potencial de 10.000 TWh/año⁴⁹.

SITUACIÓN ACTUAL Y POTENCIAL EN CHILE

Las tecnologías de las olas y corrientes de las mareas están en un estado de desarrollo similar a los de la industria eólica en 1980, los cuales podrían estar disponibles comercialmente, entre el 2015 y 2025. Según un reporte publicado por Bharatbook1 el año 2009 sobre el crecimiento de la industria a nivel mundial en energía marina, la capacidad instalada de esta energía al año 2009 fue de 270 MW y con un futuro esperado de 46.206 MW al año 2020.

Gracias a la extensa franja costera de Chile y a las condiciones especiales que posee, como por ejemplo su alta profundidad, estas fuentes de energías se proyectan como actores importantes en la generación futura en el país; por ejemplo, se estima que la costa de Chile tiene un potencial de generación de energía undimotriz de hasta 164 GW. Este potencial que se presenta por el frente de la ola en kW/m variando a lo largo de la costa, aumentando a mayores latitudes (hacia el sur; 19.6kW/m para Arica y 66 kW/m para la islas Diego y disminuyendo su factor de capacidad de igual forma a mayores latitudes (Latitud 20°. Iquique 58% de factor de capacidad y 50% para Islas Diego Ramírez; Latitud 56°)⁵⁰.

⁴⁹CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Marina. [en línea]. Libro Marina. <<http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>> [consulta: 23 agosto 2012]

⁵⁰CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Marina. [en línea]. Libro Marina. <<http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>> [consulta: 24 agosto 2012]

CAPÍTULO SEGUNDO

MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El mercado eléctrico se refiere a las diferentes formas de organización del sector producción, distribución y comercialización de la electricidad. Su principal reto consiste en asegurar que la demanda sea cubierta en todo momento, atendido que la electricidad no es posible almacenarla. Esto significa que en cada instante la producción debe ser igual al consumo eléctrico. Para lograr esto último existe un detallado análisis de la operación y planificación de los distintos sistemas -generación, transmisión y distribución- y estudios sobre la evolución del consumo en el corto, mediano y largo plazo.

El sector eléctrico tiene 3 actividades fundamentales reguladas en la ley; La primera actividad corresponde a la **Generación** de energía eléctrica. Este sector funciona bajo la normas de la libre competencia, y está regulado en la ley conforme a los principios del libre mercado. El inversionista en generación puede decidir libremente si ingresa o no a esta actividad sin necesidad de concesión habilitante, una vez resuelto esto, debe competir con los demás generadores en el mercado de generación para vender la electricidad que genera. Sin embargo adoptada la decisión de entrar al mercado de la generación, no es más libre para decidir cuánto o cuándo producir; esto se determinará por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), órgano administrador del sector eléctrico, que determina cual empresa entra a producir

de conformidad con sus costos variables de producción, en ejecución de la obligación de coordinación contenida en el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos. De este modo, aquellas que tengan los costos más bajos serán electos de forma preferente, la competencia radicará en tener los costos más baratos.

El segundo sector corresponde al sector **Transporte** de energía eléctrica. Si bien se busca la libre competencia, existe un impedimento natural que obstaculiza que funcione adecuadamente la competencia en dicho sector como tal. Estamos en un país angosto donde las líneas de transmisión son muy caras, por lo cual se genera un monopolio natural. Existe un sector transporte troncal (carreteras), un sistema de subtransmisión (estaciones de donde se saca la electricidad de la línea principal para transportarla a las áreas de distribución) y otro libre para el uso de usuarios individualmente identificados denominado sistema adicional; los dos primeros son servicio público eléctrico. A diferencia del sector generación, en el sistema de transmisión troncal y subtransmisión hay servicio público, quienes ingresen se sujetarán a un régimen jurídico del mismo.

Finalmente se encuentra el sector **Distribución**, encargado de llevar la energía desde el sistema de transmisión a los hogares y clientes ubicados dentro de su área de concesión. Se puede advertir que este sector es severamente más restringido que el sector transporte. Es muy difícil y altamente ineficiente que en un mismo sector haya dos distribuidores compitiendo entre sí, por lo mismo este sector constituye un monopolio natural y por lo mismo es un servicio público regulado.

REGULACIÓN

El DFL N° 4 del 05 de febrero de 2006, en adelante LGSE, constituye el régimen orgánico o estatuto jurídico especial que regula íntegra y totalmente la actividad eléctrica en nuestro país.

En efecto, el artículo 1 de la LGSE establece que “la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente Ley”.

SISTEMAS ELÉCTRICOS

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica⁵¹.

En Chile se clasifican según su tamaño. Los sistemas mayores corresponden a aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, los medianos tienen una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW y los pequeños una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW.

⁵¹ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2005. Artículo 225, letra a).

Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes:

- 1. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Sistema que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. A diciembre de 2007, constituía el 28% de la capacidad total instalada en el país, pero solamente abastece 5,8% de la población. Su generación es fundamentalmente térmica y orientada a la industria minera.
- 2. El Sistema Interconectado Central (SIC):** Sistema que abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. Constituye el 71% de la capacidad instalada total del país y sirve al 90% de la población.
- 3. El Sistema Eléctrico de Aysén:** En la práctica corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,4% de la capacidad instalada nacional.
- 4. El Sistema Eléctrico de Magallanes:** Corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,6% de la capacidad instalada nacional.

2. SECTORES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Tal como se indicó anteriormente, el mercado eléctrico se compone de los sectores generación, transmisión y distribución del suministro energético. Dichas actividades son generadas por empresas privadas, las cuales cubren una demanda aproximada de 53.000 GWh. y una capacidad instalada de 13.000 MW⁵². El Estado por su parte cumple funciones regulatorias y fiscalizadoras.

SISTEMA DE GENERACIÓN

Las generadoras son el conjunto de empresas eléctricas propietarias de las centrales productoras de electricidad. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, basado en la tarificación a costo marginal, en donde los consumidores pagan un precio compuesto por la energía y la capacidad de potencia asociada a las horas de mayor demanda.

Las generadoras se suelen clasificar, según la demanda que abastecen, en generadores base o de punta. Las primeras abastecen la carga (consumo) base durante el día. Éstas corresponden a las tecnologías de lenta reacción, tales como las centrales a carbón o nucleares. Los generadores punta se encargan de igualar en cada instante la demanda con la oferta, haciendo variar rápidamente la cantidad de energía que inyecta al sistema, esto se conoce como peak shaving (recorte de demanda punta). Se suele decir que una central está peaking cuando está operando en el recorte de puntas.

⁵² VARGAS, Luis, ob. cit., 79p.

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Según lo dispuesto en el artículo 73 de la LGSE, el sistema de transmisión o de transporte de electricidad es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico. Los sistemas de transmisión están formados por instalaciones que permiten transportar energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios, operando en los niveles de más alta tensión.

La operación en Chile se realiza bajo el estándar europeo de 50 Hz de frecuencia nominal. Estas instalaciones que permiten transportar la energía eléctrica corresponden principalmente a transformadores y líneas aéreas, esto es, conductores suspendidos, mediante aisladores, de estructuras apropiadas. Han ido creciendo en importancia y en tensión, a medida que se requiere transmitir mayor cantidad de energía a mayor distancia. Los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión nacional cubren el rango comprendido entre tensiones mayores a 23 kV y 500 kV⁵³.

En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres categorías que a continuación se detallan:

- **Sistema de Transmisión Troncal:** De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 74 de la LGSE, el sistema de transmisión troncal está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes

⁵³ COMISIÓN Nacional de Energía, Ministerio de Energía. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. [en línea]. Publicaciones. <http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf> [consulta: 13 julio 2012]

escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y normas técnicas.

- **Sistema de Subtransmisión:** Según lo dispuesto en el artículo 75 de la LGSE el sistema de subtransmisión está formado por aquellas instalaciones que están interconectadas al sistema eléctrico y dispuesto para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Adicionalmente se especifica que las instalaciones de subtransmisión deben cumplir con no calificar como instalaciones troncales de acuerdo a lo definido en la ley, y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. En general, los sistemas de subtransmisión operan a niveles de tensión mayores a 23 kV y menores o iguales a 110 kV.
- **Sistemas de Transmisión Adicional:** Según el artículo 76 de la LGSE, son aquellas instalaciones que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio dentro de su área de concesión⁵⁴ y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

La distribución constituye la última etapa del proceso, y básicamente consiste en la conducción de la energía eléctrica disponible hasta el usuario final, que acredita dominio sobre la instalación que recibe dicha energía. Ejemplo de empresa de distribución son Chilectra, Chilquinta, Frontel y CGE distribución.

Según lo dispuesto en el número 2) del artículo 2 y 7 de la LGSE, para distribuir la energía eléctrica se debe tener una concesión de servicio público. La concesión de servicio público de distribución puede definirse como un acto jurídico unilateral otorgado por el Estado a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país, que les permiten prestar el servicio de distribución de energía eléctrica en una determinada área geográfica y obtener la correspondiente retribución económica, debido a lo cual debe ajustar su actuación a la normativa que regula el sector eléctrico y a la fiscalización que le compete a los órganos que establece el ordenamiento jurídico.

⁵⁴ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2006. Artículo 135.

3. CLIENTES Y CONSUMO

Es importante distinguir entre capacidad instalada y la energía generada. La primera hace referencia a la suma de las potencias de las generadoras. Esto incluye la reserva que solo se usa en instantes de demanda punta. Por el algoritmo de operación⁵⁵, las centrales más caras son las últimas despachadas por el CDEC para generar, y por ello es usual que frente a abundancia de agua las centrales térmicas a diesel permanezcan en reserva. Por su parte, la energía generada corresponde a la energía que efectivamente se inyectó al sistema durante todo el año.

CLIENTES REGULADOS

Según lo dispuesto en el artículo 147 de la LGE, este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 2 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 2 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, de optar a ser clientes libres. Al establecerse monopolios geográficos por parte de las distribuidoras y no ser factible la competencia, se regulan los precios emulando los costos de una empresa eficiente.

Estos consumidores representan, aproximadamente, un 66% del consumo total en el SIC, y un 10% del consumo del SING⁵⁶.

⁵⁵ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2006. Artículo 127, número 2.

⁵⁶ COMISIÓN Nacional de Energía, Ministerio de Energía. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. [en línea]. Publicaciones. <http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf> [consulta: 13 julio 2012]

CLIENTES LIBRES

El término cliente libre está designado a los clientes finales que consumen por sobre un determinado nivel mínimo, los cuales pactan libremente precios con sus suministradores⁵⁷.

Este segmento está integrado por consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW y opcionalmente cuando supera los 0,5 MW, habitualmente de tipo industrial o minero. Se trata de clientes no sujetos a regulación de precios, que negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras. En el SIC, los clientes de esta categoría concentran aproximadamente el 30% (cifra de referencia de los últimos 5 años) del consumo total del sistema, en tanto que en el SING representan alrededor del 90%.

No existe un mercado minorista operado a través de empresas comercializadoras. Las ventas de energía y potencia a clientes libres son realizadas directamente por las empresas generadoras a través de contratos bilaterales de carácter financiero. Las empresas distribuidoras también pueden vender a clientes libres.

4. MARCO INSTITUCIONAL

El sector eléctrico chileno se encuentra estrechamente relacionado con diferentes instituciones del sector público y privado. Cabe recordar que en el mercado eléctrico rige una economía de libre mercado, donde el Estado se

⁵⁷ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2006. Artículo 149.

limita a cumplir un rol subsidiario y fiscalizador, que en gran medida lo ejerce a través de las distintas instituciones que se analizarán. Estas instituciones y los agentes del mercado se relacionan entre sí en interacciones que pueden ser de coordinación, de dependencia directa, de relaciones contractuales, de propiedad, de efecto vinculante, entre otras.

Las principales instituciones ligadas al sector eléctrico chileno son:

- **La Comisión Nacional de Energía (CNE):** Es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado, creado bajo el amparo del Decreto Ley N° 2.224 del 25 de mayo de 1978. Es la entidad encargada de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

El sector eléctrico realiza una planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, elabora los reglamentos y normas; le corresponde efectuar el cálculo de tarifas a clientes regulados, entre otras actividades que se encuentran expresamente indicadas en la ley.

- **La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Creada en el año 1984. Desde entonces sus funciones han evolucionado y en la actualidad, y de acuerdo a lo establecido en las Leyes N° 18.410 de 1985 y N° 19.613 del 8 de junio de 1999, tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las

concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar, aplicar multas, entre otras.

- **Ministerio del Medio Ambiente:** Es el órgano del Estado encargado de colaborar con el presidente de la República en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa.
- **Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)⁵⁸:** Son órganos de derecho privado encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico. Sus principales funciones son: Preservar la seguridad global del sistema eléctrico; garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión; determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

Cada sistema interconectado mayor posee su propio CDEC, por lo que existen el CDEC-SIC y CDEC-SING para los sistemas interconectados central y del norte grande respectivamente.

- **El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos:** Órgano creado por la Ley N° 19.940 en forma exclusiva para el sector

⁵⁸ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2006. Artículo 225, letra b).

eléctrico, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la ley y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión.

La institución la integran siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes y un Secretario Abogado son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público por periodos de seis años. La composición se renueva en forma parcial cada tres años.

- **El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia:** Institución creada mediante la Ley N° 19.911. Si bien no se vincula solamente con el sector eléctrico, una de las motivaciones de la normativa del sector eléctrico es fomentar la competencia, y es ahí donde radica su importancia.

Se trata de un tribunal especial, colegiado, asimilable a una sala de la Ilustrísima Corte de Apelaciones, dedicado exclusivamente a materias de competencia, integrado por tres abogados y dos economistas, todos expertos en competencia, quienes tienen el rango de Ministros.

Este tribunal es un órgano jurisdiccional especial e independiente, sujeto a la superintendencia directiva, correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia.

5. FUNDAMENTO ECONÓMICO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado de electricidad en Chile se ha diseñado de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica a través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos no monopólicos.

Es así que en el mercado de electricidad se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen un tratamiento regulatorio diferenciado.

Los segmentos de distribución y parte de la transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal⁵⁹ (peak load pricing), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.

El sistema de peak load pricing, teóricamente asegura que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, cubren exactamente los costos de inversión más los costos de operación de los productores considerados en su conjunto.

El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas eléctricos interconectados se caracteriza por la existencia de un mercado spot en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal de corto plazo

⁵⁹ Decreto con Fuerza de Ley 4. 2006. Artículo 225, letra f).

resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Estos sistemas eléctricos, con potencia instalada superior a 200 MW y de los cuales en Chile sólo existen dos, el SING y SIC, son operados por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

6. MODELO DE MERCADO ELÉCTRICO

A modo de resumen, en Chile el modelo de mercado mayorista está basado en una estructura tipo pool(o mancomunado)⁶⁰ con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero.

El pool, por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (clearing price o precio spot), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado (CDEC) y puede ser distinto en cada zona del sistema.

El despacho centralizado a cargo de los CDEC se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. El diseño de mercado no contempla en forma explícita la figura de un

⁶⁰ **Pool:** Mercado de electricidad de corto plazo donde los vendedores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad, y los generadores son despachados para suministrar la demanda. Un pool abarca las funciones de una bolsa y un operador del sistema. Estas funciones pueden ser realizadas por una sola entidad, o alternativamente, pueden ser diferenciadas.

comercializador. Son las empresas de generación y empresas de distribución las que ejercen este rol.

El mercado mayorista de electricidad en Chile es conformado por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito. Aquellas, que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respectivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal (Cmg) resultante de la operación del sistema en esa hora. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia correspondiente.

7. MERCADO SPOT

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en la teoría marginalista antes descrita, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores.

El mercado eléctrico chileno es del tipo pool obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. Este aspecto distingue el mercado chileno de aquellos basados en bolsas de energía con ofertas libres de compra y venta. Asimismo, cabe señalar que en el mercado eléctrico chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, típico en el mercado común europeo de electricidad, donde los contratos de suministro entre agentes privados tienen el derecho a ser

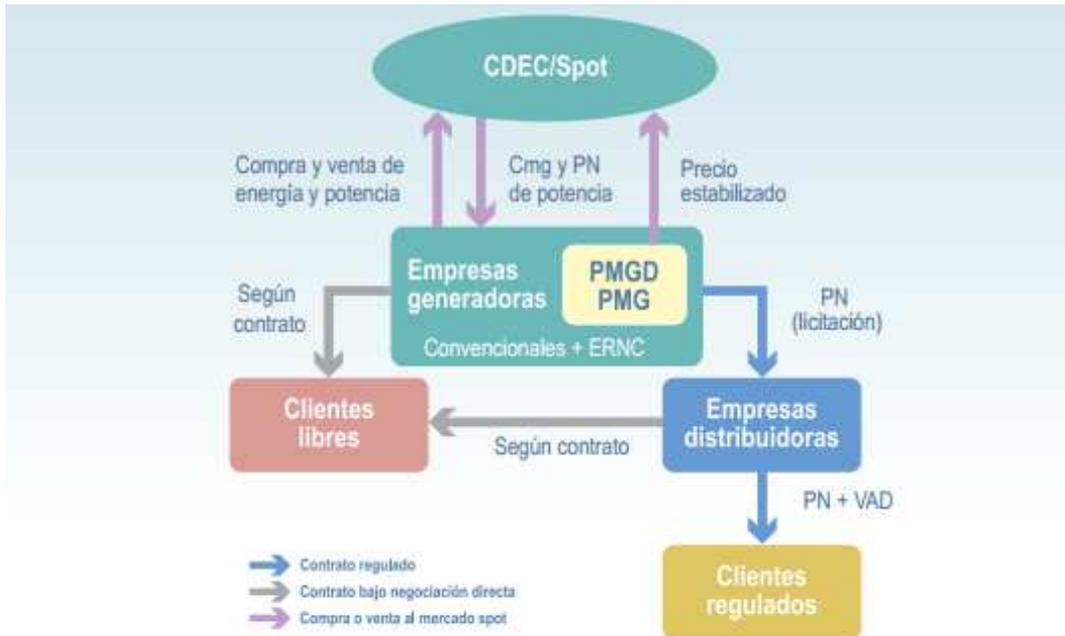
informados al operador del sistema y traducirse en un despacho físico. En el caso de Chile, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.

El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados. A diferencia de lo observado a nivel internacional, dado que en Chile no existe un esquema de ofertas, sino que una comunicación de los costos de generación, la definición de estrategias de ofertas para la compra y venta de energía no corresponde a un elemento crítico en el desempeño competitivo.

En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

La siguiente figura muestra un esquema general del funcionamiento del mercado nacional⁶¹.

⁶¹COMISIÓN Nacional de Energía, Ministerio de Energía. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. [en línea]. Publicaciones. <http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf> [consulta: 20 noviembre 2012]



En ella se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado spot a través de compras y venta de energía y potencia, al costo marginal de la energía (Cmg) y precio de la potencia respectivamente. Este esquema también es aplicable a los PMG, PMGD y otros proyectos ERNC. A su vez, las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a precio de nudo determinado por la autoridad (cálculo semestral de la CNE utilizando el plan de obras indicativo y estimando los costos marginales para los próximos 48 meses) para aquellos contratos de suministro suscritos en forma previa a la Ley N° 20.018, o bien a través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados) para los contratos regidos por la LGSE. Por su parte, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

Por su parte, el precio de nudo de la potencia señalado en la figura anterior es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. A cada unidad generadora, dependiendo de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia con la cual se determina su ingreso por potencia (venta de potencia). A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. En el caso de Chile, los organismos son la CNE y el CDEC respectivamente. Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en el sistema. Las compras de potencia son transferidas por los generadores como cargos de potencia a sus clientes libres y clientes regulados. En este caso, el procedimiento es regulado.

8. ESTADO ACTUAL DE LAS ERNC EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Un total de 165 MW de ERNC se conectaron a la red durante el año 2012, totalizando 876 MW instalados a los principales sistemas eléctricos, esto significa un aumento del 23% de la matriz energética ERNC respecto del año anterior. Esto representa la mayor capacidad de ERNC ingresada a operación de los últimos años. Actualmente la capacidad ERNC representa un 5,06% de la matriz eléctrica del país. Adicionalmente, se destacan 4,8 MW provenientes

de medios de generación aislados solares y eólicos, lo que totaliza 881 MW de capacidad instalada de ERNC.

En la siguiente tabla se muestra el estado global en Chile de las ERNC⁶².

Recurso	Operación (MW)	Construcción (MW)	RCA aprobada, sin construir (MW)	En calificación (MW)
Mini Hidro	278	114	228	93
Eólica	205	97	3250	2640
Biomasa	394	58	86	0
Solar	3,6	1,3	3107	804
Geotermia	0	0	50	70
Total	881	270	6721	3607

⁶² CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en Chile. [en línea]. Resumen Anual 2012 <<http://cer.gob.cl/boletin/marzo2013/Reporte-20121.pdf>> [consulta: 09 abril 2013]

CAPÍTULO TERCERO

POLÍTICAS DE FOMENTO PARA IMPULSAR EL DESARROLLO DE LAS ERNC

La seguridad en el abastecimiento energético en un país netamente importador de energía, como es el caso de Chile, convierte la búsqueda de alternativas para la diversificación de la matriz energética en una cuestión de vital importancia para asegurar un desarrollo sostenible y contribuir a la mitigación de los riesgos del cambio climático.

El contexto energético actual y las previsiones a corto y mediano plazo están configurando un escenario en el que habrá que definir claramente las prioridades respecto al uso y acceso a la energía en un mundo cada vez más interconectado.

Las ERNC se perfilan como una alternativa limpia, segura y eficiente, y si bien los costos no son aún competitivos, dada la escasa presencia y las dificultades técnicas y económicas que presenta su afianzamiento en Chile, el aprovechamiento de fuentes propias, solares, hídricas, eólicas o geotérmicas, para la generación de electricidad y calor, se está posicionando a nivel internacional como una opción sustentable, y en el mediano y largo plazo también como una apuesta rentable⁶³.

⁶³ENDESA ECO. Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile. [en línea]. <<http://www.pnud.cl/publicaciones/Energias%20renovables.pdf>> [consulta: 25 marzo 2013]

Las políticas energéticas deben contribuir al crecimiento económico, pero deben contemplar igualmente otros objetivos como el desarrollo social integral de las personas, la reducción de la pobreza, el uso sustentable de los recursos naturales y la protección del entorno.

Para avanzar en el desarrollo y la progresiva implantación de estas tecnologías se hace patente la necesidad de profundizar en medidas de apoyo exitosas aplicadas en otras zonas del planeta, que han logrado incrementar el porcentaje de participación de las ERNC en la matriz energética de muchos países.

Las políticas públicas de fomento para las ERNC más importantes en el mundo son el Feed-in-Tariff, Quota System y Net Metering. A continuación se describen cada una de estas políticas.

1. FEED-IN TARIFF (SISTEMA DE TARIFAS ESPECIALES)

El modelo Feed-in Tariff (FIT)⁶⁴, también denominado Sistema de Tarifas Especiales, incentiva la instalación de nuevos generadores de energías renovables (GER), obligando a las empresas distribuidoras a conectar a todo GER que lo requiera y a comprarle todo su excedente de energía. Además, establece un nivel de precios, calculado por la autoridad, acorde al tipo de tecnología para la energía de estos generadores. El precio fijado, permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado.

⁶⁴ MOHR Rioseco. Inserción de Generadores de Energía Renovable en Redes de Distribución. Tesis para Magister en Ciencias de la Ingeniería. Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. 2007. 12 h.

Los elementos esenciales en que se funda Feed-in Tariff son las siguientes:

1. La autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de ERNC, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central ERNC. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales, de manera de no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas privilegiadas para la instalación de GER.
2. Se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales ERNC, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar la energía que producen. La manera de asegurar esta obligación varía dependiendo del tipo de legislación. Por ejemplo, el sistema implementado en Alemania garantiza la conexión de los generadores de energías renovables a las redes, obligando a los operadores de redes, declarar como prioridad inmediata la conexión de éstos. Además, obliga al operador a comprar y transmitir toda la energía generada por el generador de energía renovable. Los costos de conexión y ampliación, son de cargo del operador de red, el cuál debe declarar estos gastos adicionales e incorporarlos dentro de los peajes por uso de la red⁶⁵.
3. Por último, debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema con fuentes de ERNC. Esta obligación es de trascendental importancia para que funcione el sistema, pues, de lo

⁶⁵ MOHR Rioseco, ob. cit, 18 h.

contrario, no existiría suficiente garantía para obtener el financiamiento necesario para construir las generadoras de ERNC. Por último, existen tres principales variantes a nivel mundial respecto a esta obligación, pero debido a un tema de extensión no se abordarán en el presente capítulo.

El Feed-in Tariff como instrumento normativo de incentivo a las ERNC posee varias ventajas. En primer lugar, al establecer tarifas diferenciadas según el tipo de ERNC usada, permite desarrollar integralmente todas las tecnologías y no solo las que se encuentran en una situación más competitiva respecto de las energías convencionales. De esta forma, al impulsar todas las energías es esperable que las tecnologías menos maduras logren avances, tendiendo en el futuro a la baja de sus costos. Una segunda ventaja es que otorga seguridad y certidumbre a los inversionistas en ERNC, y en consecuencia, genera una rápida entrada y aumento explosivo de participación de energías renovables en las matrices energéticas de los países donde se ha implementado, ya que las generadoras sabrán cuál será el pago que recibirá por la energía producida (los precios están asegurados y definidos por un período de 10 a 20 años), y además tienen la garantía de que será comprada. A lo anterior se suma que, en general, bajo este sistema tienen subsidios y prioridad para conectarse a la red. Una tercera ventaja es que, a diferencia de otros sistemas, no impone ninguna barrera a los actores del mercado, los cuales son libres de generar electricidad (sin ninguna sanción en caso de no hacerlo) con medios ERNC si lo estiman conveniente.

En cuanto a las desventajas, lo más importante es que ha significado un aumento considerable en las cuentas de electricidad de los consumidores finales, al ser ellos quienes internalizan los mayores costos de implementación de los sistemas de ERNC. Por otra parte, debido a las garantías que establece

este sistema, el mercado y la regulación se vuelven menos flexibles y no permiten incorporar cambios en el corto plazo en las condiciones de mercado. Al determinarse los precios para un horizonte de entre 10 y 20 años, no se pueden cambiar las condiciones a los acuerdos vigentes durante ese período, por lo cual los cambios solo se pueden aplicar a los nuevos proyectos. Es decir, una disminución en las tarifas o premios solo tendría efectos en el mediano y largo plazo.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

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 cooperativas⁶⁶.

En el caso Alemán, el Feed-in Tariff establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por las centrales, en razón del tamaño de la misma, ubicación y tipo de energía utilizada, las cuáles son aseguradas por un largo plazo (períodos fijos, por ejemplo tarifas hasta el año 2025). Esta diferenciación

⁶⁶ SAUMA, Enzo. Políticas de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERN) en Chile [en línea] Temas de la Agenda Pública. Mayo 2012, N° 52 <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/cpp/static/uploads/adjuntos_publicaciones/adjuntos_publicacion.archivo_adjunto> [consulta: 29 diciembre 2012]

de las tarifas se fundamenta desde una lógica de evitar apoyar en sobre medida a centrales que por los factores que utilizan para generar electricidad se encuentran en una situación más competitiva y cercana a las energías convencionales. Apoyar a centrales que no necesitan en la práctica de dichos incentivos o medidas de apoyo, solo se traduce en el uso ineficiente de los recursos. Por ejemplo, las tarifas serán más altas para la energía solar y geotérmica, pero para las centrales hidráulicas entre 50 y 100 MW el apoyo será ínfimo. Los costos de establecer esta tarifa especial son asumidos por los consumidores, con un aumento en sus boletas de consumo eléctrico.

Otro elemento característico del Feed-in Tariff alemán, consiste en la disminución progresiva de las tarifas fijadas por la autoridad. Esto quiere decir que todos los años, las tarifas se reducen en un determinado porcentaje respecto de la fijada originalmente, para las centrales que entran en operación ese año. Por ejemplo, si una central entra en operación el primer año, podrá acceder al 100% de la tarifa por la duración de este beneficio (por ejemplo, 15 años), la que entra el segundo año puede optar al 95% de la tarifa por el plazo restante y así sucesivamente. Esa disminución no es en la misma medida para todas las tecnologías, sino que varía según el tipo de energía. De esta forma, se busca impulsar el desarrollo tecnológico de las energías menos maduras con una disminución progresiva más fuerte, para que de esta forma las empresas dedicadas a la manufactura de estas tecnologías tengan la presión por parte de las empresas generadoras de continuar innovando⁶⁷. Además, el hecho de tener tarifas decrecientes implica también una presión constante por mejorar la eficiencia de las operaciones y disminuir los costos generales, para así mantener las rentabilidades iniciales.

⁶⁷LEYTON, Sebastián. Feed-In Tariff.[en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>> [consulta: 05 octubre 2012]

Otro destacado caso del Feed-in Tariff, es el sistema utilizado en España, el cual se diferencia principalmente del alemán, debido a que las tarifas especiales para las ERNC se basan en los CMg promedio del año anterior, por lo que las tarifas ERNC van cambiando año a año, tomando como base una situación más cercana. Como en el sistema alemán, en este sistema existen tarifas diferenciadas según tipo de energía y tamaño, las que se calcularán en base al valor de los CMg del año anterior. Una diferencia, es que en España la tarifa será plana por un período determinado de tiempo (sin importar en qué año entró en funcionamiento la central), al cabo del cual se reduce por igual para todas las centrales de ese tipo de energía. Por ejemplo, por un período inicial de 10 años la tarifa para la generación eólica será de 150% de los CMg, al cabo de los cuales baja a 125% por un período de 5 años.

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.

2. QUOTA SYSTEM (SISTEMA DE CUOTA)

El Sistema de Cuotas o Quota System, adaptado desde un modelo aplicado a energías producidas con combustibles fósiles, obliga a los comercializadores a que un cierto porcentaje de su energía provenga de ERNC⁶⁸. Para esto crea los Certificados de Energía Renovable (CER). Cada CER certificado como tal, tiene derecho a vender los CER equivalentes a 1MWh generado, a los comercializadores. Por otro lado, la autoridad fija el costo de multa para los comercializadores que no cumplan con la cuota de

⁶⁸ Este es el sistema utilizado en Chile a través de la Ley 20.257.

compra a generación con energía renovable, que puede llegar a 60US\$/MWh en algunos países. Luego los costos de los CER son traspasados por los comercializadores a los consumidores finales. Este sistema produce gran incertidumbre en los precios pagados a los GER debido principalmente a la fluctuación aleatoria del precio de los CER, haciendo difícil encontrar financiamiento para los proyectos⁶⁹.

Existen dos tipos de variantes de este tipo de instrumento, que son el Renewable Portfolio System y Tendering System, los que a continuación se explican.

2.1 RENEWABLE PORTFOLIO SYSTEM

El Renewable Portfolio System⁷⁰, en adelante, RPS, se fundamenta en dos elementos, que son la obligación (cuota) y los certificados. Los certificados de energía renovable, representan una unidad de energía eléctrica inyectada a las redes eléctricas proveniente de medios de generación ERNC. Los certificados sirven como un medio para acreditar el cumplimiento de la obligación, la cual es fiscalizada al término de todos los años en una época determinada. Cabe señalar que ésta variante del Sistema de Cuotas ha sido adoptada por países como Australia, Italia, Inglaterra y algunos Estados de EE.UU⁷¹.

Para el éxito de este sistema, es necesario que la cuantía de la multa aplicada en caso de incumplimiento sea de un monto suficientemente alto para

⁶⁹ MOHR, Ricardo, ob. cit., 13 h.

⁷⁰ LEYTON, Sebastián..Sistema de Cuotas – Tendering System. [en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>> [consulta: 06 octubre 2012]

⁷¹ LEYTON, Sebastián..Sistema de Cuotas – Tendering System. [en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>> [consulta: 07 octubre 2012]

incentivar el cumplimiento. Sin embargo, debe ser de una cuantía factible, lo que se relaciona intrínsecamente con que la cuota sea ambiciosa, pero realizable. Otro factor para el éxito, es regular de forma clara los certificados de energías renovables (su emisión, transacción, fiscalización, etc.), para entregar seguridad a los actores del mercado sobre este instrumento.

Con el Renewable Portfolio System se genera un mercado secundario de estos certificados, entre los obligados excedentarios y los deficitarios, entregando una opción para los generadores ERNC para que aumenten sus ingresos, creando un incentivo a invertir en estas tecnologías. Esto se traduce que la cuota debe ir aumentando consecuentemente para poder responder a dicho interés, tratando de que la obligación vaya en línea con los certificados que puedan ser emitidos. Los obligados deficitarios tratarán de adquirir los certificados en el menor precio posible, donde la libre oferta y demanda de los mismos entra a regir en la determinación de su valor.

2.2 TENDERING SYSTEM

El Tendering System o Sistema de Subastas, se basa en que la autoridad al fijar la cuota, establece que los proveedores serán escogidos mediante un sistema de licitaciones, fijando asimismo un valor máximo para las ofertas que sean recibidas. El Tendering System ha sido utilizado en el Reino Unido, Irlanda y Francia, entre otros países.

Para cumplir la cuota establecida, la autoridad en caso que sea necesario, calcula a cuanto equivale el porcentaje de la misma, tomando como referencia la electricidad inyectada al sistema eléctrico el año anterior. En el caso de que la licitación rija por un período superior a un año (5 años es lo más

común), a dicho cálculo se le debe incorporar la tasa de crecimiento del respectivo mercado. Posteriormente se abre un proceso de licitación abierta, estableciéndose un precio máximo para las ofertas, como la fijación de otros estándares sobre la operación. Los actores del mercado pueden hacer ofertas por el total o parte del espectro ofertado, al menor costo posible. Las ofertas serán seleccionadas partiendo por las más baratas y así sucesivamente hasta que la cuota licitada sea enterada. Si una vez seleccionada una oferta, esta no se ejecuta, se traduce en la aplicación de multas a dicho oferente⁷².

En algunos casos se ha optado por establecer licitaciones diferenciadas, según el tipo de ERNC deseada (con lo que puede variar la cuota por cada tecnología), lográndose de esta manera incentivar de forma transversal todas las ERNC. Con esta pequeña modificación al modelo original del Tendering System, las tecnologías compiten en igualdad de condiciones por una parte del espectro ERNC que es licitado. Es lógico que la generación solar no se encuentre en pie para competir con la eólica bajo la lógica de los menores costos posibles. Por supuesto, que con este raciocinio se buscan las unidades y tecnologías más eficientes por cada tipo de ERNC.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Australia es uno de los países que ha implementado un modelo del tipo Quota System para promover el uso de las energías renovables para la generación eléctrica. Este modelo se basa en la obligación a comercializadores de demostrar el uso de un porcentaje conocido de energías renovables para el abastecimiento de sus clientes. Este modelo no establece una tarifa fija para la

⁷²LEYTON, Sebastián..Sistema de Cuotas – Tendering System. [en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>> [consulta: 09 octubre 2012]

energía entregada por los generadores, sino que remunera el precio de la energía del sistema, pero además se agrega un incentivo en la forma de bono para energías renovables, que ayuda a financiar la inversión y operación del generador.

La energía entregada por los generadores de energías renovables es remunerada según el precio de mercado de ésta. El incentivo para las energías renovables aparece con la creación de los Renewable Energy Certificates (REC) o certificados de energías renovables. Estos certificados son entregados a los generadores de energía renovable por cada MWh generado por un generador certificado por el gobierno como tal. Luego estos certificados REC son vendidos por los generadores de energías renovables a los comercializadores que deben acreditar un cierto porcentaje de generación con energías renovable⁷³.

El sistema implementado en Gran Bretaña obliga a los comercializadores de energía eléctrica a contar con un cierto porcentaje de su necesidad de energía que sea proveniente de energías renovables. Este porcentaje comenzó en un 3% en el año 2003, 10% en el año 2010 y de 20% al año 2020⁷⁴.

Para demostrar el abastecimiento con energías renovables, los comercializadores de energía deben comprar los Renewable Obligation Certificates (ROC) a los generadores de energía renovable. Estos certificados corresponden a un pago por MWh generado con energías renovables y son emitidos por el gobierno a los generadores de energías renovable que se han acreditado como tales. En caso de que un comercializador no tenga el porcentaje de ROC necesarios para abastecer a sus consumos, se le adjudica

⁷³ MOHR, Ricardo, ob. cit., 25 p.

⁷⁴ MOHR, Ricardo, ob. cit., 29 p.

una. Esta multa posteriormente es prorrateada entre los comercializadores que han pagado los ROC, produciendo un incentivo adicional a los comercializadores para en los casos en que hay escasez de ROC el precio de éstos aumentan, permitiendo la instalación de energías más caras siguiendo como se mencionó anteriormente un modelo de mercado. De la misma forma en caso de que la cantidad de ROC aumenta, el precio de éstos disminuye.

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. Desde 2002 hasta 2009 se ha cumplido en promedio un 62,5% de la cuota.

3. NET METERING (MEDICIÓN NETA)

El Net Metering o Medición Neta, es uno de los principales instrumentos normativos para fomentar el uso y desarrollo de generación eléctrica a pequeña y mediana escala con fuentes de ERNC. Este instrumento permitir a clientes residenciales, comerciales o industriales⁷⁵, inyectar a la red pública de distribución los excesos de energía eléctrica generada con sistemas de energías renovables a pequeña o mediana escala que tengan instalados en su vivienda o industria. Por ejemplo, si un cliente tiene una vivienda que consume 5 Kw al día, y tiene instalado un sistema de energía eólica que generada 8 kw, ese exceso de 3 Kw se inyecta directamente a la red de distribución, teniendo

⁷⁵El tipo de cliente dependerá de la legislación local aplicable.

derecho a que percibir algún tipo de remuneración (existen muchas formas) por dicho exceso inyectado.

El Net Metering es un sistema que busca que los consumidores generen por su propia cuenta energía eléctrica con medios ERNC (principalmente con tecnologías eólicas y solares). La idea es que los consumidores tengan la oportunidad de convertirse en un generador de energía eléctrica. Para esto, a los clientes que cuentan con unidades de generación se les hace un balance al final de cada mes, entre la energía eléctrica que ha inyectado y retirado de las redes, abonándosele o cargándosele la diferencia de precio que resulte de dicho balance.

Este sistema ya ha sido aplicado en más de 40 Estados de EE.UU., provincias de Canadá y países como Italia, Australia y Dinamarca. Chile no se encuentra ajeno a este sistema, ya que recientemente fue aprobada la Ley 20.571 que “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residencial”. Más adelante se tratará extensivamente los aspectos más importantes de dicha ley.

PRINCIPALES ASPECTOS A CONSIDERAR PARA UNA ADECUADA IMPLEMENTACIÓN DE NET METERING

Para una **adecuada y exitosa** implementación de Net Metering, no basta sólo con permitir el acceso a la red pública de los pequeños y medianos medios de generación de energías renovables, sino que además ésta de ir acompañada de una serie de incentivos, **principalmente políticos y**

económicos, que permitan implementar proyectos atractivos y rentables. A continuación se indican los más importantes⁷⁶

- **Impuestos:** Se traducen en impuestos preferentes (exenciones totales o parciales) para adquirir equipos y componentes de sistemas basados en ERNC. Su principal objetivo es reducir el costo de instalación que tienen dichos sistemas.
- **Rebates:** Corresponde a un incentivo en donde se devuelve el dinero al consumidor que sirven como un reembolso parcial que ayude a pagar la instalación de equipos y sistemas de generación de ERNC, así como también, inversiones que se traduzcan en aumentos de la eficiencia energética en un consumo. Por lo general, este tipo de incentivos son administrados por las empresas de distribución, el Estado y gobernaciones locales (EE.UU.).
- **Descuentos en Tarifas:** Por lo general son ofrecidos por las empresas de distribución para incentivar la eficiencia energética, y se basan en pagos por disminución en el consumo en forma de reducciones (uso más eficiente de la energía) en las cuentas de energía.
- **Préstamos:** Créditos de bajo interés realizados por empresas de distribución u organismos públicos, con el fin de promover la instalación de fuentes de generación de ERNC de pequeña escala, o el aumento en la eficiencia energética en el consumo. Estos préstamos, por lo general, son a 10 años.

⁷⁶WATTS, David y Kipreos, Nicolás. Medición Neta [en línea]. Chile. <<http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2011/06/Net-Metering.pdf>> [consulta: 18 septiembre 2012]

- **Incentivos Basados en Desempeño:** Remuneran una actividad según sus logros. Por ejemplo, en el caso de Net Metering corresponde a un pago por la energía aportada al sistema, por lo general se traducen en un pago por Kw inyectados.
- **Subsidios:** Son subsidios competitivos enfocados principalmente en el sector público, diseñados para reducir el costo capital de equipos de generación de ERNC.
- **Políticas de Compra de Energía Verde:** Son políticas que promueven la compra y venta de certificados energía verde entre entidades públicas, colegios, fundaciones sin fines de lucro y los medios de generación de ERNC.
- **Fondos de Beneficio Público:** Estos fondos son financiados mediante pequeños aumentos de la cuenta de energía eléctrica (Ej. 2mills/kWh) y financian programas de rebajas, préstamos, estudio, desarrollo y educación verde.

TECNOLOGÍA

Este aspecto dice relación principalmente con el tipo de medidor a utilizar para conectarse a la red de distribución. A continuación detallaremos los tres más importantes medidores existentes en el mercado⁷⁷:

- **Medidor Bidireccional (Disco):** La mayor parte de los clientes residenciales cuenta con un medidor de este tipo. En general, este tipo

⁷⁷WATTS, David y Kipreos, Nicolás. . Medición Neta [en línea]. <<http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2011/06/Net-Metering.pdf>> [consulta: 19 septiembre 2012]

de medidores puede girar en ambos sentidos, pero aquello no implica que lo hagan los dígitos de medición, por lo que sería necesario de tecnología extra. Estos medidores sirven sólo para medir el si hubo un exceso de energía generada a fin de mes, y no para medir la energía total inyectada a la red, ya que funciona como un restador a la energía consumida.

- **Medidor Unidireccional:** En algunos casos sucede que la empresa instala dos medidores unidireccionales, uno para medir la energía consumida por el cliente y otra para medir la energía generada por éste. El objetivo es que la energía que se inyecta a la red se remunere a una tarifa distinta a la que se consume, esto porque las empresas de distribución deben incurrir en costos derivados de las instalaciones que han hecho para alimentar el consumo.
- **Medidor Digital:** Los medidores digitales tienen variadas aplicaciones, con las cuales pueden o no venir diseñadas para el Net Metering. Por ejemplo, un medidor digital puede realizar lo mismo de dos unidireccionales, además de ofrecer comunicaciones con la empresa de distribución, funciones de prepago, medición según hora de consumo/generación, entre otras funciones.

TARIFAS

Al referirnos a Net Metering debemos separar entre excesos de energía generada y la energía ahorrada (consumida obteniendo generación desde la

red junto con el medio de generación propio). Las distintas tarifas que se pueden ver según la experiencia internacional son⁷⁸:

- **Tarifa Retail (Minorista):** Es el precio final a la cual la empresa de distribución vende la energía al consumidor. Esta tarifa es bastante importante, ya que en los casos en que se utiliza un solo medidor bidireccional, todo lo generado que esté bajo la lectura del mes pasado se resta a este precio, puesto que la empresa no puede saber mediante la simple lectura del medidor a fin de mes, cuánto consumió el cliente (si es que tiene un medio de generación distribuida). Por ejemplo, si una vivienda con un medidor bidireccional consumió 550 kWh y generó 500 kWh, sólo debe pagar 20 kWh a la empresa distribuidora (que es lo que indica el medidor). En cambio, si la misma vivienda generó 600 kWh, queda un saldo a favor de 50 kWh, los cuales en pocos casos se remunera a esta tarifa.
- **Costo Evadido:** Representa los costos marginales de la empresa de distribución. En la mayoría de los casos el exceso neto de energía se remunera a este precio, es decir, volviendo al ejemplo anterior, los 50 kWh con que quedó a favor el cliente residencial en el mes, se le abonarían a su próximo estado de cuenta (eso es lo que se hace en general, ya que en escasas ocasiones el exceso es remunerado en efectivo).
- **Time of Use (TOU):** Separa el precio de la energía según hora del día (Ej. Horas punta), tanto utilizado principalmente para la energía consumida, aunque en algunos casos para la energía generada (Ej. FIT

⁷⁸WATTS, David y Kipreos, Nicolás. . Medición Neta [en línea]. <<http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2011/06/Net-Metering.pdf>> [consulta: 20 septiembre 2012]

para paneles fotovoltaicos en California entre las 8 y 18 hrs.) Para medir según esta tarifa se requiere generalmente un medidor digital.

- **Tarifa Predeterminada:** Es una tarifa prefijada entre las empresas de distribución y/o entidad pública, que por lo general es la comisión de distribuidoras públicas (como el caso de EE.UU.).

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En Italia el Net Metering (no aplicable para todos los medios de generación de energía), por cuanto concierne su aplicación, es simple y eficiente. Éste permite acumular en una cuenta de usuario dedicado un crédito (en euros) para cada propietario de instalaciones de energías renovables (principalmente fotovoltaica). En efecto, la energía que es inyecta a la red en el transcurso del año la compra la empresa distribuidora a una tarifa menor del 20% respecto a la tarifa que el usuario compra su energía. Al final de año, la cifra que se acumuló durante todo el año en la cuenta, se confronta con el total pagado por el usuario en sus facturas. Si el valor de la cifra acumulada es inferior o igual al valor del total de las facturas pagadas, tal valor será acreditado en la cuenta corriente del usuario. Si de lo contrario la cifra es superior, entonces será acreditado un valor igual al total de las facturas pagadas durante todo el año a la misma tarifa mencionada anteriormente. La diferencia en este caso no se pierde: se puede dejar la diferencia para la cuenta dedicada del año sucesivo (cuenta de usuario), o se puede decidir que, de igual manera, esta parte se liquide y acredite a una tarifa mínima (distinta a la mencionada anteriormente) y que cambia cada año (0,103 €/kWh para 2012)⁷⁹.

⁷⁹VENEGAS, Diego. El Net Metering en Chile. [en línea]. <http://www.venegasenergy.cl/net_metering.html> [consulta: 22 septiembre 2012]

En Latinoamérica, uno de los primeros países en implementar un sistema de Net Metering fue República Dominicana, y a la fecha está proyectando excelentes resultados. Actualmente, el programa cuenta con más de 35 empresas y hogares que son usuarios de este sistema a través de las distribuidoras Edesur, Edenorte y Edeeste, aportando más de 580 kilovatios/hora al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)⁸⁰.

Los clientes que se acojan al programa del Net Metering recibirán la devolución del 75% del costo de su sistema de generación de energía renovable en los próximos tres años a través del impuesto sobre la renta. El programa motiva a los clientes a usar su energía de forma racional y eficiente pues, mientras más eficiente es el uso, más energía se inyecta y más créditos se generan. El cliente paga al distribuidor sólo la diferencia neta entre los kWh consumidos desde la red de la distribuidora y los generados por sus propios medios. Si el cliente genera más energía de la consumida, sólo paga a la distribuidora una tarifa mínima que corresponde a la de una casa cerrada sin usuarios. El programa permite una capacidad máxima de interconexión de 25 kW para clientes residenciales y 1 Mw para los demás clientes.

A continuación se muestra una tabla resumen con las principales características de Net Metering, separadas por países y estados⁸¹:

⁸⁰RAMÍREZ, Enrique. El Net Metering es una Realidad en la República Dominicana [en línea]. <<http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6955>> [consulta: 24 de septiembre 2012]

⁸¹WATTS, David y Kipreos, Nicolás. Medición Neta [en línea]. Chile. <<http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2011/06/Net-Metering.pdf>> [consulta: 19 septiembre 2012]

País o Estado	Clientes	Capacidad por Empalme		Capacidad por Sistema	Tecnología	FIT	Otros Incentivos
Italia	Comerciales y residenciales	200 kW				Sí	Subsidios, préstamos
Alemania		No especifica		No especifica	Fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, biomasa, biogás y geotermal	Sí	Préstamos (hasta 2003)
Inglaterra	Comerciales y residenciales			11.8 MW		Sí	Rebaja en impuestos (PV Profesionales)
Puerto Rico	Comerciales, residenciales, industriales, agrícolas, etc.	25 Kw Residenciales 1MW No Residenciales			Fotovoltaica y eólica	No	Tributarios, rebajas, créditos, etc.
California	Comerciales, residenciales, industriales y agrícolas.	1 MW		5% del peak	Fotovoltaica, eólica, biogás y celdas de combustibles	Sí	Tributarios, préstamos, FBP, etc.
Oregon	Comerciales, residenciales, industriales, agrícolas, etc.	Privadas	2 MW/ NR 25 kW/R	Privadas	No especifica	No	Subsidios, préstamos, tributarios, FBP, ETC.

		Públicas	25 kW NR	Públicas	No especifica		
			10 Kw/R				

4. OTROS MECANISMOS DE INCENTIVOS

En adición a las políticas antes referidas, existen otros incentivos, principalmente fiscales, que fomentan el desarrollo de las ERNC. 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 parasistemas 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 (Electrobras), 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 Electrobras. El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas⁸².

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.

En México, a fines de 2005 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 recursos 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

⁸² SAUMA, Enzo. Políticas de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile [en línea] Temas de la Agenda Pública. Mayo 2012, N° 52 <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/cpp/static/uploads/adjuntos_publicaciones/adjuntos_publicacion.archivo_adjunto> [consulta: 28 diciembre 2012]

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 Biogás⁸³. 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.

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.

⁸³ SAUMA, Enzo. Políticas de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile [en línea] Temas de la Agenda Pública. Mayo 2012, N° 52 <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/cpp/static/uploads/adjuntos_publicaciones/adjuntos_publicacion.archivo_adjunto> [consulta: 30 diciembre 2012]

CAPÍTULO CUARTO

MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES DE ERNC

1. CONSIDERACIONES GENERALES

La maduración tecnológica de las ERNC y el aumento de los precios de la energía, son parte de las condiciones que han mejorado el desarrollo de éstas. Se suma a esto las medidas emprendidas por el Estado, en la eliminación de alguna de las barreras que restringen el desarrollo de proyectos basados en ERNC. Esto se ha logrado mediante la revisión y posterior perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico chileno, y la implementación de instrumentos de apoyo directo a las iniciativas de inversión en ERNC.

En el caso concreto de Chile, poco a poco se ha ido avanzando en la creación de un marco regulatorio que pueda ofrecer los incentivos y garantías necesarias para invertir en este tipo de tecnologías.

Tratándose de la generación eléctrica a gran escala con fuentes de ERNC, el Estado chileno dio los primeros pasos en los años 2004 y 2005, mediante las leyes 19.940 y 20.018, también conocidas como Ley Corta 1 y Ley Corta 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. 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. 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.

Respecto a uso domiciliario y pequeña industria de las ERNC, cabe destacar dos esfuerzos llevados a cabo por el Estado. En primer lugar, la Ley 20.365 que establece una franquicia tributaria para los sistemas solares térmicos, lo cual generó un considerable aumento en la implementación de este tipo de sistemas en nuestro país. En segundo lugar, se encuentra la Ley 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas, conocida como la Ley Net Metering, cuyo objetivo es fomentar la implementación de sistemas a pequeña y mediana escala de ERNC, permitiendo inyectar la energía eléctrica generada a la red pública de distribución. Esta última Ley aún no entra vigencia, lo que sucederá una vez se dicte su correspondiente reglamento.

A continuación se describe el contenido e impacto de las principales normas e instrumentos que fomentan la generación eléctrica fon fuentes de ERNC:

2. LEY CORTA I (LEY 19. 940)

La Ley 19.940, en adelante Ley Corta I, publicada el día 13 de Marzo del año 2004, hace algunas modificaciones a la LGSE, creando condiciones más beneficiosas para el desarrollo de los pequeños medios de generación, donde se incluyen los medios de generación con energías renovables.

La Ley Corta I modifica dos artículos de la LGSE referentes a las energías renovables. El artículo 1 incorpora el artículo 71-7⁸⁴ a la LGSE y el artículo 4° número 13) modifica el artículo 91 de la LGSE.

Los aspectos más importantes de esta Ley son los siguientes:

1. Definió los generadores de energías no convencionales, como todos aquellos cuya energía provenga de la energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración u otras similares determinadas fundadamente por la comisión.
2. Abrió el mercado eléctrico para los generadores de energías no convencionales, permitiéndole vender su energía al costo marginal instantáneo, asegurándole la conexión a las redes de distribución y liberando el pago de peajes en el sistema troncal.
3. Estableció que las energías no convencionales de potencia inferior a 20MW están exentas del pago total o parcial de peaje troncal; si la potencia inyectada es inferior a 9MW el peaje será nulo, por otro lado si

⁸⁴Actual artículo 79 de la LGSE.

la potencia inyectada es superior a 9MW e inferior a 20MW, el generador deberá pagar peaje por la proporción sobre 11MW en que se excede de los 9MW.

4. Los montos totales exceptuados de pago, serán pagados por las demás empresas que efectúen inyecciones al sistema eléctrico. Esto es un reconocimiento directo al bajo impacto que los generadores de energía no convencionales tienen en las redes de transmisión.
5. Con el objeto de limitar el costo de los peajes de transmisión, se estableció que en el caso de que el total de la capacidad conjunta de generación con energías no convencionales excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema, todos los propietarios de generadores de energía no convencional deberán pagar la proporción del peaje en que se sobrepasa el 5%.
6. Se estableció que las empresas distribuidoras están obligadas a conectar a los generadores cuya potencia no supere los 9MW, siendo las obras de ampliación necesaria, ejecutada por los propietarios de éstas y los costos de éstas de cargo del generador. Además, le entrega el derecho a todo generador conectado en paralelo con el sistema eléctrico, a vender la energía evacuada al sistema a costo marginal y sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia. Esto asegura la conexión de los generadores de energías no convencionales y la igualdad de condiciones entre los generadores para la entrada al mercado eléctrico de los pequeños medios de generación.

La ley Corta I permitió la apertura del mercado eléctrico para los generadores de energías renovables y la equiparación de las condiciones de venta de energía entre los generadores, generando un gran incentivo para que nuevos capitales desconocidos hasta el momento en el sector, inviertan, diversificando de esta forma la matriz energética.

3. LEY CORTA II (LEY 20.018)

La Ley 20.018, en adelante Ley Corta II, publicada el día 19 de Mayo del año 2005, crea un nuevo mecanismo para respaldar la instalación de generación con energías renovables.

La Ley Corta II 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 renovables, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras. Esta medida tuvo por objetivo asegurarla participación de los generadores de energías no convencionales en la matriz energética del país, incorporándolos en el abastecimiento de las concesionarias de la distribución de energía eléctrica.

4. REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN

El Decreto Supremo N°244, también denominado Reglamento para Medios de Generación No Convencional y Pequeños Medios de Generación, en adelante el Reglamento, promulgado el día 02 de Septiembre del año 2005, desarrolla y ejecuta las disposiciones señaladas en las leyes explicadas anteriormente en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 149 de la LGSE (Ley Corta I y II).

Este Reglamento clasifica según tamaño y punto de conexión a las unidades de generación eléctricas. Las clasificaciones que establece son las siguientes:

- 1. Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD):** Medios de generación cuyos excedente de potencia sean menores o iguales a 9MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- 2. Pequeños Medios de Generación (PMG):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, subtransmisión o adicional.
- 3. Medios de Generación no Convencionales (MGNC):** Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20MW. La categoría

de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

El reglamento obliga a las empresas distribuidoras a permitir la conexión de cualquier PMGD que pueda acceder a las líneas de distribución mediante líneas propias o de terceros. Las obras adicionales que sean necesarias de realizar, deben ser ejecutadas por la empresa distribuidora correspondiente y los costos serán de cargo del PMGD. Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes y los ahorros por la operación del PMGD. Además, se señala explícitamente que el uso que hace la energía de un PMGD de las instalaciones de la empresa distribuidora, no da lugar al pago de peajes. En los casos en que los ahorros en las redes adyacentes sean mayores a los costos adicionales, pero aún así se necesite realizar ampliaciones de red, la empresa distribuidora puede solicitar al propietario del PMGD aportes financieros reembolsables para cubrir estos costos adicionales. Estos aportes pueden efectuarse de acuerdo a las disposiciones provistas en los artículos 75, 76, 77 y 78 de la ley para los aportes financieros reembolsables, destinada al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

Así mismo, se exige a la empresa distribuidora entregar a los interesados en un proyecto de generación distribuida, toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD. De la misma manera el PMGD deberá entregar toda la información que sea solicitada por la empresa distribuidora. Para esto, la Norma Técnica de Conexión y Operación en Instalaciones de Media Tensión (Resolución Exenta N° 24) establecerá formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información.

Respecto al régimen de operación, el Reglamento establece que todo PMGD operará con autodespacho, considerando que el PMGD no dispone de capacidad de regulación de sus excedentes. Es decir, el operador propietario del PMGD será el responsable de determinar la potencia inyectada a la red. Por otro lado, los PMG podrán optar a la generación con autodespacho, solicitándolo previamente en la Dirección de Operación del CDEC correspondiente.

En relación a la remuneración y pago de un PMGD o PMG, se establece que éstos tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC. Para ello, en el caso de un PMGD el balance de inyecciones y retiros se referirá a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada al PMGD concerniente. Por otro lado, para un PMG el balance de inyecciones y retiros se referirá al punto de conexión de éste. Las metodologías y normas que deberá realizar el CDEC para referir las inyecciones antes señaladas, se establecerán en la Norma Técnica respectiva.

Un PMGD y un PMG incluido en los balances de inyecciones y retiros, podrá optar a vender su energía a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado.

En el caso de un PMGD, la primera opción de remuneración corresponde al costo marginal horario en la barra de más alta tensión de la subestación primaria más cercana, y la segunda opción corresponde al precio de nudo fijado mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103 de la LGSE. Para un PMG, la primera opción de remuneración corresponde al costo marginal horario en el punto de conexión y la segunda opción corresponde al

precio de nudo fijado mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103 de la LGSE. El período mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años y la decisión de cambio de régimen debe ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Además, el Reglamento señala que el PMGD que haga uso de las instalaciones de una empresa distribuidora para dar suministro a un cliente no sometido a regulación de precios ubicado dentro de la zona de concesión de la misma empresa distribuidora, deberá pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el artículo 71 -43 de la Ley Corta I. Por último, no se debe dejar de señalar que los equipos de medición y facturación serán provistos por el PMGD pudiendo realizar por sí mismo o contratar el servicio de medición y contabilización de energía.

5. LEY DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (LEY 20.257)

El 01 de abril de 2008 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.257 o Ley de ERNC. Su principal objetivo fue 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.

El modelo instaurado mediante la Ley de ERNC es el denominado Sistema de Cuotas (Quota System), como se deduce del inciso primero del artículo 150 bis, al fijar un objetivo consistente en un porcentaje de la energía

eléctrica retirada en un año desde los sistemas eléctricos, que debe obligatoriamente provenir de medios de generación ERNC, siendo aplicada una multa en caso de incumplimiento. Esta obligación recae sobre las empresas generadoras, a diferencia de otros sistemas de cuotas, en que la obligación recae sobre las distribuidoras eléctricas, debiéndose esta variante por la importancia de los clientes libres, especialmente en el SING. Respecto a las variantes del Sistema de Cuotas, en Chile existe, por descarte un Renewable Portfolio System. Esto en atención a que no se realizan licitaciones específicas para espectros que sean cubiertos mediante energía eléctrica generada con medios ERNC.

CONTENIDO DE LA LEY 20.257

La Ley de ERNC introdujo importantes modificaciones en LGSE a favor de los generadores de ERNC. Al respecto también debe tenerse presente el Texto Refundido de la Resolución Exenta N° 1.278 del Ministerio de Economía, la cual establece disposiciones, plazos y condiciones para la adecuada aplicación de la Ley de ERNC.

Los principales aspectos de esta ley son los siguientes:

- Las empresas eléctricas que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

- Se podrá acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el párrafo anterior, mediante inyecciones de ERNC realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.
- Las empresas eléctricas que excedan el porcentaje de inyecciones de ERNC dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda. Sobre este punto, el numeral 19, letra g) y h) de la Resolución Exenta N° 1.278 de la Comisión Nacional de Energía, establece la forma de calcular y expresar la magnitud de excedentes posibles traspasar a otra empresa eléctrica.
- En el caso de que las empresas eléctricas no acredite el cumplimiento de la obligación de inyecciones de al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MW/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MW/hora de déficit. Los cargos o multas indicadas anteriormente se destinarán y distribuirán a prorrata a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación en estudio.

- Cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la SEC antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.
- Las direcciones de peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200MW deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de ERNC de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en la Ley.
- La dirección de peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La SEC deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones impuestas.
- La obligación contemplada en la Ley de ERNC comenzó a regir desde el 1 de enero de 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera, que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto.

CRÍTICAS A LAS LEY 20.257

Si bien la Ley 20.257 es un importante paso para impulsar el desarrollo de proyectos de ERNC en nuestro país, ésta adolece de varios defectos, técnicos y normativos, cuyas consecuencias frustran su espíritu y objetivos.

Las principales críticas vertidas sobre esta Ley son las siguientes:

1. La existencia de los Certificados de Energía Renovable, en adelante CER, lo cual se deduce del inciso tercero del Artículo 150 bis, no fue resulta en la Ley ni tampoco se dieron mayores detalles por la vía reglamentaria. Lo anterior, es un elemento desconcertante, puesto que la base de un Sistema de Cuotas es acreditar el cumplimiento de la misma, en este caso mediante CER, los cuales son valores transables. El hecho que los CER no estén regulados íntegramente, y que su transacción y cumplimiento queden en manos de los CDEC, como a los acuerdos directos que se logren entre los obligados excedentarios y deficitarios, hace que el sistema sea menos transparente.
2. La limitación establecida a las centrales hidráulicas de pasada (20 MW) para que sean consideradas como ERNC es conflictivo, puesto que no

se puede considerar como elemento para determinar si una central produce energía renovable y limpia, la potencia instalada de la misma. Este límite es criticado, puesto que parece ser completamente azaroso y en la tramitación del proyecto⁸⁵, fue señalada la conveniencia de utilizar los estándares del Mecanismo de Desarrollo Limpio, en adelante MDL, lo cual fue completamente obviado en la redacción definitiva. Es decir, con la actual legislación nos podemos encontrar con centrales que sean reconocidas como fuentes de energía eléctrica limpia en base a los criterios aplicados internacionalmente por el MDL y no en Chile. A modo de ejemplo, en Alemania se reconoce las centrales de hasta 150 MW, como centrales capaces de generar electricidad limpia, y por ende ser beneficiarios de las tarifas especiales⁸⁶.

3. Otro aspecto criticable es el sistema de multas en la Ley 20.257, ya que deja efectivamente la puerta abierta para que las generadoras prefieran pagar la multa, en vez de invertir en proyectos de ERNC. Después de todo, el objetivo del proyecto es lograr efectivamente una mayor diversificación de la matriz energética y no recaudar las multas de las empresas generadoras.
4. La Ley 20.257 no distingue entre las distintas fuentes de energías renovables. Cada tecnología tiene requerimientos diferentes para impulsar su desarrollo. Con esta ley, dados los costos de inversión y los factores de planta de las diferentes tecnologías, se favorece

⁸⁵ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley N° 20.257 Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. [en línea]. <<http://www.bcn.cl/histley/historias-de-la-ley-ordenadas-por-numero>> [consulta: 25 noviembre 2012]

⁸⁶ LEYTON, Sebastián. Análisis Sistema Chileno ERNC a la Luz de Modelos Normativos. [en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/10/20/analisis-sistema-chileno-ernc-a-la-luz-de-modelos-normativos/>> [consulta: 26 noviembre 2012]

prioritariamente a la mini-hidráulica. Esto es contrario al objetivo de diversificación.

5. Es mezquina en el monto de las cuotas que establece. En efecto, una obligación de 5% constante entre los años 2010 y 2014; y luego creciendo 0,5% anual hasta llegar a 10% para el 2024, es mucho menor que lo estimado como factible económicamente en el peor escenario del estudio “Aporte potencial de Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025”⁸⁷, presentado recientemente y elaborado por la UTFSM y la Universidad de Chile. Este estudio, que ha sido considerado muy conservador, estima que la generación para el año 2025, económicamente factible mediante ERNC (con las premisas económicas vigentes), para tres escenarios corresponde a un 16,8%, a un 20,8% y a un 28,1% de la demanda esperada de 105.560 GWh. Ciertamente, cambiando el marco regulatorio actual por uno semejante, al alemán por ejemplo, esos porcentajes de penetración podrían ser tranquilamente duplicados.
6. Se entrega el control de la generación con renovables a las generadoras convencionales (caso único en el mundo). Son ellas las que deciden si generan con ERNC, si compran energía ERNC, o si pagan las multas.
7. Si bien la Ley obliga a las empresas a invertir en fuentes de ERNC, no entrega garantías suficientes para que dicha inversión sea rentable, dificultando de esta manera la obtención de financiamiento. Lo anterior se explica en que en muchos casos las empresas no pueden garantizar la producción de energía con fuentes renovables en todo momento

⁸⁷ UNIVERSIDAD de Chile y Universidad Técnica Federico Santa María. Aporte Potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética la Matriz Eléctrica, 2008 – 2025 [en línea]. <http://www.prien.cl/documentos/UEEE-SIC/ENERGIA_web.pdf> [consulta: 30 noviembre 2012]

(principalmente parques eólicos y plantas fotovoltaicas), de manera que ante un contrato de suministro convencional, deberán comprar el déficit en el mercado spot, con el riesgo de CMg altos.

- 8.** Por último, otro aspecto criticable es que la Ley 20.257 no atiende de ninguna manera el problema de la conexión de los proyectos de ERNC al sistema de transmisión. Sucede que en muchos casos, las mejores ubicaciones geográficas para desarrollar proyectos de ERNC se encuentran en zonas remotas y aisladas del sistema de transmisión. Esto trae consigo limitaciones al financiamiento y aumento de los costos, e inclusive, hace económica y técnicamente inviable proyectos que pusiesen tener un alto potencial de generación de energía.

CAPÍTULO QUINTO

MECANISMOS DE FOMENTO PARA EL USO DOMICILIARIO DE LAS ERNC

1. LEY 20.571 (LEY NET METERING)

La legislación vigente en Chile permite a cualquier persona producir energía eléctrica en sus dependencias (casas, oficinas, parcelas e industrias, entre otras) y autogenerar de ese modo su propia electricidad, teniendo como incentivos para ello la posibilidad de un beneficio económico -dados los precios de ésta en el mercado-, la seguridad del suministro y la independencia energética.

Con fecha 20 de marzo del 2012 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.571 que “Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”, la cual permitirá a todos los usuarios finales, sujetos a fijación de precios, inyectar a la red de distribución los excedentes de energía eléctrica generada a través de los respectivos empalmes. Esto último, siempre que ésta sea producida por medios renovables no convencionales o por cogeneración eficiente y con una capacidad máxima instalada de 100 kilowatts.

Lo anterior significa que será posible implementar el sistema conocido internacionalmente como “Net Metering”, -tema tratado en extenso en el Capítulo III de la presente memoria-, el cual incentiva la autogeneración de electricidad, a través del pago por la inyección de excedentes de energía a la red de distribución eléctrica.

Esta nueva Ley permitirá que el cliente sea un participante activo en la generación de electricidad (generación distribuida), optimizar la operación de las redes para mejorar la confiabilidad y calidad de servicio, disminuir las pérdidas, gestionarla demanda, mejorar el uso de activos y posibilitar un mercado energético más seguro y sostenible.

La Ley entrará en vigencia una vez que sea publicado su reglamento, lo cual aún no sucede, situación que es necesario oficializar de manera urgente, ya que sólo con él se podrán realizar los proyectos de adaptación de las instalaciones eléctricas y medidores de los usuarios generadores, estimar el período de retorno de la inversión de los sistemas de generación e inyectar los excedentes a la red. Si bien a la aún no se dicta el Reglamento, con fecha 11 de Octubre de 2012, el Ministerio de Energía sometió a consulta pública una Propuesta de Reglamentación para la Ley 20.571.

CONTENIDO GENERAL

La Ley 20.571 modifica el inciso final del artículo 149 e incorpora los artículos 149 bis, 140 ter, 149 quáter y 149 quiquies a la LGSE. Estos nuevos artículos establecen, entre otras materias, quiénes son los sujetos beneficiarios, qué tipo de sistemas se pueden implementar, cuál es la capacidad máxima permitida, cómo será la valorización de la energía inyectada y su forma de pago, cuáles son los organismos públicos relacionados y qué beneficios tributarios se contemplan. En cuanto al Reglamento, y según lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, éste debe, entre otras materias, determinar los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas; contemplar las

medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final.

BENEFICIARIOS DE LA LEY 20.571

Según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, son los usuarios finales sujetos a fijación de precios y que dispongan de sistemas de ERNC o sistemas de cogeneración eficientes, quienes tendrán el derecho a inyectar sus excedentes de energía eléctrica a las redes de distribución. Cabe recordar que los clientes regulados son aquellos que poseen un consumo inferior a 0,5 MW y que se ubican en el área de concesión de alguna empresa de distribución

En consecuencia, la legislación en estudio va dirigida tanto al usuario doméstico, como a las pequeñas y medianas empresas, que al momento de buscar una solución de producción energética limpia, no solo podrán autoabastecerse, sino que estarán entregando energía al sistema para que otros usuarios puedan consumirla.

FUENTES DE ENERGÍAS PERMITIDA

Para que los usuarios finales puedan inyectar sus excedentes de energía a la red pública, deben contar con medios de generación de ERNC o instalaciones de cogeneración eficiente. Al respecto, el inciso segundo del

artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, establece que se entenderá por ERNC aquellas definidas como tales en la letra aa) del artículo 225 de la LGSE y por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra ac) del mismo artículo.

Si bien se puede hacer uso de los beneficios contemplados en la Ley 20.571 mediante cualquier fuente de energía renovable, en la práctica y debido a condiciones técnicas, económica y desarrollo actual de estas tecnologías, principalmente sería aplicable a la energía solar fotovoltaica, eólica y pequeña hidráulica.

CAPACIDAD DE INSTALACIÓN

Según lo dispuesto en el inciso tercero y cuarto del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, el Reglamento será quien determinará la capacidad permitida para cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta. Para determinar lo anterior, debe tomarse en cuenta la seguridad operacional, la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta y los demás que determine el Reglamento.

No obstante a lo anterior, se establece como límite respecto a cada cliente o usuario final, una capacidad instalada que no podrá superar los 100 kilowatts. Lamentablemente consideramos que este es un aspecto negativo de la Ley 20.571, por cuanto se estaría excluyendo a potenciales clientes que fácilmente podrían superar dicho límite, tales como edificios, hoteles y medianas industrias, que podría resultarles económica y medioambientalmente atractivo inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución.

VALOR DE LA ENERGÍA INYECTADA

El inciso quinto del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, establece que las inyecciones de energía que se realicen a la red pública de distribución, serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158 de la LGSE. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas, las cuales deberán valorizarse del mismo modo que las pérdidas medias a que se refiere el numeral 2 del artículo 182 de la LGSE y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. Esta situación difiere de la redacción original del Proyecto, que proponía una remuneración equivalente al costo de la distribuidora de entregar dicha electricidad, menos el 10% correspondiente a gastos de administración, facturación y mantención de las líneas de distribución⁸⁸.

En cuanto a los sistemas eléctricos medianos señalados en el artículo 173 de la LGSE, esto es, aquellos que cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 Mw y superior a 1.500 Kw, será el Reglamento quien fijará los procedimientos de valorización de las inyecciones a la red de distribución.

PAGO DE LA ENERGÍA INYECTADA

Según lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, Las inyecciones de energía valorizadas por parte del cliente, deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes

⁸⁸ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley N° 20.571 Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadores Residenciales. [en línea]. <<http://www.bcn.cl/histley/historias-de-la-ley-ordenadas-por-numero>> [consulta: 09 septiembre 2012]

en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Por el contrario, o sea, en caso de que el consumo sea mayor a la energía generada, el cliente deberá pagar a la empresa distribuidora dicho saldo en contra. Por ejemplo, si una casa que consume 3 Kw al mes, y tienen instalado un sistema fotovoltaico que genera 4,5 Kw en igual periodo de tiempo, el valor de ese 1,5 Kw de exceso se descuenta de la factura correspondiente al mes siguiente. Los remanentes deberán ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Por su parte, el artículo 149 ter de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, establece que los remanentes de inyecciones de energía que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS

La propuesta de Reglamento de la Ley 20.571 establece el procedimiento que se debe seguir para llevar a cabo para la conexión del sistema de ERNC o cogeneración eficiente a la red de distribución.

El interesado en inyectar energía debe presentar una Solicitud de Conexión (SC) a la empresa distribuidora respectiva, en la cual conste su

intención de instalar un equipo de generación. La empresa distribuidora deberá resolver la SC dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles desde el ingreso efectivo de ésta en su oficina de partes o por otro medio que se establezca para estos efectos. En función de la información otorgada por el cliente y con el objeto de materializar su respuesta, la empresa distribuidora elaborará un Informe de Factibilidad Técnica (IFT), otorgando la conformidad a la SC o realizando las observaciones necesarias. Dichas observaciones deben fundarse únicamente en causales establecidas en el Reglamento. El interesado podrá solicitar a la empresa distribuidora que reconsidere su SC, en un plazo no superior a 10 días hábiles desde la fecha de recepción del IFT, debiendo adjuntar a la misma nuevos antecedentes que aclaren y/o enmienden los ya aportados en su solicitud original. La empresa distribuidora deberá resolver la SC en base a los nuevos antecedentes aportados por el interesado dentro de los 10 días corridos siguientes a su recepción, debiendo comunicarle su conformidad o rechazo por escrito. El rechazo a la SC sólo podrá fundarse en no haberse subsanado las observaciones contenidas en el IFT o en no haberse dado respuesta a las mismas dentro del plazo señalado anteriormente. En el caso que la empresa distribuidora no dé respuesta en los plazos antes señalados o rechace la SC, el interesado podrá recurrir a la Superintendencia, la cual resolverá de acuerdo a lo dispuesto en la ley 18.410.

Presentada la conformidad de la empresa distribuidora a una SC, ésta tendrá una vigencia de seis meses desde la fecha en que sea notificada al interesado la comunicación del IFT en el que se manifieste dicha conformidad, o desde que le sea notificada la resolución favorable a la conexión del equipamiento de generación por parte de la Superintendencia.

Dentro del plazo de seis meses señalados en el párrafo anterior, se deberá llevar a cabo la instalación del equipo de generación, lo cual debe ser

realizado únicamente por instaladores autorizados por la SEC. Una vez efectuada lo anterior, el solicitante deberá requerir a un Organismo de Inspección (OI) u otra entidad de control autorizada por la SEC, la realización de una inspección a las instalaciones, a fin de constatar que el equipo de generación cumple las especificaciones dispuestas en el Reglamento y demás normativa vigente. Los OI deberán informar a la SEC y al cliente que solicitó la inspección el resultado de la misma, mediante la emisión de un Certificado de Inspección. Una vez realizada la inspección, los clientes deberán declarar las nuevas instalaciones interiores a través de los procedimientos administrativos que determine la SEC.

Para finalizar todo el procedimiento, el titular del equipo de generación, debe presentar ante la empresa distribuidora una Notificación de Conexión (NC), incluyendo en ella la información que determina el Reglamento.. Dentro del plazo de 5 días hábiles contados desde el ingreso de la NC, la empresa y el cliente deberán firmar un contrato de conexión. Una vez suscrito dicho contrato el cliente deberá comunicar por escrito a la SEC y con una anticipación no inferior a 15 días, la puesta en servicio del equipamiento de generación.

RÉGIMEN CONTRACTUAL

Tal como se indico en los párrafos anteriores, para que los usuarios puedan inyectar energía a la red, previamente deberán firmar un contrato de conexión con las empresas distribuidoras. El contenido mínimo del contrato de conexión vendría preestablecido por lo establecido en el Reglamento. Así queda de manifiesto en lo dispuesto por el inciso octavo del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, que al respecto señala: “Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones

mínimas establecidas por el reglamento...”. Sobre este último punto, la propuesta de Reglamento, en su artículo 23, señala las condiciones mínimas que debe tener el contrato, las cuales son:

- Identificación de las partes
- Potencia máxima del equipo
- Propiedad del medidor
- Fuente de energía primaria, ubicación o empalme y certificación del equipo
- Condiciones generales de inyección de energía
- Fecha de puesta en servicio
- Causas de modificación o resolución del contrato
- Período de marcha blanca para las inyecciones preliminares
- Remuneración de inyecciones
- Condiciones de caducidad por defectos al momento de la puesta en servicio
- Condiciones de operaciones de conexión y desconexión del servicio

Analizando lo anteriormente señalado, surgen un par de dudas en cuanto a la forma con que operará en la práctica el sistema. Sin perjuicio que el reglamento solo dispone el contenido mínimo que debe tener el contrato, y que por tanto lo demás queda en teoría sujeto al libre arbitrio y voluntad de las partes, es evidente que en la mayor parte de los casos la empresa de distribución contará con mayor poder de negociación. Se crearía, en consecuencia, un verdadero contrato por adhesión, riesgo que se ve acentuado por lo dispuesto en el inciso octavo del artículo 149 bis antes citado, que básicamente establece la obligación de la compañía de contar con un contrato tipo para estos efectos.

Lo anterior cobra importancia si consideramos que el inciso quinto del artículo 149 bis de la LGSE, incorporado por la Ley 20.571, señala que la empresa de distribución “deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red [...], cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento”. En ese escenario, los usuarios -sobre todo pequeños generadores residenciales- no tendrían garantizado un equilibrio en las reglas del juego. Se podrá argumentar que el usuario estaría protegido por lo señalado en el mismo inciso quinto del artículo 149 bis antes citado, cuando dice que “no podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas en el reglamento o por la normativa vigente”. Sin embargo, la natural interpretación de lo anterior estaría dada por el artículo 7° del reglamento propuesto, que sobre el mismo asunto señala lo siguiente: “Las empresas distribuidoras no podrán imponer a los clientes finales sujetos a fijación de precios que desean proceder a la conexión de un equipamiento de generación, condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la ley, este reglamento y en las normas técnicas a que éste se refiere”. Entendido de esta forma, la empresa distribuidora podría imponer cláusulas contractuales propensas a sus intereses en desmedro del usuario, sin que este último tenga mayor protección, ya que la limitación impuesta sólo dice relación las condiciones y requisitos técnicos para llevar a cabo la conexión de los equipos de generación.

En definitiva, será interesante ver cómo se desarrollará esta relación entre ambas partes y la SEC, y cuál será el nivel de protección que se le otorgará al usuario en la versión final del reglamento.

RESPECTO A LA OBLIGACIÓN DEL ART. 150 BIS DE LA LGSE

Otro de los aspectos importantes que permite la Ley 20.571, es que para efectos dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 150 bis de la LGSE, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW.

Para lo anterior, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida a las Direcciones de Peajes de los CDEC para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis del de la LGSE. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a que se refiere este inciso.

El certificado de inyecciones leídas constituye título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis de la LGSE, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El Reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.

BENEFICIOS TRIBUTARIOS

Según lo dispuesto en artículo 149 quinquies de la LGSE, incorporado por la Ley 20571, se establece que los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales que inyecten energía a la red pública no constituirán renta para todos los efectos legales, y en cuanto las operaciones que tengan lugar para dichos efectos, no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado. Se exceptúan aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, salvo aquellos acogidos a los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.

Las concesionarias de servicio público de distribución deberán emitir las facturas que den cuenta de las inyecciones materializadas por aquellos clientes finales que gocen de la exención de Impuesto al Valor Agregado señalada en el inciso precedente, siempre que dichos clientes finales no sean contribuyentes acogidos a lo dispuesto en los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, caso en el cual éstos deberán emitir la correspondiente factura. El Servicio de Impuestos Internos establecerá mediante resolución, la forma y plazo en que las concesionarias deberán emitir las facturas a que se refiere el inciso precedente.

FISCALIZACIÓN Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles fiscalizar el cumplimiento de lo establecido en la Ley 20.571 y su Reglamento, como también resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.

BENEFICIOS Y DESVENTAJAS

Los principales beneficios que traerá la Ley 20.571 una vez que entre en vigencia son los siguientes:

- 1. Aumento en el uso de ERNC:** El principal objetivo de la Ley 20.571 es incentivar el uso de energías renovables por parte de los usuarios residenciales, de manera que este constituye un primer paso, de muchos otros, encaminado a dicho efecto.
- 2. Reducción del consumo eléctrico:** Esto ha sido observado en los países donde ya ha sido implementado el Net Metering. Esto se debe a que el cliente–generador asume conciencia sobre su consumo eléctrico y en aras de reducir el monto que debe pagar a fin de mes, comienza a tomar acciones para reducir la electricidad consumida.
- 3. Descentralización de la producción:** Actualmente la mayoría de la generación eléctrica se realiza en grandes centrales basadas en fuentes de energías convencionales, y la falla en una de ellas puede provocar importantes problemas al suministro nacional. El hecho que la producción se descentalice y diversifique, nos da la posibilidad de tener un sistema eléctrico menos vulnerable y más estable.
- 4. Libre competencia:** La producción eléctrica en Chile se encuentra reducida a un número limitado de empresas, lo que obviamente debilita la libre competencia y favorece las acciones monopólicas. La Ley 20.571 facilita la introducción de múltiples competidores y nos entrega la posibilidad de que en el mediano plazo los usuarios domésticos y las

empresas podamos optar por qué tipo de energía comprar: Verde o contaminante.

- 5. Disminución de costos:** Uno de los principales problemas del uso de las ERNC es su elevado costo de implementación en comparación a las fuentes convencionales. Con la Ley 20.571 se podrá conectar los sistemas de energías renovables a la red pública de distribución, prescindiendo del uso de baterías y otros componentes, y de esta manera se podrá reducir los costos hasta en un 40%. También disminuirán los daños ambientales provocados a consecuencia de la producción y desechos de estos componentes. Por otra parte, en algunas zonas de nuestro país la energía eléctrica tiene un elevadísimo precio, los cuales podrán verse reducidos significativamente mediante la auto-generación.

- 6. Crecimiento del mercado de ERNC:** Al aumentar la demanda para implementar sistemas de ERNC, aumentará también el mercado de proveedores de equipos e instaladores de sistemas, lo cual genera una mayor competencia, descentralizando el mercado, así como también aumentará la generación de empleos verdes.

- 7. Cambio de mentalidad:** Si todo esto puede parecer simplemente un asunto técnico limitado, la aprobación de la Ley 20.571 nos da cuenta de un cambio de mentalidad en la producción energética, abriendo las posibilidades para que nuestro consumo eléctrico no sea un peso para el medioambiente. Sin duda, la generación eléctrica es solo uno de los puntos de impacto ambiental, pero es un buen punto de partida para comenzar a hacer cambios

En cuanto a las desventajas o defectos que adolece la Ley 20.571, destacan las siguientes:

- 1. Desincentivo de la inversión en el sector distribución:** Esto a consecuencia de las menores utilidades que percibirán las empresas de distribución, como también por los mayores costos que deberán incurrir por la instalación de medidores bidireccionales.
- 2. Límite a la capacidad instalada:** Se limita indirectamente la participación de clientes regulados de carácter comercial y/o industrial. En atención a las grandes superficies de techos que poseen algunos centros comerciales, fábricas o industrias, sujetos a tarifas reguladas, lo lógico habría sido no limitar o establecer beneficios escalonados para incentivar la generación con dichas superficies. Es decir, la limitación debería haber estado establecida sólo a clientes regulados y no en términos de capacidad.
- 3. Precio de venta:** Se fijó para nuestro país que el precio de venta de la electricidad del usuario a la compañía será el mismo con que la empresa le vende al usuario. Esto puede parecer justo, sin embargo, en la mayoría de los países donde se han implementado leyes de este tipo en primera instancia se ha favorecido al usuario, entregándole tarifas más atractivas durante los primeros años, como una forma de incentivar la producción de energía verde. La falta de este estímulo en Chile puede provocar que la implementación sea más lenta que en los países que se han tomado como modelo de referencia.
- 4. Falta de incentivos:** Si bien la implementación del Net Metering en Chile es un paso importante para el desarrollo energética de nuestro país, no

basta sólo con eso, ya que, tal como se mencionó anteriormente, una adecuada política de Net Metering debe ir aparejada de incentivos financieros y políticos, que por el momento son escasos y de bajo impacto.

2. LEY 20.365 (FRANQUICIA TRIBUTARIA PARA SST)

Con fecha 19 de agosto de 2009 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.365 que establece “Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos”. Éste es uno de los primeros mecanismos mediante el cual pretende impulsar el desarrollo del uso domiciliario de las ERNC en Chile, es específico, de la energía solar térmica.

La Ley 20.365 establece un crédito tributario para financiar sistemas solares térmicos que sirvan para abastecer de agua potable sanitaria calentada con energía solar a viviendas nuevas de hasta 4.500 unidades de fomento, abaratando así la instalación de estos sistemas en los hogares de las familias de menores ingresos y de la clase media.

El objetivo de la Ley es promover el desarrollo de una fuente de energía renovable y de bajo costo, reducir el gasto en gas de las familias, disminuyendo la dependencia de ese combustible, lo que redundará en una menor inflación y en una promoción del crecimiento económico. Adicionalmente, la implementación de esta medida incentivará la creación de fuentes de trabajo calificadas en el país, al mismo tiempo que posibilitará que recursos económicos antes destinados a pagar por un bien importado, como son los

hidrocarburos, ahora puedan destinarse a inversión en sistemas solares térmicos, que pueden manufacturarse, total o parcialmente, en Chile.

CRÉDITO TRIBUTARIO

Según lo dispuesto en el artículo 1 de la Ley 20.365, las empresas constructoras tendrán derecho a deducir, del monto de sus pagos provisionales obligatorios de la Ley sobre Impuesto a la Renta, un crédito equivalente a todo o parte del valor de los Sistemas Solares Térmicos y de su instalación que monten en bienes corporales inmuebles destinados a la habitación construidos por ellas.

BENEFICIARIOS DEL CRÉDITO

Sólo podrán hacer uso de la franquicia tributaria establecida en la Ley 20.365 las Empresas Constructoras que tributen en primera categoría y que instalen Sistemas Solares Térmicos en viviendas construidas por ellas.

MONTO DEL CRÉDITO

Según lo dispuesto en la letra b) del artículo 4 de la Ley 20.365, el monto potencial máximo de crédito por vivienda⁸⁹ se determina de acuerdo a una escala, que otorga una mayor porcentaje de franquicia a las viviendas de menor valor:

- El 100% del valor del sistema con un tope de 31 UF para viviendas de hasta 2000 UF.

⁸⁹ Debe tenerse presente que para efectos del valor de la vivienda, se considera el valor del terreno y el de la construcción.

- El 40% del valor del sistema con un tope de 31 UF para viviendas de entre 2001 y 3000 UF.
- El 20% del valor del sistema con un tope de 31 UF para viviendas de entre 3001 y 4500 UF.
- En el caso de los edificios, los topes varían entre las 24 y 27,5 UF dependiendo del tamaño de la superficie del sistema.

OPORTUNIDAD PARA IMPUTAR EL CRÉDITO

El derecho al crédito tributario, se devengará en el mes en que se obtenga la recepción municipal final de la vivienda y debe ser imputado en la siguiente declaración mensual del Formulario 29 del Servicio de Impuestos Internos (SII). Asimismo, se debe entregar al SII una declaración jurada con la información que permita calcular el monto del crédito, la cual puede entregarse durante todo el mes en que se ha imputado el crédito del beneficio tributario.

El derecho al crédito por instalación de SST se devenga en el momento de la obtención de la Recepción Municipal Definitiva (RMD), por lo tanto el contribuyente debe cumplir sus obligaciones tributarias de la siguiente manera:

1. Formulario 29, sobre Declaración Mensual y Pago Simultáneo de Impuestos, debe declararse en el periodo tributario correspondiente al mes que devenga el crédito por SST. Esto quiere decir, el periodo tributario del Formulario 29 declarado debe corresponder al mes de la RMD. Ejemplo: si un proyecto habitacional que incorpora la instalación de un SST obtuvo su RMD en el mes de agosto 2010, éste deberá ser declarado en el Formulario 29 correspondiente al periodo tributario agosto 2010.

2. Formulario 1808 "Declaración jurada mensual sobre determinación del crédito por Sistemas Solares Térmicos", debe declararse en el mismo mes que se imputó el Crédito por SST en el código [725] del Formulario 29. Ejemplo: si se imputó Crédito por SST en el código [725] del Formulario 29 correspondiente al mes de agosto de 2010, el período tributario a ingresar en la Declaración Jurada será agosto 2010.

FORMA DE IMPUTAR EL CRÉDITO

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley 20.365, el derecho al crédito por cada vivienda, se devengará en el mes en que se obtenga la recepción municipal final de cada inmueble destinado a la habitación en cuya construcción se haya incorporado el respectivo Sistema Solar Térmico.

La suma de todos los créditos devengados en el mes se imputará a los pagos provisionales obligatorios del impuesto a la renta correspondiente a dicho mes. El remanente que resultare, por ser inferior el pago provisional obligatorio o por no existir la obligación de efectuarlo en dicho período, podrá imputarse a cualquier otro impuesto de retención o recargo que deba pagarse en la misma fecha, y el saldo que aún quedare podrá imputarse a los mismos impuestos en los meses siguientes, reajustado en la forma que prescribe el artículo 27 del decreto ley N° 825, de 1974. El saldo que quedare una vez efectuadas las deducciones por el mes de diciembre de cada año, o el último mes en el caso de término de giro, tendrá el carácter de pago provisional de aquellos a que se refiere el artículo 88 de la Ley sobre Impuesto a la Renta.

REQUISITOS DE LAS VIVIENDAS

Para acceder a la franquicia tributaria, las viviendas deben ser destinadas a la habitación (casas o edificios de departamentos) y ser construidas por empresas constructoras. De esta forma, se entiende que quedan excluidas los edificios comerciales, industrias, oficinas y todas aquellas construcciones que no sean destinadas ha dicho fin.

Además, para optar a la franquicia tributaria, las viviendas deben cumplir con los siguientes requisitos:

1. Su valor de construcción, más el valor del terreno no exceda de 4.500 UF;
2. Su permiso de construcción o respectiva modificación de tal permiso se haya otorgado a partir del 1 de enero de 2008 y;
3. Que haya obtenido su recepción municipal final a partir de 26 de mayo de 2010 y antes del 31 de diciembre de 2013.

REQUISITOS QUE DEBE CUMPLIR LA EMPRESA PARA ACCEDER AL CRÉDITO

Para que proceda el crédito tributario, el valor de construcción de los bienes corporales inmuebles destinados a la habitación, deberán ser declarados por la empresa constructora en el respectivo contrato de construcción. Cuando no exista un contrato de construcción, el valor de construcción deberá ser declarado al Servicio de Impuestos Internos.

En el caso de la construcción de más de una vivienda unifamiliar o en el de unidades de viviendas acogidas al régimen de copropiedad inmobiliaria, para acceder al beneficio, el contrato o la declaración jurada respectiva, según corresponda, deberá indicar el valor de construcción unitario de las unidades de vivienda, incluyéndose en éste el valor de construcción de los bienes comunes, estacionamientos y bodegas, a prorrata de las superficies a construir respectivas.

En el caso de un contrato general de construcción destinado a completar la construcción de inmuebles para habitación que no cuenten con recepción municipal, también se aplicarán las normas precedentes, pero, para establecer el crédito, en el cálculo del crédito individual de las viviendas, deberá considerarse como valor de construcción la suma del valor individual de construcción del contrato más el valor de las obras preexistentes, el cual deberá ser declarado en el contrato.

REQUISITOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA ACCEDER AL CRÉDITO

Según lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 20.365, los Sistemas Solares Térmicos deben aportar como mínimo un 30% del promedio anual de demanda de agua caliente sanitaria estimada para la respectiva vivienda. De todas formas, debe tenerse presente que el porcentaje es variable, y depende de dos factores, la radiación solar correspondiente al área geográfica de que se trate y la demanda de agua caliente sanitaria de la respectiva vivienda, aunque en ningún caso puede ser menor al 30% señalado.

Además, los componentes utilizados en los Sistemas Solares Térmicos deberán corresponder a equipos o bienes nuevos que no hayan sido instalados previamente en otros inmuebles.

A efectos de acreditar tanto la instalación como los componentes de los sistemas solares térmicos, la empresa constructora deberá presentar al Municipio, al momento de la recepción municipal definitiva de la obra, los siguientes documentos, los que deberán expedirse por la empresa de acuerdo al formato y procedimiento que determine el reglamento:

1. Declaración jurada en la que conste la marca, modelo y número de serie del o los colectores y depósitos acumuladores que compongan el Sistema Solar Térmico, los que deberán constar en un registro que al efecto llevará la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9° de esta ley. Asimismo, en la declaración deberá constar la persona natural o jurídica que haya efectuado la instalación del Sistema Solar Térmico.
2. Declaración jurada donde conste que el Sistema Solar Térmico cumple con el porcentaje mínimo de demanda promedio anual de agua caliente sanitaria estimada para la respectiva vivienda.

ACREDITACIÓN DEL VALOR DE LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS Y SU INSTALACIÓN

El valor de dichos sistemas y su instalación se acreditará con las facturas de compra o instalación, cuando sea obligatoria la emisión de tales documentos. En los demás casos, dichos valores podrán ser acreditados con los demás documentos que den cuenta de la adquisición, importación o

instalación, según corresponda. Para efectos de los cálculos a que se refiere esta letra, el valor de los Sistemas Solares Térmicos y su instalación deberá ser convertido a unidades de fomento a la fecha de adquisición o instalación, respectivamente.

SANCIONES POR EL MAL USO DE LA FRANQUICIA

La imputación indebida del crédito en virtud de una declaración falsa, se sancionará en la forma prevista en el inciso primero, del número 4°, del artículo 97 del Código Tributario.

La misma sanción se aplicará a quien otorgue certificados u otros antecedentes falsos que determinen la imputación indebida del crédito.

En la misma forma, se sancionará también la imputación indebida del crédito cuando para tales efectos se utilicen Sistemas Solares Térmicos o cualquiera de sus componentes que hayan servido con anterioridad al mismo u otro contribuyente para imputar dicho crédito.

Igualmente, se sancionará en la forma señalada anteriormente a quien habiendo imputado el crédito, facilite de cualquier modo los Sistemas Solares Térmicos o cualquiera de sus componentes que haya utilizado para esos efectos a un tercero que impute dicho crédito en virtud de tales Sistemas o componentes.

Lo señalado en los párrafos anteriores es sin perjuicio de la obligación del contribuyente de enterar los impuestos que hubiesen dejado de pagarse o de restituir las sumas devueltas por la imputación indebida del crédito, ello más los reajustes, intereses y multas respectivas, los que en estos casos podrán ser girados por el Servicio de Impuestos Internos de inmediato y sin trámite previo.

En los casos indicados anteriormente, y cuando el contribuyente deba enterar los impuestos que hubiesen dejado de pagarse o restituir las sumas devueltas por la imputación indebida del crédito a que se refiere esta ley, para los efectos de su determinación, restitución y aplicación de sanciones, el crédito o los impuestos respectivos se considerarán como un impuesto sujeto a retención o recargo y les serán aplicables las disposiciones que al efecto rigen en el Código Tributario.

OBLIGACIONES DEL PROPIETARIO PRIMER VENDEDOR

El propietario primer vendedor de una vivienda deberá responder por los daños y perjuicios que provengan de las fallas o defectos del Sistema Solar Térmico, de sus componentes y de su correcto funcionamiento, de conformidad a lo establecido en los artículos 18 y siguientes del decreto con fuerza de ley N° 458, de 1975, del Ministerio de la Vivienda y Urbanismo, Ley General de Urbanismo y Construcciones, entendiéndose que este tipo de sistemas se encuentran comprendidos en el número 2 del inciso séptimo del señalado artículo.

En caso que la vivienda fuese de aquellas acogidas al beneficio establecido en la Ley 20.365, si se determina la responsabilidad civil del propietario primer vendedor respecto a lo señalado en el párrafo anterior, adicionalmente se impondrá una multa a beneficio fiscal equivalente al monto reajustado del beneficio que se hubiere impetrado por dicha vivienda conforme a lo dispuesto por el artículo 4° de esta ley, la que se aplicará conforme al procedimiento establecido en el artículo 165 del Código Tributario.

Asimismo, el propietario primer vendedor de una vivienda acogida al beneficio tributario, deberá solventar la realización de una inspección respecto del Sistema Solar Térmico a solicitud del actual propietario de la vivienda, quien podrá requerirlo dentro del primer año contado desde la recepción municipal definitiva de la misma. Esta revisión sólo podrá ser realizada por los organismos de inspección y entidades de autorizadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. El reglamento establece la forma y condiciones de esta solicitud y los demás procedimientos necesarios para la realización de la inspección, entre ellos la forma en que se solicitará y efectuará la revisión de Sistemas Solares Térmicos utilizados por más de una vivienda.

PROCEDIMIENTO DE RECLAMOS

La reclamación que se deduzca en contra de la tasación, liquidación o giro que practique el Servicio de Impuestos Internos respecto del valor de los bienes corporales inmuebles, del valor o costo de los Sistemas Solares Térmicos y su instalación, del crédito o de los impuestos, reajustes, intereses y multas a que se refiere esta ley, según corresponda, se sujetará al procedimiento general establecido en el Título II del Libro III del Código Tributario.

ORGANISMOS RELACIONADOS

Servicio de Impuestos Internos: Según lo dispuesto en el artículo 4 del Reglamento, al Servicio de Impuestos Internos (SII) Le corresponde la aplicación, implementación y control de las disposiciones de índole tributaria contenidas en la Ley 20.365 y su reglamento, así como la aplicación de las sanciones por infracciones de dicha naturaleza, contempladas en el artículo 6 de dicha Ley.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles: En virtud de lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley 20.365, la Superintendencia de Electricidad y combustibles tiene las siguientes atribuciones:

1. Establecer y administrar un registro de Colectores Solares Térmicos y Depósitos Acumuladores que permitan acceder al beneficio tributario.
2. Autorizar a organismos de certificación, organismos de inspección, laboratorios de ensayos u otras entidades de control para que realicen o hagan realizar bajo su exclusiva responsabilidad las pruebas y ensayos, o la revisión documental, en su caso, que la Superintendencia estime necesarias para incluir componentes en el registro mencionado en el número anterior. Esta autorización se otorgará mediante resolución.
3. Autorizar a organismos de inspección u otras entidades de control para que inspeccionen los Sistemas Solares Térmicos y realicen o hagan realizar, bajo su exclusiva responsabilidad, las pruebas y ensayos que la Superintendencia estime necesarias para constatar que cumplen con las especificaciones establecidas en el reglamento, de acuerdo a lo señalado en el inciso tercero del artículo precedente y a lo declarado en la memoria de cálculo señalada en el artículo 3° de esta ley.
4. Sancionar, conforme a lo establecido en el Título IV de la ley N° 18.410, a las empresas constructoras que hubieren utilizado el beneficio tributario establecido en esta ley en caso que se compruebe que los respectivos Sistemas Solares Térmicos no cumplen con las especificaciones establecidas en el reglamento o con lo declarado en la respectiva memoria de cálculo.

Para la fiscalización del cumplimiento de sus atribuciones, la Superintendencia podrá utilizar las revisiones realizadas por los organismos de inspección u otras entidades de control autorizadas. Asimismo, podrá autorizar la instalación de dispositivos de medición o de captura de información o bien, realizar inspecciones directas a las instalaciones.

VIGENCIA DEL BENEFICIO

Desde el 24 de agosto de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2013. No obstante lo anterior, también accederán al beneficio las viviendas cuya recepción municipal se obtenga después del 31 de diciembre del año 2013, cuando ésta se hubiere solicitado con anterioridad al 30 de noviembre del año 2013.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Aparte de los beneficios inherentes a cualquier instrumento fomento, tales como la reducción de emisiones de CO₂, diversificación de la matriz energética, impulso al desarrollo de las ERNC en Chile, entre otros, podemos mencionar las siguientes ventajas que dicen directa relación con la franquicia tributaria en estudio:

1. Disminuirá considerablemente los costos asociados a instalación de sistemas solares térmicos, permitiendo un crecimiento de la demanda de dichos sistemas, y en consecuencia, un expansivo crecimiento en el mercado de proveedores, instaladores y demás relacionados.

2. Permitirá un ahorro sustancial y dotará de acceso a agua caliente a muchos hogares que en la actualidad no cuentan con este sistema. En estos términos, los altos costos asociados tanto a los paneles y su implementación, como también las grandes extensiones de placa receptora a instalar para poder obtener cantidades aceptables para uso doméstico, se ven matizados en términos de los beneficios directos que tendrá el sistema en los consumidores.
3. Es una medida de largo plazo que busca una solución coherente ante las dificultades de importación de gas y el incremento en los valores que presentaría el mismo en el futuro. En esta medida, los altos costos asociados a la implementación son financiados por el aparato estatal, convirtiéndose en una alternativa económica para los miles de hogares que serán beneficiados.
4. El sistema cuenta también con ventajas comparativas al poder complementarse con otras alternativas renovables, como bombas de calor o las placas termodinámicas que se adosan a la parte posterior del refrigerador para extraer calor y derivar esa energía al calentamiento de agua sanitaria. Esto genera sistemas integrados sustentables que pueden llegar a autonomizar el consumo en casi un 100%.

No obstante a los importantes beneficios que ofrece la franquicia tributaria contemplada en la Ley 20.368, existen ciertos inconvenientes que podrían atenuar negativamente el impacto pretendido:

1. Existen reparos en cuanto a la durabilidad de los sistemas solares térmicos. El hecho de que los costos de mantención periódica dependan en su totalidad de los beneficiarios hace peligrar la estrategia. Los

hogares de bajos ingresos que accedan al sistema, pueden llegar a verse limitados económicamente en función de sostener el debido funcionamiento de los sistemas, lo que generaría su desuso y finalmente, la pérdida de la inversión.

2. Igualmente, quedan ciertas dudas sobre el traspaso del beneficio al consumidor. Las empresas constructoras pueden llegar a elevar el valor de las viviendas, ya que la instalación de los paneles conlleva un fuerte atractivo, generando que la subvención sea más una ficción que una realidad. En esta medida, los únicos que sacarían utilidades de la estrategia serían las empresas constructoras, pues por un lado aumentarían la calidad de sus viviendas a la vez que traspasarían esos costos al consumidor. Entonces, en lugar de que el subsidio suponga una transferencia del fisco al usuario de la vivienda, las utilidades podrían ser capturadas por el agente inmobiliario.
3. En directa relación con lo anterior, bien podría haber establecido la Ley algún tipo de subsidio posible de aprovechar directamente por el usuario final, o que se estipulase de forma concreta la manera de traspasar, la totalidad o parte del beneficio tributario a dichos usuarios.
4. Debido a lo limitada de su vigencia y a la incertidumbre que existe en cuanto a si se prorrogará o no, se corre el riesgo de detener o disminuir el importante desarrollo que la industria solar térmica ha logrado en estos últimos años.

3. FINANCIAMIENTO PARA PROYECTOS DE ERNC

Paralelamente a las modificaciones realizadas a la LGSE, 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 Kyoto⁹⁰. 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 distribución⁹¹.

⁹⁰ CORFO. Estudio de Preinversión. [en línea]. <<http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/llamados-especiales/llamado-especial-para-estudios-de-preinversion-de-proyectos-de-generacion-electrica-a-partir-de-fuentes-de-energias-renovables-no-convencionales>> [consulta: 10 diciembre 2012]

⁹¹ REYES, Patricio. Apoyo al financiamiento de Proyectos de Energías Renovables no Convencionales. Líneas de Crédito: ERNC, Eficiencia Energética y Medio Ambiente. Capital de Riesgo. [en línea]. <<http://www.slideshare.net/jpenadonoso/apoyo-al-financiamiento-de-proyectos-de-ernc-1>> [consulta: 11 diciembre 2012]

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.

Además de las líneas de apoyo impulsadas por la CORFO, también existen otras fuentes de financiamiento, tanto nacionales como extranjeras, a través de las cuales se pretende impulsar el desarrollo de proyectos de ERNC. La gran mayoría de estos instrumentos no están diseñados específicamente para proyectos de ERNC, aunque sí pueden ser aplicados para dicho fin.

A continuación se detallan las principales fuentes de financiamiento que se encuentran actualmente vigentes⁹²:

⁹² CENTRO de Energías Renovables. Fuentes de Financiamiento para proyectos de ERNC. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/gestion-energetica/fuentes-de-financiamiento/>> [consulta: 28 noviembre 2012]

Organismo	Nombre fondo	Interés ERNC	Montos
Fundación para la Innovación Agraria	Proyectos Nacionales (enfocado al sector agrícola).	Pueden financiar proyectos que incorporen ERNC para el mejoramiento del sector agrícola.	Hasta \$150.000.000 para financiar hasta el 80% del costo total del proyecto.
Ministerio del Medio Ambiente	Fondo de Protección Ambiental (FPA)	Pueden financiar proyectos que integren ERNC y que apoyen la protección y reparación del medio ambiente	Hasta \$4.000.000. El proyecto debe contemplar un cofinanciamiento mínimo de un 40% del monto total solicitado al Ministerio del Medio Ambiente.
Embajada de Australia	Programa de Ayuda Directa (DAP)	Pueden financiar proyectos que integren ERNC y que faciliten y mejoren el desarrollo de la comunidad.	Entre US\$5.000 y US\$20.000.

Ministerio de Vivienda y Urbanismo	Subsidio al Reacondicionamiento Térmico (parte del programa de protección al patrimonio familiar).	Subsidia el mejoramiento de viviendas sociales a través de la implementación de tecnología que permita una mayor eficiencia energética en ellas, principalmente por medio de aislación térmica.	El subsidio por inmueble es de 130 UF.
Fundación Copec y Universidad Católica	Concurso Financiamiento de Contrapartes	Permite generar conocimiento científico-tecnológico que implique oportunidades productivas o comerciales relevantes para el desarrollo del país, por ejemplo en el ámbito de las ERNC.	Hasta 4.000 UF.
Embajada de Japón	Programa Asistencia para Proyectos Comunitarios de Seguridad Humana (APC).	Para desarrollar proyectos de ERNC ya diseñados, pero que no cuentan con financiamiento para su construcción o desarrollo.	Hasta US\$88.000.
Conicyt	Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico (FONDEF)	Permite desarrollar conocimiento tecnológico relacionado con las ERNC.	Hasta \$400 millones con un tope de 70% del costo total del Proyecto

Ministerio de Desarrollo Social	Fondo Mixto	Aunque este instrumento no aplica explícitamente a las ERNC, es interesante para desarrollo de proyectos pilotos en sectores vulnerables económicamente, tanto en zonas urbanas como rurales. También es posible armar proyectos relacionados con capacitación y autoconstrucción de equipos ERNC, como forma de emprendimiento.	Hasta \$4 millones (primer nivel) Hasta \$10 millones (segundo nivel)
Instituto Nacional de la Juventud	Programa P.A.I.S. Joven Social	Este instrumento de financiamiento es atractivo para las organizaciones universitarias, permitiendo aplicar y desarrollar pilotos que integren ERNC.	Entre \$1.000.000 y \$10.000.000

Ministerio Secretaria General de Gobierno	Fondo de Fortalecimiento de la Sociedad Civil	Financiamiento de proyectos o programas que se ajusten a la finalidad de promoción del interés general, en materia de derechos ciudadanos, asistencia social, educación, salud, medio ambiente, o cualquiera otra de bien común.	Local: \$2.000.000 Regional: \$4.000.000 Nacional: \$10.000.000
Ministerio del Interior	Fondo Social Presidente de la República	El instrumento es bastante útil para implementar programas pilotos de ERNC en organizaciones de la sociedad civil en todo el país, adaptando cada propuesta a la realidad regional, climática y necesidades específicas a solucionar.	Equipamiento: \$1.600.000 Infraestructura: \$30.000.000

Gobierno de Canadá	Fondo Canadá	El objetivo es estimular el desarrollo, económico y social de las comunidades locales y dar apoyo a los grupos más vulnerables en cada país. Se priorizan iniciativas relacionadas con mejorar la entrega de servicios, como por ejemplo en la áreas de salud, energía, necesidades básicas	Hasta \$9.000.000
Embajada de Alemania	Fondo Microproyectos	El Fondo está destinado a pequeños proyectos de comunidades pobres y desventajadas. Se pueden relacionar las tecnologías ERNC con actividades productivas de pequeña envergadura, aportando al desarrollo económico de sectores vulnerables.	Entre \$3.500.000 y \$5.000.000

Fosis	Fondo I.D.E.A.	Fondo que permite innovar en nuevas formas de aplicación de ERNC, enfocados en personas en situación de pobreza y/o vulnerabilidad. Lo anterior permite acercar este tipo de tecnologías, permite educar a las personas en temas energéticos, contribuyendo a su calidad de vida y permite innovaren el desarrollo de aplicaciones a nivel doméstico y a nivel de emprendimientos económicos.	Hasta \$35.000.000
Fondef	Programa IDeA (Investigación y Desarrollo en Acción)	Es una buena oportunidad de llevar a cabo prototipos de ERNC en escala doméstica o para pymes. Además, se puede contar con el apoyo de centros de investigación extranjeros.	Entre \$3.500.000 y \$5.000.000

CONCLUSIONES

La política energética de nuestro país debe sustentarse en tres pilares básicos: seguridad del suministro energético, eficiencia económica de dicho suministro y sustentabilidad ambiental en el desarrollo del sector. Para lo anterior, es necesario diversificar la matriz energética, reducir la dependencia externa, propender a un mercado eléctrico más competitivo, disminuir el consumo de energía, mitigar los efectos del calentamiento global y ampliar la cobertura del suministro energético.

Como herramienta para lograr dichos desafíos, surge la idea de impulsar el desarrollo de proyectos de ERNC, las que, dadas las condiciones geográficas y climáticas privilegiadas de Chile, presentan un enorme potencial para ser explotadas.

Hoy en día, las ERNC han alcanzado un grado de madurez y desarrollo tecnológico que permiten solucionar confiablemente diversas necesidades energéticas. En cuanto a los costos de inversión (no de operación), son actualmente materia de debate. No obstante, disminuirán con el desarrollo del mercado, con instrumentos normativos y financieros directos, con una clara y real voluntad política. De todas maneras, se debe tener presente que cada tecnología presenta características particulares y únicas que las diferencian unas de otras, donde no todas están en condiciones actuales de ser explotadas comercialmente (energía geotérmica y del mar), de manera que es imprescindible llevar a cabo una estrategia de largo plazo diferenciada para cada una de las energías, en donde se contemple, una prospección de cada recurso, instrumentos de fomento, financiamiento y marco regulatorio

diferenciado, junto con planes de subsidios e incentivos para proyectos pilotos que permitan recoger experiencia y generar conocimiento en esta industria.

Respecto a las generación eléctrica a gran escala con fuentes de ERNC, en el año 2012 ingresaron en operación 165 MW de proyectos de ERNC, siendo la mayor cifra de los últimos años, y respecto con el cumplimiento de lo dispuesto por Ley de 20.257 sobre la obligación de generación de ERNC en los contratos de suministro, por tercer año consecutivo se superó el 5% establecido, llegando a un 7,2%⁹³. Estas cifras demuestran que las metas establecidas por la Ley se están cumpliendo, no obstante, aún queda muchos aspectos por mejorar y resolver, tales como la falta de financiamiento, la regulación de los certificados de energías renovables, el sistema de multas y la conexión al sistema de transmisión. Para solucionar esto, necesariamente debe perfeccionarse Ley General de Servicios Eléctricos e impulsarse políticas públicas que permitan eliminar dichas barreras de entrada.

En cuanto al uso domiciliario de las ERNC, primero debe distinguirse entre quienes tienen acceso a los servicios básicos y aquellos que por estar ubicados en zonas geográficamente remotas no lo tienen.

Sobre el primer grupo, hay un mayor avance legislativo que facilita el desarrollo de proyectos de ERNC. Por una parte se encuentra la Ley 20.571 (Net Metering) que permite la inyección de electricidad con fuentes renovables a la red pública de distribución. Esta medida constituye un primer paso para fomentar el uso domiciliario masivo de estas tecnologías, y si bien aún no entra en vigencia, dado que se está a la espera que se dicte su reglamento, para que su implementación sea exitosa, necesariamente debe ir acompañada de

⁹³CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en Chile. [en línea]. Resumen Anual 2012 <<http://cer.gob.cl/boletin/marzo2013/Reporte-20121.pdf>> [consulta: 11 abril 2013]

incentivos, subsidios y créditos (públicos y/o privados) que permitan abaratar los costos de adquisición e implementación de los sistemas de ERNC, a fin de que la inversión realizada obtenga un mayor retorno en el menor tiempo posible. No basta con que sólo se permita la conexión, sino que además dicha conexión resulte económicamente provechosa para quien la realice.

Por otra parte, está la Ley 20.272 que establece una franquicia tributaria para los Sistemas Solares Térmicos (SST), que si bien constituye un incentivo que no es otorgado directamente a los usuarios finales, sí permitió un crecimiento explosivo en la instalación de SST para agua caliente sanitaria en viviendas y edificios nuevos. El desafío en esta materia está en extender la vigencia del beneficio que finaliza el 31 de diciembre de 2013, establecer mecanismos que permitan traspasar, en todo o en parte, la disminución de costos a los usuarios finales, y además, que estos últimos también puedan ser beneficiarios directos la franquicia tributaria.

En cuanto a los usuarios que no tienen acceso a los servicios básicos, sea porque están ubicados en zonas aisladas de la red o porque los costos de conexión son altísimos, las ERNC sí constituyen una alternativa, y en muchos casos única, de solucionar dicho problema. La utilización de ERNC en la población rural, no sólo permite proveer de los servicios básicos que estos carecen, sino que además disminuye la brecha energética existente en los sectores más vulnerables, contribuye a mejorar la calidad de vida de las personas y evita que las familias migren y abandonen sus viviendas y terrenos. Al respecto, no hay instrumentos de fomento concretos que financien ni faciliten la implementación de sistemas de ERNC en poblaciones rurales, existiendo únicamente programas aislados y de bajo impacto. Un primer paso para avanzar en esta materia es el desarrollo de proyectos pilotos de ERNC en zonas rurales, que permitan probar las tecnologías y obtener información

valiosa para el desarrollo de programas nacionales o elaboración de políticas públicas que apunten a un desarrollo socioeconómico equitativo y sustentable con el medio ambiente.

En definitiva, creo existe consenso en la urgencia de una nueva política energética para el país, donde las energías renovables no convencionales deben tener un rol fundamental por su eficiencia ambiental, limpieza, escasos impactos y cercanía con la sociedad. Esta nueva política debe ser de largo plazo, con visión de país y cuyo concepto o eje principal sea la sustentabilidad, donde el uso eficiente, menor consumo de energía y una mejor calidad de vida y ambiental de los chilenos sean los ejes centrales.

BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN de Geotermia Mexicana. Manual de Geotermia: Ciencias de la Tierra e Ingeniería de Reservorios. Otros materiales [en línea]. <<http://geotermia.org.mx/geotermia/pdf/Manual%20de%20Geotermia.pdf>>

BARRERO, Antonio. Energía Geotérmica y del Mar. España. Haya Comunicación. 2009.

BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley N° 20.257 Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. [en línea]. <<http://www.bcn.cl/histley/historias-de-la-ley-ordenadas-por-numero>>

BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley N° 20.571 Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadores Residenciales. [en línea]. <<http://www.bcn.cl/histley/historias-de-la-ley-ordenadas-por-numero>>

BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Fotovoltaica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/FOTOVOLT.pdf>>

BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Solar Térmica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bun-ca.org/publicaciones/SOLAR.pdf>>

BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Energía Eólica [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bunca.org/publicaciones/EOLICA.pdf>>

BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Hidráulica a Pequeña Escala [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bunca.org/publicaciones/HIDRA.pdf>>

BIOMASS Users Network (BUN-CA). Manual Sobre Energías Renovables: Biomasa [en línea]. Costa Rica. <<http://www.bunca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Solar. [en línea]. Libro Solar. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en SEIA. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=121>>

CENTRO de Energías Renovables. Fuentes de Financiamiento para proyectos de ERNC. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/gestion-energetica/fuentes-de-financiamiento/>>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en Operación. [en línea]. <<http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2012/08/Status-ERNC-Jul-2012-PM-2.pdf>>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Hidroeléctrica. [en línea]. Libro Hidroeléctrica. http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_hidroelectrica.pdf

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Geotermia. [en línea]. Libro Geotermia. <http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_geotermica.pdf>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Energía Marina. [en línea]. Libro Marina. <<http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>>

CENTRO de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Estado de Proyectos ERNC en Chile. [en línea]. Resumen Anual 2012 <<http://cer.gob.cl/boletin/marzo2013/Reporte-20121.pdf>>

CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Fotovoltaicos. En: CURSO DE ENERGÍA SOLAR: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de abril de 2012.

CHUECO, Francisco. Dimensionamiento y Cálculo de Sistemas Eólicos. En: CURSO DE ENERGÍA EÓLICA: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 16 de abril de 2012.

COMISION Nacional de Energía. Guía para la Evaluación Ambiental, Proyectos Eólicos [en línea]. Chile. http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/guia_eolica.pdf

COMISIÓN Nacional de Energía, Ministerio de Energía. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. [en línea]. Publicaciones.

<http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf>

CORFO. Estudio de Preinversión. [en línea]. <<http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/llamados-especiales/llamado-especial-para-estudios-de-preinversion-de-proyectos-de-generacion-electrica-a-partir-de-fuentes-de-energias-renovables-no-convencionales>>

Decreto N° 331, Chile. Aprueba Reglamento de la Ley N° 20.365, que Establece Franquicia Tributaria Respecto de Sistemas Solares Térmicos. Ministerio de Energía. 26 de Junio de 2010.

Decreto N° 244. Chile. Aprueba Reglamento para Medio de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 17 de Enero 2006.

Decreto con Fuerza de Ley N° 4. Chile. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 05 de Febrero 2007.

ENDESA ECO. Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile. [en línea]. <<http://www.pnud.cl/publicaciones/Energias%20renovables.pdf>>

GENERACIÓN de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables, por Luis Vargas, "et al". Santiago, Chile. Universidad de Chile. 2010.

HAAS, Jannik. Dimensionamiento y Cálculo de un Sistema Solar Térmico para ACS. En: CURSO de Energía Solar Térmica: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago, Chile. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de Junio 2011.

JOFRA, Marta y Pep Puig. Energías Renovables Para Todos: Solar Térmica. Valladolid. España. Haya Comunicación. 2008.

JUNTA de León y Castilla. Energía Solar Fotovoltaica: Manual del Instalador. España, Eren, 2003.

MOHR Rioseco. Inserción de Generadores de Energía Renovable en Redes de Distribución. Tesis para Magister en Ciencias de la Ingeniería. Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. 2007.

Ley N° 19.657. Chile. Sobre Concesiones de Energía Geotérmica. Ministerio de Minería. 07 de Enero 200.

Ley N° 19.940. Chile. Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos medianos e Introduce Adecuaciones que indica la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 13 de Marzo 2004.

Ley N° 20.018. Chile. Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 19 de Mayo 2005.

Ley N° 20.257. Chile. Introduce Modificaciones a la ley General de Servicios Eléctricos respecto a la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 20 de Marzo 2008.

Ley N° 20.365. Chile. Establece Franquicia Tributaria Respecto de Sistemas Solares Térmicos. Ministerio de Hacienda. 19 de Agosto 2009.

Ley N° 20.571. Chile. Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. Ministerio de Energía. 22 de Marzo 2012.

LEYTON, Sebastián. Feed-In-Tariff. [en línea]
<<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>>

LEYTON, Sebastián. Sistema de Cuotas – Tendering System. [en línea]
<<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>>

LEYTON, Sebastián. Análisis Sistema Chileno ERNC a la Luz de Modelos Normativos. [en línea] <<http://www.centralenergia.cl/2010/10/20/analisis-sistema-chileno-ernc-a-la-luz-de-modelos-normativos/>>

RAMÍREZ, Enrique. El Net Metering es una Realidad en la República Dominicana. [en línea].<<http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6955>>

Resolución Exenta N° 1.278. Chile. Establece Normas para la Adecuada Implementación de la Ley N° 20.257, que Introdujo Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica

con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales. Comisión Nacional de Energía. 01 de Diciembre de 2009.

REYES, Patricio. Apoyo al financiamiento de Proyectos de Energías Renovables no Convencionales. Líneas de Crédito: ERNC, Eficiencia Energética y Medio Ambiente. Capital de Riesgo. [en línea]. <<http://www.slideshare.net/jpenadonoso/apoyo-al-financiamiento-de-proyectos-de-ernc-1>>

SAUMA, Enzo. Políticas de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile [en línea] Temas de la Agenda Pública. Mayo 2012, N° 52 <http://politicaspUBLICAS.uc.cl/cpp/static/uploads/adjuntos_publicaciones/adjuntos_publicacion.archivo_adjunto>

UNIVERSIDAD de Chile y Universidad Técnica Federico Santa María. Aporte Potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética la Matriz Eléctrica, 2008 – 2025 [en línea]. <http://www.prien.cl/documentos/UEEE-SIC/ENERGIA_web.pdf>

VÁSQUEZ, Horacio. Introducción a la Energía Solar Térmica. En: CURSO de Energía Solar Térmica: Dimensionamiento de un Sistema Domiciliario. Santiago. Centro de Capacitación de Energías Renovables. 15 de Junio 2011.

VENEGAS, Diego. El Net Metering en Chile. [en línea]. <http://www.venegasenergy.cl/net_metering.html>

WATTS, David y Kipreos, Nicolás. Medición Neta [en línea]. Chile. <<http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2011/06/Net-Metering.pdf>>